



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

Comparativa técnica y económica de una instalación fotovoltaica en una vivienda utilizando un sistema aislado, autoconsumo convencional y autoconsumo con baterías

Autor: Álvaro Ruíz Martínez

Máster en Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos

Director: Jorge Aguilera Tejero

Departamento del director: Ingeniería Electrónica y Automática

Fecha: 09/2022



CREA



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

**COMPARATIVA TÉCNICA Y
ECONÓMICA DE UNA
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
EN UNA VIVIENDA UTILIZANDO
UN SISTEMA AISLADO,
AUTOCONSUMO
CONVENCIONAL Y
AUTOCONSUMO CON
BATERÍAS**

Alumno/a: Ruíz Martínez, Álvaro

Tutor/a: Prof. D. Jorge Aguilera Tejero

Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática



Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática

Don JORGE AGUILERA TEJERO, tutor del Trabajo Fin de Máster titulado,
COMPARATIVA TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA UTILIZANDO UN SISTEMA AISLADO,
AUTOCONSUMO CONVENCIONAL Y AUTOCONSUMO CON BATERÍAS que
presenta ÁLVARO RUIZ MARTÍNEZ, autoriza su presentación para defensa y
evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, Septiembre de 2022

El alumno:

Álvaro Ruiz Martínez

Los tutores:

Jorge Aguilera Tejero

Resumen

En el presente trabajo fin de máster se ha abordado el estudio técnico y económico de instalar un sistema fotovoltaico de autoconsumo, de autoconsumo con baterías y aislado en una misma vivienda, conocidos los consumos horarios. En concreto, se ha realizado la comparativa técnica y económica, así como su viabilidad financiera. Para cada comparativa se incluye la solución técnica adoptada con todos los equipos necesarios, el coste de la instalación, el ahorro que produciría en la factura actual, así como la rentabilidad de la inversión y el plazo de retorno de la misma. Además, se pretende conocer en profundidad las ventajas e inconvenientes de cada una de las soluciones propuestas.

Para el dimensionado técnico y económico se han empleado hojas de cálculo de elaboración propia y se han contrastado y validado los resultados con los programas de cálculo comerciales PVSYST [1] y PVGIS [2].

Abstract

In this master's thesis, the technical and economic study of installing a self-consumption photovoltaic system, self-consumption with batteries and isolated in the same home, with known hourly consumption, has been approached. Specifically, the technical and economic comparison has been made, as well as the financial viability. For each comparison, the technical solution adopted is included with all necessary equipment, the cost of the installation, the savings it would produce on the current bill, as well as the profitability ratios of the investment and its return period. In addition, it is intended to know the advantages and disadvantages of each of the proposed solutions.

For the technical and economic dimension, own spreadsheets have been used and the results have been contrasted and validated with commercial programs like PVSYST [1] and PVGIS [2].



ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	4
ÍNDICE DE TABLAS	5
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	6
1.1. Motivación y contexto	6
1.2. Objetivos	7
1.3. Estructura de la memoria	8
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA	9
2.1. Software empleado	9
2.2. Ubicación y emplazamiento	10
2.3. Estudio de requisitos de diseño	10
2.4. Bases de cálculo	12
2.5. Dimensionado de la instalación de autoconsumo sin baterías	16
2.6. Dimensionado de la instalación de autoconsumo con baterías	20
2.7. Dimensionado de la instalación como un sistema aislado	23
2.7.1. Criterio de la radiación media	24
2.7.2. Criterio del mes peor	26
2.8. Análisis económico de la instalación de autoconsumo sin baterías	28
2.9. Análisis económico de la instalación de autoconsumo con baterías	33
2.10. Análisis económico de la instalación como un sistema aislado	38
2.10.1. Análisis económico método de la radiación media	38
2.10.2. Análisis económico método del mes peor	41
2.11. Simulación mediante el software PVSyst	45
2.11.1. Simulación autoconsumo convencional	45
2.11.2. Simulación autoconsumo convencional con baterías	46
2.11.3. Simulación sistema aislado	47
CAPÍTULO 3. RESULTADOS	51
3.1. Comparativa solución de autoconsumo convencional	51
3.2. Comparativa solución de autoconsumo con baterías	52
3.3. Comparativa solución sistema aislado	53
CAPÍTULO 4. PRESUPUESTO	54
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	55
6. REFERENCIAS	57
7. ANEXOS	58



7.1. ANEXO 1: HOJA DE CARACTERÍSTICAS PANEL SOLAR.....	58
7.2. ANEXO 2: HOJA DE CARÁCTERÍSTICAS INVERSOR	59
7.3. ANEXO 3: HOJA DE CARÁCTERÍSTICAS BATERÍA DE LITIO	60
8. PLANOS	61
8.1. Esquema eléctrico para la solución obtenida	61



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Potencia del generador frente a autoconsumo y autosuficiencia	18
Figura 2: Capacidad de la batería frente a autoconsumo y autosuficiencia	22
Figura 3: Pay-Back sin inflación instalación de autoconsumo	31
Figura 4: Pay-Back con inflación instalación de autoconsumo	31
Figura 5: Pay-Back frente a capacidad de la batería	35
Figura 6: Pay-Back sin inflación instalación de autoconsumo con baterías	36
Figura 7: Pay-Back con inflación instalación de autoconsumo con baterías	37
Figura 8: Pay-Back sin inflación instalación aislada.....	43
Figura 9: Pay-Back con inflación instalación aislada	43
Figura 10: Predimensionado para instalación aislada PVSyst.....	48
Figura 11: Comparativa de costes y Payback de las diferentes instalaciones	54



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3: Datos del emplazamiento	12
Tabla 4: Datos de irradiancia	12
Tabla 5: Datos de consumo	13
Tabla 6: Coeficientes de los modelos y factores de pérdidas	13
Tabla 7: Tarifa de Endesa One Luz	14
Tabla 8: Tarifa de Endesa Tempo Solar Autoconsumo	15
Tabla 9: Datos de entrada a la hoja de cálculo	16
Tabla 10: Resultados de salida de la hoja de cálculo	17
Tabla 11: Balances energéticos para diferentes potencias del generador fotovoltaico	17
Tabla 12: Balances energéticos para la solución final autoconsumo convencional	19
Tabla 13: Datos de entrada al software de cálculo de autoconsumo con baterías	20
Tabla 14: Balances energéticos para autoconsumo con baterías	21
Tabla 15: Balances energéticos para diferentes capacidades de la batería	21
Tabla 16: Datos de entrada al software de cálculo de sistemas aislados	23
Tabla 17: Datos promediados de irradiancia y consumo	24
Tabla 18: Datos de salida por el método de la radiación media	24
Tabla 19: Comprobación déficit/superávit criterio radiación media	25
Tabla 20: Datos de salida por el método del mes peor	26
Tabla 21: Comprobación déficit/superávit criterio mes peor	26
Tabla 22: Presupuesto instalación de autoconsumo convencional	28
Tabla 23: Coste kWh tarifa plana actual	29
Tabla 24: Coste kWh tarifa Tempo Solar Autoconsumo	29
Tabla 25: Ahorro anual en la factura con autoconsumo convencional	29
Tabla 26: Datos de entrada para el cálculo económico de autoconsumo	30
Tabla 27: VAN, TIR en instalación de autoconsumo convencional	31
Tabla 28: VAC, EPV y LCOE sin y con inflación instalación de autoconsumo	32
Tabla 29: Presupuesto instalación de autoconsumo con baterías	34
Tabla 30: Comparativa capacidad de la batería con el precio de la instalación	35
Tabla 31: Ahorro anual en la factura con autoconsumo con baterías	36
Tabla 32: VAN, TIR en instalación de autoconsumo con baterías	36
Tabla 33: VAC, EPV y LCOE sin y con inflación instalación de autoconsumo con baterías	37
Tabla 34: Presupuesto método radiación media	39
Tabla 35: Déficit/Superávit energético método radiación media	40
Tabla 36: Presupuesto método mes peor	42
Tabla 37: VAN, TIR en instalación aislada	43
Tabla 38: Presupuesto solución óptima de PVSyst para sistema aislado	49
Tabla 39: Comparativa de resultados sistema de autoconsumo	51
Tabla 40: Comparativa de resultados sistema de autoconsumo con baterías	52
Tabla 41: Comparativa de resultados sistema aislado	53



CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo está destinado a detallar la motivación por la cual se ha realizado este TFM y los objetivos del mismo. Para contextualizar la problemática que posteriormente se resuelve, se ofrece un estado de la tecnología sobre soluciones comerciales. El capítulo concluye con una descripción de la estructura de la memoria.

1.1. Motivación y contexto

El presente TFM se debe mirar desde un contexto donde prima el gran interés por investigar cuál es el tipo de sistema fotovoltaico más óptimo para uso en una vivienda doméstica tipo, de entre todas las opciones disponibles en el mercado.

Actualmente existen diferentes opciones para configurar un sistema fotovoltaico. Los elementos básicos que intervienen en cualquier instalación fotovoltaica doméstica serían los paneles solares, junto con el inversor, ya que la mayoría de cargas son de corriente alterna. A estos elementos básicos se les podrían añadir otros como: baterías y reguladores de carga, así como otros elementos que podrían crear una micro-grid y que determinan el tipo de instalación que se pretende y su finalidad.



1.2. Objetivos

En cuanto a este TFM, se va a abarcar el diseño y cálculo eléctrico y económico de una instalación de autoconsumo convencional, otra de autoconsumo con baterías y una aislada, con los mismos datos de consumo horario de la vivienda en la que se utiliza de aplicación. Se procederá a realizar la comparativa en cuanto a costes y ahorro generado, así como el VAN [3], y el plazo de retorno de la inversión.

Los objetivos específicos a considerar son los siguientes:

- Estudio de los consumos horarios de la vivienda.
- Estudio y selección de tecnologías a aplicar para las diferentes soluciones propuestas.
- Diseño eléctrico de todas las soluciones.
- Estudio económico y financiero, así como su viabilidad.
- Contraste de los resultados con software comerciales.



1.3. Estructura de la memoria

La presente memoria se estructura de la siguiente forma:

- Dentro del apartado “Metodología” se da respuesta a la pregunta ¿Cómo?, es decir se recoge todo lo relacionado con el desarrollo del proyecto, incluyéndose el software empleado, los requisitos técnicos, diseño, eléctrico y electrónico, simulaciones, etc.

- En el apartado “Resultados” se refleja el trabajo final del proyecto, es decir la las conclusiones que se han obtenido, tras la fase anterior. Y se muestra cuál de las tres soluciones propuestas produce la mayor rentabilidad y es más viable para el cliente. En él se muestran, imágenes y simulaciones realizadas.

- En el siguiente punto “Presupuesto”, se muestra una valoración económica de las tres variantes de instalaciones.

- A continuación, se recogen las conclusiones y trabajos futuros que la realización del presente proyecto ha dejado abiertos.

- Seguidamente, aparecen todas las referencias empleadas en la elaboración de la presente memoria.

- En el apartado “Anexos” se presentan todas las hojas de características de los equipos empleados.

Por último, en el apartado “Planos” se muestra el esquema unifilar de la solución elegida.



CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

En este capítulo se detallan las herramientas de ingeniería empleadas para alcanzar la solución óptima. Aparecen detallados los requisitos de diseño, así como las bases de cálculo empleadas. También se recogen todos los cálculos y simulaciones, realizadas para los diferentes escenarios planteados.

El capítulo concluye con el diseño eléctrico de la solución que resulta más viable aplicar.

2.1. Software empleado

Para el cálculo y dimensionado de las diferentes instalaciones, así como para el cálculo económico y financiero se va a emplear el software *Microsoft Excel*, con hojas de cálculo de elaboración propia por el autor de este trabajo. También se empleará esta herramienta para la representación de datos y de gráficas.

Para la comparación de resultados y validación de los modelos propios, se ha empleado el programa comercial PVSyst.

Por otro lado, para la obtención de los datos de irradiancia del emplazamiento se utilizan las bases de datos del software comercial PVGIS.

De la misma forma, para la elaboración de los planos eléctricos se va a emplear el software *Autocad Electrical*.



2.2. Ubicación y emplazamiento

La vivienda de estudio se encuentra ubicada en la localidad de Linares, en la provincia de Jaén. Se trata de una vivienda unifamiliar con medianera, situada en las afueras de la ciudad. Cuenta con un emplazamiento en la cubierta libre de sombras a cualquier hora solar, donde se instalará el generador fotovoltaico.

2.3. Estudio de requisitos de diseño

El generador fotovoltaico se va a disponer en una cubierta no transitable con una superficie libre de sombras de unos 15 m². La orientación de la cubierta tiene un azimut [5] de 15° en dirección al oeste. La inclinación de la misma es de 20°. Los módulos se colocarán mediante salva tejas en una estructura de perfilera de aluminio siguiendo la misma inclinación que la de la cubierta. No hay objetos, ni horizontes cercanos que produzcan sombras a ninguna hora del año.

El dimensionado de la instalación de autoconsumo se podría realizar en base a tres principales criterios: la superficie libre de la cubierta para albergar los módulos, que en este caso no será limitante, por lo que no se dimensionará en base a la superficie máxima de cubierta disponible. El importe económico máximo que el cliente esté dispuesto a gastarse y el plazo de retorno de la inversión, que en este caso tampoco será limitante. Y el equilibrio entre autoconsumo y autosuficiencia, que este sí será el criterio que se seguirá para dimensionar la potencia fotovoltaica.

Para la optimización de la instalación de autoconsumo con baterías se partirá de la potencia fotovoltaica requerida estableciendo el equilibrio entre autoconsumo y autosuficiencia, y se irá añadiendo capacidad de batería hasta alcanzar el mínimo plazo de retorno de la inversión y por tanto, la mayor viabilidad económica. Es decir, la potencia del generador será la misma que en el caso sin baterías y se buscará la capacidad óptima para esa potencia fijada.

La modalidad de autoconsumo será con vertido de excedentes a red.



En ambos casos, la potencia contratada de la vivienda no se modificará, aunque con este tipo de instalaciones sea posible reducirla, pero no será objeto de este trabajo.

Para el cálculo de la instalación aislada, se empleará tanto el método de la irradiación media, como la del mes más desfavorable, siendo de aplicación la del mes más desfavorable que es el método que garantiza la desconexión del suministro eléctrico de la empresa distribuidora y poder alimentar de forma ininterrumpida todos los consumos diarios.

La instalación de la vivienda será monofásica, y contará con un contador inteligente bidireccional para el vertido de los excedentes a red.

El generador fotovoltaico se desconectará del inversor por medio de un interruptor magnetotérmico, y se colocarán descargadores de sobretensiones en la parte de corriente continua.

Las baterías empleadas para la modalidad de autoconsumo serán de litio compatibles con el inversor seleccionado. Para la modalidad de instalación aislada se emplearán baterías estacionarias de plomo-ácido con vasos de 2 V.

Por otro lado, el regulador de carga empleado será del tipo MPPT, para optimizar la eficiencia de la instalación.

Finalmente, para el análisis económico se considerará una tasa de la inflación del 2% anual, toda la inversión se efectúa mediante fondos propios, no hay financiación, y además la vida útil de la instalación será de 25 años.

2.4. Bases de cálculo

En este capítulo se exponen todas las bases de cálculo que se han empleado para cada una de las soluciones expuestas anteriormente.

Los datos del emplazamiento son los siguientes:

Localidad	Linares
Latitude (decimal degrees):	38.094
Longitude (decimal degrees):	-3.622
Elevation (m):	443
Radiation database:	PVGIS-SARAH
Slope:	20
Azimuth:	15

Tabla 1: Datos del emplazamiento

Para el cálculo de los datos de irradiancia horaria se han promediado los últimos 5 años, de los que se tienen datos en la base de PVGIS. Es decir, de 2012 a 2016.

Los datos que se obtienen de PVGIS son horarios, por lo que sería imposible mostrarlos todos, en su lugar se van a mostrar los valores mensuales y la irradiancia diaria media mensual, como se puede comprobar en la tabla 2.

Month	G(i) (W/m2 month)	Irradiancia diaria media mensual G(W/m2)
Jan	107108,41	3455,11
Feb	116549,14	4018,94
Mar	164254,14	5298,52
Apr	182167,63	6072,25
May	221111,89	7132,64
Jun	235179,31	7839,31
Jul	249255,83	8040,51
Aug	233884,46	7544,66
Sep	189831,24	6327,71
Oct	154057,29	4969,59
Nov	114193,76	3806,46
Dec	112292,25	3622,33

Tabla 2: Datos de irradiancia



Además, se considera que la irradiancia mínima con la que comienzan a funcionar la mayoría de inversores es de 50 W/m^2 , por lo que en la hoja de cálculo se ha realizado un filtrado para trabajar de esta forma.

Además de los datos de irradiancia, también se obtiene de PVGIS los datos de velocidad del viento y temperatura ambiente del emplazamiento, para el cálculo de la temperatura del módulo mediante el modelo de King [4].

Los datos de consumo horarios de la vivienda se han obtenido de la propia distribuidora, en este caso e-distribución. Se han promediado los dos últimos años, ya que sólo puedes acceder a la lectura del contador en un periodo de tiempo máximo de dos años. De nuevo, mostrar todos los datos sería inviable por lo que se presentan los datos mensuales.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
Días de consumo	31	28	31	30	31	30	31
Consumos mensuales (Wh/mes)	594086	326377	368889,5	313402,5	444556,5	427527	528803,5

Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Consumo anual
31	30	31	30	31	
466145,5	337451,5	309091	354462,5	530299,5	5001092

Tabla 3: Datos de consumo

Para el cálculo de la temperatura de módulo, así como del modelo teórico de eficiencia del inversor y todas las pérdidas que se producen en la instalación de autoconsumo, con y sin baterías, se han aplicado los parámetros que se muestran en la tabla 4.

Coeficientes de los modelos				
Gamma	-0,0038001	Factores de pérdidas	Valor estimado	Factor
m	-3,48	Reflectancia angular y espectrales	3,00%	0,97
n	-0,115	Cableado en CC	3,00%	0,97
b0	0,01	Dispersión de parámetros en el generador	3,00%	0,97
b1	0,002	Polvo y/o suciedad en los módulos	3,00%	0,97
b2	0,02	Errores en el seguimiento del PMP	2,50%	0,975
		Pérdidas alterna	1,50%	0,985

Tabla 4: Coeficientes de los modelos y factores de pérdidas



En el modelo introducido en la hoja de cálculo no se trabaja con la eficiencia concreta de un inversor para no tener que ceñirnos a una marca comercial. Lo que se ha hecho es trabajar con cada una de las eficiencias de inversores de las diez marcas más importantes que actualmente existen en el mercado, y buscar los parámetros del modelo teórico de eficiencia que mejor predicen esas eficiencias. De esta forma, el modelo teórico, con los coeficientes ajustados de la tabla 4, es apto para cualquier marca comercial y nos permite la flexibilidad de tener un modelo de eficiencia validado que prediga la eficiencia de cualquier inversor.

Para el cálculo económico se ha partido de la tarifa **One Luz** que tenía actualmente la vivienda y se ha considerado que tras la instalación del sistema solar pasaría a tener la tarifa **Tempo Solar Autoconsumo**. La primera tarifa garantiza que el kWh tiene un precio estable. Es decir, no tiene tramos horarios, el precio del kWh es el mismo.

La tarifa Tempo Solar si distingue por tramos horarios e incluso por estaciones, y fija el precio del excedente a un valor estable.

Las características de ambas tarifas se presentan a continuación.

Precios con impuestos (*)

IVA %	T. Potencia hora punta €/kW y mes	T. Potencia hora valle €/kW y mes	T. Energía €/kWh
10%	3,119501 €/kW y mes	0,736752 €/kW y mes	0,238268 €/kWh
21%	3,431451 €/kW y mes	0,810427 €/kW y mes	0,262095 €/kWh

Tabla 5: Tarifa de Endesa One Luz



Tempo Solar Autoconsumo

IVA %	T.P. Punta	T.P. Valle	Cte Imp h. T.	Cte Imp h. r.	Rto Imp h. T.	Rto Imp h. r.	Cte. Exp.
10%	3,247281	0,864533	0,039798	0,066330	0,160505	0,276733	0,066330
21%	3,572009	0,950986	0,043778	0,072963	0,176556	0,304407	0,072963

Precios sin descuentos incluidos. Pc= Potencia Contratada; TP= Término de Potencia; TE = Término de Energía; Cte.

Imp: Coste importada de la red; Rto. Imp: Resto costes de importada de la red; Cte. Exp: Exportada a la red; SISF:

Solución Integral Solar Fotovoltaica. Los precios incluyen el Impuesto de electricidad (0,5% o el importe mínimo de

0,5 €/MWh o de 1 €/MWh, según corresponda) y al importe resultante de lo anterior se aplica el IVA (21% o 10%

según corresponda). El IVA deberá sustituirse por el impuesto indirecto que corresponda, el IGIC (Canarias: 0% o 3%,

y 7% según corresponda) el IPSI (Ceuta y Melilla: 4% y 1% según corresponda).

Tabla 6: Tarifa de Endesa Tempo Solar Autoconsumo

2.5. Dimensionado de la instalación de autoconsumo sin baterías

En este apartado se muestran los cálculos realizados para el dimensionado de la instalación de autoconsumo convencional.

Necesitamos dimensionar la instalación tal y como se comentó en el apartado 2.3, siguiendo el criterio de equilibrio entre autoconsumo y autosuficiencia. Para ello, hay que ir variando la potencia a instalar en el modelo teórico implementado en la hoja de cálculo, e ir calculando estos valores hasta alcanzar el óptimo.

Como los balances energéticos se realizan de forma horaria, no es posible exponer todos los cálculos en la presente memoria, por lo que se exponen los balances energéticos anuales.

Los datos de entrada, por ejemplo para una potencia del generador de 2000 W, serían los siguientes:

Potencia pico generador (Wp)	2000
Potencia pico del inversor (W)	2000
Area del módulo (m2)	1,63
Potencia módulo (Wp)	450
Irradiancia mínima (W/m2)	50

Tabla 7: Datos de entrada a la hoja de cálculo

En este ejemplo concreto se ha considerado que el ratio P_{DC}/P_{AC} es igual a 1, pero se podría modificar la potencia del inversor y modificar este ratio. El software calcula de forma automática los balances energéticos modificando el valor del ratio.

Los valores de salida serían los diferentes balances energéticos, como se muestra en la siguiente tabla:

	Irradiancia (Wh/m2)	E. generador	E. a la entrada inversor	E. a la salida Inversor
VALORES ANUALES (Wh)	2085707,44	3936104,41	3397489,81	3279766,01
VALOR MEDIO DIARIO ANUAL (Wh)	5714,26	10783,84	9308,19	8985,66



	EFV producida	Consumo	FV a Consumo	FV a Red	Red a Consumo
VALORES ANUALES (Wh)	3230569,52	5001092	2103575,56	1126993,95	2897516,43
VALOR MEDIO DIARIO ANUAL (Wh)	8850,87	13701,62	5763,22	3087,65	7938,40

Autoconsumo	Autosuficiencia
65,11%	42,06%

Tabla 8: Resultados de salida de la hoja de cálculo

A continuación, procedemos a seguir simulando diferentes potencias y calculando los valores de autoconsumo y autosuficiencia, obteniendo la siguiente comparativa mostrada en la tabla 9.

Unidades	Valor medio diario anual (Wh)						
Wp	EFV producida	Consumo	FV-Consumo	FV - RED	RED- Consumo	Autoconsumo	Autosuficiencia
500	2235,49	13701,62	2196,88	38,61	11504,73	98,27%	16,03%
1000	4470,98	13701,62	3981,72	489,26	9719,90	89,06%	29,06%
1500	6706,47	13701,62	5203,01	1503,46	8498,60	77,58%	37,97%
2000	8941,97	13701,62	6002,84	2939,13	7698,78	67,13%	43,81%
2500	11177,46	13701,62	6526,33	4651,12	7175,28	58,39%	47,63%
3000	13412,95	13701,62	6868,51	6544,43	6833,10	51,21%	50,13%
3500	15648,44	13701,62	7097,17	8551,27	6604,44	45,35%	51,80%
4000	17883,94	13701,62	7253,97	10629,97	6447,65	40,56%	52,94%
4500	20119,43	13701,62	7354,75	12764,68	6346,86	36,56%	53,68%
5000	22354,92	13701,62	7423,24	14931,69	6278,37	33,21%	54,18%

Tabla 9: Balances energéticos para diferentes potencias del generador fotovoltaico

Para finalizar, se grafican todos los resultados, obteniendo las curvas de autoconsumo y autosuficiencia y encontrando el punto de corte. Este será el valor buscado, que corresponderá al equilibrio entre ambos y que por lo tanto nos definirá la potencia a instalar siguiendo este criterio.

