



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO EN UNA COMUNIDAD DE
PROPIETARIOS**

Autor: Juan Bosco García de Madariaga Orejas

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Instalación solar fotovoltaica de autoconsumo en una comunidad de propietarios
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022/2023 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Juan Bosco García de Madariaga

Fecha: 14/ 07/ 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

ALONSO ALONSO
CONSOLACION -
05408293G

Firmado digitalmente por
ALONSO ALONSO
CONSOLACION - 05408293G
Fecha: 2023.07.16 08:39:20
+02'00'

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: 16/ 07/ 2023



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
**INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO EN UNA COMUNIDAD DE
PROPIETARIOS**

Autor: Juan Bosco García de Madariaga Orejas

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

*A mi directora, Consuelo Alonso,
por su indispensable ayuda durante el proyecto.*

*A mi familia,
por su constante e incondicional apoyo.*

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO EN UNA COMUNIDAD DE PROPIETARIOS

Autor: García de Madariaga Orejas, Juan Bosco

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto analiza diferentes alternativas para llevar a cabo una instalación fotovoltaica de autoconsumo en una comunidad de propietarios de la provincia de Cádiz, con el fin de reducir los gastos eléctricos producidos en sus zonas comunes. Así pues, este proyecto entra en el conjunto de iniciativas propuestas por el marco regulatorio europeo para un futuro de energía sostenible.

La urbanización o comunidad de vecinos objeto de estudio dispone de quince bloques, cada uno de los cuales se compone por 7 viviendas, a excepción del primero, que dispone únicamente de 4. De esta manera, el vecindario está formado por 102 viviendas repartidas en 15 bloques.



Figura 1. Plano en planta de la urbanización objeto de estudio.

Siguiendo el RD 244/2019, del 5 de abril, se decide optar por una modalidad de autoconsumo acogida a compensación por excedentes, la cual destaca por sus reducidas pérdidas en la red y que permite al propietario de la instalación ser recompensado económicamente en sus facturas, en función de la cantidad de energía que exporte a red.

Como primera etapa del proyecto, se analizan los consumos eléctricos producidos en las zonas comunes. Para ello, se diferencian tres tipos de facturas, relativas a tres zonas distintas:

- Bloques: Hacen referencia a los consumos comunes propios de los bloques, como el ascensor, las luminarias de las entradas y la calefacción, entre otros. Estos consumos se dividen en 15 contadores, uno para cada bloque, acogidos a una tarifa 2.0TD. Dichos consumos no se tienen en cuenta para la instalación fotovoltaica.
- Aparcamiento subterráneo: Hace referencia a los consumos propios del aparcamiento subterráneo, de más de 10.000 m². Estos consumos se asocian a un único contador, acogido a una factura 3.0TD y una potencia contratada de 50 kW.
- Zonas comunes: Hacen referencia a los consumos de las zonas comunes de la comunidad, donde se encuentran las piscinas, los gimnasios y las pistas de pádel, entre otros. Esta zona se asocia a un único contador, acogido a una tarifa 3.0TD y una potencia contratada de 16 kW.

Así pues, se analiza que el consumo eléctrico anual producido tanto por la suma del aparcamiento subterráneo y las zonas comunes es de 40.474,85 kWh/año, según se recoge en las facturas. Además, se estima un consumo de 40.500 kWh/año a partir de un estudio del inventario de la urbanización, bastante similar al extraído de las facturas.

A continuación, se estima el recurso solar del emplazamiento, a través de una ponderación entre las bases de datos de Meteonorm, PVGIS y NASA, a raíz del cual se obtiene una radiación solar global horizontal de 1.820 kWh/m² año.

Una vez estimado el consumo y el recurso solar, se procede al dimensionamiento de las alternativas para la instalación. En concreto, se dimensiona primeramente un sistema fotovoltaico autónomo, que requerirá del uso de baterías, y posteriormente un sistema fotovoltaico conectado a red. Cabe destacar que la instalación queda limitada a un espacio de dos cubiertas de un total aproximado de 200 m², las relativas al gimnasio y los vestuarios, las cuales se encuentran a muy poca distancia, pero tienen la desventaja de estar orientadas a 45 y -45° con respecto al sur, respectivamente.

Para el dimensionamiento analítico del sistema aislado, se estima primero el consumo medio diario, de 110,89 kWh/día. Posteriormente, utilizando los datos del recurso solar, se dimensiona el generador fotovoltaico a partir de los tres métodos más comunes: el criterio del mes peor y el de máxima captación de energía para el caso en el que se utilice regulador

con MPPT, y el método amperios-hora en caso de contar con otro tipo de regulador. Para ello, y debido a las limitaciones de espacio, se decide aprovechar al máximo las cubiertas, instalando todos los módulos con una inclinación nula, y orientados según cada cubierta. El máximo número de módulos que caben según el modelo escogido es de 88. Así pues, como el dimensionamiento precisa de que los módulos se agrupen en strings de 5 módulos, se colocan finalmente 85 módulos con 17 ramas en paralelo, lo cual da una potencia pico de 36,55 kWp. Cabe destacar que, con esta distribución, no se llega al máximo que podrían consumir las zonas comunes en un determinado día, por lo que se necesitaría de un grupo electrógeno.

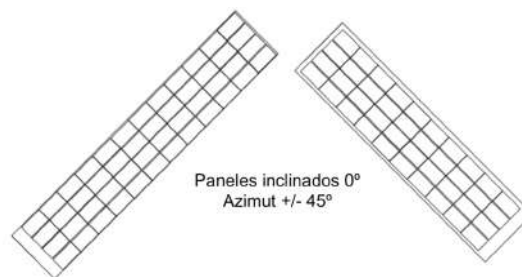


Figura 2. Máxima utilización de los paneles fotovoltaicos en las cubiertas disponibles.

En cuanto al dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a red, ya no es necesario el dimensionamiento de baterías. En este caso, se analizan dos situaciones, un escenario para cubrir el 100% del consumo, y otro escenario para el 50%. Para ello, se dimensionan de dos formas, primero analíticamente, y después computacionalmente, a través del software PVSyst. Los resultados del estudio para el caso de la instalación conectada a red se muestran a continuación, tanto para el método analítico como para el computacional con PVSyst.

<i>Consumo</i>	<i>Potencia (kWp)</i>	<i>Método</i>	<i>Número de Módulos</i>	<i>Energía producida (kWh/año)</i>	<i>Energía autoconsumida (kWh/año)</i>	<i>Energía vertida a red (kWh/año)</i>	<i>Energía consumida de la red (kWh/año)</i>
100%	37,84	Analítico	88	53.344	40.303	13.041	0
		Computacional	88	54.082	16.709	37.373	23.593
50%	20,7	Analítico	48	29.181	29.181	0	11.122
		Computacional	48	28.801	15.204	13.777	25.098

Tabla 1. Resultados del dimensionamiento del sistema conectado a red, para cada caso y método.

De esta manera, tomando el método computacional como referencia, la instalación destinada al 100% del consumo precisa de disponer 88 módulos, dispuestos 11 ramales y con una potencia de 37,84 kWp, mientras que la instalación del 50% del consumo precisa de 48 módulos, dispuestos en 6 ramales y con una potencia de 20,7 kWp.

Por último, se analiza la rentabilidad de ambas situaciones, siendo la inversión requerida para el 100% del consumo de 49.678 € (1.312,85 €/kWp), y para el 50% de 28.942 € (1.398,17 €/kWp), sin descontar las subvenciones correspondientes. A partir del análisis, se decide instalar los 48 módulos destinados al 50% del consumo, al tener esta un mayor VAN (10.120,57 €) y TIR (16,88 %), calculados con una tasa de descuento del 5%, además de tener un período de Pay-Back menor (3 años). Así pues, se decide instalar 48 módulos, distribuidos en 6 ramales de 8 módulos cada uno, con un total de 20,7 kWp de potencia pico, destinada a cubrir el 50% del consumo eléctrico.

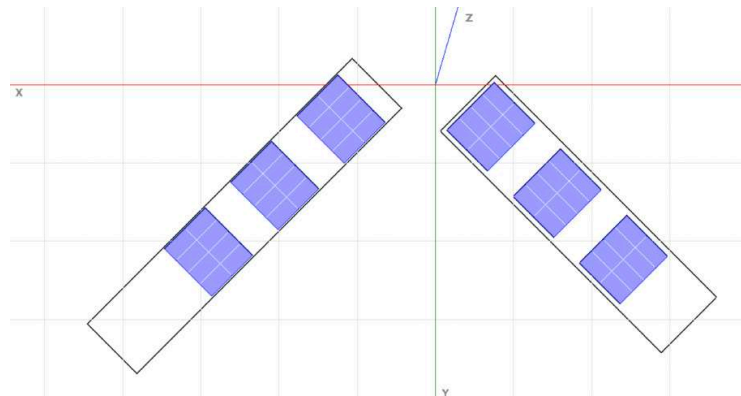


Figura 3. Distribución de los paneles fotovoltaicos en las cubiertas para el caso del 50% del consumo.

De esta manera, con esta instalación se estaría ahorrando anualmente un consumo de red de 28.981 kWh, por lo que se deduce que, aplicando el etiquetaje del mix energético de 0,273 kg CO₂eq/kWh, se evitaría una emisión de unos 7.911,81 kg de CO₂ anuales con la puesta en actividad de este proyecto.

Se muestra a continuación el esquema unifilar de la instalación escogida.

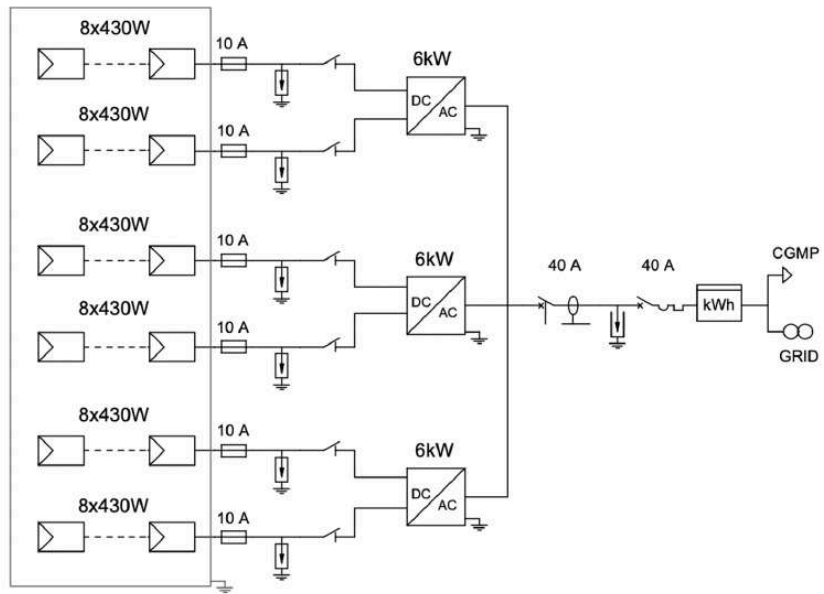


Figura 4. Esquema unifilar de la instalación escogida.

SELF-CONSUMPTION PHOTOVOLTAIC SOLAR INSTALLATION ON A COMMUNITY

Author: García de Madariaga Orejas, Juan Bosco

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The project analyzes different alternatives in order to build a self-consumption photovoltaic solar installation on a neighbor community in Cádiz, so as to reduce the energy consumption. This project aligns with the European objectives regarding a more sustainable future in energy terms.

The community to study is composed of 15 blocks, each of whom is composed of 7 apartments, excepting one of them, which is composed of 4 buildings. In this way, the community has 102 apartments distributed in 15 blocks.



Figure 5. Layout of the community under study.

Following the RD 244/2019 rules, the chosen modality is a self-consumption modality benefiting from compensation of surpluses, which stands out for letting the owner of the installation being economically rewarded in his bills, depending on the quantity of energy exported to the grid.

As a first step, the electrical consumption produced by the common areas are analyzed. There are three different kinds of electric bills, each of them related to a different region:

- Blocks: They are related to the common consumption of the blocks, as the elevator, the luminaries of the housing entries and the heating, among others. These consumptions are divided in 15 different energy meters, one for each block (2.0TD rate). These consumptions are not included in the photovoltaic system.
- Underground parking: related to the consumption of the underground parking, of more than 10.000 m². These are associated to a single meter, with a hired potency of 50 kW (3.0TD rate).
- Common areas: related to the consumptions of the common areas, where the swimming pools, gyms and paddle courts are located, among others. These are associated to a single meter, with a hired potency of 16 kW (3.0TD rate).

Therefore, the annual electric consumption produced by the addition of the parking and the common areas is of 40.474,85 kWh/year, regarding the bills. Moreover, an estimation of 40.500 kWh/year is obtained from a inventory analysis, very similar to the electric bills.

The next step is to analyze the solar resource of the location, through a weighing process of three different databases (Meteonorm, PVGIS and NASA). As a result, a solar global horizontal radiation of 1.820 kWh/m² year is obtained.

Once the solar resource and the consumption are estimated, the next step is the sizing of the different installation alternatives. First, an autonomous photovoltaic system is designed, which will require of a battery system, and then, a connected to grid system will be designed. It is worth noting that the installation is limited to be installed in an approximated area of 200 m², related to the roofs of the gym and the changing rooms, both close to each other, but with the disadvantage of being oriented 45° and -45° with respect to the south.

For the autonomous system, the average daily consumption is estimated as a first step, resulting in 110,89 kWh/day. Subsequently, using the solar resource data, the PV generator is designed following three different methods: the worst month criteria and the maximum energy uptake method in case a MPPT solar regulator is installed, and the amp-hour method otherwise. Following these methods, and due to the area limitation, the modules are installed with zero degrees inclination, oriented according to each roof. The maximum number of modules that can be installed are 88. Then, as the sizing determines to have strings of 5

modules, 85 modules are decided to be installed, organized in 17 parallel branches, resulting in 36,55 kWp. This configuration cannot guarantee to cover all the demand at every single hour of the year, so an extra generation set needs to be installed.

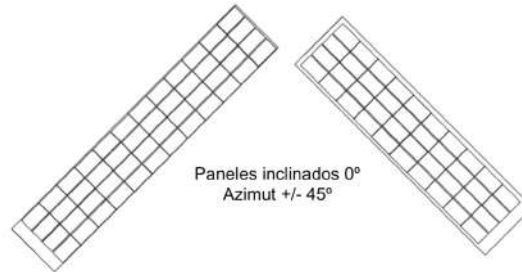


Figure 6. Maximum possible distribution of the PV panels on the available roofs.

Regarding the PV system connected to grid, a battery storage is no longer needed. In this case, two situations are analyzed: one stage in order to cover a 100% of the total consumption, and another one in order to cover only the 50%. Both methods are sized analytically and computationally through the PVSyst software. The results are shown below.

<i>Consumption</i>	<i>Power (kWp)</i>	<i>Method</i>	<i>Number of modules</i>	<i>Produced energy (kWh/year)</i>	<i>Self-consumed energy (kWh/year)</i>	<i>Exported energy (kWh/year)</i>	<i>Energy consumed from grid (kWh/year)</i>
100%	37,84	Analytical	88	53.344	40.303	13.041	0
		Computational	88	54.082	16.709	37.373	23.593
50%	20,7	Analytical	48	29.181	29.181	0	11.122
		Computational	48	28.801	15.204	13.777	25.098

Table 1. Design results of the connected to grid system, for each case and method.

In this way, the installation designed to cover 100% of the consumptions has 88 modules, organized in 11 branches with a total of 37,84 kWp, while the 50% case has 48 modules, organized in 6 branches with a total of 20,7 kWp.

Finally, the profitability of both cases is analyzed, being the initial investment for the 100% case of 49.678 € (1.312,85 €/kWp), and for the 50% case of 28.942 € (1.398,17 €/kWp), without taking into account the subsidy discount. As a result of the analysis, the 50% case is the option chosen, as it has a higher NPV (10.120,57 €) and IRR (16,88 %), calculated with a 5% discount rate, and also having a lower period of Pay-Back (3 years).

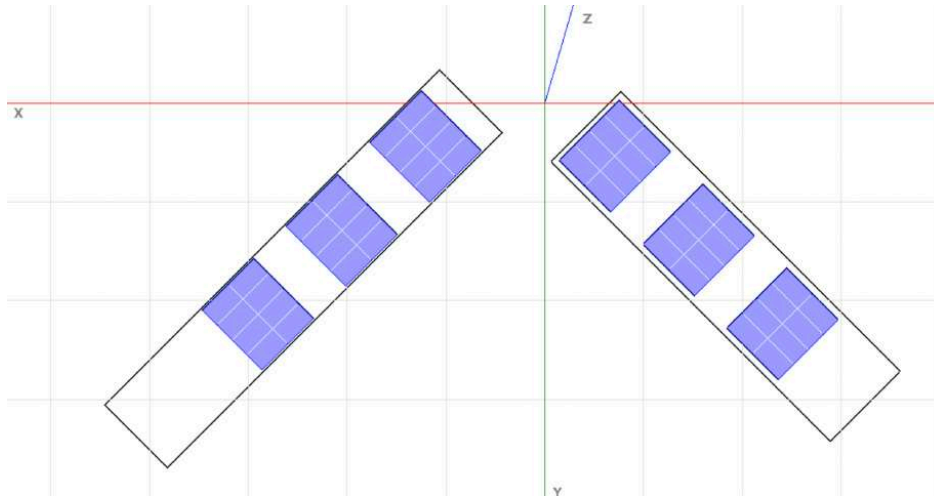


Figure 7. PV panels distribution for the 50% consumption case.

This installation allows an annual saving of 28.981 kWh of energy consumed from the grid, which results in avoiding approximately 7.911,81 kg of CO₂ per year. This amount is calculated by applying the energy mix tax of 0,273 kg CO₂eq/kWh.

A single line diagram of the final installation is shown below.

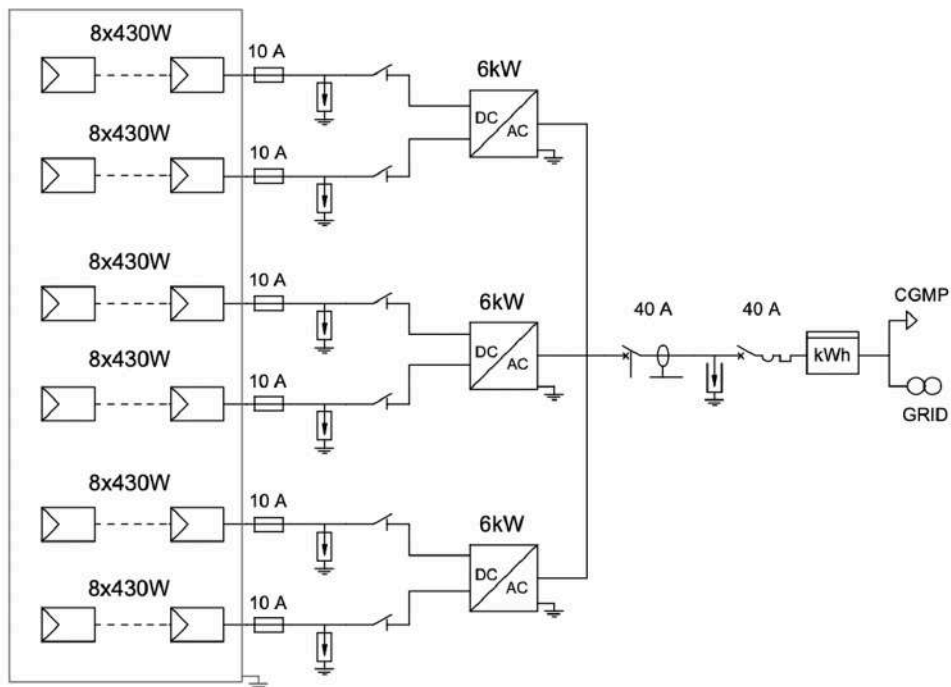


Figure 8. Single-line diagram of the chosen installation.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	12
Capítulo 2. Contexto y justificación del proyecto.....	13
2.1 Contexto climático.....	13
2.1.1 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	14
2.1.2 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima	17
2.2 Marco regulatorio del autoconsumo	19
2.3 Estado de la penetración del autoconsumo en España.....	21
Capítulo 3. Características de la urbanización objeto de estudio.....	24
3.1 Localización.....	24
3.2 Descripción de la urbanización.....	25
3.3 Climatología	31
3.4 Arquitectura y envolvente	34
3.4.1 Cimentación.....	35
3.4.2 Estructura	36
3.4.3 Fachadas, cerramientos exteriores y divisiones interiores	36
3.4.4 Cubiertas.....	36
3.4.5 Zonas comunes.....	37
3.5 Instalaciones	39
3.5.1 Instalaciones de saneamiento	39
3.5.2 Instalaciones de fontanería.....	40
3.5.3 Instalación de ventilación.....	40
3.5.4 Instalación de electricidad.....	41
3.5.5 Instalación de climatización.....	42
Capítulo 4. Estudio del consumo eléctrico a abastecer.....	43
4.1 Consumos eléctricos comunes según las facturas eléctricas	43
4.2 Consumos eléctricos comunes según inventario y utilización anual.....	49
4.3 Diagnóstico y medidas de eficiencia	53
Capítulo 5. Estudio del recurso solar.....	56

5.1	Teoría del recurso solar	56
5.2	Estudio de radiación en la urbanización	57
Capítulo 6. Principales componentes de una instalación de autoconsumo		63
6.1	Instalación fotovoltaica aislada.....	63
6.2	Instalación fotovoltaica conectada a red.....	64
6.3	Descripción de los componentes	65
6.3.1	Paneles Fotovoltaicos.....	65
6.3.2	Reguladores de carga.....	66
6.3.3	Baterías.....	67
6.3.4	Inversores.....	68
6.3.5	Protecciones.....	69
6.3.6	Contador eléctrico.....	69
6.3.7	Grupo electrógeno.....	70
Capítulo 7. Modalidad de autoconsumo adoptada y permisos requeridos.....		71
Capítulo 8. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo		75
8.1	Estimación del consumo diario.....	75
8.2	Dimensionamiento del generador fotovoltaico.....	75
8.2.1	Criterio del mes crítico.....	79
8.2.2	Criterio de la máxima captación de energía anual.....	82
8.2.3	Método amperios-hora	83
8.2.4	Estudio para inclinación nula.....	85
8.2.5	Estudio del área disponible y viabilidad	86
8.3	Dimensionamiento del sistema de acumulación.....	89
8.4	Dimensionamiento del regulador.....	90
8.5	Dimensionamiento del inversor.....	92
8.6	Dimensionamiento del cableado.....	93
8.6.1	Lado de corriente continua.....	95
8.6.2	Lado de corriente alterna	98
8.7	Dimensionamiento del grupo electrógeno.....	101
8.8	Dimensionamiento de las protecciones	102
8.8.1	Lado de corriente continua.....	102
8.8.2	Lado de corriente alterna	103

Capítulo 9. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a red.....	104
9.1 Dimensionamiento analítico	104
9.1.1 Dimensionamiento de inversores y módulos	104
9.1.2 Estimación de la energía eléctrica vertida a red.....	108
9.1.3 Dimensionamiento de las protecciones	113
9.1.4 Dimensionamiento del contador.....	114
9.1.5 Dimensionamiento del cableado.....	115
9.2 Dimensionamiento computacional con PVsyst	121
9.3 Comparación y conclusión	128
Capítulo 10. Análisis económico de viabilidad.....	129
10.1 Cuantificación de la inversión	129
10.2 Estimación de energía producida.....	131
10.3 Estimación de los ingresos y ahorros	132
10.4 Rentabilidad del proyecto	138
Capítulo 11. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	143
Bibliografía	145
Anexo I. Plano de las cubiertas.....	148
Anexo II. Esquema unifilar de la instalación	149
Anexo III. Diagrama de Gantt.....	150
Anexo IV. Fichas técnicas de los equipos de la instalación	151
Anexo V. Simulación en PVsyst para el 50% del consumo.....	177

Índice de figuras

Ilustración 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible marcados por la ONU de cara al año 2030 [1].....	15
Ilustración 2. Evolución de las emisiones de la generación de energía eléctrica en España entre 2018 y 2022, según REE [3].....	18
Ilustración 3. Mix energético en España desde el 1 de junio de 2022 hasta el 31 de mayo de 2023 [3].....	19
Ilustración 4. Evolución de la potencia instalada en España hasta 2022 [6].	22
Ilustración 5. Coordenadas de la urbanización según el Sistema Europeo de Referencia Terrestre 1989, obtenido a través del sistema de identificación de parcelas agrícolas SIGPAC [7].....	24
Ilustración 6. Parcela catastral donde se localiza la urbanización objeto de estudio, según la Sede Electrónica del Catastro del Ministerio de Hacienda y Función Pública (Gobierno de España) [8].....	25
Ilustración 7. Distribución de los bloques residenciales de la urbanización Senda Chica [4].	26
Ilustración 8. Vista aérea de la urbanización Senda Chica [4].	27
Ilustración 9. Viviendas de la planta inferior de cada bloque [9].....	28
Ilustración 10. Viviendas de la planta intermedia de cada bloque [9].....	28
Ilustración 11. Viviendas de la planta superior de cada bloque [9].....	29
Ilustración 12. Distribución interna de la vivienda Garden House [10].....	29
Ilustración 13. Distribución interna de la vivienda Roof Garden [10].	30
Ilustración 14. Distribución interna de la vivienda Penthouse [10].	30
Ilustración 15. Promedio de temperatura máxima y mínima en la estación meteorológica del aeropuerto de Gibraltar, obtenido a raíz de datos extraídos de 1980 a 2016 [11].	32
Ilustración 16. Promedio de temperatura horaria en la estación meteorológica del aeropuerto de Gibraltar, obtenido a raíz de datos extraídos de 1980 a 2016 [11].	32
Ilustración 17. Categorías de nubosidad en la estación meteorológica del aeropuerto de Gibraltar, obtenidas a raíz de datos extraídos de 1980 a 2016 [11].....	33

Ilustración 18. Salida del sol y puesta del sol en la estación meteorológica del aeropuerto de Gibraltar, obtenidas a raíz de datos extraídos de 1980 a 2016 [11].....	33
Ilustración 19. Energía solar de onda corta incidente diaria promedio en Cádiz, obtenida a raíz de datos extraídos de 1980 a 2016 [11, 12].	34
Ilustración 20. Fotografía de un bloque de la urbanización Senda Chica [4].....	35
Ilustración 21. Vista aérea de los bloques residenciales de la urbanización Senda Chica [10].	37
Ilustración 22. Croquis catastral de la urbanización Senda Chica de Sotogrande, con referencia catastral 2087517TF9128N. Obtenido a través de la Sede Electrónica del Catastro (Ministerio de Hacienda, Gobierno de España) [8].	38
Ilustración 23. Plano catastral tridimensional de la parcela, georreferenciado a través del sistema geográfico Google Earth Pro.	39
Ilustración 24. Discriminación horaria característica de la Tarifa 3.0TD [13].....	44
Ilustración 25. Distribución de los consumos eléctricos de los servicios comunes de cada bloque.	46
Ilustración 26. Desglose de los consumos eléctricos de los bloques por franja horaria.....	46
Ilustración 27. Desglose de los consumos eléctricos del aparcamiento subterráneo por franja horaria.	47
Ilustración 28. Desglose de los consumos eléctricos de las zonas comunes por franja horaria.	48
Ilustración 29. Tipos de radiación solar según su trayectoria hasta llegar a la superficie terrestre [12].	57
Ilustración 30. Radiación global horizontal en Sotogrande, según Meteonorm, NASA y PVGIS.....	59
Ilustración 31. Radiación global (amarillo) y radiación difusa (naranja) a lo largo del año en Sotogrande, según la base de datos Meteonorm.....	61
Ilustración 32. Temperatura en la comunidad objeto de estudio, según la base de datos Meteonorm.....	62
Ilustración 33. Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas [14].	63
Ilustración 34. Instalación fotovoltaica aislada [14].	64

Ilustración 35. Instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a la red eléctrica [14].	64
Ilustración 36. Sección y funcionamiento de una celda fotovoltaica [15].....	65
Ilustración 37. Láminas que conforman un módulo fotovoltaico [16]......	66
Ilustración 38. Esquema simplificado de un regulador de carga solar [17].	67
Ilustración 39. Modalidad de autoconsumo adoptada para la comunidad objeto de estudio [18].....	71
Ilustración 40. Exenciones de permisos de acceso y depósito de garantías [18].....	72
Ilustración 41. Informe de 2018 sobre la eficiencia de los principales tipos de celdas fotovoltaicas [19].....	76
Ilustración 42. Medidas del módulo fotovoltaico Maxeon 3 (430 W) de SunPower [21]. .	77
Ilustración 43. Vista en planta de los planos de la urbanización Senda Chica [10].	78
Ilustración 44. Distancia mínima para evitar sombras en los módulos fotovoltaicos paralelos [22].....	86
Ilustración 45. Pruebas de colocación de los paneles fotovoltaicos en las cubiertas seleccionadas.	88
Ilustración 46. Ejemplo de tramos de cableado de la instalación [23].	94
Ilustración 47. Tipo de conductor escogido para el tramo exterior, según ITC-BT-19 del REBT.	94
Ilustración 48. Tipo de conductor escogido para el tramo interior, según ITC-BT-19 del REBT.	94
Ilustración 49. Tabla C.52.3 de la UNE-HD 60364-5-52 [24]......	95
Ilustración 50. Tabla de secciones mínimas según el método de intensidad máxima admisible [25].....	96
Ilustración 51. Caídas de tensión máximas admisibles según el punto 5 del ITC-BT-40 [23].	97
Ilustración 52. Grupo electrógeno diésel HYW-30 M5 de la marca Himoinsa [26].....	102
Ilustración 53. Producción mensual de energía del sistema fotovoltaico de 37,84 kWp según PVGIS.....	112
Ilustración 54. Esquema de contadores para instalación con excedentes acogidos a compensación [27].....	114

Ilustración 55. Disposición de los módulos para la instalación destinada a satisfacer el 100% del consumo.....	122
Ilustración 56. Disposición de los módulos para la instalación destinada a satisfacer el 50% de la demanda.....	123
Ilustración 57. Diagrama de sombras producidas por la orografía para el caso del 100% del consumo.....	123
Ilustración 58. Diagrama Sankey para el 100% del consumo.....	124
Ilustración 59. Diagrama Sankey para el 50% del consumo.....	125
Ilustración 60. Producción normalizada para la instalación destinada al 100% del consumo.....	126
Ilustración 61. Producción normalizada para la instalación destinada al 50% del consumo.....	126
Ilustración 62. Esquema unifilar de la instalación destinada al 100% del consumo.....	127
Ilustración 63. Esquema unifilar de la instalación destinada al 50% del consumo.....	128
Ilustración 64. Distribución de los flujos de energía para el caso del 100% del consumo.....	141
Ilustración 65. Distribución de los flujos de energía para el caso del 50% del consumo..	142

Índice de tablas

Tabla 1. Tomas de electrificación básica de la instalación de electricidad diseñada para las viviendas de la urbanización Senda Chica.	41
Tabla 2. Suma de consumos eléctricos de los servicios comunes relativos a los quince bloques.....	45
Tabla 3. Consumos eléctricos del aparcamiento subterráneo de la comunidad.	47
Tabla 4. Consumos eléctricos de las zonas comunes.	48
Tabla 5. Inventario y análisis de consumo de las zonas comunes de los bloques.	50
Tabla 6. Inventario y análisis de consumo del aparcamiento subterráneo	51
Tabla 7. Inventario y análisis de consumo de las zonas comunes del recinto.	53
Tabla 8. Comparativa del análisis del consumo eléctrico de los servicios comunes de la urbanización Senda Chica.	53
Tabla 9. Ahorro energético tras la instalación de sensores de proximidad en los ascensores.	54
Tabla 10. Ahorro energético tras la desconexión de los consumos ‘fantasma’ en estado de reposo.....	55
Tabla 11. Radiación global horizontal en Sotogrande, según distintas bases de datos.	59
Tabla 12. Ponderación de la contribución de las diferentes bases de datos utilizadas para el estudio del recurso solar en función de su fiabilidad.....	60
Tabla 13. Datos relativos al estudio del recurso solar en la urbanización objeto de estudio.	61
Tabla 14. Consumo energético medio diario de los consumos comunes de la urbanización Senda Chica.	75
Tabla 15. Datos eléctricos del módulo fotovoltaico Maxeon 3 (430 W) de SunPower [21].	77
Tabla 16. Irradiación global diaria en Senda Chica para diferentes inclinaciones respecto al plano horizontal, según la base de datos PVGIS.	79
Tabla 17. Potencia necesaria del generador fotovoltaico para cada inclinación y mes.....	80

Tabla 18. Irradiación global diaria media en Senda Chica entre 2005 y 2020, según PVGIS.	82
Tabla 19. Potencia necesaria del generador fotovoltaico según la media anual.....	82
Tabla 20. Cálculo de módulos fotovoltaicos necesarios para una inclinación de 0°.....	86
Tabla 21. Potencia pico a instalar para los módulos con inclinación nula.....	89
Tabla 22. Distribución de módulos e inversores para la instalación fotovoltaica conectada a red.	108
Tabla 23. Rendimiento mensual de la instalación.....	111
Tabla 24. Estimación de energía producida por la instalación.....	112
Tabla 25. Dimensionamiento del cableado para cada caso de estudio.....	121
Tabla 26. Evolución de la energía producida por la instalación fotovoltaica, en MWh/año.	127
Tabla 27. Comparativo de energía producida entre los distintos métodos de dimensionamiento.....	128
Tabla 28. Inversión inicial para la instalación destinada al 100% del consumo.....	130
Tabla 29. Inversión inicial para la instalación destinada al 50% del consumo.....	130
Tabla 30. Evolución de la energía producida por cada instalación incluyendo pérdidas de operación y mantenimiento.	132
Tabla 31. Estimación de precios de energía eléctrica en España a futuro, según OMIP [28].	132
Tabla 32. Ahorro anual debido a la energía consumida directamente de la planta fotovoltaica para el caso que abarca el 100% del consumo.....	133
Tabla 33. Ahorro anual debido a la energía consumida directamente de la planta fotovoltaica para el caso que abarca el 50% del consumo.....	134
Tabla 34. Ingresos por excedentes de energía para el caso destinado al 100% del consumo.	136
Tabla 35. Ingresos por excedentes de energía para el caso destinado al 50% del consumo.	137
Tabla 36. Subvención de reducción de la cuota del IBI.....	137
Tabla 37. Estudio de rentabilidad para el caso destinado al 100% del consumo.....	139

Tabla 38. Estudio de rentabilidad para el caso destinado al 50% del consumo.	140
Tabla 39. Comparativa de rentabilidad entre los casos de estudio.	142

Lista de acrónimos

A: Amperio

AT: Alta Tensión

BT: Baja Tensión

CA: Corriente Alterna

CC: Corriente Continua

GEI: Gases de Efecto Invernadero

MT: Media Tensión

NASA: National Aeronautics and Space Administration

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

ONU: Organización de las Naciones Unidas

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía

OMIP: Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugués

PIB: Producto Interior Bruto

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System

REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

REE: Red Eléctrica Española

V: Voltio

VAN: Valor Actual Neto

W: Vatio

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Este proyecto se basa en el estudio y diseño de las instalaciones necesarias para llevar a cabo el autoconsumo de electricidad en una comunidad de vecinos situada en la provincia española de Cádiz, con el objetivo de optimizar el consumo energético de las zonas comunes a partir de energía solar fotovoltaica.

El uso de las energías renovables en los últimos años está experimentando un crecimiento exponencial, motivado por la necesidad de reducir el uso de combustibles fósiles, debido en parte a la escasez de este recurso. Esta necesidad se ha visto fortalecida por una creciente concienciación social, impulsada por tratados internacionales y regulaciones europeas, que tiene como objetivo fomentar el uso de energías limpias para reducir así las emisiones de gases de efecto invernadero y, en definitiva, combatir el cambio climático.

Dentro del grupo de energías renovables, la fotovoltaica es la energía que está experimentando un mayor crecimiento en los últimos años, siendo también una de las tecnologías con mayor potencia instalada en España. La generación de energía fotovoltaica puede realizarse a gran escala para aportar energía a la red, o en pequeña escala destinada al autoconsumo de residencias o edificios. Mientras que a gran escala es preciso utilizar alta cantidad de paneles normalmente alejados de los consumidores, en el autoconsumo se requiere una menor cantidad de paneles y se suelen situar en las cercanías de los puntos de consumo.

De esta manera, el proyecto se enmarca en la línea de tendencia hacia la reducción de emisiones y a la creación de ciudades más limpias y sostenibles, centrándose en la generación de energía fotovoltaica destinada al autoconsumo residencial.

Además del análisis técnico y diseño concreto de la instalación fotovoltaica de autoconsumo, en el informe se incluirá un análisis más detallado acerca del contexto actual en el que se sitúa el proyecto y las evidencias que justifican su ejecución en el ámbito ambiental.

Capítulo 2. CONTEXTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Este capítulo se enfoca en contextualizar la situación actual del autoconsumo y sus beneficios, para así poder justificar la ejecución del proyecto.

En primer lugar, se ahondará en el contexto climático mundial, centrado en Europa, así como la forma en la que el proyecto se alinea con la normativa actual. En este sentido, se pretende evaluar a nivel climático el impacto y la viabilidad del proyecto, dentro del marco regional donde se quiere implementar. En segundo lugar, se explicará el marco normativo y regulatorio que rige el autoconsumo en España, de tal manera que se puedan determinar las condiciones y limitaciones que aplican al proyecto. Por último, se evaluará el estado de la penetración del autoconsumo en España, para posteriormente analizar si el proyecto es viable y está en línea con los objetivos regionales.

2.1 CONTEXTO CLIMÁTICO

El contexto climático actual en Europa se caracteriza por una creciente preocupación sobre los efectos del cambio climático y la necesidad de abordarlos de manera urgente.

Se conoce por cambio climático a la tendencia actual de aumento de las temperaturas y alteraciones climáticas provocado por actividades humanas como el uso de combustibles fósiles, carbón, petróleo o gas para producir energía, así como la deforestación, las producciones industriales, la expansión urbanística o el exceso de residuos, entre otros. Numerosos informes científicos evidencian que el abuso de estas prácticas humanas puede resultar en graves consecuencias para el entorno, como pérdidas de biodiversidad, impactos en la producción agrícola y la seguridad alimentaria, aumento de eventos climáticos extremos, aumento del nivel del mar y calentamiento global. Entre los documentos más destacados que evidencian este problema, destacan los informes del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) y los del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA).

A pesar de que la UE es únicamente responsable de alrededor del 10% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero, es líder mundial en la transición hacia un futuro sostenible. Entre las principales iniciativas tomadas a cabo por Europa para combatir el cambio climático destaca el Acuerdo de París de 2015, que es un tratado internacional adoptado durante la vigesimoprimer Conferencia de las Partes (COP) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio climático (CMNUCC). En este tratado, se estableció un marco global para que todos los países miembros tomen medidas ambiciosas y concretas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y adaptarse a los impactos del cambio climático.

Además, en 2019 la Unión Europea acordó junto con todos los países miembros lograr ser climáticamente neutros para 2050. Esto implica que los países miembros se comprometen a reducir drásticamente sus emisiones, así como tratar de compensar aquellas que no puedan sustituir, para lograr alcanzar un equilibrio cero de emisiones netas. Un año más tarde, la UE acordó un nuevo objetivo para 2030, en el que se ponía como objetivo reducir las emisiones de la UE en al menos un 55%.

A nivel global, los líderes mundiales, en nombre de la Organización de las Naciones Unidas, adoptaron en 2015 un conjunto de objetivos globales para combatir los principales problemas sociales, económicos y globales en el mundo, lo que se conoce como Objetivos de Desarrollo Sostenible. Al igual que los tratados de la UE, los objetivos de la ONU se marcaron para 2030.

A continuación, se analizará la alineación del proyecto con los objetivos sostenibles a nivel mundial, a través de los ODS, y a nivel nacional, a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

2.1.1 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivo de Desarrollo Sostenible, en adelante ODS, son un conjunto de 17 metas establecidas por las Naciones Unidas en 2015, incluida en la Agenda 2030 de esta organización. El objetivo de estas metas es el de buscar un desarrollo sostenible abordando

los mayores desafíos sociales, económicos y ambientales que amenazan al planeta y a la humanidad.

Cada meta aborda una temática diferente, y en cada una de las metas se encuentran multitud de objetivos asociados a dicha temática. El objetivo es el de alcanzar todas las metas para el año 2030, para así poder mejorar las condiciones de vida de las personas en todo el mundo. De esta manera, integra los aspectos económicos, sociales y ambientales junto con el desarrollo sostenible, para así abordarlos de manera conjunta.

A continuación, se muestran en la *Ilustración 1* las diecisiete metas mencionadas.



Ilustración 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible marcados por la ONU de cara al año 2030 [1].

De los diecisiete objetivos, se analizará la alineación del proyecto con cinco de ellos, concretamente el 7 (energía asequible y no contaminante), el 8 (trabajo decente y crecimiento económico), el 9 (industria, innovación e infraestructura), el 11 (ciudades y comunidades sostenibles) y el 13 (acción por el clima).

El objetivo 7 busca “garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna”. El proyecto está alineado con dos sub-metas dentro de este objetivo, concretamente la 7.2, que pretende aumentar considerablemente la proporción de la energía

renovable dentro de todas las fuentes de energía, y la 7.3, que pretende mejorar la eficiencia energética a nivel mundial.

En el informe de emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad en España de Red Eléctrica Española en 2022, se muestran los factores de emisión de gases de efecto invernadero en función de la tecnología utilizada para la generación de electricidad. Como es razonable, las tecnologías no renovables tienen un factor de emisión elevado por megavatio-hora generado.

Además, en el informe de 2022 del mix energético de REE publicado por la CNMC, se declara un etiquetaje de la energía producida en este año de 0,273 kg CO₂eq/kWh. De esta manera, como el objetivo final del proyecto, explicado en el apartado de conclusiones, es el de cubrir la mitad de la demanda eléctrica de los servicios comunes de la urbanización exceptuando los relativos a los bloques, que se estiman en el cálculo mediante PVSyst de estar cerca de los 28.981 kWh anuales, se estaría evitando una emisión de aproximadamente 7.911,81 kg de CO₂ anuales con la puesta en actividad de este proyecto.

El proyecto evalúa dentro del *Capítulo 4* un estudio para mejorar la eficiencia energética en la urbanización, lo cual se alinea con el objetivo 7.3. En este estudio, se concluye un ahorro de 4.012 kWh anuales, lo cual equivaldría a un ahorro adicional de 1.095,26 kg CO₂eq/kWh al año.

El objetivo 8 tiene como meta “un crecimiento económico inclusivo y sostenido para impulsar el progreso, crear empleos decentes y mejorar los estándares de vida”. El proyecto fomenta la creación de empleo, ya que será necesario contratar a profesionales que se encarguen de la instalación del proyecto y su mantenimiento. Además, el fin de dicho empleo se alinea con los objetivos de sostenibilidad.

