COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN EL SECTOR TERCIARIO

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN EL SECTOR TERCIARIO

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025 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.: Yolanda Gaudó Ester Fecha: 09/07/2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G

Firmado digitalmente por ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G
Fecha: 2025.07.09 11:16:02 +02'00'

Fdo.: Consolación Alonso Alonso Fecha: 09/07/2025

Agradecimientos

Quiero dedicar unas palabras de profundo agradecimiento a quienes han sido parte esencial de este camino.

A mis padres, Mariano y Yolanda, gracias por su apoyo incondicional y por haber creído siempre en mí. Gracias por brindarme la oportunidad de formarme, por apostar por mi educación y por enseñarme con su ejemplo el valor del esfuerzo y la constancia. Este logro es tan mío como vuestro, porque sin vuestro respaldo y sacrificio no habría sido posible.

Después de seis años intensos, llenos de aprendizajes, retos y momentos inolvidables, se cierra una etapa muy especial. No se me ocurre mejor forma de ponerle un broche final a mi vida universitaria que con este Trabajo Fin de Máster, centrado en un tema que me apasiona profundamente: las energías renovables y su papel en el futuro sostenible.

También quiero agradecer de corazón a mi directora de TFM, Consolación Alonso, por su paciencia, su dedicación y por haberme guiado con cercanía y sabiduría en este proceso. Gracias por ayudarme a crecer académica y personalmente, y por enriquecer mi aprendizaje en cada paso.

Asimismo, quiero agradecer al centro educativo que me ha proporcionado toda la información necesaria para que este proyecto sea lo más real y cercano posible a una situación práctica. Su colaboración ha sido fundamental para poder desarrollar un trabajo con sentido y aplicabilidad.

Y por supuesto, gracias a todos: a mis abuelos, a mi novio, a mis amigos, a mi familia extendida y a todas esas buenas personas que, de una forma u otra, han formado parte del camino. A quienes han estado con una palabra de aliento, una sonrisa o simplemente con su presencia. Este trabajo también es para vosotros.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN EL SECTOR TERCIARIO

Autor: Gaudó Ester, Yolanda.
Director: Alonso Alonso, Consolación.
Entidad Colaboradora: ICAI —Universidad Pontifica Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

Este proyecto tiene como objetivo el diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo eléctrico para un colegio. El trabajo comienza con un análisis detallado del contexto global y nacional de la energía solar, abordando su evolución, las tendencias actuales y el crecimiento del autoconsumo, especialmente en España. También se estudia el marco normativo que regula este tipo de instalaciones, proporcionando el contexto necesario para el desarrollo del sistema propuesto.

2. Definición del Proyecto

La instalación se ha diseñado sobre dos edificios contiguos del centro educativo de cubierta plana. Se ha llevado a cabo un estudio exhaustivo de la climatología del emplazamiento, analizando parámetros clave como temperaturas máximas y mínimas, precipitaciones y niveles de radiación solar. Se observa que los meses de verano presentan condiciones óptimas para la captación fotovoltaica, con valores de radiación que alcanzan picos de hasta 10 kWh/m² diarios.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

Para caracterizar el recurso solar disponible, se han evaluado diversas bases de datos, concluyendo que PVGIS es la más adecuada por su equilibrio en la estimación del recurso global y su componente difusa.

Mes	Irradiación horizontal global / GHI (kWh/m^2/mes)	Irradiación difusa horizontal / DHI (kWh/m^2/mes)	Temperatura (°C)	Velocidad del viento (m/s)
Enero	75,30	22,40	5,60	1,92
Febrero	111,70	24,00	7,80	1,73
Marzo	142,10	45,20	9,20	2,47
Abril	153,50	66,20	11,60	1,70
Mayo	212,60	64,20	19,00	2,10
Junio	217,80	71,50	21,60	1,97
Julio	238,50	62,70	27,30	1,99
Agosto	221,00	51,70	26,50	2,31
Septiembre	158,50	41,70	21,00	1,94
Octubre	117,50	41,30	16,30	1,90
Noviembre	69,10	31,20	9,20	2,20
Diciembre	69,20	20,90	4,20	1,91
Año	1786,80	554,80	14,90	2,00

Con estos datos, se ha realizado una simulación en el software PVsyst, evaluando diferentes configuraciones del sistema: proporción pico/nominal y combinaciones de módulos e inversores.

El sistema definido es una instalación fija sobre cubierta, con orientación sur e inclinación 38 º. Está compuesto por 144 módulos Jinko_JKM_555N_72HL4_BDV y 4 inversores AOTAI ASP-20KTLC. La potencia pico total es de 79,9 kWp y se estima una producción anual inicial de 141,86 MWh.

4. Resultados y Conclusiones

Los resultados muestran que el sistema permitirá un autoconsumo instantáneo de 137.170 kWh al año, exportando 7.774 kWh como excedente e importando 590.240 kWh desde la red. Se ha proyectado la generación a lo largo de los 30 años de vida útil del sistema, considerando la degradación de componentes y aplicando un ajuste adicional del 2 % por mantenimiento y operación. Se muestra en la tabla de a continuación:

Año	Energía generada (MWh/año)	Energía autoconsumida (MWh/año)	Energía vertida a la red (MWh/año)	Energía importada de la red (MWh/año)	Consumo Anual (MWh/año)	Horas equivalentes (horas)	Factor de capacidad (%)
1	141,86	134,45	7,60	579,54	721,40	1.775,08	20,3%
2	141,29	133,95	7,53	579,98	721,27	1.767,87	20,2%
3	140,71	133,46	7,45	580,42	721,13	1.760,66	20,1%
4	140,14	132,96	7,38	580,85	720,99	1.753,45	20,0%
5	139,56	132,47	7,30	581,29	720,85	1.746,25	19,9%
6	138,98	131,97	7,23	581,73	720,72	1.739,04	19,9%
7	138,41	131,48	7,16	582,17	720,58	1.731,83	19,8%
8	137,83	130,98	7,08	582,61	720,44	1.724,62	19,7%
9	137,26	130,49	7,01	583,05	720,30	1.717,42	19,6%
10	136,68	129,99	6,94	583,49	720,17	1.710,21	19,5%
11	136,10	129,50	6,86	583,92	720,03	1.703,00	19,4%
12	135,53	129,00	6,79	584,36	719,89	1.695,80	19,4%
13	134,95	128,51	6,71	584,80	719,75	1.688,59	19,3%
14	134,38	128,01	6,64	585,24	719,62	1.681,38	19,2%
15	133,80	127,52	6,57	585,68	719,48	1.674,17	19,1%
16	133,22	127,02	6,49	586,12	719,34	1.666,97	19,0%
17	132,65	126,53	6,42	586,56	719,20	1.659,76	18,9%
18	132,07	126,04	6,35	586,99	719,07	1.652,55	18,9%
19	131,50	125,54	6,27	587,43	718,93	1.645,35	18,8%
20	130,92	125,05	6,20	587,87	718,79	1.638,14	18,7%
21	130,34	124,55	6,12	588,31	718,65	1.630,93	18,6%
22	129,77	124,06	6,05	588,75	718,52	1.623,72	18,5%
23	129,19	123,56	5,98	589,19	718,38	1.616,52	18,5%
24	128,62	123,07	5,90	589,63	718,24	1.609,31	18,4%
25	128,04	122,57	5,83	590,07	718,11	1.602,10	18,3%
26	127,46	122,08	5,75	590,50	717,97	1.594,89	18,2%
27	126,89	121,58	5,68	590,94	717,83	1.587,69	18,1%
28	126,31	121,09	5,61	591,38	717,69	1.580,48	18,0%
29	125,74	120,59	5,53	591,82	717,56	1.573,27	18,0%
30	125,16	120,10	5,46	592,26	717,42	1.566,07	17,9%
Prom	**133,51**	**127,27**	**6,53**	**585,90**	**719,41**	**1.670,57**	**19,07%**

En términos económicos, el proyecto presenta un Valor Actual Neto (VAN) positivo de 114.741,80 €, calculado con un WACC 5,85 %, lo que confirma su viabilidad financiera y su capacidad para generar valor a lo largo de su vida útil. La Tasa Interna de Retorno (TIR) estimada es del 14,13 %, significativamente superior a la tasa de descuento empleada, lo que refuerza la rentabilidad del proyecto y su atractivo como inversión.

Por otro lado, el periodo de recuperación de la inversión (Payback) se sitúa en torno al año 8, lo que implica que la inversión inicial de 110.668,00 € se recupera en un plazo relativamente corto.

Desde una perspectiva medioambiental, el sistema permitirá evitar una media anual de 26.702 kg de emisiones de CO_2. Además, el proyecto incluye la evaluación del sistema eléctrico, el análisis de subvenciones disponibles y el proceso de legalización, asegurando la viabilidad real y completa de la instalación propuesta

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

DESIGN OF A SOLAR PHOTOVOLTAIC INSTALLATION FOR SELF-CONSUMPTION IN THE TERTIARY SECTOR

Autor: Gaudó Ester, Yolanda.
Director: Alonso Alonso, Consolación.
Entidad Colaboradora: ICAI —Universidad Pontifica Comillas.

ABSTRACT

1. Introduction

This project focuses on the design of a photovoltaic solar installation for self-consumption in a school. The work begins with a comprehensive analysis of the global and national context of solar energy, addressing its evolution, current trends, and the growth of self-consumption in Spain. The current regulatory framework governing this type of installation is also reviewed, providing the necessary background for the development of the proposed system.

2. Project Definition

The installation has been designed on two adjacent buildings of the educational center with flat roofs. A thorough evaluation of the local climate has been carried out, analyzing key parameters such as maximum and minimum temperatures, precipitation, and solar radiation levels. The results indicate that summer months offer optimal conditions for photovoltaic generation, with radiation peaks reaching up to 10 kWh/m² per day.

3. Description of Tools/ Software

To assess the available solar resource, several databases were analyzed, concluding that PVGIS is the most suitable due to its balanced estimation of global and diffuse solar radiation.

Month	Global Horizontal Irradiation (GHI) (kWh/m²/month)	Diffuse Horizontal Irradiation (DHI) (kWh/m²/month))	Temperature (°C)	Wind Speed (m/s)
January	75,30	22,40	5,60	1,92
February	111,70	24,00	7,80	1,73
March	142,10	45,20	9,20	2,47
April	153,50	66,20	11,60	1,70
May	212,60	64,20	19,00	2,10
June	217,80	71,50	21,60	1,97
July	238,50	62,70	27,30	1,99
August	221,00	51,70	26,50	2,31
September	158,50	41,70	21,00	1,94
October	117,50	41,30	16,30	1,90
November	69,10	31,20	9,20	2,20
December	69,20	20,90	4,20	1,91
Year	1786,80	554,80	14,90	2,00

With this data, a simulation was performed using PVsyst, evaluating different system configurations: peak-to-rated ratio and combinations of modules and inverters. The defined system is a fixed rooftop installation, with a southern orientation and a 38° tilt. It consists of 144 Jinko JKM-555N-72HL4-BDV modules and 4 AOTAI ASP-20KTLC inverters. The total peak capacity is 79,9 kWp, and the estimated initial annual production is 141.86 MWh.

4. Results and Conclusions

The results show that the system will enable an annual self-consumption of 137.170 kWh, exporting 7.774 kWh as surplus and importing 590.240 kWh from the grid. The generation has been projected over the 30-year lifetime of the system, considering component degradation and applying an additional 2% adjustment for maintenance and operation. The results are presented on the table below:

Year	Energy Generated (MWh/year)	Self-Consumed Energy (MWh/year)	Energy Exported to the Grid (MWh/year)	Energy Imported from the Grid (MWh/year)	Annual Consumption (MWh/year)	Equivalent Hours (hours)	Capacity Factor (%)
1	141,86	134,45	7,60	579,54	721,40	1.775,08	20,3%
2	141,29	133,95	7,53	579,98	721,27	1.767,87	20,2%
3	140,71	133,46	7,45	580,42	721,13	1.760,66	20,1%
4	140,14	132,96	7,38	580,85	720,99	1.753,45	20,0%
5	139,56	132,47	7,30	581,29	720,85	1.746,25	19,9%
6	138,98	131,97	7,23	581,73	720,72	1.739,04	19,9%
7	138,41	131,48	7,16	582,17	720,58	1.731,83	19,8%
8	137,83	130,98	7,08	582,61	720,44	1.724,62	19,7%
9	137,26	130,49	7,01	583,05	720,30	1.717,42	19,6%
10	136,68	129,99	6,94	583,49	720,17	1.710,21	19,5%
11	136,10	129,50	6,86	583,92	720,03	1.703,00	19,4%
12	135,53	129,00	6,79	584,36	719,89	1.695,80	19,4%
13	134,95	128,51	6,71	584,80	719,75	1.688,59	19,3%
14	134,38	128,01	6,64	585,24	719,62	1.681,38	19,2%
15	133,80	127,52	6,57	585,68	719,48	1.674,17	19,1%
16	133,22	127,02	6,49	586,12	719,34	1.666,97	19,0%
17	132,65	126,53	6,42	586,56	719,20	1.659,76	18,9%
18	132,07	126,04	6,35	586,99	719,07	1.652,55	18,9%
19	131,50	125,54	6,27	587,43	718,93	1.645,35	18,8%
20	130,92	125,05	6,20	587,87	718,79	1.638,14	18,7%
21	130,34	124,55	6,12	588,31	718,65	1.630,93	18,6%
22	129,77	124,06	6,05	588,75	718,52	1.623,72	18,5%
23	129,19	123,56	5,98	589,19	718,38	1.616,52	18,5%
24	128,62	123,07	5,90	589,63	718,24	1.609,31	18,4%
25	128,04	122,57	5,83	590,07	718,11	1.602,10	18,3%
26	127,46	122,08	5,75	590,50	717,97	1.594,89	18,2%
27	126,89	121,58	5,68	590,94	717,83	1.587,69	18,1%
28	126,31	121,09	5,61	591,38	717,69	1.580,48	18,0%
29	125,74	120,59	5,53	591,82	717,56	1.573,27	18,0%
30	125,16	120,10	5,46	592,26	717,42	1.566,07	17,9%
Prom	**133,51**	**127,27**	**6,53**	**585,90**	**719,41**	**1.670,57**	**19,07%**

In economic terms, the project presents a positive Net Present Value (NPV) of €114.741,80, calculated with a WACC of 5,85%, confirming its financial viability and its ability to generate value throughout its useful life. The estimated Internal Rate of Return (IRR) is 14,13%, significantly higher than the discount rate used, reinforcing the project's profitability and attractiveness as an investment.

Moreover, the payback period is approximately 8 years, indicating that the initial investment of €110.668,00 is recovered within a relatively short timeframe.

From an environmental standpoint, the system will prevent an average of 26.702 kg of CO_2 emissions per year. In addition, the project includes an evaluation of the electrical system, an analysis of available subsidies, and the legal permitting process, ensuring the actual feasibility and completeness of the proposed installation.



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN EL SECTOR TERCIARIO

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio 2025

Índice General

DOCUMENTO 1 – MEMORIA DESCRIPTIVA

DOCUMENTO 2 – PLANOS

DOCUMENTO 3– ANEXOS



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DOCUMENTO 1 - MEMORIA DESCRIPTIVA

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio 2025

Índice de la memoria:

Capítulo 1. OBJETO Y ESTADO DE LA CUESTIÓN 12

1.1 Evolución de la implementación de energía solar a nivel mundial 12
1.2 Evolución de la implementación de energía solar en españa 18
1.3 Evolución del autoconsumo en españa 21
1.4 Evolución de la normativa y el marco regulador del autoconsumo en España 25
1.5 El PNIEC 2023-2030 y su impacto en el autoconsumo energético en España 31
1.6 Clasificación del Autoconsumo Energético 32
1.7 Tipologías de Autoconsumo 33
1.8 Tipos de Instalaciones de Autoconsumo Fotovoltaico 34
1.9 Componentes de una Instalación Fotovoltaica de Autoconsumo 35
1.10 Metodología 36
1.11 Motivación 38

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO 39

2.1 Descripción del colegio 39
2.2 Climatología en la zona del colegio 40
2.2.1 Temperatura a lo largo del año 40
2.2.2 Precipitaciones en la zona del colegio 42
2.2.3 Radiación solar en la zona del colegio 44

Capítulo 3. CONSUMO ELÉCTRICO DEL COLEGIO 49

3.1 Desglose de Conceptos en la Factura Eléctrica Mensual del Colegio 50
3.1.1 Datos Contractuales y Tarifarios 50
3.1.2 Periodos horarios de facturación 51
3.1.3 Energía Activa Consumida 51
3.1.4 Término de Potencia Contratada 52
3.1.5 Peajes y Cargos sobre Energía 53
3.1.6 Penalización por exceso de potencia 54
3.1.7 Mecanismo tope del gas (RDL 10/2022) 54
3.1.8 Ajustes de mercado y operación del sistema 54
3.1.9 Otros cargos 55

3.1.10 IVA (21%) *55*
3.2 Histórico de Consumo Energético Anual en kWh 57
Capítulo 4. RADIACIÓN SOLAR EN EL COLEGIO 59
4.1 Fundamentos de la radiación solar 59
4.1.1 ¿Qué es la radiación solar? *59*
4.1.2 Tipos de radiación solar *59*
4.1.3 Irradiancia vs. Irradiación *60*
4.1.4 Planos de referencia y ángulos solares *60*
4.1.5 Relación entre Inclinación, Orientación y la Captación de Radiación Solar *61*
4.2 Bases de Datos meteorológicos 64
4.3 Recurso solar disponible del colegio 66
Capítulo 5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN CON PVSIST 76
5.1 Caso base: configuración estándar de la instalación 76
5.2 Análisis de distintos escenarios de dimensionamiento 100
5.2.1 Distintas proporciones Ppico/Pnom *100*
5.2.2 Comparativa de módulos e inversores equivalentes *102*
5.3 Diseño y simulación final de la instalación fotovoltaica 105
5.3.1 Configuración final de la instalación fotovoltaica *105*
5.3.2 Resultado Final de Simulación del Sistema FV *106*
5.3.3 Desempeño del Diseño Seleccionado a lo Largo de la Vida Útil de la Planta *115*
Capítulo 6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA 117
6.1 Configuración general del sistema 117
6.2 Componentes principales 117
6.3 Protecciones 120
6.3.1 Lado de corriente continua (DC) *120*
6.3.2 Lado de Corriente Alterna (AC) *121*
6.4 Cableado 123
6.4.1 Lado de corriente continua (DC) *123*
6.4.2 Lado de Corriente Alterna (AC) *125*
Capítulo 7. ESTUDIO ECONÓMICO 127
7.1 Evaluación Económica: Ingresos y Ahorros Anuales 127

7.2 Inversión Inicial del Proyecto 130
7.3 Rentabilidad del proyecto 131
7.4 Análisis de sensibilidad 138

Capítulo 8. AYUDAS Y SUBVENCIONES 142

8.1 Subvenciones directas a la inversión: situación actual 142
8.2 Bonificaciones fiscales municipales en vigor 143

Capítulo 9. LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN 145

9.1 Tramitación técnica y administrativa 145
9.2 Plazos orientativos 147

Capítulo 10. AHORRO DE EMISIONES DE CO_2 149

Capítulo 11. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE 151

Capítulo 12. CONCLUSIONES 155

Capítulo 13. BIBLIOGRAFÍA 157

Índice de Tablas:

Tabla 1: Los 10 principales países por instalaciones y capacidad instalada total en 2022 (Fuente: IEA) 14
Tabla 2: Edificios aptos para instalación fotovoltaica (Fuente: Google Earth Pro) 40
Tabla 3: Períodos Horarios de Facturación (Elaboración propia, Fuente: BOE RD 148/2021) 51
Tabla 4:Energía Activa Consumida (Fuente: Factura Colegio) 51
Tabla 5: Potencia Contratada (Fuente: Factura Colegio) 52
Tabla 6: Potencia facturada cargos ((Fuente: Factura Colegio) 53
Tabla 7: Peajes de Acceso a la Red (Fuente: Factura Colegio) 53
Tabla 8 Cargos sobre Energía (Fuente: Factura Colegio) 54
Tabla 9: Facturación (Fuente: Factura Colegio) 56
Tabla 10: Energía factura (Fuente: Factura Colegio) 57
Tabla 11:Cargos Normativos factura (Fuente: Factura Colegio) 57
Tabla 12: IVA factura (Fuente: Factura Colegio) 57
Tabla 13: Consumos mensuales kWh del colegio a lo largo del año. 58
Tabla 14: Datos mensuales de GHI, DHI, temperatura y velocidad del viento en la base de datos de Meteonorm (Fuente: PVsyst). 69
Tabla 15: Datos mensuales de GHI, DHI, temperatura y velocidad del viento en la base de datos de NASA SEE (Fuente: PVsyst). 70
Tabla 16: Datos mensuales de GHI, DHI, temperatura y velocidad del viento en la base de datos de PVGIS. (Fuente: PVsyst). 70
Tabla 17:LR5-72HPH-550M G2_30mm Frame- Longi Solar (Fuente: PVsyst). 79
Tabla 18: Sunny Tripower 20000TLEE-JP (Fuente: PVsyst) 80
Tabla 19: Caso Base simulación en PVsyst (Fuente: PVsyst) 81
Tabla 20: Evaluación del desempeño energético del sistema fotovoltaico caso base a lo largo de la vida útil. 100
Tabla 21: Escenarios de distintas proporciones Ppico/Pnom. 101

Tabla 22: Módulos fotovoltaicos alternativos propuestos en PVsyst. 103
Tabla 23: Inversores alternativos propuestos en PVsyst. 104
Tabla 24: Flujos de Energía Anuales (Fuente: PVsyst)..... 110
Tabla 25: Evaluación del desempeño energético del sistema fotovoltaico final a lo largo de la vida útil. 116
Tabla 26: Resumen del dimensionamiento y verificación del cableado en corriente continua y alterna según REBT ITC-BT-40 y UNE-HD 60364-5-52..... 126
Tabla 27:Evaluación económica: ingresos y ahorros anuales 129
Tabla 28: Inversión inicial del proyecto. 131
Tabla 29: Free Cash Flow (FCF)..... 133
Tabla 30: Estructura financiera..... 134
Tabla 31: Cálculo del WACC..... 134
Tabla 32: Indicadores de rentabilidad del proyecto..... 134
Tabla 33: Estructura de la Deuda. 135
Tabla 34: Flujo de Caja para la Deuda. 136
Tabla 35: Flujo de Caja para el Accionista..... 137
Tabla 36: Indicadores de rentabilidad al accionista..... 137
Tabla 37: Impacto del precio y crecimiento del kWh en VAN. 138
Tabla 38: Impacto del precio y crecimiento del kWh en TIR. 140
Tabla 39: Procedimiento de legalización..... 148

Índice de Imágenes:

Imagen 1: Los mercados de energía solar fotovoltaica más importantes de 2024(Fuente: IEA) 16
Imagen 2: Evolución del crecimiento de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España (Alianza por el Autoconsumo, elaborado por UNEF) 22
Imagen 3: Evolución del autoconsumo durante los últimos años (APPA) 24
Imagen 4: Creación del sitio geográfico en PVsyst (Fuente: PVsyst)..... 67
Imagen 5: Datos mensuales de los parámetros fundamentales la base de datos de Meteonorm (Fuente: PVsyst). 68
Imagen 6: División Proyecto Fotovoltaico en PVsyst (Fuente: PVsyst)..... 77
Imagen 7:Orientación en PVsyst (Fuente: PVsyst) 78
Imagen 8: Sistema en PVsyst (Fuente: PVsyst) 81
Imagen 9: Pérdidas térmicas en PVsyst (Fuente: PVsyst)..... 83
Imagen 10: Pérdidas óhmicas en PVsyst (Fuente: PVsyst)..... 85
Imagen 11: Pérdidas Calidad del Módulo – LID – Desajuste en PVsyst (Fuente: PVsyst) 86
Imagen 12: Pérdidas por Suciedad en PVsyst (Fuente: PVsyst) 87
Imagen 13:Pérdidas por incidencia angular en PVsyst (Fuente: PVsyst) 88
Imagen 14: Pérdidas de energías auxiliares en PVsyst (Fuente: PVsyst) 89
Imagen 15:Pérdidas por envejecimiento en PVsyst (Fuente: PVsyst) 90
Imagen 16: Horizonte en PVsyst (Fuente: PVsyst)..... 91
Imagen 17: Sombreados cercanos en PVsyst (Fuente: PVsyst) 93
Imagen 18: Autoconsumo en PVsyst (Fuente: PVsyst). 94
Imagen 19: Resumen de resultados del caso base (Fuente: PVsyst). 95
Imagen 20: Producción normalizada tras la simulación final en PVsyst (Fuente: PVsyst). 108
Imagen 21:Performance Ratio tras la simulación final en PVsyst (Fuente: PVsyst). 109
Imagen 22: Resultados generales de generación de energía eléctrica de la instalación (Fuente: PVsyst). 110

Imagen 23: Flujos de energía de la instalación en kWh. 111
Imagen 24: Diagrama de Sankey de las pérdidas de la instalación fotovoltaica (Fuente: PVsyst). 113
Imagen 25: Relación diaria entre la radiación solar global incidente en el plano del colector (eje X) y la energía útil generada por el sistema fotovoltaico (Fuente: PVsyst). 114
Imagen 26: Diagrama de la instalación Fuente: PVsyst). 115
Imagen 27: ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante 152
Imagen 28: ODS 4: Educación de Calidad 153
Imagen 29: ODS 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles 153
Imagen 30: Acción por el Clima 154

Índice de Gráficas:

Gráfica 1: Penetración Teórica de la Energía Solar Fotovoltaica 2022 (Fuente: IEA) 15
Gráfica 2: Temperatura mensual emplazamiento (Fuente: 41
Gráfica 3: Temperatura máxima y mínima diaria en el emplazamiento (Fuente: 41
Gráfica 4: Precipitación y número de días de lluvia en el emplazamiento (Fuente: Meteonorm) 43
Gráfica 5: Radiación mensual en el emplazamiento (Fuente: Meteonorm) 45
Gráfica 6: Radiación global diaria en el emplazamiento (Fuente: Meteonorm) 46
Gráfica 7: Duración insolación en el emplazamiento (Fuente: Meteonorm) 47
Gráfica 8: Comparación de la GHI en las tres bases de datos seleccionadas 71
Gráfica 9: Comparación de la DHI en las tres bases de datos seleccionadas 72
Gráfica 10: Comparativa mensual de GHI y DHI según la base de datos seleccionada. 74
Gráfica 11: Comparativa mensual de temperatura según la base de datos seleccionada. ... 74
Gráfica 12: Comparativa velocidad del viento según la base de datos seleccionada. 75
Gráfica 13: Variación Anual de Energía Generada en función del tiempo. 96
Gráfica 14: Variación Anual de Energía Autoconsumida en función del tiempo. 97
Gráfica 15: Variación Energía vertida a la red en función del tiempo. 97
Gráfica 16: Variación Energía consumida de la red en función del tiempo. 98
Gráfica 17: Análisis de Sensibilidad del VAN del proyecto y accionista. 139
Gráfica 18: Análisis de Sensibilidad del TIR del proyecto y accionista. 140

Índice de Acrónimos:

- **AC** – Corriente Alterna (Alternating Current)
- **CIE** – Certificado de Instalación Eléctrica
- **DC** – Corriente Continua (Direct Current)
- **DHI** – Irradiancia Difusa Horizontal (Diffuse Horizontal Irradiance)
- **DNI** – Irradiancia Directa Normal (Direct Normal Irradiance)
- **FCF** – Flujo de Caja Libre (Free Cash Flow)
- **GHI** – Irradiancia Global Horizontal (Global Horizontal Irradiance)
- **IBI** – Impuesto sobre Bienes Inmuebles
- **ICIO** – Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras
- **IDAE** – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
- **IEA-** Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency)
- **IAM** – Módulo de Corrección por Ángulo de Incidencia (Inciense Angle Modifier)
- **Impp** – Corriente en el Punto de Máxima Potencia (Current at Maximum Power Point)
- **IRPF** – Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas
- **ISC** – Corriente de Cortocircuito (Short-Circuit Current)
- **LID** – Degradación Inducida por Luz (Light-Induced Degradation)
- **ODS** – Objetivos de Desarrollo Sostenible
- **OyM** – Operación y Mantenimiento
- **PNIEC** – Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
- **RAAC** – Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica
- **SPD**– Dispositivo de Protección contra Sobretensiones
- **STC** – Condiciones Estándar de Prueba (Standard Test Conditions)
- **TIR** – Tasa Interna de Retorno

- **Vmpp** – Tensión en el Punto de Máxima Potencia (Voltage at Maximum Power Point)
- **Voc** – Tensión en Circuito Abierto (Open Circuit Voltage)
- **WACC** – Coste Medio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital)

Capítulo 1. OBJETO Y ESTADO DE LA CUESTIÓN

1.1 EVOLUCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR A NIVEL MUNDIAL

El panorama energético global enfrenta desafíos críticos derivados del uso predominante de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas natural. Estos recursos, aunque históricamente han sostenido el desarrollo industrial, son responsables de la emisión masiva de dióxido de carbono (CO_2), principal causante del efecto invernadero. El incremento de las temperaturas globales ha desencadenado cambios climáticos, incluyendo la desaparición de ecosistemas, el aumento del nivel de mar y fenómenos meteorológicos extremos.

En respuesta a este desafío, la comunidad internacional ha establecido objetivos ambiciosos, como los definidos en el Acuerdo de París, que buscan limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C [1]. Alcanzar este objetivo requiere una transición energética global que promueve fuentes de energía renovable y descarbonice todos los sectores para 2050. El período de transición se centra en equilibrar las emisiones de CO_2 mediante la implementación masiva de tecnologías limpias que permitan alcanzar un balance neto cero.

Para cumplir con el objetivo del Acuerdo de París, la Unión Europea ha desarrollado el Pacto Verde Europeo, una estrategia integral que busca que Europa sea el primer continente climáticamente neutro para 2050. Este objetivo se convirtió en legalmente vinculante a través de la Ley Europea del Clima, que establece una reducción del 55% en las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 como paso intermedio hacia la neutralidad del carbono. Las políticas del Pacto Verde incluyen el uso de sumideros naturales de carbono como bosques y océanos, así como mecanismos de compensación de emisiones mediante inversiones en energías renovables y eficiencia energética [2].

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las soluciones más destacadas en la transición hacia un modelo energético más sostenible y accesible. Su modularidad y capacidad de adaptarse a diversas regiones y sectores permiten una implementación más amplia a nivel global, haciendo que esta tecnología sea una opción viable para la mayoría de los países.

A pesar de los desafíos derivados de las subidas de precios post. COVID y las tensiones geopolíticas en Europa, la capacidad global instalada de energía solar alcanzó los 1.185 GW a finales de 2022. Este crecimiento ha sido impulsado por la instalación de 240 GW de nuevos sistemas solares, y la penetración de la energía solar en varios países ha superado el 10%, destacando con un notable 19% en España. Estos números reflejan el papel fundamental de la energía solar en la generación de electricidad competitiva en términos de costes y en la reducción de las emisiones de CO2 del sector energético.

El mercado chino continúa siendo líder indiscutido en cuanto a capacidad instalada, añadiendo 106 GW, lo que representa el 44% de la nueva capacidad instalada a nivel mundial. Con esta expansión, China alcanzó una capacidad acumulada de 414,5 GW, más del doble que Europa. Este crecimiento sigue la tendencia de los últimos años, con 54,9 GW instalados en 2021 y 48,2 GW en 2020. La energía solar en China ha mantenido un equilibrio entre sistemas centralizados y distribuidos, lo que ha favorecido la integración de la tecnología a nivel nacional.

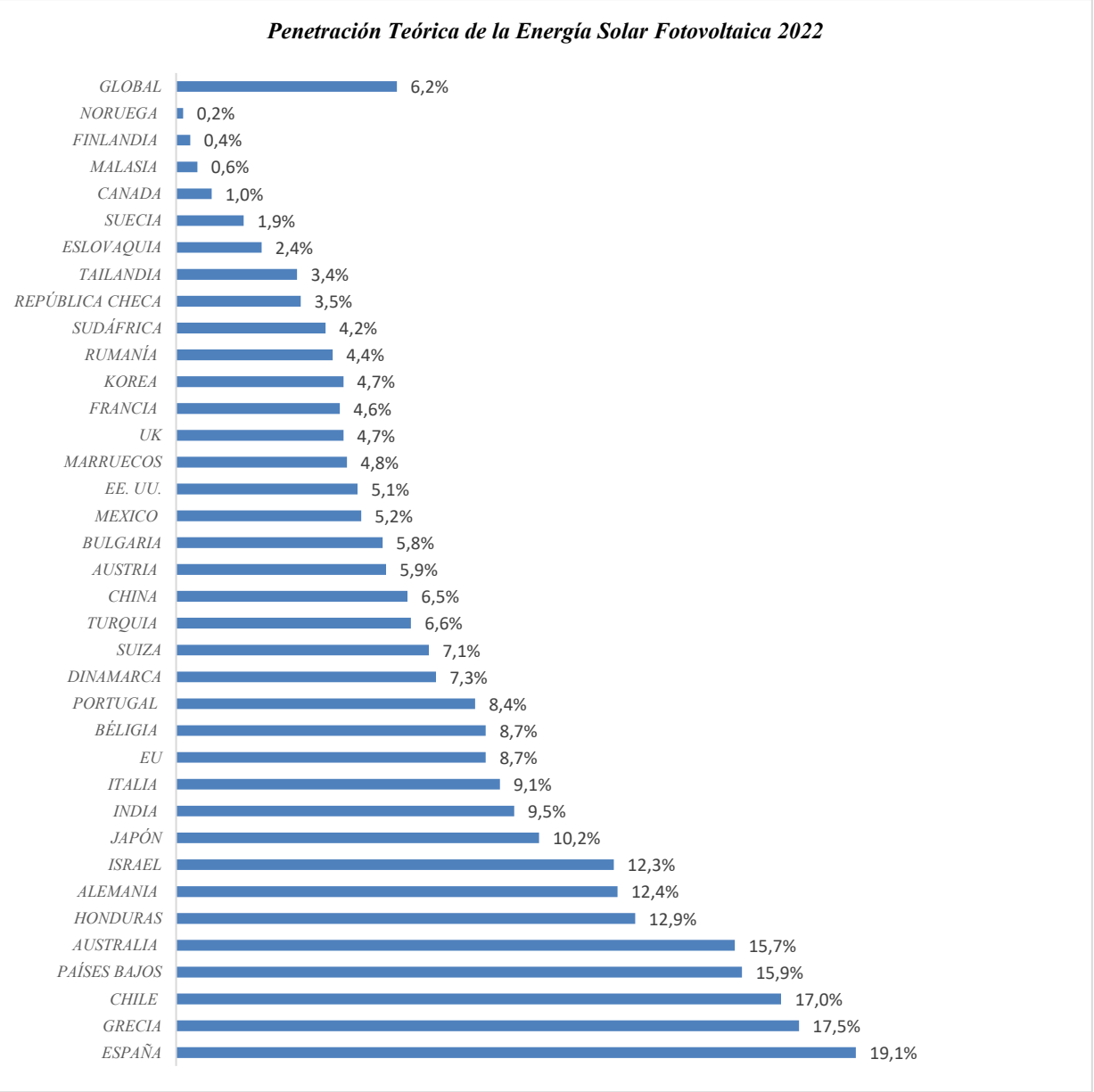
En Europa, el mercado también ha mostrado un crecimiento sólido, con 39 GW de nueva capacidad instalada en 2022. España lideró esta expansión con 8,1 GW, seguida por Alemania (7,5 GW), Polonia (4,9 GW) y Países Bajos (3,9 GW). Los altos precios de la electricidad han aumentado la competitividad de la energía solar, impulsando a varios países a implementar políticas para acelerar la adopción de la energía solar. Sin embargo, otros países están comenzando a adoptar medidas para reducir las inyecciones de energía solar a la red debido a la congestión en las infraestructuras de transmisión.

En América, el mercado de Estados Unidos experimentó una reducción en 2022, con una instalación de 18,6 GW debido a problemas comerciales y retrasos en la conexión a las redes. Por otro lado, Brasil mostró un excelente desempeño con 9,9 GW instalados, lo que casi duplicó la cantidad instalada en comparación con el año anterior. India también presentó un sólido crecimiento, alcanzando 18,1 GW, en su mayoría de sistemas centralizados, y registrando una penetración solar cercana al 10%.

	Capacidad Instalada 2022 [GW]	Capacidad Acumulada 2022 [GW]
CHINA	106,00	414,50
UE	38,70	209,30
EE. UU.	18,60	141,60
INDIA	18,10	84,90
BRAZIL	9,90	79,10
ESPAÑA	8,10	67,20
ALEMANIA	7,50	30,00
JAPÓN	6,50	26,60
POLONIA	4,90	25,00
AUSTRALIA	3,90	24,80
PAÍSES BAJOS	3,90	23,60

Tabla 1: Los 10 principales países por instalaciones y capacidad instalada total en 2022 (Fuente: IEA)

En términos de penetración, nueve países han superado el 10% de la participación de la energía solar en su mix energético, con España, Grecia y Chile destacando con tasas superiores al 17%. Aunque la saturación de la red sigue siendo un reto, las soluciones tecnológicas y el almacenamiento están ofreciendo soluciones viables para mejorar la penetración de la energía solar.



Gráfica 1: Penetración Teórica de la Energía Solar Fotovoltaica 2022 (Fuente: IEA)

Uno de los aspectos más destacados de la expansión de la energía solar fotovoltaica es su impacto positivo en la reducción de emisiones deCO_2. En 2022, la energía solar evitó aproximadamente 1.399 millones de toneladas de CO_2, lo que representó un aumento del

30% en comparación con 2021. Esta reducción corresponde a alrededor del 10 % de las emisiones del sector eléctrico y el 4% de todas las emisiones de energía a nivel global [3].

Durante el año 2024, la energía solar fotovoltaica registró un nuevo récord con más de 600 GW instalados globalmente, elevando la capacidad acumulada a más de 2,2 TW. Este crecimiento fue liderado por China, que instaló 357,3 GW, casi el 60% de toda la nueva capacidad global, y alcanzó la sorprendente cifra de 1 TW acumulado, consolidándose como el país con casi la mitad de la capacidad solar mundial

Europa mantuvo su ritmo de expansión con 71,4 GW añadidos, de los cuales 7,5 GW corresponden a España, y 16,7 GW a Alemania, que se aproxima a los 100 GW acumulados. Estados Unidos también tuvo un repunte con 47,1 GW, mientras que Brasil continuó creciendo con 14,3 GW adicionales. India duplicó su capacidad respecto a 2023 y alcanzó 31,9 GW. Por su parte, Pakistán sorprendió con 17 GW instalados, situándose entre los líderes del año.

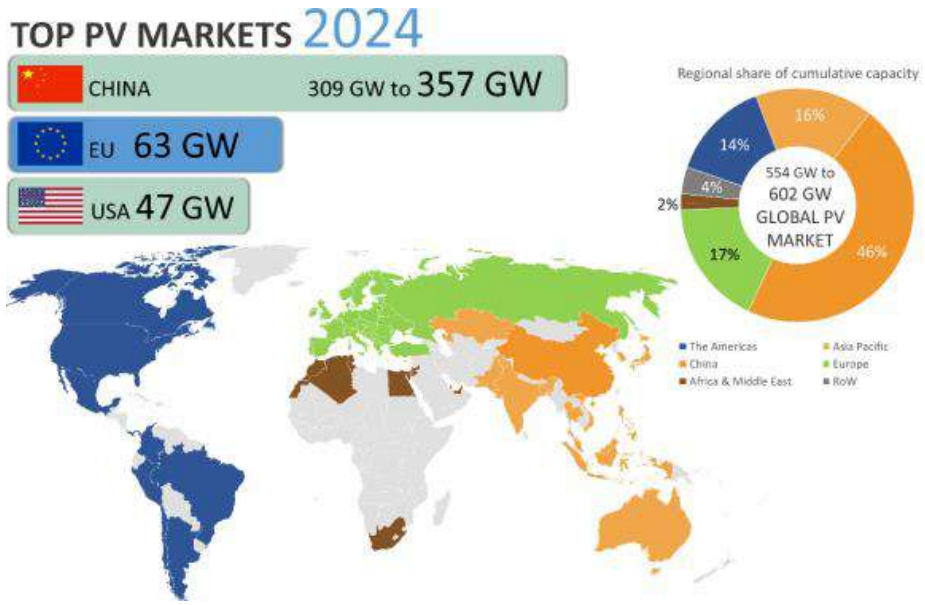


Imagen 1: Los mercados de energía solar fotovoltaica más importantes de 2024(Fuente: IEA)

En cuanto a la penetración, más de 25 países superan ya el 10% del consumo eléctrico cubierto por energía solar, destacando Grecia, Países Bajos, Hungría y España por superar o rozar el 20%. A nivel global, la energía solar cubre más del 10% del consumo eléctrico total, una cifra histórica que demuestra su consolidación en la matriz energética.

Además, en 2024, la solar representó más del 75% de toda la nueva capacidad renovable instalada y el 60% de la nueva generación renovable, convirtiéndose en el motor principal de la transición energética global [4].

En resumen, el avance de la energía solar fotovoltaica en el contexto global no solo refleja una tendencia tecnológica, sino una transformación estructural del modelo energético mundial. A lo largo de los últimos años —y especialmente en el periodo reciente hasta 2024— esta tecnología ha demostrado ser una solución eficaz para mitigar el cambio climático, reducir la dependencia de combustibles fósiles y promover la seguridad energética.

El crecimiento acelerado de la capacidad instalada, el descenso sostenido en los costes de los módulos y la creciente participación de la solar en el mix eléctrico mundial evidencian que su adopción ya no es una alternativa futura, sino una realidad presente. La superación de hitos como más del 10% del consumo eléctrico global cubierto por energía solar y el liderazgo de países como China, India, España o Brasil, muestran que tanto economías desarrolladas como emergentes están apostando por esta vía.

No obstante, este crecimiento también trae consigo desafíos importantes, como la congestión de redes, la necesidad de almacenamiento y la integración eficiente en los sistemas eléctricos. Superarlos requerirá no solo avances tecnológicos, sino también reformas regulatorias, planificación estratégica y cooperación internacional.

La energía solar fotovoltaica se consolida, por tanto, como un pilar clave en la transición energética. Su papel seguirá siendo determinante en la construcción de un futuro más sostenible, equitativo y resiliente para las próximas generaciones.

1.2 EVOLUCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN ESPAÑA

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un notable crecimiento en España durante las últimas dos décadas, consolidándose como una de las principales fuentes de energía renovable del país. Este desarrollo se ha visto impulsado por factores como la disminución de los costes de la tecnología, el incremento en la eficiencia de los sistemas y un marco político regulatorio favorable. A continuación, se detalla la evolución de esta tecnología desde 2004 hasta 2024, destacando los hitos más relevantes y el impacto económico y ambiental de esta fuente de energía limpia.

Período 2004-2010: Los primeros pases y el auge inicial

El Real Decreto 435/2004, aprobado en abril de 2004, introdujo un sistema de primas fijas para la energía fotovoltaica con el objetivo de fomentar las inversiones en esta fuente de energía renovable. Este sistema garantizaba a los productores de electricidad fotovoltaica un pago fijo por la energía generada, independientemente del precio de la electricidad en el mercado mayorista. Dicho incentivo aseguraba una rentabilidad estable para los inversores, lo que favoreció el crecimiento del sector fotovoltaico [5].

Sin embargo, a finales de 2004, se implementó un cambio en la forma en que se calcularían las primas. En lugar de mantener el pago fijo establecido por el Real Decreto 435/ 2004, se introdujo un nuevo sistema basado en un porcentaje de la Tarifa Media de Referencia (TMR). De este modo, aunque continuaban existiendo incentivos para los productores de

energía fotovoltaica, el pago dejó de ser fijo y pasó a depender del precio medio de la electricidad en el mercado mayorista.

El objetivo de este ajuste fue controlar los costes asociados con el sistema de primas, dado que el gobierno español temía que el modelo de primas fijas resultara excesivamente costoso si la capacidad instalada de energía fotovoltaica aumentaba rápidamente. A pesar de la efectividad del sistema de primas fijas para incentivar las inversiones, se consideró que el crecimiento desmesurado de la fotovoltaica podría generar un impacto económico insostenible.

En 2007, debido a la necesidad de promover un mayor desarrollo del sector, se modificaron nuevamente las políticas, restableciendo un sistema de primas y tarifas reguladas fijas. El Real Decreto 661/2007 benefició en gran medida a las grandes instalaciones fotovoltaicas, que experimentaron una alta rentabilidad [6].

En 2004, España contaba con una capacidad instalada de menos de 50 MW de energía fotovoltaica [7]. Para 2010, la capacidad instalada había crecido exponencialmente hasta alcanzar los 3.643 MW, reflejando el impacto de las políticas regulatorias en el sector de la energía solar fotovoltaica [8].

Período 2011-2017: Contracción y madurez del sector

En 2012, se eliminó el sistema de primas para la energía fotovoltaica en España. A partir de este momento, la instalación de nuevas plantas fotovoltaicas dejó de recibir incentivos fijos, y el sector pasó a depender más de la competitividad tecnológica y de las condiciones del mercado. Esta medida marcó un punto de inflexión en la evolución del sector fotovoltaico, que ya no se sostenía de manera tan directa por los subsidios.

Durante este tiempo, las reformas energéticas implementadas por el gobierno incluyeron una serie de medidas restrictivas que limitaron el desarrollo del sector fotovoltaico. La

incertidumbre normativa, producto de los cambios regulatorios y la introducción de nuevos impuestos, afectó la confianza de los inversores. En 2013, se introdujo un impuesto del 7 % sobre la generación eléctrica, que afectó a todas las instalaciones de generación de electricidad, incluidas fotovoltaicas.

A pesar de estos desafíos y la incertidumbre política y económica, tras la salida de la crisis económica y con la mejora de las condiciones para el desarrollo de las energías renovables, la energía fotovoltaica continuó su expansión. Sin embargo, el sector siguió enfrentando obstáculos, principalmente debido a los cambios legislativos y a los impuestos sobre la generación de energía [6].

Entre 2011 y 2017, la potencia solar fotovoltaica instalada en España pasó de 4.249 MW [9] a 8.350 MW [10]. Este crecimiento muestra una recuperación sostenida en la capacidad instalada, aunque a un ritmo más lento en comparación con los años anteriores, reflejando tanto las dificultados del sector como los esfuerzos para adaptarse a un mercado más competitivo y menos dependiente de incentivos gubernamentales.

Período 2018-2024: Renacimiento y expansión

Entre 2018 y 2023, España vivió un importante renacimiento y expansión de la energía solar fotovoltaica, consolidándose como una de las principales fuentes de generación eléctrica en el país. A finales de 2023, la potencia instalada alcanzó los 25.549 MW, lo que representó aproximadamente el 20,3 % de la capacidad total de generación eléctrica del país. Este aumento del 28% en comparación con el año anterior refleja un crecimiento constante y sostenido en la adopción de la tecnología fotovoltaica [11].

A pesar de este progreso, la generación de energía solar fotovoltaica se distribuyó de manera desigual a nivel regional, con algunas comunidades autónomas destacándose por su mayor participación en la producción de energía solar. En 2023, las regiones con mayor capacidad de generación solar fueron Andalucía, Castilla-La Mancha y Extremadura, lo que refleja

tanto la variabilidad en la irradiación solar como las políticas de apoyo implementadas a nivel regional [12].

Además, durante este período, se impulsaron proyectos de gran envergadura que evidencian la madurez del sector. Un ejemplo destacado es la adquisición es la adquisición del Proyecto Mula por parte de la energética estatal China Three Gorges en diciembre de 2024. Este proyecto, con una capacidad de 494 MW, se convirtió en la mayor planta solar fotovoltaica de España y una de las mayores de Europa. Ubicada en la Región de Murcia, esta planta es un referente en la generación renovable y un claro ejemplo del compromiso de España con la transición energética hacia fuentes más limpias y sostenibles [13].

Este crecimiento y las inversiones en proyectos clave subrayan el papel crucial que la energía fotovoltaica ha adquirido en la matriz energética de España, posicionándose como un pilar fundamental para el futuro energético del país.

1.3 EVOLUCIÓN DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

El autoconsumo energético en España ha vivido una transformación notable en los últimos años, reflejando un cambio hacia un modelo más limpio y descentralizados de generación eléctrica. Este proceso comenzó en 2015 con la aprobación del controvertido “impuesto del sol”. Esta normativa establecía una serie de tasas para quienes optaban por instalar sistemas de energía solar fotovoltaica, justificándose en la necesidad de garantizar la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico. Sin embargo, muchas voces críticas consideraron que estas medidas desincentivaban el uso de energías renovables y protegían los intereses de las grandes empresas eléctricas.

La presión social y política generada por esta legislación llevó a su derogación en 2018. Con este cambio, se eliminó el cargo adicional para los autoconsumidores y se introdujeron simplificaciones en los trámites administrativos. Además, se permitió que los usuarios

recibieran compensaciones económicas por la energía excedente que vertieran a la red. Estas reformas dieron un impulso significativo al autoconsumo en España, facilitando que tanto particulares como empresas apostaran por la energía solar. Al mismo tiempo, contribuyeron a reducir la dependencia del país de fuentes de energía no renovables y a abaratar las facturas eléctricas de los consumidores [14].



Imagen 2: Evolución del crecimiento de instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en España (Alianza por el Autoconsumo, elaborado por UNEF)

Desde entonces, el sector ha experimentado un crecimiento considerable. A finales de 2022, España había alcanzado una capacidad instalada de 5.249 MW en sistemas de autoconsumo solar. Este incremento ha sido especialmente acelerado en los dos últimos años, con aumentos del 100% anuales: 1.203 MW adicionales en 2021 y 2.507 MW más en 2022. La distribución del autoconsumo refleja un amplio abanico de usos: un 47% de la capacidad instalada corresponde al sector industrial, un 32% al residencial y un 20% al comercial. Además, se ha popularizado el autoconsumo colectivo, en el que varios usuarios comparten la energía generada.

Este modelo es especialmente importante en un país donde el 67% de la población vive en viviendas plurifamiliares, sin acceso directo a tejados para instalar paneles solares [15].

Entre 2020 y 2022, se vivió una expansión acelerada: solo en 2022 se instalaron más de 2.500 MW nuevos, lo que supuso un crecimiento del 100 % respecto al año anterior. Este auge estuvo impulsado, en parte, por la crisis energética derivada del conflicto en Ucrania, que provocó una escalada de precios eléctricos en toda Europa. Como respuesta, muchas familias y empresas optaron por sistemas de autoconsumo para reducir su dependencia de la red y abaratar sus facturas.

Sin embargo, en 2023 y 2024 el ritmo de crecimiento se moderó. En 2024, la potencia instalada alcanzó los 8.585 MW acumulados, con 1.431 MW añadidos ese año, lo que representa una caída del 26 % respecto a 2023. Este descenso refleja una etapa de consolidación del sector más que un retroceso, influido por factores como la reducción de los precios eléctricos en Europa y la finalización de ciertos incentivos económicos. Aun así, el autoconsumo representó el 3,7 % de la demanda eléctrica nacional en 2024, según datos de APPA.

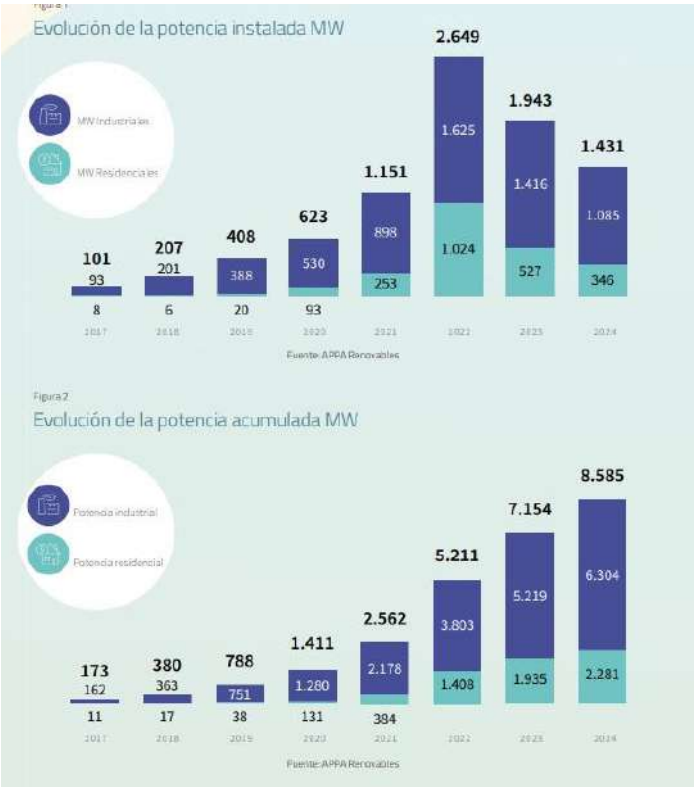


Imagen 3: Evolución del autoconsumo durante los últimos años (APPA)

Cabe destacar que la mayor parte de la nueva potencia añadida en 2024 se concentró en el sector industrial (76 %), mientras que el residencial aportó el 24 %. Además, cerca del 19 % de la energía generada no pudo ser aprovechada por limitaciones técnicas y regulatorias para el vertido a red, lo que pone de manifiesto la necesidad de seguir avanzando en la mejora de infraestructuras y marcos normativos [16].

En paralelo, crece el interés por el almacenamiento energético: en 2024 se instalaron 155 MWh en baterías, superando los 128 MWh del año anterior. Este avance contribuye a la estabilización de la red y a una gestión más eficiente del consumo doméstico e industrial.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) fija como objetivo alcanzar los 19 GW de autoconsumo para 2030, lo que requerirá mantener un crecimiento sostenido y

solventar barreras actuales como la saturación de las redes o la burocracia en algunos procedimientos [17]. Según estimaciones de la Comisión Europea, la modernización necesaria de las redes eléctricas para dar cabida a esta transformación podría suponer inversiones superiores a los 600.000 millones de euros en toda la UE [15].

En conclusión, España ha pasado de un marco legal restrictivo a una posición de liderazgo en autoconsumo solar dentro de Europa. Aunque persisten desafíos, el autoconsumo ya representa una pieza esencial en la estrategia de transición energética, y su evolución futura dependerá tanto de factores económicos como de la capacidad institucional para facilitar su adopción.

1.4 EVOLUCIÓN DE LA NORMATIVA Y EL MARCO REGULADOR DEL AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Años 2000-2010: Primeras iniciativas para el desarrollo de energías renovables

En la primera década del siglo XXI, el marco regulador español se centró en promover el uso de fuente de energía renovable, mediante incentivos económicos, aunque el autoconsumo como concepto aún no estaba plenamente definido.

1. *Real Decreto 2818/1998*

    - Incentivo a energías renovables y cogeneración: Promovió el uso de fuente renovables y tecnologías de cogeneración para diversificar el mix energético y reducir la dependencia de combustibles fósiles.

    - Régimen especial: definió un marco específico para instalaciones basadas en renovables, cogeneración y residuos, garantizando condiciones favorables.

- Retribución diferenciada: estableció tarifas específicas que aseguraban una rentabilidad adecuada para los productores del régimen especial.

- Facilidad de conexión a red: reguló el acceso técnico y económico para integrar instalaciones en el sistema eléctrico.

- Límites de potencia: priorizó proyectos de menor escala.

- Simplificación administrativa: introdujo procesos más ágiles para facilitar la tramitación de las instalaciones de energías renovables.

- Impulso a la sostenibilidad: subrayó la importancia de la sostenibilidad en la generación eléctrica.

- Base normativa inicial: sentó las bases para el desarrollo del sector renovable en España, aunque son contemplar todavía el autoconsumo [18].

2. *Real Decreto 436/2004*

- Objetivo principal: establecer un marco jurídico y económico estable para fomentar la generación de energía eléctrica mediante tecnologías renovables.

- Sistema de retribución: introdujo un modelo basado en tarifas reguladas, garantizando precios fijos para la electricidad producida.

- Incentivo a la inversión: ofreció estabilidad económica a largo plazo, atrayendo inversiones al sector renovable.

- Prioridad de acceso a la red: aseguró que la energía generada por las instalaciones renovables tuviera preferencia en la red [19].

3. *Real Decreto 661/2007*

- Actualización y mejora: refinó el marco establecido en el Real Decreto 436/2004, adaptándose al crecimiento del sector.
- Régimen retributivo más detallado: estableció tarifas específicas por tecnología y tamaño de la instalación.
- Mayor control y previsión: introdujo mecanismo para evitar excesos en la retribución.
- Énfasis en objetivos sostenibles: se alineó con metas de diversificación energética, reducción de emisiones y mejora de la eficiencia energética.
- Impacto en el sector fotovoltaico: consolidó su crecimiento al ofrecer condiciones favorables (retribución económica y seguridad jurídica), aunque luego este modelo sería revisado por su impacto económico [20].

2011-2015: Aparición de normativas específicas para el autoconsumo

1. *Real Decreto 1699/2011*

- Regulación de instalaciones pequeñas: establece las condiciones para la conexión a la red de instalaciones de generación renovables de pequeña potencia (hasta 10 MW).

- Procedimientos simplificados: simplifica los trámites administrativos para instalaciones menores de 10 kW.

- Prioridad y acceso a la red: garantiza un proceso transparente para la asignación de capacidad, priorizando energías renovables [21].

2. *Ley 24/2013 del Sector Eléctrico*

- Definición del autoconsumo: introduce una regulación específica para el autoconsumo eléctrico, diferenciado entre consumidores con generación propia y productores.

- Impuesto al Sol: impone peajes y cargos por la energía auto consumida, lo que genera críticas y dificulta la adopción del autoconsumo.

- Restricciones técnicas: limita el desarrollo del autoconsumo colectivo y establece estrictos requisitos técnicos y administrativos.

- Régimen económico: obliga a los autoconsumidores con excedentes a vender la energía sobrante en el mercado, sin posibilidad de compensación simplificada [22].

3. *Real Decreto 900/2015*

- Regulación del autoconsumo: el Real Decreto 900/2015 amplía la regulación del autoconsumo, que ya había sido introducida en 2011, y establece las bases para el autoconsumo individual y colectivo.

- Imposición de peajes y cargos: se implementan cargos, conocidos como “impuesto al Sol”, que afectan tanto a la energía autoconsumida como a los excedentes vertidos a la red.

- Excedentes de energía: los autoconsumidores con excedentes de energía deben venderla en el mercado, sin opción de compensación simplificada con la factura de consumo.

- Autoconsumo colectivo: aunque permite el autoconsumo colectivo, introduce complejidades y requisitos técnicos que limitan su desarrollo [23].

2018- Actualidad: Impulso y consolidación del autoconsumo

1. *Real Decreto – ley 15/2018*

   - Supresión del "impuesto al Sol": una de las medidas más destacadas, ya que permitió eliminar las cargas financieras sobre la energía autoconsumida y los excedentes vertidos a la red, lo que facilitó el fomento del autoconsumo.

   - Simplificación administrativa: se promovió un procedimiento más ágil para la instalación de sistemas de autoconsumo. Las instalaciones de hasta 100 kW de potencia, conectadas a baja tensión, quedaron extensas de la necesidad de permisos para el acceso y conexión.

   - Fomento del autoconsumo colectivo: favoreció que varios usuarios o empresas pudieran compartir una instalación fotovoltaica.

   - Nuevas oportunidades para compensación de excedentes: permiten una mayor flexibilidad en la forma de gestionar la energía generada en exceso [24].

2. *Real Decreto- ley 244/2019*

- Impulso del Autoconsumo: El Real Decreto 244/2019 establece un marco regulador para promover el autoconsumo de electricidad de fuentes renovables, especialmente la energía solar fotovoltaica. El objetivo es facilitar la instalación de sistemas de autoconsumo y la gestión de los excedentes generados.

- Tipos de Autoconsumo: el Decreto contempla tres modalidades: autoconsumo sin excedentes, autoconsumo con excedentes acogidos a compensación y autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación.

- Incorporación de sistemas de almacenamiento: se permite la integración de sistemas de almacenamiento de energía en las instalaciones de autoconsumo [25].

3. *Real Decreto 23/2021*

- Impulso a la Transición Energética: establece un marco regulatorio que promueve el avance hacia una transición energética más limpia en el sector industrial.

- Apoyo a la Industria Sostenible: introduce diversas ayudas y subvenciones para las empresas industriales que se comprometan a implementar proyectos de sostenibilidad.

- Estrategia para el Uso de Energía Renovable: se impulsa el uso de energías renovables en la industria.

- Fomento de la Modernización y Digitalización: incentiva en nuevas tecnologías que mejoren la eficiencia energética [26].

En resumen, la normativa sobre el autoconsumo en España ha experimentado un cambio notable desde principios de los años 2000. Inicialmente caracterizaba por un enfoque restrictivo y centralizado, ha evolucionado un marco más abierto que favorece la implicación de los ciudadanos en la producción de energía renovable. Gracias a una mayor flexibilidad normativa, la simplificación de los procedimientos administrativos y el respaldo económico, el autoconsumo se ha consolidado como un elemento fundamental para avanzar hacia un modelo energético más limpio y descentralizado.

1.5 EL PNIEC 2023-2030 Y SU IMPACTO EN EL AUTOCONSUMO ENERGÉTICO EN ESPAÑA

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, actualizado y aprobado en septiembre de 2024, establece objetivos más ambiciosos para el autoconsumo energético en España [27]. Se prevé alcanzar una capacidad instalada de 19 gigavatios (GW) de autoconsumo para el año 2030, superando las metas anteriores y reflejando el compromiso del país con la transición hacia fuentes de energía más sostenibles [28].

Este incremento en el autoconsumo forma parte de una estrategia más amplia que busca que las energías renovables representen el 81% de la generación eléctrica en 2030, con una capacidad instalada de 76 GW de energía solar fotovoltaica. El autoconsumo, junto con el almacenamiento energético, es considerado un pilar fundamental para alcanzar estos objetivos [29].

Además, el PNIEC revisado contempla una capacidad de almacenamiento energético de 22,5 GW para 2030, lo que permitirá gestionar de manera más eficiente la energía generada y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico [27].

Estas medidas reflejan el compromiso de España con la descarbonización y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, promoviendo un modelo energético más sostenible y menos dependiente de fuentes externas.

1.6 CLASIFICACIÓN DEL AUTOCONSUMO ENERGÉTICO

El autoconsumo energético puede clasificarse en función de la gestión de los excedentes de energía generada. Existen dos modalidades principales: autoconsumo sin excedentes y autoconsumo con excedentes, esta última subdividida en con compensación y sin compensación.

1. **Autoconsumo Sin Excedentes**

Esta modalidad se caracteriza por el consumo íntegro de la energía generada en el propio punto de consumo, sin que haya vertido a la red eléctrica. Para ello, las instalaciones deben contar con un sistema antivertido, que impide la inyección de energía sobrante a la red. Esta configuración es adecuada para usuarios que desean independencia energética sin interacción con la red de distribución.

2. **Autoconsumo Con Excedentes**

En esta categoría, la instalación puede generar más energía de la que se consume en el momento, permitiendo la inyección del excedente a la red eléctrica. Existen dos subcategorías:

- **Con compensación**: El excedente de energía inyectado a la red es compensado económicamente a través de un esquema de balance neto. No obstante, esta compensación está limitada a la cuantía de la factura de consumo eléctrico, sin posibilidad de generar ingresos adicionales.

- **Sin compensación**: En este caso, la energía excedente es vertida a la red sin retribución económica para el productor, lo que puede ser relevante en sistemas sin acuerdos específicos con la compañía eléctrica.

1.7 TIPOLOGÍAS DE AUTOCONSUMO

El autoconsumo energético puede implementarse en distintos sectores, dependiendo de las necesidades y características del usuario final. Las principales tipologías son:

1. **Autoconsumo Residencial**

Se refiere a la instalación de sistemas fotovoltaicos en viviendas unifamiliares o edificios de apartamentos, con el objetivo de reducir la dependencia de la red eléctrica y optimizar el consumo energético. Los sistemas domésticos suelen oscilar en potencias alrededor de 5 kW, permitiendo alimentar el consumo diario de los hogares.

En estos sistemas, la energía sobrante puede ser almacenada en baterías o inyectada a la red, dependiendo del tipo de instalación y de la normativa vigente en la región.

2. **Autoconsumo Colectivo**

El autoconsumo colectivo implica el uso compartido de una instalación fotovoltaica por varios consumidores, como puede ser el caso de comunidades de vecinos, polígonos industriales o edificios públicos. En este modelo, la energía generada se distribuye según coeficientes previamente establecidos, optimizando el aprovechamiento de la instalación y reduciendo costes energéticos.

Este modelo es especialmente útil en comunidades urbanas donde los espacios de generación son limitados y la inversión puede ser compartida entre varios usuarios.

3. **Autoconsumo Industrial**

El autoconsumo industrial está orientado a grandes consumidores de energía, como fábricas, almacenes y plantas de producción. La integración de sistemas fotovoltaicos en el sector industrial permite disminuir costes operativos, reducir la dependencia energética de la red y minimizar la huella de carbono.

Las industrias con un alto consumo energético, como las del sector manufacturero, químico o alimentario, pueden beneficiarse significativamente de estos sistemas, especialmente cuando incorporan almacenamiento en baterías para gestionar la demanda de forma más eficiente.

Un ejemplo de esta categoría es el colegio de Madrid, objeto de estudio de este TFM, que al ser una instalación educativa con alto consumo energético y sin compartir su generación con otros edificios, se clasifica dentro de esta tipología.