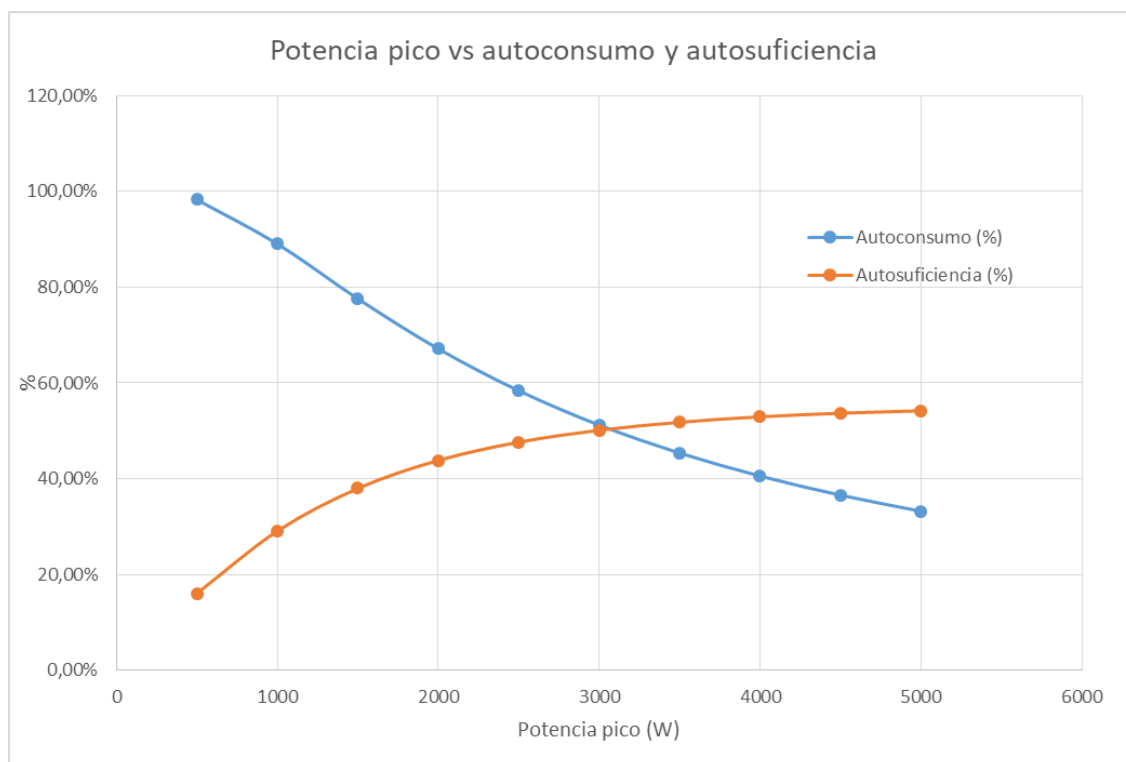


Figura 1: Potencia del generador frente a autoconsumo y autosuficiencia

El punto donde ambas curvas se cortan es el punto óptimo que define la potencia pico del generador fotovoltaico. Para la vivienda en cuestión estaría en torno a 3000 W. Si continuamos aumentando la potencia pico la autosuficiencia sigue aumentando pero muy saturada, por lo que este incremento de potencia apenas supondrá mayor ahorro en la factura. Por otro lado, el autoconsumo continúa bajando ya que mucha parte de la potencia generada por el generador fotovoltaico será vertida a la red al no poder ser consumida, ya que durante el día estaríamos cubriendo la demanda casi en su totalidad. Durante la noche necesitamos aportar todo el consumo de la red ya que el sistema fotovoltaico no genera nada y es por eso que la autosuficiencia se satura y ya no puede aumentar más, sin colocar una batería.

Para esta solución se opta por colocar 7 módulos JA Solar 460W 24V Monocristalino PERC, haciendo un total de 3220 Wp de generador fotovoltaico.

Por otro lado se opta por un inversor híbrido Inversor Red FRONIUS Primo 3.0-1 de 3 kW.



Para esa potencia seleccionada se obtienen los siguientes balances energéticos:

	E. FV producida	Consumo	Consumo directo FV
VALORES ANUALES (kWh)	5205,247367	5001,092	2434,898861
VALOR MEDIO DIARIO ANUAL (kWh)	14,26095169	13,70162192	6,670955784

FV a Red	Red a consumo	Autoconsumo	Autosuficiencia
2770,34851	2566,193139	46,778%	48,687%
7,58999591	7,030666134		

Tabla 10: Balances energéticos para la solución final autoconsumo convencional



2.6. Dimensionado de la instalación de autoconsumo con baterías

Para este capítulo partimos de la solución óptima del apartado 2.5, y se van a añadir baterías para poder aumentar la autosuficiencia y estudiar la viabilidad económica de esta solución, y si realmente repercute en el ahorro de la factura eléctrica.

Como datos de entrada volvemos a tener la potencia pico del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor, que en este caso y de acuerdo al valor óptimo obtenido en el apartado anterior resulta ser de unos 3220 W. Por otro lado, tenemos la capacidad de la batería que iremos variando para recalcular los nuevos valores de autoconsumo y autosuficiencia.

Generador fotovoltaico	
Potencia pico generador (Wp)	3220
Potencia pico del inversor (W)	3000
Area del módulo (m2)	1,63
Potencia módulo (Wp)	450
Irradiancia mínima	50

Batería	
Capacidad de la batería (Wh)	2400
Rend. Carga-descarga	0,95

Tabla 11: Datos de entrada al software de cálculo de autoconsumo con baterías

En este caso los datos de salida son los balances energéticos teniendo en cuenta el flujo hacia y desde la batería, además del estado de carga. Se ha establecido una profundidad de descarga del 80%, es decir la batería se podrá descargar hasta el 20% de su capacidad por emplearse tecnología de litio.



	E. FV producida	Consumo	Consumo directo FV
VALORES ANUALES (kWh)	5205,247367	5001,092	2434,898861
VALOR MEDIO DIARIO ANUAL (kWh)	14,26095169	13,70162192	6,670955784

FV a batería	Estado inicial de la batería	Estado final batería	Batería a consumo
707,6571267	2,4	0,48	640,4845568
1,938786648	2,4	0,48	1,754752211

FV a Red	Red a consumo	Autoconsumo	Autosuficiencia
2062,69138	1925,708582	59,082%	61,494%
5,65120926	5,275913923		

Tabla 12: Balances energéticos para autoconsumo con baterías

En este caso, lo que se mantiene constante es la potencia del generador fotovoltaico e igual a 3220 W, y se va modificando la capacidad de la batería para ver cómo se comporta el parámetro de autoconsumo y autosuficiencia. Ver tabla 13.

Capacidad	Valor medio diario anual (kWh)								
Wh	E FV producida	Consumo	Consumo directo FV	FV a batería	Batería a consumo	FV RED	RED Consumo	Autoconsumo	Autosuficiencia
500	13,27	13,70	6,56	0,45	0,40	6,26	6,73	52,51%	50,88%
1000	13,27	13,70	6,56	0,85	0,77	5,85	6,36	55,27%	53,56%
1500	13,27	13,70	6,56	1,24	1,12	5,47	6,01	57,90%	56,11%
2000	13,27	13,70	6,56	1,61	1,46	5,09	5,67	60,46%	58,59%
2500	13,27	13,70	6,56	1,98	1,79	4,72	5,33	62,99%	61,03%
3000	13,27	13,70	6,56	2,34	2,12	4,36	5,01	65,43%	63,40%
3500	13,27	13,70	6,56	2,68	2,43	4,02	4,70	67,77%	65,67%
4000	13,27	13,70	6,56	3,02	2,73	3,69	4,40	70,03%	67,85%
4500	13,27	13,70	6,56	3,33	3,02	3,37	4,11	72,20%	69,96%
5000	13,27	13,70	6,56	3,63	3,29	3,07	3,84	74,25%	71,94%

Tabla 13: Balances energéticos para diferentes capacidades de la batería

Conforme aumenta la capacidad de la batería a potencia constante aumentan los valores de autosuficiencia y autoconsumo casi de forma lineal. Tal y como se puede observar en la figura 2. Es decir, con una capacidad de batería muy grande se consigue que la mayor parte de la energía del sol se aproveche en la vivienda ya que permite adaptar los periodos de generación y de consumo, y a su vez también aumenta la cantidad de energía del consumo que es cubierta por el sistema fotovoltaico.

En definitiva, aumentando mucho la capacidad estamos más cerca de un sistema aislado donde casi la totalidad de la energía consumida proviene del generador solar.

Y es por ello, que el criterio para decidir cuál sería la capacidad de batería óptima, siempre que no haya limitaciones económicas por parte del cliente, sería aquel que reduzca el periodo de retorno de la inversión al máximo o garantice el mayor VAN durante toda la vida útil de la instalación.

El primer parámetro garantiza el periodo de tiempo más corto a partir del cual queda amortizada la instalación, y el segundo garantiza que se obtengan los máximos beneficios posibles al finalizar la vida útil.

Tal y como se muestra en el apartado 2.9, se analiza la solución económica para esta instalación, y el criterio que se seguirá en la presente memoria será el de la menor tasa de retorno de la inversión. Y según este criterio ya se selecciona la capacidad de la batería óptima.

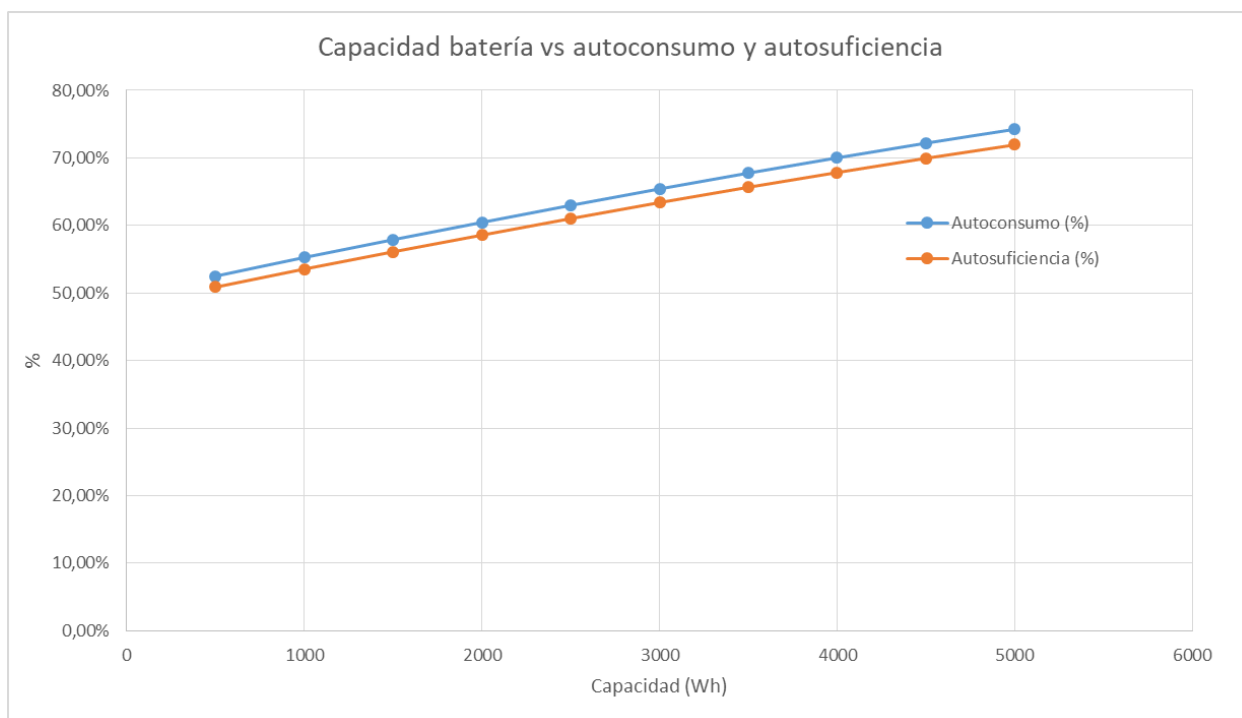


Figura 2: Capacidad de la batería frente a autoconsumo y autosuficiencia



2.7. Dimensionado de la instalación como un sistema aislado

Para calcular la instalación como un sistema aislado podemos seguir dos criterios:

- Criterio de la radiación media
- Criterio del mes peor

En este trabajo se va a calcular la instalación por los dos métodos y se analizarán las diferencias.

En este tipo de instalaciones interviene otro elemento que es el regulador de carga, en la presente memoria se va a emplear con tecnología MPPT, ya que permiten un mayor aprovechamiento del punto de máxima potencia, y a su vez permite trabajar con una tensión del campo fotovoltaico diferente a la tensión de la batería.

Para ambos métodos, tanto los datos de irradiancia mensual, como de consumo son los mostrados en el apartado 2.4. Bases de cálculo.

Al igual que en las hojas de cálculo anteriores, los parámetros de entrada para ambos métodos son los siguientes:

Rendimiento inversor	92%
PR	0,7
PDd	0,3
Pde	0,7
Días de autonomía	3
Tensión batería (V)	48

Tabla 14: Datos de entrada al software de cálculo de sistemas aislados

Estos parámetros son a criterio del diseñador y se consideran iguales tanto para el criterio de la radiación media como del mes más desfavorable, para que los resultados sean representativos.



2.7.1. Criterio de la radiación media

Este método utiliza el valor de irradiancia diaria media anual, así como el consumo diario medio anual.

Es decir, promedia los datos de irradiancia de todos los días de utilización de la vivienda, en este caso al ser residencia habitual tenemos consumo los 365 días del año. Se realiza el mismo promedio para el consumo de todos los días del año.

Irradiancia diaria media anual (W/m ²)	5677,33
Consumo anual total (Wh/año)	5001092
Consumo diario medio anual (Wh/día)	13701,62

Tabla 15: Datos promediados de irradiancia y consumo

Los valores obtenidos tras la simulación son los siguientes:

Potencia del generador fotovoltaico (W)	Capacidad batería (Ah)	Regulador de carga MPPT (A)		Inversor (W)
3447,69	951,50	lent	71,82	5000
	1223,35	lsalida	141,53	

Tabla 16: Datos de salida por el método de la radiación media

Se puede apreciar que los resultados son aceptables y se podría conseguir con una instalación típica de sistemas aislados con baterías estacionarias.

Sin embargo, se observa que la corriente que debe soportar el regulador a la salida es muy elevada. Esto es debido a que se ha considerado que el inversor va conectado a la salida del regulador, pero en este caso no sería lo correcto ya que necesitaríamos un regulador muy grande, por lo que pasaría a conectarse el inversor directamente a la batería con su fusible correspondiente. De tal forma el regulador solo se dimensionará para soportar la corriente de entrada del campo fotovoltaico.



month	Generación (Wh/día)	Consumo (Wh/día)	Déficit/superhábit (Wh/día)
Jan	8338,52	29287,5	-20948,97
Feb	9699,25	15498	-5798,74
Mar	12787,39	15873,5	-3086,10
Apr	14654,71	18622	-3967,28
May	17213,84	19591	-2377,15
Jun	18919,30	22511	-3591,69
Jul	19404,88	26450,5	-7045,61
Aug	18208,20	22341	-4132,79
Sep	15271,22	14129,5	1141,72
Oct	11993,55	13083,5	-1089,94
Nov	9186,46	17627,5	-8441,03
Dec	8742,09	24503,5	-15761,40

Tabla 17: Comprobación déficit/superávit criterio radiación media

Como se observa en la tabla 17, este método en realidad no sería un método válido, ya que tendríamos déficit de energía durante muchos meses, lo que nos obliga a permanecer conectados a la red u otra fuente de energía para dar apoyo durante esos meses.



2.7.2. Criterio del mes peor

En esta situación se establece la relación irradiancia / consumo para todos los meses del año y se observa en que mes el valor es menor. Este será el mes más desfavorable, y para los cálculos se empleará la irradiancia de dicho mes, así como el consumo del día de ese mes que sea mayor.

Los resultados que se obtienen para este método son los siguientes:

Potencia del generador fotovoltaico (W)	Capacidad batería (Ah)	Regulador de carga MPPT (A)		Inversor (W)
12109,39	2033,85	lent	252,27	5000
	2614,95	Isalida	141,53	

Tabla 18: Datos de salida por el método del mes peor

month	Generación (Wh/día)	Consumo (Wh/día)	Déficit/superhábit
Jan	29287,5	29287,5	0
Feb	34066,81	15498	18568,81
Mar	44913,31	15873,5	29039,81
Apr	51471,92	18622	32849,92
May	60460,37	19591	40869,37
Jun	66450,50	22511	43939,50
Jul	68155,99	26450,5	41705,49
Aug	63952,88	22341	41611,88
Sep	53637,29	14129,5	39507,79
Oct	42125,10	13083,5	29041,60
Nov	32265,73	17627,5	14638,23
Dec	30704,95	24503,5	6201,45

Tabla 19: Comprobación déficit/superávit criterio mes peor

En este caso se puede observar que para cubrir todo el consumo durante todo el año, no hay déficit de energía ningún día, la potencia fotovoltaica sale muy elevada.

También se observa que es necesario un regulador con una intensidad admisible muy elevada que no existe a día de hoy en el mercado. Es por ello, que esta solución podría parecer inviable en primera instancia, y habría que incluir más de un regulador agrupando varios conjuntos de módulos por cada regulador.

Sin embargo, si queremos una desconexión total de la red, sólo podríamos emplear este método que es el que nos garantiza que se satisfaga todo el consumo de todo el año sin corte de suministro y sin ninguna energía de apoyo. El dimensionado de la batería se realiza sólo para abastecer al consumo durante los días de autonomía



fijados, por si durante esos días no hay disponible recurso solar, de ahí que salga una capacidad de batería bastante elevada.

2.8. Análisis económico de la instalación de autoconsumo sin baterías

En este apartado se presentan los resultados económicos para la instalación sin baterías. Una vez conocida la potencia necesaria, se seleccionan los equipos comerciales en base a esas especificaciones y se recogen los precios unitarios de cada componente. El coste de los equipos incluye el IVA y son precios del año 2022.

UNIDAD DE OBRA		CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE
GFV		7	209,81	1.468,67 €
			Precio Total	1.468,67 €
Estructura soporte módulos		1	242,21	242,21 €
			Precio Total	242,21 €
Inversor de 3 kW	Inversor híbrido	1	1221,42	1221,42 €
			Precio Total	1221,42 €
				0
			Precio Total	0
Cableado cc I	Cable unipolar (m)	20	1,62	32,4
	Tubo de PVC (ml)	20	2,91	58,2
	Pequeño material (Ud)	10	5	50
			Precio Total	140,6
Caja de Conexión cc	Magnetotérmico cc 16 A (Ud)	1	55	55
	Caja de conexión (Ud)	1	60	60
	Descargador de sobre tensión Unipolar (Ud)	3	59,58	178,74
	Borneros de conexión	12	3,68	44,16
			Precio Total	337,9
Cableado de corriente alterna	Cable RVK (ml)	30	1,23	36,9
	Pequeño material (Ud)	2	5	10
			Precio Total	46,9
Sistema de puesta a tierra	Cable unipolar (m)	30	1,62	48,6
			Precio Total	48,6
Mano de obra	Horas oficial electricista (Ud)	16	20	320
	Horas ayudante electricista (Ud)	16	15	240
			Precio Total	560
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL			Precio Total	4.066,30 €
TOTAL PRESUPUESTO	EJECUCIÓN DE MATERIALES			4.066,30 €
	SUMA DE GASTOS GENERALES Y BENEFICIOS			650,61 €
		9% G. GLES		365,97 €
		7% BENEFIC		284,64 €
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA			4.716,91 €
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL			4.716,91 €

Tabla 20: Presupuesto instalación de autoconsumo convencional



El coste total de esta solución asciende a cuatro mil setecientos dieciséis euros con noventa y un céntimos.

En los siguientes apartados sólo se analizará el ahorro y los costes en términos energético, como se comentó anteriormente no es competencia de este trabajo abordar también el ahorro que supondría en términos de potencia contratada.

Partimos de que la tarifa actual del cliente es una tarifa plana con los precios del kWh expuestos en el apartado 2.4. Bases de cálculo. Todos los costes mostrados a partir de ahora son considerados con una tasa impositiva del IVA del 10%.

Tarifa plana actual	0,238268 €
---------------------	------------

Tabla 21: Coste kWh tarifa plana actual

Una vez realizada la instalación fotovoltaica, el cliente pasa a tener la tarifa de autoconsumo Tempo Solar de Endesa con tramos horarios con los siguientes costes (ver apartado 2.4. Bases de cálculo):

Tarifa horaria autoconsumo						
	invierno	verano	Tramo horario verano		Tramo horario invierno	
Precio valle	0,200303 €	0,200303 €	18	23,00	17	23,00
Precio pico	0,343036 €	0,343036 €	9,01	17,59	10,01	16,59
Precio llano	0,200303 €	0,200303 €	0,00	9,00	0,00	10,00
Precio excedentes	0,06636 €					
Tipo de tarifa seleccionada: Tarifa por tramos horarios						
Tarifa plana autoconsumo						0,238268 €

Tabla 22: Coste kWh tarifa Tempo Solar Autoconsumo

Los resultados que se obtienen se muestran en la tabla 23:

Coste anual con tarifa actual	Coste anual con tarifa de autoconsumo	Ahorro anual venta excedentes
1.191,60 €	529,05 €	183,84 €
Coste anual neto autoconsumo	Ahorro anual por energía autoconsumida tarifa autoconsumo	Ahorro anual por energía autoconsumida tarifa actual
345,21 €	761,70 €	662,55 €

Tabla 23: Ahorro anual en la factura con autoconsumo convencional

Se observa que con la tarifa actual el coste es muy superior al coste que se obtendría con la tarifa de autoconsumo, alrededor de un 65 % menos. También se ha calculado el ahorro anual que supone la energía que se autoconsume en base al



precio del kWh de la nueva tarifa Tempo Solar y según el tramo horario del día al que corresponde.

Para finalizar, necesitamos calcular los parámetros económicos que nos definen la inversión como son el VAN, la TIR [6], el Pay-Back, etc.

Los datos de entrada para la hoja de cálculo serían los siguientes:

Datos generales	
Potencia de la instalación (kWp)	3,220
Coste instalación (€/kWp)	1.464,88 €
Coste total de la inversión (€)	4.716,91 €
Recursos propios para la financiación del proyecto (% de la inversión inicial)	100,00%
Recursos ajenos para la financiación del proyecto (% de la inversión)	0,00%
Producción eléctrica (kWh/kWp·año)	1.616,5
Vida útil del proyecto en años	25
Coste del capital o coste del pasivo (k)	0,00%
Valor residual de la inversión al final de la vida útil	0,00%
Coeficiente Autoconsumo	46,78%
Factor variación cobros (Ec)	1,0000
Factor variación pagos (Ep)	1,0100

Datos de explotación	
Producción eléctrica inyectada a la red (kWh/año)	2.770,35
Tarifa de venta a la red eléctrica (€/kWh)	0,07 €
Tasa de variación interanual precio electricidad FV inyectada (%)	0,00%
Producción eléctrica autoconsumida (kWh/año)	2434,90
Tarifa electricidad autoconsumida-ahorrada de la red- (€/kWh)	
Tasa de variación interanual precio electricidad autoconsumida (%)	0,00%
Perdida anual de potencia (producción) (%)	0,30%
Gastos Operación y mantenimiento, seguros, gastos generales (% de la inversión inicial)	1,00%
Tasa de variación interanual de los gastos/costes: Operación y Mantenimiento, gastos generales,.	1,00%
Inflación anual	2,00%
Tasa impositiva	0,00%

Tabla 24: Datos de entrada para el cálculo económico de autoconsumo

A continuación, se muestran los resultados del análisis económico en base a los datos mostrados en la tabla 24.



VAN	12.540,68 €	VAN con inflación	8.992,96 €
TIR	15,66%		
Coste de capital	0,00%		
TIR neta	15,66%		
Pay-Back	gráfico		

Tabla 25: VAN, TIR en instalación de autoconsumo convencional

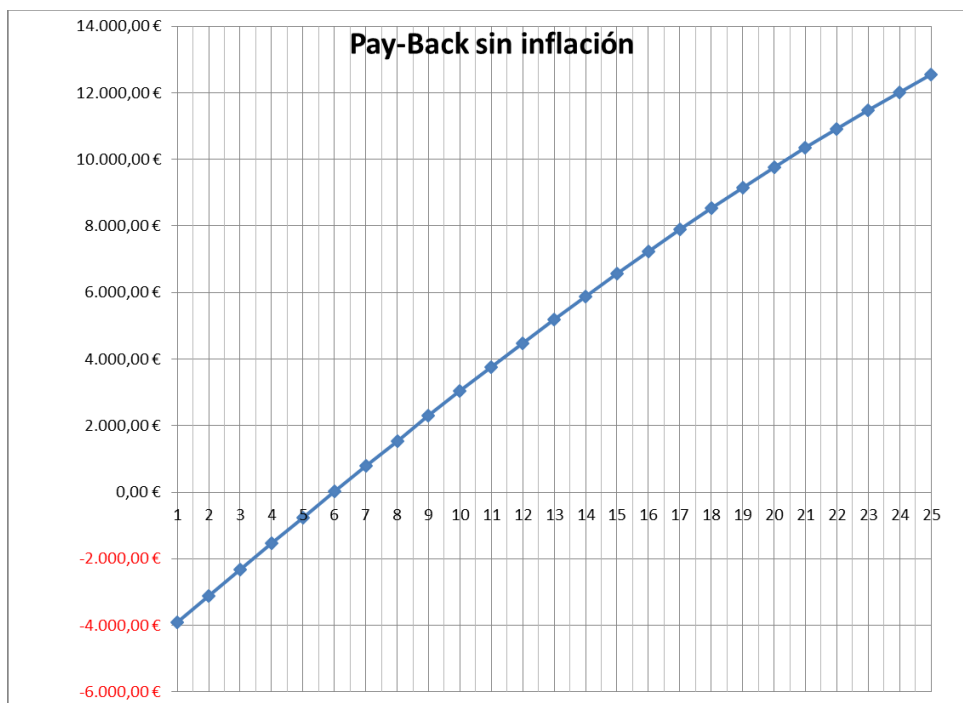


Figura 3: Pay-Back sin inflación instalación de autoconsumo

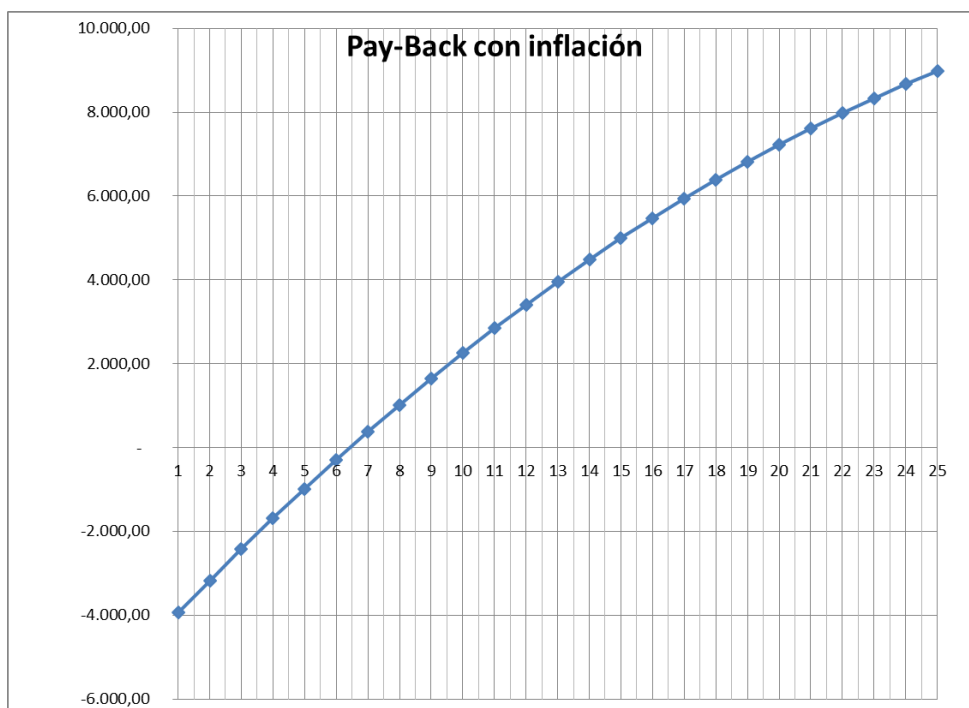


Figura 4: Pay-Back con inflación instalación de autoconsumo



Sin inflación	
VAC	6.049,11 €
EPV (kWh) actua	125552,454
LCOE (€/kWh)	0,04818

Con inflación	
VAC	5.746,69 €
EPV (kWh) actua	98350,987
LCOE (€/kWh)	0,05843

Tabla 26: VAC, EPV y LCOE sin y con inflación instalación de autoconsumo

El VAN obtenido considerando una inflación del 2% al final de la vida útil de la instalación es de 8992.96 €. El periodo de retorno de la inversión resulta ser de 6.5 años aproximadamente y el LCOE [7] de la electricidad generada es de 0.058 €/kWh.