El objetivo 9 lucha por una “industrialización inclusiva y sostenible, junto con innovación e infraestructura, clave para promover nuevas tecnologías, facilitar el comercio internacional y permitir el uso eficiente de recursos”. La creación de proyectos fotovoltaicos se enmarca en una industria sostenible, promoviendo una mejor utilización del recurso energético.

El objetivo 11 busca “lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles”. Dentro de este objetivo, el proyecto favorece el sub-objetivo 11.6, que pretende “reducir el impacto ambiental negativo per cápita de las ciudades”, ya que pretende poner el foco del proceso de descarbonización en la ciudadanía, acercando la generación a los puntos de consumo. Fomentando esta práctica se reduce considerablemente el coste del transporte de la energía y se ayudaría a mejorar la calidad de vida en las ciudades, al reducir las emisiones contaminantes, perjudiciales para la salud del ser humano.

Por último, y en consonancia con lo constatado con anterioridad, cabe destacar la alineación del proyecto con el objetivo 13, que pretende “adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos”. Si bien es cierto que el objetivo está planteado para establecer medidas gubernamentales de peso, el proyecto en sí está en línea con el objetivo final, que trata de combatir el cambio climático.

Por todo ello, se concluye que el proyecto está alineado con las políticas marcadas en los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

2.1.2 PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, en adelante PNIEC, es un documento demandado por la UE en 2021 a cada Estado miembro, con el fin de que dichos países testifiquen y consigan los objetivos marcados en los anteriores tratados para 2030, y con garantías de continuar más allá de dicho año. Así pues, el PNIEC de cada país sirve para marcar el grado de cumplimiento y establecer las actuaciones necesarias para corregir cualquier tipo de desvío en los objetivos. Además, se requiere de una actualización de los Planes cada cinco años, así como informes bianuales de progreso.

Los objetivos que se pretenden alcanzar según el PNIEC son los siguientes [2]:

- 23% de reducción de gases de efecto invernadero 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.

A continuación, se analiza la situación actual de los objetivos en España, para poder determinar la necesidad de crear proyectos que potencien la consecución de los objetivos.

En cuanto a las emisiones de GEI, a pesar de que en España hay una tendencia desde 2018 de reducción de las emisiones, en 2022 ha experimentado un aumento del 5,7% con respecto al año anterior. Dentro de las tecnologías de generación, la que más ha aumentado ha sido el ciclo combinado. En esta línea, el Observatorio de la Sostenibilidad recomienda aumentar los esfuerzos, entre los que destaca el fomento de la creación de proyectos fotovoltaicos de autoconsumo.

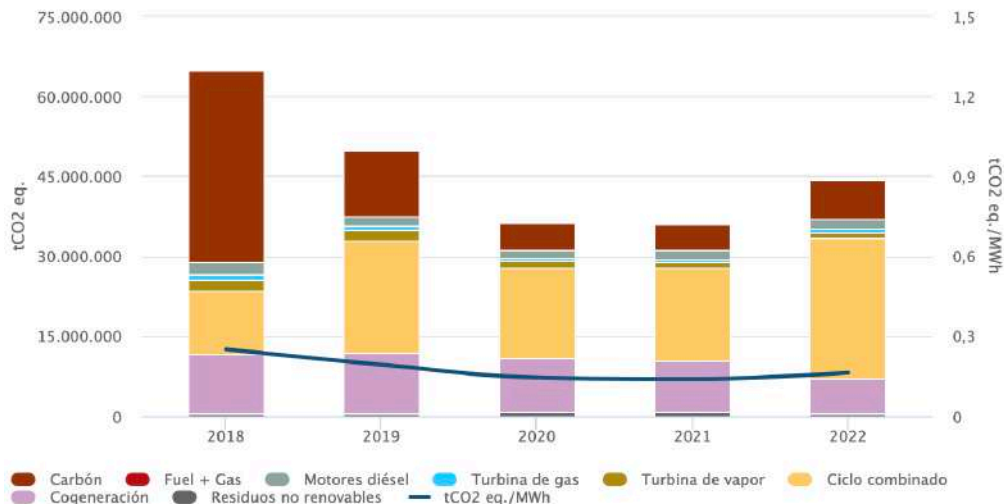


Ilustración 2. Evolución de las emisiones de la generación de energía eléctrica en España entre 2018 y 2022, según REE [3].

En cuanto a la eficiencia energética, el PNIEC tiene planeado invertir más de 20.000 millones de euros destinados a rehabilitación de envolventes de más de un millón de viviendas y la sustitución de más de tres millones de sistemas de calefacción y ACS. Además, el Plan +SE de seguridad energética ha puesto en marcha 47 medidas para 2023, entre las que destacan ayudas por parte del Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

En el informe del panorama mundial de energía durante el año 2022 elaborado por la Agencia Internacional de Energía [4] se destaca la necesidad de incrementar el avance anual

en eficiencia energética del actual 2,2% a más del 4%, de tal manera que se produzcan reducciones de GEI significativas para 2030.

En relación con el mix energético, entre 2022 y 2023 en España, el porcentaje de energía renovable sobre el total del sistema eléctrico es de más del 45%, siendo el total generado anual de más de 270.000 GWh. Si bien este porcentaje es ya considerable, aún se queda lejos del 74% al que se pretende llegar para 2030.

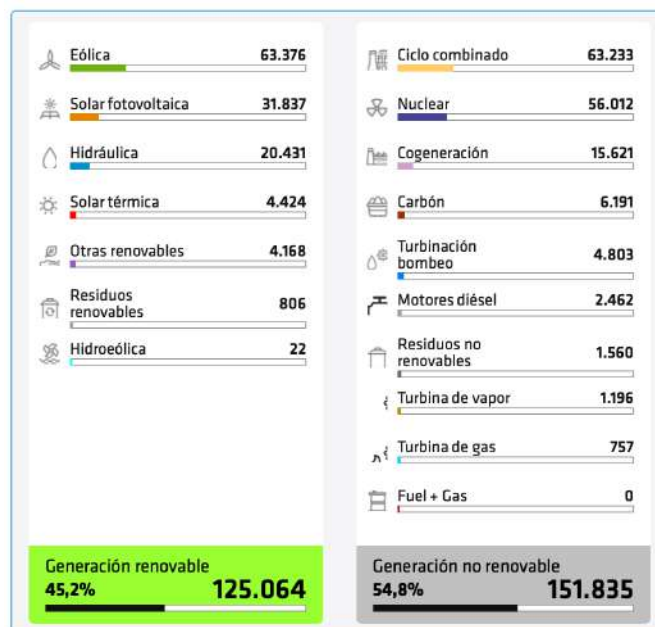


Ilustración 3. Mix energético en España desde el 1 de junio de 2022 hasta el 31 de mayo de 2023 [3].

De esta manera, el proyecto entra en consonancia con los cuatro grandes objetivos planteados por el PNIEC, quedando en evidencia que, a pesar de la tendencia positiva hasta el momento, aún queda camino por recorrer.

2.2 MARCO REGULATORIO DEL AUTOCONSUMO

En el artículo 9 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, se define el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica generado en el interior de una red de consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.

En España, el autoconsumo está regulado con el Real Decreto 244/2019, en el que se regulan las condiciones administrativas, económicas y técnicas necesarias para realizar una instalación de autoconsumo. En esta normativa, se contemplan los siguientes aspectos principales [5]:

- Se establecen 3 modalidades de autoconsumo. Las modalidades son autoconsumo sin excedentes, autoconsumo con excedentes acogidas a compensación y autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación.
- Habilita y reglamenta el autoconsumo colectivo.
- La potencia instalada será la potencia máxima del inversor.
- Se permite la incorporación de sistemas de almacenamiento como baterías en las instalaciones.
- El consumidor no tiene por qué ser el propietario de la instalación.
- Se simplifica la tramitación para las instalaciones sin excedentes o con excedentes de baja potencia.
- Se establecen los equipos de medida a instalar. Solo se necesita de un equipo de medida bidireccional en el punto de frontera, como norma general. En la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación con varios contratos de suministro u otras tecnologías ajenas a la renovable han de contar con dos equipos. En algunos casos, se permite que el contador de medida esté fuera del punto frontera.
- Se establecen alternativas del régimen económico en función de la modalidad.

A continuación, se explican detalladamente las tres modalidades de autoconsumo contempladas en el Decreto:

- Autoconsumo sin excedentes: en esta modalidad, toda la energía generada está destinada a satisfacer la demanda del emplazamiento al que se asocia el proyecto, o lo que es lo mismo, no se exporta energía a la red.
- Autoconsumo con excedentes acogida a compensación: en esta modalidad, parte de la energía generada se puede inyectar a la red, a cambio de un sistema de compensación económica en la factura eléctrica. Para poder aprovecharse de los

beneficios de esta modalidad, la fuente de energía primaria ha de ser renovable, la potencia total instalada ha de ser menor o igual a 100kW, el consumidor ha de suscribir un contrato de suministro con una empresa comercializadora, el consumidor y productor han de suscribir un contrato de compensación de excedentes y la instalación no puede beneficiarse de otro régimen retributivo.

- Autoconsumo con excedentes no acogida a compensación: al igual que en la modalidad anterior, parte de la energía generada se puede inyectar a la red, pero con la diferencia de que, en vez de compensarse en la factura, se vende directamente a precio de mercado. Cualquier modalidad de autoconsumo con excedentes que no cumpla los requisitos de la modalidad anterior pertenecerá a esta modalidad.

Adicionalmente, el autoconsumo se puede diferenciar entre individual o colectivo, según si hay uno o varios consumidores asociados a la instalación.

2.3 ESTADO DE LA PENETRACIÓN DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Este capítulo tiene por objetivo analizar el estado actual de la penetración del autoconsumo en España, para lo cual se muestra y analiza a continuación la información más relevante del Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico del año 2022, elaborado por la Asociación de Empresas de Energías Renovables, en adelante APPA [6].

Según consta en el Informe de APPA, en 2022 se han llevado a cabo 217.248 instalaciones de autoconsumo residencial, equivalentes a 1.024 MW de potencia total y 4,6 MW de potencia media. Por otro lado, se han construido 23.096 instalaciones de autoconsumo industrial, equivalentes a 1.625 MW de potencia total y 70 kW de potencia media. De esta manera, con las instalaciones de 2022 se ha logrado cubrir un 1,8% de la demanda eléctrica nacional, y se han evitado 931.000 toneladas de CO₂.

En el año del estudio, la potencia instalada anual en España se ha multiplicado por 26 en comparación con el año 2018, pasando de 101 MW en instalaciones anuales a 2.649 MW. Como se puede observar en la *Ilustración 4*, la evolución de la potencia instalada en España sigue una tendencia exponencial, lo cual no es sostenible en el futuro, ya que se espera que

los fondos europeos destinados a fomentar estos proyectos irán disminuyendo, además de que los precios del mercado eléctrico se están volviendo a estabilizar. No obstante, sí que se espera que continúe creciendo, ya que la generación autónoma de energía ya es atractiva en sí misma, incluso sin contar con los incentivos asociados a ella.

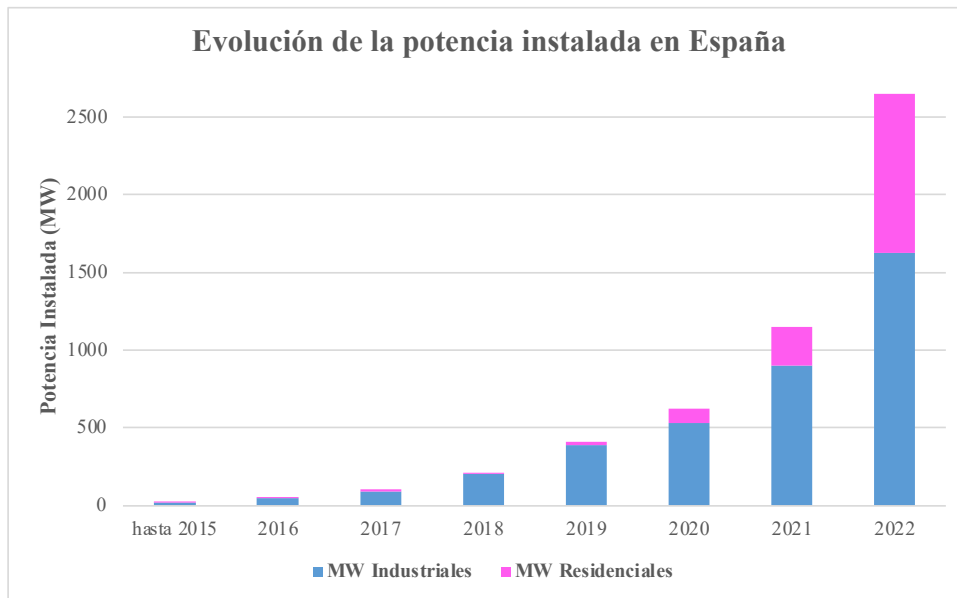


Ilustración 4. Evolución de la potencia instalada en España hasta 2022 [6].

A pesar del evidente auge del autoconsumo, aún hay un gran reto en el sector para aprovechar todo su potencial, ya que, de la capacidad de producción de 5.631 GWh en 2022 solo se aprovecharon 4.564 GWh, es decir, el 81%. Esto se debe a la dificultad de verter a la red dicha energía generada, que se da fundamentalmente en el ámbito industrial. En concreto, se estima que en 2022 se han perdido 160 millones de euros por energía no vertida al sistema.

Además, la demanda energética de los consumidores industriales, son superiores a las potencias instaladas, debido a la saturación actual de los nudos y redes de transporte y distribución. Esto se debe a que, a pesar de que las instalaciones industriales tienen picos altos de consumo, muchos otros días presentan consumos residuales, y, ante la imposibilidad de verter los excedentes a una red congestionada, se ven obligados a limitar la potencia instalada, desaprovechando así todo su potencial.

Por todo ello, a pesar de la tendencia positiva en el crecimiento del autoconsumo en España, aún quedan retos por resolver para seguir manteniendo el atractivo en el sector, sobre todo en el ámbito industrial. No obstante, las condiciones para las instalaciones residenciales, como el proyecto que se plantea en este documento, no solo siguen siendo atractivas, sino que también son necesarias para ayudar en la lucha de la descarbonización.

Capítulo 3. CARACTERÍSTICAS DE LA URBANIZACIÓN OBJETO DE ESTUDIO

Como capítulo previo al estudio del consumo energético a abastecer, se analizarán las características y localización de la urbanización donde se pretende implementar la comunidad energética.

3.1 LOCALIZACIÓN

La urbanización objeto de estudio se localiza en la provincia española de Cádiz. Concretamente se encuentra en Sotogrande, en el municipio de San Roque.

A continuación, se muestra la dirección exacta de la urbanización, así como los datos catastrales relativos a la parcela donde se localiza:

Avenida de la Reserva, parcela 34-A

11360, Cádiz

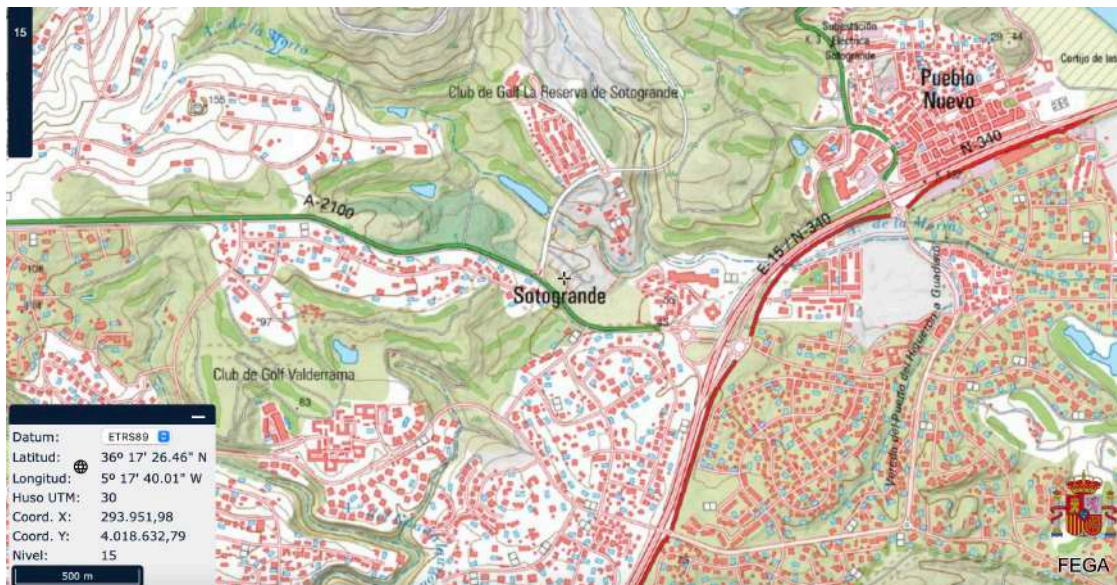


Ilustración 5. Coordenadas de la urbanización según el Sistema Europeo de Referencia Terrestre 1989, obtenido a través del sistema de identificación de parcelas agrícolas SIGPAC [7].



Ilustración 6. Parcela catastral donde se localiza la urbanización objeto de estudio, según la Sede Electrónica del Catastro del Ministerio de Hacienda y Función Pública (Gobierno de España) [8].

3.2 DESCRIPCIÓN DE LA URBANIZACIÓN

La urbanización está formada por quince bloques, cada uno de los cuales está formado por siete viviendas, a excepción del Bloque 1, que dispone de cuatro viviendas. De esta manera, la comunidad de vecinos está formada por 102 viviendas.

Cada bloque residencial (a excepción del Bloque 1) dispone de tres plantas y está formado por siete viviendas con la siguiente distribución:

- Planta inferior: constituida por cuatro viviendas *Garden House*. Cada vivienda tiene una superficie de ocupación de 198 m² y una superficie exterior de 142 m².
- Planta media: constituida por dos viviendas *Roof Garden*. Cada vivienda tiene una superficie de ocupación de 200 m² y una terraza de 179 m².
- Planta superior: constituida por una vivienda *Penthouse* con una superficie de ocupación de 202 m² y una superficie exterior de 187 m².

El Bloque 1 únicamente consta de dos plantas. La planta baja está formada por dos *Garden House*, y la planta superior está formada por dos *Roof Garden*.

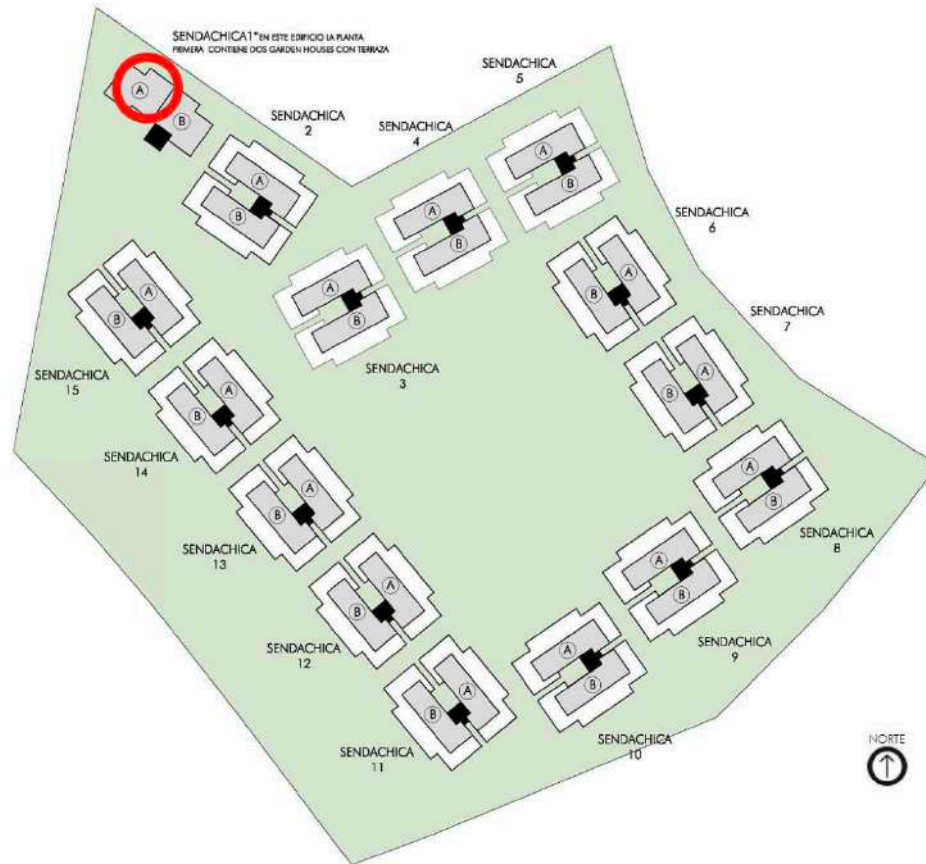


Ilustración 7. Distribución de los bloques residenciales de la urbanización Senda Chica [4].

La superficie total de la parcela es de 50.503 m², de los cuales 26.048 m² son de superficie construida sobre rasante. La urbanización cuenta con aproximadamente 15.000 m² de área comunitaria, de los cuales 7.000 m² corresponden a alcornoques en los alrededores, y 8.000 m² a la zona central donde se localiza la piscina y pistas de pádel.

La urbanización está rodeada en todos sus ángulos por vegetación, lo que hace que las cubiertas de los bloques estén en todo momento expuestas a la luz solar, siendo esta situación óptima de cara a aprovechar el recurso solar.



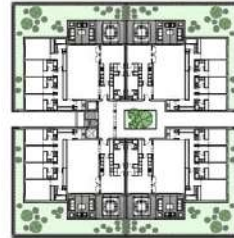
Ilustración 8. Vista aérea de la urbanización Senda Chica [4].

A continuación, se muestran los planos arquitectónicos de las tres plantas de cada bloque residencial.



GARDEN HOUSE

Cada bloque contiene 4 Garden House con un jardín de 102 m² cada una (excepto bloque 1)



BLOQUE TIPO

Las 4 Garden House se encuentran situadas en la planta inferior de cada bloque.



VIVIENDA STANDARD

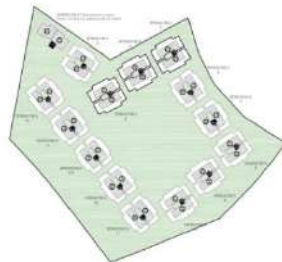
Cada Garden House tiene una superficie de 198 m² sin contar el jardín



OPEN SPACE

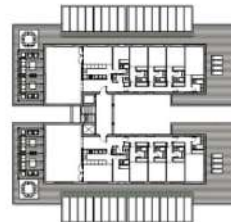
Plano de distribución abierta entre salón y cocina

Ilustración 9. Viviendas de la planta inferior de cada bloque [9].



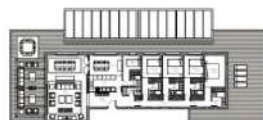
ROOF GARDEN

Cada bloque contiene dos Roof Garden con terraza, cada uno de 179 m² (excepto bloque 1)



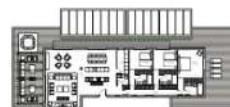
BLOQUE TIPO

Los dos Roof Garden se encuentran situadas encima de las 4 Garden House en la planta inferior.



VIVIENDA STANDARD

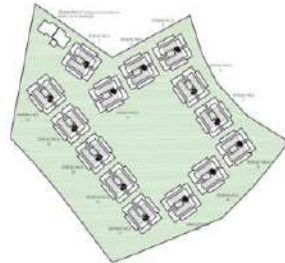
Cada Roof Garden tiene una superficie de 200 m² sin contar la terraza



OPEN SPACE

Plano de distribución abierta entre salón y cocina

Ilustración 10. Viviendas de la planta intermedia de cada bloque [9].



PENTHOUSE

Cada bloque contiene 1 Penthouse y de los 15 bloques, solo 14 poseen PENTHOUSE (excepto bloque 1)



VIVIENDA STANDARD



OPEN SPACE

Ilustración 11. Viviendas de la planta superior de cada bloque [9].



Ilustración 12. Distribución interna de la vivienda Garden House [10].



Ilustración 13. Distribución interna de la vivienda Roof Garden [10].



Ilustración 14. Distribución interna de la vivienda Penthouse [10].

3.3 CLIMATOLOGÍA

La climatología tiene una influencia significativa en el proyecto, ya que el clima afecta tanto a la demanda de energía como a la producción de energía renovable. Generalmente en la estación de verano en España, el aumento de las temperaturas provoca un aumento en el consumo de aire acondicionado y ventilación. Por otro lado, en invierno, las bajas temperaturas aumentan el consumo de calefacción y agua caliente. Además, la producción de energía fotovoltaica depende directamente de las condiciones climáticas, ya que la energía se obtiene a partir de la radiación solar.

Con el objetivo de evidenciar la situación climatológica favorable del proyecto, se analizarán en este capítulo las condiciones climatológicas que rodean a la urbanización.

La comunidad objeto de estudio se sitúa al sureste de la provincia de Cádiz. Para analizar el clima característico que afecta a la comunidad, se hará referencia a datos históricos obtenidos de la estación meteorológica más cercana, la del aeropuerto de Gibraltar, situada a menos de 25 km de la urbanización. Se muestran a continuación las gráficas más relevantes para el estudio, cuyos datos se basan en un análisis estadístico de informes climatológicos históricos horarios desde el año 1980 hasta el 2016.

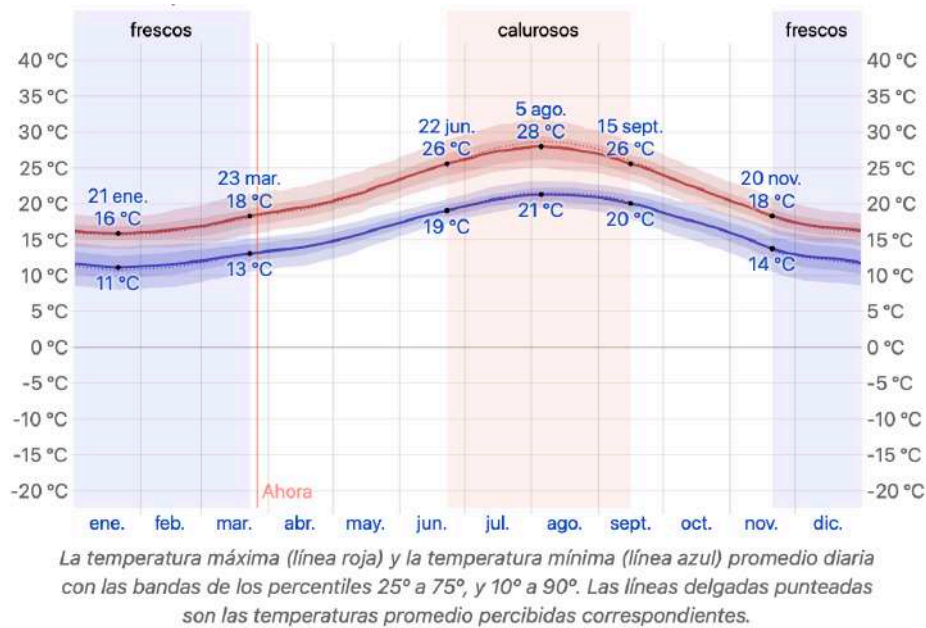


Ilustración 15. Promedio de temperatura máxima y mínima en la estación meteorológica del aeropuerto de Gibraltar, obtenido a raíz de datos extraídos de 1980 a 2016 [11].

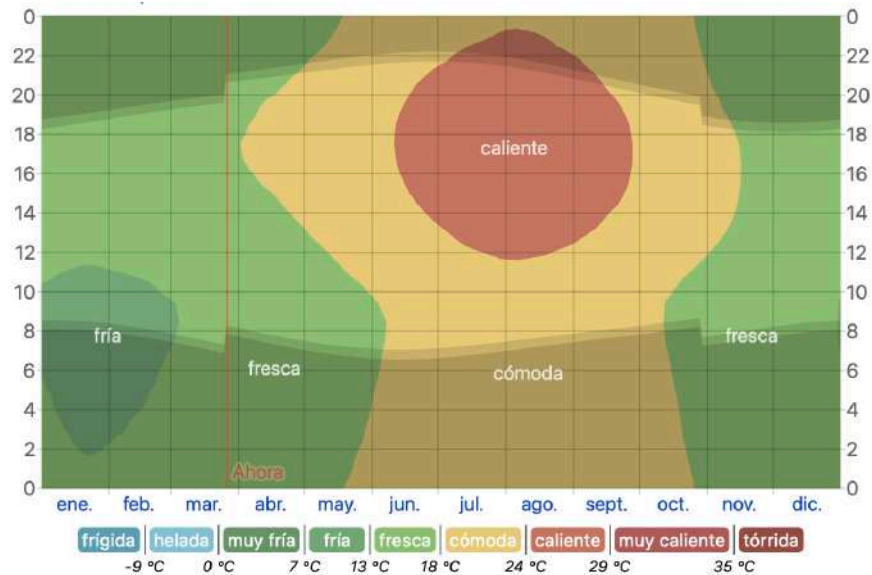
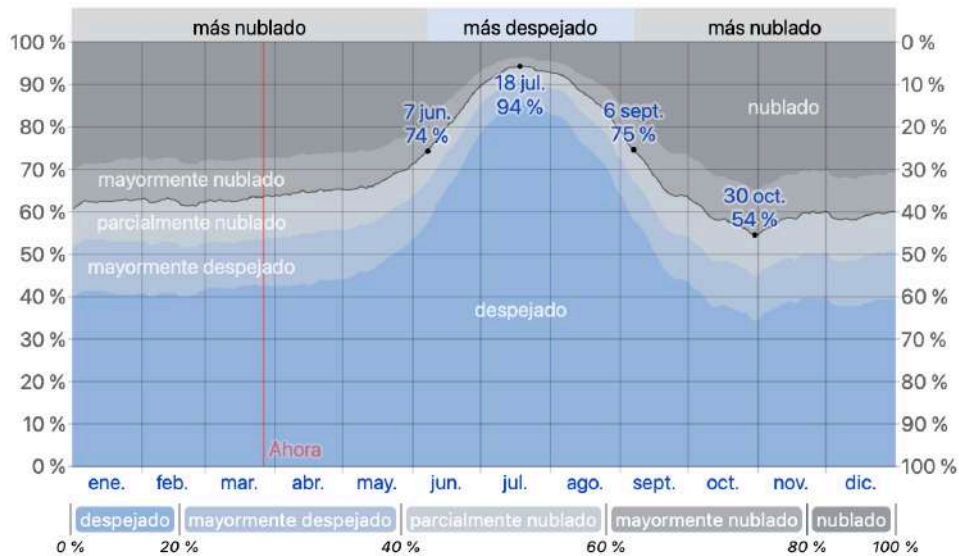
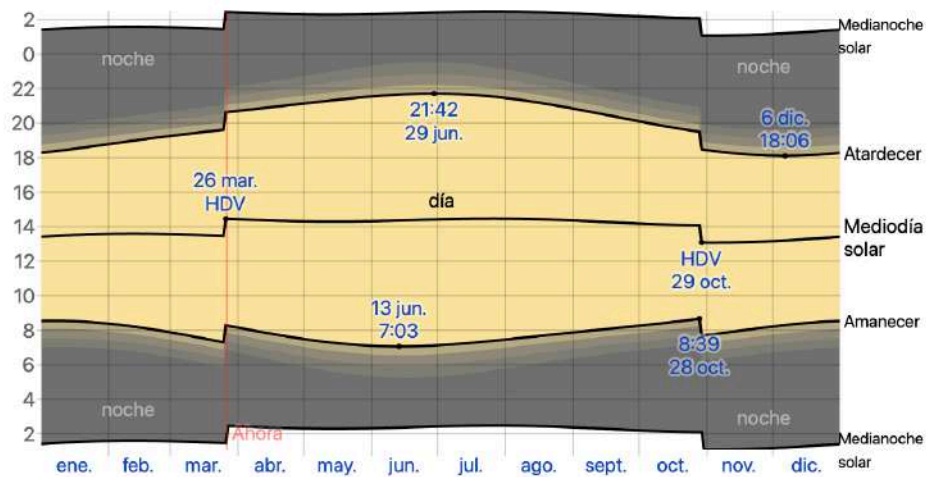


Ilustración 16. Promedio de temperatura horaria en la estación meteorológica del aeropuerto de Gibraltar, obtenido a raíz de datos extraídos de 1980 a 2016 [11].



El porcentaje de tiempo pasado en cada banda de cobertura de nubes, categorizado según el porcentaje del cielo cubierto de nubes.

Ilustración 17. Categorías de nubosidad en la estación meteorológica del aeropuerto de Gibraltar, obtenidas a raíz de datos extraídos de 1980 a 2016 [11].



El día solar durante el año 2023. De abajo hacia arriba, las líneas negras son la medianoche solar anterior, la salida del sol, el mediodía solar, la puesta del sol y la siguiente medianoche solar. El día, los crepúsculos (civil, náutico y astronómico) y la noche se indican por el color de las bandas, de amarillo a gris. Las transiciones hacia y del horario de verano se indican con la sigla HDV.

Ilustración 18. Salida del sol y puesta del sol en la estación meteorológica del aeropuerto de Gibraltar, obtenidas a raíz de datos extraídos de 1980 a 2016 [11].

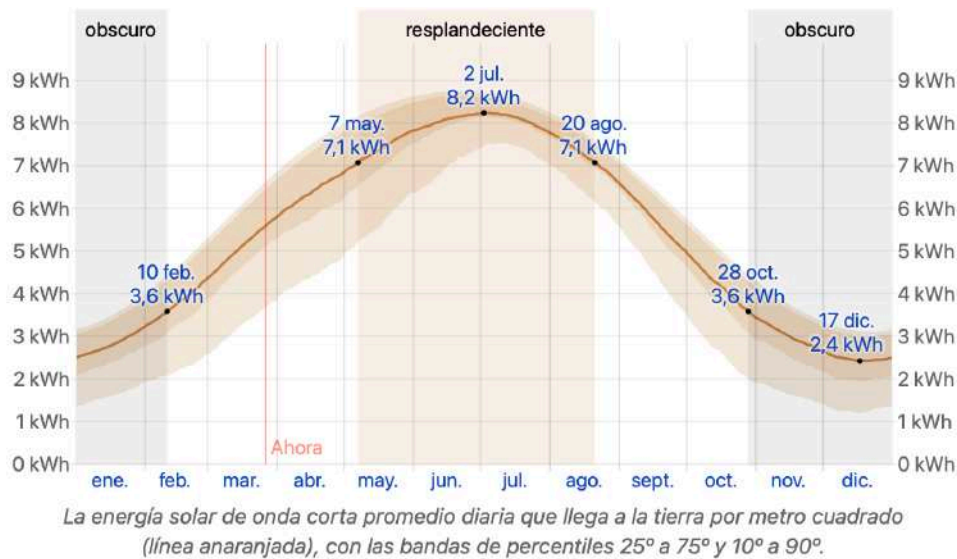


Ilustración 19. Energía solar de onda corta incidente diaria promedio en Cádiz, obtenida a raíz de datos extraídos de 1980 a 2016 [11, 12].

Estas gráficas no solo evidencian las condiciones favorables de la localidad para llevar a cabo una instalación fotovoltaica, sino que también son de gran utilidad para analizar la optimización de la producción de energía a nivel horario y mensual. Se puede deducir que, en los meses de verano, lo tendencial sería que la producción de energía fotovoltaica fuera óptima.

3.4 ARQUITECTURA Y ENVOLVENTE

El objetivo de este capítulo es el de poner de manifiesto la arquitectura y envolvente de los bloques residenciales y zonas comunes de la urbanización, condición necesaria para analizar la viabilidad y el alcance del proyecto a efectos técnicos.

Toda la información de los materiales expuesta a continuación ha sido extraída de la página web de la urbanización donde se encuentra el bloque objeto de estudio, conocida como Proyecto Senda Chica [10].



Ilustración 20. Fotografía de un bloque de la urbanización Senda Chica [4].

3.4.1 CIMENTACIÓN

La cimentación del bloque está formada por los siguientes elementos:

- Zapatas aisladas ejecutadas con hormigón armado HA 25.
- Zapatas corridas ejecutadas con hormigón armado HA 25.
- Solera de hormigón armado de 15 centímetros de espesor sobre encachado de 15 centímetros de espesor.
- Muro de hormigón armado HA 25 para contención de tierras en garaje.

Además, cuenta con impermeabilización y drenaje de muros de contención de la planta sótano, con láminas asfálticas y membranas drenantes conectadas al saneamiento del edificio.

3.4.2 ESTRUCTURA

La estructura del bloque está formada por los siguientes elementos:

- Pilares rectangulares y cuadrados de hormigón armado.
- Forjados reticulares de distintos espesores ejecutados con hormigón armado.
- Forjados de losas macizas de hormigón de distintos espesores.

3.4.3 FACHADAS, CERRAMIENTOS EXTERIORES Y DIVISIONES INTERIORES

La fachada está compuesta por un revestimiento exterior monocapa de colores claros. Dispone de un aislamiento térmico y acústico de alta eficiencia de 8 centímetros de espesor, así como un trasdosado de cartón yeso de doble placa y un revestimiento con pintura temple lisa.

La carpintería exterior está formada por ventanas de aluminio correderas y oscilobatientes, cuyo acabado es lacado con rotura de puente térmico. Disponen también de doble acristalamiento con cámara de aires de distintos espesores.

La tabiquería interior de las viviendas es seca de cartón yeso, compuesta por perfilera de aluminio y doble placa de 13 mm a cada lado del perfil. Dispone a su vez de aislamiento térmico y acústico de alta eficiencia de 5 centímetros de espesor.

Las medianeras están compuestas por ladrillo de medio pie fotorresistente, trasdosado a cada lado del ladrillo (con perfilera de aluminio y doble capa de 13 mm de cartón yeso) y doble aislamiento térmico y acústico de alta eficiencia de 5 centímetros de espesor.

3.4.4 CUBIERTAS

Se dispone de dos tipos de cubierta plana, una no transitable y otra transitable. Ambas están compuestas por recrido de mortero de cemento, impermeabilización asfáltica y aislamiento térmico de alta eficiencia de 8 centímetros de espesor. La parte transitable tiene acabado en grava blanca, mientras que la no transitable es solado con baldosas de porcelánico apto para exteriores.



Ilustración 21. Vista aérea de los bloques residenciales de la urbanización Senda Chica [10].

3.4.5 ZONAS COMUNES

Como ya se ha comentado en este capítulo, la urbanización cuenta con aproximadamente 15.000 m² de área comunitaria, de los cuales 7.000 m² corresponden a alcornocales en los alrededores, y unos 8.000 m² a la zona central.

En la zona central se encuentra una piscina de adultos de 200 m², una piscina infantil de 5 m² y dos pistas de pádel de 200 m² cada una. Los muros de las piscinas son de hormigón con revestimiento tipo gresite.

Rodeando las pistas de pádel se encuentran dos habitáculos, donde se localizan un pequeño gimnasio y unos vestuarios, sumando ambos una superficie total de unos 200 m². La arquitectura de estos habitáculos es similar a la de las viviendas, con la diferencia de que las cubiertas son planas de grava.

Los caminos que comunican las viviendas con las zonas comunes están pavimentados de hormigón impreso.

Además, la urbanización dispone de un aparcamiento subterráneo de una única planta con una superficie de 10.409 m². El aparcamiento está pavimentado en hormigón pulido con cuarzo y corindón, y los techos están dispuestos en losa de hormigón visto.

Por último, cabe destacar que, a la entrada de la urbanización, se localiza una caseta para albergar al personal de seguridad de la urbanización, con una superficie de aproximadamente 50 m².

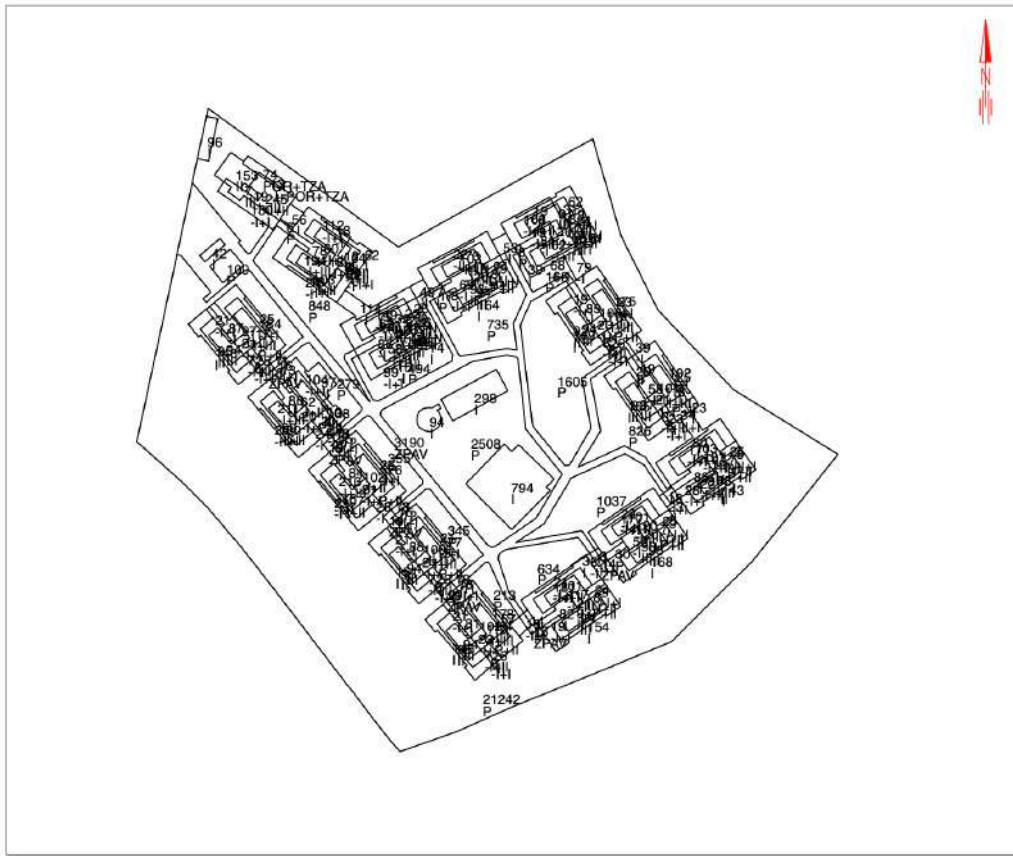


Ilustración 22. Croquis catastral de la urbanización Senda Chica de Sotogrande, con referencia catastral 2087517TF9128N. Obtenido a través de la Sede Electrónica del Catastro (Ministerio de Hacienda, Gobierno de España) [8].

Las dimensiones de los elementos comunes de los que no se dispusieran datos, se han obtenido a raíz del plano tridimensional del catastro en el sistema Google Earth Pro.



Ilustración 23. Plano catastral tridimensional de la parcela, georreferenciado a través del sistema geográfico Google Earth Pro.