1.8 TIPOS DE INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Las instalaciones de autoconsumo pueden clasificarse en función de su conexión con la red eléctrica y su capacidad de almacenamiento:

1. **Instalaciones Aisladas**

Son aquellas que operan completamente desconectadas de la red eléctrica pública. Utilizan exclusivamente paneles solares y sistemas de almacenamiento en baterías para garantizar el suministro energético. Este tipo de instalación es habitual en ubicaciones remotas donde no existe acceso a la red de distribución.

2. **Instalaciones Conectadas a la Red**

Estos sistemas están integrados con la red eléctrica y permiten consumir tanto la energía generada por la instalación fotovoltaica como la suministrada por la red en caso de necesidad. A su vez, pueden inyectar los excedentes energéticos a la red, beneficiándose de la compensación de excedentes cuando la normativa lo permite.

3. **Instalaciones Híbridas**

Las instalaciones híbridas combinan las características de los sistemas aislados y conectados a la red. Incorporan almacenamiento en baterías para priorizar el uso de la energía solar, pero también pueden recurrir a la red en momentos de baja producción fotovoltaica. Además, pueden operar de manera autónoma en caso de cortes en el suministro eléctrico.

1.9 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

Un sistema de autoconsumo fotovoltaico está compuesto por varios elementos que permiten la generación, conversión, almacenamiento y gestión de la energía. Los componentes principales incluyen:

- Paneles fotovoltaicos: Captan la radiación solar y la convierten en electricidad en corriente continua (CC).
- Inversores solares y microinversores: Transforman la corriente continua en corriente alterna (CA) para su uso en la instalación eléctrica.
- Estructuras de soporte: Permiten la correcta instalación y orientación de los paneles solares, optimizando su rendimiento.
- Baterías (opcional): Almacenan la energía excedente para su uso en períodos de baja radiación solar.

- Sistemas de gestión energética: Software y hardware encargados de la monitorización y optimización del consumo energético en tiempo real [30].

1.10 METODOLOGÍA

Este proyecto se desarrollará siguiendo una metodología estructurada en distintas fases, cada una enfocada en aspectos clave para garantizar un análisis riguroso y una implementación óptima.

En primer lugar, se realizará una descripción detallada del centro educativo donde se prevé la instalación del sistema fotovoltaico. Se analizarán aspectos como el edificio, la tipología y viabilidad de cubierta para la instalación de paneles solares, y las restricciones físicas que puedan influir en el proyecto. Además, se estudiarán las condiciones climáticas del emplazamiento para determinar su impacto en la eficiencia del sistema.

A continuación, se llevará a cabo un análisis exhaustivo del consumo energético del centro educativo, tomando en cuenta el perfil de demanda eléctrica de la institución y los patrones de uso. Con base en esta información, se procederá a evaluar el recurso solar disponible en la zona. Se examinarán la radiación incidente y sus diferentes componentes (directa, difusa y reflejada), así como las condiciones meteorológicas que podrían afectar la producción de energía.

En la siguiente fase, se procederá a la selección de los equipos principales de la instalación. Se considerará el espacio disponible en la cubierta del edificio y el perfil de consumo energético del centro educativo, que, por cuestiones de confidencialidad, será tratado de manera anonimizada. Se evaluarán diversas combinaciones de paneles solares e inversores para identificar la configuración más eficiente en términos de producción energética mediante el software PVsyst.

Posteriormente, se realizará una simulación definitiva con PVsyst. Este análisis permitirá prever la producción energética, diferenciando entre el autoconsumo y la posible exportación de excedentes. La simulación tendrá en cuenta tanto las condiciones solares y climáticas previamente estudiadas como las características técnicas de los equipos seleccionados.

Finalmente, se efectuará un estudio técnico-económico con el objetivo de evaluar la viabilidad del proyecto. Se analizarán factores como el retorno de inversión, el ahorro generado y la conveniencia económica de llevar a cabo la instalación.

Para garantizar el rigor del estudio, se emplearán diversas fuentes y herramientas de análisis, entre las que destacan:

- Artículos especializados y documentación técnica.
- Bases de datos de radiación solar como Meteonorm, PVGIS y NASA SEE.
- Bibliografía académica de referencia.
- Imágenes satelitales y herramientas de visualización como Google Earth Pro.
- Planos arquitectónicos del centro educativo, tratados de manera confidencial.
- Programas de hojas de cálculo como Microsoft Excel.
- Registros de consumo energético, tratados de manera anonimizada para proteger la privacidad de los datos.
- Sesiones formativas impartidas por la dirección del proyecto.
- Software de simulación computacional PVsyst.

Esta metodología permitirá desarrollar un estudio preciso y fundamentado, asegurando que el proyecto sea técnicamente sólido y económicamente viable.

1.11 MOTIVACIÓN

El autoconsumo presenta una serie de beneficios que lo posicionan como una solución atractiva para las instituciones educativas. Además de contribuir a la disminución de la dependencia de grandes empresas eléctricas y promover la autonomía energética, la implementación de esta tecnología permitirá al centro educativo reducir significativamente sus costes energéticos y minimizar su huella de carbono. En el contexto actual, la adopción de energías renovables se erige como una estrategia fundamental en la lucha contra el cambio climático, y este proyecto constituye un paso importante hacia la construcción de un modelo educativo sostenible y responsable.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

2.1 DESCRIPCIÓN DEL COLEGIO

El objetivo de esta sección es proporcionar una comprensión detallada de las distintas actividades e instalaciones del colegio, lo que permitirá una mejor interpretación de los aspectos clave relacionados con el consumo energético y, en consecuencia, optimizar la facturación eléctrica.

El colegio objeto de estudio se encuentra ubicado en una zona urbana dentro de Madrid, lo que presenta particularidades tanto en términos de acceso como de espacio disponible para la implementación de proyectos energéticos. El centro educativo cuenta con varios edificios distribuidos a lo largo del campus, cada uno diseñado para albergar aulas, oficinas administrativas, un gimnasio, instalaciones deportivas y otros espacios comunes para los estudiantes.

Todos estos espacios requieren un suministro eléctrico constante y fiable para asegurar un entorno de aprendizaje adecuado y el funcionamiento de sus actividades. Debido a la magnitud de las instalaciones, el consumo energético es significativo, lo que hace viable la instalación de un sistema de autoconsumo fotovoltaico como medida para reducir la dependencia de la red eléctrica.

El colegio, como previamente se ha mencionado, dispone de varios edificios, de los cuales, tras el análisis técnico realizado, 7 edificios del recinto escolar cumplen con los requisitos estructurales y técnicos para una instalación fotovoltaica segura y eficiente.

Estos requisitos incluyen:

- Buen estado estructural
- Orientación y pendiente adecuadas
- Ausencia de sombras significativas
- Acceso seguro para instalación y mantenimiento

Edificio	Perímetro[m]	Área [m2]	Inclinación
1	58,36	204,85	0°
2	98,26	381,20	0°
3	97,62	308,24	0°
4	88,92	282,40	0°
5	109,33	421,91	0°
6	108,50	428,29	0°
7	134,98	496,10	0°

Tabla 2: Edificios aptos para instalación fotovoltaica (Fuente: Google Earth Pro)

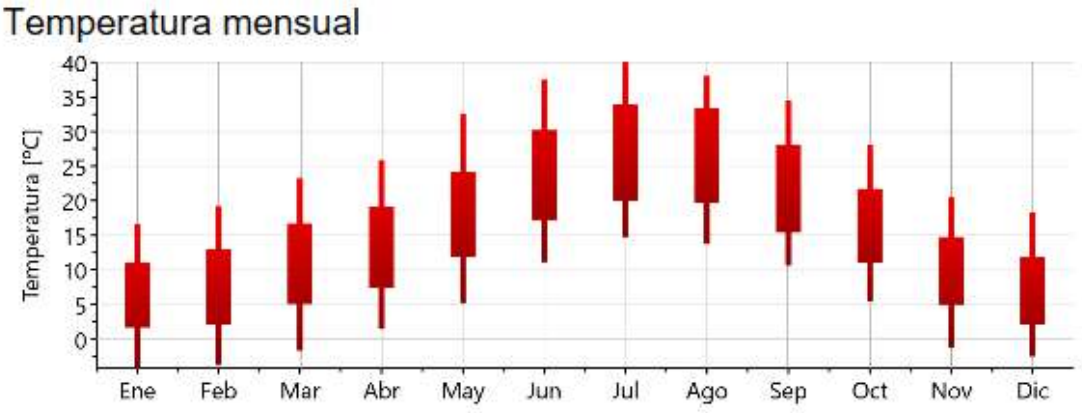
2.2 CLIMATOLOGÍA EN LA ZONA DEL COLEGIO

El análisis de las condiciones climáticas del emplazamiento es un factor determinante para evaluar la viabilidad y el rendimiento de una instalación fotovoltaica. En este apartado, se examinan las principales variables meteorológicas que influyen en la producción de energía solar, incluyendo la temperatura, las precipitaciones y la radiación solar.

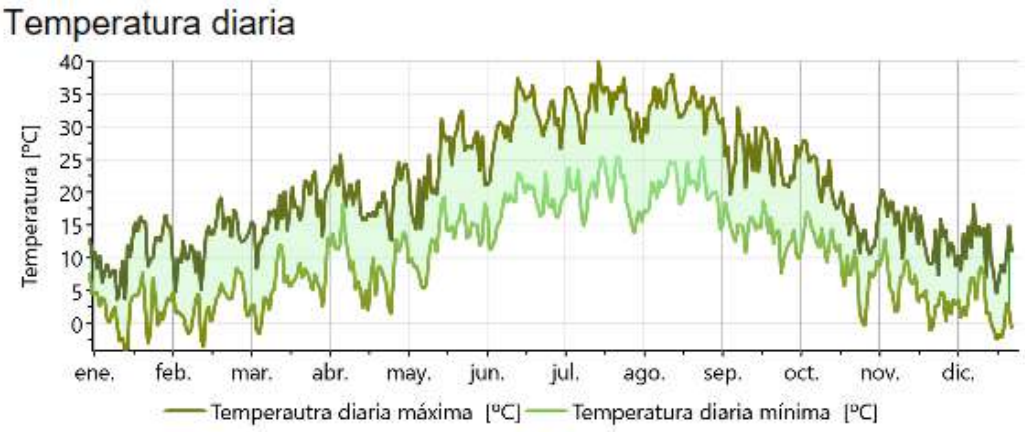
2.2.1 TEMPERATURA A LO LARGO DEL AÑO

El análisis térmico detallado de la zona de estudio, tanto a nivel mensual como diario, revela patrones significativos que afectan el rendimiento de los paneles fotovoltaicos a lo largo del

año. La información combinada de las temperaturas máximas y mínimas mensuales, junto con las fluctuaciones diarias, proporciona una visión más precisa de cómo las condiciones térmicas pueden impactar la eficiencia de los sistemas solares.



Gráfica 2: Temperatura mensual emplazamiento (Fuente: Meteonorm).



Gráfica 3: Temperatura máxima y mínima diaria en el emplazamiento (Fuente: Meteonorm).

- **Temperatura Máxima** (Pico en verano): Se observa que, durante los meses de verano, especialmente en junio-agosto, las temperaturas alcanzan valores elevados

de entre 35-38 °C. Este aumento de temperatura se debe a la alta radiación solar en estos meses. Si bien los paneles solares aprovechan la radiación para generar electricidad, las altas temperaturas pueden reducir la eficiencia del sistema debido a la mayor resistencia eléctrica de los semiconductores en los paneles. Por lo tanto, es esencial considerar sistemas de ventilación o refrigeración para mitigar el impacto del calor extremo.

- **Temperatura Mínima** (Valle en invierno): Durante los meses de invierno, de diciembre a febrero, la temperatura mínima cae a niveles bajos entre 0-5 °C. Esto se debe a la menor radiación solar y la presencia de masas de aire frío. Las bajas temperaturas pueden beneficiar la eficiencia de los paneles solares al reducir la resistencia eléctrica, pero también pueden presentar desafíos al afectar el rendimiento en las primeras horas del día debido al frío extremo. Además, condiciones extremas de frío pueden afectar la durabilidad de los materiales de los paneles si no se toman medidas adecuadas.
- **Amplitud Térmica Diaria**: La amplitud térmica diaria, es decir, la diferencia entre las temperaturas máximas y mínimas diarias varía a lo largo del año. En los meses de verano, la amplitud es mayor, lo que indica una mayor fluctuación térmica durante el día. Este estrés térmico puede generar expansión y contracción en los materiales de los paneles solares, lo que podría afectar tanto la eficiencia como la vida útil de los mismos.

2.2.2 PRECIPITACIONES EN LA ZONA DEL COLEGIO

A continuación, se presenta el gráfico de precipitación mensual, el cual ilustra las variaciones estacionales de la precipitación en la zona de estudio, proporcionando información clave sobre el comportamiento climático a lo largo del año.



Gráfica 4: Precipitación y número de días de lluvia en el emplazamiento (Fuente: Meteonorm)

El gráfico de precipitación muestra una variabilidad estacional clara, con la línea azul representando la precipitación mensual en milímetros. Se observa que los meses de invierno (diciembre-febrero) son los que presentan la mayor precipitación, mientras que los meses de verano (junio-agosto) tienen los valores más bajos. El pico más alto de precipitación se alcanza en octubre, con aproximadamente 35 mm, lo que podría estar relacionado con la llegada de frentes fríos y borrascas atlánticas típicas de esta época. La región de estudio se encuentra en una zona con un clima mediterráneo, caracterizado por inviernos lluviosos y veranos secos. Este patrón climático influye directamente en la disponibilidad de radiación solar en distintos momentos del año, un factor crucial para la producción de energía de los paneles solares.

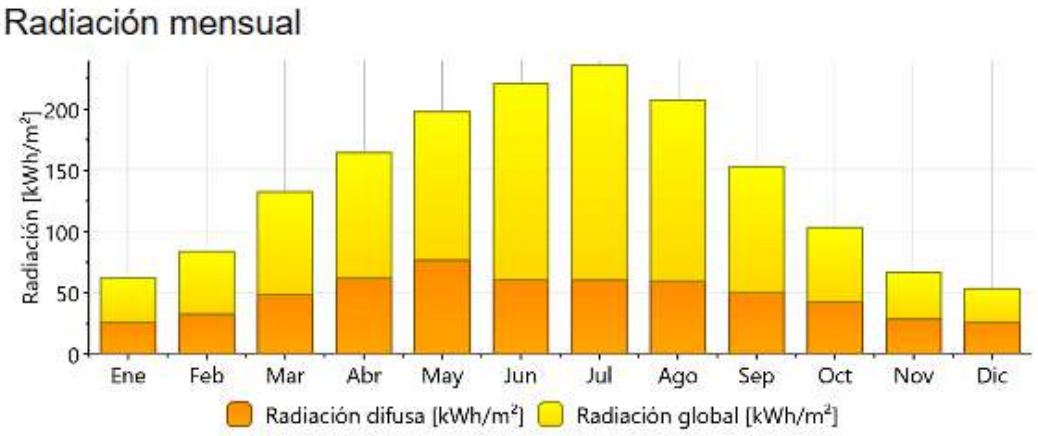
En cuanto a los días con precipitación, la línea roja en el gráfico muestra el número de días con lluvia, siguiendo una tendencia similar a la de la precipitación mensual. Se observa que en los meses de invierno hay un mayor número de días con precipitación, mientras que, en verano, los días con precipitación son mínimos. El mayor número de días con precipitación se registra en octubre, con aproximadamente 6 días.

La concentración de días lluviosos en los meses de invierno es consecuencia de la mayor frecuencia de sistemas meteorológicos activos, como frentes fríos y borrascas atlánticas, durante esta temporada, mientras que, en verano, la estabilidad atmosférica reduce la ocurrencia de lluvias.

La precipitación tiene importantes implicaciones para los paneles solares, ya que afecta tanto al mantenimiento como al rendimiento y diseño de los sistemas. La lluvia puede ayudar a limpiar los paneles de polvo, pero también puede reducir la radiación solar disponible en días nublados, impactando la eficiencia energética [31]. Además, es fundamental implementar medidas de protección contra los daños causados por el agua, como sistemas de drenaje adecuados y materiales resistentes a la corrosión [32].

2.2.3 RADIACIÓN SOLAR EN LA ZONA DEL COLEGIO

El gráfico de radiación mensual presenta los valores de radiación global y difusa en kWh/m², los cuales son fundamentales para entender la disponibilidad de energía solar en la zona de estudio, un aspecto clave para la evaluación de la viabilidad y el diseño de la instalación de paneles solares de autoconsumo.



Gráfica 5: Radiación mensual en el emplazamiento (Fuente: Meteonorm)

- **Radiación Global:**

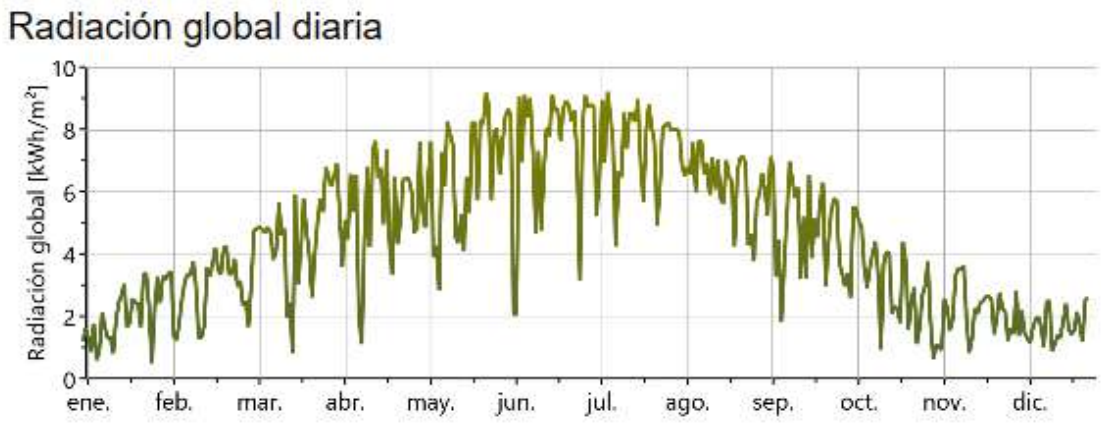
  La radiación global representa la cantidad total de radiación solar que alcanza la superficie terrestre, incluyendo tanto la radiación directa como la difusa. Se observa una variabilidad estacional clara, con los meses de verano (junio-agosto) registrando los niveles más altos de radiación global, mientras que los meses de invierno (diciembre-enero) presentan los valores más bajos. El pico máximo de radiación global se alcanza en julio, con aproximadamente 200 kWh/m².

  La mayor radiación solar en verano se debe a la mayor duración del día y la mayor incidencia de los rayos solares. En cambio, durante el invierno, la menor duración del día y la mayor nubosidad reducen la cantidad de radiación solar disponible.

- **Radiación Difusa**:

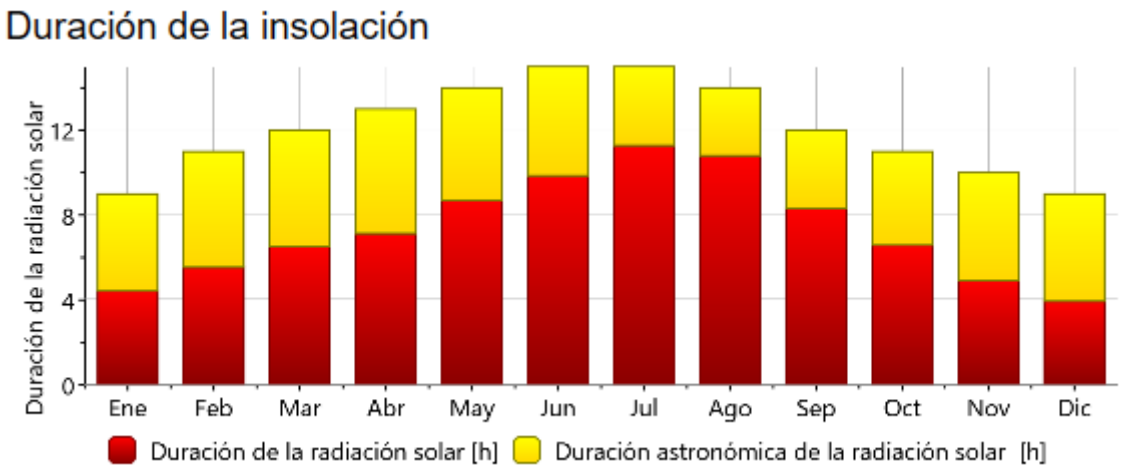
  La radiación difusa es aquella que, tras ser dispersada por la atmósfera, llega a la superficie terrestre. Aunque muestra una variación estacional similar a la de la radiación global, esta es menos pronunciada. La radiación difusa adquiere mayor relevancia en los meses de invierno, cuando la radiación directa es menor.

La radiación difusa es especialmente importante en días nublados o con neblina, ya que permite la generación de energía solar incluso cuando la radiación directa es baja o inexistente.



Gráfica 6: Radiación global diaria en el emplazamiento (Fuente: Meteonorm)

El gráfico muestra la radiación global diaria en kWh/m², destacando una alta variabilidad a lo largo del año. Se observa que la radiación global diaria alcanza su punto máximo en los meses de verano (junio-agosto), con picos de hasta 10 kWh/m², mientras que en invierno (diciembre-febrero) los valores disminuyen, llegando a estar por debajo de 2 kWh/m². Esta variabilidad diaria se debe a fluctuaciones en la nubosidad y otras condiciones atmosféricas



Gráfica 7: Duración insolación en el emplazamiento (Fuente: Meteonorm)

El gráfico muestra la duración de la radiación solar (insolación) y la duración astronómica de la radiación solar a lo largo del año, en horas.

- **Duración de la Radiación Solar (Insolación):**
  La línea roja representa la duración real de la radiación solar, es decir, el tiempo durante el cual la radiación solar es lo suficientemente intensa para ser aprovechada. Se observa una clara variación estacional, con los meses de verano (junio-agosto) presentando la mayor duración de la insolación y los meses de invierno (diciembre-enero) la menor. El pico de duración de la insolación se alcanza en julio, con aproximadamente 10 horas. La mayor duración de la insolación en verano se debe a la mayor duración del día y la menor nubosidad, mientras que, en invierno, la menor duración del día y la mayor nubosidad reducen la duración de la insolación.

- **Duración Astronómica de la Radiación Solar**:
  La línea amarilla representa la duración teórica de la radiación solar, basada en la posición del sol y sin considerar la nubosidad ni otros factores atmosféricos. La

duración astronómica de la radiación solar muestra una variación estacional, pero es ligeramente mayor que la duración real de la insolación. La diferencia entre la duración astronómica y la duración real de la insolación indica la influencia de la nubosidad y otros factores atmosféricos en la disponibilidad de radiación solar.

La duración de la insolación es un factor clave para la producción de energía de los paneles solares. Es esencial tener en cuenta la duración de la insolación mensual al estimar la producción de energía.

Capítulo 3. CONSUMO ELÉCTRICO DEL COLEGIO

En este apartado se van a analizar por una parte los diferentes apartados de una factura eléctrica mensual del colegio objeto de estudio, desglosando los conceptos y cargos que componen el total de la factura. Para el presente análisis se ha utilizado una factura orientativa correspondiente al mes de noviembre del año 2022. No se han considerado años posteriores, ya que a partir de ese momento el centro educativo inició la instalación de un sistema fotovoltaico, lo que alteraría significativamente el perfil de consumo eléctrico. La factura seleccionada resulta especialmente representativa de los meses con mayor demanda energética, tanto en términos de consumo como de coste, por lo que constituye una base adecuada y sólida para el análisis técnico y económico planteado en este estudio. El objetivo es entender cómo se calcula cada uno de los elementos que influyen en el importe final, para poder identificar y comprender los costes asociados al consumo de energía, los cargos normativos y otros aspectos relevantes.

Asimismo, resulta fundamental analizar el consumo eléctrico del centro educativo para comprender su perfil energético y valorar las posibilidades de mejora en eficiencia o incorporación de sistemas de autoconsumo. A través del registro del consumo en kilovatios hora (kWh) durante los últimos doce meses, es posible identificar patrones de demanda, detectar posibles ineficiencias y establecer una base comparativa para futuros proyectos de optimización energética.

3.1 DESGLOSE DE CONCEPTOS EN LA FACTURA ELÉCTRICA MENSUAL DEL COLEGIO

3.1.1 DATOS CONTRACTUALES Y TARIFARIOS

En este apartado se desglosan los datos contractuales y tarifarios que definen el coste de la electricidad para el centro educativo. Estos son aspectos clave que influyen en la estructura final de la factura y nos permiten entender cómo se calculan los cargos asociados.

- **Distribuidora**:
  UFD Distribución Electricidad S.A. (Grupo Naturgy) –La distribuidora es la empresa encargada de gestionar y mantener la red eléctrica en la zona. En este caso, no se puede elegir, ya que es la encargada de llevar la electricidad hasta el centro.
- **Comercializadora**:
  Iberdrola Clientes, S.A.U – Es la empresa con la que se contrata la energía eléctrica. A diferencia de la distribuidora, la comercializadora sí puede cambiarse según las necesidades del usuario. La comercializadora establece el precio de la energía y las condiciones contractuales.
- **Tarifa de Acceso**:
  6.1TD - Esta tarifa está destinada a suministros con más de 15 kW contratados y es una tarifa de discriminación horaria. Esto significa que los precios varían según la hora del día y el periodo de consumo. La tarifa está dividida en seis periodos horarios (P1 a P6), con distintos costes asociados para la energía consumida y la potencia contratada [33].

3.1.2 PERIODOS HORARIOS DE FACTURACIÓN

Estos son definidos por BOE RD 148/2021 para la tarifa 6.1TD.

Periodo	Horario típico (invierno)	Precio €/kWh típico	Días aplicables
P1	10h – 14h / 18h – 22h	Más caro	Lunes a viernes
P2	8h – 10h / 14h – 18h	Alto	Lunes a viernes
P3	0h – 8h	Medio	Lunes a viernes
P4	Variable	Bajo	Sábados, domingos
P5	Variable	Muy bajo	Madrugada fines de semana
P6	0h – 8h + fines de semana	Barato	Todos los días

Tabla 3: Períodos Horarios de Facturación (Elaboración propia, Fuente: BOE RD 148/2021)

En la factura eléctrica se observa que el mayor consumo se produce durante los periodos P2, P3 y P6, ya que corresponden a las horas lectivas y a la actividad del centro, como calefacción programada, iluminación de seguridad, servidores y sistemas en espera.

3.1.3 ENERGÍA ACTIVA CONSUMIDA

Es la cantidad de electricidad realmente utilizada por el centro educativo, que alimenta sistemas como la iluminación, ordenadores y bombas. Se desglosa de la siguiente manera:

Periodo	kWh consumidos	Precio por kWh (€)	Coste (€)
P2	30.160	0,137182	4.138,87
P3	17.317	0,137182	2.376,83
P6	29.273	0,137182	4.013,02
Total	76.750	-	**10.528,72**

Tabla 4:Energía Activa Consumida (Fuente: Factura Colegio)

El precio por kWh es fijo y no está indexado al mercado de electricidad, lo que permite una previsibilidad en los costes, aunque podría ser más caro en ciertos meses.

El consumo en P1, P4 y P5 es nulo ya que no hay actividad en el centro durante esas horas.

3.1.4 TÉRMINO DE POTENCIA CONTRATADA

El término de potencia contratada se refiere al coste asociado a la capacidad máxima que el centro tiene disponible para consumir, independientemente de si se usa o no. Esto se calcula por el número de kilovatios (kW) contratados y se paga por tener esta potencia disponible en todo momento. Este es un coste fijo que no depende del consumo real de energía.

Periodo	Potencia contratada (kW)	Precio diario por kW (€)	Días	Subtotal (€)
P1	215	0,050194	30	323,75
P2	215	0,050194	30	323,75
P3	215	0,027366	30	176,51
P4	215	0,020728	30	133,7
P5	215	0,001377	30	8,88
P6	215	0,001377	30	8,88
Total, potencia facturada	-	-	-	**975,47**

Tabla 5: Potencia Contratada (Fuente: Factura Colegio)

Además de los costes básicos de potencia contratada, la normativa establece una serie de cargos adicionales regulados que corresponden a la infraestructura y la capacidad de la red eléctrica, los cuales están definidos en el BOE 148/2021. Estos cargos están diseñados para cubrir los costes asociados con el mantenimiento, gestión y expansión de la red eléctrica, así como los gastos derivados de la disponibilidad de la potencia contratada, independientemente de que esta se utilice o no [34].

Periodo	Potencia contratada (kW)	Precio diario por kW (€)	Días	Importe (€)
P1	215	0,011223	30	72,39
P2	215	0,005616	30	36,22
P3	215	0,004081	30	26,32
P4	215	0,004081	30	26,32
P5	215	0,004081	30	26,32
P6	215	0,00187	30	12,06
Total, potencia facturada cargos	-	-	-	**199,63**

Tabla 6: Potencia facturada cargos ((Fuente: Factura Colegio)

3.1.5 PEAJES Y CARGOS SOBRE ENERGÍA

Los peajes de acceso a la red y los cargos sobre la energía son elementos clave en la factura eléctrica. Ambos conceptos se suman a la factura final y se calculan de manera diferente, pero ambos están regulados y tienen el mismo objetivo: financiar el sistema eléctrico y su infraestructura.

3.1.5.1 Peajes de Acceso a la Red (RD 148/2021)

Los peajes de acceso son pagos que se realizan por utilizar la infraestructura de la red eléctrica para transportar la electricidad desde la central hasta el punto de consumo. Estos costes varían según el periodo horario de consumo.

Periodo	kWh	Peaje €/kWh	Coste (€)
P2	30.160	0,014247	429,69
P3	17.317	0,008124	140,68
P6	29.273	0,000315	9,22
Total, peajes energía	76.750	-	**579,59**

Tabla 7: Peajes de Acceso a la Red (Fuente: Factura Colegio)

3.1.5.2 Cargos sobre Energía

Los cargos sobre energía se aplican sobre la cantidad de electricidad consumida y son destinados a financiar otros aspectos del sistema eléctrico, como el ajuste de precios o el coste de las operaciones del sistema eléctrico [35].

Periodo	kWh	Cargo €/kWh	Coste (€)
P2	30.160	0,010468	315,71
P3	17.317	0,005653	97,89
P6	29.273	0,001131	33,11
Total, cargos energía	76.750	-	**446,71**

Tabla 8 Cargos sobre Energía (Fuente: Factura Colegio)

3.1.6 PENALIZACIÓN POR EXCESO DE POTENCIA

El exceso de potencia ocurre cuando el consumo de energía supera la potencia contratada en determinados periodos de facturación. En este caso, se superaron los 215 kW en el periodo P2 (de 8h a 10h y de 14h a 18h, días laborables), lo que resultó en una penalización adicional de 167,54 €.

3.1.7 MECANISMO TOPE DEL GAS (RDL 10/2022)

Tope gas de noviembre: **670,56 €**

- Este concepto hace referencia a un mecanismo temporal introducido por el Real Decreto-ley 10/2022 para limitar el impacto de los precios elevados del gas natural en el coste de la electricidad, también conocido como mecanismo ibérico. Se aplica a los contratos indexados (precio variable que depende del mercado) al mercado eléctrico y busca reducir los efectos de la volatilidad del gas sobre los precios eléctricos [36]. Este dejó de estar vigente el 31 de diciembre de 2023.

Regularización mes anterior (octubre): **-134,59 €**

- En este caso, se realiza una corrección negativa sobre el coste del mecanismo tope gas de un mes anterior, lo que implica que se ha devuelto o descontado una cantidad previamente cargada.

Subtotal tope gas: 535,97 €

3.1.8 AJUSTES DE MERCADO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

Ajustes sistema noviembre: **102,46 €**

- Este cargo refleja los ajustes operacionales y de mercado necesarios para el equilibrio del sistema eléctrico gestionado por Red Eléctrica de España (REE). Asegura que el sistema eléctrico funcione correctamente y que los costes asociados a la gestión y la operación del sistema sean cubiertos [37].

Regularización octubre: **202,34 €**

- La regularización es un ajuste que se aplica sobre los costes de la operación del sistema de meses anteriores, lo que puede resultar en un costo adicional o un ajuste a la baja dependiendo de las circunstancias del sistema.

Subtotal ajustes: **304,80 €**

3.1.9 OTROS CARGOS

Financiación bono social: **1,10 €**

- El bono social es un mecanismo para subvencionar los costes energéticos de los consumidores vulnerables. Esta financiación es obligatoria para todos los contratos y se destina a cubrir los descuentos aplicados a los consumidores en situación de vulnerabilidad [38].

Impuesto eléctrico (0,5%): **68,70 €**

- El impuesto eléctrico es un tributo que se aplica sobre el consumo de electricidad y la potencia contratada. En este caso, el tipo impositivo es del 0,5% sobre la base de la energía y la potencia, lo que resulta en un total de 68,70 €. [39].

3.1.10 IVA (21%)

Ahora sumamos la base imponible**,** que incluye todos los cargos y conceptos previamente mencionados:

Concepto	Importe (€)
Energía activa	10.528,72
Término de potencia	975,47
Cargos regulados (potencia)	199,63
Peajes acceso energía	579,59
Cargos energía	446,71
Exceso de potencia (P2)	167,54
Tope gas + regularización	535,97
Ajustes sistema eléctrico	304,80
Bono social	1,10
Impuesto eléctrico	68,70
Base Imponible	13.808,23
IVA (21%)	2.899,73
Total, facturar	**16.707,96**

Tabla 9: Facturación (Fuente: Factura Colegio)

Es común ver las facturas de energía presentadas de manera estructurada, lo que facilita la comprensión rápida y clara de los componentes clave del importe total. En este tipo de resúmenes, se desglosan los elementos más importantes, como el consumo de energía, los cargos normativos y el IVA. De esta forma, se puede identificar fácilmente el total de la factura, sumando el coste de la energía, los cargos por normativa y el IVA correspondiente. Este formato ayuda tanto a los consumidores como a los encargados de revisar las facturas a tener una visión clara de los cargos aplicados y el total a pagar.

Energía activa	10.528,72
Término de potencia	975,47
Cargos regulados (potencia)	199,63
Peajes acceso energía	579,59
Cargos energía	446,71
Exceso de potencia (P2)	167,54
Impuesto eléctrico	68,70

Energía	**12.966,36**

Tabla 10: Energía factura (Fuente: Factura Colegio)

Tope gas + regularización	535,97
Ajustes sistema eléctrico	304,80
Bono social	1,10
Cargos normativos	**841,87**

Tabla 11:Cargos Normativos factura (Fuente: Factura Colegio)

IVA (21% de 13.808,23)	**2.899,73**

Tabla 12: IVA factura (Fuente: Factura Colegio)

3.2 HISTÓRICO DE CONSUMO ENERGÉTICO ANUAL EN KWH

Se ha recopilado el consumo eléctrico mensual del centro educativo durante un periodo continuo de doce meses, lo que permite disponer de una visión clara y detallada de su comportamiento energético.

Mes	*KWh - Mensuales*
Enero	78.747
Febrero	72.944
Marzo	69.222
Abril	53.658
Mayo	60.030
Junio	52.347
Julio	42.206
Agosto	18.450
Septiembre	62.838
Octubre	68.676
Noviembre	76.750
Diciembre	71.535
Total	**727.403**

Tabla 13: Consumos mensuales kWh del colegio a lo largo del año.

El perfil energético del centro presenta una fuerte estacionalidad, con consumos elevados en los meses de invierno (como enero, noviembre y diciembre), debido principalmente al uso de calefacción e iluminación, y consumos mucho más bajos en los meses de verano (especialmente en agosto), cuando el colegio está cerrado o parcialmente operativo.

Este comportamiento tiene importantes implicaciones para el diseño del sistema:

- La producción solar será mayor en verano, cuando la demanda energética es menor, generando posibles excedentes.
- Durante el invierno, la producción solar es más baja y no cubrirá completamente la demanda, por lo que será clave un diseño que optimice el aprovechamiento directo de la energía generada.

Capítulo 4. RADIACIÓN SOLAR EN EL COLEGIO

4.1 FUNDAMENTOS DE LA RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar constituye la base energética de los sistemas fotovoltaicos, y su comprensión es esencial para interpretar correctamente las simulaciones realizadas con herramientas como PVSyst. En este apartado se recogen los conceptos clave que permiten entender cómo se mide, clasifica y utiliza la radiación solar en el contexto de la ingeniería solar fotovoltaica.

4.1.1 ¿QUÉ ES LA RADIACIÓN SOLAR?

La radiación solar es la energía electromagnética emitida por el Sol, que llega a la Tierra en forma de ondas. Esta energía varía a lo largo del día y del año debido a factores astronómicos (posición relativa Tierra-Sol) y atmosféricos (nubosidad, aerosoles, humedad, etc.). La magnitud de esta radiación puede medirse en diferentes componentes, en función de la trayectoria que ha seguido la luz solar antes de alcanzar una superficie terrestre.

4.1.2 TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR

Para el estudio y simulación de instalaciones fotovoltaicas, es fundamental diferenciar entre los distintos tipos de radiación:

- **Radiación directa normal** (DNI o BHI - Beam Horizontal Irradiance): Es la parte de la radiación solar que llega en línea recta desde el Sol, sin haber sido dispersada por la atmósfera. Es relevante para sistemas con seguimiento solar y se mide en una superficie perpendicular a los rayos solares.

- **Radiación difusa** (DHI - Diffuse Horizontal Irradiance): Representa la radiación que ha sido dispersada por moléculas, polvo y nubes en la atmósfera y llega al suelo desde múltiples direcciones. Es especialmente importante en climas nublados o para módulos sin seguimiento.
- **Radiación global horizontal** (GHI - Global Horizontal Irradiance): Es la suma de la radiación directa proyectada sobre una superficie horizontal y la radiación difusa. Matemáticamente, se puede expresar como:

$$GHI = DHI + DNI\cos(\theta_z)$$

donde θ_z es el ángulo cenital solar (entre el Sol y la vertical del lugar).

4.1.3 IRRADIANCIA VS. IRRADIACIÓN

Es clave distinguir entre:

- **Irradiancia** (W/m²): Potencia por unidad de superficie en un instante dado. Es el valor que registran los sensores meteorológicos.
- **Irradiación** (Wh/m² o kWh/m²): Energía acumulada sobre una superficie a lo largo de un periodo (por ejemplo, una hora, un día o un año). Se obtiene integrando la irradiancia en el tiempo.

En el contexto de una simulación con PVSyst o herramientas similares, los valores de irradiación anual son determinantes para dimensionar correctamente un sistema fotovoltaico.

4.1.4 PLANOS DE REFERENCIA Y ÁNGULOS SOLARES

La orientación del generador fotovoltaico respecto al Sol modifica significativamente la cantidad de energía que puede captar. Por ello, se distinguen distintos planos de medición:

- Plano horizontal: Es el plano de referencia estándar para GHI y DHI.
- Plano del generador (plano inclinado): Es el plano sobre el que se proyectan las componentes de irradiación útiles para un sistema concreto.
- Plano normal al Sol (DNI): Para aplicaciones de concentración o seguimiento.

Cuando se realiza una simulación, la radiación sobre el plano inclinado (POA - Plane of Array Irradiance) se calcula transformando la GHI en radiación útil sobre el plano inclinado, lo que depende de la orientación y la inclinación de los paneles fotovoltaicos.

4.1.5 RELACIÓN ENTRE INCLINACIÓN, ORIENTACIÓN Y LA CAPTACIÓN DE RADIACIÓN SOLAR

El rendimiento de los sistemas fotovoltaicos depende en gran medida de cómo se orienten e inclinen los paneles para captar la mayor cantidad posible de radiación solar. A lo largo del día y las estaciones, la posición del Sol cambia, y esto influye directamente en la radiación disponible para los paneles. La inclinación y la orientación son dos factores clave que determinan cuánta radiación recibirá el sistema fotovoltaico.

4.1.5.1 Impacto de la Inclinación en la Captación de Radiación Solar

La inclinación es el ángulo en el que se posicionan los paneles respecto a la horizontal. Este ángulo afecta la cantidad de radiación solar que se captura, ya que determina cómo los rayos solares inciden sobre los paneles.

Paneles Horizontales (0º de inclinación – hemisferio norte)

- **Verano**: Durante el verano, el Sol está mucho más alto en el cielo, lo que significa que los rayos solares inciden más directamente sobre una superficie horizontal. Los paneles horizontales captan más radiación directa (DNI) porque la radiación solar se proyecta de forma casi perpendicular sobre ellos. Sin embargo, este ángulo no es tan eficiente en invierno, cuando el Sol está más bajo.

- **Invierno**: En invierno, el Sol está mucho más bajo en el cielo, lo que genera un ángulo de incidencia oblicuo sobre los paneles horizontales. En este caso, los paneles horizontales reciben menos radiación directa (DNI), ya que los rayos solares no inciden de manera directa. Esto reduce su eficiencia en los meses más fríos.

Paneles Muy Inclinados (60-70º de inclinación – hemisferio norte)

- **Invierno**: Los paneles inclinados a 60º-70º capturan mejor la radiación directa (DNI) en invierno. En esta estación, cuando el Sol está bajo en el cielo, los rayos solares inciden de manera más eficiente sobre los paneles que tienen una inclinación pronunciada, ya que los paneles reciben los rayos solares de forma más directa que los paneles horizontales.
- **Verano**: En verano, cuando el Sol está mucho más alto en el cielo, la inclinación excesiva de los paneles (60º-70º) resulta en una menor captación de radiación solar. La radiación no incide de forma directa sobre la superficie inclinada, por lo que la eficiencia de los paneles disminuye durante los meses de verano.

4.1.5.2 Impacto de la Orientación en la Captación de Radiación Solar

La orientación de los paneles se refiere a la dirección en la que están alineados en el plano horizontal. Esta dirección debe optimizar la captación de radiación directa a lo largo del día.

Orientación Sur (Recomendado en el hemisferio norte)

La mejor orientación para maximizar la captación de radiación solar en el hemisferio norte es hacia el sur. Esto se debe a que el Sol se desplaza por el cielo a lo largo del día, siempre estando más cerca del sur en las horas centrales. Por tanto, orientando los paneles hacia el sur, se alinean mejor con la trayectoria del Sol y captan la mayor cantidad de radiación directa (DNI).

Esta orientación asegura una captación más eficiente durante todo el día, ya que el Sol se encuentra en el sur en las horas clave de radiación máxima.

Orientación Este u Oeste

Si los paneles se orientan hacia el este o el oeste, se perderá radiación directa durante parte del día. Aunque estos ángulos pueden ser útiles en situaciones donde se busca una producción más equilibrada a lo largo del día (por ejemplo, para abastecer la demanda matutina), no son tan eficientes como la orientación sur, que maximiza la captación durante las horas centrales del día [40].

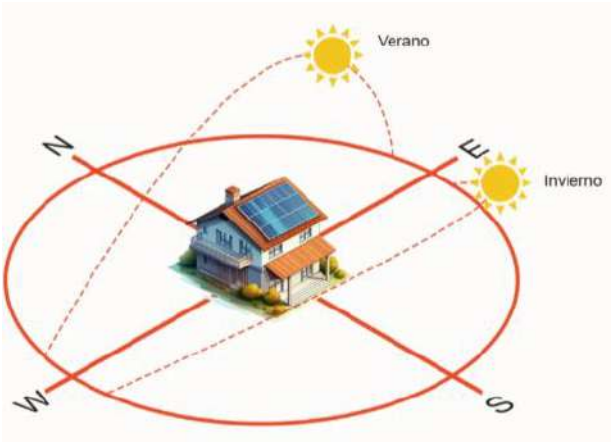


Ilustración 1: Orientación e inclinación de paneles solares.

4.1.5.3 Inclinación Óptima en España

La latitud, que es la distancia en grados hacia el norte o el sur del ecuador, influye directamente en el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la superficie de la Tierra.

En España, la latitud varía entre 36º y 43º N. Dado que la latitud de un lugar influye en la altura del Sol sobre el horizonte, una inclinación de aproximadamente 30º hacia el sur es ideal para maximizar la captación de radiación solar a lo largo de todo el año [41].

Ventajas de una Inclinación de 30º en España:

- Maximiza la captación anual de radiación: Esta inclinación es cercana a la latitud de España, lo que permite captar tanto radiación directa (DNI) como difusa (DHI) de manera eficiente durante todo el año [42]
- Aprovecha la radiación directa en invierno: En invierno, cuando el Sol está bajo en el cielo, los paneles inclinados a 30º captan mejor la radiación directa. Esta inclinación permite que los rayos solares incidan de manera más directa sobre los paneles [43].
- Mantiene eficiencia en verano: Aunque en verano los paneles no recibirán tanta radiación directa como en invierno, la inclinación de 30º sigue siendo eficiente para captar radiación tanto directa como difusa [44].

4.2 BASES DE DATOS METEOROLÓGICOS

Para el correcto dimensionamiento de una instalación fotovoltaica, es imprescindible contar con datos climáticos precisos y de calidad del emplazamiento específico. Entre los parámetros fundamentales se encuentran la radiación global horizontal (GHI), la radiación difusa horizontal (DHI), la temperatura media y la velocidad del viento. Aunque existen muchas otras variables meteorológicas disponibles (como la turbidez atmosférica o la humedad relativa), estas no serán necesarias para el alcance del presente trabajo.

Actualmente, existen múltiples fuentes de datos, tanto públicas como comerciales, que ofrecen información detallada y validada, generalmente a partir de combinaciones de datos satelitales, estaciones meteorológicas terrestres e interpolaciones geoespaciales. A continuación, se describen las principales bases de datos utilizadas en el ámbito del análisis fotovoltaico:

1. Meteonorm

Es una herramienta ampliamente utilizada en el sector energético, que permite simular condiciones solares y meteorológicas en casi cualquier punto del planeta. Integra datos históricos de estaciones meteorológicas, satélites y modelos de interpolación espacial. Dependiendo de la versión, ofrece series de datos desde 1981 hasta 2010. Es especialmente útil por su versatilidad en formatos de salida y por la cantidad de variables que permite consultar (más de 30) [45].

2. PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)

Desarrollado por el Joint Research Centre de la Comisión Europea, PVGIS es una plataforma gratuita que proporciona datos de radiación solar y condiciones meteorológicas para Europa, África y algunas zonas de Asia. Incluye históricos que abarcan desde finales de los años 80 hasta la década de 2010, con resoluciones espaciales adecuadas para estudios locales. Su facilidad de acceso online, sin necesidad de instalar software, la convierte en una herramienta muy utilizada en estudios preliminares y académicos [46].

3. NASA POWER (Prediction of Worldwide Energy Resources)

Este proyecto de la NASA ofrece acceso abierto a más de dos décadas de datos meteorológicos y de radiación, obtenidos a través de sensores satelitales y modelos atmosféricos. La plataforma se diseñó específicamente para apoyar proyectos de energía

renovable, eficiencia energética en edificación y estudios agroclimáticos. Permite consultar datos como la irradiancia solar, temperatura ambiente y nubosidad a nivel global [47].

4. SolarGIS

SolarGIS es una base de datos de carácter comercial que proporciona información de alta resolución espacial y temporal. Se basa en datos satelitales combinados con modelos de elevación y simulación atmosférica, lo que permite una mayor precisión, especialmente en terrenos con orografía compleja. Es utilizada habitualmente en estudios profesionales por su capacidad de estimar pérdidas por sombras o inclinaciones locales del terreno [48].

5. NREL (National Renewable Energy Laboratory)

El NREL, patrocinado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, gestiona una de las bases de datos más amplias y consolidadas del mundo en cuanto a recursos solares. Recolecta datos desde 1964 y los actualiza regularmente desde 1994, con información proveniente de estaciones meteorológicas y sensores distribuidos globalmente. Es una referencia clave en estudios técnicos, normativas y simulaciones energéticas, especialmente en el ámbito anglosajón [49].

4.3 RECURSO SOLAR DISPONIBLE DEL COLEGIO

Una parte esencial para el correcto dimensionamiento de una instalación fotovoltaica es disponer de datos climáticos fiables del lugar donde se instalará el sistema. Para facilitar este

paso, se ha utilizado la herramienta **PVsyst**, un software ampliamente reconocido en el ámbito del diseño de sistemas fotovoltaicos.

PVsyst no solo permite realizar simulaciones detalladas del rendimiento energético, sino que también cuenta con una funcionalidad integrada que permite acceder a múltiples bases de datos meteorológicas desde su propia interfaz. Esta característica resulta especialmente útil, ya que evita tener que consultar fuentes externas por separado, lo que puede resultar más laborioso y propenso a errores.

Para iniciar este proceso, se accede al software y, desde su menú principal, se selecciona la opción "Bases de datos", ubicada dentro del apartado de utilidades. Desde aquí se accede a “Sitios geográficos”, para crear un nuevo punto especificando los datos básicos del emplazamiento, como nombre, altitud, latitud y longitud.

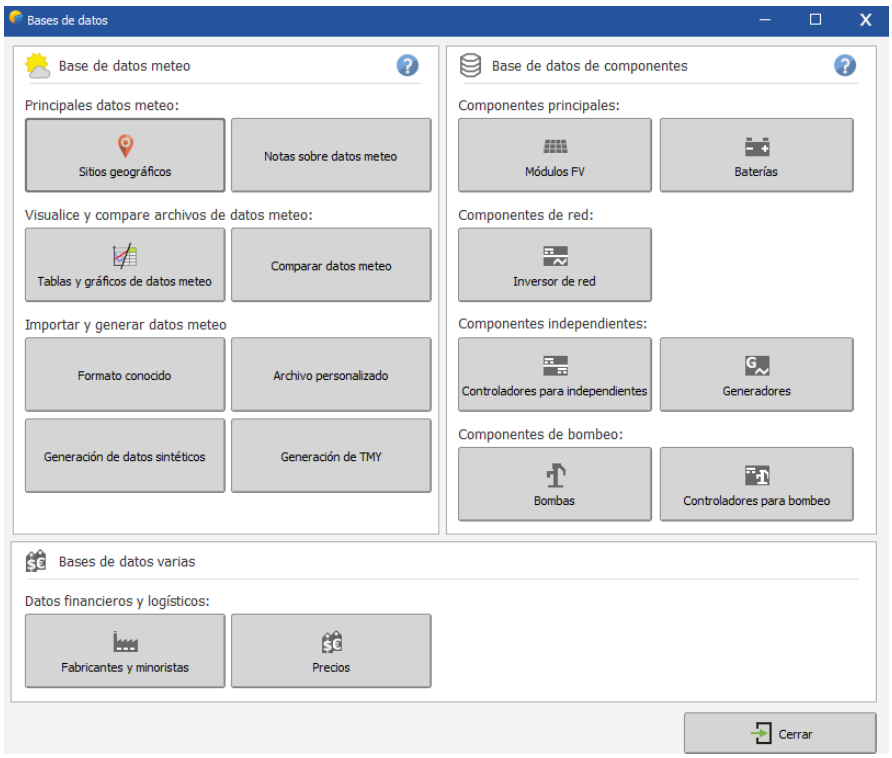
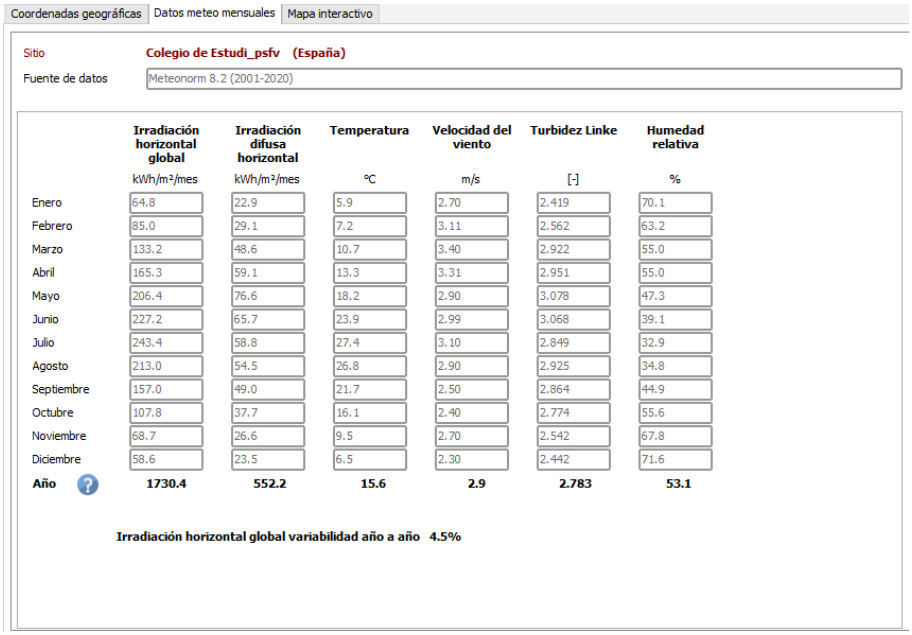


Imagen 4: Creación del sitio geográfico en PVsyst (Fuente: PVsyst).

Una vez definido el lugar, el programa permite acceder a una segunda pestaña denominada "Monthly Meteo Data", en la cual se pueden importar automáticamente los datos climáticos desde diversas fuentes integradas en PVsyst, tales como Meteonorm, PVGIS o NASA-SSE. Estos datos incluyen parámetros fundamentales como:

- GHI (Irradiación Horizontal Global)
- DHI (Irradiación Difusa Horizontal)
- Temperatura media mensual
- Velocidad del viento

Además, en algunos casos también se incluyen datos de humedad relativa y turbidez atmosférica, aunque estos no serán considerados en este proyecto.


Coordenadas geográficas | Datos meteo mensuales | Mapa interactivo

Sitio: Colegio de Estudi_psfv (España)

Fuente de datos: Meteonorm 8.2 (2001-2020)

	Irradiación horizontal global kWh/m²/mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m²/mes	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	64.8	22.9	5.9	2.70	2.419	70.1
Febrero	85.0	29.1	7.2	3.11	2.562	63.2
Marzo	133.2	48.6	10.7	3.40	2.922	55.0
Abril	165.3	59.1	13.3	3.31	2.951	55.0
Mayo	206.4	76.6	18.2	2.90	3.078	47.3
Junio	227.2	65.7	23.9	2.99	3.068	39.1
Julio	243.4	58.8	27.4	3.10	2.849	32.9
Agosto	213.0	54.5	26.8	2.90	2.925	34.8
Septiembre	157.0	49.0	21.7	2.50	2.864	44.9
Octubre	107.8	37.7	16.1	2.40	2.774	55.6
Noviembre	68.7	26.6	9.5	2.70	2.542	67.8
Diciembre	58.6	23.5	6.5	2.30	2.442	71.6
Año	**1730.4**	**552.2**	**15.6**	**2.9**	**2.783**	**53.1**

Irradiación horizontal global variabilidad año a año 4.5%

Imagen 5: Datos mensuales de los parámetros fundamentales la base de datos de Meteonorm (Fuente: PVsyst).

Para el presente estudio, se han recopilado los datos mensuales de las tres bases de datos mencionadas. Este enfoque comparativo tiene como objetivo verificar la coherencia de la información y seleccionar la fuente que mejor se adapte al análisis del recurso solar disponible en el emplazamiento escogido. Las tablas resultantes permiten visualizar diferencias entre las bases, tanto en términos de radiación como de temperatura, lo que ayudará a justificar cuál es la más apropiada para continuar con el diseño.

Mes	Irradiación horizontal global / GHI (kWh/m^2/mes)	Irradiación difusa horizontal /DHI (kWh/m^2/mes)	Temperatura (ºC)	Velocidad del viento (m/s)
Enero	64,80	22,90	5,90	2,70
Febrero	85,00	25,10	7,20	3,11
Marzo	133,20	39,10	11,10	3,40
Abril	165,30	48,60	13,30	3,31
Mayo	206,40	52,20	18,20	2,90
Junio	227,20	65,70	23,70	2,99
Julio	243,40	55,20	27,40	3,10
Agosto	210,30	45,00	26,80	2,90
Septiembre	172,60	40,10	23,00	2,50
Octubre	120,20	33,70	17,10	2,40
Noviembre	68,70	26,60	10,50	2,70
Diciembre	58,60	23,50	6,50	2,30
Año	**1.730,40**	**552,20**	**15,60**	**2,90**

Tabla 14: Datos mensuales de GHI, DHI, temperatura y velocidad del viento en la base de datos de Meteonorm (Fuente: PVsyst).

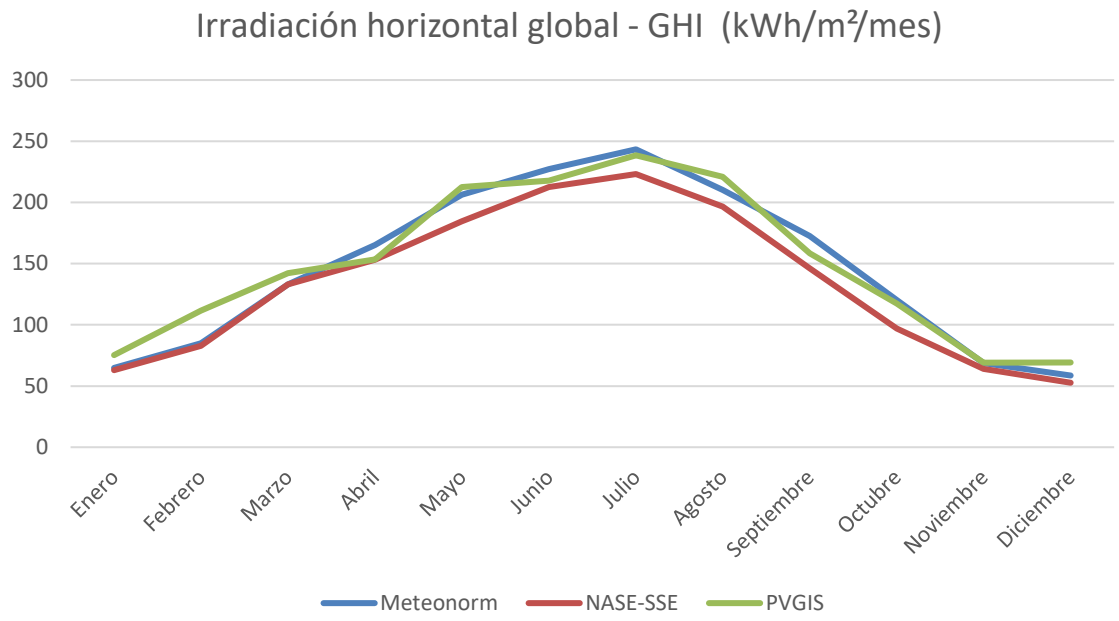
Mes	Irradiación horizontal global / GHI (kWh/m^2/mes)	Irradiación difusa horizontal / DHI (kWh/m^2/mes)	Temperatura (°C)
Enero	62,90	23,30	2,40
Febrero	82,90	28,60	4,00
Marzo	133,00	42,20	7,90
Abril	153,30	56,10	10,70
Mayo	184,50	68,20	15,80

Junio	212,70	63,30	21,60
Julio	223,20	59,80	24,80
Agosto	196,50	53,00	24,00
Septiembre	146,10	43,80	19,30
Octubre	97,00	36,30	13,30
Noviembre	63,90	25,20	7,10
Diciembre	52,70	21,40	3,60
Año	**1.608,70**	**521,10**	**12,90**

Tabla 15: Datos mensuales de GHI, DHI, temperatura y velocidad del viento en la base de datos de NASA SEE (Fuente: PVsyst).

Mes	Irradiación horizontal global / GHI (kWh/m^2/mes)	Irradiación difusa horizontal / DHI (kWh/m^2/mes)	Temperatura (°C)	Velocidad del viento (m/s)
Enero	75,30	22,40	5,60	1,92
Febrero	111,70	24,00	7,80	1,73
Marzo	142,10	45,20	9,20	2,47
Abril	153,50	66,20	11,60	1,70
Mayo	212,60	64,20	19,00	2,10
Junio	217,80	71,50	21,60	1,97
Julio	238,50	62,70	27,30	1,99
Agosto	221,00	51,70	26,50	2,31
Septiembre	158,50	41,70	21,00	1,94
Octubre	117,50	41,30	16,30	1,90
Noviembre	69,10	31,20	9,20	2,20
Diciembre	69,20	20,90	4,20	1,91
Año	**1.786,80**	**554,80**	**14,90**	**2,00**

Tabla 16: Datos mensuales de GHI, DHI, temperatura y velocidad del viento en la base de datos de PVGIS. (Fuente: PVsyst).

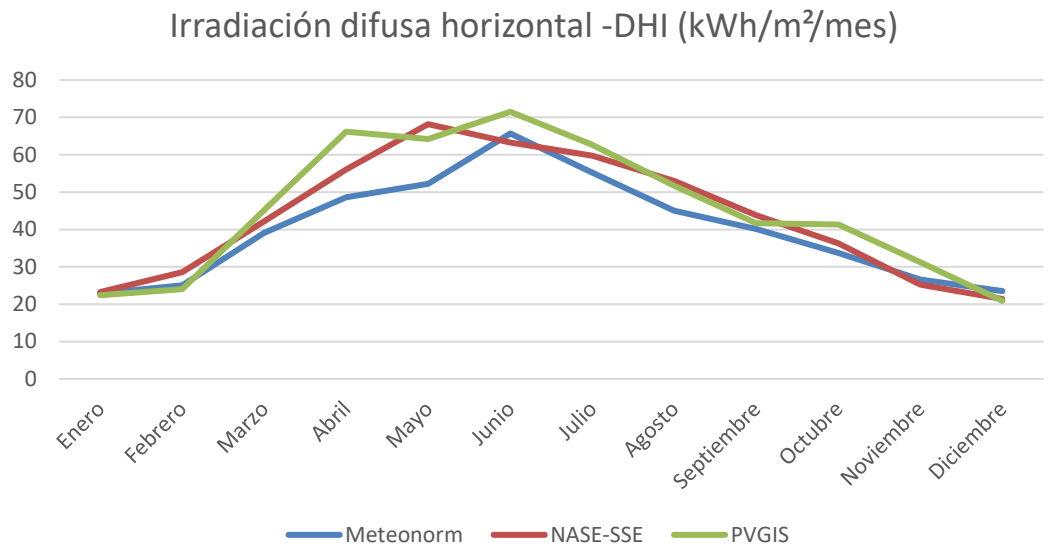


Gráfica 8: Comparación de la GHI en las tres bases de datos seleccionadas

Los datos extraídos de la gráfica de GHI indican lo siguiente:

- **PVGIS y Meteonorm** ofrecen valores muy similares a lo largo de todo el año. Las diferencias entre ambos son mínimas y se reparten entre los meses centrales y finales.
- **NASA-SSE**, en cambio, proporciona valores de GHI significativamente más bajos en casi todos los meses, especialmente durante la temporada con mayor recurso solar (mayo a agosto).

Esto sugiere que **NASA-SSE** realiza una estimación más conservadora del recurso solar total, lo que puede ser útil en estudios que requieran márgenes de seguridad más amplios, pero puede subestimar la producción energética potencial del sistema.



Gráfica 9: Comparación de la DHI en las tres bases de datos seleccionadas

A partir de la gráfica de DHI se han observado las siguientes tendencias:

- **PVGIS** muestra los valores más elevados de DHI durante gran parte del año, especialmente de abril a julio.
- **NASA-SSE** ofrece valores intermedios, con un comportamiento cercano al de PVGIS, aunque con ligeras variaciones en meses como mayo y junio.
- **Meteonorm** presenta sistemáticamente los valores más bajos, lo que implica una estimación más conservadora de la componente difusa.

Este patrón implica que **PVGIS** es más optimista respecto a la radiación difusa, lo cual podría ser ventajoso en escenarios con alta nubosidad o donde esta componente tenga un peso relevante en la captación energética.

Si consideramos ambas gráficas (GHI y DHI) de forma integrada, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- **NASA-SSE**, al presentar tanto GHI como DHI más bajos, representa la opción más conservadora. Su uso podría estar justificado en análisis preliminares con margen de seguridad alto, pero no refleja adecuadamente el recurso solar real en comparación con las otras dos fuentes.

- **Meteonorm** y **PVGIS**, al coincidir prácticamente en GHI, se posicionan como opciones más realistas para estimaciones estándar o detalladas. La diferencia principal entre ambas radica en la composición del recurso: Meteonorm aporta más irradiación directa (implícita por su menor DHI), mientras que PVGIS otorga más peso a la irradiación difusa.

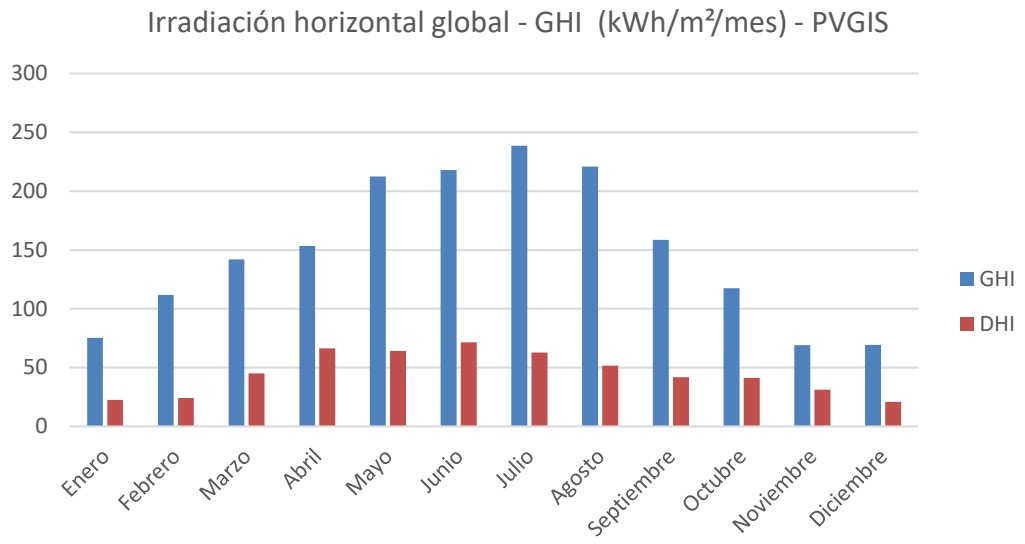
Teniendo en cuenta:

- La similitud en GHI entre Meteonorm y PVGIS.