2.9. Análisis económico de la instalación de autoconsumo con baterías

En este caso la única diferencia con el apartado anterior es que se añade un conjunto de baterías, manteniendo la potencia del generador constante e igual que en el caso anterior. Se realiza la simulación económica para distintas capacidades y se analiza con cuál se produce el resultado más favorable desde el punto de vista de la amortización de la inversión, es decir del pay-back.

Se van a emplear baterías de litio con su BMS [8] correspondiente, para poder gestionar los flujos de energía entre el generador fotovoltaico, los consumos y la red. Con esta solución necesitamos un dispositivo electrónico de control en la batería, enlazado con el inversor que nos permita gestionar estos flujos de energía.

Se muestra el presupuesto detallado para la misma instalación anterior con un inversor híbrido, añadiendo una batería de Litio de 2.4 kWh.



UNIDAD DE OBRA		CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE
GFV		7	209,81	1.468,67 €
			Precio Total	1.468,67 €
Estructura soporte módulos		1	242,21	242,21 €
			Precio Total	242,21 €
Inversor de 3 kW	Inversor híbrido	1	1221,42	1221,42 €
			Precio Total	1221,42 €
Batería	Batería de Litio + BMS	1	1243,19	1243,19 €
			Precio Total	1243,19 €
Cableado cc I	Cable unipolar (m)	20	1,62	32,4
	Tubo de PVC (ml)	20	2,91	58,2
	Pequeño material (Ud)	10	5	50
			Precio Total	140,6
Caja de Conexión cc	Magnetotérmico cc 16 A (Ud)	1	55	55
	Caja de conexión (Ud)	1	60	60
	Descargador de sobre tensión Unipolar (Ud)	3	59,58	178,74
	Borneros de conexión	12	3,68	44,16
			Precio Total	337,9
Cableado de corriente alterna	Cable RVK (ml)	30	1,23	36,9
	Pequeño material (Ud)	2	5	10
			Precio Total	46,9
Sistema de puesta a tierra	Cable unipolar (m)	30	1,62	48,6
			Precio Total	48,6
Mano de obra	Horas oficial electricista (Ud)	20	20	400
	Horas ayudante electricista (Ud)	20	15	300
			Precio Total	700
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL			Precio Total	5.449,49 €
TOTAL PRESUPUESTO	EJECUCIÓN DE MATERIALES			5.449,49 €
	SUMA DE GASTOS GENERALES Y BENEFICIOS			871,92 €
		9% G.GLES		490,45 €
		7% BENEFIC		381,46 €
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA			6.321,41 €
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL			6.321,41 €

Tabla 27: Presupuesto instalación de autoconsumo con baterías

En la tabla 28, se realiza el mismo procedimiento para obtener el coste de la instalación en función de la capacidad de la batería seleccionada.

Capacidad batería (Wh)	Total presupuesto (€)	Con inflación del 2%		
		Pay-Back (años)	VAN (€)	LCOE (€/kWh)
1200	5903,13	8,3	7365,50	0,0832
2400	6321,41	8,2	7528,60	0,0893
4800	8126,13	10,8	6295,02	0,1179
7200	9568,23	13	4982,87	0,1435
9600	13013,33	15,8	3507,26	0,1656
12000	15658,43	19,5	1851,34	0,1874

Tabla 28: Comparativa capacidad de la batería con el precio de la instalación

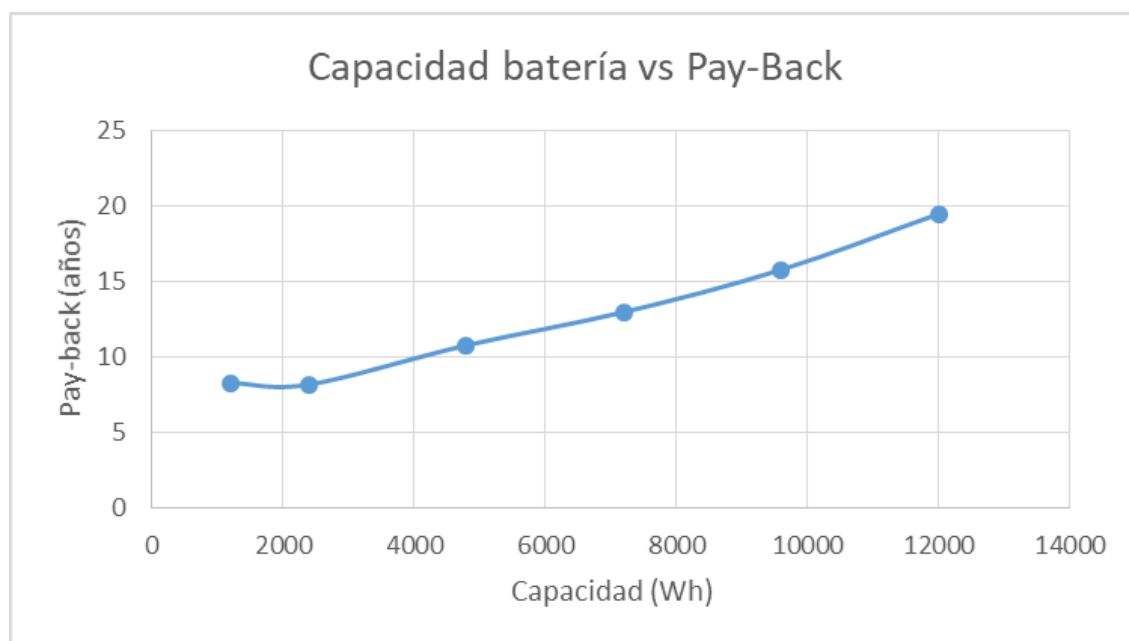


Figura 5: Pay-Back frente a capacidad de la batería

Como se observa en la figura 5, que para este tipo de instalaciones no muy grandes, conforme se instala mayor capacidad de batería, el periodo de retorno de la inversión aumenta ya que los costes iniciales superan al ahorro que durante la vida útil de la instalación se van a producir.

En este caso concreto, se opta por colocar una batería de Litio de 2.4kWh Pylontech US2000C 48V.

Este tipo de baterías es compatible con la mayoría de inversores híbridos del mercado.

El ahorro que produciría esta solución se muestra en la tabla 29:

Coste anual con tarifa actual	Coste anual con tarifa de autoconsumo	Ahorro anual venta excedentes
1.191,60 €	391,49 €	136,88 €

Coste anual neto autoconsumo	Ahorro anual por energía autoconsumida tarifa autoconsumo	Ahorro anual por energía autoconsumida tarifa actual
254,61 €	899,25 €	800,11 €

Tabla 29: Ahorro anual en la factura con autoconsumo con baterías

Finalmente, se muestran los resultados de la simulación de la inversión.

VAN	12.300,40 €	VAN con inflación	8.498,65 €
TIR	12,15%		
Coste de capital	0,00%		
TIR neta	12,15%		
Pay-Back	gráfico		

Tabla 30: VAN, TIR en instalación de autoconsumo con baterías

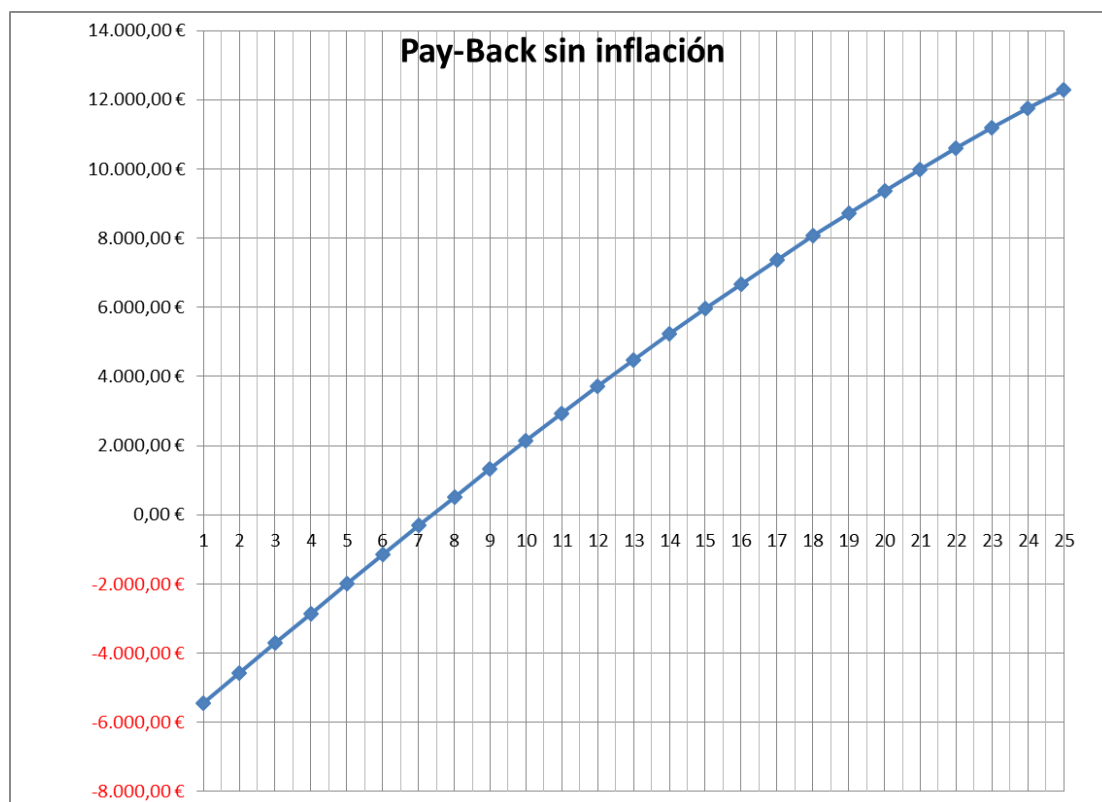


Figura 6: Pay-Back sin inflación instalación de autoconsumo con baterías

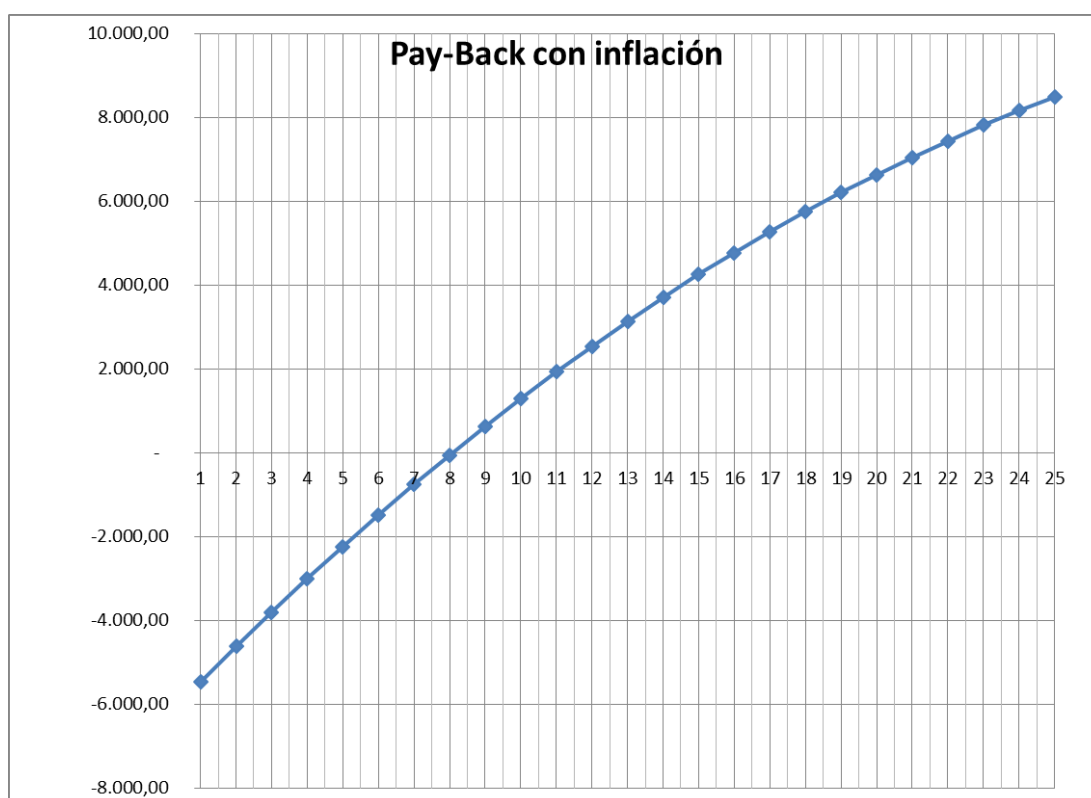


Figura 7: Pay-Back con inflación instalación de autoconsumo con baterías

Sin inflación	
VAC	8.106,78 €
EPV (kWh) actua	123932,228
LCOE (€/kWh)	0,06541

Con inflación	
VAC	7.701,49 €
EPV (kWh) actua	97081,789
LCOE (€/kWh)	0,07933

Tabla 31: VAC, EPV y LCOE sin y con inflación instalación de autoconsumo con baterías



2.10. Análisis económico de la instalación como un sistema aislado

Para tratar la instalación como un sistema aislado necesitamos desconectarnos de la red. Tal y como se hizo con el dimensionado en el apartado 2.7, existen dos métodos para el cálculo, por lo que a continuación se va a mostrar la solución económica para ambos métodos.

Para este sistema, y a diferencia del apartado anterior, se van a colocar baterías estacionarias con una tensión final de 48 V.

2.10.1. Análisis económico método de la radiación media

Una vez conocido el dimensionado técnico de la instalación, se procede a realizar el presupuesto de ejecución de dicha solución. El presupuesto queda de la siguiente forma:



UNIDAD DE OBRA		CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE
GFV	Módulos JA Solar de 460 W	8	209,81	1.678,48 € 0
			Precio Total	1.678,48 €
Estructura soporte módulos	Soporte para 4 módulos	2	167,52	335,04 0
			Precio Total	335,04
Inversor de 5 kW	Inversor monofásico	1	1417,19	1417,19
			Precio Total	1417,19
Batería	Batería GEL 48V 1280Ah BAE C100	1	15155,69	15155,69
			Precio Total	15155,69
Regulador de carga	Regulador 12V / 24V / 48V 80A MPPT Must Solar	1	248,36	248,36
			Precio Total	248,36
Cableado cc I	Cable unipolar (m)	40	1,62	64,8
	Tubo de PVC (ml)	20	2,91	58,2
	Cable unipolar conexión batería (m)	4	13,68	54,72
	Pequeño material (Ud)	10	5	50
			Precio Total	227,72
Caja de Conexión cc	Portafusibles doble cc 100 A (Ud)	1	55	55
	Caja de conexión (Ud)	1	60	60
	Descargador de sobre tensión Unipolar (Ud)	3	59,58	178,74
	Borneros de conexión	16	3,68	58,88
			Precio Total	352,62
Cableado de corriente alterna	Cable RVK (ml)	30	1,23	36,9
	Pequeño material (Ud)	2	5	10
			Precio Total	46,9
Sistema de puesta a tierra	Cable unipolar (m)	30	1,62	48,6
			Precio Total	48,6
Mano de obra	Horas oficial electricista (Ud)	32	20	640
	Horas ayudante electricista (Ud)	32	15	480
			Precio Total	1120
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL			Precio Total	20.630,60 €
TOTAL PRESUPUESTO	EJECUCIÓN DE MATERIALES			20.630,60 €
	SUMA DE GASTOS GENERALES Y BENEFICIOS			3.300,90 €
		9%G.GLES		1.856,75 €
		7% BENEFIC		1.444,14 €
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA			23.931,50 €
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL			23.931,50 €

Tabla 32: Presupuesto método radiación media



No obstante, por este método tenemos días de déficit energético que no nos permitirían una desconexión total de la red, a menos que disminuyamos los consumos, ya que nos quedaríamos sin suministro eléctrico.

Es por ello, que el análisis económico de este método se podría asemejar al expuesto en el apartado anterior, ya que se trataría de una instalación de autoconsumo con baterías que requiere aporte energético de la red, para poder compensar ese déficit.

month	Generación (Wh/día)	Consumo (Wh/día)	Déficit/Superávit (Wh/día)
Jan	8338,52	29287,5	-20948,97
Feb	9699,25	15498	-5798,74
Mar	12787,39	15873,5	-3086,10
Apr	14654,71	18622	-3967,28
May	17213,84	19591	-2377,15
Jun	18919,30	22511	-3591,69
Jul	19404,88	26450,5	-7045,61
Aug	18208,20	22341	-4132,79
Sep	15271,22	14129,5	1141,72
Oct	11993,55	13083,5	-1089,94
Nov	9186,46	17627,5	-8441,03
Dec	8742,09	24503,5	-15761,40

Tabla 33: Déficit/Superávit energético método radiación media



2.10.2. Análisis económico método del mes peor

Con este método si se permite la desconexión total de la red ya que en ningún momento del año nos encontraremos con déficit energético.

Para el cálculo de la amortización de la instalación se ha considerado la reposición de la batería a los 12,5 años, es decir se emplearían 2 baterías durante la vida útil del proyecto de 25 años.

El presupuesto para esta solución se detalla a continuación.



UNIDAD DE OBRA		CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE
GFV	Módulos JA Solar de 460 W	27	209,81	5.664,87 €
				0
			Precio Total	5.664,87 €
Estructura soporte módulos	Soporte para 6 módulos	4	206,36	825,44
	Soporte para 3 módulos	1	142,76	142,76
			Precio Total	968,2
Inversor de 5 kW	Inversor monofásico	1	1417,19	1417,19
			Precio Total	1417,19
Batería	Batería Estacionaria BAE 48V 2710Ah	1	23491,33	23491,33
			Precio Total	23491,33
Regulador de carga	Regulador 12V / 24V / 48V 200 A	1	2078,47	2078,47
	Regulador 12V / 24V / 48V 100 A	1	1353,43	1353,43
			Precio Total	3431,9
Cableado cc I	Cable unipolar (m)	40	4,89	195,6
	Tubo de PVC (ml)	20	2,91	58,2
	Cable unipolar conexión batería (m)	4	14,97	59,88
	Pequeño material (Ud)	10	5	50
			Precio Total	363,68
Caja de Conexión cc	Portafusibles doble cc 100 A (Ud)	2	55	110
	Caja de conexión (Ud)	1	60	60
	Descargador de sobre tensión Unipolar (Ud)	3	59,58	178,74
	Borneros de conexión	18	3,68	66,24
			Precio Total	414,98
Cableado de corriente alterna	Cable RVK (ml)	30	1,23	36,9
	Pequeño material (Ud)	2	5	10
			Precio Total	46,9
Sistema de puesta a tierra	Cable unipolar (m)	30	1,62	48,6
			Precio Total	48,6
Mano de obra	Horas oficial electricista (Ud)	40	20	800
	Horas ayudante electricista (Ud)	40	15	600
			Precio Total	1400
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL			Precio Total	37.247,65 €
TOTAL PRESUPUESTO	EJECUCIÓN DE MATERIALES			37.247,65 €
	SUMA DE GASTOS GENERALES Y BENEFICIOS			5.959,62 €
		9%G.GLES		3.352,29 €
		7% BENEFIC		2.607,34 €
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA			43.207,27 €
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL			43.207,27 €

Tabla 34: Presupuesto método mes peor

Para el análisis económico, en este caso hay que tener en cuenta que el ahorro que se produce es el coste anual de la electricidad con la tarifa actual de la vivienda y que resulta ser de 1191,60 €.

De esta forma se obtienen los siguientes indicadores:

VAN	-17.705,20 €	VAN con inflación	-22.911,23 €
TIR	-3,96%		
Coste de capital	0,00%		
TIR neta	-3,96%		

Tabla 35: VAN, TIR en instalación aislada

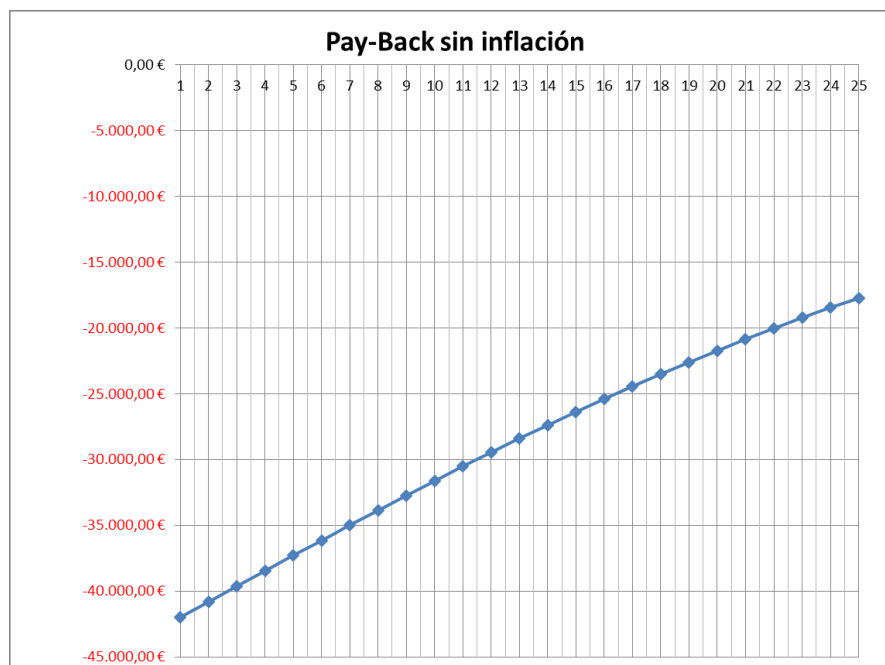


Figura 8: Pay-Back sin inflación instalación aislada

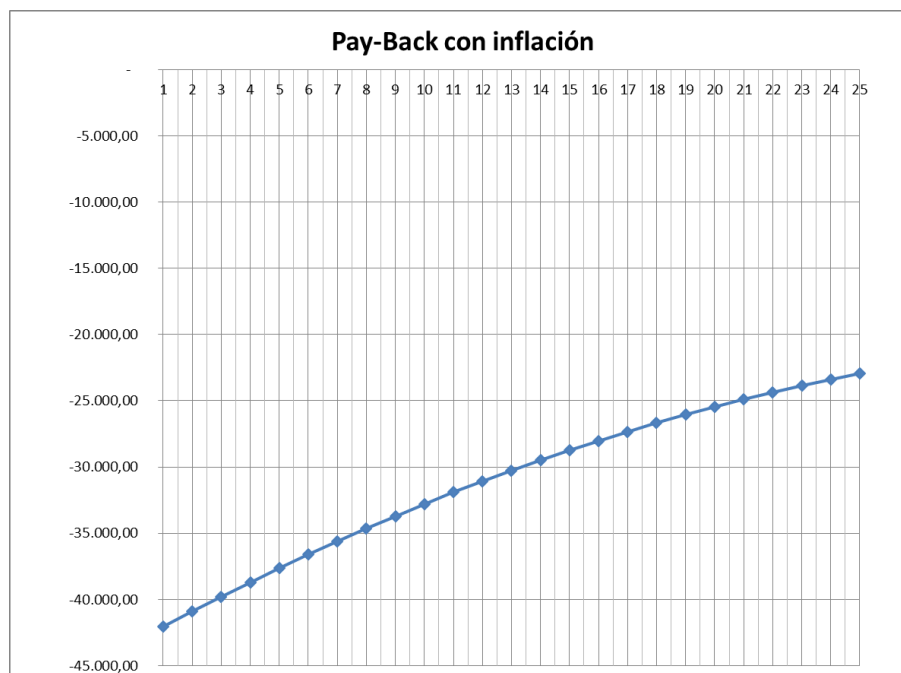


Figura 9: Pay-Back con inflación instalación aislada



Se aprecia claramente que este tipo de instalación no es viable desde el punto de vista económico, resultando un VAN negativo y un periodo de retorno superior a la vida útil del proyecto.



2.11. Simulación mediante el software PVSyst

En este apartado se procede a realizar el mismo dimensionado tanto técnico como económico que ya se hizo en los apartados anteriores, pero con el software comercial PVSyst.

Se estudiarán de igual forma los tres tipos de instalaciones planteadas, y en el siguiente capítulo se analizarán las diferencias obtenidas entre el software de elaboración propia y el comercial.

2.11.1. Simulación autoconsumo convencional

Los datos de entrada al programa son los mismos que se expusieron en los apartados 2.4. Bases de cálculo y 2.5. Dimensionado de la instalación de autoconsumo sin baterías.