3.5 INSTALACIONES

En este capítulo se pondrán de manifiesto las instalaciones que caracterizan a las viviendas de la urbanización.

3.5.1 INSTALACIONES DE SANEAMIENTO

Tanto las instalaciones de saneamiento del interior de cada vivienda como la general del edificio están formadas por tubos de PVC con carga mineral de diferentes espesores e insonorizados, de la marca Ferroplast.

El saneamiento enterrado para las plantas subterráneas está formado por tubos de PVC, junto con arquetas y pozos prefabricados.

3.5.2 INSTALACIONES DE FONTANERÍA

La instalación individual de la fontanería interior de cada vivienda está formada por una tubería de polietileno reticulado de alta densidad de la marca Fittings Estándar. La tubería destinada para agua fría está aislada térmicamente mediante coquilla de espuma elastomérica de 9 milímetros de espesor, mientras que el aislamiento de la tubería de agua caliente tiene un espesor de 30 milímetros.

La bomba de recirculación de agua caliente sanitaria es electrónica de rotor húmedo, del fabricante Ebara Pumps Iberia, S.A.

3.5.3 INSTALACIÓN DE VENTILACIÓN

A continuación, se exponen las partes que conforman el sistema de ventilación de las viviendas y habitáculos comunes.

- El equipo de extracción de aire viciado es el modelo SILENTIUM AMC HIREC de la marca Siber, con sistema VMC de caudal variable.
- La entrada de aire con atenuación acústica es del modelo EA ISOL 45 de la marca Siber, para sistemas de ventilación autorregulables. La referencia del caudal de entrada del aire para este modelo es de 45 m³/h.
- Las bocas de extracción autorregulable para la circulación del aire en cuartos húmedos son del modelo BE 30 de la marca Siber. La referencia del caudal de aire para este modelo es de 30 m³/h.
- La conexión de las bocas de extracción desde los baños en falso techo hasta el conducto rectangular de 55x110 milímetros se realiza a través de un conducto termoplástico ignifugado circular de 100 milímetros de diámetro.
- La conexión de las bocas de extracción desde la cocina en falso techo hasta el conducto rectangular de 55x220 milímetros de expulsión a la cubierta se realiza a través de un conducto termoplástico ignifugado circular de 125 milímetros de diámetro.
- Se dispone de fijaciones antivibratorias para la correcta absorción de las vibraciones.

3.5.4 INSTALACIÓN DE ELECTRICIDAD

El suministro y la instalación eléctrica completa de distribución interior de las viviendas se diseña teniendo en cuenta un grado de electrificación elevado, con cuadro general de mando ABB.

C1 y C6	Alumbrado
C2 y C7	Tomas de corriente de uso general y frigorífico
C3	Cocina y horno
C4A	Lavadora
C4B	Lavavajillas
C5 y C12	Tomas de corriente de los cuartos de baño y de cocina
C8 y C17	Toalleros
C9	Aire acondicionado
C10	Secadora
C14	Ventilación
C15	Unidades interiores
C16	Resistencia del HidroKIT

Tabla 1. Tomas de electrificación básica de la instalación de electricidad diseñada para las viviendas de la urbanización Senda Chica.

Además, el garaje dispone de puntos de recarga eléctrica para determinadas plazas de vehículos.

3.5.5 INSTALACIÓN DE CLIMATIZACIÓN

El sistema de climatización de las viviendas se basa en una bomba de calor y frío, con suministro de ACS. Se compone por los siguientes elementos:

- Unidad exterior VRV, modelo PUMY-P140VKM3 de la marca Mitsubishi Electric, con capacidad de refrigeración de 14 kW y capacidad de calefacción de 16 kW. Sus dimensiones son de 1050x1338x255 milímetros.
- Unidad interior VRV modelo PEFY-P100VMA-E de la marca Mitsubishi Electric, con capacidad de refrigeración de 11,2 kW y capacidad de calefacción de 12,5 kW. Sus dimensiones son de 250x1400x732 milímetros.
- Unidad interior VRV modelo PEFY-P63VMA-E de la marca Mitsubishi Electric, con capacidad de refrigeración de 7,1 kW y capacidad de calefacción de 8 kW. Sus dimensiones son de 250x1100x732 milímetros.
- Unidad interior ATW para ACS modelo Hydrobox Duo EHST20C-VM2C de la marca Mitsubishi Electric, con conexión líquido-gas 3/8"-5/8" y capacidad de tanque de 200 litros. Sus dimensiones son de 1600x595x680 milímetros.
- Kit de conexión Branch Box PAC-MK32BC de la marca Mitsubishi Electric.
- Control remoto por cable del modelo Melans PAR-32MMA de Mitsubishi Electric.
- Conducto autoportante para la distribución del aire climatizado, constituido por un panel de lana de vidrio hidrófuga, revestido de aluminio por el exterior y con un tejido de vidrio negro de alta resistencia mecánica por el interior.
- Rejilla de impulsión con compuerta regulable motorizada del modelo 20-DH-O-MM de la marca Koolair, con dimensiones 250x150 mm, 200x150mm y 400x150mm. Dispone de aletas orientables y un acabado en aluminio anodizado o en RAL.
- Rejilla de retorno del modelo 20-45-H-MM de la marca Koolair, con dimensiones 600x200mm y 400x150mm. Dispone de aletas horizontales fijas a 45° y un acabado en aluminio anodizado o en RAL.

Capítulo 4. ESTUDIO DEL CONSUMO ELÉCTRICO A ABASTECER

Para poder analizar las capacidades de la instalación de autoconsumo objeto de estudio, se estudiará en este capítulo el consumo eléctrico estimado a abastecer. Para ello, se evaluarán en una primera instancia las facturas eléctricas de los consumos relativos a las zonas comunes. Posteriormente, se hará un estudio del inventario de consumos eléctricos en base a su utilización anual y se estimará un consumo aproximado a partir de los dos estudios realizados.

4.1 CONSUMOS ELÉCTRICOS COMUNES SEGÚN LAS FACTURAS ELÉCTRICAS

En la urbanización objeto de estudio, se distinguen tres tipos de facturas comunitarias:

- Bloques: aparte de las facturas individuales que corren a cuenta de cada propietario, hay una serie de consumos relativos estrictamente a los bloques, como las luminarias, los ascensores o las bombas de calefacción, que se facturan de forma global a la comunidad. Estos consumos llegan a la comunidad en facturas independientes por cada bloque, sujetas a un tipo de factura 2.0TD. Este consumo no se va a considerar para el estudio del sistema fotovoltaico, pero sí se analizarán sus consumos para aplicar medidas de eficiencia energética.
- Aparcamiento: existe una factura individual comunitaria ligada a los consumos del aparcamiento subterráneo.
- Zonas comunes: por último, existe una factura independiente comunitaria ligada a las zonas comunes de la urbanización, donde se localizan las piscinas, las pistas de pádel y el gimnasio, entre otros.

Las facturas relativas al garaje y los servicios comunes de la comunidad están sujetas a la factura 3.0TD, la cual se diferencia de la factura 2.0TD en su potencia contratada, siendo

en este caso mayor a 15 kW, y en los periodos de precios, que son seis en lugar de tres y varían anualmente en función de la temporada, el día y la hora.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P5	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P5	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P5	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P5	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P5	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P5	P5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Ilustración 24. Discriminación horaria característica de la Tarifa 3.0TD [13].

De esta manera, el objetivo es estudiar la viabilidad una instalación común asociada a dos contadores diferentes, el del aparcamiento y el de las zonas comunes. Para ello, hay dos posibilidades, o bien unificar los contadores en uno solo, o bien asociar CPUs. Esta última se puede abarcar de dos maneras: realizando la instalación en la red interior de un contador, de tal manera que el contador conectado recibe el beneficio directo, y sus excedentes van al otro contador asociado, o realizando la instalación con un contador de generación, de tal manera que se instale un contador que únicamente mida la exportación de energía y reparta proporcionalmente la energía entre los CPUs asociados.

a) Consumos eléctricos de los bloques

Como se ha explicado previamente, estos consumos no se van a considerar para la instalación fotovoltaica. No obstante, se muestra a continuación la suma de los consumos eléctricos de los quince bloques, para posteriormente aplicar medidas de eficiencia en caso de que sea necesario.

Consumos de los servicios comunes de los bloques												
	Consumo por periodo			Precio por periodo						Totales		
	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)	Energía variable			Potencia		Excesos e impuestos (€)	Consumo (kWh)	Precio (€)	
				P1 (€)	P2 (€)	P3 (€)	P1 (€)	P2 (€)				
Enero	1.908	2.019	4.361	471,27	267,95	1.660,66	406,14	136,42	195,45	8.289	3.137,89	
Febrero	1.484	1.278	2.306	245,68	147,96	1.151,52	365,53	127,08	115,50	5.068	2.153,27	
Marzo	975	1.442	2.643	234,79	146,56	1.212,53	300,28	161,30	186,50	5.060	2.241,96	
Abril	1.031	928	2.144	757,61	568,50	1.222,66	268,59	56,75	113,60	4.104	2.987,71	
Mayo	968	906	2.106	702,02	567,81	1.200,09	272,78	57,58	282,72	3.980	3.083,01	
Junio	1.012	931	2.408	632,34	149,56	1.094,31	263,75	55,82	156,61	4.350	2.352,38	
Julio	1.376	1.375	2.818	357,23	261,62	1.734,42	295,39	89,12	134,24	5.569	2.872,02	
Agosto	1.417	1.236	3.414	956,52	328,12	1.797,82	284,75	56,32	294,26	6.067	3.717,80	
Septiembre	935	911	2.272	695,51	252,79	1.263,59	268,79	55,00	211,33	4.118	2.747,01	
Octubre	854	797	1.852	683,14	576,58	1.239,80	268,99	56,92	105,48	3.503	2.930,90	
Noviembre	1.037	1.390	2.482	180,38	143,15	1.046,58	269,25	55,90	203,45	4.909	1.898,70	
Diciembre	2.245	2.116	4.036	291,28	246,58	1.614,84	390,77	161,84	165,72	8.398	2.871,04	
										TOTAL	63.415	32.993,68

Tabla 2. Suma de consumos eléctricos de los servicios comunes relativos a los quince bloques.

Se puede observar como la tendencia a un mayor consumo eléctrico en estas viviendas se da en los meses de invierno, más concretamente en diciembre y enero, y posteriormente en los meses de verano, en especial julio y agosto. Esto se debe a que la mayoría de los propietarios de estas viviendas las utilizan como segunda residencia, dándose su mayor ocupación en los periodos vacacionales.

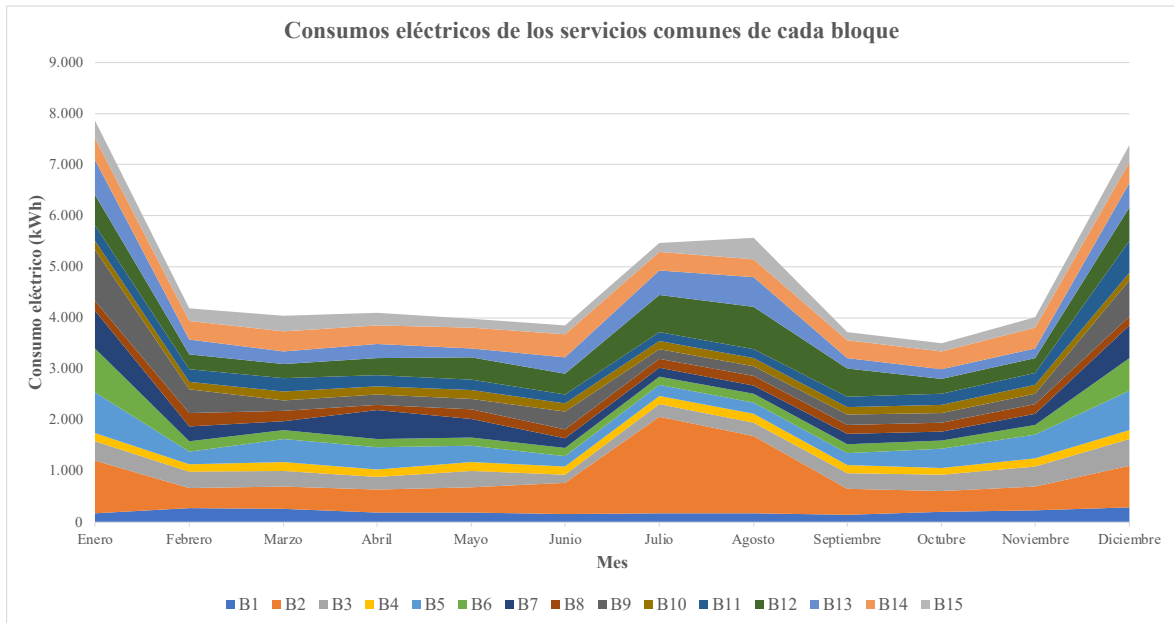


Ilustración 25. Distribución de los consumos eléctricos de los servicios comunes de cada bloque.

Se muestra a continuación un gráfico en el que se representan los consumos de los servicios comunes de los bloques desglosados por franja horaria, siendo P1 horario de punta, P2 de llana y P3 de valle.

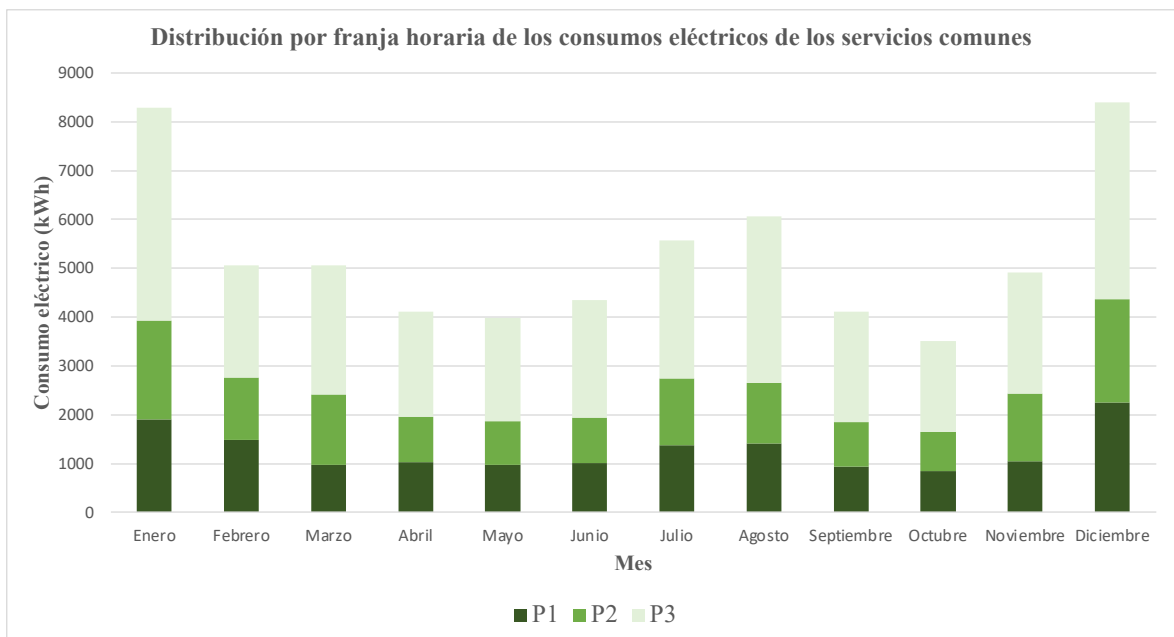


Ilustración 26. Desglose de los consumos eléctricos de los bloques por franja horaria.

b) Consumos eléctricos del aparcamiento subterráneo

Se muestran a continuación los consumos del aparcamiento subterráneo de 10.409 m², así como un gráfico con su distribución por franja horaria y mes.

	Garaje														Totales	
	Consumo por periodo (kWh)						Precio por periodo (€)							Excesos e impuestos	Consumo (kWh)	Precio (€)
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6				
Enero	510	426	0	0	0	1.121	168,87	125,80	25,20	21,44	14,30	135,68	106,79	2.057	598,08	
Febrero	480	398	0	0	0	860	156,25	115,92	22,76	19,36	12,92	105,33	93,45	1.738	525,99	
Marzo	0	560	465	0	0	939	70,49	148,87	94,56	21,33	14,19	115,09	100,36	1.964	564,89	
Abril	0	0	0	524	411	947	59,34	45,73	21,06	84,05	54,83	113,11	81,69	1.882	459,81	
Mayo	0	0	0	491	419	926	61,32	47,25	21,76	80,45	56,04	111,00	82,78	1.836	460,60	
Junio	0	0	499	416	0	860	59,34	45,73	92,68	70,32	10,51	103,39	86,47	1.775	468,44	
Julio	111	199	0	0	0	1.157	81,10	91,65	42,75	37,96	14,36	137,42	96,54	1.467	501,78	
Agosto	0	0	592	503	0	1.123	58,21	44,65	114,54	98,54	10,85	109,75	85,53	2.218	522,07	
Septiembre	0	0	397	414	0	834	59,25	45,00	113,00	116,40	12,00	101,35	91,41	1.645	538,41	
Octubre	0	0	0	510	435	967	61,23	46,50	21,70	122,14	101,32	127,60	88,53	1.912	569,00	
Noviembre	0	432	468	0	0	813	59,25	45,00	111,00	129,40	10,50	97,35	81,52	1.713	534,02	
Diciembre	523	498	0	0	0	1.145	176,23	150,50	21,70	17,98	10,85	118,60	104,50	2.166	600,35	
													TOTAL	22.374	6.343,44	

Tabla 3. Consumos eléctricos del aparcamiento subterráneo de la comunidad.

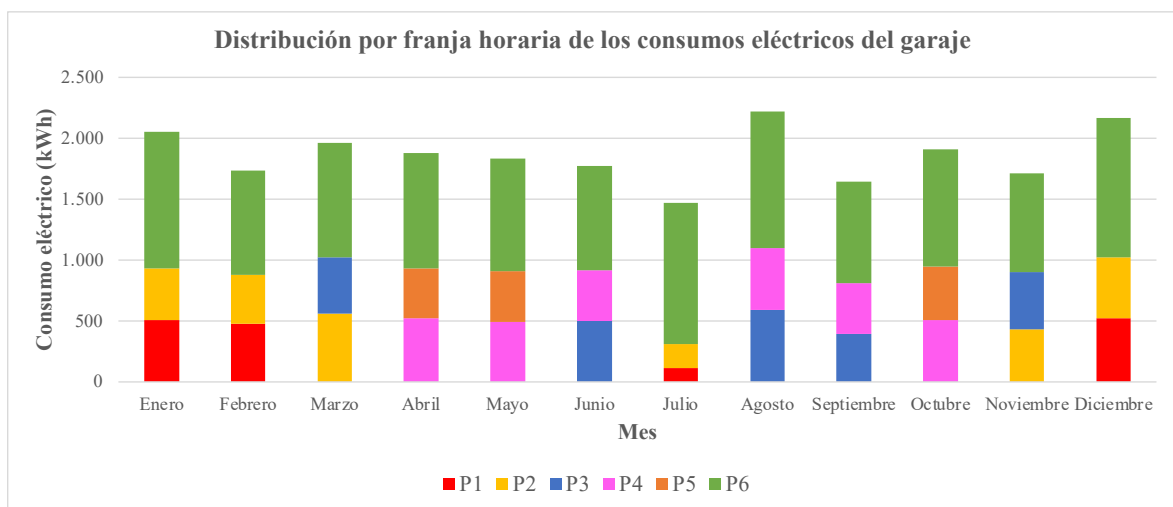


Ilustración 27. Desglose de los consumos eléctricos del aparcamiento subterráneo por franja horaria.

c) Consumos eléctricos de las zonas comunes

Por último, se muestran los consumos eléctricos de las zonas comunes de la comunidad, donde se localiza el gimnasio junto con sus vestuarios, las pistas de pádel y las piscinas.

	Zonas comunes														Totales	
	Consumo por periodo (kWh)						Precio por periodo (€)						Excesos e impuestos	Consumo (kWh)		
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P1	P2	P3	P4	P5	P6				
Enero	289	412	0	0	0	871	95,69	121,67	25,22	21,38	14,29	105,42	106,79	1.572	490,46	
Febrero	255	402	0	0	0	756	83,01	117,09	22,76	19,36	12,92	92,59	93,45	1.413	441,18	
Marzo	0	379	271	0	0	742	70,49	100,75	55,11	21,35	14,19	90,94	100,36	1.392	453,20	
Abril	0	0	0	367	278	734	59,34	45,73	21,06	58,87	37,09	87,67	81,69	1.379	391,44	
Mayo	0	0	0	309	276	791	61,32	47,25	21,76	50,63	36,91	94,82	82,78	1.376	395,47	
Junio	0	0	401	293	0	782	59,34	45,73	74,48	49,53	10,56	94,01	86,47	1.476	420,12	
Julio	424	315	0	0	0	845	98,23	59,65	42,75	37,96	14,36	100,36	96,54	1.584	449,85	
Agosto	0	0	482	423	0	912	58,21	44,65	93,20	82,87	10,85	89,13	85,53	1.817	464,44	
Septiembre	0	0	393	321	0	764	59,25	45,02	111,86	90,25	11,89	92,84	91,41	1.478	502,53	
Octubre	0	0	0	402	256	723	61,23	46,50	21,70	96,27	59,62	95,40	88,53	1.381	469,25	
Noviembre	0	287	412	0	0	761	59,27	29,90	97,72	129,40	10,50	91,12	81,52	1.460	499,43	
Diciembre	456	302	0	0	0	843	153,65	91,27	21,68	17,99	10,85	87,31	104,50	1.601	487,25	
TOTAL														17.929	5.464,61	

Tabla 4. Consumos eléctricos de las zonas comunes.

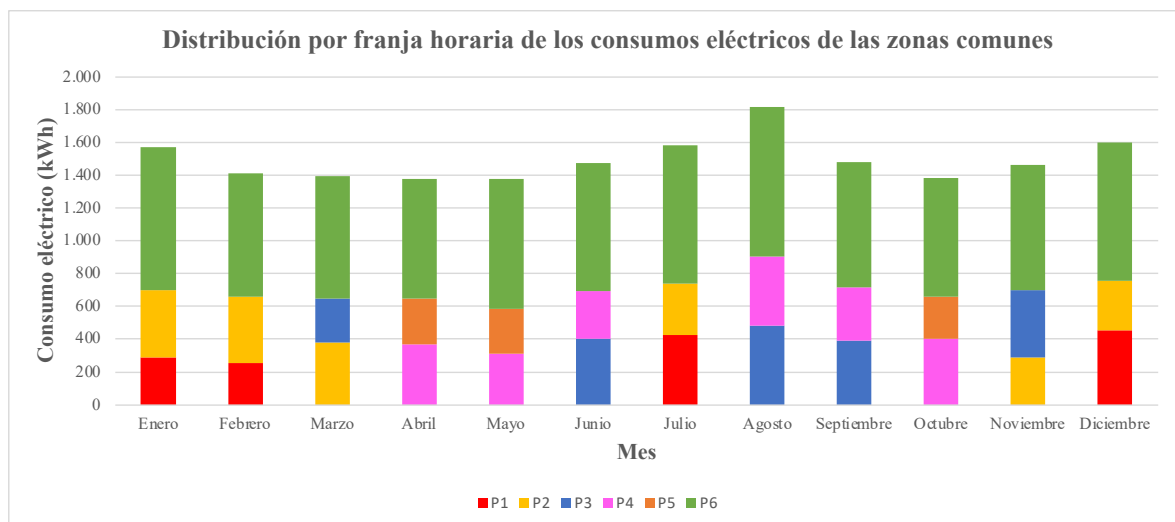


Ilustración 28. Desglose de los consumos eléctricos de las zonas comunes por franja horaria.

4.2 CONSUMOS ELÉCTRICOS COMUNES SEGÚN INVENTARIO Y UTILIZACIÓN ANUAL

En este apartado se realizará un estudio de los consumos eléctricos comunes de la comunidad a partir de una identificación del inventario de aparatos eléctricos, incluyendo su potencia, y una estimación del uso anual de cada aparato eléctrico.

a) Inventario de los bloques

En los siguientes párrafos, se explican con detalle las suposiciones tomadas para el análisis del inventario relativo a las zonas comunes de los bloques.

Para el ascensor, sabiendo que únicamente hay un ascensor por bloque, y asumiendo que cada vivienda independiente utiliza el ascensor con una media anual de cuatro veces al día, se ha estimado una utilización media por bloque de 30 veces al día. Además, como cada bloque se compone de cuatro plantas (incluyendo el garaje) y sabiendo que la velocidad del ascensor es de aproximadamente 1 m/s, se ha estimado una duración por viaje de 10 segundos. Todo ello resulta en una utilización anual de cada ascensor de unas 30 horas anuales.

Para la estimación de consumo de la bomba de frío y calor con ACS, la potencia eléctrica se ha asumido a raíz de la potencia térmica de la unidad exterior, de su COP y de la eficiencia y recuperación de calor del aparato. Las especificaciones técnicas del aparato aparecen detalladas en el tercer capítulo del proyecto, concretamente en el apartado dedicado a la instalación de climatización. En cuanto a la utilización anual, se ha estimado que la bomba está consumiendo durante aproximadamente el 70% del tiempo.

En cuanto a la iluminación, la luminaria del ascensor se asume encendida todo el año, mientras que la de las zonas comunes de los bloques, al encenderse por sensor de proximidad, se asume encendida durante únicamente una hora al día.

Para el análisis del consumo del timbre, se asume que cada timbre se pulsa de media cinco veces al día, siendo la duración de cada pulsación de aproximadamente un segundo y medio.

Se muestra a continuación la estimación del consumo eléctrico de los servicios comunes de los bloques según su inventario y utilización anual.

<i>Aparato</i>	<i>Potencia unitaria (W)</i>	<i>Unidades por bloque</i>	<i>Nº Bloques</i>	<i>Potencia Total (W)</i>	<i>Utilización anual (h/año)</i>	<i>Consumo Total (kWh)</i>
Ascensor	7.500	1	15	112.500	30	3.375
Bomba de frío y calor + ACS	600	1	15	9.000	6.000	54.000
Luminaria ascensor	15	2	15	450	8.760	3.942
Luminaria zonas comunes	20	7	15	2.100	365	767
Timbre	1	7	15	105	2.738	287
TOTAL						62.371

Tabla 5. Inventario y análisis de consumo de las zonas comunes de los bloques.

Comparando el resultado de este análisis con el consumo eléctrico reflejado en las facturas de la luz, se puede comprobar que ambos valores son muy similares.

b) Inventario del aparcamiento subterráneo

En los siguientes párrafos, se explican con detalle las suposiciones tomadas para el análisis del inventario del aparcamiento subterráneo.

La luminaria principal del garaje está formada por una gran cantidad de pantallas LED que mantienen el nivel de luz en su interior a unos 70 luxes. Se asume que hay instalados 4W de iluminación LED por cada metro cuadrado. Sabiendo que el aparcamiento tiene una superficie de poco más de 10.000 m², se puede asumir que hay dispuestas mil pantallas estancas LED de 40W cada una. Por último, se estima que las luces del garaje principales, las cuales se activan por interruptor, permanecen encendidas una media de una hora al día.

El alumbrado de evacuación de este aparcamiento subterráneo está encendido 24 horas al día los 365 días del año. Dicho alumbrado debería garantizar un nivel de iluminación en el suelo de 1 lux, y un nivel de 5 luxes para la identificación de servicios, puertas y cuadros

eléctricos. Se asume que hay aproximadamente una luminaria de evacuación por cada tres pantallas LED de alumbrado principal.

En cuanto a la puerta plegable de salida y entrada al aparcamiento, se asume que la puerta tarda 10 segundos tanto para abrirse como para cerrarse. A su vez, se asume que la puerta se abre y se cierra de media una vez por cada vivienda al día.

No se han incluido los puntos de recarga de vehículos eléctricos, ya que estos puntos no son comunitarios, sino que son instalaciones que se evacúan al contador de cada casa particular que lo solicite.

<i>Aparato</i>	<i>Potencia unitaria (W)</i>	<i>Unidades por bloque</i>	<i>Potencia Total (W)</i>	<i>Utilización anual (h/año)</i>	<i>Consumo Total (kWh)</i>
Luminaria	40	1.000	40.000	365	14.600
Alumbrado de emergencia	3	300	900	8.760	7.884
Puerta	800	1	800	213	170
TOTAL					22.654

Tabla 6. Inventario y análisis de consumo del aparcamiento subterráneo

Comparando esta estimación con las facturas eléctricas, se observa que los consumos son muy similares.

c) Inventario de las zonas comunes

Por último, se explican a continuación las suposiciones tomadas para el estudio del inventario de las zonas comunes restantes.

Tanto la piscina de adultos como la de niños, ambas abiertas desde junio hasta septiembre, constan de depuradoras con sus respectivas bombas. Para la piscina de adultos, de 200 m², se asume que la depuradora tarda aproximadamente ocho horas en limpiar la piscina. De esta manera, se asume que está operativa todos los días entre junio y septiembre, durante 8 horas al día. En cuanto a la de niños, de 50 m², se asume que el tiempo que tarda en depurar es menor, concretamente tres horas.

El gimnasio únicamente dispone de dos máquinas que consumen electricidad, las cuales son dos cintas de correr. Se asume que el uso diario de media de cada una de ellas es de 1 hora al día.

Tanto el edificio de la zona central, donde se localizan el gimnasio y los vestuarios, como el cuarto de la entrada, donde habita el portero, disponen de su propia bomba de frío y calor con ACS. Para la estimación de utilización anual, se asume que la bomba está en funcionamiento de media nueve horas al día.

Las luminarias de los caminos exteriores y las del cuarto del portero se asumen encendidas durante las diez horas menos luminosas. Las de los gimnasios y vestuarios, al estar estos servicios abiertos únicamente durante diez horas, se asumen encendidas durante cinco horas al día de media. La luminaria de las pistas de pádel se activa desde la hora en la que se empieza a perder visibilidad en la pista hasta las 11 de la noche, hora en la que se cierra el servicio de pádel. La luminaria de la piscina permanece encendida toda la noche por seguridad, durante los meses de verano.

Por último, se asume que la bomba del sistema de riego está en funcionamiento cada 3 días, con una duración diaria de una hora.

En la siguiente tabla se puede comprobar que el resultado de la estimación es similar al obtenido a partir de las facturas eléctricas.

<i>Aparato</i>	<i>Potencia unitaria (W)</i>	<i>Unidades</i>	<i>Potencia Total (W)</i>	<i>Utilización anual (h/año)</i>	<i>Consumo Total (kWh)</i>
Depuradora piscina de adultos	2.000	1	2.000	960	1.920
Depuradora piscina de niños	400	1	400	360	144
Maquinaria gimnasio	1.500	2	3.000	365	1.095
Bomba de frío y calor + ACS	600	2	1.200	3.285	3.942
Luminaria caminos	20	75	1.500	3.650	5.475
Luminaria gimnasio y vestuarios	20	15	300	1.825	548

Luminaria pistas de pádel	480	8	3.840	730	2.803
Luminaria piscina	30	10	300	1.440	432
Luminaria portería	20	10	200	3.650	730
Bomba sistema de riego	6.000	1	6.000	122	730
TOTAL					17.819

Tabla 7. Inventario y análisis de consumo de las zonas comunes del recinto.

En este estudio, la suma del total de los consumos comunitarios es de 40.473 kWh, similar a los 40.303 kWh de los consumos extraídos de las facturas eléctricas. De manera conservadora, el consumo eléctrico total asumido para el conjunto de los consumos compartidos por la comunidad se considera de 40.500 kWh anuales, a dividir entre las 102 viviendas que la conforman.

<i>Tipo de servicio comunitario</i>	<i>Consumo según factura eléctrica (kWh)</i>	<i>Consumo según inventario (kWh)</i>	<i>Consumo asumido (kWh)</i>
Aparcamiento subterráneo	22.374	22.654	-
Zonas comunes	17.929	17.819	-
TOTAL	40.303	40.473	40.500

Tabla 8. Comparativa del análisis del consumo eléctrico de los servicios comunes de la urbanización Senda Chica.

4.3 DIAGNÓSTICO Y MEDIDAS DE EFICIENCIA

La urbanización Senda Chica se terminó de construir en marzo de 2021, y está equipada con material de última generación, con el objetivo de conseguir una alta eficiencia energética.

En cuanto a las viviendas, los cerramientos disponen de una alta eficiencia térmica y acústica, así como las ventanas, las cuales disponen de doble acristalamiento con cámara de

aire interna. Además, los aparatos que requieren de electricidad, como por ejemplo el equipo externo de bomba de calor y frío, son de reciente fabricación, y cuentan con una etiqueta energética óptima ligada a su alto nivel de eficiencia.

De esta manera, invertir en mejorar aspectos relativos a las fachadas de las viviendas o a la maquinaria de climatización no implicaría un impacto significativo en el consumo energético.

Observando los consumos eléctricos de la comunidad, se puede deducir que una de las principales causas de consumo viene ligado a la iluminación. Por un lado, una medida para reducir el consumo podría ser cambiar aquellas luminarias fluorescentes por luces LED, las cuales se diferencian de las primeras por ser más eficientes energéticamente y tener una vida útil más larga. Por otro lado, también se podría hacer hincapié en el tiempo que permanecen encendidas dichas luces, y estudiar si se pudiera reducir.

En el caso de esta comunidad, la mayoría de la luminaria se compone de luces LED de alta eficiencia. Las diferencias de potencia entre las distintas luminarias se justifican en cuanto a la cantidad de luxes a los que se quiere llegar en cada zona, así como la distancia y superficie objetivo. Evaluando el estudio de consumo de los servicios comunes de los bloques, cabe destacar la luminaria del ascensor, que permanece encendida las 24 horas del día durante todos los días del año. Así pues, una medida destinada a reducir el consumo energético podría ser instalar sensores de proximidad, de tal manera que las luces del ascensor solo se encendieran durante su uso. El ahorro energético que supondría la mencionada medida se muestra a continuación.

Potencia Total (W)	Utilización anual previa (h/año)	Utilización anual tras la medida (h/año)	Consumo Total previo (kWh)	Consumo Total tras la medida (kWh)	Consumo ahorrado (kWh)
450	8.760	30	3.942	14	3.928

Tabla 9. Ahorro energético tras la instalación de sensores de proximidad en los ascensores.

Por último, se podría reducir el consumo eléctrico que producen los aparatos que, aunque no se estén utilizando, consumen energía por el mero hecho de estar conectados a la red. Estos consumos se conocen como consumos “fantasma”, y se produce debido a los transformadores que incluyen algunos aparatos para convertir la tensión del enchufe a la de funcionamiento del aparato en cuestión. En el caso de la comunidad objeto de estudio, un ejemplo de aparatos conectados continuamente a red son las dos cintas de correr que se encuentran en el gimnasio. A continuación, se muestra el ahorro que supondría esta medida en la maquinaria del gimnasio.

<i>Equipo</i>	<i>Potencia 'fantasma' consumida</i>	<i>Horas conectado sin utilizarse (h)</i>	<i>Ahorro anual (kWh)</i>
Maquinaria gimnasio	0,01	8395	83,95

Tabla 10. Ahorro energético tras la desconexión de los consumos 'fantasma' en estado de reposo.

Capítulo 5. ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR

Este capítulo está destinado al estudio del recurso solar en la localización exacta de la urbanización objeto de estudio. Previamente, se explicarán brevemente los conceptos básicos ligados a la teoría del recurso solar.

5.1 TEORÍA DEL RECURSO SOLAR

El recurso solar es la energía emitida por el sol, conocida como radiación solar, que se transfiere a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. Tras atravesar la atmósfera, la radiación sufre modificaciones debido a diversos fenómenos, en concreto debido a la difusión, la reflexión y la absorción. Durante su interacción con el medio material en la atmósfera, la radiación experimenta alteraciones, pero no se pierde.

Debido a estas modificaciones, aparecen tres tipos de radiación en el medio terrestre, explicadas a continuación.

- Radiación solar directa: es la que incide en el medio terrestre (o material objeto de estudio) sin sufrir ninguna modificación en la atmósfera. Es la que mayor potencia genera en un sistema fotovoltaico.
- Radiación solar reflejada: es aquella que se refleja en las superficies. La cantidad de radiación reflejada está ligada con el coeficiente de reflexión o albedo de cada superficie. Esta energía se aprovecha especialmente cuando se utilizan paneles solares bifaciales, capaces de captar energía también a través de su cara reversa.
- Radiación solar difusa: aquella que, antes de llegar a la superficie terrestre, sufre dispersiones debido a las moléculas que merodean la atmósfera. Está radiación es especialmente significativa en días nublados.

La suma de todas ellas forma la que se conoce como radiación solar global.

Radiación Solar Tipos de Radiación

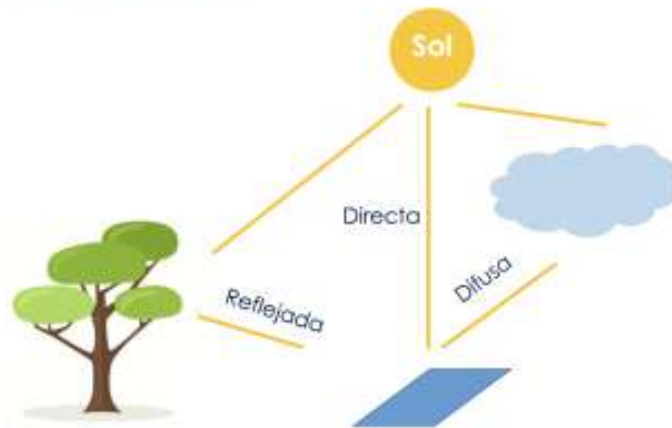


Ilustración 29. Tipos de radiación solar según su trayectoria hasta llegar a la superficie terrestre [12].

Además, cabe destacar que el ángulo con el que los rayos solares inciden en la superficie influye en la cantidad de radiación solar que una superficie puede absorber, dándose el máximo cuando los rayos inciden perpendicularmente.

Por último, se definen brevemente la irradiancia e irradiación solar, conceptos útiles para el posterior análisis de radiación en el emplazamiento.

Por un lado, la intensidad radiante, o irradiancia, es la cantidad total de energía incidente por unidad de superficie y tiempo, medida en W/m^2 . La irradiación, por otro lado, es la cantidad total de energía radiante acumulada que llega a una superficie a lo largo de un período de tiempo, medida habitualmente en kWh/m^2 año.

5.2 ESTUDIO DE RADIACIÓN EN LA URBANIZACIÓN

Para el análisis de radiación en la urbanización objeto de estudio se han utilizado tres bases de datos distintas, definidas a continuación.

- **Meteonorm:** es una base de datos meteorológica que proporciona datos climáticos históricos de más de 8.000 estaciones meteorológicas en todo el mundo. Esta base de datos proporciona información sobre la radiación solar, la temperatura, la velocidad del viento, la humedad y otros parámetros climáticos relevantes, además de permitir realizar análisis y simulaciones precisas para determinar la viabilidad y rendimiento de sistemas de energía renovable en diferentes ubicaciones geográficas. Los datos recopilados inician en el año 1981.
- **NASA SSE:** esta agencia espacial recopila y proporciona una amplia gama de datos climáticos y atmosféricos a través de sus satélites, misiones espaciales y programas de investigación desde el año 1983.
- **PVGIS:** es una herramienta online de libre acceso desarrollada por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea, cuyo propósito es proporcionar información sobre la radiación solar y permitir analizar el rendimiento estimado de sistemas fotovoltaicos en diferentes ubicaciones geográficas. La base de datos dispone de información desde el año 1988, cuyos datos han sido contrastados exhaustivamente con medidas de alta calidad.

A continuación, se muestra la radiación global horizontal a lo largo de los meses en la localización objeto de estudio, obtenida a partir de las tres bases de datos expuestas anteriormente.

<i>Radiación Global Horizontal (kWh/m²)</i>			
<i>Sotogrande</i>	METEONORM	NASA	PVGIS
Enero	80	81	83
Febrero	94	97	96
Marzo	136	144	140
Abril	165	171	172
Mayo	211	209	218
Junio	233	226	236
Julio	237	239	245
Agosto	208	211	217
Septiembre	159	160	164
Octubre	123	119	125
Noviembre	86	83	85
Diciembre	73	70	73
TOTAL	1.805	1.810	1.853

Tabla 11. Radiación global horizontal en Sotogrande, según distintas bases de datos.

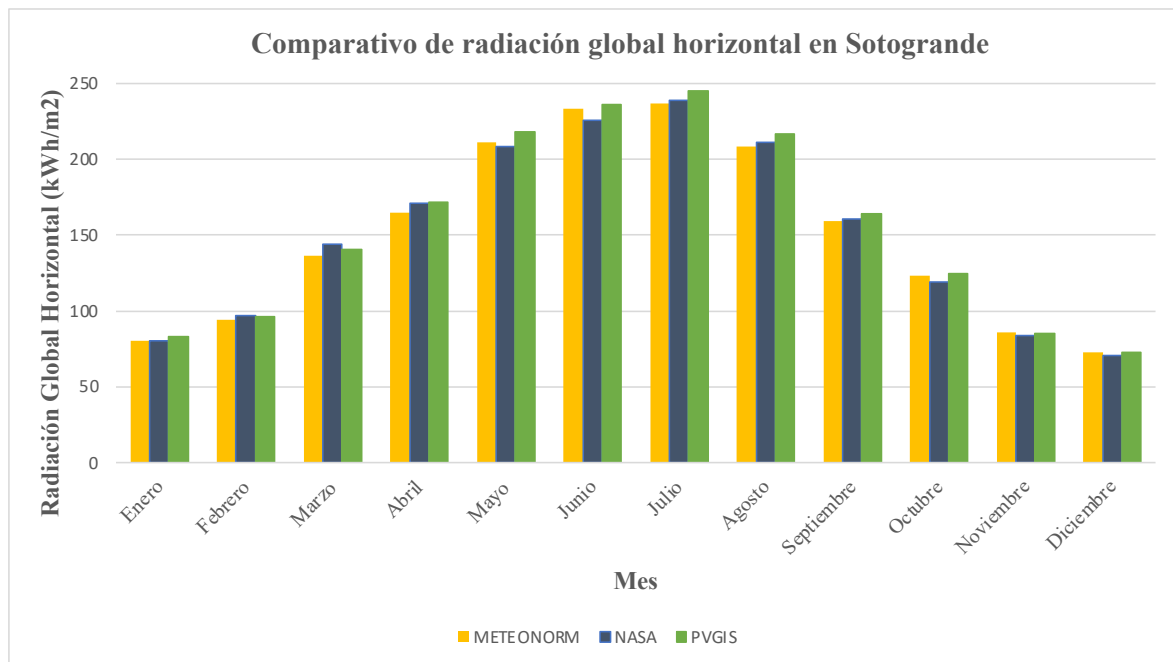


Ilustración 30. Radiación global horizontal en Sotogrande, según Meteonorm, NASA y PVGIS.