- La mayor DHI en PVGIS, que podría reflejar mejor las condiciones reales si el emplazamiento presenta cierta nubosidad o dispersión atmosférica.

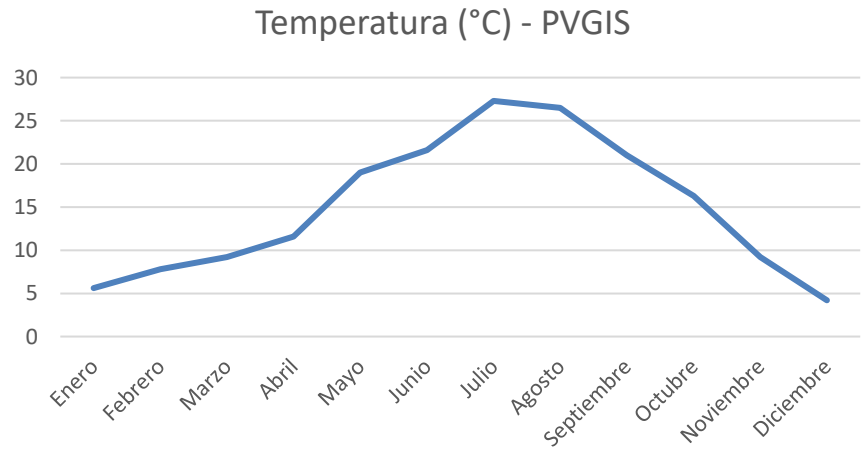
- La validación regional: PVGIS es una base de datos ampliamente reconocida y utilizada en Europa, con una alta fiabilidad en zonas del sur del continente.

Se concluye que la base de datos más adecuada para este proyecto es PVGIS, ya que proporciona una estimación equilibrada del recurso solar total, con una componente difusa generosa que puede adaptarse mejor al modelo de captación utilizado y a las condiciones climáticas locales.



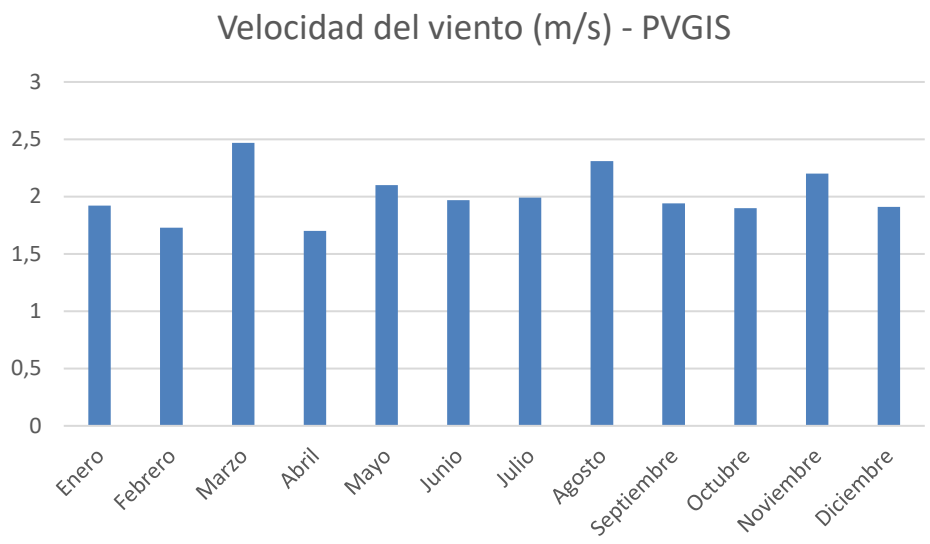
Gráfica 10: Comparativa mensual de GHI y DHI según la base de datos seleccionada.

Se observa claramente el ciclo anual, con la irradiación total (GHI) alcanzando su máximo en julio (aproximadamente 240 kWh/m²/mes) y mínimos en invierno. La irradiación difusa (DHI) también sigue un patrón estacional, representando una fracción significativa de la GHI total, especialmente durante los meses de invierno en términos relativos.



Gráfica 11: Comparativa mensual de temperatura según la base de datos seleccionada.

La gráfica de temperatura de PVGIS muestra una clara variación estacional de la temperatura media mensual, con inviernos fríos (mínimos en torno a 4-5°C) y veranos cálidos, alcanzando un pico promedio de aproximadamente 27°C en julio.



Gráfica 12: Comparativa velocidad del viento según la base de datos seleccionada.

La gráfica muestra las velocidades medias mensuales del viento según PVGIS, con valores que oscilan mayormente entre 1.7 m/s y 2.5 m/s. Se observa un pico de viento en marzo y velocidades generalmente más bajas en febrero y abril, sin una tendencia estacional tan marcada como la temperatura o irradiación.

Capítulo 5. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN CON PVSIST

5.1 CASO BASE: CONFIGURACIÓN ESTÁNDAR DE LA INSTALACIÓN

Para el diseño preliminar de la instalación fotovoltaica, se ha utilizado el software PVsyst, ampliamente reconocido en el sector por su capacidad para realizar simulaciones detalladas y para el dimensionamiento energético de plantas solares. A continuación, se detallan las decisiones de diseño adoptadas y las consideraciones técnicas empleadas en el caso base, que servirá de punto de partida para afinar el modelo según los resultados de las simulaciones y la optimización del sistema.

Para comenzar el proyecto, es necesario seleccionar la opción de "conectado a red ". A partir de esta elección, se debe seleccionar el archivo. SIT (correspondiente a la ubicación geográfica del sitio) y. MET (con los datos meteorológicos del sitio), los cuales corresponden a los archivos con la información geográfica y meteorológica previamente analizada. Estos archivos son esenciales para que el software pueda realizar simulaciones precisas que tengan en cuenta las condiciones locales.

A continuación, el proyecto se divide en distintas secciones de información que son necesarias para que el programa pueda llevar a cabo la simulación:

Parámetros:

- Orientación
- Sistema
- Pérdidas detalladas

- Autoconsumo
- Almacenamiento

Opcional:

- Horizonte
- Sombreados cercanos
- Diseño de módulo
- Gestión de la energía
- Evaluación económica

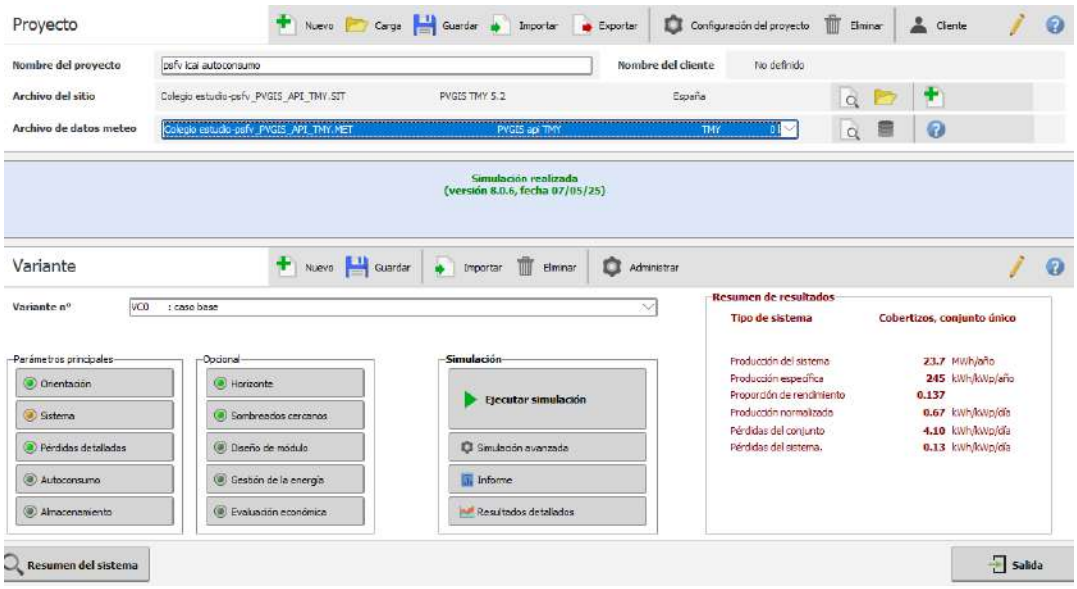


Imagen 6: División Proyecto Fotovoltaico en PVsyst (Fuente: PVsyst)

A continuación, se presentan los detalles de los parámetros clave seleccionados para el diseño del sistema fotovoltaico.

1. Orientación

Dado que el colegio cuenta con cubiertas planas, se ha optado por configurar el sistema como un plano inclinado fijo, seleccionando dicha opción en PVsyst, con una inclinación de 38º, obteniendo un valor de Pérdida/opt =0%.

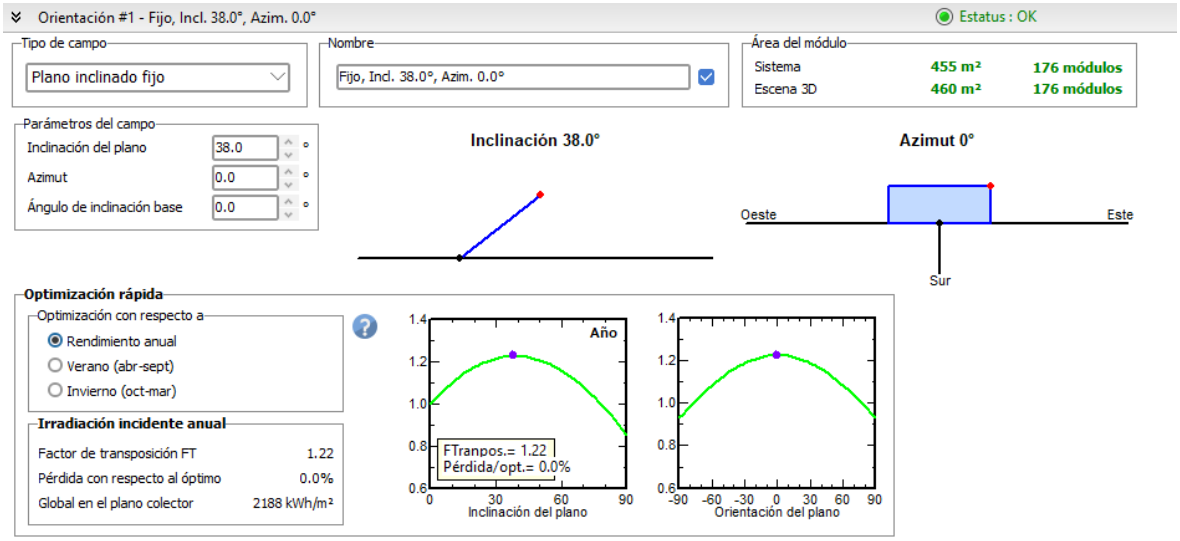


Imagen 7:Orientación en PVsyst (Fuente: PVsyst)

2. Sistema

En el caso base, se busca mantener un equilibrio entre la potencia instalada en corriente continua (DC) y la potencia nominal de los inversores en corriente alterna (AC), lo que implica una ratio de dimensionamiento DC/AC más próximo a 1. Este criterio facilita una simulación neutra, útil como punto de partida antes de analizar escenarios sobredimensionados o subdimensionados.

Para iniciar este análisis se ha seleccionado el modelo Longi LR5-72HPH-550M G2_30mm Frame, de Longi Solar, con una potencia nominal de 550 Wp (0,55 kWp) por panel. Este panel está compuesto por 72 células solares y cuenta con una eficiencia de 21,33% a nivel

de módulo, lo que asegura una alta eficiencia en la conversión de luz solar en energía eléctrica. Además, este panel tiene un coeficiente de temperatura de potencia muPsc = -0,33%/°C, lo que lo hace adecuado para ambientes con variaciones térmicas.

Categoría	Valor
Modelo	LR5-72HPH-550M G2_30mm Frame
Fabricante	Longi Solar
Potencia Nominal (STC)	550Wp
Tecnología	Si-mono (Silicio monocristalino)
Tolerancia Potencia Nominal	± 0.0 / 3.0 %
Voltaje Máximo del Conjunto	1.500 V (IEC y UL)
Corriente de Cortocircuito (Isc)	13,980 A
Punto de Máxima Potencia (Impp)	13,120 A
Voltaje en Punto de Máxima Pot. (Vmpp)	41,95 V
Número de Células en Serie	72
Área del Módulo	2,583 m^2
Peso del Módulo	27,20 kg
Eficiencia del Módulo	21,33 %
Eficiencia de las Células	23,11 %
Tecnología del Módulo	PERC Half-cut, marco de aluminio, vidrio templado AR, Jbox IP68
Protección de Derivación	3 submódulos por módulo, opciones de partición (media célula gemela)

Tabla 17:LR5-72HPH-550M G2_30mm Frame- Longi Solar (Fuente: PVsyst).

A partir de la selección inicial del módulo fotovoltaico, cuyas dimensiones son 2,278 m de largo por 1,134 m de ancho, y considerando que los edificios viables presentan unas medidas de 42 m de largo por 10 m de ancho, se determina la cantidad de módulos que pueden instalarse en la superficie disponible. De los siete edificios analizados inicialmente, se ha optado por seleccionar dos edificios contiguos de mayor superficie útil, con el objetivo de maximizar la capacidad de generación. Partiendo de esta premisa, cada edificio permite instalar 72 módulos, alcanzando un total de 144 módulos fotovoltaicos (72 + 72), al aprovechar tanto la longitud como el ancho disponible en cada cubierta.

Sabiendo que cada módulo aporta 0,55 kWp, la potencia total alcanzada por la instalación es:

$$P_{instalada\ Total} = 144\ x\ 0{,}55 = 79{,}2\ kWp$$

Considerando el rendimiento típico en Madrid, donde 1 kWp de paneles fotovoltaicos produce alrededor de 4,5 kWh/día en condiciones medias [50], esta instalación tendría un potencial de generación aproximado de:

$$P_{diario\ estimado} = 79{,}2\ kWp\ x\ 4{,}5\ kWh/día = 356{,}4\ \ kWh/día$$

Sobre esta base, y para garantizar una operación fiable y adaptada a la potencia total instalada, se ha seleccionado un inversor de la marca SMA, referente en la industria fotovoltaica. El modelo utilizado es el Sunny Tripower 20000TLEE-JP, con una potencia nominal de 20 kW. Dado que la potencia total de la instalación es de 79,2 kWp, serán necesarios 4 inversores para satisfacer correctamente la demanda de energía, garantizar la compatibilidad eléctrica y optimizar la operación del sistema.

Categoría	Valor
Nombre	Sunny Tripower 20000TLEE-JP
Fabricante	SMA
Año de Producción	Desde 2014
Voltaje MPP Mínimo (Entrada FV)	580 V
Voltaje MPP Nominal (Entrada FV)	580 V
Voltaje MPP Máximo (Entrada FV)	800 V
Voltaje FV Máx. Absoluto	1.000 V
Potencia FV Nominal	20,5 kW
Potencia FV Máxima	20,5 kW
Corriente FV Máxima	36,0 A
Tipo de Red (Salida CA)	Trifásico
Frecuencia (Salida CA)	50 Hz / 60 Hz
Voltaje de Red (Salida CA)	400 V
Potencia de CA Nominal	20,0 kW
Potencia de CA Máxima	20,0 kW
Corriente AC Nominal	29,0 A
Corriente AC Máxima	29,0 A
Eficiencia Máxima	98,50%

Tabla 18: Sunny Tripower 20000TLEE-JP (Fuente: PVsyst)

El diseño de la instalación se ha definido con 18 paneles en serie por string, lo que implica que el número total de strings será de 8 cadenas (144 paneles / 18 paneles por cadena ≈ 8 cadenas).

Descripción	Valor
Potencia total instalada	79,2 kWp
Potencia de cada panel	550 Wp (0,55 kWp)
Número de paneles necesarios	144 paneles
Número de inversores seleccionados	4 inversores (20 kW cada uno)
Número de paneles por string	18 paneles
Número de strings	8 cadenas de 18 paneles
Potencia del inversor seleccionado	20 kW

Tabla 19: Caso Base simulación en PVsyst (Fuente: PVsyst)

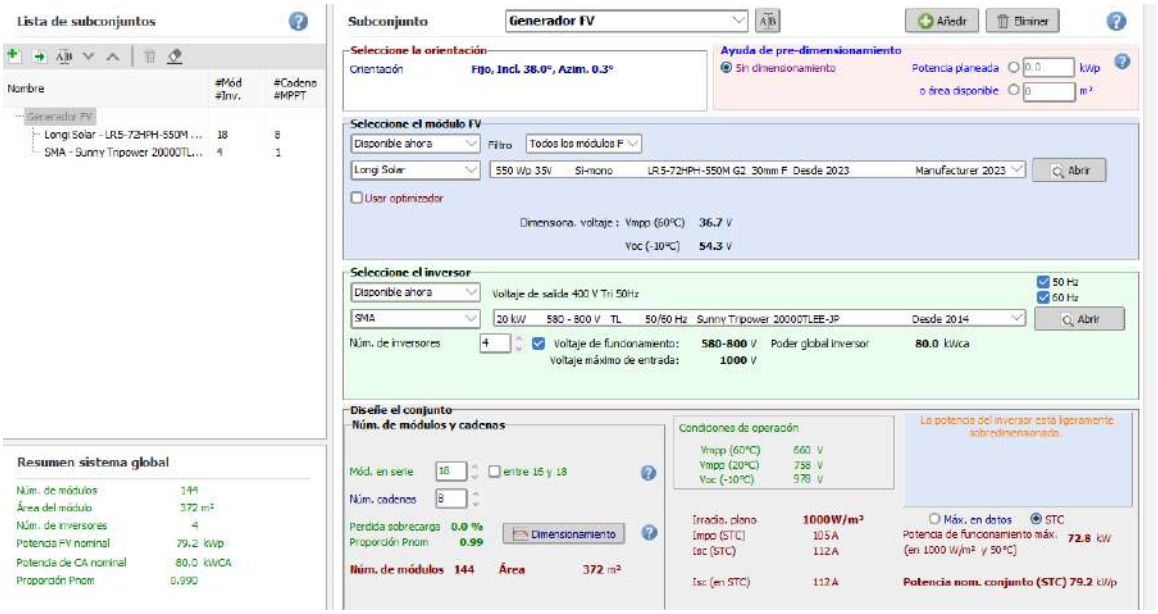


Imagen 8: Sistema en PVsyst (Fuente: PVsyst)

3. Pérdidas detalladas

En la pestaña de pérdidas del sistema en PVsyst se han considerado los siguientes factores:

- **Pérdidas térmicas**

  Dentro del conjunto de pérdidas energéticas consideradas en una planta fotovoltaica, las pérdidas térmicas son generalmente las más elevadas en términos absolutos. El programa PVsyst utiliza los parámetros Uc y Uv para calcular las pérdidas térmicas en la instalación fotovoltaica.

  U=Uc+Uv*Vviento

  - Uc: factor de pérdida constante (W/m2K).
  - Uv: factor de pérdida del viento (W/m2K m/s)

  Dependiendo de cómo estén montados los paneles, el programa ajusta automáticamente estos valores. En este caso específico, al elegir la opción de módulos montados con circulación libre, el valor de Uc es 29 y el valor de Uv es 0, lo que indica que las pérdidas térmicas por temperatura son moderadas y el viento no tiene un efecto significativo en la instalación.

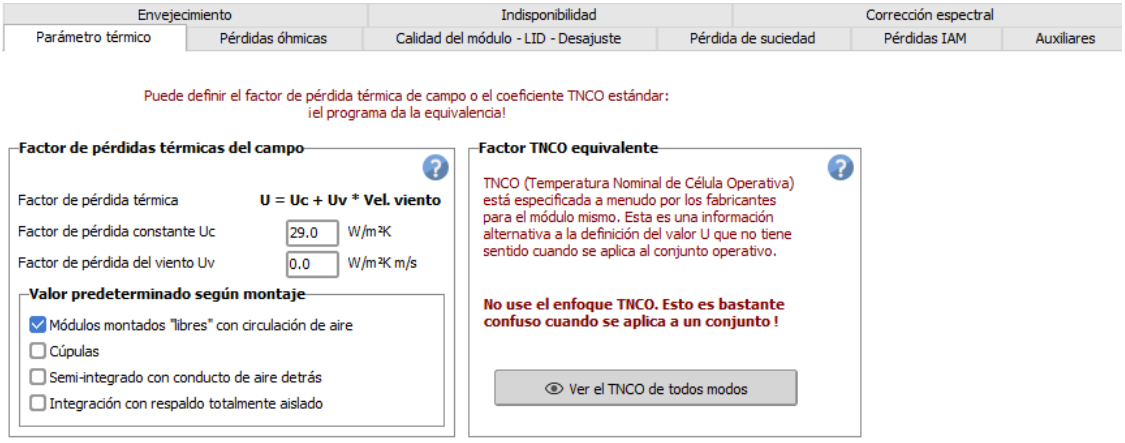


Imagen 9: Pérdidas térmicas en PVsyst (Fuente: PVsyst)

- **Pérdidas Óhmicas en el Conjunto - Circuito CC**

  Las pérdidas óhmicas en el circuito de corriente continua (CC) se deben a la resistencia en el cableado que conecta los módulos fotovoltaicos al inversor. Este tipo de pérdidas afectan la eficiencia del sistema y están relacionadas con la resistencia total del cableado y la corriente que circula por él.

  - Resistencia de cableado global**:** 70 mΩ. Este valor representa la resistencia total del cableado en el sistema, que genera pérdidas de energía en forma de calor debido a la resistencia del material conductor.

  - Pérdida en condiciones estándar de prueba (STC): 1,00 %. Esto indica que el 1% de la potencia generada por el sistema se pierde debido a la resistencia en el cableado bajo condiciones ideales de funcionamiento.

  - Caída de tensión a través del diodo en serie**:** 0 V. No se presenta caída de tensión significativa en los diodos de la instalación, lo que significa que los diodos están funcionando dentro de los parámetros esperados sin pérdidas adicionales.

- **Pérdidas Óhmicas en el Conjunto Pérdidas CA Después del Inversor**

Una vez que la energía de corriente continua (CC) es convertida en corriente alterna (CA) por el inversor, se produce otro tramo de pérdidas debido a la resistencia en el cableado de la sección de CA que va del inversor al punto de inyección en la red eléctrica. Estas pérdidas afectan la eficiencia del sistema fotovoltaico.

- Longitud del cableado inversor a inyección: 18,4 metros. Esta distancia determina cuánta energía se pierde por la resistencia del cableado al recorrer esta longitud.
- Pérdida en STC: El 0,44 % de la potencia de salida del inversor se pierde debido a la resistencia en el cableado de la sección de CA bajo condiciones de prueba estándar.
- Sección de cables: 16 mm² de Aluminio. Se selecciona este tamaño de cable debido a su eficiencia y costo, ya que el aluminio es más económico que el cobre y tiene una conductividad adecuada para este tipo de instalaciones.
- Caída de tensión en STC: 1,7 V (0,44 %). La caída de tensión refleja la pérdida de energía debido a la resistencia del cableado, lo que puede reducir la eficiencia de la inyección de energía a la red.
    - Parámetros de CA:
        - Pca (potencia en CA): 19,32 kW.
        - Vca (voltaje de la red): 400 V, trifásico.
        - I (corriente): 27,9 A.
    - Transformadores: En el caso de instalaciones de autoconsumo, no se requiere el uso de transformadores de Media Tensión (MT) o Alta Tensión (AT), ya que la energía producida por el sistema se utiliza directamente dentro del mismo lugar, sin necesidad de adaptarla a la red eléctrica pública.

Por lo tanto, no hay pérdidas asociadas a transformadores en este tipo de instalación.

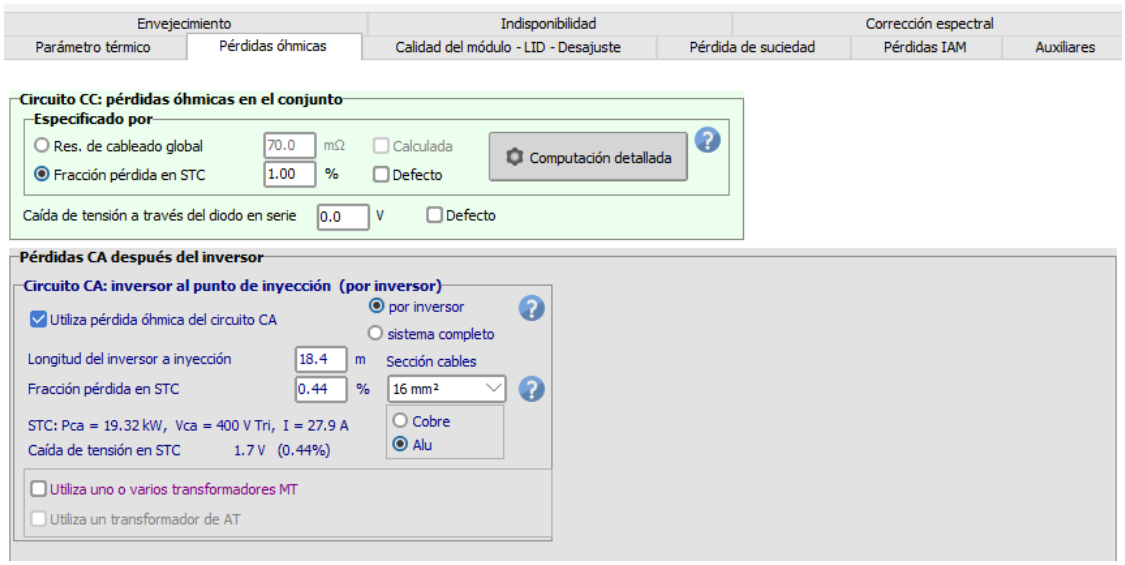


Imagen 10: Pérdidas óhmicas en PVsyst (Fuente: PVsyst)

- **Pérdidas Calidad del módulo**

  El fabricante garantiza un coeficiente de degradación controlado y, para asegurar el cumplimiento del rendimiento mínimo comprometido, suele suministrar módulos con una potencia real ligeramente superior a la nominal. Esta diferencia representa una ganancia energética neta, por lo que en PVsyst se introduce como una pérdida negativa. Un valor común de incremento en la potencia que los fabricantes ofrecen durante los primeros años de operación es del 0,3%, el cual debe ser ingresado en el programa como una pérdida negativa, es decir, como una ganancia.

- **Pérdidas Degradación inducida por luz (LID)**

  Afecta principalmente a los módulos de silicio monocristalino tipo p, los más comunes hoy día. Consiste en una pérdida de rendimiento inicial que ocurre tras los

primeros días de exposición del módulo a la radiación sola. Pérdida típica del 1,5 %, según ficha técnica.

- **Pérdidas por desajuste**

  Estas pérdidas ocurren debido al desajuste o "mismatch" al conectar paneles en serie para formar circuitos o cadenas. Se considera siempre el panel con las características más desfavorables, ya que este será el que defina el valor de las pérdidas. Un valor comúnmente aceptado para este tipo de pérdidas suele ser alrededor del 2%.

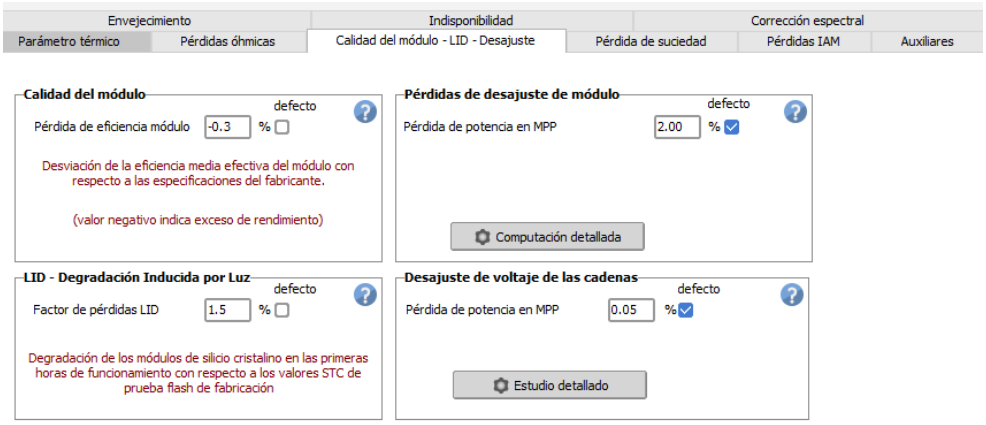


Imagen 11: Pérdidas Calidad del Módulo – LID – Desajuste en PVsyst (Fuente: PVsyst)

- **Pérdidas por Suciedad**

  A lo largo de la vida útil de la planta, se realizarán labores de limpieza de manera periódica. No obstante, es inevitable que, en ciertos momentos, los paneles acumulen suciedad, lo que puede reducir su rendimiento. En consecuencia, se estima que el factor de pérdidas anuales debido a la suciedad no es considerablemente alto, alrededor de un 2%.

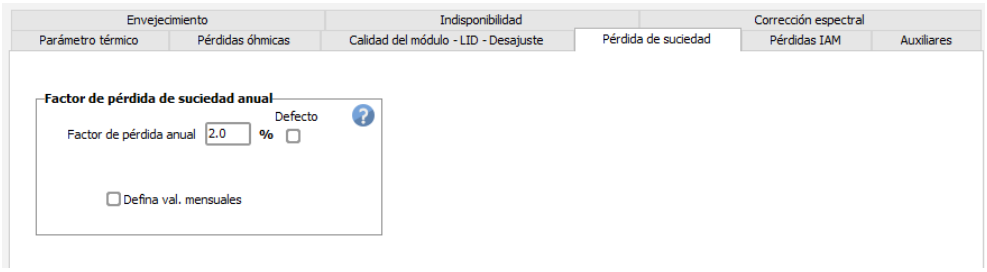


Imagen 12: Pérdidas por Suciedad en PVsyst (Fuente: PVsyst)

- **Pérdidas por incidencia angular - IAM**

  Las pérdidas por incidencia angular se refieren a la disminución de la eficiencia de un panel fotovoltaico debido al ángulo con el que los rayos solares inciden sobre la superficie del módulo. Dado que la radiación solar no siempre llega de manera perpendicular a los módulos, especialmente cuando estos están instalados con una inclinación fija, se pierde parte de la energía que podría haberse captado en condiciones ideales.

  En este proyecto, se ha seleccionado utilizar la definición del módulo fotovoltaico para tener en cuenta estas pérdidas. Al emplear esta definición, el programa calcula cómo la inclinación y orientación de los módulos afectan la captación de energía, permitiendo una estimación más precisa de las pérdidas debidas a la incidencia angular de la radiación solar.

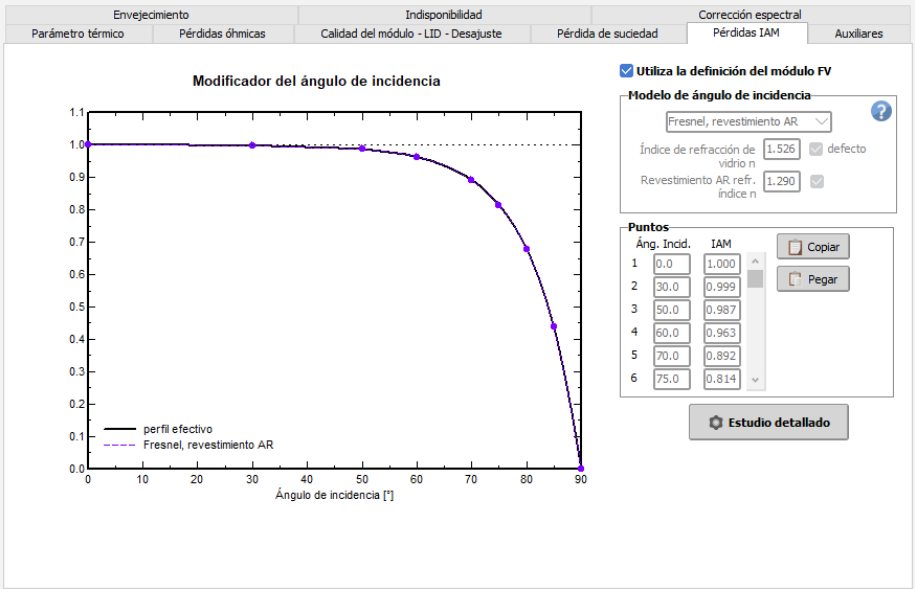


Imagen 13:Pérdidas por incidencia angular en PVsyst (Fuente: PVsyst)

- **Pérdidas de energía auxiliares**

  En la instalación, se encuentran varios dispositivos que utilizan parte de la energía producida a través del sistema fotovoltaico. En este apartado, se deben calcular las pérdidas correspondientes a estos consumos, las cuales se estiman en 5 W/kW. Las demás pérdidas, como las pérdidas auxiliares constantes o el consumo de equipos durante la noche, se considerarán mínimas y, por lo tanto, se pueden ignorar.

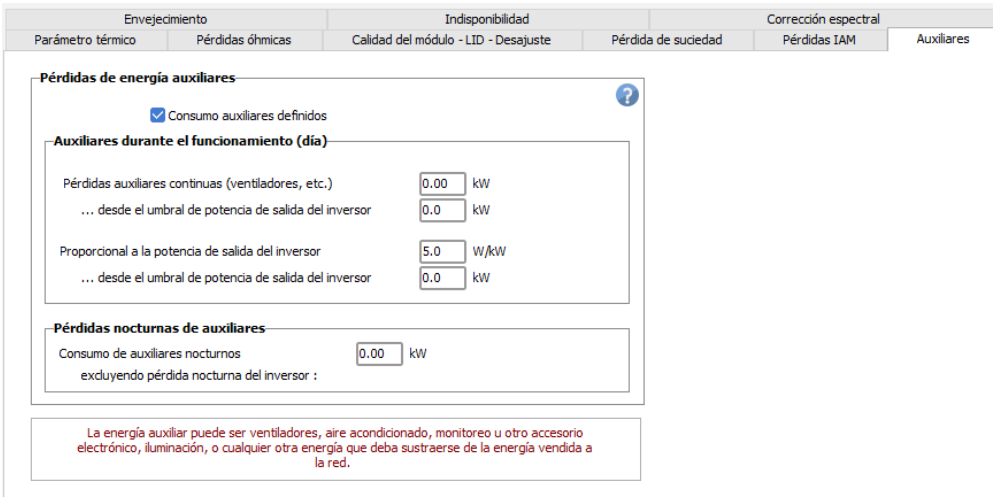


Imagen 14: Pérdidas de energías auxiliares en PVsyst (Fuente: PVsyst)

- **Envejecimiento**

Como se ha mencionado previamente, los fabricantes de los paneles aseguran su rendimiento durante un número específico de años, así como el nivel de degradación que experimentan con el tiempo. Para reflejar esta información en el programa, es necesario ingresar ciertos coeficientes para el primer año de operación. En este caso, se establece un "Factor de degradación promedio" de 0,40 %/año, que es un valor estándar. Por otro lado, se considera que los valores de "Dispersión Imps RMS" y "Dispersión Vmp RMS" son insignificantes. Una vez ingresados estos parámetros, el programa generará una gráfica que representará la degradación de los paneles fotovoltaicos a lo largo de la vida útil de la instalación.

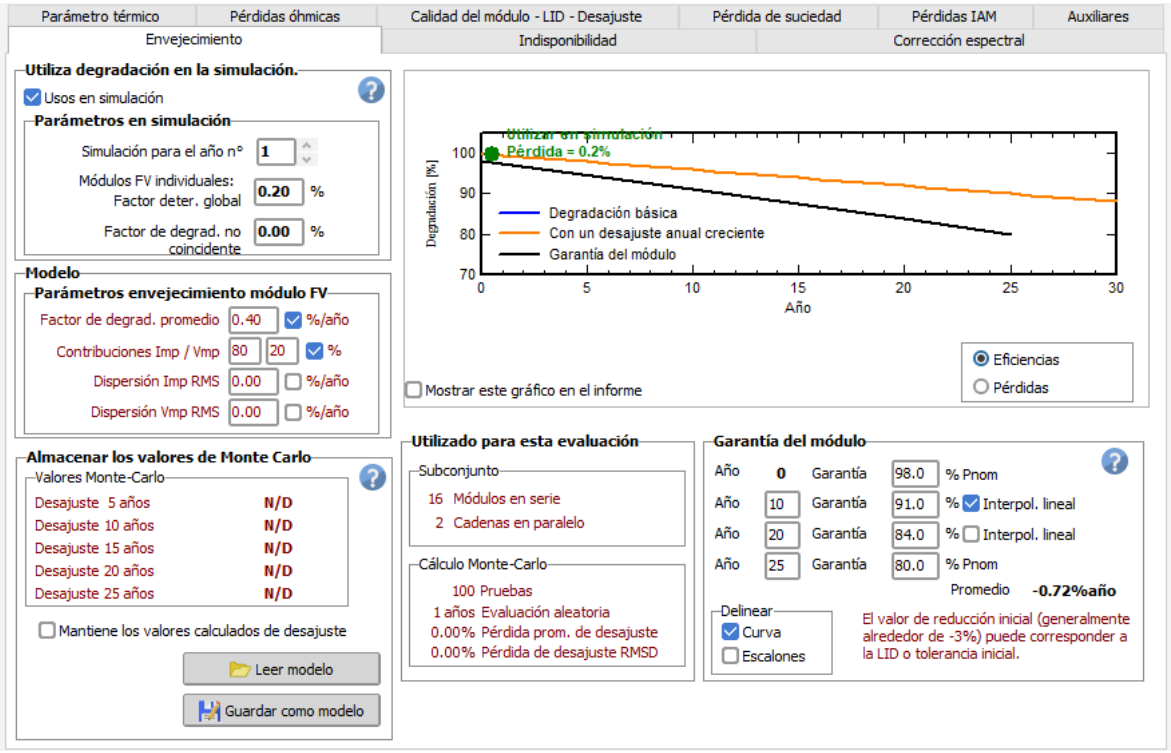


Imagen 15:Pérdidas por envejecimiento en PVsyst (Fuente: PVsyst)

- **Indisponibilidad operativa**: aunque no se incluye directamente en esta fase, se estima un valor de referencia del 2 % anual, a aplicar posteriormente.

4. Horizonte

Se activa la pestaña de horizonte en PVsyst, importando los datos desde PVGIS Web para incorporar el perfil del entorno y evaluar posibles sombras.

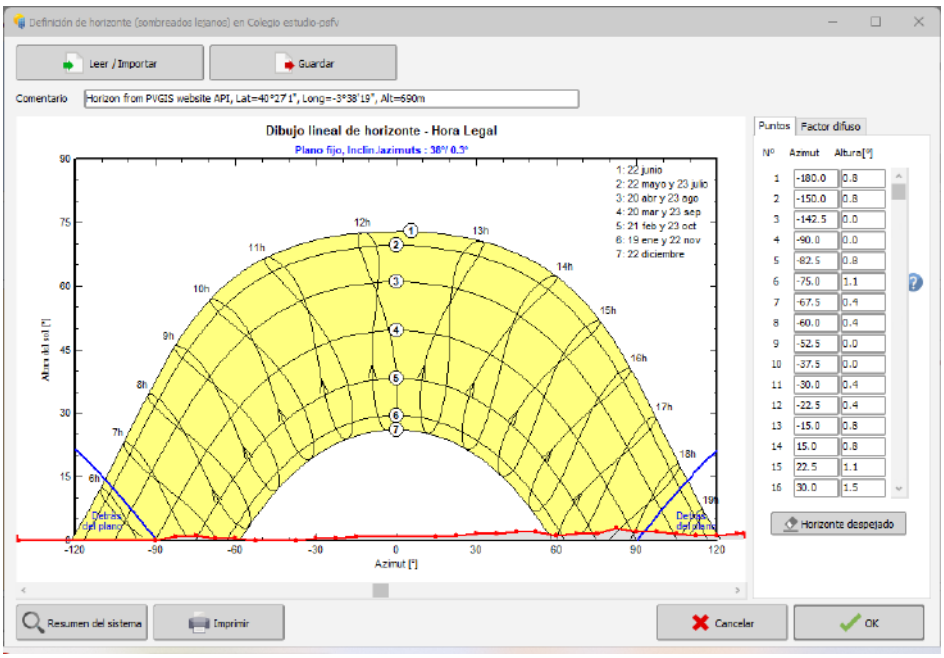


Imagen 16: Horizonte en PVsyst (Fuente: PVsyst)

5. Sombreados cercanos

En el software PVsyst, se selecciona la opción de "conjunto de tablas" para definir su disposición.

Para la simulación, se ha determinado un campo fotovoltaico compuesto por:

- 18 módulos en la dirección horizontal (X)
- 2 módulos en la dirección vertical (Y)

Cada módulo presenta una anchura de 1,134 m y una longitud de 2,278m. Considerando un espaciado de 0,02 m tanto en la dirección horizontal como en la vertical, la disposición de una única tabla de módulos adquiere las siguientes dimensiones:

- Ancho de tabla X: (2 módulos × 1,134 m) + (1 espaciado de 0,02 m) = 2,288 m.

- Largo de tabla Y:(18 módulos × 2,278 m) + (17 espacios de 0,02 m) = 41,344 m.

El campo solar total está conformado por 4 tablas, organizadas en dos pares de tablas. Cada par se ubica en la azotea de un edificio distinto, de manera que ambos edificios contiguos reciben un par de tablas cada uno, alcanzando un total de 144 módulos (72 módulos por par de tablas). De esta forma, la instalación completa queda distribuida en 4 tablas a través de dos edificios contiguos.

El esquema de disposición en planta muestra:

- Dos pares de tablas, donde cada par soporta 72 módulos (2 tablas de 18 x 2 módulos).
- El ancho total ocupado por cada par de tablas se determina considerando:
    - El ancho de las tablas.
    - Las distancias de separación específicas para garantizar la adecuada distribución de módulos y espacios de seguridad.

$$Ancho\ total = (2 \times Ancho\ de\ tabla) + distancia\ entre\ tablas$$
$$= (2 \times 2{,}288) + 5{,}4 + 4{,}576 = 9{,}976m$$

Los 5,4 m representan la separación como pasillo para garantizar accesibilidad y seguridad a la instalación.

La disposición definida garantiza:

- Un largo total de 41,344 m.
- Un ancho total de 9,976 m.

Estos cálculos permiten evaluar la compatibilidad del campo fotovoltaico con el área de las azoteas, considerando que la superficie de referencia presenta una dimensión aproximada

de 10 m de ancho por 42 m de largo. De esta manera, el diseño respeta las restricciones físicas del emplazamiento y garantiza la operación segura y eficaz del sistema fotovoltaico.

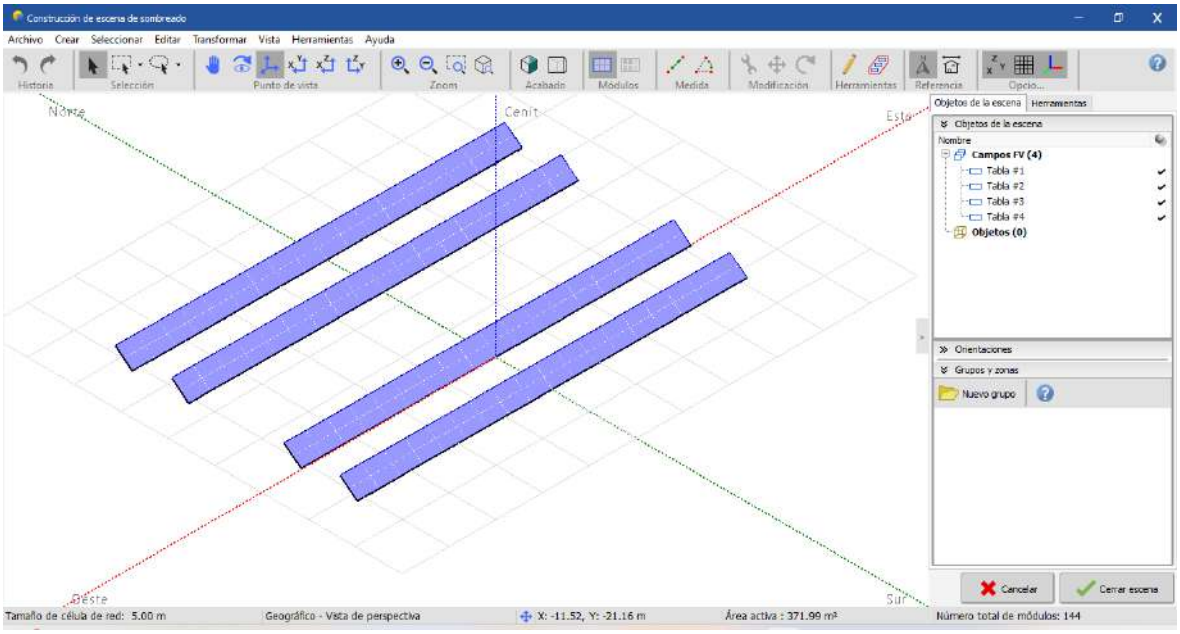


Imagen 17: Sombreados cercanos en PVsyst (Fuente: PVsyst)

6. Autoconsumo

A partir del análisis de los consumos mensuales en kWh registrados por el colegio a lo largo del año, se va a introducir estos valores en PVsyst con el objetivo de realizar una simulación detallada de autoconsumo solar fotovoltaico.

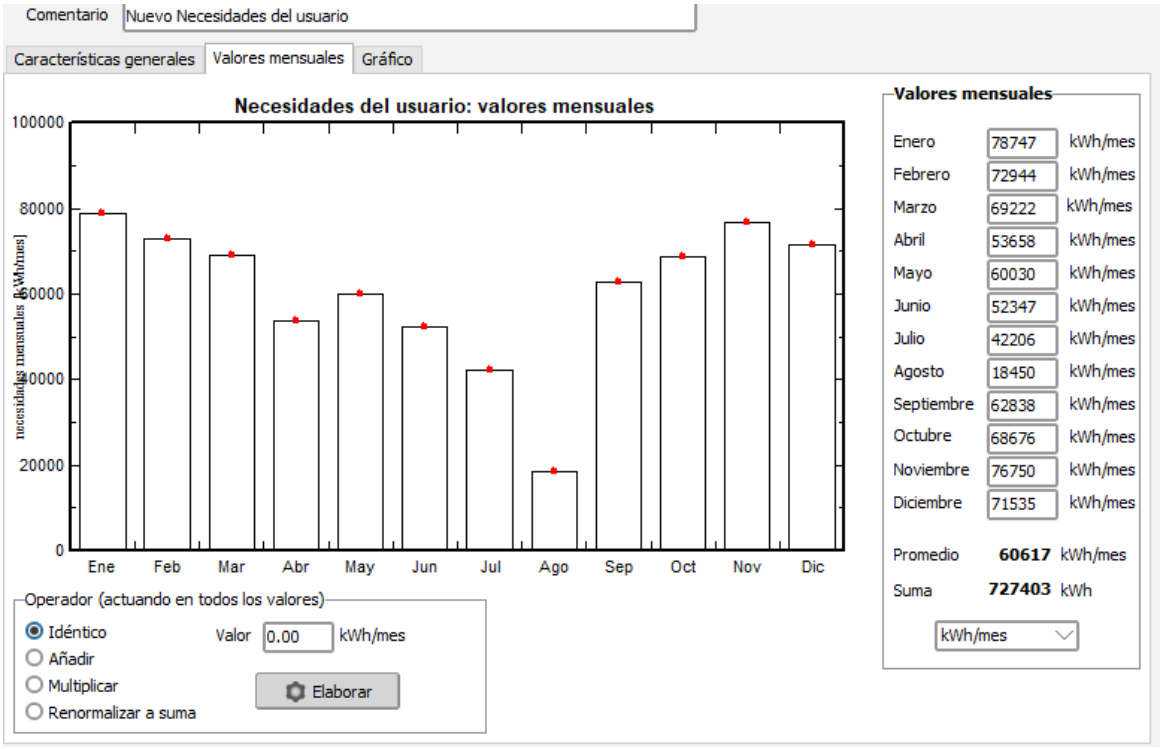


Imagen 18: Autoconsumo en PVsyst (Fuente: PVsyst).

El resultado de la simulación del caso base muestra que el sistema fotovoltaico propuesto generará una producción anual de 143 MWh, con una producción específica de 1801 kWh/kWp/año. Las pérdidas del sistema son moderadas, con una pérdida de 0,81kWh/kWp/día a nivel del conjunto y 0,15 kWh/kWp/día a nivel del sistema. La proporción de rendimiento del sistema es de 0,838. Estos resultados proporcionan una base sólida para evaluar el rendimiento y la viabilidad del sistema fotovoltaico en el contexto del consumo energético del colegio.

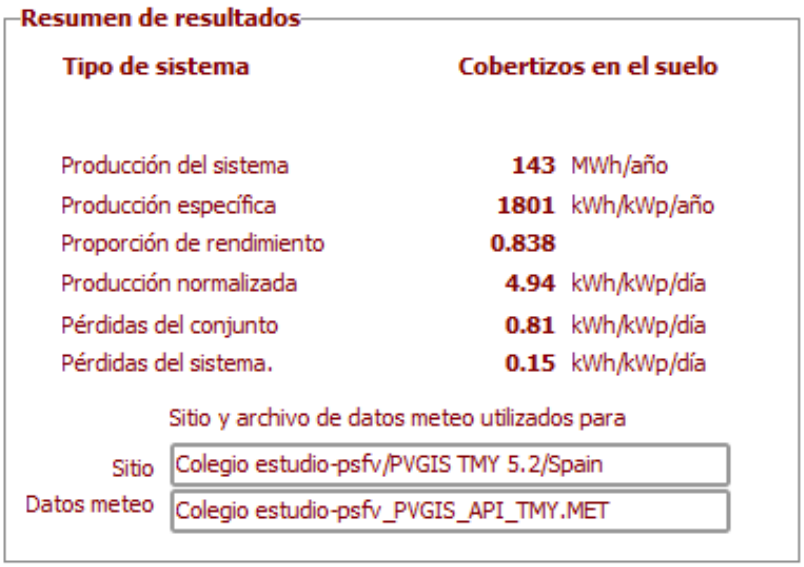
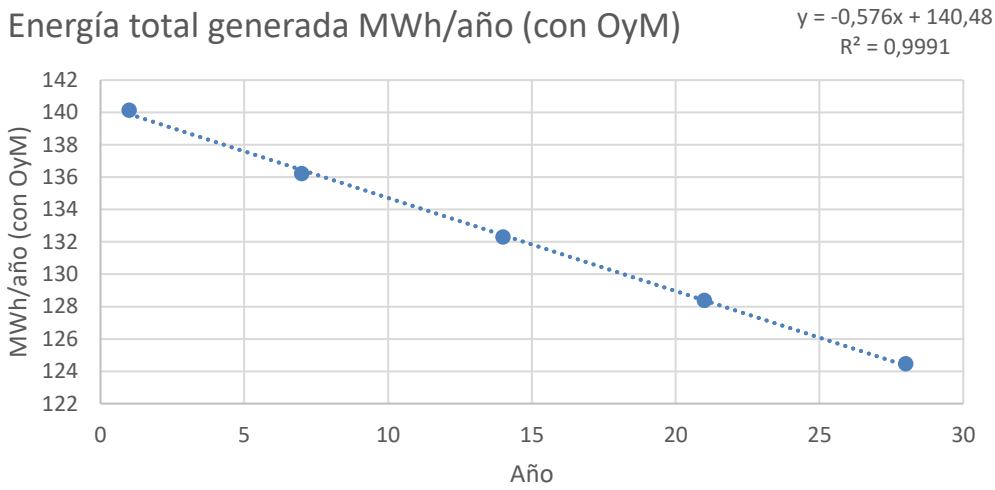


Imagen 19: Resumen de resultados del caso base (Fuente: PVsyst).

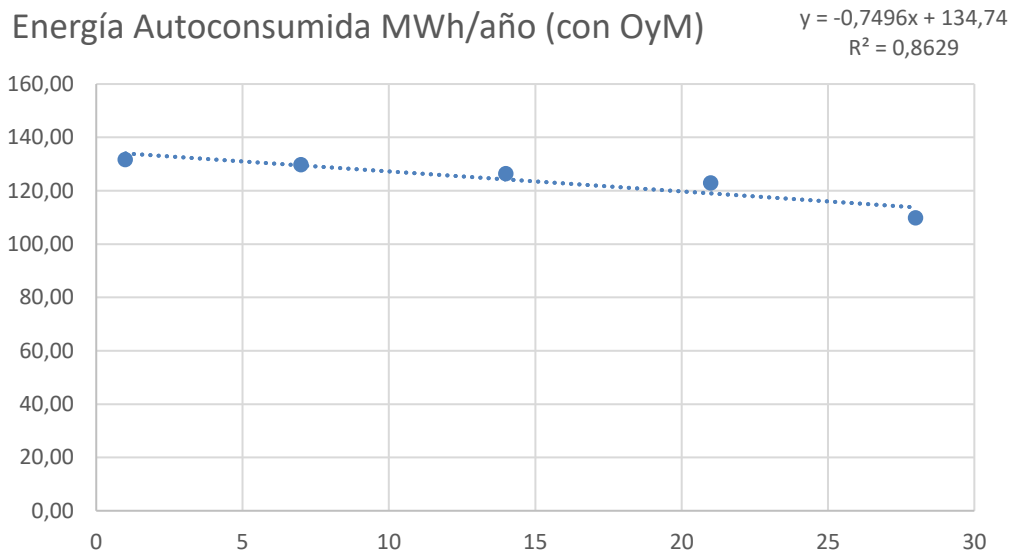
Dichos resultados obtenidos de la simulación del sistema fotovoltaico corresponden durante su primer año de funcionamiento. No obstante, dado que este tipo de instalaciones están diseñadas para operar durante varias décadas, es relevante analizar cómo evoluciona la producción de energía con el paso del tiempo. Generalmente, la vida útil estimada para una planta fotovoltaica de autoconsumo se sitúa en torno a los 30 años, por lo que este periodo será considerado como referencia para el presente estudio.

Con el transcurso de los años, la eficiencia de los componentes del sistema tiende a disminuir debido a la degradación natural, lo que se traduce en una menor generación energética. Si bien sería posible realizar una simulación para cada uno de los 30 años para obtener una proyección detallada, este enfoque resultaría excesivamente laborioso y poco práctico. Como alternativa, se han seleccionado cinco años representativos: 1, 7, 14, 21 y 28, para llevar a cabo simulaciones y analizar la relación entre el tiempo de operación y la producción de energía. A partir de estos datos, se busca establecer una tendencia que permita estimar el comportamiento en los años intermedios.

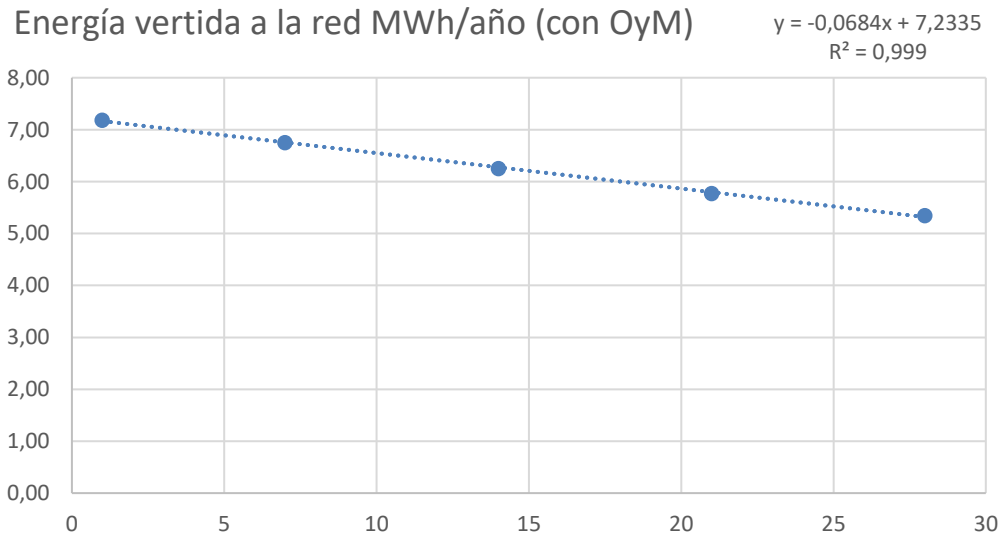
Además, a partir de los valores anuales de energía generada obtenidos en estas simulaciones, se ha procedido a realizar un ajuste por regresión considerando un rendimiento global del 98 %, incorporando así un 2 % de pérdidas atribuibles a operaciones y mantenimiento. Este ajuste permite refinar aún más la proyección de producción energética a lo largo del tiempo, acercándose a las condiciones reales de funcionamiento de la planta.



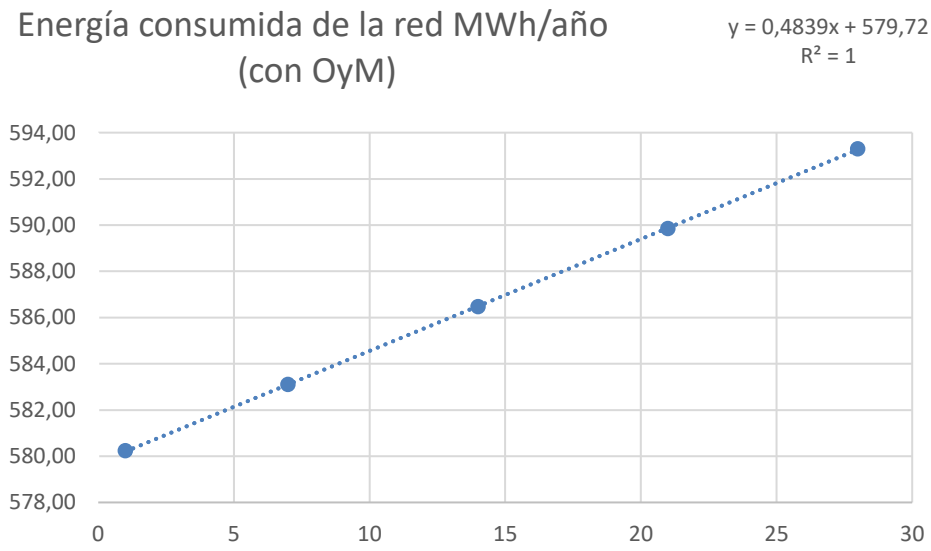
Gráfica 13: Variación Anual de Energía Generada en función del tiempo.



Gráfica 14: Variación Anual de Energía Autoconsumida en función del tiempo.



Gráfica 15: Variación Energía vertida a la red en función del tiempo.



Gráfica 16: Variación Energía consumida de la red en función del tiempo.

Los resultados obtenidos se han plasmado en una gráfica que relaciona la generación anual con el año correspondiente. De dicha representación se deduce que existe una correlación muy fuerte entre ambas variables, evidenciada por un coeficiente de correlación de Pearson cercano a 1 y una línea de regresión que se ajusta casi perfectamente a los puntos analizados. Esto permite suponer que dicha regresión puede utilizarse con confianza para estimar la producción en los años no simulados directamente.

Gracias a este enfoque, se ha logrado proyectar la energía generada por la planta durante cada año de su vida útil, así como calcular valores importantes como la energía autoconsumida, la energía inyectada a la red y la energía que debe ser extraída de la red. Asimismo, se ha determinado el parámetro conocido como "horas equivalentes" para cada año, el cual indica la cantidad de horas que la planta necesitaría funcionar a plena capacidad para generar la energía anual correspondiente. Este valor se obtiene dividiendo la energía generada en el año entre la potencia pico instalada (es decir, la suma de la potencia nominal de todos los módulos fotovoltaicos). Adicionalmente, se ha calculado el "factor de capacidad" anual, que proporciona una indicación del grado de aprovechamiento del sistema

a lo largo del año. Este se calcula dividiendo las horas equivalentes entre las 8760 horas que tiene un año.

Año	Energía generada (MWh/año)	Energía autoconsumida (MWh/año)	Energía vertida a la red (MWh/año)	Energía importada de la red (MWh/año)	Consumo Anual (MWh/año)	Horas equivalentes (horas)	Factor de capacidad (%)
1	139,90	133,99	7,17	580,20	720,11	1.766,46	20,2%
2	139,33	133,24	7,10	580,69	720,02	1.759,19	20,1%
3	138,75	132,49	7,03	581,17	719,92	1.751,92	20,0%
4	138,18	131,74	6,96	581,66	719,83	1.744,65	19,9%
5	137,60	130,99	6,89	582,14	719,74	1.737,37	19,8%
6	137,02	130,24	6,82	582,62	719,65	1.730,10	19,8%
7	136,45	129,49	6,75	583,11	719,56	1.722,83	19,7%
8	135,87	128,74	6,69	583,59	719,46	1.715,56	19,6%
9	135,30	127,99	6,62	584,08	719,37	1.708,28	19,5%
10	134,72	127,24	6,55	584,56	719,28	1.701,01	19,4%
11	134,14	126,49	6,48	585,04	719,19	1.693,74	19,3%
12	133,57	125,74	6,41	585,53	719,09	1.686,46	19,3%
13	132,99	125,00	6,34	586,01	719,00	1.679,19	19,2%
14	132,42	124,25	6,28	586,49	718,91	1.671,92	19,1%
15	131,84	123,50	6,21	586,98	718,82	1.664,65	19,0%
16	131,26	122,75	6,14	587,46	718,73	1.657,37	18,9%
17	130,69	122,00	6,07	587,95	718,63	1.650,10	18,8%
18	130,11	121,25	6,00	588,43	718,54	1.642,83	18,8%
19	129,54	120,50	5,93	588,91	718,45	1.635,56	18,7%
20	128,96	119,75	5,87	589,40	718,36	1.628,28	18,6%
21	128,38	119,00	5,80	589,88	718,27	1.621,01	18,5%
22	127,81	118,25	5,73	590,37	718,17	1.613,74	18,4%
23	127,23	117,50	5,66	590,85	718,08	1.606,46	18,3%
24	126,66	116,75	5,59	591,33	717,99	1.599,19	18,3%
25	126,08	116,00	5,52	591,82	717,90	1.591,92	18,2%
26	125,50	115,25	5,46	592,30	717,81	1.584,65	18,1%
27	124,93	114,50	5,39	592,79	717,71	1.577,37	18,0%
28	124,35	113,75	5,32	593,27	717,62	1.570,10	17,9%
29	123,78	113,00	5,25	593,75	717,53	1.562,83	17,8%
30	123,20	112,25	5,18	594,24	717,44	1.555,56	17,8%

Promedio	**131,55**	**123,12**	**6,17**	**587,22**	**718,77**	**1.661,01**	**18,96%**

Tabla 20: Evaluación del desempeño energético del sistema fotovoltaico caso base a lo largo de la vida útil.

5.2 ANÁLISIS DE DISTINTOS ESCENARIOS DE DIMENSIONAMIENTO

5.2.1 DISTINTAS PROPORCIONES PPICO/PNOM

En esta sección se analiza cómo influye la relación entre la potencia pico (suma de la potencia de los módulos fotovoltaicos) y la potencia nominal (suma de la potencia de los inversores) en el rendimiento de la instalación. Este estudio permite ajustar el tamaño del campo solar a las condiciones reales de irradiación del lugar, con el fin de optimizar la producción de energía.

Se han considerado varios escenarios en los que la potencia pico es superior a la potencia nominal, es decir, con valores de Ppico/Pnom mayores que 1. Esta práctica, conocida como sobredimensionamiento del generador fotovoltaico, se utiliza para aumentar la producción de energía durante la mayor parte del día, cuando la irradiancia solar no es suficiente para alcanzar el rendimiento máximo del inversor.

Sin embargo, este sobredimensionamiento también puede generar pérdidas en las horas de mayor radiación, ya que los inversores no pueden aprovechar toda la energía que generan los paneles, lo que se traduce en pérdidas por sobrecarga.

Se han analizado dos variantes:

- Variante 1, con una relación Ppico/Pnom=0,79
- Variante 2, con una ratio de 1,61, es decir, un sobredimensionamiento significativo del campo fotovoltaico respecto a la capacidad de los inversores.

En todos los casos se ha mantenido constante la potencia instalada de paneles (79,2 kWp). Lo que varía es el número de inversores, reduciendo progresivamente la potencia de salida en corriente alterna. A continuación, se resumen los resultados más relevantes:

Alternativa	nº inversores	Ratio = Pp/Pn	Potencia FV Nominal (kWp)	Potencia de CA Nominal (kW)	Año 1. Energía (MWh)	PERDIDA Ef Inv (%)	Pérdidas Inv encima Pn (%)
Base	4	0,99	79,20	80,00	143,00	2,20	0,00
Variante 1	5	0,79	79,20	100,00	143,00	2,20	0,00
Variante 2	3	1,32	79,20	60,00	-	-	5,30

Tabla 21: Escenarios de distintas proporciones Ppico/Pnom.

*Variante 2 no simulada completamente en PVsyst, dado que las pérdidas por sobrecarga superaron los límites técnicos asumidos por el software.

Variante 1 (Ppico/Pnom = 0,79):

Esta configuración presenta una eficiencia de inversor similar a la alternativa base (2,2%), alcanzando la misma producción anual de 143 MWh.

Variante 2 (Ppico/Pnom = 1,32):

Se observa un sobredimensionamiento significativo del generador fotovoltaico en relación con la capacidad de los inversores, alcanzando una ratio de 1,32. PVsyst no puede simular correctamente esta alternativa al detectar que las pérdidas por sobrecarga superaban el 3,5%, valor que el propio software considera inaceptable para un diseño estándar (el límite asumible para esta categoría de pérdidas es alrededor del 2%). Esto evidencia que, si bien esta estrategia podría aprovechar al máximo la energía en periodos de baja irradiancia, presenta un nivel de desperdicio significativo durante los momentos de máxima radiación solar.