A continuación se detalla el informe generado tras la simulación mediante PVSyst.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Instalación autoconsumo Linares

Variant: Instalación de 3 kW

No 3D scene defined, no shadings

System power: 3185 Wp

Calle Polonia, 4 Linares - Spain

Author

University of Jaen (Spain)



Project: Instalación autoconsumo Linares

Variant: Instalación de 3 kW

PVsyst V7.2.17

VC1, Simulation date:
18/09/22 18:16
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

Project summary

Geographical Site
Calle Polonia, 4 Linares
Spain

Situation
Latitude 38.09 °N
Longitude -3.62 °W
Altitude 0 m
Time zone UTC

Project settings
Albedo 0.20

Meteo data
Calle Polonia, 4 Linares
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System
Simulation for year no 9

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation
Fixed plane
Tilt/Azimuth 20 / 15 °

Near Shadings
No Shadings

User's needs
Ext. defined as file
Consumo C_Polonia 4 Linares.csv

System information

PV Array

Nb. of modules 7 units
Pnom total 3185 Wp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Pnom total 3000 W
Pnom ratio 1.062

Results summary

Produced Energy	5.11 MWh/year	Specific production	1603 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	75.55 %
Used Energy	5.00 MWh/year			Solar Fraction SF	47.25 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7
Cost of the system	8
Financial analysis	9
CO ₂ Emission Balance	12



PVsyst V7.2.17

VC1, Simulation date:
18/09/22 18:16
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 20 / 15 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Ext. defined as file
Consumo C_Polonia 4 Linares.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	kWh
594	326	369	313	445	427	529	466	337	309	354	530	5001	

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

JAM78-S10-455-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

455 Wp

Number of PV modules

7 units

Nominal (STC)

3185 Wp

Modules

1 String x 7 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

2910 Wp

U mpp

288 V

I mpp

10 A

Total PV power

Nominal (STC)

3.19 kWp

Total

7 modules

Module area

15.2 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

SUN2000-3KTL-L1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

3.00 kWac

Number of inverters

1 unit

Total power

3.0 kWac

Operating voltage

80-600 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.06

Total inverter power

Total power

3 kWac

Number of inverters

1 unit

Pnom ratio

1.06

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction

3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

99 mΩ

Loss Fraction

0.3 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop

0.7 V

Loss Fraction

0.2 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction

2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.1 %

Module average degradation

Year no

9

Loss factor

0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion

0.4 %/year

Vmp RMS dispersion

0.4 %/year



PVsyst V7.2.17

VC1, Simulation date:
18/09/22 18:16
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, $n = 1.526$

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

Spectral correction

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 1.0 %
 3.7 days,
 3 periods

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 230 Vac mono

Loss Fraction 1.11 % at STC

Inverter: SUN2000-3KTL-L1

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 2 x 4 mm²

Wires length 20 m



Project: Instalación autoconsumo Linares

Variant: Instalación de 3 kW

PVsyst V7.2.17

VC1, Simulation date:
18/09/22 18:16
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy	5.11 MWh/year	Specific production	1603 kWh/kWp/year
Used Energy	5.00 MWh/year	Performance Ratio PR	75.55 %
		Solar Fraction SF	47.25 %

Economic evaluation

Investment

Global	4716.91 EUR
Specific	1.48 EUR/Wp

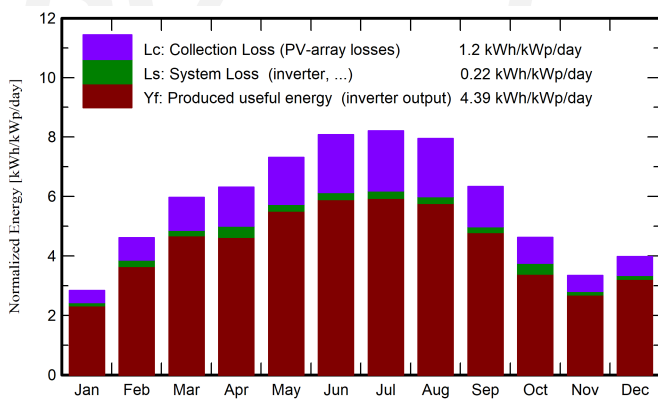
Yearly cost

Annuities	0.00 EUR/yr
Run. costs	128.12 EUR/yr
Payback period	6.0 years

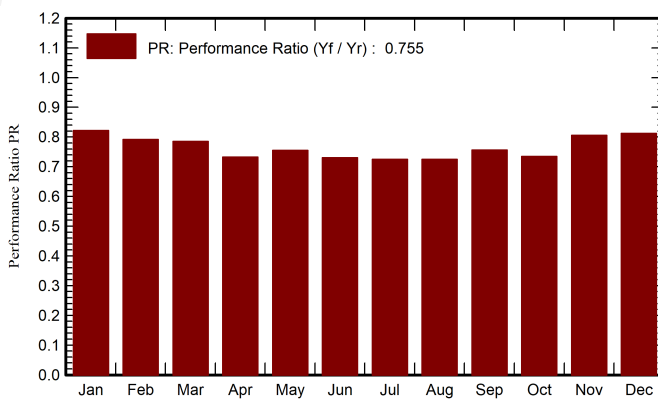
LCOE

Energy cost	0.06 EUR/kWh
-------------	--------------

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

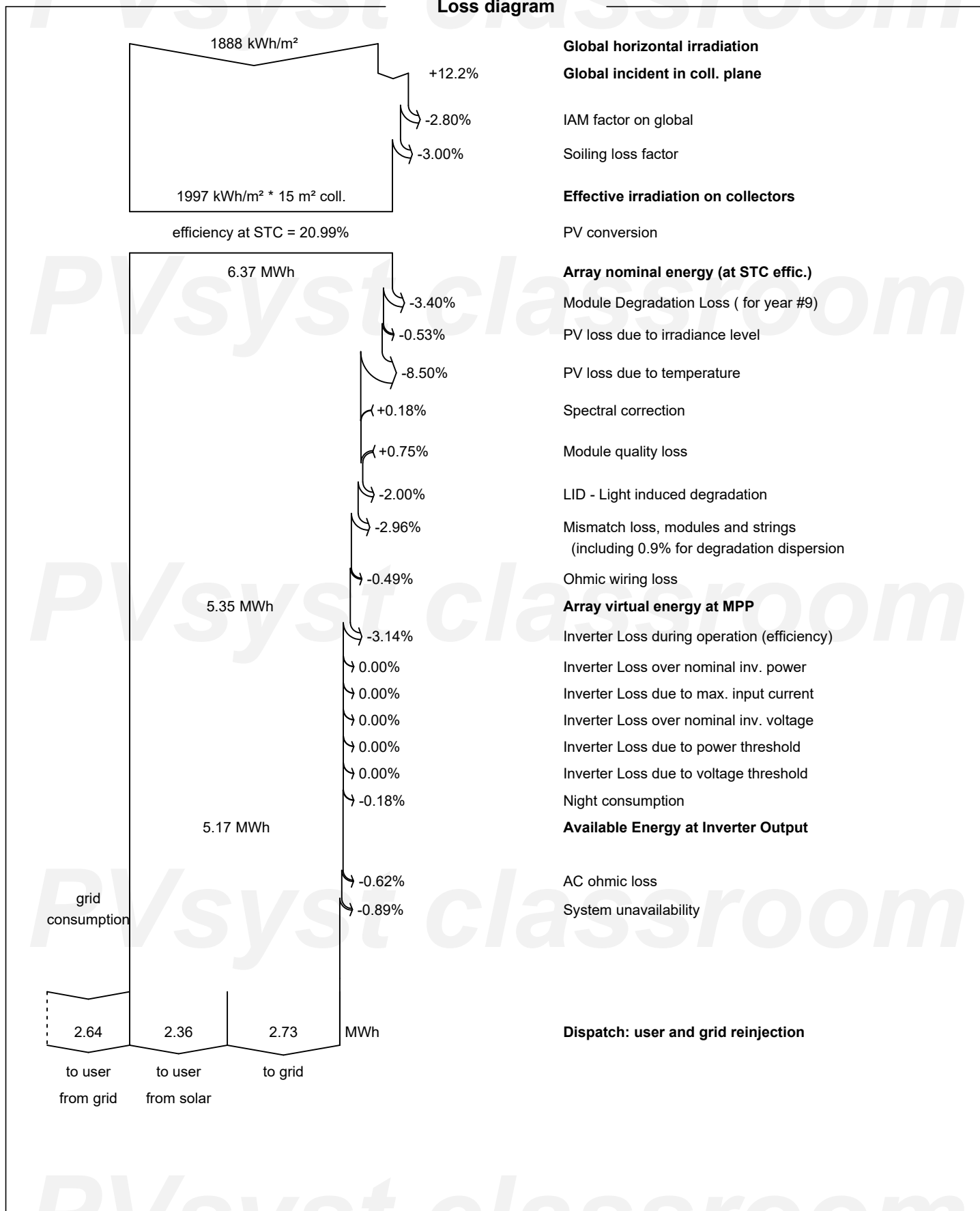
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	65.5	32.49	7.53	88.1	82.0	0.241	0.594	0.173	0.058	0.421
February	98.6	31.69	8.62	129.2	121.5	0.345	0.326	0.140	0.186	0.187
March	155.9	52.82	12.29	185.0	174.7	0.481	0.369	0.179	0.283	0.190
April	176.9	59.97	17.17	189.6	178.8	0.479	0.313	0.158	0.285	0.155
May	223.7	66.10	18.00	226.7	214.0	0.567	0.445	0.258	0.287	0.187
June	246.5	62.28	25.33	242.5	229.0	0.587	0.427	0.256	0.308	0.171
July	255.0	56.51	27.35	254.4	240.4	0.612	0.529	0.304	0.283	0.224
August	232.5	49.77	27.84	246.6	233.1	0.593	0.466	0.238	0.332	0.229
September	165.1	51.23	21.87	190.1	179.7	0.477	0.337	0.161	0.297	0.176
October	114.6	44.48	17.82	143.3	134.9	0.371	0.309	0.133	0.203	0.177
November	74.0	32.19	12.97	100.2	94.1	0.269	0.354	0.126	0.131	0.228
December	79.9	24.75	11.02	123.2	115.2	0.331	0.530	0.237	0.081	0.293
Year	1888.2	564.28	17.37	2118.7	1997.4	5.352	5.001	2.363	2.735	2.638

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



Loss diagram





PVsyst V7.2.17

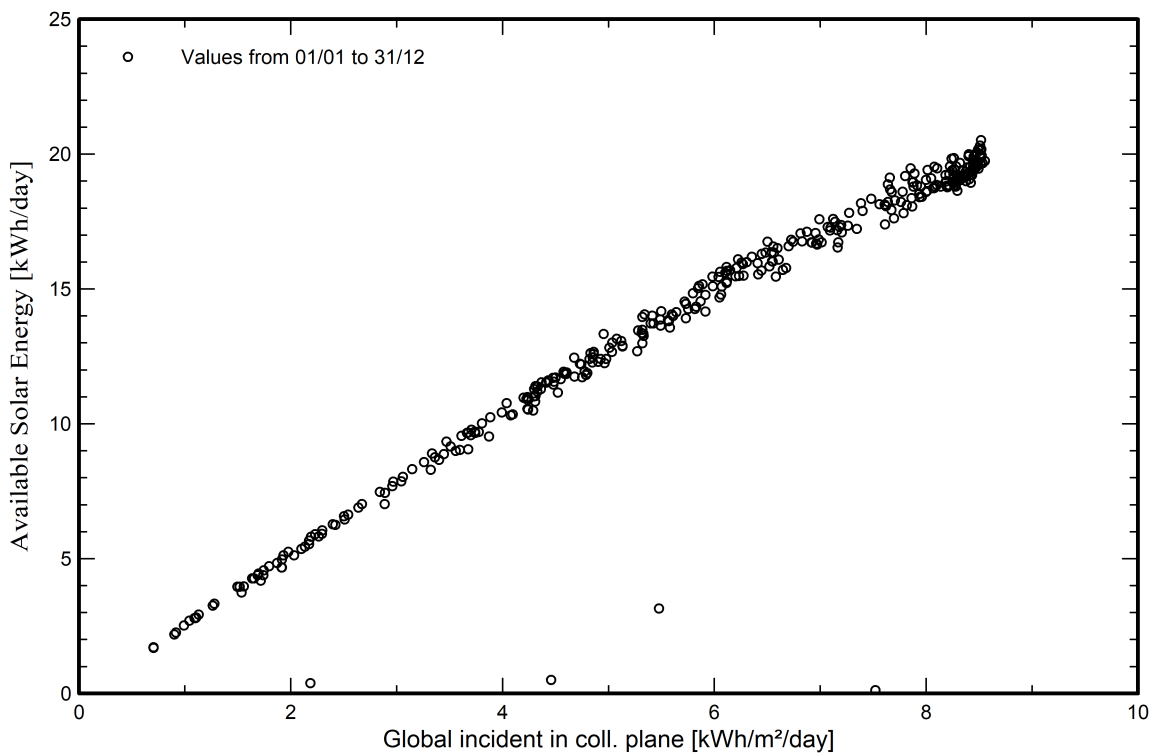
VC1, Simulation date:

18/09/22 18:16

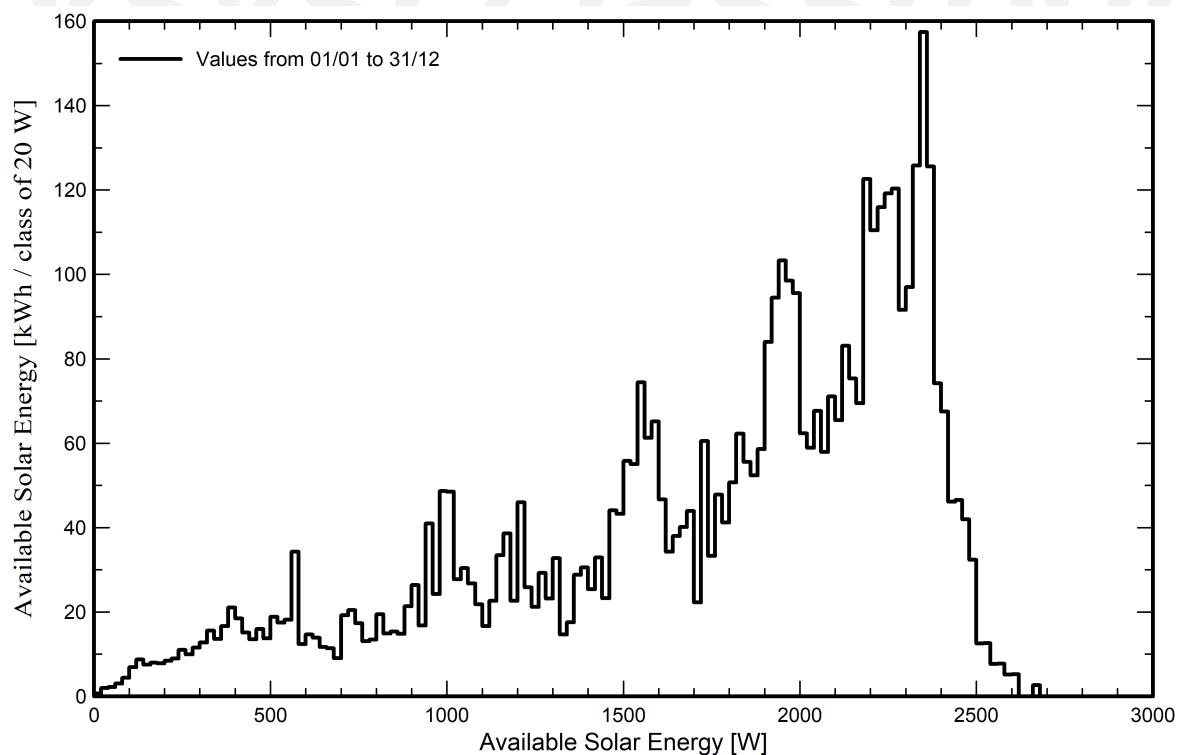
with v7.2.17

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



**PVsyst V7.2.17**

VC1, Simulation date:
18/09/22 18:16
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

Cost of the system**Installation costs**

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
Inverters SUN2000-3KTL-L1	1	4716.91	4716.91
Total			4716.91
Depreciable asset			4716.91

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance Repairs	100.00
Total (OPEX)	100.00
Including inflation (2.00%)	128.12

System summary

Total installation cost	4716.91 EUR
Operating costs (incl. inflation 2.00%/year)	128.12 EUR/year
Unused energy	2363 kWh/year
Energy sold to the grid	2735 kWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.065 EUR/kWh



PVsyst V7.2.17

VC1, Simulation date:
18/09/22 18:16
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

Financial analysis

Simulation period

Project lifetime 25 years Start year 2023

Income variation over time

Inflation 2.00 %/year
Production variation (aging) -0.30 %/year
Discount rate 0.00 %/year

Income dependent expenses

Income tax rate 0.00 %/year
Other income tax 0.00 %/year
Dividends 0.00 %/year

Financing

Own funds 4716.91 EUR

Electricity sale

Feed-in tariff	Summer	Peak tariff	0.0600 EUR/kWh	
		Off-peak tariff	0.0600 EUR/kWh	17:00-10:00
	Winter	Peak tariff	0.0600 EUR/kWh	Oct, Nov, Dec, Jan, Feb, Mar
		Off-peak tariff	0.0600 EUR/kWh	
Duration of tariff warranty			25 years	
Annual connection tax			0.00 EUR/kWh	
Annual tariff variation			0.0 %/year	
Feed-in tariff decrease after warranty			0.00 %	

Self-consumption

Consumption tariff	Summer	Peak tariff	0.3430 EUR/kWh	
		Off-peak tariff	0.2000 EUR/kWh	17:00-10:00
	Winter	Peak tariff	0.3430 EUR/kWh	Oct, Nov, Dec, Jan, Feb, Mar
		Off-peak tariff	0.2000 EUR/kWh	
Tariff evolution			0.0 %/year	

Return on investment

Payback period 6.0 years
Net present value (NPV) 13654.22 EUR
Return on investment (ROI) 289.5 %



Financial analysis

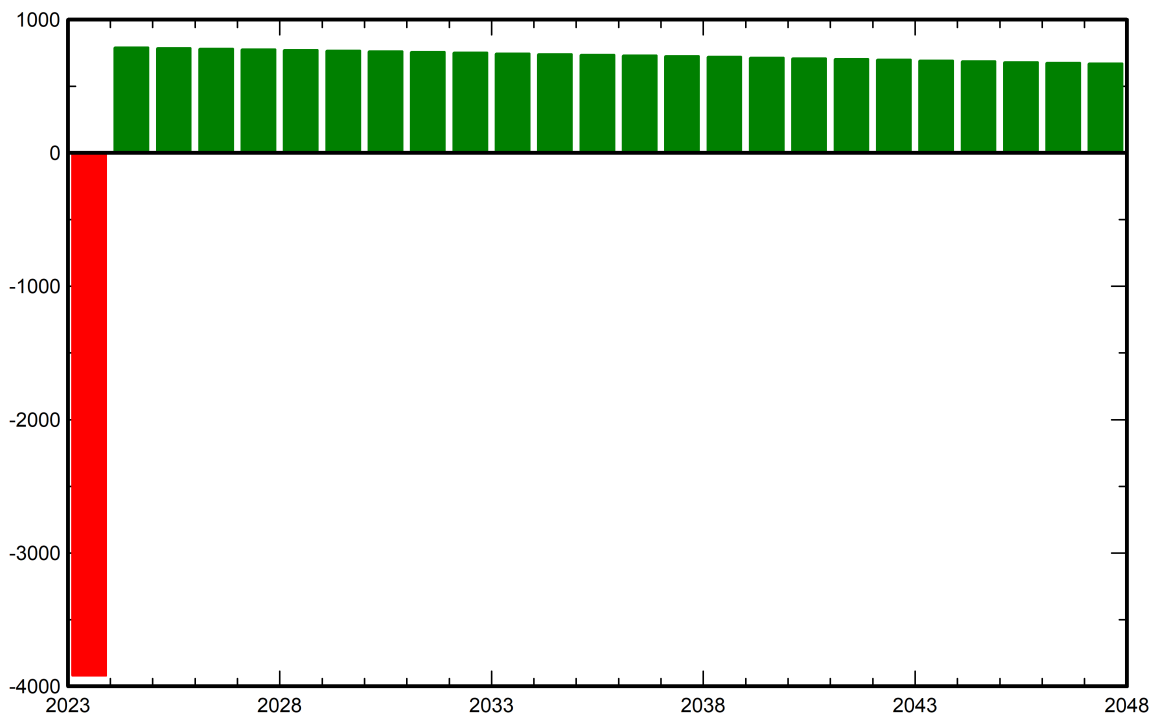
Detailed economic results (EUR)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2023	165	100	0	65	0	65	731	-3922	16.9%
2024	164	102	0	62	0	62	728	-3131	33.6%
2025	164	104	0	60	0	60	726	-2345	50.3%
2026	163	106	0	57	0	57	724	-1564	66.8%
2027	163	108	0	54	0	54	722	-788	83.3%
2028	162	110	0	52	0	52	720	-17	99.6%
2029	162	113	0	49	0	49	717	750	115.9%
2030	161	115	0	46	0	46	715	1511	132.0%
2031	161	117	0	44	0	44	713	2268	148.1%
2032	160	120	0	41	0	41	711	3019	164.0%
2033	160	122	0	38	0	38	709	3766	179.8%
2034	159	124	0	35	0	35	706	4507	195.5%
2035	159	127	0	32	0	32	704	5243	211.2%
2036	158	129	0	29	0	29	702	5974	226.7%
2037	158	132	0	26	0	26	700	6700	242.0%
2038	157	135	0	23	0	23	698	7420	257.3%
2039	157	137	0	19	0	19	695	8135	272.5%
2040	156	140	0	16	0	16	693	8844	287.5%
2041	156	143	0	13	0	13	691	9548	302.4%
2042	155	146	0	10	0	10	689	10247	317.2%
2043	155	149	0	6	0	6	687	10940	331.9%
2044	154	152	0	3	0	3	685	11627	346.5%
2045	154	155	0	0	0	-1	682	12309	360.9%
2046	153	158	0	0	0	-4	680	12984	375.3%
2047	153	161	0	0	0	-8	678	13654	389.5%
Total	3968	3203	0	778	0	765	17606	13654	389.5%

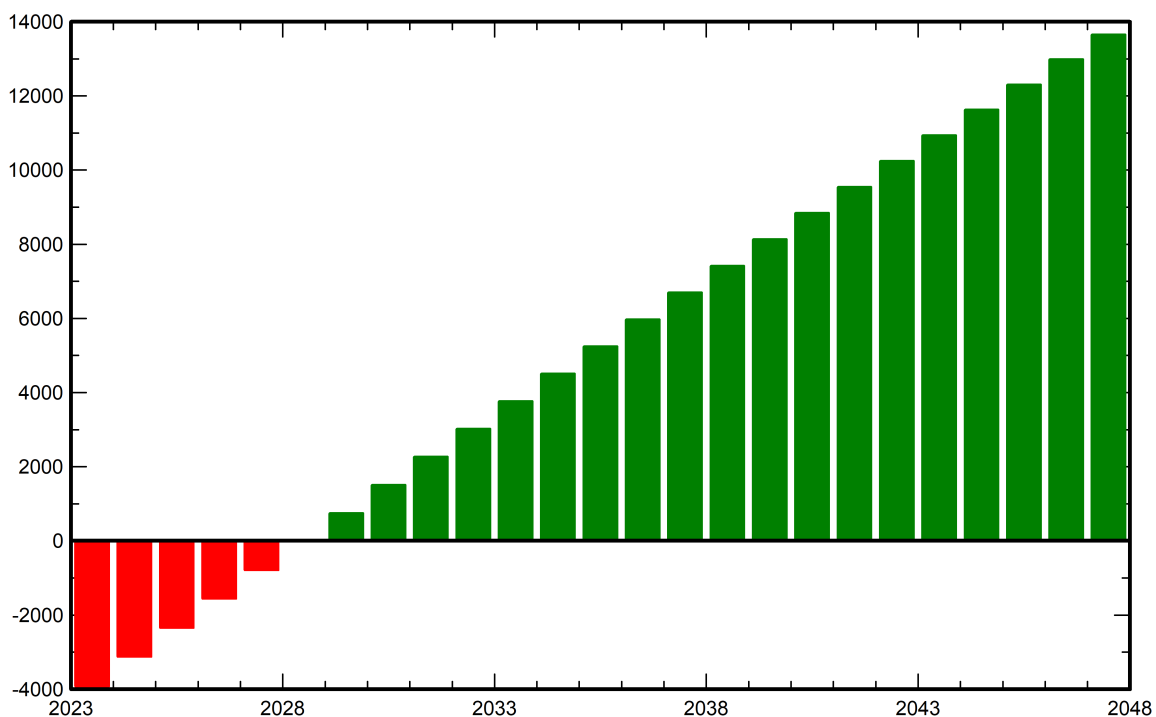


Financial analysis

Yearly net profit (EUR)



Cumulative cashflow (EUR)





PVsyst V7.2.17

VC1, Simulation date:
18/09/22 18:16
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

CO₂ Emission Balance

Total: 34.0 tCO₂

Generated emissions

Total: 4.14 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 44.0 tCO₂

System production: 5106.87 kWh/yr

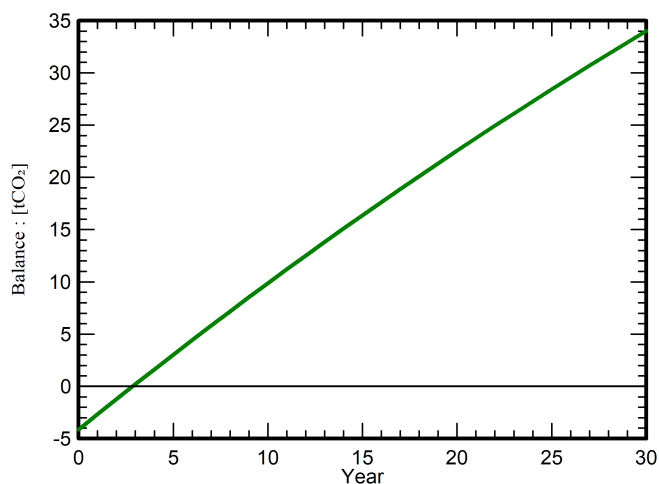
Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time