Como se puede observar en la *Ilustración 30*, los datos de radiación global horizontal son muy similares en las tres bases de datos utilizadas. En los tres casos, las desviaciones con respecto al promedio son menores del 5%. A continuación, se pondera la contribución de las distintas fuentes en función de la fiabilidad de los datos, para así obtener una estimación de referencia.

<i>Parámetro</i>	<i>Meteonorm v8</i>	<i>NASA SSE</i>	<i>PVGIS Climate</i>
Peso	60%	10%	30%
Motivo	Mediciones en estaciones terrestres, buena resolución espacial, amplio y reciente registro histórico de datos por satélite.	Baja resolución espacial. Registro histórico de datos antiguo.	Alta resolución espacial y datos recientes.

Tabla 12. Ponderación de la contribución de las diferentes bases de datos utilizadas para el estudio del recurso solar en función de su fiabilidad.

De esta manera, se obtiene una estimación realista de la radiación global horizontal utilizando diversas fuentes. Se muestra a continuación dicha estimación, así como distintos parámetros útiles obtenidos de la fuente más actualizada y fiable, Meteonorm, donde:

- G_h es la radiación global sobre el plano horizontal.
- D_h es la radiación solar difusa en el plano horizontal.
- B_n es la radiación solar directa en el plano horizontal.
- T_a es la temperatura ambiente.
- V es la velocidad del viento.

	G_h (kWh/m ²)	D_h (kWh/m ²)	B_n (kWh/m ²)	T_a (°C)	V (m/s)
Enero	81	29	127	12,3	4,6
Febrero	95	41	107	13	5
Marzo	138	59	135	15,1	5
Abril	168	70	147	17	4,7
Mayo	213	84	188	19,6	4,2
Junio	233	71	229	22,4	4
Julio	239	69	239	24,3	3,9
Agosto	211	72	202	24,5	3,8
Septiembre	161	58	169	22,1	3,7
Octubre	123	51	137	19,3	3,4
Noviembre	86	30	132	15,5	4,1
Diciembre	73	31	109	13,4	4,8
Anual	1.820	665	1.920	18,2	4,3

Tabla 13. Datos relativos al estudio del recurso solar en la urbanización objeto de estudio.

Además, se muestra una gráfica comparativa entre la radiación difusa y la radiación global en la comunidad, así como un gráfico con la distribución de las temperaturas a lo largo del año, según la base de datos Meteonorm.

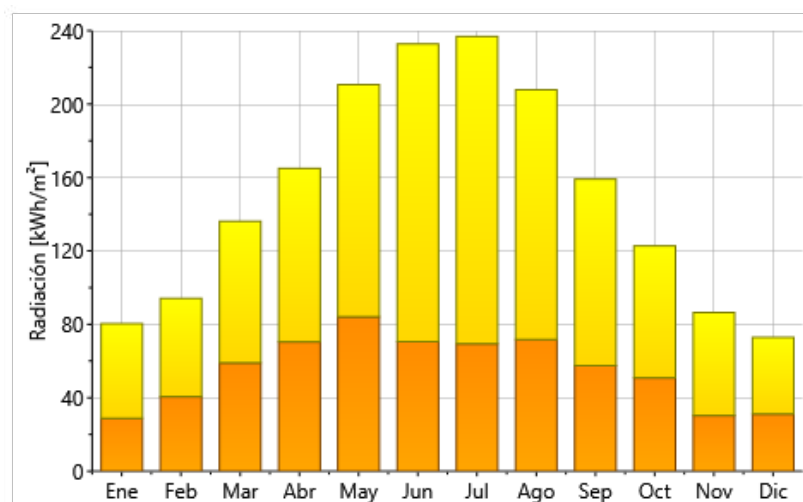


Ilustración 31. Radiación global (amarillo) y radiación difusa (naranja) a lo largo del año en Sotogrande, según la base de datos Meteonorm.

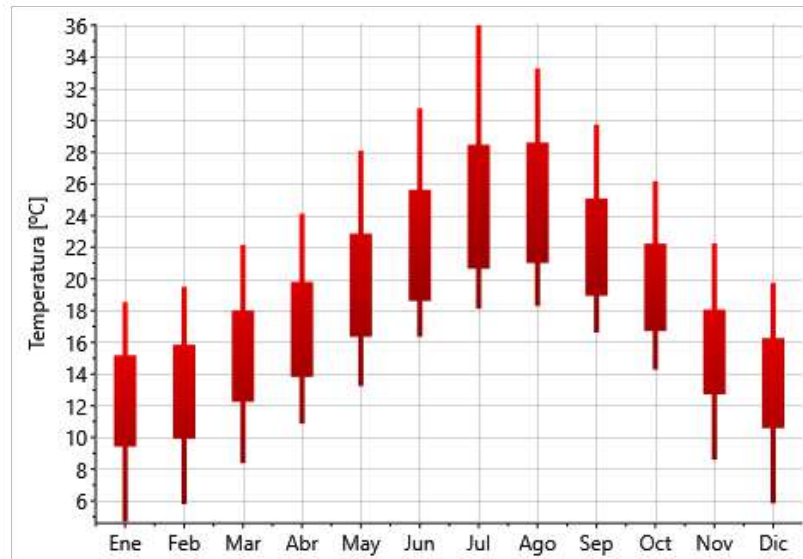


Ilustración 32. Temperatura en la comunidad objeto de estudio, según la base de datos Meteonorm.

Capítulo 6. PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO

Este capítulo tiene por objetivo explicar los principales componentes de una instalación fotovoltaica de autoconsumo. Para ello, se diferenciará entre una instalación fotovoltaica aislada y una instalación fotovoltaica conectada a red. Si bien es cierto que ambos tipos comparten muchos elementos, existen diferencias que se definirán a continuación.

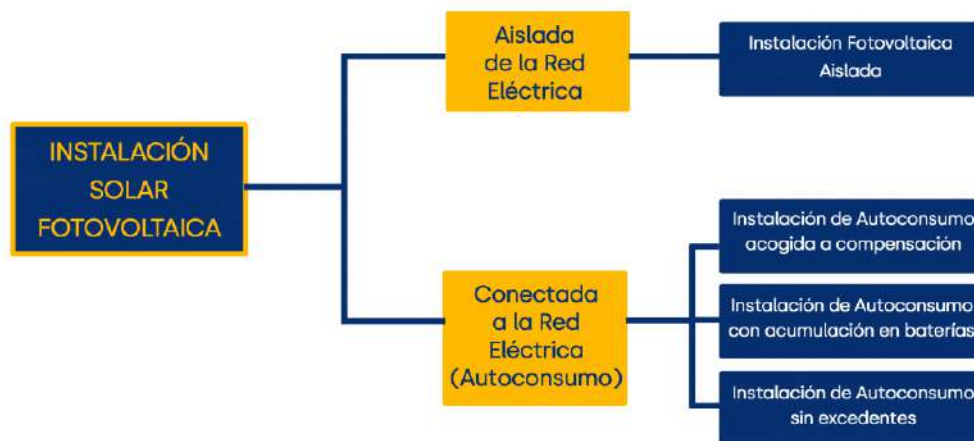


Ilustración 33. Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas [14].

6.1 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA

Los sistemas fotovoltaicos aislados, al no estar conectados a red, obtienen la energía necesaria únicamente a través de la instalación fotovoltaica.

Al no estar conectados a red, estos sistemas se equipan con una batería o acumulador para poder suministrar energía en los momentos en los que el generador no pueda abastecer la demanda. De esta manera, el excedente de energía producido durante el día se almacena en los acumuladores para utilizarlo posteriormente en momentos de baja generación. A continuación, se muestra un esquema representativo de este tipo de instalaciones.

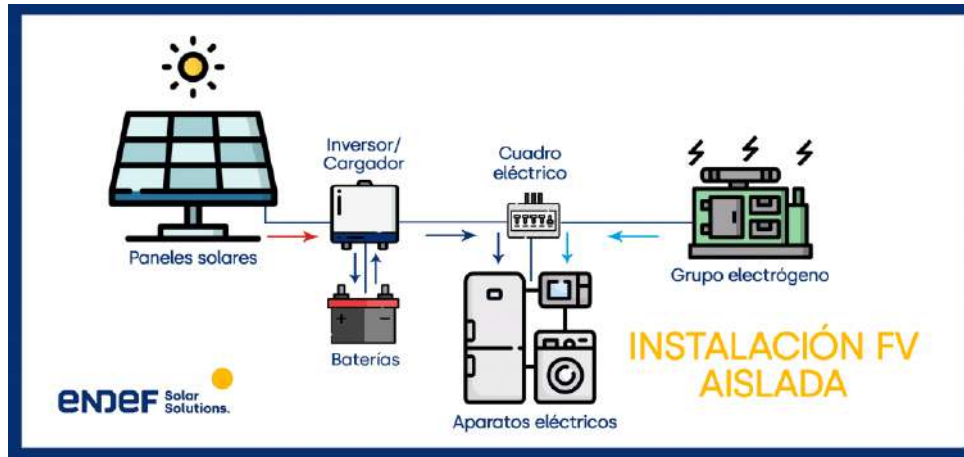


Ilustración 34. Instalación fotovoltaica aislada [14].

6.2 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red funcionan de igual manera que las aisladas, generando energía a partir de la radiación solar, pero con el añadido de que cuentan con la red eléctrica como apoyo en aquellos casos en los que la generación de energía no sea suficiente para cubrir la totalidad de la demanda. De esta manera, el uso de baterías o acumuladores deja de ser necesario, a cambio de necesitar un contador que realice el balance entre energía importada y exportada a la red. A continuación, se muestra un esquema representativo de este tipo de instalaciones.

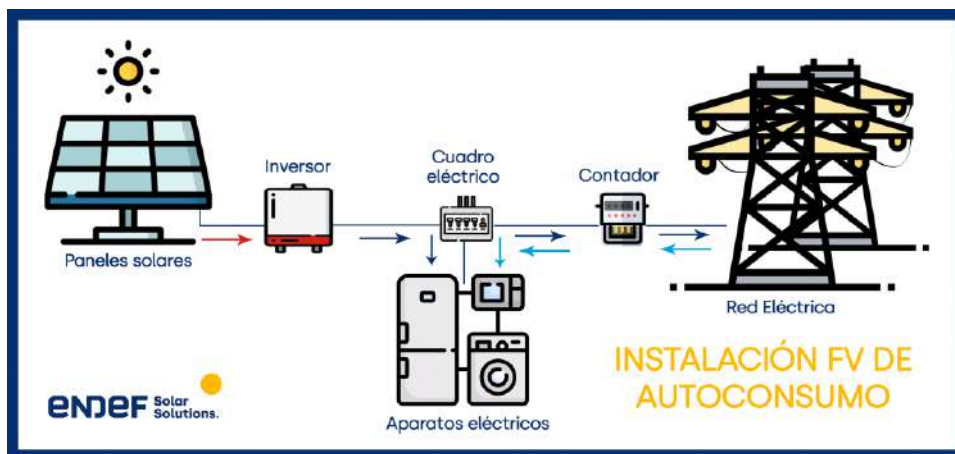


Ilustración 35. Instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a la red eléctrica [14].

6.3 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES

En este subcapítulo se explicará con mayor detalle cada componente principal de una instalación fotovoltaica de autoconsumo, bien sea característico de una instalación aislada o de una instalación conectada a red.

6.3.1 PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles o módulos fotovoltaicos son dispositivos diseñados para convertir la energía solar en electricidad a través del efecto fotovoltaico. Estos módulos están formados por celdas fotovoltaicas, que son dispositivos semiconductores que generan electricidad cuando se exponen a la luz solar. Cuando los fotones de la luz solar inciden sobre las celdas, los electrones localizados en el material semiconductor adquieren energía y se liberan de sus átomos, gracias a lo cual pueden moverse libremente a través del material, creando corriente eléctrica. Al colocar una capa de material conductor en la parte superior y otra en la parte inferior de las celdas, se crea un circuito eléctrico por el que fluye la corriente generada.

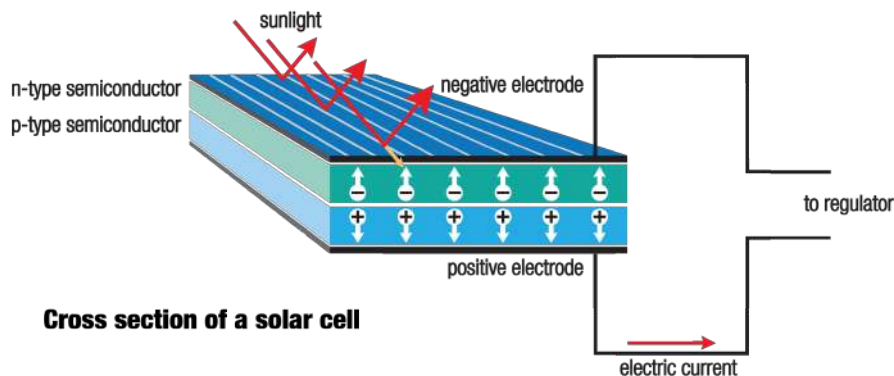


Ilustración 36. Sección y funcionamiento de una celda fotovoltaica [15].

La corriente generada por una celda fotovoltaica es muy pequeña para generar una cantidad aprovechable de energía, por lo que las celdas se conectan en serie o en paralelo para formar un módulo fotovoltaico, capaz de generar una cantidad de energía considerable.

Los módulos fotovoltaicos suelen tener una estructura laminada, en la que las células se encapsulan en una estructura tipo sándwich. Todas las láminas pertenecientes al conjunto,

las cuales pueden variar según el fabricante, están selladas al vacío y protegidas en su perímetro exterior. A continuación, se muestra una ilustración de una configuración típica de un módulo fotovoltaico.



Ilustración 37. Láminas que conforman un módulo fotovoltaico [16].

La electricidad que producen los módulos puede utilizarse directamente en aplicaciones de corriente continua (CC) o a través de inversores para convertirse en corriente alterna (CA), la cual se usa en la mayoría de los sistemas eléctricos. Así mismo, cabe destacar que la eficiencia de los módulos varía según varios factores, como el tipo de material semiconductor, la cantidad y calidad de luz solar recibida, la temperatura ambiente y la orientación y ángulo de inclinación de estos con respecto al sol.

6.3.2 REGULADORES DE CARGA

Los reguladores de carga son dispositivos que controlan y regulan el flujo de energía entre los paneles solares y las baterías o cargas eléctricas.

La función principal de estos dispositivos es proteger a las baterías de sobrecargas peligrosas y asegurar una máxima utilización de la energía, factores clave a la hora de alargar la vida útil de las baterías. Estos reguladores monitorean constantemente la tensión y corriente generados por los paneles solares y ajustan la cantidad de energía que fluye hacia las baterías, con el fin de mantenerlas en un nivel óptimo de carga, así como evitar que el nivel de descarga no supere los límites admisibles.

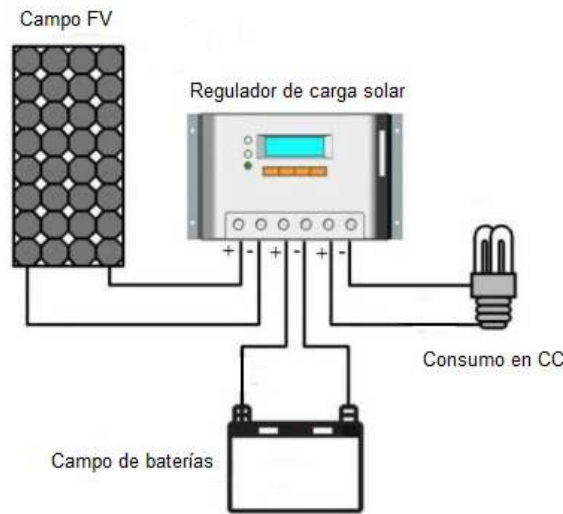


Ilustración 38. Esquema simplificado de un regulador de carga solar [17].

Existen dos tipos de reguladores de carga que se utilizan en sistemas solares: los de tipo PWM (Modulación por Ancho de Pulso), que actúa como interruptor entre las placas solares y las baterías, y los de tipo MPPT (Seguimiento del Punto de Máxima Potencia), que utilizan un algoritmo más avanzado para maximizar el punto de máxima potencia y así extraer más energía. Los primeros son más económicos, pero menos eficientes en comparación con los segundos, por lo que los MPPT se suelen utilizar en sistemas de gran escala o cuando se requiere mayor eficiencia.

6.3.3 BATERÍAS

Las baterías son dispositivos que permiten almacenar la energía producida en exceso por los paneles solares, para después verterla en los periodos en los que los paneles no puedan satisfacer toda la demanda.

Existen dos tipos de baterías: las primarias, que únicamente tienen un ciclo de carga, y las secundarias, que disponen de más de un ciclo de carga y descarga. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, cuando se habla de baterías se hace referencia a las secundarias, también llamadas acumuladores.

La vida útil de una batería se mide en ciclos de carga y descarga. Normalmente, un ciclo diario de carga de una batería en contexto fotovoltaico se produce durante el día, cuando la luz solar incide en las placas, mientras que la descarga se produce durante la noche, cuando la generación de las placas es nula. Sin embargo, existen circunstancias adversas, como la presencia de nubes o la baja luminosidad, que alteran este ciclo de carga y descarga.

Se muestran a continuación las baterías más usadas y eficientes actualmente en el contexto de autoconsumo:

- **Baterías de plomo-ácido:** también conocidas como monoblock. Son las más tradicionales y las más baratas. Suelen tener una vida útil de entre 10 y 15 años.
- **Baterías AGM:** se caracterizan por su electrolito inmóvil, lo cual evita la necesidad de reponerlo. Son más caras que las primeras.
- **Baterías estacionarias:** se caracterizan por tener una mayor capacidad de almacenamiento que las demás.
- **Baterías de ciclo profundo:** su punto fuerte es su vida útil, la cual se ve alargada por su bajo factor de autodescarga.
- **Baterías de litio:** Son más caras que las anteriores, pero son las más eficientes y suelen tener una vida útil considerablemente mayor. Es una de las mejores alternativas a las de plomo.

Una batería completa está formada por varios acumuladores conectados en serie o en paralelo, de tal manera que se pueda ofrecer la capacidad de almacenamiento y la tensión de salida requeridas.

6.3.4 INVERSORES

Los inversores solares son convertidores CC-CA, es decir, aquellos convertidores que transforman la corriente continua proveniente de los paneles solares en corriente alterna, aprovechable para las baterías, los consumos o incluso para verter a la red en el caso de que esté conectada a ella. Este tipo de convertidor es el más usado en las instalaciones

fotovoltaicas, siendo una opción para instalaciones de electrificación mínima el convertidor CC-CC.

6.3.5 PROTECCIONES

La instalación de un sistema fotovoltaico requiere de equipos de protección que garanticen el buen funcionamiento y la seguridad ante cualquier circunstancia, tanto en la parte de corriente alterna como en la de continua.

A continuación, se definen las principales protecciones necesarias para cualquier instalación fotovoltaica:

- **Protección contra cortocircuitos y sobrecorriente:** para evitar daños de grandes corrientes, así como de cortocircuitos, se utilizarán los fusibles o interruptores automáticos necesarios según las características de la instalación.
- **Protección contra sobretensiones:** se diseñarán pararrayos y protectores de sobretensión para proteger a los equipos fotovoltaicos y demás dispositivos electrónicos.
- **Protección contra inversión de corriente:** se instalarán diodos de bloqueo para evitar que la corriente fluya en dirección opuesta cuando los paneles no estén generando electricidad.
- **Protección contra sobretemperaturas e incendios:** se instalarán sensores de temperatura y dispositivos de desconexión térmica para evitar el sobrecalentamiento de algunos equipos. Además, se pueden requerir de sistemas de detección y extinción de incendios en instalaciones de mayor escala.

Además de estas protecciones, es fundamental cumplir con las normativas y regulaciones locales en materia de seguridad eléctrica.

6.3.6 CONTADOR ELÉCTRICO

El contador eléctrico es un dispositivo que se utiliza para medir y registrar el consumo de energía eléctrica en una instalación.

Este contador, a instalar en el punto de entrada del suministro eléctrico, registra la cantidad de energía eléctrica consumida durante un periodo de tiempo, generalmente en kilovatios-hora. Además, en el caso de que funcione en modo bidireccional, puede medir también la energía evacuada a red.

Los contadores eléctricos están sujetos a la normativa específica de cada país, por lo que sus requisitos técnicos deben de ajustarse a ella.

6.3.7 GRUPO ELECTRÓGENO

Por último, en el caso de las instalaciones aisladas se puede llegar a instalar un grupo electrógeno, que es un equipo encargado de generar electricidad de forma autónoma, a partir de un motor de combustión interna acoplado a un generador eléctrico.

De esta manera, se podría satisfacer la demanda en aquellos casos en los que ésta se vea superada por la suma de la generación de energía de los paneles y la energía almacenada en las baterías, sin necesidad de depender de la red eléctrica.

Capítulo 7. MODALIDAD DE AUTOCONSUMO ADOPTADA Y PERMISOS REQUERIDOS

Los consumos eléctricos de la comunidad objeto de estudio están conectados a red, y la potencia instalada es menor de 100 kW, por lo que la modalidad de autoconsumo adaptada será un autoconsumo con excedentes acogidos a compensación. De esta manera, en los momentos en los que haya excedentes de energía, esta se inyectará a la red, compensándose en la factura eléctrica. Esto supondría un ahorro en la factura eléctrica, siendo el ahorro menor o mayor en cada una de ellas dependiendo del consumo mensual.



Ilustración 39. Modalidad de autoconsumo adoptada para la comunidad objeto de estudio [18].

Al tratarse de consumos comunitarios, los consumidores asociados han de acordar el método de reparto de la energía mediante un documento formal que lo refleje. Se opta por un autoconsumo compartido en instalaciones próximas en red interior, para lo cual se necesitará un contador de generación que se encargue del reparto de la energía entre los distintos contadores.

Se muestran a continuación los permisos y trámites requeridos para autorizar una instalación de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación, siguiendo la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo elaborada por IDAE [18]:

1. Diseño de la instalación. Las condiciones necesarias son elaborar una memoria y un proyecto técnicos, ya que la instalación se realizará en baja tensión y su potencia instalada es mayor de 10 kW.
2. Permisos de acceso y conexión y avales o garantías. Al tener una potencia instalada inferior a los 100 kW y encontrarse bajo suelo urbanizado, queda exenta de presentar garantías para la conexión, pero necesitan permisos de acceso y conexión. Además, para la puesta en servicio de la instalación, se necesita seguir los pasos del Real Decreto 647/2020 (Notificaciones Operacionales).

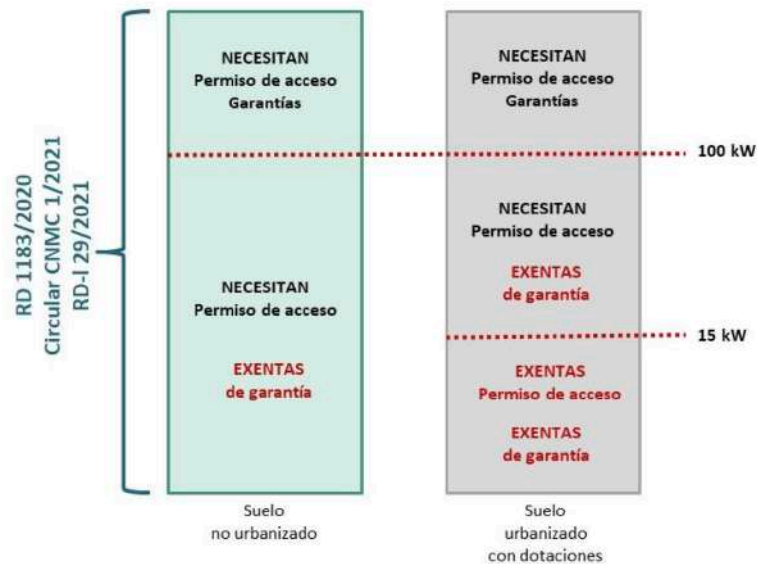


Ilustración 40. Exenciones de permisos de acceso y depósito de garantías [18].

3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública. Las instalaciones de autoconsumo con potencia menor de 100 kW no requieren de documentación relativa a impacto ambiental o utilidad pública, salvo cuando el emplazamiento se encuentre en alguna zona protegida.
4. Autorización Administrativa previa y de construcción. Al ser una instalación de menos de 100 kW conectada a una red de baja tensión, queda excluida del régimen de autorización administrativa previa y de construcción.
5. Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras (ICIO). Se deberá solicitar permiso de obras según la normativa municipal vigente en Cádiz.

6. Ejecución de las instalaciones. Al tratarse de una instalación de menos de 100 kW conectada en BT, se seguirá el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).
7. Inspección inicial e inspecciones periódicas. Al tratarse de una instalación ejecutada bajo el REBT, no es obligatorio pasar un trámite de inspección inicial, salvo en condiciones concretas de potencia y localización, pero sí deberá pasar inspecciones periódicas cada 5 años.
8. Certificados de instalación y certificados de fin de obra. Para la certificación del final de obra bastaría con presentarla ante el órgano correspondiente de la comunidad autónoma del certificado de instalación.
9. Autorización de explotación. Al tratarse de una instalación de menos de 100 kW, no necesitará de un trámite específico.
10. Contrato de acceso y contrato de suministro para la instalación de autoconsumo. Al tener una potencia menor a 100 kW, cualquier modificación del contrato se debe realizar por la empresa distribuidora a partir de la información incluida en el certificado de instalación, entregado a la Junta de Andalucía.
11. Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares. Como la instalación no incluye servicios auxiliares, no aplica.
12. Licencia de actividad. Al ser la modalidad acogida a compensación, no es necesario ningún trámite, ya que no realizan actividad económica.
13. Acuerdo de reparto y Contrato de compensación de excedentes. Al disponer de consumos compartidos, se tendrá que acordar un sistema de reparto de la energía recogido formalmente en un acuerdo firmado por todos los consumidores asociados. Además, este acuerdo ha de ser remitido individualmente por cada consumidor a la compañía distribuidora. Alternativamente, la urbanización Senda Chica como gestora de la comunidad podría ejercer la representación de los consumidores asociados, siempre que todos lo autoricen. Además, se necesita firmar un contrato entre el productor y los consumidores asociados para la compensación de excedentes, incluyendo el criterio de reparto anteriormente mencionado.
14. Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo. Al disponer de menos de 100 kW, la instalación queda exenta de dicha inscripción. En caso de que se requiera, se

tramitaría la inscripción a través de la plataforma de registro de la comunidad afectada, habilitado por el Real Decreto 244/2019, y se debería remitir la información a la Dirección General de Política Energética y Minas para inscribirse en el Registro Administrativo de Autoconsumo a nivel nacional.

15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica. Toda instalación de autoconsumo con excedentes debe estar inscrita en el registro, pero es un procedimiento entre administraciones, por lo que los autoconsumidores no tienen que realizar ningún trámite.
16. Inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE). Al ser una instalación con excedentes de menos de 100 kW, queda exenta de dicho trámite.
17. Contrato de venta de energía. Solo es necesario en aquellas instalaciones con excedentes no acogidas a compensación.
18. Notificaciones operacionales. Han de emitirse una serie de notificaciones con el objetivo de que se demuestre la cumplimentación de los requisitos técnicos necesarios por parte del titular de la instalación.

Cabe destacar que, al encontrarse la urbanización en la Comunidad de Andalucía, los trámites municipales que se requieran se realizarán a través de la herramienta telemática PUES, regulada por el Decreto 59/2005.

Capítulo 8. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO

En este capítulo se presentan los cálculos analíticos necesarios para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo. El objetivo del dimensionamiento es determinar el tamaño ideal de los elementos que conforman la instalación fotovoltaica.

8.1 ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DIARIO

A continuación, se muestra la demanda energética diaria de los consumos comunes a partir de la potencia y tiempo de uso de los aparatos eléctricos involucrados.

Zona	Aparato	Potencia unitaria (W)	Nº Unidades	Utilización (h/día)	Consumo (kWh/día)
Aparcamiento	Luminaria	40	1000	1,00	40,00
	Alumbrado evacuación	3	300	24,00	21,60
	Puerta	800	1	0,58	0,47
Zonas comunes	Depuradora piscina adultos	2.000	1	2,63	5,26
	Depuradora piscina de niños	400	1	0,99	0,39
	Maquinaria gimnasio	1.500	2	1,00	3,00
	Bomba de frío y calor + ACS	600	2	9,00	10,80
	Luminaria caminos	20	75	10,00	15,00
	Luminaria gimnasio	20	15	5,00	1,50
	Luminaria pistas de pádel	480	8	2,00	7,68
	Luminaria piscina	30	10	3,95	1,18
	Luminaria portería	20	10	10,00	2,00
	Bomba sistema de riego	6.000	1	0,33	2,00
Consumo medio diario total (L_{md})					110,89

Tabla 14. Consumo energético medio diario de los consumos comunes de la urbanización Senda Chica.

8.2 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Hay dos tecnologías predominantes en los paneles fotovoltaicos, la monocristalina y la policristalina. Dentro de la monocristalina, se diferencian varios tipos. A continuación, se

muestra una Ilustración con los tipos de paneles más representativos y sus diferencias en eficiencia y potencia, elaborado por EnergyTrend en 2018.

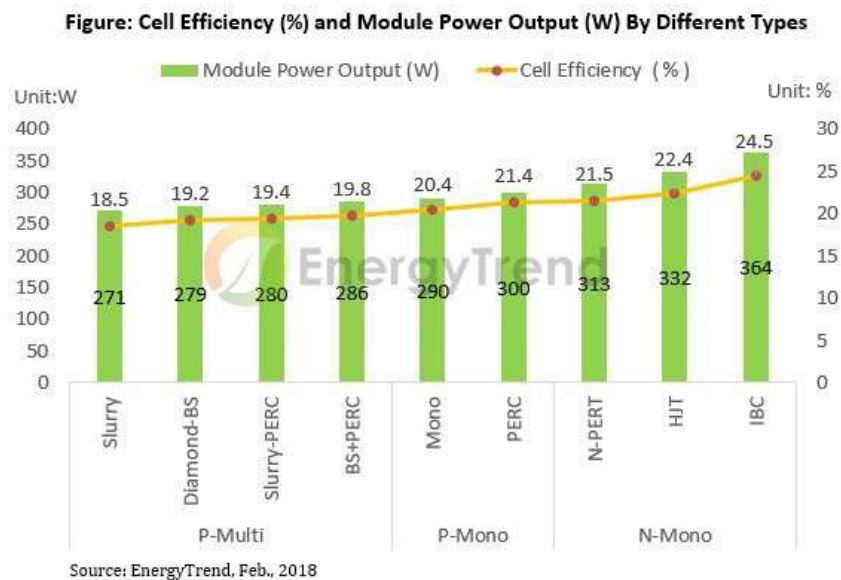


Ilustración 41. Informe de 2018 sobre la eficiencia de los principales tipos de celdas fotovoltaicas [19].

Como se puede observar en la *Ilustración 41*, los paneles que utilizan silicio tipo N son los que presentan mejores prestaciones en cuanto a eficiencia y potencia de salida.

Para escoger el tipo de celda fotovoltaica más conveniente, se hace referencia al estudio elaborado por SunFields Europe en marzo de 2023 [20]. En este estudio, se elabora una lista con los paneles más eficientes según las fichas técnicas declaradas por los fabricantes, para posteriormente aplicar un filtro de comportamiento empírico. Dicho filtro se basa en la edición de 2023 del informe anual de eficiencia fotovoltaica de Raptor Maps, en el que se analizan más de 24.500 MW de sistemas fotovoltaicos.

De esta manera, se ha optado por escoger el módulo Maxeon 3 del fabricante SunPower, clasificado como el panel solar con mejor ratio precio-producción de energía para autoconsumo residencial, con una eficiencia de 22.7%. Se muestran a continuación los principales parámetros del módulo escogido.

Datos eléctricos del módulo Maxeon 3 (430W) de SunPower

Potencia nominal (P_{nom})	430 W
Eficiencia de los paneles	22,7%
Tensión nominal (V_{mpp})	70,4 V
Intensidad nominal (I_{mpp})	6,11 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	81,4 V
Intensidad de cortocircuito (I_{sc})	6,57 A
Celdas fotovoltaicas por módulo	112 Maxeon Gen 3 monocristalino

Tabla 15. Datos eléctricos del módulo fotovoltaico Maxeon 3 (430 W) de SunPower [21].

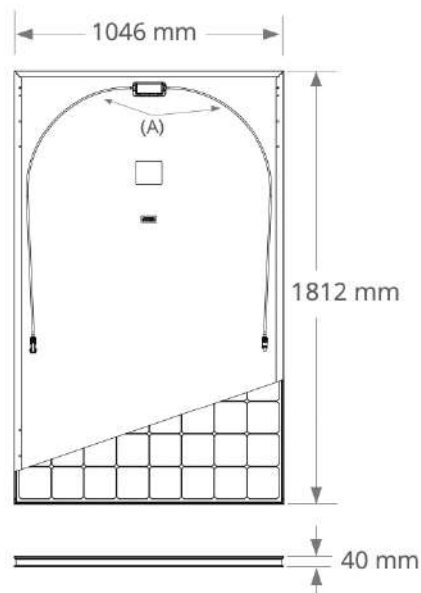


Ilustración 42. Medidas del módulo fotovoltaico Maxeon 3 (430 W) de SunPower [21].

Además, habrá que determinar la posición óptima de los módulos, así como su inclinación y tamaño óptimo.

Se tiene previsto instalar el sistema fotovoltaico sobre las cubiertas de los bloques y del gimnasio y vestuarios, siendo todas ellas cubiertas planas. La orientación se escogerá hacia el sur (azimut de 0°), ya que es la orientación que permite mayor captación solar anual.

Si el regulador de carga sigue el punto de máxima potencia (MPPT), la inclinación óptima se calculará siguiendo dos criterios, el de máxima captación de energía anual y el de mes crítico o peor. Si no, se seguirá el método amperios-hora, analizando la corriente pico.

Existen dos tipos de cubiertas de cara a la instalación de los paneles fotovoltaicos: las relativas a los bloques, con el inconveniente de que compartirían espacio con algunos elementos de las instalaciones de climatización, y las cubiertas del gimnasio y los vestuarios, que tienen la ventaja de estar vacías en su totalidad. Todas las cubiertas mencionadas son planas

Se dispone de una gran superficie de cubiertas disponible para instalar los paneles fotovoltaicos. No obstante, dicha superficie se encuentra repartida por diversas cubiertas separadas entre sí a distancias considerables, lo cual hay que tener en cuenta para evitar grandes pérdidas en los cables de baja tensión. De esta manera, las cubiertas del gimnasio y los vestuarios, al estar muy juntas la una de la otra y estar libres en su totalidad, resultan ser la mejor opción de cara a minimizar la distancia entre los paneles.



Ilustración 43. Vista en planta de los planos de la urbanización Senda Chica [10].

A continuación, se analizan los diferentes métodos para el cálculo de la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos.

8.2.1 CRITERIO DEL MES CRÍTICO

Como primer paso para calcular la inclinación óptima según el criterio del mes crítico o “*mes peor*”, se muestran los valores de radiación solar global (G_d) recibida cada mes para diferentes inclinaciones y con un azimut de 0° , según la media de datos de PVGIS “*SARAH2*” entre 2005 y 2020.

<i>Senda Chica,</i> <i>Sotogrande</i>	G_d (kWh/m ² día)						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Enero	2,67	3,28	3,80	4,23	4,56	4,76	4,84
Febrero	3,43	3,95	4,39	4,72	4,94	5,03	5,00
Marzo	4,53	4,93	5,23	5,40	5,45	5,38	5,16
Abril	5,73	5,97	6,07	6,05	5,88	5,58	5,16
Mayo	7,04	7,11	7,03	6,79	6,40	5,89	5,24
Junio	7,85	7,83	7,63	7,25	6,73	6,07	5,27
Julio	7,89	7,92	7,77	7,46	6,96	6,32	5,53
Agosto	6,98	7,21	7,28	7,18	6,90	6,45	5,86
Septiembre	5,46	5,87	6,15	6,28	6,26	6,09	5,77
Octubre	4,02	4,54	4,96	5,27	5,44	5,48	5,38
Noviembre	2,85	3,40	3,88	4,26	4,54	4,70	4,74
Diciembre	2,35	2,90	3,39	3,80	4,11	4,32	4,41

Tabla 16. Irradiación global diaria en Senda Chica para diferentes inclinaciones respecto al plano horizontal, según la base de datos PVGIS.

Posteriormente, se calcula el cociente entre el consumo medio diario (110,89 kWh/día) y la irradiación global mensual. De esta manera, se calcula la potencia necesaria del generador fotovoltaico en cada mes para satisfacer la demanda de los consumos comunes, mostrada en la siguiente tabla.

	L_{md}/G_d (Wp)						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Enero	41.459	33.859	29.182	26.204	24.337	23.284	22.899
Febrero	32.315	28.050	25.273	23.497	22.465	22.046	22.194
Marzo	24.498	22.494	21.218	20.520	20.329	20.630	21.470
Abril	19.348	18.581	18.254	18.335	18.850	19.863	21.508
Mayo	15.748	15.588	15.777	16.343	17.320	18.833	21.176
Junio	14.127	14.168	14.542	15.285	16.478	18.262	21.030
Julio	14.060	13.997	14.263	14.872	15.928	17.559	20.056
Agosto	15.877	15.371	15.237	15.453	16.074	17.184	18.918
Septiembre	20.316	18.896	18.042	17.659	17.711	18.211	19.230
Octubre	27.570	24.407	22.341	21.054	20.377	20.230	20.603
Noviembre	38.928	32.612	28.611	26.037	24.444	23.602	23.403
Diciembre	47.181	38.184	32.682	29.178	26.962	25.672	25.129

Tabla 17. Potencia necesaria del generador fotovoltaico para cada inclinación y mes.

A continuación, se escoge para cada inclinación el mes con el máximo valor de potencia necesaria. Dentro de ese rango, se elige el menor valor, para minimizar la potencia del generador de cara a afrontar el mes crítico. De esta manera, de la *Tabla 16* se deduce que el mes crítico es diciembre, y que la inclinación a escoger mediante este criterio sería de 60°, lo que supone una potencia necesaria del generador de al menos 25,129 kWp.

Este método tiene la desventaja de que sobredimensiona el generador en los meses de mayor incidencia de radiación solar, pero tiene la ventaja de garantizar el suministro de energía todos los meses del año.

Por último, se calcula el número de módulos fotovoltaicos necesarios según este criterio, así como su disposición en serie y en paralelo. Para ello, se considera un factor global de pérdidas (PR), que representa la relación entre la energía producida en condiciones reales (contador) y la que debería producir en condiciones ideales (irradiancia incidente). Este

factor depende del material de la celda fotovoltaica, asumido del 90% al ser el módulo escogido de silicio monocristalino.

A continuación, se muestra el cálculo del número total de módulos fotovoltaicos necesarios:

$$N_T = \frac{L_{md}}{P_{mpp,STC} \cdot G_d \cdot PR} = \frac{110,89 \cdot 10^3}{430 \cdot 4,41 \cdot 0,9} = 64,97 \text{ módulos}$$

Siendo:

- N_T : Número total de módulos.
- L_{md} : Consumo medio diario mensual.
- $P_{mpp,STC}$: Potencia pico del módulo en condiciones estándar de medida.
- G_d : Radiación global a 60° en el mes crítico.
- PR: Rendimiento del generador.

De esta manera, el número de módulos fotovoltaicos necesario según el método del mes crítico sería de 65 módulos. Conociendo este dato y la tensión de la batería, la cual ha de coincidir con la tensión nominal de la instalación, se procede a calcular la disposición en serie y en paralelo de los módulos.

Se muestra la expresión para calcular el número de módulos en serie:

$$N_s = \frac{V_{BAT}}{V_{mpp,STC}} = \frac{384}{70,4} = 5,45$$

Donde:

- N_s : Número de módulos en serie por rama.
- V_{BAT} : Tensión nominal de la batería (V), la cual coincide con la tensión de la instalación, escogida en base a iteraciones.
- $V_{mpp,STC}$: Tensión nominal del módulo en el punto de máxima potencia en voltios en condiciones estándar de medida (V).

Por último, se obtiene el número de ramas en paralelo a partir de la siguiente expresión:

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} = \frac{65}{5} = 13$$

De esta manera, se necesitarían 13 ramas con 5 módulos conectados en serie en cada rama.

8.2.2 CRITERIO DE LA MÁXIMA CAPTACIÓN DE ENERGÍA ANUAL

Este método determina la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos para optimizar la relación consumo-radiación global anual. Para ello, se tiene en cuenta la radiación solar media anual para cada ángulo de inclinación.

<i>Senda Chica,</i> <i>Sotogrande</i>	<i>G_d (kWh/m² día)</i>						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Año	5,07	5,41	5,63	5,72	5,68	5,51	5,20

Tabla 18. Irradiación global diaria media en Senda Chica entre 2005 y 2020, según PVGIS.

A partir de la tabla anterior, se calcula la potencia necesaria para que el generador fotovoltaico satisfaga la demanda anual. Para ello, se calcula el cociente entre el consumo medio anual y la irradiación global. El consumo medio anual (L_{ma}) se obtiene a partir del consumo medio diario (L_{md}) por el número de días en los que funciona el sistema y entre el número de días del año. En este caso, se asume que el sistema fotovoltaico está en funcionamiento todos los días del año, por lo que el consumo medio anual es igual al consumo medio diario.

	<i>L_{ma}/G_d (Wp)</i>						
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°
Media año	21.884	20.497	19.692	19.375	19.519	20.141	21.339

Tabla 19. Potencia necesaria del generador fotovoltaico según la media anual.

De entre todas las inclinaciones, se toma aquella con el menor valor de potencia necesaria. De acuerdo con lo reflejado en la *Tabla 18*, el menor valor se da para una inclinación de 30°, por lo que se tomará dicho ángulo y una potencia del generador de al menos 19,38 kWp.

En comparación con el anterior método, la inclinación es 30° inferior y la potencia del generador es de unos 6 kWp menos. De esta manera, el generador fotovoltaico ya no está sobredimensionado, pero presenta el inconveniente de que en los meses en los que haya menor radiación solar, estará subdimensionado, lo cual afecta directamente a la longevidad de las baterías.

A continuación, se calcula el número total de módulos necesarios:

$$N_T = \frac{L_{md}}{P_{mpp,STC} \cdot G_d \cdot PR} = \frac{110,89 \cdot 10^3}{430 \cdot 5,72 \cdot 0,9} = 50,09 \text{ módulos}$$

Donde:

- N_T : Número total de módulos.
- L_{md} : Consumo medio diario mensual.
- $P_{mpp,STC}$: Potencia pico del módulo en condiciones estándar de medida.
- G_d : Radiación global media anual a 30°.
- PR: Rendimiento del generador.

Al utilizar las mismas baterías, el número de módulos en serie será el mismo que en el método anterior. El número de módulos en paralelo se calcula a continuación.