Tras el análisis comparativo entre el Caso Base y la Variante 1, se concluye que ambas alternativas presentan una producción energética anual equivalente (143 MWh) y una pérdida de eficiencia similar en los inversores (2,2%). No obstante, el Caso Base, con una relación Ppico/Pnom cercana a la unidad (0,99) y una configuración con cuatro inversores, representa una solución más equilibrada desde el punto de vista técnico y económico.

El Caso Base optimiza el uso de los equipos, evitando sobredimensionamientos innecesarios que no generan beneficios significativos en la producción, y reduce la inversión inicial al requerir un menor número de inversores. Además, mantiene las pérdidas por sobrecarga en niveles nulos, asegurando una operación confiable y conforme a los estándares de diseño convencionales.

Por estas razones, se recomienda priorizar el Caso Base como la opción más eficiente y adecuada para esta instalación fotovoltaica, garantizando un rendimiento óptimo y un balance favorable entre coste y desempeño.

5.2.2 COMPARATIVA DE MÓDULOS E INVERSORES EQUIVALENTES

Con el fin de explorar posibles mejoras en el rendimiento de la instalación, se ha planteado la simulación con diferentes módulos fotovoltaicos e inversores de características similares al caso base, que actualmente emplea el panel Longi Solar LR5-72HPH-550M y el inversor Sunny Tripower 20000TLEE-JP de SMA.

Este análisis busca evaluar si otros fabricantes con tecnología equivalente pueden ofrecer un mejor comportamiento energético, considerando criterios como eficiencia, curva I-V, tensión de operación y pérdidas en condiciones reales. La comparativa se realiza utilizando configuraciones técnicas análogas para asegurar la equivalencia funcional entre las alternativas.

5.2.2.1 Módulos fotovoltaicos alternativos propuestos

Se han realizado simulaciones en PVsyst para evaluar diferentes módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado, con características técnicas similares al módulo base seleccionado inicialmente. El objetivo de este análisis es determinar qué alternativa ofrece el mayor rendimiento energético anual en iguales condiciones de orientación, inclinación y ubicación geográfica.

Los resultados indican que la mayor producción energética estimada (144 MWh/año) se obtiene con el módulo Jinko JKM_555N_72HL4_BDV, superando ligeramente al módulo base utilizado, Longi LR5-72HPH-550M G2_30mm Frame, que alcanza una producción de 143 MWh/año. Esta ventaja, aunque pequeña (~0,7%), podría representar una ganancia apreciable en instalaciones de gran escala.

A continuación, se presenta un resumen de los resultados obtenidos para cada módulo analizado:

Modelo Propuesto	Fabricante	Potencia Nominal (Wp)	Vmpp (V)	Año 1. Energía (MWh)
LR5-72HPH-550M G2_30mm Frame	Longi Solar	550,00	41,95	143,00
Jinko_JKM_555N_72HL4_BDV	Jinkosolar	555,00	41,77	144,00
JAM72-S30-550-MR	JA Solar	555,00	41,96	143,00
Panasonic_AE14_H550_VHC_10B .PAN	Panasonic	550,00	42,14	142,00

Tabla 22: Módulos fotovoltaicos alternativos propuestos en PVsyst.

Si bien la diferencia de producción anual es leve, la alternativa de Jinkosolar presenta una ventaja técnica frente al caso base. Si no existieran limitaciones comerciales o logísticas, y considerando exclusivamente la simulación energética, la alternativa de Jinko JKM_555N_72HL4_BDV sería la más favorable para esta instalación fotovoltaica, al permitir un leve incremento en la producción energética anual respecto al caso base. Es importante mencionar que este modelo mantiene las mismas dimensiones que los módulos

del caso base, garantizando así que este nuevo modelo se ajusta al dimensionamiento de la azotea.

5.2.2.2 Inversores alternativos propuestos

En esta sección se analizan distintas alternativas al inversor de referencia seleccionado inicialmente, el Sunny Tripower 20000TLEE-JP, con una potencia nominal de 20 kW. En la configuración del sistema, se han dispuesto 8 cadenas de 18 paneles cada una, empleando módulos de Jinko JKM_555N_72HL4_BDV 555 Wp, cuyo voltaje en el punto de máxima potencia (Vmpp) es de 41,95 V.

El voltaje total por string se calcula como:

$$\text{Vmpp string} = 18 \times 41{,}77\ \text{V} = 751{,}86\ \text{V}$$

Este valor representa el voltaje operativo del generador fotovoltaico bajo condiciones normales, y resulta clave al seleccionar un inversor, ya que la eficiencia del inversor se ve directamente afectada por la cercanía entre el voltaje de entrada y su voltaje MPP nominal.

A continuación, se presenta la comparación de diferentes inversores simulados en PVsyst para evaluar su adaptación a la operación del sistema:

Modelo Propuesto	Fabricante	Voltaje MPP Nominal	Voltaje MPP Máximo	Año 1. Energía (MWh)	PERDIDA Ef Inv (%)	Pérdidas Inv encima Pn (%)
Sunny Tripower 20000TLEE-JP	SMA	550,00	800,00	143,00	2,20	0,00
SUN2000-20KTL-M5-400V	Huawei Tech.	550,00	950,00	144,00	2,30	0,00
Aotai_ASP-20KTLC	AOTAI	650,00	950,00	145,00	1,80	0,00

Tabla 23: Inversores alternativos propuestos en PVsyst.

Como se observa en la tabla, a medida que el voltaje MPP nominal del inversor se aproxima al voltaje de operación del string (aproximadamente 752 V), las pérdidas por eficiencia

interna del inversor tienden a disminuir, alcanzando mejores rendimientos energéticos anuales.

Si bien el inversor Sunny Tripower 20000TLEE-JP de SMA garantiza un rendimiento estándar y probado, otros equipos como el Aotai ASP-20KTLC presenta ventajas al adaptarse mejor al voltaje de operación del campo fotovoltaico, alcanzando una producción anual estimada de 145 MWh y reduciendo las pérdidas de eficiencia interna al 1,7–1,8 %.

Esta ventaja técnica radica en que estos equipos operan más cerca de su punto de máxima eficiencia interna, minimizando conversiones innecesarias y garantizando un mejor aprovechamiento de la energía generada. Por tanto, para esta configuración de alto voltaje por string, el inversor Aotai ASP-20KTLC destaca como la opción más adecuada, al garantizar un rendimiento energético óptimo y una mayor eficiencia interna a lo largo de la vida útil de la instalación.

5.3 DISEÑO Y SIMULACIÓN FINAL DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

5.3.1 CONFIGURACIÓN FINAL DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Tras la evaluación de múltiples escenarios, se ha seleccionado una configuración que maximiza la eficiencia energética del sistema y reduce las pérdidas.

Configuración General del Sistema

- Tipo de sistema: Sistema sobre edificación (fijo)
- Orientación de módulos: Inclinación 38°
- Número total de módulos: 144 módulos
- Modelo de módulo seleccionado: Jinko_JKM_555N_72HL4_BDV (555 Wp)
- Potencia nominal total (STC): 79,9 kWp

- Número de inversores: 4 unidades
- Modelo de inversor seleccionado: AOTAI ASP-20KTLC (20 kW, 250–950 V)
- Potencia nominal de salida (CA): 80,0 kW

Distribución Eléctrica

- Número de módulos en serie (por string): 18
- Número de strings: 8

Este diseño representa la solución más eficiente entre los escenarios evaluados, gracias a:

- La buena adaptación entre la tensión de operación del generador FV y la ventana de MPP del inversor AOTAI.
- Un número equilibrado de módulos por string.
- Un aprovechamiento máximo del área disponible sin exceder los márgenes eléctricos del inversor.
- Pérdidas mínimas por eficiencia del inversor y sin sobrecarga relevante.

Por tanto, se considera esta configuración como el diseño definitivo de la instalación fotovoltaica.

5.3.2 RESULTADO FINAL DE SIMULACIÓN DEL SISTEMA FV

Una vez definido y validado el diseño final del sistema fotovoltaico, se procede a la simulación final energética. Esta etapa permite estimar con precisión el rendimiento anual de la instalación, así como identificar las principales pérdidas energéticas y su comportamiento a lo largo del año. A continuación, se detallan los resultados obtenidos, los cuales permiten evaluar la viabilidad energética del sistema y su grado de adaptación al perfil de consumo del usuario.

Rendimiento Energético Estimado

- Producción estimada Año 1: 145 MWh/año
- Producción específica: 1814 kWh/kWp/año
- Ratio de rendimiento (Performance Ratio): 0,843
- Producción normalizada diaria: 4,97 kWh/kWp/día
- Pérdidas del conjunto FV: 0,79 kWh/kWp/día
- Pérdidas del sistema (incluye inversor): 0,13 kWh/kWp/día
- Pérdida por eficiencia del inversor: 1,8 %
- Pérdidas del inversor por funcionamiento por encima de su potencia nominal: 0 %

Producción normalizada

El gráfico de a continuación muestra cómo varía la producción útil de energía (Yf) a lo largo del año. Se observa un aumento progresivo desde enero hasta alcanzar el pico máximo en los meses de verano (junio y julio), seguido por una disminución en otoño e invierno. Las pérdidas por colección (Lc) y por sistema (Ls) se mantienen estables a lo largo del año, lo que refleja una buena estabilidad del sistema y una correcta elección del inversor, ya que las pérdidas por encima de la potencia nominal son nulas.

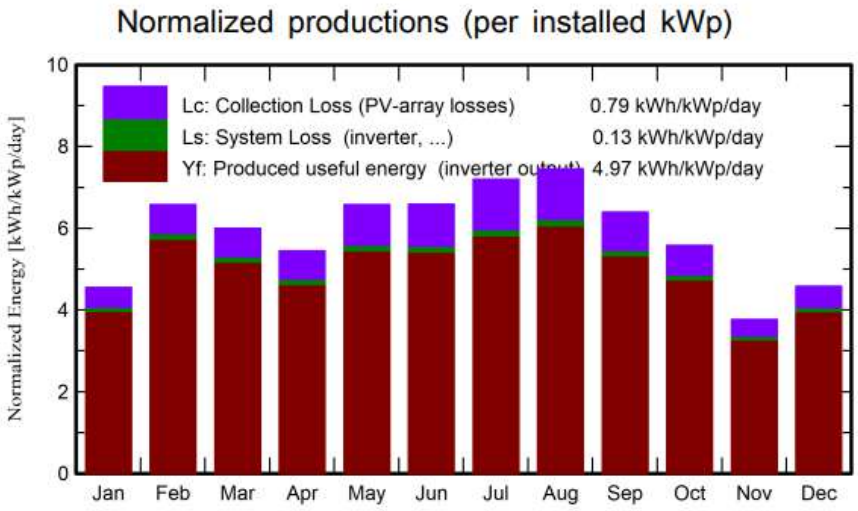


Imagen 20: Producción normalizada tras la simulación final en PVsyst (Fuente: PVsyst).

Performance Ratio (PR)

Esta segunda gráfica representa el rendimiento global del sistema teniendo en cuenta pérdidas y condiciones reales. Se mantiene prácticamente constante mes a mes, en torno al valor de 0,843, lo que es un buen indicativo de un diseño equilibrado y eficiente, con pérdidas controladas y funcionamiento estable durante todo el año.

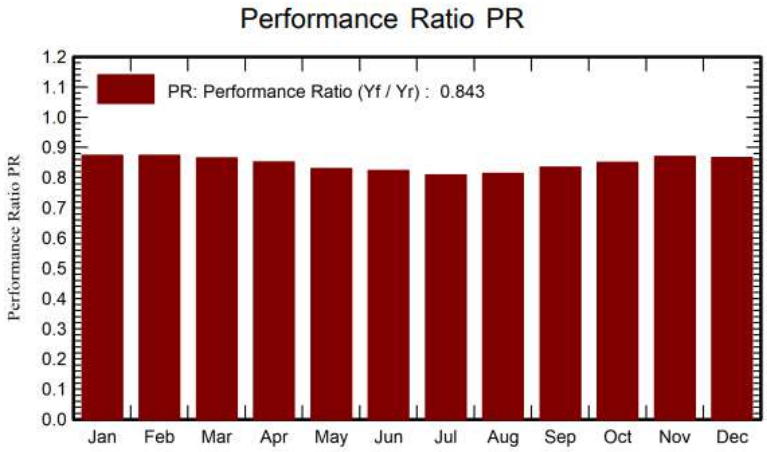


Imagen 21:Performance Ratio tras la simulación final en PVsyst (Fuente: PVsyst).

Flujos Energéticos Anuales

El análisis de los flujos energéticos anuales permite evaluar el comportamiento energético global del sistema fotovoltaico, considerando tanto la generación como la relación con el consumo y la interacción con la red eléctrica.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	75.3	22.40	5.57	141.2	132.7	10.12	78.75	9.87	0.000	68.88
February	111.7	24.01	7.76	184.1	175.1	13.17	72.94	12.85	0.000	60.10
March	142.1	45.20	9.24	185.9	176.0	13.18	69.22	12.85	0.000	56.37
April	153.5	66.22	11.60	163.3	153.2	11.42	53.66	11.12	0.000	42.54
May	212.6	64.21	19.02	203.8	191.1	13.88	60.03	13.52	0.000	46.51
June	217.8	71.49	21.55	197.6	184.7	13.35	52.35	13.00	0.000	39.35
July	238.5	62.69	27.35	223.1	209.1	14.81	42.21	13.85	0.578	28.35
August	221.0	51.68	26.52	231.2	217.8	15.43	18.45	7.85	7.196	10.60
September	158.5	53.19	20.98	191.8	181.2	13.12	62.84	12.79	0.000	50.05
October	117.5	41.69	16.29	173.1	164.0	12.06	68.68	11.76	0.000	56.91
November	69.1	31.16	9.22	113.2	106.5	8.09	76.75	7.88	0.000	68.87
December	69.2	20.88	4.22	142.0	131.3	10.09	71.53	9.83	0.000	61.70
Year	1786.8	554.81	14.99	2150.5	2022.8	148.72	727.40	137.17	7.774	590.24

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

Imagen 22: Resultados generales de generación de energía eléctrica de la instalación (Fuente: PVsyst).

A continuación, se muestra el balance anual resumido obtenido del informe de PVsyst tras la simulación.

Flujos de Energía Anuales (kWh/año)	
Consumo Total	727.400
Generación Fotovoltaica Total	144.944
Autoconsumo instantáneo	137.170
Exportación Energía (Excedentes)	7.774
Importación de Energía (Consumo de red)	590.240

Tabla 24: Flujos de Energía Anuales (Fuente: PVsyst).



Imagen 23: Flujos de energía de la instalación en kWh.

A partir de los datos obtenidos en la simulación energética, se pueden destacar las siguientes conclusiones clave sobre el comportamiento del sistema fotovoltaico a lo largo del año:

- El autoconsumo instantáneo representa una proporción elevada de la energía generada, lo que maximiza el aprovechamiento de la instalación fotovoltaica y reduce la dependencia de la red.
- La exportación de excedentes es relativamente baja, lo cual indica una buena correspondencia entre la producción solar y el perfil de consumo del usuario.
- A pesar del aporte solar, se requiere la importación de aproximadamente 590 MWh/año desde la red para cubrir la demanda total, evidenciando que el sistema, aunque significativo, no cubre el 100 % del consumo energético.

Pérdidas de la instalación

La simulación realizada en PVsyst muestra que la planta alcanzará una producción estimada de 146,09 MWh/año en la salida del inversor, resultado de un análisis que contempla todas las etapas del sistema. Partiendo de una irradiancia global de 2023 kWh/m² recibida por los módulos, esta se reduce a 1787 kWh/m² una vez consideradas las pérdidas por posición e incidencia. A ello se suman otras pérdidas específicas del sistema, como las debidas al sombreado cercano (-2,0 %) y lejano (-0,3 %), junto con las asociadas a la temperatura de

operación de los módulos (-3,7 %), típicas en climas cálidos. Por su parte, el inversor presenta unas pérdidas moderadas del -1,8 %, reflejando un ajuste adecuado entre el punto de operación de los strings y el voltaje MPP nominal del equipo. Finalmente, las pérdidas óhmicas en el cableado alcanzan aproximadamente entre el -0,7 % y el -1,5 %, dependiendo de la sección y longitud de las conexiones.

Tras considerar todos estos factores, la eficiencia efectiva alcanzada por los módulos es del 21,49 % en condiciones estándar de ensayo (STC), lo que respalda tanto la selección de componentes como el diseño general de la instalación, garantizando un rendimiento competitivo y adaptado a las características específicas del emplazamiento.

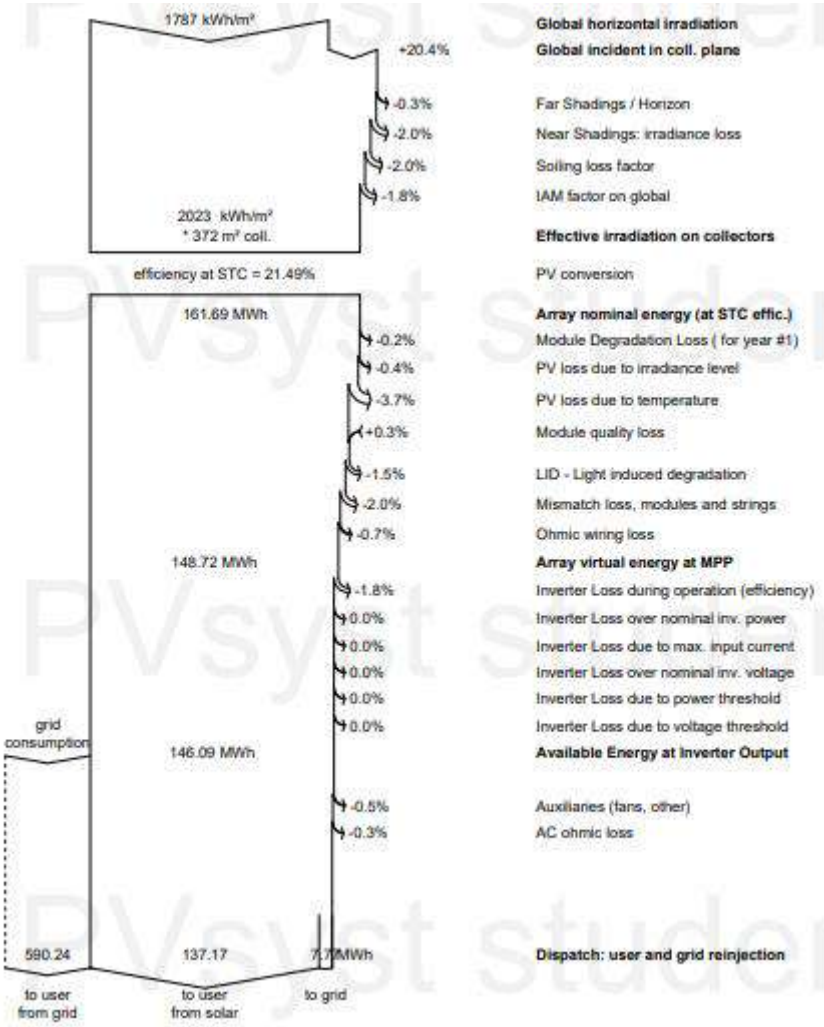


Imagen 24: Diagrama de Sankey de las pérdidas de la instalación fotovoltaica (Fuente: PVsyst).

Potencia disponible en función de la energía solar presente

Esta gráfica siguiente se muestra la relación diaria entre la radiación solar global incidente en el plano del colector (eje X) y la energía útil generada por el sistema fotovoltaico (eje Y) a lo largo de todo el año (del 01/01 al 31/12).

- Eje X: Radiación solar diaria recibida en el plano del colector, en kWh/m²/día.
- Eje Y: Energía útil diaria entregada por el sistema, en kWh/día.

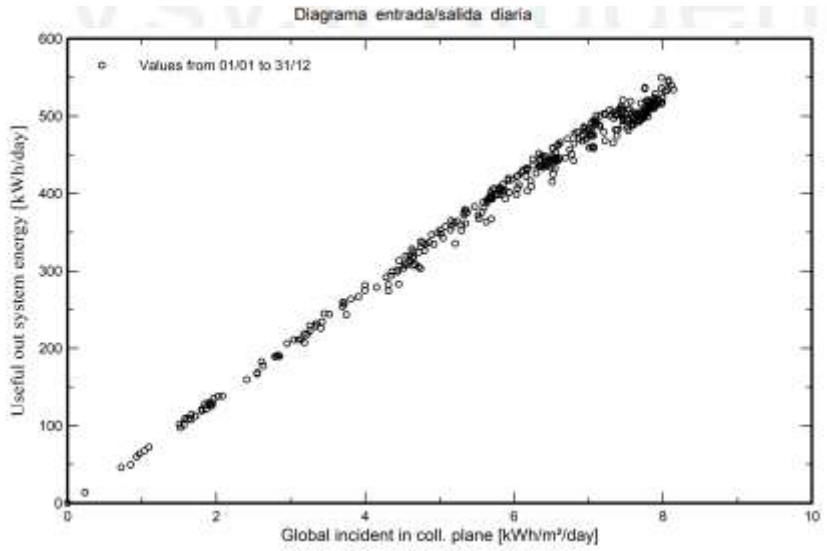


Imagen 25: Relación diaria entre la radiación solar global incidente en el plano del colector (eje X) y la energía útil generada por el sistema fotovoltaico (Fuente: PVsyst).

La gráfica tiene una forma claramente lineal, lo cual indica que el sistema responde de forma eficiente y proporcional a la radiación solar disponible. No se observan pérdidas significativas ni irregularidades en la conversión diaria, lo cual sugiere un diseño correcto del sistema, tanto a nivel de paneles como de inversores.

Diagrama de la instalación

La configuración eléctrica sigue un esquema de un solo hilo dividido en dos ramales principales.

- Cada ramal integra 18 módulos del modelo JKM-555N-72HL4-BDV, organizados en 2 strings.
- Se utilizan 2 inversores de 40 kVA por ramal (4 inversores en total para la planta), alcanzando una capacidad total de 160 kVA.
- El cableado desde los inversores hasta el punto de inyección y medición tiene una longitud de 18,4 m para cada ramal.

Esta distribución garantiza una operación balanceada, con una clara segmentación de ramales para facilitar tanto la operación como futuras ampliaciones o adaptaciones del sistema.

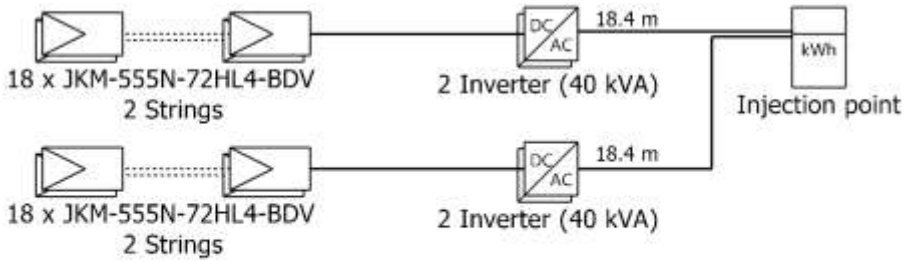


Imagen 26: Diagrama de la instalación Fuente: PVsyst).

5.3.3 DESEMPEÑO DEL DISEÑO SELECCIONADO A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL DE LA PLANTA

Se han simulado cinco años clave (1, 7, 14, 21 y 28) para evaluar la degradación de la producción del caso final a lo largo de 30 años, aplicando un ajuste del 2 % por operación y mantenimiento. Al igual que en el caso base, este mismo procedimiento se ha empleado para la simulación final.

Año	Energía generada (MWh/año)	Energía autoconsumida (MWh/año)	Energía vertida a la red (MWh/año)	Energía importada de la red (MWh/año)	Consumo Anual (MWh/año)	Horas equivalentes (horas)	Factor de capacidad (%)
1	141,86	134,45	7,60	579,54	721,40	1.775,08	20,3%
2	141,29	133,95	7,53	579,98	721,27	1.767,87	20,2%
3	140,71	133,46	7,45	580,42	721,13	1.760,66	20,1%
4	140,14	132,96	7,38	580,85	720,99	1.753,45	20,0%
5	139,56	132,47	7,30	581,29	720,85	1.746,25	19,9%
6	138,98	131,97	7,23	581,73	720,72	1.739,04	19,9%
7	138,41	131,48	7,16	582,17	720,58	1.731,83	19,8%
8	137,83	130,98	7,08	582,61	720,44	1.724,62	19,7%
9	137,26	130,49	7,01	583,05	720,30	1.717,42	19,6%
10	136,68	129,99	6,94	583,49	720,17	1.710,21	19,5%
11	136,10	129,50	6,86	583,92	720,03	1.703,00	19,4%
12	135,53	129,00	6,79	584,36	719,89	1.695,80	19,4%
13	134,95	128,51	6,71	584,80	719,75	1.688,59	19,3%
14	134,38	128,01	6,64	585,24	719,62	1.681,38	19,2%
15	133,80	127,52	6,57	585,68	719,48	1.674,17	19,1%
16	133,22	127,02	6,49	586,12	719,34	1.666,97	19,0%
17	132,65	126,53	6,42	586,56	719,20	1.659,76	18,9%
18	132,07	126,04	6,35	586,99	719,07	1.652,55	18,9%
19	131,50	125,54	6,27	587,43	718,93	1.645,35	18,8%
20	130,92	125,05	6,20	587,87	718,79	1.638,14	18,7%
21	130,34	124,55	6,12	588,31	718,65	1.630,93	18,6%
22	129,77	124,06	6,05	588,75	718,52	1.623,72	18,5%
23	129,19	123,56	5,98	589,19	718,38	1.616,52	18,5%
24	128,62	123,07	5,90	589,63	718,24	1.609,31	18,4%
25	128,04	122,57	5,83	590,07	718,11	1..602,10	18,3%
26	127,46	122,08	5,75	590,50	717,97	1.594,89	18,2%
27	126,89	121,58	5,68	590,94	717,83	1.587,69	18,1%
28	126,31	121,09	5,61	591,38	717,69	1.580,48	18,0%
29	125,74	120,59	5,53	591,82	717,56	1.573,27	18,0%
30	125,16	120,10	5,46	592,26	717,42	1.566,07	17,9%
Promedio	**133,51**	**127,27**	**6,53**	**585,90**	**719,41**	**1.670,57**	**19,07%**

Tabla 25: Evaluación del desempeño energético del sistema fotovoltaico final a lo largo de la vida útil.

Capítulo 6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

6.1 CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA

La instalación fotovoltaica diseñada para el colegio consta de 144 módulos Jinko_JKM_555N_72HL4_BDV (550 Wp), organizados en 8 strings de 18 paneles en serie, conectados a 4 inversores trifásicos Aotai ASP-20KTLC de 20 kW cada uno. La potencia total es de 79,9 kWp (DC) y 80 kW (AC), con una ratio DC/AC de 1.

Características clave:

- Tensión por string: 755,1 V (18 módulos × 41,95 V)
- Corriente por string: 13,29 A
- Cableado DC: Sección calculada para pérdidas ≤1,5% según UNE-HD 60364.
- Cableado AC: 2 líneas trifásicas de 18,4 m, sección 16 mm² [51].

6.2 COMPONENTES PRINCIPALES

Módulos fotovoltaicos

- Modelo: Jinko_JKM_555N_72HL4_BDV (550 Wp)
- Tecnología: 72 células, eficiencia 23,27%
- Voc: 50,47 V | Impp: 13,29 A | Isc: 14,07 A | Vmpp: 41,77 V

Inversores

- Modelo: Aotai ASP-20KTLC
- Entrada DC: 250–950 V | Salida AC: 400 V trifásico
- Eficiencia máxima: 98,5% | MPPT único

- Protección: IP65, compatible con monitorización remota

Estructura soporte

La instalación fotovoltaica propuesta, con un total de 144 módulos de 555 Wp cada uno, se organiza en 4 tablas ubicadas en la azotea de dos edificios contiguos (2 tablas por edificio).

Cada tabla integra 36 módulos, distribuidos en 2 strings de 18 módulos, alcanzando así una configuración eléctrica de 8 strings en total para la planta.

Para garantizar una adecuada disposición de los módulos y facilitar tanto el montaje como el mantenimiento, cada tabla empleará soportes independientes para grupos de 4 módulos. De este modo, para cada tabla serán necesarios 9 soportes, alcanzando un total de 36 soportes para toda la instalación (9 soportes por tabla x 4 tablas) [52].

Esta distribución garantiza una orientación e inclinación óptimas (38°), espacios suficientes para pasillos de servicio, una correcta ventilación de los módulos y la minimización de posibles sombras entre ellos, contribuyendo a maximizar la producción energética a lo largo de la vida útil de la planta.

Contador

En las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico conectadas a red, el contador bidireccional es un componente esencial que permite medir el flujo de energía en ambos sentidos: de la red a la instalación (importación) y de la instalación a la red (exportación). Su uso es obligatorio en configuraciones con compensación de excedentes, y cumple una función clave tanto técnica como económica.

Funciones principales:

- Medición de flujo bidireccional

  - Energía consumida desde la red por la instalación cuando la generación fotovoltaica es insuficiente.
  - Energía vertida a la red cuando la producción solar supera la demanda instantánea del usuario.

- Compensación de excedentes

La instalación proyectada se acoge al régimen de autoconsumo con compensación simplificada de excedentes, de acuerdo con el Real Decreto 244/2019, al tratarse de una instalación en baja tensión, con potencia inferior a 100 kW, y un único consumidor (el propio colegio). Este modelo permite que la energía excedentaria generada se descuente automáticamente de la factura eléctrica mensual, sin necesidad de realizar venta directa ni inscribirse como productor.

- Telegestión y comunicación

  - Lectura remota por parte de la distribuidora.
  - Compatibilidad con protocolos estándar como PRIME/DLMS.
  - Almacenamiento de históricos de consumo y generación (curvas horarias).

Obligatoriedad normativa:

El uso de un contador bidireccional es:

- Obligatorio en instalaciones con compensación de excedentes-
- Regulado por el Real Decreto 244/2019, que establece los criterios técnicos de medida.
- Exigido por las distribuidoras, que además requieren que el contador esté homologado y gestionado desde su propio sistema.
- Selección: ZIV 5CTD, utilizado por muchas distribuidoras en España. [53]

6.3 PROTECCIONES

6.3.1 LADO DE CORRIENTE CONTINUA (DC)

a) Fusibles gPV 25A por string

- Función: Protegen cada string contra sobrecorrientes y cortocircuitos.
- Normativa:
    - IEC/EN 60269-6 (fusibles para sistemas fotovoltaicos)
    - ITC-BT-40 (obligatorios cuando ≥3 strings en paralelo)
- Ubicación: En el cuadro de corriente continua, un fusible para cada string.
- Justificación: Con 11 strings en paralelo, los fusibles evitan que fallos en un string afecten a los demás. La corriente máxima de cortocircuito (13,98A) está dentro del rango seguro para fusibles de 25 [54].

b) Seccionadores DC

- Función: Garantizar un aislamiento seguro durante las tareas de mantenimiento y operación.
- Normativa**:**
    - IEC/EN 60947-3: Requisitos para interruptores-seccionadores.
    - ITC-BT-40 del REBT: Exige dispositivos de seccionamiento en sistemas generadores.
- Ubicación: En el cuadro de corriente continua.
- Equipo seleccionado**:** Telergon Serie F1 (40A, 1500V DC, IP66) [55].

c) Protección contra sobretensiones (SPD Tipo II – DC)

- Función**:** Protección del sistema frente a sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas.

- Normativa**:**
    - EN 50539-11: Dispositivos SPD específicos para instalaciones fotovoltaicas hasta 1500V DC.
    - UNE-HD 60364-7-712: Requiere SPDs cuando la longitud de los conductores supera el valor crítico.
- Ubicación: En el cuadro de corriente continua [56].

6.3.2 LADO DE CORRIENTE ALTERNA (AC)

a) Interruptores magnetotérmico de 80A

- Función: Protección de cada inversor (20kW) frente a sobrecargas y cortocircuitos en el lado AC.
- Normativa:
    - ITC-BT-40 del REBT: Protecciones necesarias a la salida de inversores.
    - IEC/EN 60947-2: Interruptores automáticos de baja tensión.
- Ubicación: En el cuadro de salida de cada inversor, protegiendo la salida AC antes del punto de inyección.
- Cálculo de intensidad nominal del inversor [57]:

$$I_{nom} = \frac{20.000\ W}{\sqrt{3}\ x400} \approx 28{,}9\ A$$

Aplicando un coeficiente de seguridad de 2,5, se selecciona un interruptor de **80A**.

b) Protección contra sobretensiones (SPD Tipo II – AC)

- Función: Protección del sistema de corriente alterna frente a sobretensiones transitorias.
- Normativa:

- EN 61643-11: Requisitos para SPDs en sistemas de corriente alterna.
- ITC-BT-23 del REBT: Protección obligatoria en instalaciones receptoras.

- Ubicación: En el cuadro general de corriente alterna.

c) Interruptor diferencial tipo A, 4 polos, 40 A / 30 mA

- Función: Protección contra contactos indirectos mediante la detección de fugas de corriente a tierra. Desconecta automáticamente el suministro en caso de derivación peligrosa.
- Normativa:
  - ITC-BT-24 del REBT: Protección contra contactos indirectos.
  - UNE-EN 61008-1: Interruptores diferenciales sin protección contra sobreintensidades.
- Ubicación: En el cuadro general de distribución AC, tras el interruptor automático y antes del punto de conexión.
- Selección:
  - Intensidad nominal: 40 A (superior al consumo previsto por inversores).
  - Sensibilidad: 30 mA, conforme a normativa para protección de personas.

    Tipo A: Recomendado para instalaciones fotovoltaicas por su capacidad de detectar componentes de corriente continua presentes en algunas fugas originadas por inversores [58].

d) Seccionadores bajo carga – 4 polos, 80 A

- Función: Permitir el seccionamiento visible y seguro de la instalación en operaciones de mantenimiento o en caso de emergencia.

- Normativa:
    - ITC-BT-40 del REBT: Obligatoriedad de dispositivos de seccionamiento en instalaciones generadoras.
    - UNE-EN 60947-3: Equipos de seccionamiento bajo carga.
- Ubicación: En el cuadro general AC.
- Selección: Seccionadores trifásicos + neutro (4 polos) con capacidad de corte en carga e intensidad nominal igual o superior a 80 A [59].

6.4 CABLEADO

El diseño del cableado de corriente continua para la instalación fotovoltaica ha sido realizado conforme a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), así como la norma UNE-HD 60364-5-52. Se ha tenido en cuenta la utilización de conductores de aluminio, lo cual afecta a la conductividad eléctrica y, por tanto, al dimensionado final [60].

6.4.1 LADO DE CORRIENTE CONTINUA (DC)

Se han considerado tres tramos diferenciados en la parte DC:

a) *Módulo ↔ Cuadro DC*

- Intensidad por string: 13,29 A
- Conductividad eléctrica del aluminio: 37 m/(Ω·mm²)
- Tipo de instalación: En bandeja, bajo paneles (no enterrado).
- Longitud media por string estimada (ida y vuelta): 20 m
- Sección utilizada: 6 mm²

$$AV\ (\%) = \frac{2\ x\ L\ x\ I\ x\ \gamma}{\mathrm{V}\ x\ S} = \frac{2\ x\ 20\ x\ 13{,}29\ x\ 0{,}0270}{230\ x\ 6} x100 = 1{,}04\%$$

Esto se encuentra dentro del límite recomendado del 1,5 % para tramos de corriente continua.

- Temperatura ambiente: 40 ºC → factor de corrección térmico: 0,91
- Agrupamiento de cables (4 conductores) → factor: 0,75
- Capacidad base del cable de 6 mm² aluminio: 36 A

$$I_{adm} = 36\ x\ 0{,}91\ x\ 0{,}75 = 24{,}57\ A > 13{,}29\ A$$

Conclusión: Cable de 6 mm² aluminio es válido para este tramo.

b) Cuadro DC ↔ Inversor

- Intensidad por inversor: 2 strings × 13,29 A = 26,58 A
- Conductividad del aluminio:37 m/(Ω·mm²)
- Tipo de instalación: En bandeja, bajo paneles (no enterrado)
- Longitud estimada de tramo:10 m
- Sección del conductor:6 mm² aluminio

$$AV\ (\%) = \frac{2\ x\ L\ x\ I\ x\ \gamma}{\mathrm{V}\ x\ S} = \frac{2\ x\ 10\ x\ 26{,}58\ x\ 0{,}0270}{230\ x6} x100 = 1{,}04\%$$

Esto se encuentra dentro del límite recomendado del 1,5 % para tramos de corriente continua.

- Temperatura ambiente: 40 ºC → factor de corrección térmico: 0,91
- Agrupamiento de cables → factor: 0,75
- Capacidad base del cable de 6 mm² aluminio: 36 A

$$I_{adm} = 36\ x\ \ 0{,}91\ x\ 0{,}75 = 24{,}57 > 26{,}58\ \ A$$

La intensidad admisible corregida es inferior a la intensidad requerida. Por lo tanto, no cumple y se debe aumentar la sección del conductor.

- Sección del conductor:10 mm² aluminio

$$AV\ (\%) = \frac{2\ x\ L\ x\ I\ x\ \gamma}{\mathrm{V}\ x\ S} = \frac{2\ x\ 10\ x\ 26{,}58\ x\ 0{,}0270}{230\ x10} x100 = 0{,}62\%$$

Esto se encuentra dentro del límite recomendado del 1,5 % para tramos de corriente continua.

- Temperatura ambiente: 40 ºC → factor de corrección térmico: 0,91
- Agrupamiento de cables → factor: 0,75
- Capacidad base del cable de 10 mm² aluminio: 50 A

$$I_{adm} = 50\ x\ \ 0{,}91\ x\ 0{,}75 = 34{,}12 > 26{,}58\ \ A$$

Conclusión: Cable de 10 mm² aluminio es válido para este tramo.

6.4.2 LADO DE CORRIENTE ALTERNA (AC)

a) Inversores ↔ Punto de inyección (AC)

- Intensidad total: 4 inversores × 28,9 A = 115,6 A
- Conductividad del aluminio: 37 m/(Ω·mm²)
- Tipo de instalación: En bandeja, sobre cubierta (no enterrado)
- Longitud estimada del tramo: 18,4m
- Sección del conductor: 35 mm² aluminio

$$AV\ (\%) = \frac{100\ x\ \sqrt{3}\ x\ L\ x\ I}{\gamma\ x\ S\ x\ V} = \frac{100\ x\ \sqrt{3}\ x\ 18{,}4\ x\ 115{,}6}{37\ x\ 35\ x\ 400} = 0{,}71\%$$

Esto se encuentra dentro del límite recomendado del 1,5 % para tramos de corriente continua.

- Temperatura ambiente: 40 ºC → factor de corrección térmico: 0,91
- Agrupamiento de cables (3 cables trifásicos) → factor: 0,85
- Capacidad base del cable de 35 mm² aluminio:170 A

$$I_{adm} = 170x\ 0{,}91\ x\ 0{,}85 = 131{,}5\ \ A > 115{,}6\ \ A$$

Conclusión: Cable de 35 mm² aluminio es válido para este tramo.

Tramo	Intensidad (A)	Longitud (m)	Sección (mm^2)	Caída de tensión (%)	Factor térmico	Factor agrupamiento	I base (A)	I admisible corregida (A)	¿Válido?
Módulo → Cuadro DC	13,29	20,00	6,00	1,04	0,91	0,75	36,00	24,57	Sí
Cuadro DC → Inversor	26,58	10,00	10,00	0,62	0,91	0,75	50,00	34,12	Sí
Inversor → Punto de inyección (AC)	115,60	18,40	35,00	0,71	0,91	0,85	170,00	131,5	Sí

Tabla 26: Resumen del dimensionamiento y verificación del cableado en corriente continua y alterna según REBT ITC-BT-40 y UNE-HD 60364-5-52.

Capítulo 7. ESTUDIO ECONÓMICO

7.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA: INGRESOS Y AHORROS ANUALES

En primer lugar, se estimarán los ahorros económicos derivados del funcionamiento de la instalación fotovoltaica a lo largo de su vida útil. Estos ahorros se generan porque una parte del consumo eléctrico del centro educativo pasa a ser cubierta por la energía solar autoconsumida, lo que reduce el importe de la factura eléctrica.

El precio de referencia utilizado para valorar este ahorro es de 0,1506 €/kWh, que corresponde al coste de la energía que el centro pagaba a la comercializadora por la electricidad consumida de la red. Aunque el sistema fotovoltaico no cubre la totalidad del consumo, sí permite reducirlo significativamente. Para tener en cuenta la evolución futura del coste de la energía, se ha aplicado una tasa de incremento anual del 1,5 %.

Por otra parte, los excedentes de energía generada que no se consumen en el momento pueden compensarse económicamente a través del mecanismo de compensación simplificada. En este sistema, el valor de la energía inyectada a la red se descuenta del importe restante de la factura eléctrica, hasta alcanzar un coste total de cero. No se genera un ingreso directo ni se devuelve dinero si el valor de los excedentes supera el consumo pendiente. Para esta compensación, se ha considerado una tarifa inicial de 0,08 €/kWh [61], que también se actualiza anualmente en un 1,5 %.

Año	Energía Consumida de la Red (kWh/año)	Precio de la Energía (EUR/kWh)	Importe de la Energía Consumida (EUR/ año)	Energía vertida a la red (MWh/año)	Tarifa de Compensación (EUR/kWh)	Compensación de los excedentes (EUR/año)	Balance (EUR)	Energía autoconsumida (kWh/año)	Ahorro Anual (EUR/año)
1	579.540,00	0,151	87.278,724	7.600,000	0,080	608,000	86.671	134.450,000	20.248,170
2	579.980,00	0,153	88.655,163	7.530,000	0,081	611,436	88.044	133.950,000	20.475,463
3	580.420,00	0,155	90.053,257	7.450,000	0,082	614,014	89.439	133.460,000	20.706,571
4	580.850,00	0,157	91.471,772	7.380,000	0,084	617,367	90.854	132.960,000	20.938,430
5	581.290,00	0,160	92.914,179	7.300,000	0,085	619,836	92.294	132.470,000	21.174,184
6	581.730,00	0,162	94.379,277	7.230,000	0,086	623,103	93.756	131.970,000	21.410,677
7	582.170,00	0,165	95.867,422	7.160,000	0,087	626,328	95.241	131.480,000	21.651,148
8	582.610,00	0,167	97.378,976	7.080,000	0,089	628,619	96.750	130.980,000	21.892,343
9	583.050,00	0,170	98.914,306	7.010,000	0,090	631,741	98.283	130.490,000	22.137,600
10	583.490,00	0,172	100.473,786	6.940,000	0,091	634,816	99.839	129.990,000	22.383,567
11	583.920,00	0,175	102.056,048	6.860,000	0,093	636,903	101.419	129.500,000	22.633,680
12	584.360,00	0,177	103.664,944	6.790,000	0,094	639,862	103.025	129.000,000	22.884,485
13	584.800,00	0,180	105.299,145	6.710,000	0,096	641,805	104.657	128.510,000	23.139,523
14	585.240,00	0,183	106.959,047	6.640,000	0,097	644,638	106.314	128.010,000	23.395,235
15	585.680,00	0,186	108.645,053	6.570,000	0,099	647,408	107.998	127.520,000	23.655,268

16	586.120,00	0,188	110.357,574	6.490,000	0,100	649,117	109.708	127.020,000	23.915,954
17	586.560,00	0,191	112.097,026	6.420,000	0,102	651,746	111.445	126.530,000	24.181,050
18	586.990,00	0,194	113.861,891	6.350,000	0,103	654,310	113.208	126.040,000	24.448,718
19	587.430,00	0,197	115.656,449	6.270,000	0,105	655,754	115.001	125.540,000	24.717,006
20	587.870,00	0,200	117.479,225	6.200,000	0,106	658,155	116.821	125.050,000	24.989,840
21	588.310,00	0,203	119.330,661	6.120,000	0,108	659,406	118.671	124.550,000	25.263,269
22	588.750,00	0,206	121.211,208	6.050,000	0,109	661,634	120.550	124.060,000	25.541,338
23	589.190,00	0,209	123.121,322	5.980,000	0,111	663,792	122.458	123.560,000	25.819,974
24	589.630,00	0,212	125.061,466	5.900,000	0,113	664,735	124.397	123.070,000	26.103,344
25	590.070,00	0,215	127.032,113	5.830,000	0,114	666,701	126.365	122.570,000	26.387,252
26	590.500,00	0,219	129.031,555	5.750,000	0,116	667,420	128.364	122.080,000	26.675,990
27	590.940,00	0,222	131.064,616	5.680,000	0,118	669,184	130.395	121.580,000	26.965,235
28	591.380,00	0,225	133.129,636	5.610,000	0,120	670,849	132.459	121.090,000	27.259,406
29	591.820,00	0,228	135.227,118	5.530,000	0,121	671,204	134.556	120.590,000	27.554,050
30	592.260,00	0,232	137.357,570	5.460,000	0,123	672,645	136.685	120.100,000	27.853,720

Tabla 27:Evaluación económica: ingresos y ahorros anuales

7.2 INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO

La inversión inicial del proyecto está compuesta por varios elementos clave, cada uno con una vida útil y coste específico. En primer lugar, los módulos fotovoltaicos Jinko JKM555N-72HL4-BDVde Jinko Solar tienen una vida útil estimada de 30 años, con un coste estimado de 150 euros, y se requieren 144 unidades para el sistema [62].

Los inversores Aotai ASP-20KTLC cuentan con una vida útil de aproximadamente 10 años, con un coste de 1.000 euros por unidad, y se necesitan 4 unidades para cubrir la potencia requerida [63]. Sin embargo, dado que su vida útil es considerablemente inferior a la del resto del sistema fotovoltaico, será necesario reemplazar los inversores dos veces durante el ciclo de vida del proyecto: una vez al año 10 y otra al año 20. Este aspecto deberá contemplarse como un coste adicional en el análisis de rentabilidad del proyecto, el cual se detallará en los apartados financieros posteriores.

La estructura soporte, fabricada en acero galvanizado, también tiene una vida útil de 30 años, similar a la de los módulos solares. Su coste por unidad es de 83 euros.

El coste de la instalación, que incluye mano de obra, cableado y protecciones, se considera con la misma vida útil que el sistema, es decir, alrededor de 30 años. Para una instalación de aproximadamente 97 kW, se estima un coste específico de instalación de 77.600,00 euros, incluyendo el contador [64].

Finalmente, la legalización del proyecto, trámite realizado una sola vez y válido para toda la vida útil del sistema, tiene un coste aproximado de 4.500 euros para este tipo de instalación [65].

A continuación, se presenta el desglose detallado de cada uno de estos elementos con sus respectivos costes y unidades.

Elemento	Vida Útil (años)	Coste por Unidad (EUR/unidad)	Unidades	Coste Total (EUR)
Jinko JKM555N-72HL4-BDV de Jinko Solar	30	150,00	144	21.600,00
Inversor - Aotai_ASP-20KTLC, AOTAI	10	1000,00	4	4.000,00
Estructura soporte	30	83,00	36	2.988,00
Instalación		-	-	77.600,00
Legalización		-	-	4.500,00
Total				**110.688,00**
Coste por kWp				1.143,47

Tabla 28: Inversión inicial del proyecto.

7.3 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

El presente análisis tiene como finalidad llevar a cabo un análisis técnico-económico de la viabilidad de una instalación fotovoltaica para autoconsumo, considerando un horizonte temporal de 30 años, que corresponde a la vida útil estimada del sistema. Este estudio parte de una situación base en la que el consumidor satisface íntegramente su demanda eléctrica mediante el suministro de la red, y la compara con un escenario alternativo en el que se implanta una instalación fotovoltaica que permite cubrir parcialmente dicha demanda, reduciendo así los costes energéticos a lo largo del tiempo.

La instalación objeto del análisis tiene un coste inicial de inversión de 110.668 euros, que incluye todos los componentes necesarios para su puesta en marcha (módulos fotovoltaicos, inversores, estructura, cableado, instalación y puesta en marcha). Se asume que esta inversión se realiza en el año 0 del proyecto.

Desde el punto de vista de la explotación, se han considerado los costes operativos anuales derivados del mantenimiento, limpieza, seguros y otros gastos menores, estimados en 2.000 euros anuales durante el primer año. Este valor se incrementa anualmente un 1,5 %, en consonancia con una hipótesis conservadora de inflación y encarecimiento de servicios.

Además, se contempla la sustitución del inversor cada 10 años, un componente esencial cuya vida útil no se equipará al resto de la instalación. Los costes de reposición del inversor se han calculado de forma actualizada, alcanzando los 1.161,12 euros en el año 10 y 1.348,46 euros en el año 20, respectivamente, incorporando también el efecto inflacionario.

A fin de determinar la rentabilidad del proyecto, se han elaborado los siguientes estados financieros proyectados:

- Cuenta de Pérdidas y Ganancias, donde se reflejan los ahorros, costes y beneficios brutos esperados en cada año del proyecto.
- Estado de Flujos de Caja Libre (Free Cash Flow - FCF), que muestra los flujos netos generados por el proyecto tras impuestos y reinversiones necesarias.
- Estructura financiera y de amortización de la deuda, considerando un esquema de financiación con un 70 % de deuda bancaria y un 30 % de aportación de capital (equity) por parte de los accionistas o promotores del proyecto.

Para evaluar la viabilidad económica se ha calculado el WACC (Weighted Average Cost of Capital), que representa el coste medio ponderado del capital empleado. Este parámetro se ha utilizado para descontar los flujos de caja y obtener los principales indicadores de rentabilidad del proyecto: el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Asimismo, se ha estimado el VAN y TIR del accionista, considerando únicamente los flujos atribuibles al equity, diferenciando así claramente el efecto del apalancamiento financiero.

Este enfoque integral permite determinar no sólo si el proyecto es rentable en términos absolutos, sino también si resulta atractivo desde la perspectiva del inversor, incorporando los costes de financiación, los beneficios fiscales, y los riesgos asociados al comportamiento futuro de la producción fotovoltaica, la evolución del precio de la electricidad y los costes operativos.

Año	Ahorro	Costes de Explotación	Amortización	Beneficio antes de Intereses e Impuestos	Amortización FCF	Inversión Inmovilizado	Free Cash Flow (FCF)
0						-110.688,00	-110.688,00
1	20.856,17	-2.000,00	-3.689,60	15.166,57	3.689,60		15.064,53
2	21.086,90	-2.030,00	-3.689,60	15.367,30	3.689,60		15.215,07
3	21.320,58	-2.060,45	-3.689,60	15.570,53	3.689,60		15.367,50
4	21.555,80	-2.091,36	-3.689,60	15.774,84	3.689,60		15.520,73
5	21.794,02	-2.122,73	-3.689,60	15.981,69	3.689,60		15.675,87
6	22.033,78	-2.154,57	-3.689,60	16.189,61	3.689,60		15.831,81
7	22.277,48	-2.186,89	-3.689,60	16.400,99	3.689,60		15.990,34
8	22.520,96	-2.219,69	-3.689,60	16.611,67	3.689,60		16.148,35
9	22.769,34	-2.252,98	-3.689,60	16.826,76	3.689,60		16.309,67
10	23.018,38	-6.930,65	-3.689,60	12.398,13	3.689,60		12.988,20
11	23.270,58	-2.321,07	-3.689,60	17.259,91	3.689,60		16.634,53
12	23.524,35	-2.355,89	-3.689,60	17.478,86	3.689,60		16.798,74
13	23.781,33	-2.391,23	-3.689,60	17.700,50	3.689,60		16.964,97
14	24.039,87	-2.427,10	-3.689,60	17.923,17	3.689,60		17.131,98
15	24.302,68	-2.463,50	-3.689,60	18.149,58	3.689,60		17.301,78
16	24.565,07	-2.500,45	-3.689,60	18.375,02	3.689,60		17.470,87
17	24.832,80	-2.537,96	-3.689,60	18.605,24	3.689,60		17.643,53
18	25.103,03	-2.576,03	-3.689,60	18.837,40	3.689,60		17.817,65
19	25.372,76	-2.614,67	-3.689,60	19.068,49	3.689,60		17.990,97
20	25.647,99	-8.045,29	-3.689,60	13.913,10	3.689,60		14.124,43
21	25.922,67	-2.693,70	-3.689,60	19.539,37	3.689,60		18.344,13
22	26.202,97	-2.734,10	-3.689,60	19.779,27	3.689,60		18.524,05
23	26.483,77	-2.775,11	-3.689,60	20.019,06	3.689,60		18.703,89
24	26.768,08	2.816,73	-3.689,60	25.895,21	3.689,60		23.111,01
25	27.053,95	-2.858,98	-3.689,60	20.505,37	3.689,60		19.068,63
26	27.343,41	-2.901,86	-3.689,60	20.751,95	3.689,60		19.253,56
27	27.634,42	-2.945,39	-3.689,60	20.999,43	3.689,60		19.439,17
28	27.930,26	-2.989,57	-3.689,60	21.251,09	3.689,60		19.627,91
29	28.225,25	-3.034,41	-3.689,60	21.501,24	3.689,60		19.815,53
30	28.526,36	-3.079,93	-3.689,60	21.756,83	3.689,60		20.007,23

Tabla 29: Free Cash Flow (FCF)

Estructura Financiera	
Equity (%)	30%
Deuda (%)	70%
Equity (EUR)	33.206
Deuda (EUR)	77.482

Tabla 30: Estructura financiera.

Cálculo del WACC	
Ke (%)	9%
Kd (%)	6%
WACC (%)	5,85%

Tabla 31: Cálculo del WACC.

Indicador	Valor
WACC (%)	5,85%
VAN (EUR)	114.741,80 €
TIR (%)	14,13%

Tabla 32: Indicadores de rentabilidad del proyecto.

Año	Préstamo Pendiente Amortizar (€)	Cuota Anual (€)	Amortización (cuota lineal) (€)	Deuda Pendiente Amortizar (€)	Intereses (€)
0	77.481,60				
1		7.231,62	2.582,72		4.648,90
2		7.076,65	2.582,72	74.898,88	4.493,93
3		6.921,69	2.582,72	72.316,16	4.338,97
4		6.766,73	2.582,72	69.733,44	4.184,01
5		6.611,76	2.582,72	67.150,72	4.029,04
6		6.456,80	2.582,72	64.568,00	3.874,08
7		6.301,84	2.582,72	61.985,28	3.719,12
8		6.146,87	2.582,72	59.402,56	3.564,15
9		5.991,91	2.582,72	56.819,84	3.409,19
10		5.836,95	2.582,72	54.237,12	3.254,23
11		5.681,98	2.582,72	51.654,40	3.099,26
12		5.527,02	2.582,72	49.071,68	2.944,30
13		5.372,06	2.582,72	46.488,96	2.789,34
14		5.217,09	2.582,72	43.906,24	2.634,37

15		5.062,13	2.582,72	41.323,52	2.479,41
16		4.907,17	2.582,72	38.740,80	2.324,45
17		4.752,20	2.582,72	36.158,08	2.169,48
18		4.597,24	2.582,72	33.575,36	2.014,52
19		4.442,28	2.582,72	30.992,64	1.859,56
20		4.287,32	2.582,72	28.409,92	1.704,60
21		4.132,35	2.582,72	25.827,20	1.549,63
22		3.977,39	2.582,72	23.244,48	1.394,67
23		3.822,43	2.582,72	20.661,76	1.239,71
24		3.667,46	2.582,72	18.079,04	1.084,74
25		3.512,50	2.582,72	15.496,32	929,78
26		3.357,54	2.582,72	12.913,60	774,82
27		3.202,57	2.582,72	10.330,88	619,85
28		3.047,61	2.582,72	7.748,16	464,89
29		2.892,65	2.582,72	5.165,44	309,93
30		2.737,68	2.582,72	2.582,72	154,96

Tabla 33: Estructura de la Deuda.

Año	Préstamo	Intereses	Amortización préstamo	Ahorro Fiscal (tasa sobre intereses)	Flujo de Caja para la Deuda
0	77.481,60				77.481,60
1		-4.648,90	-2.582,72	1.162,22	-6.069,39
2		-4.493,93	-2.582,72	1.123,48	-5.953,17
3		-4.338,97	-2.582,72	1.084,74	-5.836,95
4		-4.184,01	-2.582,72	1.046,00	-5.720,72
5		-4.029,04	-2.582,72	1.007,26	-5.604,50
6		-3.874,08	-2.582,72	968,52	-5.488,28
7		-3.719,12	-2.582,72	929,78	-5.372,06
8		-3.564,15	-2.582,72	891,04	-5.255,84
9		-3.409,19	-2.582,72	852,3	-5.139,61
10		-3.254,23	-2.582,72	813,56	-5.023,39
11		-3.099,26	-2.582,72	774,82	-4.907,17
12		-2.944,30	-2.582,72	736,08	-4.790,95
13		-2.789,34	-2.582,72	697,33	-4.674,72
14		-2.634,37	-2.582,72	658,59	-4.558,50
15		-2.479,41	-2.582,72	619,85	-4.442,28

16		-2.324,45	-2.582,72	581,11	-4.326,06
17		-2.169,48	-2.582,72	542,37	-4.209,83
18		-2.014,52	-2.582,72	503,63	-4.093,61
19		-1.859,56	-2.582,72	464,89	-3.977,39
20		-1.704,60	-2.582,72	426,15	-3.861,17
21		-1.549,63	-2.582,72	387,41	-3.744,94
22		-1.394,67	-2.582,72	348,67	-3.628,72
23		-1.239,71	-2.582,72	309,93	-3.512,50
24		-1.084,74	-2.582,72	271,19	-3.396,28
25		-929,78	-2.582,72	232,44	-3.280,05
26		-774,82	-2.582,72	193,7	-3.163,83
27		-619,85	-2.582,72	154,96	-3.047,61
28		-464,89	-2.582,72	116,22	-2.931,39
29		-309,93	-2.582,72	77,48	-2.815,16
30		-154,96	-2.582,72	38,74	-2.698,94

Tabla 34: Flujo de Caja para la Deuda.

Año	Free Cash Flow (FCF)	Flujo de Caja de la Deuda	Cash Flow para el accionista
0	-110.688,00	77.481,60	-33.206,40
1	15.064,53	-6.069,39	8.995,14
2	15.215,07	-5.953,17	9.261,90
3	15.367,50	-5.836,95	9.530,55
4	15.520,73	-5.720,72	9.800,00
5	15.675,87	-5.604,50	10.071,36
6	15.831,81	-5.488,28	10.343,53
7	15.990,34	-5.372,06	10.618,28
8	16.148,35	-5.255,84	10.892,52
9	16.309,67	-5.139,61	11.170,06
10	12.988,20	-5.023,39	7.964,81
11	16.634,53	-4.907,17	11.727,37
12	16.798,74	-4.790,95	12.007,80
13	16.964,97	-4.674,72	12.290,25
14	17.131,98	-4.558,50	12.573,48
15	17.301,78	-4.442,28	12.859,50
16	17.470,87	-4.326,06	13.144,81
17	17.643,53	-4.209,83	13.433,69

18	17.817,65	-4.093,61	13.724,04
19	17.990,97	-3.977,39	14.013,58
20	14.124,43	-3.861,17	10.263,26
21	18.344,13	-3.744,94	14.599,19
22	18.524,05	-3.628,72	14.895,33
23	18.703,89	-3.512,50	15.191,39
24	23.111,01	-3.396,28	19.714,73
25	19.068,63	-3.280,05	15.788,58
26	19.253,56	-3.163,83	16.089,73
27	19.439,17	-3.047,61	16.391,56
28	19.627,91	-2.931,39	16.696,53
29	19.815,53	-2.815,16	17.000,37
30	20.007,23	-2.698,94	17.308,28

Tabla 35: Flujo de Caja para el Accionista.

Concepto	Valor
VAN ACCIONISTA (EUR)	75.401,12 €
TIR ACCIONISTA (%)	29,58%

Tabla 36: Indicadores de rentabilidad al accionista.

La inversión inicial del proyecto fotovoltaico, con un coste total de 110.688,00 euros y una vida útil de 30 años, se compone principalmente de módulos solares, inversores, estructura, instalación y legalización, considerando además la reposición de inversores cada 10 años. El análisis técnico-económico realizado, que incluye la evaluación de costes operativos, mantenimiento, financiamiento y sustituciones, refleja que el proyecto es rentable, con un Valor Actual Neto (VAN) positivo de 114.741,80 € y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 14,13 %. Asimismo, desde la perspectiva del accionista, el VAN y la TIR son también favorables (75.401,12 € y 29,58 %, respectivamente), lo que demuestra que la instalación no solo es viable técnicamente sino también atractiva financieramente, asegurando ahorros significativos y una recuperación adecuada de la inversión en el largo plazo. Además, el

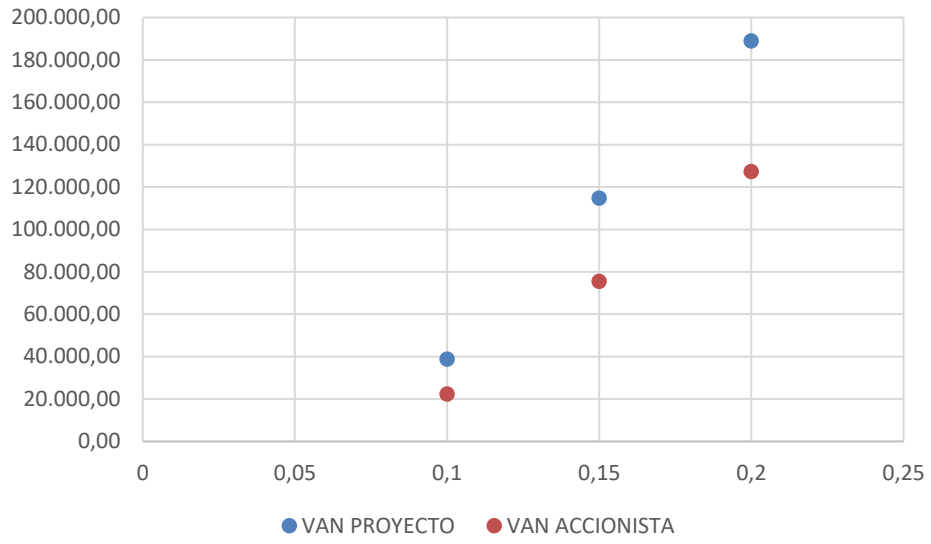
análisis del flujo de caja indica que el periodo de recuperación de la inversión (payback) se alcanza entre el año 8.

7.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Con el objetivo de evaluar la solidez económica del proyecto frente a posibles variaciones en el mercado eléctrico, se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR) frente a distintas combinaciones de precio inicial de la electricidad. Este enfoque permite determinar el impacto que tendría la evolución del coste del kWh en la rentabilidad del proyecto, considerando escenarios conservadores, moderados y optimistas. A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

Precio inicial	VAN PROYECTO	VAN ACCIONISTA
0,10 EUR / kWh	38.736,21	22.271,65
0,15 EUR / kWh	114.741,80	75.401,12
0,20 EUR / kWh	188.944,88	127.270,60

Tabla 37: Impacto del precio y crecimiento del kWh en VAN.



Gráfica 17: Análisis de Sensibilidad del VAN del proyecto y accionista.

La tabla refleja que la rentabilidad del proyecto aumenta de manera significativa al subir el precio de la energía:

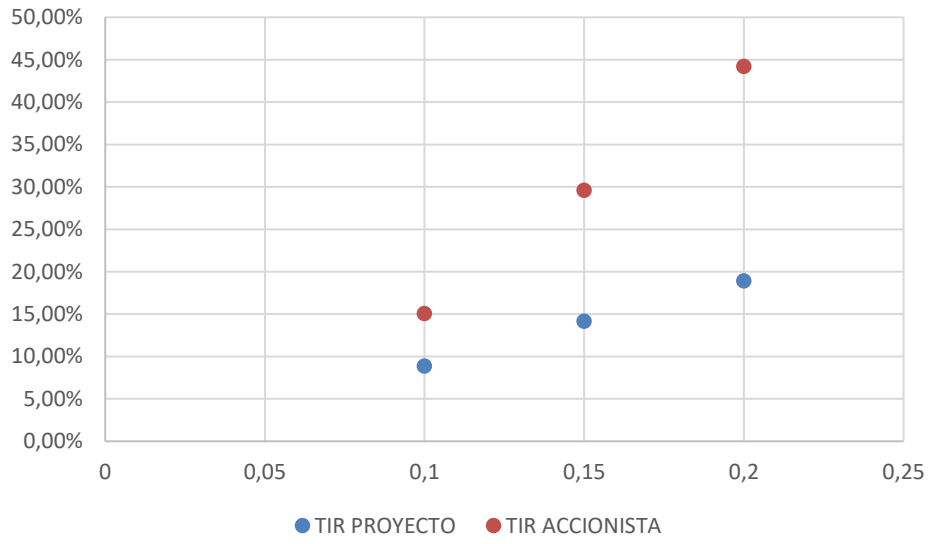
- A un precio de 0,10 € / kWh, el proyecto presenta un VAN de 38.736,21 € y un VAN para el accionista de 22.271,65 €. Se trata de un escenario viable, aunque con una rentabilidad limitada.
- A un precio de 0,15 € / kWh, el VAN del proyecto aumenta a 114.741,80 €, mientras que el VAN para el accionista alcanza 75.401,12 €. En este caso, la rentabilidad aumenta de manera notable para ambos.
- A un precio de 0,20 € / kWh, el VAN del proyecto llega a 188.944,88 €, y para el accionista asciende a 127.270,60 €. Aquí la rentabilidad alcanza su nivel máximo, destacando la importancia de obtener un precio de venta de la energía favorable.