System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1694 kgCO ₂ /kWp	2.28 kWp	3854
Supports	1.91 kgCO ₂ /kg	50.0 kg	95.7
Inverters	190 kgCO ₂ /units	1.00 units	190



2.11.2. Simulación autoconsumo convencional con baterías

De igual forma, como datos de entrada se parte de los mostrados en el apartado 2.6. Dimensionado de la instalación de autoconsumo con baterías y 2.9. Análisis económico de la instalación de autoconsumo con baterías

Se detalla para este caso el informe generado.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Instalación autoconsumo Linares

Variant: Instalación de 3 kW con batería

No 3D scene defined, no shadings

System power: 3185 Wp

Calle Polonia, 4 Linares - Spain

Author

University of Jaen (Spain)



Project: Instalación autoconsumo Linares

Variant: Instalación de 3 kW con batería

PVsyst V7.2.17

VC6, Simulation date:
18/09/22 18:18
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

Project summary

Geographical Site

Calle Polonia, 4 Linares
Spain

Situation

Latitude 38.09 °N
Longitude -3.62 °W
Altitude 0 m
Time zone UTC

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Calle Polonia, 4 Linares
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 9

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 20 / 15 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Ext. defined as file
Consumo C_Polonia 4 Linares.csv

System information

PV Array

Nb. of modules 7 units
Pnom total 3185 Wp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Pnom total 3000 W
Pnom ratio 1.062

Battery pack

Storage strategy: Self-consumption
Nb. of units 1 unit
Voltage 48 V
Capacity 60 Ah

Results summary

Produced Energy	5.10 MWh/year	Specific production	1602 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	74.69 %
Used Energy	5.00 MWh/year			Solar Fraction SF	61.85 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7
Cost of the system	8
Financial analysis	9
CO ₂ Emission Balance	12



Project: Instalación autoconsumo Linares

Variant: Instalación de 3 kW con batería

PVsyst V7.2.17

VC6, Simulation date:
18/09/22 18:18
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 20 / 15 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Ext. defined as file
Consumo C_Polonia 4 Linares.csv

Storage

Kind Self-consumption

Charging strategy

When excess solar power is available

Discharging strategy

As soon as power is needed

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
594	326	369	313	445	427	529	466	337	309	354	530	5001	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

JAM78-S10-455-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 455 Wp

Number of PV modules 7 units

Nominal (STC) 3185 Wp

Modules 1 String x 7 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 2910 Wp

U mpp 288 V

I mpp 10 A

Total PV power

Nominal (STC) 3.19 kWp

Total 7 modules

Module area 15.2 m²

Battery Storage

Battery

Manufacturer

Generic

Model

KBM216_13S 60Ah

Battery pack

Nb. of units 1 Unit

Discharging min. SOC 20.0 %

Stored energy 2.3 kWh

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

SUN2000-3KTL-L1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 3.00 kWac

Number of inverters 1 unit

Total power 3.0 kWac

Operating voltage 80-600 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.06

Total inverter power

Total power 3 kWac

Number of inverters 1 unit

Pnom ratio 1.06

Battery Pack Characteristics

Voltage 48 V

Nominal Capacity 60 Ah (C10)

Temperature Average between fixed 20 °C
and External



PVsyst V7.2.17

VC6, Simulation date:
18/09/22 18:18
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

PV Array Characteristics

Battery Storage

Battery input charger

Model Generic
Max. charg. power 1.0 kWdc
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Battery to Grid inverter

Model Generic
Max. disch. power 1.0 kWac
Max./Euro effic. 97.0/95.0 %

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 99 mΩ
Loss Fraction 0.3 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.2 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation

Year no 9
Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

Spectral correction

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 1.0 %
3.7 days,
3 periods

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 230 Vac mono
Loss Fraction 1.11 % at STC

Inverter: SUN2000-3KTL-L1

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 2 x 4 mm²
Wires length 20 m



Project: Instalación autoconsumo Linares

Variant: Instalación de 3 kW con batería

PVsyst V7.2.17

VC6, Simulation date:
18/09/22 18:18
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

Main results

System Production

Produced Energy	5.10 MWh/year	Specific production	1602 kWh/kWp/year
Used Energy	5.00 MWh/year	Performance Ratio PR	74.69 %
		Solar Fraction SF	61.85 %

Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW	70.8 %
Static SOW	90.0 %
Battery lifetime	3.4 years

Economic evaluation

Investment

Global	6321.41 EUR
Specific	1.98 EUR/Wp

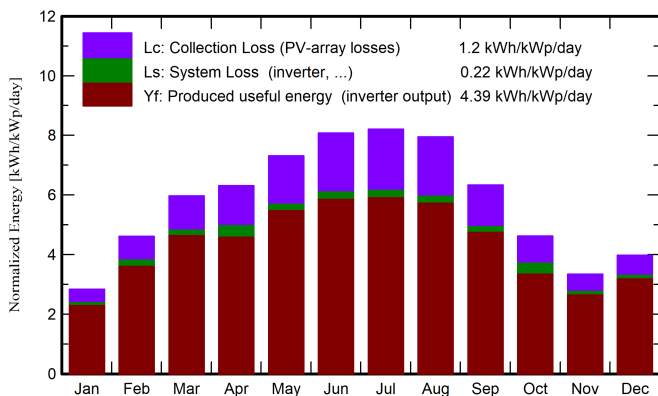
Yearly cost

Annuities	0.00 EUR/yr
Run. costs	100.00 EUR/yr
Payback period	7.7 years

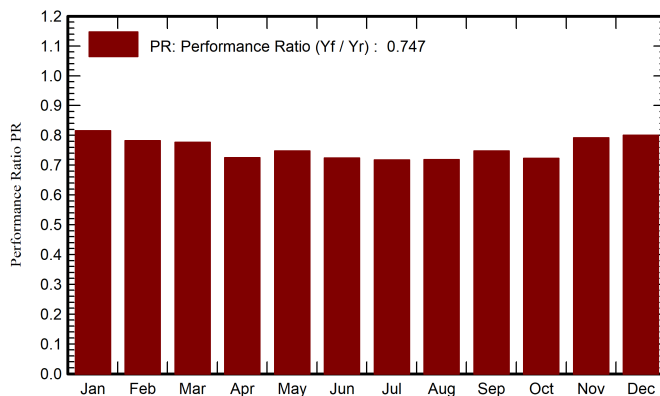
LCOE

Energy cost	0.09 EUR/kWh
-------------	--------------

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

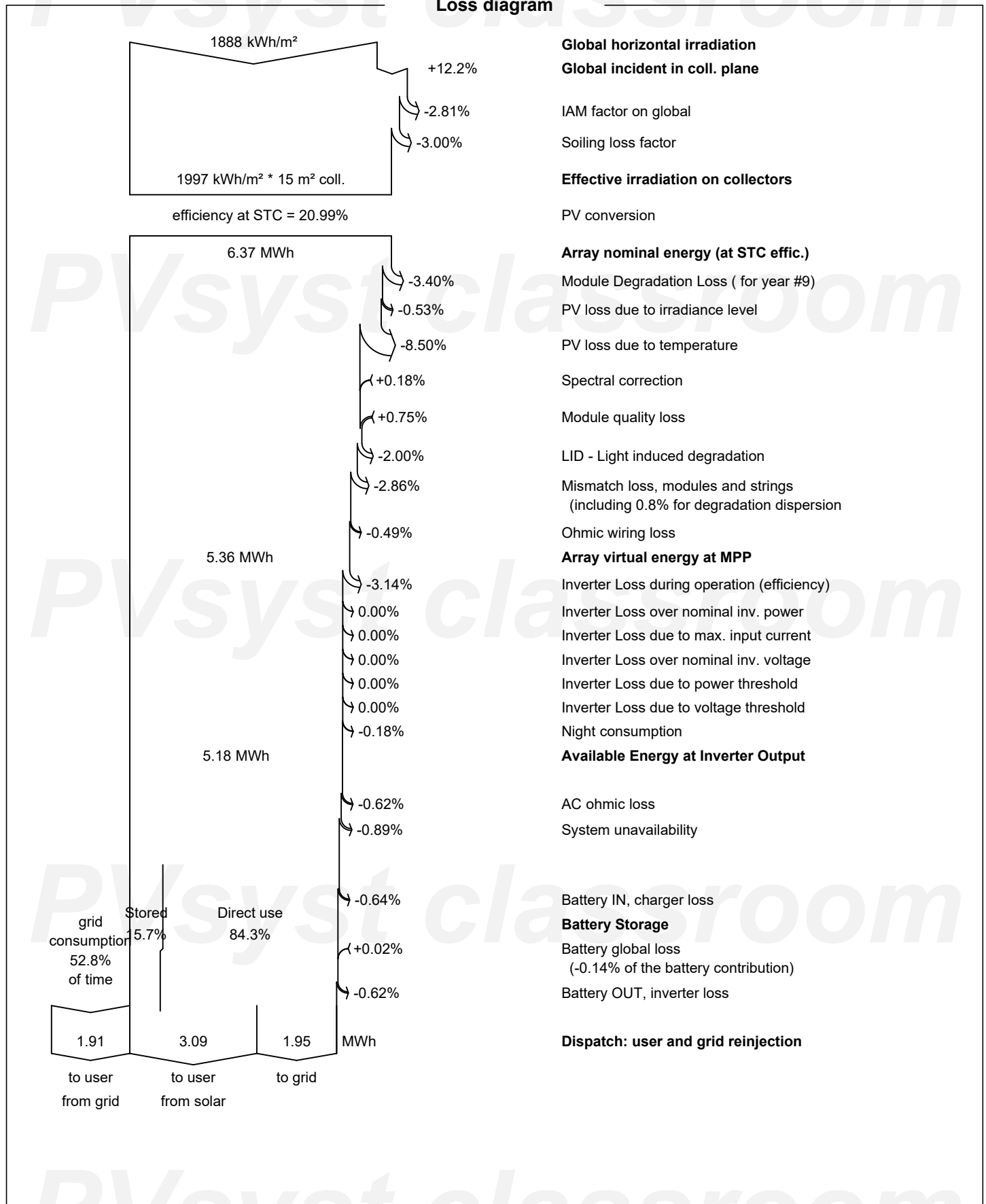
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	65.5	32.49	7.53	88.1	82.0	0.241	0.594	0.205	0.024	0.389
February	98.6	31.69	8.62	129.2	121.5	0.345	0.326	0.190	0.131	0.136
March	155.9	52.82	12.29	185.0	174.7	0.481	0.369	0.245	0.213	0.124
April	176.9	59.97	17.17	189.6	178.8	0.480	0.313	0.220	0.218	0.093
May	223.7	66.10	18.00	226.7	214.0	0.567	0.445	0.327	0.213	0.118
June	246.5	62.28	25.33	242.5	229.0	0.588	0.427	0.324	0.235	0.103
July	255.0	56.51	27.35	254.4	240.4	0.612	0.529	0.380	0.202	0.149
August	232.5	49.77	27.84	246.6	233.1	0.593	0.466	0.307	0.258	0.159
September	165.1	51.23	21.87	190.1	179.7	0.477	0.337	0.229	0.224	0.109
October	114.6	44.48	17.82	143.3	134.9	0.372	0.309	0.199	0.131	0.111
November	74.0	32.19	12.97	100.2	94.1	0.269	0.354	0.180	0.072	0.174
December	79.9	24.75	11.02	123.2	115.2	0.331	0.530	0.288	0.026	0.242
Year	1888.2	564.28	17.37	2118.7	1997.4	5.357	5.001	3.093	1.947	1.908

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



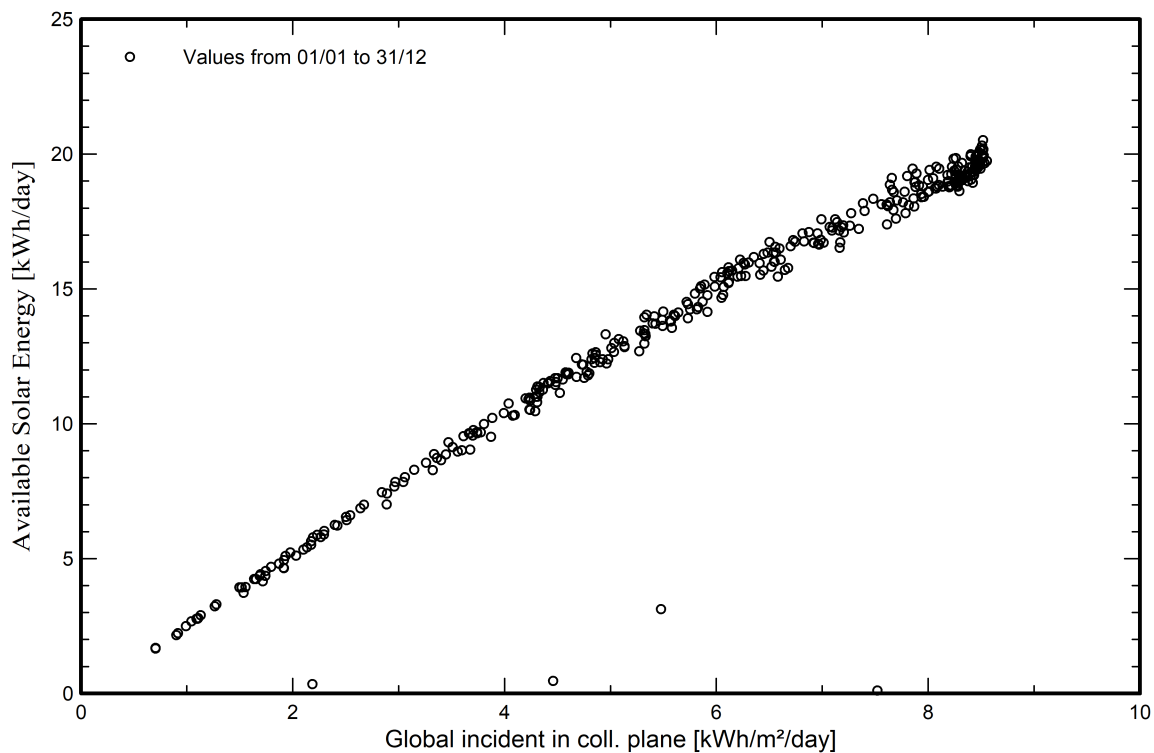
Loss diagram



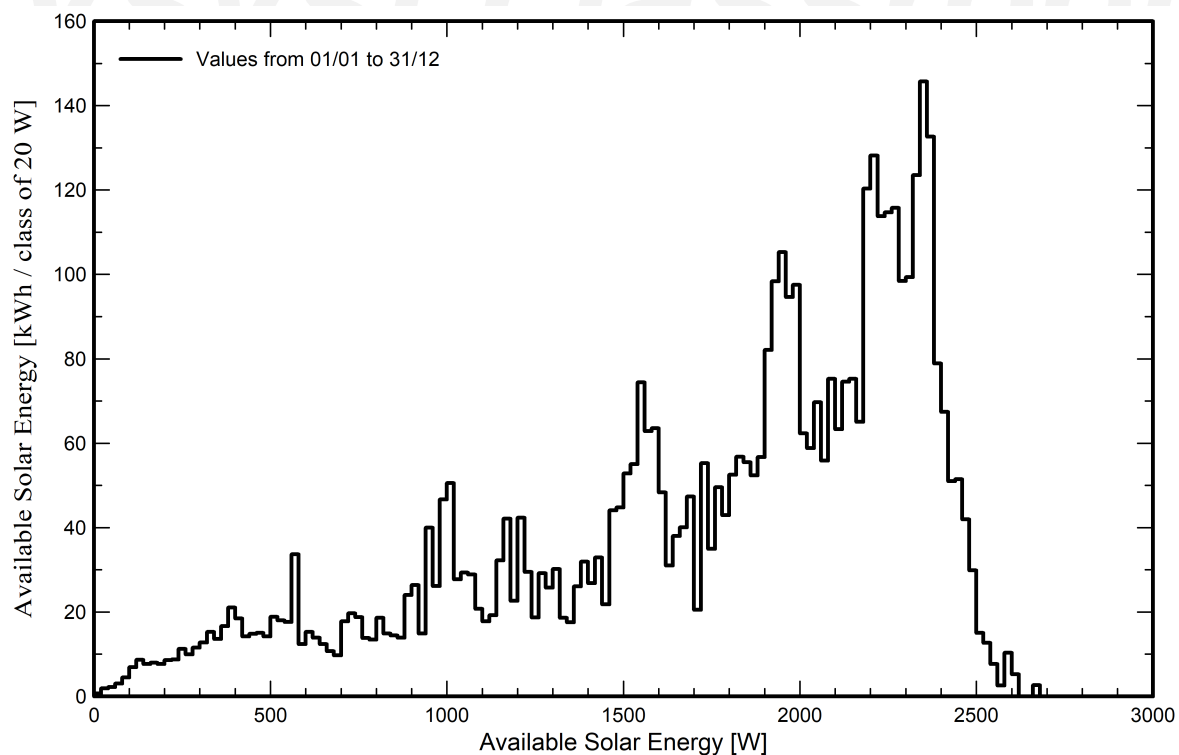


Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
Batteries			6321.41
Total			6321.41
Depreciable asset			6321.41

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance Repairs	100.00
Total (OPEX)	100.00

System summary

Total installation cost	6321.41 EUR
Operating costs	100.00 EUR/year
Unused energy	3093 kWh/year
Energy sold to the grid	1947 kWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.086 EUR/kWh



PVsyst V7.2.17

VC6, Simulation date:
18/09/22 18:18
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

Financial analysis

Simulation period

Project lifetime 25 years Start year 2023

Income variation over time

Inflation 0.00 %/year
Production variation (aging) -0.30 %/year
Discount rate 2.00 %/year

Income dependent expenses

Income tax rate 0.00 %/year
Other income tax 0.00 %/year
Dividends 0.00 %/year

Financing

Own funds 6321.41 EUR

Electricity sale

Feed-in tariff	Summer	Peak tariff	0.0600 EUR/kWh	
		Off-peak tariff	0.0600 EUR/kWh	17:00-10:00
	Winter	Peak tariff	0.0600 EUR/kWh	Oct, Nov, Dec, Jan, Feb, Mar
		Off-peak tariff	0.0600 EUR/kWh	
Duration of tariff warranty			25 years	
Annual connection tax			0.00 EUR/kWh	
Annual tariff variation			0.0 %/year	
Feed-in tariff decrease after warranty			0.00 %	

Self-consumption

Consumption tariff	Summer	Peak tariff	0.3430 EUR/kWh	
		Off-peak tariff	0.2000 EUR/kWh	17:00-10:00
	Winter	Peak tariff	0.3430 EUR/kWh	Oct, Nov, Dec, Jan, Feb, Mar
		Off-peak tariff	0.2000 EUR/kWh	
Tariff evolution			0.0 %/year	

Return on investment

Payback period 7.7 years
Net present value (NPV) 10684.38 EUR
Return on investment (ROI) 169.0 %



Project: Instalación autoconsumo Linares

Variant: Instalación de 3 kW con batería

PVsyst V7.2.17

VC6, Simulation date:
18/09/22 18:18
with v7.2.17

University of Jaen (Spain)

Financial analysis

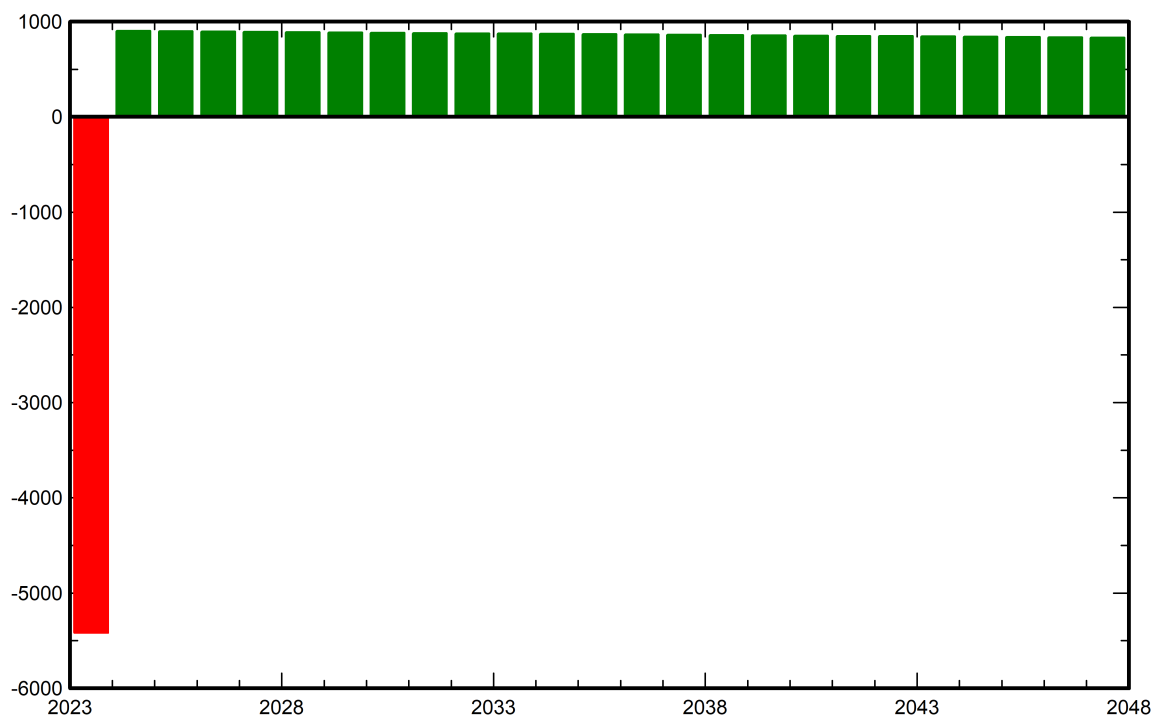
Detailed economic results (EUR)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2023	117	100	0	17	0	17	887	-5435	14.0%
2024	116	100	0	16	0	16	885	-4569	27.7%
2025	116	100	0	16	0	16	882	-3723	41.1%
2026	116	100	0	16	0	16	879	-2896	54.2%
2027	115	100	0	15	0	15	877	-2088	67.0%
2028	115	100	0	15	0	15	874	-1298	79.5%
2029	115	100	0	15	0	15	871	-527	91.7%
2030	114	100	0	14	0	14	869	227	103.6%
2031	114	100	0	14	0	14	866	963	115.2%
2032	114	100	0	14	0	14	863	1682	126.6%
2033	113	100	0	13	0	13	861	2385	137.7%
2034	113	100	0	13	0	13	858	3072	148.6%
2035	113	100	0	13	0	13	855	3743	159.2%
2036	112	100	0	12	0	12	853	4399	169.6%
2037	112	100	0	12	0	12	850	5039	179.7%
2038	112	100	0	12	0	12	847	5665	189.6%
2039	111	100	0	11	0	11	845	6276	199.3%
2040	111	100	0	11	0	11	842	6873	208.7%
2041	111	100	0	11	0	11	839	7456	218.0%
2042	110	100	0	10	0	10	837	8026	227.0%
2043	110	100	0	10	0	10	834	8583	235.8%
2044	109	100	0	9	0	9	831	9127	244.4%
2045	109	100	0	9	0	9	829	9658	252.8%
2046	109	100	0	9	0	9	826	10177	261.0%
2047	108	100	0	8	0	8	823	10684	269.0%
Total	2815	2500	0	315	0	315	21384	10684	269.0%

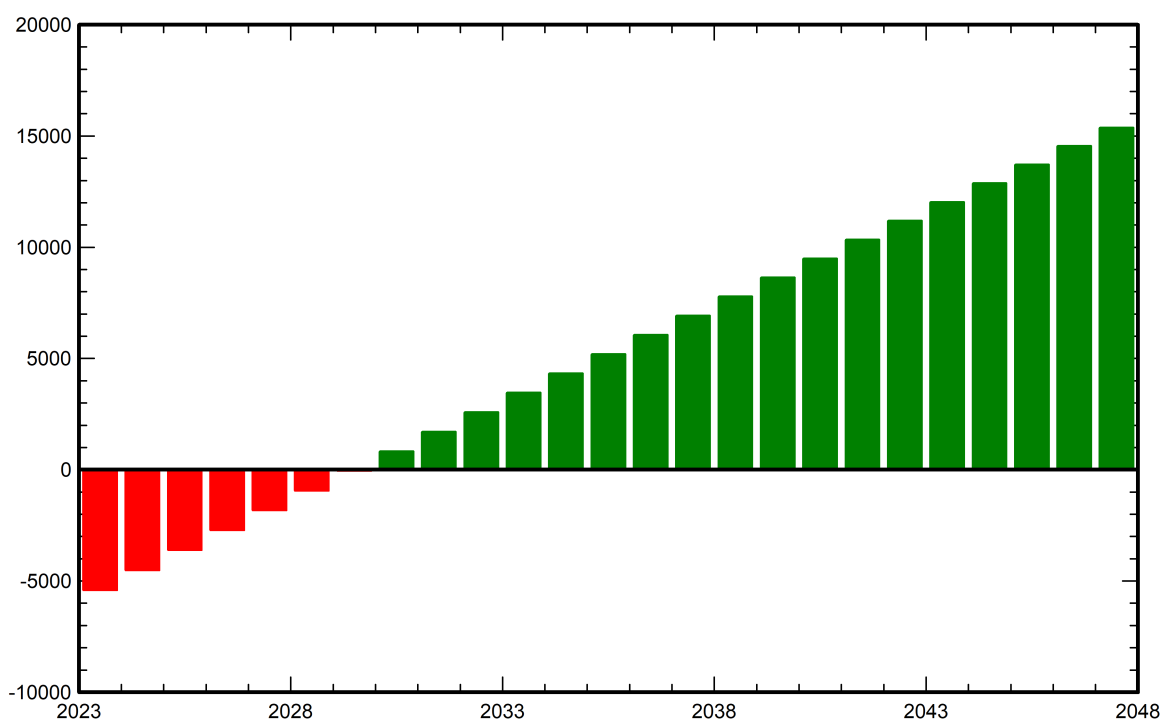


Financial analysis

Yearly net profit (EUR)



Cumulative cashflow (EUR)





CO₂ Emission Balance

Total: 34.0 tCO₂

Generated emissions

Total: 4.14 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 43.9 tCO₂

System production: 5103.03 kWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

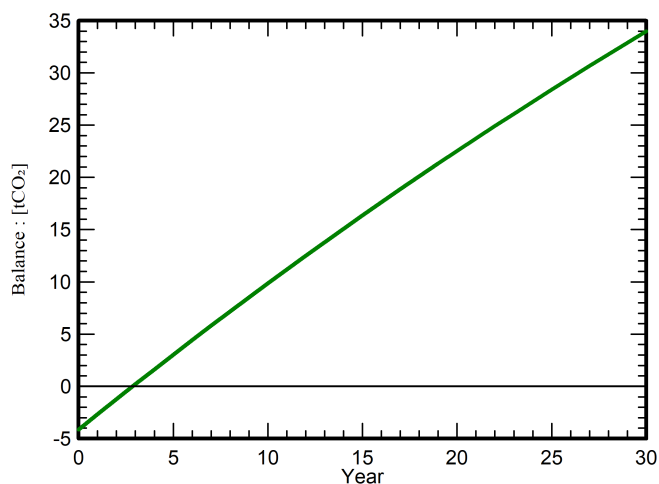
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1694 kgCO ₂ /kWp	2.28 kWp	3854
Supports	1.91 kgCO ₂ /kg	50.0 kg	95.7
Inverters	190 kgCO ₂ /units	1.00 units	190



2.11.3. Simulación sistema aislado

En este caso, primero se simuló siguiendo el criterio del mes peor del apartado 2.7.2, y además como el propio programa ofrece un predimensionado acorde a esos consumos, también se simuló la variante con la solución ofrecida por el software.