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} = \frac{50}{5} = 10$$

De esta manera, se concluye que la disposición óptima de los módulos según el método de máxima captación de energía anual es de 10 ramas en paralelo, con 5 módulos en serie por cada rama.

8.2.3 MÉTODO AMPERIOS-HORA

Este método solo se aplica si el generador no dispone de seguidor del punto de máxima potencia, en cuyo caso éste proporcionará una tensión similar a la de la batería (V_{BAT}) y una corriente similar a la corriente de máxima potencia (I_{mpp}).

Como primer paso, se calcula el equivalente del consumo diario en amperios-hora, a partir de la siguiente expresión:

$$Q_{Ah} = \frac{L_{md}}{V_{BAT}} = \frac{110,89 \cdot 10^3}{384} = 288,77 \text{ Ah/día}$$

Donde:

- Q_{Ah} : Consumo medio mensual en amperios-hora al día.
- L_{md} : Consumo medio diario mensual en vatios-hora al día.
- V_{BAT} : Tensión de la batería en voltios.

Posteriormente, se calcula la corriente de funcionamiento del generador a través de la siguiente expresión:

$$I_{GFV, mpp, STC} = \frac{Q_{Ah}}{G_d}$$

Donde:

- $I_{GFV, mpp, STC}$: Corriente total del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida.
- G_d : Irradiación global a la inclinación del sistema, dependiendo de si se escoge el criterio del mes crítico o el criterio de máxima captación de energía.

El generador funcionará a una corriente de 65,48 A si sigue el método del mes crítico, o de 50,48 A si sigue el método de máxima captación de energía.

Por último, se calcula el número total de paneles necesarios, así como su disposición en paralelo y en serie.

El número de ramas en paralelo se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$N_p = \frac{I_{GFV, mpp, STC}}{I_{MOD, mpp, STC}}$$

Donde:

- $I_{\text{MOD},\text{mpp},\text{STC}}$: Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida.

De esta manera, se necesitarán 11 ramas si se sigue el método del mes crítico, u 8 ramas si se sigue el método de máxima captación de energía anual.

El número de módulos en serie se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$N_s = \frac{V_{\text{BAT}}}{V_{\text{MOD},\text{mpp},\text{STC}}} = \frac{384}{70,4} = 5,45$$

Donde:

- $V_{\text{MOD},\text{mpp},\text{STC}}$: Tensión en el punto de máxima potencia del módulo en condiciones estándar de medida.

De esta manera, mediante el método amperios-hora se determina que se deberían conectar 6 módulos en serie por cada rama, lo cual haría un total de 55 módulos inclinados a 60° y una corriente de funcionamiento 65,48 A o 40 módulos inclinados a 30° y una corriente de funcionamiento de 50,48 A.

8.2.4 ESTUDIO PARA INCLINACIÓN NULA

Tal y como se ha explicado con anterioridad, las cubiertas sobre las que se plantea realizar la instalación están orientadas con un azimut de $\pm 45^\circ$ con respecto al eje norte-sur. De esta manera, con el objetivo de plantear una alternativa a la colocación de paneles orientados hacia el sur, se muestra en este apartado un análisis del número de paneles necesarios para una inclinación de 0°. Para ello, se realiza el mismo procedimiento utilizado para cada método anteriormente, pero para una inclinación de 0°.

<i>Inclinación a 0°</i>	<i>Mes crítico</i>	<i>Máxima captación</i>	<i>Amperios-hora</i>		
G_d (kWh/m ² día)	2,35	5,07	2,35	5,07	G_d
L_{ma}/G_d (Wp)	47.187	21.872	109,23	50,63	$I_{GFV,mpp}$ (A)
Nº módulos	120	60	100	45	N_T
Nº en paralelo	24	12	20	9	N_p
Nº en serie	5	5	5	5	N_s

Tabla 20. Cálculo de módulos fotovoltaicos necesarios para una inclinación de 0°.

8.2.5 ESTUDIO DEL ÁREA DISPONIBLE Y VIABILIDAD

Tal y como se puede observar en la *Ilustración 42*, cada panel fotovoltaico ocuparía una superficie de aproximadamente 1,9 m² (1.046 x 1.812 mm) si estuviera colocado con una inclinación nula. Al ser los ángulos de inclinación escogidos de 30° y 60°, cabría pensar que la superficie a ocupar por cada módulo sobre el plano de la cubierta se reduce. No obstante, hay que respetar una distancia mínima entre los módulos en función del ángulo de inclinación, de la altura del módulo y de la latitud, para así evitar pérdidas por sombras.

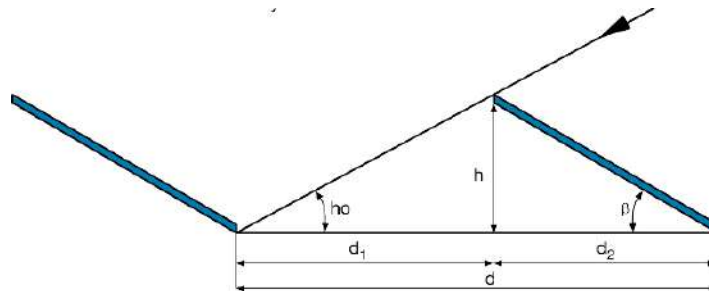


Ilustración 44. Distancia mínima para evitar sombras en los módulos fotovoltaicos paralelos [22].

De esta manera, la longitud que ocuparía cada módulo al que le sucede otro módulo en su eje vertical se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$d = L \cdot \left(\frac{\text{sen } \beta}{\tan h_0} + \cos \beta \right)$$

Donde:

- d: distancia mínima desde el inicio de un módulo hasta el inicio del siguiente.
- L: longitud vertical del módulo (1,046 m o 1,812 m).
- β : Ángulo de inclinación del módulo (30° o 60° dependiendo del módulo).
- h_o : ángulo de incidencia solar en el solsticio de invierno.

Para el emplazamiento objeto de estudio, con una latitud de 36° 17', el ángulo de incidencia solar en el solsticio de invierno es el siguiente:

$$h_o = 90^\circ - 36^\circ - 23,5^\circ = 30,5^\circ$$

De esta manera, si se escoge la longitud de 1,046 metros como la parte vertical, la distancia mínima sobre el eje vertical de la cubierta que debería ocupar un módulo al que le sucede otro módulo en dicho eje, será de 1,79 metros si está inclinado 30° o de 2,06 metros en el caso de que esté inclinado 60°. De la otra forma, si se escoge la longitud de 1,812 metros como la vertical, dicha distancia mínima debería ser de 3,11 metros si está inclinado 30° o de 3,57 metros si está inclinado 60°.

Como alternativa para reducir el espacio, se podría no respetar la distancia mínima calculada para evitar sombras en todo momento, con el inconveniente de que esto supondría pérdidas en la generación de energía. Otra alternativa sería colocar los módulos en una estructura ascendente, de tal manera que se evitaría la distancia mínima y no habría problemas de pérdidas por sombras. No obstante, esto supondría un gran impacto visual, así como complicaciones en el mantenimiento y en los accesos a las cubiertas. Como última alternativa, se podría optar por una inclinación de 0° para evitar sombras y aprovechar el espacio al máximo, con el inconveniente de que se necesitarían más módulos para asegurar la irradiación solar necesaria para cada método.

También hay que considerar las pérdidas por sombras ajenas, como elementos de edificios colindantes, vegetación, etcétera. Analizando las cubiertas que se plantean utilizar, se puede comprobar que no hay elementos colindantes cercanos que comprometan la máxima utilización de los paneles fotovoltaicos.

Se muestran a continuación una serie de planos con diferentes pruebas de ocupación de área de los paneles para evaluar la viabilidad de cada método.

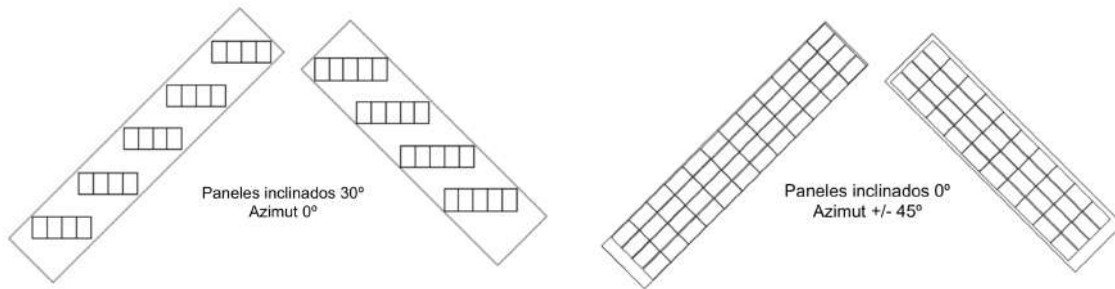


Ilustración 45. Pruebas de colocación de los paneles fotovoltaicos en las cubiertas seleccionadas.

Como se puede observar en la *Ilustración 45*, los paneles inclinados a 30° y azimut nulo hacen guardar una distancia mínima que provoca que solo quepan 40 módulos en las cubiertas escogidas, lo cual es insuficiente para satisfacer toda la demanda a través de cualquier método. Lo mismo ocurre para los paneles inclinados 60° . Por otro lado, al disponer las cubiertas con una inclinación nula, no es necesario guardar una distancia mínima para evitar sombras propias, por lo que se pueden llegar a instalar un máximo de 88 módulos (4 filas de 12 módulos en la cubierta izquierda, y 4 filas de 10 módulos en la cubierta derecha). De esta manera, esta cantidad de módulos es más que suficiente para satisfacer toda la demanda mediante el método de máxima captación y para una inclinación de 0° , tanto si se dispone de regulador con seguimiento MPPT, como si no. Además, las pérdidas del cableado se reducen considerablemente.

Por ello, la solución adecuada sería instalar los paneles sin inclinación, ajustándose al azimut de la cubierta para aprovechar al máximo la superficie. Para ello, al ser la cubierta de grava, se colocarán los paneles sobre bloques de hormigón

En la siguiente tabla, se muestran los módulos necesarios a instalar si se considera un regulador con MPPT, según cada método.

<i>Regulador con MPPT, $\alpha=0^\circ$</i>	Máximo disponible	Máxima Captación	Mes Crítico
Nº Módulos	85	60	120
Nº en paralelo	17	12	24
Nº en serie	5	5	5
Inclinación	0°	0°	0°
Potencia (kWp)	36,55	24,08	52,46

Tabla 21. Potencia pico a instalar para los módulos con inclinación nula.

De manera conservadora, se podría coger el número máximo de módulos (85) que caben en el área de las cubiertas bajo la configuración estudiada.

8.3 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN

El siguiente paso en el diseño en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo es diseñar el sistema de acumulación. Para ello, se calcula la capacidad diaria de la batería en función de la descarga máxima diaria o estacional. La descarga máxima diaria es aquella que se puede permitir en una batería antes de que se produzca la desconexión del regulador para protegerla, cuya profundidad suele ser del 15%.

La capacidad de la batería en función de la descarga máxima diaria se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$C_{nd}(\text{Wh}) = \frac{L_{ma}}{P_{Dmax} \cdot F_{CT}} = \frac{110.890}{0,15 \cdot 1} = 739,27 \text{ kWh}$$

$$C_{nd}(\text{Ah}) = \frac{C_{nd}(\text{Wh})}{V_{BAT}} = \frac{739.267}{384} = 1.925,17 \text{ Ah}$$

Donde:

- C_{nd} : Capacidad nominal diaria de la batería.
- L_{ma} : Consumo diario medio anual en vatios-hora al día.

- P_{Dmax} : Profundidad de descarga máxima diaria, en porcentaje.
- F_{CT} : Factor de corrección por temperatura.
- V_{BAT} : Tensión de la batería, en voltios.

La capacidad de la batería también se puede obtener en función de la descarga máxima estacional, que es el número máximo de días que la batería puede estar descargándose sin recibir radiación solar, y se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$C_{ne}(Wh) = \frac{L_{ma} \cdot N}{P_{Dmax-e} \cdot F_{CT}} = \frac{110.890 \cdot 4}{0,7 \cdot 1} = 633,66 \text{ k Wh}$$

$$C_{ne}(Ah) = \frac{C_{ne}(Wh)}{V_{BAT}} = \frac{663.657,14}{384} = 1.728,27 \text{ Ah}$$

Donde:

- C_{ne} : Capacidad nominal estacional de la batería.
- N : Número máximo de días de autonomía.
- P_{Dmax-e} : Profundidad de descarga máxima estacional, en porcentaje.

Para el dimensionamiento de la batería, se toma como capacidad nominal el valor máximo de los dos métodos, es decir, un valor de al menos 1.925,17 Ah. Para lograr esta capacidad nominal, se necesitará un conjunto de baterías de 48 V que lleguen a dicha capacidad, bien conectándose en serie o en paralelo, y obteniendo una tensión nominal final de 384 V. Para ello, se necesitaría un banco de 8 baterías de 48 V en serie, para llegar a 384 V, y con la capacidad anteriormente mencionada. Por ejemplo, se podría instalar un banco de 16 baterías de la marca Opzs Voltem Solar, de 48V y 1.225 Ah, con una configuración de 2 ramas en paralelo con 8 baterías por cada rama.

8.4 DIMENSIONAMIENTO DEL REGULADOR

Para el dimensionamiento del regulador, se ha de obtener la corriente máxima de la instalación, la cual se considerará como la máxima entre la intensidad que produce el

generador fotovoltaico (corriente de entrada del regulador) y la intensidad que consume la carga (corriente de salida del regulador).

Al poder instalar un máximo de 17 paneles en paralelo, una opción sería dividir los ramales en cuatro reguladores distintos, de tal manera que queden instalados 16 ramales de 5 paneles cada uno, con una potencia final de 34,4 kW. De esta manera, cada regulador se encargaría de cuatro ramas en paralelo.

A continuación, se calculan las corrientes anteriormente mencionadas para los ramales que entrarán al grupo de inversor en 4 grupos de 4 ramales en paralelo, aplicando un factor de seguridad de 1,25 que cubra los casos de picos de irradiancia.

$$I_{\text{entrada}} = 1,25 \cdot I_{\text{SC,STC}} \cdot N_{\text{p,entrada}} = 1,25 \cdot 6,57 \cdot 4 = 32,85 \text{ A}$$

$$I_{\text{salida}} = 1,25 \cdot \frac{P_{\text{DC}} + \frac{P_{\text{MÁX,entrada,AC}}}{\eta_{\text{INV}}}}{V_{\text{BAT}}} = 1,25 \cdot \frac{0 + \frac{5 \cdot 4 \cdot 430}{0,9}}{384} = 31,11 \text{ A}$$

Donde:

- $I_{\text{SC,STC}}$: Corriente de cortocircuito del módulo, en Amperios.
- N_{p} : Número de módulos en paralelo.
- P_{DC} : Potencia de la carga en continua, en vatios.
- P_{AC} : Potencia de la carga en alterna, en vatios.
- η_{INV} : Rendimiento del inversor.

Se escoge una corriente máxima a soportar por cada regulador de 32,85 A. Además, el regulador debe soportar el voltaje en vacío de cinco paneles en serie, de un total de 407 V (=81,4·5). Para ello, se podría optar por escoger ocho reguladores-cargadores BlueSolar MPPT 450/200 de la marca VICTRON. Este regulador solo es válido para sistemas de baterías de 48 V, lo cual se ha tenido en cuenta para el dimensionamiento del sistema de acumulación. Se muestran las características del regulador escogido:

- Tensión FV CC máxima: 450 V

- Tensión máxima admisible por la batería: 441,6 V
- Rango de tensión de trabajo del MPPT: 80 V - 450 V
- Número de rastreadores: 4
- Tamaño máximo de potencia FV por rastreador: 7,2 kWp
- Máxima intensidad de entrada operativa FV por rastreador: 20 A
- Máxima intensidad de corto circuito FV por rastreador: 18 A

De esta manera, al dividir 16 ramales de 5 módulos cada uno en cuatro reguladores, y, al tener cada uno 4 entradas independientes, se cumple con los criterios de intensidad y tensión máxima.

8.5 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

Para un correcto dimensionamiento del inversor, hay que asegurar que sea capaz de suministrar la potencia demandada por la carga en corriente alterna. Como no todos los consumos están activos al mismo tiempo, se asume un 80% de la carga. Al mismo tiempo, como medida conservadora, se decide aplicar un factor de seguridad del 10%. De esta manera, se obtiene la potencia del inversor a partir de la siguiente expresión:

$$P_{INV} = 1,1 \cdot 0,8 \cdot 66.000 = 58.080 \text{ W}$$

De esta manera, según el criterio aplicado, el inversor debe tener una potencia de al menos 58,08 kW. Un ejemplo de inversores que cumplirían con las necesidades técnicas serían dos inversores off-grid 30KTL3-S de Growatt, con una potencia activa de salida total de 60 kW.

Además, según las especificaciones del modelo escogido, se sabe que el rango de tensión de operación a la entrada del inversor ha de ser de entre 200 V y 1.000V. De esta manera, cada rama de módulos debe aportar, al menos, 200V. Para ello, se calcula a continuación el número mínimo de módulos en serie que deben ir en cada rama, aplicando la caída de tensión de un máximo de 1,5% desde los módulos al inversor.

$$N_{S,\min} = \frac{V_{\min,INV}}{V_{MOD,mpp,STC}} = \frac{200 \cdot 1,015}{70,4} = 2,88 \approx 3 \text{ módulos en serie}$$

De esta manera, al suponer una tensión de la instalación de 384 V, el número de módulos en serie calculado en el dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos permite la conexión a dicho inversor.

A continuación, se verifica que la máxima tensión de entrada al inversor no se vea superada por la tensión de circuito abierto de cada ramal.

$$N_s \cdot V_{oc,MOD} < V_{m\acute{a}x,INV,entrada} \rightarrow N_s < \frac{1.000}{81,4} = 12,29$$

Por último, se escoge un número máximo de módulos en paralelo por cada MPPT, de tal forma que no se supere la corriente máxima de entrada, ni la corriente máxima en caso de cortocircuito:

$$N_p \cdot I_{MPP,MOD} < I_{m\acute{a}x,MPPT} \rightarrow N_p < \frac{12}{6,11} = 1,96$$

$$N_p \cdot I_{sc,MOD} < I_{m\acute{a}x,SC} \rightarrow N_p < \frac{34}{6,57} = 5,18$$

Al disponer de cuatro entradas de strings por MPPT, y un total de 2 MPPTs por cada inversor, se podrían disponer las cuatro salidas de MPPTs a los inversores.

8.6 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

El dimensionamiento del cableado se ha de realizar siguiendo el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como lo establecido en el RD 244/2019, de tal manera que no se sobrepase el máximo de pérdidas permitido.

En la instalación objeto de estudio se dispone de 16 strings en paralelo, cada uno de ellos formado por 5 paneles en serie, y con una potencia total de 34.400 Wp. Adicionalmente, cabe mencionar que el fusible de serie máxima admisible del módulo es de 20 amperios.

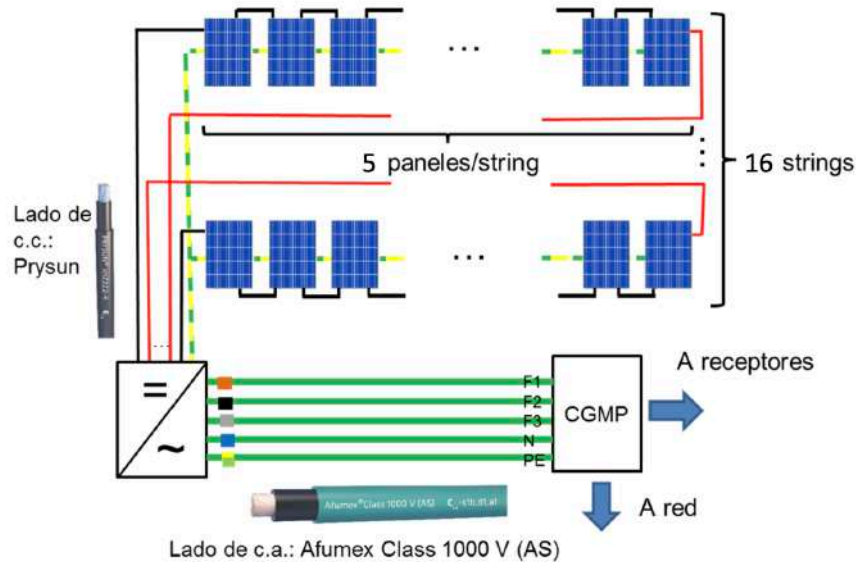


Ilustración 46. Ejemplo de tramos de cableado de la instalación [23].

El cableado se divide en dos tramos, uno exterior en canal suspendido separado de la superficie, y otro interior en canal fijado sobre una pared, ambos de tipo B1, según el ITC-BT-19.

10		10: Cond. aislados o cables unipolares en canales suspendidos.	B1
11		11: Cable multipolar en canales suspendidos.	B2

Ilustración 47. Tipo de conductor escogido para el tramo exterior, según ITC-BT-19 del REBT.

6		Cond. aislados o cables unipolares en canales (incluyendo canales de múltiples compartimentos) fijadas sobre una pared de madera o mampostería.	B1
7			B1

— En recorrido horizontal.
— En recorrido vertical.

Ilustración 48. Tipo de conductor escogido para el tramo interior, según ITC-BT-19 del REBT.

8.6.1 LADO DE CORRIENTE CONTINUA

Se escoge un cable PRYSUN de la marca Prysmian para el lado de continua, diseñado según el estándar europeo EN 50618 y el internacional IEC 62930, el cual cumple con el Documento Básico HE y los pliegos de condiciones técnicas del IDAE.

a) Cálculo de la sección por el método de máxima intensidad admisible

En este apartado, se calculará la sección mínima del cableado a partir del método de máxima intensidad admisible. Se muestran a continuación los coeficientes de corrección para el tramo exterior:

- Por acción solar directa (UNE 20435): 0,9
- Por temperatura 50°C en intemperie: 0,9
- Por agrupamiento de 16 ramas: 0,4
- Por ser instalación de generación fotovoltaica (IEC 62548): 1,4

PUNTO	DISPOSICIÓN	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES									INSTALACIÓN TIPO
		1	2	3	4	6	9	12	16	20	
1	Agrupados al aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente.	1,0	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	A a F

Ilustración 49. Tabla C.52.3 de la UNE-HD 60364-5-52 [24].

De esta manera, mayoramos la intensidad de cortocircuito del módulo aplicando los coeficientes mencionados, obteniendo la siguiente intensidad:

$$I'_{\text{ext}} = I_{\text{SC,STC}} \cdot \prod (\text{coef. correcc.}) = 6,57 \cdot \frac{1,4}{0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,4} = 28,39 \text{ A}$$

Con este valor, y para un cable de tipo XLPE2 (Prysun), accedemos a la tabla A-52-1 bis de UNE 20.460-5-523 y obtenemos la sección mínima a utilizar, siguiendo el criterio de intensidad admisible. Por último, habría que iterar para que el fusible de valor máximo del panel de 20 A sea mayor a la corriente máxima que circule por la protección, y menor al valor máximo de corriente admisible en el cable. De esta manera, se obtiene un valor de sección mínima de 10 mm², siendo la intensidad máxima admisible de 22,03 A

(= $68 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,4$). De esta manera, la intensidad nominal del fusible es superior a 9,20 A (= $28,39 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,4$) e inferior a 22,03 A lo cual es suficiente para proteger la instalación dentro del inversor.

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

Ilustración 50. Tabla de secciones mínimas según el método de intensidad máxima admisible [25].

b) Cálculo de la sección por caída de tensión

Para este método, se considera una caída de tensión máxima de 1,5% entre el inversor y el cuadro general de mando y protección, de acuerdo con lo establecido en el REBT, y otro 1,5% entre los paneles y el inversor, de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE.

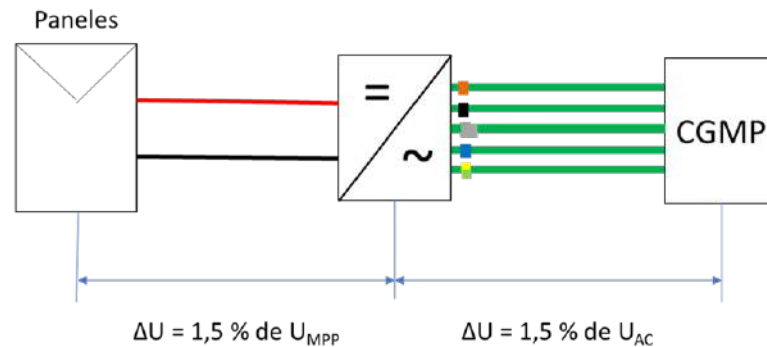


Ilustración 51. Caídas de tensión máximas admisibles según el punto 5 del ITC-BT-40 [23].

A continuación, se muestran los cálculos necesarios para la obtención de la sección mínima.

La tensión de cada string en el punto de máxima potencia se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$V_{\text{string}} = V_{MPP,STC} \cdot N_s = 70,4 \cdot 5 = 352 \text{ V}$$

Donde:

- V_{string} : Tensión nominal de cada string en paralelo.
- N_s : Número de módulos en serie por cada string.
- $V_{MPP,STC}$: Tensión nominal del módulo.

La caída de tensión máxima para el lado de continua se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\Delta U = 1,5\% \cdot V_{\text{string}} = 5,28 \text{ V}$$

Por último, se obtiene la sección del cable a partir de la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{MPP}}{\gamma \cdot \Delta U} = \frac{2 \cdot 30 \cdot 6,11}{45,49 \cdot 5,28} = 1,53 \text{ mm}^2 \approx 2,5 \text{ mm}^2$$

Donde:

- S: Sección mínima del cable, en mm².
- L: Longitud de cable de cada string hasta el módulo más alejado del inversor, en metros (estimación conservadora de 30 metros).
- I_{MPP}: Intensidad nominal del panel.
- γ: Conductividad del cobre a 90 °C (disponemos de un cable termoestable), medido en $\frac{\text{m}}{\Omega/\text{mm}^2}$.
- ΔU: Caída de tensión máxima en voltios, en el lado de continua.

De esta manera, predomina el método de intensidad máxima admisible, que establece una sección de 10 mm².

c) Cálculo de la sección por cortocircuito

En el caso de continua, este método es equivalente al criterio de máxima intensidad admisible.

8.6.2 LADO DE CORRIENTE ALTERNA

Para el lado de corriente alterna, se escoge un cable Afumex Class 1000 V (AS). El cable será aislado en canal protectora lisa fijada sobre pared, de tipo B1, según la ITC-BT-19. En este caso, el cable será del tipo XLPE3.

a) Cálculo de la sección por el método de intensidad máxima admisible

Para el método de intensidad máxima admisible, únicamente se aplica un factor de corrección de 1,25, según consta en la ITC-BT-40. El resto de los coeficientes no se aplican debido a que en este tramo no se agrupan los circuitos, los cables no están expuestos a luz solar y la temperatura ambiente se reduce a unos 40 °C. De esta manera, se mayor la intensidad nominal de salida del inversor (para el modelo SUN2000-36KTL-M0 de Huawei) a partir de la expresión siguiente:

$$I'_{\text{ext}} = I_{\text{SC,STC}} \cdot 1,25 = 57,8 \cdot 1,25 = 72,25 \text{ A}$$

En este caso, el inversor limita la corriente de salida, ya que la corriente mayorada es mayor que la corriente máxima de fallo (63,8 A) para una tensión de salida de 400 V.

A continuación, buscamos en la tabla de la *Ilustración 50* la sección que soporte al menos 72,25 A, para el tipo de cable mencionado anteriormente. De esta manera, se obtiene una sección de 16 mm², que soporta una corriente de hasta 77 A (>72,25).

b) Cálculo de la sección por caída de tensión

En este apartado, se calcula la sección mínima del cable a partir de la siguiente expresión:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{\text{NOM}} \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot \Delta U} = \frac{\sqrt{3} \cdot 60 \cdot 57,8 \cdot 1}{45,49 \cdot 6} = 22,01 \text{ mm}^2 \approx 25 \text{ mm}^2$$

Donde:

- S: Sección mínima del cable, en mm².
- L: Longitud de línea entre el inversor y el cuadro general de mando y protección (asumido de 60 metros).
- I_{NOM}: Intensidad nominal de salida del inversor.
- γ : Conductividad del cobre a 90 °C, medido en $\frac{\text{m}}{\Omega/\text{mm}^2}$.
- ΔU : Caída de tensión máxima en voltios, en el lado de alterna, calculado como el 1,5% de 400 V.

De esta manera, el cable a instalar sería el multipolar Afumex Class 1000V con una sección de 25 mm².

c) Cálculo de la sección por cortocircuito

Por último, se evaluará si la sección escogida cumple con el criterio de cortocircuito mínimo visto desde la protección a la entrada del cuadro de mando. Para ello, calculamos la corriente de cortocircuito a partir de la siguiente expresión:

$$I_{CC} = \frac{0,8 \cdot U}{Z_{\max}}$$

Donde:

- I_{CC} : Corriente de cortocircuito mínima, en amperios.
- U : Tensión en el lado de alterna, en voltios.
- Z_{\max} : Impedancia máxima de cortocircuito, en ohmios.

Para calcular la impedancia, se tiene que calcular la resistencia del cobre y su reactancia. La resistencia se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{0,02605 \cdot 60 \cdot 2}{25} = 0,125 \Omega$$

Donde:

- ρ : Resistividad del cobre a 150 °C (temperatura estimada para el cortocircuito), en $\text{mm}^2 \cdot \Omega/\text{m}$.
- L : Longitud de ida y vuelta entre el inversor y el cuadro general de mando y protección, en metros.
- S : Sección del cable, en mm^2 .

Por otro lado, para la reactancia se escoge un valor estimado de 0,08 Ω/km , tal y como aparece en la UNE-HD 60364-5-52. De esta manera, se obtiene la impedancia a partir de la siguiente expresión:

$$Z = \sqrt{0,125^2 + (0,08 \cdot 0,06)^2} = 0,125 \Omega$$

De esta manera, se obtiene la corriente mínima de cortocircuito:

$$I_{CC} = \frac{0,8 \cdot 400}{0,125} = 2.560 A$$

Si utilizamos un interruptor automático de intensidad nominal 100 A con curva C, la corriente mínima que asegura el disparo magnético es de 1.000 A (10 veces la intensidad nominal). De esta manera, al ser la corriente de cortocircuito mínimo mayor que la que garantiza el disparo electromagnético, la sección de 25 mm² queda validada por este criterio.

8.7 DIMENSIONAMIENTO DEL GRUPO ELECTRÓGENO

Como la potencia pico de la instalación fotovoltaica, de 34.400 Wp, no asegura cubrir toda la demanda en cualquier instante, cuyo máximo se estima de 58.080 Wp, es necesario instalar otro método de generación de energía que garantice suministrar 23.680 Wp en caso de que se de dicha situación. En caso de que las baterías no logran esto, sería necesario instalar un grupo electrógeno.

Observando la *Tabla 17*, donde se refleja la potencia necesaria del generador según el mes, y para un ángulo de inclinación de 0°, se puede observar que la potencia necesaria por el generador es mayor a la que disponemos para los meses de enero, noviembre y diciembre. Para solucionar este problema, se podría instalar otro sistema de generación de energía que sea capaz de suministrar los otros 23,68 kWp restantes, como por ejemplo un grupo electrógeno.

Una opción sería instalar un grupo electrógeno diésel, en concreto el modelo HYW-30 M5 de la marca Himoinsa, con una potencia de servicio de 25 kVA y una potencia nominal de 30,7 kW. Sin embargo, dicho motor emite GEI, con un consumo máximo de aceite de 0,27 g/kWh, por lo que se debería instalar de tal manera que funcione únicamente cuando la planta solar no pueda satisfacer la demanda, de tal manera que se minimicen las emisiones.



Ilustración 52. Grupo electrógeno diésel HYW-30 M5 de la marca Himoinsa [26].

8.8 DIMENSIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES

En este capítulo se dimensionarán tanto las protecciones del lado de corriente continua, como del lado de corriente alterna.

8.8.1 LADO DE CORRIENTE CONTINUA

Para el lado de corriente continua, se han de instalar fusibles para el campo fotovoltaico, fusibles para las baterías y protecciones de sobretensión.

Para el fusible de los módulos fotovoltaicos, se calcula el calibre aplicando un factor de seguridad de 1,5, a raíz de la siguiente fórmula:

$$\text{Calibre} > I_{SC,mod} \cdot 1,5 = 9,855 \text{ A}$$

De esta manera, se escoge un calibre de fusible de 10 A para cada entrada. Además, se escoge un protector de sobretensiones de continua de hasta 1.000 voltios.

Para los fusibles de las baterías, se calcula la protección mínima necesaria entre la batería y el inversor a raíz de la siguiente fórmula:

$$\text{Protección (A)} = \frac{\text{Potencia pico del inversor}}{\text{Tensión nominal de la batería}} = \frac{60.000}{384} = 156,25 \text{ A}$$

Por ello, se decide escoger un protector de baterías Smart Battery Protect de 220 A, de la marca Victron.

Por último, cabe destacar que la tensión entre los conductores y la puesta a tierra ha de ser la mitad de la existente entre los mismos conductores, si se quiere realizar una instalación fotovoltaica centrada a tierra.

8.8.2 LADO DE CORRIENTE ALTERNA

Aguas abajo del inversor, se ha de conectar un interruptor diferencial que proteja tanto a la gente de posibles fugas de corriente eléctrica, como a la instalación de posibles derivaciones o cortocircuitos. Para calcular el diferencial del interruptor, se calcula la siguiente expresión:

$$Diferencial (A) = \frac{Potencia\ inversor (W)}{Tensión (V) \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,2 = \frac{60.000}{400 \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,2 = 103,93 A$$

Por ello, se ha de escoger un interruptor diferencial trifásico de 125 A.

Además, se puede optar por instalar diferenciales superinmunizados de Clase A en caso de que haya peligro de saltos intempestivos del diferencial.

Otro elemento fundamental en las protecciones del lado de corriente alterna son los interruptores magnetotérmicos, cuya función es cortar las corrientes de cortocircuito o sobrecarga que superen el calibre de protección. El calibre de los interruptores magnetotérmicos se calcula de igual manera que los interruptores diferenciales, por lo que éste ha de ser de al menos 105 A (se escoge de 125 A).

Por último, se puede optar por instalar un transformador de aislamiento galvánico a la salida del inversor, para proteger la instalación sin necesidad de poner a tierra el neutro.

Capítulo 9. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

En este capítulo se analizarán los cálculos necesarios para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a red, tanto de forma analítica como computacional a través del software PVsyst. A diferencia del dimensionamiento del sistema aislado, en esta ocasión hay que tener en cuenta la posibilidad de verter o aprovechar energía de la red.

Se analizarán dos tipos de instalaciones, una destinada a cubrir la totalidad de la demanda, y otra destinada a cubrir el 50% de la misma. Por último, se analizará cuál de las dos alternativas resulta más rentable a largo plazo frente a su inversión inicial.

9.1 DIMENSIONAMIENTO ANALÍTICO

En los siguientes subcapítulos, se explica paso a paso el procedimiento a llevar a cabo para el dimensionamiento analítico de la instalación fotovoltaica conectada a red.

9.1.1 DIMENSIONAMIENTO DE INVERSORES Y MÓDULOS

En base a las limitaciones del inversor, se itera la disposición de los módulos solares para la instalación, hasta que se cumpla con los criterios de tensión y corriente.

Siguiendo el criterio mencionado en el capítulo del dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo, los módulos solares escogidos son del modelo Maxeon 3 de la marca SunPower, con las siguientes características técnicas:

- Potencia nominal (P_{nom}): 430 W
- Tensión nominal (V_{mpp}): 70,4 V
- Intensidad nominal (I_{mpp}): 6,11 A
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): 81,4 V
- Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): 6,57 A

A pesar de que la potencia máxima necesaria del generador en un mes sea 47,18 kWp, concretamente diciembre, la media mensual de dicha potencia es de 21,88 kW. De esta manera, y debido a la insuficiencia de espacio en las cubiertas para llegar a la potencia contratada, se instalará en este caso una potencia total de generación fotovoltaica de 37,84 kWp, el máximo posible. Así pues, para la instalación destinada a satisfacer el 100% de la demanda, se escogen tres inversores SUN2000-12KL-M5 de Huawei, aplicando un factor de minoración con respecto a la capacidad total del campo solar a instalar, para así beneficiarse de un mayor rendimiento del inversor. Se muestran a continuación las características de cada inversor:

- Potencia nominal: 12 kW
- Potencia máxima aparente de CA: 13,2 kVA
- Tensión nominal de salida: 230 V /400 V
- Intensidad nominal de salida: 17,3 A
- Frecuencia de salida: 50 Hz
- Máxima tensión de entrada: 1.100 V
- Máxima corriente de entrada por MPPT: 30 A
- Máxima corriente de cortocircuito: 40 A
- Tensión de funcionamiento MPPT: 370 V – 800 V
- Cantidad de MPPTs: 2
- Cantidad de entradas por MPPT: 2

De esta manera, la potencia total nominal del conjunto de inversores para la instalación destinada a satisfacer el 100% de la demanda será de 36 kW (=3·12).

Para la instalación destinada al 50% de consumo, la potencia necesaria del inversor se dimensiona como el 50% de la potencia destinada al total del consumo. De esta manera, el inversor ha de tener una potencia nominal de alrededor de:

$$P_{INV} = 0,5 \cdot 37.840 = 18.920 \text{ W}$$

De esta manera, para esta instalación se escogen tres inversores SUN2000-6KTL-M1 de Huawei, con las siguientes características:

- Potencia nominal: 6 kW
- Potencia máxima aparente de CA: 6,6 kVA
- Tensión nominal de salida: 230 V /400 V
- Intensidad nominal de salida: 10,1 A
- Frecuencia de salida: 50 Hz
- Máxima tensión de entrada: 1.100 V
- Máxima corriente de entrada por MPPT: 11 A
- Máxima corriente de cortocircuito: 15 A
- Tensión de funcionamiento MPPT: 140 V – 980 V
- Cantidad de MPPTs: 2
- Cantidad de entradas por MPPT: 1

De esta manera, el conjunto de inversores de la instalación destinada al 50% del consumo tendrá una potencia nominal de 18 kW (=3·6).

A continuación, se determina el número de paneles en serie que haga trabajar al inversor en el rango de tensión de funcionamiento de máxima potencia, es decir, entre 370 V y 800 V para el primer caso, y entre 140 V y 980 V para el segundo. Para ello, se asume una tensión óptima en el punto medio de cada rango.

Para el caso del 100% del consumo, se escoge una tensión óptima de 585 V, a raíz de la cual se obtiene el número de paneles necesario:

$$N_S = \frac{V_{INV}}{V_{mod,MPP}} = \frac{585}{70,4} = 8,31 \approx 8 \text{ módulos en serie}$$

$$N_T = \frac{P_{disp}}{P_{mod,MPP}} = \frac{37.840}{430} = 88 \text{ módulos}$$

Para el caso del 50% del consumo, se escoge una potencia óptima de 560 V, a raíz de la cual se obtiene el número de paneles necesario:

$$N_s = \frac{V_{INV}}{V_{mod,MPP}} = \frac{560}{70,4} = 7,95 \approx 8 \text{ módulos en serie}$$

$$N_T = \frac{P_{nom,inv} \cdot 1,15}{P_{mod,MPP}} = \frac{20.700}{430} = 48,14 \text{ módulos} \approx 48 \text{ módulos}$$

A continuación, se verifica que la máxima tensión de entrada al inversor no se vea superada por la tensión de circuito abierto de cada ramal.

$$N_s \cdot V_{oc,MOD} < 1.000 \text{ V} \rightarrow N_s < \frac{800}{81,4} = 9,83 \text{ (Para el 100\% del consumo)}$$

$$N_s \cdot V_{oc,MOD} < 800 \text{ V} \rightarrow N_s < \frac{980}{81,4} = 12,04 \text{ (Para el 50\% del consumo)}$$

Por último, se escoge un número máximo de módulos en paralelo por cada MPPT, de tal forma que no se supere la corriente máxima de entrada. Primeramente, se calcula para la instalación destinada al 100% del consumo:

$$N_p \cdot I_{MPP,MOD} < 30 \text{ A} \rightarrow N_p < \frac{30}{6,11} = 4,91$$

$$N_p \cdot I_{sc,MOD} < 40 \text{ A} \rightarrow N_p < \frac{40}{6,57} = 6,09$$

Y, para la instalación destinada al 50% del consumo:

$$N_p \cdot I_{MPP,MOD} < 11 \text{ A} \cdot 2 \rightarrow N_p < \frac{11}{6,11} = 1,8$$

$$N_p \cdot I_{sc} < 15 \text{ A} \cdot 2 \rightarrow N_p < \frac{15}{6,57} = 2,28$$

En la *Tabla 22*, se muestra la disposición de módulos e inversores escogida para cada alternativa, de tal manera que se cumplan todas las restricciones de tensión y corriente.

		<i>100% consumo</i>	<i>50% consumo</i>
Módulos	Número de módulos	88	48
	Módulos en paralelo	11	6
	Módulos en serie	8	8
Inversor	Número de inversores	3	3
	Potencia por inversor (kW)	12	6
	Potencia total inversores (kW)	36	18
	Número de MPPTS por inversor	2	2
	Número de entradas por MPPT	2	1

Tabla 22. Distribución de módulos e inversores para la instalación fotovoltaica conectada a red.

Cabe destacar que habrá que se deben instalar estructuras de soporte para los paneles fotovoltaicos. De igual manera que para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo, se escogen estructuras coplanares de aluminio adonizado.

9.1.2 ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA VERTIDA A RED

Para la estimación de la energía eléctrica vertida a red, se analizan dos situaciones:

- Para una instalación que satisfaga toda la demanda: se asume una potencia pico del generador fotovoltaico de 37,84 kWp, correspondiente a 88 módulos fotovoltaicos.
- Para una instalación que satisfaga el 50% de la demanda: se asume una potencia pico del generador fotovoltaico de 20,7 kWp, correspondiente a 48 módulos.

La estimación de energía vertida a la red se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{P,GFV} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

Donde:

- E_p : Energía anual estimada, en kWh/ día.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador fotovoltaico con inclinación α y azimut β , medido en kWh/m² día.
- $P_{p,GFV}$: Potencia pico del generador fotovoltaico, en kWp.
- PR: Rendimiento de la instalación
- G_{CEM} : Irradiación solar en condiciones estándar de medida, igual a 1 kW/m².

Como paso previo a la estimación de energía vertida, se analizan tres bases de datos en las coordenadas del emplazamiento y con un ángulo de inclinación nulo. Al tener una inclinación nula, el estudio de bases de datos da el mismo resultado que el realizado en el capítulo del estudio del recurso solar para el plano horizontal, por lo que se usará la misma ponderación aplicada a las tres bases de datos del mencionado capítulo (PVGIS, Meteonorm y NASA).