La rentabilidad del proyecto y la del accionista presentan una elevada sensibilidad al precio

de venta de la energía. Al incrementarse el precio de 0,10 € / kWh a 0,20 € / kWh, la rentabilidad aumenta de manera significativa, alcanzando casi cinco veces el valor inicial para el proyecto y alrededor de seis veces para el accionista. Esto evidencia que garantizar un precio de venta de la energía competitivo es un factor determinante para maximizar la viabilidad.

Precio inicial	TIR PROYECTO	TIR ACCIONISTA
0,10 EUR / kWh	8,88%	15,04%
0,15 EUR / kWh	14,13%	29,58%
0,20 EUR / kWh	18,89%	44,20%

Tabla 38: Impacto del precio y crecimiento del kWh en TIR.



Gráfica 18: Análisis de Sensibilidad del TIR del proyecto y accionista.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) tanto del proyecto como para el accionista presenta una marcada sensibilidad al precio de venta de la energía:

- A un precio de 0,10 € / kWh, la TIR del proyecto es de 8,88 %, mientras que la TIR para el accionista alcanza el 15,04 %. Se trata de una rentabilidad aceptable, pero limitada para ambos.

- A un precio de 0,15 € / kWh, la TIR del proyecto aumenta al 14,13 %, y la del accionista al 29,58 %, lo que refleja una mejora notable en la atractividad financiera para todas las partes involucradas.

- A un precio de 0,20 € / kWh, la TIR del proyecto llega al 18,89 %, mientras que para el accionista alcanza el 44,20 %. Aquí la rentabilidad es especialmente elevada, consolidando al proyecto como una alternativa de inversión altamente atractiva.

La TIR tanto para el proyecto como para el accionista aumenta de manera exponencial a medida que el precio de venta de la energía se incrementa. Esto demuestra que la variable precio es crítica para garantizar la viabilidad financiera y maximizar el retorno para todos los actores involucrados.

La sensibilidad al precio es mayor para el accionista que para el proyecto en su totalidad, precisamente por el efecto apalancador de la deuda, que magnifica tanto las ganancias como las pérdidas para el propietario del capital.

Capítulo 8. AYUDAS Y SUBVENCIONES

El estudio económico presentado en los apartados anteriores se ha realizado sin considerar posibles ayudas públicas o incentivos fiscales. Esta elección responde a un enfoque prudente, cuyo objetivo es reflejar la rentabilidad real del proyecto en un contexto sin apoyos externos. Así se garantiza que los resultados sean sólidos incluso en el escenario más desfavorable.

No obstante, en la Comunidad de Madrid existen actualmente diversos mecanismos de apoyo económico, principalmente en forma de bonificaciones fiscales municipales, que pueden aplicarse a proyectos de autoconsumo solar. A continuación, se detallan las opciones vigentes en 2025 para centros educativos que deseen instalar sistemas fotovoltaicos.

Cabe señalar que, en el caso particular de esta instalación, no se cumplen los requisitos para acceder a algunas subvenciones específicas, como aquellas que exigen que al menos el 80 % de la energía generada sea autoconsumida, debido al perfil de consumo del centro y la producción estimada. Aun así, se considera relevante incluir esta sección con el fin de ofrecer una visión global de los programas de ayuda existentes, dado que podrían ser aplicables a otras configuraciones o fases futuras del proyecto.

8.1 SUBVENCIONES DIRECTAS A LA INVERSIÓN: SITUACIÓN ACTUAL

Entre 2021 y 2023, el Gobierno central, a través de los Fondos Next Generation de la Unión Europea, puso en marcha una línea de ayudas para fomentar el autoconsumo energético. En la Comunidad de Madrid, estas subvenciones se gestionaron mediante el Real Decreto 477/2021, a través de la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM). Estas ayudas permitían cubrir hasta un 45 % del coste del sistema, con una

dotación que oscilaba entre 600 y 1.000 euros por kWp instalado, dependiendo del tipo de entidad.

Sin embargo, estas convocatorias finalizaron el 31 de diciembre de 2023 y, hasta la fecha de redacción de este trabajo, no se han publicado nuevos programas equivalentes para el año 2025 [66].

8.2 BONIFICACIONES FISCALES MUNICIPALES EN VIGOR

Aunque actualmente no existan subvenciones directas, numerosos ayuntamientos de la Comunidad de Madrid ofrecen descuentos fiscales que pueden reducir significativamente el coste de la inversión. Estos beneficios se centran en tres impuestos: el IBI, el ICIO y, en casos particulares, el IRPF.

a) Reducciones en el IBI (Impuesto sobre Bienes Inmuebles)

Muchos municipios permiten solicitar una bonificación del IBI a los propietarios de inmuebles que incorporan sistemas de generación renovable. En el caso de colegios, estas bonificaciones pueden aplicarse durante varios años tras la instalación:

- Madrid ciudad: 50 % durante 3 años.
- Majadahonda: 50 % durante 8 años.
- Móstoles: 50 % durante 4 años.
- Getafe: 30 % durante 10 años.
- Otros municipios como Alcalá de Henares o Alcobendas también ofrecen reducciones similares, generalmente entre el 30 % y 50 % durante 1 a 3 años.

Este tipo de bonificación contribuye directamente a disminuir los costes recurrentes del centro durante los primeros años de operación.

b) Descuento en el ICIO (Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras)

Este impuesto grava las obras de nueva construcción o reforma, incluyendo la instalación de paneles solares. En 2025, muchos municipios aplican un descuento del 95 **%** del importe total del ICIO si el proyecto tiene como finalidad la mejora energética del edificio.

- Este beneficio está disponible, entre otros, en: Madrid capital, Alcorcón, Getafe, Majadahonda, Torrejón de Ardoz y San Sebastián de los Reyes.

Este incentivo supone una reducción directa del desembolso inicial, facilitando la inversión.

c) Deducción en el IRPF (solo aplicable a centros privados o concertados)

Los centros educativos privados o concertados, cuando tributan como personas físicas o entidades con obligación en IRPF, pueden acceder a deducciones fiscales si el proyecto mejora la eficiencia energética del edificio.

Los requisitos generales son:

- Acreditar una mejora energética igual o superior al 30 %, o bien,
- Obtener una calificación energética A o B tras la intervención.

En estos casos, se puede aplicar una deducción de hasta el 60 % de la inversión, con un límite de base deducible de 15.000 euros por contribuyente [67] [68].

Capítulo 9. LEGALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Después de analizar el diseño y la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica propuesta, es importante detallar los pasos que se deben seguir para legalizarla. La instalación que se plantea para el colegio tiene una potencia de 79,9 kWp, con 144 paneles de 555 Wp y 4 inversores de 20 kW cada uno, y estará conectada a red con compensación de excedentes.

Al tener una potencia nominal total de 80 kWac, esta instalación puede acogerse a la tramitación simplificada de autoconsumo con excedentes, según lo establecido en el Real Decreto 244/2019. Esto facilita parte de la legalización y reduce los requisitos administrativos [69].

9.1 TRAMITACIÓN TÉCNICA Y ADMINISTRATIVA

A continuación, se describen las principales etapas del proceso de legalización:

1. Redacción del proyecto técnico

Es obligatoria la elaboración de un proyecto técnico firmado por un profesional habilitado, que contemple memoria descriptiva, esquemas eléctricos, cálculos estructurales y planos. Este documento servirá como base para el resto de los trámites [70].

2. Visado del proyecto técnico

Aunque no es obligatorio en todos los casos, el visado del proyecto por parte del colegio profesional puede ser solicitado por algunos organismos, especialmente en instalaciones en

edificios públicos o con usos sensibles como centros educativos, para validar que el proyecto técnico cumple con las normas profesionales y legales [71].

3. Licencia de obra o declaración responsable

Para esta instalación de 79,9 kWp en un centro educativo de Madrid, solo es necesaria una declaración responsable ante el ayuntamiento, según la Orden 1110/2021. No se requiere licencia de obra a menos que se modifique la estructura del edificio. Adicionalmente, puede solicitarse la bonificación del ICIO, que alcanza el 95% en municipios como Madrid capital [72].

4. Ejecución de la instalación

La instalación debe ser ejecutada por una empresa instaladora autorizada, que seguirá el diseño especificado en el proyecto técnico. El proceso incluye el montaje de los módulos, inversores, estructura y sistema de protección.

5. Certificado de instalación eléctrica (CIE)

Al finalizar el montaje, la empresa instaladora debe emitir el CIE y, en paralelo, el técnico responsable debe presentar el acta de fin de obra, asegurando la correcta ejecución del proyecto [73].

6. Registro en la Dirección General de Industria

La documentación técnica se presenta de forma telemática ante la Dirección General de Promoción Económica e Industrial de la Comunidad de Madrid. Esta inscripción es indispensable para dar validez legal a la instalación.

7. Gestiones con la empresa distribuidora

Como se trata de una instalación con excedentes, es necesario tramitar el punto de conexión con la empresa distribuidora, firmar el acuerdo de acceso y remitir los datos técnicos de la planta.

8. Contratación con la comercializadora

Para acogerse a la compensación simplificada, el titular de la instalación debe formalizar un contrato con una comercializadora eléctrica que contemple el vertido de excedentes, permitiendo que la energía no consumida se descuente de la factura mensual.

9. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo (RAAC)

Finalmente, una vez verificada y registrada por la Comunidad de Madrid, la instalación queda inscrita automáticamente en el RAAC, gestionado por el Ministerio para la Transición Ecológica [74].

9.2 PLAZOS ORIENTATIVOS

El tiempo total para completar la legalización de una instalación de estas características puede oscilar entre dos y tres meses, dependiendo principalmente de la agilidad de los trámites municipales y la respuesta de la distribuidora eléctrica. Para una mejor visualización del procedimiento, se incluye a continuación una tabla resumen con los pasos, responsables y duración estimada de cada fase.

Fase / Documento	Responsable	Duración estimada	Observaciones
1. Proyecto técnico firmado	Técnico competente (ingeniero)	1-2 semanas	Incluye memoria, planos, cálculo estructural, etc.
2. Visado del proyecto técnico	Colegio profesional / ingeniero	1 semana (si aplica)	Algunas administraciones lo exigen si >100 kWac

3. Solicitud de licencia de obra / declaración responsable	Ayuntamiento / Propiedad	2-4 semanas	Puede implicar bonificaciones (ICIO)
4. Ejecución de la instalación	Empresa instaladora autorizada	2-4 semanas	Seguimiento por técnico de proyecto
5. Certificado de instalación (CIE)	Empresa instaladora / Técnico	1 semana	Incluye boletín eléctrico (REBT)
6. Registro en Industria (Comunidad de Madrid)	Propiedad o empresa instaladora	1-2 semanas	Se hace en sede electrónica Comunidad de Madrid
7. Contrato de acceso y conexión con distribuidora (excedentes)	Distribuidora eléctrica (i-DE, etc.)	2-3 semanas	Necesario si hay vertido a red con excedentes
8. Alta en autoconsumo con comercializadora (compensación)	Comercializadora eléctrica	1 semana	Requiere validación de compensación simplificada
9. Inscripción en RAAC (Registro Administrativo de Autoconsumo)	Administración (trámite automático)	Trámite automático	Se activa automáticamente tras registro autonómico

Tabla 39: Procedimiento de legalización.

Capítulo 10. AHORRO DE EMISIONES DE CO_2

El cálculo del ahorro anual de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) asociado a la instalación fotovoltaica se realiza mediante la siguiente fórmula general:

$$CO_2\ evitado\ \left(\frac{kg}{año}\right) = E_{FV}\ x\ F_E$$

donde:

- E_{FV}: representa la energía anual generada por la planta fotovoltaica, expresada en kilovatios hora (kWh).
- F_E: corresponde al factor de emisión evitado, expresado en kilogramos de CO_2 emitidos por kilovatio hora (kg CO_2/kWh).

Para el presente proyecto, se dispone de un análisis detallado de la energía generada durante la vida útil esperada, calculada a partir de los datos de producción estimados año a año. El promedio de energía generada anual durante los 30 años se establece en 133,51 MWh/año.

Considerando el factor de emisión. que es [75]:

$$F_E \approx 0{,}20\ kg\ CO_2\ /\ kWh$$

el ahorro anual de emisiones de CO_2 se calcula como:

$$CO_2 = \frac{133.510\ \text{kWh}}{\text{año}} \times 0{,}20\ \text{kg}\frac{CO_2}{\text{kWh}} = 26.702\ \text{kg}\ CO_2\ /año$$

De acuerdo con el análisis de la producción energética detallada para la planta fotovoltaica, se estima una generación anual promedio de 133,51 MWh durante su vida útil. Considerando un factor de emisión medio de 0,20 kg CO_2/kWh, correspondiente al mix energético actual de la red eléctrica española según datos del IDAE, la instalación permitirá evitar la emisión de aproximadamente 26,7 toneladas de CO_2 al año. Este ahorro contribuye de manera significativa a los objetivos de descarbonización y sostenibilidad ambiental del centro educativo.

Capítulo 11. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Este proyecto se alinea estrechamente con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas, debido a la rrealización de un estudio de implementación fotovoltaica para un colegio de Madrid. El proyecto trasciende el mero ahorro de costes energéticos al contribuir a objetivos sociales y ambientales más amplios.

ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante

El estudio promueve la adopción de fuentes de energía renovables y limpias en las instituciones educativas, ayudando a reducir la dependencia de los combustibles fósiles y a mejorar el acceso a energía sostenible en el entorno escolar.

La incorporación de 144 módulos solares con una potencia total instalada de 79,9 kWp permite cubrir una parte significativa de la demanda energética anual del centro educativo. Durante los 30 años de vida útil del sistema, se estima una media de autoconsumo superior al 88 %, lo que se traduce en un notable descenso de la dependencia de la red y una mayor autosuficiencia energética. Esta generación limpia evita la emisión anual de más de 27 toneladas de CO_2, contribuyendo así a la meta 7.2 de incrementar sustancialmente la proporción de energías renovables en el mix energético.



Imagen 27: ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante

ODS 4: Educación de Calidad

Al integrar sistemas solares en los colegios, el proyecto ofrece oportunidades prácticas para concienciar a los estudiantes sobre la sostenibilidad, el cambio climático y la eficiencia energética, fomentando una cultura de responsabilidad ambiental adaptada al contexto educativo.

Gracias a la posibilidad de monitorizar en tiempo real la producción de energía, los estudiantes pueden adquirir conocimientos aplicados en materias como ciencias, tecnología y medio ambiente. Esta conexión entre infraestructura y aprendizaje permite fomentar competencias STEM y consolidar una conciencia crítica y ambiental desde edades tempranas, alineando los contenidos educativos con los desafíos actuales de sostenibilidad y transición energética.



Imagen 28: ODS 4: Educación de Calidad

ODS 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles

La adopción del autoconsumo solar en los colegios contribuye a la construcción de comunidades más sostenibles y resilientes, posicionando a los centros educativos como ejemplos de gestión responsable de los recursos y liderazgo ambiental.

La reducción de la demanda energética sobre la red y la ejemplaridad de una institución pública como un colegio actúan como catalizadores para la transformación del tejido social y energético de su entorno. Este tipo de intervenciones, replicables y escalables, promueven una cultura energética sostenible que trasciende los límites físicos del centro educativo y alcanza a familias, barrios y comunidades cercanas.



Imagen 29: ODS 11: Ciudades y Comunidades Sostenibles

ODS 13: Acción por el Clima

Mediante la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de energía escolar, el proyecto apoya los esfuerzos globales para combatir el cambio climático y disminuir la huella de carbono de las actividades educativas.

La generación acumulada durante el periodo de explotación del sistema permitirá evitar la emisión de más de 800 toneladas de dióxido de carbono, lo que supone una contribución significativa a los compromisos internacionales en materia de descarbonización. Además, al involucrar a la comunidad educativa, se potencia el efecto multiplicador del proyecto, al fomentar cambios de comportamiento sostenibles y formar ciudadanos conscientes del impacto ambiental de sus acciones cotidianas.



Imagen 30: Acción por el Clima

En resumen, este proyecto presenta la instalación de paneles solares en colegios no solo como una medida de ahorro energético, sino como una estrategia integral que impulsa la sostenibilidad global y posiciona a los centros educativos como actores clave en la transición hacia un futuro más verde y sostenible [76].

Capítulo 12. CONCLUSIONES

El desarrollo de este proyecto ha permitido demostrar la viabilidad técnica, económica y medioambiental de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en un colegio. A lo largo del trabajo se han abordado todas las fases esenciales del diseño, comenzando por un análisis contextual que enmarca la evolución de la energía solar y el autoconsumo, tanto a nivel mundial como nacional, así como el marco regulatorio aplicable en España.

A partir del estudio detallado del emplazamiento, incluyendo sus condiciones climáticas y características físicas, se ha podido dimensionar una instalación adaptada a las necesidades del centro educativo objeto del estudio. La selección de la base de datos PVGIS como fuente principal de recurso solar se ha justificado por su equilibrio entre precisión y adaptación a las condiciones locales. Las simulaciones en PVsyst han permitido optimizar el sistema en función de distintas configuraciones y tecnologías.

El sistema propuesto cuenta con 144 módulos solares de Jinko Solar y 4 inversores de AOTAI, alcanzando una potencia instalada de 79,9 kWp. A lo largo de los 30 años de operación, la instalación fotovoltaica presenta una degradación moderada y previsible en su producción, pasando de generar 141,86 MWh en el primer año a 125,16 MWh en el trigésimo, alcanzando al final del periodo alrededor del 88,3 % de la generación inicial. El autoconsumo sigue una tendencia similar, alcanzando un promedio de 127,27 MWh/año, mientras que la energía vertida a la red desciende de 7,60 MWh a 5,46 MWh, reflejando una operación estable y adaptada a la degradación natural de los módulos. El consumo total de la instalación se mantiene alrededor de 719 MWh/año a lo largo del periodo, y el factor de capacidad presenta una leve disminución, pasando de 20,3 % a 17,9 %, para promediar un 19,07 % en el transcurso de las tres décadas. En conjunto, estos resultados demuestran que la instalación garantiza una cobertura de autoconsumo elevada y una contribución energética

constante durante toda su vida útil, consolidándola como una inversión viable y eficaz a largo plazo.

Desde el punto de vista económico, el proyecto muestra una alta rentabilidad: una TIR del 14,13%, un periodo de recuperación de 8 años y un VAN 114.741,80 €. El análisis de sensibilidad ha reforzado la robustez del proyecto frente a variaciones del precio de la electricidad. En términos medioambientales, la instalación permitirá evitar anualmente más de 27 toneladas de CO_2.

Finalmente, el trabajo incorpora una evaluación completa del sistema eléctrico, incluyendo cableado, protecciones, legalización y posibles subvenciones. Esto refuerza la aplicabilidad real del proyecto y su contribución a la transición energética y la sostenibilidad del sector terciario.

Capítulo 13. BIBLIOGRAFÍA

[1] UNFCCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático). (s.f.). *El Acuerdo de París.* UNFCCC.

Enlace: https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris

[2] Parlamento Europeo. (2019, 26 de septiembre). *¿Qué es la neutralidad de carbono y cómo alcanzarla para 2050?* Parlamento Europeo.

Enlace:https://www.europarl.europa.eu/topics/es/article/20190926STO62270/que-es-la-neutralidad-de-carbono-y-como-alcanzarla-para-2050

[3] International Energy Agency (IEA PVPS). (2023, abril). *IEA PVPS Snapshot 2023*.

Enlace: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/04/IEA_PVPS_Snapshot_2023.pdf

[4] International Energy Agency (IEA PVPS). (2025). *IEA PVPS Snapshot 2025*.

Enlace: https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2025/

[4] Boletín Oficial del Estado (BOE). (2004, 12 de marzo*). Real Decreto 435/2004, de 12 de marzo, por el que se regula el régimen jurídico de la energía fotovoltaica.* BOE-A-2004-5562.

Enlace: https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2004-5562

[5] El Periódico de la Energía. (2019, 14 de febrero). *Historia de la fotovoltaica en España, desde sus inicios en 1984 a sus objetivos para 2030.*

Enlace:https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/

[6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2004). *Energía en España 2004.*

Enlace:https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files1/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2004.pdf

[7] Red Eléctrica de España (REE). (2010). *El sector eléctrico en 2010.*

Enlace:https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2010_elsectorelectrico.pdf

[8] Red Eléctrica de España (REE). (2011). Informe del sistema eléctrico en 2011: *El sector eléctrico.*

Enlace:https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2011_elsectorelectrico_v3.pdf

[9] Red Eléctrica de España (REE). (2017). *Avance del informe del sistema eléctrico 2017.*

Link:https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2017_v3.pdf

[10] Red Eléctrica de España (REE). *Potencia instalada solar fotovoltaica.*

Enlace:https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia

[11] Statista. *Porcentaje de energía solar fotovoltaica generada por región en España.*

Enlace:https://es.statista.com/estadisticas/1004393/porcentaje-de-energia-solar-fotovoltaica-generada-por-region-en-espana/

[12] Cinco Días. (2024, 31 de diciembre*). La energética estatal China Three Gorges compra la mayor planta solar de España.*

Enlace:https://cincodias.elpais.com/companias/2024-12-31/la-energetica-estatal-china-three-gorges-compra-la-mayor-planta-solar-de-espana.html

[13] Natural Home.*Impuesto al sol.*

Enlace: El impuesto al sol: Un recorrido por su historia en España y más allá

[14] Alianza por el Autoconsumo. (2020). *Informe sobre el autoconsumo en España*.

Enlace:informe-autoconsumo_PAGf.pdf

[15] APPA Renovables. (s.f.). *Marco Regulatorio Autoconsumo*.

Enlace: https://www.appa.es/appa-autoconsumo/marco-regulatorio-autoconsumo/

[16] Energías Renovables. (2024, 9 de octubre). *Autoconsumo fotovoltaico en Europa: La senda hacia el futuro.*

Enlace:Autoconsumo fotovoltaico en Europa: la senda hacia un crecimiento sostenido

[17] Gobierno de España. (1998). *Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.* Boletín Oficial del Estado, núm. 312, de 30 de diciembre de 1998.

Enlace: BOE-A-1998-30041 Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

[18] Gobierno de España. (2004*). Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.* Boletín Oficial del Estado, núm. 75, de 27 de marzo de 2004.

Enlace: BOE-A-2004-5562 Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

[19] Gobierno de España. (2007). *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.* Boletín Oficial del Estado, núm. 126, de 26 de mayo de 2007.

Enlace: BOE-A-2007-10556 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

[20] Gobierno de España. (2011). *Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia*. Boletín Oficial del Estado, núm. 296, de 9 de diciembre de 2011.

Enlace: BOE-A-2011-19242 Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

[21] Jefatura del Estado. (2013). *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Boletín Oficial del Estado, núm. 310, de 27 de diciembre de 2013.

Enlace: BOE-A-2013-13645 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

[22] Gobierno de España. (2015). *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regula el autoconsumo de energía eléctrica y se establecen las condiciones administrativas, técnicas y económicas para el autoconsumo*. Boletín Oficial del Estado, núm. 243, de 10 de octubre de 2015.

Enlace: BOE-A-2015-10927 Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

[23] Gobierno de España**.** (2018). *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*. Boletín Oficial del Estado, núm. 235, de 6 de octubre de 2018.

Enlace: BOE-A-2018-13593 Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

[24] Gobierno de España. (2019). *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, núm. 83, de 6 de abril de 2019.

Enlace: BOE-A-2019-5089 Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

[25] Gobierno de España**.** (2021). *Real Decreto 23/2021, de 26 de marzo, por el que se aprueban medidas urgentes para la mejora de la cadena de valor del sector industrial, la transición energética y la sostenibilidad*. Boletín Oficial del Estado, núm. 74, de 27 de marzo de 2021.

Enlace: BOE-A-2021-8447 Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.

[26] Agenex. (2024, septiembre 29). *España aprueba el nuevo PNIEC que actualiza al alza los objetivos energéticos para 2030*. Agenex.

Enlace:https://www.agenex.net/es/espana-aprueba-el-nuevo-pniec-que-actualiza-al-alza-los-objetivos-energeticos-para-2030

[27] pv magazine España. (2024, noviembre 13). *El nuevo Real Decreto de autoconsumo: Una oportunidad para que España sea líder en energía distribuida*. pv magazine España. Enlace:https://www.pv-magazine.es/2024/11/13/el-nuevo-real-decreto-de-autoconsumo-una-oportunidad-para-que-espana-sea-lider-en-energia-distribuida/

[28] El Periódico de la Energía**.** (2024, septiembre 28). *Nuevo PNIEC 2030: El gobierno dispara los objetivos de renovables e hidrógeno para descarbonizar España*. El Periódico de la Energía.

Enlace:https://elperiodicodelaenergia.com/nuevo-pniec-2030-el-gobierno-dispara-los-objetivos-de-renovables-e-hidrogeno-para-descarbonizar-espana/

[29] SFE Solar. (2025, 1 de abril). *Autoconsumo fotovoltaico*.

Enlace:https://www.sfe-solar.com/noticias/autoconsumo/autoconsumo-fotovoltaico/#Cuales-son-las-modalidades-de-autoconsumo

[30] Montel Energy. (s.f.). *What are the effects of rain on solar panel performance?* Montel Energy.

Enlace:https://montel.energy/blog/what-are-the-effects-of-rain-on-solar-panel-performance

[31] Gorilla Power Solutions. (s.f.). *What happens if the solar panels get wet or submerged?* Gorilla Power Solutions.

Enlace:https://gorillapowersolutions.com/what-happens-if-the-solar-panels-get-wet-or-submerged/

[32] Energigreen. (s.f.). *Tarifa 6.1TD*.

Enlace: https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-6-1td/

[33] Bartolomé Briones. (2021, marzo 9). *El gobierno aprueba el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico*.

Enlace:https://www.bartolomebriones.com/es/blog/el-gobierno-aprueba-el-real-decreto-148-2021-de-9-de-marzo-por-el-que-se-establece-la-metodologia-de-calculo-de-los-cargos-del-sistema-electrico

[34] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). (s.f.). *Informe sobre la metodología de cálculo de los cargos y peajes del sistema eléctrico*.

Enlace: https://www.cnmc.es/sites/default/files/4455887_0.pdf

[35] Boletín Oficial del Estado (BOE). (2021, marzo 9). *Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico*. BOE-A-2021-4239.

Enlace: https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-4239

[36] Red Eléctrica de España. (s.f.). *Servicios de ajuste del sistema*.

Enlace: https://www.ree.es/es/operacion/garantia-suministro/servicios-ajuste

[37] Pleno Ahorro. (s.f.). Bono social de electricidad: solicitud y contacto.

Enlace: https://plenoahorro.com/bono-social-electricidad-solicitud-contacto/

[38] Tarifas Luz Hoy. (s.f.). *Impuesto eléctrico en la factura*.

Enlace: https://tarifasluzhoy.es/blog/precios/impuesto-electrico-en-la-factura

[39] ICAI. (s.f.). Tema 1: La energía del sol. Documento compartido por la tutora.

[40] profileSOLAR. (2022). *Análisis de energía solar fotovoltaica en Madrid, España*.

Enlace: https://profilesolar.com/locations/Spain/Madrid/

[41] Pardo, C. (2024, 20 de febrero). *Inclinación de paneles solares*. Sunhero.

Enlace: https://www.sunhero.com/en/blog/tilting-of-solar-panels/

[42] Lumisa. (s.f.). Inclinación y orientación de las placas solares.

Enlace: https://lumisa.es/blog/inclinacion-orientacion-placas-solares

[43] Solar360. (2024, 23 de febrero). La mejor orientación para placas solares.

Enlace:https://www.solar360.es/blog/instalacion-y-mantenimiento/mejor-orientacion-placas-solares

[44] Solarmente. (2023, 28 de marzo). Orientación e inclinación de las placas solares: maximiza el rendimiento de tu instalación.

Enlace: https://solarmente.es/blog/orientacion-placas-solares

[45] Meteotest. (s.f.). *Meteonorm*.

Enlace: https://meteonorm.com

[46] Joint Research Centre. (s.f.). *PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System*. Comisión Europea.

Enlace: https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis

[47] NASA. (s.f.). *POWER: Prediction of Worldwide Energy Resources*. NASA Langley Research Center.

Enlace: https://power.larc.nasa.gov

[48] GeoModel Solar. (s.f.). *SolarGIS: Solar resource data and software for solar energy industry*.

Enlace: https://solargis.com

[49] National Renewable Energy Laboratory. (s.f.). *NREL: National Renewable Energy Laboratory*. Departamento de Energía de EE. UU.

Enlace: https://www.nrel.gov

[50] Perfecta Energía. (s.f.). ¿Quieres saber cuánto produce un panel solar?

Enlace: https://perfectaenergia.com/quieres-saber-cuanto-produce-un-panel-solar/

[51] IDAE. (2024). Guía profesional de tramitación del autoconsumo (v.6). Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

Enlace:https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo

[52] Generadordeprecios.info. (s.f.). *Estructura soporte para módulo solar*.

Enlace:https://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Electricas/Solar_fotovoltaica/IEF002_Estructura_soporte_para_modulo_sola.html

[53] Hello Watt. (s.f.). ¿Cómo funciona un contador bidireccional de energía?

Enlace: https://www.hellowatt.es/placas-solares/contador-bidireccional

[54] Grupo Temper. (n.d.). *FT-Fusibles cilíndricos para protección de instalaciones fotovoltaicas gPV*.

Enlace:https://www.grupotemper.com/catalogo/images/adjuntos2/FT-Fusibles-cilindricos-para-proteccion-de-instalaciones-fotovoltaicas-gPV.pdf

[55] Telergon. (n.d.). *Nueva gama de interruptores-seccionadores DC para fotovoltaica*.

Enlace:https://telergon.gorlan.com/nueva-gama-de-interruptores-seccionadores-dc-para-fotovoltaica/

[56] Prosurge. (2019, 26 de marzo). *Clasificación de los dispositivos de protección contra sobretensiones*.

Enlace:https://prosurge.com/es/clasificaci%C3%B3n-de-dispositivos-de-protecci%C3%B3n-contra-sobretensiones/

[57] Ministerio de Ciencia y Tecnología. (2002, 18 de septiembre). Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (ITC-BT-40. Instalaciones generadoras de baja tensión). Boletín Oficial del Estado, núm. 224. Enlace: https://direct-electro.es/files/reglamentobajatension/ITC_BT_40.pdf

[58]Schneider Electric. (s.f.). *Interruptor seccionador 80A, 4 tornillos prolongado*. Enlace:https://www.se.com/cl/es/product/VCCF4/interruptor-seccionador-80a-4-tornillos-prolongado/

[59] Schneider Electric. (s.f.). Interruptor diferencial Acti9 iID, 4P, 40A, 30mA, clase A-SI.

Enlace:https://www.se.com/es/es/product/A9R61440/interruptor-diferencial-acti9-iid-4p-40a-30ma-asi/

[60] ClimatiEnergía. (2024, 9 de julio). *Guía Profesional Tramitación autoconsumo v.6*. Enlacehttps://climaienergia.com/wpcontent/uploads/2025/04/20240709_Guia_Profesional_Tramitacion_autoconsumo_v.6.pdf?utm_source=

[61] Apaga Luz. (2025). *Mejor tarifa luz con placas solares | Comparador de precios*. Enlace: https://www.apaga-luz.com/noticias/tarifas-placas-solares/

[62] Energytec. (s. f.). Panel Jinko Solar Tiger Neo N-Type JKM580N-72HL4-BDV. de

Enlace:https://energytec.es/placas-solares/616-panel-jinko-solar-tiger-neo-n-type-jkm580n-72hl4-bdv.html

[63] Aotai Electric Co., Ltd. (s.f.). *20kW Aotai ASP-KTLC*.

Enlace: https://solarpage.in/products/20kw-aotai-asp-ktlc

[64] Lazard. (2024). *Lazard's Levelized Cost of Energy+ (LCOE+) - Version 17.0*. Lazard. Enlace: https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf

[65] Albasolar. (s.f.). *Legalización de una instalación fotovoltaica*.

Enlace: https://albasolar.es/legalizacion-de-una-instalacion-fotovoltaica/

[66] FENERCOM (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid). (2021). *Programas de ayudas para Renovables en Autoconsumo, Almacenamiento y Sistemas Térmicos*.

Enlace:https://www.fenercom.com/actuacion/praast-programas-de-ayudas-para-energias-renovables-en-autoconsumo-almacenamiento-y-sistemas-termicos/

[67] SunFields Europe. (2025). *Subvenciones placas solares en Madrid 2025*.

Enlace: https://www.sfe-solar.com/subvenciones-placas-solares/madrid/

[68] EcoFlow. (2025). *Subvenciones para placas solares en Madrid 2025: ¿qué esperar?* Enlace: https://www.ecoflow.com/es/blog/subvenciones-placas-solares-madrid-2025

[69] Energanova. (2025). *Claves de la normativa de Autoconsumo Fotovoltaico en España (Real Decreto 244/2019)*.

Enlace:https://energanova.es/claves-de-la-normativa-de-autoconsumo-fotovoltaico-en-espana-real-decreto-244-2019/

[70] Selectra. (2025). *Normativa para la instalación de placas solares en 2025*.

Enlace: https://selectra.es/autoconsumo/info/normativa/legalizacion

[71] Agremia. (2019). *Documentación para puesta en servicio de instalaciones de autoconsumo*.

Enlace:https://agremia.com/documentacion-para-la-puesta-en-servicio-de-instalaciones-de-generacion-de-energia-electrica-para-autoconsumo/

[72] isla Solar. (2021). *Madrid elimina el permiso de obra en las Placas Solares*.

Enlace: https://islasolar.com/madrid-elimina-el-permiso-de-obra/

[73] Ministerio de Ciencia y Tecnología. (2002, 2 de agosto). *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión*. Boletín Oficial del Estado, (224), 18 de septiembre de 2002.

Enlace:https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-18099

[74] Suelo Solar. (2019). *Inscripción en registro autonómico de autoconsumo de las instalaciones solares fotovoltaicas*.

Enlace:https://suelosolar.com/noticias/autoconsumo-balance-neto-consultorio-tramitacion/espana/21-4-2019/la-inscripcion-registro-autonomico-autoconsumo-instalaciones-autoconsumo-solar-fotovoltaico

[75] Red Eléctrica de España. (2021). Emisiones de CO_2 asociadas a la generación de electricidad. Marzo de 2021.

Enlace: https://api.esios.ree.es/documents/580/download?locale=es

[76] United Nations. (s.f.). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*.

Enlace: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DOCUMENTO 2 - PLANOS

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio 2025

Cuadro DC

Cuadro AC

1 2 3 ∘∘∘ 18

1 2 3 ∘∘∘ 18

CA

CC

<I

<I

Cuadro DC

Cuadro AC

1 2 3 ∘∘∘ 18

1 2 3 ∘∘∘ 18

CA

CC

<I

<I

LEYENDA

- Módulo fotovoltaico
- Fusible
- Sobretensión transitoria
- Seccionador
- Inversor (CA / CC)
- Interruptor magnetotérmico
- Sobretensión permanente y transitoria
- Interruptor diferencial

PROYECTO
Instalación Eléctrica
Edificio 1 /2

I.C.A.I.

Nº DE PLANO: 1

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DOCUMENTO 3 - ANEXOS

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso

Madrid

Julio 2025

Índice de Anexos:

INFORME PVSYST 3

FICHAS TÉCNICAS COMPONENTES ELÉCTRICOS 14

INFORME PVSYST

PVSYST
PHOTOVOLTAIC SOFTWARE

PVsyst student

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: psfv icai autoconsumo

Variant: caso base v1 inclinacion 38 SMA

Sheds on ground

System power: 79.9 kWp

Colegio estudio-psfv - Spain

Author
Yolanda Gaudó (Spain)

Project: psfv icai autoconsumo

Variant: caso base v1 inclinacion 38 SMA

Yolanda Gaudó (Spain)

Project summary

Geographical Site
Colegio estudio-psfv
España

Situation

Latitude	40.45 °N
Longitude	-3.64 °W
Altitude	690 m
Time zone	UTC

Project settings

Albedo	0.20

Weather data
Colegio estudio-psfv
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System
Simulation for year no 1

Sheds on ground

Orientation #1
Fixed plane
Tilt/Azimuth 38 / 0.3 °

Near Shadings
Linear shadings : Fast (table)

User's needs
Monthly values

System information

PV Array		Inverters	
Nb. of modules	144 units	Nb. of units	4 units
Pnom total	79.9 kWp	Pnom total	80.0 kWac
		Pnom ratio	0.999

Results summary

Produced Energy	144.94 MWh/year	Specific production	1814 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.33 %
Used Energy	727.40 MWh/year			Solar Fraction SF	18.86 %

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 7
Loss diagram 8
Predef. graphs 9
Single-line diagram 10

PVsyst student

General parameters

Grid-Connected System — **Sheds on ground**

Orientation #1

Fixed plane		Sheds configuration		Sizes	
Tilt/Azimuth	38 / 0.3 °	Nb. of sheds	4 units	Sheds spacing	8.00 m
		Set of tables		Collector width	2.29 m
		Shading limit angle		Top inactive band	0.02 m
		Limit profile angle	°	Bottom inactive band	0.02 m

Models used

Transposition	Perez
Diffuse	Imported
Circumsolar	separate

Horizon

Average Height 0.9 °

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

User's needs

Monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
78.7	72.9	69.2	53.7	60.0	52.3	42.2	18.5	62.8	68.7	76.8	71.5	727	MWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer	Generic
Model	JKM-555N-72HL4-BDV
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	555 Wp
Number of PV modules	144 units
Nominal (STC)	79.9 kWp
Modules	8 string x 18 In series
At operating cond. (50°C)	
Pmpp	73.9 kWp
U mpp	692 V
I mpp	107 A

Inverter

Manufacturer	Generic
Model	Aotai_ASP-20KTLC
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	20.0 kWac
Number of inverters	4 units
Total power	80.0 kWac
Operating voltage	250-950 V
Pnom ratio (DC:AC)	1.00

Total PV power

Nominal (STC)	80 kWp
Total	144 modules
Module area	372 m²

Total inverter power

Total power	80 kWac
Number of inverters	4 units
Pnom ratio	1.00

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)	29.0 W/m²K
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	70 mΩ
Loss Fraction	1.0 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation

Year no	1
Loss factor	0.4 %/year
Imp / Vmp contributions	80% / 20%
Mismatch due to degradation	
Imp RMS dispersion	0 %/year
Vmp RMS dispersion	0 %/year

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	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

System losses

Auxiliaries loss

Proportional to Power 5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 400 Vac tri
Loss Fraction 0.45 % at STC
Inverter: Aotai_ASP-20KTLC
Wire section (4 Inv.) Alu 4 x 3 x 16 mm²
Average wires length 18 m

PVsyst student

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°27'1", Long=-3°38'19", Alt=690m

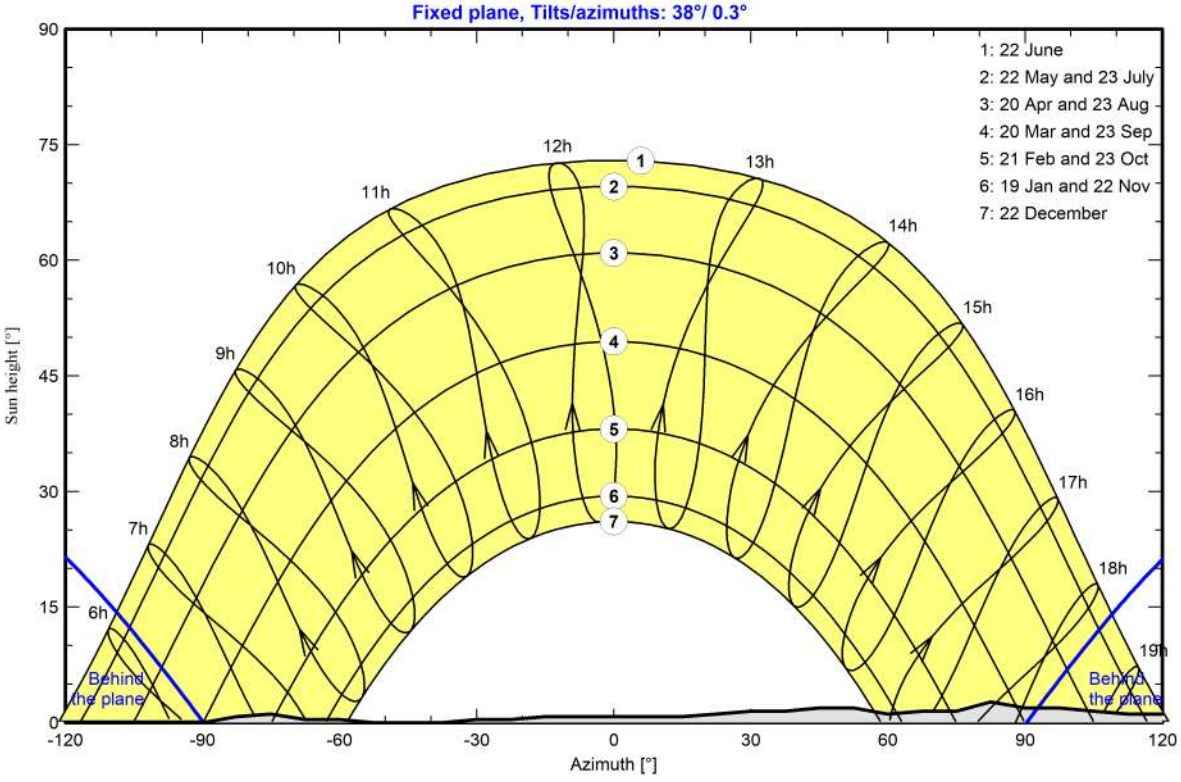
Average Height	0.9 °	Albedo Factor	0.00
Diffuse Factor	1.00	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-150	-143	-90	-83	-75	-68	-60	-53	-38	-30
Height [°]	0.8	0.8	0.0	0.0	0.8	1.1	0.4	0.4	0.0	0.0	0.4
Azimuth [°]	-23	-15	15	23	30	38	45	53	60	68	75
Height [°]	0.4	0.8	0.8	1.1	1.5	1.5	1.9	1.9	1.1	1.5	1.5
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	158	173	180	
Height [°]	2.7	1.9	1.9	1.5	1.1	1.1	1.5	1.5	0.8	0.8	

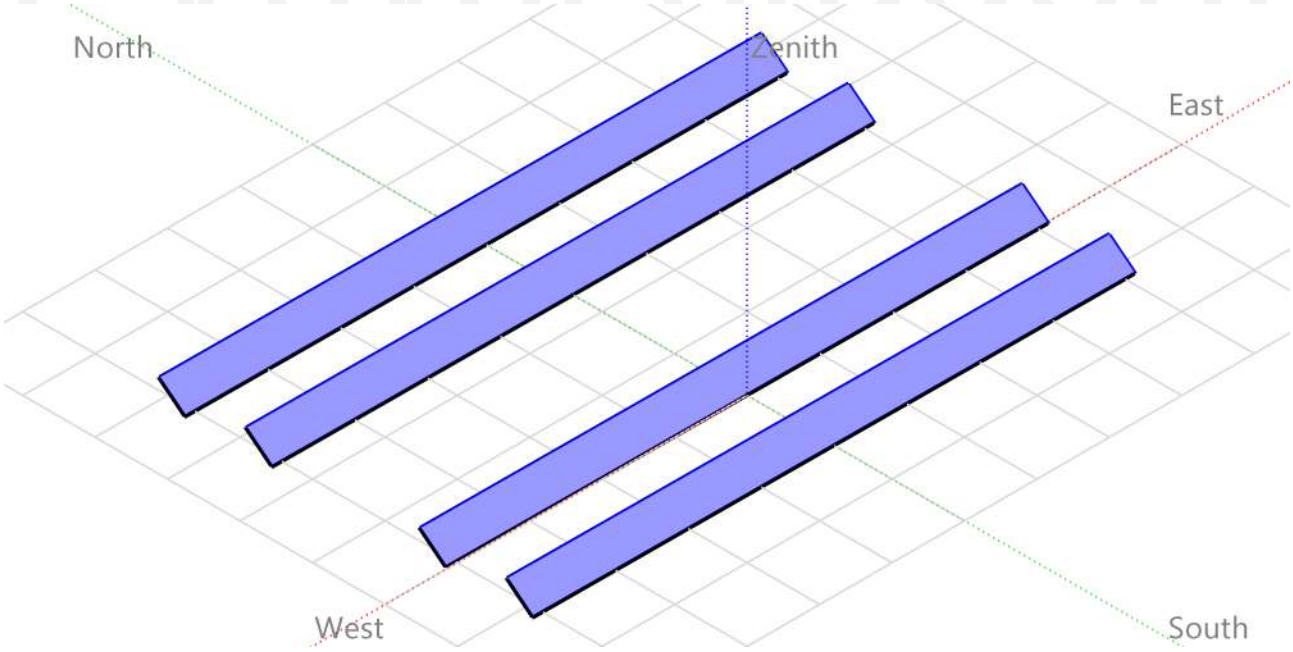
Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Orientation #1



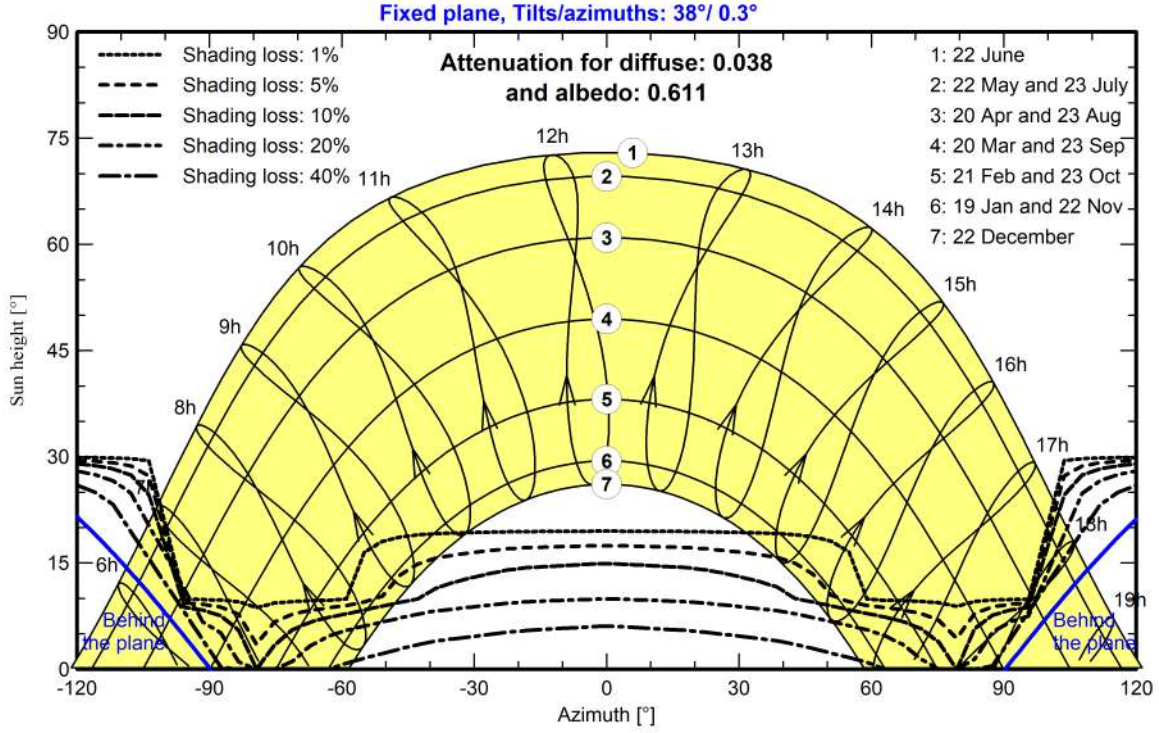
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

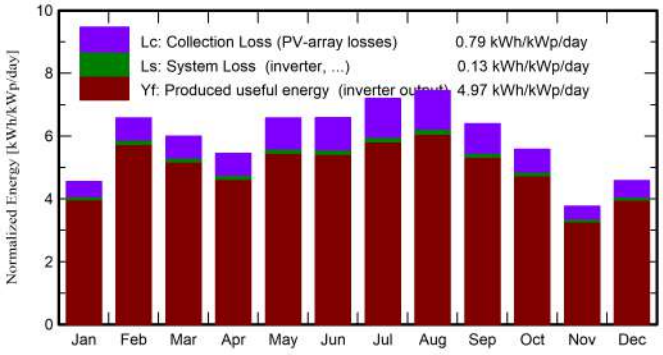


Main results

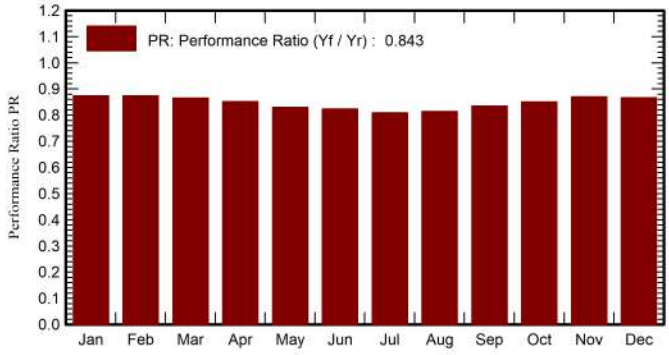
System Production

Produced Energy	144.94 MWh/year	Specific production	1814 kWh/kWp/year
Used Energy	727.40 MWh/year	Perf. Ratio PR	84.33 %
		Solar Fraction SF	18.86 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	75.3	22.40	5.57	141.2	132.7	10.12	78.75	9.87	0.000	68.88
February	111.7	24.01	7.76	184.1	175.1	13.17	72.94	12.85	0.000	60.10
March	142.1	45.20	9.24	185.9	176.0	13.18	69.22	12.85	0.000	56.37
April	153.5	66.22	11.60	163.3	153.2	11.42	53.66	11.12	0.000	42.54
May	212.6	64.21	19.02	203.8	191.1	13.88	60.03	13.52	0.000	46.51
June	217.8	71.49	21.55	197.6	184.7	13.35	52.35	13.00	0.000	39.35
July	238.5	62.69	27.35	223.1	209.1	14.81	42.21	13.85	0.578	28.35
August	221.0	51.68	26.52	231.2	217.8	15.43	18.45	7.85	7.196	10.60
September	158.5	53.19	20.98	191.8	181.2	13.12	62.84	12.79	0.000	50.05
October	117.5	41.69	16.29	173.1	164.0	12.06	68.68	11.76	0.000	56.91
November	69.1	31.16	9.22	113.2	106.5	8.09	76.75	7.88	0.000	68.87
December	69.2	20.88	4.22	142.0	131.3	10.09	71.53	9.83	0.000	61.70
Year	1786.8	554.81	14.99	2150.5	2022.8	148.71	727.40	137.17	7.774	590.24

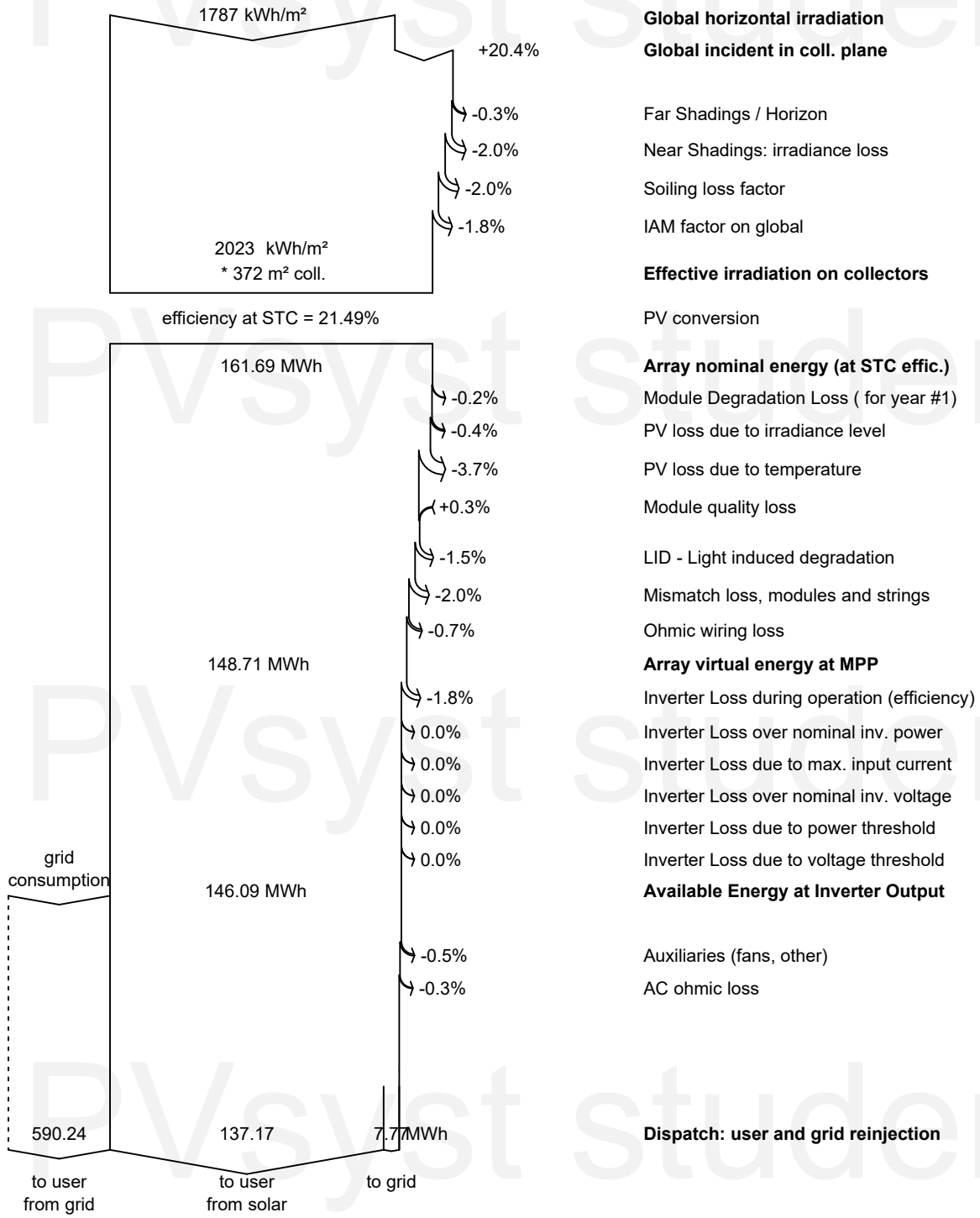
Legends

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 student

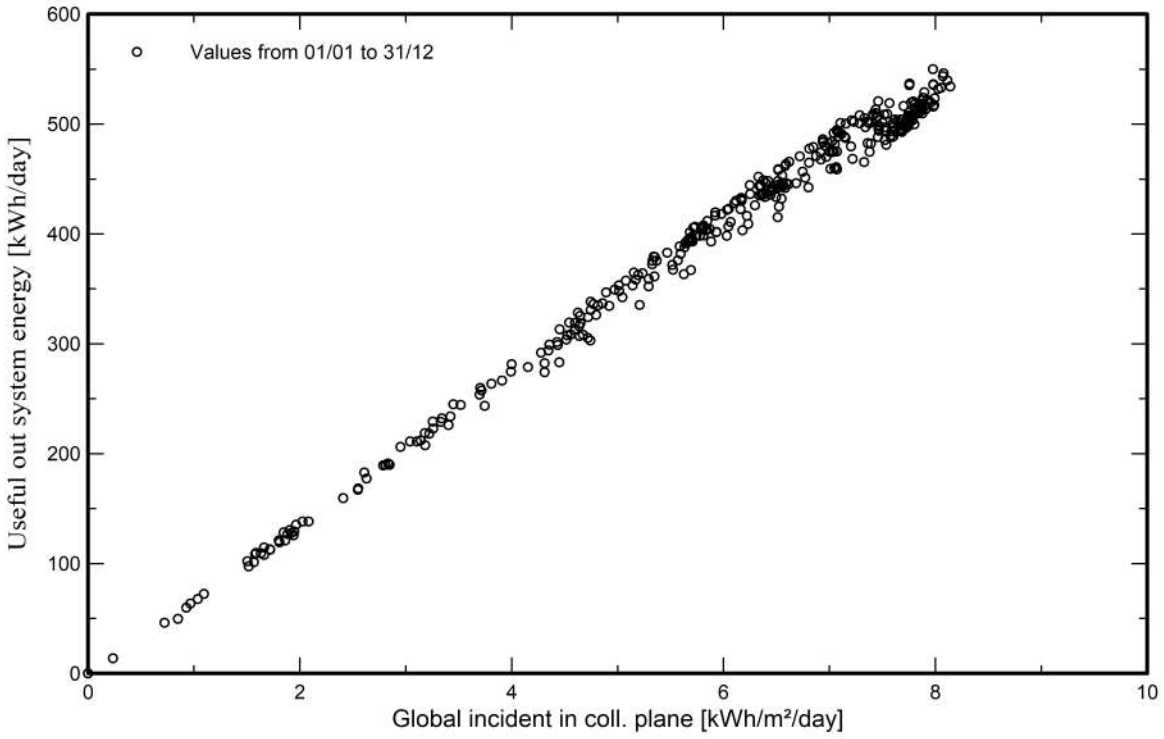
PVsyst V8.0.6
VCW, Simulation date:
25/06/25 10:08
with V8.0.6

Loss diagram

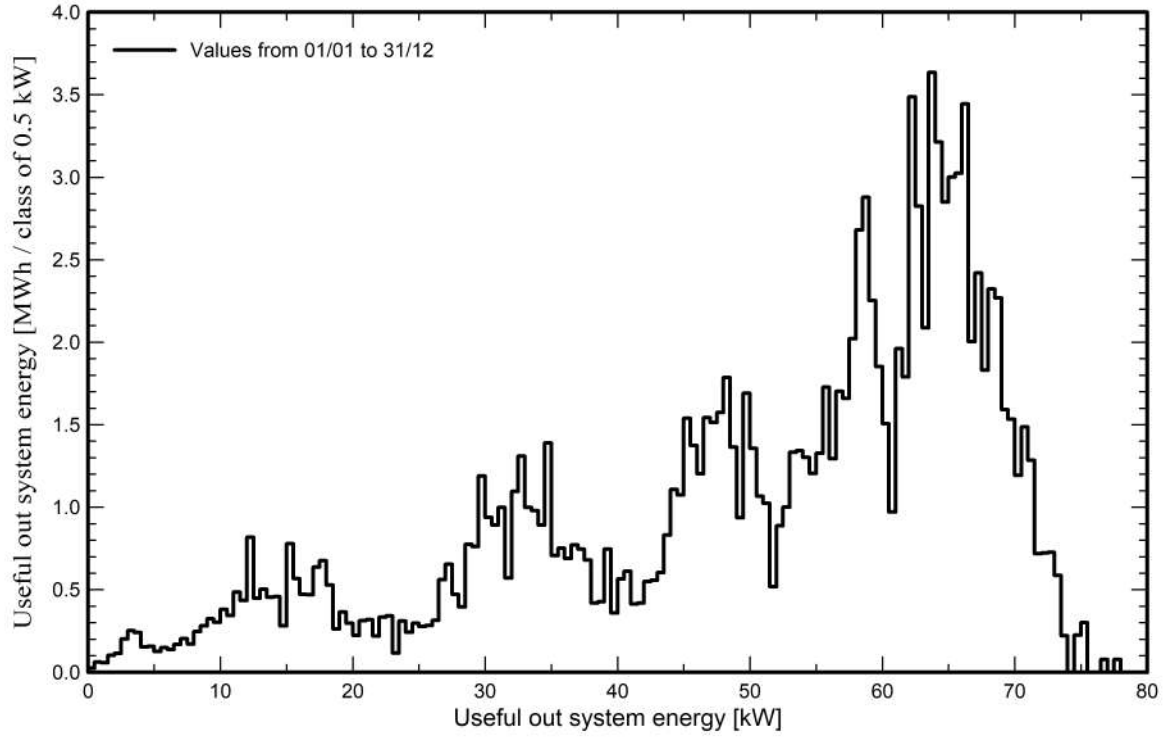


Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria

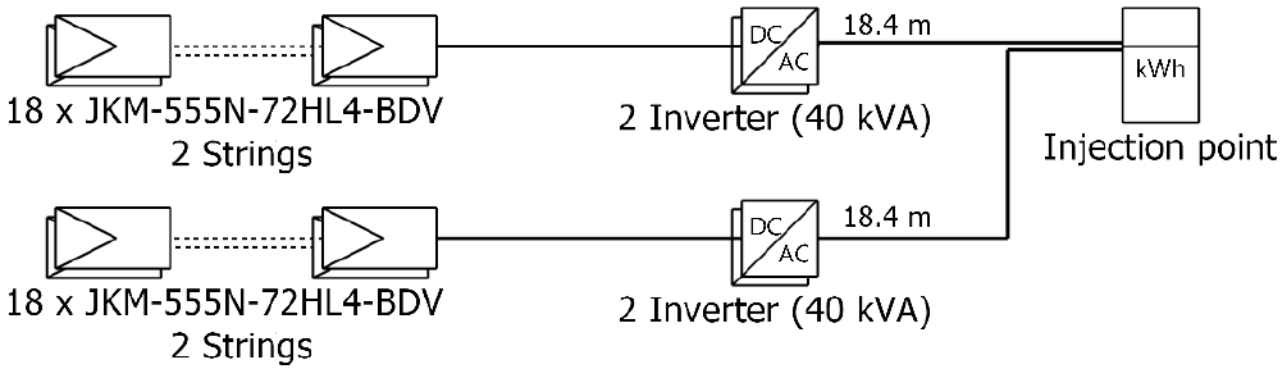


Distribución de potencia de salida del sistema



Single-line diagram

PVsyst V8.0.6
VCW, Simulation date:
25/06/25 10:08
with V8.0.6



PV module	JKM-555N-72HL4-BDV
Inverter	Aotai_ASP-20KTLC
String	18 x JKM-555N-72HL4-BDV

	psfv icai autoconsumo	Yolanda Gaudó (Spain)
	VCW : caso base v1 inclinacion 38 SMA	25/06/25

FICHAS TÉCNICAS COMPONENTES ELÉCTRICOS

www.jinkosolar.com

Building Your Trust in Solar

Tiger Neo N-type 72HL4-(V)

555-575 Watt

MONO-FACIAL MODULE



N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018
Occupational health and safety management systems

Key Features

SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.

Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.

PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.