Se presenta el informe según el criterio del mes peor.

PVsyst - Simulation report

Stand alone system

Project: Instalación Linares sistema aislado

Variant: Nueva variante de simulación

Stand alone system with batteries

System power: 12.74 kWp

Calle Polonia, 4 Linares - Spain

Author

University of Jaen (Spain)



Project: Instalación Linares sistema aislado

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
21/08/22 13:25
with v7.2.16

University of Jaen (Spain)

Project summary

Geographical Site

Calle Polonia, 4 Linares
Spain

Situation

Latitude 38.09 °N
Longitude -3.62 °W
Altitude 0 m
Time zone UTC

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Calle Polonia, 4 Linares
PVGIS api TMY

System summary

Stand alone system

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 20 / 15 °

Stand alone system with batteries

User's needs

Ext. defined as file
Consumo C_Polonia 4 Linares.csv

System information

PV Array

Nb. of modules 28 units
Pnom total 12.74 kWp

Battery pack

Technology Lead-acid, vented, tubular
Nb. of units 24 units
Voltage 48 V
Capacity 2680 Ah

Results summary

Available Energy	22336 kWh/year	Specific production	1753 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	18.53 %
Used Energy	5001 kWh/year			Solar Fraction SF	100.00 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7
Cost of the system	8
Financial analysis	9



PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
21/08/22 13:25
with v7.2.16

University of Jaen (Spain)

General parameters

Stand alone system

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 20 / 15 °

Stand alone system with batteries

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition

Perez

Diffuse

Imported

Circumsolar

separate

User's needs

Ext. defined as file

Consumo C_Polonia 4 Linares.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
594	326	369	313	445	428	529	466	337	309	354	530	5001	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

JAM78-S10-455-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

455 Wp

Number of PV modules

28 units

Nominal (STC)

12.74 kWp

Modules

2 Strings x 14 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

11.64 kWp

U mpp

575 V

I mpp

20 A

Controller

Universal controller

Technology

MPPT converter

Temp coeff.

-5.0 mV/°C/Elem.

Converter

Maxi and EURO efficiencies

97.0 / 95.0 %

Total PV power

Nominal (STC)

13 kWp

Total

28 modules

Module area

60.8 m²

Battery

Manufacturer

Generic

Model

Sun power VL OPzS 2-3610

Technology

Lead-acid, vented, tubular

Nb. of units

24 in series

Discharging min. SOC

20.0 %

Stored energy

102.9 kWh

Battery Pack Characteristics

Voltage

48 V

Nominal Capacity

2680 Ah (C10)

Temperature

Average between fixed 20 °C
and External

Battery Management control

Threshold commands as

SOC calculation

Charging

SOC = 0.92 / 0.75

approx.

54.1 / 49.5 V

Discharging

SOC = 0.20 / 0.45

approx.

46.5 / 48.3 V

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction

3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

472 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop

0.7 V

Loss Fraction

0.1 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.1 %



Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, $n = 1.526$

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

Spectral correction

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



PVsyst V7.2.16

VC0, Simulation date:
21/08/22 13:25
with v7.2.16

University of Jaen (Spain)

Main results

System Production

Available Energy 22336 kWh/year
Used Energy 5001 kWh/year
Excess (unused) 16816 kWh/year

Specific production 1753 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 18.53 %
Solar Fraction SF 100.00 %

Loss of Load

Time Fraction 0.0 %
Missing Energy 0 kWh/year

Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 98.0 %
Static SOW 90.4 %
Battery lifetime 10.4 years

Economic evaluation

Investment

Global 43207.27 EUR
Specific 3.39 EUR/Wp

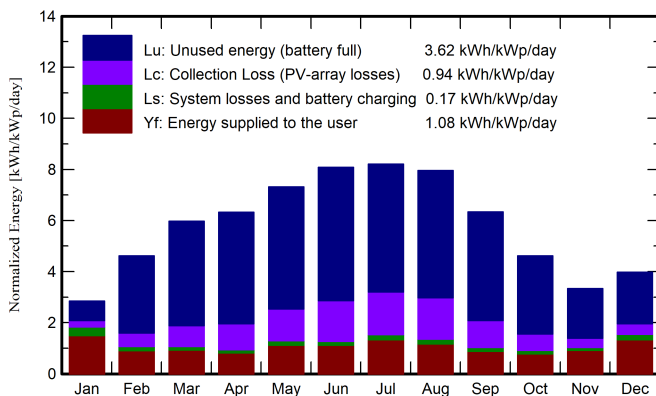
Yearly cost

Annuities 0.00 EUR/yr
Run. costs 100.00 EUR/yr
Payback period Unprofitable

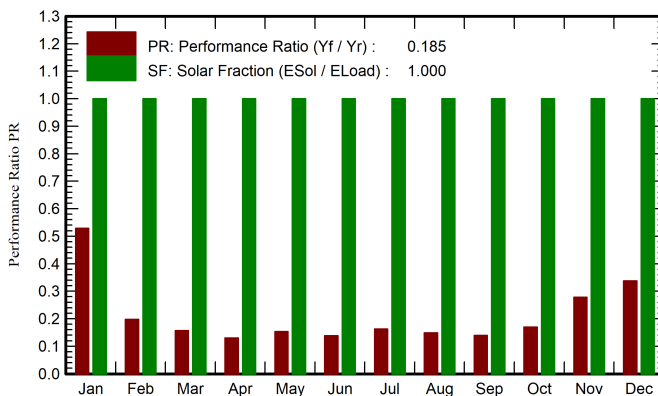
LCOE

Energy cost 0.02 EUR/kWh

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	65.5	82.0	984	296	0.000	594.1	594.1	1.000
February	98.6	121.5	1440	1076	0.000	326.4	326.4	1.000
March	155.9	174.7	2013	1610	0.000	368.9	368.9	1.000
April	176.9	178.8	2006	1663	0.000	313.4	313.4	1.000
May	223.7	214.0	2369	1883	0.000	444.6	444.6	1.000
June	246.5	229.0	2455	1991	0.000	427.5	427.5	1.000
July	255.0	240.4	2554	1973	0.000	528.8	528.8	1.000
August	232.5	233.1	2476	1963	0.000	466.1	466.1	1.000
September	165.1	179.7	1996	1620	0.000	337.5	337.5	1.000
October	114.6	134.9	1551	1208	0.000	309.1	309.1	1.000
November	74.0	94.1	1114	741	0.000	354.5	354.5	1.000
December	79.9	115.2	1377	791	0.000	530.3	530.3	1.000
Year	1888.2	1997.4	22336	16816	0.000	5001.1	5001.1	1.000

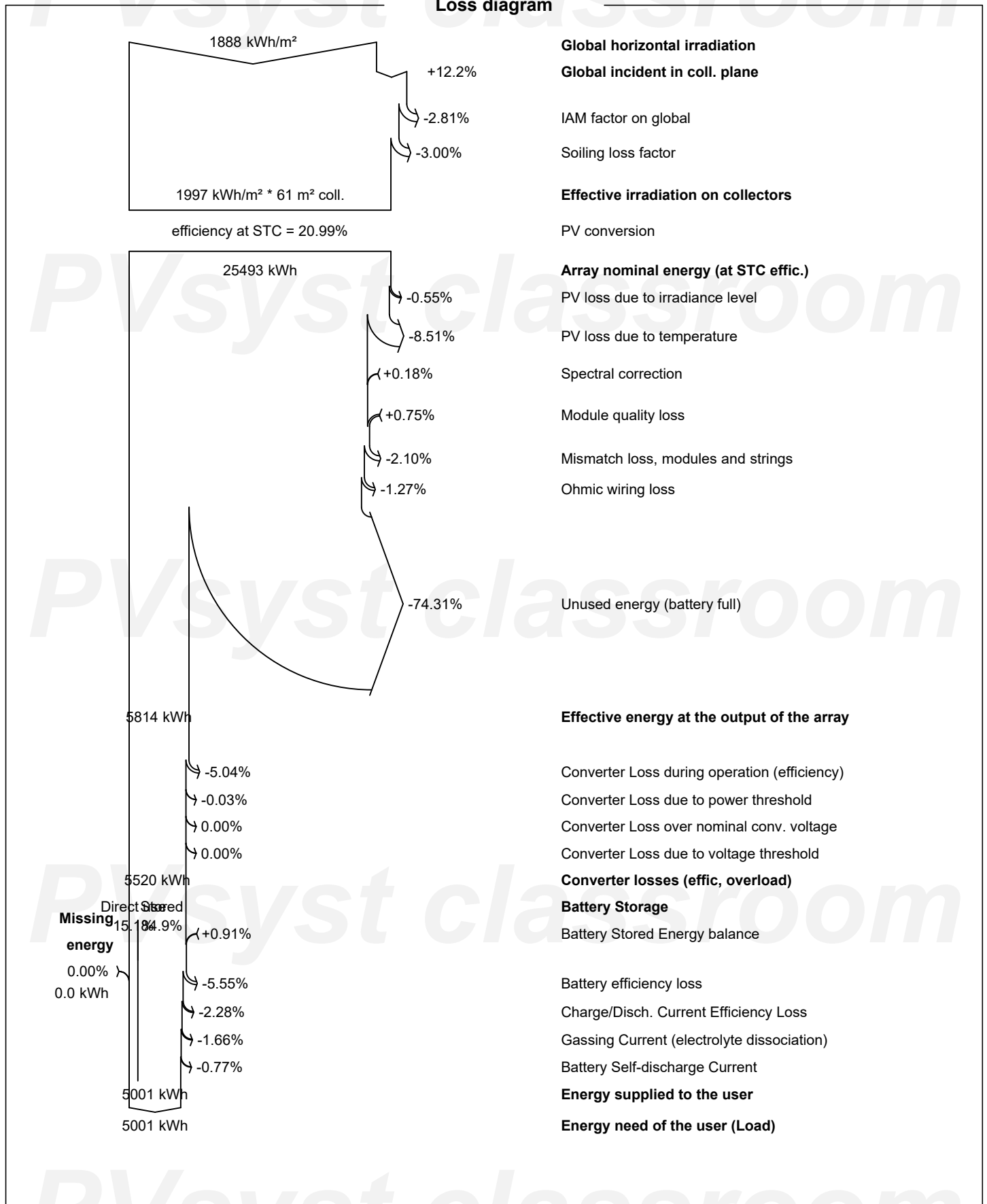
Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
E_Avail Available Solar Energy
EUnused Unused energy (battery full)
E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user
E_Load Energy need of the user (Load)
SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)



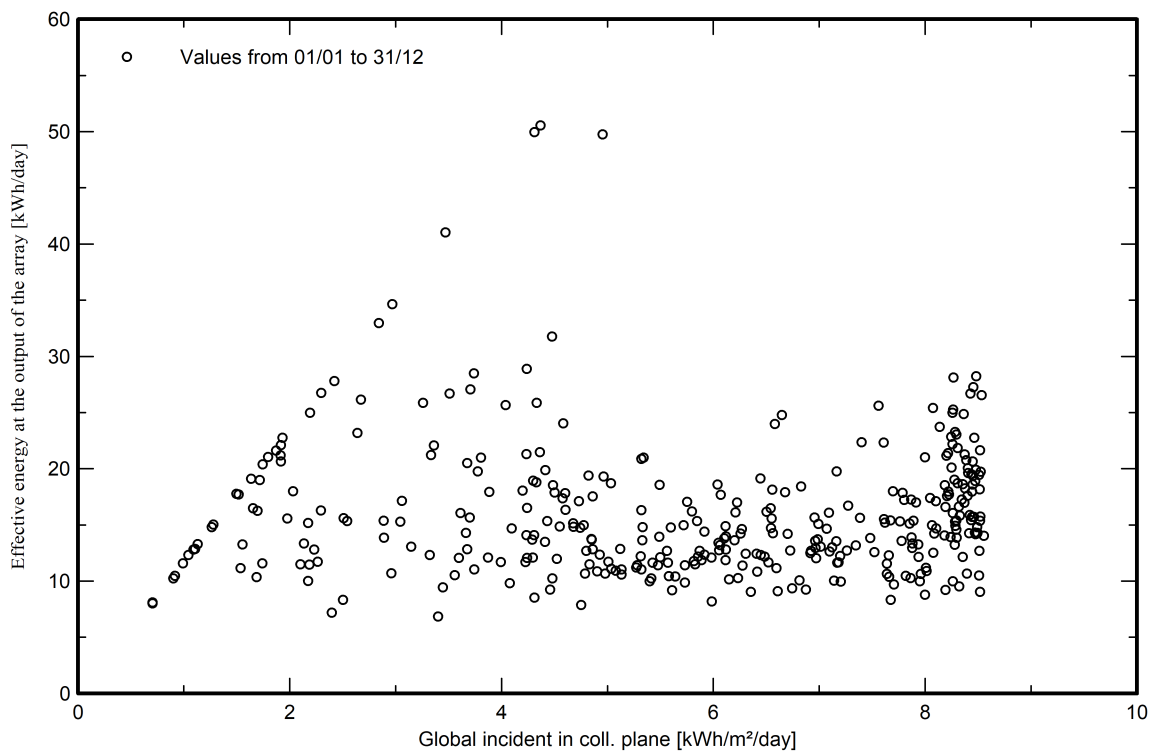
Loss diagram





Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria





Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
Controllers			43207.27
Total			43207.27
Depreciable asset			43207.27

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance Repairs	100.00
Total (OPEX)	100.00

System summary

Total installation cost	43207.27 EUR
Operating costs	100.00 EUR/year
Excess energy (battery full)	16816 kWh/year
Used solar energy	5001 kWh/year
Used energy cost	0.380 EUR/kWh



Financial analysis

Simulation period

Project lifetime 25 years Start year 2023

Income variation over time

Inflation 0.00 %/year
Production variation (aging) -0.30 %/year
Discount rate 0.00 %/year

Financing

Own funds 43207.27 EUR

Electricity sale

Feed-in tariff 0.2382 EUR/kWh

Return on investment

Payback period Unprofitable
Net present value (NPV) -16997.89 EUR
Return on investment (ROI) -39.3 %

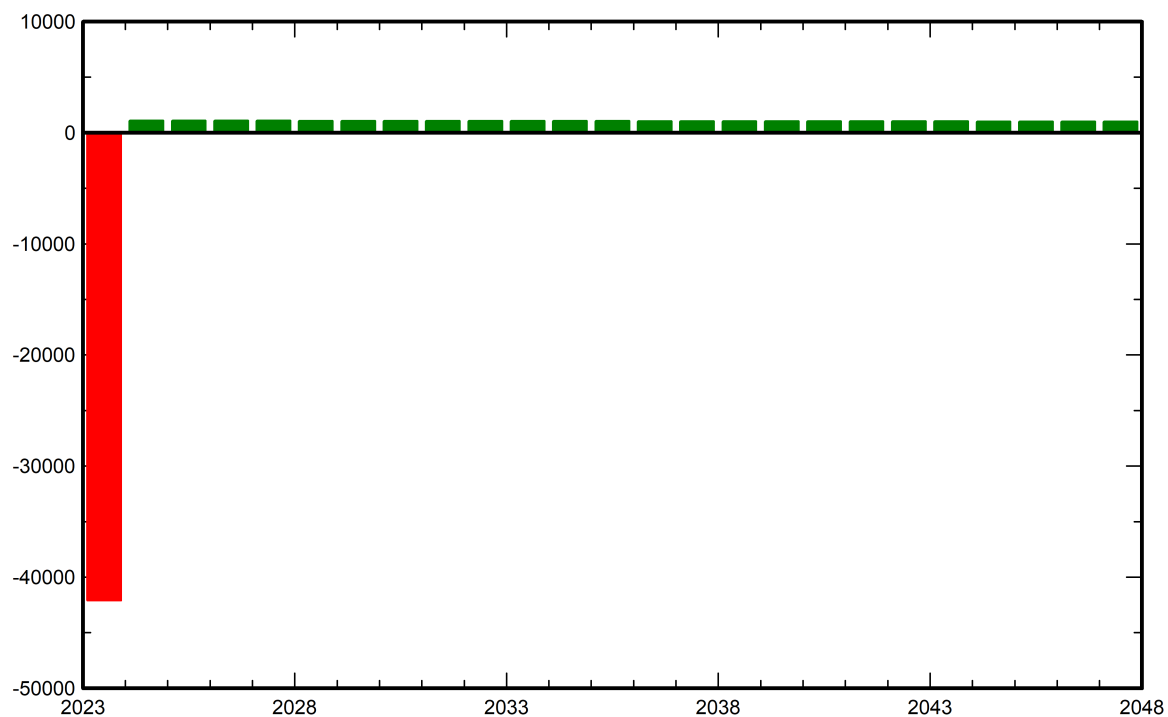
Detailed economic results (EUR)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
2023	1191	100	0	1091	0	1091	-42116	2.5%
2024	1188	100	0	1088	0	1088	-41028	5.0%
2025	1184	100	0	1084	0	1084	-39944	7.6%
2026	1181	100	0	1081	0	1081	-38864	10.1%
2027	1177	100	0	1077	0	1077	-37787	12.5%
2028	1173	100	0	1073	0	1073	-36713	15.0%
2029	1170	100	0	1070	0	1070	-35643	17.5%
2030	1166	100	0	1066	0	1066	-34577	20.0%
2031	1163	100	0	1063	0	1063	-33515	22.4%
2032	1159	100	0	1059	0	1059	-32455	24.9%
2033	1156	100	0	1056	0	1056	-31400	27.3%
2034	1152	100	0	1052	0	1052	-30348	29.8%
2035	1148	100	0	1048	0	1048	-29300	32.2%
2036	1145	100	0	1045	0	1045	-28255	34.6%
2037	1141	100	0	1041	0	1041	-27214	37.0%
2038	1138	100	0	1038	0	1038	-26176	39.4%
2039	1134	100	0	1034	0	1034	-25142	41.8%
2040	1131	100	0	1031	0	1031	-24111	44.2%
2041	1127	100	0	1027	0	1027	-23084	46.6%
2042	1123	100	0	1023	0	1023	-22061	48.9%
2043	1120	100	0	1020	0	1020	-21041	51.3%
2044	1116	100	0	1016	0	1016	-20025	53.7%
2045	1113	100	0	1013	0	1013	-19012	56.0%
2046	1109	100	0	1009	0	1009	-18003	58.3%
2047	1105	100	0	1005	0	1005	-16998	60.7%
Total	28709	2500	0	26209	0	26209	-16998	60.7%

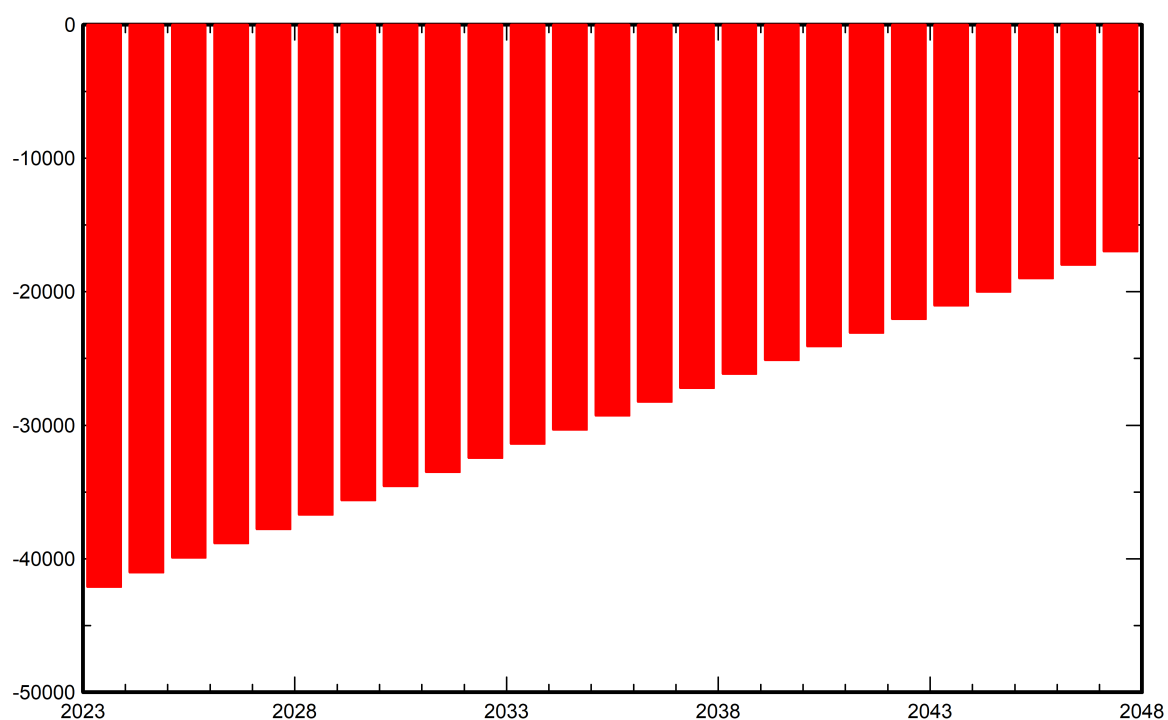


Financial analysis

Yearly net profit (EUR)



Cumulative cashflow (EUR)





Por otro lado, el predimensionado del software es el siguiente:

The screenshot shows the PVsyst software interface with the following data:

Parameter	Value
Necesidades diarias prom. (Ingrese PLOL aceptado)	13.7 kWh/día
Ingrese autonomía solicitada	3.0 día(s)
Voltaje de la batería (usuario)	48 V
Capacidad sugerida	1409 Ah
Potencia FV sugerida	10676 Wp (nom.)

A button labeled "Pre-dimens. detallado" is also visible.

Figura 10: Predimensionado para instalación aislada PVSyst

Se puede apreciar que la potencia fotovoltaica sugerida es de 10676 Wp y la capacidad de la batería de 1409 Ah, valores algo menores que los ofrecidos por el criterio del mes peor. En el apartado siguiente se hará hincapié en analizar estas diferencias.

Para poder simular esta nueva variante necesitamos conocer el presupuesto para la nueva solución, tal y como se muestra en la siguiente tabla.



UNIDAD DE OBRA		CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE
GFV	Módulos JA Solar de 460 W	24	209,81	5.035,44 €
			Precio Total	5.035,44 €
Estructura soporte módulos	Soporte para 6 módulos	4	206,36	825,44
			Precio Total	825,44
Inversor de 5 kW	Inversor monofásico	1	1417,19	1417,19
			Precio Total	1417,19
Batería	Batería Estacionaria BAE 48V 2710Ah	1	13809,39	13809,39
			Precio Total	13809,39
Regulador de carga	Regulador 12V / 24V / 48V 100 A	2	980,25	1960,5
			Precio Total	1960,5
Cableado cc I	Cable unipolar (m)	40	4,89	195,6
	Tubo de PVC (ml)	20	2,91	58,2
	Cable unipolar conexión batería (m)	4	14,97	59,88
	Pequeño material (Ud)	10	5	50
			Precio Total	363,68
Caja de Conexión cc	Portafusibles doble cc 100 A (Ud)	2	25	50
	Caja de conexión (Ud)	1	60	60
	Descargador de sobre tensión Unipolar (Ud)	3	59,58	178,74
	Borneros de conexión	18	3,68	66,24
			Precio Total	354,98
Cableado de corriente alterna	Cable RVK (ml)	30	1,23	36,9
	Pequeño material (Ud)	2	5	10
			Precio Total	46,9
Sistema de puesta a tierra	Cable unipolar (m)	30	1,62	48,6
			Precio Total	48,6
Mano de obra	Horas oficial electricista (Ud)	32	20	640
	Horas ayudante electricista (Ud)	32	15	480
			Precio Total	1120
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL			Precio Total	24.982,12 €
TOTAL PRESUPUESTO	EJECUCIÓN DE MATERIALES			24.982,12 €
	SUMA DE GASTOS GENERALES Y BENEFICIOS			3.997,14 €
		9%G.GLES		2.248,39 €
		7% BENEFIC		1.748,75 €
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA			28.979,26 €
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL			28.979,26 €

Tabla 36: Presupuesto solución óptima de PVSyst para sistema aislado

Los resultados de la simulación con esta nueva variante de diseño se detallan a continuación.