A continuación, se analizan los distintos factores que afectan al rendimiento de la instalación:

1. Irradiación en el emplazamiento: Incertidumbre del 4% de las bases de datos utilizadas.
2. Orientación del generador fotovoltaico: se estiman un error del 1% en las coordenadas del emplazamiento según PVGIS, al tener un ángulo prácticamente nulo.
3. Dispersión en la potencia al fabricar el módulo: ocurren cuando los fabricantes proporcionan una potencia ligeramente superior para garantizar su vida útil. Se estima una ganancia del 0,5%.
4. Dispersión de parámetros o “mismatch”: al conectar módulos con potencias ligeramente diferentes, se estiman pérdidas de hasta 3%.
5. Polvo y suciedad en el panel: esto provoca una disminución de la potencia, estimadas de 2% en ausencia de lluvias, y un 0,5% tras un periodo de lluvia. Se asumen pérdidas del 1,5%.

6. Angulares y espectrales: la radiación no siempre incide perpendicularmente a los paneles. Además, las células son espectralmente selectivas. En su conjunto, estas pérdidas se estiman del 2% (entre el 1 y el 3% según el IDAE).
7. Caída de tensión del cableado: El cableado se ha de diseñar para que estas pérdidas sean en todo momento inferiores a 1,5%, tanto en el lado de corriente continua como en el lado de alterna hasta el cuadro de mando, según el REBT.
8. Temperatura: El panel escogido suele perder en torno al 0,27% de potencia por cada grado centígrado. Esto dependerá de la temperatura de la célula, la temperatura ambiente, la irradiancia y la temperatura de operación nominal de la célula.
9. Rendimiento del inversor: el inversor escogido en el dimensionamiento del sistema autónomo tiene un rendimiento del 98,5%.
10. Limitación de potencia del inversor o “derating”: asumidas de un 0,5% de pérdidas.
11. Seguimiento del MPPT: esto supone en torno a un 0,3% de pérdidas.
12. Sombreado: al disponerse en horizontal, no existen sombras internas que perjudiquen el rendimiento. Sin embargo, a pesar de encontrarse en una zona despejada, se asumen de manera conservadora unas pérdidas del 2% de posibles sombras externas provocadas por elementos colindantes del entorno.
13. Transformadores de MT y AT: las pérdidas se estiman de un 1,5%.

De esta forma, se muestra en la *Tabla 23* el rendimiento total de la instalación para cada mes.

Mes\Factor	RENDIMIENTO MENSUAL DE LA INSTALACIÓN													PR
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Enero	0,96	0,99	1,005	0,97	0,985	0,98	0,985	0,960	0,985	0,995	0,997	0,98	0,985	0,80
Febrero	0,96	0,99	1,005	0,97	0,985	0,98	0,985	0,957	0,985	0,995	0,997	0,98	0,985	0,80
Marzo	0,96	0,99	1,005	0,97	0,985	0,98	0,985	0,948	0,985	0,995	0,997	0,98	0,985	0,79
Abril	0,96	0,99	1,005	0,97	0,985	0,98	0,985	0,940	0,985	0,995	0,997	0,98	0,985	0,78
Mayo	0,96	0,99	1,005	0,97	0,985	0,98	0,985	0,929	0,985	0,995	0,997	0,98	0,985	0,77

Junio	0,96	0,99	1,005	0,97	0,985	0,98	0,985	0,920	0,985	0,995	0,997	0,98	0,985	0,76
Julio	0,96	0,99	1,005	0,97	0,985	0,98	0,985	0,914	0,985	0,995	0,997	0,98	0,985	0,76
Agosto	0,96	0,99	1,005	0,97	0,985	0,98	0,985	0,916	0,985	0,995	0,997	0,98	0,985	0,76
Septiembre	0,96	0,99	1,005	0,97	0,985	0,98	0,985	0,927	0,985	0,995	0,997	0,98	0,985	0,77
Octubre	0,96	0,99	1,005	0,97	0,985	0,98	0,985	0,938	0,985	0,995	0,997	0,98	0,985	0,78
Noviembre	0,96	0,99	1,005	0,97	0,985	0,98	0,985	0,951	0,985	0,995	0,997	0,98	0,985	0,79
Diciembre	0,96	0,99	1,005	0,97	0,985	0,98	0,985	0,958	0,985	0,995	0,997	0,98	0,985	0,80
Promedio														0,78

Tabla 23. Rendimiento mensual de la instalación.

A partir de la fórmula expresada anteriormente en este capítulo, y conociendo el rendimiento mensual, se calcula la energía anual producida por la instalación.

	ENERGÍA PRODUCIDA PARA 1 kWp			
	G(0°) (kWh/m ² mes)	PR	E _p (KWh/m ² día)	E _p (kWh/m ² mes)
Enero	80,95	0,80	2,08	64,57
Febrero	94,90	0,80	2,69	75,45
Marzo	138,10	0,79	3,51	108,74
Abril	167,69	0,78	4,37	130,97
Mayo	212,95	0,77	5,30	164,40
Junio	233,07	0,76	5,94	178,14
Julio	239,46	0,76	5,87	181,91
Agosto	210,89	0,76	5,18	160,52
Septiembre	160,58	0,77	4,12	123,65
Octubre	123,12	0,78	3,09	95,91
Noviembre	85,59	0,79	2,25	67,62
Diciembre	72,69	0,80	1,87	57,84
Promedio	151,67	0,78	3,86	118,21
Total (kWh/año)				1.409,73

Energía anual producida por la planta fotovoltaica de 37,84 kWp, diseñada para el 100% del consumo (kWh/año)	53.344,02
--	-----------

Energía anual producida por la planta fotovoltaica de 20,7 kWp, diseñada para el 50% del consumo (kWh/año)	29.181,32
--	-----------

Tabla 24. Estimación de energía producida por la instalación.

Para contrastar el resultado obtenido, se simula el rendimiento del sistema fotovoltaico fijo conectado a red a través del software PVGIS, obteniendo una producción anual de 54.462,41 kWh para el diseño que satisface el 100% del consumo, con un promedio de pérdidas totales estimado de -22,32 %, y una producción anual de 29.793,13 kWh anuales para el diseño que abarca el 50% del consumo. De esta manera, el estudio realizado para el cálculo de energía anual producida se acerca en un 98% al análisis según la base de datos de PVGIS.

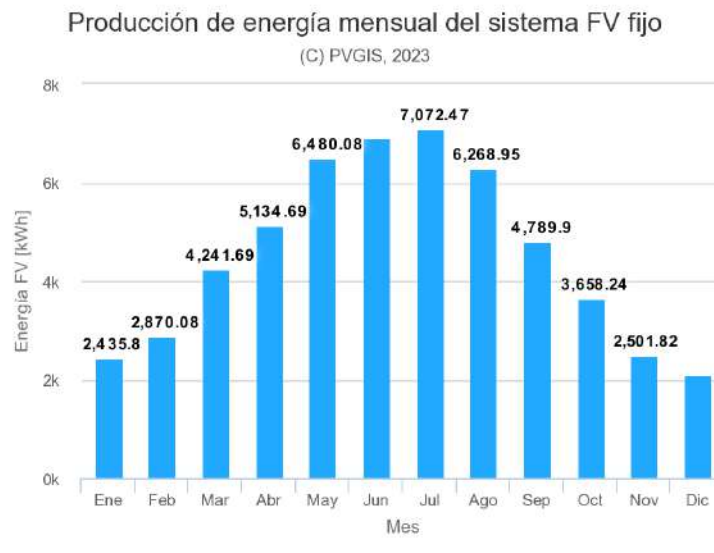


Ilustración 53. Producción mensual de energía del sistema fotovoltaico de 37,84 kWp según PVGIS.

De esta manera, al ser el consumo anual objeto de estudio de 40.303 kWh según las facturas eléctricas del periodo estudiado, la energía eléctrica vertida a red del sistema de 37,84 kWp será de 13.041,02 kWh, mientras que la energía consumida de la red por el sistema de 16,34 kWp será de 11.121,68 kWh.

9.1.3 DIMENSIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES

A continuación, se muestran los cálculos de las protecciones necesarias para el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico ante cualquier amenaza, tanto para el lado de corriente continua como para el lado de corriente alterna.

a) Lado de corriente continua

El primer elemento a tener en cuenta en el lado de continua son los fusibles destinados al campo solar, los cuales se diseñan para proteger a los módulos de corrientes inversas. Se calcula el calibre de los fusibles (uno para cada entrada) para los dos tipos de instalación a raíz de la siguiente expresión:

$$\text{Calibre} > I_{SC,mod} \cdot 1,5 = 9,855 \text{ A}$$

De esta manera, a cada entrada de MPPT se ha de instalar un fusible con calibre de 10 A.

Posteriormente, se han de calcular las protecciones de sobretensión de CC, de tal manera que se protejan los módulos e inversores de las altas tensiones. Para ello, se decide instalar en ambos casos un protector de sobretensión SPD por cada entrada de MPPT del inversor, concretamente el modelo Weidmüller VPU PV II 3 R 1.000, con protección en continua de hasta 1.100 voltios, protegiendo así al inversor de su máxima tensión de funcionamiento.

Por último, cabe destacar que la tensión entre los conductores y la puesta a tierra ha de ser la mitad de la existente entre los mismos conductores, si se quiere realizar una instalación fotovoltaica centrada a tierra.

a) Lado de corriente alterna

Primeramente, se diseña el interruptor diferencial, para proteger tanto a las personas de fugas de corriente eléctrica como a la instalación de derivaciones o cortocircuitos. Se calcula la corriente mínima que ha de tener el diferencial a raíz de la siguiente expresión:

$$I_{100\% \text{ consumo}} \text{ (A)} = \frac{\text{Potencia inversor (W)}}{\text{Tensión (V)} \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,2 = \frac{36.000}{400 \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,2 = 62,35 \text{ A}$$

$$I_{50\% \text{ consumo}}(\text{A}) = \frac{\text{Potencia inversor (W)}}{\text{Tensión (V)} \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,2 = \frac{18.000}{400 \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,2 = 31,18 \text{ A}$$

Por lo tanto, se escoge un interruptor diferencial trifásico de 63 A para la instalación destinada al 100% del consumo, y uno de 40 A para la instalación destinada al 50% del consumo.

Posteriormente, escogemos un interruptor magnetotérmico, encargado de cortar corrientes de cortocircuito o sobrecarga superiores al calibre de la protección. Para ello, se escogen interruptores magnetotérmicos del mismo calibre los interruptores diferenciales (63 A para el 100% de consumo y 40 A para el 50% de consumo). Se escoge instalar diferenciales superinmunizados de Clase A para evitar saltos intempestivos del diferencial.

Por último, se instala un protector de sobretensiones eléctrico para corriente alterna. Además, se puede instalar un transformador de aislamiento galvánico para evitar la puesta a tierra del neutro.

9.1.4 DIMENSIONAMIENTO DEL CONTADOR

Al optar por un autoconsumo compartido en instalaciones próximas en red interior, se necesitará un contador de generación que se encargue del reparto de la energía entre los distintos contadores.

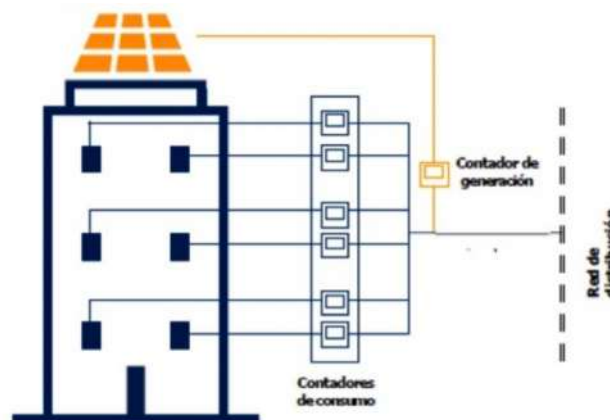


Ilustración 54. Esquema de contadores para instalación con excedentes acogidos a compensación [27].

Para el diseño de este equipo hay que cumplir con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el “Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico”. Por ello, el contador ha de ser bidireccional, condición necesaria para una instalación con compensación de excedentes, y homologado por la compañía eléctrica a la que se conecte.

9.1.5 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

El último paso para el dimensionamiento analítico de la instalación será el dimensionamiento del cableado, necesario tanto en el lado de continua como en el lado de alterna.

a) Lado de corriente continua

Se escoge para ambas instalaciones un cable PRYSUN de la marca Prysmian para el lado de continua, diseñado según el estándar europeo EN 50618 y el internacional IEC 62930, el cual cumple con el Documento Básico HE y los pliegos de condiciones técnicas del IDAE.

Cálculo de la sección por el método de máxima intensidad admisible

En este apartado, se calculará la sección mínima del cableado a partir del método de máxima intensidad admisible. Se muestran a continuación los coeficientes de corrección para el tramo exterior:

- Por acción solar directa (UNE 20435): 0,9
- Por temperatura 50°C en intemperie: 0,9
- Por agrupamiento de 11 o 6 ramas, según la instalación (*Ilustración 49*): 0,45 (100% del consumo) o 0,55 (50% del consumo)
- Por ser instalación de generación fotovoltaica (IEC 62548): 1,4

De esta manera, mayoramos la intensidad de cortocircuito del módulo aplicando los coeficientes mencionados, obteniendo la siguiente intensidad:

$$I'_{\text{ext}} (100\% \text{ consumo}) = 6,57 \cdot \frac{1,4}{0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,45} = 25,23 \text{ A}$$

$$I'_{\text{ext}} (50\% \text{ consumo}) = 6,57 \cdot \frac{1,4}{0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,55} = 20,65 \text{ A}$$

Con este valor, y para un cable de tipo XLPE2 (Prysun), accedemos a la tabla A-52-1 bis de la norma UNE 20.460-5-523 y obtenemos la sección mínima a utilizar, siguiendo el criterio de intensidad admisible. Por último, habría que iterar para que el fusible de valor máximo del panel de 20 A sea mayor a la corriente máxima que circule por la protección, y menor al valor máximo de corriente admisible en el cable.

- Para el caso del 100% del consumo se obtiene un valor de sección mínima de 10 mm², siendo la intensidad máxima admisible de 24,79 A (= 68 · 0,9 · 0,9 · 0,45). De esta manera, la intensidad nominal del fusible es superior a 9,20 A (=25,23·0,9·0,9·0,45) e inferior a 24,79 A, lo cual es suficiente para proteger la instalación dentro del inversor.
- Para el caso del 50% del consumo se obtiene un valor de sección mínima de 6 mm², siendo la intensidad máxima admisible de 21,83 A (= 49 · 0,9 · 0,9 · 0,55). De esta manera, la intensidad nominal del fusible es superior a 9,20 A (=20,65·0,9·0,9·0,55) e inferior a 21,83 A, suficiente para proteger la instalación dentro del inversor.

Cálculo de la sección por caída de tensión

Para este método, se considera una caída de tensión máxima de 1,5% entre el inversor y el cuadro general de mando y protección, de acuerdo con lo establecido en el REBT, y otro 1,5% entre los paneles y el inversor, de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE. A continuación, se muestran los cálculos necesarios para la obtención de la sección mínima.

La tensión de cada string en el punto de máxima potencia se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$V_{\text{string}} = V_{\text{MPP,STC}} \cdot N_s = 70,4 \cdot 8 = 563,2\text{V}$$

La cual es idéntica para ambos estudios (50% y 100% del consumo).

Y donde:

- V_{string} : Tensión nominal de cada string en paralelo.
- N_s : Número de módulos en serie por cada string.
- $V_{\text{MPP,STC}}$: Tensión nominal del módulo.

La caída de tensión máxima para el lado de continua se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\Delta U = 1,5\% \cdot V_{\text{string}} = 8,45 \text{ V}$$

Por último, se obtiene la sección del cable a partir de la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{\text{MPP}}}{\gamma \cdot \Delta U} = \frac{2 \cdot 35 \cdot 6,11}{45,49 \cdot 8,45} = 1,11 \text{ mm}^2 \approx 1,5 \text{ mm}^2$$

Donde:

- S : Sección mínima del cable, en mm^2 .
- L : Longitud de cable de cada string hasta el módulo más alejado del inversor, en metros (estimación conservadora de 35 metros).
- I_{MPP} : Intensidad nominal del panel.
- γ : Conductividad del cobre a 90 °C (disponemos de un cable termoestable), medido en $\frac{\text{m}}{\Omega/\text{mm}^2}$.
- ΔU : Caída de tensión máxima en voltios, en el lado de continua.

De esta manera, predomina el método de intensidad máxima admisible para los dos casos de estudio planteados.

Cálculo de la sección por cortocircuito

En el caso de continua, este método es equivalente al criterio de máxima intensidad admisible.

b) Lado de corriente alterna

Para el lado de corriente alterna, se escoge un cable Afumex Class 1000 V (AS). El cable será aislado en canal protectora lisa fijada sobre pared, de tipo B1, según la ITC-BT-19. En este caso, el cable será del tipo XLPE3.

Cálculo de la sección por el método de intensidad máxima admisible

Para el método de intensidad máxima admisible, únicamente se aplica un factor de corrección de 1,25, según consta en la ITC-BT-40. El resto de los coeficientes no se aplican debido a que en este tramo no se agrupan los circuitos, los cables no están expuestos a luz solar y la temperatura ambiente se reduce a unos 40 °C. De esta manera, se mayor la intensidad nominal de salida del inversor (para el paralelo del total de inversores diseñados) a partir de la expresión siguiente:

$$I'_{\text{ext}} (100\% \text{ del consumo}) = I_{\text{Salida,STC,inv}} \cdot N_{\text{inv}} \cdot 1,25 = 17,3 \cdot 3 \cdot 1,25 = 64,88 \text{ A}$$

$$I'_{\text{ext}} (50\% \text{ del consumo}) = I_{\text{Salida,STC,inv}} \cdot N_{\text{inv}} \cdot 1,25 = 10,1 \cdot 3 \cdot 1,25 = 37,88 \text{ A}$$

En este caso, el inversor limita la corriente de salida, ya que la corriente mayorada es mayor que la corriente máxima de fallo para una tensión de salida de 400 V.

A continuación, buscamos en la tabla de la *Ilustración 50* la sección que soporte al menos 64,88 A para el primer caso, y 37,88 A para el segundo, ambos para el tipo de cable mencionado anteriormente (XLPE3).

- Se obtiene una sección de 16 mm² para el caso del 100% del consumo, que soporta una corriente de hasta 77 A (>64,88).
- Se obtiene una sección de 6 mm² para el caso del 50% del consumo, que soporta una corriente de hasta 41 A (>37,88).

Cálculo de la sección por caída de tensión

En este apartado, se calcula la sección mínima del cable a partir de la siguiente expresión:

$$S (100\% \text{ cons.}) = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{\text{NOM,inv}} \cdot N_{\text{inv}} \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot \Delta U} = \frac{\sqrt{3} \cdot 60 \cdot 17,3 \cdot 3 \cdot 1}{45,49 \cdot 6} \approx 25 \text{ mm}^2$$

$$S (50\% \text{ cons.}) = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{\text{NOM,inv}} \cdot N_{\text{inv}} \cdot \cos\varphi}{\gamma \cdot \Delta U} = \frac{\sqrt{3} \cdot 60 \cdot 10,1 \cdot 3 \cdot 1}{45,49 \cdot 6} \approx 16 \text{ mm}^2$$

Donde:

- S: Sección mínima del cable, en mm^2 .
- L: Longitud de línea entre el inversor y el cuadro general de mando y protección (asumido de 60 metros).
- $I_{\text{NOM,inv}}$: Intensidad nominal de salida del inversor.
- N_{inv} : Número de inversores en paralelo.
- γ : Conductividad del cobre a 90 °C, medido en $\frac{\text{m}}{\Omega/\text{mm}^2}$.
- ΔU : Caída de tensión máxima en voltios, en el lado de alterna, calculado como el 1,5% de 400 V.

De esta manera, el cable a instalar sería el multipolar Afumex Class 1000V para ambos casos, con una sección de 25 mm^2 para la instalación destinada a satisfacer el 100% del consumo, y una sección de 16 mm^2 para el 50%.

Cálculo de la sección por cortocircuito

Por último, se evaluará si la sección escogida cumple con el criterio de cortocircuito mínimo visto desde la protección a la entrada del cuadro de mando. Para ello, calculamos la corriente de cortocircuito a partir de la siguiente expresión:

$$I_{\text{CC}} = \frac{0,8 \cdot U}{Z_{\text{max}}}$$

Donde:

- I_{CC} : Corriente de cortocircuito mínima, en amperios.
- U: Tensión en el lado de alterna, en voltios.

- Z_{\max} : Impedancia máxima de cortocircuito, en ohmios.

Para calcular la impedancia, se tiene que calcular la resistencia del cobre y su reactancia. La resistencia se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$R (100\% \text{ cons.}) = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{0,02605 \cdot 60 \cdot 2}{25} = 0,125 \Omega$$

$$R (50\% \text{ cons.}) = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{0,02605 \cdot 60 \cdot 2}{16} = 0,195 \Omega$$

Donde:

- ρ : Resistividad del cobre a 150 °C (temperatura estimada para el cortocircuito), en $\text{mm}^2 \cdot \Omega/\text{m}$.
- L : Longitud de ida y vuelta entre el inversor y el cuadro general de mando y protección, en metros.
- S : Sección del cable, en mm^2 .

Por otro lado, para la reactancia se escoge un valor estimado de 0,08 Ω/km , tal y como aparece en la UNE-HD 60364-5-52. De esta manera, se obtiene la impedancia a partir de la siguiente expresión:

$$Z (100\% \text{ cons.}) = \sqrt{0,125^2 + (0,08 \cdot 0,06)^2} = 0,125 \Omega$$

$$Z (50\% \text{ cons.}) = \sqrt{0,195^2 + (0,08 \cdot 0,06)^2} = 0,195 \Omega$$

De esta manera, se obtiene la corriente mínima de cortocircuito:

$$I_{CC} (100\% \text{ cons.}) = \frac{0,8 \cdot 400}{0,125} = 2.560 \text{ A}$$

$$I_{CC} (50\% \text{ cons.}) = \frac{0,8 \cdot 400}{0,195} = 1.641 \text{ A}$$

Si utilizamos un interruptor automático de intensidad nominal 100 A con curva C, la corriente mínima que asegura el disparo magnético es de 1.000 A (10 veces la intensidad nominal). De esta manera, al ser la corriente de cortocircuito mínimo mayor que la que garantiza el disparo electromagnético, para ambos casos, ambas secciones quedan validadas mediante este criterio.

c) Elecciones finales para cada caso de estudio

A continuación, se muestran las elecciones finales para el cableado de cada tipo de instalación, tanto para el lado de continua como para el de alterna.

		<i>100% cons.</i>	<i>50% cons.</i>
CC	Cable	XLPE 2 (Prysun)	
	Tipo	En canal suspendido (B1)	
	Sección (mm ²)	10	6
CA	Cable	XLPE 3 (Afumex Class 1000 V)	
	Tipo	Aislado en canal protector (B1)	
	Sección (mm ²)	25	16

Tabla 25. Dimensionamiento del cableado para cada caso de estudio.

9.2 DIMENSIONAMIENTO COMPUTACIONAL CON PVSYST

En este capítulo se lleva a cabo el dimensionamiento computacional de la instalación fotovoltaica conectada a red a través del software PVsyst. Este software se utiliza para simular, analizar, optimizar y diseñar sistemas de energía solar, ofreciendo una gran variedad de características y funcionalidades útiles para la implementación de proyectos solares eficientes y rentables.

Primeramente, se introducen las coordenadas geográficas de la localidad donde se plantea el estudio, así como los parámetros de irradiación, temperatura y velocidad del viento, extraídas a raíz de una ponderación entre las bases de datos de Meteonorm, NASA y PVGIS, explicado

en el estudio del recurso solar del *Capítulo 5*. Al introducir dichos parámetros, se generan dos archivos (con extensiones “.sit” y “.met”) que se guardan en el programa para el diseño del proyecto.

Posteriormente, se comienzan a introducir los elementos principales para el diseño de cada sistema fotovoltaico conectado a red, desde equipos como paneles fotovoltaicos e inversores, hasta factores condicionantes como las pérdidas. Para los módulos y los inversores, se tiene en cuenta lo diseñado en el dimensionamiento analítico.

A continuación, se muestra la disposición de los paneles en las dos cubiertas disponibles para los dos casos de estudio, diseñado desde el programa PVSyst. Los paneles instalados tienen una inclinación prácticamente nula, y se ajustan al azimut de la cubierta sobre la que se localizan, para aprovechar así el espacio al máximo.

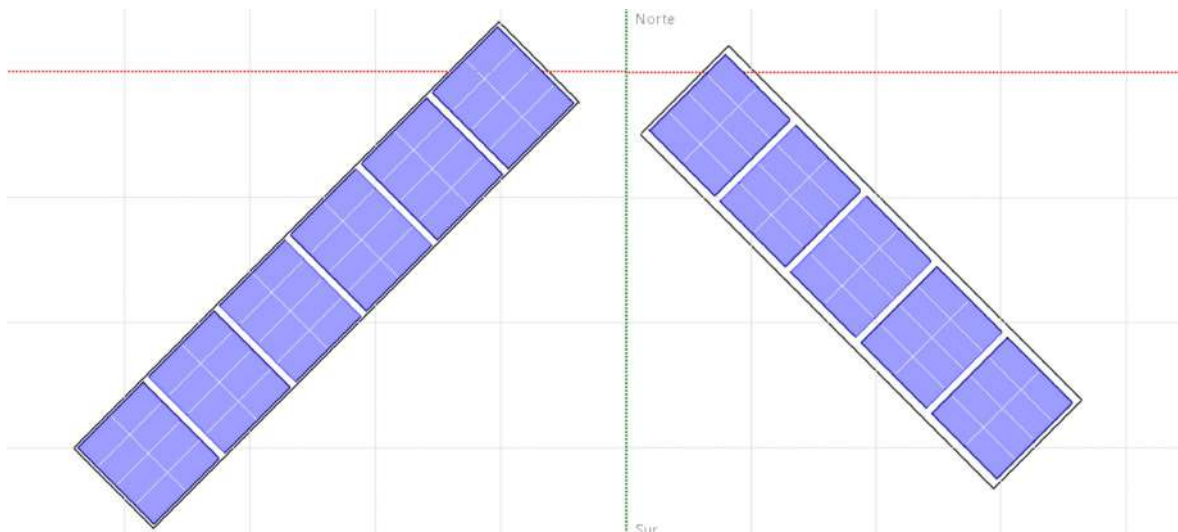


Ilustración 55. Disposición de los módulos para la instalación destinada a satisfacer el 100% del consumo.

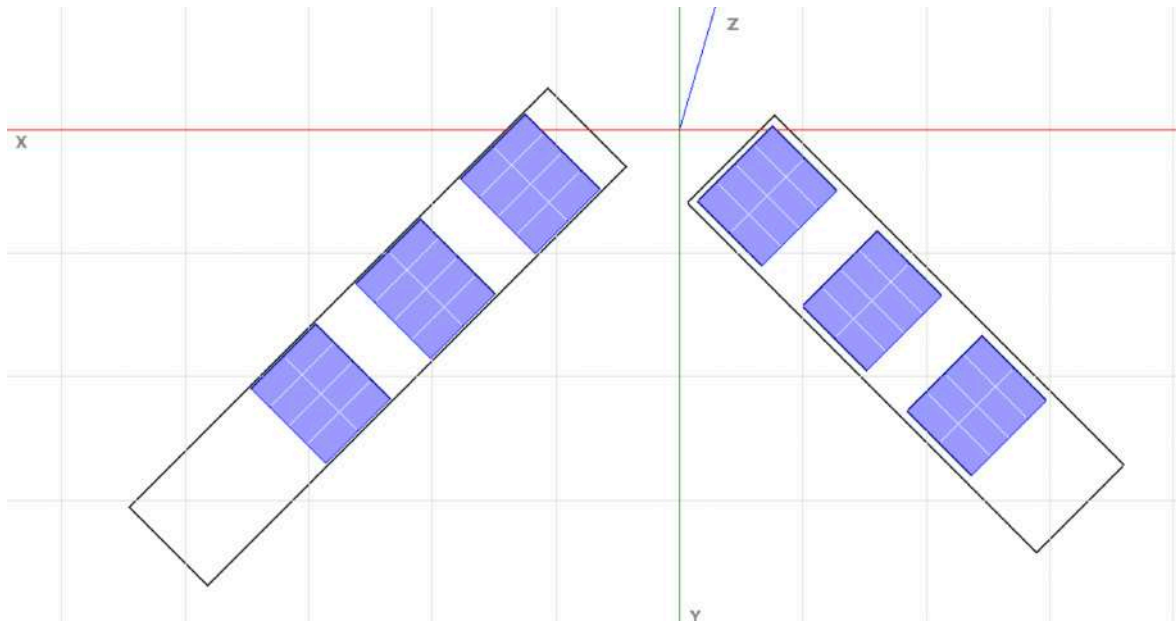


Ilustración 56. Disposición de los módulos para la instalación destinada a satisfacer el 50% de la demanda.

Se deben especificar las dos orientaciones en el software, indicando cuantos paneles se colocan en cada orientación, así como incluir los objetos externos que puedan producir sombras. Así, el software es capaz de calcular una estimación de las sombras que la orografía del entorno provoca sobre el campo solar. En este caso, se decide importar el horizonte desde la base de datos de Meteonorm en la localidad objeto de estudio, obteniendo el resultado reflejado en la *Ilustración 57*.

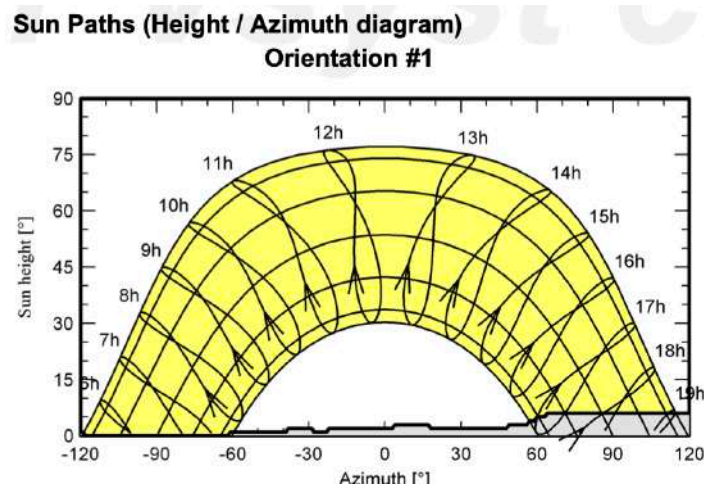


Ilustración 57. Diagrama de sombras producidas por la orografía para el caso del 100% del consumo.

Al ser una instalación de autoconsumo conectada a red, se introducen los datos mensuales de consumo analizados en capítulos anteriores, para que el software haga un análisis de la energía producida, la energía destinada a autoconsumo y la energía vertida o extraída de la red. Para ello, previamente se han de introducir las pérdidas, tal y como se analizó en el dimensionamiento analítico. Se muestran los análisis obtenidos para el primer año de operación en las siguientes ilustraciones.

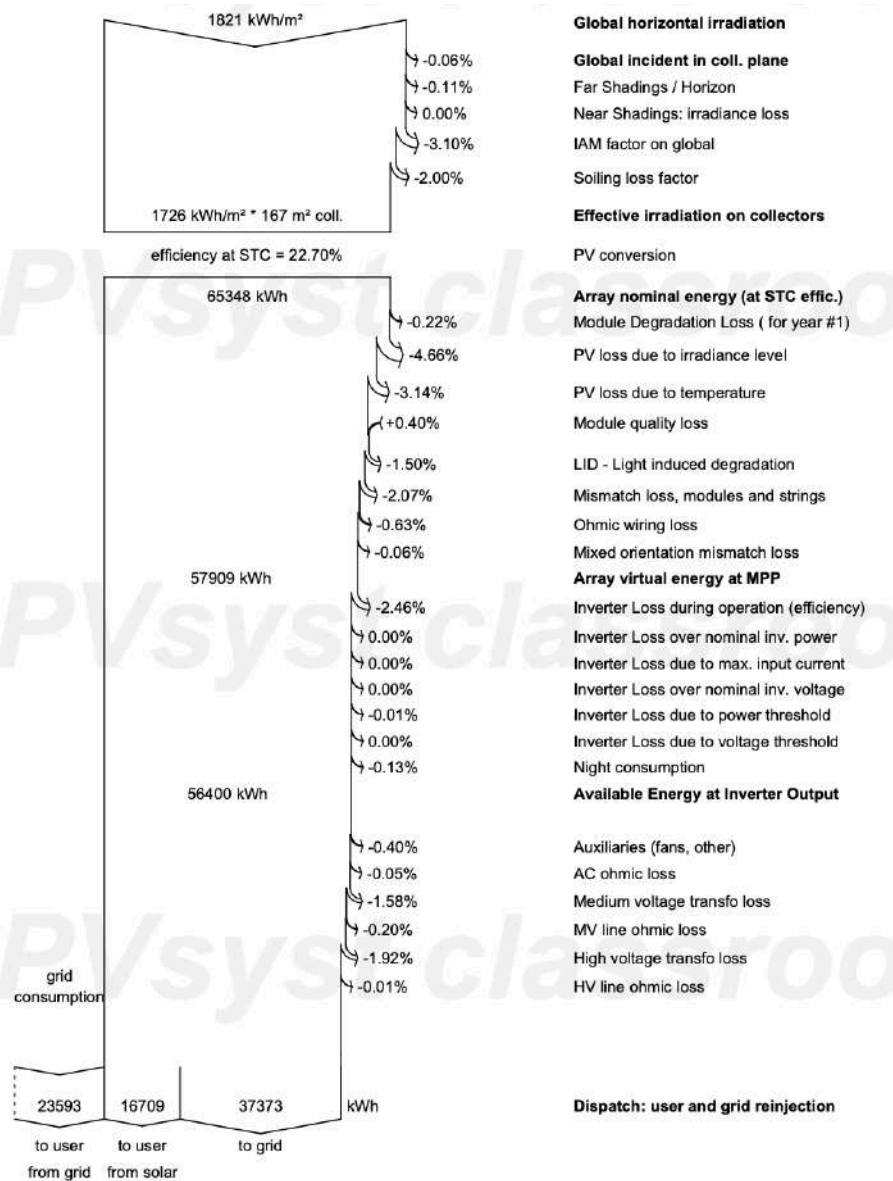


Ilustración 58. Diagrama Sankey para el 100% del consumo.

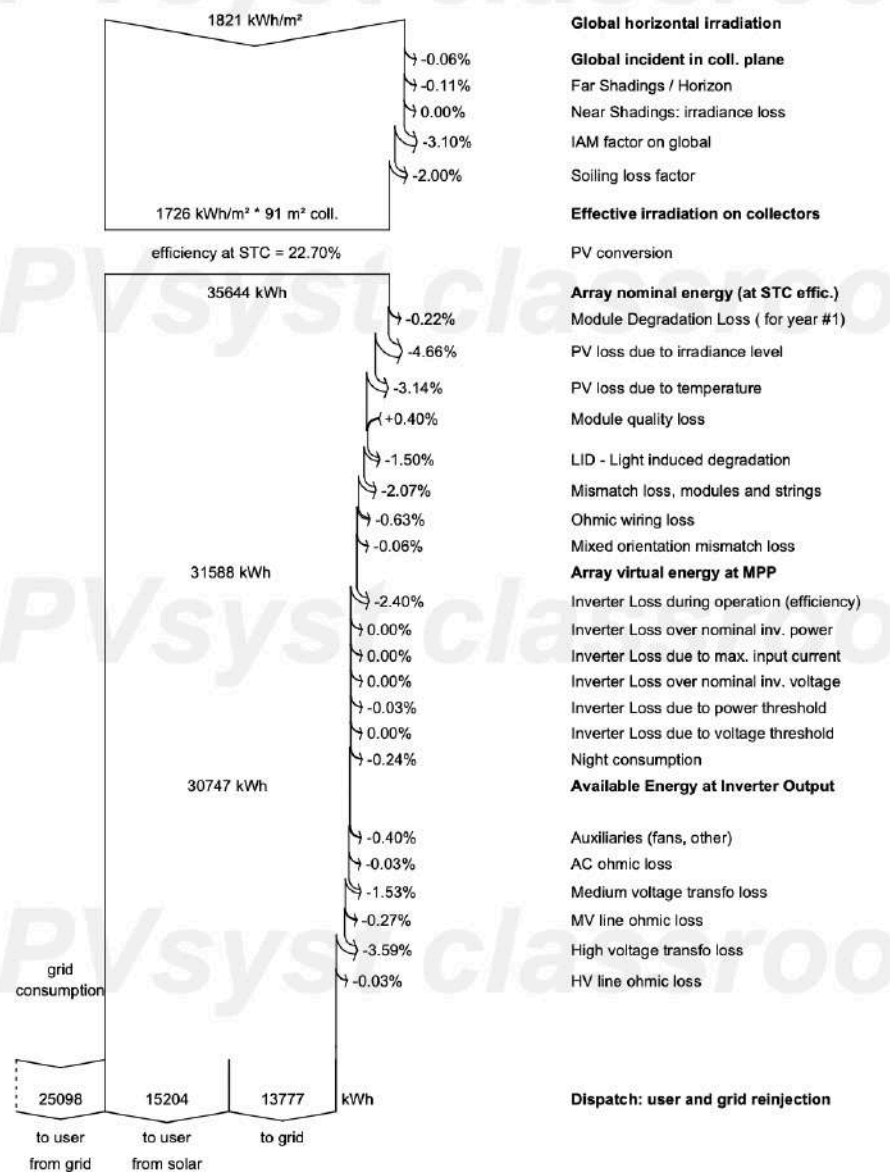


Ilustración 59. Diagrama Sankey para el 50% del consumo.

En el Diagrama de Sankey se puede observar tanto las pérdidas del sistema como la energía producida por el mismo. En los resultados mostrados para el 100% del consumo se puede observar que la energía exportada a red es mayor que la aprovechada por el usuario. Hay que tener en cuenta el RD 244/2019, de 5 de abril, que regula las condiciones de autoconsumo, entre las que consta que el valor económico de los excedentes de energía nunca podrá ser superior al valor económico de la energía consumida de la red.

Aunque la instalación produzca energía suficiente para satisfacer la demanda anual, hay épocas en las que la producción es mayor al consumo, y dicha energía se vierte a la red, y épocas en las que el consumo supera a la producción, por lo que el usuario necesitará importar energía de la red. Esto explica los resultados obtenidos.

A continuación, se muestran gráficos de la producción normalizada para cada caso.

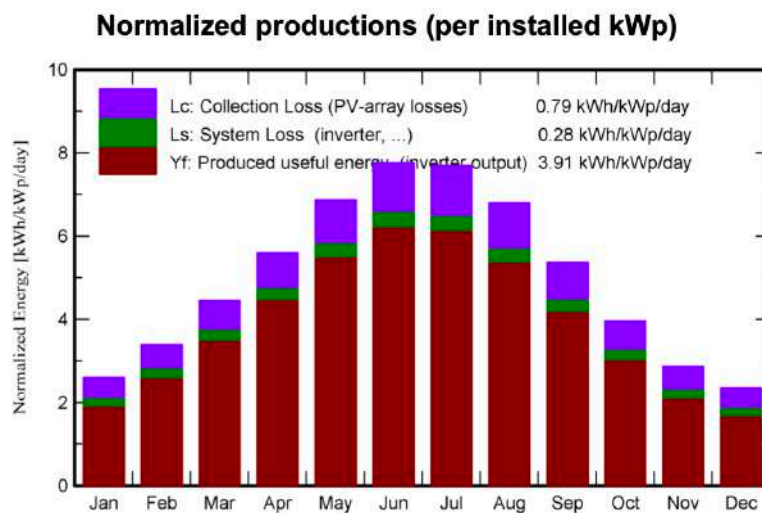


Ilustración 60. Producción normalizada para la instalación destinada al 100% del consumo.

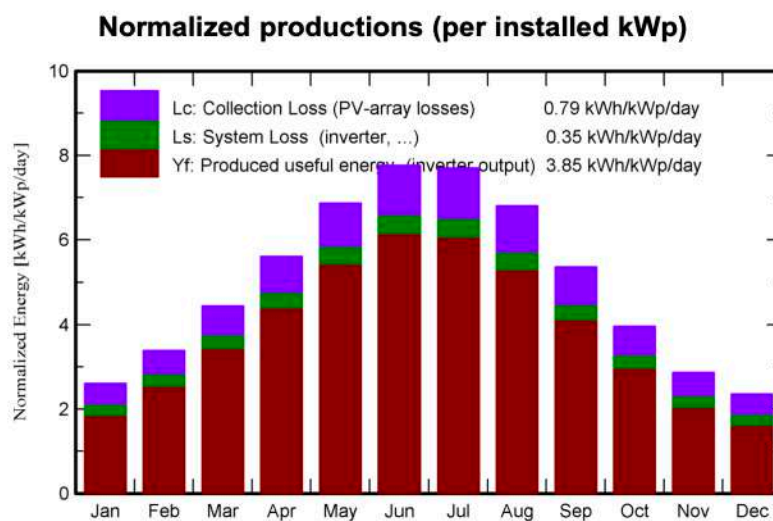


Ilustración 61. Producción normalizada para la instalación destinada al 50% del consumo.

Cabe destacar que el índice de rendimiento medio anual de la instalación de 37,84 kW es de 78,5%, mientras que el de la instalación de 20,7 kW es de 77,1%, variando dicho índice cada mes.

Además, se muestra a continuación la evolución de la producción a lo largo de los años, en saltos de un lustro, incluyendo también la energía final tras pérdidas de operación y mantenimiento, asumidas del 2% anual.

<i>MWh/Año</i>	<i>100% del consumo</i>		<i>50% del consumo</i>	
	Energía producida	Energía prod. con O&M	Energía producida	Energía prod. con O&M
Año				
1	54,08	53,0	28,8	28,2
5	53,06	52,0	28,3	27,7
10	51,77	50,7	27,6	27,1
15	50,49	49,5	27,0	26,4
20	49,21	48,2	26,3	25,8
25	47,93	47,0	25,6	25,1
30	46,65	45,7	25,0	24,5

Tabla 26. Evolución de la energía producida por la instalación fotovoltaica, en MWh/año.

Por último, se muestran los esquemas unifilares de las dos instalaciones.

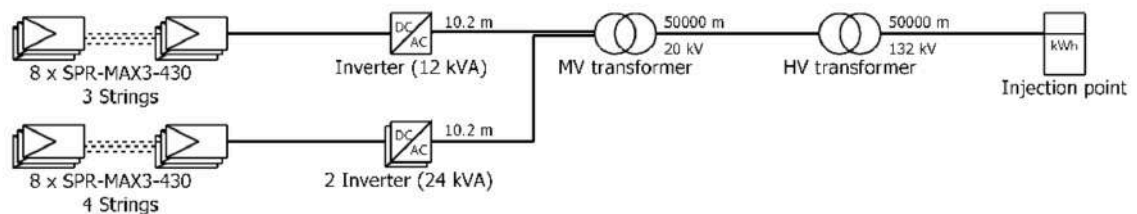


Ilustración 62. Esquema unifilar de la instalación destinada al 100% del consumo.

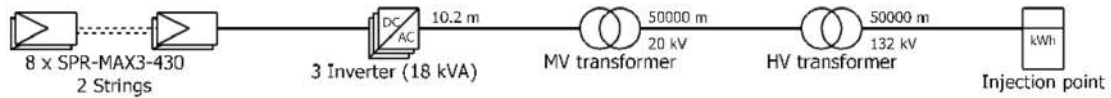


Ilustración 63. Esquema unifilar de la instalación destinada al 50% del consumo.

9.3 COMPARACIÓN Y CONCLUSIÓN

Se muestra en la siguiente tabla una comparativa entre el dimensionamiento analítico y computacional, diferenciando entre la instalación destinada a satisfacer el 100% del consumo y la destinada a satisfacer el 50% del consumo.

Consumo	Potencia (kWp)	Método	Número de Módulos	Energía producida (kWh/año)	Energía autoconsumida (kWh/año)	Energía vertida a red (kWh/año)	Energía consumida de la red (kWh/año)
100%	37,84	Analítico	88	53.344	40.303	13.041	0
		Computacional	88	54.082	16.709	37.373	23.593
50%	20,7	Analítico	48	29.181	29.181	0	11.122
		Computacional	48	28.801	15.204	13.777	25.098

Tabla 27. Comparativo de energía producida entre los distintos métodos de dimensionamiento.

A raíz de la tabla anterior, se puede observar la similitud entre el dimensionamiento analítico y el computacional. No obstante, para el caso del dimensionamiento analítico del 100% del consumo, al asumir que no se consume energía de la red, se incumple con el RD 244/2019, puesto que el valor económico de la energía consumida de red sería cero y, por tanto, inferior al valor económico de la energía vertida a la red. Por ello, se hará mayor hincapié en el dimensionamiento computacional.

Capítulo 10. ANÁLISIS ECONÓMICO DE VIABILIDAD

El objetivo de este capítulo es llevar a cabo un análisis económico de los dos casos vistos en el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica conectada a red con compensación de excedentes, de tal forma que se pueda analizar si el proyecto es viable o no a largo plazo.

De esta manera, se estudian a continuación tanto las subvenciones e ingresos como la inversión inicial y costes generales de la instalación.

10.1 CUANTIFICACIÓN DE LA INVERSIÓN

En este subcapítulo se cuantificará el coste de la inversión inicial para llevar a cabo la instalación fotovoltaica, tanto para el caso destinado a cubrir el 100% del consumo, como para el destinado a cubrir el 50%.

Actualmente, la Junta de Andalucía proporciona ayudas de entre 355-710 €/kWp para instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo colectivo en el sector residencial, siempre y cuando se consuma al menos un 80% de lo que se produce. Para simplificar, se asume del 30% del total del coste de la instalación.

A continuación, se muestran dos tablas con los análisis de inversión inicial realizados para cada caso de estudio.

<i>Elemento</i>	<i>Modelo</i>	<i>Vida útil</i>	<i>Coste (€/unidad)</i>	<i>Unidades</i>	<i>Inversión (€)</i>
Panel Solar	SunPower Maxeon 3 430 W	40	429	88	37.752
Inversor	Huawei 12 kV	10	1.900	3	5.700
Contador de generación	Endesa Enel CERN 1	25	200	1	200
Cableado CC	Prysmian Prysolar 10 mm ²	25	43	11	475
Fusible CC y portafusibles	Solar DC	25	16	11	176
Protecciones sobretensión CC	Weidmüller 1.100 V	10	50	11	550
Interruptor magnético CA	Schneider	25	41	1	41
Diferencial superinmunizado CA	Schneider	25	104	1	104
Cableado CA	Afumex Class 25 mm ²	25	300	1	300
Soporte Hormigón 0°	Ennovabloc 0° C ENB000C	25	10	88	880
Costes de instalación					2.500
Costes de legalización					1.000
Total sin subvención					49.678
Subvención (30%)					-14.903
Total					34.775

Tabla 28. Inversión inicial para la instalación destinada al 100% del consumo (37,84 kWp).

<i>Elemento</i>	<i>Modelo</i>	<i>Vida útil</i>	<i>Coste (€/unidad)</i>	<i>Unidades</i>	<i>Inversión (€)</i>
Panel Solar	SunPower Maxeon 3 430 W	40	429	48	20.592
Inversor	Huawei 6 kV	10	1.100	3	3.300
Contador de generación	Endesa Enel CERN 1	25	200	1	200
Cableado CC	Prysmian Prysolar 6 mm ²	25	41	6	248
Fusible CC y portafusibles	Solar DC	25	16	6	96
Protecciones sobretensión CC	Weidmüller 1.100 V	10	50	6	300
Interruptor magnético CA	Schneider	25	41	1	41
Diferencial superinmunizado CA	Schneider	25	104	1	104
Cableado CA	Afumex Class 16 mm ²	25	197	1	197
Soporte Hormigón 0°	Ennovabloc 0° L ENB000L	25	18	48	864
Costes de instalación					2.000
Costes de legalización					1.000
Total sin subvención					28.942
Subvención (30%)					-8.683
Total					20.260

Tabla 29. Inversión inicial para la instalación destinada al 50% del consumo (20,7 kWp).

10.2 ESTIMACIÓN DE ENERGÍA PRODUCIDA

La energía producida a lo largo de los años se ha estimado a raíz del programa PVSystem, siguiendo un método de regresión lineal, analizando la degradación de la planta en cada lustro hasta los 25 años. Se muestran a continuación los resultados de las estimaciones.

Año	100% consumo (MWh/año)		50% consumo (MWh/año)	
	Eprod	Eprod con O&M	Eprod	Eprod con O&M
1	54,08	53,00	28,80	28,22
2	53,82	52,75	28,67	28,09
3	53,57	52,50	28,54	27,96
4	53,31	52,25	28,40	27,83
5	53,06	51,99	28,27	27,70
6	52,80	51,74	28,14	27,58
7	52,54	51,49	28,01	27,45
8	52,29	51,24	27,87	27,32
9	52,03	50,99	27,74	27,19
10	51,77	50,74	27,61	27,06
11	51,52	50,49	27,48	26,93
12	51,26	50,24	27,34	26,80
13	51,01	49,99	27,21	26,67
14	50,75	49,73	27,08	26,54
15	50,49	49,48	26,95	26,41
16	50,24	49,23	26,81	26,28
17	49,98	48,98	26,68	26,15
18	49,72	48,73	26,55	26,02
19	49,47	48,48	26,42	25,89
20	49,21	48,23	26,28	25,76
21	48,96	47,98	26,15	25,63
22	48,70	47,73	26,02	25,50
23	48,44	47,47	25,89	25,37

24	48,19	47,22	25,75	25,24
25	47,93	46,97	25,62	25,11

Tabla 30. Evolución de la energía producida por cada instalación incluyendo pérdidas de operación y mantenimiento.

10.3 ESTIMACIÓN DE LOS INGRESOS Y AHORROS

En este apartado se realiza la estimación de los ingresos y ahorros del proyecto, suponiendo el año 2024 como el año de salida del proyecto.

Para el estudio del ahorro anual, se toma como referencia la tarifa de venta de energía eléctrica de OMIE y OMIP, teniendo en cuenta su variación a lo largo de los 25 años de estudio. De esta manera, se muestran los precios esperados para los próximos años:

<i>Año</i>	<i>Precio (€/MWh)</i>
2024	97,5
2025	71,5
2026	62,00
2027	58,71
2028	51,86
2029	46,65
2030	45,21
2031	44,00
2032	42,76
2033	42,74

Tabla 31. Estimación de precios de energía eléctrica en España a futuro, según OMIP [28].

Al multiplicar el precio anual de la energía eléctrica por la cantidad de energía consumida directamente de la producción fotovoltaica, obtenida de PVSyst mediante el método de regresión lineal para 25 años, se obtiene el ahorro anual, que queda reflejado en la *Tabla 32* y la *Tabla 33*. Para los años posteriores a 2033, se asume un precio medio de 45 €/MWh.

<i>Año</i>	<i>Energía directamente consumida de la planta (MWh)</i>	<i>Precio energía (€/MWh)</i>	<i>Ahorro anual (€)</i>
1	16,71	97,50	1.629,13
2	16,70	71,50	1.193,92
3	16,69	62,00	1.034,61
4	16,68	58,71	979,08
5	16,67	51,86	864,28
6	16,65	46,65	776,95
7	16,64	45,21	752,47
8	16,63	44,00	731,86
9	16,62	42,76	710,77
10	16,61	42,74	709,97
11	16,60	45,00	747,03
12	16,59	45,00	746,54
13	16,58	45,00	746,05
14	16,57	45,00	745,56
15	16,56	45,00	745,08
16	16,55	45,00	744,59
17	16,54	45,00	744,10
18	16,52	45,00	743,61
19	16,51	45,00	743,12
20	16,50	45,00	742,64
21	16,49	45,00	742,15
22	16,48	45,00	741,66
23	16,47	45,00	741,17
24	16,46	45,00	740,69
25	16,44	45,00	739,71

Tabla 32. Ahorro anual debido a la energía consumida directamente de la planta fotovoltaica para el caso que abarca el 100% del consumo.

<i>Año</i>	<i>Energía directamente consumida de la planta (MWh)</i>	<i>Precio energía (€/MWh)</i>	<i>Ahorro anual (€)</i>
1	15,20	97,5	1.482,39
2	15,19	71,5	1.086,07
3	15,18	62	940,89
4	15,16	58,71	890,13
5	15,15	51,86	785,54
6	15,13	46,65	705,96
7	15,12	45,21	683,53
8	15,10	44	664,61
9	15,09	42,76	645,28
10	15,08	42,74	644,37
11	15,06	45	677,81
12	15,05	45	677,17
13	15,03	45	676,53
14	15,02	45	675,90
15	15,01	45	675,26
16	14,99	45	674,62
17	14,98	45	673,98
18	14,96	45	673,35
19	14,95	45	672,71
20	14,93	45	672,07
21	14,92	45	671,44
22	14,91	45	670,80
23	14,89	45	670,16
24	14,88	45	669,52
25	14,85	45	668,25

Tabla 33. Ahorro anual debido a la energía consumida directamente de la planta fotovoltaica para el caso que abarca el 50% del consumo.

En cuanto a los ingresos de la instalación, son objeto de estudio los ingresos por compensación de excedentes y los ingresos por la cuota del IBI.

Por un lado, las tarifas entre las distintas compañías con relación al precio de compensación de excedentes varían entre 5 y 20 céntimos el kWh, las cuales cambian en función de la hora. Se estima de manera conservadora una tarifa de compensación por excedentes de 0,05 €/kWh. Así pues, se calculan los ingresos multiplicando la tarifa por la energía extraída a red, sabiendo que en todo momento el valor económico de la energía excedentaria ha de ser inferior al valor económico de la energía consumida. En los casos en los que se incumpla el Real Decreto, se igualan los ingresos a los costes por energía consumida de red.

<i>Año</i>	<i>Energía vertida a red (MWh)</i>	<i>Energía consumida de red (MWh)</i>	<i>Coste por consumo (€)</i>	<i>Ingresos (€)</i>
1	37,37	23,59	2.300,32	1.868,65
2	37,14	23,60	1.687,67	1.687,67
3	36,90	23,61	1.464,11	1.464,11
4	36,67	23,63	1.387,05	1.387,05
5	36,43	23,64	1.225,78	1.225,78
6	36,20	23,65	1.103,14	1.103,14
7	35,96	23,66	1.069,58	1.069,58
8	35,73	23,67	1.041,43	1.041,43
9	35,49	23,68	1.012,54	1.012,54
10	35,25	23,69	1.012,53	1.012,53
11	35,02	23,70	1.066,56	1.066,56
12	34,78	23,71	1.067,05	1.067,05
13	34,55	23,72	1.067,54	1.067,54
14	34,31	23,73	1.068,03	1.068,03
15	34,08	23,74	1.068,51	1.068,51
16	33,84	23,76	1.069,00	1.069,00
17	33,61	23,77	1.069,49	1.069,49

18	33,37	23,78	1.069,98	1.069,98
19	33,14	23,79	1.070,47	1.070,47
20	32,90	23,80	1.070,95	1.070,95
21	32,67	23,81	1.071,44	1.071,44
22	32,43	23,82	1.071,93	1.071,93
23	32,19	23,83	1.072,42	1.072,42
24	31,96	23,84	1.072,90	1.072,90
25	31,49	23,86	1.073,88	1.073,88

Tabla 34. Ingresos por excedentes de energía para el caso destinado al 100% del consumo.

<i>Año</i>	<i>Energía vertida a red (MWh)</i>	<i>Energía consumida de red (MWh)</i>	<i>Coste por consumo (€)</i>	<i>Ingresos (€)</i>
1	13,78	25,10	2.447,06	688,85
2	13,66	25,11	1.795,65	682,98
3	13,54	25,13	1.558,06	677,11
4	13,42	25,15	1.476,31	671,25
5	13,31	25,16	1.304,89	665,38
6	13,19	25,18	1.174,54	659,51
7	13,07	25,19	1.139,01	653,64
8	12,96	25,21	1.109,23	647,77
9	12,84	25,23	1.078,65	641,91
10	12,72	25,24	1.078,83	636,04
11	12,60	25,26	1.136,59	630,17
12	12,49	25,27	1.137,31	624,30
13	12,37	25,29	1.138,03	618,43
14	12,25	25,31	1.138,75	612,57
15	12,13	25,32	1.139,46	606,70
16	12,02	25,34	1.140,18	600,83
17	11,90	25,35	1.140,90	594,96

18	11,78	25,37	1.141,62	589,09
19	11,66	25,39	1.142,34	583,23
20	11,55	25,40	1.143,06	577,36
21	11,43	25,42	1.143,77	571,49
22	11,31	25,43	1.144,49	565,62
23	11,20	25,45	1.145,21	559,75
24	11,08	25,47	1.145,93	553,89
25	10,84	25,50	1.147,37	542,15

Tabla 35. Ingresos por excedentes de energía para el caso destinado al 50% del consumo.

Por último, en cuanto al IBI, se tiene en cuenta el valor catastral de las zonas comunes de la urbanización. Concretamente, el aparcamiento subterráneo se divide en 203 parcelas catastrales, cada una de las cuales se asocia a una plaza de aparcamiento y una superficie de 50 m². El valor catastral de cada plaza en 2022 es de 13.052,77 €, y la bonificación total a deducir (0,4%) es de 52,21 €. De esta forma, el IBI total a pagar por el aparcamiento será de 10.598,63 €, a dividir entre las 102 viviendas. Por último, el resto de las zonas comunes tienen un valor catastral de 279.500,30 €, y la bonificación total a deducir (0,4%) es 1.118 €. Por ello, el IBI total a pagar de gastos comunes será de 11.716,63 € en 2022 (114,87 € por vivienda). No se incluyen los valores catastrales de las viviendas para este beneficio.

Actualmente, el ingreso por la cuota del IBI (Impuesto de Bienes Inmuebles) se reduce al 50% para aquellas viviendas que realicen una instalación fotovoltaica, durante al menos los tres primeros años. De esta manera, se calcula el ahorro que esto supondría a continuación.

Comunidad	IBI (€)	Subvención de reducción al 50% de la cuota IBI (€)
Año 1	11.717	5.858
Año 2	11.727	5.864
Año 3	11.737	5.869

Tabla 36. Subvención de reducción de la cuota del IBI.

En cualquier caso, la subvención del IBI no debe superar el 95% del coste de la instalación.

10.4 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Por último, en este capítulo se evaluará la rentabilidad de cada proyecto a partir de parámetros económicos como el VAN, el TIR y el Pay-Back.

El VAN (Valor Actual Neto) es la suma de valores de los flujos de caja netos esperados de la inversión a lo largo de un número determinado de años, restándole a ello la inversión. Si el VAN es mayor a cero, el proyecto se considera rentable, recuperándose a largo plazo un importe mayor al de la inversión realizada. Además, hay que tener en cuenta que el VAN se calcula con una tasa de descuento, relacionada con los tipos de interés. La fórmula para calcularlo es la siguiente:

$$\text{VAN} = \sum_{i=0}^n \frac{Q_i}{(1+k)^i}$$

Donde:

- Q_i : flujo de caja en el año i
- n : años de vida del proyecto (=25)
- k : tasa de descuento (=5%)

El TIR (Tasa Interna de Retorno) es el valor de la tasa de descuento para el cual el VAN se hace cero, lo cual implica que se recupera la inversión inicial. Para que el proyecto sea rentable, el TIR ha de ser mayor a la tasa de descuento. El TIR se calcula a raíz de la siguiente ecuación:

$$\sum_{i=0}^n \frac{Q_i}{(1+\text{TIR})^i} = 0$$

Por último, el Pay-Back representa el plazo necesario para que se recupere la inversión, medido en años. A continuación, se estima la rentabilidad de ambos casos de estudio, añadiendo unos costes anuales de mantenimiento.

<i>Estudio económico de rentabilidad, en euros (€)</i>							
Año	Inversión	Ahorro	Flujo de caja	Flujo acumulado	VAN	Pay-Back	
0	-34.775,00		-34.775,00	-34.775,00	-34.775,00	-34.775,00	
1	-150,00	9.356,09	9.206,09	-25.568,91	8.767,71	-26.007,29	
2	-150,00	8.745,09	8.595,09	-16.973,81	7.796,00	-18.211,29	
3	-150,00	8.367,22	8.217,22	-8.756,59	7.098,35	-11.112,94	
4	-150,00	2.366,13	2.216,13	-6.540,46	1.823,22	-9.289,73	
5	-150,00	2.090,06	1.940,06	-4.600,40	1.520,09	-7.769,64	
6	-150,00	1.880,09	1.730,09	-2.870,31	1.291,02	-6.478,62	
7	-150,00	1.822,05	1.672,05	-1.198,26	1.188,30	-5.290,32	
8	-150,00	1.773,29	1.623,29	425,03	1.098,71	-4.191,62	
9	-150,00	1.723,31	1.573,31	1.998,34	1.014,17	-3.177,45	
10	-6.350,00	1.722,51	-4.627,49	-2.629,15	-2.840,88	-6.018,32	
11	-150,00	1.813,59	1.663,59	-965,56	972,67	-5.045,66	
12	-150,00	1.813,59	1.663,59	698,03	926,35	-4.119,31	
13	-150,00	1.813,59	1.663,59	2.361,62	882,24	-3.237,07	
14	-150,00	1.813,59	1.663,59	4.025,21	840,23	-2.396,85	
15	-150,00	1.813,59	1.663,59	5.688,80	800,22	-1.596,63	
16	-150,00	1.813,59	1.663,59	7.352,39	762,11	-834,52	
17	-150,00	1.813,59	1.663,59	9.015,98	725,82	-108,70	
18	-150,00	1.813,59	1.663,59	10.679,57	691,26	582,55	
19	-150,00	1.813,59	1.663,59	12.343,16	658,34	1.240,89	
20	-6.350,00	1.813,59	-4.536,41	7.806,75	-1.709,73	-468,83	
21	-150,00	1.813,59	1.663,59	9.470,34	597,13	128,30	
22	-150,00	1.813,59	1.663,59	11.133,93	568,70	697,00	
23	-150,00	1.813,59	1.663,59	12.797,52	541,62	1.238,62	
24	-150,00	1.813,59	1.663,59	14.461,11	515,83	1.754,44	
25	-150,00	1.813,59	1.663,59	16.124,70	491,26	2.245,71	
VAN					2.245,71 €		
TIR					6,27 %		

Tabla 37. Estudio de rentabilidad para el caso destinado al 100% del consumo.

Estudio económico de rentabilidad, en euros (€)

Año	Inversión	Ahorro	Flujo de caja	Flujo acumulado	VAN	Pay-Back
0	-20.260,00		-20.260,00	-20.260,00	-20.260,00	-20.260,00
1	-150,00	8.029,56	7.879,56	-12.380,45	7.504,34	-12.755,66
2	-150,00	7.632,56	7.482,56	-4.897,89	6.786,90	-5.968,76
3	-150,00	7.486,51	7.336,51	2.438,62	6.337,55	368,79
4	-150,00	1.561,38	1.411,38	3.850,00	1.161,14	1.529,93
5	-150,00	1.450,92	1.300,92	5.150,92	1.019,30	2.549,24
6	-150,00	1.365,47	1.215,47	6.366,39	907,01	3.456,24
7	-150,00	1.337,17	1.187,17	7.553,56	843,70	4.299,94
8	-150,00	1.312,39	1.162,39	8.715,95	786,75	5.086,69
9	-150,00	1.287,19	1.137,19	9.853,14	733,04	5.819,73
10	-3.700,00	1.280,41	-2.419,59	7.433,55	-1.485,42	4.334,32
11	-150,00	1.307,98	1.157,98	8.591,53	677,05	5.011,36
12	-150,00	1.301,47	1.151,47	9.743,00	641,18	5.652,54
13	-150,00	1.294,97	1.144,97	10.887,97	607,20	6.259,75
14	-150,00	1.288,46	1.138,46	12.026,43	575,00	6.834,75
15	-150,00	1.281,96	1.131,96	13.158,39	544,49	7.379,24
16	-150,00	1.275,45	1.125,45	14.283,84	515,58	7.894,82
17	-150,00	1.268,95	1.118,95	15.402,78	488,19	8.383,01
18	-150,00	1.262,44	1.112,44	16.515,23	462,24	8.845,25
19	-150,00	1.255,94	1.105,94	17.621,16	437,66	9.282,91
20	-3.700,00	1.249,43	-2.450,57	15.170,59	-923,59	8.359,32
21	-150,00	1.242,93	1.092,93	16.263,52	392,30	8.751,62
22	-150,00	1.236,42	1.086,42	17.349,94	371,39	9.123,01
23	-150,00	1.229,92	1.079,92	18.429,86	351,59	9.474,60
24	-150,00	1.223,41	1.073,41	19.503,27	332,83	9.807,43
25	-150,00	1.210,40	1.060,40	20.563,67	313,14	10.120,57
VAN					10.120,57 €	
TIR					16,88%	

Tabla 38. Estudio de rentabilidad para el caso destinado al 50% del consumo.

Se puede apreciar en las anteriores tablas que ambos casos son rentables ($VAN > 0$, $TIR > 5\%$). Aun así, la instalación destinada a cubrir el 50% de la instalación resulta ser más rentable. Esto se debe a diversos motivos. Uno de ellos es que los consumos son muy irregulares a lo largo del año, al tratarse de una comunidad de vecinos con uso mayoritario en el periodo vacacional. Esto provoca que la instalación destinada al 100% del consumo quede sobredimensionada en los meses de menor consumo, y, en consecuencia, el valor económico de la energía vertida a red es más grande que el valor económico de la energía consumida, cuyo exceso no es aprovechable. De esta manera, no hay tanta diferencia entre los ahorros de ambas instalaciones. Esto se podría aprovechar si se realizara una instalación con venta directa a red. Otro motivo es que la reducción del PIB es casi del 90% del coste de la instalación del 50% del consumo, situación que haga que sea tan rentable a corto plazo (tiene un pay-back de tres años).

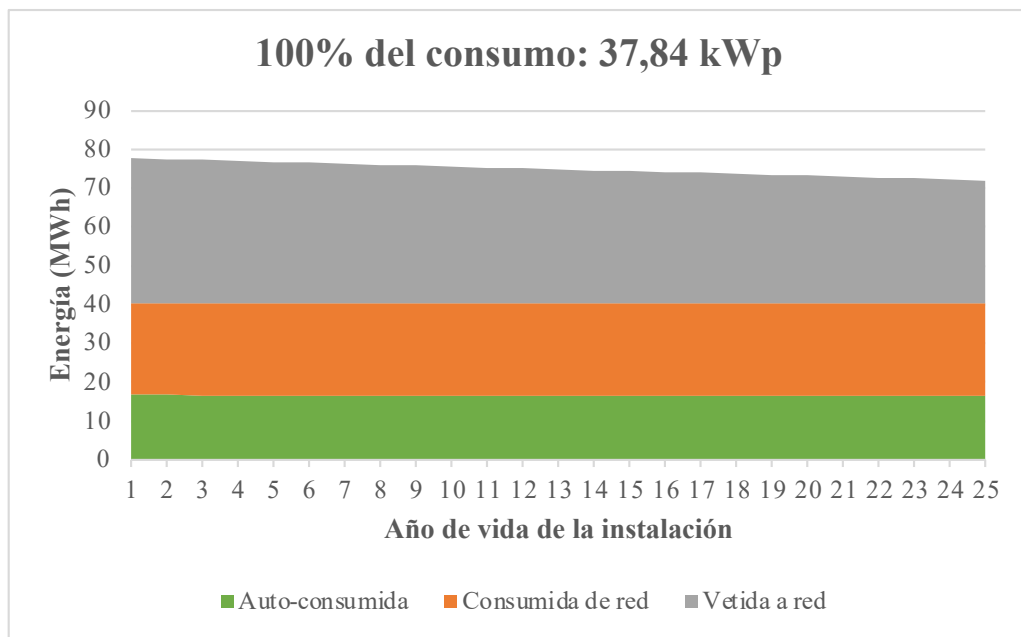


Ilustración 64. Distribución de los flujos de energía para el caso del 100% del consumo.

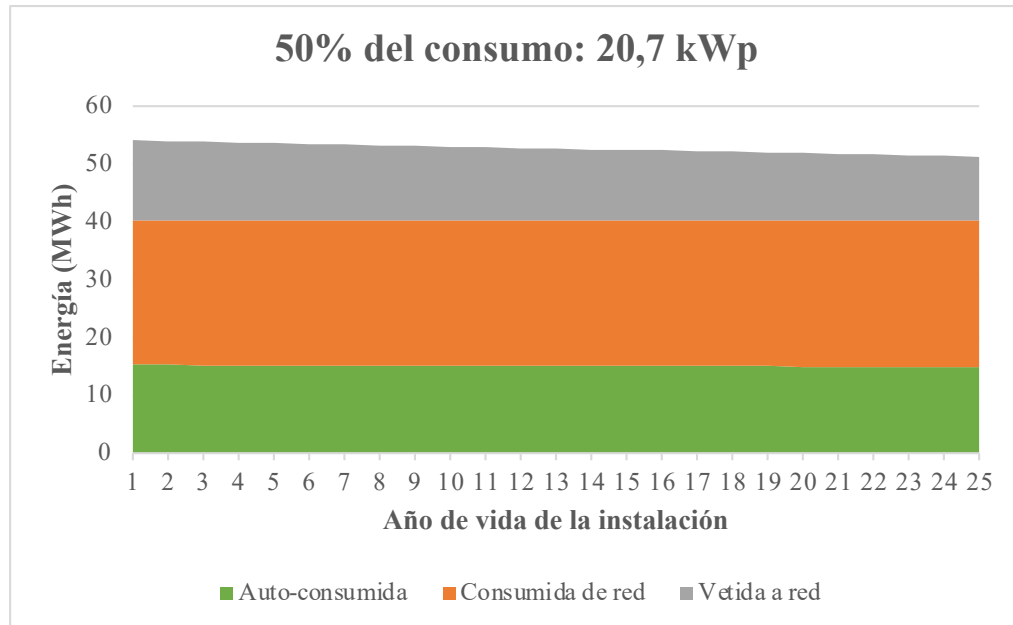


Ilustración 65. Distribución de los flujos de energía para el caso del 50% del consumo.

De esta manera, cabe concluir que la instalación destinada al 50% del consumo es la opción más rentable de las dos. Así pues, se instalará un sistema fotovoltaico de potencia 20,7 kWp, diseñada para cubrir el 50% del consumo del edificio.

Instalación	VAN (€)	TIR (%)	Pay-Back (años)	Potencia pico (kWp)	Inversión (€/kWp)
100% consumo	2.245,71	6,27	18	37,84	1.312,85
50% consumo	10.120,57	16,88	3	20,7	1.398,17

Tabla 39. Comparativa de rentabilidad entre los casos de estudio.

Cabe destacar que el ahorro del 50 % del IBI ofrecido por la Junta de Andalucía para los tres primeros años tiene una gran influencia en el resultado.

Capítulo 11. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este proyecto, se han estudiado diversas posibilidades para realizar una instalación fotovoltaica de autoconsumo en una comunidad de vecinos de la provincia de Cádiz, tanto de forma analítica como computacional.

En el desarrollo del proyecto, se ha estimado un consumo de las zonas comunes de la vivienda (aparcamiento y zonas comunes) de 40.474,85 kWh/año, teniendo el emplazamiento una radiación solar global de 1.820 kWh/m² año.

Entre las decisiones tomadas en el proyecto, se ha optado por una modalidad de autoconsumo acogido a compensación por excedentes. Además, se ha analizado en mayor profundidad el diseño computacional, ya que, aun siendo muy similares, en el dimensionamiento analítico no se analizan eficazmente los valores de energía importada y exportada de red.

Por último, se decide escoger la instalación diseñada para satisfacer el 50% del consumo, debido a su mayor rentabilidad en términos de VAN, TIR y Pay-back. Así pues, el diseño final escogido se compone de 48 módulos fotovoltaicos que proporcionan una potencia pico de 20,7 kWp, en una configuración de 6 ramas en paralelo y 8 módulos en serie por cada string. La inversión inicial, que incluye tres inversores de 6 kW, supone un total de 28.942 € (1.398,17 €/kWp), que se reduce a 20.260 € con las ayudas ofrecidas por la Junta de Andalucía. Finalmente, se obtiene un VAN de 10.120,57 €, un TIR del 16,88 % y un Pay-back de 3 años.

De esta manera, con esta instalación se estaría ahorrando anualmente un consumo de red de 28.981 kWh, por lo que se deduce que, aplicando el etiquetaje del mix energético de 0,273 kg CO₂eq/kWh, se evitaría una emisión de unos 7.911,81 kg de CO₂ anuales con la puesta en actividad de este proyecto.

Como pasos futuros para el proyecto, se podría estudiar el impacto de la inclusión de baterías en el proyecto actual, lo cual supondría una mayor rentabilidad, al poder reducir la potencia contratada en un gran porcentaje. Además, se podría agrandar la instalación propuesta

estudiando los servicios comunes relativos a los bloques (ascensores, luminaria, calefacciones), para lo cual se podrían aprovechar las cubiertas de los quince bloques. Para ello, se podría hacer otra instalación independiente, o incrementar la actual, conectando los contadores restantes al contador de generación. También se podría optar por la creación de una comunidad energética local, en la que los excesos de energía se pudieran redistribuir entre los diferentes puntos de consumo de la urbanización.

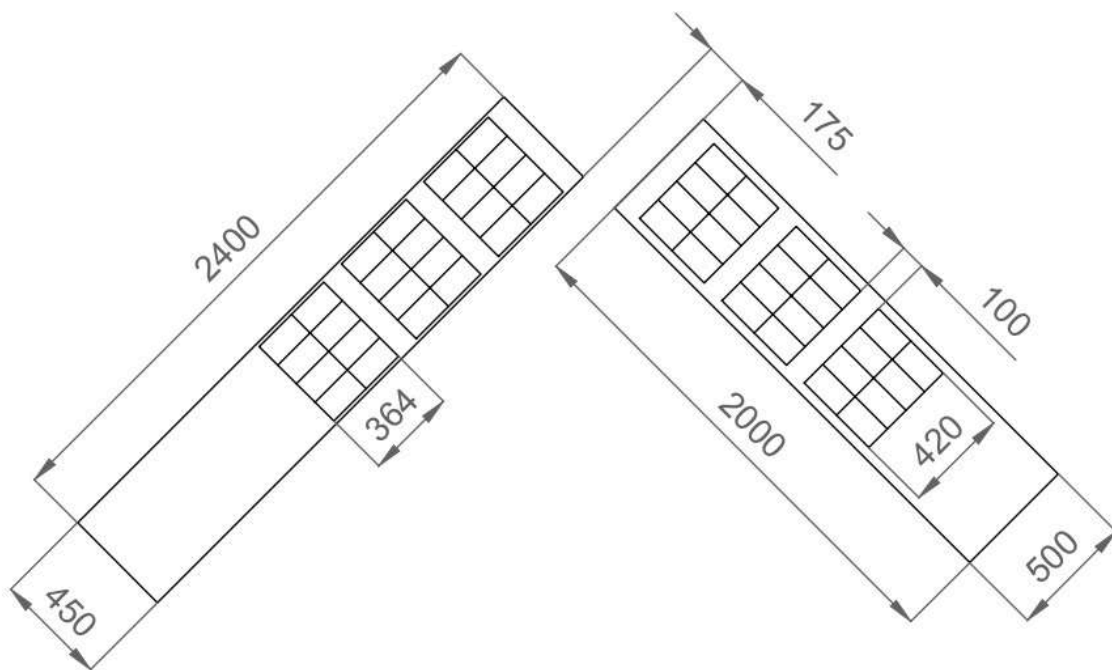
BIBLIOGRAFÍA

- [1] Organización de las Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» 2015.
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima,» 2021.
- [3] Red Eléctrica Española, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/balance/balance-electrico>. [Último acceso: Junio 2023].
- [4] International Energy Agency, «World Energy Outlook 2022,» 2023.
- [5] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 244/2019,» 2019.
- [6] Asociación de Empresas de Energías Renovables, «Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico en 2022,» 2023.
- [7] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, «Sistema de Identificación de Parcelas Agrícolas (SIGPAC),» [En línea]. Available: <https://sigpac.mapama.gob.es>.
- [8] Ministerio de Hacienda y Función Pública, «Sede Electrónica del Catastro,» [En línea]. Available: <https://www.sedecatastro.gob.es>. [Último acceso: 28 Marzo 2023].
- [9] «Sotogrande Home,» [En línea]. Available: <https://sotograndehome.com/venta-obra-nueva/senda-chica-sotogrande/>.
- [10] «Proyecto Senda Chica,» [En línea]. Available: <https://www.sendachica.com>.
- [11] Weather Spark, [En línea]. Available: <https://es.weatherspark.com/>.

- [12] TerraLink, Agosto 2022. [En línea]. Available: <https://terralink.cl/conoce-las-diferencias-entre-radiacion-irradiancia-e-irradiacion-solar/>.
- [13] EnergiGreen, [En línea]. Available: <https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-3-0td/>. [Último acceso: Abril 2023].
- [14] Endef Solar Solutions, [En línea]. Available: <https://endef.com/tipos-instalaciones-solares-fotovoltaicas/>. [Último acceso: Junio 2023].
- [15] Lodeal Energía, [En línea]. Available: <https://www.lodealenergia.com/como-funcionan-las-placas-solares-fotovoltaicas/>. [Último acceso: Junio 2023].
- [16] E. R. Arias, Instalaciones Fotovoltaicas: Componentes, Cálculo y Diseño, 2022.
- [17] Monsolar, [En línea]. Available: <https://www.monsolar.com/blog/que-es-y-que-hace-un-regulador-de-carga-solar/>. [Último acceso: Junio 2023].
- [18] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), «Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo,» 2023.
- [19] Energy Trend, 2018. [En línea]. Available: <https://www.energytrend.com/research/20180207-12183.html>.
- [20] SolarFields Europe, Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/los-10-paneles-solares-mas-eficientes-del-mercado/>.
- [21] SunPower, «Maxeon 3 Panel Solar».
- [22] Certificación Energética, 2015. [En línea]. Available: <https://certificacionenergetica.info/distancia-minima-entre-filas-de-captadores/>.

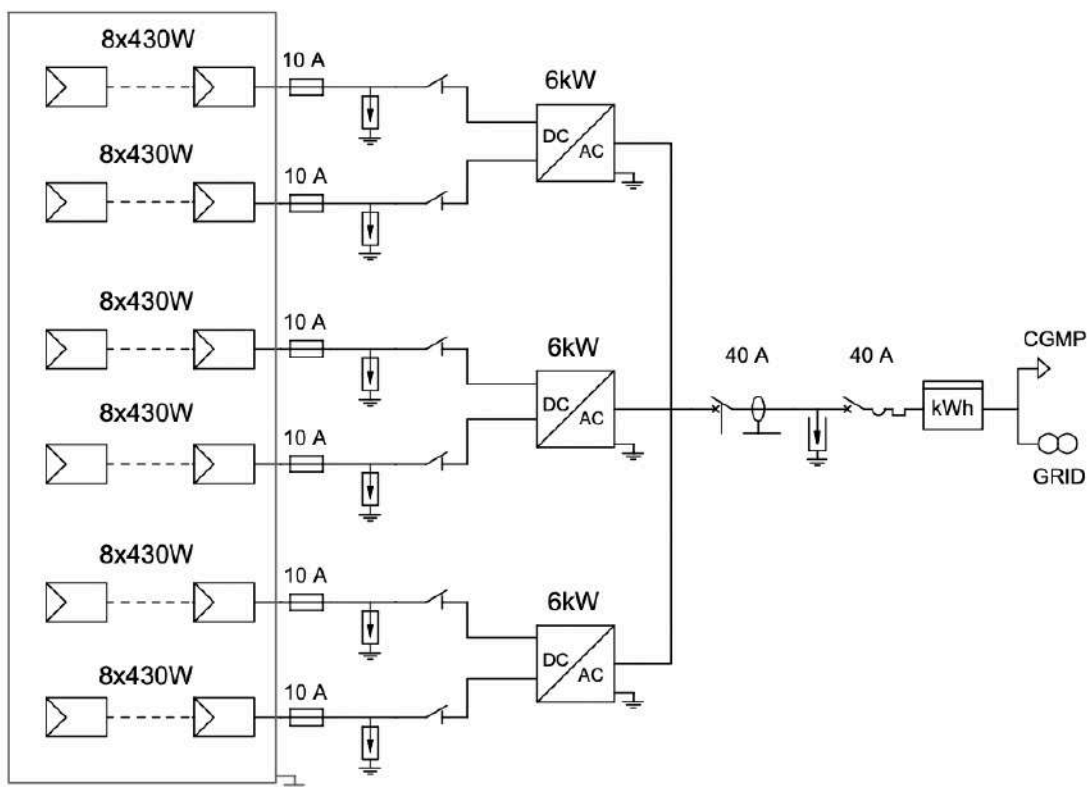
- [23] Prysmian, 2019. [En línea]. Available: <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>.
- [24] Asociación Española de Normalización (UNE), «UNE-HD 60364: Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión. Parte 5-52.,» 2014.
- [25] Marcombo, Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, 6.
- [26] Himoina, «Grupo Electrógeno Diésel HYW-30 M5,» [En línea]. Available: <https://www.himoina.com/esp/generadores-electricos/655/grupo-electrogeno--25kva--insonorizado.html>.
- [27] Cambio Energético, 9 Enero 2023. [En línea]. Available: <https://www.cambioenergetico.com/blog/pasos-autoconsumo-compartido/>.
- [28] OMIP, [En línea]. Available: <https://www.omip.pt/es/boletins-de-mercado>. [Último acceso: 8 Julio 2023].

ANEXO I. PLANO DE LAS CUBIERTAS



Ubicación:		Senda Chica PV	
Sotogrande, San Roque, Cádiz (España)			
Autor:		Planta de cubiertas	
Juan Bosco García de Madariaga Orejas			
Cotas:	Centímetros	I.C.A.I.	Plano 01

ANEXO II. ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN



Ubicación:		Senda Chica PV	
Sotogrande, San Roque, Cádiz (España)			
Autor:		Esquema unifilar	
Juan Bosco García de Madariaga Orejas			
Caso:	50% del consumo	I.C.A.I.	Plano 02

ANEXO III. DIAGRAMA DE GANTT

En este anexo se muestra un Diagrama de Gantt orientativo, con el fin de llevar a cabo la construcción de la instalación objeto de estudio.

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5
TRABAJOS PRELIMINARES					
Pedido del material eléctrico necesario					
Acondicionamiento					
Trabajos de obra civil					
CONSTRUCCIÓN PLANTA FOTOVOLTAICA					
Instalación de inversores					
Instalación de estructuras					
Instalación de paneles fotovoltaicos					
Instalación del contador eléctrico general					
Trabajos eléctricos					
CONEXIÓN, PROTECCIONES Y TRABAJOS FINALES					
PUESTA EN MARCHA					


ANEXO IV. FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS DE LA INSTALACIÓN


MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

SUNPOWER | FROM MAXEON
SOLAR TECHNOLOGIES

MAXEON 3 PANEL SOLAR

415-430 W | Hasta un 22,7% de eficiencia

 Idóneo para uso residencial

 Marco negro, lámina trasera blanca

Más energía de por vida

Diseñado para maximizar la generación de energía mediante una eficiencia líder del sector, un desempeño mejorado a altas temperaturas y una mayor conversión de energía en condiciones de poca luz, como por la mañana, por la noche y en días nublados.

Durabilidad sin concesiones

Diseñado para funcionar en todo tipo de condiciones meteorológicas, desde células anti-grietas y conexiones reforzadas que protegen frente al desgaste y la corrosión, hasta una arquitectura eléctrica que mitiga el impacto de la sombra y evita la formación de puntos calientes.



Sostenibilidad superior

Los ingredientes limpios, la fabricación responsable y la producción de energía duradera para 40 años hacen de los paneles SunPower Maxeon la opción más sostenible del sector de la energía solar.

SUNPOWER **La garantía más larga del sector**



Los paneles SunPower Maxeon están cubiertos por una garantía de 40 años¹ respaldada por exhaustivas pruebas de terceros y datos de campo de más de 33 millones de paneles desplegados en todo el mundo.

Cobertura de producto y de potencia	40 años
Salida mínima garantizada año 1	98,0%
Degradación máxima anual	0,25%



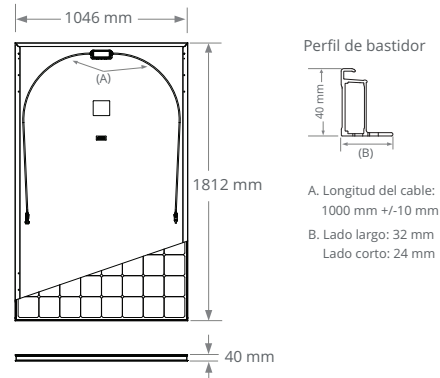
Más información sobre SPR-MAX3-XXX
sunpower.maxeon.com

MAXEON 3 POTENCIA: 415-430 W | EFICIENCIA: Hasta un 22,7%

Datos eléctricos	Modelos		
	SPR-MAX3-430	SPR-MAX3-425	SPR-MAX3-415
Potencia nominal (Pnom) ²	430 W	425 W	415 W
Tolerancia de potencia	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Eficiencia de los paneles	22,7%	22,4%	21,9%
Tensión nominal (Vmpp)	70,4 V	70,0 V	69,2 V
Intensidad nominal (Impp)	6,11 A	6,07 A	6,00 A
Tensión de circuito abierto (Voc) (+/-3)	81,4 V	81,3 V	81,2 V
Intensidad de cortocircuito (Isc) (+/-3)	6,57 A	6,57 A	6,55 A
Máx. tensión del sistema	1000 V IEC		
Fusible de serie máxima	20 A		
Coef. potencia-temperatura	-0,27% / °C		
Coef. tensión-temperatura	-0,236% / °C		
Coef. intensidad-temperatura	0,058% / °C		

Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos	
Temperatura	-40°C a +85°C
Resistencia a impactos	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Células solares	112 Maxeon Gen 3 monocristalino
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexión	IP-68, Stäubli (MC4), 3 diodos de derivación
Peso	21,2 kg
Máx. carga ⁶	Viento: 2400 Pa, 244 kg/m ² en cara frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² en cara frontal
Bastidor	Anodizado negro de clase 1 (máxima calificación AAMA)

Garantías, certificaciones y conformidad	
Pruebas estándar ³	IEC 61215, IEC 61730
Certificados de gestión de calidad	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Prueba de amoníaco	IEC 62716
Prueba de soplado de arena	IEC 60068-2-68, MIL-STD-810G
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máxima severidad)
Prueba PID	1000 V: IEC 62804
Normas disponibles	TUV
Etiqueta Declare IFLI	Primer panel solar con etiquetado para la transparencia de ingredientes y el cumplimiento de LBC. ⁴
Cradle to Cradle Certified™ Bronze.	Primera línea de paneles solares con certificado por la salud de los materiales, administración del agua, reutilización de materiales, uso de energía renovable y manejo de carbono y justicia social. ⁵
Contribución a la certificación del Green Building Council	Los paneles pueden aportar puntos adicionales para la obtención de las certificaciones LEED y BREEAM.
Conformidad con EHS	RoHS (pendiente), OHSAS 18001:2007, sin plomo, REACH SVHC-163 (pendiente)



Lea las instrucciones de seguridad e instalación. Visite www.sunpower.maxeon.com/int/PVInstallGuideIEC. La versión en papel se puede solicitar a través de soportetecnico@maxeon.com.

1 La garantía de 40 años no está disponible en todos los países ni para todas las instalaciones y requiere registro; de lo contrario, se aplica nuestra garantía de 25 años.
 2 Condiciones de prueba estándar (irradiancia de 1000 W/m², AM 1,5, 25 °C). Estándar de calibración de NREL: intensidad según SOMS, tensión según LACCS FF.
 3. Calificación antiincendios de clase C según IEC 61730.
 4 Los paneles Maxeon DC fueron los primeros en recibir la etiqueta Declare del International Living Future Institute en 2016.
 5 Los paneles SunPower Maxeon DC cuentan con la certificación Cradle to Cradle Certified™ Bronze - www.c2ccertified.org/products/scorecard/e-series_x-series_solar_panels_-_sunpower_corporation.
 Cradle to Cradle Certified™ es una marca de certificación con licencia del Cradle to Cradle Products Innovation Institute.
 6 Factor de seguridad 1.5 incluido.

Fabricado en Filipinas (células)
 Montado en Malasia (módulos)

Las especificaciones incluidas en esta ficha técnica están sujetas a cambios sin previo aviso.
 ©2022 Maxeon Solar Technologies. Todos los derechos reservados. Consulte la información sobre la garantía, patentes y marcas comerciales en maxeon.com/legal.

SUNPOWER
 FROM MAXEON SOLAR TECHNOLOGIES

544455 REV A / A4_ES
 Fecha de publicación: Marzo 2022

INVERSORES

Smart Energy Controller



Active Safety

AI Powered
Active Arcing Protection



Higher Yields

Up to 30% More Energy
with Optimizer ¹



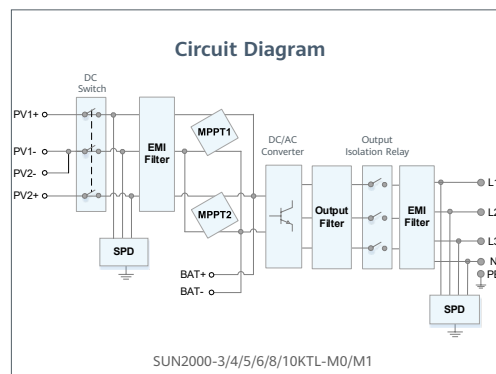
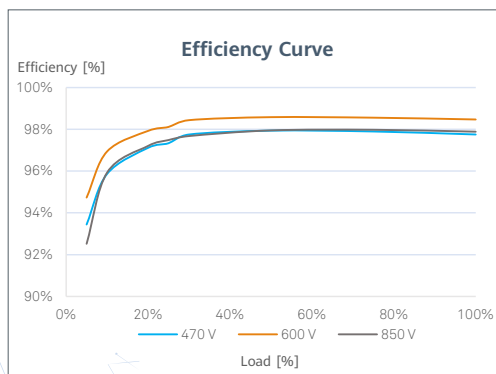
Battery Ready

Plug & Play battery interface ²



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication Supported



¹ Only applicable to SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1 smart energy center.
² SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 will be compatible with HUAWEI smart string ESS in Q1, 2021

SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M1

Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -3KTL-M1	SUN2000 -4KTL-M1	SUN2000 -5KTL-M1	SUN2000 -6KTL-M1	SUN2000 -8KTL-M1	SUN2000 -10KTL-M1
Efficiency						
Max. efficiency	98.2%	98.3%	98.4%	98.6%	98.6%	98.6%
European weighted efficiency	96.7%	97.1%	97.5%	97.7%	98.0%	98.1%
Input (PV)						
Recommended max. PV power ¹	4,500 Wp	6,000 Wp	7,500 Wp	9,000 Wp	12,000 Wp	15,000 Wp
Max. input voltage ²	1,100 V					
Operating voltage range ³	140 V ~ 980 V					
Start-up voltage	200 V					
Rated input voltage	600 V					
Max. input current per MPPT	11 A					
Max. short-circuit current	15 A					
Number of MPP trackers	2					
Max. input number per MPP tracker	1					
Input (DC Battery)						
Compatible Battery	HUAWEI Smart String ESS 5kWh – 30kWh					
Operating voltage range	600 V ~ 980 V					
Max operating current	16 A					
Max charge Power	10,000 W					
Max discharge Power	3,300 W	4,400 W	5,500 W	6,600 W	8,800 W	10,000 W
Output (On Grid)						
Grid connection	Three-phase					
Rated output power	3,000 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	8,000 W	10,000 W
Max. apparent power	3,300 VA	4,400 VA	5,500 VA	6,600 VA	8,800 VA	11,000 VA ⁴
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W / N+PE					
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz					
Max. output current	5.1 A	6.8 A	8.5 A	10.1 A	13.5 A	16.9 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging					
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %					
Output (Backup Power via Backup Box-B1)						
Maximum apparent power	3,300 VA					
Rated output voltage	220 V / 230 V					
Maximum output current	15 A					
Power factor range	0.8 leading ... 0.8 lagging					
Features & Protections						
Input-side disconnection device	Yes					
Anti-Islanding protection	Yes					
DC reverse polarity protection	Yes					
Insulation monitoring	Yes					
DC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11					
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11					
Residual current monitoring	Yes					
AC overcurrent protection	Yes					
AC short-circuit protection	Yes					
AC overvoltage protection	Yes					
Arc fault protection	Yes					
Ripple receiver control	Yes					
Integrated PID recovery ⁵	Yes					
Battery reverse charging from grid	Yes					
General Data						
Operating temperature range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)					
Relative operating humidity	0 %RH ~ 100 %RH					
Operating altitude	0 ~ 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)					
Cooling	Natural convection					
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App					
Communication	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)					
Weight (incl. mounting bracket)	17 kg (37.5 lb)					
Dimension (incl. mounting bracket)	525 x 470 x 146.5 mm (20.7 x 18.5 x 5.8 inch)					
Degree of protection	IP65					
Nighttime Power Consumption	< 5.5 W ⁶					
Optimizer Compatibility						
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P					
Standard Compliance (more available upon request)						
Certificate	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 62116					
Grid connection standards	G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, NRS 097-2-1, IEC61727, IEC62116, DEWA					

¹ Inverter max input PV power is 20,000 Wp when long strings are designed and fully connected with SUN2000-450W-P power optimizers.

² The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

³ Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

⁴ C10 / 11: 10,000 VA

⁵ SUN2000-3-10KTL-M1 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly).

⁶ <10 W when PID recovery function is activated.

Version No.:04-(20201006)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

CONTADOR DE GENERACIÓN

Características Técnicas Del CERM 1 Contador Monofásico Multifunción De Telegestión

● METROLÓGICAS

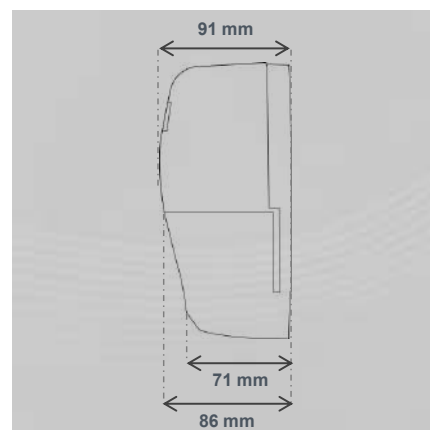
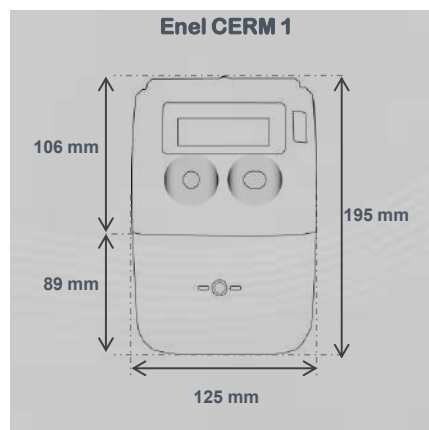
- Clase Activa B (según UNE-EN 50470-3)
- Clase Reactiva 2 (según UNE-EN 62053-23)
- $I_{\text{máx}}$ 60 A
- I_{min} 250 mA
- I_{ref} 5 A
- Rango de temperatura desde -25°C hasta +70°C
- Grado de protección IP 53 (según UNE-EN 60529)

● ELÉCTRICAS

- Tensión de referencia Certificado para 230V
- Tensión límite 440V (durante 6 horas)

● MECÁNICAS

- LED de verificación
- Puerto óptico de comunicaciones (según norma UNE EN 62056-21)
- Precinto de la tapa cubre-hilos con tornillo perforado y orificios.
- Pulsador de lectura
- Sensor que detecta la apertura y cierre de la tapa cubre hilos, incluso sin alimentación



Peso 1 000 gramos

CABLEADO LADO DE CORRIENTE CONTINUA

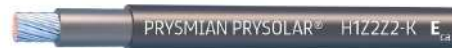
Fotovoltaicos

Baja tensión

PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



Nº DoP 1017844

DESCÁRGATE la DoP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



WET-11500

NUEVO

Test Prysman Group para asegurar el comportamiento del cable inmerso en agua por periodos prolongados.

Simula una situación similar a la que el cable está expuesto en una planta FV.

Condiciones del test:

- 1800 V DC (Máx voltaje)
- Agua a 70 °C
- > 1500 ciclos



No propagación de la llama
UNE-EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2



Libre de halógenos
IEC 62821-1
UNE-EN 50525-1



Baja opacidad de humos
UNE-EN 61034-2
IEC 61034-2



Máxima Resistencia al agua en dc (ADB + test especial WET-11500)



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los golpes



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia al ozono



Resistencia al calor húmedo

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (Cable termoestable), +120°C (20 000h).
- Ensayo de tensión durante 5 min: 6500 Vac / 15000 Vdc.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): E_{ca}.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: [UNE-EN 60332-1-2](#).

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:
[UNE-EN 60332-1-2](#); IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- Libre de halógenos:
IEC 62821-1 Anexo B, UNE-EN 50525-1 Anexo B.
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.

Prysmian

A brand of
Prysmian Group

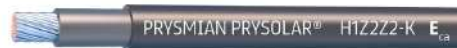
Fotovoltaicos

Baja tensión

PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



✓ Ensayos adicionales cable PRYSMIAN PRYSOLAR

Vida estimada	30 años *	
	AD8 (testac)**	EN 50525-2-21
Protección frente al agua	WET-1500	Ensayo mejorado de Prysmian Group específico PV: >1500 ciclos sumergido en agua a 70 °C con la máxima tensión continua (1800 Vdc)
Resistencia a los rayos UVA		IEC 62930 Anexo E; UNE-EN 50618 Anexo E 720 h (360 ciclos)
Certificación	Bureau Veritas LCIE	
Servicios móviles	Sí	
Doble aislamiento (clase II)	Sí	
Temperatura máxima del conductor	90 °C (120 °C 20 000 h) 250 °C (cortocircuito)	
Adecuado para sistemas anti-PID	Tensión máxima eficaz: 1200 V (>906 V) Tensión máxima de pico: 1697 V (>1468 V)	
Máxima tensión de tracción	50 N/mm ² durante el tendido 15 N/mm ² en operación (instalado)	
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; UNE-EN 50618 Tab.2 según UNE-EN 50396 tipo de prueba B	
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y UNE-EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; UNE-EN 60811-404).	
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab. 2 según IEC 60811-503; UNE-EN 50618 Tab. 2 según UNE-EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)	
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y UNE-EN 50618 Tab.2 1000 h a 90 °C y 85 % de humedad para IEC 60068-2-78, UNE-EN- 60068-2-78	
Resistencia de aislamiento a largo plazo (dc)	IEC 62821-2; UNE-EN 50395-9 (240 h/85 °C agua /1,8 kVdc)	
Respetuoso con el medio ambiente	Directiva RoHS 2014/35/UE de la Unión Europea	
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; UNE-EN 50618 Anexo D	
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y UNE-EN 50618 Tab.2 según N 60811-1-4 y UNE-EN 60811-504 y -505	
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y UNE-EN 50618 Anexo C según UNE-EN 60811-506	
Durabilidad del marcado	IEC 62930; UNE-EN 50396	

* Para la estimación de la vida del cable se utilizó el ensayo de durabilidad térmica según la IEC 60216.

** La condición AD8 habitual es una autodeclaración de fabricante sin norma de referencia. Declara la posibilidad de funcionamiento del cable permanentemente sumergido pero el ensayo habitual está pensado para corriente alterna y hasta 450/750 V de tensión asignada del cable. Situación muy alejada de la realidad de las instalaciones fotovoltaicas. Los cables de Prysmian superan el ensayo especial WET-1500 a 1800 V en corriente continua.

Construcción

1. Conductor

Metal: cobre recocido estañado.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor:

90 °C (120 °C, por 20 000 h). 250 °C en cortocircuito.

2. Aislamiento

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

3. Cubierta

Material: compuesto reticulado libre de halógenos según tabla B.1 de anexo B de EN 50618.

Colores: negro o rojo.

Aplicaciones

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores...). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos.

Especialmente resistente a la acción del agua (AD8 + test especial para corriente continua WET-I 1500), en instalaciones subterráneas bajo tubo o conducto.

Indicado para el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

Sistemas de corriente continua (ITC-BT 53, UNE-HD 60364-7-712).

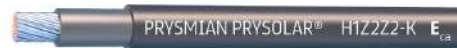
Fotovoltaicos

Baja tensión

PRYSMIAN PRYSOLAR - H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) (1,8/1,8 kVdc máx.)
Norma diseño: UNE-EN 50618 / IEC 62930
Designación genérica: H1Z2Z2-K



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm ²)	Díámetro máximo del conductor (mm) (1)	Díámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (W/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible al aire. Ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Intensidad admisible bajo tubo enterrado (4) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	24	27,4
1x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	32	16,42
1x 4	3,0	6,6	26	20	61	5,09	46	55	42	10,18
1x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	53	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	70	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	91	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	116	1,59
1x35	9,2	14,0	70	56	390	0,565	182	218	140	1,13
1x50	11,0	16,3	82	65	542	0,393	220	276	166	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	204	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	241	0,42
1x120	17,0	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	275	0,328
1x150	19,0	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	311	0,264
1x185	21,0	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	348	0,216
1x240	24,0	32,1	193	128	2304	0,0817	617	775	402	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar la corriente por 0,85.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

(4) Instalación bajo tubo enterrada con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W y temperatura del terreno 25 °C. XLPE2 con instalación tipo D1 (Cu) (monofásica o continua).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C. Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (30 años).

CABLEADO LADO DE CORRIENTE ALTERNA

Afumex

Baja tensión

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE 21123-4
Designación genérica: RZ1-K (AS)



N° DoP 1003875



DESCÁRGATE la DoP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



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



No propagación de incendio
UNE-EN 50399
UNE-EN 60332-3-24
IEC 60332-3-24



Libre de halógenos
UNE-EN 60754-2
UNE-EN 60754-1
IEC 60754-2
IEC 60754-1



Baja emisión de gases tóxicos
UNE-EN 60754-2
NFC 20454; IIE-1
DEF-STAN 02-713



Baja emisión de humos
UNE-EN 50399



Baja opacidad de humos
UNE-EN 61034-2
IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos
UNE-EN 60754-2
IEC 60754-2
NFC 20453



Baja emisión de calor
UNE-EN 50399



Reducido Desprendimiento De gotas / partículas inflamadas
UNE-EN 50399



Resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Cable flexible



Resistencia a los rayos ultravioleta



Alta seguridad

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): C_{ca}-s1b,d1,a1.
- Requerimientos de fuego: UNE-EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: UNE-EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo:
UNE-EN 60332-1-2; UNE-EN 50399;
UNE-EN 60754-2; UNE-EN 61034-2.

Normativa de fuego completa (incluidas normas aplicables a países no pertenecientes a la Unión Europea):

- No propagación de la llama:

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

- No propagación del incendio:
UNE-EN 50399; UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos:
UNE-EN 60754-2; UNE-EN 60754-1;
IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos:
UNE-EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos:
UNE-EN 50399.
- Baja opacidad de humos:
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Baja emisión de gases corrosivos:
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor:
UNE-EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas:
EN 50399.

Prysmian

A brand of
Prysmian
Group

Afumex

Baja tensión

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) - RZ1-K (AS)



Tensión asignada: 0,6/1 kV
Norma diseño: UNE 21123-4
Designación genérica: RZ1-K (AS)



Datos técnicos

Número de conductores x sección (mm²)	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
1x1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1x2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1x4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1x6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1x10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1x16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1x25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1x35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1x50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1x70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1x95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1x120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1x150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1x185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1x240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1x300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1x400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2x1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2x2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2x4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2x6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2x10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2x16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2x50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3G1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3G2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3G4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3G6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3G10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3G16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3x25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3x35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3x50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3x70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3x95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3x120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3x150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3x185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3x240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3x300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18.../...

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).
→ XLP3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
→ XLP2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
→ XLP3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m /W.
→ XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
→ XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

PROTECCIONES LADO DE CORRIENTE CONTINUA

DC

SOLAR ENERGY

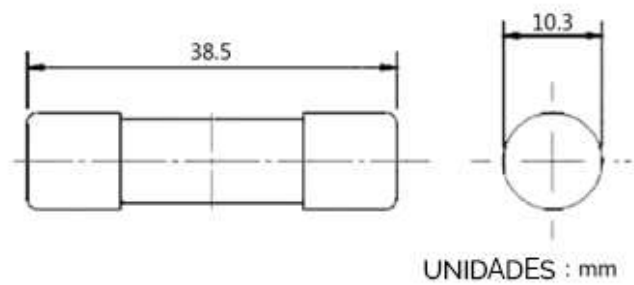
Ficha técnica
FUSIBLE SOLAR DC
10x38 ZTPV-25

PARÁMETROS TÉCNICOS

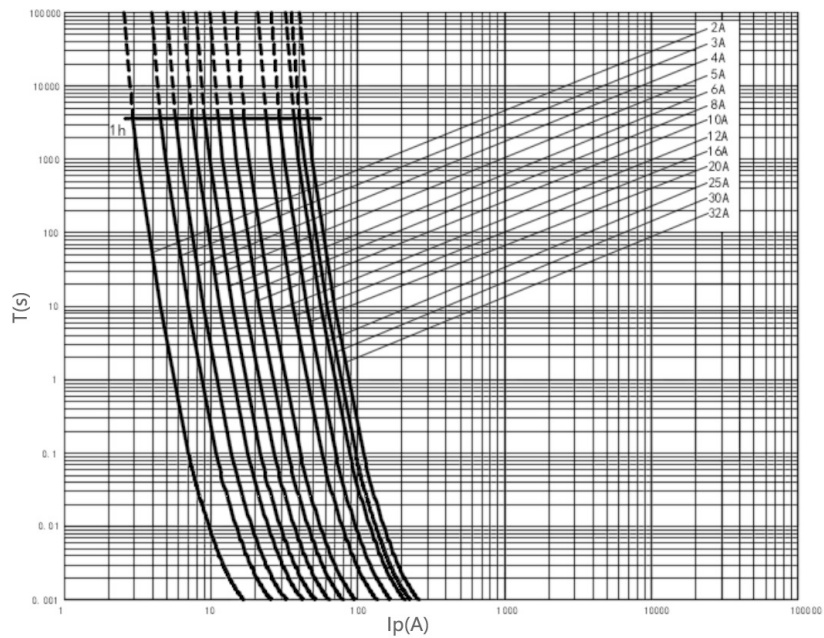
MODELO	ZTPV 25			
Imagen				
Tamaño (mm)	10x38			
Tensión nominal Ue (V)	DC1000			
Corriente nominal In (A)	1 2 3 4 5 6 8 10 12 15 16 20 25 30 32			
Capacidad de ruptura nominal (33)	33			
Clase de operación	gPV			
Temperatura de trabajo	-50~105			
Altitud (m)	≤ 2000			
Peso (g)	10			
Estándar	IEC60269,6			
Detalles del material				
Nombre de la pieza	Tapa	Cuerpo	Elemento fusible	Agente extintor de arcos
Material	Cobre rojo	Óxido de aluminio	Plata	Silicio

FUSIBLE SOLAR ZTPV-25 10X38

DIBUJO ACOTADO



CURVA DE CARACTERÍSTICAS



Características Tiempo-Corriente

Hoja técnica

VPU PV II 3 1000



Weidmüller Interfaces GmbH & Co. KG

Postfach 3030

32760 Detmold

Tel. +49 5231 14-0

Fax. +49 5231 14-2083

info@weidmueller.com

www.weidmueller.com

Imagen de producto



Datos generales para pedido

Versión	Descargador de sobretensión, Baja tensión
Código	2530550000
Tipo	VPU PV II 3 1000
GTIN (EAN)	4050118540550
Cantidad	1 Pieza
Piezas de repuesto	2530660000

Fecha de creación 6 de julio de 2023 18:55:46 CEST

Versión del catálogo 24.06.2023 / Nos reservamos el derecho de introducir modificaciones técnicas

1

Hoja técnica



VPU PV II 3 1000

Weidmüller Interfaces GmbH & Co. KG

Postfach 3030

32760 Detmold

Tel. +49 5231 14-0

Fax. +49 5231 14-2083

info@weidmuller.com

Datos técnicos

Dimensiones y pesos

Profundidad	70 mm	Profundidad (pulgadas)	2.756 inch
Altura	96 mm	Altura (pulgadas)	3.78 inch
Anchura	54 mm	Anchura (pulgadas)	2.126 inch
Medida de fijación, altura	75 mm	Peso neto	386 g

Temperaturas

Temperatura de almacenamiento	85 °C	Temperatura de servicio	-40 °C...85 °C
Temperatura de servicio, min.	-40 °C	Temperatura de servicio, max.	85 °C
Humedad	5 - 95% de humedad rel.		

Datos nominales UL

Temperatura ambiente (funcionamiento), máx.	85 °C	Tensión nominal U_N	1.100 V
SCCR	50 kA	I_n	20 kA
Categoría	SPD TYPE 1CA	Temperatura ambiente (funcionamiento), min.	-40 °C
Núm. de certificación (cURus)	E354261	VPR (DC+/DC-)	2.500 V
Tipo de tensión	DC		

Coordenadas del aislamiento según EN 50178

Categoría de sobretensión	III	Grado de polución	2
---------------------------	-----	-------------------	---

Datos nominales IEC / EN

Contacto de aviso	No	Corriente de descarga, máx. (8/20 μ s)	40 kA
Corriente de fuga a U_n	30 μ A	Normas	EN 61643-31, EN 50539-11, UL 1449
Número de polos	3	Tensión nominal (DC)	1000 V
Tiempo de respuesta	≤ 25 ns	Tipo de tensión	DC
tipo SPD	T2		

Aplicaciones fotovoltaicas Datos técnicos

Altura de funcionamiento en el sistema PV con conexión a tierra	≤ 2000 m	Altura de funcionamiento en sistema PV < 4000 m, ver manual de instrucciones sin conexión a tierra	
Clase de requisitos	Tipo II	Corriente de cortocircuito I_{SCPV}	11.000 A
Corriente de descarga, máx. (8/20 μ s)	40 kA	Corriente de fuga I_n (8/20 μ s)	20 kA
Corriente de fuga total I_{total} (8/20 μ s)	50 kA	Nivel de protección U_p (+/-, -/PE, +/-PE) ≤ 3.8 kV	
Normas	EN 61643-31, EN 50539-11, UL 1449	Tensión de la instalación FV, máx. U_{cpv}	1.100 V

Datos generales

Altitud de funcionamiento	≤ 4000 m	Carril	TS 35
Color	negro, naranja	Diseño	Cajas de instalación; 3 TE, Insta IP20
Grado inflamabilidad según UL 94	V-0	Indicación óptica de funcionamiento	verde = OK; rojo = descargador defectuoso, sustituir
Tipo de protección	IP20		

Fecha de creación 6 de julio de 2023 18:55:46 CEST

Versión del catálogo 24.06.2023 / Nos reservamos el derecho de introducir modificaciones técnicas

2

PROTECCIONES LADO DE CORRIENTE ALTERNA

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor diferencial; Acti9 iID; 2P;
40A; 30mA AC

A9R81240

Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID40
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre abreviado del equipo	iID
Número de polos	2P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	40 A
Tipo de red	AC
Sensibilidad de fuga a tierra	30 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	220...240 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	Idm 1500 A Im 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Corriente de sobretensión	250 A
Indicador de posición del contacto	Si
Tipo de control	Maneta

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor magnetotérmico; Acti9
 iC60N; 2P; 40 A; curva C; 6000 A/10
 kA

A9F79240

Principal

Función	Para corriente > 0,1 A
Gama	Acti9
Nombre del producto	Acti 9 iC60 RCBO
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre abreviado del equipo	iC60N
Número de polos	2P
Número de polos protegidos	2
[In] Corriente nominal	40 A
Tipo de red	Corriente continua AC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	6000 A Icn en 400 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 36 kA Icu en 12...60 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en <= 125 V corriente continua acorde a Icu 10 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 20 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 6 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 36 kA Icu en 100...133 V AC 50/60 Hz acorde a Icu
Categoría de empleo	Categoría A acorde a HB1 Categoría A acorde a En > 50 A
Poder de seccionamiento	Sí acorde a EN 60898-1 Sí acorde a HB1 Sí acorde a IEC 60898-1 Sí acorde a En > 50 A
Normas	En > 50 A EN 60898-1 HB1 IEC 60898-1

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
Límite de enlace magnético	8 x In +/- 20%
[Ics] poder de corte en servicio	15 kA 75 % acorde a HB1 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a HB1 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a HB1 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % acorde a En > 50 A - 220...240 V AC 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a En > 50 A - 380...415 V AC 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a En > 50 A - 440 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % acorde a En > 50 A - 12...133 V AC 50/60 Hz

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

SOPORTES PARA LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



FICHA TÉCNICA ENNOVABLOC 0°L

PIEZA	NOMBRE	MATERIAL	PESO
	EnnovaBloc 90 x 90 x 1000	Hormigón	20 Kg
	Unión Terminal	Aluminio	0,038 Kg
	Unión Intermedia	Aluminio	0,039 Kg
	Espuma Protectora 1100 x 150 x 3	Espuma de Polietileno Rugoso	0,020Kg



IMPORTANTE:

- Siga siempre las instrucciones de montaje de Ennova.
- www.ennovarenovables.com

ANEXO V. SIMULACIÓN EN PVSYST PARA EL 50% DEL CONSUMO



Version 7.3.0

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Sotogrande

Variant: 50% Consumo

Sheds on ground

System power: 20.64 kWp

Sotogrande - España

Autor(a)

Universidad Pontificia Comillas (Spain)



PVsyst V7.3.0

VC5, Simulation date:
05/07/23 02:39
with v7.3.0

Project: Sotogrande

Variant: 50% Consumo

Universidad Pontifica Comillas (Spain)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Sotogrande	Latitude 36.29 °N	Albedo 0.20
España	Longitude -5.32 °W	
	Altitude 48 m	
	Time zone UTC	
Meteo data		
Sotogrande		
Meteo NASA PVGIS - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	Sheds on ground	User's needs
Simulation for year no 1		Monthly values
PV Field Orientation	Near Shadings	
Fixed planes 2 orientations	Linear shadings	
Tilts/azimuths 0 / -45 °		
0 / 45 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 48 units	Nb. of units 3 units	
Pnom total 20.64 kWp	Pnom total 18.00 kWac	
	Pnom ratio 1.147	

Results summary

Produced Energy 28981 kWh/year	Specific production 1404 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 77.15 %
Used Energy 40302 kWh/year		Solar Fraction SF 37.73 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11



Project: Sotogrande

Variant: 50% Consumo

PVsyst V7.3.0

VC5, Simulation date:
05/07/23 02:39
with v7.3.0

Universidad Pontificia Comillas (Spain)

General parameters

General parameters													
Grid-Connected System							Sheds on ground						
PV Field Orientation							Sheds configuration			Models used			
Orientation							Nb. of sheds			Transposition			
Fixed planes							6 units			Perez			
Tilts/azimuths							Several orientations			Diffuse Perez, Meteorom			
0 / -45 °										Circumsolar separate			
0 / 45 °													
Horizon							Near Shadings			User's needs			
Average Height							Linear shadings			Monthly values			
2.7 °													
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
3.63	3.15	3.36	3.26	3.21	3.25	3.05	4.04	3.12	3.29	3.17	3.77	40.3	MWh/mth

PV Array Characteristics

PV module				Inverter			
Manufacturer		Generic		Manufacturer		Generic	
Model		SPR-MAX3-430		Model		SUN2000-6KTL-M1	
(Custom parameters definition)				(Original PVsyst database)			
Unit Nom. Power		430 Wp		Unit Nom. Power		6.00 kWac	
Number of PV modules		48 units		Number of inverters		3 units	
Nominal (STC)		20.64 kWp		Total power		18.0 kWac	
Modules		6 Strings x 8 In series		Operating voltage		140-980 V	
At operating cond. (50°C)				Max. power (=>47°C)			
Pmpp		19.25 kWp		Pnom ratio (DC:AC)			
U mpp		519 V		Power sharing within this inverter			
I mpp		37 A					
Total PV power				Total inverter power			
Nominal (STC)		21 kWp		Total power		18 kWac	
Total		48 modules		Number of inverters		3 units	
Module area		91.0 m²		Pnom ratio		1.15	
Cell area		82.7 m²					

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	153 mΩ
LID - Light Induced Degradation		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.0 % at STC
Loss Fraction	1.5 %	Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s	Module mismatch losses	
Strings Mismatch loss		Module Quality Loss		Loss Fraction	2.0 % at MPP
Loss Fraction	0.1 %	Loss Fraction			
		Module average degradation			
		Year no		1	
		Loss factor		0.45 %/year	
		Mismatch due to degradation			
		Imp RMS dispersion		0 %/year	
		Vmp RMS dispersion		0 %/year	



PVsyst V7.3.0

VC5, Simulation date:
05/07/23 02:39
with v7.3.0

Project: Sotogrande

Variant: 50% Consumo

Universidad Pontificia Comillas (Spain)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 0.05 % at STC

Inverter: SUN2000-6KTL-M1

Wire section (3 Inv.) Alu 3 x 3 x 25 mm²
Average wires length 10 m

MV line up to HV Transfo

MV Voltage 20 kV
Wires Alu 3 x 16 mm²
Length 50000 m
Loss Fraction 0.50 % at STC

HV line up to Injection

HV line voltage 132 kV
Wires Alu 3 x 4 mm²
Length 50000 m
Loss Fraction 0.05 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 20 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 20.3 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 0.04 kVA
Iron loss fraction 0.18 % at STC
Copper loss 0.18 kVA
Copper loss fraction 0.87 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 68.77 mΩ

HV transfo

Grid voltage 132 kV

Transformer from Datasheets

Nominal power 20 kVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 0.11 kVA
Iron loss fraction 0.55 % of PNom
Copper loss 0.14 kVA
Copper loss fraction 0.70 % at PNom
Coils equivalent resistance 3 x 140000.00 mΩ



PVsyst V7.3.0
VC5, Simulation date:
05/07/23 02:39
with v7.3.0

Project: Sotogrande

Variant: 50% Consumo

Universidad Pontifica Comillas (Spain)

Horizon definition

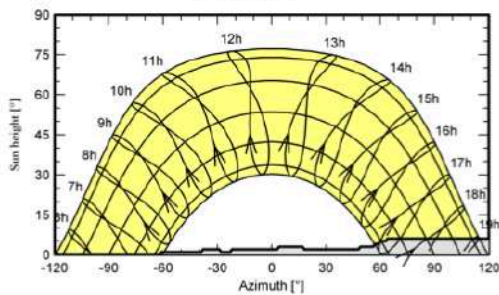
Horizonte del servicio web de Meteornorm, lat=36,2878, lon=-5,3195

Average Height	2.7 °	Albedo Factor	0.00
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

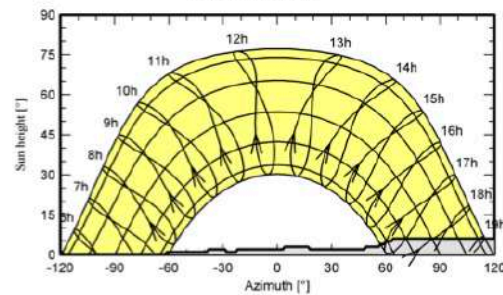
Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-168	-167	-161	-160	-153	-152	-144	-143	-119	-118	-62	-61
Height [°]	3.0	3.0	2.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0
Azimuth [°]	-39	-38	-29	-28	-23	-22	3	4	17	18	48	49	56
Height [°]	1.0	2.0	2.0	1.0	1.0	2.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	3.0	3.0
Azimuth [°]	57	59	60	63	64	131	132	149	150	168	169	179	
Height [°]	4.0	4.0	5.0	5.0	6.0	6.0	5.0	5.0	4.0	4.0	3.0	3.0	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)
Orientation #1



Orientation #2





Project: Sotogrande

Variant: 50% Consumo

Universidad Pontificia Comillas (Spain)

PVsyst V7.3.0

VC5, Simulation date:
05/07/23 02:39
with v7.3.0

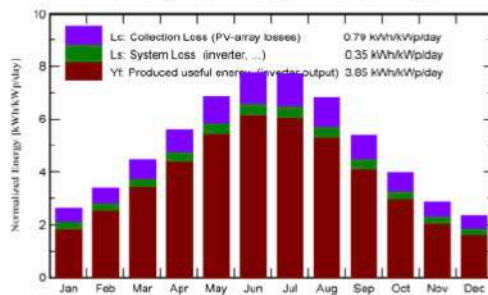
Main results

System Production

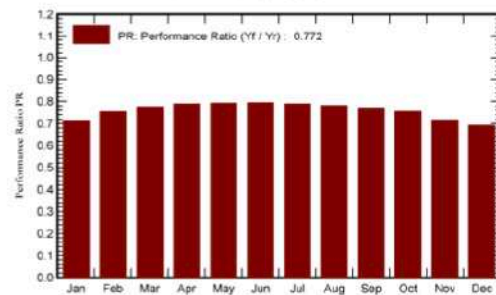
Produced Energy 28981 kWh/year
Used Energy 40302 kWh/year

Specific production 1404 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 77.15 %
Solar Fraction SF 37.73 %

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 kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
January	81.0	29.00	12.30	80.9	74.1	1362	3629	948	245	2681
February	95.0	41.00	13.00	94.9	89.0	1645	3151	984	492	2167
March	138.0	59.00	15.10	137.9	130.5	2415	3356	1243	964	2113
April	168.0	70.00	17.00	168.0	160.1	2960	3261	1378	1354	1883
May	213.0	84.00	19.60	212.9	203.6	3745	3212	1505	1977	1707
June	233.0	71.00	22.40	232.9	223.8	4092	3251	1601	2216	1650
July	239.0	69.00	24.30	238.8	229.4	4169	3051	1499	2389	1552
August	211.0	72.00	24.50	211.0	202.0	3662	4035	1779	1624	2256
September	161.0	58.00	22.10	160.9	153.0	2782	3123	1270	1290	1853
October	123.0	51.00	19.30	122.9	115.6	2108	3293	1159	752	2134
November	86.0	30.00	15.50	86.0	79.1	1443	3173	906	366	2267
December	73.0	31.00	13.39	72.9	66.2	1206	3767	934	107	2833
Year	1821.0	664.89	18.24	1820.0	1726.4	31588	40302	15204	13777	25088

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

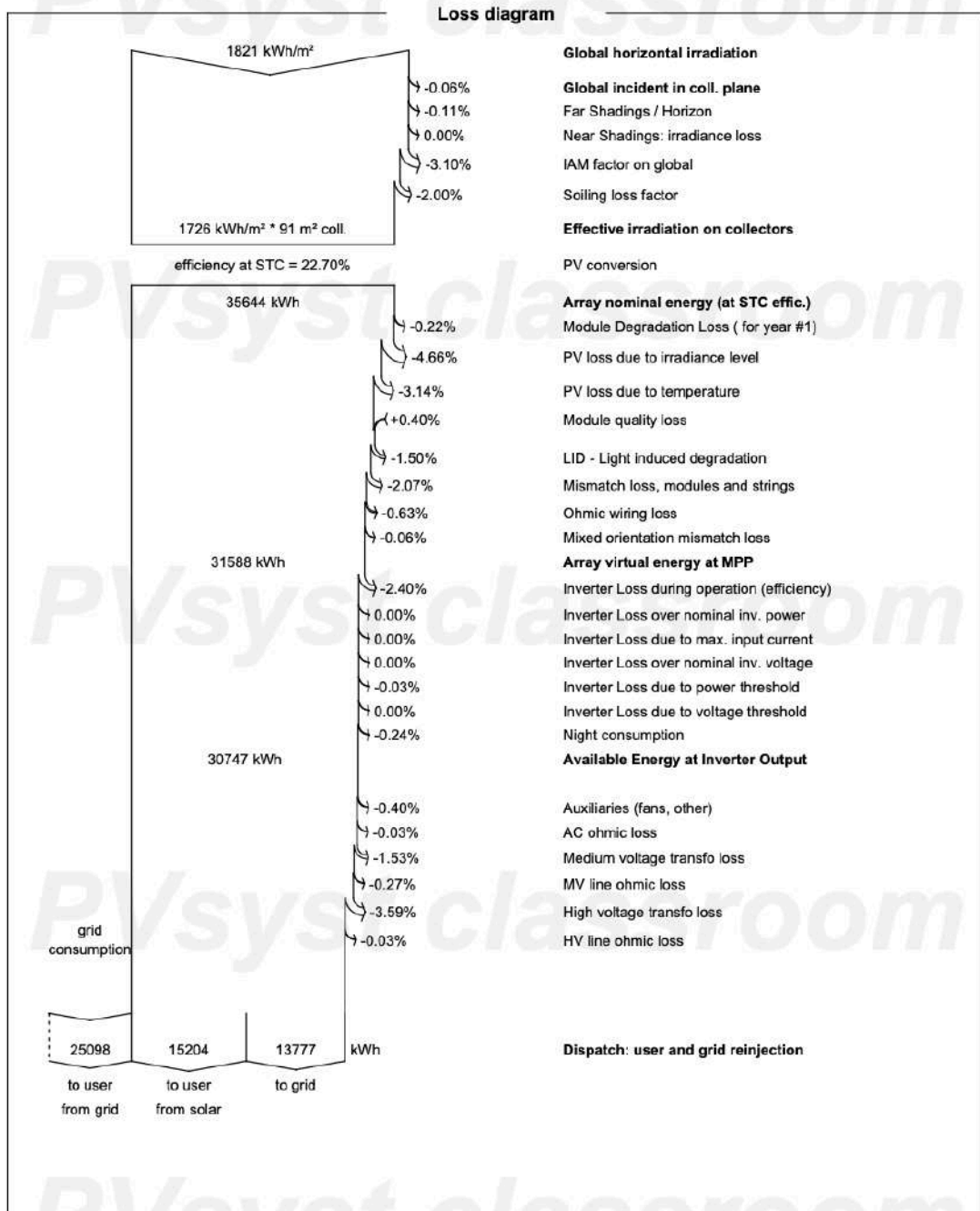


PVsyst V7.3.0
VC5, Simulation date:
05/07/23 02:39
with v7.3.0

Project: Sotogrande

Variant: 50% Consumo

Universidad Pontificia Comillas (Spain)





PVsyst V7.3.0
VC5, Simulation date:
05/07/23 02:39
with v7.3.0

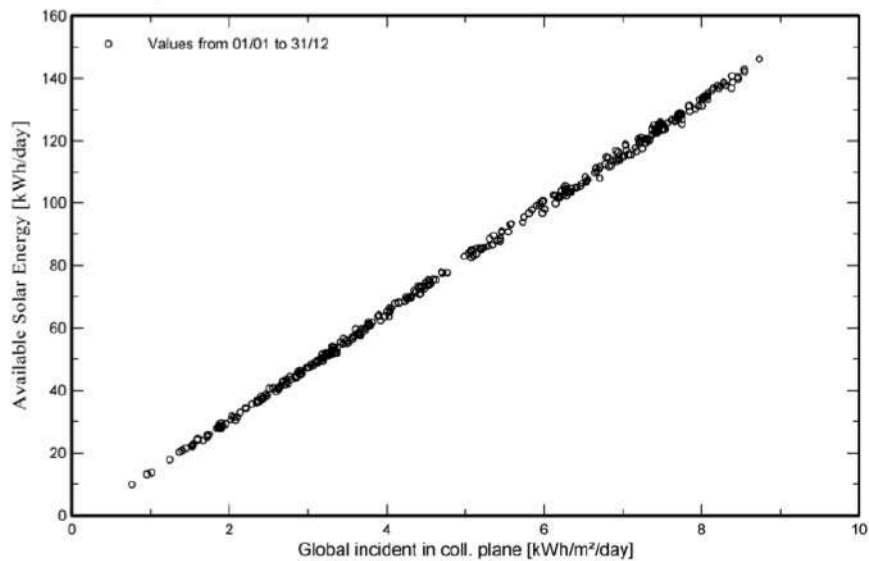
Project: Sotogrande

Variant: 50% Consumo

Universidad Pontificia Comillas (Spain)

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