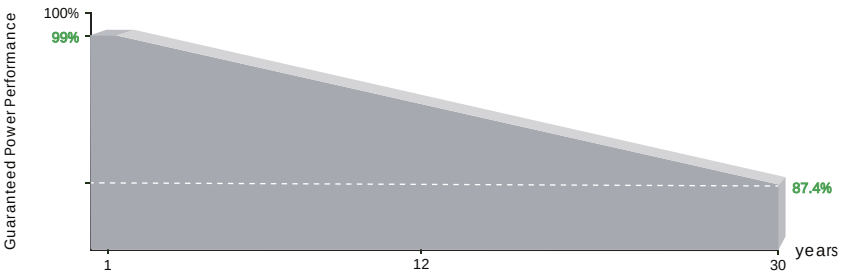
Enhanced Mechanical Load

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

Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

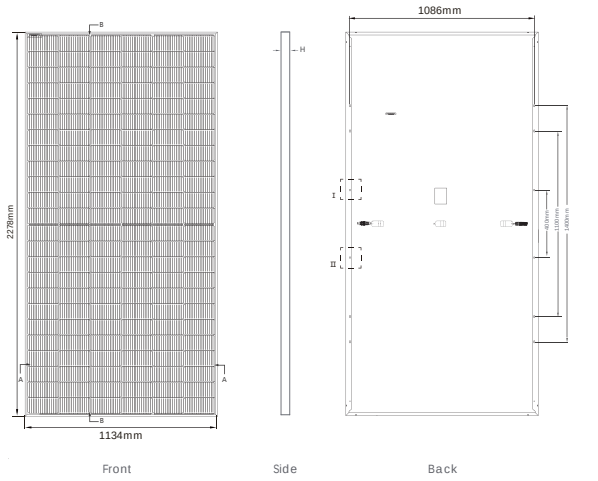


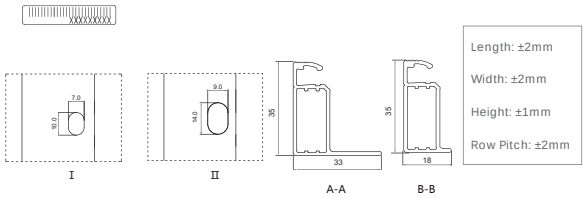
12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

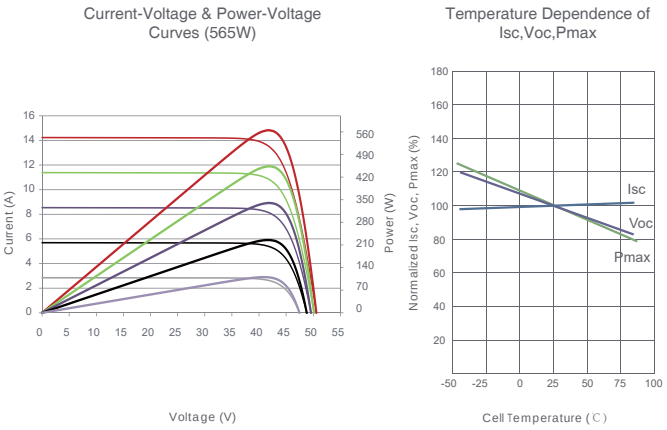
0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings





Electrical Performance & Temperature Dependence



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

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

Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×35mm (89.69×44.65×1.38 inch)
Weight	28 kg (61.73 lbs)
Front Glass	3.2mm,Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm² (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM555N-72HL4 JKM555N-72HL4-V		JKM560N-72HL4 JKM560N-72HL4-V		JKM565N-72HL4 JKM565N-72HL4-V		JKM570N-72HL4 JKM570N-72HL4-V		JKM575N-72HL4 JKM575N-72HL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp	575Wp	432Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.64V	39.12V	41.77V	39.25V	41.92V	39.38V	42.07V	39.51V	42.22V	39.60V
Maximum Power Current (Imp)	13.33A	10.67A	13.41A	10.73A	13.48A	10.79A	13.55A	10.85A	13.62A	10.92A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.34V	47.82V	50.47V	47.94V	50.60V	48.06V	50.74V	48.20V	50.88V	48.33V
Short-circuit Current (Isc)	14.07A	11.36A	14.15A	11.42A	14.23A	11.49A	14.31A	11.55A	14.39A	11.62A
Module Efficiency STC (%)	21.48%		21.68%		21.87%		22.07%		22.26%	
Operating Temperature(℃)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

©2021 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

FUSIBLES CILÍNDRICOS 10x38 /14x51 PARA INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

CYLINDRICAL FUSE-LINKS 10x38/14x51 FOR PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS

HORUS PHOTOVOLTAIC PROTECTION

RoHS Compliant

gPV 600-1000-1100V

FICHA TÉCNICA / *TECHNICAL DATA SHEET*



DF ELECTRIC, S.A
C/. Silici, 67-69
08940 CORNELLA DEL LLOBREGAT
BARCELONA (SPAIN)
www.dfelectric.es
Telf.: +34-93 377 85 85
Fax: +34-93 377 82 82

● Los datos reflejados en esta ficha técnica están sujetos a la correcta instalación del producto de acuerdo con las instrucciones del fabricante, normas y reglamentos de instalación y conforme a las reglas profesionales, debidamente mantenido y utilizado en las aplicaciones para las que está previsto. ● Los productos descritos en este documento han sido diseñados, desarrollados y ensayados de acuerdo a una normativa específica. Se consideran componentes que son integrados formando parte de una instalación, máquina o equipo. La garantía y responsabilidad del correcto funcionamiento general del conjunto corresponde al fabricante de la instalación, máquina o equipo. DF Electric S.A. no puede garantizar las características de una instalación, máquina o equipo que ha sido diseñado por un tercero. Una vez que se ha seleccionado un producto, el usuario debe comprobar que es apropiado para su aplicación, mediante las verificaciones y/o ensayos que considere oportunos. ● DF ELECTRIC se reserva el derecho a cambiar las dimensiones, especificaciones, materiales o el diseño de sus productos en cualquier momento con o sin previo aviso.	*● The data reflected in this technical record are subject to the correct installation of the product in accordance with manufacturer's instructions, relevant installation standards and professional practices, maintained and used in applications for which they were made.* *● The products described in this document have been designed, developed and tested in accordance with specific standard. They are considered components that are integrated as part of installation, machine or equipment.* *The correct general operation of the referred product is responsibility of the manufacturer of the installation, machine or equipment.* *DF Electric S.A. cannot guarantee the characteristics of an installation, machine or equipment that has been designed by a third party.* *Once a product has been selected, the user must verify that it is appropriate for its application, through the verifications and/or tests that it deems appropriate.* *● DF ELECTRIC retains the right to change the dimensions, specifications, materials or design of its products at any time with or without notice.*
 De acuerdo a la directiva de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (WEEE) el material electrico no debe formar parte de los residuos habituales. Este symbolo alerta a los usuarios de que estos productos deben reciclarse según la normativa local medioambiental de eliminación de residuos.	 *According to the waste of electrical and electronic equipment directive, electrical material should not be part of the usual waste.* *This symbol alerts users that these products should be recycled according to local environmental waste disposal regulations.*
 El logotipo "*experto electrotécnico*" marcado sobre los productos incluidos en la presente ficha técnica indica que la instalacion de estos productos debe ser realizada por personal experto con conocimientos especializados.	 *The "electro technical expert" logo marked on the products included in this data sheet indicates that the installation of these products must be carried out by expert personnel with specialized knowledge.*
 Para evitar riesgo eléctrico, realice la instalación sin tensión.	 *To prevent electrical hazards, carry out the installation without voltage.*
 Advertencias de seguridad	 *Safety notice*

DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO	***PRODUCT DESCRIPTION***
Los fusibles cilíndricos 10x38 y 14x51 gPV **DF Electric** han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos (protección de *strings*) en tensiones hasta 1.100 V DC. La gama comprende los siguientes cartuchos fusibles: • Talla 10x38 1000 V DC 1A a 20A • Talla 10x38 600 V DC 25A a 32A • Talla 14x51 1000 V DC 25A y 32A • Talla 14x51 1100 V DC 15A y 20A Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a las Normas IEC 60269-6 y UL248-19). Están construidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio. Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las bases modulares PMX-PV. Los cartuchos fusibles 10x38 comprendidos entre 2A y 20A están certificados según norma UL248-19. UL Listed (File E355019)	*gPV 10x38 and 14x51 cylindrical fuse-links from **DF Electric** have been developed to offer a compact, safety and economic protection of photovoltaic modules (string protection) with voltages up to 1.100 VDC.* *The range comprises the following fuse-links:* • *Size 10x38 1000 V DC 1A to 20A* • *Size 10x38 600 V DC 25A to 32A* • *Size 14x51 1000 V DC 25A and 32A* • *Size 14x51 1100 V DC 15A and 20A* *They provide protection against overloads as well as short-circuit (gPV class according to the requirements of IEC60269-6 and UL248-19 Standards).* *Made with ceramic tube with high withstand to internal pressure and thermal shock, that allows a high breaking capacity in a reduced physical space.* *Contacts are made in silver plated copper and melting elements are made in pure silver in order to avoid the aging and thus keep unalterable the electric characteristics.* *For these fuse-links we recommend the utilization of PMX-PV fuseholders.* *10x38 fuse-links comprised between 2A and 20A are UL approved according to UL248-19 standard.* *UL Listed (File E355019)*
NORMAS	***STANDARDS***
IEC60269-1 (Fusibles – requisitos generales) IEC60269-6 (Fusibles para sistemas fotovoltaicos) UL248-1 (Fusibles - requisitos generales) UL248-19 (Fusibles fotovoltaica) Directiva RoHS (Restricción de sustancias peligrosas)	*IEC60269-1 (Fuse-links – general requirements)* *IEC60269-6 (Fuse-links for solar photovoltaic systems)* *UL248-1 (Fuse-links – general requirements)* *UL248-19 (Photovoltaic fuses)* *RoHS directive (Restriction of Hazardous Substances)*

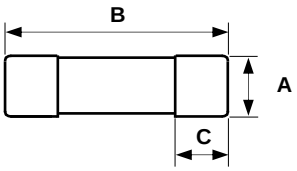
CARACTERÍSTICAS TECNICAS | *TECHNICAL CHARACTERISTICS*

Tamaño *Size*	10x38 / 14x51
Tensiones asignadas *Rated voltages*	600V DC / 1.000V DC / 1.100 V DC
Corriente asignada *Rated current*	10x38 1.000 V DC → 1A…20A 10x38 600 V DC → 25A…32A 14x51 1.000 V DC → 25A - 32A 14x51 1.100 V DC → 15A - 20A
Poder de corte asignado *Rated breaking capacity*	Fuse-links 600 V DC → 30 kA (L/R = 2 ms) Fuse-links 1.000 V DC → 30 kA (L/R = 2 ms) Fuse-links 1.100 V DC → 10 kA (L/R = 2 ms)
Categoría de utilización *Utilization category*	***gPV*** **(protección de sobrecargas y cortocircuitos)** *(protection against overload and short-circuit)*
Corriente mínima de interrupción *Minimum interrupt rating*	**2…32A** →1,35·In **1A** →1,45·In
Temperatura de almacenaje *Storage temperature*	-40°C ... 90°C
Temperatura de funcionamiento *Operating temperature*	-40°C ... 80°C

TAMAÑO *SIZE*	Un (V DC) *Un (V DC)*	In (A) *In (A)*	REFERENCIA *REFERENCE*	POTENCIA DISIPADA (W) @ 0,7·In *POWER DISSIPATION (W) @ 0,7·In*	POTENCIA DISIPADA (W) @ In *POWER DISSIPATION (W) @ In*	I^2t PREARCO (A^2s) *PREARCING I2t (A2s)*	I^2t TOTAL @ Un (A^2s) *OPERATING I2t @ Un (A2s)*
10x38	1000V	**1**	**491601**	0,31	0,76	0,35	1,3
		2	**491602**	0,78	1,45	0,62	1,0
		3	**491604**	0,66	1,66	1,9	3,1
		4	**491605**	0,64	1,57	6,9	11
		5	**491606**	0,60	1,65	14	22
		6	**491610**	0,77	1,84	24	38
		8	**491615**	0,82	2,00	7	17
		10	**491620**	0,94	2,20	15	38
		12	**491625**	0,98	2,40	27	68
		15	**491629**	1,05	2,65	62	115
		16	**491630**	1,10	2,70	89	165
		20	**491635**	1,33	3,20	158	294
10x38	600 V	**25**	**491940**	1,10	2,74	280	460
		30	**491944**	1,70	4,00	400	650
		32	**491945**	1,76	4,40	400	650
14x51	1100 V	**15**	**491647**	1,34	3,14	48	112
		20	**491648**	1,55	3,68	99	367
14x51	1000 V	**25**	**491650**	1,60	3,80	275	650
		32	**491655**	2,00	4,70	550	1300

CARACTERÍSTICAS TECNICAS | *TECHNICAL CHARACTERISTICS*

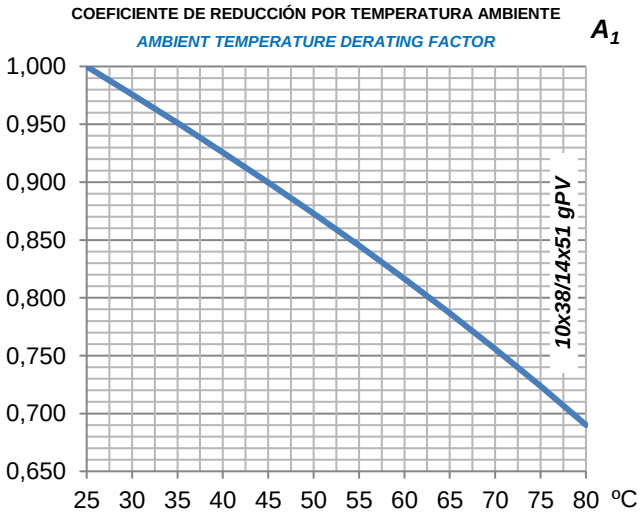
DIMENSIONES / DIMMENSIONS



	A	B	C	Peso *Weight* (gr.)
10x38	10,3 ±0,1	$38^{+0,9}_{-0,6}$	10	8
14x51	14,3 ±0,1	$51^{+0,6}_{-1}$	13	18

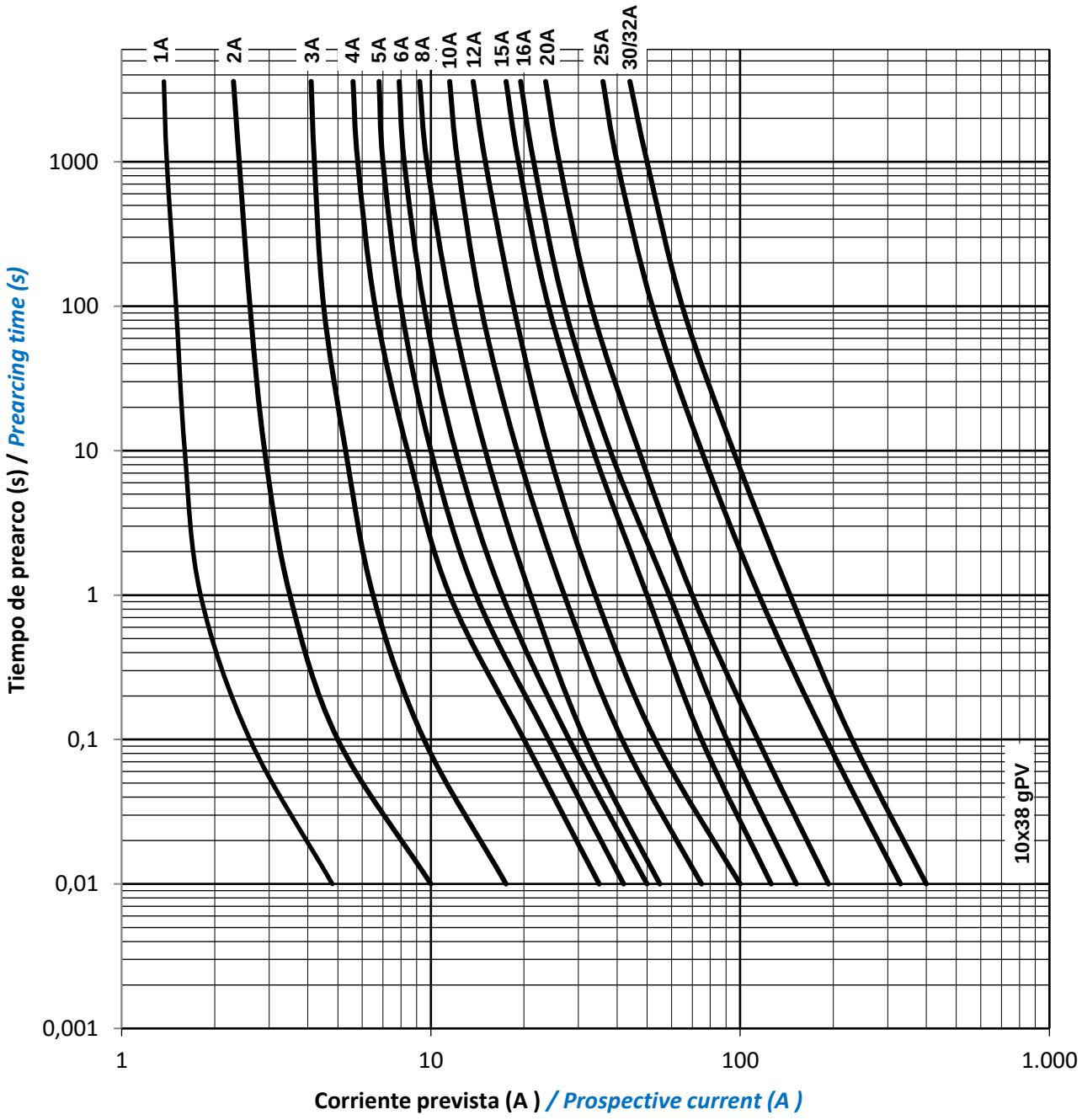
COEFICIENTE DE REDUCCIÓN POR TEMPERATURA AMBIENTE
AMBIENT TEMPERATURE DERATING FACTOR

t_a (ºC)	A_1
25	1
30	0,98
35	0,95
40	0,92
45	0,90
50	0,87
55	0,85
60	0,82
65	0,79
70	0,76
75	0,72
80	0,69



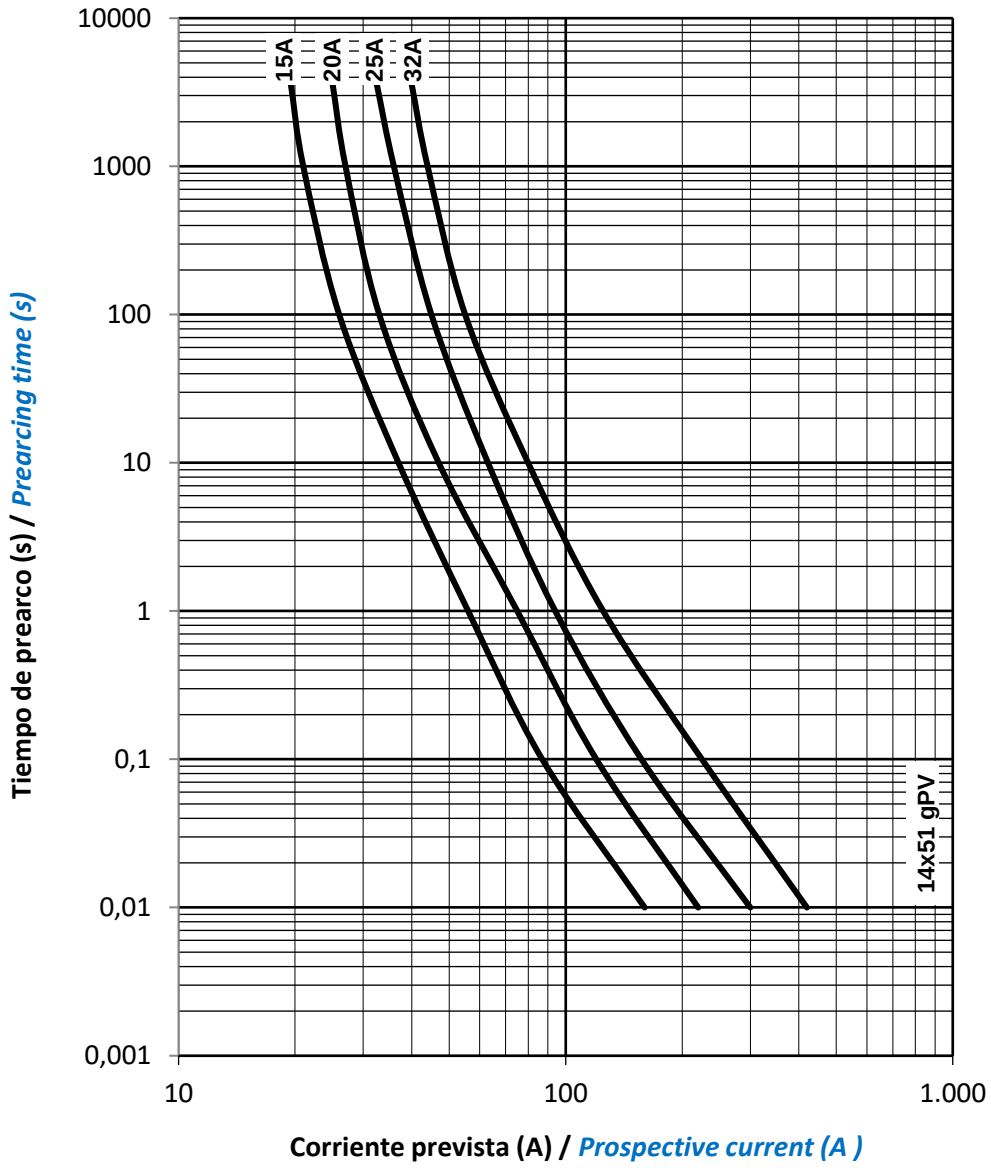
CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE (10x38)

TIME-CURRENT CHARACTERISTICS (10x38)



CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE (14x51)

TIME-CURRENT CHARACTERISTICS (14x51)



GUÍA DE SELECCIÓN Y APLICACIÓN

En las centrales fotovoltaicas, se dan unas condiciones de instalación y de funcionamiento que deben ser consideradas a la hora de seleccionar el fusible adecuado para la protección.

Estos fusibles suelen ir montados en el interior de cajas estancas, donde se alcanzan temperaturas ambiente elevadas. Esto obliga a reducir la corriente máxima a través de los fusibles ya que en caso contrario podría producirse la fusión prematura de los mismos. Para evitarlo, se deben aplicar unos coeficientes de reducción.

Por otro lado, los ciclos día/noche y el paso de nubes hacen que la corriente varíe continuamente a través de los fusibles, generando continuos calentamientos y enfriamientos que producen stress térmico y mecánico en los materiales, especialmente en el elemento de fusión. Para evitar un posible envejecimiento prematuro que provoca la fusión intempestiva, debemos aplicar un coeficiente de seguridad (DF Electric recomienda un valor de 0,80 para este tipo de aplicaciones).

Teniendo presentes estas consideraciones, podemos seleccionar el fusible más adecuado.

Para verificar que la tensión asignada del fusible es adecuada debemos tener en cuenta los siguientes puntos:

- Tensión de circuito abierto de los módulos PV (V_{OC} STC)
- Número de módulos conectados en serie (M).
- Factor de seguridad (20%).

Así, la tensión asignada en DC mínima de los fusibles debe ser:

$$V_{DC}\text{Fusible} \geq V_{OC}(\text{STC}) \cdot M \cdot 1{,}2$$

La tensión de circuito abierto de los módulos V_{OC} (STC) es la tensión máxima que un módulo fotovoltaico puede dar cuando funciona en vacío (sin ninguna carga conectada) en unas condiciones de ensayo determinadas (STC = *Standard Test Condition*) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

SELECTION AND APPLICATION GUIDE

In photovoltaic plants, there are a special installation and working conditions that must be considered to select the appropriate fuse-links.

These fuses are usually placed inside plastic watertight boxes, where high ambient temperatures are reached. This condition force to reduce the maximum current that can circulate through the fuse-links, otherwise it would be have premature aging. To avoid non-desired operation of fuse-links it is necessary to apply a derating when select the appropriate rated current.

On the other hand, the day/night cycles as well as the pass of clouds cause a constant current changes that generates continuous heating and cooling, and this cause a thermal stress in fuse-links materials, especially in the melting elements. To avoid premature aging another derating must be applied (DF Electric recommend a value of 0,80 for this application).

With these considerations it is possible to select the suitable fuse.

To verify that the rated voltage of fuse-link is sufficient, the following points must be taken into account:

- *Open circuit voltage $V_{OC\ STC}$ of PV modules.*
- *Numbers of modules connected in series (M).*
- *Safety factor (20%).*

According to this, rated voltage in DC of fuse-links must be:

$$V_{DC}\text{Fusible} \geq V_{OC}(\text{STC}) \cdot M \cdot 1{,}2$$

Open circuit voltage $V_{OC\ STC}$ of PV modules is the maximum voltage that a Photovoltaic module can deliver when is working without load, measured under standard test conditions (STC). This information is given by the manufacturer of PV modules.

Para escoger la corriente asignada del fusible a utilizar, los puntos a contemplar serán:

- Intensidad de cortocircuito de los módulos I_{SC} (STC)
- Factor de corrección de la temperatura ambiente (A_1).
- Factor de corrección por variación de la corriente (A_2).

La intensidad de cortocircuito de los módulos I_{SC} (STC) es la corriente máxima que un módulo fotovoltaico puede dar en unas condiciones de ensayo determinadas (STC) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Factor de corrección recomendado por variación de la corriente (A_2): 0,80.

La temperatura ambiente en el interior de las cajas donde se alojan las protecciones puede alcanzar fácilmente valores de 40ºC ó 45ºC (para climas tropicales hay que considerar valores más elevados). Se debe aplicar un factor de corrección (A_1) en función de la temperatura ambiente (ver tabla o gráfico de la página 4).

Con las consideraciones anteriores, la corriente asignada del fusible debe ser:

$$I_N \text{fusible} \geq \frac{I_{SC\ STC}}{A_1 \cdot A_2}$$

Como ejemplo, si consideramos una temperatura ambiente máxima de 45ºC, el calibre a utilizar sería:

$$I_N \text{fusible} \geq \frac{I_{SC\ STC}}{0{,}90 \cdot 0{,}80}$$

$$I_N \text{fusible} \geq 1{,}40 \cdot I_{SC\ STC}$$

To choose rated current of fuse-links, points to be taken into account are the following:

- *Short circuit current of PV modules $I_{SC\ STC.}$*
- *Derating factor for ambient temperature (A_1).*
- *Derating factor for current variation (A_2).*

Short circuit current of PV modules $I_{SC\ STC.}$ is the maximum current that one module can deliver measured under standard test conditions (STC). This data is also given by the manufacturer of PV modules.

Recommended derating factor for current variation (A_2): 0,80.

Ambient temperature inside boxes where are placed protections can reach easily 40ºC or 45ºC (for tropical countries it is necessary to consider higher values).
It should be applied a derating factor (A_1) as function of ambient temperature (see table or graphic in pag. 4).

With previous considerations, rated current of fuse-link should be:

$$I_N \text{fuse_link} \geq \frac{I_{SC\ STC}}{A_1 \cdot A_2}$$

For example, if we consider a maximum ambient temperature of 45ºC, the rating to use would be:

$$I_N \text{fuse_link} \geq \frac{I_{SC\ STC}}{0{,}90 \cdot 0{,}80}$$

$$I_N \text{fuse_link} \geq 1{,}40 \cdot I_{SC\ STC}$$

BUD-40/2
PV DC Surge Protection Device

CE

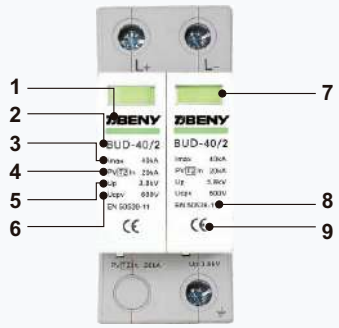
1 Brand
2 Type
3 Max. Discharge Current I_{max}
4 Nominal Discharge Current I_n
5 Voltage Protection Level U_p
6 Max. Continuous Operating Voltage U_{cpv}
7 Indicator
8 Standard Code
9 Certificate Symbol

- Suitable For Use in All Photovoltaic Systems
- Prewired Modular Complete Unit, Consisting of A Base Part and Plug-in Protection Modules
- Plug-in Protection Module, Easily Installation and Maintainance
- High Energy Varistor, Response Time Less Than 25 Nanosecond
- Optional Remote Signalling Contact(FM) for Monitoring Device (Floating Changeover Contact)
- Din Rail Mounting TH35-7.5/DIN35
- Comply with :EN 50539-11

Application

ZBENY PV DC BUD-40/2 Surge Protection Device was designed and manufactured, complying the PV standard EN50539-11, It widely used in PV DCcombiner box, inverter, controller and PV DC cabinet. Rated voltage 600V DC,Maximum discharge current 40KA,High Energy Varistor, high effective for lightning protection.

Appearance Introduction



Type Instruction

BUD	-	40	/	2	600V	RC
Product code		Max. discharge current		Pole	Rated Voltage	With Remote signalling contact
PV DC Surge Protection Device		40KA		2P	600V	RC: With Remote signalling contact Non: Without contact

Parameter

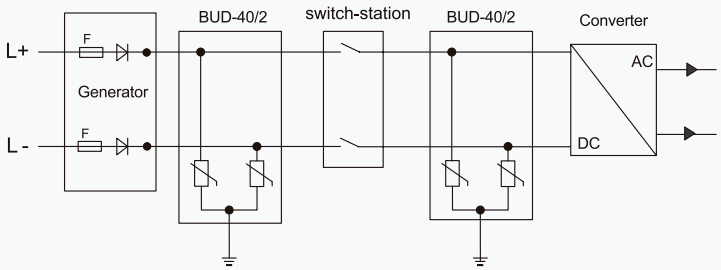
PV DC BUD-40/2 Surge Protection Device		
Pole		2P
Standard		EN 50539-11
Electrical Characteristics		
Category IEC/EN		IEC II/EN2
Open Voltage	Uoc Max	600V DC
Max Continuous Operational Voltage	Uc	600V DC
Nominal Discharge Current	In(8/20)μs	20KA
Maximum Discharge Current	Imax(8/20)μs	40KA
Voltage Protection Level	Up	≤3.8KV
Response Time		≤25ns
Control and Indication		
Operating State/fault Indication		Green/Red
Plug-in Protection Module		■
Remote Signalling Contact(Optional)	Max. Working Voltage(V)	30V DC
	Max. Working Current	1A
Connection and Installation		
Wire	Hard cable mm^2	4~25
	Flexible cable mm^2	4~16
Terminal Screws		M5
Torque(Nm)	Main Circuit	2.5
	Remote Contact	0.25
Degree of Protection		IP20
Installation Environment		
Operating Temperature Range (TU)		-40°C~+85°C
For Mounting on		TH35-7.5/DIN35
Relative Humidity		30%~90%
Weight kg		0.24

BUD-40/2

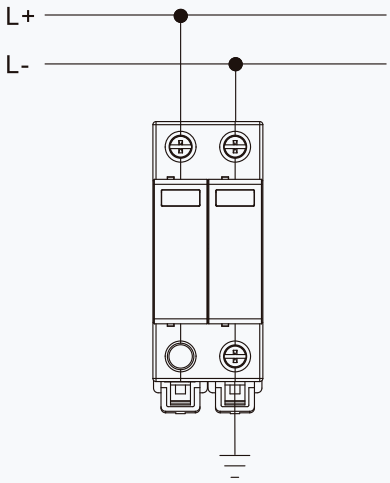
PV DC Surge
Protection Device



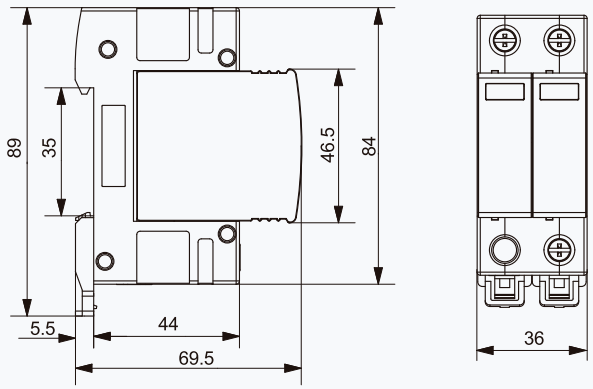
Principal Drawing



Wiring Method



Dimensions(mm)



telergon
gorlan



Serie F1
Interruptor-Seccionador DC

www.telergon.com

gorlan

VENTAJAS DEL PRODUCTO

- Con bloqueo en posición OFF
- Según normativa IEC/EN60947.3 y AS 60947.3
- IP66
- Ith: 40A
- Ith (caja): 32A (no de-rating hasta 70ºC)
- *2 Mando: Directo con bloqueo (1), Externo sin bloqueo (2), Externo negro con bloqueo (3), Externo rojo/amarillo con bloqueo (4), 48x48 negro con bloqueo (6), 48x48 rojo/amarillo con bloqueo (7).
- *3 Tipo de montaje: Carril DIN (DB), Tras Cuadro (PM), Fondo Armario (DC), Caja de plástico (EP), Caja de aluminio (EA).

CÓDIGO

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
F	1	-	0	0	3	2	2	P	3	D	C
Serie			Amperaje				Polos*1		Mando*2	Tipo de montaje*3	

Carril DIN

D B



Tras Cuadro

P M



Fondo Armario

D C



Plástico

E P



Aluminio

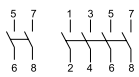
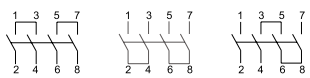
E A



DATOS TÉCNICOS

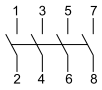
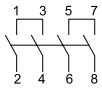
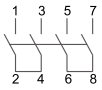
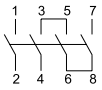
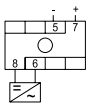
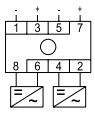
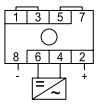
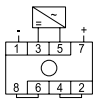
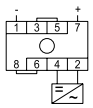
Datos según IEC/EN60947-3:AS60947.3, GB/T14048.3. Categoría de uso DC-PV1/DC-PV2.

Características técnicas			
Tensión de aislamiento	Ui	V	1500
Intensidad térmica	Ith	A	40
Tensión de impulso	Uimp	V	8000
Corriente asignada de corta duración (1s)	Icw	A	1 kA, 1 S
Secciones máximas de cable (incl. puente)			
Rígido		mm^2	4-16
Flexible		mm^2	4-10
Flexible (+ extremo cable multiconductor)		mm^2	4-10
Par de apriete			
Apriete de los tornillos de los terminales M4		Nm	1.2 - 1.8
Apriete de los tornillos de ST4.2		Nm	1.5 - 2.0
Apriete tornillos del pomo M3		Nm	0.5 - 0.7
Par de maniobra interruptor		Nm	0.9 - 1.3
Par de fijación para montaje en base		Nm	1.1 - 1.4
Parámetros generales			
Número de maniobras con carga	Ciclos		3000
Número de maniobras sin carga	Ciclos		10000
Número de polos DC			2 or 4
Temperatura de operación		ºC	-40 to +85 ºC
Temperatura de almacenamiento		ºC	-40 to +85 ºC
Grado de contaminación			3
Categoría de sobrevoltaje			III
Grado de protección (PM, DC, EA, EP)			IP66
Contactos Principales			
Intensidad térmica	Ith		40 A
Tensión de aislamiento	Ui		1500 V
Distancia de contactos (por polo)			8 mm

Intensidad de empleo Ie (DC-PV1 / DC-PV2)		DC-PV1	DC-PV2
2P (1string), 4P (2P+2P - 2 strings)*1 	300V	32A	32 A
	600V	32A	32 A
	800 V	32A	16 A
	1000V	16A	9 A
	1200V	13A	9 A
	1500V	6A	2A
4P (1 string) *1 	300V	40A	32 A
	600V	40A	32 A
	800V	40A	32 A
	1000V	40A	32 A
	1200V	32A	32 A
	1500V	32A	18A

*1 ver tabla de polos y configuraciones

POLOS Y CONFIGURACIONES*1

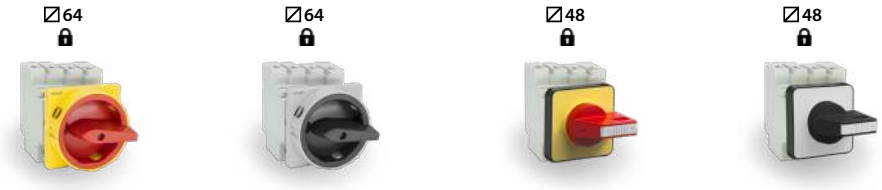
Tipo	2P	4P	4B	4T	4S
Polos Esquema de conexión					
Esquema de puentes					

CARRIL DIN (DB)



		
Polos	Código	Código
2P	F1-00322P1DB	DF1CUA1
4P	F1-00324P1DB	
4B	F1-00324B1DB	
4T	F1-00324T1DB	
4S	F1-00324S1DB	

TRAS CUADRO (PM)



					
Polos	Código	Código	Código	Código	Código
2P	F1-00322P4PM	F1-00322P3PM	F1-00322P7PM	F1-00322P6PM	DF1CUA1
4P	F1-00324P4PM	F1-00324P3PM	F1-00324P7PM	F1-00324P6PM	
4B	F1-00324B4PM	F1-00324B3PM	F1-00324B7PM	F1-00324B6PM	
4T	F1-00324T4PM	F1-00324T3PM	F1-00324T7PM	F1-00324T6PM	
4S	F1-00324S4PM	F1-00324S3PM	F1-00324S7PM	F1-00324S6PM	

FONDO ARMARIO (DC)









					
Polos	Código	Código	Código	Código	Código
2P	F1-00322P4DC	F1-00322P3DC	F1-00322P7DC	F1-00322P6DC	DF1CUA1
4P	F1-00324P4DC	F1-00324P3DC	F1-00324P7DC	F1-00324P6DC	
4B	F1-00324B4DC	F1-00324B3DC	F1-00324B7DC	F1-00324B6DC	
4T	F1-00324T4DC	F1-00324T3DC	F1-00324T7DC	F1-00324T6DC	
4S	F1-00324S4DC	F1-00324S3DC	F1-00324S7DC	F1-00324S6DC	

CAJA PLÁSTICO (EP)




		
Polos	Código	Código
2P	F1-00322P3EP	F1-00322P4EP
4P	F1-00324P3EP	F1-00324P4EP
4B	F1-00324B3EP	F1-00324B4EP
4T	F1-00324T3EP	F1-00324T4EP
4S	F1-00324S3EP	F1-00324S4EP

CAJA ALUMINIO (EA)



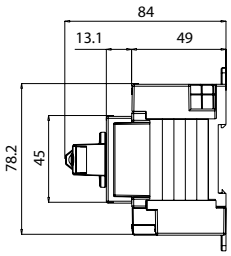

		
Poles	Código	Código
2P	F1-00322P3EA	F1-00322P4EA
4P	F1-00324P3EA	F1-00324P4EA
4B	F1-00324B3EA	F1-00324B4EA
4T	F1-00324T3EA	F1-00324T4EA
4S	F1-00324S3EA	F1-00324S4EA

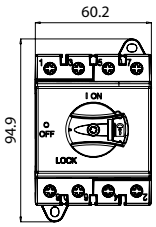
DIMENSIONES

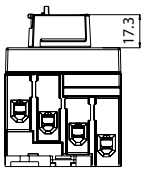
CARRIL DIN (DB)

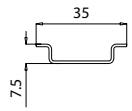


Con bloqueo

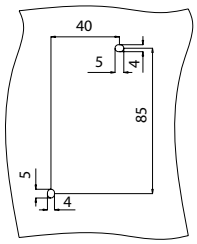








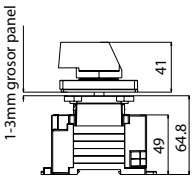
Guía inferior tamaño de instalación de riel

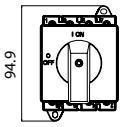


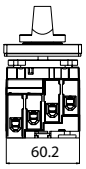
Tamaño de instalación del tornillo

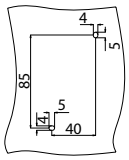
TRAS CUADRO (PM)



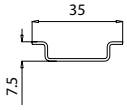






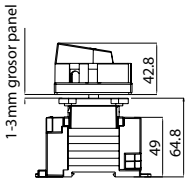


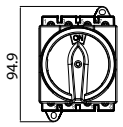
Tamaño de instalación del tornillo



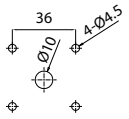
Guía inferior tamaño de instalación de riel









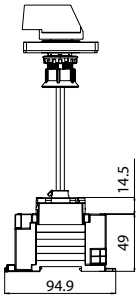


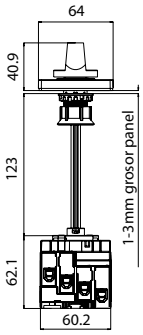
Tamaño de instalación del panel principal

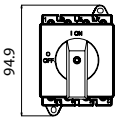
DIMENSIONES

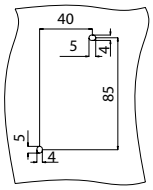
FONDO ARMARIO (DC)





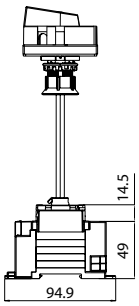


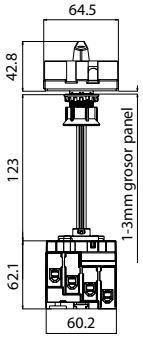


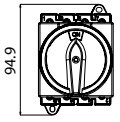


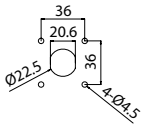
Tamaño de instalación del tornillo



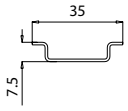








Tamaño de instalación del panel principal

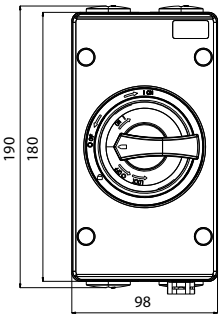


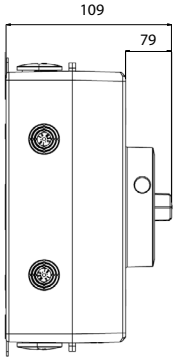
Guía inferior tamaño de instalación de riel

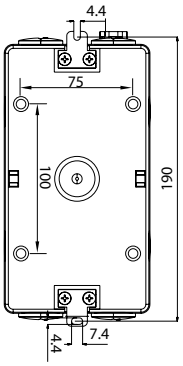
SOLUCIONES EN CAJA



Plástico

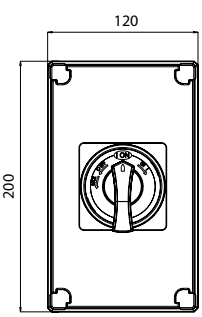


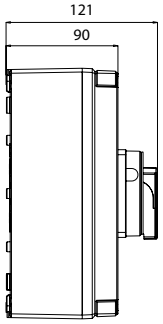


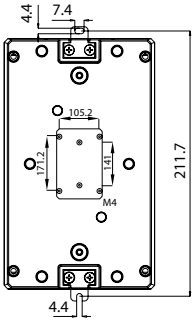




Aluminio









Telergon, SAU
Ctra. Castellón – Pol. La Cartuja
50720 La Cartuja Baja
Zaragoza, Spain

Tel. +34 976 500 876
info@telergon.com
www.telergon.com

TDM-F1-ESP-022025

String-Transformerless

ASP-17/20KTLC



Features

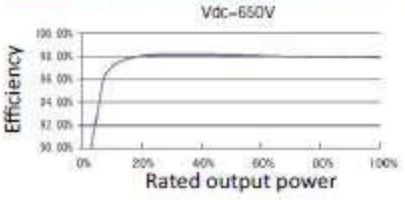
Flexible design
Multi-communication interface: RS485, CANbus
Convection without fan
DC breaker, easy to maintain and safe to use

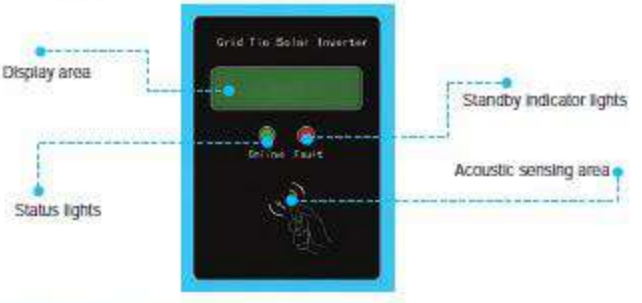
Efficient conversion
Transformerless, max. efficiency is up to 98%;
Euro. efficiency is up to 97.5%
Total current THD <2%
Three-level SVPWM control technology, increase DC voltage utilization

Grid friendly
Adjustable reactive power factor from 0.9 leading to 0.9 lagging
Active and passive anti-islanding protection

Excellent qualities
CQC Golden Sun Certification, TUV Certification,
SAA Certification, CE Certification

Efficiency Curve





Technical Data

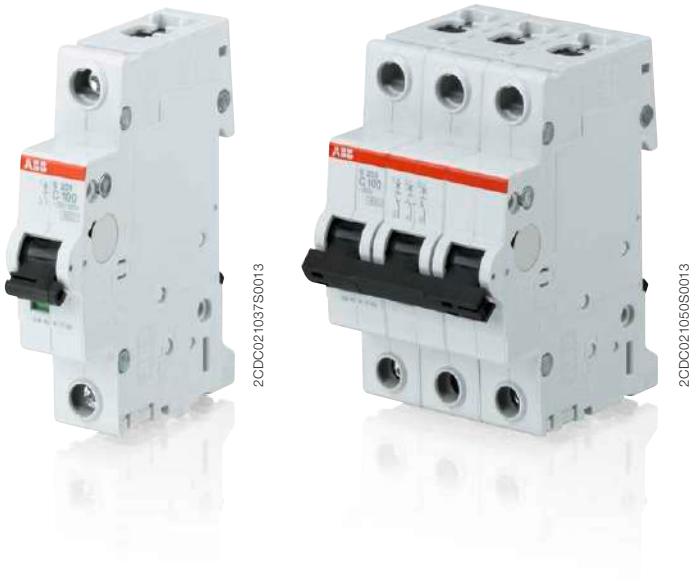
Input	17KTLC	20KTLC
Max. DC input power	18700W	22000W
Max. DC input voltage	900V	
Max. DC input current	2x20A	
MPPT voltage range	250~800V	
Recommended MPP operating voltage	650V	
No. of MPPT	2	
Max. no. of strings per MPPT	3	
Output		
Rated output power	17000W	20000W
Max. output power	18.7KVA	22KVA
Max. output current	27A	32A
Rated grid voltage	400V	
Grid voltage range	310~450Vac	
Rated grid frequency	50Hz/60Hz	
Grid frequency range	47~51.5Hz/57~61.5Hz	
THD	< 2% (Under the rated power)	
Power factor	0.9 leading ~ 0.9 lagging	
DC current injection	< 0.5% (Under the rated power)	

System data	17KTLC	20KTLC
Max. efficiency	98%	
Euro. efficiency	97.5%	
Humidity range	0-95% non-condensing	
Cooling type	Air cooling	
Temperature range	-25~+60℃	
Power consumption at night	< 1W	
Max. working altitude	4000m(Operation with derating above 2000m)	
Display	Two line LCD/Two LEDS/ One voice operated switch	
Communication interface	RS485/CAN bus/Wifi(optional)	
Mechanical data		
Dimensions (WxHxD)	445x680x240mm	
Weight	42Kg	
Protection class	IP65	
Standard		
Grid-connected standard	NB/T32004-2013; GB/T19964-2012	
Safety standard	NB/T32004-2013; IEC 62109-1/2	
Electromagnetic compatibility	IEC 61000-6-2/4	

System pro *M* compact®
Miniature Circuit Breaker S 200 80A-100A

The miniature circuit breakers of the System pro *M* compact® series S 200 provide state-of-the-art safety and comfort. They stand out due to their high performance and the wide range of accessories and approvals.

The additional electrical currents 80 A and 100 A complement the current portfolio of the System pro *M* compact® and offer maximum performance in a single module width.



Features

- Clear contact position indication in red/green (“real CPI”)
- Unique, patented twin terminal with captive screws and an increased opening for cables up to max. 50 mm², finger-proof (IP20)
- Busbar slot in the back for best visibility during installation
- High performance in building installations and industrial applications up to 6 kA at U_e = 400 V AC acc. to IEC/EN 60947-2 and IEC/EN 60898-1
- Individual product identification code
- Approved acc. to IEC/EN 60898-1 and IEC/EN 60947-2 for global use

Country approvals

Approval mark	Description	Country
	VDE	Germany
	CCC	China
	IMQ	Italy
	EAC	Russia
	GOST Fire	
	RCM	Australia
	SABS	South Africa

Note:
Not all approvals are printed on the MCBs.

The indicated approvals generally cover all available approvals worldwide. To verify the approval status in your country please get in touch with your ABB contact person.

Power and productivity
for a better world™

Miniature Circuit Breaker S 200 80A-100A
Technical data

	S 200 80A-100A
General Data	
Standards	IEC/EN 60898-1, IEC/EN 60947-2
Poles	1P, 2P, 3P, 4P, 1P+N, 3P+N
Tripping characteristics	B, C
Rated current I_n	80 A, 100 A
Rated frequency f	50/60 Hz
Rated insulation voltage U_i acc. to IEC/EN 60664-1 (VDE 0110-1)	440 V AC
Overvoltage category	III
Pollution degree	3
IEC/EN 60898-1 (VDE 0641-11)	
Rated operational voltage U_n	1P: 230/400 V AC; 1P+N: 230 V AC; 2P, 3P, 4P, 3P+N: 400 V AC
Max. power frequency recovery voltage U_{max}	1P: 253/440 V AC; 1P+N: 253 V AC; 2P, 3P, 4P, 3P+N: 440 V AC
Min. operating voltage	12 V AC
Rated short-circuit capacity I_{cn}	6 kA
Rated impulse withstand voltage U_{imp} (1.2/50µs)	4 kV (test voltage 6.2 kV at sea level, 5 kV at 2,000 m)
Dielectrical test voltage	2 kV (50/60 Hz, 1 min.)
Reference temperature for tripping characteristics	B, C: 30 °C
Electrical endurance	10,000 ops. (AC); one cycle 2 s - ON, 28 s - OFF
IEC/EN 60947-2 (VDE 0660-101)	
Rated operational voltage U_e	1P, 1P+N: 230 V AC; 2P, 3P, 4P, 3P+N: 400 V AC
Max. power frequency recovery voltage U_{max}	1P, 1P+N: 253 V AC; 2P, 3P, 4P, 3P+N: 440 V AC
Min. operating voltage	12 V AC
Rated ultimate short-circuit breaking capacity I_{cu}	6 kA
Rated service short-circuit breaking capacity I_{cs}	6 kA
Rated impulse withstand voltage U_{imp} (1.2/50 µs)	4 kV (test voltage 6.2 kV at sea level, 5 kV at 2,000 m)
Dielectrical test voltage	2 kV (50/60 Hz, 1 min.)
Reference temperature for tripping characteristics	B, C: 55 °C
Electrical endurance	10,000 ops. (AC); one cycle 2 s - ON, 28 s - OFF
Mechanical data	
Housing	Insulation group I, RAL 7035
Toggle	Insulation group II, black, sealable
Contact position indication	Real CPI (red ON/green OFF)
Protection degree acc. to DIN EN 60529	IP20[1)], IP40 in enclosure with cover
Mechanical endurance	20,000 ops.
Shock resistance acc. to DIN EN 60068-2-27	25 g, 2 shocks, 13 ms
Vibration resistance acc. to DIN EN 60068-2-6	5 g, 20 cycles at 5…150…5 Hz at 0.8 I_n
Environmental conditions (Damp heat cyclic) acc. to DIN EN 60068-2-30	28 cycles with 55 °C/90-96 % and 25 °C/95-100 %
Ambient temperature	-25 ... +55 °C
Storage temperature	-40 ... +70 °C

[1)] Also fulfilling the requirements acc. to the protection degree IPXXB

Miniature Circuit Breaker S 200 80A-100A
Technical data and tripping characteristics

	S 200 80A-100A
Installation	
Terminal	Failsafe bi-directional cache clamp
Cross-section of conductors (top/bottom)	solid, stranded: 50 mm^2 / 50 mm^2 flexible: 50 mm^2 / 50 mm^2
Cross-section of busbars (top/bottom)	16 mm^2 / 16 mm^2
Torque	3.0 Nm
Screwdriver	Nr. 2 Pozidriv
Mounting	On DIN rail 35 mm acc. to EN 60715 by fast clip
Mounting position	any
Supply	any
Dimensions and weight	
Mounting dimensions acc. to DIN 43880	Mounting dimension 1
Pole dimensions (H x T x B)	88.8 x 69 x 17.5
Pole weight	approx. 126 g
Combination with auxiliary elements	
Auxiliary contact	Yes
Signal/auxiliary contact	Yes
Shunt trip	Yes
Unervoltage release	Yes
Motor Operating Device	Yes

Tripping characteristics

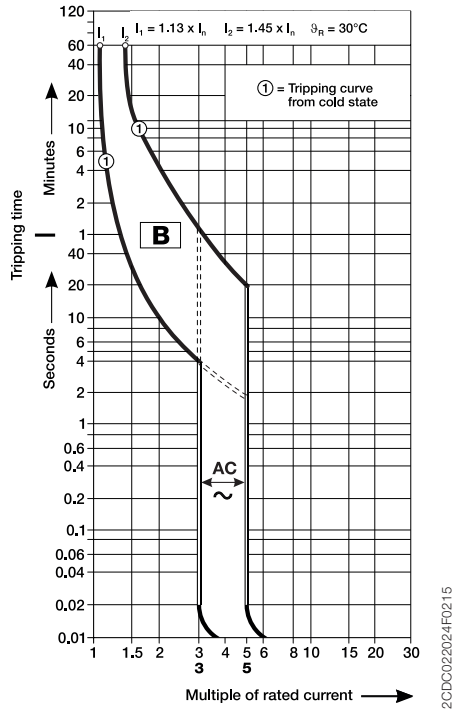
Acc. to	Tripping characteristics	Rated current	Thermal release [1]			Electromagnetic release [2]		
			Currents: conventional non-tripping current	conventional tripping current	Tripping time	Range of instantaneous tripping		Tripping time
		I_n	I_1	I_2				
DIN EN 60898-1	B	80 up to	1.13 · I_n		> 2 h	3 · I_n		0.1 ... 90 s
(VDE 0641-11)		100 A		1.45 · I_n	< 2 h		5 · I_n	< 0.1 s
	C	80 up to	1.13 · I_n		> 2 h	5 · I_n		0.1 ... 30 s
		100 A		1.45 · I_n	< 2 h		10 · I_n	< 0.1 s

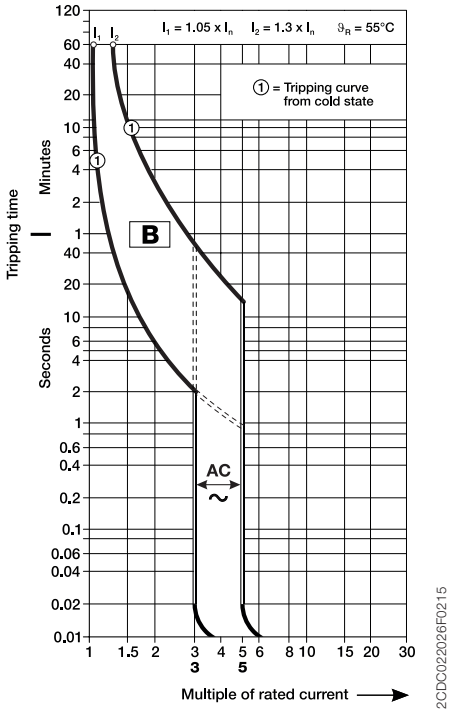
[1] The thermal releases are calibrated to a nominal reference ambient temperature; for B and C the reference value is 30 °C. In the case of higher ambient temperatures, the current values fall by approx. 6 % for each 10 K temperature rise.

[2] The indicated tripping values of electromagnetic tripping devices apply to a frequency of 50/60 Hz. The thermal release operates independent of frequency.

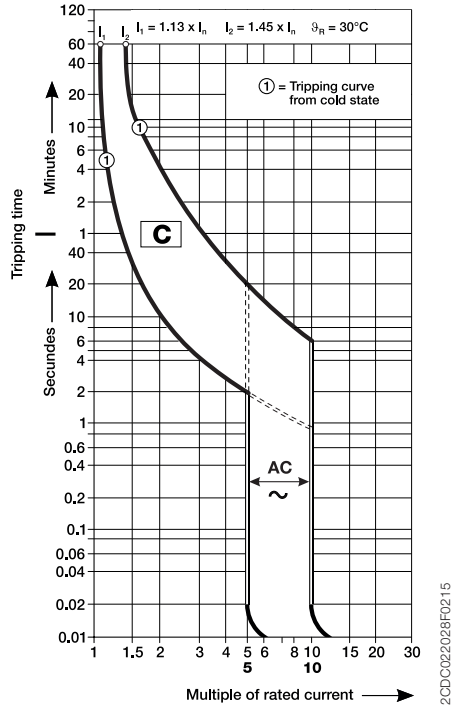
Miniature Circuit Breaker S 200 80A-100A
Tripping characteristics

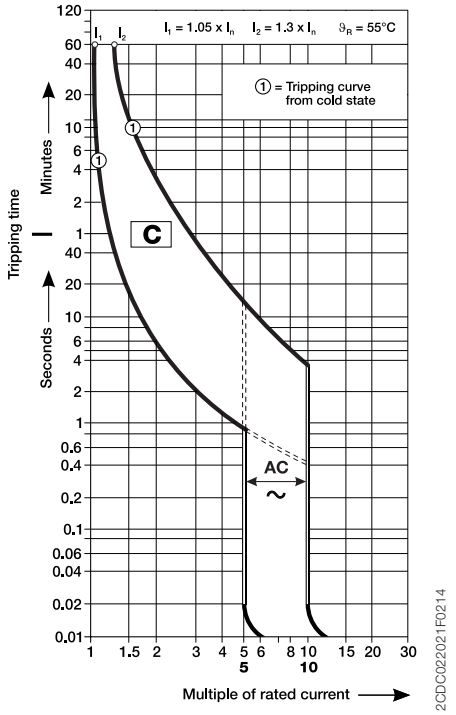
B characteristic





C characteristic





Miniature Circuit Breaker S 200 80A-100A
Derating, internal resistance and power loss

Derating

Deviating ambient temperature

For installations of miniature circuit breakers at other temperatures than the reference value derating factors have to be considered. The rated value of the current of a miniature circuit breaker refers to a reference ambient temperature of 30 °C for circuit breakers with the characteristics B and C.

The following table contains the derating of the load capability at ambient temperatures from -40 °C to 70 °C for the characteristics B and C:

Characteristic	Rated current I_n A	Maximum operating current at ambient temperature T A											
		- 40 °C	- 30 °C	- 20 °C	10 °C	0	+ 10 °C	+ 20 °C	+ 30 °C	+ 40 °C	+ 50 °C	+ 60 °C	+ 70 °C
B, C	80	96.8	94.4	92.0	89.6	87.2	84.8	82.4	80.0	77.6	75.2	72.8	70.4
	100	121.0	118.0	115.0	112.0	109.0	106.0	103.0	100.0	97.0	94.0	91.0	88.0

Influence of adjacent devices

If several miniature circuit breakers are installed directly side by side with high load on all poles, a correction factor has to be applied to the rated current (see table). If distance pieces are used, the factor is not to be considered.

No. of adjacent devices	Factor F
1	1
2, 3	0.9
4, 5	0.8
≥ 6	0.75

Example

Installation of 8 adjacent miniature circuit breakers S201-C80 at 40 °C ambient temperature

Rated current I_n = 80 A

Max. operating current at 40 °C = 75 A (see table above)

Factor F = 0.75 (see left table)

I_n = 75 A x 0.75 = 56.3 A

Result: The operating current can only add up to max. 56.3 A

Internal resistance and power loss

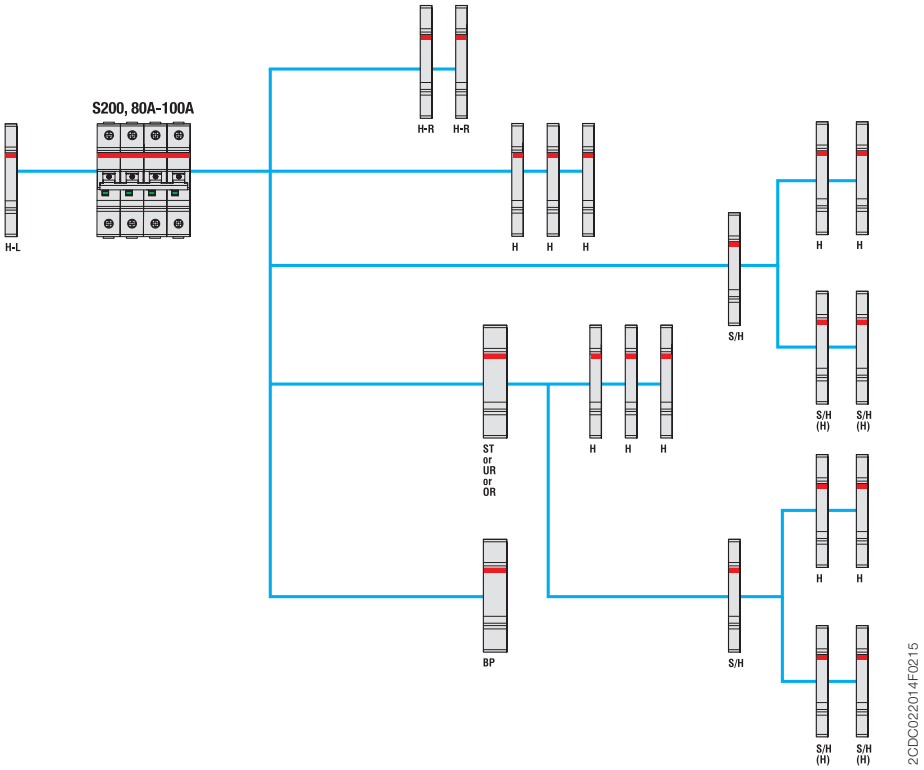
Internal resistance and power loss per pole

Tripping characteristic	Rated current I_n A	Internal resistance R_i mΩ	Power loss P_v W
B, C	80	0.9	8.1
B, C	100	0.8	9.8

Internal resistances are subject to application-specific and environment-specific conditions and are therefore to be considered as typical values.

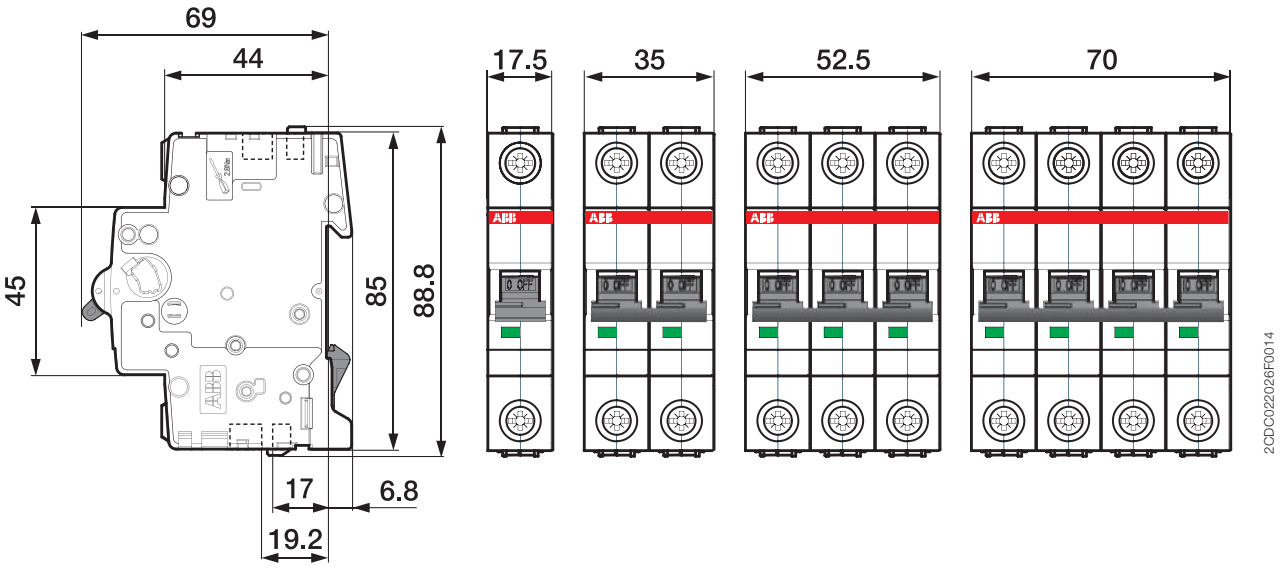
Miniature Circuit Breaker S 200 80A-100A
Accessories and dimensional drawing

Accessory overview



H	Auxiliary contact (change-over contact)	S2C-H6R	UR	Undervoltage release	S2C-UA
			OR	Overvoltage release	S2C-OVP
H-R	Auxiliary contact	S2C-H6-...R	H-L	Auxiliary contact	S2C-H...L
S/H	Signal/Auxiliary contact	S2C-S/H6R	BP	Mechanical tripping device	S2C-BP
S/H (H)	Signal/Auxiliary contact used as auxiliary contact	S2C-S/H6R			
ST	Shunt trip	S2C-A...			

Dimensional drawing



Miniature Circuit Breaker S 200 80A-100A
Ordering data



S 201 80-100A



S 202 80-100A



S 203 80-100A



S 204 80-100A



S 201 80-100A NA



S 203 80-100A NA

Number of poles	Rated current I_n A	EAN	Type	Order code	Packing unit PCS	Weight 1 PC kg
B characteristic						
1	80	4016779916516	S201-B80	2CDS251001R0805	10	0.128
	100	4016779916530	S201-B100	2CDS251001R0825	10	0.128
2	80	4016779916677	S202-B80	2CDS252001R0805	5	0.256
	100	4016779916691	S202-B100	2CDS252001R0825	5	0.256
3	80	4016779916271	S203-B80	2CDS253001R0805	1	0.384
	100	4016779916295	S203-B100	2CDS253001R0825	1	0.384
4	80	4016779916431	S204-B80	2CDS254001R0805	1	0.512
	100	4016779916455	S204-B100	2CDS254001R0825	1	0.512
1+NA	80	4016779916592	S201-B80NA	2CDS251103R0805	5	0.256
	100	4016779916615	S201-B100NA	2CDS251103R0825	5	0.256
3+NA	80	4016779916356	S203-B80NA	2CDS253103R0805	1	0.512
	100	4016779916370	S203-B100NA	2CDS253103R0825	1	0.512
C characteristic						
1	80	4016779916509	S201-C80	2CDS251001R0804	10	0.128
	100	4016779916523	S201-C100	2CDS251001R0824	10	0.128
2	80	4016779916660	S202-C80	2CDS252001R0804	5	0.256
	100	4016779916684	S202-C100	2CDS252001R0824	5	0.256
3	80	4016779916264	S203-C80	2CDS253001R0804	1	0.384
	100	4016779916288	S203-C100	2CDS253001R0824	1	0.384
4	80	4016779916424	S204-C80	2CDS254001R0804	1	0.512
	100	4016779916448	S204-C100	2CDS254001R0824	1	0.512
1+NA	80	4016779916585	S201-C80NA	2CDS251103R0804	5	0.256
	100	4016779916608	S201-C100NA	2CDS251103R0824	5	0.256
3+NA	80	4016779916349	S203-C80NA	2CDS253103R0804	1	0.512
	100	4016779916363	S203-C100NA	2CDS253103R0824	1	0.512

Contact

ABB STOTZ-KONTAKT GmbH
Eppelheimer Straße 82
69123 Heidelberg, Germany
Phone: +49 (0) 6221 7 01-0
Fax: +49 (0) 6221 7 01-13 25
E-Mail: info.desto@de.abb.com

You can find the address of your local sales organization on the ABB home page
http://www.abb.com/contacts
-> Low Voltage Products and Systems

Note:
We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. With regard to purchase orders, the agreed particulars shall prevail. ABB AG does not accept any responsibility whatsoever for potential errors or possible lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of ABB AG.