PVsyst - Simulation report

Stand alone system

Project: Instalación Linares sistema aislado

Variant: Sistema aislado optimizado

Stand alone system with batteries

System power: 10.92 kWp

Calle Polonia, 4 Linares - Spain

Author

University of Jaen (Spain)



Project: Instalación Linares sistema aislado

Variant: Sistema aislado optimizado

PVsyst V7.2.16

VC1, Simulation date:
21/08/22 13:45
with v7.2.16

University of Jaen (Spain)

Project summary

Geographical Site

Calle Polonia, 4 Linares
Spain

Situation

Latitude 38.09 °N
Longitude -3.62 °W
Altitude 0 m
Time zone UTC

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Calle Polonia, 4 Linares
PVGIS api TMY

System summary

Stand alone system

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 20 / 15 °

Stand alone system with batteries

User's needs

Ext. defined as file
Consumo C_Polonia 4 Linares.csv

System information

PV Array

Nb. of modules 24 units
Pnom total 10.92 kWp

Battery pack

Technology Lead-acid, vented, tubular
Nb. of units 24 units
Voltage 48 V
Capacity 1610 Ah

Results summary

Available Energy	19113 kWh/year	Specific production	1750 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	21.59 %
Used Energy	4996 kWh/year			Solar Fraction SF	99.89 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Special graphs	7
Cost of the system	8
Financial analysis	9



Project: Instalación Linares sistema aislado

Variant: Sistema aislado optimizado

PVsyst V7.2.16

VC1, Simulation date:
21/08/22 13:45
with v7.2.16

University of Jaen (Spain)

General parameters

Stand alone system

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 20 / 15 °

Stand alone system with batteries

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition

Perez

Diffuse

Imported

Circumsolar

separate

User's needs

Ext. defined as file

Consumo C_Polonia 4 Linares.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
594	326	369	313	445	428	529	466	337	309	354	530	5001	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

JAM78-S10-455-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

455 Wp

Number of PV modules

24 units

Nominal (STC)

10.92 kWp

Modules

2 Strings x 12 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

9.98 kWp

U mpp

493 V

I mpp

20 A

Controller

Universal controller

Technology

MPPT converter

Temp coeff.

-5.0 mV/°C/Elem.

Converter

Maxi and EURO efficiencies

97.0 / 95.0 %

Total PV power

Nominal (STC)

11 kWp

Total

24 modules

Module area

52.1 m²

Battery

Manufacturer

Generic

Model

Sun power VL OPzS 2-2170

Technology

Lead-acid, vented, tubular

Nb. of units

24 in series

Discharging min. SOC

20.0 %

Stored energy

61.8 kWh

Battery Pack Characteristics

Voltage

48 V

Nominal Capacity

1610 Ah (C10)

Temperature

Average between fixed 20 °C
and External

Battery Management control

Threshold commands as

SOC calculation

Charging

SOC = 0.92 / 0.75

approx.

54.7 / 49.5 V

Discharging

SOC = 0.20 / 0.45

approx.

46.4 / 48.3 V

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction

3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

405 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop

0.7 V

Loss Fraction

0.1 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.1 %



PVsyst V7.2.16

VC1, Simulation date:
21/08/22 13:45
with v7.2.16

University of Jaen (Spain)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, $n = 1.526$

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

Spectral correction

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



PVsyst V7.2.16

VC1, Simulation date:
21/08/22 13:45
with v7.2.16

University of Jaen (Spain)

Main results

System Production

Available Energy 19113 kWh/year
Used Energy 4996 kWh/year
Excess (unused) 13693 kWh/year

Loss of Load

Time Fraction 0.1 %
Missing Energy 6 kWh/year

Specific production 1750 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 21.59 %
Solar Fraction SF 99.89 %

Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 96.9 %
Static SOW 90.4 %
Battery lifetime 10.4 years

Economic evaluation

Investment

Global 28979.26 EUR
Specific 2.65 EUR/Wp

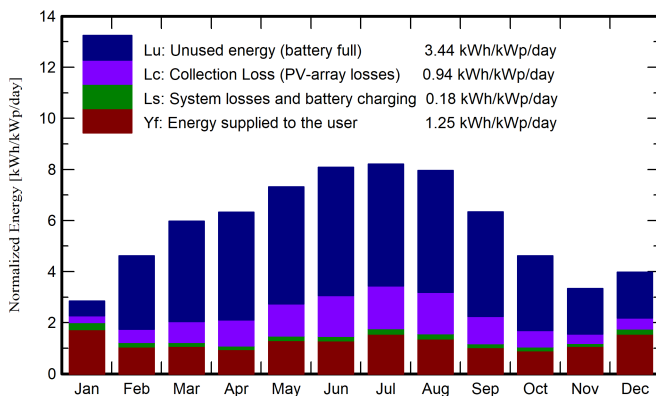
Yearly cost

Annuities 0.00 EUR/yr
Run. costs 100.00 EUR/yr
Payback period Unprofitable

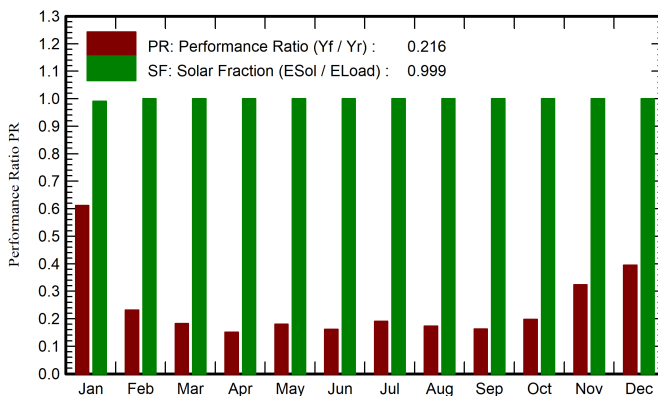
LCOE

Energy cost 0.02 EUR/kWh

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	65.5	82.0	841	192	5.538	588.6	594.1	0.991
February	98.6	121.5	1232	874	0.000	326.4	326.4	1.000
March	155.9	174.7	1723	1324	0.000	368.9	368.9	1.000
April	176.9	178.8	1717	1378	0.000	313.4	313.4	1.000
May	223.7	214.0	2027	1548	0.000	444.6	444.6	1.000
June	246.5	229.0	2102	1642	0.000	427.5	427.5	1.000
July	255.0	240.4	2186	1610	0.000	528.8	528.8	1.000
August	232.5	233.1	2119	1611	0.000	466.1	466.1	1.000
September	165.1	179.7	1709	1337	0.000	337.5	337.5	1.000
October	114.6	134.9	1328	989	0.000	309.1	309.1	1.000
November	74.0	94.1	953	584	0.000	354.5	354.5	1.000
December	79.9	115.2	1178	604	0.000	530.3	530.3	1.000
Year	1888.2	1997.4	19113	13693	5.538	4995.5	5001.1	0.999

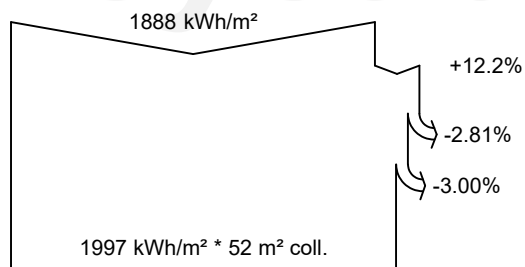
Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
E_Avail Available Solar Energy
EUnused Unused energy (battery full)
E_Miss Missing energy

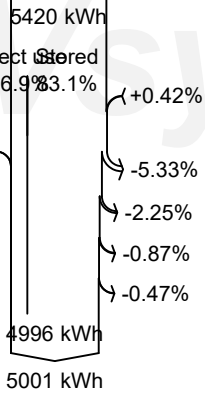
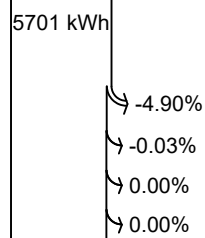
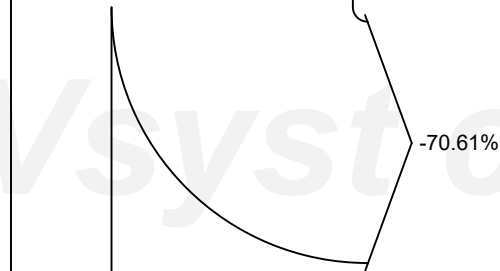
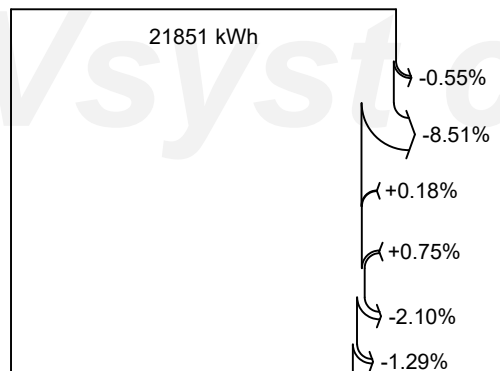
E_User Energy supplied to the user
E_Load Energy need of the user (Load)
SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)



Loss diagram



efficiency at STC = 20.99%



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Spectral correction

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Unused energy (battery full)

Effective energy at the output of the array

Converter Loss during operation (efficiency)

Converter Loss due to power threshold

Converter Loss over nominal conv. voltage

Converter Loss due to voltage threshold

Converter losses (effic, overload)

Battery Storage

Battery Stored Energy balance

Battery efficiency loss

Charge/Disch. Current Efficiency Loss

Gassing Current (electrolyte dissociation)

Battery Self-discharge Current

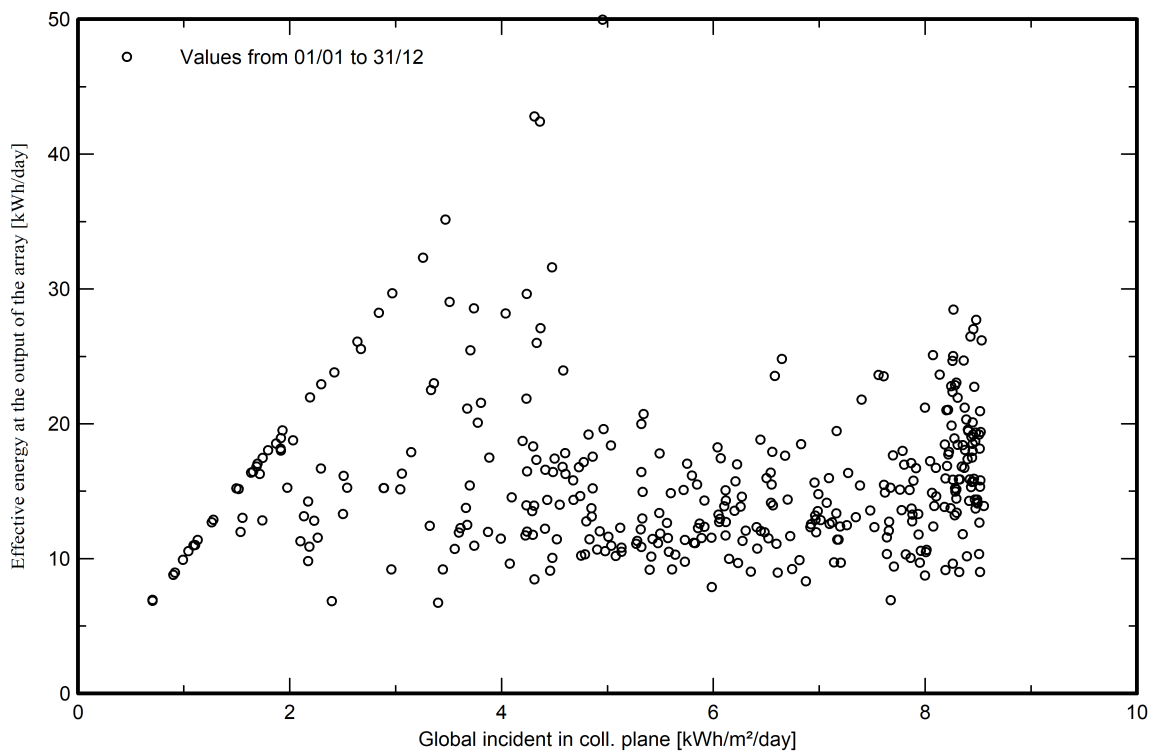
Energy supplied to the user

Energy need of the user (Load)



Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria





PVsyst V7.2.16

VC1, Simulation date:
21/08/22 13:45
with v7.2.16

University of Jaen (Spain)

Cost of the system

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
Controllers			28979.26
Total			28979.26
Depreciable asset			28979.26

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance Repairs	100.00
Total (OPEX)	100.00

System summary

Total installation cost	28979.26 EUR
Operating costs	100.00 EUR/year
Excess energy (battery full)	13693 kWh/year
Used solar energy	4996 kWh/year
Used energy cost	0.262 EUR/kWh



PVsyst V7.2.16

VC1, Simulation date:
21/08/22 13:45
with v7.2.16

University of Jaen (Spain)

Financial analysis

Simulation period

Project lifetime 25 years Start year 2023

Income variation over time

Inflation 0.00 %/year
Production variation (aging) -0.30 %/year
Discount rate 0.00 %/year

Financing

Own funds 28979.26 EUR

Electricity sale

Feed-in tariff 0.2382 EUR/kWh

Return on investment

Payback period Unprofitable
Net present value (NPV) -2801.84 EUR
Return on investment (ROI) -9.7 %

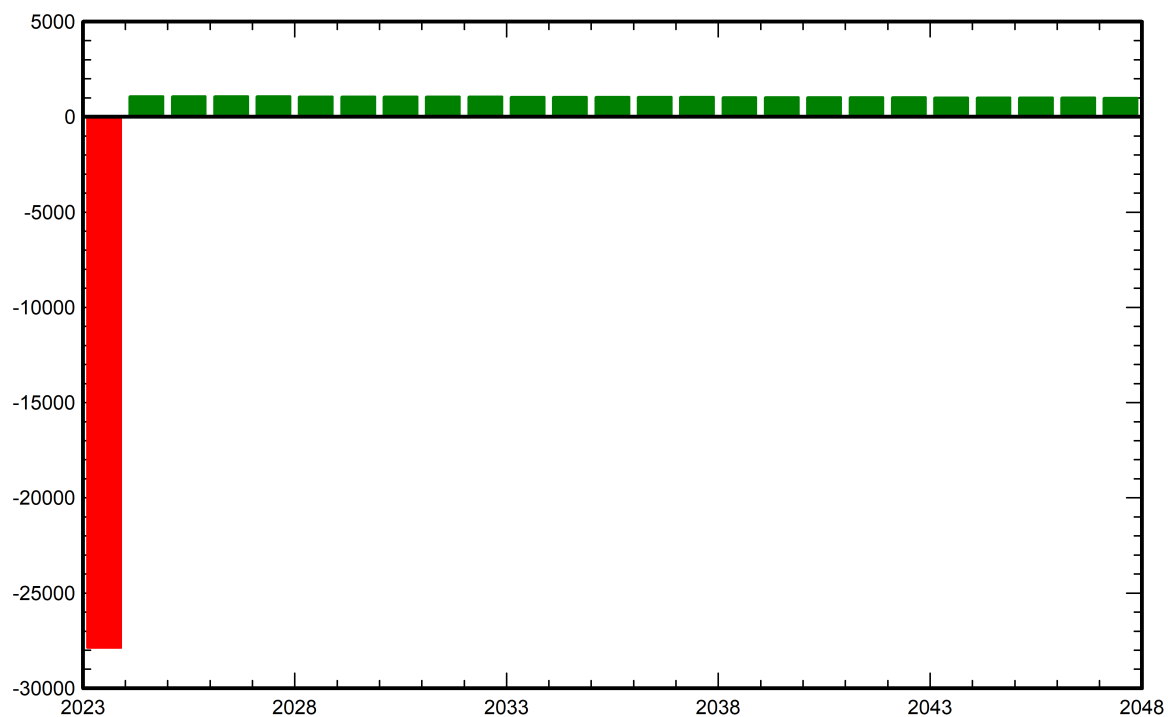
Detailed economic results (EUR)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
2023	1190	100	0	1090	0	1090	-27889	3.8%
2024	1186	100	0	1086	0	1086	-26803	7.5%
2025	1183	100	0	1083	0	1083	-25720	11.2%
2026	1179	100	0	1079	0	1079	-24641	15.0%
2027	1176	100	0	1076	0	1076	-23565	18.7%
2028	1172	100	0	1072	0	1072	-22493	22.4%
2029	1169	100	0	1069	0	1069	-21425	26.1%
2030	1165	100	0	1065	0	1065	-20360	29.7%
2031	1161	100	0	1061	0	1061	-19298	33.4%
2032	1158	100	0	1058	0	1058	-18241	37.1%
2033	1154	100	0	1054	0	1054	-17186	40.7%
2034	1151	100	0	1051	0	1051	-16136	44.3%
2035	1147	100	0	1047	0	1047	-15089	47.9%
2036	1144	100	0	1044	0	1044	-14045	51.5%
2037	1140	100	0	1040	0	1040	-13005	55.1%
2038	1136	100	0	1036	0	1036	-11969	58.7%
2039	1133	100	0	1033	0	1033	-10936	62.3%
2040	1129	100	0	1029	0	1029	-9907	65.8%
2041	1126	100	0	1026	0	1026	-8881	69.4%
2042	1122	100	0	1022	0	1022	-7859	72.9%
2043	1119	100	0	1019	0	1019	-6840	76.4%
2044	1115	100	0	1015	0	1015	-5825	79.9%
2045	1111	100	0	1011	0	1011	-4814	83.4%
2046	1108	100	0	1008	0	1008	-3806	86.9%
2047	1104	100	0	1004	0	1004	-2802	90.3%
Total	28677	2500	0	26177	0	26177	-2802	90.3%

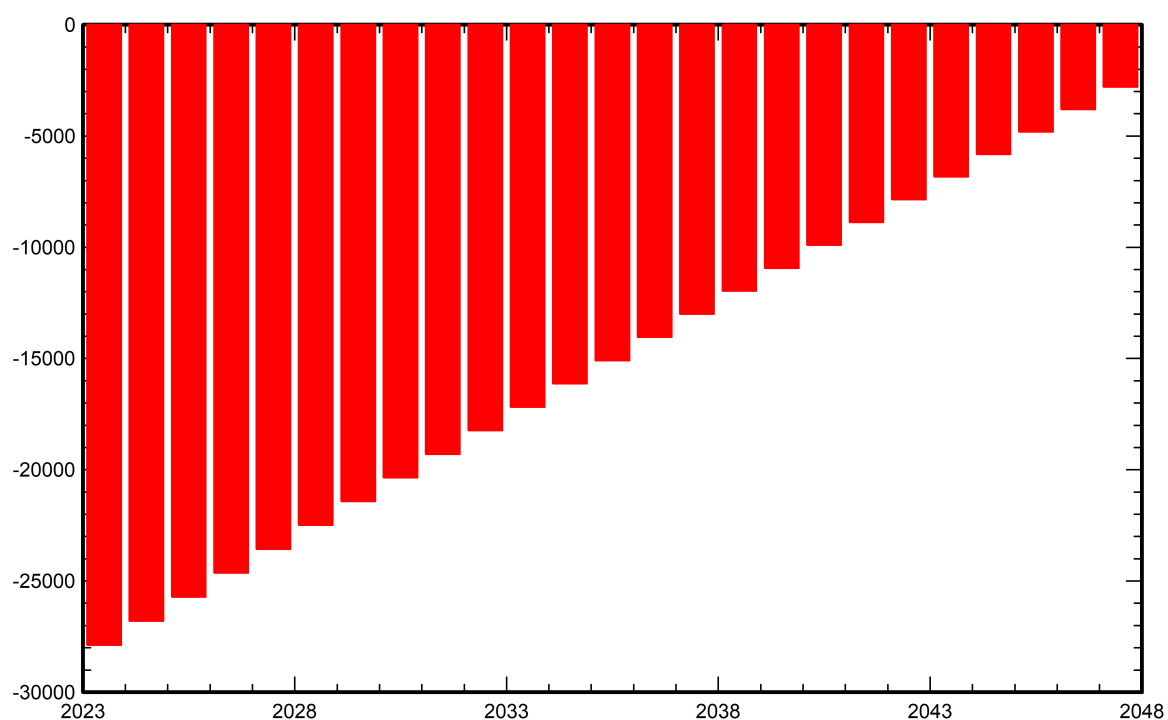


Financial analysis

Yearly net profit (EUR)



Cumulative cashflow (EUR)





Se puede observar como en esta simulación en el mes más desfavorable (enero), la producción prácticamente iguala al consumo, tal y como se realizó con la hoja de cálculo. Por lo que sería la potencia óptima para esta modalidad.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS

En el presente capítulo se muestra la comparativa de resultados del software de elaboración por el presente autor con el software comercial PVSyst. Además, se recoge la solución final adoptada para la vivienda objeto de este trabajo.

3.1. Comparativa solución de autoconsumo convencional

Los resultados obtenidos por medio de los dos software se muestran en la siguiente tabla:

	VALORES ANUALES (kWh)					VAN (€)	Pay-Back (años)
	E. FV producida	Consumo	Consumo directo FV	FV a Red	Red a consumo		
Resultados software propio	5205	5001,09	2434	2770	2566	12540,68	6
Resultados PVSyst	5170	5001,1	2363	2735	2638	13654,22	6
Error relativo	0,68%	0,00%	3,00%	1,28%	2,73%	8,16%	0,00%

Tabla 37: Comparativa de resultados sistema de autoconsumo

En la tabla 37 se observan los resultados obtenidos para los dos algoritmos de cálculo. Se observa que la diferencia del software comercial con el de elaboración propia es mínima.

Las principales diferencias surgen ya que PVSyst emplea el año meteorológico típico para datos de irradiancia, y en la hoja de cálculo programada se ha empleado el promedio de los 5 últimos años de los que se tienen datos, tal y como se indicó en el apartado 2.4. Bases de cálculo

También hay que indicar que PVSyst cuenta con un potente configurador de pérdidas y en la hoja de cálculo se han estimado en base a datos experimentales conocidos procedentes de ensayos en campo.



3.2. Comparativa solución de autoconsumo con baterías

En este apartado además de los balances energéticos empleados anteriormente se ha de añadir el balance con la batería, teniendo en cuenta el rendimiento medio y el estado de carga inicial y final, con los límites de carga y descarga establecidos.

En la siguiente tabla se presentan los resultados de la comparativa:

	VALORES ANUALES (kWh)						
	E. FV producida	Consumo	Consumo directo FV+Batería a consumo	FV a Red	Red a consumo	VAN (€)	
Resultados software propio	5205	5001,092	3075	2062	1925	11300,4	7,5
Resultados PVSyst	5180	5001,1	3093	1947	1908	10684,38	7,7
Error relativo	0.48%	0.00%	0.58%	5.91%	0.89%	5.77%	2.60%

Tabla 38: Comparativa de resultados sistema de autoconsumo con baterías

De nuevo, se observa que la discrepancia es muy pequeña. No obstante, en este caso el balance de energía que se inyecta a la red difiere algo más ya que al realizar el balance energético influye bastante el valor de irradiancia que se esté tomando para el espacio temporal en cuestión, y dado que un software toma datos del año meteorológico típico y el otro de un promediado, es en estos balances donde aparecen las mayores diferencias por no emplear el mismo criterio para la selección de las irradiancias.



3.3. Comparativa solución sistema aislado

Como se pudo observar en el apartado anterior según el criterio del mes peor obteníamos una potencia fotovoltaica algo mayor que la propuesta por el software PVSyst. Esto es debido principalmente a que según el dimensionado del mes peor de la hoja de cálculo, se fijó un Performance Ratio [9] de 0.7, según criterio del diseñador, en este caso el autor de este trabajo.

Sin embargo, a la hora de dimensionar en PVSyst no tenemos opción a introducir ese PR estimado, sino que, lo que se introduce son todos los porcentajes de pérdidas que intervienen. Y en este caso el cómputo global de todas estas pérdidas son algo menores que un 30%. Es por ello, que sale una potencia fotovoltaica más pequeña.

Si modificamos el PR en la hoja de cálculo e imponemos que sea de 0.8, el valor de potencia requerida pasa a ser de 10,59 kW. Un valor ya muy similar al ofrecido en la simulación.

Este es el principal motivo de esta diferencia, pero también interviene que en lugar de año meteorológico típico, la hoja de cálculo emplea datos de irradiancia de un promediado anual por lo que al hacer el cálculo de la potencia para enero toma un valor de irradiancia que no es exactamente el mismo que el que emplea el software comercial. Aunque esta diferencia puede resultar insignificativa.

A continuación, se muestra la comparativa de los balances energéticos, para la potencia fotovoltaica de 10.92 kW

	VALORES ANUALES (kWh)		
	E. FV producida	Consumo	Energía perdida
Resultados software propio	17768,51	5001,09	12520,75
Resultados PVSyst	18404	5001,1	12882,97
Error relativo	3,45%	0,00%	2,81%

Tabla 39: Comparativa de resultados sistema aislado

CAPÍTULO 4. PRESUPUESTO

Los diferentes presupuestos se han expuesto en cada uno de los apartados para facilitar la comprensión de cada uno de estos capítulos.

En forma de resumen, se muestra un gráfico ilustrativo donde se observa la cuantía económica de cada instalación y el periodo de retorno de la inversión.

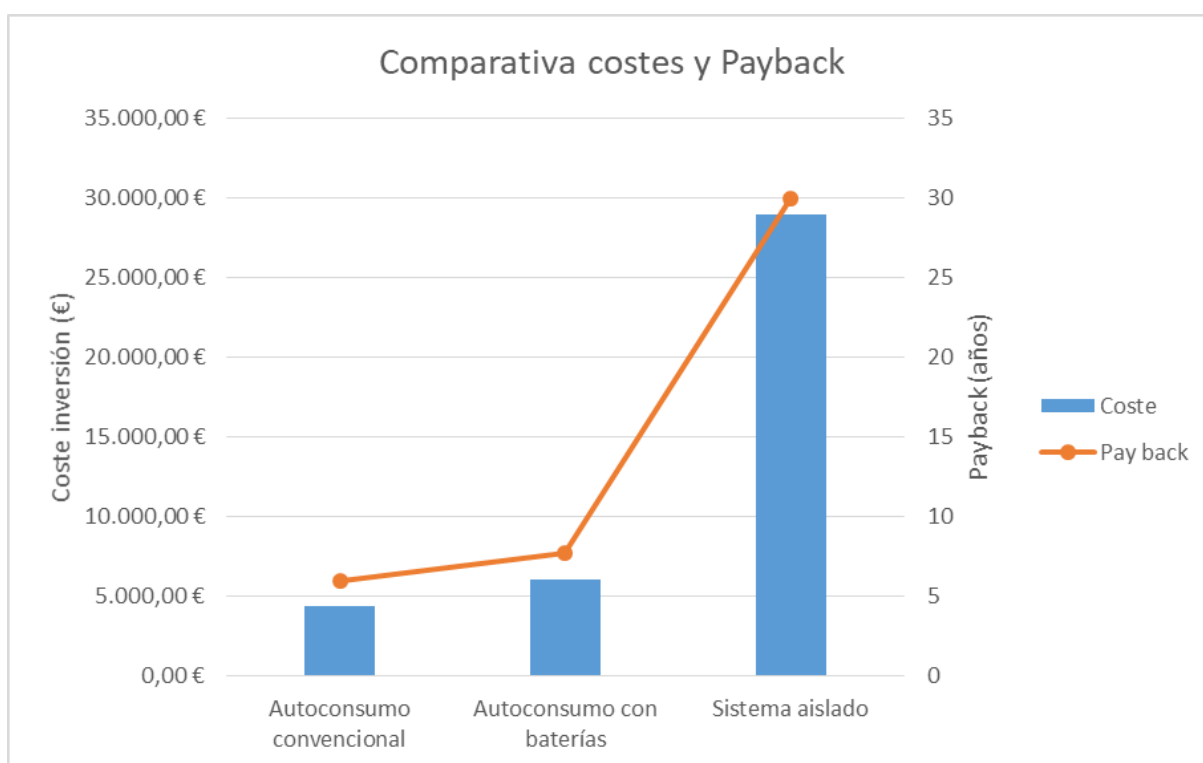


Figura 11: Comparativa de costes y Payback de las diferentes instalaciones



CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Tras lo expuesto en la presente memoria se puede concluir de forma satisfactoria, alcanzándose todos los objetivos propuestos.

En primer lugar, se ha desarrollado un software para poder simular y dimensionar los tres tipos de instalaciones planteadas.

A su vez, se ha podido contrastar y validar con uno de los software comerciales más potentes para el cálculo de instalaciones fotovoltaicas.

Y además se ha llegado a la conclusión del tipo de instalación, de entre las tres candidatas, que ofrece la mayor ventaja económica.

El proyecto ha sido realizado permitiendo en todo momento que se hayan propuesto y analizado diversas opciones para cada uno de los sistemas, descartando las no válidas o no óptimas, hasta llegar a un diseño coherente.

Mediante este Trabajo de Fin de Máster el alumno ha sido capaz de poner en práctica los conocimientos adquiridos a lo largo de su etapa de formación, no sólo en cuanto a cálculo y dimensionado de sistemas fotovoltaicos de forma teórica, sino que ha ampliado conocimientos en otras áreas como la programación, economía, el diseño eléctrico y electrónico, selección de equipos, etc.

Finalmente, se ha de concluir exponiendo que para viviendas con consumos no muy elevados de hasta 15-18 kWh/día la mejor opción tanto por simplicidad y bajo mantenimiento, así como por ventaja económica, al ofrecer el menor plazo de retorno de la inversión, es optar por sistemas de autoconsumo convencionales sin baterías.

Como trabajo futuro se presenta el introducir al software de cálculo de elaboración propia otro apartado para el cálculo y dimensionado de bombeo solar.

Por otro lado, sería de gran interés volver a realizar este estudio dentro de unos años, con la evolución de la tecnología de las baterías y la reducción de costes, para seguir comprobando que la opción de autoconsumo convencional es la óptima o por



el contrario se ha abierto camino a las instalaciones de autoconsumo con baterías inteligentes.

El gran auge de las instalaciones fotovoltaicas está provocando que se pueda ahorrar una gran cantidad de dinero en la factura de la luz y no hay duda de que el futuro pasa por la sustitución de energías contaminantes que se basan en combustibles fósiles por las renovables (solar, eólica e hidráulica). Así como centrar la generación y consumo mediante las Mini-Grid [10].



6. REFERENCIAS

- [1] Potente software comercial para instalaciones fotovoltaicas diseñado para ser utilizado por arquitectos, ingenieros e investigadores.
- [2] Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica.
- [3] Valor actual neto.
- [4] Modelo matemático para estimar la temperatura media de célula.
- [5] Ángulo de orientación respecto al sur.
- [6] Tasa interna de retorno.
- [7] Costo nivelado de la energía.
- [8] Sistema de Gestión de Baterías.
- [9] Relación entre la salida de energía real y la teóricamente posible.
- [10] Red de distribución de electricidad fuera de la red que implica la generación de electricidad a pequeña escala.



7. ANEXOS

7.1. ANEXO 1: HOJA DE CARACTERÍSTICAS PANEL SOLAR

Mono

470W MBB Half-Cell Module

JAM72S20 445-470/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

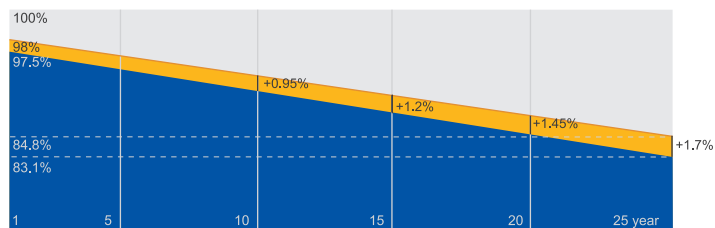


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation
Over 25 years



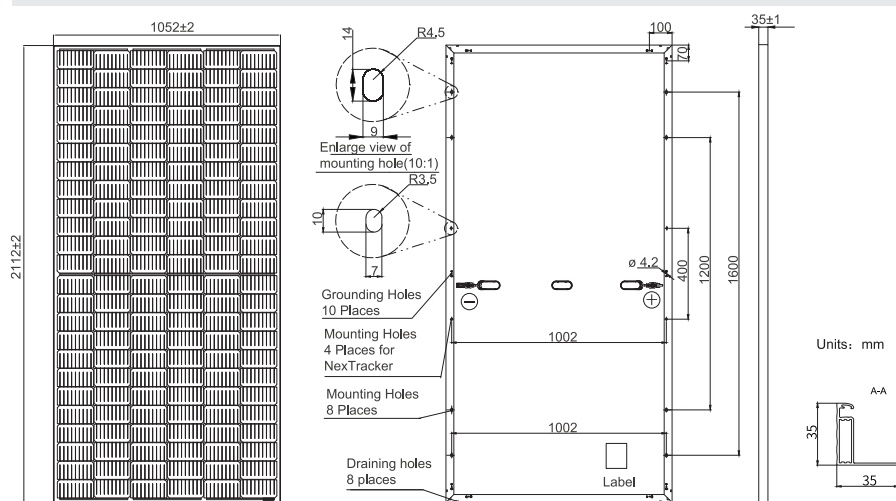
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

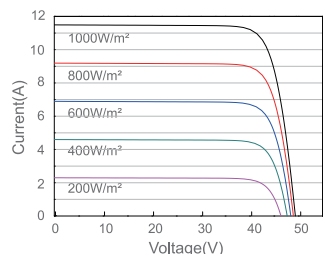
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

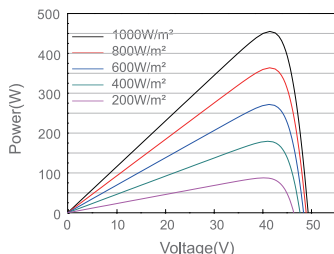
TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355	Operating Temperature	-40 C ~+85 C
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84	Maximum Series Fuse Rating	20A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10	Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112 lb/ft²) 2400Pa(50 lb/ft²)
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42	NOCT	45±2 C
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86	Safety Class	Class II
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G						Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

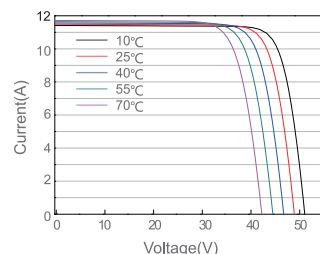
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR





7.2. ANEXO 2: HOJA DE CARACTERÍSTICAS INVERSOR

FRONIUS PRIMO

/ El inversor comunicativo para la optimización de la gestión de energía



/ Tecnología SnapINverter



/ Comunicación de datos integrada



/ Diseño SuperFlex



/ Seguimiento inteligente GMPP



/ Smart Grid Ready



/ Inyección cero



/ Dentro de la gama SnapINverter y con un rango de potencia entre 3,0 y 8,2 kW, el inversor monofásico Fronius Primo es el equipo perfecto para cubrir las necesidades de cualquier hogar. Gracias a su doble MPPT y su innovador diseño SuperFlex, es capaz de sacar el máximo rendimiento de las instalaciones en tejado. Con el sistema de montaje SnapInverter, la instalación y mantenimiento son más fáciles que nunca. El inversor Fronius Primo puede completarse de manera opcional con un Fronius Smart Meter, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además que el inversor no inyecte energía a la red eléctrica.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ max.1} / I_{dc\ max.2}$)	12 A / 12 A				
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ /MPP ₂)	18 A / 18 A				
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ min.}$)	80 V				
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	80 V				
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	710 V				
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ max.}$)	1.000 V				
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ min.} - U_{mpp\ max.}$)	200 - 800 V			210 - 800 V	240 - 800 V
Número de seguidores MPP	2				
Número de entradas CC	2 + 2				
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ max.}$)	4,5 kW _{pico}	5,3 kW _{pico}	5,5 kW _{pico}	6,0 kW _{pico}	6,9 kW _{pico}

DATOS DE SALIDA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	3.000 W	3.500 W	3.680 W	4.000 W	4.600 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.500 VA	3.680 VA	4.000 VA	4.600 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac\ nom.}$)	13,0 A	15,2 A	16,0 A	17,4 A	20,0 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	< 5 %				
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0,85 - 1 ind. / cap.				

DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DATOS GENERALES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm				
Peso	21,5 kg				
Tipo de protección	IP 65				
Clase de protección	1				
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾	2 / 3				
Consumo nocturno	< 1 W				
Concepto de inversor	Sin transformador				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	-40 - +55 °C				
Humedad de aire admisible	0 - 100 %				
Máxima altitud	4.000 m				
Tecnología de conexión CC	Conexión de 4x CC+ y 4x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Tecnología de conexión principal	Conexión de 3 polos CA bornes roscados 2.5 - 16 mm ²				
Certificados y cumplimiento de normas	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105				

RENDIMIENTO	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Máximo rendimiento	97,9 %	98,0 %	98,0 %	98,0 %	98,0 %
Rendimiento europeo (η _{EU})	96,1 %	96,8 %	96,8 %	97,0 %	97,0 %
η con 5 % P _{ac,r} ²⁾	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %
η con 10 % P _{ac,r} ²⁾	84,1 / 86,5 / 86,1 %	86,3 / 93,6 / 91,8 %	86,3 / 93,6 / 91,8 %	86,6 / 93,9 / 92,2 %	88,9 / 94,4 / 92,9 %
η con 20 % P _{ac,r} ²⁾	90,3 / 95,5 / 94,8 %	91,6 / 96,2 / 95,2 %	91,6 / 96,2 / 95,2 %	92,2 / 96,7 / 95,6 %	93,0 / 97,0 / 95,9 %
η con 25 % P _{ac,r} ²⁾	91,8 / 96,4 / 95,1 %	92,7 / 96,9 / 95,8 %	92,7 / 96,9 / 95,8 %	93,2 / 97,2 / 96,1 %	93,9 / 97,2 / 96,6 %
η con 30 % P _{ac,r} ²⁾	92,7 / 96,9 / 96,0 %	93,5 / 97,2 / 96,3 %	93,5 / 97,2 / 96,3 %	94,0 / 97,2 / 96,8 %	94,5 / 97,3 / 96,9 %
η con 50 % P _{ac,r} ²⁾	94,5 / 97,4 / 97,0 %	95,0 / 97,7 / 97,3 %	95,0 / 97,7 / 97,3 %	95,2 / 97,8 / 97,4 %	95,6 / 97,9 / 97,6 %
η con 75 % P _{ac,r} ²⁾	95,4 / 97,9 / 97,7 %	95,6 / 97,8 / 97,8 %	95,6 / 97,8 / 97,8 %	95,8 / 97,9 / 97,8 %	96,0 / 97,9 / 97,8 %
η con 100 % P _{ac,r} ²⁾	95,7 / 97,9 / 97,8 %	95,8 / 98,0 / 97,8 %	95,8 / 98,0 / 97,8 %	95,9 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 97,9 / 98,0 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %				

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Medición del aislamiento CC	Sí				
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC	Sí				
Protección contra polaridad inversa	Sí				

INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A) ³⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) ³⁾	Fronius Solar Net				
Salida de aviso ³⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)				
Datalogger y Servidor web	Incluido				
Input externo ³⁾	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

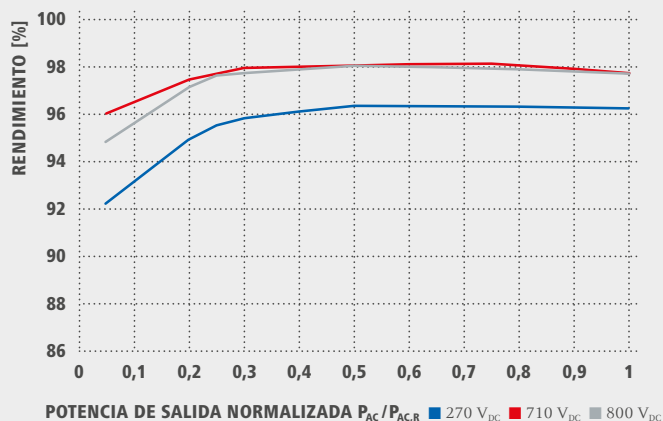
¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

²⁾ Y con Umpp mín. / Udc,r / Umpp máx.

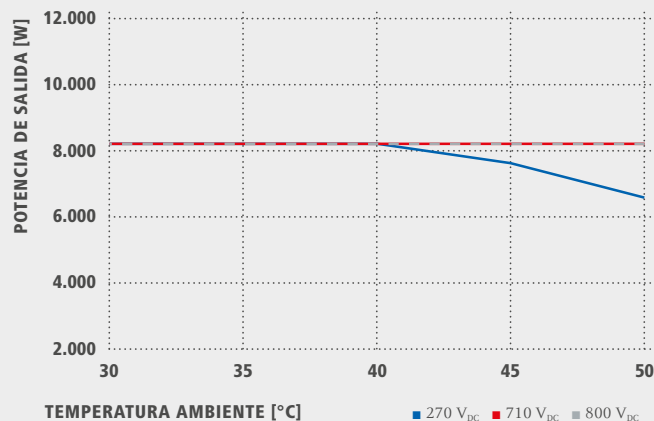
³⁾ También disponible en la versión light.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS PRIMO 8.2-1



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS PRIMO 8.2-1



DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (5.0-1, 6.0-1, 8.2-1)

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.\ 1} / I_{dc\ máx.\ 2}$)	12 A / 12 A	18 A / 18 A	
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ /MPP ₂)	18 A / 18 A	27 A / 27 A	
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)	80 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio (U_{dc} arranque)	80 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	710 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)	1.000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	240 - 800 V		270 - 800 V
Número de seguidores MPP	2		
Número de entradas CC	2 + 2		
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	7,5 kW _{pico}	9,0 kW _{pico}	12,3 kW _{pico}

DATOS DE SALIDA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	5.000 W	6.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	8.200 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac\ nom.}$)	21,7 A	26,1 A	35,7 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)		
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Coefficiente de distorsión no lineal	< 5 %		
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0,85 - 1 ind. / cap.		

DATOS GENERALES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm		
Peso	21,5 kg		
Tipo de protección	IP 65		
Clase de protección	1		
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾	2 / 3		
Consumo nocturno	< 1 W		
Concepto de inversor	Sin transformador		
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada		
Instalación	Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente	-40 - +55 °C		
Humedad de aire admisible	0 - 100 %		
Máxima altitud	4.000 m		
Tecnología de conexión CC	Conexión de 4x CC+ y 4x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm ²		
Tecnología de conexión principal	Conexión de 3 polos CA bornes roscados 2.5 - 16 mm ²		
Certificados y cumplimiento de normas	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105		

¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

RENDIMIENTO	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Máximo rendimiento	98,0 %	98,0 %	98,1 %
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,1 %	97,3 %	97,5 %
η con 5 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	80,8 / 82,5 / 82,5 %	84,6 / 86,5 / 86,0 %	85,5 / 89,6 / 88,5 %
η con 10 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	89,6 / 94,8 / 93,1 %	90,5 / 95,5 / 94,6 %	92,2 / 96,0 / 94,8 %
η con 20 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	93,4 / 97,2 / 96,2 %	94,0 / 97,2 / 96,8 %	94,9 / 97,4 / 97,2 %
η con 25 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	94,1 / 97,3 / 96,8 %	94,7 / 97,4 / 97,0 %	95,5 / 97,7 / 97,6 %
η con 30 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	94,7 / 97,4 / 97,0 %	95,1 / 97,6 / 97,3 %	95,8 / 97,9 / 97,7 %
η con 50 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	95,8 / 97,9 / 97,7 %	96,0 / 97,9 / 97,8 %	96,3 / 98,0 / 98,0 %
η con 75 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,1 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 98,0 / 98,0 %	96,3 / 98,1 / 97,9 %
η con 100 % $P_{ac,r}$ ¹⁾	96,2 / 97,9 / 97,9 %	96,2 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 97,7 / 97,7 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %		

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Medición del aislamiento CC	Sí		
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia		
Seccionador CC	Sí		
Protección contra polaridad inversa	Sí		

INTERFACES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
6 inputs y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda		
USB (Conector A) ²⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB		
2 conectores RJ 45 (RS422) ²⁾	Fronius Solar Net		
Salida de aviso ²⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)		
Datalogger y Servidor web	Incluido		
Input externo ²⁾	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión		
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador		

¹⁾ Y con Umpp mín. / Udc,r / Umpp máx.

²⁾ También disponible en la versión light.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3.000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1.000 patentes concedidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite www.fronius.com

v04 Nov 2014 ES

Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial LA CARPETANIA
Miguel Faraday 2
28906 Getafe (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
Fax +34 91 649 60 44
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-953940
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com



7.3. ANEXO 3: HOJA DE CARACTERÍSTICAS BATERÍA DE LITIO



**LOW VOLTAGE ENERGY STORAGE SYSTEM
-FOR RESIDENTIAL AND SME**

Pylon Technologies Co., Ltd.

As the leading vertically integrated manufacturer of lithium iron phosphate battery systems, Pylontech has provided various battery solutions for nearly all kinds of ESS applications.

Thanks to our self-developed core technology in cells/BMS/system design, Pylontech has delivered more than 2.0GWH batteries serving 120,000+ users.



Vertical industry integration chain



Advantage

- Developed with our own LFP (lithium iron phosphate) cell to ensure the highest safety
- Self-designed BMS protects the cell in all angels such as abnormal temperature, current, voltage, SoC, SoH
- Vertical industry integration ensures more than 6000 cycles with 95% DoD
- Modular design gives the end customers the power of choice of capacity
- Compatible with most of the available Hybrid inverters
- Simple buckle fixing minimize the installation time and cost
- Backward compatibility with existing US series product
- Pre-charge function to protect ESS system from surge current



CE UN38.3

Specification



Basic Parameters	US2000C	US3000C	Phantom-S
Nominal Voltage (V)	48	48	48
Nominal Capacity (Wh)	2400	3552	2400
Usable Capacity (Wh)	2280	3374.4	2200
Dimension (mm)	442*410*89	442*420*132	440*440*88.5
Weight (Kg)	24	32	24
Discharge Voltage (V)	44.5 ~ 53.5	44.5 ~ 53.5	44.5 ~ 53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5	52.5~53.5	52.5~53.5
Charge / Discharge Current (A)	25(Recommend)	37 (Recommend)	25(Recommend)
	50 (Max)	74 (Max)	50 (Max)
	90 (Peak@15s)	90 (Peak@15s)	100 (Peak@15s)
Communication Port	RS485, CAN	RS485, CAN	RS485, CAN
Single string quantity(pcs)	16	16	8
Working Temperature/℃	0~50	0~50	0~50
Shelf Temperature/℃	-20~60	-20~60	-20~60
Humidity	5%~95%	5%~95%	5%~95%
Altitude (m)	<2000	<2000	<2000
Design life	15 ⁺ Years (25℃/77℉)	15 ⁺ Years (25℃/77℉)	15 ⁺ Years (25℃/77℉)
Cycle Life	>6000, 25 C	>6000, 25 C	>6000, 25 C
Authentication Level	IEC62619/CE /UN38.3	VDE2510-50/IEC62619/UL1973 UL9540A/CE/UN38.3	IEC62619/CE /UN38.3
Feature	Pre-Charge Dual-active protection Flexible current steps Dry contact wake up	Pre-Charge Dual-active protection Flexible current steps Dry contact wake up	

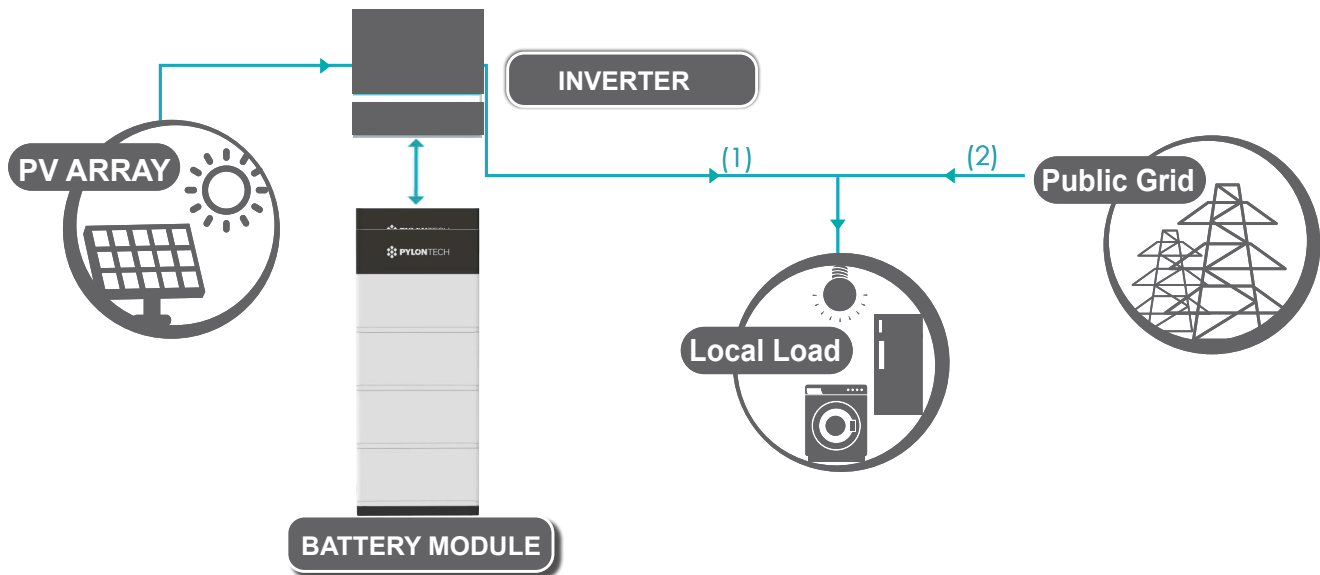
PYLONTECH FORCE SERIES

Pylontech Force L1 is the latest version of HESS (home energy storage system), inherit with our modular design concept, combined with easy installation, simple connectors and outdoor compatibility, the furniture type of equipment is your ideal place to hold your valuable force - the electricity.

Advantages

1. Modular design gives highest flexibility
2. LFP cell inside enable longest life and highest safety
3. Quick connector to save installation time
4. Furniture like design suits both indoor and outdoor installation
5. Proven BMS with widest compatibilities with inverters

Solution of ESS



Technical Specification

FORCE L1



Battery Module	2	3	4	5	6	7
Battery System Capacity (kWh)	7.10	10.65	14.21	17.76	21.31	24.86
Voltage Range (V)	44.5~54					
Dimension (W*D*H mm)	600*380*530	600*380*700	600*380*870	600*380*1040	600*380*1210	600*380*1380
Weight (kg)	84	119	154	189	224	259
Depth of Discharge	90%					
Charge/Discharge (Recommend)	30	45	60	75	90	100
Current(A) (Continuous)	75	100	100	100	100	100
(Peak@15s)	105	105	105	105	105	105
Communication	CAN,RS485					
Protection Class	IP55					
Working Temperature(℃)	0~50					
Storage Temperature(℃)	-20~60					
Humidity	5%-95%					
Altitude (M)	<2000					
Design Life	15 ⁺ Years (25℃/°F)					
Cycle Life	>6000, 25℃					
Authentication Level	VDE/IEC62619/CE/UN38.3					

Technical Specification

FORCE L2



Battery Module	2	3	4
Battery System Capacity (kWh)	7.10	10.65	14.21
Voltage Range (V)	44.5~54		
Dimension (W*D*H mm)	450*300*820	450*300*1120	450*300*1410
Weight (kg)	83	119	155
Depth of Discharge	90%		
Charge/Discharge (Recommend)	30	45	60
Current(A) (Continuous)	75	100	100
(Peak@15s)	105	105	105
Communication	CAN,RS485		
Protection Class	IP55		
Working Temperature(℃)	0~50		
Storage Temperature(℃)	-20~60		
Humidity	5%-95%		
Altitude (M)	<2000		
Design Life	15 ⁺ Years (25℃/°F)		
Cycle Life	>6000, 25℃		
Authentication Level	VDE/IEC62619/CE/UN38.3		



8. PLANOS

8.1. Esquema eléctrico para la solución obtenida