Copyright© 2015 ABB
All rights reserved

Brochure number 2CDC021180D0203 (10/15-pdf)

Power and productivity
for a better world™

AC Surge Protective Device

FLP25-xxx/1(S)

Class I • Type 1



Location of Use: Main Distribution Boards
Network Systems: TN-S, TN-C, TT
Mode of Protection: L-PE, N-PE
Surge Ratings: I_{imp} = 25 kA (10/350 µs)
I_n = 25 kA (8/20 µs)
IEC/EN Category: Class I / Type 1
Protective Elements: High Energy MOV
Housing: Monobloc Design
Compliance: IEC 61643-11:2011
EN 61643-11:2012

Technical Data

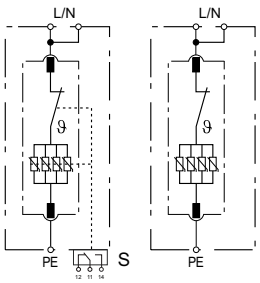
FLP25-xxx/1(S)		150	275	320	385	440
IEC Electrical						
Nominal AC Voltage (50/60Hz)	U_o / U_n	120 V	230 V	230 V	230 V	400 V
Maximum Continuous Operating Voltage (AC)	U_c	150 V	275 V	320 V	385 V	440 V
Nominal Discharge Current (8/20 µs)	I_n			25 kA		
Maximum Discharge Current (8/20 µs)	I_{max}			100 kA		
Impulse Discharge Current (10/350 µs)	I_{imp}			25 kA		
Specific Energy	W/R			156 kJ / Ω		
Charge	Q			12.5 As		
Voltage Protection Level	U_p	1000 V	1500 V	1600 V	1800 V	2000 V
Response Time	t_A			< 25 ns		
Back-Up Fuse (max)				315 A gL / gG		
Short-Circuit Current Rating (AC)	I_{SCCR}			50 kA		
TOV Withstand 5s	U_T	180 V	335 V	335 V	335 V	580 V
TOV 120min	U_T	230 V	440 V	440 V	440 V	765 V
Number of Ports				1		
Mechanical & Environmental						
Operating Temperature Range	T_a	-40 °F to + 158 °F [-40 °C to + 70 °C]				
Permissible Operating Humidity	RH	5%...95%				
Atmospheric pressure and altitude		80k Pa ... 106k Pa / -500 m ... 2000 m				
Terminal Screw Torque	M_{max}	39.9 lbf·in [4.5 Nm]				
Conductor Cross Section (max)		2 AWG (Solid, Stranded) / 4 AWG (Flexible)				
		35 mm² (Solid, Stranded) / 25 mm² (Flexible)				
Mounting		35 mm DIN Rail, EN 60715				
Degree of Protection		IP 20 (built-in)				
Housing Material		Thermoplastic: Extinguishing Degree UL 94 V-0				
Thermal Protection		Yes				
Operating State / Fault Indication		White ok / Red defect				
Remote Contacts (RC)		Optional				
RC Switching Capacity		AC: 250 V / 0.5 A; DC: 250 V / 0.1 A; 125 V / 0.2 A; 75 V / 0.5 A				
RC Conductor Cross Section (max)		16 AWG (Solid) / 1.5 mm² (Solid)				

Order Information					
Ordering Code	150	275	320	385	440
FLP25-xxx/1	2515011	2527511	2532011	2538511	2544011
FLP25-xxx/1S (with remote contacts)	2515012	2527512	2532012	2538512	2544012

Internal Configuration

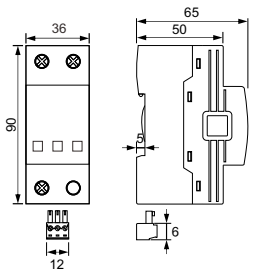
Legend

L Line Conductor Terminal
N Neutral Conductor Terminal
PE PE/G Conductor Terminal
S Signalling Contacts Optional



Dimensions & Packaging

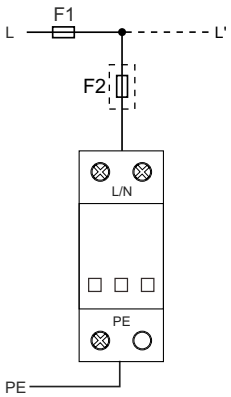
[mm]

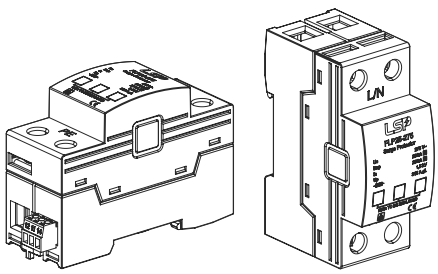


Complete Unit					
FLP25-xxx/1(S)	150	275	320	385	440
DIN 43880 Dimension	1 CTN				
Packaging Dimensions (H x W x L)	[240 × 220 × 330 mm]				
Standard Order Quantity	42 Units				

Connection Diagram

TN-S, TN-C, TT (Single-phase, 1+0)





AC Surge Protective Device

FLP25-xxx/2(S)

Class I • Type 1



Location of Use: Main Distribution Boards
Network Systems: TN-S
Mode of Protection: L-PE, N-PE
Surge Ratings: I_{imp} = 25 kA (10/350 µs)
I_n = 25 kA (8/20 µs)
IEC/EN Category: Class I / Type 1
Protective Elements: High Energy MOV
Housing: Monobloc Design
Compliance: IEC 61643-11:2011
EN 61643-11:2012

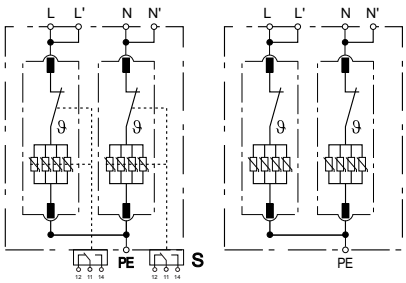
Technical Data

FLP25-xxx/2(S)		150	275	320	385	440
IEC Electrical						
Nominal AC Voltage (50/60Hz)	U_o / U_n	120 V	230 V	230 V	230 V	400 V
Maximum Continuous Operating Voltage (AC)	U_c	150 V	275 V	320 V	385 V	440 V
Nominal Discharge Current (8/20 µs)	I_n			25 kA		
Maximum Discharge Current (8/20 µs)	I_{max}			100 kA		
Impulse Discharge Current (10/350 µs)	I_{imp}			25 kA		
Specific Energy	W/R			156 kJ / Ω		
Charge	Q			12.5 As		
Voltage Protection Level	U_p	1000 V	1500 V	1600 V	1800 V	2000 V
Response Time	t_A			< 25 ns		
Back-Up Fuse (max)				315 A gL / gG		
Short-Circuit Current Rating (AC)	I_{SCCR}			50 kA		
TOV Withstand 5s	U_T	180 V	335 V	335 V	335 V	580 V
TOV 120min	U_T	230 V	440 V	440 V	440 V	765 V
Number of Ports				1		
Mechanical & Environmental						
Operating Temperature Range	T_a			-40 °F to + 158 °F [-40 °C to + 70 °C]		
Permissible Operating Humidity	RH			5%...95%		
Atmospheric pressure and altitude				80k Pa ... 106k Pa / -500 m ... 2000 m		
Terminal Screw Torque	M_{max}			39.9 lbf·in [4.5 Nm]		
Conductor Cross Section (max)				2 AWG (Solid, Stranded) / 4 AWG (Flexible)		
				35 mm² (Solid, Stranded) / 25 mm² (Flexible)		
Mounting				35 mm DIN Rail, EN 60715		
Degree of Protection				IP 20 (built-in)		
Housing Material				Thermoplastic: Extinguishing Degree UL 94 V-0		
Thermal Protection				Yes		
Operating State / Fault Indication				White ok / Red defect		
Remote Contacts (RC)				Optional		
RC Switching Capacity				AC: 250 V / 0.5 A; DC: 250 V / 0.1 A; 125 V / 0.2 A; 75 V / 0.5 A		
RC Conductor Cross Section (max)				16 AWG (Solid) / 1.5 mm² (Solid)		
Order Information						
Ordering Code		150	275	320	385	440
FLP25-xxx/2		2515021	2527521	2532021	2538521	2544021
FLP25-xxx/2S (with remote contacts)		2515022	2527522	2532022	2538522	2544022

Internal Configuration

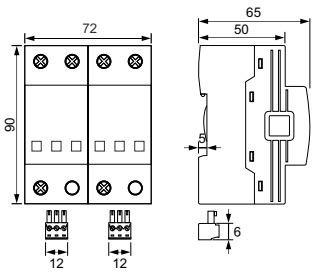
Legend

L Line Conductor Terminal
N Neutral Conductor Terminal
PE PE/G Conductor Terminal
S Signalling Contacts Optional



Dimensions & Packaging

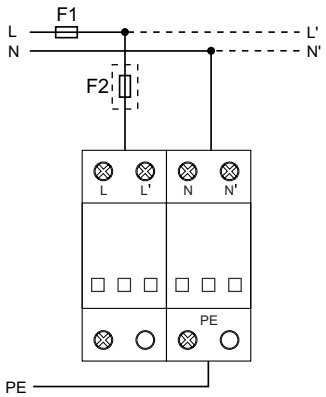
[mm]

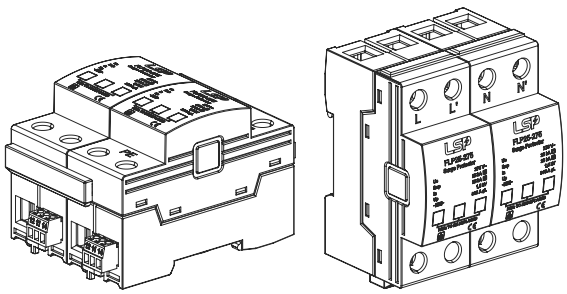


Complete Unit					
FLP25-xxx/2(S)	150	275	320	385	440
DIN 43880 Dimension	1 CTN				
Packaging Dimensions (H x W x L)	[240 × 220 × 330 mm]				
Standard Order Quantity	24 Units				

Connection Diagram

TN-S (Single-phase, 2+0)





AC Surge Protective Device

FLP25-xxx/3(S)

Class I • Type 1



Location of Use: Main Distribution Boards
Network Systems: TN-C
Mode of Protection: L-PEN
Surge Ratings: I_{imp} = 25 kA (10/350 µs)
I_n = 25 kA (8/20 µs)
IEC/EN Category: Class I / Type 1
Protective Elements: High Energy MOV
Housing: Monobloc Design
Compliance: IEC 61643-11:2011
EN 61643-11:2012

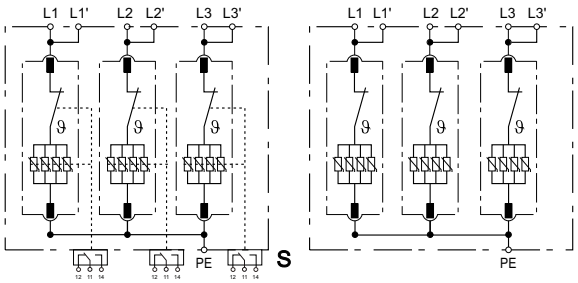
Technical Data

FLP25-xxx/3(S)		150	275	320	385	440
IEC Electrical						
Nominal AC Voltage (50/60Hz)	U_o / U_n	120 V	230 V	230 V	230 V	400 V
Maximum Continuous Operating Voltage (AC)	U_c	150 V	275 V	320 V	385 V	440 V
Nominal Discharge Current (8/20 µs)	I_n			25 kA		
Maximum Discharge Current (8/20 µs)	I_{max}			100 kA		
Impulse Discharge Current (10/350 µs)	I_{imp}			25 kA		
Specific Energy	W/R			156 kJ / Ω		
Charge	Q			12.5 As		
Voltage Protection Level	U_p	1000 V	1500 V	1600 V	1800 V	2000 V
Response Time	t_A			< 25 ns		
Back-Up Fuse (max)				315 A gL / gG		
Short-Circuit Current Rating (AC)	I_{SCCR}			50 kA		
TOV Withstand 5s	U_T	180 V	335 V	335 V	335 V	580 V
TOV 120min	U_T	230 V	440 V	440 V	440 V	765 V
Number of Ports				1		
Mechanical & Environmental						
Operating Temperature Range	T_a			-40 °F to + 158 °F [-40 °C to + 70 °C]		
Permissible Operating Humidity	RH			5%...95%		
Atmospheric pressure and altitude				80k Pa ... 106k Pa / -500 m ... 2000 m		
Terminal Screw Torque	M_{max}			39.9 lbf·in [4.5 Nm]		
Conductor Cross Section (max)				2 AWG (Solid, Stranded) / 4 AWG (Flexible)		
				35 mm² (Solid, Stranded) / 25 mm² (Flexible)		
Mounting				35 mm DIN Rail, EN 60715		
Degree of Protection				IP 20 (built-in)		
Housing Material				Thermoplastic: Extinguishing Degree UL 94 V-0		
Thermal Protection				Yes		
Operating State / Fault Indication				White ok / Red defect		
Remote Contacts (RC)				Optional		
RC Switching Capacity				AC: 250 V / 0.5 A; DC: 250 V / 0.1 A; 125 V / 0.2 A; 75 V / 0.5 A		
RC Conductor Cross Section (max)				16 AWG (Solid) / 1.5 mm² (Solid)		
Order Information						
Ordering Code		150	275	320	385	440
FLP25-xxx/3		2515031	2527531	2532031	2538531	2544031
FLP25-xxx/3S (with remote contacts)		2515032	2527532	2532032	2538532	2544032

Internal Configuration

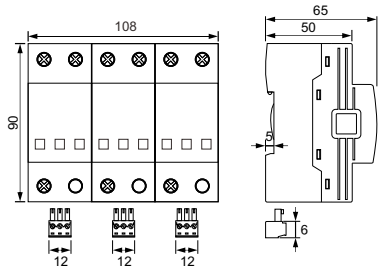
Legend

L Line Conductor Terminal
N Neutral Conductor Terminal
PE PE/G Conductor Terminal
S Signalling Contacts Optional



Dimensions & Packaging

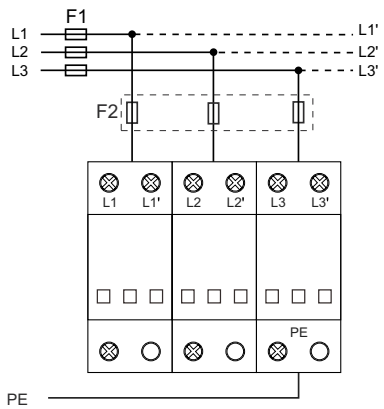
[mm]

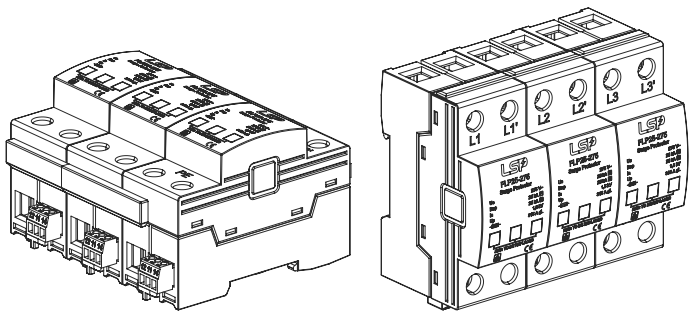


Complete Unit					
FLP25-xxx/3(S)	150	275	320	385	440
DIN 43880 Dimension	1 CTN				
Packaging Dimensions (H x W x L)	[240 × 220 × 330 mm]				
Standard Order Quantity	16 Units				

Connection Diagram

TN-C (Three-phase, 3+0)





AC Surge Protective Device
FLP25-xxx/4(S)
Class I • Type 1



Location of Use: Main Distribution Boards
Network Systems: TN-S
Mode of Protection: L-PE, N-PE
Surge Ratings: I_{imp} = 25 kA (10/350 µs)
I_n = 25 kA (8/20 µs)
IEC/EN Category: Class I / Type 1
Protective Elements: High Energy MOV
Housing: Monobloc Design
Compliance: IEC 61643-11:2011
EN 61643-11:2012

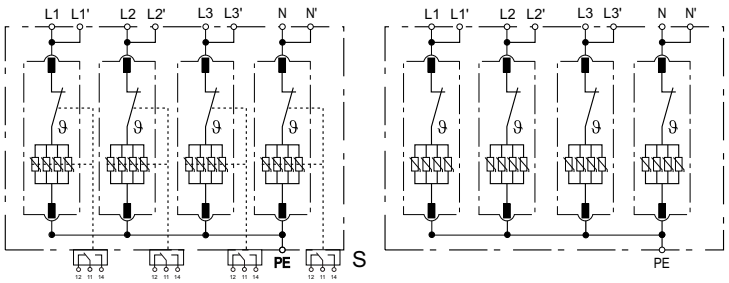
Technical Data

FLP25-xxx/4(S)		150	275	320	385	440
IEC Electrical						
Nominal AC Voltage (50/60Hz)	U_o / U_n	120 V	230 V	230 V	230 V	400 V
Maximum Continuous Operating Voltage (AC)	U_c	150 V	275 V	320 V	385 V	440 V
Nominal Discharge Current (8/20 µs)	I_n			25 kA		
Maximum Discharge Current (8/20 µs)	I_{max}			100 kA		
Impulse Discharge Current (10/350 µs)	I_{imp}			25 kA		
Specific Energy	W/R			156 kJ / Ω		
Charge	Q			12.5 As		
Voltage Protection Level	U_p	1000 V	1500 V	1600 V	1800 V	2000 V
Response Time	t_A			< 25 ns		
Back-Up Fuse (max)				315 A gL / gG		
Short-Circuit Current Rating (AC)	I_{SCCR}			50 kA		
TOV Withstand 5s	U_T	180 V	335 V	335 V	335 V	580 V
TOV 120min	U_T	230 V	440 V	440 V	440 V	765 V
Number of Ports				1		
Mechanical & Environmental						
Operating Temperature Range	T_a			-40 °F to + 158 °F [-40 °C to + 70 °C]		
Permissible Operating Humidity	RH			5%...95%		
Atmospheric pressure and altitude				80k Pa ... 106k Pa / -500 m ... 2000 m		
Terminal Screw Torque	M_{max}			39.9 lbf·in [4.5 Nm]		
Conductor Cross Section (max)				2 AWG (Solid, Stranded) / 4 AWG (Flexible)		
				35 mm² (Solid, Stranded) / 25 mm² (Flexible)		
Mounting				35 mm DIN Rail, EN 60715		
Degree of Protection				IP 20 (built-in)		
Housing Material				Thermoplastic: Extinguishing Degree UL 94 V-0		
Thermal Protection				Yes		
Operating State / Fault Indication				White ok / Red defect		
Remote Contacts (RC)				Optional		
RC Switching Capacity				AC: 250 V / 0.5 A; DC: 250 V / 0.1 A; 125 V / 0.2 A; 75 V / 0.5 A		
RC Conductor Cross Section (max)				16 AWG (Solid) / 1.5 mm² (Solid)		
Order Information						
Ordering Code		150	275	320	385	440
FLP25-xxx/4		1215041	1227541	1232041	1238541	1244041
FLP25-xxx/4S (with remote contacts)		1215042	1227542	1232042	1238542	1244042

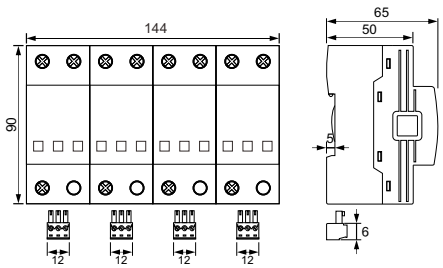
Internal Configuration

Legend

- L Line Conductor Terminal
- N Neutral Conductor Terminal
- PE PE/G Conductor Terminal
- S Signalling Contacts Optional



Dimensions & Packaging

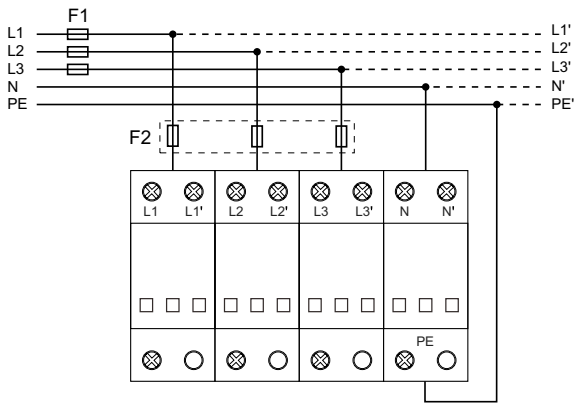


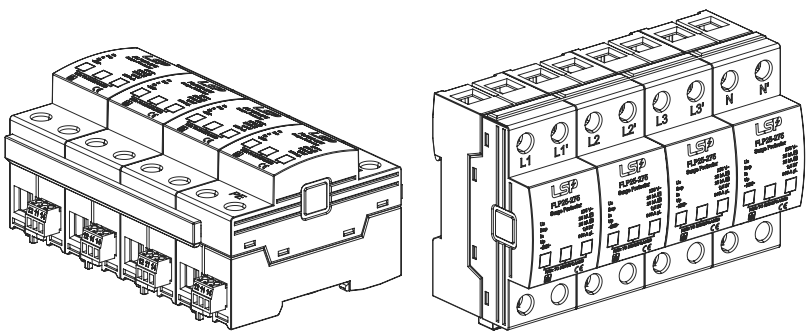
[mm]

Complete Unit					
FLP25-xxx/4(S)	150	275	320	385	440
DIN 43880 Dimension	1 CTN				
Packaging Dimensions (H x W x L)	[240 × 220 × 330 mm]				
Standard Order Quantity	12 Units				

Connection Diagram

TN-S (Three-phase, 4+0)





AC Surge Protective Device

FLP25-xxx/1(S)+1

Class I • Type 1



Location of Use: Main Distribution Boards
Network Systems: TT, TN-S
Mode of Protection: L-N, N-PE
Surge Ratings: I_{imp} = 25 kA / 50 kA (10/350 µs)
I_n = 25 kA (8/20 µs)
IEC/EN Category: Class I / Type 1
Protective Elements: High Energy MOV and GDT
Housing: Monobloc Design
Compliance: IEC 61643-11:2011
EN 61643-11:2012

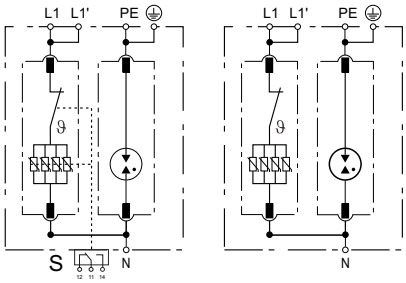
Technical Data

FLP25-xxx/1(S)+1			75	150	275	320	385	440
IEC Electrical								
Nominal AC Voltage (50/60Hz)			60 V	120 V	230 V	230 V	230 V	400 V
Maximum Continuous Operating Voltage	(L - N)	U_c	75 V	150 V	275 V	320 V	385 V	440 V
	(N - PE)	U_c	255 V					
Nominal Discharge Current (8/20 µs)	(L - N) / (N - PE)	I_n	25 kA / 50 kA					
Maximum Discharge Current (8/20 µs)	(L - N) / (N - PE)	I_{max}	100 kA					
Impulse Discharge Current (10/350 µs)	(L - N) / (N - PE)	I_{imp}	25 kA / 50 kA					
Specific Energy	(L - N) / (N - PE)	W/R	156 kJ / Ω / 625 kJ / Ω					
Charge	(L - N) / (N - PE)	Q	12.5 As / 25 As					
Voltage Protection Level	(L - N) / (N - PE)	U_p	0.7 kV / 1.5 kV	1.0 kV / 1.5 kV	1.5 kV / 1.5 kV	1.6 kV / 1.5 kV	1.8 kV / 1.5 kV	2.0 kV / 1.5 kV
Follow Current Interrupt Rating	(N - PE)	I_{fi}	100 A_{RMS}					
Response Time	(L - N) / (N - PE)	t_A	< 25 ns / < 100 ns					
Back-Up Fuse (max)			315 A gL / gG					
Short-Circuit Current Rating (AC)	(L - N)	I_{SCCR}	50 kA					
TOV Withstand 5s	(L - N)	U_T	114 V	180 V	335 V	335 V	335 V	580 V
TOV 120min	(L - N)	U_T	114 V	230 V	440 V	440 V	440 V	765 V
TOV Withstand 200ms	(N - PE)	U_T	1200 V					
Number of Ports			1					
Mechanical & Environmental								
Operating Temperature Range		T_a	-40 ºF to + 158 ºF [-40 ºC to + 70 ºC]					
Permissible Operating Humidity		RH	5%...95%					
Atmospheric pressure and altitude			80k Pa ... 106k Pa / -500 m ... 2000 m					
Terminal Screw Torque		M_{max}	39.9 lbf·in [4.5 Nm]					
Conductor Cross Section (max)			2 AWG (Solid, Stranded) / 4 AWG (Flexible)					
			35 mm² (Solid, Stranded) / 25 mm² (Flexible)					
Mounting			35 mm DIN Rail, EN 60715					
Degree of Protection			IP 20 (built-in)					
Housing Material			Thermoplastic: Extinguishing Degree UL 94 V-0					
Thermal Protection			Yes					
Operating State / Fault Indication			White ok / Red defect					
Remote Contacts (RC)			Optional					
RC Switching Capacity			AC: 250 V / 0.5 A; DC: 250 V / 0.1 A; 125 V / 0.2 A; 75 V / 0.5 A					
RC Conductor Cross Section (max)			16 AWG (Solid) / 1.5 mm² (Solid)					
Order Information								
Ordering Code			75	150	275	320	385	440
FLP25-xxx/1+1			1207513	1215013	1227513	1232013	1238513	1244013
FLP25-xxx/1S+1 (with remote contacts)			1207514	1215014	1227514	1232014	1238514	1244014

Internal Configuration

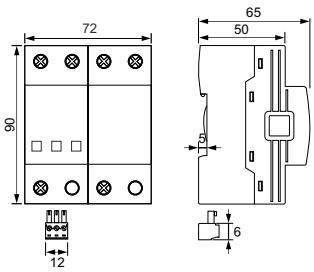
Legend

L Line Conductor Terminal
N Neutral Conductor Terminal
PE PE/G Conductor Terminal
S Signalling Contacts Optional



Dimensions & Packaging

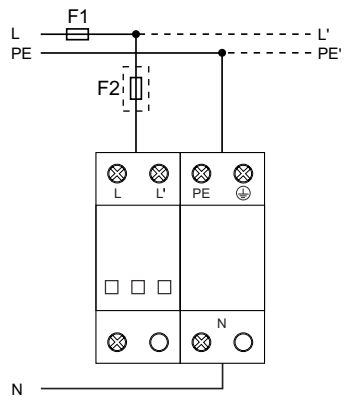
[mm]

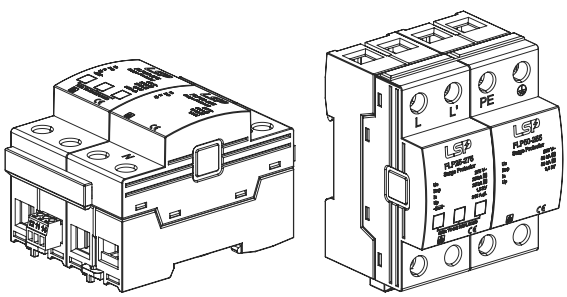


Complete Unit						
FLP25-xxx/1(S)+1	75	150	275	320	385	440
DIN 43880 Dimension	1 CTN					
Packaging Dimensions (H x W x L)	[240 × 220 × 330 mm]					
Standard Order Quantity	24 Units					

Connection Diagram

TN-S,TT (Single-phase, 1+1)





AC Surge Protective Device

FLP25-xxx/3(S)+1

Class I • Type 1



Location of Use: Main Distribution Boards
Network Systems: TT, TN-S
Mode of Protection: L-N, N-PE
Surge Ratings: I_{imp} = 25 kA / 50 kA (10/350 µs)
I_n = 25 kA (8/20 µs)
IEC/EN Category: Class I / Type 1
Protective Elements: High Energy MOV and GDT
Housing: Monobloc Design
Compliance: IEC 61643-11:2011
EN 61643-11:2012

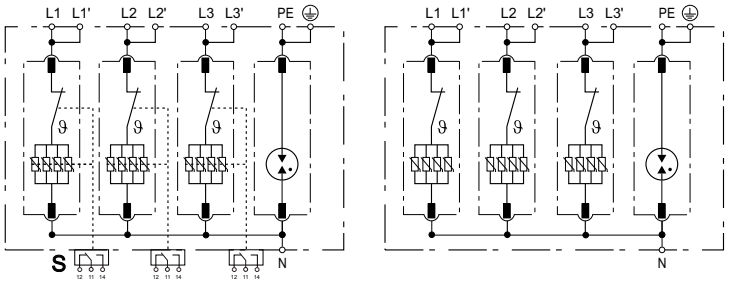
Technical Data

FLP25-xxx/3(S)+1			150	275	320	385	440
IEC Electrical							
Nominal AC Voltage (50/60Hz)			120 V	230 V	230 V	230 V	400 V
Maximum Continuous Operating Voltage	(L - N)	U_c	150 V	275 V	320 V	385 V	440 V
	(N - PE)	U_c			255 V		
Nominal Discharge Current (8/20 µs)	(L - N) / (N - PE)	I_n			25 kA / 100 kA		
Maximum Discharge Current (8/20 µs)	(L - N) / (N - PE)	I_{max}			100 kA		
Impulse Discharge Current (10/350 µs)	(L - N) / (N - PE)	I_{imp}			25 kA / 100 kA		
Specific Energy	(L - N) / (N - PE)	W/R			156 kJ / Ω / 2,5 M kJ / Ω		
Charge	(L - N) / (N - PE)	Q			12.5 As / 50 As		
Voltage Protection Level	(L - N) / (N - PE)	U_p	1.0 kV / 1.5 kV	1.5 kV / 1.5 kV	1.6 kV / 1.5 kV	1.8 kV / 1.5 kV	2.0 kV / 1.5 kV
Follow Current Interrupt Rating	(N - PE)	I_{fi}			100 A_{RMS}		
Response Time	(L - N) / (N - PE)	t_A			< 25 ns / < 100 ns		
Back-Up Fuse (max)					315 A gL / gG		
Short-Circuit Current Rating (AC)	(L - N)	I_{SCCR}			50 kA		
TOV Withstand 5s	(L - N)	U_T	180 V	335 V	335 V	335 V	580 V
TOV 120min	(L - N)	U_T	230 V	440 V	440 V	440 V	765 V
TOV Withstand 200ms	(N - PE)	U_T			1200 V		
Number of Ports					1		
Mechanical & Environmental							
Operating Temperature Range		T_a			-40 ºF to + 158 ºF [-40 ºC to + 70 ºC]		
Permissible Operating Humidity		RH			5%...95%		
Atmospheric pressure and altitude					80k Pa ... 106k Pa / -500 m ... 2000 m		
Terminal Screw Torque		M_{max}			39.9 lbf·in [4.5 Nm]		
Conductor Cross Section (max)					2 AWG (Solid, Stranded) / 4 AWG (Flexible)		
					35 mm² (Solid, Stranded) / 25 mm² (Flexible)		
Mounting					35 mm DIN Rail, EN 60715		
Degree of Protection					IP 20 (built-in)		
Housing Material					Thermoplastic: Extinguishing Degree UL 94 V-0		
Thermal Protection					Yes		
Operating State / Fault Indication					White ok / Red defect		
Remote Contacts (RC)					Optional		
RC Switching Capacity					AC: 250 V / 0.5 A; DC: 250 V / 0.1 A; 125 V / 0.2 A; 75 V / 0.5 A		
RC Conductor Cross Section (max)					16 AWG (Solid) / 1.5 mm² (Solid)		
Order Information							
Ordering Code			150	275	320	385	440
FLP25-xxx/3+1			1215033	1227533	1232033	1238533	1244033
FLP25-xxx/3S+1 (with remote contacts)			1215034	1227534	1232034	1238534	1244034

Internal Configuration

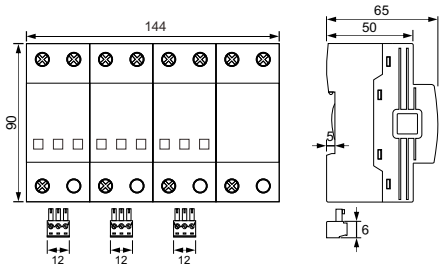
Legend

L Line Conductor Terminal
N Neutral Conductor Terminal
PE PE/G Conductor Terminal
S Signalling Contacts Optional



Dimensions & Packaging

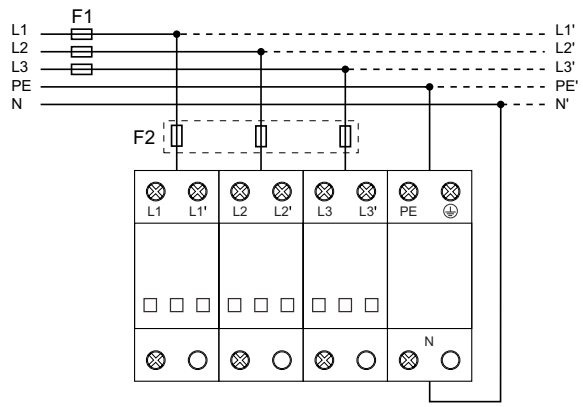
[mm]

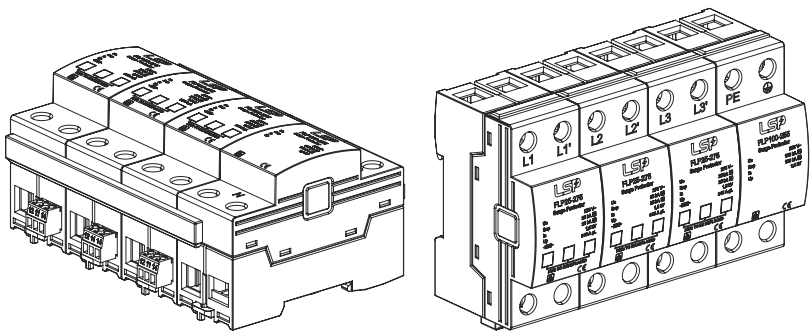


Complete Unit					
FLP25-xxx/3(S)+1	150	275	320	385	440
DIN 43880 Dimension	1 CTN				
Packaging Dimensions (H x W x L)	[240 × 220 × 330 mm]				
Standard Order Quantity	12 Units				

Connection Diagram

TN-S, TT (Three-phase, 3+1)





Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor diferencial; Acti9 iID; 4P; 40A; 30mA A-SI

A9R61440

Principal

Gama	PowerLogic
Nombre del producto	Acti 9 iID40
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre abreviado del equipo	iID
Número de polos	4P
posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	40 A
Tipo de red	CA
sensibilidad de fuga a tierra	30 mA
retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
clase de protección contra fugas a tierra	Tipo A-SI

Complemento

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V CA 50/60 Hz
tecnologia 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 CA 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
corriente de sobretensión	3000 A
indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Con clip
Soporte de montaje	Carril DIN
pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
anchura	72 mm
Profundidad	73,5 mm

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

peso del producto	0,37 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 15000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple Arriba o abajo1…35 mm² rígido Terminal simple Arriba o abajo1…25 mm² flexible Terminal simple Arriba o abajo1…25 mm² flexible con terminal
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mmparaArriba o abajo conexión
par de apriete	3,5 N.m Arriba o abajo

Medio ambiente

Normas	EN/IEC 61008-1 EN/IEC 61008-2-1
Certificaciones de producto	CCC
Grado de protección IP	IP20 conforming to IEC 60529 Cuerpo (envolvente modular) conforming to IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 3000 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25…60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40…85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	7,6 cm
Paquete 1 Ancho	8,2 cm
Paquete 1 Longitud	10,0 cm
Paquete 1 Peso	398,0 g
Tipo de unidad de paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	27
Paquete 2 Altura	30,0 cm
Paquete 2 Ancho	30,0 cm
Paquete 2 Longitud	40,0 cm
Paquete 2 Peso	11,385 kg

Información logística

País de Origen	ES

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months

Environmental Data

Schneider Electric tiene como objetivo alcanzar el estado Cero Neto para el año 2050 mediante asociaciones con la cadena de suministro, materiales de menor impacto y circularidad a través de nuestra campaña en curso "Use Better, Use Longer, Use Again" para extender la vida útil y la reciclabilidad de los productos.

Explicación de los Environmental Data >

Cómo evaluamos la sostenibilidad de los productos >

Huella ambiental

Huella de carbono (kg CO2 eq.)	**66**
Información medioambiental	**Perfil ambiental del producto**

Use Better

Materiales y embalaje

Paquete con cartón de reciclaje	**Sí**
Embalaje sin plástico	**Sí**
Directiva RoHS de la UE	**Cumple con las exenciones**
Número SCIP	**B078722f-7853-4e1e-a05b-29638f57b0ab**
Regulación REACh	**Declaración de REACh**

Use Again

Reempaquetar y refabricar

Perfil de circularidad	**No se necesitan operaciones de reciclaje específicas**
Devolución	**No**
WEEE	**El producto debe eliminarse en los mercados de la Unión Europea tras la recogida de residuos específicos y nunca debe acabar en contenedores de basura**

Ficha técnica del producto

Especificaciones



Interruptor seccionador 80A - 4 tornillos prolongado

VCCF4

Principal

Range	TeSys
Product Name	TeSys VARIO
Device Short Name	VCCF
Product Type	Emergency stop switch disconnector ((*))

Complementos

Device Composition	Maneta Interruptor Shaft extension ((*))
Mounting Support	Maneta puerta Interruptor carril simétrico Interruptor placa
Mounting Method	Con 4 tornillos para maneta Por clips para Interruptor Por tornillos para Interruptor
Performance Level	Alto rendimiento
Number of Poles	3P
Contact Type and Composition	3 NA
[Ue] IEC Rated Operational Voltage	"690 V" Ac 50/60 Hz
IEC Rated Operational Power in W	18,5 kW a "690 V" AC-3) 15 kW a 230...240 V AC-3) 22 kW a 400...415 V AC-3) 30 kW a 500 V AC-3) 30 kW a "690 V" "AC-23A") 37 kW a 500 V "AC-23A") 18,5 kW a 230...240 V "AC-23A") 30 kW a 400...415 V "AC-23A")
[Ie] Rated Operational Current	57 A "AC-23" Ue: 400 V
[Ith] Conventional Free Air Thermal Current	80 A
[Ithe] Conventional Enclosed Thermal Current	63 A
Making Capacity (I Rms)	800 A a 400 V "AC-21A" 800 A a 400 V AC-22A 800 A a 400 V "AC-23A"
Breaking Capacity	640 A a 400 V "AC-21A") 640 A a 400 V AC-22A) 640 A a 400 V "AC-23A")
Rated Conditional Short Circuit Current	10 kA a 400 V 80 A aM 10 kA a 400 V 80 A gG
[Icm] Rated Short Circuit Making Capacity	2,1 kA a 400 V en corriente de pico

Descargo de responsabilidad: Esta documentación no ha sido diseñada como reemplazo, ni se debe utilizar para determinar la idoneidad o la confiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuarios

[Icw] Rated Short Time Withstand Current	960 A a 400 V 1 s
[Uimp] Rated Impulse Withstand Voltage	8 kV
Suitability for Isolation	Sí
Network Type	CC Ac
Intermittent Duty Class	30
Control Type	Mando rotativo
Rotary Handle Mounting Style	Ampliados
Handle Color	Rojo
Handle Front Plate Color	Amarillo
Rotary Handle Padlocking	1 a 3 candados 4…8 mm
Marking	0 - 1
Mechanical Durability	30000 Ciclos
Electrical Durability	30000 Ciclos AC-21 30000 Ciclos DC-1...5
IEC Terminal Connection	Circuito de alimentación Screw clamp terminals 25 mm² sólido Circuito de alimentación Screw clamp terminals 16 mm² Flexible - con extremidad de cable
Tightening Torque	Circuito de alimentación 4 N.m Screw clamp terminals
Base Dimension	60 x 60 mm
Height	83 mm
Width	60 mm
Product Weight	0,68 kg

Ambiente

Standards	Valores instantáneos y de demanda
Product Certifications	UL GL CSA CCC UKCA
Degree of Protection	Ip20 conforming to Iec 60529 IP65
Protective Treatment	TC
Mechanical Robustness	Vibraciones 10...150 Hz 1 gn) conforme a IEC 60068-2-6 Impactos 11 ms 30 Gn) conforme a IEC 60068-2-27
Ambient Air Temperature for Operation	-20…50 °C
Fire Resistance	960 °C conforme a IEC 60695-2-1
Compatibility Code	Main switch disconnector ((*))

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	29,500 cm
Paquete 1 Ancho	11,500 cm

Paquete 1 Longitud	10,000 cm
Paquete 1 Peso	567,000 g
Tipo de unidad de paquete 2	S06
Número de unidades en el paquete 2	55
Paquete 2 Altura	75,000 cm
Paquete 2 Ancho	60,000 cm
Paquete 2 Longitud	80,000 cm
Paquete 2 Peso	43,910 kg

Garantia contractual

Periodo de garantía	18 months

Environmental Data

Schneider Electric se propone lograr el estatus de cero neto para el año 2050 mediante asociaciones de la cadena de suministro, materiales de menor impacto y circularidad a través de nuestra campaña en curso "Use Better, Use Longer, Use Again" para extender la vida útil del producto y la capacidad de reciclaje.

Explicación de los Environmental Data >

Cómo evaluamos la sostenibilidad de los productos >

Huella ambiental

Huella de carbono (kg CO2 eq.)	**167**
Divulgación ambiental	**Perfil ambiental del producto**

Use Better

Materiales y embalaje

Paquete con tarjeta de reciclaje	**Sí**
Embalaje sin plástico	**No**
Directiva RoHS de la UE	**Cumple con las Exenciones**
Número SCIP	**63dc4fbe-3f44-4801-881b-22a3bb8008d9**
Regulación REACh	**Declaración de REACh**
Sin PVC	**Sí**

Use Again

Nueva empaque y refabricación

Perfil de circularidad	**No se necesitan operaciones de reciclaje específicas**
Recuperación	**No**
RAEE	**El producto deberá desecharse en los mercados de la Unión Europea después de la recolección de residuos específicos y nunca terminar en recipientes de basura.**



5CTD: Three Phase Active and Reactive Meter for AMM. TOU and Load Profile

Instructions Manual

BCTD1011Av01

ZIV APLICACIONES Y TECNOLOGIA, S.A.
Software License Agreement

THE SOFTWARE CONTAINED IN THIS PACKAGE OFFERS YOU A USE LICENSE UNDER THE CONDITION THAT YOU ACCEPTS THE TERMS AND CONDITIONS OF ZIV APLICACIONES Y TECNOLOGÍA, S.A. (ZIV) WHO IS THE LEGITIMATE OWNER OF THE COPYRIGHT OF THIS SOFTWARE IN ACCORDANCE WITH THE STIPULATIONS OF THE INTELLECTUAL PROPERTY LAW OF 11-11-1987. WITH THE PURCHASE OF THE METER, YOU DO NOT ACQUIRE THE OWNERSHIP OF THE SOFTWARE, BUT RATHER A LICENSE TO USE IT IN CONJUNCTION WITH SAID METER.

THIS DOCUMENT IS A USAGE AGREEMENT BETWEEN YOU (END USER) AND ZIV APLICACIONES Y TECNOLOGIA, S.A. (LICENSOR) REFERRING TO THE SOFTWARE PROGRAM INSTALLED IN THE METER. PLEASE READ THE CONDITIONS OF THIS AGREEMENT CAREFULLY BEFORE USING THE METER.

If YOU INSTALL OR USE THE METER, IT MEANS THAT YOU ACCEPT THE TERMS OF THIS LICENSE. IF YOU DO NOT AGREE WITH THESE TERMS, IMMEDIATELY RETURN THE UNUSED METER TO WHERE YOU OBTAINED IT.

Conditions of the Usage License

1.- OBJECT: The object of this agreement consists in the Licensor transferring a non-exclusive, intransferable License permitting the End User to use the software contained in the memory of the unit acquired and the documents that accompany it, if there are any (hereinafter called, jointly, the "Software"). Said use may only be made in the terms stipulated in this License.

2.- Prohibitions: The End User is expressly forbidden to perform any of the following activities, which are expressly excluded from the scope of this License: a) copy and/or duplicate the licensed Software (not even with the aim of making a backup copy); b) adapt, modify, rearrange, decompile, disassemble and/or separate the licensed Software or its components; c) rent, sell or cede the Software or make it available to third parties so that they can perform any of the preceding activities.

3.- Ownership of the Software: The End User acknowledges that the Software to which this Agreement refers is owned exclusively by the Licensor. The End User only acquires, by means of this Agreement and so long as it remains in effect, a non-exclusive, intransferable right to use said Software.

4.- Confidentiality: The licensed Software is confidential and the End User may not reveal any detail or information about it to third parties without the Licensor's prior written consent.

The persons or entities contracted or subcontracted by the End User for performing tasks involving the development of computer systems will not be considered third parties for the purposes of applying the preceding paragraph as long as these persons are, in turn, subject to the confidentiality commitment in said paragraph.

In no case, except with the Licensor's written authorization, may the End User reveal any kind of information, not even for tasks subcontracted to persons or entities that may be the Licensor's direct competitors.

5.- Termination: This Usage License is granted for indefinite time starting on the delivery date of the unit that contains the Software. Notwithstanding, this Agreement shall be resolved without further formality should the End User fail to comply with any of its conditions.

6.- Warranty: The Licensor hereby warrants and represents that the licensed Software corresponds to the specifications contained in the user manuals of the unit, or with those expressly agreed upon with the End User, as the case may be. This warranty only implies that the Licensor will repair or replace the Software that does not comply with these specifications (except minor defects that do not affect the functioning of the units). The Licensor expressly waives all responsibility for damages that may derive from its inappropriate use.

7.- Law and applicable jurisdiction: The parties agree that this Agreement will be governed by the laws of Spain. Both parties expressly waive any jurisdiction that may be applicable and agree to submit to the Courts and Tribunals of Bilbao.

ZIV Aplicaciones y Tecnología, S.A.
Parque Tecnológico, 210
48170 Zamudio (Vizcaya)
Apartado 757
48080 BILBAO - Spain
Tel.- (34) 94 452.20.03

WARNING

***Z I V Aplicaciones* y *Tecnología, S.A.* is the legitimate owner of the copyright of this manual. It is expressly forbidden to copy, cede or communicate all or part of the content of this book without the owner's express written authorization.**

The purpose of the content of this instruction manual is exclusively informative.

***Z I V Aplicaciones y Tecnología, S.A.* accepts no responsibility for consequences arising from the unilateral use of the information contained in this manual by third parties.**

Table of contents

CHAPTER 1. Description..... 1-1
1.1 Overview..... 1-2
1.2 Model list..... 1-3

CHAPTER 2. Technical characteristics..... 2-1

CHAPTER 3. Standards and Type tests..... 3-1

CHAPTER 4. Physical architecture..... 4-1
4.1 Overview..... 4-2
4.2 Connection elements..... 4-3
4.3 Nameplate..... 4-4

CHAPTER 5. Configuration..... 5-1
5.1 List of parameters..... 5-2
5.2 Switch settings..... 5-3
5.3 TOU configuration examples..... 5-4
5.4 Power switch configuration..... 5-9

CHAPTER 6. Operation principles..... 6-1
6.1 Metering units..... 6-2
6.1.1 RMS voltage metering unit (V)..... 6-2
6.1.2 RMS current metering unit (I)..... 6-2
6.1.3 Active power metering unit (P)..... 6-2
6.1.4 Reactive power metering unit (Q)..... 6-2
6.1.5 Determination of quadrant..... 6-3
6.1.6 Power factor metering unit (PF)..... 6-3
6.1.7 Active energy metering unit (Ea)..... 6-3
6.1.8 Reactive energy metering unit (Er)..... 6-3
6.2 Testing..... 6-3
6.3 Energy accumulators and TOU..... 6-4
6.3.1 Active contracts..... 6-4
6.3.2 Latent contracts..... 6-4
6.4 Maximum Demand Recording..... 6-5
6.5 Meter's end of billing period (billing reset)..... 6-5
6.5.1 Daily resets..... 6-6
6.5.2 Qualifiers or quality bits..... 6-6
6.6 Load Profile Recorder..... 6-6
6.6.1 Storage memory..... 6-7
6.6.2 Behavior during synchronization..... 6-7
6.6.3 Behavior during official time change..... 6-7
6.7 Time synchronization..... 6-7
6.8 Change of official time..... 6-8
6.9 Breaking and reconnection elements..... 6-8
6.10 Optical signaling and status indicators..... 6-8
6.11 Event recording..... 6-9
6.12 Communications..... 6-11
6.12.1 Introduction to PRIME PLC Technology..... 6-11

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

6.12.1.a PRIME Alliance……..6-11
6.12.1. b PRIME networks: Structure and automatic configuration……..6.12
6.12.1. c PRIME standardization, interoperability and certification……..6.12

CHAPTER 7. Keypad and alphanumerical display……..**7-1**
7.1 Display codes…….. 7-2
7.2 Navigation modes 7-2

Schematics and Electrical Diagrams

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

1.1 Overview

This chapter describes briefly the basic functions of the 5CTM which will be explained in more detail in chapter 6. This equipment satisfies the requirements of the following regulatory documents:

- RD*1110/2007, dated 24th August, about the Regulations for the metering points of the Electric System.
- RD889/2006, dated 21st July, about the Regulation of the State Metrological Control on measuring instruments. Annexes IV and VII are of application.
- ORDER ITC/3022/2007, dated 10th October about the Regulation of the State Metrological Control on electric energy static and combined active classes a, b and c and reactive classes 2 and 3 meters to be installed in supplies with less than 15 kW active power incorporating TOU and AMR devices..

(*) Spanish Royal Decree

The general functions of the meter are as follows:

- **Instantaneous measurements**

El equipo **5CTD-E1F** permite la realización de las siguientes medidas:

- 3 phase currents with a reference value of 5 A and a maximum value of 80A.
- 3 phase voltages with extended range between 127 and 230Vac (±20%).
- Active power (bidirectional) and reactive in 4 quadrants (total and per phase).
- Active energy (bidirectional) and reactive in 4 quadrants.
- Instantaneous power factor (cosφ).

Accuracy class is B for active energy (**EN 50470-3** or **IEC 62053-21**) and 2 for reactive energy (**IEC 62053-23**).

- **Energy recording**

The **5CTD** can accumulate independently 6 energy values (imported and exported active energy and reactive in the 4 quadrants) either total or by the corresponding tariff of each of the 3 contracts available in the equipment. These values can be transmitted via communications as absolute or instantaneous in a load curve format with a programmable integration period. It is also possible to send tariff data per each contract (both as actual values and as end of billing reset period).

- **Time of Use (TOU)**

The **5CTD** is equipped with a tariff system consisting of 3 contracts each with an independent tariff configuration. For each contract we can configure up to 12 seasons with up to 10 types of different days and 6 tariff periods. We can also configure holidays up to a maximum of 30.

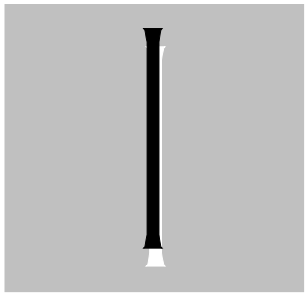
- **Maximum Demand Recording (MDR)**

The **5CTD** incorporates an active power MDR for each of the programmed tariffs. The MDR registers the maximum value of the average power during an integration period of 15 minutes.

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

CHAPTER 1

Description



The **5CTD** model is part of a family of digital meters incorporating metering, load recording and Time of Use (TOU) functionality.

More specifically, the **5CTD-E1F** has been designed for energy metering in customers with AMM (Automatic Meter Management) capabilities, in other words, with remote communications for reading, energy management, power control, etc. functions through one PLC (Power Line Communications) module built-in in the meter.

This service manual, describes the **5CTD-E1F** model, class B (active energy) and class 2 (reactive energy), bidirectional, load profile recording, TOU and Maximum Demand recorder (MDR), omni-polar breaking element and built-in communications module (GPRS or PLC with PRIME technology) and de DLMS/COSEM communications protocol.

- **Time synchronization**

The **5CTM** has a real time clock which keeps the actual date and time of the equipment with an accuracy of ±5ppm. The clock can be set to work in tune with the network frequency.

The internal meter clock can be synchronized via communications channel.

- **Event recording**

The meter registers the events generated during its operation, recording the date and time when are generated. It has 6 independent event stocks with circular memory and different capacity depending on the incidences. Please check chapter 6 to see the complete events list.

- **Power Quality recording**

Within the event recording, the 5CTM stores also voltage variations outside the established margins and long term voltage interruptions.

- **Optical indicators**

The **5CTD** presents 2 non configurable LEDs indicating the status of both the meter and the communication module. Additionally, there are 2 other red LEDs for testing the active and reactive energy measurements.

- **Communications ports**

The equipment always has one optical port available (EN 62056-21) and uses DLMS/COSEM as communications protocol with a profile based on the document *Companion Standard for communication interfaces.* Besides, it can incorporate one PLC (Power Line Communications) port according to PRIME specification in the CENELEC A band or one serial RS485 port. For all ports the protocol is DLMS/COSEM.

- **Auxiliary output**

The meter may incorporate one auxiliary output for indicating the active tariff period.

- **Breaking and reconnection elements**

The 5CTD incorporates a built-in breaking relay (four poles) to perform remote switching operations, power control and demand side management.

- **Self diagnostics and monitoring**

The 5CTD is equipped with a monitoring SW to verify the correct performance of all its components as well its Firmware, activating the corresponding alarms.

1.2 Model List

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

5CTD-E1F- [ ][ ][ ][ ][ ][ ][ ]

AUXILIARY INPUTS/OUTPUTS	
Self powered / Without inputs/outputs	**0**
1 500mA potential free output	**7**

REFERENCE VALUES	
3x127-230/400 V_{ac} ; 3x 10(80) ; 50Hz	**6**

TYPE OF PORT	
Without serial port	**0**
Optical port + RS485 (2 connectors RJ11)	**6**
Optical port + PLC PRIME service node incorporated	**9**

CONNECTION MODE	
4 Wires	**4**

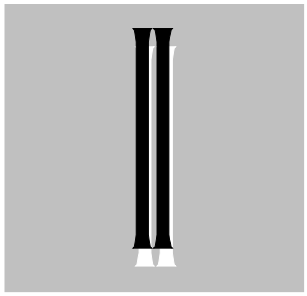
FIRMWARE AND DISPLAY OPTIONS	
Bi-directional active/reactive – DLMS – OBIS	**9**

SPECIAL CHARACTERISTICS	
With omnipolar breaking element	**2**
With tripolar breaking element	**4**

TYPE OF ENCLOSURE	
Wall mounted (thermoplastic) and stretched terminal cover	**U**
Wall mounted (thermoplastic) and short transparent terminal cover	**V**
Wall mounted and stretched transparent terminal cover	**Z**

CHAPTER 2

Technical Characteristics



Useful life	**15 years**

Entradas de intensidad

Reference value	**Iref = 10A**
Starting current	**Ist = 40mA**
Minimum current	**Imin = 0.5A**
Maximum current	**Imax = 80A**
Surge withstand capability:	**100 A** (continuously) **2400 A** (during 0.010s)
Power absorbed by the current circuit (at Iref)	**< 0.1 VA**

Voltage inputs

Rated value	**Un = 127 - 230 V**
Operating limit	**Un ± 20%**
Thermal capability	**400V**
Voltage circuit load:	**< 5 VA (phases A and B)** **< 16 VA (phase C) (*)**

(*)r multifunction meter, consumption requirements per EN 62053-61

Measuring accuracy

Active energy	**Class B** (**EN 50470-3**)
Reactive energy	**Class 2 (IEC 62053-23)**
Test constant	**1000 pulses / kWh (kvarh)**

Temperature and Humidity

Specified operating range:	from **–25 ºC to 70 ºC**
Operating and storing limit range:	from **–25 ºC to 85 ºC**

Humidity limit: 95 % **(non-condensing)**

Potential-free output (option depending on model)

Maximum switching voltage	**280 Vac (DC switching not possible)**
Current (continuously)	**0.5 AacMax**

Switching elements (omnipolar: breaking the 3 phases and the neutral)

Maximum operating voltage	**250 Vac**
Nominal load	**60A**
Switching capacity	**20000VA**
Operating time	**<30ms**
Number of operations	**10^5**

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

Communications link	
Optical port	**According to EN 62056-21**
Used signals	**RX/TX**
Implemented Communications protocol	**EN 65056-46**
Speed	**9600 bauds**
PLC port (according to models)	
PLC modem within the A band according to	**CENELEC EN 50065** PRIME

RS485 Port 2 wires (according to models)

2 identicalRJ11 connectors internally linked
Signals used:



Front view
RJ11 Connector

1. GND
2. UP (a)
3. UN (b)
4. UN (b)
5. UP (a)
6. GND

Weight and dimensions	
Weight	**1 kg**
Dimensions	**See drawing at the end of this manual**

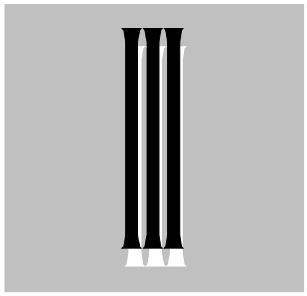
© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

Remarks:

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

CHAPTER 3

Standards and Type Tests



The equipment satisfies, apart from EN 50740 and IEC 62053 parts 21 and 22, the standards shown below:

Transmission of signals through the Low Voltage network (meters with PLC modem)	
General requirements	**EN 50065- 1**
Immunity requirements	**EN 50065- 2-3**
Impedance	**EN 50065-7**

Isolation	
Between circuits and ground:	**4 kV**, **50 Hz**, during 1m
Between independent circuits:	**2 kV**, **50 Hz**, during 1m
Voltage impulse	*harmonization document HD588.1S1* **5 kV**; **1.2/50 µs**; **0.5 J**

Immunity to surge impulses	EN *61000-4-5*	**±4kV**
Fast transients disturbances	*EN 61000-4-4*	**4 kV** ± **10 %**
Immunity to radiated fields	*EN 61000-4-3*	
Field current (with current)		**10 V/m**
Field current (without current)		**30 V/m**
Immunity to conducted signals	*EN 61000-4-6*	**10 V**
Electrostatic discharges	*EN 61000-4-2*	**8 kV** ± **10 %**

Radiated and conducted electromagnetic emissions	*EN 55022*

Environmental tests		
Cold	*EN 60068-2-1*	**-25º C**
Dry heat	*EN 60068-2-2*	**70º C**
Damp heat cycle	*EN 60068-2-3*	**25º- 40ºC/95%**
Solar radiation	*EN 60068-2-5*	
Mechanical tests		
Shock test	*EN 60068-2-27*	
Vibrations (sinusoidal)	*EN 60068-2-6*	
Resistance to heat and fire	*EN 60695-2-11*	**650ºC** ±**10ºC** **30s** ± **1s**.
Spring hammer	*EN 60068-2-75*	**0.22 nm** ± **0,05 nm**

Degree of protection of enclosure	*EN 60529*	**IP 51**

5CTD meters satisfy the EMC regulations according to 89/336/CEE.

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

CHAPTER 4

Physical Architecture



4.1 Overview

The **5CTD-E1F** meter enclosure is made of high impact resistance thermoplastic (with IP51 degree of protection) and double isolation. The display cover is UV resistant. The meter can be installed either in panel or in electric switchboard by means of 3 fixing points making an isosceles triangle (for dimensions, please see drawings at the end of this manual).

The **5CTD-E1F** meter for AMM applications is basically made of 2 PC boards incorporating all the available functionality.

- **Power supply and processing module**
- **Communications module and relay control**

The external aspect of the meter is shown in Figure 4.1.



Figure 4.1: 5CTD PRIME meter

The **5CTD** consists of base, meter cover, a window with display and pushbuttons and the terminal block cover (either stretched or short according to models). The different meter elements and sub assemblies are all fixed to the meter and to the terminal block. The meter cover protects the PC boards and maintains the meter hermetically closed to avoid the penetration of dust or other matters that can affect the normal operation of the meter. To protect the unwanted access to the metrological functions the meter is properly sealed. The display, the pushbuttons and the SIM holder are also protected with a sealable transparent cover.

The short terminal cover is intended to protect the terminals and the fixing screws to the panel while the stretched terminal cover protects, apart from the above, the conducting wires.

As much the meter cover as the terminal cover are being fixed to the base by sealable screws (see figures 4.2 y 4.3).

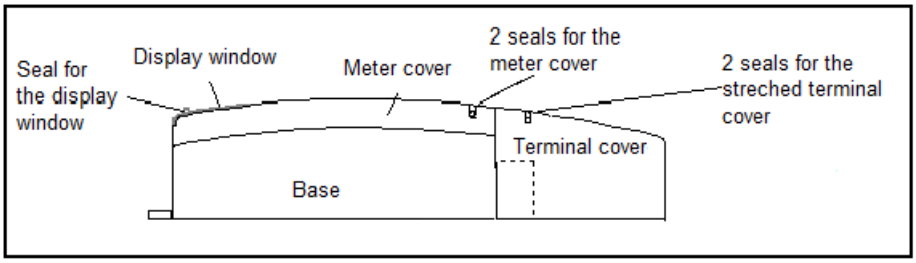


Figure 4.2: Side view of 5CTD meter with stretched terminal cover

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

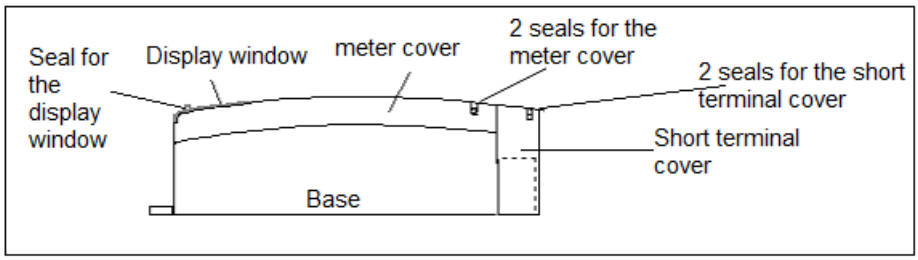


Figure 4.3: Side view of 5CTD meter with short terminal cover

4.2 Connection elements

Each meter has a wiring diagram engraved under the terminal block cover (whether is short or stretched) indicating the correct wiring connection (this diagram is shown at the end of this manual. The terminals are numbered permanently from left to right being the meter in its normal operation position, according to the following sequence:

1 Input phase conductor
3 Phase to user conductor
4 Input neutral conductor
6 Neutral to user conductor
23 Terminal 1 of auxiliary output 1 (optional)
24 Terminal 2 of auxiliary output 1 (optional)

The terminals are placed in the meter horizontally and there are 8 terminals exclusively dedicated to voltage and current measurements.

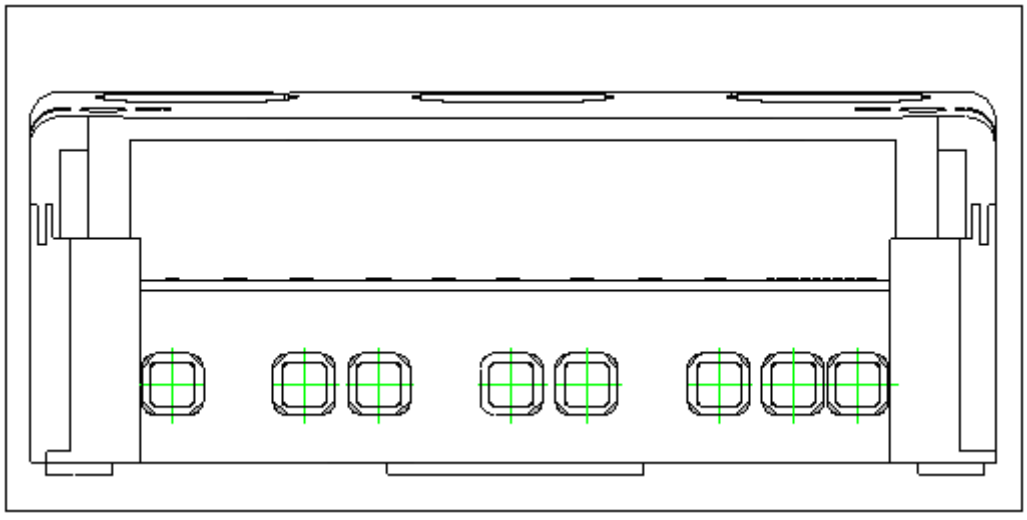


Figure 4.4: 5CTD-E1F meter terminal block

The voltage circuits are connected to the current ones by some bridges. For testing purposes, these bridges can be disconnected without opening the meter cover.

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

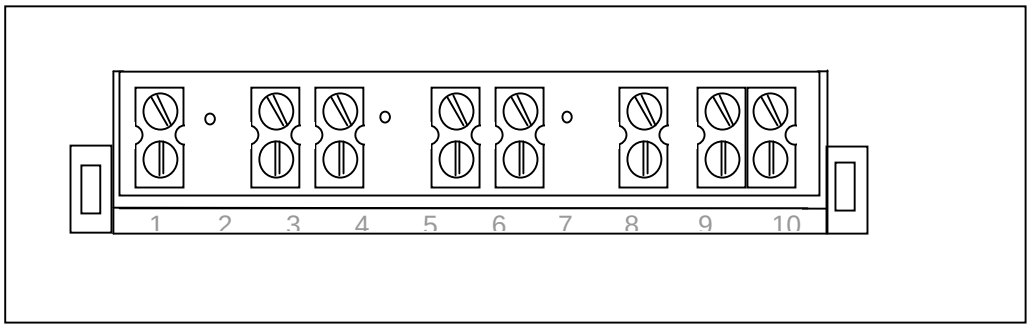


Figure 4.5: Terminals top view.

All terminals incorporate double screw and admit up to 20 mm stranded wire conductor with a cross section up 50 mm^2 for the current terminals and neutral voltage. For the optional auxiliary output we can use wire up to 1.5 mm^2 of cross section.

To separate the voltage bridges, we must use terminals with a maximum cross section of 2 mm^2. For a correct wiring connection, is very important to follow the instructions shown in the figure 4.7 below.

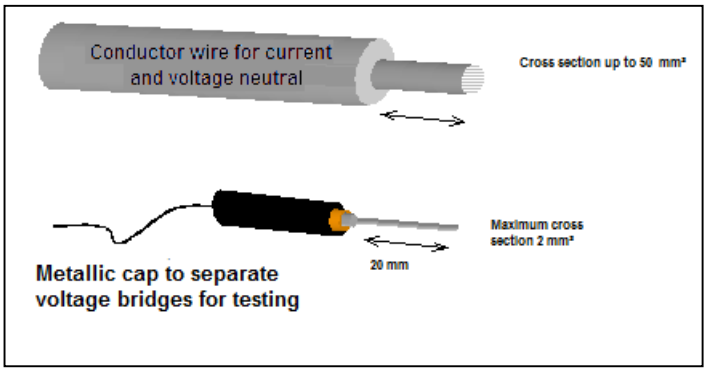


Figure 4.6: Conductor wire diameter and stripping length

4.3 Nameplate

The **5CTD** are serigraphed in the meter cover with the following information:

- ZIV brand name.
- Model.
- Reference voltage.
- Minimum, reference and maximum current.
- Reference frequency.
- Serial number, manufacturing year and MAC address.
- Accuracy class.
- Temperature range.
- Number of the Model Exam Report (MID).
- Meter test constants: 1,000 imp/kWh and 1,000 imp/kvarh.
- ⧈ : Double isolation symbol.
- CE marking and the corresponding approval markings (metrological and national) and numbers for the notified and metrological control bodies.
- Symbol for the Three-phase meter with 3 elements for 4 wire networks.
- : Optical port symbol.

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

CHAPTER 5

Configuration



The equipment is configured following the DLMS communication protocol and following the objects described in the document *Companion standards for communication interfaces*.

5.1 List of parameters

- **Access passwords and identifiers**

Description	Object	Association	Units/Defects
Password actual association	15,0-0:40.0.0.255,7	Management Firmware	aaaaaaaa
Password only reading association	15,0-0:40.0.2.255,7	Management	00000007
Password writing association	15,0-0:40.0.3.255,7	Management	*******
Password firmware association	15,0-0:40.0.4.255,7	Firmware	*******
Universal Code point of supply (CUPS)	1,0-0:96.1.10.255,2	Management	22 characters/null
Tariff configuration identifier	1,0-0:96.1.3.255,2	Management Public	20 characters/null
Multicast communication identification	1,0-0:96.1.5.255,2	Management Public	24 characters/null

- **Clock**

Description	Object	Association	Units/Defects
Synchronizing	1,0-0:96.1.10.255,2	Management Firmware	Date / time format
Automatic time change activation	1,0-0:96.1.10.255,8	Management	YES – NO / YES
Time zone	1,0-0:96.1.10.255,3	Management	GMT +X /GMT +1.00
Date/time time change winter/summer	1,0-0:96.1.10.255,5	Firmware	Day and time / last Sunday in March every year
Date/time time change summer / winter	1,0-0:96.1.10.255,6	Management	Day and time / last Sunday in October every year
Deviation official time change	8,0-0:1.0.0.255,7	Management	Seconds/60
Network frequency synchronization	8,0-0:1.0.0.255,7	Management	Crystal-network /crystal

- **TOU settings (by contract)**

All configurations relative to the contracts will be done on the latent contracts. For the instantaneous configuration the activation date would be configured picking a past date so that the selected parameters would be activated instantaneously. Data relative to the latent contracts keep the same values as the corresponding active contract except the parameter for the activation date which remains empty.

Description	Object	Association	Units/Defects
Activation calendar date for latent contract 1	20,0-0:13.0.1.255,10	Management	Date – time / null
Activation calendar date for latent contract 2	20,0-0:13.0.2.255,10	Management	Date – time / null
Activation calendar date for latent contract 3	20,0-0:13.0.3.255,10	Management	Date – time / null
Name of the calendar latent contract 1	20,0-0:13.0.1.255,6	Management	6 characters / see example 1 paragraph 5.2
Name of the calendar latent contract 2	20,0-0:13.0.2.255,6	Management	6 characters / null
Name of the calendar latent contract 3	20,0-0:13.0.3.255,6	Management	6 characters / null
Seasons Latent contract 1	20,0-0:13.0.1.255,7	Management	Array 12 / see example 1 paragraph 5.2
Seasons Latent contract 2	20,0-0:13.0.2.255,7	Management	Array 12 / null
Seasons Latent contract 3	20,0-0:13.0.3.255,7	Management	Array 12 / null

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

Weekly profile latent contract 1	20,0-0:13.0.1.255,8	Management	Array 12 / see example 1 paragraph 5.2
Weekly profile latent contract 2	20,0-0:13.0.2.255,8	Management	Array 12 / null
Weekly profile latent contract 3	20,0-0:13.0.3.255,8	Management	Array 12 / null
Daily profile latent contract 1	20,0-0:13.0.1.255,9	Management	Array 24 / see example 1 paragraph 5.2
Daily profile latent contract 2	20,0-0:13.0.2.255,9	Management	Array 24 / null
Daily profile latent contract 3	20,0-0:13.0.3.255,9	Management	Array 24 / null
Table for special days contract 1	11,0-0:11.0.4.255,2	Management	Array 30 dates / null
Table for special days contract 2	11,0-0:11.0.4.255,2	Management	Array 30 dates / null
Table for special days contract 3	11,0-0:11.0.6.255,2	Management	Array 30 dates / null
Subscribed power (latent contract 1) tariff 1	3,0-1:94.34.11.255,2	Management	W /15000 W
Subscribed power (latent contract 1) tariff 2	3,0-1:94.34.12.255,2	Management	W /15000 W
Subscribed power (latent contract 1) tariff 3	3,0-1:94.34.13.255,2	Management	W /0 (0 = deactivated)
Subscribed power (latent contract 1) tariff 4	3,0-1:94.34.14.255,2	Management	W /0 (0 = deactivated)
Subscribed power (latent contract 1) tariff 5	3,0-1:94.34.15.255,2	Management	W /0 (0 = deactivated)
Subscribed power (latent contract 1) tariff 6	3,0-1:94.34.16.255,2	Management	W /0 (0 = deactivated)
Actual power limit	3,0-1:94.34.31.255,2	Management	W. Read value per active tariff, by default it coincides with the subscribed power
Date for automatic end of billing period contract 1	1,0-1:94.34.41.255,2	Management	Date – time / day (with wildcards)
Date for automatic end of billing period contract 2	1,0-1:94.34.42.255,2	Management	Date – time / day (with wildcards)
Date for automatic end of billing period contract 3	1,0-1:94.34.43.255,2	Management	Date – time / day (with wildcards)

- **Power Quality settings**

Description	Object	Association	Units/Defects
Rated voltage	3,1-0:0.06.4.255,2	Management	V /230.0V
Threshold for recording voltage sags	3,1-0:12.31.0.255,2	Management	% / 7,00
Threshold for recording voltage surges	3,1-0:12.35.0.255,2	Management	% / 7,00
Elapsed time of the incidence to record the voltage sag	3,1-0:12.43.0.255,2	Management	Seconds / 180
Voltage threshold to record long lasting outages	3,1-0:12.43.0.255,2	Management	Seconds / 180
Elapsed time of the incidence to record the long lasting outage	3,1-0:94.34.11.255,2	Management	% / 50.00
Seasons Latent contract 1	3,0-1:96.7.20.255,2	Management	

5.2 Switch settings

Description	Object	Association	Units/Defects
Switch script	22,0.0:15.0.1.255,2	Management	0 (disconnected) 1 (connected) 2 (ready for re-connection) By default: 1
Execution time. Deferred action	22,0.0:15.0.1.255,4	Management	Date – time / null
Mode switch control	70,0.0:96.3.10.255,4	Management	0…4 / 4

For more information about the switch configuration see paragraph 5.3.

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

- **Others**

Description	Object	Association	Units/Defects
Minimum time between end of billing periods	1,0.0:94.34.40.255,2	Management	Seconds / 180
Image transfer activation (firmware update)	18,0.0:44.0.0.255,5	Firmware	YES – NO / NO
Time for image activation. Deferred action	22,0.0:15.0.2.255,4	Firmware	Date – time / null
Power limit for event demand management	3,0.0:94.34.70.255,2	Management	% / 95,00
Time threshold for marking a synchronizing bit and recording the event	3,1.0:0.911.255,2	Management	Seconds / 30
Time threshold for invalidating the interval by synchronization	3,1.1:94.34.1.255,2	Management	Seconds / 600
Limit for demand management (% of subscribed power)	3,0-0:94.34.70.255,2	Management	% / 0
Enable billing reset via pushbutton	1-0:94.34.120.255	Management	Enable
Display mode	0-0:96.1.7.255	Management	A (see Note)
Time between display's scrolls	0-0:94.34.110.255	Management	3 seconds
Timeouts communications (end users reading/management/firmware)	0-0:94.34.51.255 0-0:94.34.52.255 0-0:94.34.53.255	Management	3 min. 3 min. 2 hours
User (machine) local parameters changes	0-0:96.1.8.255	Management	0000

Note: To configure the display, the following modes are available:

Mode A: only total active energy: 1.18.0.
Mode B: active rated energy: 1.18.x + date and hour. x=0…6 (active periods).
Mode C: total active rated energy: 1.18.x + date and hour. x=0…6(total and active periods).
Mode D: total active rated energy with maximum power: 1.18.x + 1.16.0 + date and hour. x=0…6 (total and active periods).
Mode E: active, reactive and maximum energy (total and per tariff): 1.18.x + 1.58.x + 1.16.x + date and hour. x=0…6 (total and active periods).
Mode F: total active energy consumed and generated: 1.18.0 + 1.28.0.
Mode G: active, reactive and bi-directional maximum energy (total and per tariff): 1.18.x + 1.28.x + 1.58.x + 1.68.x + 1.16.x + date and hour. x=0…6 (total and active periods).

5.3 TOU configuration examples

Following we will show 2 examples of calendar configuration: Example 1 corresponds to a double tariff (with seasonal profile) and it is the same as the default configuration in contract 1. Example 2 corresponds to a configuration with 6 tariffs and holidays.

Example 1

Name of calendar	2.0 DHA
Seasons definition 3 elements array. Each element has 3 fields available: name of the season, starting of season and type of weekly profile Note: This same configuration can be made with only 2 seasons considering seasons 1 and 3 as one season (season 2)	**1. {01.01}{01/01/** - 00:00:00} {1}** -Name of the season (2 bytes): the first would indicate for example the zone and the second the season number -Beginning of the season: format date and time, in this case in the year we will include a wild card (any year) - Type of weekly profile: 1 (winter) 2. {**01.02}{xx/03/** - 03:00:00} {2}** - Name of the season (2 bytes): the first would indicate for example the zone and the second the season number. --Beginning of the season: format date and time,

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

	in this case part for the wild card of the year we will include another one for day of the week (according to the DLMS blue book) to indicate the last Sunday of the month. -Type of weekly profile: 2 (summer) **3. {01.03}{xx/10/** - 02:00:00} {1}** - Name of the season (2 bytes): the first would indicate for example the zone and the second the season number. --Beginning of the season: format date and time, in this case part for the wild card of the year we will include another one for day of the week (according to the DLMS blue book) to indicate the last Sunday of the month. -Type of weekly profile: 1 (winter)

Weekly profile: Array of 2 elements In this case all days of the week correspond to the same type of day	**Weekly profile 1 (winter)** Profile identifier: 1 Type of day Monday: 1 Type of day Tuesday: 1 Type of day Wednesday: 1 Type of day Thursday: 1 Type of day Friday: 1 Type of day Saturday: 1 Type of day Sunday: 1
	Weekly profile 2 (summer) Profile identifier: 2 Type of day Monday: 2 Type of day Tuesday: 2 Type of day Wednesday: 2 Type of day Thursday: 2 Type of day Friday: 2 Type of day Saturday: 2 Type of day Sunday: 2
Daily profile: Array of 2 elements (type of day 1, type of day 2)	**Type of the day 1 (winter)** Profile identifier: 1 Interval start 1: 00.00 Tariff 2 Interval start 2: 12:00 Tariff 1 Interval start 3: 22:00 Tariff 2

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

	Type of the day 2 (summer) Profile identifier: 2 Interval start 1: 00.00 Tariff 2 Interval start 2: 13:00 Tariff 1 Interval start 3: 23:00 Tariff 2 **Note: this exact daily configuration can also be made with only 2 intervals considering the intervals 1 and 3 as one single interval (tariff 2)**

Example 2

Name of calendar	01.06.01
Seasons definition 10 elements array. Each element has 3 fields available: name of the season, starting of season and type of weekly profile	1.{01.01}{01/01/** - 00:00:00} {1} 2.{01.02}{01/03/** - 00:00:00} {4} 3.{01.03}{01/04/** - 00:00:00} {5} 4.{01.04}{01/06/** - 00:00:00} {3} 5.{01.05}{16/06/** - 00:00:00} {2} 6.{01.06}{01/08/** - 00:00:00} {6} 7.{01.07}{01/09/** - 00:00:00} {3} 8.{01.08}{01/10/** - 00:00:00} {5} 9.{01.09}{01/11/** - 00:00:00} {4} 10.{01.10}{01/12/** - 00:00:00} {1} (to understand the meaning of the fields please follow previous example)
Weekly profile: Array of 6 elements	**Weekly profile 1** Profile identifier: 1 Type of day Monday: 1 Type of day Tuesday: 1 Type of day Wednesday: 1 Type of day Thursday: 1 Type of day Friday: 1 Type of day Saturday: 6 Type of day Sunday: 6
	Weekly profile 2 Profile identifier: 2 Type of day Monday: 2 Type of day Tuesday: 2 Type of day Wednesday: 2 Type of day Thursday: 2 Type of day Friday: 2 Type of day Saturday: 6 Type of day Sunday: 6

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

	Weekly profile 3 Profile identifier: 3 Type of day Monday: 3 Type of day Tuesday: 3 Type of day Wednesday: 3 Type of day Thursday: 3 Type of day Friday: 3 Type of day Saturday: 6 Type of day Sunday: 6

Weekly profile: Array of 6 elements	**Weekly profile 4** Profile identifier: 4 Type of day Monday: 4 Type of day Tuesday: 4 Type of day Wednesday: 4 Type of day Thursday: 4 Type of day Friday: 4 Type of day Saturday: 6 Type of day Sunday: 6
	Weekly profile 5 Profile identifier: 5 Type of day Monday: 5 Type of day Tuesday: 5 Type of day Wednesday: 5 Type of day Thursday: 5 Type of day Friday: 5 Type of day Saturday: 6 Type of day Sunday: 6
	Weekly profile 6 Profile identifier: 6 Type of day Monday: 6 Type of day Tuesday: 6 Type of day Wednesday: 6 Type of day Thursday: 6 Type of day Friday: 6 Type of day Saturday: 6 Type of day Sunday: 6
Daily profile: Array of 6 elements (6 types of days)	**Type of the day 1** Type of day identifier: 1 Interval start 1: 00.00 Tariff: 6

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

	Interval start 2: 08:00 Tariff: 2 Interval start 3: 10:00 Tariff: 1 Interval start 4: 13:00 Tariff: 2 Interval start 5: 18:00 Tariff: 1 Interval start 6: 21:00 Tariff: 2

Daily profile: Array of 6 elements (6 types of days)	**Type of the day 2** Type of day identifier: 2 Interval start 1: 00.00 Tariff: 6 Interval start 2: 08:00 Tariff: 2 Interval start 3: 11:00 Tariff: 1 Interval start 4: 19:00 Tariff: 2
	Type of the day 3 Type of day identifier: 3 Interval start 1: 00.00 Tariff: 6 Interval start 2: 08:00 Tariff: 2 Interval start 3: 09:00 Tariff: 3 Interval start 4: 15:00 Tariff: 4
	Type of the day 4 Type of day identifier: 4 Interval start 1: 00.00 Tariff: 6 Interval start 2: 08:00 Tariff: 4 Interval start 3: 16:00 Tariff: 3 Interval start 4: 22:00 Tariff: 4
	Type of the day 5 Type of day identifier: 5 Interval start 1: 00.00 Tariff: 6 Interval start 2: 08:00 Tariff: 5

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

	Type of the day 6 Type of day identifier: 5 Interval start 1: 00.00 Tariff: 6
Table of special days Array of 8 elements	1.{01.01}/01/** (any year) – Type of day 6 2.{01.05}/01/** (any year) – Type of day 6 3.{15.08}/01/** (any year) – Type of day 6 4.{12.10}/01/** (any year) – Type of day 6 5.{01.11}/01/** (any year) – Type of day 6 6.{06.12}/01/** (any year) – Type of day 6 7.{08.12}/01/** (any year) – Type of day 6 8.{25.12}/01/** (any year) – Type of day 6

5.4 Power switch configuration

The following schematic illustrates all the possible status and transitions of the power switch:

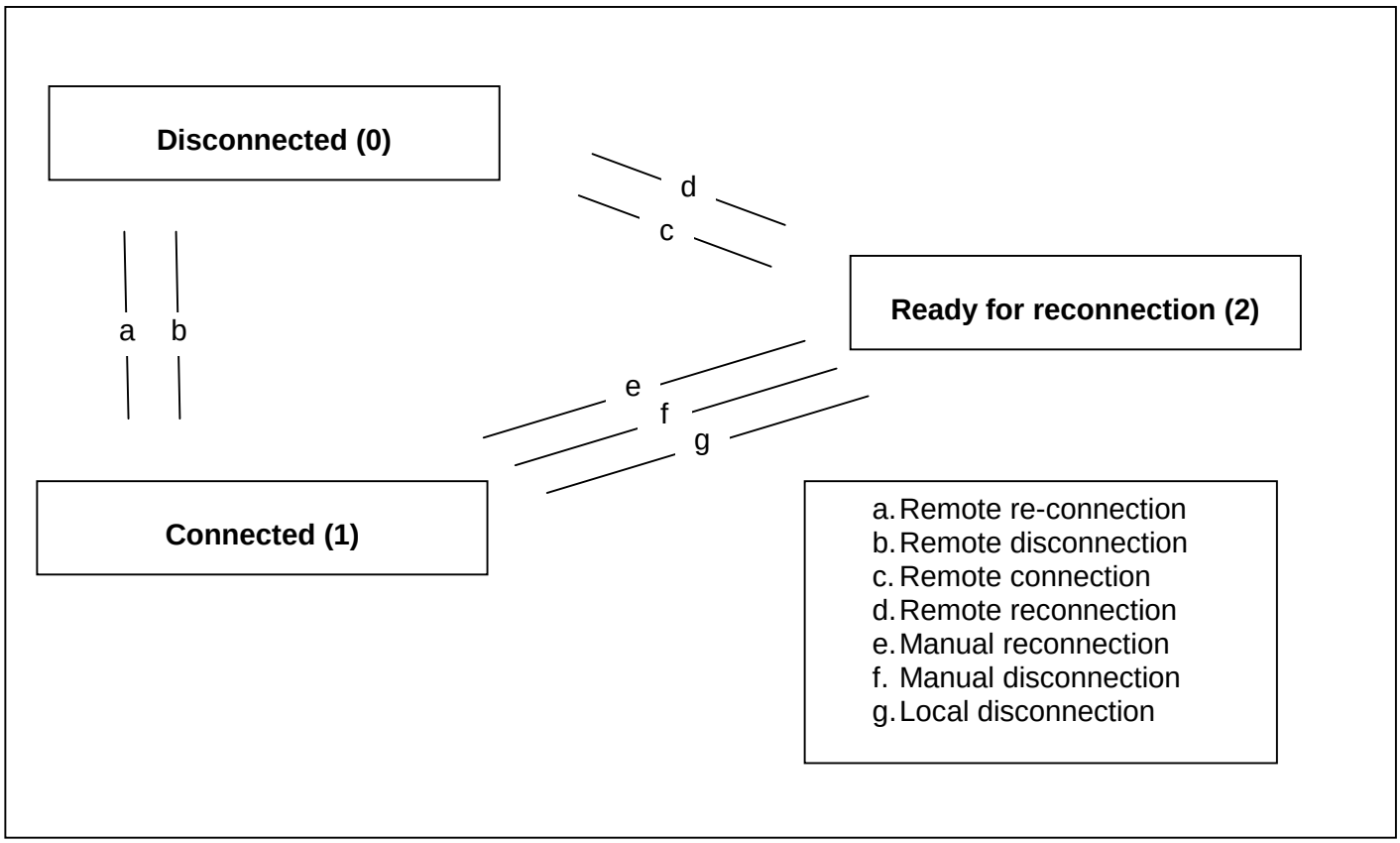


Figure 5.1 Power switch status diagram

Status 2 means that the switching element is open and to be closed a manual intervention is required (meter push button or home general breaker)
In any case, the different actions over the power switch may be limited according to the configuration mode:

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

0: Only local disconnection is available
(to unable that the subscribed power must be configured adequately)
1: Remote, manual and local disconnection is permitted. As well as manual and remote reconnection (d).
2: Remote, manual and local disconnection is permitted. As well as manual and remote reconnection (a).
3. Remote and local disconnection is permitted. As well as manual and remote reconnection (d).
4. Remote and local disconnection is permitted. As well as manual and remote reconnection (a).

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

Remarks:

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

CHAPTER 6

Principles of Operation



6.1 Metering units

The following paragraphs describe the definition of the algorithms applied in the different 5CTM metering units. The integration period and calculation for all measurements (N) is 2,100 and considering that the sampling rate is 2,520.6 Hz and then the time period is 833.13 ms.

6.1.1 RMS voltage metering unit (V)

This unit obtains the RMS voltage value as the square root of the summation of the squared instantaneous voltage values during one signal integration period. In each integration cycle 2,100 samples are taken.

$$V = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{n=0}^{N-1} v_n^2} \quad (1)$$

6.1.2 RMS current metering unit (I)

This unit obtains the RMS current value as the square root of the summation of the squared instantaneous current values during a cycle of 20 ms @ 50 Hz. In each integration cycle 2,100 samples are taken.

$$I = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{n=0}^{N-1} i_n^2} \quad (2)$$

6.1.3 Active power metering unit (P)

This unit obtains the value of the active power integrated in N, the quantity is equivalent to the energy obtained for that amount of time (833.13 ms), from where the power is calculated.

$$P = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=0}^{N-1} v_n \cdot i_n \quad (3)$$

Where **P** is the active power, **Vn** is the single voltage, **In** is the circulating current and **N** the number of samples taken.

6.1.4 Reactive power metering unit (Q)

The calculation is similar for the reactive power, except that the current is lagging 90 degrees by using a phase filter.

$$Q = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n \cdot i(90^o)_n \quad (4)$$

Where **Q** is the reactive power, **Vn** is the single voltage, **In** is the circulating current and **N** the number of samples taken.

.

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

6.1.5 Determination of quadrant

Once the active and reactive power signs are known, we can obtain the metering quadrant which criteria are shown in the figure 6.1.

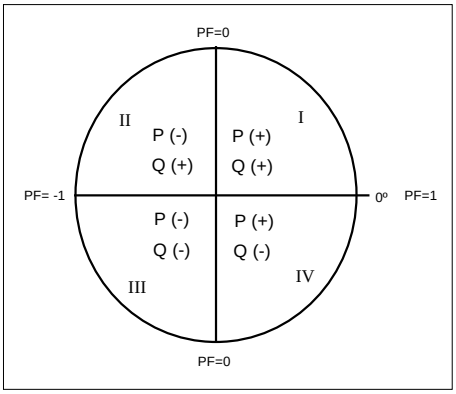


Figure 6.1: Power signs represented by quadrants

6.1.6 Power factor metering unit (PF)

This unit obtains the power factor value according to the following formula:

$$PF = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \qquad (5)$$

6.1.7 Active energy metering unit (E_a)

This unit calculates the value of the active energy by multiplying the active power, expressed in W, times the power integration period expressed in hours, obtaining Wh.

The power integration period to obtain the energy is established by the expression:
ΔT = 2100/2520.6

6.1.8 Reactive energy metering unit (E_r)

This unit calculates the value of the active energy by multiplying the reactive power, expressed in var, times the power integration period expressed in hours, obtaining varh.

(5)

$$Er = Q \cdot \Delta T$$

The power integration period to obtain the energy, is set in 90 ms, therefore at 50 Hz
ΔT = 0.02/3600 h and for 60Hz ***ΔT = 0.0166/3600 h.*** (7)

6.2 Testing

Energy accumulation has 2 associated LED's emitting pulses in the front of the meter which blink when a certain level of energy is reached. The pulse constant is fixed with a value of1,000 pulses/kWh and 1,000 pulses/kvarh respectively.

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

6.3 Energy accumulators and TOU

6.3.1 Active contracts

The 5CTD may have up to 3 contracts all of them with the same structure. A contract is a set of parameters, settings and measurements available in the meter with the purpose of collecting all the quantities established in the billing contract..

The 5CTD model is provided with the following structure of accumulators for each of the contracts:

Total consumed active energy
Total generated active energy
Reactive energy quadrant 1
Reactive energy quadrant 2
Reactive energy quadrant 3
Reactive energy quadrant 4
Consumed active energy tariff x
Generated active energy tariff x
Reactive energy quadrant 1 tariff x
Reactive energy quadrant 2 tariff x
Reactive energy quadrant 3 tariff x
Reactive energy quadrant 4 tariff x

Each contract has up to a maximum of 12 seasons, defined by time limits,(including wildcards to define the seasonal period), For each season we define a weekly profile indicating the type of day chosen for each day of the week.

Each type of day (up to a maximum of 24) has a tariff structure made of up to 6 possible tariffs, the number of tariff changes is limited to 6 and can be configured any time of the day with a resolution of one minute.

The TOU can handle up to 30 dates of special days to which different types of days can be associated. To program special days we can use wild cards for the day, month, and year, day of the week or a combination of all.

TOU configuration must be always made from the latent contracts (paragraph 6.3.2). For an instantaneous configuration, we would program the latent contract with a past activation date. Therefore, the settings will be activated instantaneously. Chapter 5 describes the configuration of the meter in more detail with 2 examples related to the TOU.
The TOU is in charge of determine the tariff in which the accumulation of energy takes place according to the meter's date and time and the programmed tariff.

Actual, total and by tariff active and reactive energy accumulators are shown through communications and at the display.

6.3.2 Latent contracts

Each active contract has a passive or latent associated contract which function is to allow the change of contract parameters before it becomes active. The latent turns into active when it reaches the activation date (instantly if the activation date is prior to the actual date of the equipment).

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

Any change in the meters seasons requires the execution of an extraordinary billing reset and consequently the latent contract is eliminated.

6.3.3 Contracts modification

To modify the parameters of a contract, a latent contract is always being used. Depending on the configured activation date, the contract will be in force instantly (activation date prior to actual date) or in the configured date (activation date later than the actual date).

6.4 Maximum Demand Recording

The equipment calculates the maximum of the total actual power based on the peak of the integrated power values in 15 minutes periods.

When we arrive to the reset or to the end of the actual billing period, the maximum demand values are stored together with the end of billing period data and the value is again reset to zero.

These maximum values can be shown at the display or via communication.

The causes for invalidating a power integration period would be:

- Power failure
- Change of parameters
- Synchronization above the programmed threshold
- Invalidation bit (alarm)

6.5 Meter's end of billing period (billing reset)

The 5CTD records up to 15 billing periods corresponding to the last 15 executed end of billing periods, which allows to keep stored all the consumption of one year when the billing period is one month. Each stored billing period includes the total and by tariff energies and the maximum power.
The information contained in the end of billing periods is stored in a circular buffer. Once the memory id full, the next recorded end of billing period will erase the older of the memorized one.
To read the end of billing periods of the meter through the communication ports we must use a sw application or concentrator with DLMS / COSEM protocol. We can also obtain billing reset information through the meter display (see chapter 7). Through the display we can only review the last 9 end of billing periods.
The dates of this resets can be configured in the meter, by default they will be done the first day of each month at 00:00 (see Chapter 5).
The information related to the TOU consists of a set of values of interest for the monthly billing. We are talking about energy values and associated maximum demand associated to each of the tariff periods.
The supplied information is according to the following list (energy values in kWh/kvarh):

- Init of the period
- End of the period
- Absolute consumed active energy
- Incremental consumed active energy
- Absolute generated active energy
- Incremental generated active energy
- Absolute reactive energy quadrant 1

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

- Incremental reactive energy quadrant 1
- Absolute reactive energy quadrant 2
- Incremental reactive energy quadrant 2
- Absolute reactive energy quadrant 3
- Incremental reactive energy quadrant 3
- Absolute reactive energy quadrant 4
- Incremental reactive energy quadrant 4
- Maximum active power (A+)
- Date for maximum power

These data are supplied for the total values (tariff = 0) and for the active tariffs (tariffs 1, 2....4). Quality qualifiers will be also available to provide information about the events taking place during the period.

6.5.1 Daily resets

The equipment can also execute automatically daily resets per active contract (the last 10 days) storing: reset's date, absolute energies (total and per tariff). In this case, neither incremental energy values nor maximum demand will be stored.

6.5.2 Qualifiers or quality bits

All values stored with the billing resets carry an associated qualifier octet as described in the following table:

Bit	Identification	Description
7	IV	Invalid reading (IV=1). Value 1 is assigned to billing resets with any event affecting metering and not considered in other quality bits.
6	CA	Meter is being synchronized during period (CA=1). Value 1 is assigned when a synchronization of more than 30 seconds takes place. When the synchronization is of more than 10 minutes, bit **IV** also takes 1.
5	CY	Overflow (CY=1). Value 1 is assigned to the channel overflowing during the period.
4	VH	Time verification during the period (VH=1). Value 1 is assigned when a synchronization of less than 30 seconds takes place.
2	INT	Intrusion (INT=1). Value 1 is assigned when trying to connect with an incorrect password.
3	MP	Change of parameters during the period (MP=1) Value 1 is assigned when an important change of settings takes place and generates an extraordinary reset (seasons, types of days and subscribed powers).
1	AL	Incomplete period due to power failure (AL=1).

Table 1: Description of billing resets recordings qualifiers

6.6 Load Profile Recorder

This function is intended to record the evolution of the load at the metering point.

The meter has 2 profile recorders, the first one with integration period of 1 hour and showing incremental values in the interval. The second one with integration period of one day showing absolute values.

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

The information retrieved when any of the two curves is requested to the meter is as follows: (energy units in Wh or varh):

- End of the integration period date indicating winter/summer
- Qualifier
- Value of the incoming active energy
- Value of the outgoing active energy
- Value of the reactive energy quadrant 1
- Value of the reactive energy quadrant 2
- Value of the reactive energy quadrant 3
- Value of the reactive energy quadrant 4

The recorder values will be collected via the communication protocol DLMS/COSEM using either a sw application or a data concentrator.

Quality qualifiers are also available to provide information about the incidences during the period.

6.6.1 Storage memory

The 5CTD stores up to 3 months of hourly and daily recordings. The storage is made in a circular buffer. Once the memory is full, the following recording will be saved after erasing the oldest.

6.6.2 Behavior during synchronization

To avoid losing the energy information during the synchronized time period, when the meter date is delayed, the energy of the eliminated recordings caused by synchronizing is accumulated in the first record generated after the synchronization and marking the quality bit as CA=1.

In case of putting forward the time clock, all the records included in the adjusted time interval will be generated with zero values and quality bit as CA=1. If the synchronization is bigger than the capacity of the load curve, the memory will be emptied.

6.6.3 Behavior during official time change

During the transition from the summer season to the winter season an official delay of one hour takes place and being done automatically by the 5CTM meter (see paragraph 6.8). The load curve of that day will have 25 recordings, 2 of them with the same time. The difference between them will be the Winter/Summer indication within the date field.

For the transition of winter to summer the official time is brought forward one hour and it is done automatically by the meter. The load profile of that day will have 23 recordings, one is missing, up to that gap all records will be marked as winter and from the gap onwards the field date will indicate summer.

6.7 Time synchronization

5CTD incorporates a clock, built-in in the microprocessor, to generate billing resets and to select the different tariffs. The clock is synchronized through the Communications channel.

The precision of the clock is 5ppm.

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

If the difference between the initial and final is greater than T1 (configurable, by default 30 seconds) the quality bit recorded in the reset is CA, being the corresponding events also recorded. If on the contrary, this difference is lower than T1, the corresponding quality bid is VH and no event is recorded.

The equipment incorporates also a battery (with a useful life of 15 years) to maintain the date and time in case of power failure.

6.8 Change of official time

The device is programmed to automatically calculate every year the dates for the official time change summer-winter and vice versa. The European standard establishes the last Sunday in March and in October for the official change.
It is also possible to unable this season change or set other dates (see chapter 5: Configuration).

6.9 Breaking and reconnection elements.

This meter incorporates 2 internal breaking relays (phase and neutral) to carry on breaking and reconnecting operations as well as power control and demand side management. Technical characteristics of same can be consulted in chapter 2 of this manual.

The meter can be set with a given subscribed power per tariff period (always applied to contract 1). If the consumed power exceeds the subscribed one, the relay will open and then the meter will be disconnected (local disconnection). This functionality can be unable by setting the powers to zero.

According to the measured power, there are two types of tripping: slow trip (<50 seconds) if the power is between 1.1 and 1.4 times the subscribed power; or fast trip (<2 seconds) if the power is above 1.4 times the subscribed power.

The reset of the breaking element will be made by measuring infinite impedance (effect taking place after the user opens or close the Automatic General Breaker or by actuating over the meter INF push button (see chapter 7.

Apart from the above, the connection/disconnection commands can be executed in local or remote mode via Communications. Manual reconnection of the breaking element will not be possible when the opening has been done via command and consequently the infinite impedance please read paragraph 5.3: breaker configuration.

6.10 Optical signaling and status indicators

The **5CTD** has a non-configurable tree colors LED to indicate the status of the PLC modem. In the models without PLC, this LED is green and will indicate that the meter is energized.

Other display indicators:

- Energy flow: by quadrants.
- Status of the breaking element: one open switch symbol indicates that the breaking element is open.
- Communications indicator: one telephone symbol indicates that the meter is active and has been recognized by its concentrator. If blinking, the session is open.

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

- Internal error and alarms: the error is indicated by the blinking of the corresponding code (FALLO C: critical or FALLO N: non critical). The menu will indicate the error number.

  Available alarms:
  - Depleted battery (estimated). A non-critical alarm is generated and it is indicated with a B.
  - Voltage failure alarm. When voltage drops below 50% of its rated value during 10 uninterrupted minutes. A critical alarm is generated.
  - Loss of neutral alarm. When voltage exceeds 50 % of its rated value during 60 uninterrupted minutes.
  - Internal alarms: memory error, clock, etc...

6.11 Event recording

6 event recording stocks with independent memory are available.

GROUP	NAME	Subgroup (Nº)	Capacity	Description
1	Standard	Standard (10)	100	All the events not being stored as special
		Subscribed powers (11)	15	Changes of subscribed powers to manage the demanded power with previous and new powers
		Firmware (12)	20	Changes of Firmware with previous and new values
		Reset to 0	20	Reset of accumulators
		Synchronization (13)	20	Equipment's date and time changes with previous and new date and time
2	Breaking element's Control		20	Relative to the breaking element
3	Quality	Voltage failure (31)	15	Relatives to quality and defined by RD1110/2007 (Spain)
		Outages (32)	15	Relatives to quality and defined by RD1110/2007 (Spain)
4	Fraud		10	Relatives to fraud or Intrusism detection
5	Demand side management		15	Relatives to Demand side management
6	High occurrence - Commons		100	Relatives to Communications via optical, serial and PLC ports

Table 2: Events by groups

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

Group	Number	Description
1	1	Start up with data loss
1	2	Start up without data loss
1	3	Power supply failure
1	7	Loss of neutral
1	8	Low battery
1	9	Internal critical error
1	10-20	Errors due to the manufacturer
1	24	Official time change WIN – SUM
1	25	Official time change SUM - WIN
1	30	Change of parameters in load profile recorder
1	31	Change of parameters in communications port
1	32	Change of reading password
1	33	Change of writing password
1	34	Change of firmware password
1	35	Reset battery counter
1	36	Change of settings Change of official time
1	37	Change of setting for minimum time between resets
1	40	Change of clock synchronization mode
1	44	Executed instantaneous reset contract 1
1	45	Change of parameters contract 1
1	46	Change of subscribed power
1	47	Change of special days table contract 1
1	48	Change of seasons table latent contract 1
1	49	Contract 1 deactivated
1	50	Automatic change of reset date contract 1
1	51	Change of activation date latent contract 1
1	52	Executed instantaneous reset contract 2
1	53	Change of parameters contract 2
1	54	Change of special days table contract 2
1	55	Change of seasons table latent contract 2
1	56	Contract 2 deactivated
1	57	Automatic change of reset date contract 2
1	58	Change of seasons table latent contract 2
1	59	Executed instantaneous reset contract 3
1	60	Change of parameters contract 3
1	61	Change of special days table contract 3
1	62	Change of seasons table latent contract 3
1	63	Contract 3 deactivated
1	64	Automatic change of reset date contract 3
1	65	Change of activation date latent contract 3
1	66	Execute manual reset (push button)
1	90	Change time threshold for voltage fluctuation events
1	91	Change time threshold for long term voltage interruptions
1	92	Change rated voltaje value
1	93	Change voltage threshold for under voltage events
1	94	Change voltage threshold for over voltage events
1	95	Change interruptions threshold
1	96	Change actual subscribed power
1	97	Change of firmware
1	98	Synchronization
2	1	Manual connection of breaking element
2	2	Remote disconnection of breaking element (command)
2	3	Remote connection of breaking element (command)
2	4	Disconnection bey power control
2	5	Connection by power control
2	6	Blocking of breaking element by overcurrent
2	7	Breaking element enable
2	8	Breaking element unable
3	1	Voltage below limit
3	5	Voltage above limit
3	9	Voltage interruption
3	13	End of voltage below limit

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

3	17	End of voltage above limit
3	21	End of voltage e interruption
3	6	Intrusion
5	20	Limit of power demand management exceeded
6	1	Init of communication via PLC port
6	2	End of communication via PLC port
6	3	Init of communication through optical port
6	4	End of communication through optical port

Table 3: Events list

With every event recording a date and time tag is attached. Some of the events reply with informative fields. For example, a change of firmware (previous and new) or a synchronization (previous and new time).
The records are stored in a circular file, when new events exceed the capacity of the file the oldest events are being deleted.

6.12 Communications

The meter incorporates one optical port in the front according to EN 62056-21, for Reading and programming. The protocol used is DLMS/COSEM based on the "Companion Standard for communication interfaces" document.

Additionally, it integrates one PRIME (www.prime-alliance.org) service node for PLC communication through the CENELEC A band (50-95 kHz), with OFDM (96 carriers) multiplexing and employing 3 different modulation schemes (20-130kbps) with error correction mechanism.

Some models can use one serial RS485 (2 wires) communication port instead of the PLC modem.

6.12.1 Introduction to PRIME PLC Technology.

At present, there is a clear interest in dominating technologies applied to the Smart Metering functionality. Moreover, recent legislation encourages the use intelligent network infrastructures. For the data model, DLMS/COSEM is becoming the first choice as the reference standard for data exchange. However, for the PHY/MAC levels a need for new standards allowing the use of affordable, robust and adaptable to future requirements equipment is being detected.

On this scenario, the PRIME Alliance has been created for the purpose of developing a PLC communication standard within the CENELEC A band.

PRIME (PoweRline Intelligent Metering Evolution) is a PLC communications system specifically designed to be employed in Smart Metering applications.

6.12.1. a PRIME Alliance

The PHY and MAC PRIME layer applications are open and have been designed by the PRIME Alliance, a consortium made of electric utilities (CEZ, EDP, IBERDROLA), meter manufacturers (CIRCUTOR, ISKRAEMECO, ITRON, L+G, ORBIS, SAGEMCOM, ZIV) and chip manufacturers.

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

The different members of the PRIME alliance (continuously growing) share their expertise in different knowledge areas. The specifications and documentation are public and can be retrieved from the PRIME Alliance website (www.prime-alliance.org).

6.12.1. b PRIME networks: Structure and automatic configuration

PRIME is based on an OFDM modulation within CENELEC A band (9 – 95 kHz). OFDM is a modulation system very robust against the impulsive noise and frequency selective using the Low Voltage network as its communications system. The actual PRIME specification supports 6 different modulation schemes to adapt to the media need at all times. This allows achieving transmission speeds between and their PHY layer between 21 and 128 kbps.

The PRIME MAC layer is based on a tree structure incorporating a node discovery and automatic network convergence mechanisms.
The fact that no previous configuration be required is one of the main advantages of PRIME before a massive urban deployment. Connectivity is periodically reviewed through the exchange of some specific messages which allows the adaptation to network changes in real time.

The PRIME network consists of the following elements:

- Base Node

  It is the central element of the network
  Manages the network topology and the automatic adaptation against changes
  The BN is typically located in the Transforming Station as function linked to the 4CCT meter concentrator. For the 4CCT the Base Node represents an embebed function although it can be also installed as a separate element.

- Service Node

  They consist of the registered elements in the BN.
  For metering applications, the meters incorporate the Service Node functionality.
  The SN can automatically behave as repeaters for other nodes, promoting to a Switch Node. The management of these processes is carried out autonomously from the Base Node, which will try to minimize the number of network levels so that the band width can be optimized.

PRIME in its actual version supports IPv4 and IEC-432 on the network layer, and evolves to reach IPv6.

6.12.1. c PRIME standardization, interoperability and certification

The main advantage of PRIME is its alliance structure of different members within the electric Industry, all oriented towards the final objective of **INTEROPERABILITY**.

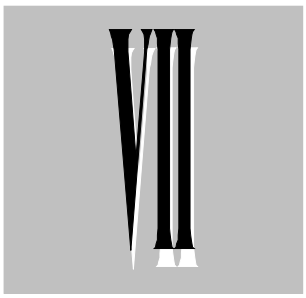
The PRIME's Technical Working Group (TWP) within the PRIME Alliance has been designing and updating the specifications. At the same time it has laid out a certification process within the PRIME specification which can guarantee the interoperability and a minimum level of functionality.

The specification and the ulterior certification process guarantee the correct operation of the basic capacities at the different PHY/MAC levels. The firmware updating process has also been contemplated representing an important degree of flexibility. PRIME in its actual version supports IPv4 and IEC-432 on the network layer, and evolves to reach IPv6

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010

CHAPTER 7

Keypad and alphanumerical display



7.1 Display codes

The **5CTD** is equipped with one liquid crystal display with 2 lines containing characters and symbols of 10 mm high. The upper line is used for the OBIS codes of the displayed quantity and the bottom line for the information related to the.

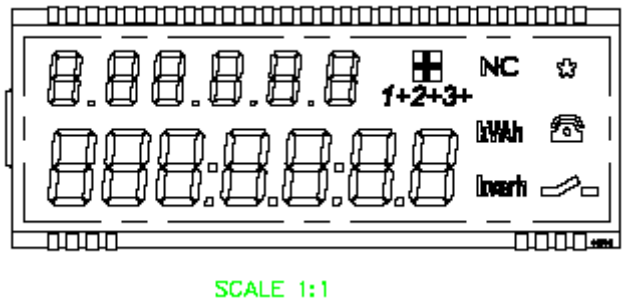


Figure 7.1: 5CTD display

7.2 Navigation modes

There are two different modes for displaying data: Standby and Reading modes. The device remains always in Standby mode while the Reading mode is not activated by means of the information pushbutton. 60 seconds after the last pulsation in Reading mode, the device returns to the standby mode.

While in standby mode, depending on the display mode, information about total or rated energy as well as the maximum power and reactive energy may be shown (see chapter 5):

Mode A: only shows total active energy: (1.18.0).
Mode B: rated energy is displayed for all the active tariffs of the contract 1 (1.18.x), x=1…6. Date and time is also displayed.
Mode C: B + total energy (1.18.0).
Mode D: C + total maximum energy (1.16.0).
Mode E: D + reactive inductive rated energy (1.58.x) and rated maximum (1.16.x). x=0…6.
Mode F: total active energy consumed (1.18.0) and generated (1.28.0). Date and hour is not displayed.
Mode G: active and reactive energy in all total quadrants (total and rated energy) as well as the maximum power plus time and date: 1.18.x, 1.58.x, 1.28.x, 1.68.x, 1.16.x.

Time interval between screen during scrolling is also configurable.

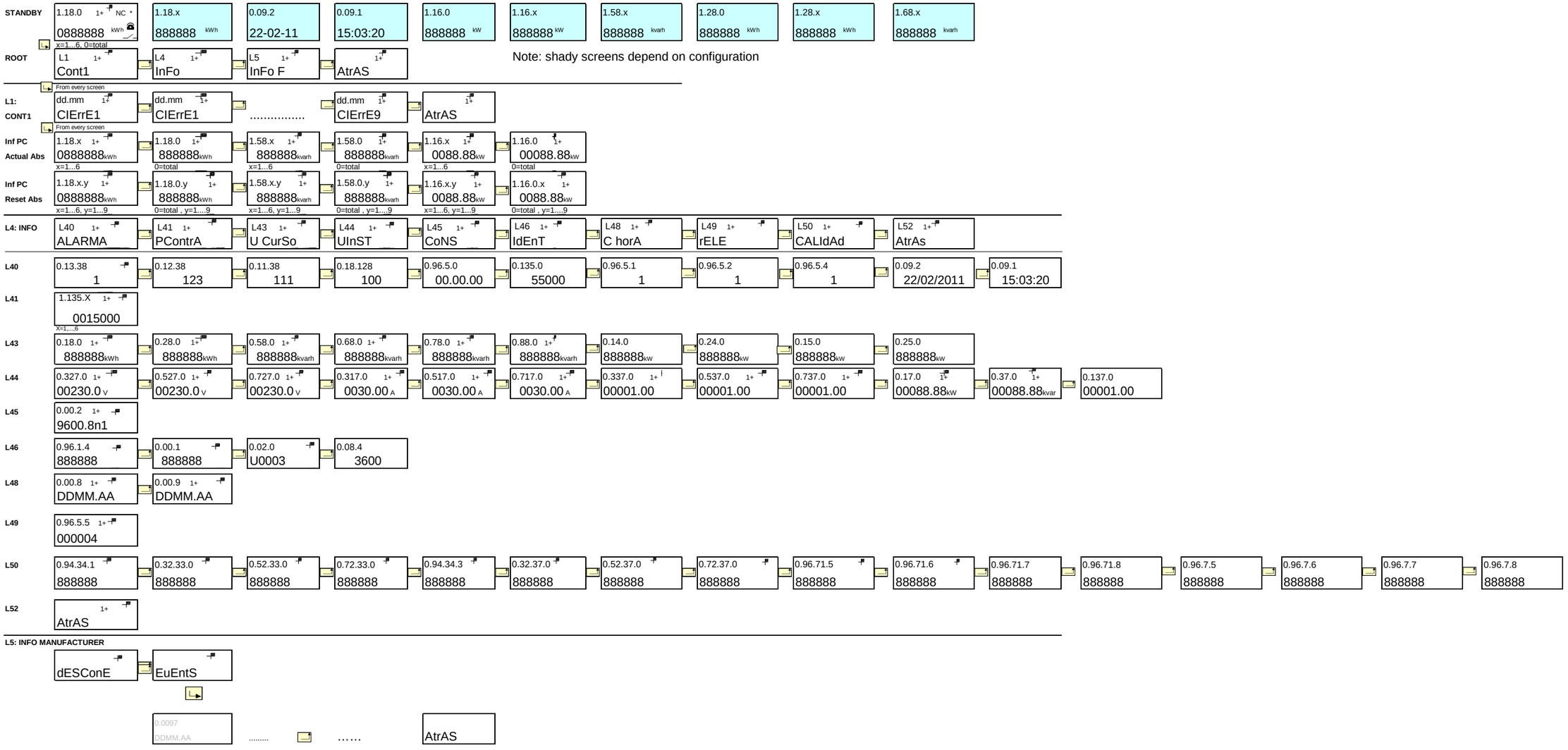
In the Reading mode, the two available information pushbuttons can be used:

- Left pushbutton: we can have access to different screens sequentially within the same menu.
- Right pushbutton: the navigation can be selected through specific menus.

To switch from Standby mode to Reading mode we must press the right pushbutton.

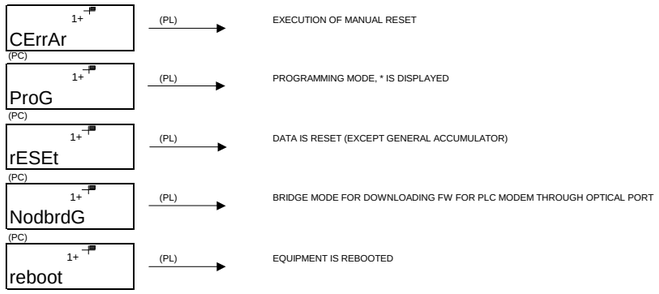
The following pages describe the screens tree, the meaning of the OBIS codes and the possible alarm codes for the **5CTD** meter.

© *ZIV Metering Solutions S.L.* Zamudio, 2010



© ZIV Metering Solutions S.L. Zamudio, 2010

Menu of accesible screens through the sealed PROG button



LX	Contract X
L4	Information
L5	Manufacturer Information
L40	Alarms
L41	Potencias contratadas
L43	Actual values
L44	Instantaneous values
L45	Communications
L46	Identifiers
L48	Time change
L49	Disconnector switch
L50	Power quality
a.18.x.(y)	Absolute active energy (import) tariff period x (x=0 total), in case of resets: reset y (y=1:last reset, y from 1 to 9) a = 0,1,2 or 3 (general, contract 1, 2 or 3)
a.58.x.(y)	Absolute reactive energy quadrant 1 tariff period x (x=0 total), in case of resets: reset y (y=1:last reset, y from 1 to 9) a = 0,1,2 or 3 (general, contract 1, 2 or 3)
a.59.x.(y)	Incremental reactive energy quadrant 1 tariff period x (x=0 total), in case of resets: reset y (y=01:last reset, y from 01 to 9) a = 0,1,2 or 3 (general, contracto 1, 2 or 3)
a.16.x.(y)	Maximum power since last reset (imp), if actives (x=0 total), in case of resets: cierre y (y=1:last reset, y from 1 to 9) a = 0,1,2 or 3 (general, contractto 1, 2 or 3)
a.28.x.(y)	Absolute active energy (export) tariff period x (x=0 total), in case of resets: reset y (y=1:last reset, y from 1 to 9) a = 0,1,2 or 3 (general, contract 1, 2 or 3)
a.68.x.(y)	Absolute reactive energy Q2 tariff period x (x=0 total), ein case of resets: cierre y (y=1:last reset, y from 1 to 9) a = 0,1,2 or 3 (general, contracto 1, 2 or 3)
a.69.x.(y)	Incremental reactive energy Q2 tariff period x (x=0 total), in case of resets: reset y (y=1:last reset, y from 1 to 9) a = 0,1,2 or 3 (general, contract 1, 2 or 3)
a.26.x.(y)	Maximum powers since last reset (exp), if they are active (x=0 total), in case of resets: reset y (y=1:last reset, y from 1 to 9) a = 0,1,2 r 3 (general, contract 1, 2 or 3)
0.13.38	Actual quadrant (1..4)
0.12.38	Presence of voltage (1,2,3 for each phase, empty if not exist)
0.11.38	Current direction for each phase in order A,B and C (code 1 for importation, 2 for exportation, 0 if not exist)
0.18.128	Actual tariff for each contract
0.96.5.0	Alarms
0.135.0	Adjusted power limit
0.96.5.1	Breaking element position (0=open;1=close)
0.96.5.2	Adjusted power limit exceeded (0=not exceeded; 1=exceeded)
0.96.5.4	Communications indicator (0=equipment no registered; 1= equipment registered)
0.09.2	Actual date
0.09.1	Actual hour
1.135.x	Subscribed power tariff x contract 1)
0.18.0	Actual accumulator A+
0.28.0	Actual accumulator A-
0.58.0	Actual accumulator R1
0.68.0	Actual accumulator R2
0.78.0	Actual accumulator R3
0.88.0	Actual accumulator R4
0.14.0	Actual input average power
0.24.0	Actual output average power
0.15.0	Average input power in previous integration period
0.25.0	Average output power in previous integration period
0.327.0	Instantaneous voltage phase A
0.527.0	Instantaneous voltage phase B
0.727.0	Instantaneous voltage phase C
0.317.0	Instantaneous current A
0.517.0	Instantaneous current B
0.717.0	Instantaneous current C
0.337.0	Cosφ phase A
0.537.0	Cosφ phase B
0.737.0	Cosφ phase C
0.17.0	Total instantaneous active power
0.37.0	Total instantaneous reactive power
0.137.0	Average Cosφ phases A,B and C
0.00.2	Optical port configuration
0.96.1.4	Meter ID
0.00.1	ID multicast Group (if applicable)
0.02.0	Firmware version
0.08.4	Load curve integration period
0.00.8	Date and time change WINTER-SUMMER
0.00.9	Date and time change SUMMER-WINTER
0.96.5.5	Active disconector switch mode
0.94.34.1	Aggregated minutes last 30 days with average voltage between phases below lower limit
0.32.33.0	Aggregated minutes last 30 days with incidences phase A below lower limit
0.52.33.0	Aggregated minutes last 30 days with incidences phase B below lower limit
0.72.33.0	Aggregated minutes last 30 days with incidences phase C below lower limit
0.94.34.3	Aggregated minutes last 30 days with average voltage between phase below upper limit
0.32.37.0	Aggregated minutes last 30 days with incidences phase A below upper limit
0.52.37.0	Aggregated minutes last 30 days with incidences phase B below upper limit
0.72.37.0	Aggregated minutes last 30 days with incidences phase C below upper limit
0.96.71.5	Aggregated minutes of all the no-voltage in the 3 phases incidences of the actual year
0.96.71.6	Aggregated minutes of all the no-voltage in phase A incidences of the actual year
0.96.71.7	Aggregated minutes of all the no-voltage in phase B incidences of the actual year
0.96.71.8	Aggregated minutes of all the no-voltage in phase C incidences of the actual year
0.96.7.5	Number of incidences with no voltage in any the phases during the actual year
0.96.7.6	Number of incidences with no voltage in phase A during the actual year
0.96.7.7	Number of incidences with no voltage in phase B during the actual year
0.96.7.8	Number of incidences with no voltage in phase C during the actual year

ALARM CODES		(C) CRITICAL ALARM (N) NON CRITICAL ALARM
(N) 01.00.00	Settings alarm	
(N) 04.00.00	Accumulators alarm	
(N) 08.00.00	Load profile alarm	
(N) 20.00.00	TOU alarm	
(N) 40.00.00	Events alarm	
(N) 80.00.00	Resets alarm	
(N) 00.08.00	Battery alarm	
(N) 00.10.00	Clock calibration alarm	
(N) 00.00.80	Intrusion alarm	
(C) 10.00.00	Open calibration alarm	
(C) 00.80.00	Calibration constant alarm	
(C) 00.00.04	DSP alarm	
(C) 00.00.08	Firmware alarm	

© *ZIV Metering Solutions S.L. Zamudio*, 2010

Schematics
and
Connection Diagrams

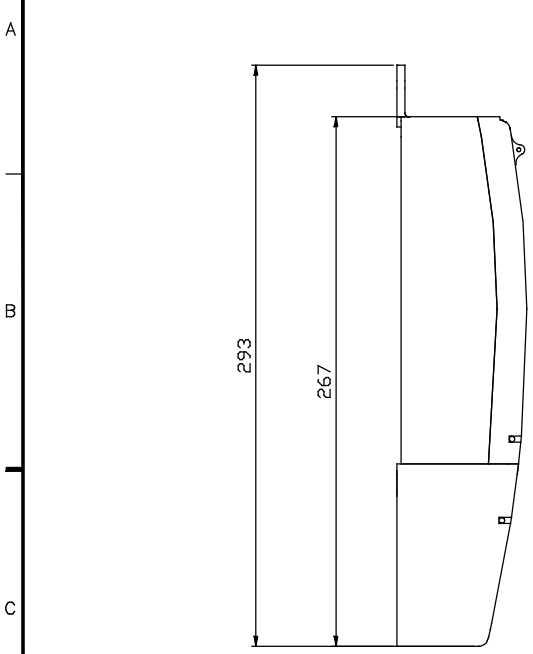
The following drawings are available

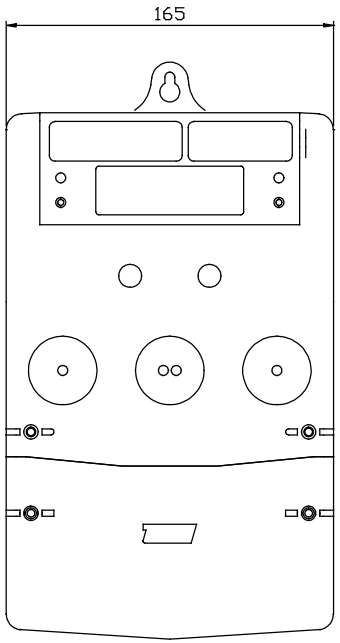
Dimensions and mounting diagrams

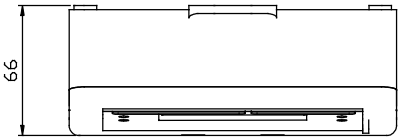
Unit dimensions		3GF04000004
Fixing triangle	>>	3GF04000005

External connection diagrams

5CTD direct (4H) external connections	>>	3RX01680005
5CTD semi-indirect (4H) external connections	>>	3RX01680020
5CTD indirect (4H) external connections	>>	3RX01680021
5CTD indirect (3H) external connections	>>	3RX01680022
5CTD indirect (4H) external connections With Vaux and ETHERNET ports.	>>	3RX01680023







"WARNING"
This document contains confidential information property of ZIV, S.A., any reproduction or dissemination is absolutely prohibited and could be the cause of severe legal actions.

REVISIONS	0	CD0301125	1		2		3		4	
5		6		7		8		9		10	
11		12		13		14		15		16	

Z I V Aplicaciones y Tecnologia S.A.

TITLE> OVERALL DRAWING

PROJECT> 5CTD

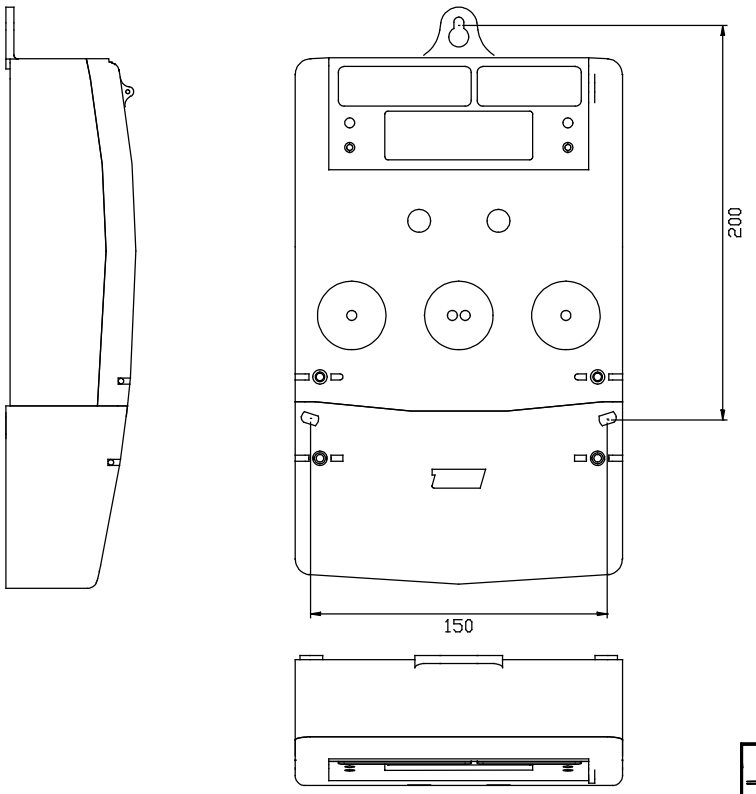
Rev. 0

NUMBER> 3GF0400/0004

	Date	Name
Drawn by	23/01/03	R.C.F.
Approved by	23/01/03	I.S.R.

Sheet:1

Continued on sheet:



"WARNING"
This document contains confidential information property of ZIV, S.A., any reproduction or dissemination is absolutely prohibited and could be the cause of severe legal actions.

REVISIONS	0	CD0306179	1		2		3		4	
5		6		7		8		9		10	
11		12		13		14		15		16	

Z I V Aplicaciones y Tecnologia S.A.

TITLE> FIXING TRIANGLE

PROJECT> 5CTD

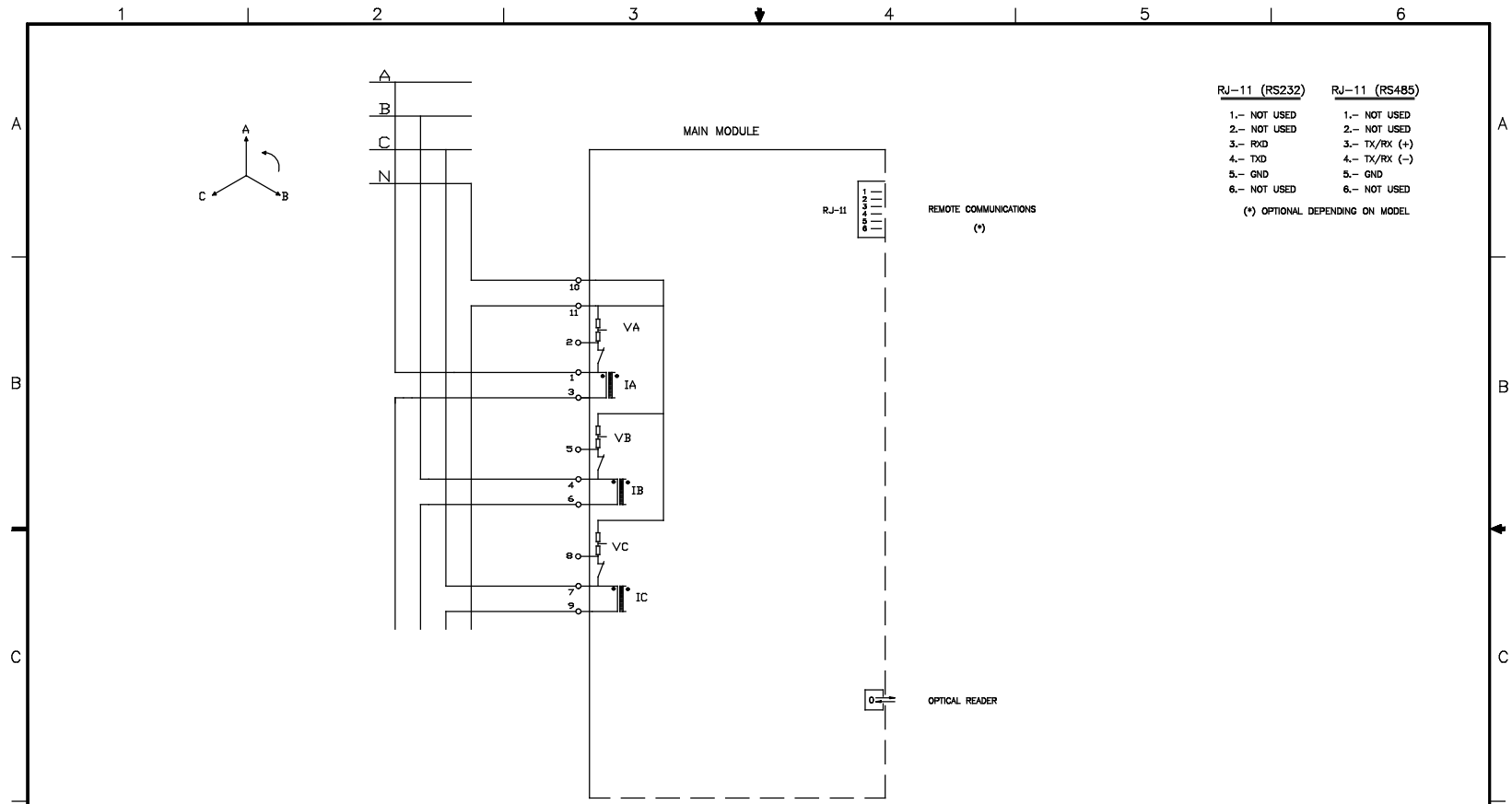
Rev. 0

NUMBER> 3GF0400/0005

	Date	Name
Drawn by	25/06/03	R.C.F.
Approved by	25/06/03	J.N.G.

Sheet:1

Continued on sheet:



RJ-11 (RS232)	RJ-11 (RS485)
1.- NOT USED	1.- NOT USED
2.- NOT USED	2.- NOT USED
3.- RXD	3.- TX/RX (+)
4.- TXD	4.- TX/RX (-)
5.- GND	5.- GND
6.- NOT USED	6.- NOT USED

(*) OPTIONAL DEPENDING ON MODEL

"WARNING"
This document contains confidential information property of ZIV, S.A., any reproduction or dissemination is absolutely prohibited and could be the cause of severe legal actions.

REVISIONS																
	0	CD0207170	1	CD0705313	2		3		4		5		6		7	
8		9		10		11		12		13		14		15		16

Z I V Aplicaciones y Tecnología S.A.

TITLE> 5CTD DIRECT (4H) EXTERNAL CONNECTIONS

PROJECT>

Rev. 0
Rev.1: 10/05/07

NUMBER> 3RX0168/0005

	Date	Name
Drawn by	18/07/02	R.C.F.
Approved by	18/07/02	I.S.R.

Sheet: 1
Continued on sheet: