



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO Y MODELO DE NEGOCIO DE UNA ELECTROLINERA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO

Autor: Francisco Javier Merino Tribaldos

Director: Rubén Sancho Acevedo

Madrid

Julio 2020

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis Técnico-Económico y Modelo de Negocio de una Electrolinera con Generador
Fotovoltaico

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2019/2020 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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



Fdo.: Francisco Javier Merino Tribaldos

Fecha: 09/ 07/ 2020

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Rubén Sancho Acevedo

Fecha: 09/ 07/ 2020



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO Y MODELO DE NEGOCIO DE UNA ELECTROLINERA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO

Autor: Francisco Javier Merino Tribaldos

Director: Rubén Sancho Acevedo

Madrid

Julio 2020

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO Y MODELO DE NEGOCIO DE UNA ELECTROLINERA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO

Autor: Merino Tribaldos, Francisco Javier.

Director: Sancho Acevedo, Rubén.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En el presente proyecto se demuestra la viabilidad económica y técnica de una electrolinera conectada a la red y alimentada con un generador fotovoltaico. Se han comparado económicamente tanto distintas modalidades de alimentación como distintos escenarios de consumo y precios de energía eléctrica, concluyendo que actualmente la mezcla de red y fotovoltaica es la mejor opción.

Palabras clave: carga, vehículo eléctrico, fotovoltaica.

1. Introducción

Los combustibles fósiles han constituido casi la única fuente de energía que permite el traslado de personas y mercancía, por mar, tierra y aire durante decenas de años. La invención de los vehículos de combustión supuso un avance inaudito en cuanto a movilidad y todo en su justa medida no es perjudicial, sin embargo, hoy en día el número de vehículos de combustión en todo el mundo está causando estragos, ha sido en el siglo XXI cuando han saltado las alarmas acerca del problema que supone, sobre todo en las grandes ciudades, tanto para el medioambiente como para las personas, que miles de vehículos circulen diariamente soltando gases tanto de efecto invernadero como nocivos para la salud al aire que se respira.

En este contexto donde, ante la necesidad de mejorar la calidad del aire de las ciudades y frenar el cambio climático, se presentan nuevas formas de propulsar y dar energía a los vehículos de forma viable, sostenible, limpia y que además presenta mejoras de eficiencia con respecto a las fuentes de energía convencionales.

Actualmente, la fuente de energía que mayor expectación y popularidad está teniendo en el mercado es la energía eléctrica almacenada en baterías de litio, ya que no emite ningún tipo de residuo al utilizarse. Es por ello por lo que organizaciones de países mundiales como la Unión Europea, están abogando por una transición definitiva hacia la movilidad eléctrica, hasta el punto de que se han marcado como objetivo terminar con la venta de vehículos de combustión en 2050.

Sin embargo, la sustitución del parque automovilístico por vehículos eléctricos presenta un reto en cuanto a que el abastecimiento de energía es distinto al de los vehículos convencionales, hasta el punto de que la principal causa que actualmente está frenando el crecimiento del mercado de los vehículos eléctricos es la falta de infraestructura para la carga de dichos vehículos.

Entre los principales retos que presenta la carga de los vehículos eléctricos se encuentra:

- La estabilidad de la red, ya que se necesitan grandes cantidades de potencia de forma instantánea, pudiendo provocar picos muy irregulares en la curva de demanda.
- La falta de generación eléctrica, ya que el consumo de electricidad aumentará considerablemente, es necesario aumentar la generación con fuentes de energía renovables.
- El tiempo de carga de los vehículos. Aunque actualmente existe la tecnología que permite la carga en 15-30 minutos, falta infraestructura, se necesitan instalar puntos de carga rápida para que la carga de los vehículos no sea un impedimento para el comprador.

2. Definición del Proyecto

Este proyecto tiene como objeto definir un modelo de negocio entorno a la carga de los vehículos eléctricos (una electrolinera), por el nicho de mercado que presentan, ya que se necesitan tanto ahora como en el futuro. Se va a buscar la forma de que la estación de carga presente un equilibrio entre sostenibilidad y rendimiento económico, de forma que se defina un modelo de negocio real, sostenible, respetuoso con el medio ambiente y viable tanto económica como técnicamente.

3. Descripción de la metodología

Para conseguir el objetivo, el proyecto se ha dividido en dos partes: por un lado, se ha realizado un análisis económico de tres formas distintas de alimentar la electrolinera y por otro se ha desarrollado un proyecto de ingeniería de la opción que mejor equilibrio presentara entre rendimiento económico y sostenibilidad.

Para el análisis económico de las tres alternativas, se ha diseñado una hoja Excel muy detallada en la que se han supuesto diversas premisas y se han calculado los principales indicadores económicos para realizar la comparación (TIR, VAN y punto de retorno), y se han desarrollado informes de la proyección financiera para cada caso. Para calcular costes y hacer una simulación de la energía utilizada y consumida se ha utilizado el programa PVSYST en la modalidad de ‘análisis previo’. Los tres casos tenidos en cuenta para la comparación han sido:

1. Electrolinera conectada a la red.
2. Electrolinera alimentada por un generador fotovoltaico en isla con un sistema de baterías.
3. Electrolinera conectada a la red y con un generador fotovoltaico.

Una vez escogido el sistema que mejor equilibrio presentaba, se prosiguió con el diseño de la electrolinera. Para ello se diseñaron todos los elementos necesarios, de protección, dimensionamiento de cables siguiendo las pautas establecidas tanto por norma como por ley, elección de elementos del sistema, estudio y simulación de funcionamiento de la electrolinera con el programa PVSYST ya en la modalidad completa, diseño de la

estructura para el generador fotovoltaico y realización de planos unifilares y de la estructura con el programa de diseño gráfico AutoCAD.

Una vez realizado el diseño completo, se realizó un estudio económico final, elaborando un presupuesto completo y haciendo hasta nueve simulaciones del modelo de negocio con distintos escenarios de consumo y precio de la energía de venta al consumidor.

4. Resultados

Del análisis económico previo de las tres alternativas, se obtuvieron los siguientes resultados, entre otros:

Opción	TIR
Conectada a la red	11,7 %
Con sistema FV y baterías	-6,3 %
Conectado a la red y con generador FV	7,9 %

Tabla 1: TIR del análisis previo de las alternativas.

La que mejor rentabilidad económica presenta es la conectada a red, ya que la inversión era mucho menor al no contar con una instalación fotovoltaica. Por otro lado, la opción más respetuosa con el medio ambiente (generador fotovoltaico en isla con baterías), no era viable económicamente. Por lo que la opción que finalmente se escogió fue la tercera, una electrolinera conectada a la red con un generador fotovoltaico para obtener parte de la energía de forma limpia y sostenible, este modelo es viable económicamente, sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

La electrolinera se ha situado en la provincia de Alicante, España. Se ha decidido implantar dos puntos de carga en la estación de 50kW para realizar la carga rápida. La instalación fotovoltaica consistirá en 270 m² de paneles solares de 440 Wp, con una potencia total instalada de 57,2 kWp. De las simulaciones se ha estimado que el generador FV generará al año 94,627 MWh de energía eléctrica y supondrá, a partir del cuarto año donde se estima que se llegará al máximo uso de la estación, un 20% de la energía total vendida por la estación, siendo el restante proveniente de la red (416,37 MWh).

En cuanto a las simulaciones económicas, se han supuesto 9 escenarios, en los que se ha variado el consumo (optimista, realista y pesimista) y el precio de venta de la energía. a continuación, se muestra una gráfica donde se pueden comparar los resultados obtenidos para cada caso en cuanto al TIR:

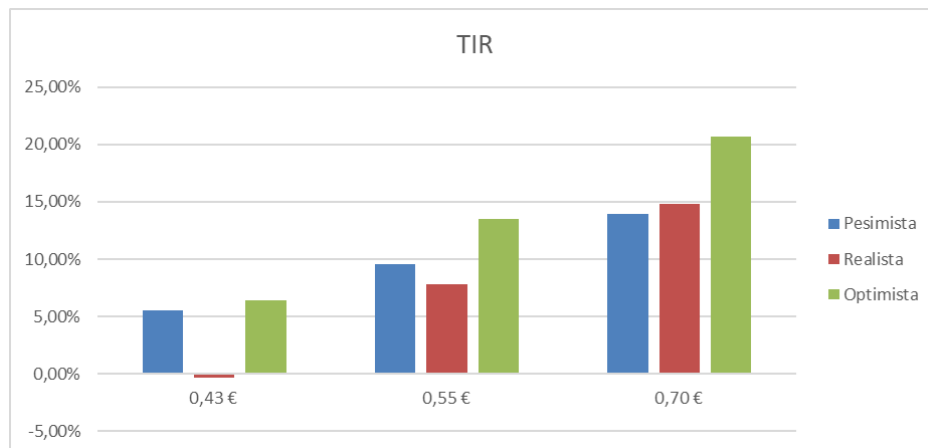


Fig. 1: gráfico resumen del TIR de las nueve alternativas supuestas.

5. Conclusiones

Las conclusiones obtenidas tras la elaboración del proyecto se resumen a continuación:

- Desde el punto de vista económico aún no es viable una forma de electrolinera de carga rápida en la que sólo se implemente la energía solar, debido a la alta energía que se necesita.
- Como era previsible, el modelo con mayor rentabilidad es el conectado a la red, ya que la inversión inicial es muy inferior. Sin embargo, se ha podido comprobar que implementando un generador fotovoltaico también se puede hacer el modelo viable económicamente, además de ser respetuoso con el medio ambiente.
- Se ha comprobado que es completamente viable técnicamente realizar una electrolinera conectada a la red y ayudada por un generador fotovoltaico, abriendo el espectro de posibilidades para la incorporación de renovables en las electrolineras.
- El modelo escogido, presenta una rentabilidad muy buena para un precio de la energía de 0,70 €/kWh para todos los escenarios de consumo, sin embargo, si se establece el precio de 0,43 €/kWh esta rentabilidad baja considerablemente, haciéndose negativa para el escenario realista, por lo que se debería establecer un precio de venta de la energía superior, por lo menos de 0,55 €/kWh.
- Hoy en día, el modelo de negocio presentado en este proyecto presenta una oportunidad tanto para hacer dinero como para contribuir al cambio de paradigma de la energía que está teniendo lugar en todo el mundo, contribuyendo a aumentar la compra de vehículos eléctricos y a conseguir la energía de forma limpia y sostenible.

TECHNICAL & ECONOMIC ANALYSIS AND BUSINESS MODEL OF AN ELECTRIC CAR CHARGING STATION WITH PHOTOVOLTAIC GENERATOR

Author: Merino Tribaldos, Francisco Javier.

Director: Sancho Acevedo, Rubén.

Collaborating Entity: ICAI - Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project demonstrates the economic and technical feasibility of an electric vehicle charging station connected to the network and powered by a photovoltaic generator. Both different modes of supply and different scenarios of consumption and prices of electrical energy have been compared economically, concluding that currently the grid and photovoltaic mix is the best option.

Key words: charging, electric vehicle, photovoltaic.

1. Introduction

Fossil fuels have been almost the only source of energy that allows the movement of people and merchandise, by sea, land, and air, for dozens of years. The invention of combustion vehicles was an unprecedented advance in terms of mobility and everything in its fair measure is not harmful, however, today the number of combustion vehicles worldwide is wreaking havoc, it has been in the 21st century when alarms have gone off about the problem, especially in large cities, both for the environment and for people, since thousands of vehicles circulate daily releasing greenhouse gas emissions and harmful gases to health into the air.

In this context where, faced with the need to improve the air quality of cities and curb climate change, new ways of propelling and energizing vehicles are presented in a viable, sustainable, clean manner and which also presents efficiency improvements with compared to conventional energy sources.

Currently, the energy source that has the greatest popularity in the market is the electrical energy stored in lithium batteries, since it does not emit any type of waste when used. That is why organizations in world countries such as the European Union are advocating a definitive transition towards electric mobility, to the point that they have set themselves the goal of ending the sale of combustion vehicles in 2050.

However, the replacement of the car park by electric vehicles presents different challenges in that the energy supply is different from that of conventional vehicles, to the point where the main cause that is currently holding back the growth of the electric vehicle market is the lack of infrastructure for loading such vehicles.

Among the main challenges presented by electric vehicle charging:

- The stability of the network, since large amounts of power is needed instantaneously, which can cause very irregular peaks in the demand curve.
- The lack of electricity generation, since electricity consumption will increase considerably, it is necessary to increase generation with renewable energy sources.
- The charging time of the vehicles. Although there is currently technology that allows charging in 15-30 minutes, infrastructure is lacking, fast charging points need to be installed so that vehicle charging is not an impediment for the buyer.

2. Definition of the Project

The purpose of this project is to define a business model around the charging of electric vehicles (an electric car charging station), due to the market niche they present, since they are needed both now and in the future. We are going to look for a way for the charging station to present a balance between sustainability and economic performance, so that a real, sustainable, environmentally friendly, and economically and technically viable business model is defined.

3. Description of the methodology

To achieve the objective, the project has been divided into two parts: on the one hand, an economic analysis of three different ways of supplying the charging station has been carried out, and on the other, an engineering project has been developed for the option that presents the best balance between economic performance and sustainability.

For the economic analysis of the three alternatives, a very detailed Excel sheet has been designed in which various premises have been assumed and the main economic indicators have been calculated to make the comparison (IRR, NPV and return point), and developed projection reports finances for each case. To calculate costs and simulate the energy used and consumed, the PVSYST program has been used in the 'preliminary analysis' mode. The three cases considered for the comparison have been:

1. Charging station connected to the network.
2. Charging station powered by an island photovoltaic generator with a battery system.
3. Charging station connected to the network and with a photovoltaic generator.

Once the system with the best balance was chosen, the charging station design was developed. For this, all the necessary elements were designed, for protection, cable sizing following the guidelines established both by rule and by law, choice of system elements, study and simulation of the operation of the charging station with the PVSYST program already in full mode, design of the structure for the photovoltaic generator and realization of single-line plans and of the structure with the AutoCAD graphic design program.

Once the complete design was finished, a final economic study was carried out, drawing up a complete budget and making up to nine simulations of the business model with different scenarios of consumption and selling price of energy to the consumer.

4. Results

From the previous economic analysis of the three alternatives, the following results were obtained, among others:

Option	IRR
Grid conenected	11,7 %
PV and battery system	-6,3 %
Grid connected and powered by a PV generator	7,9 %

Table 1: IRR of the previous analysis of the alternatives.

The best economic profitability scenario is the one connected to the grid, since the investment was much less without a photovoltaic installation. On the other hand, the most environmentally friendly option (isolated photovoltaic generator with batteries) was not economically feasible. So the option that was finally chosen was the third, an charging station connected to the grid with a photovoltaic generator to obtain part of the energy in a clean and sustainable way, this model is economically viable, sustainable and respectful with the environment.

The charging station is located in the province of Alicante, Spain. It has been decided to implement two charging points of 50kW to carry out fast charging. The photovoltaic installation will consist of 270 m² of 440 Wp solar panels, with a total installed power of 57.2 kWp. From the simulations it has been estimated that the PV generator will generate 94,627 MWh of electrical energy per year and will assume, from the fourth year where it is estimated that the maximum use of the station will be reached, 20% of the total energy sold by the station , the remainder coming from the grid (416.37 MWh).

Regarding economic simulations, nine scenarios have been assumed, in which consumption (optimistic, realistic, and pessimistic) and the selling price of energy have been varied. Below is a graph where the results obtained for each case in terms of IRR have been compared:



Fig. 2: summary graph of the IRR of the nine assumed alternatives

5. Conclusions

The conclusions obtained after the development of the project are summarized below:

- From the economic point of view, a form of fast charging station in which only solar energy is implemented is not yet viable, due to the high energy required.
- As expected, the model with the highest profitability is the one solely connected to the grid, since the initial investment is much lower. However, it has been verified that implementing a photovoltaic generator can also make the model economically viable, in addition to being respectful with the environment.
- It has been proven that it is completely technically feasible to build a charging station connected to the grid and assisted by a photovoltaic generator, opening the spectrum of possibilities for incorporating renewables in the charging stations.
- The chosen model has a very good profitability for an energy price of 0.70 € / kWh for all consumption scenarios, however, if the price is set at 0.43 € / kWh this profitability drops considerably, becoming negative for the realistic scenario, so a higher energy sales price should be established, at least 0.55 € / kWh.
- Today, the business model presented in this project presents an opportunity both to make money and to contribute to the paradigm shift in energy that is taking place around the world, helping to increase the purchase of electric vehicles and generating energy in a clean and sustainable way.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO **ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO Y MODELO DE NEGOCIO DE UNA ELECTROLINERA CON GENERADOR FOTOVOLTAICO**

Autor: Francisco Javier Merino Tribaldos

Director: Rubén Sancho Acevedo

Madrid

Julio 2020

Índice de la memoria

Capítulo 1 Introducción.....	9
1.1. Motivación del proyecto	10
1.2. Estado de la cuestión	11
1.3. Objetivos del proyecto.....	13
1.4. Metodología de trabajo	13
1.5. Herramientas empleadas	15
Capítulo 2 Estado del arte.....	17
2.1. La energía solar fotovoltaica	17
2.1.1. La energía solar fotovoltaica en España	18
2.2. El vehículo eléctrico.....	20
Capítulo 3 Valoración de alternativas.....	23
3.1. Consideraciones generales	23
3.2. Modelo 1: Punto de carga conectado a la red	25
3.2.1. Premisas del plan de negocio del Modelo 1	26
3.2.2. Conclusiones del modelo 1 y datos interesantes	30
3.3. Modelo 2: Punto de carga con sistema fotovoltaico aislado.....	31
3.3.1. Premisas del plan de negocio del modelo 2.....	32
3.3.2. Conclusiones del modelo 2 y datos interesantes	35
3.4. Modelo 3: Punto de carga conectado a red y con sistema fotovoltaico....	37
3.4.1. Premisas del plan de negocio del modelo 3.....	38
3.4.2. Conclusiones del modelo 3 y datos interesantes	43
3.5. Conclusiones.....	44

Capítulo 4 Factores y componentes del sistema FV.....	47
4.1. Localización.....	47
4.2. Instalación fotovoltaica	49
4.2.1. Componentes y requerimientos	49
4.2.2. Seguridad y puesta a tierra.....	56
4.2.3. Estructura.....	57
4.2.4. Planos	62
4.3. Baterías (BESS)	62
Capítulo 5 Consideraciones de la electrolinera.....	63
5.1. Conexión a red	63
5.2. Punto de carga	67
Capítulo 6 Análisis de Resultados	71
6.1. Análisis de funcionamiento de la instalación con PVSYST	71
6.1.1. Utilización del 15%	71
6.1.2. Utilización del 80%	76
Capítulo 7 Objetivos de Desarrollo Sostenible	81
7.1. Acción contra el clima (13)	81
7.1.1. Reducción de emisiones de gases contaminantes.....	82
7.2. Ciudades y comunidades sostenibles (11).....	83
7.3. Desarrollo sostenible (9).....	84
Capítulo 8 Análisis económico del modelo de negocio final	85
8.1. Criterios para medir la rentabilidad	85
8.2. Premisas del plan de negocio	86

8.3.	Resultados económicos	95
8.4.	Coste Nivelado de la Energía.....	97
<i>Capítulo 9 Conclusiones y trabajos futuros.....</i>		<i>99</i>
<i>Capítulo 10 Bibliografía</i>		<i>102</i>
<i>Anexo I: Planos.....</i>		<i>105</i>
<i>Anexo II: Simulaciones económicas de alternativas previas .</i>		<i>106</i>
<i>Anexo III: Simulaciones económicas de escenarios finales...</i>		<i>110</i>
<i>Anexo IV: Fichas técnicas.....</i>		<i>118</i>
<i>Anexo V: Simulaciones con PVSYST de alternativas previas</i>		<i>119</i>
<i>Anexo VI: simulaciones con PVSYST modelo final escenario realista.....</i>		<i>120</i>

Índice de figuras

Fig. 1: Estación de carga con generador fotovoltaico de Tesla.	12
Fig. 2: Precio medio de venta en el mundo del MW (eje vertical) frente a potencia fotovoltaica instalada (eje horizontal).	18
Fig. 3: Evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica en España 2019.....	19
Fig. 4: Número medio anual/mensual de horas de sol en Alicante, España. ‘Elaboración propia’.....	24
Fig. 5: Resultados obtenidos en el programa PVGIS.	48
Fig. 7: Irradiación mensual/anual sobre la localización de la instalación.	49
Fig. 8: Conexionado de los paneles en 'Leap Frog'.	51
Fig. 9: zapata aislada flexible. ‘Elaboración propia’	61
Fig. 10: Esquema 6 de la Guía-BT-40 'Método de medida doble. Conexión a la LGA'	66
Fig. 11: Consumo diario de la electrolinera por horas al 15% de utilización.	72
Fig. 12: Resultados de la simulación de la instalación. 15% de utilización.	73
Fig. 13: Producciones normalizadas. 15% de uso.	74
Fig. 14: Diagrama de pérdidas con 15% de utilización.....	75
Fig. 15: Consumo diario de la electrolinera por horas al 80% de utilización.	76
Fig. 16: Resultados energéticos de la simulación de la instalación. 80% de utilización.	77
Fig. 17: Producciones normalizadas. 80% de uso.	79
Fig. 18: Diagrama de pérdidas con 80% de utilización.....	80
Fig. 19: Emisiones de CO2 ahorradas a lo largo del tiempo.	83
Fig. 20: Reparto de los gastos de la inversión. 'Elaboración propia'.	94
Fig. 21: TIR de los tres los nueve escenarios enfrentados, para cada precio supuesto. ‘Elaboración propia’.....	96
Fig. 22: VAN de los tres los nueve escenarios enfrentados, para cada precio supuesto. ‘Elaboración propia’.....	96

Índice de tablas

Tabla 1: características de los modos de carga de VE.....	22
Tabla 2: Costes variables Modelo 1. ‘Elaboración propia’	28
Tabla 3: Costes fijos Modelo 1. ‘Elaboración propia’	29
Tabla 4: Conceptos de inversión y amortización Modelo 1. ‘Elaboración propia’	29
Tabla 5: Resumen de los indicadores económicos de la simulación Modelo 1. ‘Elaboración propia’	30
Tabla 6: Costes fijos Modelo 2. ‘Elaboración propia’	34
Tabla 7: Conceptos de inversión y amortización Modelo 2. ‘Elaboración propia’	35
Tabla 8: Resumen de los indicadores económicos de la simulación Modelo 2. ‘Elaboración propia’	37
Tabla 9: Reparto de la energía durante el primer año. Modelo 3. ‘Elaboración propia’.	41
Tabla 10: Costes variables Modelo 3. ‘Elaboración propia’	41
Tabla 11: Costes fijos Modelo 3.....	42
Tabla 12: Conceptos de amortización e inversión. Modelo 3	42
Tabla 13: Indicadores económicos Modelo 3.....	44
Tabla 14: Datos para la selección de la sección de los cables de la instalación. ‘Elaboración propia’	54
Tabla 15: Reparto de la energía durante el primer año del escenario pesimista. ‘Elaboración propia’	88
Tabla 16: Reparto de la energía durante el primer año del escenario realista. ‘Elaboración propia’	89
Tabla 17: Reparto de la energía durante el primer año del escenario optimista. ‘Elaboración propia’	89
Tabla 18: Costes variables escenario pesimista. ‘Elaboración propia’	90
Tabla 19: Costes variables escenario realista. ‘Elaboración propia’	90
Tabla 20: Costes variables escenario pesimista. ‘Elaboración propia’	90
Tabla 21: Costes fijos. ‘Elaboración propia’	91
Tabla 22: Conceptos de amortización e inversión. ‘Elaboración propia’	93

Tabla 23: Indicadores económicos para los nueve casos supuestos. ‘Elaboración propia’.	
.....	95

Capítulo 1 Introducción

En los últimos años ha habido una inclinación clara en el sector automovilístico hacia el desarrollo y producción de vehículos eléctricos (VE), y esta tendencia se ve avocada a seguir incrementándose en los próximos años. Según la Anfac (la patronal de fabricantes españoles) en el primer trimestre de 2019 las matriculaciones aumentaron en un 78%. Esto es debido a diferentes causas, entre las cuales: la amenaza que presenta el cambio climático para el bien estar social y la sobreexposición de las personas a altas concentraciones de gases nocivos para la salud derivados de los gases emitidos por los vehículos de combustión, lo que ha llevado a una alineación de los países y organizaciones mundiales para frenar este problema (entre ellos España y la UE), que están implementando medidas para sustituir lo antes posible los vehículos de combustión por vehículos eléctricos, los cuales no producen contaminación mientras se utilizan, lo que ayudaría a rebajar los niveles de contaminación en las ciudades drásticamente. Actualmente, uno de los principales problemas a los que se enfrenta el desarrollo del mercado del VE es la falta de infraestructuras para cargar este tipo de vehículos. Un propietario de un VE puede cargar su coche en casa, pero la carga puede durar hasta 8 horas con la red doméstica habitual. Para promover la compra de este tipo de vehículos es necesario instalar y desarrollar puntos de carga rápida, con los que un VE normal puede cargarse hasta el 80% en tan sólo 15 minutos. Sin embargo, este tipo de carga tiene como contrapartida que requiere de mucha potencia en un período corto de tiempo (mínimo 50kW), lo que puede ocasionar un impacto en la red muy negativo, desequilibrando la curva de demanda causando picos demasiado pronunciados. Por ello, también es necesario dotar a este tipo de infraestructuras de fuentes de energía renovables o fuentes de almacenamiento de energía, para poder autoabastecerse y no sobrecargar demasiado la red.

Este problema ha sido objeto de numerosos trabajos de investigación en los últimos años. Diversos autores han desarrollado modelos para analizar el impacto de las estaciones de carga en la red. Algunos presentan diferentes soluciones para nivelar la curva de demanda de la red eléctrica, como por ejemplo Xu et al. [3] muestra en su trabajo una estrategia

coordinada para mejorar los efectos de la carga de VE en la curva de demanda, así como para mejorar las ganancias de este tipo de estaciones. Sin embargo, el primer problema a atajar es el de crear un modelo de negocio rentable y sostenible para promover el desarrollo de negocios entorno a esta tecnología. J.A. Domínguez-Navarro et al. [2], presenta un trabajo de optimización original en el que compara distintos modos de carga que utilizan distintas tecnologías (red, solar, eólica y mixta) para poder así discernir cual es la más eficiente y rentable para crear un posible modelo de negocio. En dicho trabajo se concluye que la tecnología más rentable es la mixta, es decir, disponer en la estación de carga de energía de la red, energía solar y eólica, creando un modelo de negocio que, además de ser rentable, es sostenible.

1.1. Motivación del proyecto

Actualmente, en Europa hay 0.11 puntos de carga por cada vehículo eléctrico, y este número es significativamente más bajo si se consideran sólo los puntos de carga rápida. La demanda de VE aumenta (las matriculaciones aumentaron en un 63% en 2018 con respecto a 2017), sin embargo, los puntos de carga no aumentan de número proporcionalmente, creando la necesidad de aumentar la creación de puntos de carga si se quiere seguir con el aumento de ventas de los VE y alcanzar así el objetivo de cambiar el parque automovilístico actual. Para ello, los países deben coordinarse y poner en marcha diferentes medidas, para así facilitar dicha transición.

Una de las medidas que propone la Unión Europea (UE) para motivar la compra de los VE consiste en estandarizar la carga de los VE, con el objetivo de facilitar el desarrollo de modelos de negocio que propicien la aparición de electrolinerías y así promover la compra de VE y aumentar el volumen de compras para poder cumplir con el objetivo de descarbonización que se han autoimpuesto algunos miembros de la UE, entre ellos España, que prohibirán la adquisición de vehículos de combustión para 2050, forzando así una renovación del parque automovilístico.

Por otro lado, la carga de los VE genera diferentes dificultades, ya que necesariamente la demanda de energía eléctrica va a aumentar y por consiguiente deberá de aumentar la

generación y preferiblemente dicha generación deberá provenir de fuentes limpias y sostenibles, las energías renovables. El integrar energías renovables a las estaciones de carga soluciona además otro de los problemas más acuciantes de la introducción de los VE al parque automovilístico, que es la posible perturbación de la red eléctrica debido a la alta demanda de energía instantánea requerida para la carga rápida, ya que ésta dispone de mínimo 50 kW de potencia de forma instantánea provocando picos en la curva de demanda que pueden causar inestabilidad, es decir, presenta un posible problema de estabilidad de la red. Se hace necesario pues que las estaciones de carga o ‘electrolineras’ puedan autoabastecerse con generación renovable, al menos parcialmente, disminuyendo así las necesidades requeridas de la red y por consiguiente los picos en la curva de demanda, además de proporcionar una fuente de energía sostenible y limpia para estos vehículos.

En este marco de falta de puntos de carga, la alta demanda de estos debido al incremento de las ventas de VE y las facilidades puestas por el gobierno y las autoridades, se presenta una clara oportunidad de negocio en la instalación de electrolineras de carga rápida que integre energías renovables. Este proyecto tiene el atractivo de buscar la forma de hacer un negocio necesario actualmente rentable y a la vez eficiente y con energías renovables, atajando además los Objetivos De Sostenibilidad como el 7 (Energía asequible y no contaminante), ya que se utilizará como una de las fuentes de energía la solar, el 8 (crecimiento económico) ya que se diseñará un modelo de negocio que podrá generar riqueza y crecimiento económico, el 9 (industria innovación e infraestructura) ya que es un proyecto de una infraestructura de vanguardia que trata de suplir una necesidad actual y necesaria para el desarrollo de la movilidad sostenible, y el 11 (Ciudades y comunidades sostenibles) ya que, como se ha comentado, la construcción de electrolineras que obtengan energía de forma renovable y sostenible ayudará a la transición de la movilidad y a la eliminación de los vehículos de combustión del parque automovilístico.

1.2. Estado de la cuestión

Uno de los principales problemas que se exponen en este proyecto en cuanto a la carga de los VE (la necesidad de implementar las energías renovables como fuente de energía de electrolineras para así hacerlas rentables y sostenibles), se abarcará utilizando principalmente la energía solar como complemento a la energía obtenida de la red, para así atajar el problema de los picos de demanda debido a la alta potencia requerida para la carga rápida. Como ya se ha mencionado anteriormente, se han realizado ya estudios que indican que la mejor manera de atajar este problema es la de combinar distintas tecnologías de obtención de energía eléctrica, para poder diseñar un proyecto de electrolinera factible y sostenible en el tiempo.

Una solución existente, y en la que se enfocará este proyecto, es la de compatibilizar la carga de los vehículos mediante energía de red y energía solar, disminuyendo así la energía requerida de la red y produciendo parte de la energía eléctrica de forma sostenible y limpia.

Este proyecto ya se ha llevado a cabo de alguna forma. Tesla ya ha construido una estación de carga para sus coches eléctricos con paneles solares:



Fig. 1: Estación de carga con generador fotovoltaico de Tesla.

Fuente: www.tesla.com

Por lo que este proyecto es viable y puede ser factible en una primera instancia. Sin embargo, que Tesla ya lo haya llevado a cabo no quiere decir que pueda convertirse en un modelo de negocio rentable y eficiente, pueden haberlo creado para hacer marketing,

ya que Tesla no aporta muchos datos sobre sus proyectos. En este proyecto se va a tratar de demostrar que sí se puede.

1.3. Objetivos del proyecto

El objeto del presente proyecto se resume a continuación:

- Búsqueda de un modelo de negocio para una electrolinera rentable, comparando, con criterios económicos (TIR y VAN), distintos modos de obtención de energía eléctrica: de la red, de un parque solar fotovoltaico aislado con baterías y con una combinación que integre tanto energía de la red como energía solar fotovoltaica (FV).
- Además de rentabilidad, se buscará que el método de obtención de energía sea respetuoso con el medio ambiente y pueda proporcionar energía de forma sostenible. Es decir, se buscará el equilibrio entre rentabilidad y sostenibilidad.
- Se diseñará un proyecto de ingeniería, una electrolinera de carga rápida, para abastecer a VE. Constará de uno o dos puntos de carga según sea más rentable. Se diseñarán los elementos del sistema, se propondrá una distribución y localización adecuadas y se dimensionará para un volumen de demanda y un nivel de carga específicos.
- Por último, se realizará el diseño de una instalación solar fotovoltaica que pueda ser capaz de reducir la energía obtenida de la red y hacer así más limpia la energía para abastecer a los VE, además de evitar la aparición de picos de demanda en la red de distribución.

1.4. Metodología de trabajo

1ª parte: comparación de diferentes alternativas de abastecimiento para la electrolinera.

En esta fase del proyecto se propondrán y evaluarán las diferentes opciones para abastecer la electrolinera. Para descartar opciones se utilizarán criterios económicos, como el VAN

o el TIR, diseñando una hoja Excel que permitirá hacer predicciones económicas. En este primer estudio económico no se entrará en detalle, ya que ya tenemos proyectos que sostienen la evidencia de que la disposición que más rentabilidad puede dar es aquella en la que haya tanto energía proveniente de la red como energías renovables.

Se evaluarán tres posibilidades:

- Modelo 1: Punto de carga conectado a la red.
- Modelo 2: Punto de carga con sistema solar fotovoltaico aislado con baterías.
- Modelo 3: Punto de carga con energía de la red y apoyado por una instalación solar fotovoltaica.

Las hipótesis para cada punto de carga serán prácticamente las mismas para poder hacer una comparación real y se describirán en el apartado correspondiente. Algunas de ellas son las siguientes:

- Capacidad media de los vehículos: 40 kWh
- Potencia mínima por cada cargador: 50 kW (carga rápida)
- Localización: Alicante, España.
- Precio de la energía: (precios obtenidos de la página web de ENDESA para una potencia instalada de entre 100 kW y 250 kW)
 - Punta: 0.1853 €/kWh
 - Llano: 0.1655 €/kWh
 - Valle: 0.1219 €/kWh
- Horas de sol: media de 7.5 h/día, de 9:00h a 16:30h

2ª parte: proyecto clásico. Diseño de una electrolinera con un generador FV.

Con las conclusiones a las que se haya llegado en la parte anterior (que se espera que sea más rentable instalar una electrolinera con energía de red y con paneles solares). Se diseñará un punto de carga. Se estudiará la ley vigente de baja tensión para este tipo de sistemas y se dimensionarán y escogerán los elementos necesarios para la instalación, cables, elementos de seguridad, paneles solares, reguladores, cargadores, etc.

3ª parte: estudio de rentabilidad económica de la estación.

Llegados a este punto ya se tendrá una idea más clara de los costes y necesidades de la estación, por lo que se podrá realizar un estudio económico mucho más exhaustivo y veraz sobre la rentabilidad del punto de carga desde el punto de vista económico. Se estudiarán diferentes escenarios para el modelo de negocio.

1.5. Herramientas empleadas

Para el estudio económico la herramienta principal será Excel con la que se realizarán tres modelos de negocio distintos para cada opción, se incluirán las hipótesis deseadas y se calcularán valores como el TIR, el VAN, el presupuesto, el punto de retorno (PR), etc. Para ello y también para el diseño de la electrolinera se contará con el programa PVSYST, un programa que permite hacer estimaciones acerca de los requerimientos de un sistema fotovoltaico con distintas configuraciones (aislado o conectado a la red, con o sin baterías). Se utilizará para la primera fase para hacer una aproximación de los costes del sistema solar aislado y del sistema mixto.

Para el diseño de la estación de carga (electrolinera), se utilizará el BOE, las ITC, el REBT, catálogos de empresas y el programa PVSYST, en este caso de una manera más exhaustiva y para sacar números más realistas y exactos que en la fase anterior.

Se usarán también como herramientas de diseño gráfico AutoCAD para la realización de los planos unifilares y de la estructura de la estación.

En resumen, recursos a emplear:

- Excel
- Boletín Oficial del Estado (BOE)
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y normas ITC
- PVSYST
- PVGIS
- AutoCAD

Capítulo 2 Estado del arte

2.1. La energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es un tipo de energía renovable que fue descubierta por primera vez por el físico francés Edmund Becquerel en 1839. Esta tecnología se basa en el comportamiento de determinados materiales, los semiconductores mayoritariamente. Éstos están formados por elementos (comúnmente el silicio), dispuestos anatómicamente de tal manera que cuando son expuestos a una fuente de luz de alta energía (la luz solar), al superar una barrera de potencial interna se crea un flujo de energía. Esta forma de obtener energía eléctrica de una fuente tan extendida y presente en todo el globo terráqueo hace de la energía solar una de las más prometedoras de cara al futuro.

Desde aproximadamente el año 2001, más o menos desde que se empezó a darle importancia a la forma en la que adquirimos la energía que utilizamos, la instalación de parques fotovoltaicos en todo el mundo no ha dejado de crecer, siendo Europa la líder en desarrollo e implementación de esta tecnología. Es una energía barata, renovable, limpia y que puede hacer asequible la energía y facilitar el acceso a millones de personas en todo el mundo. A lo largo de los años se ha avanzado mucho en la eficiencia de conversión de la energía disminuyendo los costes de producción, al entender cada vez mejor y adquirir experiencia sobre esta tecnología y las formas de producirla. A continuación, se muestra una gráfica del precio medio global de venta por GWp de esta tecnología:

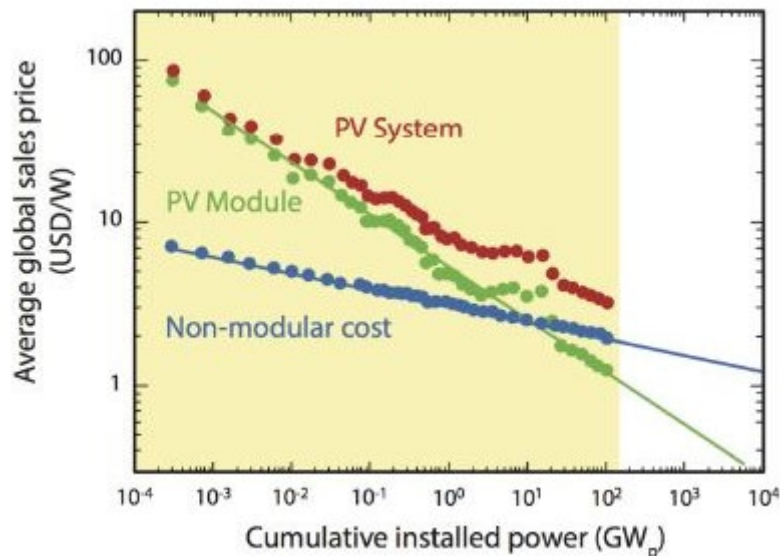


Fig. 2: Precio medio de venta en el mundo del MW (eje vertical) frente a potencia fotovoltaica instalada (eje horizontal).

Fuente: [1] Smets A. et al. "SOLAR ENERGY: THE PHYSICS AND ENGINEERING OF PHOTOVOLTAIC CONVERSION TECHNOLOGIES AND SYSTEMS", p. 21.

Se puede observar que el precio de este tipo de tecnología tiene una clara tendencia a la baja, haciéndola cada vez más asequible y por tanto más viable para su producción en masa. La energía solar fotovoltaica está pisando fuerte y promete ser una de las fuentes de energía que más presencia tendrá en el mix energético del futuro.

2.1.1. La energía solar fotovoltaica en España

España es el país de Europa que más al sur se encuentra, lo que le otorga una ventaja notable en cuanto a horas de luz y, por tanto, a capacidad de absorción de energía solar.

En 2008, debido a los grandes incentivos que desde el gobierno se daban a las nuevas instalaciones fotovoltaicas, España experimentó un gran crecimiento en esta área, estando algún tiempo como uno de los países de Europa con mayor potencia solar instalada, y posicionándose como un país pionero en investigación y desarrollo. Fue una empresa española, Eiffrage Energía, la que, en 2008, construyó el que era considerado en el

momento el mayor proyecto de energía solar fotovoltaica y más innovador del mundo, con una potencia de 46 MW.

Sin embargo, con la entrada en vigor del Real Decreto Ley 1/2012 que establecía la suspensión de primas a renovables, se dejaron de construir parques fotovoltaicos. Se frenó por tanto el desarrollo de esta tecnología en nuestro país. Aunque desde entonces, a un ritmo más humilde, la potencia solar en España ha seguido creciendo. Según datos de Red Eléctrica de España (REE), el año 2019 se cerró con más de 7.800 MW de potencia instalada, siendo ese año la tecnología que más incrementó su presencia en el parque de generación español, con un aumento del 66 % respecto a 2018.

Evolución de la potencia instalada de solar fotovoltaica (MW)

Sistema eléctrico nacional | 2010-2019



Fuente: Red Eléctrica de España

Fig. 3: Evolución de la potencia instalada solar fotovoltaica en España 2019.

Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

En la Fig. 3 se puede observar el repunte de energía solar fotovoltaica experimentado en el año 2019. El pico de energía solar del 26 de marzo de 2020 fue de 6.337 MW [19]. Estos datos apuntan a que la energía solar sigue siendo y será una de las tecnologías que prometen formar parte del mix energético del futuro.

Este tipo de tecnología, por contar con un prometedor futuro, está destinada a experimentar un desarrollo tecnológico sin precedentes. Actualmente, ya se fabrican y comercializan paneles solares de 2 m² de superficie capaces de generar una potencia pico de 450W, es decir, que en una hectárea (un campo de fútbol), se podrán generar hasta 2.25 MW. Esto abre un campo de posibilidades muy amplio en cuanto a aplicaciones. Por

ejemplo, para la carga rápida de VE, que necesitan picos de potencia muy altos (de más de 50kW).

2.2. El vehículo eléctrico

Actualmente se está llevando a cabo una transición en la movilidad. Distintos factores son los que han contribuido y están contribuyendo a dejar atrás los vehículos de combustión interna y sustituirlos por vehículos con fuentes de energía más limpias y renovables. España, en particular, establecerá restricciones a la venta de vehículos de combustión en el año 2040 y en 2050 se prohibirá por completo la venta de este tipo de vehículos.

Como resultado, en los últimos años se ha visto una inclinación más que notable tanto de consumidores como de productores de automóviles hacia los vehículos eléctricos, que se caracterizan por utilizar la energía eléctrica almacenada en una batería para producir el movimiento del vehículo. Parece que la ‘decisión’ ya está tomada, y el vehículo eléctrico (VE) será el vehículo del futuro. En datos, la flota de VE a nivel mundial en 2018 fue de 5.1 millones de unidades (contando únicamente los enchufables), lo que supuso un incremento del 63% con respecto a 2017. En el caso de la UE, representó el segundo mercado más grande para este tipo de vehículos, con cerca de 385.000 unidades vendidas (sólo por detrás de China). Y España no se queda atrás, según la Anfac (la patronal de fabricantes españoles) en el primer trimestre de 2019 las matriculaciones aumentaron en un 78%.

Algunas de las razones por las que el VE se ha impuesto de esta forma son:

- Reducción de los niveles de contaminación del aire en núcleos urbanos: se evitan las emisiones directas de los vehículos, al no generar ningún tipo de residuo mientras se utilizan. Lo que ha llevado a los gobiernos tanto autonómicos como nacionales a incentivar la venta de este tipo de vehículos. En Madrid, por ejemplo, se ha impulsado el Plan de Movilidad Urbana Sostenible (Plan MUS), con el que ofrecen incentivos de hasta 5.500€ por la compra de un VE.

- Reducción de la dependencia energética de otros países: España importa el 100% de sus existencias de petróleo, mientras que la capacidad de España de producir energía eléctrica es más que notable. Además, España tiene una localización privilegiada para incorporar fuentes de energía renovables, como la solar o la eólica, debido a su clima Mediterráneo y a la alta exposición solar que tiene a lo largo del año.
- Posibilidad de incorporar energías renovables: en los últimos años se van haciendo avances cada vez más notables para producir la energía eléctrica de manera limpia y renovable, lo que podría hacer que la energía eléctrica llegara a ser una fuente de energía 100% renovable. En España casi el 50% de la producción de energía eléctrica se realiza a través de fuentes limpias, como la eólica o la solar.
- Mejor eficiencia y rendimiento: el que este tipo de vehículos utilicen motores de inducción eléctricos mejoran enormemente la eficiencia de estos, siendo de casi el 90% en algunos casos. Además de ser capaces de proporcionar el 100% del par motor de manera casi instantánea, lo que mejora la experiencia de conducción.

A pesar de estas mejoras con respecto al vehículo de combustión, actualmente hay diversos factores que están impidiendo el desarrollo de este mercado, uno de los más importantes es la falta de infraestructura de carga rápida, ya que los tiempos de espera convencionales para cargar completamente un VE pueden llegar a las 8 horas. Para hacer frente a ese problema la Unión Europea ya se está tomando medidas, la *UE Alternative Fuels Infrastructure Directive* (Directiva de Infraestructuras de Combustibles Alternativos de la UE) obliga a los países miembros a fijar objetivos de instalación de puntos de recarga públicos para 2020, 2025 y 2030. Además, se han desarrollado unos estándares de carga universales, ya que hasta hace poco cada fabricante de coche podía diseñar el enchufe y modo de carga que más le conviniera.

Los modos de carga existentes y los estándares establecidos en la Unión Europea se detallan a continuación:

	<i>Enchufes convencionales</i>	<i>Carga lenta</i>	<i>Carga rápida</i>	
Nivel	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Corriente	CA	CA	CA trifásica	CC
Potencia	≤ 3.7 kW	> 3.7 kW y ≤ 22 kW	> 22 kW y ≤ 43.5 kW	< 400 kW
Europa, área económica	Tipo C/F/G	IEC 62196-2 Tipo 2	IEC 62196-2 Tipo 2	Requiere CCS Combo 2 (IEC 62196-3) y acepta todos los estándares IEC 62196-3 (incluido CHAdeMO) Tesla tiene conector propio.

Tabla 1: características de los modos de carga de VE en la UE.

Cabe destacar, además, el desarrollo de nuevas tecnologías de carga ultrarápida (< 900 kW), el MoU, una iniciativa de cara al futuro que se está desarrollando de forma armonizada en la UE, aunque actualmente sólo hay un modelo de coche capaz de soportar este tipo de carga, el Porsche Taycan, 2018, cuya batería puede cargarse a 800V, 240 kW, 300 A. Este tipo de tecnología permitirá en un futuro reducir los tiempos de carga de los VE, hasta ser incluso menores que los de vehículos de combustión.

Capítulo 3 Valoración de alternativas

En este capítulo se van a proponer tres formas distintas de obtener la energía para la electrolinera y se compararán a partir de criterios económicos para escoger aquella forma que mayor equilibrio presente entre rentabilidad económica y sostenibilidad.

3.1. Consideraciones generales

En este apartado se presentarán y discutirán las premisas y consideraciones establecidas para realizar la comparación entre los modelos de negocio como, por ejemplo, el precio de la energía, la localización, las horas diurnas, el tiempo de recarga de los vehículos o la potencia suministrada por cada punto de carga. El resto de las premisas, más específicas de cada modelo, se discutirán en los apartados específicos.

- Localización:

La localización de la estación de carga es una cuestión clave tanto para maximizar ganancias, como para maximizar la cantidad de energía limpia producida (por los modelos con energía fotovoltaica).

En una primera instancia, se han valorado localizaciones geográficas en la península Ibérica en el sur, para maximizar la irradiancia solar, tanto de energía de los rayos solares como de horas diurnas, y de costa, ya que suelen tener un clima más estable, con más horas de luz. Por lo que se ha pensado en la Provincia de Alicante. Alicante es una de las provincias con mayor densidad de población de España, y por tanto con potenciales clientes. Además, cuenta con un alto potencial de generación solar (actualmente cuenta con más de 35 plantas solares) y únicamente dispone de 5 puntos de recarga de VE, por lo que implantar una estación como la que se propone en este proyecto presentaría una gran oportunidad de negocio.

Para realizar la comparación de los modelos es necesario obtener una magnitud orientativa acerca de las horas solares, para poder hacer los cálculos de potencia solar.

Para ello se han consultado los datos de la Agencia Española de Meteorología (AEMET, 2019) para obtener los datos de las horas diurnas. Se han obtenido los promedios mensuales/anuales, representados a continuación:

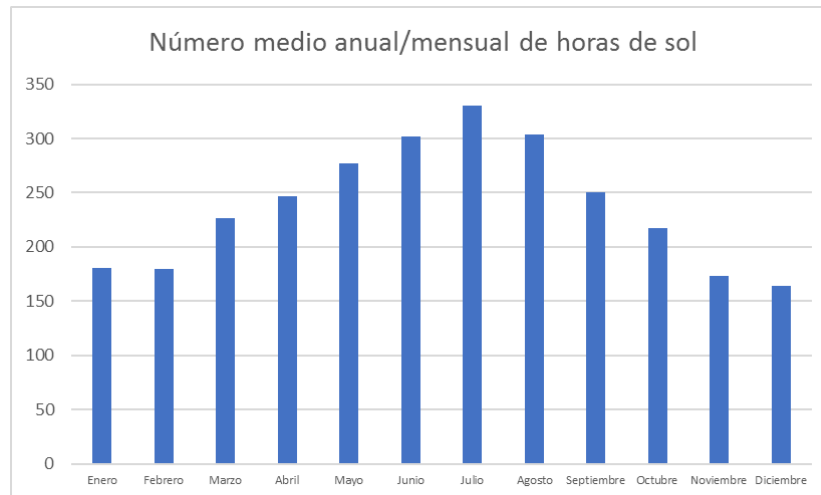


Fig. 4: Número medio anual/mensual de horas de sol en Alicante, España. 'Elaboración propia'.

Se puede observar en el gráfico que la diferencia entre los meses de verano e invierno es significativa en algunos casos. Sin embargo, al ser el objetivo de este proyecto el hacerse una idea aproximada, no se va a entrar en detalles en cuanto a la diferencia de horas diurnas entre unos meses y otros, sino que se va a tomar el valor medio diario de horas solares para la realización del estudio: 7h y 48 minutos. Por lo que se supondrá que en Alicante hay al día 7.5 horas de sol, estableciendo el horario desde las 8:00h hasta las 15:30h.

- Precio de la energía:

El precio de la energía eléctrica en España, lo establece el operador de red, Red Eléctrica de España (REE), según la oferta y la demanda para cada hora del día. Debido a la regularidad de la curva de demanda, se han generalizado tres zonas diferenciadas que se corresponden con tres franjas horarias, donde el precio de la energía difiere. La mayoría de las compañías eléctricas dejan beneficiarse al consumidor de esta diferencia de precios según la hora del día para pagar más o menos según cuándo se utilice la energía. En el

caso de ENDESA ofrece contratos de energía para potencias de consumo de entre 100 y 250 kW con los siguientes precios según la franja horaria:

- Precio punta: de 18:00 a 22:00 – 0.1853 €/kWh
- Precio llano: de 08:00 a 18:00 y de 22:00 a 00:00 – 0.1655€/kWh
- Precio valle: de 00:00 a 08:00 – 0.1219 €/kWh

Esta es la discriminación de precios que se utilizará.

- Tiempo de carga de los vehículos:

Atendiendo a las características propias de la carga rápida a una potencia igual o superior a 50 kW, se ha estimado la carga de los vehículos entre unos 15 y 30 minutos. Para el modelo se ha tomado como tiempo de carga 30 minutos, considerando también demoras del conductor del vehículo en pagar o a demoras en la carga de vehículos de mayor capacidad.

- Potencia por cada surtidor:

La potencia mínima que deberá de suministrar cada surtidor será de 50 kW, para que la carga pueda realizarse en el modo de nivel 3 conocido como ‘carga rápida’.

3.2. Modelo 1: Punto de carga conectado a la red

Este caso consiste en el punto de carga típico y más generalizado hasta el momento. Será un punto de carga rápido conectado a la red. En España, existen actualmente alrededor de 8.823 puntos de carga rápida (Tipo 3, CHAdeMO y Cargador de Tesla) distribuidos por toda la península, aunque este número está creciendo continuamente. La mayoría de estos puntos de carga están conectados a la red y obtienen la energía de ella. Es una instalación sencilla ya que requiere únicamente de una estructura de carga que cuente con un conector al coche y los requisitos para una instalación de mínimo 50kW, ya que es la mínima potencia requerida para considerar la carga como ‘carga rápida’.

En esta sección se estudiará el modelo de negocio de la instalación de un punto de carga de vehículos eléctricos conectado a la red a partir de una serie de premisas preestablecidas

y basadas en otros proyectos ya existentes, recomendaciones de instituciones como la UE acerca de precios, y haciendo un pequeño estudio de mercado. Esta sección no pretende dar datos exactos, sino hacerse una idea para comparar modelos desde el punto de vista económico a partir del TIR y el VAN, para desarrollar aquel que muestre una oportunidad de negocio más atractiva.

La inversión será financiada con un préstamo a 20 años al 4.975% anual, que es el tipo de interés fijo máximo de los préstamos ICO abalados por el Estado actualmente.

Se ha incluido, tanto para los gastos como para los ingresos, una tasa anual de inflación del 2%, objetivo que marca la UE para la zona euro.

Las premisas consideradas se detallan en el apartado siguiente, en el orden del cuadro de proyección financiera.

3.2.1. Premisas del plan de negocio del Modelo 1

Premisas consideradas de actividad

- Tiempo de carga por vehículo: 0.5 horas (común a todos los modelos).
- Número de surtidores: este parámetro es uno de los más importantes, ya que determinará gran parte de la inversión requerida e influirá en gran medida en los ingresos y gastos. Para una primera estimación, y teniendo en cuenta que la inversión inicial no puede ser demasiado alta, se ha simulado con dos surtidores.
- Horas de funcionamiento máximas: para este tipo de puntos de carga no se requiere ni estación de servicio ni personal y puede estar funcionando todo el día, ya que está conectado a la red. Por ello la estación podrá estar operativa hasta 24 horas. Sin embargo, se ha introducido un parámetro de ‘Porcentaje de horas efectivas de funcionamiento’ para hacer la simulación más realista, ya que sería demasiado ideal considerar que hay vehículos cargando las 24 horas del día. Para la simulación se ha sido conservador y se ha considerado que la estación podrá

estar operativa el 45% del tiempo máximo (10.8 horas al día), con coches repostando cada media hora.

- Número de días operativos al año: al igual que con las horas, en un principio la estación podría estar abierta los 365 días del año. Sin embargo, considerando problemas de mantenimiento, vandalismo, días festivos, etc. Se ha introducido un parámetro de ‘Infrautilización por mantenimiento’, que se ha puesto en un 15% para realizar la simulación, por lo que el punto de carga estará operativo 3.723 horas al año en total.
- Porcentaje de cargas según la hora: este parámetro se ha introducido para discriminar según la hora a la que se produzca la carga del vehículo debido a la diferencia de precio de la energía según las horas del día. Se ha establecido un porcentaje de cargas para cada franja horaria sobre el total de vehículos posibles:
 - Punta (18:00 – 22:00h): 50 %
 - Llano (08:00 – 12:00h y 22:00 – 00:00): 35%
 - Valle (00:00 – 08:00h): 15%

Premisas consideradas en el precio de venta

Para el precio de venta se ha consultado la ‘*Electric Vehicle Charging Infrastructure Guidelines for Cities*’, 2017, Connecting Europe Facility of the European Union, p. 21. Donde se facilitan una serie de simuladores de precios, unos más conservadores y otros más optimistas. En este proyecto se ha utilizado el precio de venta al público de 0.34 €/kWh que era el parámetro intermedio utilizado en el citado informe. Además, se ha introducido un 2% de inflación anual para modificar el precio los años que dure la simulación. Este índice es el que utilizan instituciones como el Fondo Monetario Internacional (FMI) para hacer predicciones económicas.

Para la estimación del uso de la instalación, se ha introducido un ‘coeficiente de utilización’, que va incrementándose cada año augurando una mayor afluencia de VE conforme la tecnología avance y su popularidad aumente. Se ha empezado con un 15% de utilización el primer año hasta llegar al 80% de utilización a partir del año 4.

Premisas consideradas en instalaciones

La instalación de la electrolinera constará de dos surtidores de carga rápida de una potencia de 50 kW cada uno, por lo que la instalación constará de una potencia total de 100 kW. El modelo que se utilizará es el Terra 53 CJ de ABB que cuenta con conector de carga rápida de continua y CHAdeMO. Cada surtidor tendrá un coste de unos 25.000€. Además, se han estimado unos costes de protecciones, asfaltado de la zona de carga, pintura, instalaciones eléctricas necesarias para la conexión a red, etc. De unos 6.000€.

Premisas consideradas en costes

- Costes variables:

Coste de la electricidad: se han tomado los costes de los precios establecidos por ENDESA para instalaciones de entre 100 y 250 kW, con discriminación horaria. Los costes de la energía se incrementan en un 2% anual, de inflación estimada.

<i>Costes variables</i>	<i>Precio base (€/kWh)</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Tiempo de carga (h)</i>	<i>Número de cargas</i>	<i>Número total de cargas</i>	<i>Total costes variables</i>	<i>Coste por recarga</i>
Punta (18:00 - 22:00)	0,1853			1206,252			
Llano (08:00 - 12:00 & 22:00 - 00:00)	0,1655	50	0,5	703,647	2010,42	8.486,99 €	4,22 €
Valle (00:00 - 08:00)	0,1219			100,521			

Tabla 2: Costes variables Modelo 1. 'Elaboración propia'

- Costes fijos:

Para los costes fijos se han fijado unos valores para cada concepto orientativos, se recogen en la siguiente tabla:

<i>Costes Fijos</i>		
Coste de mantenimiento	2.000,0	€/año
Alquiler de terreno	12.000,000	€/año
Contabilidad fiscal	150	€/año
Impuestos por actividad	2.000	€/año
Seguro	12.000	€/año

Tabla 3: Costes fijos Modelo 1. 'Elaboración propia'.

Amortización e inversión

<i>Concepto</i>	<i>Coste unidad</i>	<i>Unidades</i>	<i>Total</i>	<i>Años Concesión</i>	<i>Amortización anual</i>
Cargadores (Terra 53 CJ, ABB)	25.000,00 €	2	50.000 €	10	5.000 €
Obra Civil	5.000,00 €	2	10.000 €	10	1.000 €
Acometida eléctrica/Protecciones	20.000,00 €	1	20.000 €	10	2.000 €
TOTAL			80.000 €		8.000 €

Tabla 4: Conceptos de inversión y amortización Modelo 1. 'Elaboración propia'.

El total de la inversión inicial asciende a 80.000 €.

Se obtendrá un crédito bancario de la totalidad de la inversión con unos intereses anuales del 4,975% y se realizará el pago en 20 pagos diferentes elevando el interés total hasta los 32.259,05€.

La amortización se ha supuesto lineal para todos los conceptos a 10 años de duración.

La simulación se realizará a 25 años, ya que es el tiempo estimado de duración de una planta fotovoltaica y el objetivo último es compararlas entre sí.

3.2.2. Conclusiones del modelo 1 y datos interesantes

Con las premisas consideradas anteriormente se han obtenido los siguientes datos relevantes:

INDICADORES	
TIR (%)	11,7%
VAN (€)	229.620
Payback (años)	2.5

Tabla 5: Resumen de los indicadores económicos de la simulación Modelo 1. ‘Elaboración propia’.

Ingresos por consumidor: 8.5€ → esto es lo que pagará cada cliente por repostar y cargar completamente su vehículo. Este precio es considerablemente más bajo que un tanque medio de gasolina cuyo precio ronda los 40€.

Coste medio por cada consumidor: 4.22 € → esto es lo que costará de media la carga de cada vehículo. El margen por tanto de beneficio alcanza los 4.28 €, un beneficio de más del 100% y, aun así, el cliente paga casi 5 veces menos por ‘repostar’ que lo que pagaría con un coche de explosión normal.

En este modelo de negocio proyectado a 25 años a partir del 1 de enero de 2021, se han obtenido los siguientes indicadores, con un resultado considerablemente positivo: el TIR ha salido del 11,7%, dato que muestra la viabilidad del proyecto desde el punto de vista económico ya que la rentabilidad es positiva y de un valor considerablemente alto. La inversión se recuperará en el año 2.5, año a partir del cual se empezará a tener ganancias con este modelo de negocio. El VAN, considerando un coste de oportunidad del 5%, asciende a un valor de 229.620 €, valor razonablemente bueno considerando que la inversión inicial se había establecido en 80.000 €.

Se puede dar por tanto el visto bueno a este modelo a la vista del alto valor del TIR y del VAN.

Para este primer caso y una primera estimación, se puede concluir que el modelo de negocio de un punto de carga es muy prometedor desde el punto de vista económico. El cuadro de proyección financiera se puede consultar en el Anexo II: Simulaciones económicas de alternativas.

3.3. Modelo 2: Punto de carga con sistema fotovoltaico aislado

En esta alternativa se estudiará la posibilidad de alimentar la electrolinera a partir de energía solar, con un sistema de baterías para hacer la estación más fiable. Esta opción, aunque representa la más limpia y una alternativa 100% sostenible, presenta dificultades a la hora de hacerla viable económicamente, debido a la cantidad de energía instantánea que requiere la carga rápida, lo que obligará a requerir de una instalación muy sofisticada con una inversión inicial mucho mayor y con muchas limitaciones debido a la dependencia del sistema de las horas de sol y del clima.

Para dimensionar la instalación fotovoltaica se utilizará el programa PVSYST, con el cual se podrá estimar, entre otras cosas, la energía solar nominal requerida, la capacidad de las baterías y el precio aproximado de la instalación, a partir de unas premisas preestablecidas, como la localización, la energía requerida o las horas de funcionamiento. Con esta simulación no se pretende realizar un estudio exhaustivo ni dar datos 100% fiables, sino dar una aproximación de unos valores lógicos para poder realizar la comparación económica.

La inversión será financiada con un préstamo a 20 años al 4,975% anual. Y se simulará a 25 años, ya que es el tiempo estimado de vida que se le da a una planta fotovoltaica por norma general.

Se ha incluido, tanto para los gastos como para los ingresos, una tasa anual de inflación del 2%, que es el valor de inflación utilizado por el FMI.

Las premisas consideradas son las siguientes, en el orden del cuadro de proyección financiera:

3.3.1. Premisas del plan de negocio del modelo 2

Premisas consideradas de actividad

- Tiempo de carga por vehículo: 0.5 horas (común a todos los modelos).
- Número de surtidores: en este caso se ha decidido simular con un único surtidor, ya que una instalación de una potencia nominal de más de 100 kW iba a hacer el proyecto inviable.
- Horas de funcionamiento máximas: para este caso se han limitado las horas de utilización a la media de horas diurnas estimadas (7.5 horas/día) en ‘Consideraciones generales’ ya que se depende absolutamente de la energía del sol. El sistema de baterías únicamente se dimensionará para proporcionar energía en caso de día nublado, no para horas nocturnas. En este caso, el parámetro de infrautilización por mantenimiento se ha puesto ligeramente superior al de la modelo 1 (20%), ya que se espera que la instalación de paneles solares tenga unos mayores requerimientos por mantenimiento.
- Número de días operativos al año: al igual que con las horas, en un principio la estación podría estar abierta los 365 días del año. Sin embargo, considerando problemas de mantenimiento, vandalismo, días festivos, etc. Se ha introducido un parámetro de ‘Infrautilización por mantenimiento’, que se ha supuesto en este caso del 20% para realizar la simulación, ligeramente superior a la del modelo 1 debido a que la instalación fotovoltaica es previsible que requiera más mantenimiento. El punto de carga estará operativo en total 2.190 horas al año.

Premisas consideradas en el precio de venta

En este caso, al simular con el mismo precio escogido para el Modelo 1 (0.34 €/kWh), el proyecto salía completamente inviable, por lo que, asumiendo el valor añadido de obtener la energía 100% renovable, se ha decidido subir ligeramente el precio a 0.55 €/kWh. Igualmente, se ha introducido un 2% de inflación anual para modificar el precio los años que dure la simulación.

Para la estimación del uso de la instalación, se ha introducido un ‘coeficiente de utilización’, que va incrementándose cada año augurando una mayor afluencia de VE conforme la tecnología avance. Se ha empezado con un 15% de utilización el primer año hasta llegar al 80% de utilización a partir del año 4 (Igual que en el Modelo 1).

Premisas consideradas en instalaciones (Simulación con PVSYST)

La instalación de la electrolinera constará de un surtidor de carga rápida de una potencia de 50 kW. El modelo que se utilizará es el Terra 53 CJ de ABB que cuenta con conector de carga rápida de continua y CHAdeMO. El surtidor tendrá un coste de unos 25.000€.

Para la instalación fotovoltaica y de baterías se ha utilizado el programa PVSYST que, además de proporcionar datos acerca del funcionamiento de la instalación, pérdidas y demás, realiza un pequeño resumen de los costes que podría tener la instalación. El informe de la simulación se adjunta en el Anexo V: Simulaciones con PVSYST de alternativas previas.

Paneles solares: el modelo se ha escogido entre una gama que ofrece la base de datos del programa. Se ha hecho un pequeño estudio de mercado y se han comparado modelos. Finalmente se ha decidido trabajar con los paneles Longi LR4-72HBD (ficha técnica en el Anexo IV: Fichas técnicas) con una potencia nominal de 420W cada uno. Para obtener el precio se contactó con una empresa distribuidora que proporcionó un precio estimado de 0.7 €/W. De la simulación obtenemos que, para los requerimientos de la estación descritos en las premisas, se necesita una instalación de 109.854 Wp, por lo que necesitaremos 262 paneles.

Baterías: dado que para la instalación final no se necesitarán baterías, no se ha hecho un estudio de mercado. Se han tomado los datos arrojados por la simulación para los costes. Se estima que se necesitarán baterías con una capacidad de 4.596 Ah. La premisa era que dieran autonomía para medio día.

Premisas consideradas en costes

- Costes fijos:

Para los costes fijos se han fijado unos valores para cada concepto orientativos, se recogen en la siguiente tabla:

<i>Costes Fijos</i>		
Coste de mantenimiento	8.273,0	€/año
Alquiler de terreno	24.000,000	€/año
Contabilidad fiscal	150	€/año
Impuestos por actividad	2.000	€/año
Seguro	12.000	€/año

Tabla 6: Costes fijos Modelo 2. 'Elaboración propia'.

Cabe destacar que el coste anual de mantenimiento se ha obtenido de la simulación y que el coste del alquiler es del doble que en el modelo uno ya que el tamaño del terreno a alquilar será mucho mayor, de unos 1.048 m² únicamente para los paneles solares.

Amortización e inversión

<i>Concepto</i>	<i>coste unidad</i>	<i>unidades</i>	<i>total</i>	<i>Años Concesión</i>	<i>Amortización anual</i>
Cargadores (Terra 53 CJ, ABB)	25.000,00 €	1	25.000 €	10	2.500 €
Regulador	17.432 €	1	17.432 €	25	697,28 €
Transporte/Colocación	130.741 €	1	130.741 €	25	5.229,64 €
Paneles	294 €	262	76.898 €	25	3.075,92 €
Baterías	33.090 €	1	33.090 €	10	3.309 €
TOTAL			283.161 €		14.811,84 €

Tabla 7: Conceptos de inversión y amortización Modelo 2. 'Elaboración propia'.

El total de la inversión inicial asciende a 283.161 €.

Se obtendrá un crédito bancario de la totalidad de la inversión con unos intereses anuales del 4,975% y se realizará el pago en 20 pagos diferentes elevando el interés total hasta los 128.654.99 €.

La amortización se ha supuesto lineal para todos los conceptos a 10 años de duración.

La simulación se realizará a 25 años, ya que es el tiempo estimado de duración de una planta fotovoltaica y el objetivo último es compararlas entre sí.

El cuadro de proyección financiera se puede consultar en el Anexo II: Simulaciones económicas de alternativas previas.

3.3.2. Conclusiones del modelo 2 y datos interesantes

Con las premisas consideradas anteriormente se han obtenido los siguientes datos relevantes:

Ingresos por consumidor: 12.5€ → esto es lo que pagará cada cliente por repostar y cargar completamente su vehículo. Este precio sigue siendo considerablemente más bajo que un tanque medio de gasolina cuyo precio ronda los 40€, aunque más alto que en el Modelo 1 debido al suplemento por ser energía 100% limpia.

En este modelo de negocio proyectado a 25 años a partir del 1 de enero de 2021, se han obtenido los siguientes indicadores: el TIR ha salido del **-6.3%**, dato que muestra la inviabilidad del proyecto desde el punto de vista económico ya que la rentabilidad es negativa y de un valor considerablemente alto. La inversión se recuperará en el año 13, año a partir del cual se empezará a tener ganancias con este modelo de negocio. El VAN, considerando un coste de oportunidad del 5%, asciende a un valor de **-95.123 €**.

Se puede concluir por tanto que de la forma en la que se ha planteado esta electrolinera no se va a poder desarrollar un modelo de negocio rentable, a pesar de haber subido el precio de la energía con respecto al caso inicial. Sin embargo, la esperanza aún no está perdida para hacer electrolineras 100% con energía limpia, los costes de la tecnología tanto solar como de baterías, está teniendo una tendencia bajista debido a su continuo desarrollo. Por lo que este modelo no se puede descartar para un futuro plan de negocio o para una posible remodelación de la electrolinera en el futuro ya que, aunque inicialmente se tenga que apoyar de la red para obtener la energía requerida, siempre se puede ampliar la potencia fotovoltaica instalada y hacer la conversión a un modelo 100% renovable, que es el objetivo último.

Para este segundo caso y una primera estimación, se puede concluir que el modelo de negocio de un punto de carga alimentado 100% por energías renovables es aún un proyecto demasiado ambicioso y que tendrá que esperar para poder considerarse inviable. Se puede consultar el cuadro de proyección financiera más en detalle en el Anexo II: Simulaciones económicas de alternativas

A continuación, se adjunta un cuadro resumen de los principales indicadores económicos del modelo:

INDICADORES	
TIR (%)	-6,3
VAN (€)	-95.123
Payback (años)	13

Tabla 8: Resumen de los indicadores económicos de la simulación Modelo 2. ‘Elaboración propia’.

3.4. Modelo 3: Punto de carga conectado a red y con sistema fotovoltaico

En esta alternativa se estudiará la posibilidad de alimentar la electrolinera a partir de energía solar con ayuda de la red. Dado que el Modelo 1 arroja unos datos económicos muy positivos mientras que el Modelo 2 no parece ser viable como negocio, en este modelo se espera encontrar el equilibrio entre utilización de energías renovables y viabilidad económica. Este modelo se presenta como el más atractivo a primera vista ya que ya hay en el mercado electrolineras con estas características puestas en marcha por compañías como Iberdrola. Además, en el estudio mencionado en la introducción, J.A. Domínguez-Navarro et al. [2], la conclusión del problema de optimización que presenta es que la forma más rentable de una electrolinera es utilizando tanto energía de la red como energías renovables, tal y como se propone en este modelo.

Para dimensionar la instalación fotovoltaica se utilizará nuevamente el programa PVSYST, del mismo modo que en el modelo anterior, pero esta vez, en vez de utilizar como fuente de energía de repuesto las baterías se utilizará la red eléctrica. Nuevamente, con esta simulación no se pretende realizar un estudio exhaustivo ni dar datos 100% fiables, sino dar una aproximación de unos valores lógicos para poder realizar la comparación económica.

La inversión será financiada con un préstamo a 20 años al 4,975% anual. Y se simulará a 25 años, ya que es el tiempo estimado de vida que se le da a una planta fotovoltaica por norma general.

Se ha incluido, tanto para los gastos como para los ingresos, una tasa anual de inflación del 2%.

Las premisas consideradas son las siguientes, en el orden del cuadro de proyección financiera:

3.4.1. Premisas del plan de negocio del modelo 3

Premisas consideradas de actividad

- Tiempo de carga por vehículo: 0.5 horas (común a todos los modelos).
- Número de surtidores: dos surtidores.
- Horas de funcionamiento máximas: para este caso, lógicamente, se han utilizado las premisas del Modelo 1 y del Modelo 2 para cada tipo de tecnología. Las horas de funcionamiento han sido las mismas que para el Modelo 1, considerando que puede estar operativa las 24 horas del día, usando un índice de horas efectivas del 45% (10,8 horas de funcionamiento efectivo al día) y un índice de infrautilización por mantenimiento del 20% (como el Modelo 2).
- Número de días operativos al año: al igual que con las horas, en un principio la estación podría estar abierta los 365 días del año. Sin embargo, considerando problemas de mantenimiento, vandalismo, días festivos, etc. Se ha introducido un parámetro de ‘Infrautilización por mantenimiento’, que se ha puesto, como en el Modelo 2 del 20% para realizar la simulación. El punto de carga estará operativo en total 6.307 horas al año, lo que permitirá un máximo de 12.615 cargas al año.
- Porcentaje de cargas según la hora: este parámetro se hace necesario al contar con energía de la red, para discriminar según la hora a la que se produzca la carga del vehículo debido a la diferencia de precio de la energía según las horas del día. Se

ha establecido un porcentaje de cargas para cada franja horaria sobre el total de vehículos posibles:

- Punta (18:00 – 22:00h): 50 %
- Llano (08:00 – 12:00h y 22:00 – 00:00): 35%
- Valle (00:00 – 08:00h): 15%

Premisas consideradas en el precio de venta

En este caso se ha utilizado el mismo precio para la energía que en el Modelo 2 (0.55 €/kWh), por los mismos motivos.

Para la estimación del uso de la instalación, se ha utilizado nuevamente un ‘coeficiente de utilización’, que va incrementándose cada año augurando una mayor afluencia de VE conforme la tecnología avance. Se ha empezado con un 15% de utilización el primer año hasta llegar al 80% de utilización a partir del año 4 (Igual que en los modelos 1 y 2). Para este caso, dado que contamos con energía mixta, se ha tenido que realizar una simulación en PVSYST para cada porcentaje de utilización (15%, 30%, 50% y 80%, informes en el Anexo V: Simulaciones con PVSYST de alternativas previas) ya que para cada caso tendremos un balance de energía distinto ya que la energía solar tiene un máximo, al estar condicionada al clima, horas de sol y tamaño de la instalación.

Premisas consideradas en instalaciones (Simulación con PVSYST)

La instalación de la electrolinera constará de los mismos surtidores que en los modelos anteriores de carga rápida de una potencia de 50kW. El modelo que se utilizará es el Terra 53 CJ de ABB que cuenta con conector de carga rápida de continua y CHAdeMO. Cada surtidor tendrá un coste de unos 25.000€.

Para la instalación fotovoltaica se ha utilizado el programa PVSYST. En este caso se han establecido unas premisas de tamaño de la instalación previas para realizar las simulaciones. Se ha considerado que se dispone, en un principio, de una superficie máxima de 200 m² para la instalación (que puede parecer poco, pero se ha preferido ser

conservadores antes que establecer premisas demasiado idílicas, se tiene en cuenta que la superficie puede aumentarse en cualquier instante y que el modelo es fácilmente escalable).

Paneles solares: el modelo se ha escogido de entre una gama que ofrece la base de datos del programa. Se ha hecho un pequeño estudio de mercado y se han comparado modelos. Se le ha dado especial relevancia a la calidad de los paneles y a la historia de la empresa, aunque el precio fuera un poco más elevado. Finalmente se ha decidido trabajar con los paneles Longi LR4-72HBD (ficha técnica en el Anexo IV: Fichas técnicas) con una potencia nominal de 420 W cada uno. Para obtener el precio se contactó con una empresa distribuidora que proporcionó un precio estimado de 0.7 €/W (igual que en el Modelo 2). Con este modelo se ocupará una superficie de unos 197 m² (88 módulos) y proporcionará una potencia nominal en condiciones STC (condiciones normalizadas) de 37 kWp.

Premisas consideradas en costes

- Costes variables:

Coste de la electricidad: se han tomado de los costes de ENDESA para instalaciones de entre 100 y 250 kW, con discriminación horaria. Los costes se incrementan en un 2% anual, de inflación estimada (como en el Modelo 1). Como tendremos un porcentaje de la energía de las cargas que vendrá de la energía solar, tendremos que utilizar las simulaciones para estimar el coste de la energía. A continuación, se presenta la tabla resumen de la energía producida por cada tecnología para el primer año con un 15% de utilización:

Reparto de energía durante el primer año (15% de utilización)

Energía producida (kWh/año)	122.068	100%
Energía utilizada para carga	95.813	78,49%
Energía solar utilizada para carga (kWh/año)	42.055	43,89%
Energía de la red (kWh/año)	53.757	56,11%
Energía vertida a la red (kWh/año)	26.256	21,51%

Tabla 9: Reparto de la energía durante el primer año. Modelo 3. 'Elaboración propia'.

A partir de estos datos se pueden calcular entonces los costes variables derivados de la energía obtenida de la red:

Costes variables	Precio base (€/kWh)	Potencia (kW)	Tiempo de carga (h)	Energía de red utilizada	Número total de cargas de la red	Total costes variables	Coste por recarga
Punta (18:00 - 22:00)	0,1853						
Llano (08:00 - 12:00 & 22:00 - 00:00)	0,1655	50	0,5	53.757	1.075,14	4.538,70 €	2,40 €
Valle (00:00 - 08:00)	0,1219						

Tabla 10: Costes variables Modelo 3. 'Elaboración propia'.

- Costes fijos:

Para los costes fijos se han fijado unos valores para cada concepto orientativos, se recogen en la siguiente tabla:

Costes Fijos

Coste de mantenimiento	4.273,0	€/año
Alquiler de terreno	13.500,000	€/año
Contabilidad fiscal	150	€/año
Impuestos por actividad	2.000	€/año
Seguro	10.500	€/año

Tabla 11: Costes fijos Modelo 3.

Cabe destacar que el coste anual de mantenimiento se ha obtenido de la simulación y que el precio del alquiler del terreno será ligeramente mayor que en el Modelo 1 dado que el terreno a alquilar será de, por lo menos, 200 m² mayor.

Amortización e inversión

Cuadro resumen de la inversión (amortización de los 10 primeros años):

Concepto	coste unidad	unidades	total	Años Concesión	Amortización anual
Cargadores (Terra 53 CJ, ABB)	25.000,00 €	2	50.000 €	10	5.000 €
Regulador	17.432 €	1	17.432 €	25	697,28 €
Transporte/Colocación	80.000 €	1	130.741 €	25	3.200,00 €
Paneles	250 €	88	22.000 €	25	880,00 €
Inversor	4.347 €	1	33.090 €	25	173,88 €
Optimizador	44 €	64	2.816 €	25	112,64 €
TOTAL			176.595 €		10.063,80 €

Tabla 12: Conceptos de amortización e inversión. Modelo 3

El total de la inversión inicial asciende a 176.595 €.

Se obtendrá un crédito bancario de la totalidad de la inversión con unos intereses anuales del 4,975% y se realizará el pago en 20 pagos diferentes elevando el interés total hasta los 80.236,43 €.

La amortización se ha supuesto lineal para todos los conceptos a 10 y 25 años de duración.

La simulación se realizará a 25 años, ya que es el tiempo estimado de duración de una planta fotovoltaica y el objetivo último es compararlas entre sí.

3.4.2. Conclusiones del modelo 3 y datos interesantes

Con las premisas consideradas anteriormente se han obtenido los siguientes datos relevantes:

Ingresos por consumidor: 13,26 € → esto es lo que pagará cada cliente por repostar y cargar completamente su vehículo más lo que se ingresa por verte energía sobrante a la red (para el primer año). Este precio es considerablemente más bajo que un tanque medio de gasolina cuyo precio ronda los 40€, aunque más alto que en el Modelo 1 debido al suplemento por ser energía 100% limpia.

En este modelo de negocio proyectado a 25 años a partir del 1 de enero de 2021, se han obtenido en los indicadores económicos considerados unos resultados considerablemente positivos. El TIR ha salido del 7,9%, dato que muestra la viabilidad del proyecto desde el punto de vista económico ya que la rentabilidad es positiva y de un valor razonable. La inversión se recuperará en el año 3,5, año a partir del cual se empezará a tener ganancias con este modelo de negocio. El VAN, considerando un coste de oportunidad del 5%, asciende a un valor de 279.986 €.

Se puede concluir, por tanto, que la forma de negocio planteada es rentable, ofreciendo una rentabilidad considerable. Aunque los indicadores han salido un poco más bajos que con el modelo de red (TIR 7,9% frente a 11,7%) hay que tener en cuenta otros factores adicionales con los que los modelos económicos no cuentan, como son la evolución de la

tecnología y el consecuente abaratamiento de costes, lo que permitirá en un futuro ampliar la energía solar de la estación, es decir, el Modelo 2 presenta más escalabilidad que el Modelo 1. Además, uno de los factores principales que se tienen en cuenta para este proyecto es la viabilidad de la tecnología en el futuro y la sostenibilidad del negocio, y a esto el Modelo 3 gana con creces al Modelo 1.

Para este tercer caso y una primera estimación, se puede concluir que combinar energía de la red con energía solar renovable se presenta como la forma más prometedora, con el mejor equilibrio entre rentabilidad económica y sostenibilidad y respeto al medio ambiente. El cuadro de proyección financiera se encuentra en el Anexo II: Simulaciones económicas de alternativas. El cuadro resumen de los indicadores económicos obtenidos se presenta a continuación:

<i>INDICADORES</i>	
TIR (%)	7,9
VAN (€)	279.986
Payback (años)	3,5

Tabla 13: Indicadores económicos Modelo 3.

3.5. Conclusiones

- Desde el punto de vista económico, el indicador del TIR obtenido en el Modelo 1 (11.7%) hace de esta alternativa un modelo viable económicamente y muy prometedor como forma de negocio. Sin embargo, esta forma de alimentar la electrolinera no ataja el resto de los problemas que se querían solventar. Por un lado, toma toda la energía de la red, pudiendo provocar alteraciones en esta debido a la alta demanda instantánea que requiere la carga rápida. Por otro lado, no se sabrá de donde proviene la energía consumida, que pudiera ser de fuentes de energía contaminantes, por lo que no se podría garantizar la sostenibilidad del negocio a futuro. Este modelo puede ser beneficioso actualmente para favorecer

la compra de vehículos eléctricos, y en estos momentos es lo que se necesita. Sin embargo, el objetivo de este proyecto es encontrar un equilibrio entre rentabilidad y sostenibilidad, por ello se considerarán otras alternativas.

- Con respecto al Modelo 2, se puede decir que es la forma más limpia e ideal de obtener la energía. Toda ella proviene del sol, por lo que la contaminación durante la obtención de ésta es nula. Este modelo ataja los problemas que el primer modelo no atajaba (no causará alteraciones en la red y la energía es 100% limpia), sin embargo, el objetivo de viabilidad económica no se cumple, al tener que obtener toda la energía de la red y depender del sol para cargar vehículos por el siguiente motivo: aunque la energía sea ‘gratuita’ no compensa con la alta inversión que hay que hacer para la instalación. Este modelo no es viable económicamente, con un TIR de - 6.7% nunca se llegará a recuperar la inversión. Por lo tanto, para el objetivo de este proyecto no vale este modelo, ya que, al menos actualmente, no es viable económicamente y por tanto como modelo de negocio.
- En el Modelo 3 se han juntado la red y la energía fotovoltaica para obtener energía. Este modelo ha probado que arroja indicadores económicos positivos, con un TIR de 7,9%, aunque sea un peor valor que en el Modelo 1, sigue siendo considerablemente positivo y presenta una oportunidad de negocio perfectamente factible. Además, en este modelo, gran parte de la energía utilizada proviene del generador fotovoltaico, haciendo la instalación mucho más sostenible que la del Modelo 1. Por tanto, se concluye que este modelo cumple con la principal exigencia de este proyecto, que es tener un equilibrio entre viabilidad económica y sostenibilidad.
- Se diseñará por tanto un generador fotovoltaico para alimentar la electrolinera, así como los requerimientos necesarios para conectarse a la red.

Capítulo 4 Factores y componentes del sistema FV

Una vez demostrada la viabilidad económica de la electrolinera conectada a la red y alimentada con un generador fotovoltaico, se procede a describir el diseño de la instalación definitiva alimentada por paneles fotovoltaicos y la red.

4.1. Localización

El emplazamiento escogido será en la provincia de Alicante, España, como en los modelos estudiados en el capítulo anterior. Este emplazamiento muestra un potencial prometedor para este tipo de instalaciones ya que aúna las características ideales para una instalación fotovoltaica (gran incidencia solar y muchas horas de sol), además de no contar todavía con los puntos de carga suficientes para promover el uso del vehículo eléctrico.

La localización de la instalación deberá ser un tramo de carretera muy concurrido durante todo el año, para asegurar la afluencia de coches. Se ha estimado que la carga rápida se requerirá para aquellos trayectos de gran distancia. Por ello la instalación a diseñar será como una gasolinera normal en la carretera, sin edificios alrededor ni sombras que puedan mermar la eficiencia de la estación. Además, el precio del terreno será mucho más barato en terreno no urbano.

Orientación de los módulos

La instalación será de estructura fija, por lo que se deberá optimizar tanto la orientación como la inclinación de los paneles. No se tendrá en cuenta la distancia entre paneles, ya que la estructura que se tiene en mente se podrá inclinar y orientar a placer, disponiendo los paneles sobre la misma superficie, de manera que no se lanzan sombras unos sobre otros. Se inspirado el diseño en la electrolinera representada en la Fig. 1.

Se puede optimizar la inclinación para verano, para invierno o para el año entero dependiendo de los intereses. En este caso, como se quiere que la estación esté operativa todo el año, se buscará la inclinación óptima anual.

Para encontrar este ángulo óptimo, que busca maximizar la energía captada por los paneles solares, se utilizará la herramienta PVGIS (siglas en inglés para Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica). Es un centro de investigación conjunto creado por la Comisión Europea con el fin de promover la energía solar en Europa. Es una base de datos basada en mapas, que incluye información de Europa, África y el sudoeste de Asia.

Esta herramienta permite encontrar el ángulo óptimo para la instalación dependiendo de la localización. A continuación, se muestran los datos obtenidos en el programa en PVGIS:

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	38.349, -0.488
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	50
Pérdidas sistema [%]:	14
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	35 (opt)
Ángulo de azimut [°]:	2 (opt)
Producción anual FV [kWh]:	82850.43
Irradiación anual [kWh/m²]:	2093.36
Variación interanual [kWh]:	2361.32
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-2.51
Efectos espectrales [%]:	0.54
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-6.09
Pérdidas totales [%]:	-20.84

Fig. 5: Resultados obtenidos en el programa PVGIS.

Como se puede observar el grado de inclinación óptimo anual es 35° y el ángulo azimut 2°, medido desde la orientación sur. Esto tiene sentido, ya que la irradiación solar se maximiza en el ecuador, por lo que la orientación óptima se preveía fuera Sur, como el ángulo azimut óptimo obtenido ha confirmado.

La gráfica de irradiación obtenida para esta localización se muestra a continuación:

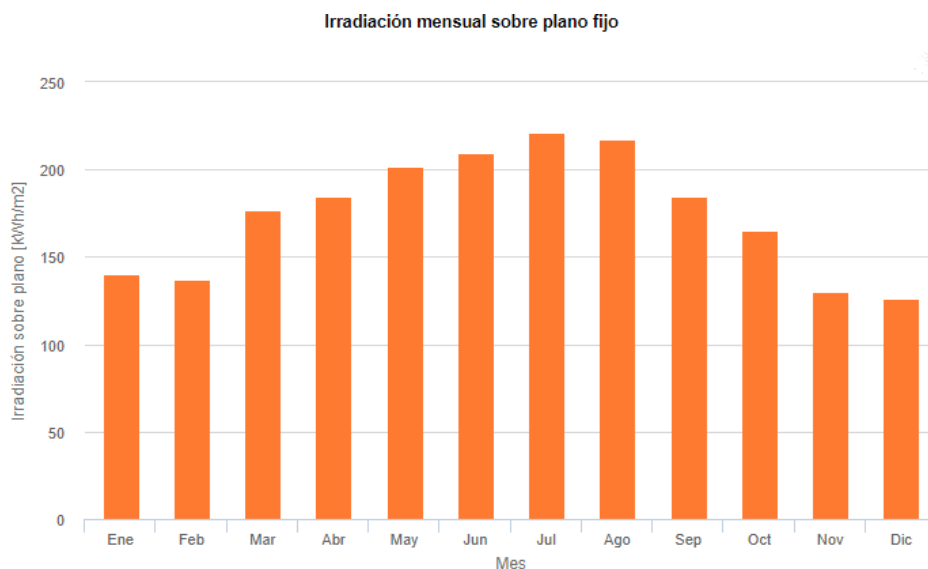


Fig. 6: Irradiación mensual/anual sobre la localización de la instalación.

Fuente: PVGIS

La gráfica confirma lo que se había afirmado anteriormente, la alta irradiación de la localización escogida (174,45 kWh/m² de media), lo que hace a esta localización óptima para este tipo de instalación.

4.2. Instalación fotovoltaica

4.2.1. Componentes y requerimientos

Módulos fotovoltaicos

La búsqueda de paneles solares se ha decidido hacerla de módulos de silicio monocristalino, que son los más utilizados actualmente por su alta eficiencia.

Partiendo de que la zona de instalación sufre altas temperaturas, para reducir la afección que este hecho tiene sobre el rendimiento del módulo, basamos la elección en un compromiso entre coste, potencia y efecto de la temperatura sobre la generación del panel.

El modelo escogido finalmente ha sido el LR4-72HBD-430M, del fabricante Longi Solar, una marca con una larga trayectoria en manufactura de paneles solares y líder mundial en el sector. Estos paneles cuentan con tecnología bifacial, que permiten obtener energía de la luz reflejada en el suelo, lo que se traduce en un aumento de la eficiencia (Ver ficha técnica en Anexo IV: Fichas técnicas).

Las características de este modelo en condiciones estándar de test (condiciones STC, 1000W/m^2 y 25°C) son las siguientes:

Potencia máxima: 435 Wp

Tensión de circuito abierto: 49,6 V

Corriente de cortocircuito: 10,93 A

Tensión de potencia máxima: 41,2 V

Corriente de potencia máxima: 10,44 A

Eficiencia del módulo: 19,2%

Temperatura de funcionamiento: -40°C / 85°C

Tensión máxima del sistema: 1500 V_{DC}

Máxima corriente de fusibles en serie: 20 A

Conexión de los módulos fotovoltaicos

Teniendo en cuenta el área de los módulos (2.242 m^2) se ha decidido hacer la instalación con 12 cadenas de 10 paneles en serie (120 paneles), lo que ocupará un área de 269 m^2 , algo más que lo que se había pensado en un principio, pero que sigue siendo viable. La potencia máxima que se podrá conseguir con este generador será por tanto de 52,8 kWp en condiciones STC.

Las características de la instalación serían:

Tensión e intensidad de máxima potencia en condiciones STC:

$$U_{mp\ Total} = 10 * U_{mp\ módulo} = 10 * 41,2 = 412\ V$$

$$I_{mp\ Total} = 12 * I_{mp\ módulo} = 12 * 10,44 = 125,28\ A$$

Tensión en circuito abierto e intensidad de cortocircuito:

$$U_{ca\ Total} = 10 * U_{ca\ módulo} = 10 * 49,6 = 496\ V < U_{máx} = 1000\ V$$

$$I_{CC\ Total} = 12 * I_{CC\ módulo} = 12 * 10,93 = 131,16\ A$$

La conexión entre los módulos se realizará con el conector que tienen incluido de 300 mm de longitud. Para reducir el coste de cableado se ha optado por realizar la conexión entre paneles conocida como ‘leapfrog’, que consiste en conectar cada módulo, no con su contiguo sino con el siguiente, como se muestra en la siguiente ilustración:

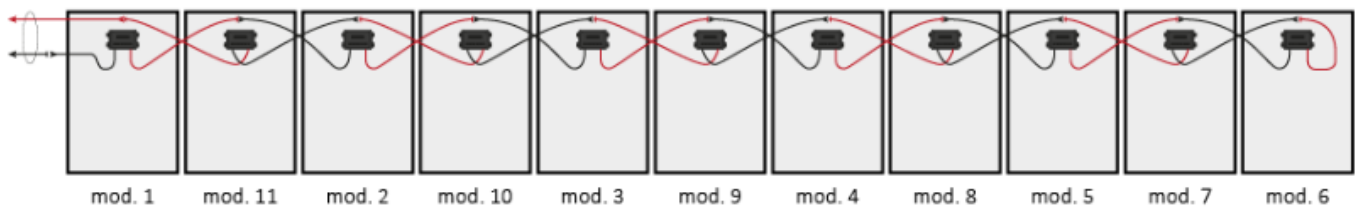


Fig. 7: Conexión de los paneles en 'Leap Frog'.

Fuente: www.autosolar.com

Este tipo de conexionado permite un ahorro en costes de cables importante dadas las grandes dimensiones de la instalación.

Estructura de soporte de los paneles

Los paneles estarán fijos montados sobre una estructura inclinada 35° y orientada hacia el sur. La estructura estará inspirada en la que se muestra en la Fig. 1 de la introducción.

Elementos de conexión

Para conectar los paneles entre sí, se utilizarán los cables que ellos mismos incluyen, como se ha comentado antes, compatibles con el conector ‘Multi Contact’ MC4, que disponen de un sistema de seguridad que obliga a utilizar una herramienta para su desconexión. La conexión se puede realizar de forma sencilla a mano.

Cada cadena de paneles se conectará a la caja de conexión mediante dos cables con la debida sección para garantizar que se cumple con el criterio de caída de tensión y de intensidad admisible. El conector será el citado conector MC4.

Cableado de la instalación

El dimensionamiento se realizará conforme a la normativa recogida en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). Según este documento, la sección de los cables a de determinarse para que cumpla con las tres condiciones siguientes:

- Criterio de intensidad máxima admisible o de calentamiento: La temperatura del conductor, trabajando a plena carga y en régimen permanente no debe superar nunca la temperatura máxima admisible de los materiales de aislamiento. Dicha temperatura se especifica en la norma de cada cable.
- Criterio de caída de tensión: La caída de tensión provocada por la diferencia de tensiones entre el origen y el final del cable debe ser inferior a los límites marcados por el REBT en cada parte de la estación (inferior al 1,5%).
- Criterio de intensidad de cortocircuito: La temperatura alcanzada por el conductor en caso de cortocircuito o sobreintensidad de corta duración no puede sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración asignada a los materiales. Este criterio no es determinante en instalaciones de baja tensión, ya que las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy cortos.

La sección del conductor quedará determinada por el criterio más restrictivo.

El cableado calculado es el que una cada cadena de paneles solares con la caja de conexión, y el que une la caja de conexión con el inversor.

Las cadenas de paneles estarán conectadas a la caja de conexión mediante dos cables unipolares, de cobre, e instalado en bandeja paralela a los bordes de la instalación, que los protegerá de las condiciones externas. La caja de conexión está conectada al inversor mediante dos cables unipolares de cobre en canalización cerrada con tapa desmontable

que descenderá por el pilar que sustenta el sistema fotovoltaico hasta el emplazamiento del inversor.

Para el cálculo de las intensidades de los conductores, primero se calcula la sección con el criterio de caída de tensión, de la siguiente forma:

$$S = \frac{2 * P * L}{U_1 * \gamma_{Cu} * \Delta U_{m\acute{a}x}} \quad (1)$$

- $S \rightarrow$ Sección calculada según el método de caída de tensión máxima admisible.
- $P \rightarrow$ Potencia por el cable.
- $L \rightarrow$ Longitud de la línea.
- $\Delta U_{m\acute{a}x} \rightarrow$ Caída de tensión máxima (según el REBT, la caída de tensión entre el generador y la red no puede superar el 1,5%. Se ha escogido entonces aplicar un 0,5% de caída de tensión, ya que con un 1% no se cumplía la condición de $I_{m\acute{a}x} > 1,25 * I_{CC}$).
- $\gamma_{Cu} \rightarrow$ Conductividad del cobre (aproximadamente $44 \frac{m}{\Omega * mm^2}$ para una temperatura de 90°C, que es la temperatura de funcionamiento del conductor aportada por el fabricante).
- $U_1 \rightarrow$ Tensión nominal de la línea (suma de la tensión de los paneles de cada cadena).

Una vez calculada la sección habrá que comprobar que la intensidad máxima que puede soportar es mayor a la nominal de la línea, de lo contrario se aumentará la sección. Esta intensidad se calculará utilizando las tablas de la norma española UNE-HD 60364-5-52:2014 para el modo de instalación utilizado (en canalización cerrada). A continuación, se detallan los datos utilizados para el cálculo de las secciones y los resultados obtenidos:

<i>Tramo</i>	<i>L_{máx}</i>	<i>P</i>	<i>ΔU_{máx}</i>	<i>U₁</i>	<i>S_{calculada}</i>	<i>S_{normalizada}</i>	<i>I_{máx}</i>	<i>S_{escogida}</i>	<i>ΔU</i>
Paneles - Caja Conexión	12,79 m	4.301,3 W	2,06 V	412 V	2,97 mm ²	4 mm ²	29,4 A	4 mm ²	0,397%
Caja Conexión - Inversor	4,29 m	51.829,6 W	2,06 V	412 V	12,02 mm ²	16 mm ²	164 A	35 mm ²	0,157%

Tabla 14: Datos para la selección de la sección de los cables de la instalación. ‘Elaboración propia’.

Para el primer tramo ha sido más restrictivo el criterio de máxima caída de tensión. Se comprueba, además, que la intensidad máxima que soporta el cable es mayor que el 125% de la corriente de corto (13,7 A), como establece la norma. Se usarán cables de sección de 4 mm².

Para el segundo tramo ha sido más restrictivo el criterio de la intensidad máxima, ya que la intensidad máxima obtenida con el criterio de caída de tensión era menor que el que establece la norma. Por ello se ha escogido la sección de 35 mm² que permite hasta 164 A, mayor que el 125% de la corriente de corto en este tramo (163,95 A).

El cable seleccionado para la instalación es el EXZHELLENT XXI 1000V RZ1-K (AS) de General Cable, especialmente diseñado para instalaciones con alto grado de seguridad. Se adjunta la ficha técnica en el Anexo IV: Fichas técnicas.

Cabe destacar que únicamente se han diseñado los cables correspondientes a la parte de continua, ya que se desconocen las indicaciones técnicas de baja tensión de la zona.

Caja de conexión

La caja de conexión se utilizará para agrupar todos los cables provenientes de las 12 cadenas de paneles solares y se conectará con el inversor. Se ha escogido el INGECON SUN StringBox M 12-32 / 1500V de Ingeteam (Anexo IV: Fichas técnicas). Esta caja permite la conexión de hasta 32 cadenas diferentes, como contamos con 12 actualmente permitirá aumentar el número de cadenas solares como se espera hacer en un futuro. La corriente máxima que permite para cada línea es de 12 A, suficiente ya que al nominal en

nuestro caso es de 10,44 A. Además, puede soportar hasta 1500 V de continua, más que suficiente para la instalación.

La caja está equipada con porta-fusibles de seguridad, descargadores de sobretensión tipo II y seccionador DC manual. El grado de protección es IP65, por lo que es adecuada para la instalación de exterior.

Esta caja indica en todo momento las líneas por donde pasa corriente y las líneas por donde no, para localizar posibles problemas.

Inversor

Se van a necesitar 4 inversores de 12 kW cada uno. Se utilizará el inversor de ABB PVI-12.5-TL-OUTD.

Se colocarán en una de las columnas que soporta el techo solar. Este inversor cuenta con su propio sistema de protecciones de nivel IP65 como se establece en la norma para instalaciones en la intemperie, y está equipado con un sistema de seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT), para que la energía producida en cada instante sea la máxima posible. Cabe destacar que el inversor deberá estar sincronizado con la red ya que se ha usado una única etapa de conversión de energía para hacer más eficiente el proceso. Esto es, aunque la carga rápida del vehículo se pueda hacer en CC, como también se está tomando CA de la red y vertiendo en esta, esto supondría poner más reguladores e inversores que provocarían más pérdidas, por ello se ha decidido alimentar el punto de carga con CA.

En el punto en el que se juntan la energía proveniente del generador fotovoltaico y la red se tendrá que cumplir la Ley de Kirchoff, por lo que siempre se priorizará la energía fotovoltaica y se usará la energía de la red conforme lo requiera la carga.

La tensión máxima de continua de este inversor es de 900 V, mayor que la tensión de las cadenas (412 V), y la intensidad máxima de 18 A para cada MPPT, mayor que la máxima de las cadenas (10,93 A de cortocircuito).

4.2.2. Seguridad y puesta a tierra

Protecciones

Las protecciones de la instalación se regirán por lo indicado en el artículo 14 del Real Decreto 1669/2011 en el que se regula la conexión a red de instalaciones de baja potencia. También se contará con lo indicado en el REBT.

Según estos documentos, las protecciones mínimas de las que debe disponer la instalación son:

- a) Un elemento de corte general que proporcione aislamiento.
- b) Interruptor automático diferencial, para proteger en caso de derivación de algún elemento a tierra.
- c) Interruptor automático de la conexión, para desconexión en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red.
- d) Protecciones de la conexión de máxima y mínima frecuencia (50,5 y 48 Hz, con temporización máxima de 0,5 y 3 segundos, respectivamente). Además de máxima y mínima tensión entre fases (1,15 Un y 0,85 Un).

Estas protecciones pueden actuar sobre el interruptor general o sobre los interruptores de los equipos.

La mayoría de las protecciones especificadas están incluidas en los elementos de la instalación (caja de conexión e inversor) ya que se ha tenido cuidado de que todos ellos cumplan con la norma vigente en España. Además, como viene indicado en el REBT, se considerará la instalación de sistemas externos contra descargas atmosféricas.

Puesta a tierra

La puesta a tierra se deberá realizar según lo indicado en el artículo 15 del Real Decreto 1669/2011. Las especificaciones son las siguientes:

- a) La puesta a tierra se hará de tal forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.
- b) La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras.
- c) Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.

De las indicaciones anteriores se deduce por lo tanto que habrá que disponer de una nueva puesta a tierra, aislada de la del neutro de la compañía de la red de distribución. La alternativa por la que se ha optado es realizar la puesta a tierra con cableado de cobre y con picas enterradas en el suelo. Dicha pica será la puesta a tierra de todos los elementos de la instalación.

Para la separación galvánica se aprovecha el transformador incluido en el inversor.

4.2.3. Estructura

Como ya se ha mencionado, se va a diseñar una nueva obra en la que se localizarán los paneles fotovoltaicos. La idea es que los paneles estén suspendidos sobre raíles de aluminio y dispuestos todos juntos y pegados, de manera que formen un rectángulo de 21,3 x 13,2 m. Este rectángulo estará delimitado por una estructura de acero e inclinado 35° y orientado a azimuth 2°. Como soporte se usarán tres columnas de acero de 7,8 m de altura, ancladas al suelo mediante zapatas correctamente dimensionadas.

El objetivo de este proyecto no es el diseño de la estructura, pero se ha tratado de realizar unos cálculos básicos, como el dimensionamiento de las zapatas de la estructura o el perfil necesario de las vigas de acero.

A continuación, se hace un cálculo aproximado y orientativo sobre **el perfil** necesario para las vigas de acero, teniendo en cuenta únicamente el axil provocado por el peso de los paneles sobre las vigas:

Datos:

- Peso de una placa: 29,5 kg $\rightarrow$ x 120 placas $\rightarrow$ $Peso = 3.540 \text{ kg}$
- Axil sobre cada pilar $\rightarrow F = m * g * \frac{1}{3} = 3.540 * \frac{9,81}{3} = 11.575,3 \text{ N}$

Desarrollo:

- Dimensionamiento por tensión admisible (σ_{adm}):

$$\sigma_{trabajo} \leq \frac{\sigma_{adm}}{n}$$

Suponiendo tensión crítica del acero $\rightarrow \sigma_{crit} = 250 \text{ MPa}$ (tensión del acero utilizada en la asignatura de Resistencia de Materiales en ICAI). Y un coeficiente de seguridad $n=2$

$$\sigma_{trabajo} = \frac{11.575,3 \text{ N}}{A} \leq \frac{250 \text{ MPa}}{2} \rightarrow A \geq 92,61 \text{ cm}^2$$

En el prontuario de perfiles HEB escogemos el HEB240 con un área de 106 cm^2 .

- Comprobación de pandeo:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 * E * I_{min}}{Lp^2} \quad (2)$$

Donde:

- P_{cr} : axil crítica para que el pilar empiece a pandear.
- E : módulo de Young del acero, se usará el utilizado en la asignatura de Resistencia de Materiales de ICAI, 210 GPa.
- Lp : longitud característica, al ser un pilar empotrado en el suelo soportando una carga axil vertical, será la longitud del pilar, 7,8 m.
- I_{min} : es el momento de inercia mínimo que debe tener la sección para que no se produzca el fenómeno de pandeo.

Luego, de la ecuación (2) :

$$11.575,8 = \frac{\pi^2 * 210GPa * I_{min}}{7,8^2 m} \rightarrow I_{min} = 33,98 cm^4$$

$$I_{HEB240} = 11.259 cm^4 > I_{min}$$

Zapata

La zapata será aislada, ya que los elementos de sujeción serán tres pilares separados unos de otros una distancia considerable.

A continuación, se detalla el procedimiento de cálculo de la cimentación de las zapatas:

Datos:

- Axil característica (N_k):

$$N_{placas} = 29,5 (kg) \times 120 (placas) \times 9,81 \left(\frac{m}{s^2}\right) \approx 34.727,4$$

Como son tres pilares se considera que la carga se reparte de forma equitativa entre los pilares, luego cada pilar aguantará:

$$N_{placas} = \frac{34.727,4}{3} \approx 11.575,8 N$$

Los pilares serán de acero. Para dimensionar el perfil de estos se ha hecho un pequeño cálculo aproximado, considerando cargas puntuales de valor N_{placas} :

$$\sigma_x = \frac{N_x}{A} = \frac{11.575,3}{A} \leq \sigma_y$$

Un valor común de tensión crítica en aceros es: $\sigma_y = 250 MPa$ (valor con el que se trabaja en la asignatura *Resistencia de Materiales* en ICAI).

Como coeficiente de seguridad (n) se ha escogido el valor 2.

Luego:

$$\sigma_{trabajo} \leq \frac{\sigma_{adm}}{n} = \frac{250M}{2} = 125 MPa \rightarrow \frac{11.575,3 N}{A} \leq 125 MPa \rightarrow A \geq 92,61 cm^2$$

Se va entonces al prontuario de perfiles normalizados y se comprueba que un perfil adecuado podría ser el HEB240 cuya área es 106 cm^2 .

Ahora, se puede calcular la axil ejercida por el peso de los pilares. En el Anexo C del DB-SE-AE se obtiene un valor del peso del acero aproximado de $77 \frac{\text{kN}}{\text{m}^3}$. Cada pilar tendrá un volumen de: $92,61 \times 10^{-4} (\text{m}^2) \times 7,8 (\text{m}) = 0,08268 \text{ m}^3$

$$N_{\text{pilar}} \approx 77 \times 0,08268 \approx 6,366 \text{ kN}$$

Luego:

$$N_k \approx 6,366 (\text{kN}) + 11,58 (\text{kN}) \approx 17,95 \text{ kN}$$

- Tensión admisible del terreno (σ_{adm}):

Se ha tomado como referencia un informe geotérmico realizado en la ciudad de Alicante por el Instituto Técnico de la Construcción. En él se detalla que la composición del suelo es mayoritariamente de Arenas y Gravas, cuyo valor referencial de esfuerzo admisible es 2 MPa .

$$\sigma_{adm} = 2 (\text{MPa})$$

- Diámetro de la armadura longitudinal del pilar (ϕ):

Estos diámetros en Europa y América están normalizados en la norma EN – 10080, recogidas en el artículo 32.2 de EHE-08. Para pilares el valor más generalizado es 12 mm (J.C. Coya, *Diámetros de armaduras en Europa y América*, abril 2015, Zigurat Global Institute of technology).

$$\phi = 12 \text{ mm}$$

- Escuadría del pilar (l):

- Como no se dispone de este dato se toma un valor aproximado de 0,45.

Desarrollo:

- Área de la zapata (A):

$$A = a^2 = \frac{N_k}{\sigma_{adm}} = \frac{17,95 \text{ kN}}{2 \text{ MPa}} = 89,75 \text{ cm}^2$$

- Canto de la zapata (h):

El vuelo debe ser del orden del doble que el canto, considerando zapata aislada flexible:

$$h = \frac{v}{2}$$

$$v = \frac{\sqrt{89,75} - 0,45}{2} = 4,51 \text{ cm} \rightarrow h = 9,02 \text{ cm}$$

Como el canto mínimo es de 50cm $\rightarrow h = 50 \text{ cm}$

Para garantizar el anclaje de la armadura se debe comprobar que:

$$h > 15\phi^2 + 10 \text{ (cm)} \rightarrow 15 * 1,2^2 + 10 = 31,6 \text{ cm} < 50 \text{ cm}$$

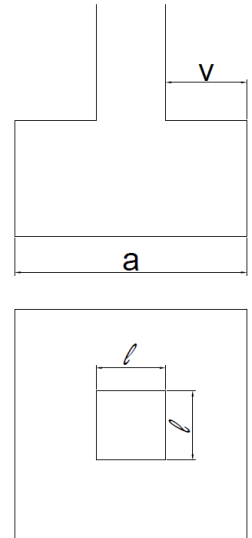
- Armadura de la zapata (A_s):
 - Momento de cálculo por metro lineal (M_d):

$$M_d = 1,5 \times \sigma_{adm} \times \frac{a^2}{8} = 3,37 \text{ kNm/m}$$

- Armadura por metro lineal:

$$A_s = \frac{M_d}{0,8h f_{yd}} [x10] = \frac{3,37 \times 10}{0,8 \times 0,5 \times 421,25} = 0,2$$

Resultados:



*Fig. 8: zapata aislada flexible.
'Elaboración propia'*

El armado de la zapata por tanto tendrá que ser de un diámetro de 12 mm y un área por metro lineal de 0,2. El perfil de las vigas será HEB240.

4.2.4. Planos

Los planos se incluyen en el Anexo I: Planos. Donde se incluye el plano unifilar de la estación, los planos de conexión y estructura.

4.3. Baterías (BESS)

Aunque en este proyecto no se ha considerado la utilización de baterías para el modelo final, sí es interesante ser consciente de que pueden presentar ventajas considerables para el modelo de negocio como, por ejemplo:

- Mayor aprovechamiento de la energía solar: Aunque es verdad que la energía solar sobrante se puede verter a la red, la remuneración que se obtiene de esta forma es mucho menor que la que se obtendría si se pudiera almacenar esa energía y luego venderla al consumidor. Una forma de hacerlo sería almacenando esa energía en baterías y utilizándola cuando se requiriese.
- ‘Peak shaving’: un sistema de almacenamiento de energía puede ser utilizado para reducir la demanda pico descargando la batería durante el pico y descargándola en horarios de poca demanda. Esta técnica, está demostrado, que puede ser técnica y económicamente viable.

De modo que las baterías pueden llegar a ser una forma de hacer la estación más eficiente desde un punto de vista tanto económico como técnico. Por lo que el proyecto podría extenderse en este ámbito.

Capítulo 5 Consideraciones de la electrolinera

Habiendo realizado el diseño del generador fotovoltaico, ahora se analizará el resto de componente de la estación, además de su funcionamiento global.

5.1. Conexión a red

Dado que se pretende alimentar la carga tanto con energía fotovoltaica como con energía proveniente de la red y que el generador fotovoltaico va a estar vertiendo energía a la red, es necesario tener en cuenta la legislación pertinente para hacer este tipo de conexiones a la red de distribución de baja tensión.

La conexión a red de la instalación estará regulada por el Real Decreto 1699/2011, por el que se regulan las conexiones a red de instalaciones de pequeña potencia. En este documento se recogen las condiciones administrativas, contractuales, económicas y técnicas básicas para la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica para instalaciones generadoras de no más de 100 kW con una tensión no superior a 1kV. En concreto, la instalación del presente proyecto pertenece al régimen especial definido en el Real Decreto 661/2007, específicamente: categoría b) '*Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocombustible [...]'* dentro de esta categoría, b.1) '*Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar*', dentro de esta, b.1.1) '*Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica*'. A continuación, se resumen algunas de las condiciones técnicas de la instalación descritas en el RD 1699/2011:

Artículo 11. Condiciones técnicas de carácter general

1. *El funcionamiento de las instalaciones no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.*

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

2. En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones no deberán mantener tensión en la línea de distribución.

3. Para establecer el punto de conexión a la red de distribución se tendrá en cuenta los criterios recogidos en el anexo I de este real decreto.

4. A excepción de los servicios auxiliares de generación y, en su caso de instalaciones de acumulación, en el circuito que une la instalación de producción con su equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de consumo.

5. En el caso de que una instalación se vea afectada por perturbaciones de la red de distribución se aplicará la normativa vigente sobre calidad del servicio.

Artículo 12. Condiciones de conexión

1. Los esquemas de conexión deben responder al principio de minimizar pérdidas en el sistema, favoreciendo el mantenimiento de la seguridad y calidad de suministro y posibilitando el trabajo en isla, sobre sus propios consumos, nunca alimentando a otros usuarios de la red.

Las configuraciones de conexión deberán asegurar la fiabilidad de las medidas de energía producida y consumida.

2. Si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a 15 kW, la conexión de la instalación a la red será trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW.

Asimismo, en aquellos casos de autoconsumo en el que las instalaciones de generación próximas y asociadas lo sean a través de red interior, si el consumo es trifásico la conexión de la instalación de generación también deberá serlo.

3. *La contribución de los generadores al incremento o la caída de tensión en la línea de distribución de baja o media tensión, entre el centro de transformación o la subestación de origen donde se efectúe la regulación de la tensión y el punto de conexión, en el escenario más desfavorable para la red, no debe ser superior al 2,5 por ciento de la tensión nominal de la red de baja o media tensión, según corresponda.*

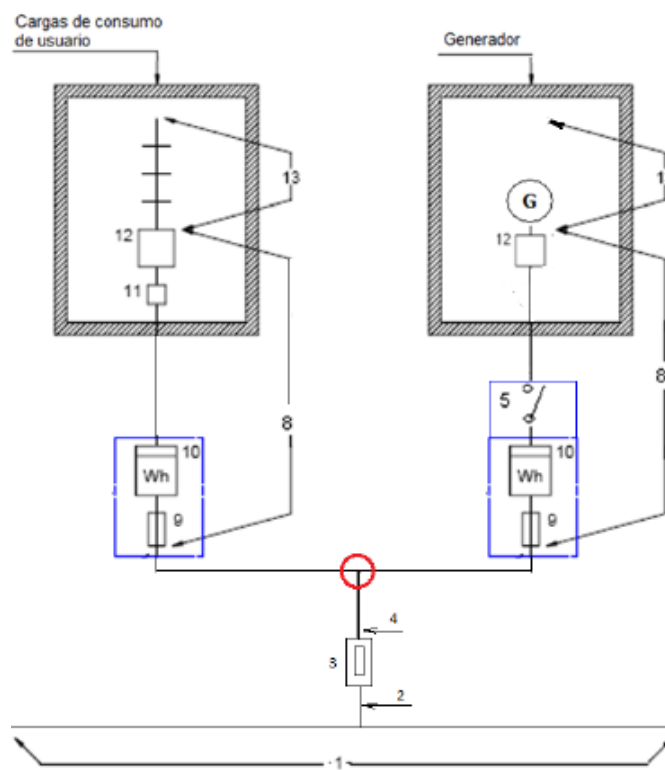
4. *El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal. [...]*

Esquema de conexión a la red

La Guía Técnica de Aplicación GUÍA-BT-40 ‘Instalaciones Generadoras de Baja Tensión’ define algunas condiciones y los diferentes esquemas de conexión posibles de generadores a la red de baja tensión. Esta guía hace especial referencia a instalaciones generadoras fotovoltaicas ‘*debido al auge de las energías renovables en los últimos años, en especial la fotovoltaica [...]*’ (Preámbulo).

La instalación objeto de este proyecto se clasifica, atendiendo a su funcionamiento, en el grupo c) ‘*Instalaciones generadoras interconectadas*’ y dentro de este grupo: c.1) ‘*Instalaciones generadoras con punto de conexión en la red de distribución de baja tensión en la que hay otros circuitos e instalaciones de baja tensión conectados a ella, independientemente de que la finalidad de la instalación sea tanto vender energía como alimentar cargas, en paralelo con la red*’.

De los diferentes esquemas de la guía, el escogido para este proyecto ha sido el Esquema 6 ‘*Método de medida doble. Conexión a la LGA*’. En dicho esquema, la conexión a red se realiza en la Línea General de Alimentación. Una ilustración del esquema se muestra a continuación:



Leyenda para instalaciones receptoras

- 1 Red de distribución
- 2 Acometida
- 3 Caja general de protección (CGP)
- 4 Línea general de alimentación (LGA)
- 5 Interruptor general de maniobra (IGM)
- 6 Caja de derivación
- 7 Centralización de contadores (CC)
- 8 Derivación individual (DI)
- 9 Fusible de seguridad
- 10 Contador
- 11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)
- 12 Dispositivos generales de mando y protección (DGMP).
- 13 Instalación interior
- 14 Conjunto de protección y medida (CMP)

Leyenda para instalaciones generadoras

- 1 Red de distribución
- 2 Acometida
- 3 Caja General de Protección (CGP)
- 4 Línea General de conexión (LGC)
- 5 Interruptor general de maniobra (IGM)
- 6 Caja de derivación
- 7 Centralización de contadores (CC)
- 8 Línea Individual del generador (LIG)
- 9 Fusible de seguridad
- 10 Contador
- 11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)
- 12 Dispositivos de mando y protección Interiores (DPI)
- 13 Equipo generador-inversor (GEN)
- 14 Conjunto de protección y medida (CMP)
- 15 Conmutador de conexión red/generador con sistema de sincronismo
- 16 Tramo de la conexión privada (TCP)

Fig. 9: Esquema 6 de la Guía-BT-40 'Método de medida doble. Conexión a la LGA'

Como se puede observar, en este esquema, generación y consumo comparten la instalación, y no se podrá funcionar como generación o consumo exclusivamente.

Medida y facturación

La medida de la energía generada y consumida se deberá realizar de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, por el que se regulan las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional. Cumpliendo así los requisitos establecidos para garantizar la correcta medida y facturación de la energía producida y consumida.

Como normal general se dispondrá de un aparato de medida homologado tanto en el circuito de medida como en el circuito de generación, que deberán ser independientes. Estos equipos de medida deberán conectarse en paralelo y en la misma ubicación. Esta conexión se corresponde con el esquema escogido de doble medida anteriormente.

5.2. Punto de carga

Para este proyecto se ha decidido, en base a los estudios económicos realizados en el Capítulo 4, que la estación cuente con dos puntos de carga para comenzar, con posibilidad de aumentarlos una vez la estación esté en funcionamiento y se pueda aumentar la inversión.

Los cargadores serán cargadores comerciales y deberán de contar con la posibilidad de realizar la carga rápida. Normalmente, estos cargadores se alimentan a unos 400 V en corriente alterna y después realizan la transformación de energía alterna a energía continua, ya que la carga rápida (nivel 3) se debe realizar en CC. Aquí cabría discutir si pudiera ser más rentable conectar los paneles solares directamente a los cargadores para evitar tener que hacer la conversión de energía dos veces, ya que los paneles solares producen energía en CC. Se ha decidido en el proyecto no hacer esto y convertir la energía producida por el generador fotovoltaico a CA con el inversor, como se muestra en esquema del generador en el Anexo I: Planos. Se ha decidido así porque los cargadores

comerciales normalmente no se pueden alimentar en CC, habría que hablar con el fabricante para esta posibilidad complicando la instalación e incrementando costes, debido a que los inversores no se podrían evitar en ningún caso, ya que se va a verter energía a la red.

Por tanto, aunque hacer dos veces la conversión de energía pueda reducir la eficiencia, alimentar los cargadores por los paneles en CC directamente supondría un aumento de costes mayor que lo que se ahorra.

El modelo de cargador seleccionado para la instalación, tras haber hecho el correspondiente estudio de mercado, ha sido el modelo Terra 53 CJG del fabricante ABB (ficha técnica en Anexo IV: Fichas técnicas), con una potencia de salida de hasta 50 kW.

Este cargador incluye dos enchufes del modo de carga 4 (CCS y CHAdeMO) en corriente continua y potencia de hasta 50kW, compatibles con la mayor parte de modelos de vehículos de marcas europeas e internacionales como BMW, Volkswagen, GM, Porsche, Nissan, Renault, Mercedes, etc. Cuenta con una corriente máxima de salida de 125 A. Además, dispone de una tercera opción de carga, la carga semi-rápida en CA de hasta 43 kW de potencia.

En cuanto a los valores máximos: la intensidad de entrada máxima al cargador es 143 A, que es mayor que la de la instalación, de 131,16 A (corriente de cortocircuito del tramo caja de conexión – inversor). Las tensiones máximas y mínimas alternas, 400 V $\pm 10\%$, implicarían las siguientes tensiones máximas y mínimas en CC, si se rectifica la corriente alterna a continua mediante un puente de onda completa (caso más desfavorable):

$$U_{DC\text{ máx}} = \frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi} \times 400 \times 1,1 = 594,21 \text{ V}$$

$$U_{DC\text{ mín}} = \frac{3 \times \sqrt{2}}{\pi} \times 400 \times 0,9 = 486,17 \text{ V}$$

La tensión máxima que se alcanza en la instalación es de 412 V a la salida de la caja de conexión, que es menor que la tensión máxima admitida por el cargador (594,21 V).

Tiempo de carga

En los estudios económicos del capítulo 4, se ha estimado siempre que el tiempo de carga de un vehículo eléctrico con en el nivel 3 es de entre 15 y 30 minutos. Ahora se puede realizar el cálculo exacto con los datos precisos de los componentes de la estación:

Se estima que la capacidad medida de las baterías de un vehículo eléctrico ronda actualmente los 40 kWh para vehículos asequibles.

La carga rápida de CHAdeMO, que es la más extendida, carga la batería a máxima potencia hasta el 80% de la capacidad, además estos vehículos suelen contar con ‘topes electrónicos’ que no dejan que la batería baje del 40% de la capacidad para alargar la vida útil de esta. Como factor de pérdidas supondremos un 15% en forma de calor. Por lo tanto, el tiempo de carga a 50 kW sería:

$$tiempo_{carga} = \frac{0,8 \times 40 \text{ kWh} - 0,4 \times 40 \text{ kWh}}{0,85 \times 50 \text{ kW}} = 0,38 \text{ h} \approx 23 \text{ minutos}$$

Por lo tanto, efectivamente el intervalo de tiempo estimado era correcto (15 – 30 minutos).

Capítulo 6 Análisis de Resultados

6.1. Análisis de funcionamiento de la instalación con PVSYST

Con ayuda del programa de simulación PVSYST se han hecho dos simulaciones del funcionamiento de la instalación. La primera simulación se ha hecho para el primer año, en el que se ha predicho que habrá un 15% de utilización y la segunda para los años a partir del cuarto, donde se ha estimado que se llegará a una media de utilización del 80% del total de horas útiles de la instalación debido al incremento de los vehículos eléctricos.

6.1.1. Utilización del 15%

La diferencia entre las simulaciones está en la potencia consumida. De forma simplificada, se ha supuesto un perfil constante a lo largo del año, poniendo diferentes consumos a lo largo del día de forma aleatoria hasta alcanzar el 15% del total posible que, en este caso, sería 263 kWh al día.

Consumo

El consumo de la simulación por tanto se representa en la siguiente figura:

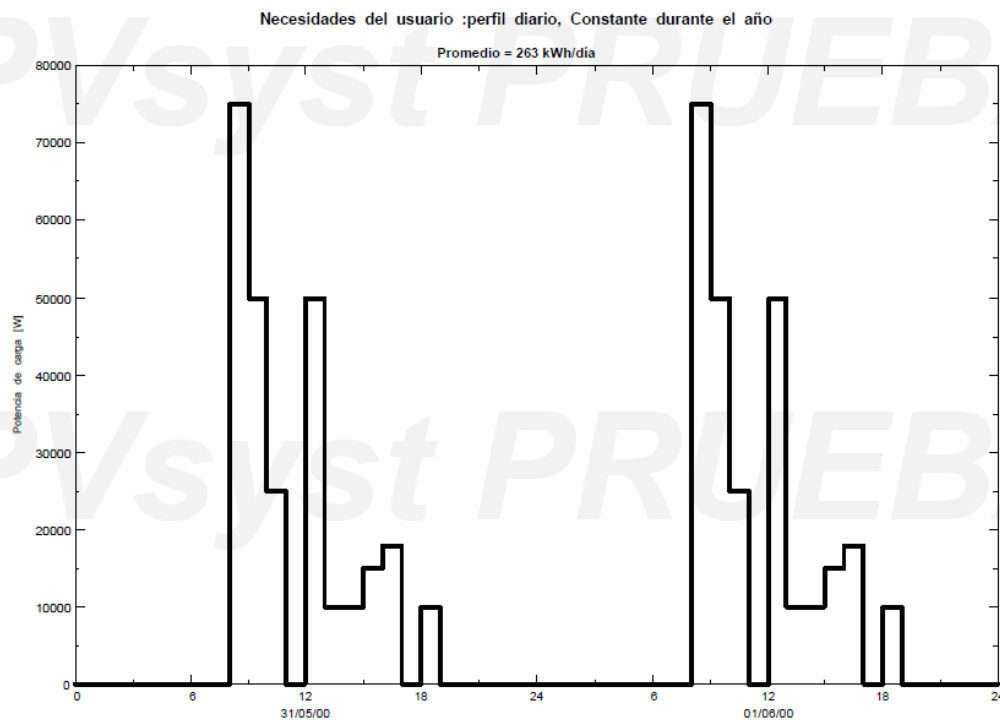


Fig. 10: Consumo diario de la electrolinera por horas al 15% de utilización.

Como se ha comentado anteriormente, el consumo se ha introducido de manera manual en el programa. Se ha tratado de que se produzca en un horario realista de actividad diurna. El consumo se ha introducido de forma aleatoria y el máximo en una hora es 200 kW ya que es la máxima potencia de salida posible en la electrolinera con dos puntos de carga de 50 kW considerando que cada carga dura 30 minutos. Para futuros trabajos se podría proponer diseñar un patrón aleatorio que haría la simulación más realista.

Reparto de la energía generada por la instalación anualmente

Una vez se ha introducido el consumo predicho, se procede a realizar la simulación de un año de generación. El informe completo se incluye en el Anexo VI: simulaciones con PVSYST modelo final. Los resultados principales obtenidos en el informe de la simulación se describen a continuación:

Balances y resultados principales

	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
Enero	76.8	28.30	11.47	132.0	128.8	6.37	8.153	3.206	3.017	4.947
Febrero	89.6	35.79	13.66	130.0	126.5	6.17	7.364	3.191	2.834	4.173
Marzo	145.4	51.06	13.46	182.7	176.8	8.53	8.153	4.172	4.165	3.981
Abril	170.8	66.94	15.78	183.8	177.6	8.53	7.890	4.266	4.058	3.624
Mayo	212.9	70.86	16.62	206.2	198.1	9.50	8.153	4.713	4.562	3.440
Junio	233.3	68.26	23.95	214.6	205.4	9.53	7.890	4.654	4.645	3.236
Julio	242.4	61.31	24.28	228.1	217.9	10.09	8.153	4.883	4.969	3.270
Agosto	204.8	58.12	24.26	212.0	204.0	9.44	8.153	4.639	4.577	3.514
Septiembre	160.2	48.22	23.16	191.1	184.5	8.57	7.890	4.244	4.123	3.646
Octubre	127.3	42.51	22.11	179.5	174.0	8.16	8.153	4.171	3.810	3.982
Noviembre	82.8	29.43	13.50	136.5	132.8	6.48	7.890	3.459	2.875	4.431
Diciembre	67.9	26.27	12.40	122.3	119.3	5.91	8.153	3.145	2.626	5.008
Año	1814.1	587.06	17.91	2118.8	2045.7	97.27	95.995	48.745	46.260	47.250

Leyendas:	GlobHor	Irradiación horizontal global	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
	T_Amb	T amb.	E_User	Energía suministrada al usuario
	GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
			E_Grid	Energía inyectada en la red
			EFrGrid	Energía de la red

Fig. 11: Resultados de la simulación de la instalación. 15% de utilización.

En la Fig. 12, las primeras cinco columnas muestran los datos de temperatura y factores relacionados con el ambiente como la irradiación. Las últimas cinco columnas indican los resultados de energía obtenidos, como la energía proveniente de la red, la energía proveniente de los paneles solares o la energía vertida a la red.

En cuanto al generador fotovoltaico: se han utilizado 48,745 MWh para alimentar los cargadores y 46,26 MWh para verter a la red, eso suman 95,0 MWh producidos por el generador fotovoltaico en todo el año.

De la red se han necesitado 47,25 MWh para suplir la demanda. Por lo tanto, en este primer año, el reparto de energía entre red y generador fotovoltaico es prácticamente

equitativo. De la energía utilizada para cargar los vehículos el 50,8% proviene del generador fotovoltaico (energía 100% limpia) y el 49,2% proviene de la red, por lo que la energía fotovoltaica tiene un peso considerable en el global.

Energía producida por el generador fotovoltaico cada mes

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 52.8 kWp

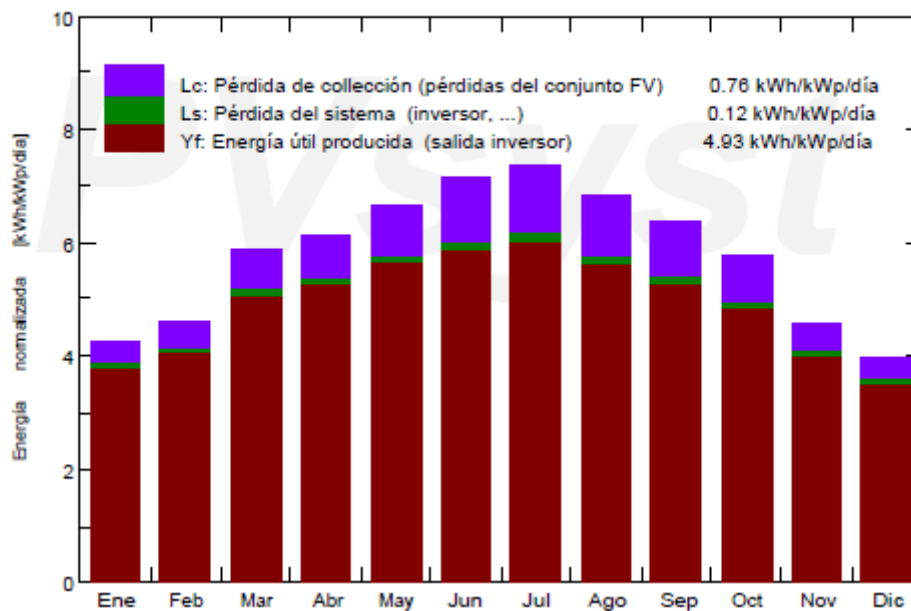


Fig. 12: Producciones normalizadas. 15% de uso.

En la ilustración anterior se puede observar la diferencia de producción entre los meses de verano e invierno. Además, se puede apreciar de forma gráfica que las pérdidas de energía debido a la eficiencia de los paneles son bastante significativas, lo que pone de manifiesto el recorrido que aún tiene esta tecnología para hacer el proceso más eficiente en un futuro.

Factor de rendimiento de la instalación

A continuación, se detalla el cálculo del PR de la instalación:

$$Y_f = \frac{\text{Energía Generada}}{\text{Potencia}} = \frac{95.002 \text{ kWh}}{52,8 \text{ kW}} = 1799,28 \text{ h}$$

$$Y_R = \frac{\text{Irradiación media}}{\text{Irradiación de referencia}} = \frac{1814,1 \frac{kWh}{m^2}}{1 \frac{kW}{m^2}} = 1814,1 h$$

$$PR = \frac{Y_f}{Y_R} = \frac{1799,28}{1814,1} = 0.9918$$

El factor de rendimiento de la instalación queda entonces de un 99,18%. Este valor es difícil de mejorar y seguramente se deba a la ausencia de sombras en el entorno. Si se quisiera emplazar la instalación en una localización donde pudiera haber sombras, este valor seguramente se vería afectado.

Pérdidas de la instalación

A continuación, se muestra el diagrama de pérdidas de la instalación durante todo el año:

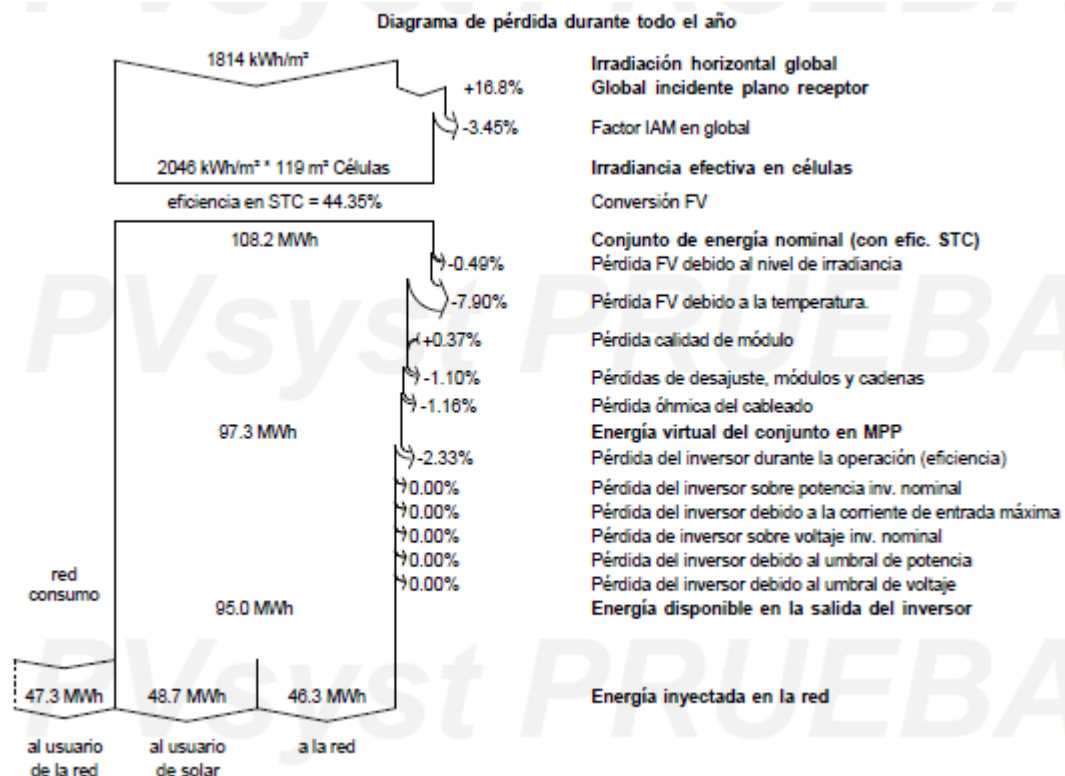


Fig. 13: Diagrama de pérdidas con 15% de utilización.

La mayor parte de las pérdidas son debidas a las altas temperaturas. Hay que tener en cuenta también que la eficiencia en condiciones STC es un valor que se obtiene en unas

condiciones específicas de funcionamiento ($1000 \frac{W}{m^2}$ de irradiancia, distribución espectral AM1.5G y 25° C de temperatura) por lo que es de esperar que en la práctica las pérdidas sean algo mayores.

6.1.2. Utilización del 80%

Al igual que en el caso anterior se ha supuesto un perfil constante a lo largo del año, poniendo diferentes consumos a lo largo del día de forma aleatoria hasta alcanzar el 80% del total posible que, en este caso, sería 1400 kWh al día.

Consumo

El consumo de la simulación por tanto se representa en la siguiente tabla y figura:

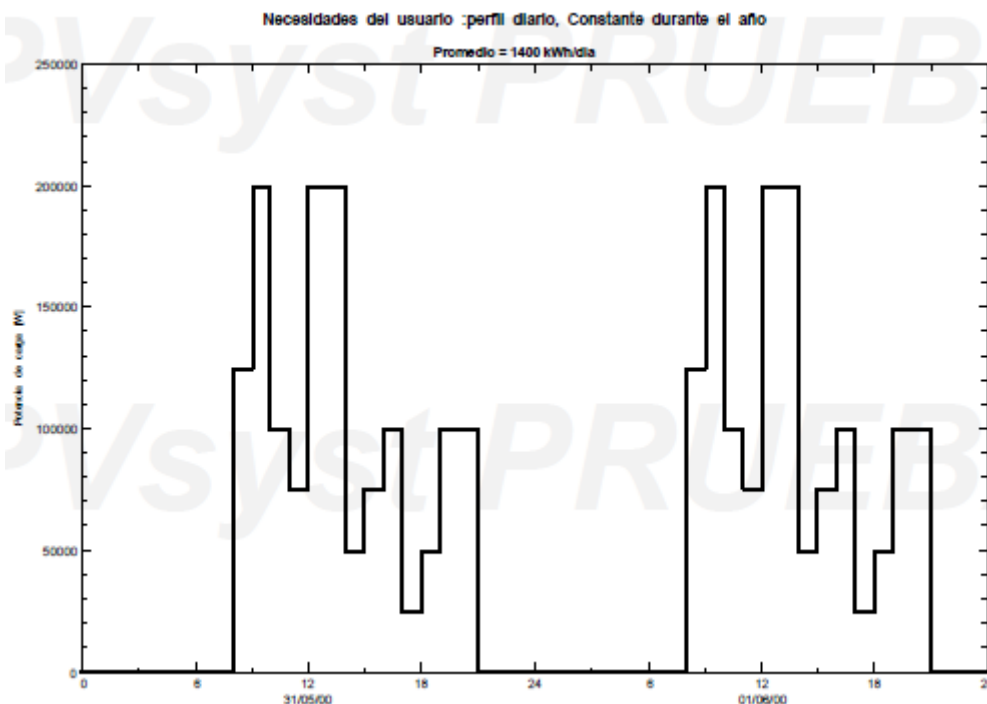


Fig. 14: Consumo diario de la electrolinera por horas al 80% de utilización.

Como se ha comentado anteriormente, el consumo se ha introducido de manera manual en el programa. Se ha tratado de que se produzca en un horario realista de actividad

diurna. El consumo se ha introducido de forma aleatoria. Para futuros trabajos se podría proponer diseñar un patrón aleatorio que haría la simulación más realista. El consumo máximo en un día es otra vez 200kW porque se siguen considerando dos cargadores.

Reparto de la energía generada por la instalación anualmente

Una vez se ha introducido el consumo predicho, se procede a realizar la simulación de un año de generación. El informe completo se incluye en el Anexo VI: simulaciones con PVSYST modelo final. Los resultados principales obtenidos en el informe de la simulación se describen a continuación:

	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
Enero	76.8	28.30	11.47	132.0	128.8	6.37	43.40	6.223	0.000	37.18
Febrero	89.6	35.79	13.66	130.0	126.5	6.17	39.20	6.025	0.000	33.17
Marzo	145.4	51.06	13.46	182.7	176.8	8.53	43.40	8.337	0.000	35.06
Abril	170.8	66.94	15.78	183.8	177.6	8.53	42.00	8.282	0.042	33.72
Mayo	212.9	70.86	16.62	206.2	198.1	9.50	43.40	9.185	0.091	34.22
Junio	233.3	68.26	23.95	214.6	205.4	9.53	42.00	9.192	0.107	32.81
Julio	242.4	61.31	24.28	228.1	217.9	10.09	43.40	9.777	0.075	33.62
Agosto	204.8	58.12	24.26	212.0	204.0	9.44	43.40	9.171	0.045	34.23
Septiembre	160.2	48.22	23.16	191.1	184.5	8.57	42.00	8.348	0.018	33.65
Octubre	127.3	42.51	22.11	179.5	174.0	8.16	43.40	7.981	0.000	35.42
Noviembre	82.8	29.43	13.50	136.5	132.8	6.48	42.00	6.335	0.000	35.67
Diciembre	67.9	26.27	12.40	122.3	119.3	5.91	43.40	5.772	0.000	37.63
Año	1814.1	587.06	17.91	2118.8	2045.7	97.27	511.00	94.627	0.377	416.37

Leyendas:	GlobHor	Irradiación horizontal global	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
	T_Amb	T amb.	E_User	Energía suministrada al usuario
	GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
			E_Grid	Energía inyectada en la red
			EFrGrid	Energía de la red

Fig. 15: Resultados energéticos de la simulación de la instalación. 80% de utilización.

En la Fig. 16, las primeras cinco columnas muestran los datos de temperatura y factores relacionados con el ambiente como la irradiación. Las últimas cinco columnas indican los resultados de energía obtenidos, como la energía proveniente de la red, la energía proveniente de los paneles solares o la energía vertida a la red.

En cuanto al generador fotovoltaico: en este caso se han utilizado 94,6 MWh para alimentar los cargadores y 0,4 MWh para verter a la red, eso suman 95,0 MWh producidos por el generador fotovoltaico en todo el año.

De la red se han necesitado 416,4 MWh para suplir la demanda de todo el año. Por lo tanto, en este primer año, el reparto de energía entre red y generador fotovoltaico es muy desigual, ya que al no haber variado las dimensiones del generador fotovoltaico ni las condiciones este genera prácticamente lo mismo, mientras que el consumo ha aumentado notablemente obligando a consumir mucha más energía de la red para suplir la demanda. De la energía utilizada para cargar los vehículos el 18,51% proviene del generador fotovoltaico (energía 100% limpia) y el 81,49% proviene de la red, por lo que el peso de la energía fotovoltaica es bastante menor en este caso. Como se prevé que el consumo se mantenga en estos valores, se podría plantear incrementar el número de paneles fotovoltaicos, según avance la tecnología y varíen los precios, para hacer así más autónoma la instalación. En cualquier caso, el 20% de la energía utilizada es renovable.

Por otro lado, cabe destacar que la energía vertida a la red por los paneles fotovoltaicos supone únicamente el 0,42% de la energía producida por los paneles (0,4 MWh), por lo que cabría plantearse incorporar también baterías al sistema, ya que los ingresos obtenidos de verter esta energía a la red van a ser muy pocos y tener un sistemas de baterías supondría muchos beneficios, si se utiliza el sistema de ‘Peak shaving’ descrito en el apartado 4.3 del presente proyecto.

Energía producida por el generador fotovoltaico cada mes

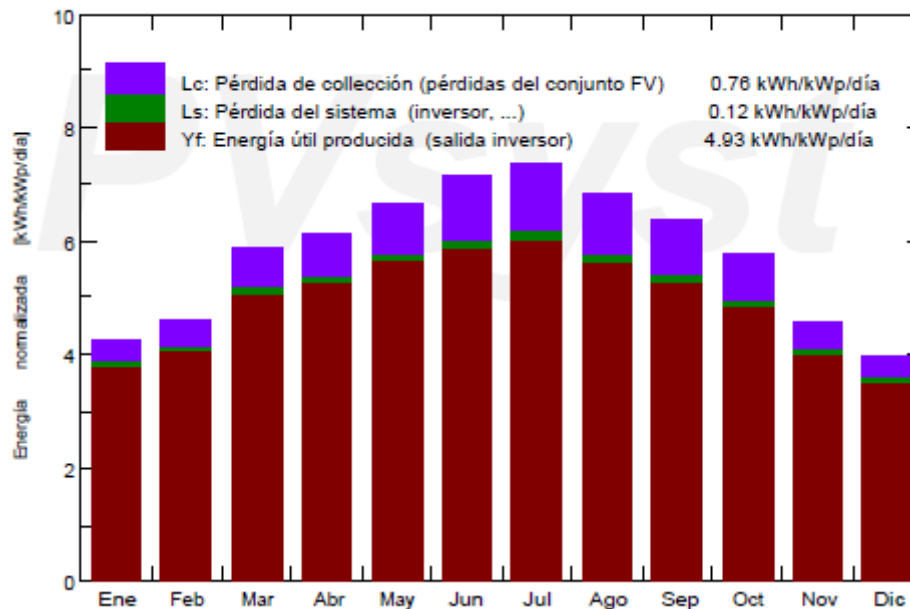


Fig. 16: Producciones normalizadas. 80% de uso.

En la ilustración anterior se puede observar la diferencia de producción entre los meses de verano e invierno. Además, se puede apreciar de forma gráfica que las pérdidas de energía debido a la eficiencia de los paneles son bastante significativas, lo que pone de manifiesto el recorrido que aún tiene esta tecnología para hacer el proceso más eficiente en un futuro.

Factor de rendimiento de la instalación

El factor de rendimiento es el mismo que el calculado en el apartado 6.1.1 (99,18%), ya que tanto el sistema fotovoltaico como la localización son iguales y por lo tanto la potencia instalada y la irradiación, que son los parámetros que se utilizan para calcular este factor.

Pérdidas de la instalación

A continuación, se muestra el diagrama de pérdidas de la instalación durante todo el año:

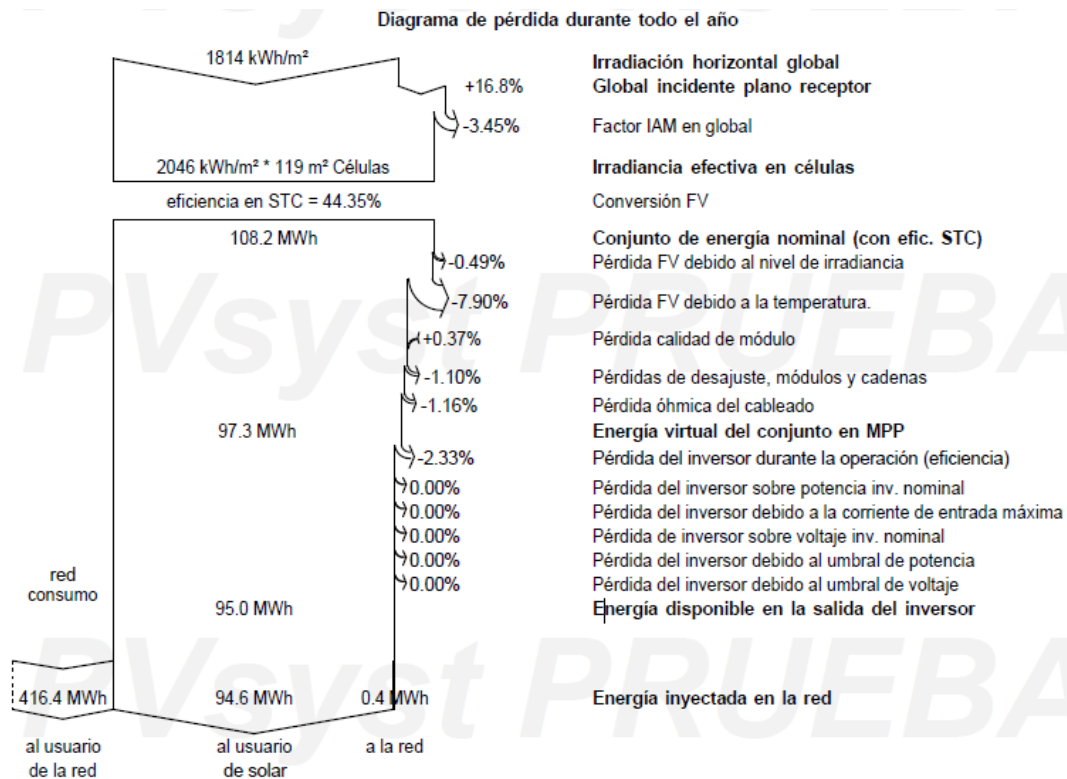


Fig. 17: Diagrama de pérdidas con 80% de utilización.

La mayor parte de las pérdidas son otra vez debidas a las altas temperaturas (7,9%). Hay que tener en cuenta también que la eficiencia STC es un valor que se obtiene en unas condiciones específicas de funcionamiento ($1000 \frac{W}{m^2}$ de irradiancia, distribución espectral AM1.5G y 25° C de temperatura) por lo que es de esperar que en la práctica las pérdidas sean algo mayores.



Capítulo 7 Objetivos de Desarrollo Sostenible



En este apartado se va a abordar un tema acuciante en la sociedad actual, los objetivos que la Organización de las Naciones Unidas (ONU), ha definido para reconducir el desarrollo de la raza humana hacia un horizonte con igualdad de condiciones para todos, sin pobreza y sin contaminación, entre otros.

La ONU ha propuesto 17 puntos distintos, objetivos, para atajar diferentes urgencias sociales, entre las que se encuentra muy presente el cambio climático y la transición hacia un mundo con energías limpias y sin contaminación. Este proyecto ataja varios de esos objetivos. Principalmente el número 13. ‘Acción contra el clima’ y, de forma secundaria, el número 11. ‘Ciudades y comunidades sostenibles’ o el número 9. ‘Industria, innovación e infraestructura’. Se va a tratar de explicar la conexión de este trabajo con esos objetivos.

7.1. Acción contra el clima (13)

Este objetivo trata de concienciar acerca de los cambios climáticos surgidos del calentamiento global debido a la ingente cantidad de gases contaminantes que se vierten a la atmósfera, provocando un aumento de temperaturas a nivel global.

En 2017 se batieron récords de niveles de concentración de gases de efecto invernadero (146% más que en la pre-industrialización), desencadenando desastres naturales alrededor del mundo, en el período de 1998-2017 se estiman alrededor de 1.3 millones de muertes a causa de desastres naturales. El cambio climático podría acabar con la forma de vida tal cual se conoce, por ello este objetivo es de vital importancia. En abril de 2019, 185 países se unieron al Pacto de París, por el que se comprometen a legislar para reducir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera. Uno de los principales frentes a abordar, debido a que es una de las principales fuentes de gases contaminantes, es el transporte, como ya se ha mencionado en la introducción de este proyecto, son numerosas las iniciativas por parte de los gobiernos para llevar a cabo una transición hacia una forma de movilidad no contaminante. La que más fuerte está pisando es la movilidad eléctrica.



Si se transforma el parque automovilístico de vehículos de combustión a vehículos eléctricos, se volverá a poder respirar aire limpio en las ciudades. Es por ello por lo que es de vital importancia impulsar el mercado de los VE. Una forma de hacerlo es diseñando modelos de negocio de electrolineras que sean rentables, motivando así a emprendedores a que construyan puntos de carga.

En este proyecto, se ha conseguido demostrar a partir de ejemplos de modelos de negocio que una electrolinera es perfectamente rentable.

Por otro lado, está la necesidad de que esa energía eléctrica que alimenta a los VE provenga de fuentes limpias, para atajar el problema del cambio climático. Es por ello por lo que este proyecto presenta, además, un modelo de negocio basado en una electrolinera que demuestra la viabilidad técnico-económica de utilizar energía solar fotovoltaica para alimentar una electrolinera de carga rápida.

7.1.1. Reducción de emisiones de gases contaminantes

En cuanto a que la instalación de electrolineras de carga rápida fomentará la compra de VE no hay duda, ya que uno de los principales problemas que la UE subraya en el crecimiento de este mercado es la falta de puntos de carga rápida para poder competir con los vehículos de combustión.

Gracias a el programa PVSYST, se puede cuantificar la cantidad de CO₂ que se está ahorrando a la atmósfera por el hecho de implementar en la electrolinera un generador fotovoltaico. A continuación, se muestra una gráfica en la que se indica la cantidad de emisiones de CO₂ ahorradas a lo largo de la vida del proyecto:

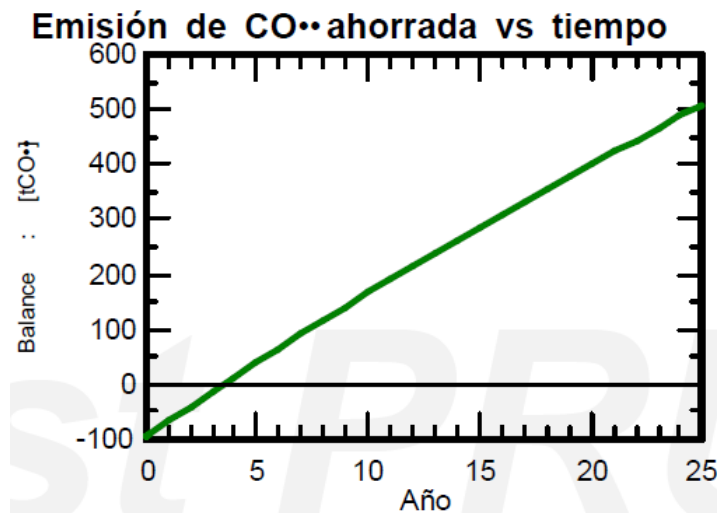


Fig. 18: Emisiones de CO₂ ahorradas a lo largo del tiempo.

Se puede observar en la gráfica que con el generador fotovoltaico se dejarán de emitir más de 500 toneladas de CO₂, es decir, 20 tCO₂ al año. Por lo que es de vital importancia la implementación de tecnologías renovables en este tipo de proyectos ya que como se puede comprobar, ahorran una cantidad notable de emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero.

7.2. Ciudades y comunidades sostenibles (11)

Con este objetivo se pretende atajar la situación actual en la que se encuentran millones de personas, viviendo en zonas urbanas sin acceso a transporte público y teniendo que respirar aire de muy baja calidad debido a las emisiones de los vehículos de combustión.

Con este proyecto, como ya se ha mencionado anteriormente, se ataja de forma secundaria este objetivo ya que, con su implementación no se aumenta directamente el número de VE de las ciudades, pero sí se fomenta su compra, al facilitar a los posibles compradores de VE la carga de este y disminuir el tiempo de espera. Es necesario implantar más puntos de carga, para que de ese modo se fomente la compra de VE y consecuentemente se reduzca el número de vehículos de combustión en las ciudades, mejorando la calidad del aire urbano.



7.3. Desarrollo sostenible (9)

Para alcanzar el objetivo de vivir en un mundo respetuoso con las materias primas y vivir en armonía con la naturaleza, se hace evidente la necesidad de respetar la Biosfera y conseguir un desarrollo sostenible en el tiempo para permitir a las generaciones futuras disponer de esas materias primas también.

Lo que se quiere conseguir con este objetivo, de forma simplificada, es ligar de forma inversamente proporcional el Producto Interior Bruto (PIB) de los países y las emisiones de gases contaminantes como el CO₂, es decir, que el PIB aumente y las emisiones de CO₂ disminuyan. Hasta ahora, que el PIB de un país aumentara conllevaba también un aumento de las emisiones de CO₂, ya que por normal general con un mayor PIB aumentan cosas como las exportaciones, la industria, el transporte, etc, que aumentaban las emisiones de CO₂. Ahora, lo que se pretende es desligar esta histórica relación, para instar al desarrollo económico con energías limpias y que ese desarrollo se pueda mantener en el tiempo ya que, si se depende de las materias primas clásicas (petróleo, gas natural...) para ese desarrollo se llegará a un tope y al inevitable colapso de la economía cuando se agoten.

Este proyecto presenta un modelo de negocio rentable y que utiliza parcialmente una fuente de energía limpia y sostenible, la energía del sol. Desde el primer momento, el principal objetivo de este proyecto era buscar un equilibrio entre rentabilidad económica y sostenibilidad y, aunque el Modelo 1 que incluía la carga convencional conectada a la red auguraba mayores beneficios, se ha optado por desarrollar el proyecto que incluía la energía fotovoltaica también (Modelo 3) ya que, de esta forma, como se ha visto, se ahorran grandes cantidades de emisiones de gases contaminantes (hasta 500 toneladas de CO₂), haciendo el proyecto sostenible en el tiempo y respetuoso con el medio ambiente.

Capítulo 8 Análisis económico del modelo de negocio final

En este capítulo se hará un estudio exhaustivo del modelo de negocio escogido utilizando la misma metodología que para el análisis de las alternativas en el Capítulo 4. Se harán tres simulaciones con diferentes escenarios de consumo (pesimista, realista y optimista) poniendo tres posibles precios distintos para cada escenario.

El modelo de negocio se basa en realizar una inversión inicial en instalaciones de suministro de energía (electrolinera). Los ingresos vendrán del suministro de energía a usuarios de vehículos eléctricos.

8.1. Criterios para medir la rentabilidad

Actualmente se pueden seguir diferentes criterios para medir la rentabilidad de una inversión, a continuación, se definen algunos de los más utilizados:

- a) Valor Actual Neto (VAN): consiste en actualizar los flujos de caja que se estima que va a generar el proyecto a valor presente, descontando a un cierto tipo de interés (la tasa de descuento), para luego compararlo con la inversión inicial.

Si $VAN > 0 \rightarrow$ el proyecto es rentable.

Si $VAN < 0 \rightarrow$ el proyecto no es rentable.

Cuanto mayor sea el VAN mayor rentabilidad presentará el proyecto. A continuación, se muestra la ecuación utilizada para calcular el VAN:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t} \quad (3)$$

Donde:

$I_0 \rightarrow$ inversión inicial

$V_t \rightarrow$ flujo de caja durante el período t

$i \rightarrow$ tasa de interés

$n \rightarrow$ número de años que dura la inversión

En cuanto a la tasa de interés, normalmente se sitúa entre el 3% y el 7%. Para este proyecto se ha utilizado un valor realista, 5%.

- b) Tasa interna de rendimiento (TIR): permite saber si es viable invertir en un determinado negocio, es un porcentaje que mide la viabilidad de un negocio, determinando la rentabilidad de los cobros y pagos actualizados generador por la inversión. Se utilizad fundamentalmente para comparar objetivamente rentabilidades de diferentes negocios. La forma de calcularlo se muestra a continuación:

$$\sum_{t=0}^n \frac{V_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (4)$$

Donde:

$V_t \rightarrow$ flujo de caja durante el período t

$i \rightarrow$ tasa de interés

$n \rightarrow$ número de años que dura la inversión

- c) Período de recuperación (PR): período que se precisa para recuperar la inversión inicial. El balance será positivo en el año en el que el flujo de caja supere la inversión inicial. El proyecto se aceptará si el PR es inferior a un tiempo determinado por el cliente, es decir, el tiempo máximo que el inversor estará dispuesto a no conseguir beneficios.

8.2. Premisas del plan de negocio

La inversión será financiada con un préstamo a 20 años al 4.975% anual, que es el actual tipo de interés fijo máximo establecido por el Instituto de Crédito Oficial (ICO). Se simulará a 25 años, ya que es el tiempo estimado de vida que se le da a una planta

fotovoltaica por norma general, además se tiene en cuenta que la inversión inicial es considerablemente alta, por lo que se necesitará tiempo para sacar buenos resultados.

Como tasa de inflación se ha supuesto, tanto para los gastos como para los ingresos, el objetivo de inflación que se marca la UE, 2%.

Las premisas consideradas son las siguientes, en el orden del cuadro de proyección financiera:

Premisas consideradas de actividad

Estas premisas son las mismas que las consideradas en el apartado 3.4.1 Premisas del plan de negocio del Modelo 3.

En el apartado 3.4 se ha simulado considerando un escenario realista, pero en este caso, como se quiere hacer la comparación para tres escenarios de diferentes consumos, se ha optado por los siguientes porcentajes de consumo:

- Pesimista: 10% | 20% | 30% | 50%
- Realista: 15% | 30% | 50% | 80%
- Optimista: 20% | 40% | 60% | 90%

Para cada caso se harán las correspondientes simulaciones con PVSYST y con el cuadro Excel diseñado para los indicadores económicos. También se simularán tres precios distintos de venta de energía.

Premisas consideradas en el precio de venta

Para el precio de venta del kWh, se ha consultado la '*Electric Vehicle Charging Infrastructure Guidelines for Cities*', 2017, Connecting Europe Facility of the European Union, p. 21, como para el Capítulo 4, donde se proponen los siguientes precios de venta de la energía para los puntos de carga: 0,26€/kWh, 0,34 €/kWh y 0,43 €/kWh. Pero al ser estos precios para un punto de carga convencional y teniendo en cuenta el valor añadido que tiene que la gran parte de la energía para la carga provenga de una fuente renovable, se ha decidido hacer simulaciones con tres precios más altos: 0,43 €/kWh, 0,55 €/kWh y 0,7 €/kWh. Para cada escenario se va a simular con los tres precios.

En cuanto al uso de la estación se han tomado las mismas estimaciones que en el Capítulo 4: se considera que la estación puede estar las 24 horas operativa, pero se ha usado un ‘coeficiente de utilización’ que va incrementándose cada año augurando una mayor utilización conforme la venta de VE se generalice y los puntos de carga aumenten. El primer año se espera un 15% de utilización de las horas disponibles hasta llegar al 80% a partir del cuarto año. Se han realizado por tanto simulaciones en PVSYST para los 9 escenarios que se proponen con los diferentes porcentajes de utilización (informes en Anexo VI: simulaciones con PVSYST modelo final escenario realista).

Premisas consideradas en costes

- Costes variables:

Coste de la electricidad: se han tomado de los precios de ENDESA para instalaciones de entre 100 y 250 kW, con discriminación horaria. Los costes se incrementan en un 2% anual de inflación estimada como se ha mencionado antes. Como tendremos un porcentaje de la energía de las cargas que vendrá de la energía solar, tendremos que utilizar las simulaciones para estimar el coste de la energía. A continuación, se presenta la tabla resumen de la energía producida por cada tecnología para el primer año con un 15% de utilización:

Reparto de energía durante el primer año del escenario pesimista (10% de utilización)

Energía producida (kWh/año)	117.422	100%
Energía utilizada para carga (kWh/año)	51100	43.52%
Energía solar utilizada para carga (kWh/año)	28.022	54.84
Energía de la red (kWh/año)	23.078	45.16%
Energía vertida a la red (kWh/año)	66.982	57.04%

Tabla 15: Reparto de la energía durante el primer año del escenario pesimista. ‘Elaboración propia’.

Reparto de energía durante el primer año del escenario realista (15% de utilización)

Energía producida (kWh/año)	142.255	100%
Energía utilizada para carga (kWh/año)	95.995	67,48%
Energía solar utilizada para carga (kWh/año)	48.745	50,78%
Energía de la red (kWh/año)	47.250	49.22%
Energía vertida a la red (kWh/año)	46.260	21,51%

Tabla 16: Reparto de la energía durante el primer año del escenario realista. ‘Elaboración propia’.

Reparto de energía durante el primer año del escenario optimista (20% de utilización)

Energía producida (kWh/año)	158.313	100%
Energía utilizada para carga (kWh/año)	102.200	64.56%
Energía solar utilizada para carga (kWh/año)	37.603	36.79%
Energía de la red (kWh/año)	64.597	63.21%
Energía vertida a la red (kWh/año)	57.401	36.26%

Tabla 17: Reparto de la energía durante el primer año del escenario optimista. ‘Elaboración propia’.

A partir de estos datos se pueden calcular entonces los costes variables derivados de la energía obtenida de la red. A continuación, se muestran los costes variables del primer año para los tres escenarios:

<i>Costes variables escenario pesimista</i>	<i>Precio base (€/kWh)</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Tiempo de carga (h)</i>	<i>Energía de red utilizada</i>	<i>Número total de cargas de la red</i>	<i>Total costes variables</i>	<i>Coste por recarga</i>
Punta (18:00 - 22:00)	0,1853						
Llano (08:00 - 12:00 & 22:00 - 00:00)	0,1655	50	0,5	23.078 kW	461,56	1.948,48 €	1,54 €
Valle (00:00 - 08:00)	0,1219						

Tabla 18: Costes variables escenario pesimista. ‘Elaboración propia’.

<i>Costes variables escenario realista</i>	<i>Precio base (€/kWh)</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Tiempo de carga (h)</i>	<i>Energía de red utilizada</i>	<i>Número total de cargas de la red</i>	<i>Total costes variables</i>	<i>Coste por recarga</i>
Punta (18:00 - 22:00)	0,1853						
Llano (08:00 - 12:00 & 22:00 - 00:00)	0,1655	50	0,5	47.250 kW	945	3.989,32 €	2,11 €
Valle (00:00 - 08:00)	0,1219						

Tabla 19: Costes variables escenario realista. ‘Elaboración propia’.

<i>Costes variables escenario optimista</i>	<i>Precio base (€/kWh)</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Tiempo de carga (h)</i>	<i>Energía de red utilizada</i>	<i>Número total de cargas de la red</i>	<i>Total costes variables</i>	<i>Coste por recarga</i>
Punta (18:00 - 22:00)	0,1853						
Llano (08:00 - 12:00 & 22:00 - 00:00)	0,1655	50	0,5	64.597 kW	1.291,95	5.453,92 €	2,16 €
Valle (00:00 - 08:00)	0,1219						

Tabla 20: Costes variables escenario pesimista. ‘Elaboración propia’.

- Costes fijos:

Para los costes fijos se han fijado unos valores para cada concepto orientativos, cogidos de la simulación previa con el programa PVSYST. Estos son los mismos para los tres escenarios. Se recogen en la siguiente tabla:

<i>Costes Fijos</i>		
Coste de mantenimiento	4.273,0	€/año
Alquiler de terreno	13.500,000	€/año
Contabilidad fiscal	150	€/año
Impuestos por actividad	2.000	€/año
Seguro	10.500	€/año

Tabla 21: Costes fijos. 'Elaboración propia'

El precio del alquiler se ha obtenido de forma orientativa viendo los precios del terreno en la zona de Alicante en terreno rural.

Costes del Proyecto (Ingeniería)

- Costes de recursos humanos:

Aquí se tienen en cuenta los costes aproximados derivados de las personas que han participado en la realización del proyecto. Estas personas son el desarrollador y el director.

El tiempo de realización del proyecto ha sido desde el mes de octubre hasta finales de junio, en total 36 semanas, invirtiendo alrededor de 10 horas semanales aproximadamente, lo que hacen un tiempo de dedicación por parte del desarrollador total de 360 horas dedicadas al desarrollo del proyecto.

Por otro lado, se han mantenido reuniones y contacto con el director constantemente, con un tiempo de implicación estimado de unas 35 horas.

En la asignación de costes se ha decidido asignar un precio de 20 €/h al desarrollador y de 65 €/h al director:

	<i>Horas</i>	<i>€/h</i>	<i>Total</i>
Desarrollador	360	20	7.200 €
Tutor	30	65	1.950 €

Tabla 22: costes de ingeniería del proyecto

Amortización e inversión

La inversión inicial cabe esperar que sea elevada, al tener que realizar una construcción nueva y teniendo en cuenta la instalación de los paneles solares.

Para la elaboración de los costes de la instalación se ha consultado: Fernández-Durán D. “Diseño de una instalación fotovoltaica para conexión a red y recarga rápida de vehículos eléctricos”. Director: Rodríguez-Arribas J. [Trabajo de fin de grado]. Universidad Politécnica de Madrid, 2016. En el que se utilizan precios orientativos del Precio de la Construcción Centro para elementos de la estructura o de distribución, que no están accesibles al público.

Además, se ha realizado un estudio de mercador en internet, en catálogos de distribuidores y se les ha dado un precio próximo al de mercado, para aquellos precios que sí están disponibles al público.

A continuación, se detalla en una tabla los elementos considerados para la inversión inicial, así como la amortización de estos:

<i>Concepto</i>	<i>Coste unidad</i>	<i>Unidades</i>	<i>Total</i>	<i>Años Concesión</i>	<i>Amortización anual</i>
Cargadores (Terra 53 CJ, ABB)	25.000,00 €	2 ud	50.000 €	10	5.000 €
Suministro y tendido cable solar 6 mm 1kV	12,5 €/m	20 m	251 €	25	10 €
Suministro y tendido conductor aislante 35 mm ²	14,58 €/m	10 m	148,8 €	25	5,83 €
Suministro e instalación caja de conexión	700 €	1 ud	700 €	25	28 €
Suministro e instalación de bandeja de acero perforada 60x60 cm	28,62 €	139 ud	3.981,9 €	25	9,28 €
Transporte/colocación de paneles	95.000 €	1 ud	95.000 €	25	3.800 €
Paneles	250 €	120 ud	30.000 €	25	1.200 €
Inversores	3.800 €	4 ud	15.200 €	25	608 €
Estructura y trabajos de acondicionamiento	80.250 €	1 ud	80.250 €	25	3.210 €
Suministro e instalación de estructura soporte de aluminio	143 €	120 ud	17.160 €	25	686,4 €
Suministro de terminales de conexión MC4	1,59 €	108 ud	171,25 €	25	6,87 €
Instalación de puesta a tierra	304,14 €	1 ud	304,14 €	25	12,17 €
TOTAL			293.181,59 €		13.846 €

Tabla 23: Conceptos de amortización e inversión. 'Elaboración propia'

El total de la inversión inicial asciende a 293.181,59 €. Los gastos de la inversión se pueden agrupar en 4 grupos:

- Estructura: todo lo que tenga que ver con soporte de paneles y construcción.
- Instalación FV: todo lo que tenga que ver con la instalación fotovoltaica.
- Puntos de carga: las estaciones de carga donde estarán los cables para conectar a los vehículos.
- Otros gastos: en los que se incluyen el cableado, la puesta a tierra, etc.

A continuación, se representa de forma gráfica el reparto de los gastos entre las distintas categorías:



Fig. 19: Reparto de los gastos de la inversión. 'Elaboración propia'.

Se puede observar que el grueso de la inversión se encuentra en la instalación fotovoltaica y en segundo lugar en la estructura necesaria para alojar los paneles.

Se obtendrá un crédito bancario de la totalidad de la inversión con unos intereses anuales del 4.975%, como ya se ha mencionado antes, y se realizará el pago en 20 pagos diferentes elevando el interés total hasta los 170.215,7 €. Este sería el caso más desfavorable, ya que se está teniendo en cuenta el tipo de interés fijo máximo establecido por la ICO.

La amortización se ha supuesto lineal para todos los conceptos a 25 años de duración.

La simulación se realizará a 25 años, ya que es el tiempo estimado de duración de una planta fotovoltaica, como norma general.

8.3. Resultados económicos

Los resultados obtenidos de la simulación para los indicadores económicos para los tres casos propuestos según el precio que se le ponga al kWh se muestran a continuación:

	<i>Precio</i>	<i>TIR</i>	<i>VAN</i>	<i>PR</i>
Pesimista	0,43 €/kWh	5,5 %	315.287,08 €	4 años
	0,55 €/kWh	9,6 %	540.561,65 €	3,5 años
	0,7 €/kWh	13,9 %	821.751,00 €	3 años
Realista	0,43 €/kWh	-0,31 %	59.617,86 €	4 años
	0,55 €/kWh	7,8 %	441.410,49 €	3,5 años
	0,7 €/kWh	14,79 %	888.306,05 €	3años
Optimista	0,43 €/kWh	6,4 %	360.974,00 €	2,5 años
	0,55 €/kWh	13,5 %	768.197,30 €	2 años
	0,7 €/kWh	20,7 %	1.272.702,56 €	2 años

Tabla 24: Indicadores económicos para los nueve casos supuestos. ‘Elaboración propia’.

Para la comparación es interesante ver los resultados de forma gráfica:

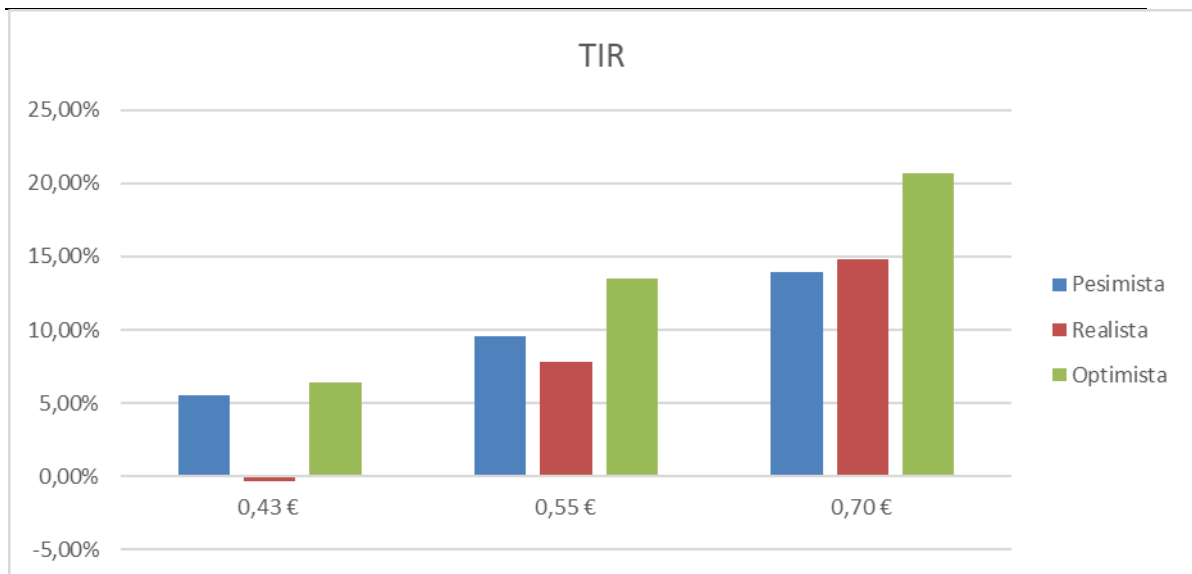


Fig. 20: TIR de los tres los nueve escenarios enfrentados, para cada precio supuesto.

‘Elaboración propia’.

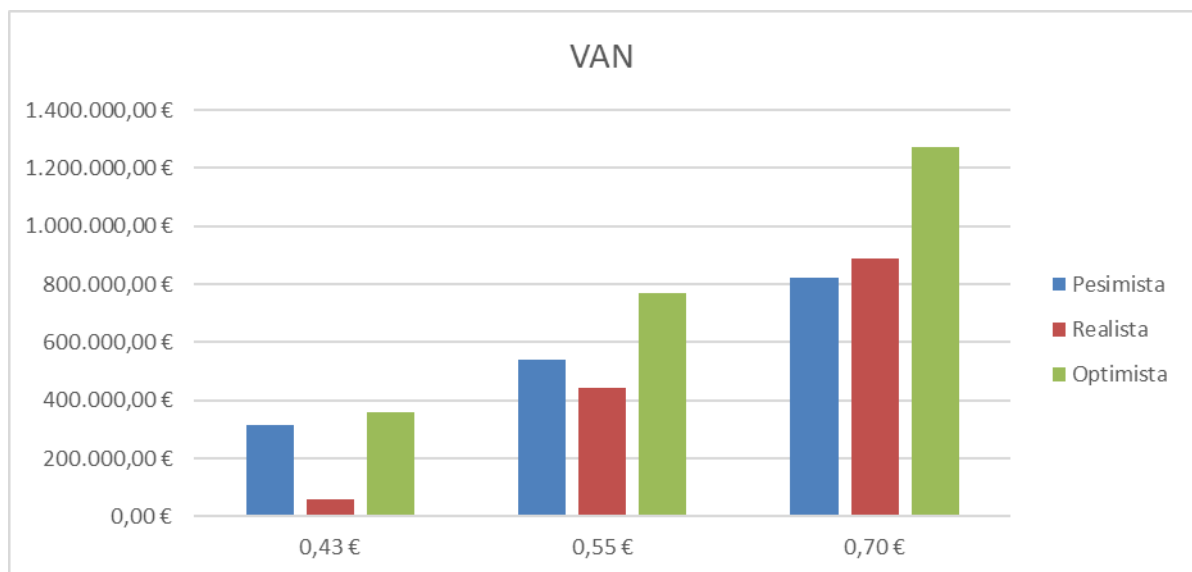


Fig. 21: VAN de los tres los nueve escenarios enfrentados, para cada precio supuesto.

‘Elaboración propia’.

Se puede comprobar que el precio de venta de la energía tiene gran repercusión en la rentabilidad de la estación (sensibilidad alta) en los tres escenarios, aunque la variación sea de unos céntimos de euro.

Es interesante observar que, dependiendo del precio de venta, puede ser que el tener más clientes perjudique a la rentabilidad del negocio, esto es debido a que sin clientes se vende la energía sobrante a la red y se compra menos de esta. En las gráficas se puede ver que para 0,43 €/kWh y para 0,55 €/kWh sólo sale rentable en los escenarios pesimista y optimista, por lo que se puede concluir que se necesita un volumen de clientes considerable para que el negocio salga verdaderamente rentable con estos precios. Por otro lado, si se vende la energía a 0,70 €/kWh, el negocio sale verdaderamente rentable y cuantos más clientes se tengan mejor.

Las hojas Excel en más detalle de todos los escenarios finales se pueden consultar en el Anexo III: Simulaciones económicas de escenarios finales.

8.4. Coste Nivelado de la Energía

El Coste Nivelado de la Energía (en inglés *Levelized Cost of Energy, LCOE*) es una media del coste presente neto promedio de generación de electricidad para una planta generadora durante su vida útil. El cálculo de este parámetro es interesante calcularlo para compararlo con el precio de la electricidad de la red.

La manera de calcularlo es mediante la siguiente fórmula:

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (5)$$

Donde:

- I: gastos de inversión cada año → únicamente se realiza una inversión en el año 1 de 293.181,59 €.
- M: costes de operación y mantenimiento → $25 * 4.273 = 106.825$ €
- F: coste del combustible → este será el coste de la energía de la red.

- E: generación de energía cada año
- r: tasa de descuento → se ha utilizado una tasa de descuento del 5%, como en el resto del proyecto.
- t → tiempo de duración del proyecto, 25 años.

El resultado pues de aplicar la ecuación (5) es: 0,26 €/kWh.

Capítulo 9 Conclusiones y trabajos futuros

Las dos principales conclusiones globales a las que se ha llegado con este proyecto han sido, por un lado, que el modelo de negocio de las electrolinerías puede ser rentable y que, además, esa rentabilidad se puede alcanzar incluyendo la energía fotovoltaica para encontrar el equilibrio entre rentabilidad y sostenibilidad que se estaba buscando.

En cuanto a la viabilidad técnica del proyecto se pueden arrojar las siguientes conclusiones:

- Desde el punto de vista técnico es perfectamente viable abastecer parcialmente una electrolinera con un generador fotovoltaico y ofrecer la carga rápida a vehículos, ahorrando así grandes cantidades de emisiones de CO₂ a la atmósfera.
- El generador fotovoltaico representará alrededor del 50% de la energía utilizada por la electrolinera en el primer año de uso y a partir del cuarto, augurando un mayor número de clientes, representará alrededor del 20% de la energía. Se puede concluir que el generador fotovoltaico ya contribuye de forma considerable con 270 m² de paneles solares, por lo que, con el desarrollo de la tecnología fotovoltaica, se puede esperar que en un futuro se obtenga más energía del sol que de la red, previendo un aumento de la instalación fotovoltaica.
- Por otro lado, se ha podido comprobar que, para poder realizar la carga rápida, aún no es eficiente desde el punto de vista técnico utilizar únicamente paneles solares con baterías ya que la dependencia de este tipo de fuente de energía de las condiciones meteorológicas hace necesaria una gran cantidad de baterías para poder realizar la carga rápida. Cuando las baterías se abaraten y puedan almacenar mayores cantidades de energía en menos espacio, posiblemente se llegue a ver electrolinerías de carga rápida de este estilo.
- En un futuro cabría la posibilidad de incluir en la electrolinera baterías para implementar la técnica llamada ‘peak shaving’ con el que se podría aumentar el beneficio de la planta si en vez de verter energía a la red se almacena en las

baterías para poder luego utilizarla en períodos de alta demanda. En este caso además siempre saldría más rentable tener más clientes, ya que en vez de que el generador FV vierta energía a la red esta se vendería prácticamente en su totalidad a los clientes, que pagan un precio mucho más alto.

En cuanto a la viabilidad económica se pueden discernir las siguientes conclusiones:

- El proyecto es viable económicamente si el precio del kWh al cliente se pone por encima de 0,55 €/kWh con un TIR de 7,8% y un VAN de 441.410,49 €, y se estima que se recuperará la inversión en tres años y medio, suponiendo un escenario realista. De esta forma al cliente le costaría, de media, cargar el coche por completo 15,09 €. En comparación con repostar con un coche de combustión, sale mucho más barato, presentando un atractivo para que los clientes se planteen comprar un VE.
- Por otro lado, con un precio de 0,70 €/kWh, la carga completa del vehículo sale por 18,84 €, que es sólo tres euros más que en el caso anterior, pero el TIR se duplica, pasando a valer 14,8% y el VAN 888.306 € (para el escenario realista), por lo que parece considerable plantear un precio como este, ya que el modelo de negocio sigue siendo competitivo y se hace mucho más rentable en todos los escenarios de consumo.
- Cabe destacar que la mayor parte de la inversión (el 82,36 %) la componen los elementos de la estación fotovoltaica y la estructura para soportarla, por lo que igual sería lógico plantear, si no se llega a conseguir el crédito de 293.181,6 € por ser demasiado alto, empezar con una electrolinera sin generador fotovoltaico y más adelante implementar el generador.
- El modelo ideal de contar únicamente con energía solar para alimentar la electrolinera parece inviable económicamente, de momento. Sin embargo, como se ha visto en la elaboración del proyecto, la evolución de la tecnología fotovoltaica y de baterías avanza a pasos agigantados, por lo que en un futuro podría llegar a ser incluso más rentable.

En resumen, el modelo de negocio presentado y desarrollado en el presente proyecto representa una forma perfecta de invertir dinero, ya que se le puede sacar una rentabilidad considerable a la vez que se participa en el desarrollo sostenible de la economía y en la transición de la movilidad.

Capítulo 10 Bibliografía

- [1] Smets A, Jager K, Isabella O, Van Swaaij R, Zeman M. *SOLAR ENERGY: THE PHYSICS AND ENGINEERING OF PHOTOVOLTAIC CONVERSION TECHNOLOGIES AND SYSTEMS*. 1ª edición. Inglaterra: UIT Cambridge Ltd, 2016. 776p. ISBN: 978-1-906860-75-2
- [2] Domínguez-Navarro J.A, Dufo-López R, Yusta-Loyo J.M, Artal-Sevil J.S, Bernal-Agustín J.L. “Design of an electric vehicle fast-charging station with integration of renewable energy and storage systems”. Universidad de Salamanca. *Electrical Power and Energy Systems*. 2019. Vol.105 p. 46-58.
- [3] Xu Z, Hu Z, Song Y, Luo Z, Zhan K, Wu J. Coordinated charging strategy for PEVs charging stations. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2012, pp. 1–8. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345045.
- [4] Labouret A, Villos M. *Energía solar fotovoltaica: manual práctico*. 1ª edición. Madrid: Mundi Prensa, 2007. 334p. ISBN: 978-8-496709-00-3
- [5] IDEA. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. Madrid: PROGENSA, 2011. 44 p. ISBN: 978-84-95693-62-4
- [6] Melchor N.R, Quintela F.R, Redondo R.C, Arévalo J.M.G. “Seguridad eléctrica de plantas fotovoltaicas con conexión en baja tensión”. Universidad de Salamanca. *STS Proyectos de Ingeniería*. Salamanca: p. 12
- [7] Mauri G, Valsecchi A. “The role of fast charging stations for electric vehicles in the integration and optimization of distribution grid with renewable energy sources”. CIRED. Lisboa: 2012, Vol. 227, p.4
- [8] Bauer Pavol. *Microgrid Layouts*. [Material gráfico proyectable]. Holanda: Delft University of Technology
- [9] Bauer Pavol. *AC and DC charging*. [Material gráfico proyectable]. Holanda: Delft University of Technology.
- [10] *Almacenamiento de Energía*. [Material gráfico proyectable]. Guatemala: Universidad Galileo.

- [11] Fishbone A, Shahan Z, Badik P. *Electric vehicle charging infrastructure: Guidelines for cities*. Varsovia: Clean Technica, 2017. p.26
- [12] Gorner M, Cazzola P. *Global EV Outlook 2019: Scaling-up the transition to electric mobility*. Francia: IEA, 2019. p. 219. Disponible en: www.iea.org
- [13] Fernández-Durán D. “Diseño de una instalación fotovoltaica para conexión a red y recarga rápida de vehículos eléctricos”. Director: Rodríguez-Arribas J. [Trabajo de fin de grado]. Universidad Politécnica de Madrid, 2016.
- [15] Catálogo de ABB: www.new.abb.com/es
- [16] Catálogo de Autosolar: www.autosolar.es
- [17] Catálogo de Fusion energía solar: www.fusionenergiasolar.es
- [18] REE, 2019. *España cierra 2019 con un 10% más de potencia instalada de generación renovable*. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/notas-de-prensa/2019/12/espana-cierra-2019-con-un-10-mas-de-potencia-instalada-de-generacion-renovable> [Último acceso: 3 Mayo 2020].
- [19] REE, 2020. *La fotovoltaica ilumina el camino hacia la transición energética*. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/especial/2020/04/la-fotovoltaica-ilumina-el-camino-hacia-la-transicion-energetica> [Último acceso: 3 Mayo 2020].
- [20] Eiffage, 2020. *Energías Renovables*. [En línea]. Disponible en: <https://www.energia.eiffage.es/lineas-actividad/energias-renovables/>. [Último acceso: 3 mayo 2020].
- [21] Comunidad de Madrid, 2020. *Planes Renove de la Comunidad de Madrid*. [En línea]. Disponible en: <https://www.comunidad.madrid/servicios/consumo/planes-renove-comunidad-madrid>. [Último acceso: 3 mayo 2020].
- [22] Electromaps, 2020. *Puntos de recarga en España*. [En línea]. Disponible en: <https://www.electromaps.com/puntos-de-recarga/espana>. [Último acceso: 3 de mayo 2020].
- [23] Endesa, 2020. *Tarifas trifásicas Endesa*. [En línea]. Disponible en: <https://www.companias-de-luz.com/endesa/tarifas/trifasicas/>. [Último acceso: 3 Mayo 2020].

- [24] AEMET, 2020. *Valores climatológicos normales Alicante*. [En línea]. Disponible en:
<http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?l=8025&k=val>. [Último acceso: 3 mayo 2020].
- [25] Autosolar, 2020. *Conexión salto de rana en paneles solares*. [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/conexion-salto-de-rana-en-paneles-solares>. [Último acceso: 3 mayo 2020].

Normativa/legislación

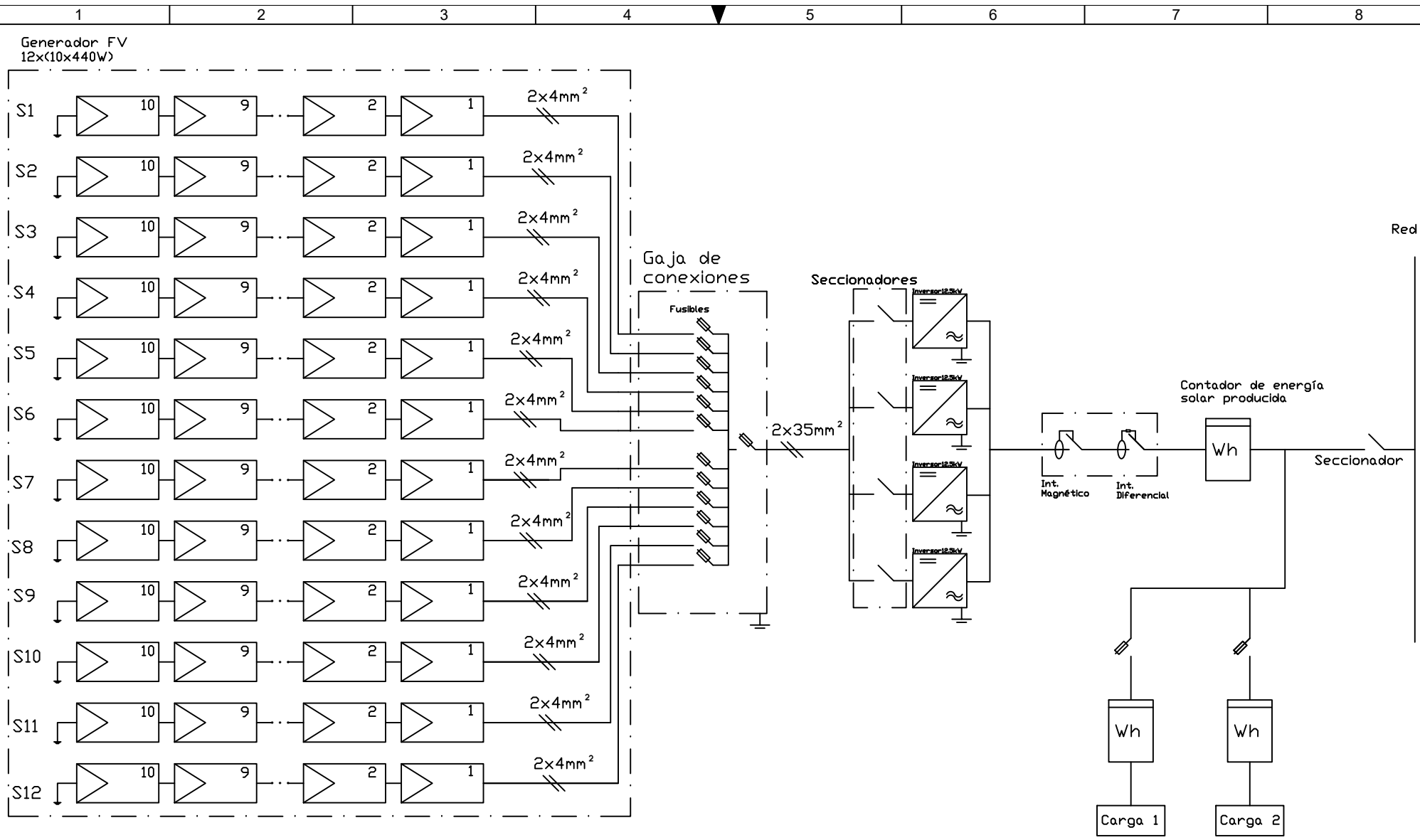
- [26] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. BOE núm. 126 de 26 de mayo de 2007
- [27] Real Decreto 1110/2007, de 18 de septiembre. BOE núm. 224 de 19 de septiembre de 2007
- [28] Real Decreto 1669/2011, de 18 de noviembre de 2011. BOE núm. 295 de 8 de diciembre de 2011
- [29] ITC-BT-30 del Reglamento electrotécnico de baja tensión aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. BOE num. 224 de 18 de septiembre de 2002.
- [30] ITC-BT-52 del Reglamento electrotécnico de baja tensión aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. BOE num. 224 de 18 de septiembre de 2002.
- [31] Guía-BT-40 del Reglamento electrotécnico de baja tensión aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. BOE num. 224 de 18 de septiembre de 2002.
- [32] DB- SE- AE: Seguridad Estructural Acciones en la edificación, de abril 2009, del Código Técnico de la Edificación recogido en la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación
- [33] DB- SE- C: Seguridad Estructural Cimientos, de 20 de diciembre 2019, del Código Técnico de la Edificación recogido en la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación
- [34] UNE-HD 60364-5-52:2014 del Reglamento electrotécnico de baja tensión aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. BOE num. 224 de 18 de septiembre de 2002.

Anexo I: Planos

- a) Plano unifilar del generador Fotovoltaico.
- b) Alzado y perfil de la estructura.

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

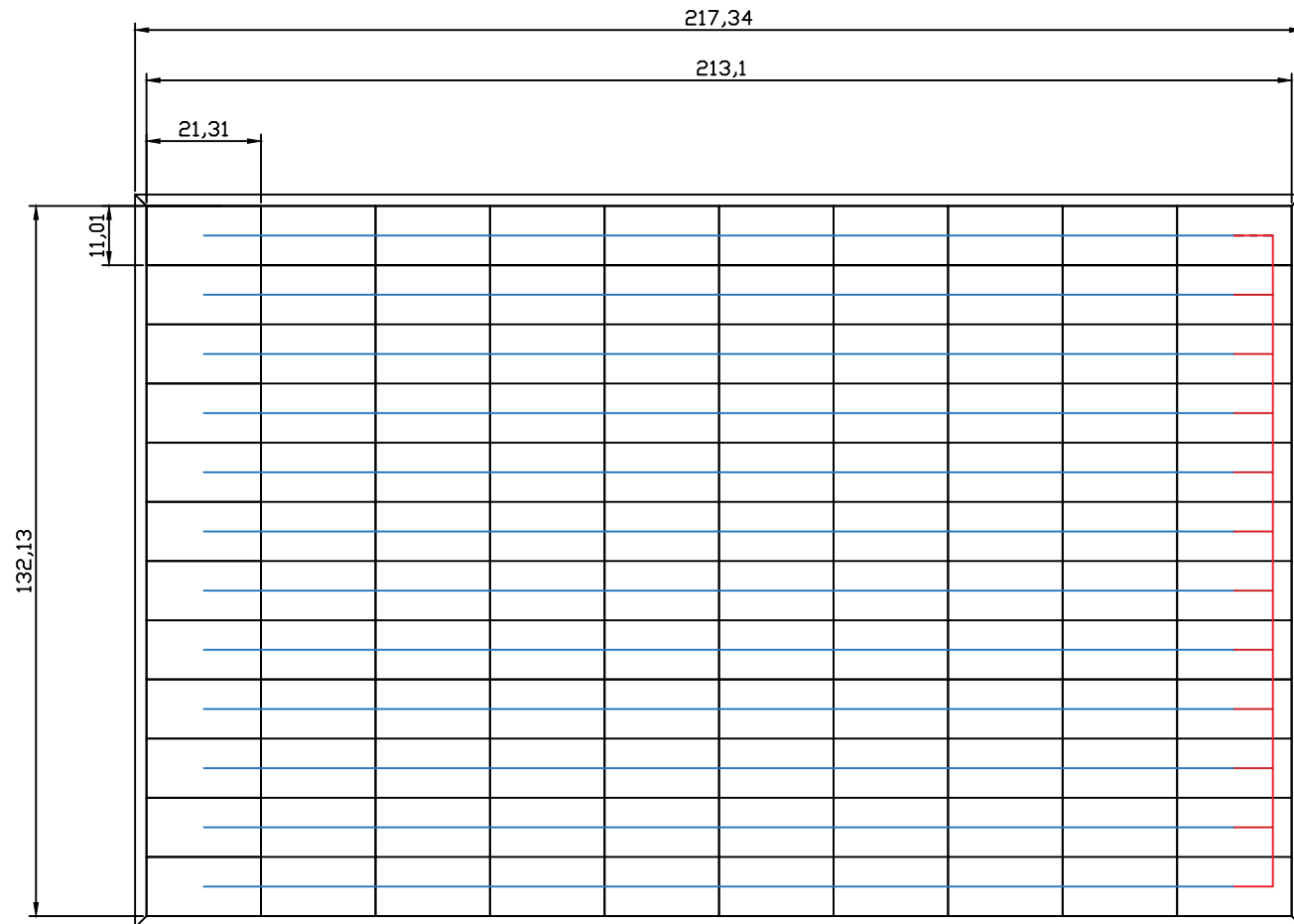
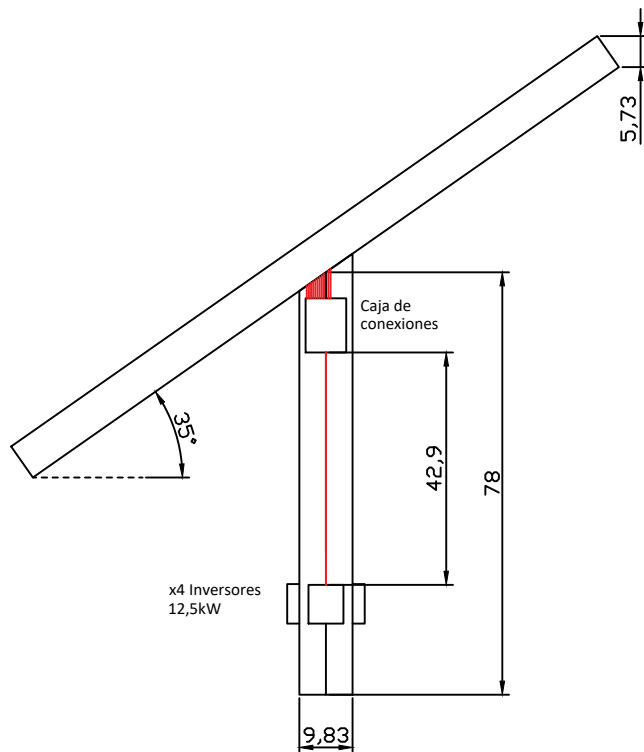
CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



MATERIAL	-		Generador Fotovoltaico	
TOLERANCIA	-			
	NOMBRE	FECHA	Esquema Unifilar	
DIBUJADO	F.J.M.T	02/06/20		
COMPROBADO	R.S.A	04/06/20		
ESCALA:	FIRMA:		I.C.A.I.	Nº DE PLANO:
-				1

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



MATERIAL	-		Generador Fotovoltaico	
TOLERANCIA	-			
	NOMBRE	FECHA	Estructura y conexionado	
DIBUJADO	F.J.M.T	03/06/20		
COMPROBADO	R.S.A	05/06/20		
ESCALA:	FIRMA:	I.C.A.I.		Nº DE PLANO:
1:100				2

Anexo II: Simulaciones económicas de alternativas previas

- a) Alternativa 1: RED
- b) Alternativa 2: FV + BATERÍAS
- c) Alternativa 3: FV + RED



ANEXO II: SIMULACIONES ECONÓMICAS DE ALTERNATIVAS PREVIAS

PROYECTO PC A RED	Año 1		Año 2		Año 3		Año 4		Año 5		Año 6		Año 7		Año 8		Año 9		Año 10	
Vehículos	2.010	15%	4.021	30%	6.701	50%	10.722	80%	10.722	80%	10.722	80%	10.722	80%	10.722	80%	10.722	80%	10.722	80%
Total Vehículos	2.010		4.021		6.701		10.722		10.722		10.722		10.722		10.722		10.722		10.722	
Ingresos	17.089	0,34	34.861	0,35	59.263	0,35	96.717	0,36	98.652	0,37	100.625	0,38	102.637	0,38	104.690	0,39	106.784	0,40	108.920	0,41
VENTA NETA	17.089	8,50	34.861	8,67	59.263	8,84	96.717	9,02	98.652	9,20	100.625	9,38	102.637	9,57	104.690	9,76	106.784	9,96	108.920	10,16
COSTES VARIABLES	8.487	4,22	17.313	4,31	29.433	4,39	48.034	4,48	48.995	4,57	49.975	4,66	50.975	4,75	51.994	4,85	53.034	4,95	54.095	5,05
Electricidad Punta	4.657	0,19	9.499,54	0,19	16.149	0,19	26.356	0,20	26.883	0,20	27.420	0,20	27.969	0,21	28.528	0,21	29.099	0,22	29.681	0,22
Electricidad Llano	2.911	0,17	5.939,13	0,17	10.097	0,17	16.478	0,18	16.807	0,18	17.143	0,18	17.486	0,19	17.836	0,19	18.193	0,19	18.556	0,20
Electricidad Valle	919	0,12	1.875	0,12	3.187	0,13	5.201	0,13	5.305	0,13	5.412	0,13	5.520	0,14	5.630	0,14	5.743	0,14	5.858	0,15
MARGEN DE CONTRIBUCION	8.602	4,28	17.547	4,36	29.830	4,45	48.683	4,54	49.657	4,63	50.650	4,72	51.663	4,82	52.696	4,91	53.750	5,01	54.825	5,11
COSTES FIJOS	28.150	14,00	28.713	7,14	29.287	4,37	29.873	2,79	30.470	2,84	31.080	2,90	31.701	2,96	32.336	3,02	32.982	3,08	33.642	3,14
Mantenimiento	2.000	0,99	2.040	0,51	2.081	0,31	2.122	0,20	2.165	0,20	2.208	0,21	2.252	0,21	2.297	0,21	2.343	0,22	2.390	0,22
Impuestos	2.000	0,99	2.040	0,51	2.081	0,31	2.122	0,20	2.165	0,20	2.208	0,21	2.252	0,21	2.297	0,21	2.343	0,22	2.390	0,22
Contabilidad fiscal	150	0,07	153	0,04	156	0,02	159	0,01	162	0,02	166	0,02	169	0,02	172	0,02	176	0,02	179	0,02
Seguro	12.000	5,97	12.240	3,04	12.485	1,86	12.734	1,19	12.989	1,21	13.249	1,24	13.514	1,26	13.784	1,29	14.060	1,31	14.341	1,34
Alquiler de terreno	12.000	5,97	12.240	3,04	12.485	1,86	12.734	1,19	12.989	1,21	13.249	1,24	13.514	1,26	13.784	1,29	14.060	1,31	14.341	1,34
RESULTADO DE OPERACIONES (EBITDA)	-19.548	-9,72	-11.166	-2,78	543	0,08	18.810	1,75	19.186	1,79	19.570	1,83	19.961	1,86	20.361	1,90	20.768	1,94	21.183	1,98
% RESOP sobre VENTAS	-114,4%		-32,0%		0,9%		19,4%		19,4%		19,4%		19,4%		19,4%		19,4%		19,4%	
AMORTIZACIÓN	8.000	3,98	8.000	1,99	8.000	1,19	8.000	0,75	8.000	0,75	8.000	0,75	8.000	0,75	8.000	0,75	8.000	0,75	8.000	0,75
EBIT	-27.548	0,00	-19.166	0,00	-7.457	0,00	10.810	0,00	11.186	0,00	11.570	0,00	11.961	0,00	12.361	0,00	12.768	0,00	13.183	0,00
% EBIT sobre VENTAS	-161,2%		-55,0%		-12,6%		11,2%		11,3%		11,5%		11,7%		11,8%		12,0%			



PROYECCIÓN FINANCIERA PROYECTO PUNTO DE CARGA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

PROYECTO PC FOTOVOLTAICO	Año 1		Año 2		Año 3		Año 4		Año 5		Año 6		Año 7		Año 8		Año 9		Año 10	
Vehículos	657	15%	1.314	30%	2.190	50%	3.504	80%	3.504	80%	3.504	80%	3.504	80%	3.504	80%	3.504	80%	3.504	80%
Total Coches	657		1.314		2.190		3.504		3.504		3.504		3.504		3.504		3.504		3.504	
Ingresos	8.213	0,50	16.754	0,51	28.481	0,52	46.481	0,53	47.411	0,54	48.359	0,55	49.326	0,56	50.312	0,57	51.319	0,59	52.345	0,60
VENTA NETA	8.213	12,50	16.754	12,75	28.481	13,01	46.481	13,27	47.411	13,53	48.359	13,80	49.326	14,08	50.312	14,36	51.319	14,65	52.345	14,93
COSTES VARIABLES	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
MARGEN DE CONTRIBUCION	8.213	12,50	16.754	0,00	28.481	0,00	46.481	0,00	47.411	0,00	48.359	0,00	49.326	0,00	50.312	0,00	51.319	0,00	52.345	0,00
COSTES FIJOS	42.423	64,57	43.271	32,93	44.137	20,15	45.020	12,85	45.920	13,11	46.838	13,37	47.775	13,63	48.731	13,91	49.705	14,19	50.699	14,47
Mantenimiento	8.273	12,59	8.438	6,42	8.607	3,93	8.779	2,51	8.955	2,56	9.134	2,61	9.317	2,66	9.503	2,71	9.693	2,77	9.887	2,82
Impuestos por actividad	2.000	3,04	2.040	1,55	2.081	0,95	2.122	0,61	2.165	0,62	2.208	0,63	2.252	0,64	2.297	0,66	2.343	0,67	2.390	0,68
Contabilidad fiscal	150	0,23	153	0,12	156	0,07	159	0,05	162	0,05	166	0,05	169	0,05	172	0,05	176	0,05	179	0,05
Seguro	12.000	18,26	12.240	9,32	12.485	5,70	12.734	3,63	12.989	3,71	13.249	3,78	13.514	3,86	13.784	3,93	14.060	4,01	14.341	4,09
Alquiler de terreno	20.000	30,44	20.400	15,53	20.808	9,50	21.224	6,06	21.649	6,18	22.082	6,30	22.523	6,43	22.974	6,56	23.433	6,69	23.902	6,82
RESULTADO DE OPERACIONES (EBITDA)	-34.211	-52,07	-26.518	0,00	-15.656	0,00	1.461	0,00	1.491	0,00	1.520	0,00	1.551	0,00	1.582	0,00	1.613	0,00	1.646	0,00
% RESOP sobre VENTAS	-416,6%		-158,3%		-55,0%		3,1%		3,1%		3,1%		3,1%		3,1%		3,1%		3,1%	
AMORTIZACIÓN	14.812	22,54	14.812	11,27	14.812	6,76	14.812	4,23	14.812	4,23	14.812	4,23	14.812	4,23	14.812	4,23	14.812	4,23	14.812	4,23
EBIT	-49.022	0,00	-41.330	0,00	-30.468	0,00	-13.351	0,00	-13.321	0,00	-13.292	0,00	-13.261	0,00	-13.230	0,00	-13.198	0,00	-13.166	0,00
% EBIT sobre VENTAS	-596,9%		-246,7%		-107,0%		-28,7%		-28,1%		-27,5%		-26,9%		-26,3%		-25,7%		-25,2%	
EBIT / TOTAL INVERSIÓN	-0,5%		-0,4%		-0,3%		-0,1%		-0,1%		-0,1%		-0,1%		-0,1%		-0,1%		-0,1%	
Intereses Préstamo + F. Maniobra	11.155		10.770		10.370		9.954		9.520		9.069		8.600		8.111		7.603		7.074	
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	-60.177	-91,59	-52.100	0,00	-40.838	0,00	-23.304	0,00	-22.842	0,00	-22.361	0,00	-21.861	0,00	-21.342	0,00	-20.801	0,00	-20.240	0,00
Impuesto sobre Sociedades	0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
BENEFICIO DESPUÉS DE IMPTOS	-60.177	-91,59	-52.100	0,00	-40.838	0,00	-23.304	0,00	-22.842	0,00	-22.361	0,00	-21.861	0,00	-21.342	0,00	-20.801	0,00	-20.240	0,00
INDICADORES																				
Margen operacional anual (%)	-416,6%		-158,3%		-55,0%		3,1%		3,1%		3,1%		3,1%		3,1%		3,1%		3,1%	
TIR (%)	-6,3%																			
VAN (€)	-95.123																			
Payback (años)	13 años																			
Punto de equilibrio operacional (Tm.)	3.394		3.394		3.394		3.394		3.394		3.394		3.394		3.394		3.394		3.394	

Anexo III: Simulaciones económicas de escenarios finales

- a) Modelo final, pesimista, 0,43 €/kWh
- b) Modelo final, pesimista, 0,55 €/kWh
- c) Modelo final, pesimista, 0,70 €/kWh
- d) Modelo final, realista, 0,43 €/kWh
- e) Modelo final, realista, 0,55 €/kWh
- f) Modelo final, realista, 0,70 €/kWh
- g) Modelo final, optimista, 0,43 €/kWh
- h) Modelo final, optimista, 0,55 €/kWh
- i) Modelo final, optimista, 0,70 €/kWh



ANEXO III: MODELO FINAL. PESIMISTA. 0.43€/kWh

PROYECTO PC FINAL	Año 1		Año 2		Año 3		Año 4		Año 5		Año 6		Año 7		Año 8		Año 9		Año 10	
Vehículos	1.261	10%	2.523	20%	3.784	30%	6.307	50%	6.307	50%	6.307	50%	6.307	50%	6.307	50%	6.307	50%	6.307	50%
Total Coches	1.261		2.523		3.784		6.307		6.307		6.307		6.307		6.307		6.307		6.307	
Ingresos	13.560	0,43	27.663	0,439	42.325	0,447	71.952	0,456	73.391	0,465	74.859	0,475	76.357	0,484	77.884	0,494	79.441	0,504	81.030	0,514
Venta energía a red	3.684	0,055	3.220	0,06	3.285	0,06	3.350	0,06	252	0,06	257	0,06	262	0,06	267	0,06	273	0,06	278	0,07
VENTA NETA	17.244	13,67	30.884	12,24	45.610	12,05	75.303	11,94	73.643	11,68	75.116	11,91	76.619	12,15	78.151	12,39	79.714	12,64	81.308	12,89
COSTES VARIABLES	3.897	3,09	11.126	4,41	11.349	3,00	2.952	0,47	3.011	0,48	3.071	0,49	3.133	0,50	3.195	0,51	3.259	0,52	3.324	0,53
Electricidad Punta	2.138	0,185	6.105	0,19	6.227	0,19	1.620	0,20	1.652	0,20	1.685	0,20	1.719	0,21	1.753	0,21	1.788	0,22	1.824	0,22
Electricidad Llano	1.337	0,166	3.817	0,17	3.893	0,17	1.013	0,18	1.033	0,18	1.054	0,18	1.075	0,19	1.096	0,19	1.118	0,19	1.140	0,20
Electricidad Valle	422	0,122	1.205	0,12	1.229	0,13	320	0,13	326	0,13	333	0,13	339	0,14	346	0,14	353	0,14	360	0,15
MARGEN DE CONTRIBUCION	13.348	10,58	19.758	0,00	34.261	0,00	72.351	0,00	70.632	0,00	72.045	0,00	73.486	0,00	74.956	0,00	76.455	0,00	77.984	0,00
COSTES FIJOS	30.423	24,12	31.031	12,30	31.652	8,36	32.285	5,12	32.931	5,22	33.589	5,33	34.261	5,43	34.946	5,54	35.645	5,65	36.358	5,76
Mantenimiento	4.273	3,39	4.358	1,73	4.446	1,17	4.535	0,72	4.625	0,73	4.718	0,75	4.812	0,76	4.908	0,78	5.007	0,79	5.107	0,81
Impuestos	2.000	1,59	2.040	0,81	2.081	0,55	2.122	0,34	2.165	0,34	2.208	0,35	2.252	0,36	2.297	0,36	2.343	0,37	2.390	0,38
Contabilidad fiscal	150	0,12	153	0,06	156	0,04	159	0,03	162	0,03	166	0,03	169	0,03	172	0,03	176	0,03	179	0,03
Seguro	10.500	8,32	10.710	4,25	10.924	2,89	11.143	1,77	11.366	1,80	11.593	1,84	11.825	1,87	12.061	1,91	12.302	1,95	12.548	1,99
Alquiler de terreno	13.500	10,70	13.770	5,46	14.045	3,71	14.326	2,27	14.613	2,32	14.905	2,36	15.203	2,41	15.507	2,46	15.817	2,51	16.134	2,56
RESULTADO DE OPERACIONES (EBITDA)	-17.075	-13,54	-11.274	0,00	2.609	0,00	40.066	0,00	37.702	0,00	38.456	0,00	39.225	0,00	40.009	0,00	40.809	0,00	41.626	0,00
% RESOP sobre VENTAS	-99,0%		-36,5%		5,7%		53,2%		51,2%		51,2%		51,2%		51,2%		51,2%		51,2%	
AMORTIZACIÓN	13.846	10,98	13.846	5,49	13.846	3,66	13.846	2,20	13.846	2,20	13.846	2,20	13.846	2,20	13.846	2,20	13.846	2,20	13.846	2,20
EBIT	-30.921	0,00	-25.120	0,00	-11.237	0,00	26.220	0,00	23.856	0,00	24.610	0,00	25.379	0,00	26.163	0,00	26.96			



ANEXO III: MODELO FINAL. PESIMISTA. 0.55€/kWh

PROYECCIÓN FINANCIERA PROYECTO PUNTO DE CARGA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS, ESCENARIO PESIMISTA (0,55 €/kWh)																				
PROYECTO PC FINAL	Año 1		Año 2		Año 3		Año 4		Año 5		Año 6		Año 7		Año 8		Año 9		Año 10	
Vehículos	1.261	10%	2.523	20%	3.784	30%	6.307	50%	6.307	50%	6.307	50%	6.307	50%	6.307	50%	6.307	50%	6.307	50%
Total Coches	1.261		2.523		3.784		6.307		6.307		6.307		6.307		6.307		6.307		6.307	
Ingresos	17.345	0,55	35.383	0,561	54.137	0,572	92.032	0,584	93.873	0,595	95.750	0,607	97.665	0,619	99.619	0,632	101.611	0,644	103.643	0,657
Venta energía a red	3.684	0,055	3.220	0,06	3.285	0,06	3.350	0,06	252	0,06	257	0,06	262	0,06	267	0,06	273	0,06	278	0,07
VENTA NETA	21.029	16,67	38.604	15,30	57.421	15,17	95.382	15,12	94.125	14,92	96.007	15,22	97.927	15,53	99.886	15,84	101.884	16,15	103.921	16,48
COSTES VARIABLES	3.897	3,09	11.126	4,41	11.349	3,00	2.952	0,47	3.011	0,48	3.071	0,49	3.133	0,50	3.195	0,51	3.259	0,52	3.324	0,53
Electricidad Punta	2.138	0,185	6.105	0,19	6.227	0,19	1.620	0,20	1.652	0,20	1.685	0,20	1.719	0,21	1.753	0,21	1.788	0,22	1.824	0,22
Electricidad Llano	1.337	0,166	3.817	0,17	3.893	0,17	1.013	0,18	1.033	0,18	1.054	0,18	1.075	0,19	1.096	0,19	1.118	0,19	1.140	0,20
Electricidad Valle	422	0,122	1.205	0,12	1.229	0,13	320	0,13	326	0,13	333	0,13	339	0,14	346	0,14	353	0,14	360	0,15
MARGEN DE CONTRIBUCION	17.132	13,58	27.478	0,00	46.073	0,00	92.431	0,00	91.114	0,00	92.936	0,00	94.795	0,00	96.691	0,00	98.624	0,00	100.597	0,00
COSTES FIJOS	30.423	24,12	31.031	12,30	31.652	8,36	32.285	5,12	32.931	5,22	33.589	5,33	34.261	5,43	34.946	5,54	35.645	5,65	36.358	5,76
Mantenimiento	4.273	3,39	4.358	1,73	4.446	1,17	4.535	0,72	4.625	0,73	4.718	0,75	4.812	0,76	4.908	0,78	5.007	0,79	5.107	0,81
Impuestos	2.000	1,59	2.040	0,81	2.081	0,55	2.122	0,34	2.165	0,34	2.208	0,35	2.252	0,36	2.297	0,36	2.343	0,37	2.390	0,38
Contabilidad fiscal	150	0,12	153	0,06	156	0,04	159	0,03	162	0,03	166	0,03	169	0,03	172	0,03	176	0,03	179	0,03
Seguro	10.500	8,32	10.710	4,25	10.924	2,89	11.143	1,77	11.366	1,80	11.593	1,84	11.825	1,87	12.061	1,91	12.302	1,95	12.548	1,99
Alquiler de terreno	13.500	10,70	13.770	5,46	14.045	3,71	14.326	2,27	14.613	2,32	14.905	2,36	15.203	2,41	15.507	2,46	15.817	2,51	16.134	2,56
RESULTADO DE OPERACIONES (EBITDA)	-13.291	-10,54	-3.554	0,00	14.421	0,00	60.145	0,00	58.183	0,00	59.347	0,00	60.534	0,00	61.744	0,00	62.979	0,00	64.239	0,00
% RESOP sobre VENTAS	-63,2%		-9,2%		25,1%		63,1%		61,8%		61,8%		61,8%		61,8%		61,8%		61,8%	
AMORTIZACIÓN	13.846	10,98	13.846	5,49	13.846	3,66	13.846	2,20	13.846	2,20	13.846	2,20	13.846	2,20	13.846	2,20	13.846	2,20	13.846	2,20
EBIT	-27.137	0,00	-17.400	0,00	575	0,00	46.299	0,00	44.337	0,00	45.501	0,00	46.688	0,00	47.898	0,00	49.133	0,00	50.393	0,00
% EBIT sobre VENTAS	-129,0%		-45,1%		1,0%		48,5%		47,1%		47,4%		47,7%		48,0%		48,2%		48,5%	
EBIT / TOTAL INVERSIÓN	-0,3%		-0,2%		0,0%		0,5%		0,4%		0,5%		0,5%		0,5%		0,5%		0,5%	
Intereses Préstamo + F. Maniobra	14.387		13.940		13.470		12.977		12.458		11.913		11.340		10.738		10.105		9.440	
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	-41.524	-32,92	-31.340	0,00	-12.896	0,00	33.323	0,00	31.879	0,00	33.588	0,00	35.348	0,00	37.161	0,00	39.028	0,00	40.953	0,00
Impuesto sobre Sociedades	0		0		0		8.331		7.970		8.397		8.837		9.290		9.757		10.238	
BENEFICIO DESPUÉS DE IMPTOS	-41.524	-32,92	-31.340	0,00	-12.896	0,00	24.992	0,00	23.909	0,00	25.191	0,00	26.511	0,00	27.870	0,00	29.271	0,00	30.715	0,00
INDICADORES																				
Margen operacional anual (%)	-63,2%		-9,2%		25,1%		63,1%		61,8%		61,8%		61,8%		61,8%		61,8%		61,8%	
TIR (%)	9,6%																			
VNA (€)	540.562																			
Punto de equilibrio operacional (Tm.)	2.240		2.849		2.600		2.203		2.280		2.280		2.280		2.280		2.280		2.280	



ANEXO III: MODELO FINAL, REALISTA, 0,55 €/kWh

PROYECCIÓN FINANCIERA PROYECTO PUNTO DE CARGA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS, ESCENARIO REALISTA (0,55 €/kWh)																				
PROYECTO PC FINAL	Año 1		Año 2		Año 3		Año 4		Año 5		Año 6		Año 7		Año 8		Año 9		Año 10	
Vehículos	1.892	15%	3.784	30%	6.307	50%	10.092	80%	10.092	80%	10.092	80%	10.092	80%	10.092	80%	10.092	80%	10.092	80%
Total Coches	1.892		3.784		6.307		10.092		10.092		10.092		10.092		10.092		10.092		10.092	
Ingresos	26.017	0,55	53.075	0,561	90.228	0,572	147.252	0,584	150.197	0,595	153.200	0,607	156.264	0,619	159.390	0,632	162.578	0,644	165.829	0,657
Venta energía a red	2.544	0,055	810	0,06	310	0,06	317	0,06	22	0,06	23	0,06	23	0,06	24	0,06	24	0,06	25	0,07
VENTA NETA	28.562	15,09	53.885	14,24	90.538	14,35	147.568	14,62	150.219	14,89	153.223	15,18	156.288	15,49	159.414	15,80	162.602	16,11	165.854	16,43
COSTES VARIABLES	7.979	4,22	19.129	5,05	41.461	6,57	74.612	7,39	76.104	7,54	77.626	7,69	79.178	7,85	80.762	8,00	82.377	8,16	84.025	8,33
Electricidad Punta	4.378	0,185	10.496	0,19	22.749	0,19	40.938	0,20	41.757	0,20	42.592	0,20	43.444	0,21	44.312	0,21	45.199	0,22	46.103	0,22
Electricidad Llano	2.737	0,166	6.562	0,17	14.223	0,17	25.594	0,18	26.106	0,18	26.628	0,18	27.161	0,19	27.704	0,19	28.258	0,19	28.824	0,20
Electricidad Valle	864	0,122	2.071	0,12	4.490	0,13	8.079	0,13	8.241	0,13	8.406	0,13	8.574	0,14	8.745	0,14	8.920	0,14	9.099	0,15
MARGEN DE CONTRIBUCION	20.583	10,88	34.757	0,00	49.077	0,00	72.956	0,00	74.115	0,00	75.597	0,00	77.109	0,00	78.652	0,00	80.225	0,00	81.829	0,00
COSTES FIJOS	30.423	16,08	31.031	8,20	31.652	5,02	32.285	3,20	32.931	3,26	33.589	3,33	34.261	3,40	34.946	3,46	35.645	3,53	36.358	3,60
Mantenimiento	4.273	2,26	4.358	1,15	4.446	0,70	4.535	0,45	4.625	0,46	4.718	0,47	4.812	0,48	4.908	0,49	5.007	0,50	5.107	0,51
Impuestos	2.000	1,06	2.040	0,54	2.081	0,33	2.122	0,21	2.165	0,21	2.208	0,22	2.252	0,22	2.297	0,23	2.343	0,23	2.390	0,24
Contabilidad fiscal	150	0,08	153	0,04	156	0,02	159	0,02	162	0,02	166	0,02	169	0,02	172	0,02	176	0,02	179	0,02
Seguro	10.500	5,55	10.710	2,83	10.924	1,73	11.143	1,10	11.366	1,13	11.593	1,15	11.825	1,17	12.061	1,20	12.302	1,22	12.548	1,24
Alquiler de terreno	13.500	7,13	13.770	3,64	14.045	2,23	14.326	1,42	14.613	1,45	14.905	1,48	15.203	1,51	15.507	1,54	15.817	1,57	16.134	1,60
RESULTADO DE OPERACIONES (EBITDA)	-9.840	-5,20	3.725	0,00	17.425	0,00	40.671	0,00	41.184	0,00	42.008	0,00	42.848	0,00	43.705	0,00	44.579	0,00	45.471	0,00
% RESOP sobre VENTAS	-34,5%		6,9%		19,2%		27,6%		27,4%		27,4%		27,4%		27,4%		27,4%		27,4%	
AMORTIZACIÓN	13.846	7,32	13.846	3,66	13.846	2,20	13.846	1,37	13.846	1,37	13.846	1,37	13.846	1,37	13.846	1,37	13.846	1,37	13.846	1,37
EBIT	-23.686	0,00	-10.121	0,00	3.579	0,00	26.825	0,00	27.338	0,00	28.162	0,00	29.002	0,00	29.859	0,00	30.733	0,00	31.625	0,00
% EBIT sobre VENTAS	-82,9%		-18,8%		4,0%		18,2%		18,2%		18,4%		18,6%		18,7%		18,9%		19,1%	
EBIT / TOTAL INVERSIÓN	-0,2%		-0,1%		0,0%		0,3%		0,3%		0,3%		0,3%		0,3%		0,3%		0,3%	
Intereses Préstamo + F. Maniobra	14.387		13.940		13.470		12.977		12.458		11.913		11.340		10.738		10.105		9.440	
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	-38.073	-20,12	-24.061	0,00	-9.892	0,00	13.849	0,00	14.880	0,00	16.249	0,00	17.662	0,00	19.121	0,00	20.628	0,00	22.185	0,00
Impuesto sobre Sociedades	0		0		0		3.462		3.720		4.062		4.416		4.780		5.157		5.546	
BENEFICIO DESPUÉS DE IMPTOS	-38.073	-20,12	-24.061	0,00	-9.892	0,00	10.386	0,00	11.160	0,00	12.187	0,00	13.247	0,00	14.341	0,00	15.471	0,00	16.639	0,00
INDICADORES																				
Margen operacional anual (%)	-34,5%		6,9%		19,2%		27,6%		27,4%		27,4%		27,4%		27,4%		27,4%		27,4%	
TIR (%)	7,8%																			
VNA (€)	441.410																			
Punto de equilibrio operacional (Tm.)	2.797		3.379		4.068		4.466		4.484		4.484		4.484		4.484		4.484		4.484	



PROYECCIÓN FINANCIERA PROYECTO PUNTO DE CARGA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS, ESCENARIO REALISTA (0,70 €/kWh)

PROYECTO PC FINAL	Año 1		Año 2		Año 3		Año 4		Año 5		Año 6		Año 7		Año 8		Año 9		Año 10	
Vehiculos	1.892	15%	3.784	30%	6.307	50%	10.092	80%	10.092	80%	10.092	80%	10.092	80%	10.092	80%	10.092	80%	10.092	80%
Total Coches	1.892		3.784		6.307		10.092		10.092		10.092		10.092		10.092		10.092		10.092	
Ingresos	33.113	0,70	67.550	0,714	114.835	0,728	187.411	0,743	191.159	0,758	194.982	0,773	198.882	0,788	202.860	0,804	206.917	0,820	211.055	0,837
Venta energía a red	2.544	0,055	810	0,06	310	0,06	317	0,06	22	0,06	23	0,06	23	0,06	24	0,06	24	0,06	25	0,07
VENTA NETA	35.657	18,84	68.360	18,06	115.146	18,26	187.728	18,60	191.182	18,94	195.005	19,32	198.905	19,71	202.884	20,10	206.941	20,51	211.080	20,92
COSTES VARIABLES	7.979	4,22	19.129	5,05	41.461	6,57	74.612	7,39	76.104	7,54	77.626	7,69	79.178	7,85	80.762	8,00	82.377	8,16	84.025	8,33
Electricidad Punta	4.378	0,185	10.496	0,19	22.749	0,19	40.938	0,20	41.757	0,20	42.592	0,20	43.444	0,21	44.312	0,21	45.199	0,22	46.103	0,22
Electricidad Llano	2.737	0,166	6.562	0,17	14.223	0,17	25.594	0,18	26.106	0,18	26.628	0,18	27.161	0,19	27.704	0,19	28.258	0,19	28.824	0,20
Electricidad Valle	864	0,122	2.071	0,12	4.490	0,13	8.079	0,13	8.241	0,13	8.406	0,13	8.574	0,14	8.745	0,14	8.920	0,14	9.099	0,15
MARGEN DE CONTRIBUCION	27.678	14,63	49.232	0,00	73.685	0,00	113.116	0,00	115.076	0,00	117.379	0,00	119.727	0,00	122.121	0,00	124.564	0,00	127.055	0,00
COSTES FIJOS	30.423	16,08	31.031	8,20	31.652	5,02	32.285	3,20	32.931	3,26	33.589	3,33	34.261	3,40	34.946	3,46	35.645	3,53	36.358	3,60
Mantenimiento	4.273	2,26	4.358	1,15	4.446	0,70	4.535	0,45	4.625	0,46	4.718	0,47	4.812	0,48	4.908	0,49	5.007	0,50	5.107	0,51
Impuestos	2.000	1,06	2.040	0,54	2.081	0,33	2.122	0,21	2.165	0,21	2.208	0,22	2.252	0,22	2.297	0,23	2.343	0,23	2.390	0,24
Contabilidad fiscal	150	0,08	153	0,04	156	0,02	159	0,02	162	0,02	166	0,02	169	0,02	172	0,02	176	0,02	179	0,02
Seguro	10.500	5,55	10.710	2,83	10.924	1,73	11.143	1,10	11.366	1,13	11.593	1,15	11.825	1,17	12.061	1,20	12.302	1,22	12.548	1,24
Alquiler de terreno	13.500	7,13	13.770	3,64	14.045	2,23	14.326	1,42	14.613	1,45	14.905	1,48	15.203	1,51	15.507	1,54	15.817	1,57	16.134	1,60
RESULTADO DE OPERACIONES (EBITDA)	-2.745	-1,45	18.200	0,00	42.033	0,00	80.831	0,00	82.147	0,00	83.790	0,00	85.466	0,00	87.175	0,00	88.919	0,00	90.697	0,00
% RESOP sobre VENTAS	-7,7%		26,6%		36,5%		43,1%		43,0%		43,0%		43,0%		43,0%		43,0%		43,0%	
AMORTIZACIÓN	13.846	7,32	13.846	3,66	13.846	2,20	13.846	1,37	13.846	1,37	13.846	1,37	13.846	1,37	13.846	1,37	13.846	1,37	13.846	1,37
EBIT	-16.591	0,00	4.354	0,00	28.187	0,00	66.985	0,00	68.301	0,00	69.944	0,00	71.620	0,00	73.329	0,00	75.073	0,00	76.851	0,00
% EBIT sobre VENTAS	-46,5%		6,4%		24,5%		35,7%		35,7%		35,9%		36,0%		36,1%		36,3%		36,4%	
EBIT / TOTAL INVERSIÓN	-0,2%		0,0%		0,3%		0,7%		0,7%		0,7%		0,7%		0,7%		0,8%		0,8%	
Intereses Préstamo + F. Maniobra	14.387		13.940		13.470		12.977		12.458		11.913		11.340		10.738		10.105		9.440	
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	-30.978	-16,37	-9.586	0,00	14.716	0,00	54.008	0,00	55.843	0,00	58.031	0,00	60.280	0,00	62.591	0,00	64.968	0,00	67.411	0,00
Impuesto sobre Sociedades	0		0		3.679		13.502		13.961		14.508		15.070		15.648		16.242		16.853	
BENEFICIO DESPUÉS DE IMPTOS	-30.978	-16,37	-9.586	0,00	11.037	0,00	40.506	0,00	41.882	0,00	43.523	0,00	45.210	0,00	46.944	0,00	48.726	0,00	50.558	0,00
INDICADORES																				
Margen operacional anual (%)	-7,7%		26,6%		36,5%		43,1%		43,0%		43,0%		43,0%		43,0%		43,0%		43,0%	
TIR (%)	14,8%																			
VNA (€)	888.306																			
Punto de equilibrio operacional (Tm.)	2.080		2.385		2.709		2.880		2.888		2.888		2.888		2.888		2.888		2.888	

PROYECTO PC FINAL	Año 1		Año 2		Año 3		Año 4		Año 5		Año 6		Año 7		Año 8		Año 9		Año 10	
Vehículos	2.523	20%	5.046	40%	8.830	70%	11.353	90%	11.353	90%	11.353	90%	11.353	90%	11.353	90%	11.353	90%	11.353	90%
Total Coches	2.523		5.046		8.830		11.353		11.353		11.353		11.353		11.353		11.353		11.353	
Ingresos	27.121	0,43	55.327	0,439	98.758	0,447	129.514	0,456	132.105	0,465	134.747	0,475	137.442	0,484	140.191	0,494	142.994	0,504	145.854	0,514
Venta energía a red	3.157	0,055	2.599	0,06	48	0,06	49	0,06	22	0,06	23	0,06	23	0,06	24	0,06	24	0,06	25	0,07
VENTA NETA	30.278	12,00	57.925	11,48	98.806	11,19	129.563	11,41	132.127	11,64	134.770	11,87	137.465	12,11	140.214	12,35	143.019	12,60	145.879	12,85
COSTES VARIABLES	10.908	4,32	9.218	1,83	45.978	5,21	65.455	5,77	66.764	5,88	68.099	6,00	69.461	6,12	70.850	6,24	72.267	6,37	73.713	6,49
Electricidad Punta	5.985	0,185	5.058	0,19	25.227	0,19	35.914	0,20	36.632	0,20	37.365	0,20	38.112	0,21	38.874	0,21	39.652	0,22	40.445	0,22
Electricidad Llano	3.742	0,166	3.162	0,17	15.772	0,17	22.453	0,18	22.902	0,18	23.360	0,18	23.828	0,19	24.304	0,19	24.790	0,19	25.286	0,20
Electricidad Valle	1.181	0,122	998	0,12	4.979	0,13	7.088	0,13	7.230	0,13	7.374	0,13	7.522	0,14	7.672	0,14	7.825	0,14	7.982	0,15
MARGEN DE CONTRIBUCION	19.370	7,68	48.708	0,00	52.828	0,00	64.108	0,00	65.363	0,00	66.671	0,00	68.004	0,00	69.364	0,00	70.751	0,00	72.166	0,00
COSTES FIJOS	30.423	12,06	31.031	6,15	31.652	3,58	32.285	2,84	32.931	2,90	33.589	2,96	34.261	3,02	34.946	3,08	35.645	3,14	36.358	3,20
Mantenimiento	4.273	1,69	4.358	0,86	4.446	0,50	4.535	0,40	4.625	0,41	4.718	0,42	4.812	0,42	4.908	0,43	5.007	0,44	5.107	0,45
Impuestos	2.000	0,79	2.040	0,40	2.081	0,24	2.122	0,19	2.165	0,19	2.208	0,19	2.252	0,20	2.297	0,20	2.343	0,21	2.390	0,21
Contabilidad fiscal	150	0,06	153	0,03	156	0,02	159	0,01	162	0,01	166	0,01	169	0,01	172	0,02	176	0,02	179	0,02
Seguro	10.500	4,16	10.710	2,12	10.924	1,24	11.143	0,98	11.366	1,00	11.593	1,02	11.825	1,04	12.061	1,06	12.302	1,08	12.548	1,11
Alquiler de terreno	13.500	5,35	13.770	2,73	14.045	1,59	14.326	1,26	14.613	1,29	14.905	1,31	15.203	1,34	15.507	1,37	15.817	1,39	16.134	1,42
RESULTADO DE OPERACIONES (EBITDA)	-11.053	-4,38	17.676	0,00	21.176	0,00	31.823	0,00	32.432	0,00	33.081	0,00	33.743	0,00	34.418	0,00	35.106	0,00	35.808	0,00
% RESOP sobre VENTAS	-36,5%		30,5%		21,4%		24,6%		24,5%		24,5%		24,5%		24,5%		24,5%		24,5%	
AMORTIZACIÓN	13.846	5,49	13.846	2,74	13.846	1,57	13.846	1,22	13.846	1,22	13.846	1,22	13.846	1,22	13.846	1,22	13.846	1,22	13.846	1,22
EBIT	-24.899	0,00	3.830	0,00	7.330	0,00	17.977	0,00	18.586	0,00	19.235	0,00	19.897	0,00	20.572	0,00	21.260	0,00	21.962	0,00
% EBIT sobre VENTAS	-82,2%		6,6%		7,4%		13,9%		14,1%		14,3%		14,5%		14,7%		14,9%		15,1%	
EBIT / TOTAL INVERSIÓN	-0,2%		0,0%		0,1%		0,2%		0,2%		0,2%		0,2%		0,2%		0,2%		0,2%	
Intereses Préstamo + F. Maniobra	14.387		13.940		13.470		12.977		12.458		11.913		11.340		10.738		10.105		9.440	
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	-39.286	-15,57	-10.110	0,00	-6.140	0,00	5.000	0,00	6.128	0,00	7.322	0,00	8.557	0,00	9.834	0,00	11.155	0,00	12.522	0,00
Impuesto sobre Sociedades	0		0		0		1.250		1.532		1.831		2.139		2.458		2.789		3.131	
BENEFICIO DESPUÉS DE IMPTOS	-39.286	-15,57	-10.110	0,00	-6.140	0,00	3.750	0,00	4.596	0,00	5.492	0,00	6.418	0,00	7.375	0,00	8.366	0,00	9.392	0,00
INDICADORES																				
Margen operacional anual (%)	-36,5%		30,5%		21,4%		24,6%		24,5%		24,5%		24,5%		24,5%		24,5%		24,5%	
TIR (%)	6,4%																			
VNA (€)	360.974																			
Punto de equilibrio operacional (Tm.)	3.962		3.215		5.291		5.717		5.720		5.720		5.720		5.720		5.720		5.720	



ANEXO V: SIMULACIONES CON PVSYST DE ALTERNATIVAS PREVIAS

PROYECTO PC FINAL	Año 1		Año 2		Año 3		Año 4		Año 5		Año 6		Año 7		Año 8		Año 9		Año 10	
Vehículos	2.523	20%	5.046	40%	8.830	70%	11.353	90%	11.353	90%	11.353	90%	11.353	90%	11.353	90%	11.353	90%	11.353	90%
Total Coches	2.523		5.046		8.830		11.353		11.353		11.353		11.353		11.353		11.353		11.353	
Ingresos	34.690	0,55	70.767	0,561	126.319	0,572	165.658	0,584	168.971	0,595	172.351	0,607	175.798	0,619	179.314	0,632	182.900	0,644	186.558	0,657
Venta energía a red	3.157	0,055	2.599	0,06	48	0,06	49	0,06	22	0,06	23	0,06	23	0,06	24	0,06	24	0,06	25	0,07
VENTA NETA	37.847	15,00	73.366	14,54	126.366	14,31	165.707	14,60	168.994	14,89	172.373	15,18	175.821	15,49	179.337	15,80	182.924	16,11	186.583	16,43
COSTES VARIABLES	10.908	4,32	9.218	1,83	45.978	5,21	65.455	5,77	66.764	5,88	68.099	6,00	69.461	6,12	70.850	6,24	72.267	6,37	73.713	6,49
Electricidad Punta	5.985	0,185	5.058	0,19	25.227	0,19	35.914	0,20	36.632	0,20	37.365	0,20	38.112	0,21	38.874	0,21	39.652	0,22	40.445	0,22
Electricidad Llano	3.742	0,166	3.162	0,17	15.772	0,17	22.453	0,18	22.902	0,18	23.360	0,18	23.828	0,19	24.304	0,19	24.790	0,19	25.286	0,20
Electricidad Valle	1.181	0,122	998	0,12	4.979	0,13	7.088	0,13	7.230	0,13	7.374	0,13	7.522	0,14	7.672	0,14	7.825	0,14	7.982	0,15
MARGEN DE CONTRIBUCION	26.939	10,68	64.148	0,00	80.389	0,00	100.252	0,00	102.230	0,00	104.274	0,00	106.360	0,00	108.487	0,00	110.657	0,00	112.870	0,00
COSTES FIJOS	30.423	12,06	31.031	6,15	31.652	3,58	32.285	2,84	32.931	2,90	33.589	2,96	34.261	3,02	34.946	3,08	35.645	3,14	36.358	3,20
Mantenimiento	4.273	1,69	4.358	0,86	4.446	0,50	4.535	0,40	4.625	0,41	4.718	0,42	4.812	0,42	4.908	0,43	5.007	0,44	5.107	0,45
Impuestos	2.000	0,79	2.040	0,40	2.081	0,24	2.122	0,19	2.165	0,19	2.208	0,19	2.252	0,20	2.297	0,20	2.343	0,21	2.390	0,21
Contabilidad fiscal	150	0,06	153	0,03	156	0,02	159	0,01	162	0,01	166	0,01	169	0,01	172	0,02	176	0,02	179	0,02
Seguro	10.500	4,16	10.710	2,12	10.924	1,24	11.143	0,98	11.366	1,00	11.593	1,02	11.825	1,04	12.061	1,06	12.302	1,08	12.548	1,11
Alquiler de terreno	13.500	5,35	13.770	2,73	14.045	1,59	14.326	1,26	14.613	1,29	14.905	1,31	15.203	1,34	15.507	1,37	15.817	1,39	16.134	1,42
RESULTADO DE OPERACIONES (EBITDA)	-3.484	-1,38	33.116	0,00	48.737	0,00	67.967	0,00	69.299	0,00	70.685	0,00	72.099	0,00	73.541	0,00	75.011	0,00	76.512	0,00
% RESOP sobre VENTAS	-9,2%		45,1%		38,6%		41,0%		41,0%		41,0%		41,0%		41,0%		41,0%		41,0%	
AMORTIZACIÓN	13.846	5,49	13.846	2,74	13.846	1,57	13.846	1,22	13.846	1,22	13.846	1,22	13.846	1,22	13.846	1,22	13.846	1,22	13.846	1,22
EBIT	-17.330	0,00	19.270	0,00	34.891	0,00	54.121													

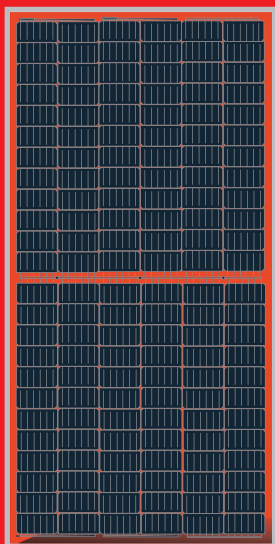


ANEXO III: MODELO FINAL, OPTIMISTA, 0,70 €/kWh

Margen operacional anual (%)	12,6%	56,6%	51,7%	53,7%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%	53,6%
TIR (%)	20,7%									
VNA (€)	1.272.703									
Punto de equilibrio operacional (Tm.)	2.109	1.876	2.434	2.520	2.521	2.521	2.521	2.521	2.521	2.521

Anexo IV: Fichas técnicas

- a) Paneles solares Longisolar: LR4-72HBD
- b) Inversor ABB: PVI – 12.5 – TL - OUTD
- c) Caja de conexión Ingeteam: Stringbox M32
- d) Cables General Cable: Exzhellent XXI, RZ1-K (AS), Cu
- e) Punto de carga ABB: Terra multi-standard DC charging station 53 CJ

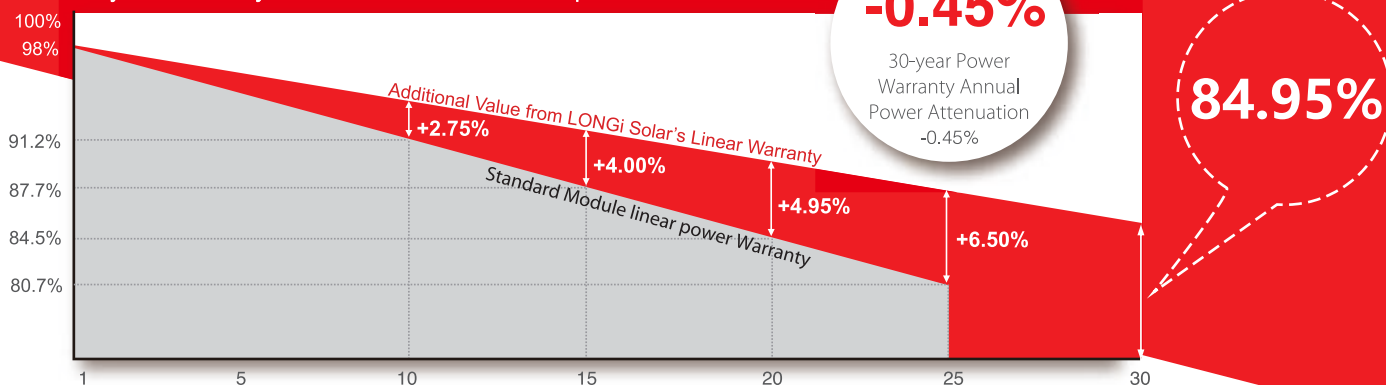


LR4-72HBD 415~435M

Hi-M04

**High Efficiency
Low LID Bifacial PERC with
Half-cut Technology**

10-year Warranty for Materials and Processing;
30-year Warranty for Extra Linear Power Output



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC61730, UL1703

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests. LONGi Solar reserves the right of interpretation.

Front side performance equivalent to conventional low LID mono PERC:

- High module conversion efficiency (up to 19.4%)
- Better energy yield with excellent low irradiance performance and temperature coefficient
- First year power degradation <2%

Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side (up to 25%)

Glass/glass lamination ensures 30 year product lifetime, with annual power degradation < 0.45%, 1500V compatible to reduce BOS cost

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

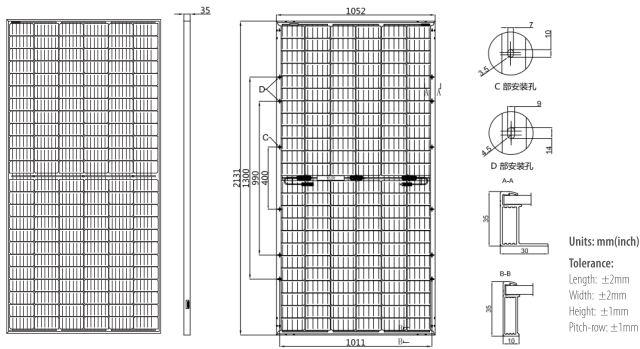
LONGi Solar

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi Solar have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

LR4-72HBD 415~435M

Design (mm)



Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6×24)
 Junction Box: IP68, three diodes
 Output Cable: 4mm², 300mm in length,
 length can be customized
 Glass: Dual glass
 2.0mm tempered glass
 Frame: Anodized aluminum alloy frame
 Weight: 29.5kg
 Dimension: 2131×1052×35mm
 Packaging: 30pcs per pallet
 150pcs per 20'GP
 660pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40℃ ~ +85℃
 Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
 Voc and Isc Tolerance: ±3%
 Maximum System Voltage: DC1500V (IEC / UL)
 Maximum Series Fuse Rating: 20A
 Nominal Operating Cell Temperature: 45±2℃
 Safety Class: Class II
 Fire Rating: UL type 6
 Bifaciality: ≥75%

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR4-72HBD-415M		LR4-72HBD-420M		LR4-72HBD-425M		LR4-72HBD-430M		LR4-72HBD-435M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	415	308.6	420	312.3	425	316.0	430	319.7	435	323.5
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.0	45.6	49.2	45.8	49.4	46.0	49.6	46.2	49.8	46.4
Short Circuit Current (Isc/A)	10.73	8.69	10.80	8.74	10.86	8.80	10.93	8.85	11.00	8.91
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.6	37.7	40.8	37.9	41.0	38.1	41.2	38.2	41.4	38.4
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.23	8.19	10.30	8.25	10.37	8.30	10.44	8.36	10.51	8.42
Module Efficiency(%)	18.5		18.7		19.0		19.2		19.4	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25℃, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20℃, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 425W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
446	49.4	11.41	41.0	10.88	5%
468	49.4	11.95	41.0	11.40	10%
489	49.5	12.49	41.1	11.92	15%
510	49.5	13.04	41.1	12.44	20%
531	49.5	13.58	41.1	12.96	25%

Temperature Ratings (STC)

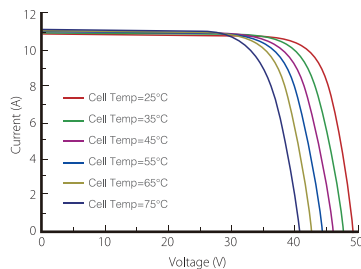
Temperature Coefficient of Isc	+0.060%/℃
Temperature Coefficient of Voc	-0.300%/℃
Temperature Coefficient of Pmax	-0.370%/℃

Mechanical Loading

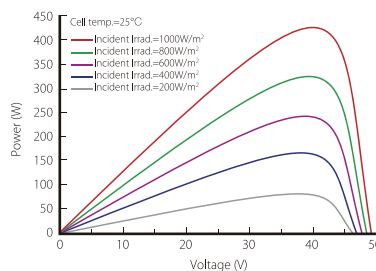
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

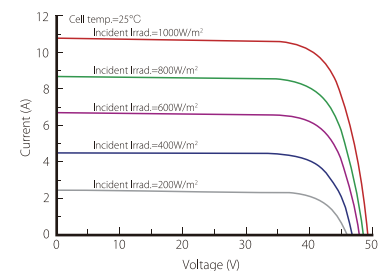
Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-425M)



Power-Voltage Curve (LR4-72HBD-425M)



Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-425M)



LONGi Solar

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi Solar have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.



Solar inverter

PVI-10.0/12.5-TL-OUTD

Designed for commercial usage, the PVI-10.0/12.5, three-phase inverter is highly unique in its ability to control the performance of the PV panels, especially during periods of variable weather conditions.

From 10.0 to 12.5 kW

The high speed and precise Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm provides real-time power tracking and improved energy harvesting.

Two independent MPPTs and efficiency ratings up to 97.8%

This transformerless device has two independent MPPTs and efficiency ratings of up to 97.8%.

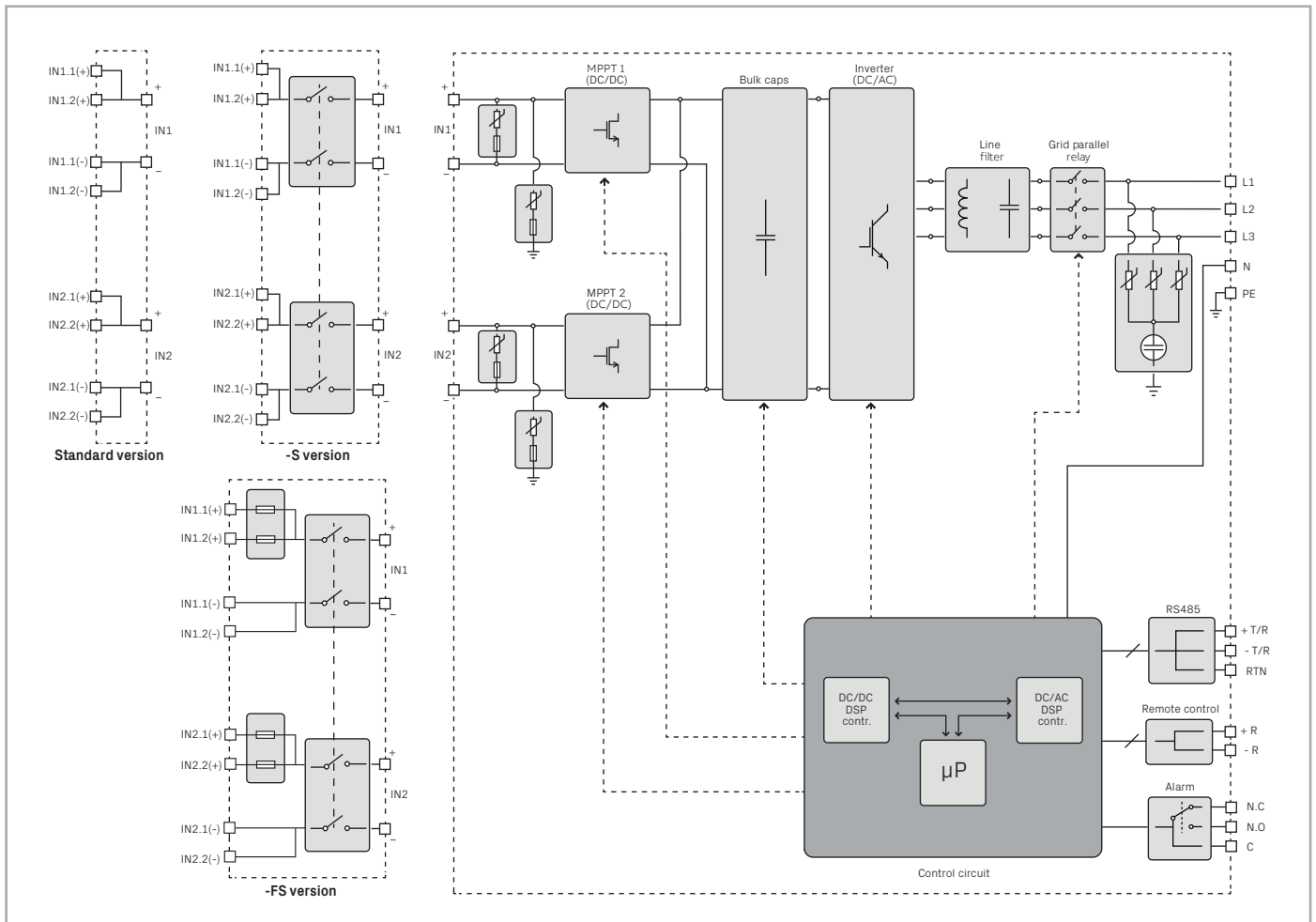
Flat efficiency curves ensure high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

The wide input voltage range makes the inverter suitable for low power installations with reduced string size.

Highlights

- True three-phase bridge topology for DC/AC output converter
- Transformerless topology
- Each inverter is set on specific grid codes which can be selected in the field
- Wide input voltage range
- Dual input section with independent MPPT allows optimal energy harvesting from two sub-arrays oriented in different directions
- Integrated DC disconnect switch in compliance with international standards (-S and -FS versions)
- Natural convection cooling for maximum reliability
- Outdoor enclosure for unrestricted use under any environmental conditions
- RS-485 communication interface (for connection to laptop or datalogger)
- VSN300 Wifi Logger Card as optional for adding Wifi radio, Modbus TCP/Sunspec features as well as access to all Aurora Vision functionalities
- Lifetime free of charge access to Aurora Vision

PVI-10.0/12.5-TL-OUTD string inverter block diagram



Technical data and types

Type code	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	900 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	360 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{dmin}...V_{dmax}$)	0.7 x $V_{start}...850$ V (min 200 V)	
Rated DC input voltage (V_{dcr})	580 V	
Rated DC input power (P_{dcr})	10300 W	12800 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	6500 W	8000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{acr}	300...750 V	360...750 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [$750\text{ V}\leq V_{MPPT}\leq 850\text{ V}$]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{acr} , max unbalance example	6500 W [$380\text{ V}\leq V_{MPPT}\leq 750\text{ V}$] the other channel: P_{dcr} -6500 W [$225\text{ V}\leq V_{MPPT}\leq 750\text{ V}$]	8000 W [$445\text{ V}\leq V_{MPPT}\leq 750\text{ V}$] the other channel: P_{dcr} -8000 W [$270\text{ V}\leq V_{MPPT}\leq 750\text{ V}$]
Maximum DC input current ($I_{dcr,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	34.0 A / 17.0 A	36.0 A / 18.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	22.0 A	
Number of DC input pairs for each MPPT	2	
DC connection type	PV quick fit connector ¹⁾	
Input protection		
Reverse polarity protection	Inverter protection only, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	25 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power ($P_{acr}@cos\varphi=1$)	10000 W	12500 W
Maximum AC power ($P_{acmax}@cos\varphi=1$)	11000W ²⁾	13800W ³⁾
Maximum apparent power (S_{max})	11500 VA	13800 VA
Rated AC grid voltage ($V_{acr,t}$)	400 V	
AC voltage range	320...480 V ⁴⁾	
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	16.6 A	20.0 A
Contributory fault current	19.0 A	22.0 A
Rated output frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ⁵⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. $\pm$ 0.9 with P_{acr} =10.0 kW, $\pm$ 0.8 with max 11.5 kVA	> 0.995, adj. $\pm$ 0.9 with P_{acr} =12.5 kW, $\pm$ 0.8 with max 13.8 kVA
Total current harmonic distortion	< 2%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland M40	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	25.0 A	
Output overvoltage protection - varistor	3 plus gas arrester	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	97.8%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	97.1% / -	97.2% / -
Feed in power threshold	30.0 W	
Night consumption	< 1.0 W	
Communication		
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)	
User interface	16 characters x 2 lines LCD display	

Technical data and types

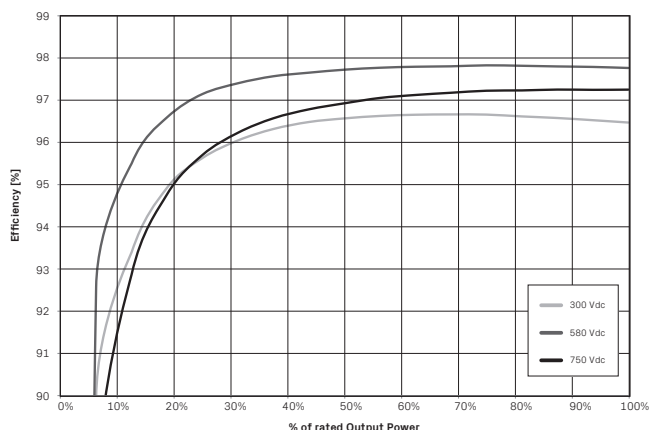
Type code	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C (-13...+140°F) with derating above 55°C (131°F)	-25...+60°C (-13...140°F) with derating above 50°C (122°F)
Relative humidity	0...100% condensing	
Sound pressure level, typical	50 dBA @ 1 m	
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft	
Physical		
Environmental protection rating	IP65	
Cooling	Natural	
Dimension (H x W x D)	716 mm x 645 mm x 224 mm / 28.2" x 25.4" x 8.8"	
Weight	< 41.0 kg / 90.4 lbs	
Mounting system	Wall bracket	
Safety		
Isolation level	Transformerless	
Marking	CE (50 Hz only), RCM	
Safety and EMC standard	EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3100, AS/NZS 60950.1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12	
Grid standard (check your sales channel for availability)	CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, C10/11, EN 50438 (not for all national appendices), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS/NZS 4777, IEC 61727, IEC 62116, BDEW, MEA, NRS 097-2-1, VFR 2014	
Available products variants		
Standard	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
With DC switch	PVI-10.0-TL-OUTD-S	PVI-12.5-TL-OUTD-S
With DC switch and fuse	PVI-10.0-TL-OUTD-FS	PVI-12.5-TL-OUTD-FS

- 1) Please refer to the document "String inverters – Product manual appendix" available at www.fimer.com for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter
- 2) Limited to 10000 W for Belgium and Germany
- 3) Limited to 12500 W for Germany

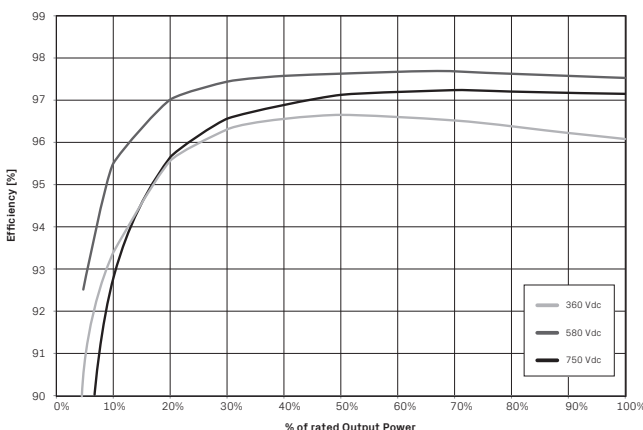
- 4) The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard)
- 5) The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

Efficiency curves of PVI-10.0-TL-OUTD



Efficiency curves of PVI-12.5-TL-OUTD



For more information please contact your local FIMER representative or visit:

fimer.com

We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. With regard to purchase orders, the agreed particulars shall prevail. FIMER does not accept any responsibility whatsoever for potential errors or possible lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of FIMER. Copyright© 2020 FIMER. All rights reserved.



SIMPLE AND SAFE CONNECTION OF PHOTOVOLTAIC STRINGS, 1500 V, WITH CURRENT DETECTION

M12 / M16 / M18 / M20 / M24 / M32

The new INGECON® SUN StringBox M is a device for measuring each PV generator string current and detecting defective string current through INGECON® SUN Manager software, INGECON® SUN SCADA and/or other monitoring system. String currents can be monitored through the RS485 serial port.

The new INGECON® SUN StringBox M is a cost-effective PV string monitoring box series designed for central inverter-based PV systems. The INGECON® SUN StringBox M features efficient input and output DC wiring with fully rated DC disconnect switches for safe maintenance.

A complete range of equipment for all types of projects

Available in models ranging from 12 to 32 inputs and 1,500 V max. DC voltage, the INGECON® SUN StringBox M provide the maximum flexibility and expandability in system design. The compact and rugged IP65 enclosure is designed for installation in outdoor environments, such as roof-mounted systems and large-scale solar farms.

Maximum protection

The INGECON® SUN StringBox M is an intelligent combiner box and are equipped with touch-safe DC fuse holders, DC fuses, lightning induced DC surge arresters and load disconnect switch.

PROTECTIONS

- Up to 32 pairs of DC fuses.
- Available fuses: 10A, 12A, 15A, 16A, 20A, 25A, 30A, 32A (15A standard).
- Lightning induced DC surge arresters, type 2.
- Manual DC isolating switch.

OPTIONAL ACCESSORIES

- Lightning induced DC surge arresters, type 1+2.
- Pole mounting kit.
- PV connectors.

MAIN FEATURES

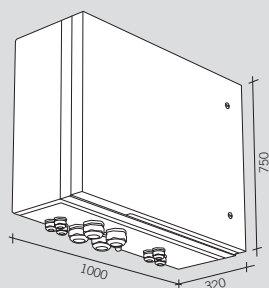
- Built to minimize system costs by providing the maximum flexibility.
- RS485 serial port for currents monitoring
- On-board temperature sensor
- Supervision of the DC isolating switch and SPD protection
- One analog input for external RTD
- Available in 12, 16, 18, 20, 24, 32 inputs versions.
- Rated for 1,500 Vdc maximum voltage.
- Simplifies input and output wiring.
- Capability to connect up to 2 DC output cables per polarity (only for 12 and 16 inputs).
- IP65 protection rating.
- Maximum protection to corrosion and pollution thanks to the isolating polyester enclosure reinforced with fiberglass.



	1,500 V			
	StringBox M 12	StringBox M 12B	StringBox M 16	StringBox M 16B
Input				
Maximum number of input strings	12 / 24 ⁽¹⁾	12 / 24 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾	16 / 32 ⁽¹⁾
Max. number of measurable inputs	12	12	16	16
Maximum current per input (A)	12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24
Number of protection fuses	12	24	16	32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm²			
Output				
Rated total current (A) ⁽²⁾	144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm²)			
Communication				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm²)			
Others				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm²)			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽³⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5		9.5	
Size (mm)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)			
Weight (kg)	39	41	41	43
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ With external over-molding in line fuses and branch connectors ⁽²⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C
⁽³⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



M 12
39 kg.

M 12B
41 kg.

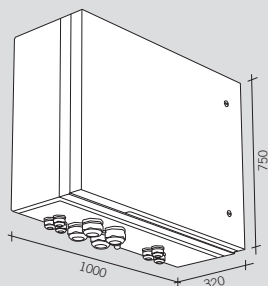
M 16
41 kg.

M 16B
43 kg.

	1,500 V			
	StringBox M 18	StringBox M 18B	StringBox M 20	StringBox M 20B
Input				
Maximum number of input strings	18	18	20	20
Maximum current per inputs	18	18	20	20
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	18	36	20	40
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽¹⁾	216	216	240	240
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
Communication				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm ²)			
Others				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm ²)			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽²⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5			
Size (mm)	1000 x 750x 320 (W x H x D)	1250 x 750 x 320 (W x H x D)	1000 x 750x 320 (W x H x D)	1250 x 750 x 320 (W x H x D)
Weight (kg)	41	51	41	51
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)

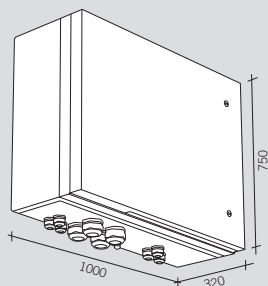


M 18
41 kg.
M 18B
51 kg.
M 20
41 kg.
M 20B
51 kg.

	1,500 V			
	StringBox M 24	StringBox M 24B	StringBox M 32	StringBox M 32B
Input				
Maximum number of input strings	24	24	32	32
Maximum current per inputs	24	24	32	32
Maximum current per input (A)	12	12	12	12
Number of protection fuses	24	48	32	64
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA			
Maximum DC voltage	1,500 Vdc			
Cable inlet	M40 cable glands (n.4 cables entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)			
Inlet connections	Direct connection to fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm ²			
Output				
Rated total current (A) ⁽¹⁾	288	288	384	384
Cable outlet	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)			
Outlet connections	Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2 x 240 mm ² per pole			
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400
SPD				
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)			
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm ²)			
Communication				
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)			
Protocol	Modbus RTU			
Connection	2 x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm ²)			
Others				
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact			
Analogue inputs	One analog input for one external RTD, precision: higher than 1.5%			
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm ²)			
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3%			
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement			
General Information				
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)			
Protection rating	IP65			
Impact strength	IK10			
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C			
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%			
Maximum altitude ⁽²⁾	2,000 m a.s.l.			
DC switch handle	Internal, lockable in open position			
Consumption (W)	9.5		10.5	
Size (mm)	1000 x 750 x 320 (W x H x D)		1250 x 750 x 320 (W x H x D)	
Weight (kg)	42	52	50	55
Marking	CE			
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712			
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5033			
Electric shock protection	Class II equipment			

Notes: ⁽¹⁾ Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C ⁽²⁾ Please contact Ingeteam for altitudes higher than 2,000 m.

Size (mm)



M 24
42 kg.

M 24B
52 kg.

M 32
50 kg.

M 32B
55 kg.

Cable de Baja Tensión, EXZHELLENT XXI, RZ1-K (AS), Cobre, 1000 V, 90°C



Descripción

- 1. Conductor:** Cobre clase 5.
- 2. Aislamiento:** Polietileno reticulado (XLPE).
- 3. Cubierta:** Poliolefina termoplástica ignífuga, libre de halógenos (Z1).

Aplicaciones

La serie de cables EXZHELLENT XXI está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000V. Su designación técnica es RZ1-K. La temperatura máxima de servicio del cable es de 90°C. Los cables de Alta Seguridad (AS) son No Propagadores de la Llama, No Propagadores del Incendio, de reducida opacidad de los humos emitidos, libres de halógenos y de reducida acidez y corrosividad de los gases emitidos durante la combustión.

Son cables especialmente indicados para ser instalados en viviendas, en locales de pública concurrencia, así como en aquellos lugares donde se pretenda elevar el grado de seguridad.



Libre de halógenos



No propagador de la llama



No propagación del incendio



Baja opacidad de humos emitidos



Baja acidez y corrosividad de humos



Alta flexibilidad

Especificaciones de referencia

UNE 21123-4 - Norma constructiva

EN 50265 - Método de ensayo común para cables sometidos al fuego. Ensayo de resistencia a la propagación vertical de la llama para un conductor individual aislado o cable.

EN 50266

EN 50267 - Baja acidez y corrosividad de los gases

EN 50268

IEC 60332-1 - No propagador de la llama

IEC 60332-3 - No propagador del incendio

IEC 60754 - Baja acidez y corrosividad de los gases

IEC 61034 - Baja opacidad de los humos emitidos

Certificación



Cable de Baja Tensión, EXZHELLENT XXI, RZ1-K (AS), Cobre, 1000 V, 90°C

Información Técnica

Tensión 0,6/1 kV

Código	Sección	Diámetro Final	Peso	Radio de Curvatura	Intensidad		Caída de Tensión	
		mm	kg/km	mm	Aire	Enterrada	COS μ =0,8	COS μ =1
							V/A.km	V/A.km
1992106	1x1.5	5.70	50	25	18	32	23.649	29.374
1992107	1x2.5	6.12	60	25	26	44	14.237	17.624
199210.8	1x4	6.65	75	30	35	57	8.873	10.932
1992109	1x6	7.20	95	30	46	72	5.950	7.288
1992110	1x10	8.15	140	35	64	96	3.484	4.218
1992111	1x16	9.15	200	40	86	125	2.240	2.672
1992112	1x25	10.80	290	45	120	160	1.476	1.723
1992113	1x35	11.90	380	50	145	190	1.073	1.224
1992114	1x50	13.50	520	55	180	230	0.773	0.852
1992115	1x70	15.60	720	65	230	280	0.568	0.601
1992116	1x95	17.35	930	70	285	335	0.449	0.455
1992117	1x120	19.40	1175	80	335	380	0.368	0.356
1992118	1x150	21.40	1455	90	385	425	0.311	0.285
1992119	1x185	23.30	1745	95	450	480	0.270	0.234
1992120	1x240	26.60	2315	135	535	550	0.223	0.177
1992121	1x300	30.20	2895	155	615	620	0.193	0.142
1992122	1x400	34.80	3930	175	720	705	0.164	0.107
1992123	1x500	41.00	5220	205	825	790	0.146	0.085
1992206	2x1.5	8.55	100	35	25	36	23.605	29.374
1992207	2x2.5	9.39	130	40	33	52	14.197	17.624
1992208	2x4	10.45	170	45	44	67	8.838	10.932
1992209	2x6	11.55	225	50	58	86	5.918	7.288
1992210	2x10	13.45	330	55	79	115	3.456	4.218
1992211	2x16	16.30	510	65	103	150	2.216	2.672
1992212	2x25	19.60	750	80	138	190	1.457	1.723
1992213	2x35	21.80	985	90	170	230	1.055	1.224
1992214	2x50	25.00	1345	100	200	270	0.758	0.852
1998215	2x70	24.74	1615	100	255	325	0.556	0.601
1998216	2x95	27.71	2080	140	310	385	0.438	0.455
1998217	2x120	31.29	2645	160	360	440	0.358	0.356
1998218	2x150	34.47	3265	175	415	495	0.302	0.285
1998219	2x185	37.81	3945	190	485	555	0.262	0.234
1998220	2x240	46.38	5345	235	565	635	0.215	0.177
1992306	3G1.5	9.01	115	40	17	28	23.605	29.374
1992307	3G2.5	9.92	155	40	25	40	14.197	17.624
1992308	3G4	11.07	205	45	34	52	8.838	10.932
1992309	3G6	12.25	275	50	44	66	5.918	7.288
1992310	3G10	14.31	420	60	61	88	3.456	4.218
1992311	3G16	16.47	605	70	82	115	2.216	2.672
1992311	3x16	16.47	605	70	82	115	2.216	2.672
1992312	3x25	20.03	910	80	110	150	1.457	1.723
1992313	3x35	23.26	1275	95	135	180	1.055	1.224
1992314	3x50	26.71	1750	135	165	215	0.758	0.852
1998315	3x70	28.96	2165	145	210	260	0.556	0.601
1998316	3x95	32.21	2800	165	260	310	0.438	0.455
1998317	3x120	36.44	3560	185	300	355	0.358	0.356
1998318	3x150	40.37	4425	205	350	400	0.302	0.285
1998319	3x185	44.31	5345	225	400	450	0.262	0.234
1998320	3x240	50.80	7085	305	475	520	0.215	0.177

Cable de Baja Tensión, EXZHELLENT XXI, RZ1-K (AS), Cobre, 1000 V, 90°C

Información Técnica

Tensión 0,6/1 kV

Código	Sección	Diámetro Final	Peso	Radio de Curvatura	Intensidad		Caída de Tensión	
		mm	kg/km	mm	Aire	Enterrada	COS $\mu = 0,8$ V/A.km	COS $\mu = 1$ V/A.km
1992406	4G1.5	9.92	140	40	17	28	23.605	29.374
1992407	4G2.5	10.93	185	45	25	40	14.197	17.624
1992408	4G4	12.22	255	50	34	51	8.878	10.932
1992409	4G6	13.55	345	55	44	66	5.918	7.288
1992410	4G10	15.85	530	65	61	88	3.456	4.218
1992411	4G16	18.27	770	75	82	115	2.216	2.672
1992411	4x16	18.27	770	75	82	115	2.216	2.672
1992412	4x25	22.36	1165	90	110	150	1.457	1.723
1992413	4x35	22.36	1610	130	135	180	1.055	1.224
1992414	4x50	25.62	2230	150	165	215	0.758	0.852
1998415	4x70	32.00	2900	160	210	260	0.556	0.601
1998416	4x95	35.59	3750	180	260	310	0.438	0.455
1998417	4x120	40.48	4790	205	300	355	0.358	0.356
1998418	4x150	44.42	5930	225	350	400	0.302	0.285
1998419	4x185	48.97	7170	245	400	450	0.262	0.234
1998420	4x240	56.15	9510	340	475	520	0.215	0.177
1992506	5G1.5	10.79	170	45	17	28	23.605	29.374
1992507	5G2.5	11.93	230	50	25	40	14.237	17.624
1992508	5G4	13.37	315	55	34	52	8.873	10.932
1992509	5G6	14.87	420	60	44	66	5.950	7.288
1992510	5G 10	17.45	650	70	61	88	3.484	4.218
1992511	5G 16	20.17	940	85	82	115	2.240	2.672
1992512	5G 25	24.80	1145	100	110	150	1.476	1.723
1992513	5G 35	28.35	1995	145	135	180	1.073	1.224
1992514	5G 50	33.10	2770	170	165	215	0.773	0.852
1992515	5G 70	39.02	3900	195	210	260	0.568	0.601
1992516	5G 95	43.43	5015	220	260	310	0.449	0.455
1992517	5G 120	49.41	6400	250	300	355	0.368	0.356
1992518	5G 150	54.70	7930	330	350	400	0.311	0.285

- Intensidad :
- Temperatura del aire 40°C
 - Temperatura del terreno 25°C
 - Profundidad de la instalacion 70 cm
 - Resistividad Termica del terreno 1Km/W

Cable de Baja Tensión, EXZHELLENT XXI, RZ1-K (AS), Cobre, 1000 V, 90°C

Información Técnica

Tensión 0,6/1 kV

Código	Sección	Diámetro Final	Peso	Radio de Curvatura	Intensidad	Caída de Tensión	
		mm	kg/km	mm	Aire	COS μ = 0,8 V/A.km	COS μ = 1 V/A.km
2017066	6 G 1.5	12.5	225	50	17	23.587	29.374
2017067	6 G 2.5	13.8	300	55	25	14.180	17.624
2017068	6 G 4	15.4	405	154	34	8.821	10.932
2017069	6 G 6	17.0	540	68	44	5.901	7.288
2017076	7 G 1.5	12.4	230	139	17	23.587	29.374
2017077	7 G 2.5	13.7	310	55	25	14.180	17.624
2017078	7 G 4	15.3	425	61	34	8.821	10.932
2017079	7 G 6	16.9	570	68	44	5.901	7.288
2017106	10 G 1.5	15.3	325	168	17	23.587	29.374
2017107	10 G 2.5	17.0	440	68	25	14.180	17.624
2017126	12 G 1.5	15.8	355	63	17	23.587	29.374
2017127	12 G 2.5	17.5	485	70	25	14.180	17.624
2017128	12 G 4	19.7	675	70	34	8.821	10.932
2017146	14 G 1.5	16.5	395	66	17	23.587	29.374
2017147	14 G 2.5	18.4	545	74	25	14.180	17.624
2017148	14 G 4	20.7	760	83	34	8.821	10.932
2017166	16 G 1.5	17.4	440	70	17	23.587	29.374
2017167	16 G 2.5	19.4	610	78	25	14.180	17.624
2017196	19 G 1.5	18.3	495	73	17	23.587	29.374
2017197	19 G 2.5	20.4	695	82	25	14.180	17.624
2017198	19 G 4	23.1	980	92	34	8.821	10.932
2017199	19 G 6	25.8	1355	129	44	5.901	7.288
2017276	27 G 1.5	21.6	665	86	17	23.587	29.374
2017277	27 G 2.5	24.2	945	97	25	14.180	17.624
2017278	27 G 4	27.4	1345	137	34	8.821	10.932
2017306	30 G 1.5	22.3	720	89	17	23.587	29.374
2017307	30 G 2.5	25.0	1025	125	25	14.180	17.624
2017376	37 G 1.5	24.0	855	240	17	23.587	29.374
2017377	37 G 2.5	30.9	1780	154	34	14.180	17.624
2017446	44 G 1.5	26.9	1015	161	17	23.587	29.374
2017526	52 G 1.5	28.1	1150	141	17	23.587	29.374
2017616	61 G 1.5	30.0	1330	300	17	23.587	29.374

Intensidad : • Temperatura del aire 40°C



Electric Vehicle Charging Infrastructure

Terra multi-standard DC charging station 53

The Terra multi-standard DC charging station 53 is a configurable single, dual or triple outlet 50 kW fast charging station. Its flexible multi-protocol design supports CCS, CHAdeMO and AC functionality depending on the individual charging needs of each customer. Designed for en route charging, the Terra 53 is ideal for use at car dealerships, petrol stations and busy urban areas.



The Terra multi-standard DC charging station 53 combines industry standardization with fast charging technology to support all current and next generation vehicles. Its multi-protocol design allows for easy tailoring to support CCS and CHAdeMO 1.0 for DC fast charging, as well as the EN61851-1 standard for AC charging (type 2, mode 3).

All ABB chargers come with Internet based Connected services to allow customers to easily connect their chargers to different software systems like back-offices, payment platforms or smart grid energy systems. This allows for remote assistance, tailored diagnostic trouble shooting and repair, and remote updates and upgrades. A reliable, secure, cost efficient and future proof connectivity solution, based on open industry interfaces.

Main features

- CCS standard DC fast charging
 - 30 to 80% of a 24 kW battery in 15 minutes
- Future proof connection via open industry standards
 - Flexible interfacing with added value systems
 - Remote uptime monitoring and assistance
 - Remote updates and upgrades
- Easy to use
 - 8" daylight readable touch screen display
 - Graphic visualisation of charging progress
 - RFID authorization
- Aesthetic all weather stainless steel enclosure
- Quick and easy installation
- Low operational noise

Applications

- Highway petrol/service station operators
- Busy urban areas
- Commercial fleet operators
- EV Infrastructure operators and service providers
- CCS EV dealers and importers

Key optional features

- CHAdeMO 1.0 DC fast charging expansion package
- AC fast charging expansion package (T or G)
 - 22 kW AC socket (T) or 43 kW AC connector (G)
- Simultaneous AC and DC charging
- Option: Remote resettable MCB and RCD to maximize uptimes
- Pin code authorization
- Input power limiting software to avoid expensive grid upgrades
- Web modules for statistics and access management
- Integration with back-offices, payment platforms and smart grid energy systems
- Wider temperature range: -35°C to +50°C
- Customized branding possibilities

Possible configurations

The Terra 53 is available in several configurations: C, CT (CCS and AC socket), CJ (CCS and CHAdeMO) and CJG (CCS, CHAdeMO and AC connector)

Outlet specifications	C (default)	J (option)	G (option)	T (option)
Charging standard	CCS	CHAdeMO	Type 2 cable	Type 2 socket
Maximum output power	50 kW	50 kW	43 kW	22 kW
Output voltage range	50 - 500 V _{DC}	50 - 500 V _{DC}	400 V +/- 10%	400 V +/- 10%
Maximum output current	125 A _{DC}	125 A _{DC}	63 A	32 A
Connection standard	EN61851-23 / DIN 70121	CHAdeMO 1.0	EN61851-1:2010	EN61851-1:2010
Connector/socket type	Combo-2	CHAdeMO / JEVS G105	IEC62196 mode-3 type-2	IEC62196 mode-3 type 2
Cable length	3,9 m	3,9 m	3,9 m	-
Compatible car brands	BMW, Volkswagen, GM, Porsche, Audi	Nissan, Mitsubishi, Peugeot, Citroen, Kia	Renault, Daimler, Tesla, Smart, Mercedes	Renault, Daimler, Tesla, Smart, Mercedes, Volvo, Opel



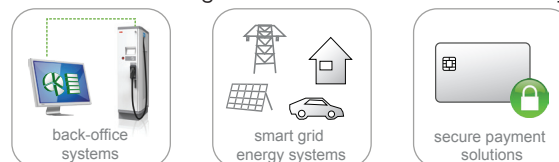
Possible configurations (from left to right): Terra 53 C, Terra 53 CT, Terra 53 CJ, Terra 53 CJG

General specifications

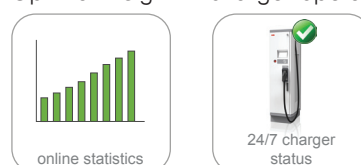
Environment	Indoor / outdoor
Operating temperature	-10 °C to +50 °C (de-rating characteristic applies) Option: -35 °C to +50 °C
Storage temperature	-40 °C to +70 °C
Compliance and safety	CE / Option: CHAdeMO
Input AC power connection	3P + N + PE
Input voltage range	400 V _{AC} +/- 10% (50 Hz or 60 Hz)
Max. rated input current & power	C, CJ: 80 A, 55 kVA CT: 112 A, 77 kVA CJG: 143 A, 98 kVA Power limiting options available
Power factor (full load)	> 0.96
Efficiency	94% at nominal output power
RFID system	ISO/IEC14443A/B, ISO/IEC15693, FeliCa™ 1, NFC reader mode, LEGIC Prime & Advant
Network connection	GSM / CDMA / 3G modem, 10/100 Base-T Ethernet
Protection	IP54
Dimensions (D x W x H)	760 mm x 525 mm x 1900 mm
Mass	400 kg

Advantages of connected charging

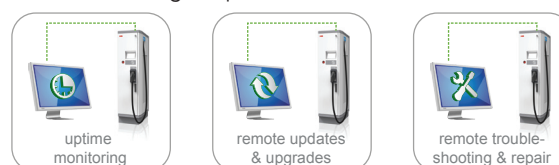
Flexible interfacing with customer's added value systems



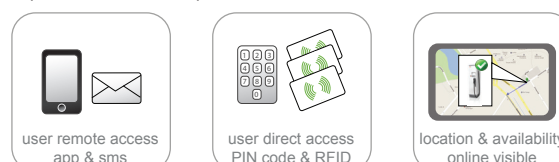
Optimal insight in charger operation



Maximize charger uptime with fast and reliable service



Optimize user experience



For more information please contact:

ABB EV Charging Infrastructure

Delftweg 65
2289 BA Rijswijk
The Netherlands
Phone: +31 70 307 6200
Fax: +31 70 307 6209

www.abb.com/evcharging

Power and productivity
for a better world™



Anexo V: Simulaciones con PVSYST de alternativas previas

- a) Modelo 1
- b) Modelo 3: 15% de utilización
- c) Modelo 3: 30% de utilización
- d) Modelo 3: 50% de utilización
- e) Modelo 3: 80% de utilización

Pre-dimensionamiento sistema aislado

Sitio geográfico

Alicante

País **Espana**

Ubicación

Latitud 38.35° N

Longitud -0.48° W

Tiempo definido como

Hora Legal Huso horario UT+1

Altitud 19 m

Orientación plano captador

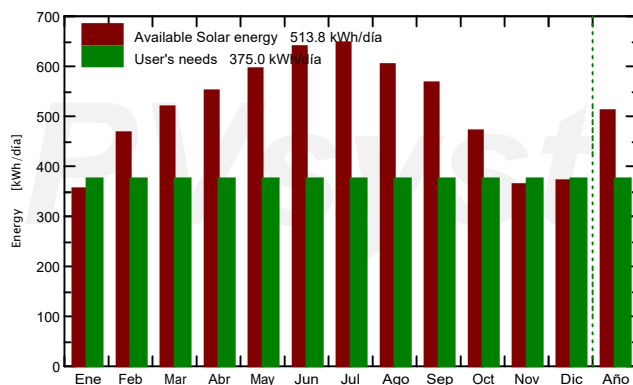
Inclinación 30°

Acimut 0°

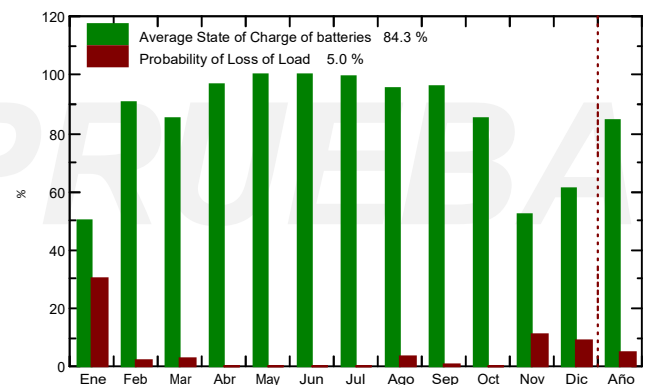
System pre-sizing evaluation

Average use of energy	Daily	375 kWh/day	Yearly	136.9 MWh
Autonomy		0.5 days		
Loss-of-Load	Time fraction	5.0 %	Missing energy	2093 kWh
Battery system	Voltage	48 V	Capacity	4596 Ah
PV array	Nominal power	110 kWp	Nominal Current	1760 A
Economic gross evaluation	Investment	258162 EUR	Energy price	0.14 EUR/kWh

PV energy yield and user's needs



Battery SOC and Loss-of-Load Probability



	Incid.	PV avail.	Demand	Excess	Missing	SOC	Pr. LOL	Fuel
	kWh/m².día	kWh	kWh	kWh	kWh	%	%	liter
Ene.	4.0	11024.	11625.	233.1	1055.8	50	30.2	703.9
Feb.	5.3	13073.	10500.	2498.8	21.9	91	2.2	14.6
Mar.	5.9	16143.	11625.	4649.8	210.1	85	3.0	140.1
Abr.	6.3	16540.	11250.	5238.1	0.0	96	0.0	0.0
May.	6.8	18526.	11625.	6900.4	0.0	100	0.0	0.0
Jun.	7.3	19245.	11250.	7994.6	0.0	100	0.0	0.0
Jul.	7.4	20055.	11625.	8422.1	0.0	100	0.0	0.0
Ago.	6.9	18736.	11625.	7430.3	98.7	96	3.8	65.8
Sep.	6.5	17062.	11250.	5660.6	0.0	96	0.9	0.0
Oct.	5.4	14664.	11625.	2882.6	0.0	85	0.0	0.0
Nov.	4.2	10964.	11250.	4.5	303.5	52	10.8	202.3
Dic.	4.2	11491.	11625.	76.0	403.1	61	8.8	268.8
Año	5.8	187528	136883	51990.	2093.1	84	5.0	1395.4

PVSYST V6.86											19/04/20	Página 1/7																																																									
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación																																																																					
Proyecto :		PV+RED																																																																			
Sitio geográfico		Alicante						País		España																																																											
Ubicación		Latitud		38.35° N				Longitud		-0.48° W																																																											
Tiempo definido como		Hora Legal		Huso horario UT+1				Altitud		19 m																																																											
		Albedo		0.20																																																																	
Datos meteorológicos:		Alicante		PVGIS api TMY - TMY																																																																	
Variante de simulación : 15% de utilización																																																																					
		Fecha de simulación		19/04/20 13h34																																																																	
Parámetros de la simulación		Tipo de sistema		No hay escenario 3D, no hay sombreados																																																																	
Orientación plano captador		Inclinación		30°				Acimut		0°																																																											
Modelos empleados		Transposición		Perez				Difuso		Importado																																																											
Horizonte		Sin horizonte																																																																			
Sombreados cercanos		Sin sombreado																																																																			
Necesidades del usuario :		perfil diario		Constante durante el año																																																																	
		media		263 kWh/Día																																																																	
<table><tr><td></td><td>0 h</td><td>1 h</td><td>2 h</td><td>3 h</td><td>4 h</td><td>5 h</td><td>6 h</td><td>7 h</td><td>8 h</td><td>9 h</td><td>10 h</td><td>11 h</td><td></td></tr><tr><td></td><td>12 h</td><td>13 h</td><td>14 h</td><td>15 h</td><td>16 h</td><td>17 h</td><td>18 h</td><td>19 h</td><td>20 h</td><td>21 h</td><td>22 h</td><td>23 h</td><td></td></tr><tr><td>Hourly load</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>50.0</td><td>50.0</td><td>50.0</td><td>kW</td></tr><tr><td></td><td>50.0</td><td>50.0</td><td>12.5</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>kW</td></tr></table>															0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h			12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h		Hourly load	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	kW		50.0	50.0	12.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW
	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h																																																									
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h																																																									
Hourly load	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	kW																																																								
	50.0	50.0	12.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW																																																								
Características del conjunto FV																																																																					
Módulo FV		Si-mono		Modelo		LR4-72 HBD 420 M																																																															
Base de datos PVsyst original				Fabricante		Longi Solar																																																															
SolarEdge Power Optimizer				Modelo		P850 Worldwide		Pnom unitaria		850 W																																																											
Módulos FV por optimizador				en serie		2		en paralelo		1																																																											
Núm. de optimizadores				En serie		22		En paralelo		2 cadenas																																																											
Núm. total de módulos FV				Núm. módulos		88		Pnom unitaria		420 Wp																																																											
Potencia global del conjunto				Nominal (STC)		37.0 kWp		En cond. de funciona.		33.6 kWp (50°C)																																																											
Output of optimizers				U oper		840 V		I at Poper		40 A																																																											
Superficie total				Superficie módulos		197 m²		Superficie célula		175 m²																																																											
Inversor				Modelo		SE100K-JP Unit																																																															
Base de datos PVsyst original				Fabricante		SolarEdge																																																															
Características				Voltaje de funcionam.		840 V		Pnom unitaria		33.3 kWac																																																											
Paquete de inversores				Núm. de inversores		1 unidades		Potencia total		33 kWac																																																											
								Relación Pnom		1.05																																																											
Factores de pérdida del conjunto FV																																																																					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)		20.0 W/m²K				Uv (viento)		0.0 W/m²K / m/s																																																											
Pérdida óhmica en el Cableado		Res. global conjunto		286 mOhm				Fracción de pérdidas		1.5 % en STC																																																											
Pérdida Calidad Módulo								Fracción de pérdidas		-0.4 %																																																											
Pérdidas de "desajuste" Módulos								Fracción de pérdidas		0.0 % (voltaje fijado)																																																											
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado																																																																					
<table><tr><td>0°</td><td>25°</td><td>45°</td><td>60°</td><td>65°</td><td>70°</td><td>75°</td><td>80°</td><td>90°</td></tr><tr><td>1.000</td><td>1.000</td><td>0.995</td><td>0.962</td><td>0.936</td><td>0.903</td><td>0.851</td><td>0.754</td><td>0.000</td></tr></table>														0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°	1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000																																						
0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°																																																													
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000																																																													

Sistema Conectado a la Red: Necesidades detalladas del usuario

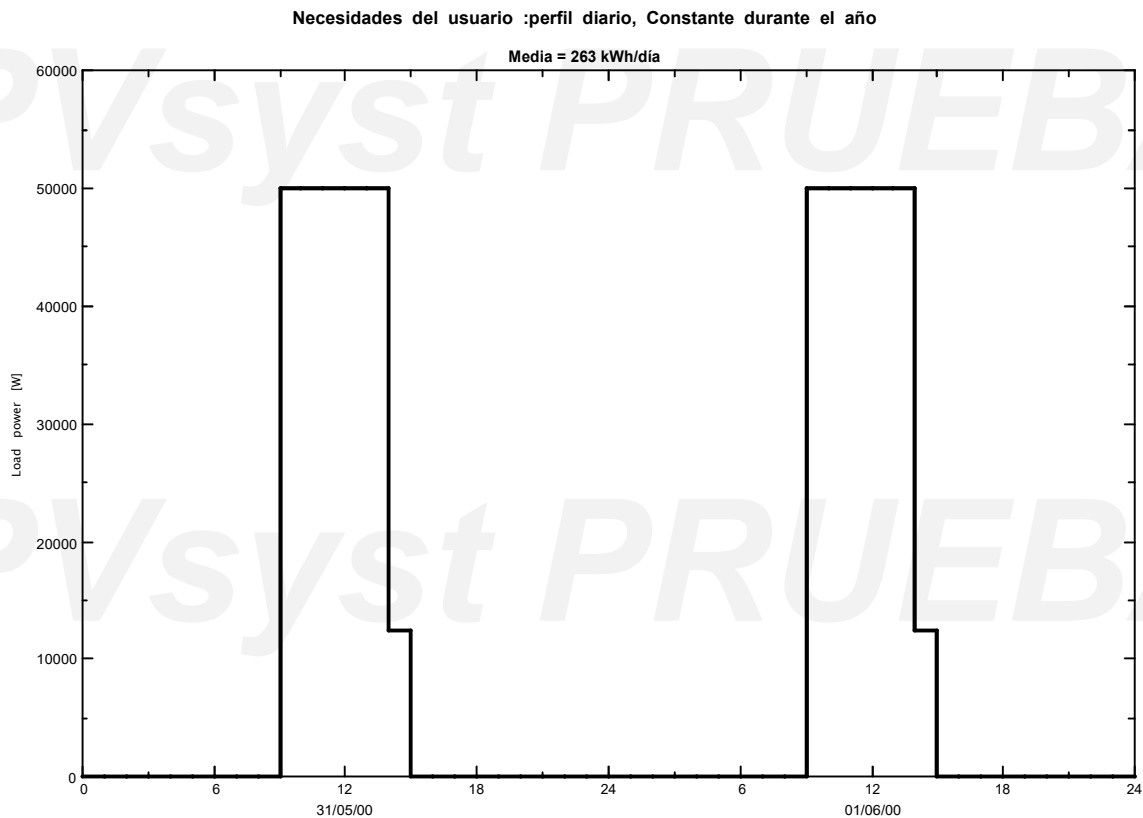
Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 15% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom 420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total 37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom 33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 95.8 MWh/año

perfil diario, Constante durante el año, media = 263 kWh/día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Hourly load	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	kW
	50.0	50.0	12.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

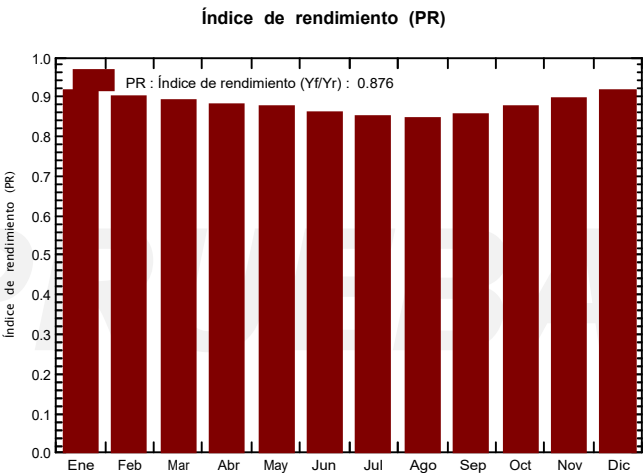
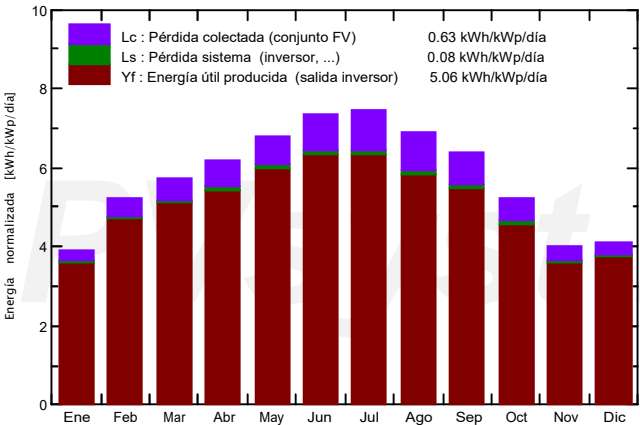
Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 15% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp	
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac	
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	95.8 MWh/año	

Resultados principales de la simulación					
Producción del sistema	Energía producida	68.31 MWh/año	Produc. específica	1848 kWh/kWp/año	
	Índice de rendimiento (PR)	87.59 %	Fracción solar (SF)	43.89 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 37.0 kWp



15% de utilización

Balances y resultados principales

	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
Enero	75.1	29.24	11.95	122.1	120.0	4.203	8.137	2.740	1.395	5.397
Febrero	99.9	32.44	12.68	146.5	144.1	4.954	7.350	3.012	1.861	4.338
Marzo	144.0	51.34	13.82	178.4	175.2	5.959	8.137	3.528	2.335	4.610
Abril	171.1	64.53	16.03	185.7	182.3	6.149	7.875	3.644	2.404	4.231
Mayo	212.6	69.32	16.83	210.7	206.5	6.954	8.137	4.134	2.706	4.004
Junio	232.8	63.16	20.87	220.1	215.4	7.123	7.875	4.009	2.997	3.866
Julio	239.0	59.44	24.16	230.9	226.2	7.362	8.137	4.085	3.157	4.053
Agosto	203.1	60.42	26.06	213.7	209.7	6.805	8.137	3.990	2.704	4.147
Septiembre	161.3	49.07	23.50	191.6	188.3	6.164	7.875	3.729	2.334	4.146
Octubre	119.7	41.26	20.26	162.5	159.8	5.335	8.137	3.517	1.732	4.621
Noviembre	77.1	28.78	15.48	120.2	118.1	4.043	7.875	2.702	1.275	5.173
Diciembre	73.3	25.95	12.72	127.8	125.7	4.392	8.137	2.965	1.356	5.172
Año	1809.0	574.96	17.89	2110.1	2071.6	69.441	95.813	42.055	26.256	53.757

Leyendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
T_Amb	T amb.	E_User	Energía suministrada al usuario
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
		E_Grid	Energía inyectada en la red
		EFrGrid	Energía de la red

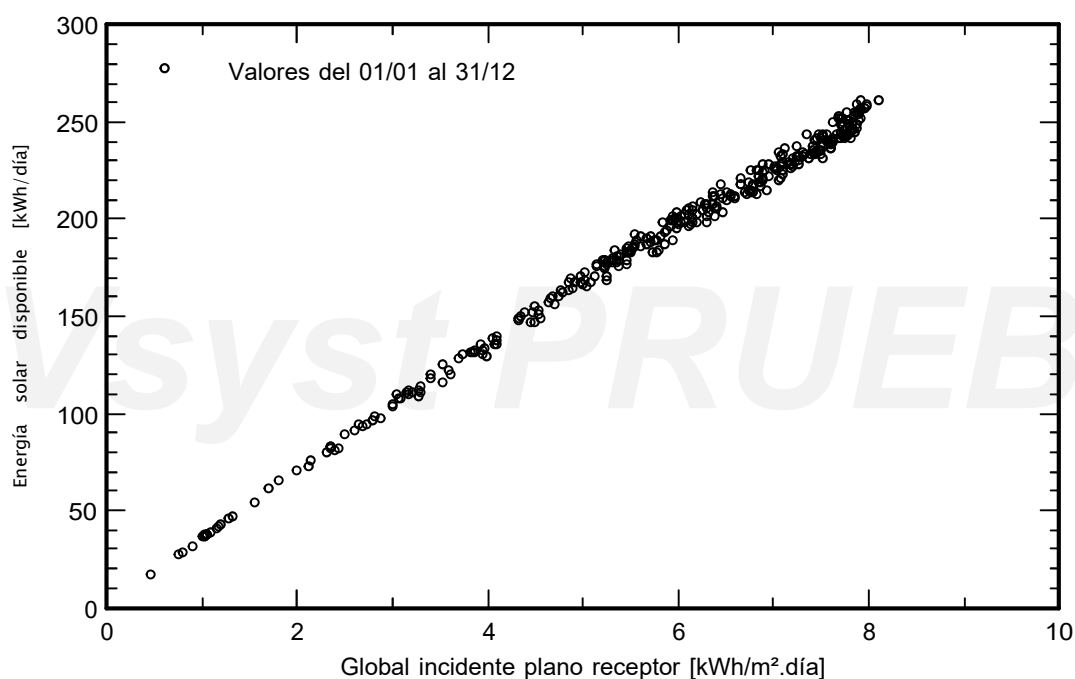
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : PV+RED

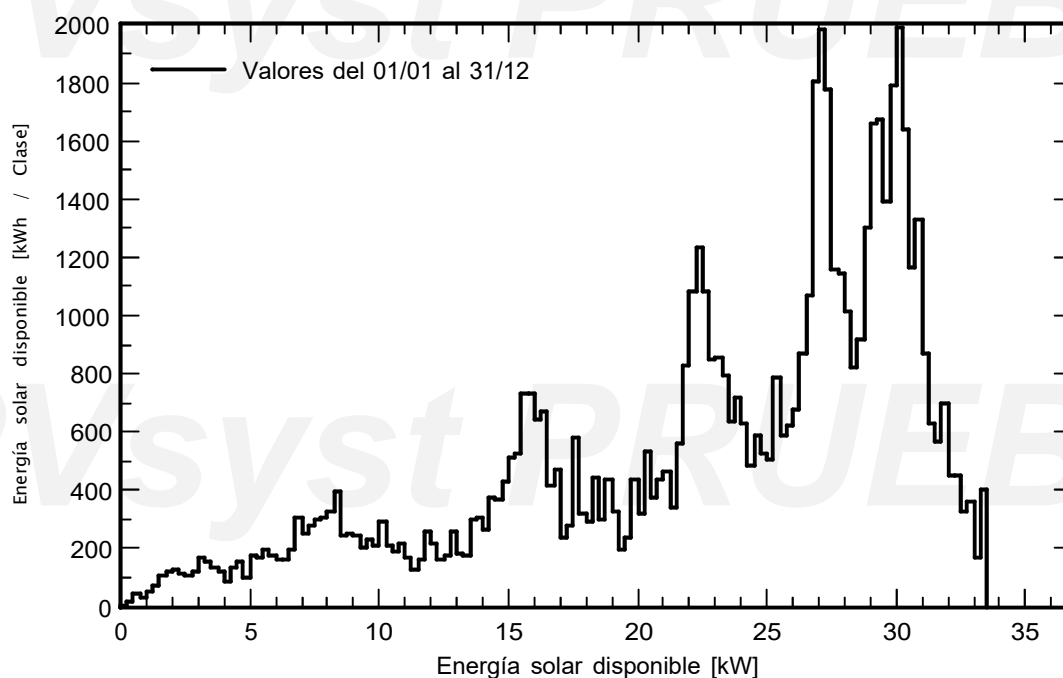
Variante de simulación : 15% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	95.8 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



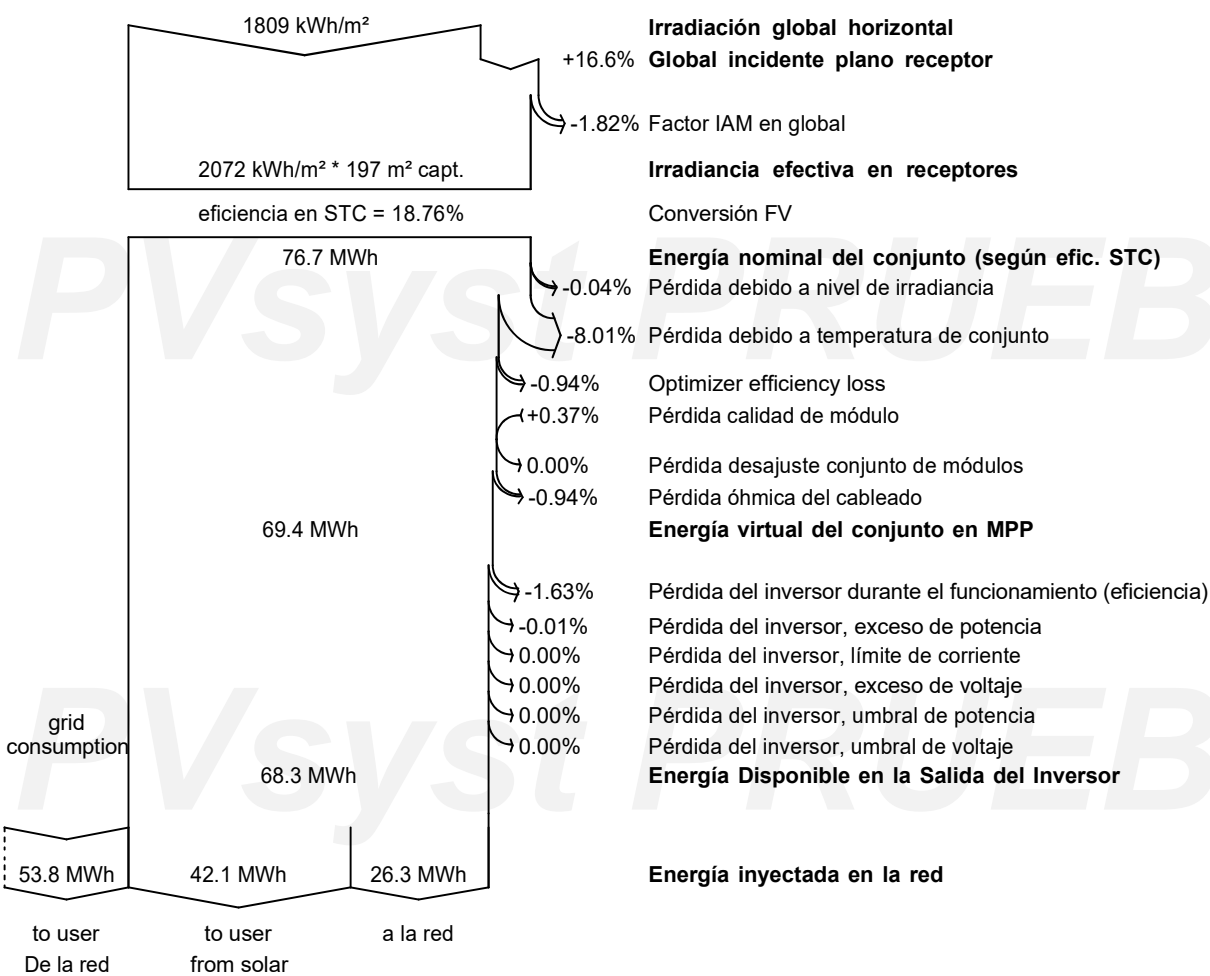
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 15% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	95.8 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Evaluación P50 - P90

Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 15% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom 420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total 37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom 33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 95.8 MWh/año

Evaluación de la previsión de la probabilidad de producción

La distribución de la probabilidad de producción del sistema para diferentes años depende principalmente de los datos meteorológicos utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

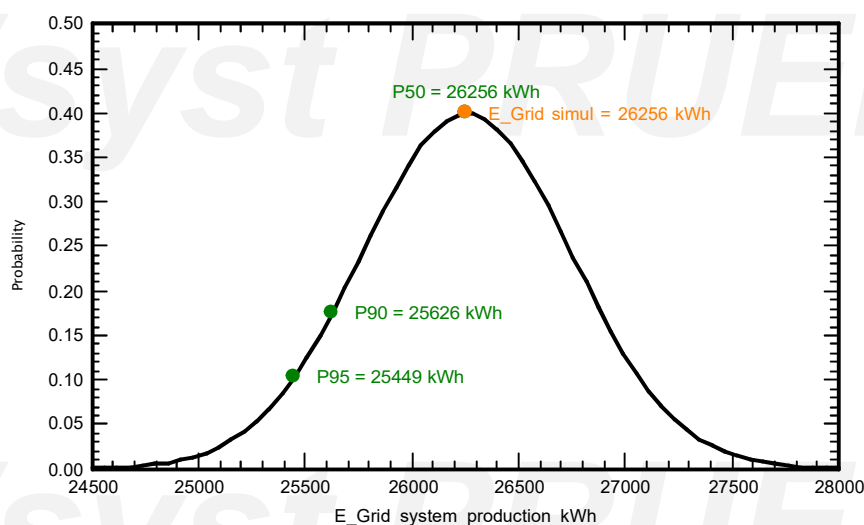
Origen de los datos meteorológicos	PVGIS api TMY	
Datos meteorológicos	Tipo No definido	Año 1995
Desviación especificada	Desv. anual con respecto al promedio	3 %
Variabilidad de un año al otro	Varianza	0.5 %

La varianza de la distribución de probabilidad depende también de las incertidumbres de ciertos parámetros del sistema

Desviación especificada	Parám./modelo de módulo FV	1.0 %
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
	Incertidumbres ensuciado y desajuste	1.0 %
	Incertidumbre de la degradación	1.0 %
Variabilidad global (meteorología y sistema)	Varianza	1.9 % (suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	Variabilidad	0.49 MWh
	P50	26.26 MWh
	P90	25.63 MWh
	P95	25.45 MWh

Probability distribution



Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : PV+RED

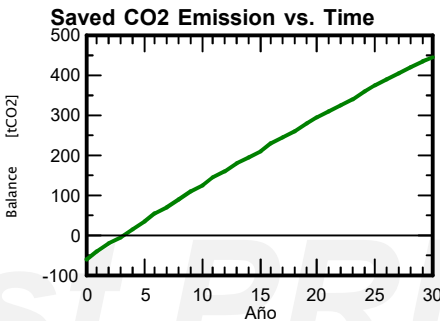
Variante de simulación : 15% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp	
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac	
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	95.8 MWh/año	

Produced Emissions	Total:	62.03 tCO2		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	Total:	588.2 tCO2		
	System production:	68.31 MWh/año	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	287 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Spain
CO2 Emission Balance	Total:	448.3 tCO2		

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	1.91 kgCO2/kg
Quantity	35.3 kWp	840 kg
Subtotal [kgCO2]	60425	1608



PVSYST V6.86

19/04/20

Página 1/7

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :PV+RED

Sitio geográficoAlicantePaísEspaña

UbicaciónLatitud38.35° NLongitud-0.48° W

Horario definido comoHora LegalHuso horario UT+1Altitud19 m

Datos meteorológicos:AlicantePVGIS api TMY - TMY

Variante de simulación :30% de utilización

Fecha de simulación19/04/20 19h47

Parámetros de la simulación

Tipo de sistemaNo hay escenario 3D, no hay sombreados

Orientación plano captadorInclinación30°Acimut0°

Modelos empleadosTransposiciónPerezDifusoImportado

HorizonteSin horizonte

Sombreados cercanosSin sombreado

Necesidades del usuario :perfil diarioConstante durante el año

media525 kWh/Día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Hourly load	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	kW
	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW

Características del conjunto FV

Módulo FV

Si-monoModeloLR4-72 HBD 420 M

Base de datos PVsyst originalFabricanteLongi Solar

SolarEdge Power Optimizer

ModeloP850 WorldwidePnom unitaria850 W

Módulos FV por optimizadoren serie1

Núm. de optimizadoresEn serie22En paralelo2 cadenas

Núm. total de módulos FVNúm. módulos88Pnom unitaria420 Wp

Potencia global del conjuntoNominal (STC)37.0 kWpEn cond. de funciona.33.6 kWp (50°C)

Output of optimizersU oper840 VI at Poper40 A

Superficie totalSuperficie módulos197 m²Superficie célula175 m²

Inversor

ModeloSE100K-JP Unit

Base de datos PVsyst originalFabricanteSolarEdge

CaracterísticasVoltaje de funcionam.840 VPnom unitaria33.3 kWac

Paquete de inversoresNúm. de inversores1 unidadesPotencia total33 kWac

Relación Pnom1.05

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicasUc (const)20.0 W/m²K

Uv (viento)0.0 W/m²K / m/s

Pérdida óhmica en el CableadoRes. global conjunto286 mOhm

Fracción de pérdidas1.5 % en STC

Pérdida Calidad MóduloFracción de pérdidas-0.4 %

Pérdidas de "desajuste" MódulosFracción de pérdidas0.0 % (voltaje fijado)

Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

PVsyst Evaluation mode

Traducción sin garantía, Sólo el texto inglés está garantizado.

Sistema Conectado a la Red: Necesidades detalladas del usuario

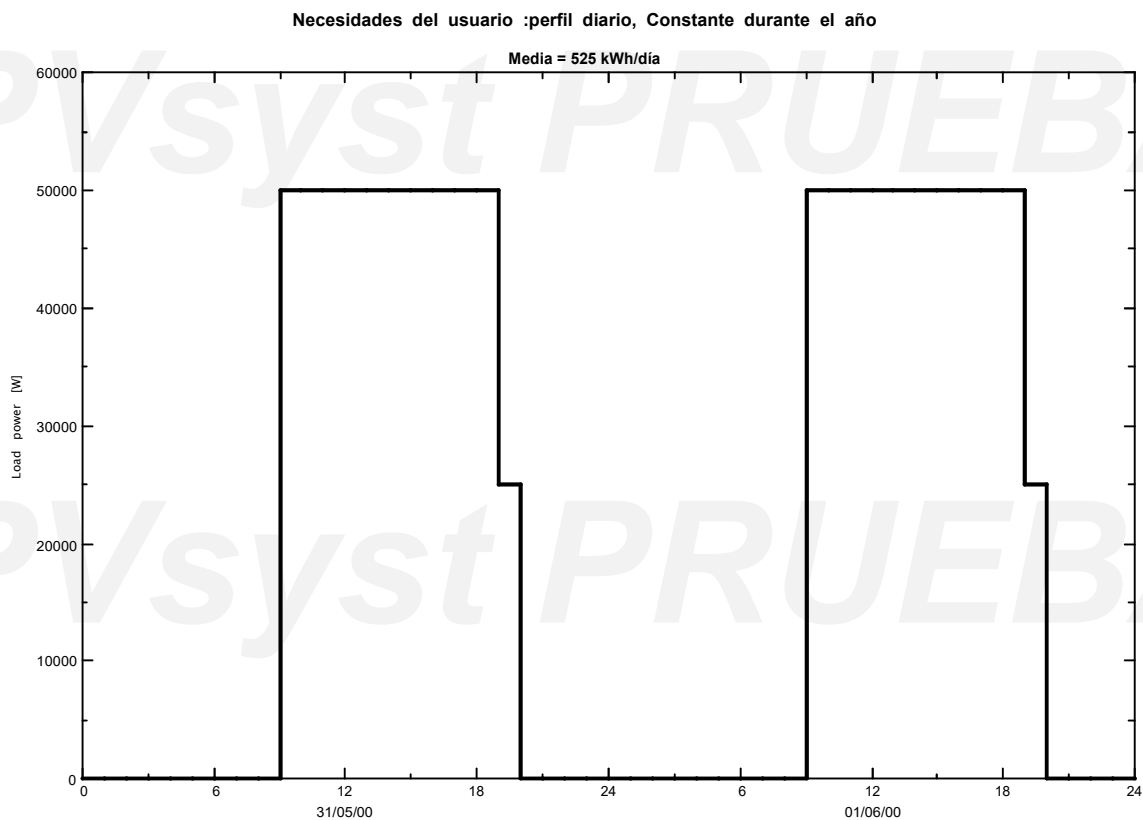
Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 30% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom 420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total 37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom 33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 192 MWh/año

perfil diario, Constante durante el año, media = 525 kWh/día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Hourly load	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	kW
	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

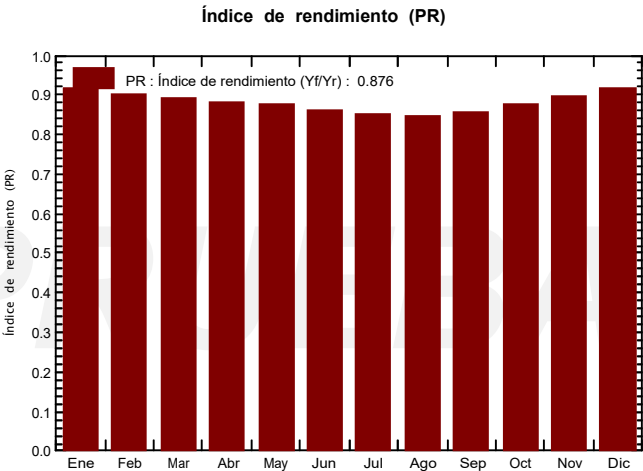
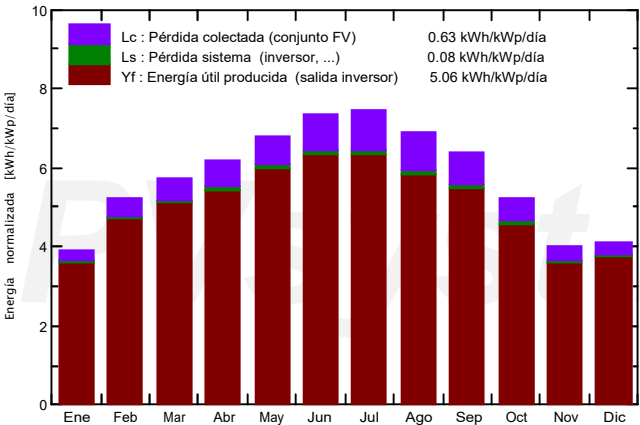
Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 30% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp	
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac	
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	192 MWh/año	

Resultados principales de la simulación					
Producción del sistema	Energía producida	68.31 MWh/año	Produc. específica	1848 kWh/kWp/año	
	Índice de rendimiento (PR)	87.59 %	Fracción solar (SF)	34.52 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 37.0 kWp



30% de utilización

Balances y resultados principales

	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
Enero	75.1	29.24	11.95	122.1	120.0	4.203	16.27	4.135	0.000	12.14
Febrero	99.9	32.44	12.68	146.5	144.1	4.954	14.70	4.849	0.024	9.85
Marzo	144.0	51.34	13.82	178.4	175.2	5.959	16.27	5.744	0.119	10.53
Abril	171.1	64.53	16.03	185.7	182.3	6.149	15.75	5.825	0.223	9.93
Mayo	212.6	69.32	16.83	210.7	206.5	6.954	16.27	6.479	0.361	9.80
Junio	232.8	63.16	20.87	220.1	215.4	7.123	15.75	6.622	0.384	9.13
Julio	239.0	59.44	24.16	230.9	226.2	7.362	16.27	6.909	0.333	9.37
Agosto	203.1	60.42	26.06	213.7	209.7	6.805	16.27	6.420	0.274	9.85
Septiembre	161.3	49.07	23.50	191.6	188.3	6.164	15.75	5.849	0.215	9.90
Octubre	119.7	41.26	20.26	162.5	159.8	5.335	16.27	5.093	0.156	11.18
Noviembre	77.1	28.78	15.48	120.2	118.1	4.043	15.75	3.909	0.068	11.84
Diciembre	73.3	25.95	12.72	127.8	125.7	4.392	16.27	4.321	0.000	11.95
Año	1809.0	574.96	17.89	2110.1	2071.6	69.441	191.63	66.154	2.158	125.47

Leyendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
T_Amb	T amb.	E_User	Energía suministrada al usuario
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
		E_Grid	Energía inyectada en la red
		EFrGrid	Energía de la red

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 30% de utilización

Parámetros principales del sistema

Orientación Campos FV

Módulos FV

Conjunto FV

Inversor

Necesidades del usuario

Tipo de sistema

inclinación

Modelo

Núm. de módulos

Modelo

perfil diario

No hay escenario 3D, no hay sombreados

30°

LR4-72 HBD 420 M

88

SE100K-JP Unit

Constante durante el año

acimut 0°

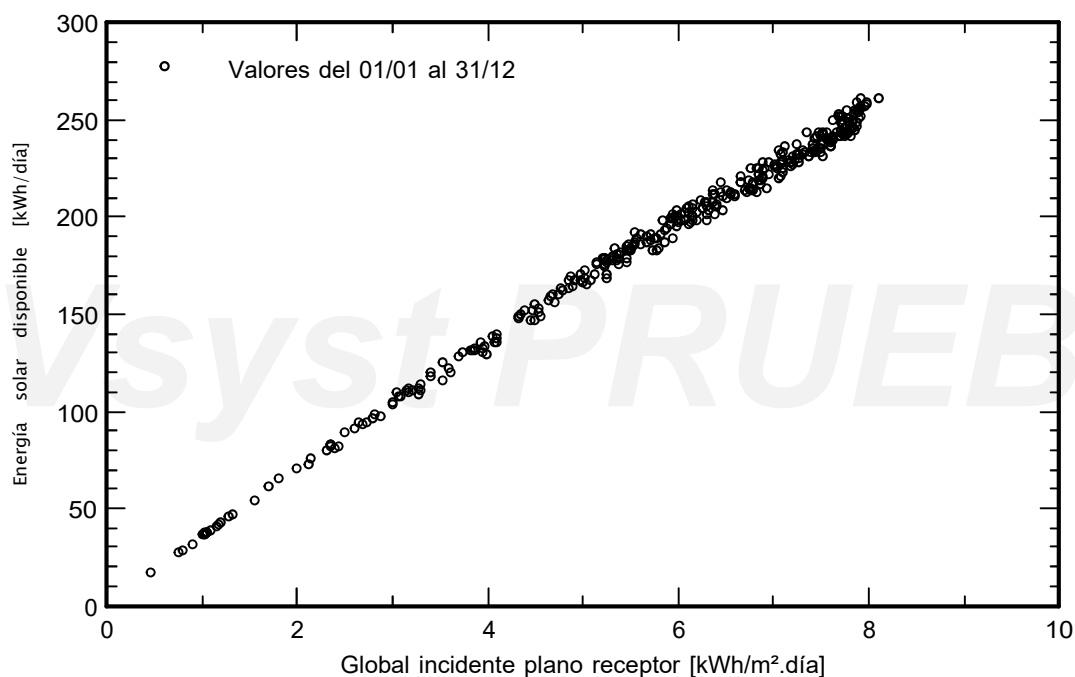
Pnom 420 Wp

Pnom total **37.0 kWp**

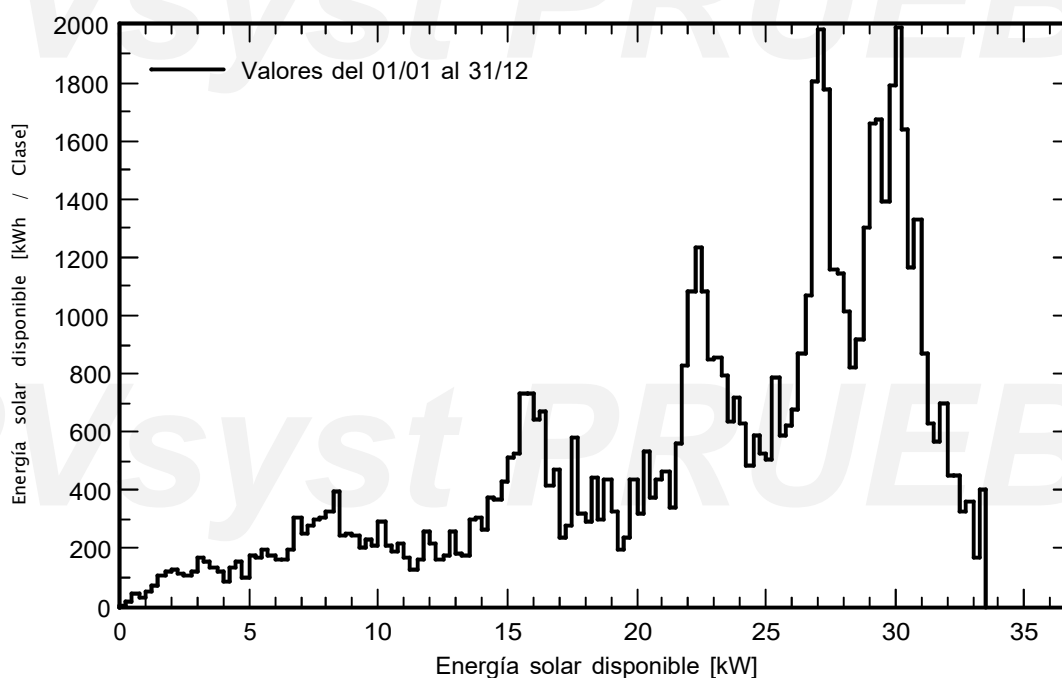
Pnom 33.3 kW ac

Global 192 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



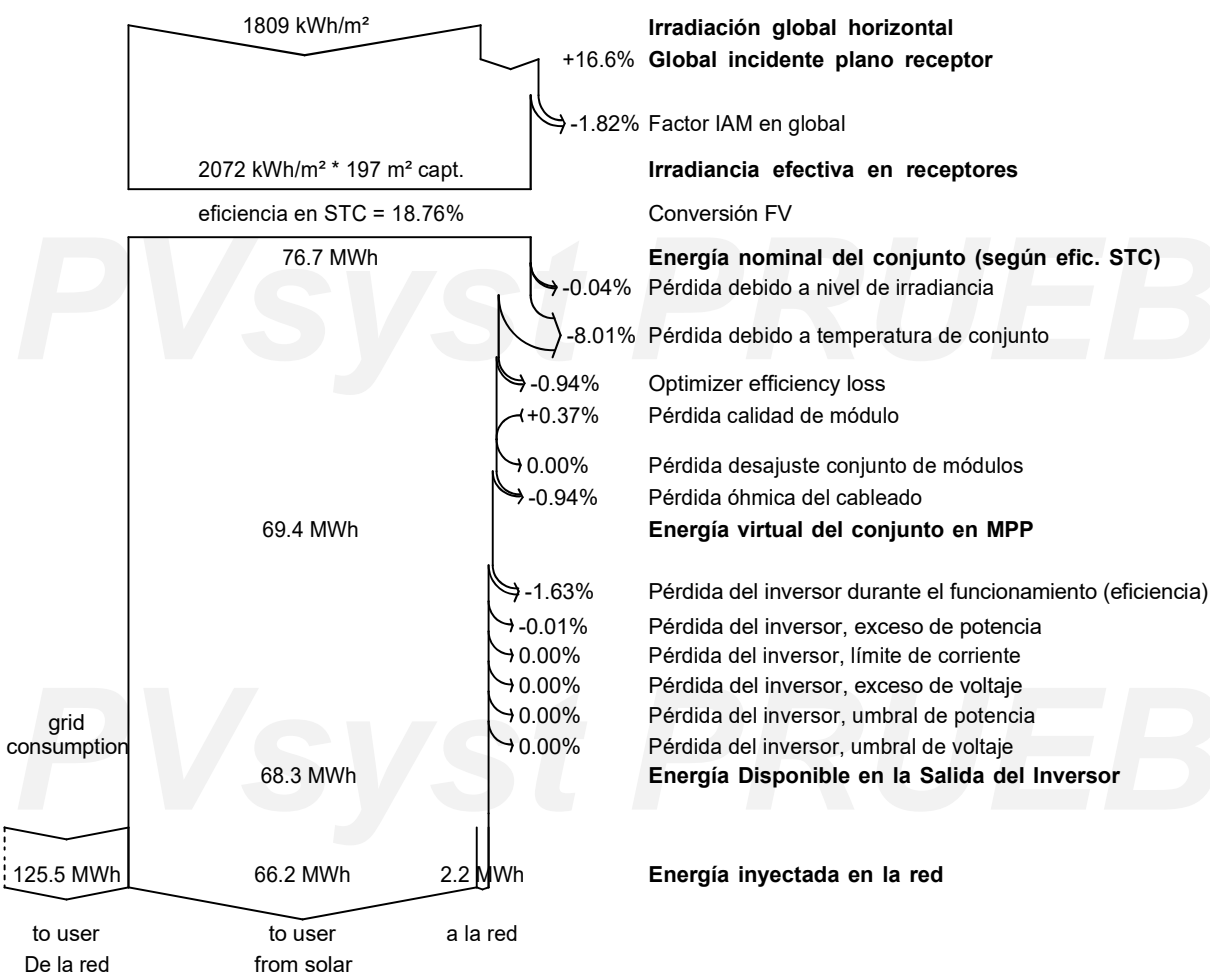
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 30% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	192 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Evaluación P50 - P90

Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 30% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	192 MWh/año

Evaluación de la previsión de la probabilidad de producción

La distribución de la probabilidad de producción del sistema para diferentes años depende principalmente de los datos meteorológicos utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

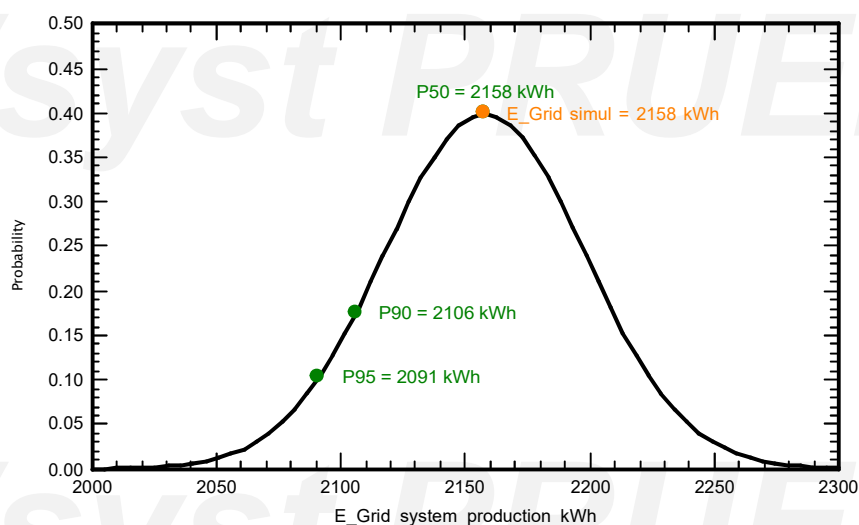
Origen de los datos meteorológicos	PVGIS api TMY	
Datos meteorológicos	Tipo	No definido
Desviación especificada	Desv. anual con respecto al promedio	3 %
Variabilidad de un año al otro	Varianza	0.5 %
		Año 1995

La varianza de la distribución de probabilidad depende también de las incertidumbres de ciertos parámetros del sistema

Desviación especificada	Parám./modelo de módulo FV	1.0 %
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
	Incertidumbres ensuciado y desajuste	1.0 %
	Incertidumbre de la degradación	1.0 %
Variabilidad global (meteorología y sistema)	Varianza	1.9 % (suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	Variabilidad	0.04 MWh
	P50	2.16 MWh
	P90	2.11 MWh
	P95	2.09 MWh

Probability distribution



Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : PV+RED

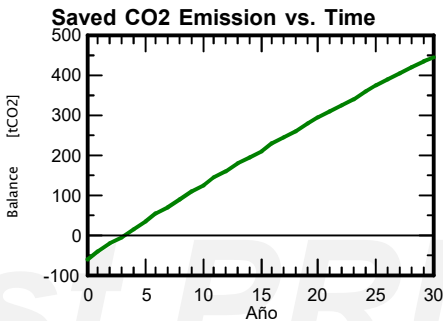
Variante de simulación : 30% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	192 MWh/año

Produced Emissions	Total:	62.03 tCO2		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	Total:	588.2 tCO2		
	System production:	68.31 MWh/año	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	287 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Spain
CO2 Emission Balance	Total:	448.3 tCO2		

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	1.91 kgCO2/kg
Quantity	35.3 kWp	840 kg
Subtotal [kgCO2]	60425	1608



PVSYST V6.86

19/04/20

Página 1/7

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :PV+RED

Sitio geográficoAlicantePaísEspaña

UbicaciónLatitud38.35° NLongitud-0.48° W

Tiempo definido comoHora LegalHuso horario UT+1Altitud19 m

Datos meteorológicos:AlicantePVGIS api TMY - TMY

Variante de simulación :50% de utilización

Fecha de simulación19/04/20 20h11

Parámetros de la simulaciónTipo de sistemaNo hay escenario 3D, no hay sombreados

Orientación plano captadorInclinación30°Acimut0°

Modelos empleadosTransposiciónPerezDifusoImportado

HorizonteSin horizonte

Sombreados cercanosSin sombreado

Necesidades del usuario :perfil diarioConstante durante el año

media892 kWh/Día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Hourly load	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	100.0	92.0	50.0	50.0	kW
	50.0	50.0	50.0	100.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	0.0	0.0	kW

Características del conjunto FV

Módulo FV

Si-monoModeloLR4-72 HBD 420 M

Base de datos PVsyst originalFabricanteLongi Solar

SolarEdge Power Optimizer

ModeloP850 WorldwidePnom unitaria850 W

Módulos FV por optimizadoren serie2en paralelo1

Núm. de optimizadoresEn serie22En paralelo2 cadenas

Núm. total de módulos FVNúm. módulos88Pnom unitaria420 Wp

Potencia global del conjuntoNominal (STC)37.0 kWpEn cond. de funciona.33.6 kWp (50°C)

Output of optimizersU oper840 VI at Poper40 A

Superficie totalSuperficie módulos197 m²Superficie célula175 m²

Inversor

Base de datos PVsyst originalModeloSE100K-JP Unit

CaracterísticasFabricanteSolarEdge

Paquete de inversoresVoltaje de funcionam.840 VPnom unitaria33.3 kWac

Núm. de inversores1 unidadesPotencia total33 kWac

Relación Pnom1.05

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicasUc (const)20.0 W/m²K

Uv (viento)0.0 W/m²K / m/s

Pérdida óhmica en el CableadoRes. global conjunto286 mOhm

Fracción de pérdidas1.5 % en STC

Pérdida Calidad MóduloFracción de pérdidas-0.4 %

Pérdidas de "desajuste" MódulosFracción de pérdidas0.0 % (voltaje fijado)

Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

PVsyst Evaluation mode

Traducción sin garantía, Sólo el texto inglés está garantizado.

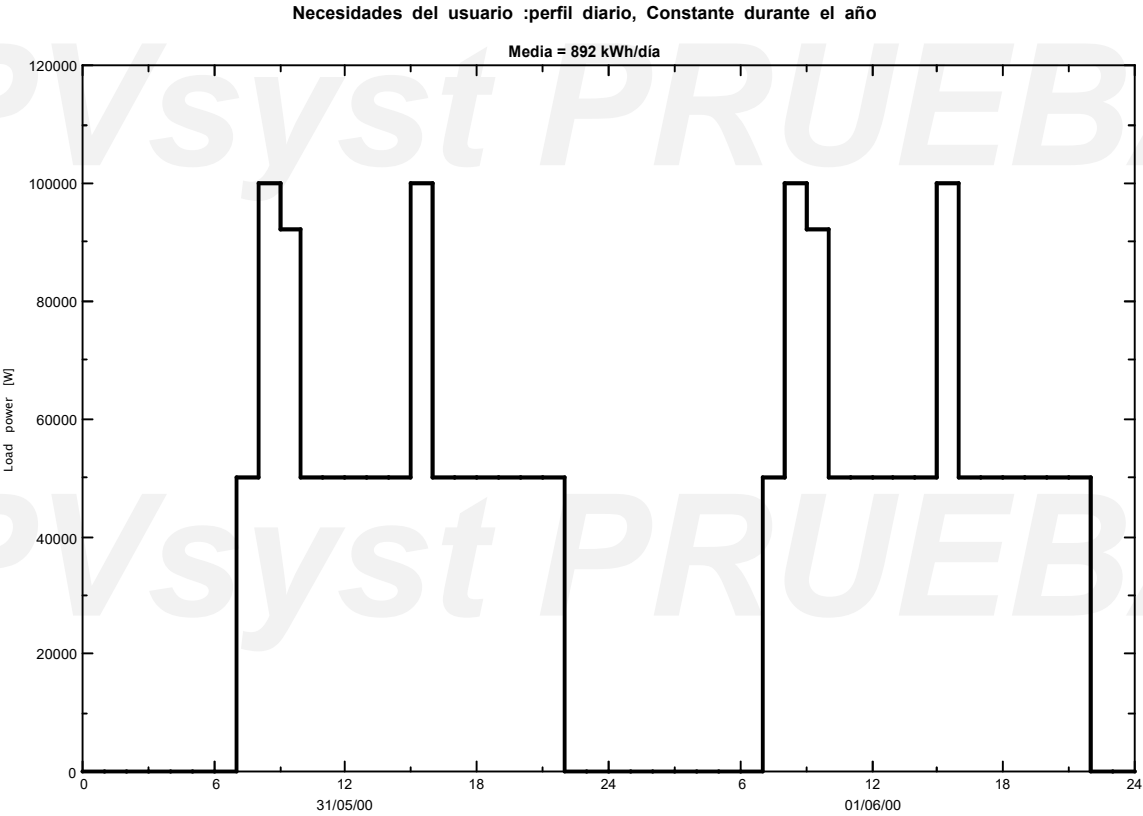
Sistema Conectado a la Red: Necesidades detalladas del usuario

Proyecto : PV+RED
Variante de simulación : 50% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom 420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total 37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom 33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 326 MWh/año

perfil diario, Constante durante el año, media = 892 kWh/día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Hourly load	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	100.0	92.0	50.0	50.0	kW
	50.0	50.0	50.0	100.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	0.0	0.0	kW



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 50% de utilización

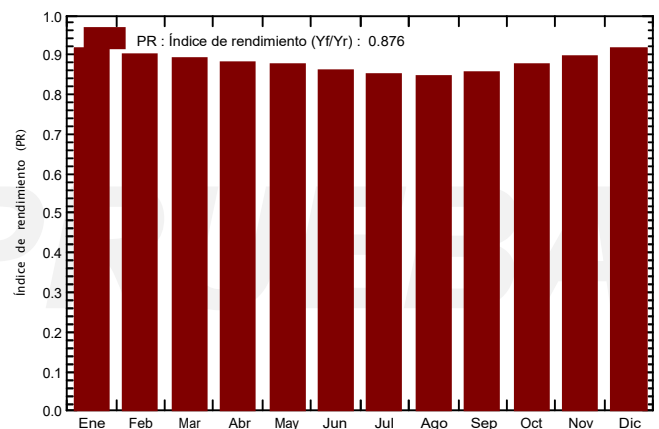
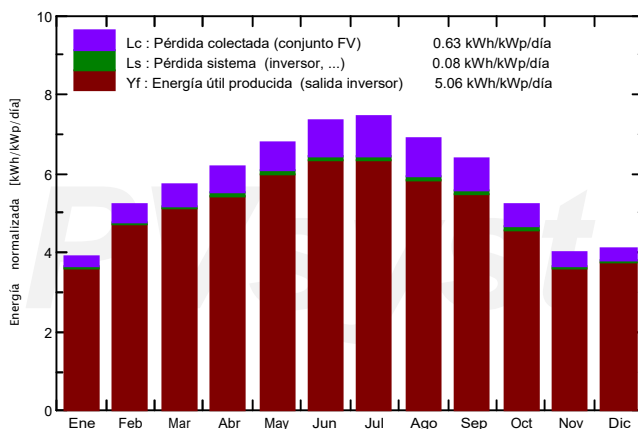
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp	
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac	
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	326 MWh/año	

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	68.31 MWh/año	Produc. específica	1848 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	87.59 %	Fracción solar (SF)	20.97 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 37.0 kWp

Índice de rendimiento (PR)



50% de utilización

Balances y resultados principales

	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
Enero	75.1	29.24	11.95	122.1	120.0	4.203	27.65	4.135	0.000	23.52
Febrero	99.9	32.44	12.68	146.5	144.1	4.954	24.98	4.874	0.000	20.10
Marzo	144.0	51.34	13.82	178.4	175.2	5.959	27.65	5.863	0.000	21.79
Abril	171.1	64.53	16.03	185.7	182.3	6.149	26.76	6.048	0.000	20.71
Mayo	212.6	69.32	16.83	210.7	206.5	6.954	27.65	6.833	0.007	20.82
Junio	232.8	63.16	20.87	220.1	215.4	7.123	26.76	6.987	0.019	19.77
Julio	239.0	59.44	24.16	230.9	226.2	7.362	27.65	7.236	0.006	20.42
Agosto	203.1	60.42	26.06	213.7	209.7	6.805	27.65	6.694	0.000	20.96
Septiembre	161.3	49.07	23.50	191.6	188.3	6.164	26.76	6.063	0.000	20.70
Octubre	119.7	41.26	20.26	162.5	159.8	5.335	27.65	5.249	0.000	22.40
Noviembre	77.1	28.78	15.48	120.2	118.1	4.043	26.76	3.977	0.000	22.78
Diciembre	73.3	25.95	12.72	127.8	125.7	4.392	27.65	4.321	0.000	23.33
Año	1809.0	574.96	17.89	2110.1	2071.6	69.441	325.58	68.279	0.032	257.30

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb T amb.
 GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
 E_User Energía suministrada al usuario
 E_Solar Energía del sol
 E_Grid Energía inyectada en la red
 EFrGrid Energía de la red

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 50% de utilización

Parámetros principales del sistema

Orientación Campos FV

Módulos FV

Conjunto FV

Inversor

Necesidades del usuario

Tipo de sistema

inclinación

Modelo

Núm. de módulos

Modelo

perfil diario

No hay escenario 3D, no hay sombreados

30°

LR4-72 HBD 420 M

88

SE100K-JP Unit

Constante durante el año

acimut 0°

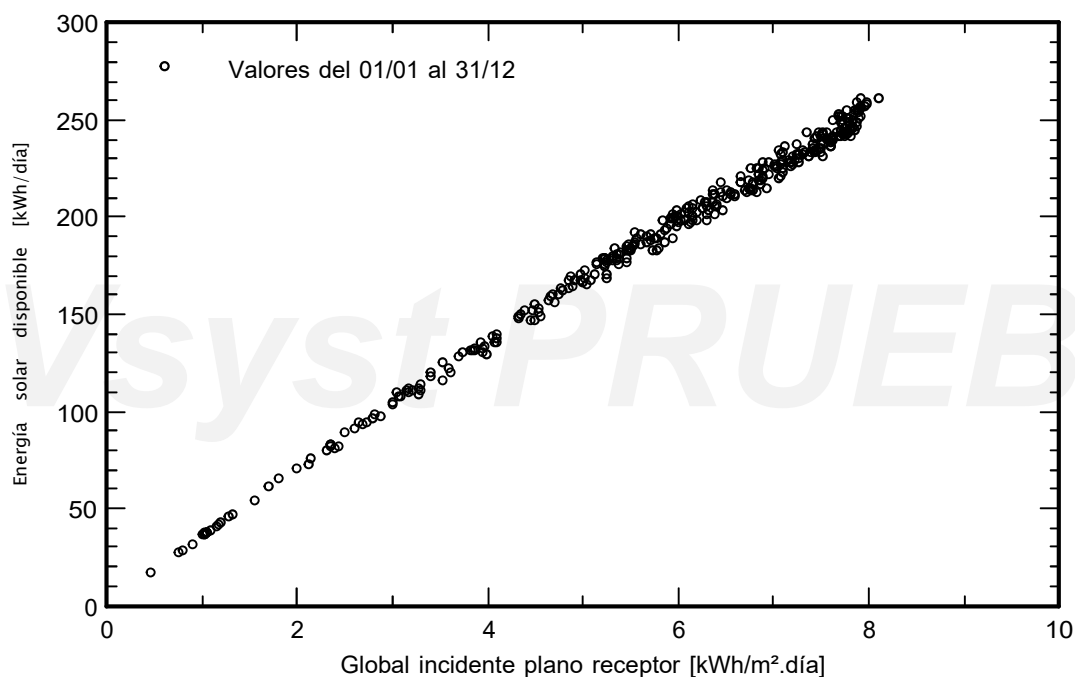
Pnom 420 Wp

Pnom total **37.0 kWp**

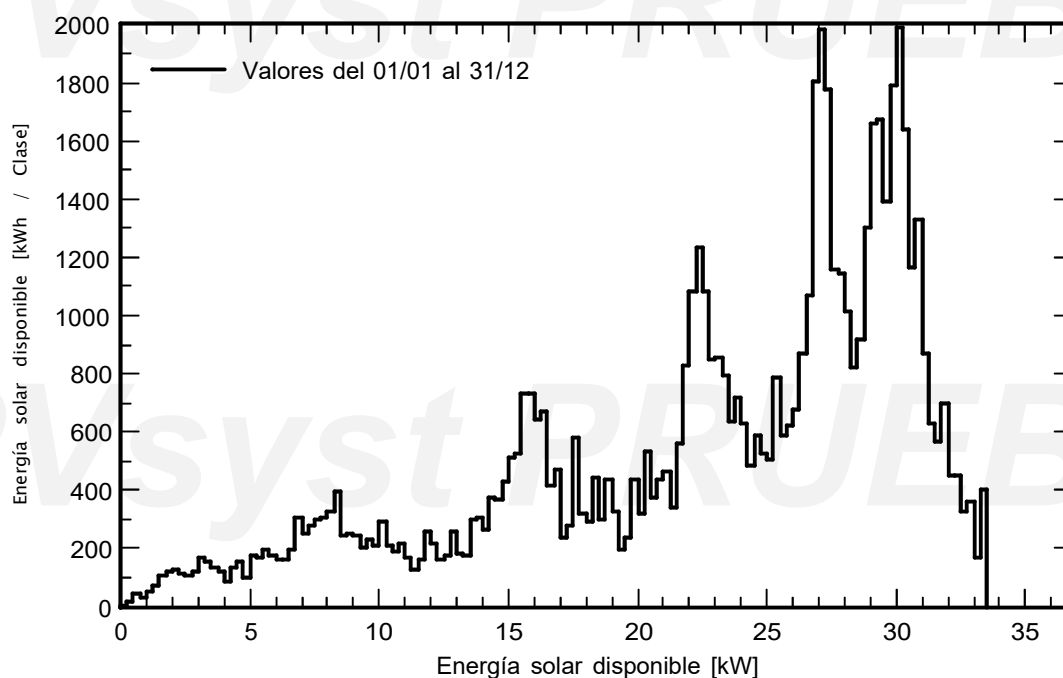
Pnom 33.3 kW ac

Global 326 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



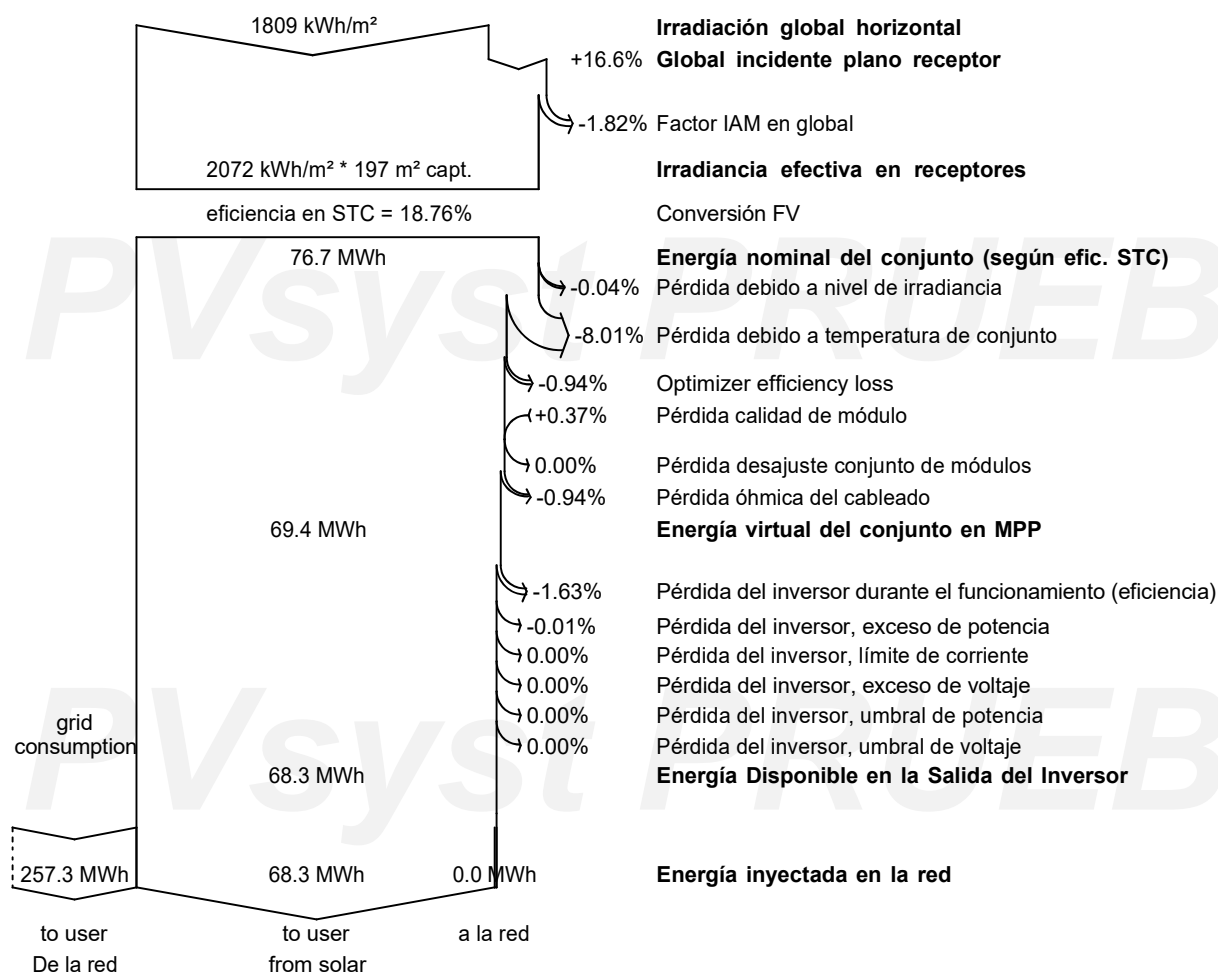
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 50% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	326 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Evaluación P50 - P90

Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 50% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	326 MWh/año

Evaluación de la previsión de la probabilidad de producción

La distribución de la probabilidad de producción del sistema para diferentes años depende principalmente de los datos meteorológicos utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

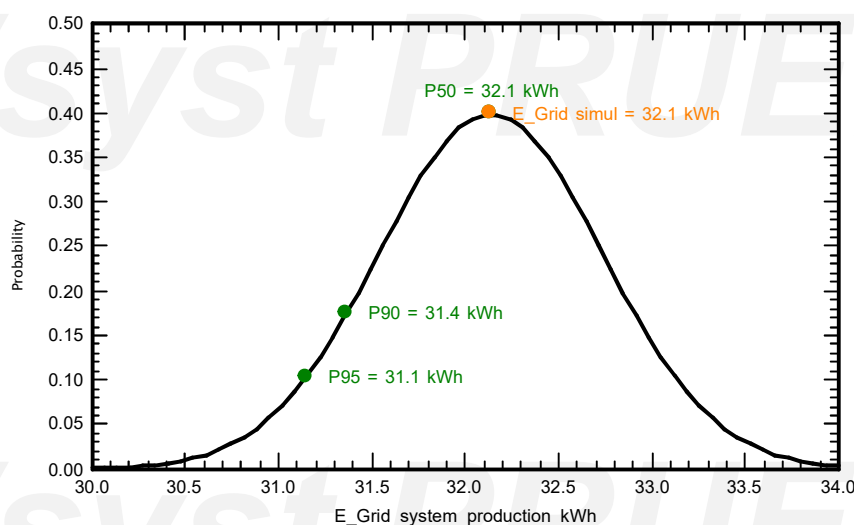
Origen de los datos meteorológicos	PVGIS api TMY		
Datos meteorológicos	Tipo	No definido	Año 1995
Desviación especificada	Desv. anual con respecto al promedio	3 %	
Variabilidad de un año al otro	Varianza	0.5 %	

La varianza de la distribución de probabilidad depende también de las incertidumbres de ciertos parámetros del sistema

Desviación especificada	Parám./modelo de módulo FV	1.0 %	
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %	
	Incertidumbres ensuciado y desajuste	1.0 %	
	Incertidumbre de la degradación	1.0 %	
Variabilidad global (meteorología y sistema)	Varianza	1.9 %	(suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	Variabilidad	0.00 MWh
	P50	0.03 MWh
	P90	0.03 MWh
	P95	0.03 MWh

Probability distribution



Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : PV+RED

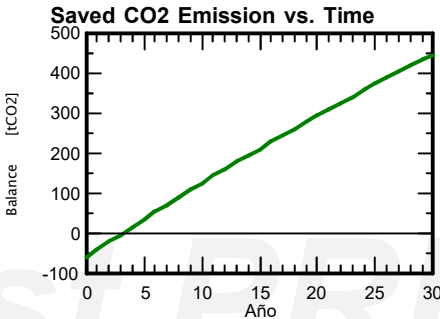
Variante de simulación : 50% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp	
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac	
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	326 MWh/año	

Produced Emissions	Total:	62.03 tCO2		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	Total:	588.2 tCO2		
	System production:	68.31 MWh/año	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	287 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Spain
CO2 Emission Balance	Total:	448.3 tCO2		

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	1.91 kgCO2/kg
Quantity	35.3 kWp	840 kg
Subtotal [kgCO2]	60425	1608



PVSYST V6.86

19/04/20

Página 1/7

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :PV+RED

Sitio geográficoAlicantePaísEspaña

UbicaciónLatitud38.35° NLongitud-0.48° W

Tiempo definido comoHora LegalHuso horario UT+1Altitud19 m

Datos meteorológicos:AlicantePVGIS api TMY - TMY

Variante de simulación :80% de utilización

Fecha de simulación19/04/20 20h15

Parámetros de la simulaciónTipo de sistemaNo hay escenario 3D, no hay sombreados

Orientación plano captadorInclinación30°Acimut0°

Modelos empleadosTransposiciónPerezDifusoImportado

HorizonteSin horizonte

Sombreados cercanosSin sombreado

Necesidades del usuario :perfil diarioConstante durante el año

media1400 kWh/Día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Hourly load	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	100.0	92.0	150.0	50.0	kW
	150.0	100.0	50.0	100.0	50.0	50.0	100.0	58.0	100.0	200.0	0.0	0.0	kW

Características del conjunto FV

Módulo FVSi-monoModeloLR4-72 HBD 420 M

Base de datos PVsyst originalFabricanteLongi Solar

SolarEdge Power OptimizerModeloP850 WorldwidePnom unitaria850 W

Módulos FV por optimizadoren serie2en paralelo1

Núm. de optimizadoresEn serie22En paralelo2 cadenas

Núm. total de módulos FVNúm. módulos88Pnom unitaria420 Wp

Potencia global del conjuntoNominal (STC)37.0 kWpEn cond. de funciona.33.6 kWp (50°C)

Output of optimizersU oper840 VI at Poper40 A

Superficie totalSuperficie módulos197 m²Superficie célula175 m²

InversorModeloSE100K-JP Unit

Base de datos PVsyst originalFabricanteSolarEdge

CaracterísticasVoltaje de funcionam.840 VPnom unitaria33.3 kWac

Paquete de inversoresNúm. de inversores1 unidadesPotencia total33 kWac

Relación Pnom1.05

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicasUc (const)20.0 W/m²KUv (viento)0.0 W/m²K / m/s

Pérdida óhmica en el CableadoRes. global conjunto286 mOhmFracción de pérdidas1.5 % en STC

Pérdida Calidad MóduloFracción de pérdidas-0.4 %

Pérdidas de "desajuste" MódulosFracción de pérdidas0.0 % (voltaje fijado)

Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

PVsyst Evaluation mode

Traducción sin garantía, Sólo el texto inglés está garantizado.

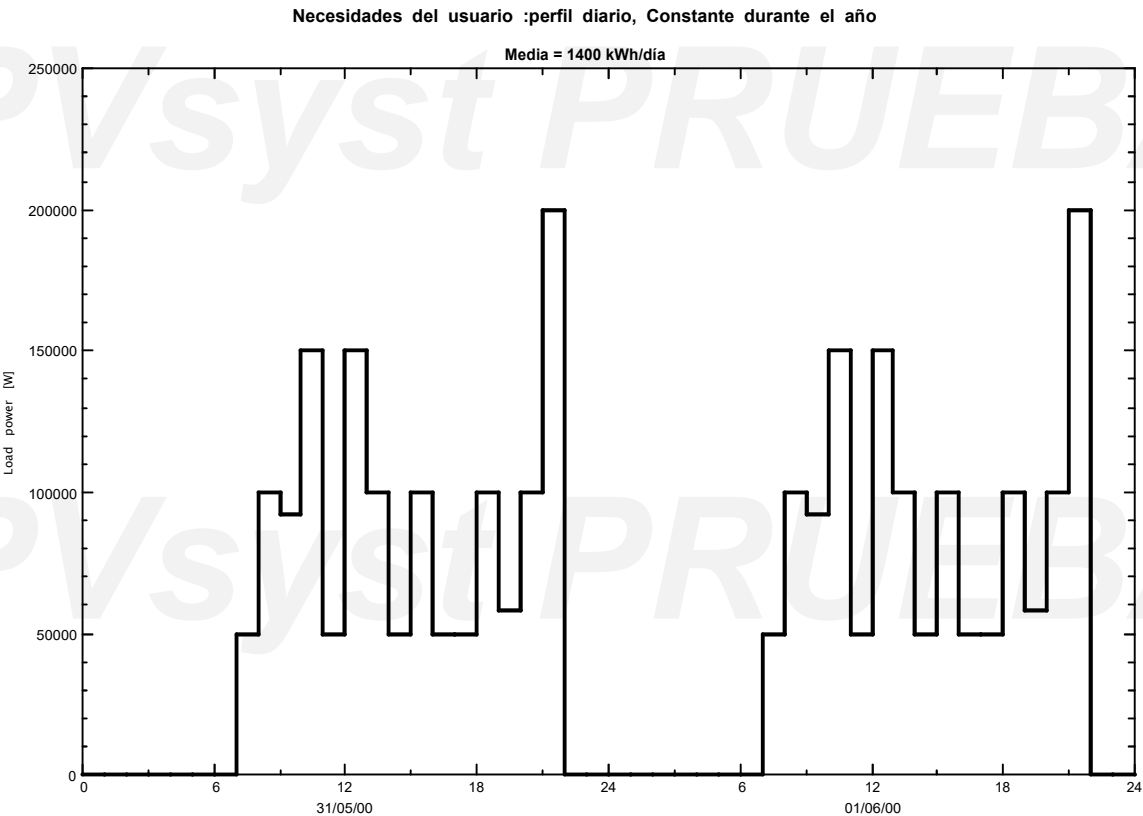
Sistema Conectado a la Red: Necesidades detalladas del usuario

Proyecto : PV+RED
Variante de simulación : 80% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp	
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac	
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	511 MWh/año	

perfil diario, Constante durante el año, media = 1400 kWh/día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Hourly load	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.0	100.0	92.0	150.0	50.0	kW
	150.0	100.0	50.0	100.0	50.0	50.0	100.0	58.0	100.0	200.0	0.0	0.0	kW



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

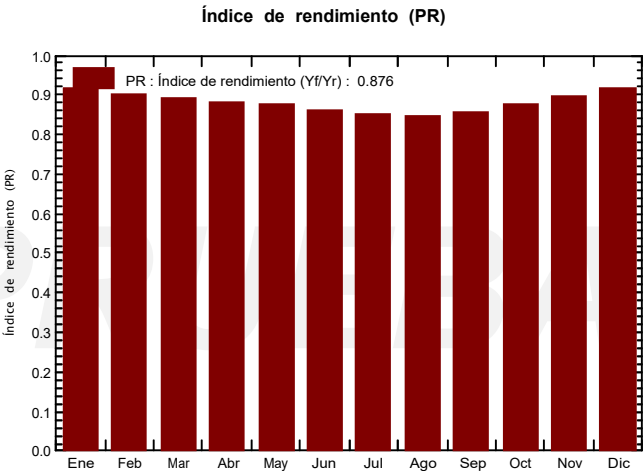
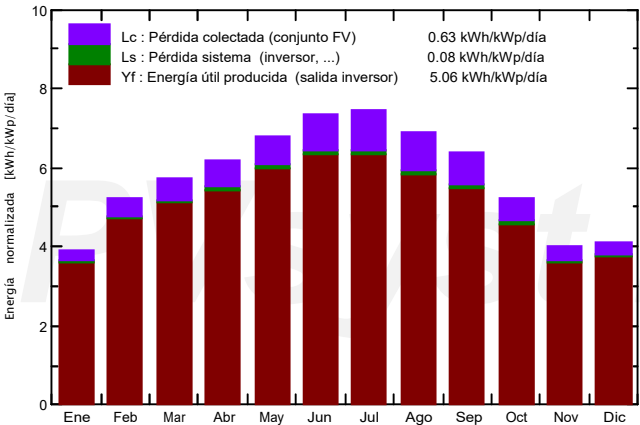
Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 80% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp	
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac	
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	511 MWh/año	

Resultados principales de la simulación					
Producción del sistema	Energía producida	68.31 MWh/año	Produc. específica	1848 kWh/kWp/año	
	Índice de rendimiento (PR)	87.59 %	Fracción solar (SF)	13.36 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 37.0 kWp



80% de utilización

Balances y resultados principales

	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
Enero	75.1	29.24	11.95	122.1	120.0	4.203	43.40	4.135	0.000	39.26
Febrero	99.9	32.44	12.68	146.5	144.1	4.954	39.20	4.874	0.000	34.33
Marzo	144.0	51.34	13.82	178.4	175.2	5.959	43.40	5.863	0.000	37.54
Abril	171.1	64.53	16.03	185.7	182.3	6.149	42.00	6.048	0.000	35.95
Mayo	212.6	69.32	16.83	210.7	206.5	6.954	43.40	6.833	0.007	36.57
Junio	232.8	63.16	20.87	220.1	215.4	7.123	42.00	6.987	0.019	35.01
Julio	239.0	59.44	24.16	230.9	226.2	7.362	43.40	7.236	0.006	36.16
Agosto	203.1	60.42	26.06	213.7	209.7	6.805	43.40	6.694	0.000	36.71
Septiembre	161.3	49.07	23.50	191.6	188.3	6.164	42.00	6.063	0.000	35.94
Octubre	119.7	41.26	20.26	162.5	159.8	5.335	43.40	5.249	0.000	38.15
Noviembre	77.1	28.78	15.48	120.2	118.1	4.043	42.00	3.977	0.000	38.02
Diciembre	73.3	25.95	12.72	127.8	125.7	4.392	43.40	4.321	0.000	39.08
Año	1809.0	574.96	17.89	2110.1	2071.6	69.441	511.00	68.279	0.032	442.72

Legendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
T_Amb	T amb.	E_User	Energía suministrada al usuario
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Solar	Energía del sol
		E_Grid	Energía inyectada en la red
		EFrGrid	Energía de la red

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : **PV+RED**Variante de simulación : **80% de utilización****Parámetros principales del sistema**

Orientación Campos FV

Módulos FV

Conjunto FV

Inversor

Necesidades del usuario

Tipo de sistema

inclinación

Modelo

Núm. de módulos

Modelo

perfil diario

No hay escenario 3D, no hay sombreados

30°

LR4-72 HBD 420 M

88

SE100K-JP Unit

Constante durante el año

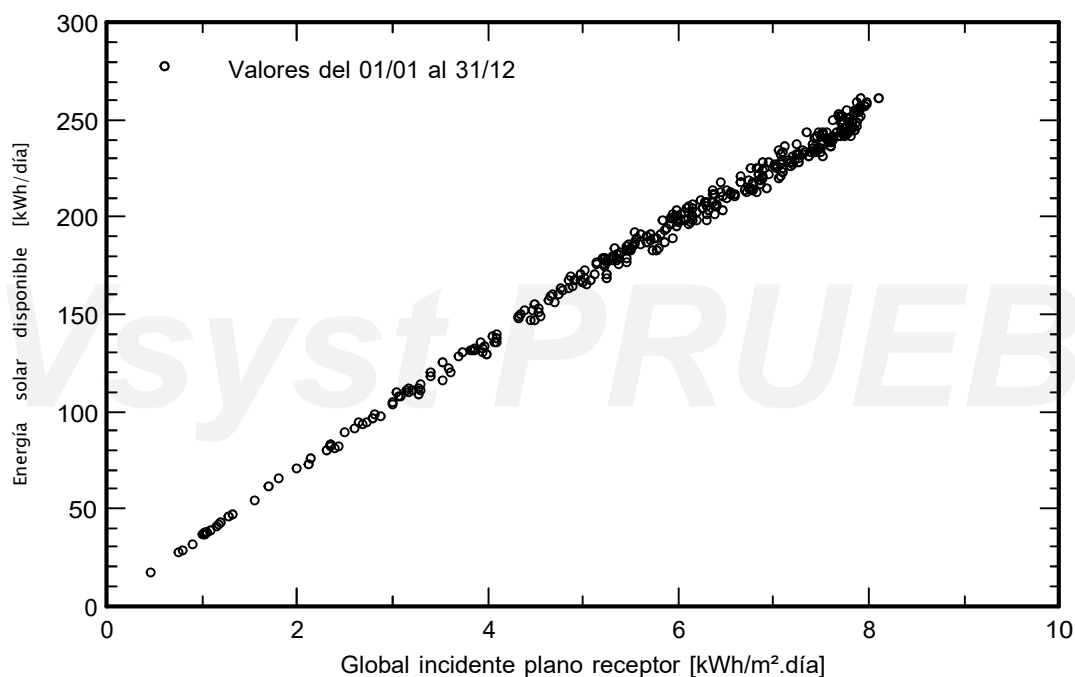
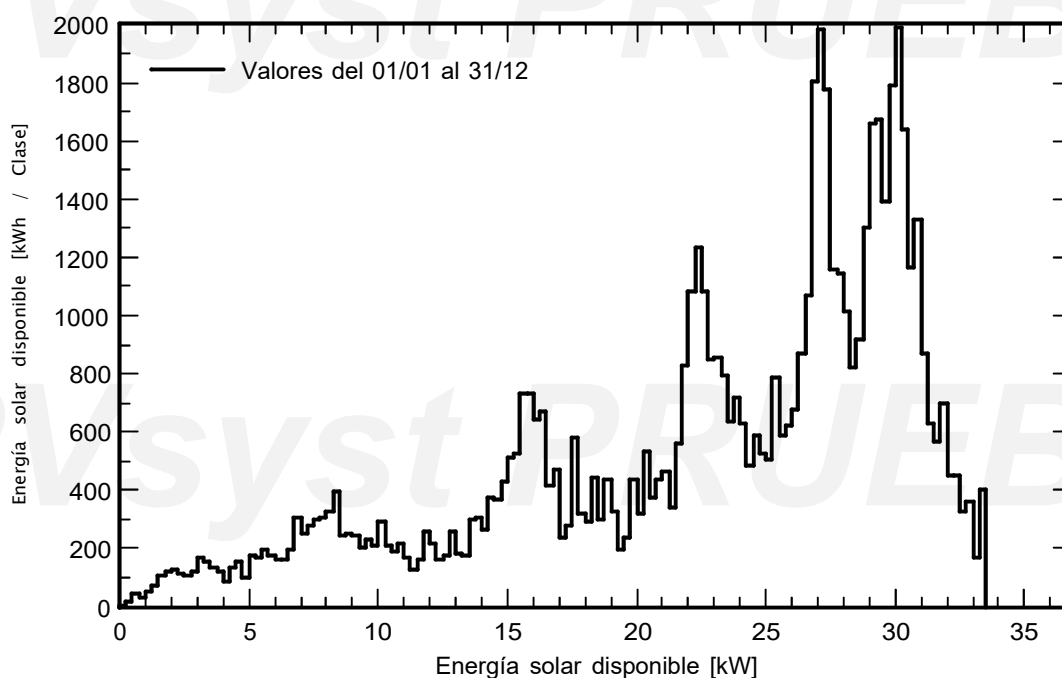
acimut 0°

Pnom 420 Wp

Pnom total **37.0 kWp**

Pnom 33.3 kW ac

Global 511 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria**Distribución de la potencia de salida del sistema**

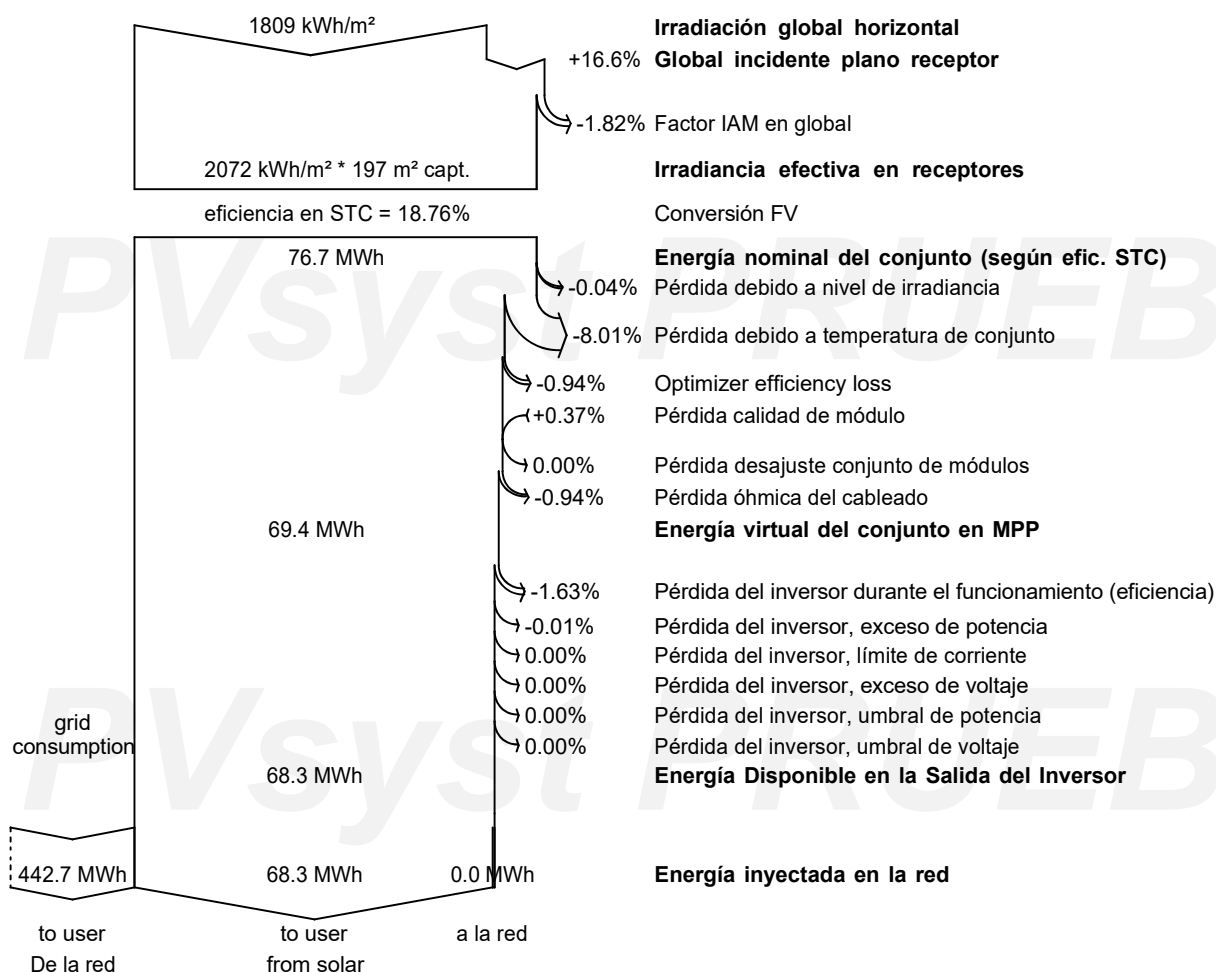
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 80% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	511 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Evaluación P50 - P90

Proyecto : PV+RED

Variante de simulación : 80% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	511 MWh/año

Evaluación de la previsión de la probabilidad de producción

La distribución de la probabilidad de producción del sistema para diferentes años depende principalmente de los datos meteorológicos utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

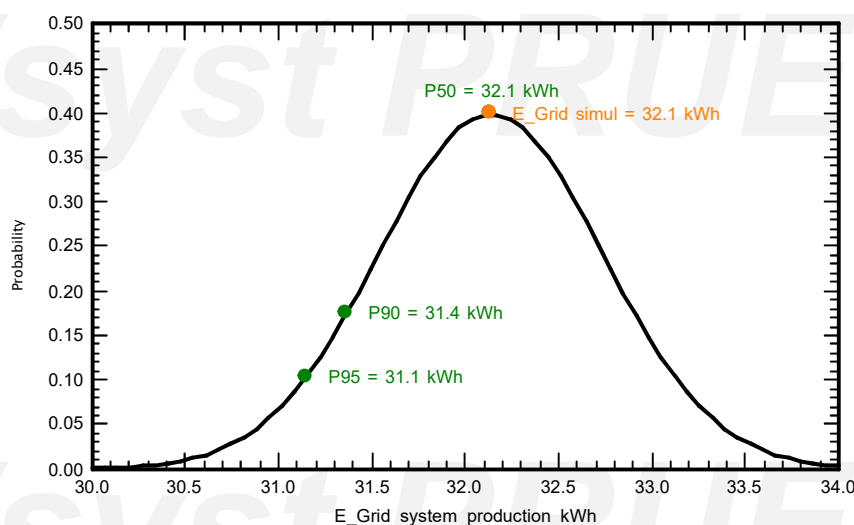
Origen de los datos meteorológicos	PVGIS api TMY	
Datos meteorológicos	Tipo	No definido
Desviación especificada	Desv. anual con respecto al promedio	3 %
Variabilidad de un año al otro	Varianza	0.5 %
		Año 1995

La varianza de la distribución de probabilidad depende también de las incertidumbres de ciertos parámetros del sistema

Desviación especificada	Parám./modelo de módulo FV	1.0 %
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %
	Incertidumbres ensuciado y desajuste	1.0 %
	Incertidumbre de la degradación	1.0 %
Variabilidad global (meteorología y sistema)	Varianza	1.9 % (suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	Variabilidad	0.00 MWh
	P50	0.03 MWh
	P90	0.03 MWh
	P95	0.03 MWh

Probability distribution



Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

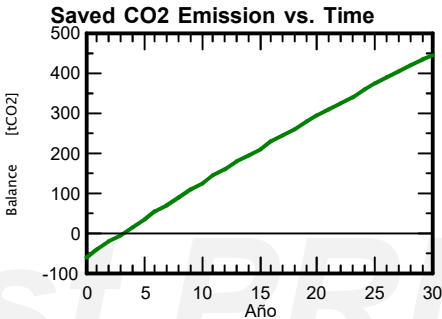
Proyecto : PV+RED
Variante de simulación : 80% de utilización

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados			
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°	
Módulos FV	Modelo	LR4-72 HBD 420 M	Pnom	420 Wp	
Conjunto FV	Núm. de módulos	88	Pnom total	37.0 kWp	
Inversor	Modelo	SE100K-JP Unit	Pnom	33.3 kW ac	
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global	511 MWh/año	

Produced Emissions	Total:	62.03 tCO2		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	Total:	588.2 tCO2		
	System production:	68.31 MWh/año	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	287 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Spain
CO2 Emission Balance	Total:	448.3 tCO2		

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	1.91 kgCO2/kg
Quantity	35.3 kWp	840 kg
Subtotal [kgCO2]	60425	1608



Anexo VI: simulaciones con PVSYST modelo final escenario realista

- a) 15% de utilización
- b) 30% de utilización
- c) 50% de utilización
- d) 80% de utilización

PVSYST 7.0.0

16/06/20

Página 1/10

Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación

Proyecto :

Proyecto final, instalación electrolinera

Sitio geográfico

Alicante

País

España

Situación

Latitud

38.35° N

Longitud

-0.49° W

Tiempo definido como

Hora Legal

Zona horaria UT+1

Altitud

68 m

Datos meteo:

Alicante

PVGIS api TMY - TMY

Variante de simulación :

Simulación PV+ RED (con consumo de 15% de utilización, 2 grados)

Fecha de simulación

16/06/20 19h28

Parámetros de simulación

Tipo de sistema

Sin escena 3D definida, sin sombras

Orientación plano de colector

Inclinación

35°

Azimut

2°

Modelos usados

Transposición

Perez

Difuso

Importado

Horizonte

Horizonte libre

Sombreados cercanos

Sin sombreados

Necesidades del usuario :

perfil diario

Constante durante el año

promedio

263 kWh/Día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Carga por hora	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	75.0	50.0	25.0	0.0	kW
	50.0	10.0	10.0	15.0	18.0	0.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW

Características del conjunto FV

Módulo FV

Si-mono

Modelo

Mono 440 Wp 72 cells bifacial

Base de datos PVsyst original

Fabricante

Generic

Número de módulos FV

En series

10 módulos

En paralelo

12 cadenas

Número total de módulos FV

núm. de módulos

120

Unidad Nom. Potencia

440 Wp

Potencia global del conjunto

Nominal (STC)

52.8 kWp

En cond. de funcionam.

48.0 kWp (50°C)

Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)

U mpp

375 V

I mpp

128 A

Área total

Área del módulo

269 m²

Área celular

119 m²

Inversor

Modelo

12 kWac inverter

Base de datos PVsyst original

Fabricante

Generic

Características

Unidad Nom. Potencia

12.0 kWca

Voltaje de funcion.

350-600 V

Potencia máx. (=>25°C)

14.0 kWca

Paquete de inversores

Potencia total

48 kWca

Proporción Pnom

1.10

Núm. de inversores

4 unidades

Total

Potencia total

48 kWca

Proporción Pnom

1.10

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdida térmica

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (viento)

0.0 W/m²K / m/s

Pérdida óhmica en el cableado

Res. conjunto global

49 m •

Fracción de pérdida

1.5 % en STC

Pérdida de calidad módulo

Fracción de pérdida

-0.4 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Fracción de pérdida

1.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Fracción de pérdida

0.10 %

Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

PVsyst Evaluation mode

Traducción sin garantía, Solo el texto en inglés es la referencia.

Sistema conectado a la red: Necesidades detalladas del usuario

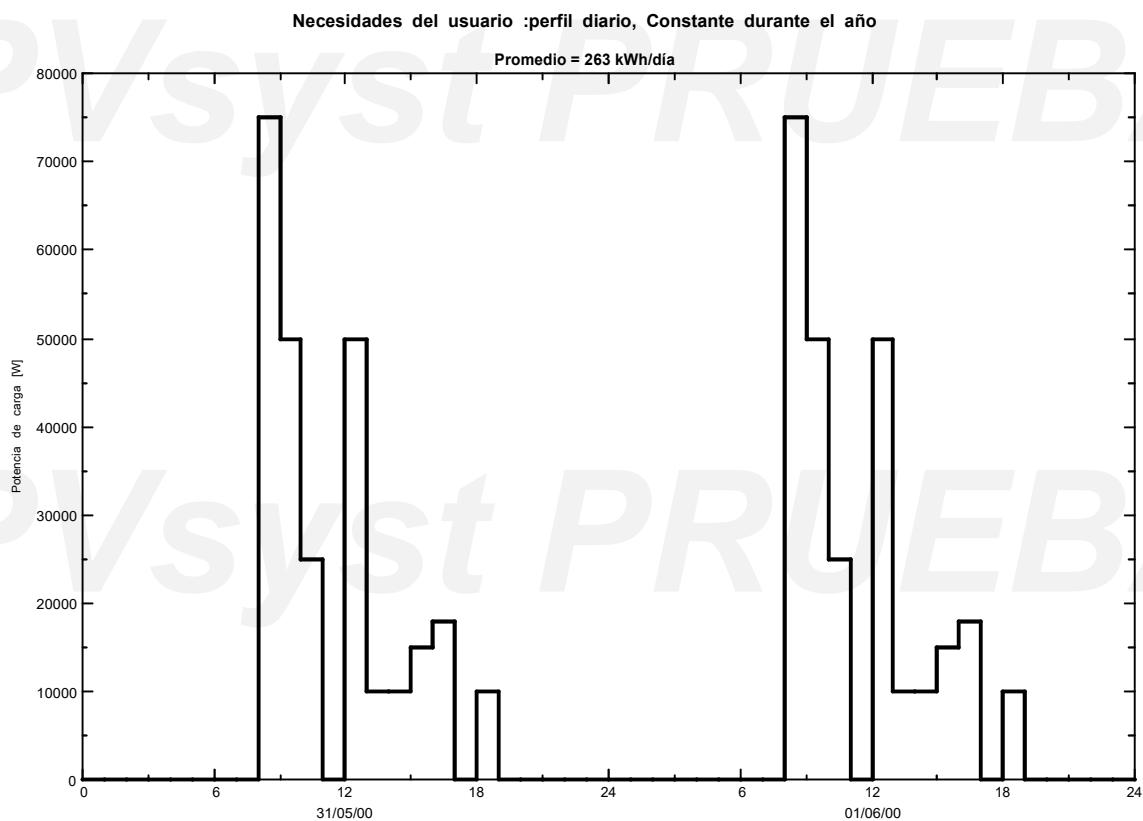
Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 15% de utilización, 2 grados)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 96.0 MWh/año

perfil diario, Constante durante el año, promedio = 263 kWh/día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Carga por hora	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	75.0	50.0	25.0	0.0	kW
	50.0	10.0	10.0	15.0	18.0	0.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	kW



Sistema conectado a la red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 15% de utilización, 2 grados)

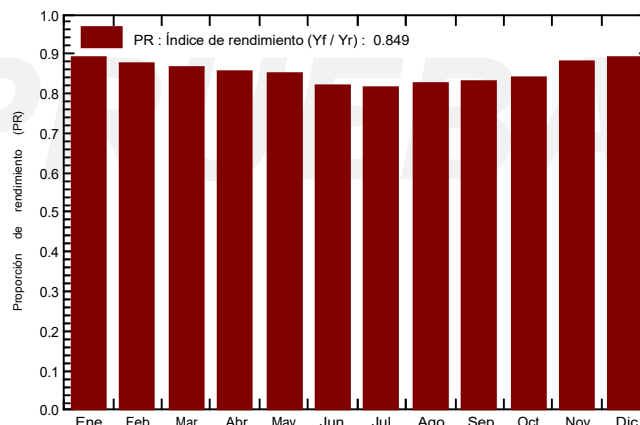
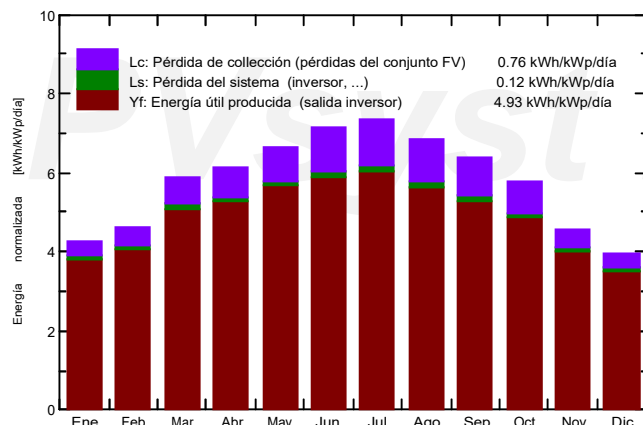
Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 96.0 MWh/año

Resultados principales de simulación

Producción del sistema	Energía producida	95.00 MWh/año	Prod. específica	1799 kWh/kWp/año
	Proporción de rendimiento (PR)	84.92 %	Fracción solar (SF)	50.78 %
Inversión	Global	152'552.00 EUR	Específico	2.89 EUR/Wp
Costo anual	Anualidades	0.00 EUR/año	Costos de funcionamiento	9'718.95 EUR/año
LCOE		0.08 EUR/kWh	Período de recuperación	3.8 años

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 52.8 kWp

Proporción de rendimiento (PR)



Simulación PV+ RED (con consumo de 15% de utilización, 2 grados)

Balances y resultados principales

	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
Enero	76.8	28.30	11.47	132.0	128.8	6.37	8.153	3.206	3.017	4.947
Febrero	89.6	35.79	13.66	130.0	126.5	6.17	7.364	3.191	2.834	4.173
Marzo	145.4	51.06	13.46	182.7	176.8	8.53	8.153	4.172	4.165	3.981
Abril	170.8	66.94	15.78	183.8	177.6	8.53	7.890	4.266	4.058	3.624
Mayo	212.9	70.86	16.62	206.2	198.1	9.50	8.153	4.713	4.562	3.440
Junio	233.3	68.26	23.95	214.6	205.4	9.53	7.890	4.654	4.645	3.236
Julio	242.4	61.31	24.28	228.1	217.9	10.09	8.153	4.883	4.969	3.270
Agosto	204.8	58.12	24.26	212.0	204.0	9.44	8.153	4.639	4.577	3.514
Septiembre	160.2	48.22	23.16	191.1	184.5	8.57	7.890	4.244	4.123	3.646
Octubre	127.3	42.51	22.11	179.5	174.0	8.16	8.153	4.171	3.810	3.982
Noviembre	82.8	29.43	13.50	136.5	132.8	6.48	7.890	3.459	2.875	4.431
Diciembre	67.9	26.27	12.40	122.3	119.3	5.91	8.153	3.145	2.626	5.008
Año	1814.1	587.06	17.91	2118.8	2045.7	97.27	95.995	48.745	46.260	47.250

Leyendas: GlobHor Irradiación horizontal global
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb T amb.
 GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
 E_User Energía suministrada al usuario
 E_Solar Energía del sol
 E_Grid Energía inyectada en la red
 EFrGrid Energía de la red

Sistema conectado a la red: Gráficos especiales

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 15% de utilización, 2 grados)

Principales parámetros del sistema

Orientación campo FV

Módulos FV

Conjunto FV

Inversor

Paquete de inversores

Necesidades del usuario

Tipo de sistema

inclinación

Modelo

Núm. de módulos

Modelo

Núm. de unidades

perfil diario

Sin escena 3D definida, sin sombras

35°

azimut 2°

Mono 440 Wp 72 cells bifacial

440 Wp

120

Pnom total

52.8 kWp

12 kWac inverter

Pnom

12.00 kW ac

4.0

Pnom total

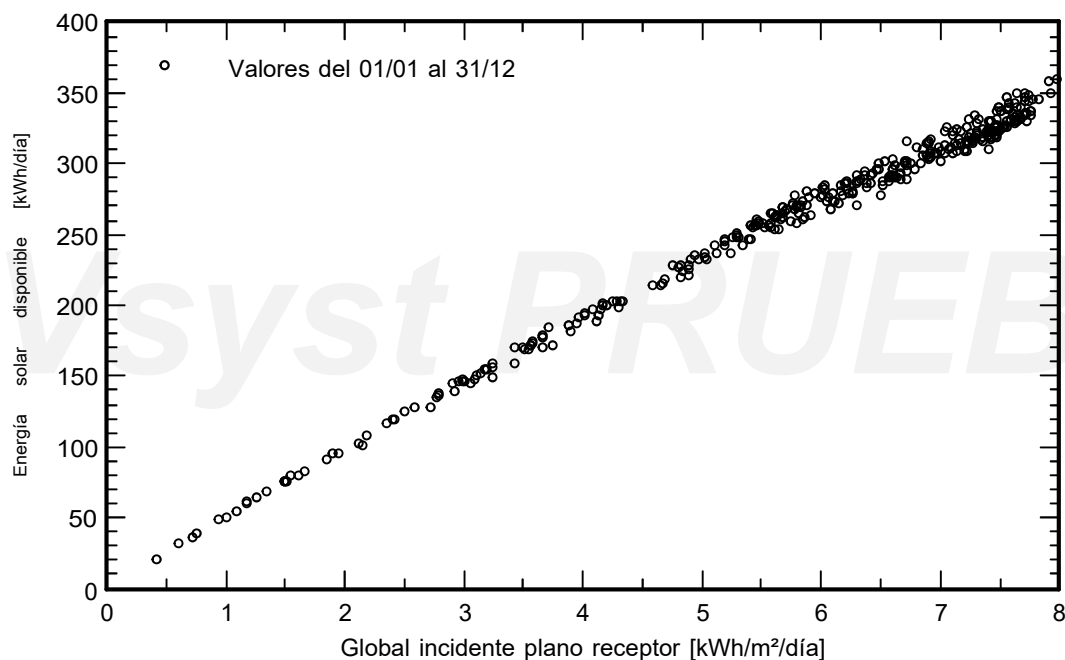
48.0 kW ac

Constante durante el año

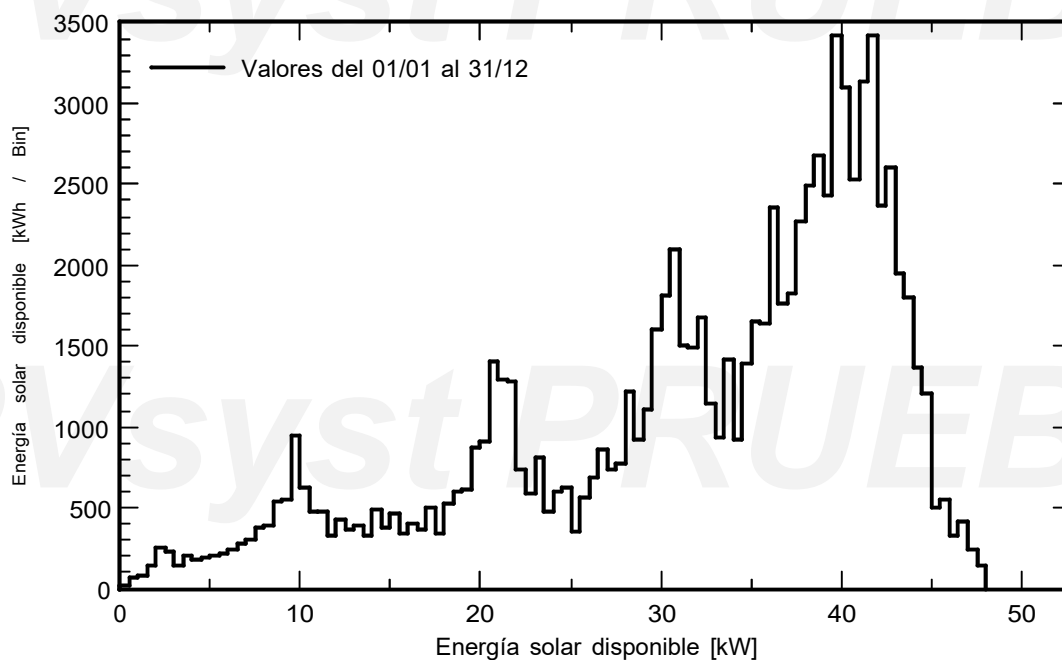
Global

96.0 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



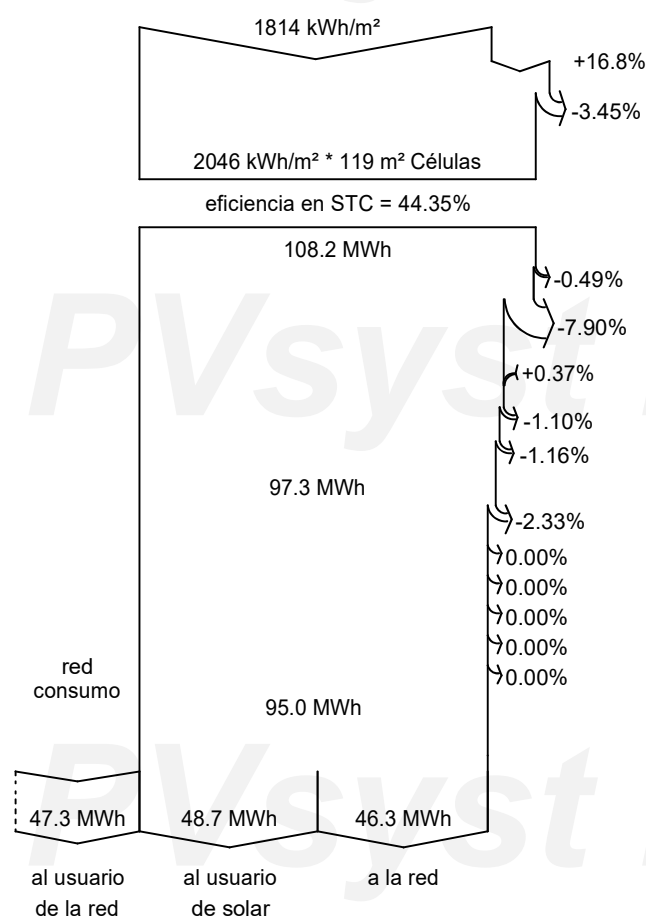
Sistema conectado a la red: Diagrama de pérdida

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 15% de utilización, 2 grados)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 96.0 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Irradiación horizontal global
Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en células

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con ef. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

Sistema conectado a la red: Evaluación P50 - P90

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 15% de utilización, 2 grados)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 96.0 MWh/año

Evaluación del pronóstico de probabilidad de producción

La distribución de probabilidad del pronóstico de producción del sistema para diferentes años. depende principalmente en los datos meteo utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

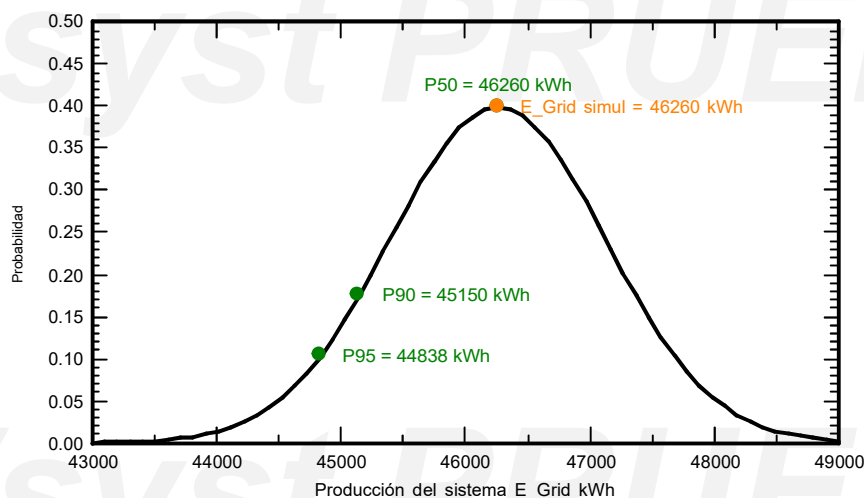
Fuente de datos meteo	PVGIS api TMY		
Datos meteo	Tipo	No definido	Año 1995
Desviación especificada	Desv. anual desde promedio	3 %	
Variabilidad año a año	Varianza	0.5 %	

La varianza de la distribución de probabilidad también depende de algunas incertidumbres de los parámetros del sistema

Desviación especificada	Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %	
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %	
	Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %	
	Incertidumbre de degradación	1.0 %	
Variabilidad global (meteo y sistema)	Varianza	1.9 %	(suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	Variabilidad	0.87 MWh
	P50	46.26 MWh
	P90	45.15 MWh
	P95	44.84 MWh

Distribución de probabilidad



PVSYST 7.0.0

20/06/20

Página 1/10

Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación

Proyecto :

Proyecto final, instalación electrolinera (30%)

Sitio geográfico

Alicante

País

España

Situación

Latitud

38.35° N

Longitud

-0.49° W

Tiempo definido como

Hora Legal

Zona horaria UT+1

Altitud

68 m

Datos meteo:

Alicante

PVGIS api TMY - TMY

Variante de simulación :

Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

Fecha de simulación

20/06/20 18h09

Parámetros de simulación

Tipo de sistema

Sin escena 3D definida, sin sombras

Orientación plano de colector

Inclinación

35°

Azimut

2°

Modelos usados

Transposición

Perez

Difuso

Importado

Horizonte

Horizonte libre

Sombreados cercanos

Sin sombreados

Necesidades del usuario :

perfil diario

Constante durante el año

promedio

525 kWh/Día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Carga por hora	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	60.0	30.0	50.0	kW
	50.0	35.0	20.0	15.0	50.0	20.0	20.0	25.0	50.0	0.0	0.0	0.0	kW

Características del conjunto FV

Módulo FV

Si-mono

Modelo

Mono 440 Wp 72 cells bifacial

Base de datos PVsyst original

Fabricante

Generic

Número de módulos FV

En series

10 módulos

En paralelo

12 cadenas

Número total de módulos FV

núm. de módulos

120

Unidad Nom. Potencia

440 Wp

Potencia global del conjunto

Nominal (STC)

52.8 kWp

En cond. de funcionam.

48.0 kWp (50°C)

Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)

U mpp

375 V

I mpp

128 A

Área total

Área del módulo

269 m²

Área celular

119 m²

Inversor

Modelo

12 kWac inverter

Base de datos PVsyst original

Fabricante

Generic

Características

Unidad Nom. Potencia

12.0 kWca

Voltaje de funcion.

350-600 V

Potencia máx. (=>25°C)

14.0 kWca

Paquete de inversores

Potencia total

48 kWca

Proporción Pnom

1.10

Núm. de inversores

4 unidades

Total

Potencia total

48 kWca

Proporción Pnom

1.10

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdida térmica

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (viento)

0.0 W/m²K / m/s

Pérdida óhmica en el cableado

Res. conjunto global

49 m •

Fracción de pérdida

1.5 % en STC

Pérdida de calidad módulo

Fracción de pérdida

-0.4 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Fracción de pérdida

1.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Fracción de pérdida

0.10 %

Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

PVsyst Evaluation mode

Traducción sin garantía, Solo el texto en inglés es la referencia.

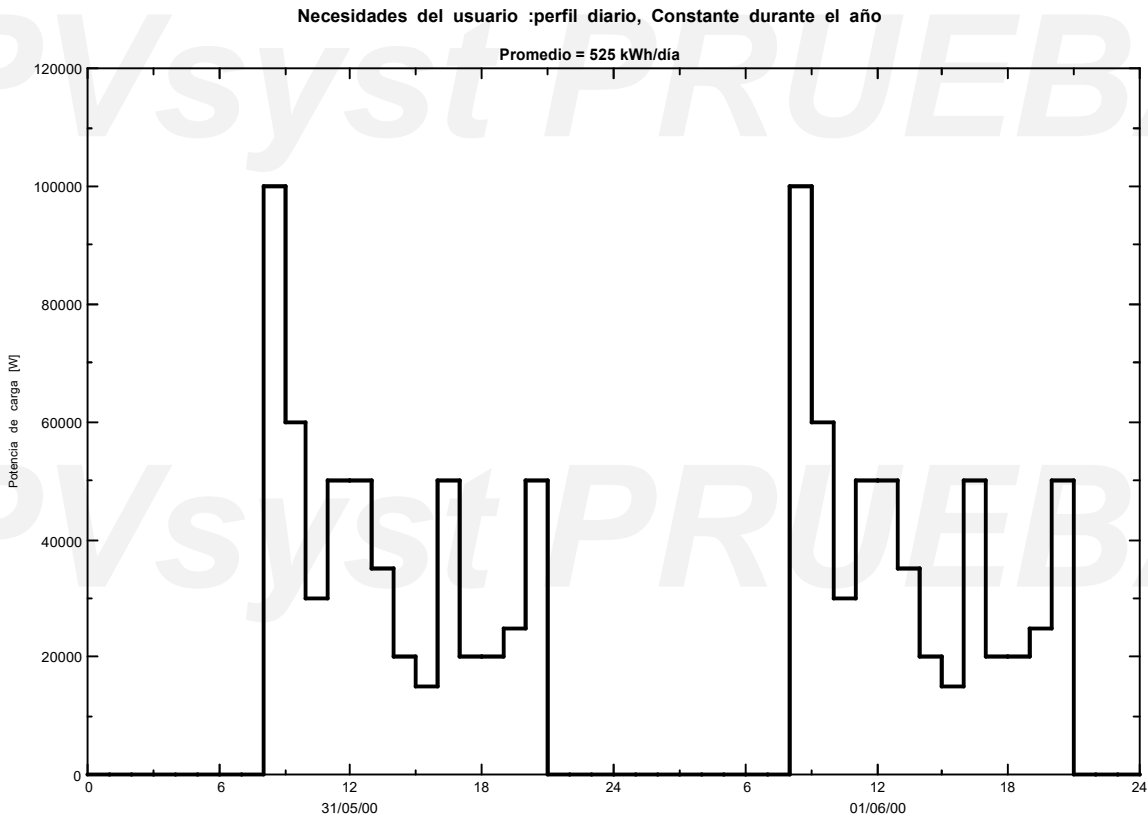
Sistema conectado a la red: Necesidades detalladas del usuario

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera (30%)
Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 192 MWh/año

perfil diario, Constante durante el año, promedio = 525 kWh/día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Carga por hora	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	60.0	30.0	50.0	kW
	50.0	35.0	20.0	15.0	50.0	20.0	20.0	25.0	50.0	0.0	0.0	0.0	kW



Sistema conectado a la red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera (30%)

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

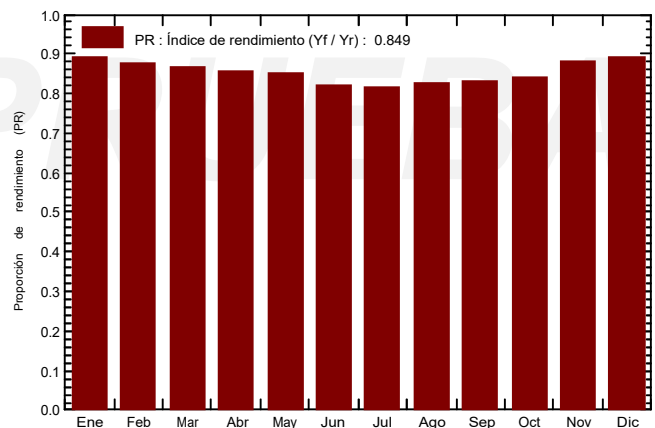
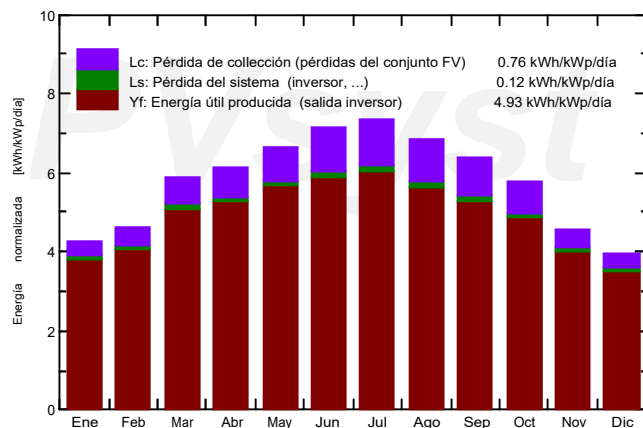
Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 192 MWh/año

Resultados principales de simulación

Producción del sistema	Energía producida	95.00 MWh/año	Prod. específica	1799 kWh/kWp/año
	Proporción de rendimiento (PR)	84.92 %	Fracción solar (SF)	42.04 %
Inversión	Global	152'552.00 EUR	Específico	2.89 EUR/Wp
Costo anual	Anualidades	0.00 EUR/año	Costos de funcionamiento	9'718.95 EUR/año
LCOE		0.08 EUR/kWh	Período de recuperación	5.8 años

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 52.8 kWp

Proporción de rendimiento (PR)



Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

Balances y resultados principales

	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
Enero	76.8	28.30	11.47	132.0	128.8	6.37	16.28	5.336	0.887	10.94
Febrero	89.6	35.79	13.66	130.0	126.5	6.17	14.70	5.215	0.810	9.49
Marzo	145.4	51.06	13.46	182.7	176.8	8.53	16.28	7.007	1.330	9.27
Abril	170.8	66.94	15.78	183.8	177.6	8.53	15.75	6.995	1.329	8.75
Mayo	212.9	70.86	16.62	206.2	198.1	9.50	16.28	7.788	1.487	8.49
Junio	233.3	68.26	23.95	214.6	205.4	9.53	15.75	7.823	1.475	7.93
Julio	242.4	61.31	24.28	228.1	217.9	10.09	16.28	8.275	1.577	8.00
Agosto	204.8	58.12	24.26	212.0	204.0	9.44	16.28	7.739	1.478	8.54
Septiembre	160.2	48.22	23.16	191.1	184.5	8.57	15.75	7.059	1.308	8.69
Octubre	127.3	42.51	22.11	179.5	174.0	8.16	16.28	6.795	1.185	9.48
Noviembre	82.8	29.43	13.50	136.5	132.8	6.48	15.75	5.528	0.807	10.22
Diciembre	67.9	26.27	12.40	122.3	119.3	5.91	16.28	5.001	0.771	11.27
Año	1814.1	587.06	17.91	2118.8	2045.7	97.27	191.63	80.560	14.444	111.06

Leyendas: GlobHor Irradiación horizontal global
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb T amb.
 GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
 E_User Energía suministrada al usuario
 E_Solar Energía del sol
 E_Grid Energía inyectada en la red
 EFrGrid Energía de la red

Sistema conectado a la red: Gráficos especiales

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera (30%)

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

Principales parámetros del sistema

Orientación campo FV

Módulos FV

Conjunto FV

Inversor

Paquete de inversores

Necesidades del usuario

Tipo de sistema

inclinación

Modelo

Núm. de módulos

Modelo

Núm. de unidades

perfil diario

Sin escena 3D definida, sin sombras

35°

azimut 2°

Mono 440 Wp 72 cells bifacial

440 Wp

120

Pnom total

52.8 kWp

12 kWac inverter

Pnom

12.00 kW ac

4.0

Pnom total

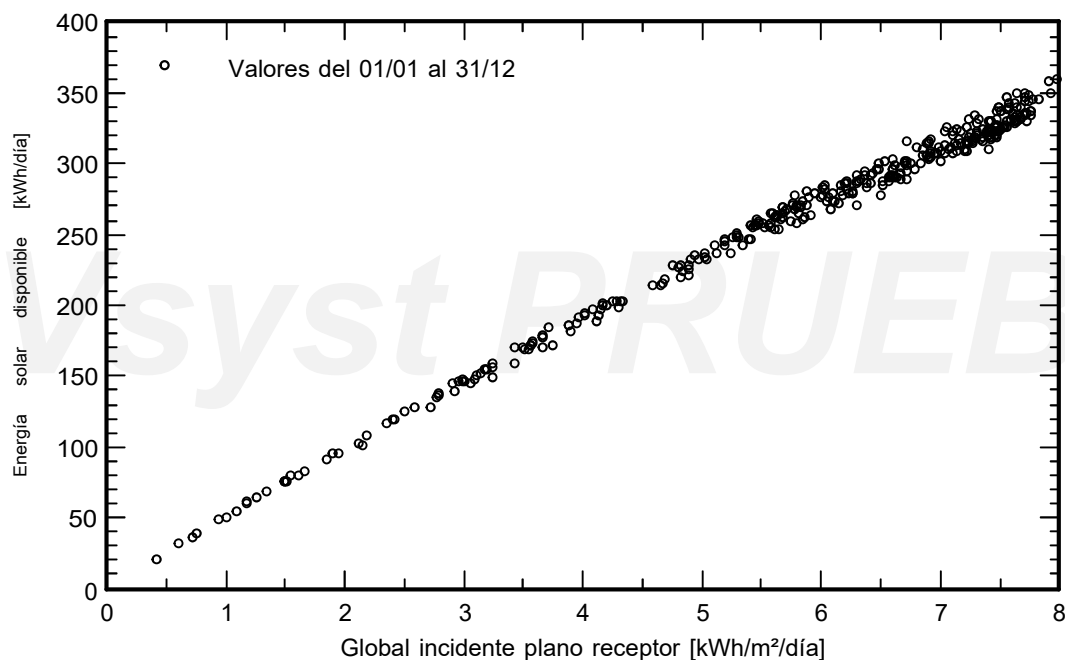
48.0 kW ac

Constante durante el año

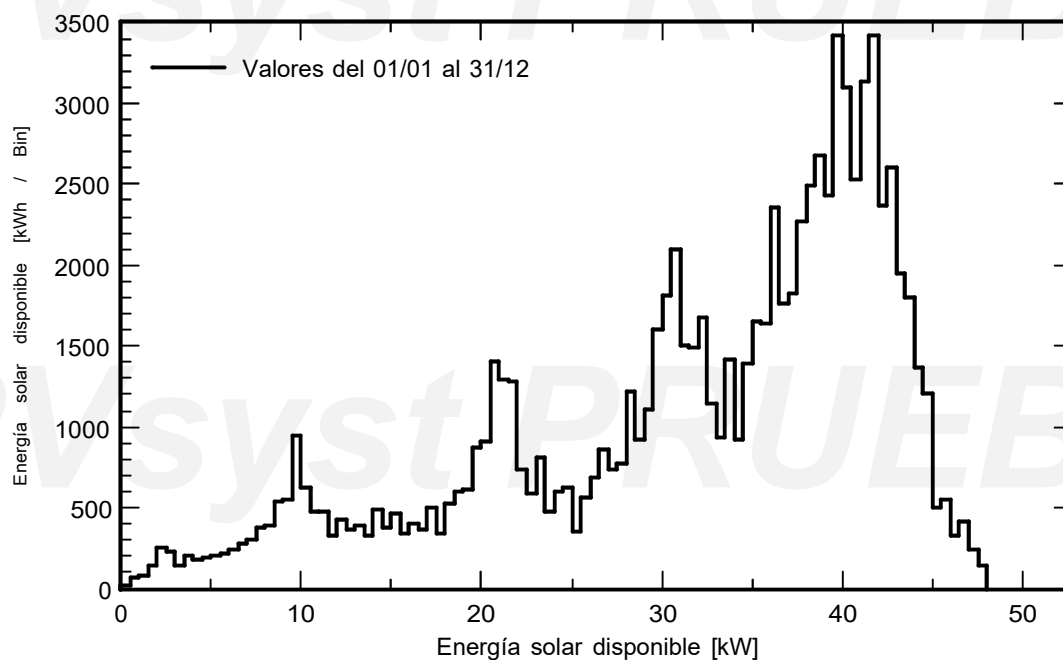
Global

192 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



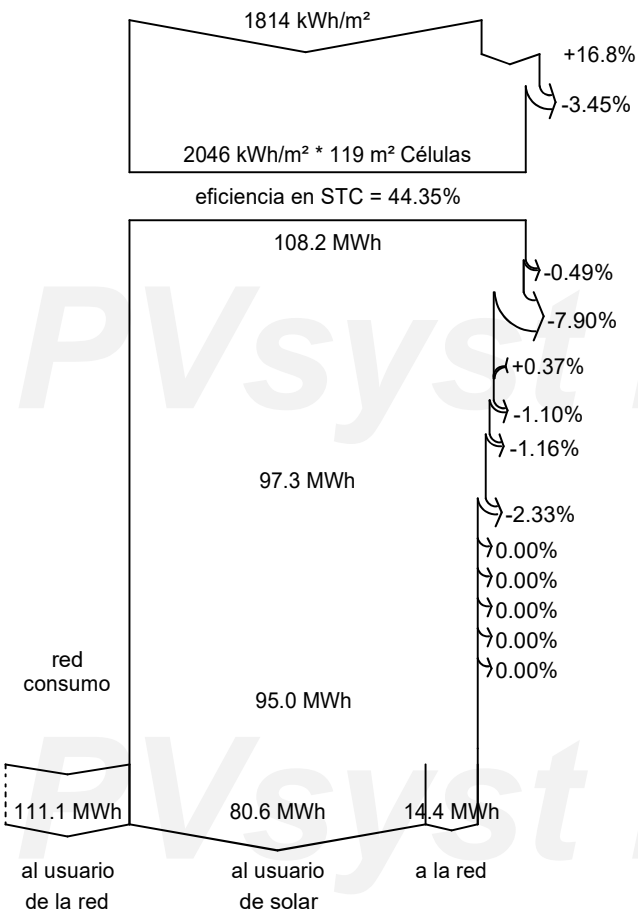
Sistema conectado a la red: Diagrama de pérdida

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera (30%)

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 192 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



- Irradiación horizontal global**
Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en células

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efíc. STC)
Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas
Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP
Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)
Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal
Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima
Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal
Pérdida del inversor debido al umbral de potencia
Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

Sistema conectado a la red: Evaluación P50 - P90

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera (30%)

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 192 MWh/año

Evaluación del pronóstico de probabilidad de producción

La distribución de probabilidad del pronóstico de producción del sistema para diferentes años. depende principalmente en los datos meteo utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

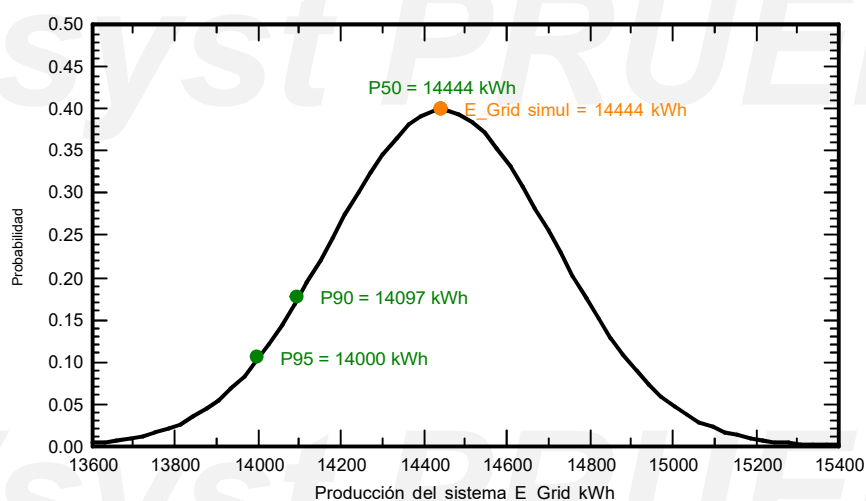
Fuente de datos meteo	PVGIS api TMY		
Datos meteo	Tipo	No definido	Año 1995
Desviación especificada	Desv. anual desde promedio	3 %	
Variabilidad año a año	Varianza	0.5 %	

La varianza de la distribución de probabilidad también depende de algunas incertidumbres de los parámetros del sistema

Desviación especificada	Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %	
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %	
	Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %	
	Incertidumbre de degradación	1.0 %	
Variabilidad global (meteo y sistema)	Varianza	1.9 %	(suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	Variabilidad	0.27 MWh
	P50	14.44 MWh
	P90	14.10 MWh
	P95	14.00 MWh

Distribución de probabilidad



Sistema conectado a la red: CO2 Balance

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera (30%)

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

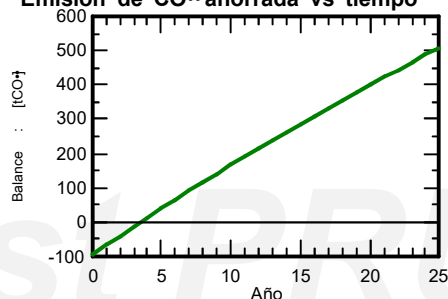
Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 192 MWh/año

Emisiones generadas	Total:	95.20 tCO₂	
	Fuente:	Cálculo detallado de la siguiente tabla:	
Emisiones reemplazadas	Total:	681.7 tCO₂	
	Sistema de producción:	95.00 MWh/año	Toda la vida: 25 años
			Degradación anual: 1.0%
	Emisiones del ciclo de vida de la red:	287 gCO ₂ /kWh	
	Fuente:	Lista IEA	País: Spain
Balance de emisiones de CO₂	Total:	510.6 tCO₂	

Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema:

Artículo	Módulos	Soportes
LCE	1323 kgCO ₂ /kWp	4.40 kgCO ₂ /kg
Cantidad	66.9 kWp	1520 kg
Subtotal [kgCO ₂]	88513	6691

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



PVSYST 7.0.0

20/06/20

Página 1/10

Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera (30%)

Sitio geográfico Alicante País España

Situación Latitud 38.35° N Longitud -0.49° W

Tiempo definido como Hora Legal Zona horaria UT+1 Altitud 68 m

Albedo 0.20

Datos meteo: Alicante PVGIS api TMY - TMY

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

Fecha de simulación 20/06/20 18h13

Parámetros de simulación

Tipo de sistema Sin escena 3D definida, sin sombras

Orientación plano de colector

Inclinación 35° Azimut 2°

Modelos usados

Transposición Perez Difuso Importado

Horizonte

Horizonte libre

Sombreados cercanos

Sin sombreados

Necesidades del usuario :

perfil diario Constante durante el año

promedio 892 kWh/Día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Carga por hora	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	150.0	30.0	50.0	kW
	50.0	35.0	100.0	25.0	52.0	60.0	100.0	65.0	75.0	0.0	0.0	0.0	kW

Características del conjunto FV

Módulo FV

Si-mono Modelo Mono 440 Wp 72 cells bifacial

Base de datos PVsyst original Fabricante Generic

Número de módulos FV En series 10 módulos En paralelo 12 cadenas

Número total de módulos FV núm. de módulos 120 Unidad Nom. Potencia 440 Wp

Potencia global del conjunto Nominal (STC) 52.8 kWp En cond. de funcionam. 48.0 kWp (50°C)

Caract. funcionamiento del conjunto (50°C) U mpp 375 V I mpp 128 A

Área total Área del módulo 269 m² Área celular 119 m²

Inversor

Modelo 12 kWac inverter

Base de datos PVsyst original Fabricante Generic

Características Unidad Nom. Potencia 12.0 kWca Voltaje de funcion. 350-600 V

Potencia máx. (=>25°C) 14.0 kWca

Paquete de inversores Potencia total 48 kWca Proporción Pnom 1.10

Núm. de inversores 4 unidades

Total

Potencia total 48 kWca Proporción Pnom 1.10

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdida térmica

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s

Pérdida óhmica en el cableado

Res. conjunto global 49 m •

Fracción de pérdida 1.5 % en STC

Pérdida de calidad módulo

Fracción de pérdida -0.4 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Fracción de pérdida 1.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Fracción de pérdida 0.10 %

Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

PVsyst Evaluation mode

Traducción sin garantía, Solo el texto en inglés es la referencia.

Sistema conectado a la red: Necesidades detalladas del usuario

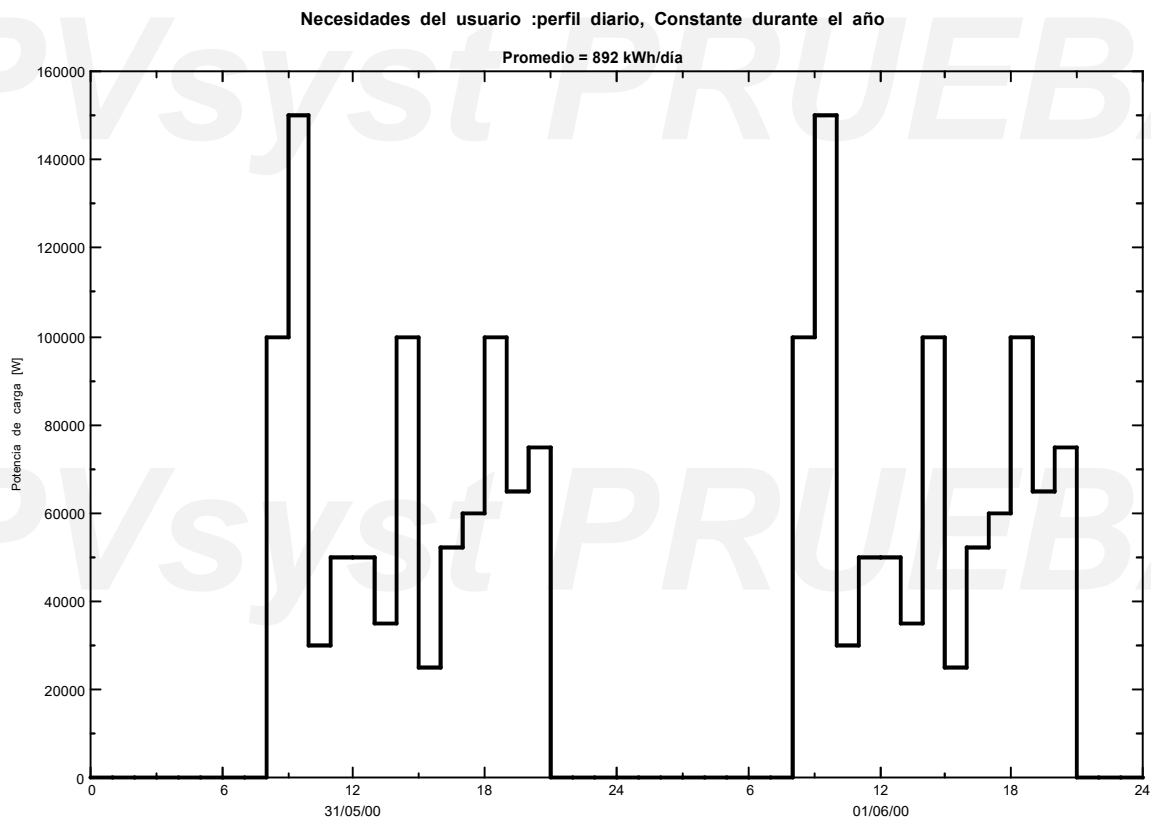
Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera (30%)

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 326 MWh/año

perfil diario, Constante durante el año, promedio = 892 kWh/día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Carga por hora	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	150.0	30.0	50.0	kW
	50.0	35.0	100.0	25.0	52.0	60.0	100.0	65.0	75.0	0.0	0.0	0.0	kW



Sistema conectado a la red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera (30%)

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

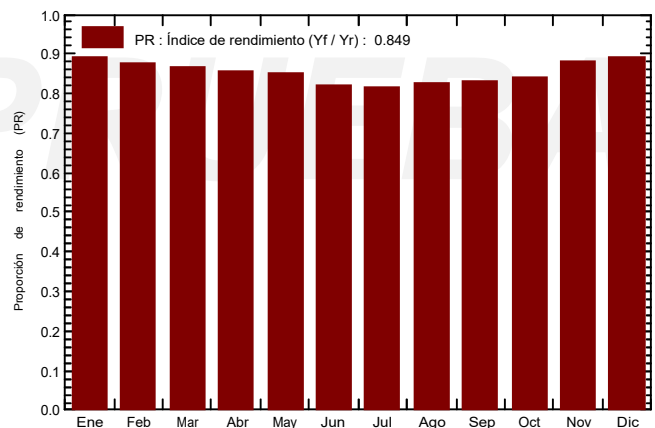
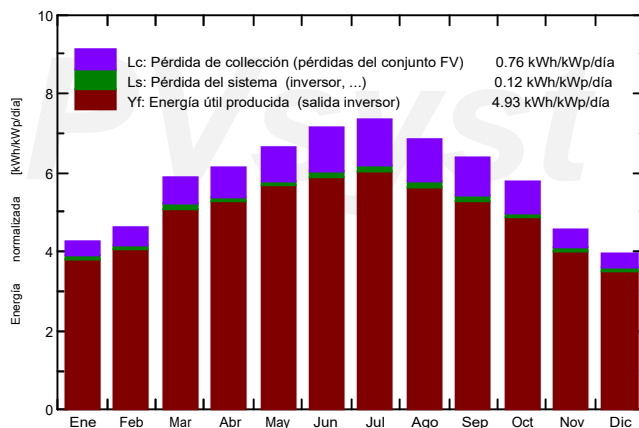
Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 326 MWh/año

Resultados principales de simulación

Producción del sistema	Energía producida	95.00 MWh/año	Prod. específica	1799 kWh/kWp/año
	Proporción de rendimiento (PR)	84.92 %	Fracción solar (SF)	27.51 %
Inversión	Global	152'552.00 EUR	Específico	2.89 EUR/Wp
Costo anual	Anualidades	0.00 EUR/año	Costos de funcionamiento	9'718.95 EUR/año
LCOE		0.08 EUR/kWh	Período de recuperación	4.2 años

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 52.8 kWp

Proporción de rendimiento (PR)



Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

Balances y resultados principales

	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
Enero	76.8	28.30	11.47	132.0	128.8	6.37	27.65	5.946	0.277	21.71
Febrero	89.6	35.79	13.66	130.0	126.5	6.17	24.98	5.730	0.295	19.25
Marzo	145.4	51.06	13.46	182.7	176.8	8.53	27.65	7.849	0.488	19.80
Abril	170.8	66.94	15.78	183.8	177.6	8.53	26.76	7.786	0.538	18.97
Mayo	212.9	70.86	16.62	206.2	198.1	9.50	27.65	8.638	0.637	19.01
Junio	233.3	68.26	23.95	214.6	205.4	9.53	26.76	8.708	0.591	18.05
Julio	242.4	61.31	24.28	228.1	217.9	10.09	27.65	9.233	0.620	18.42
Agosto	204.8	58.12	24.26	212.0	204.0	9.44	27.65	8.623	0.593	19.03
Septiembre	160.2	48.22	23.16	191.1	184.5	8.57	26.76	7.840	0.527	18.92
Octubre	127.3	42.51	22.11	179.5	174.0	8.16	27.65	7.587	0.394	20.07
Noviembre	82.8	29.43	13.50	136.5	132.8	6.48	26.76	6.081	0.254	20.68
Diciembre	67.9	26.27	12.40	122.3	119.3	5.91	27.65	5.560	0.212	22.09
Año	1814.1	587.06	17.91	2118.8	2045.7	97.27	325.58	89.580	5.424	236.00

Leyendas: GlobHor Irradiación horizontal global
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb T amb.
 GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
 E_User Energía suministrada al usuario
 E_Solar Energía del sol
 E_Grid Energía inyectada en la red
 EFrGrid Energía de la red

Sistema conectado a la red: Gráficos especiales

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera (30%)**Variante de simulación :** Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)**Principales parámetros del sistema**

Tipo de sistema

Sin escena 3D definida, sin sombras

Orientación campo FV

inclinación

35°

azimut

2°

Módulos FV

Modelo

Mono 440 Wp 72 cells bifacial

440 Wp

Conjunto FV

Núm. de módulos

120

Pnom total

52.8 kWp

Inversor

Modelo

12 kWac inverter

Pnom

12.00 kW ac

Paquete de inversores

Núm. de unidades

4.0

Pnom total

48.0 kW ac

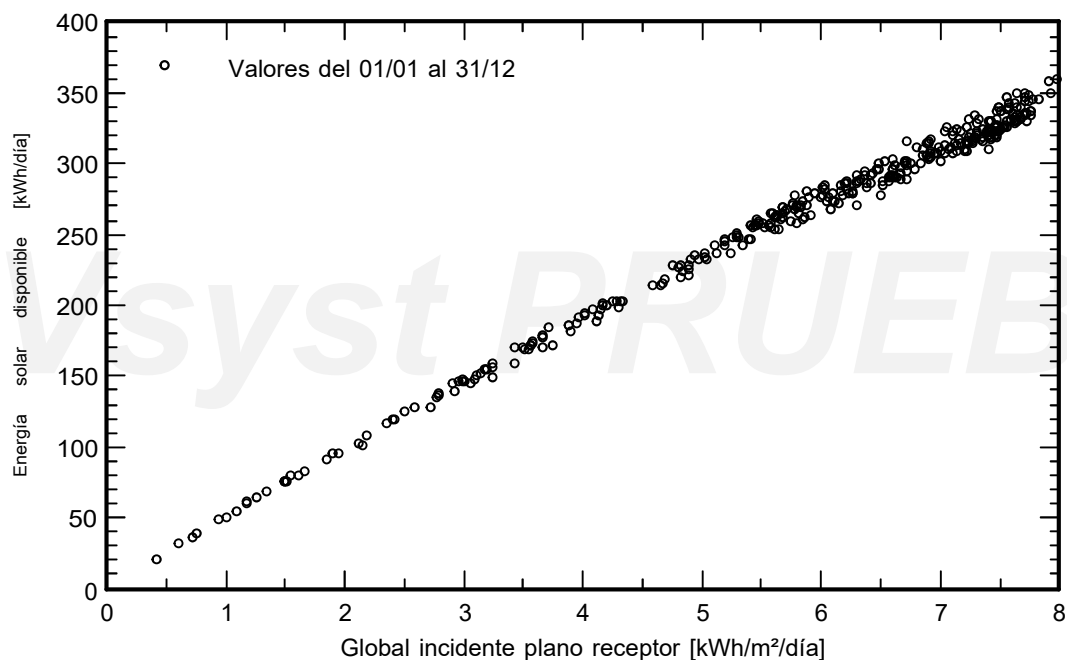
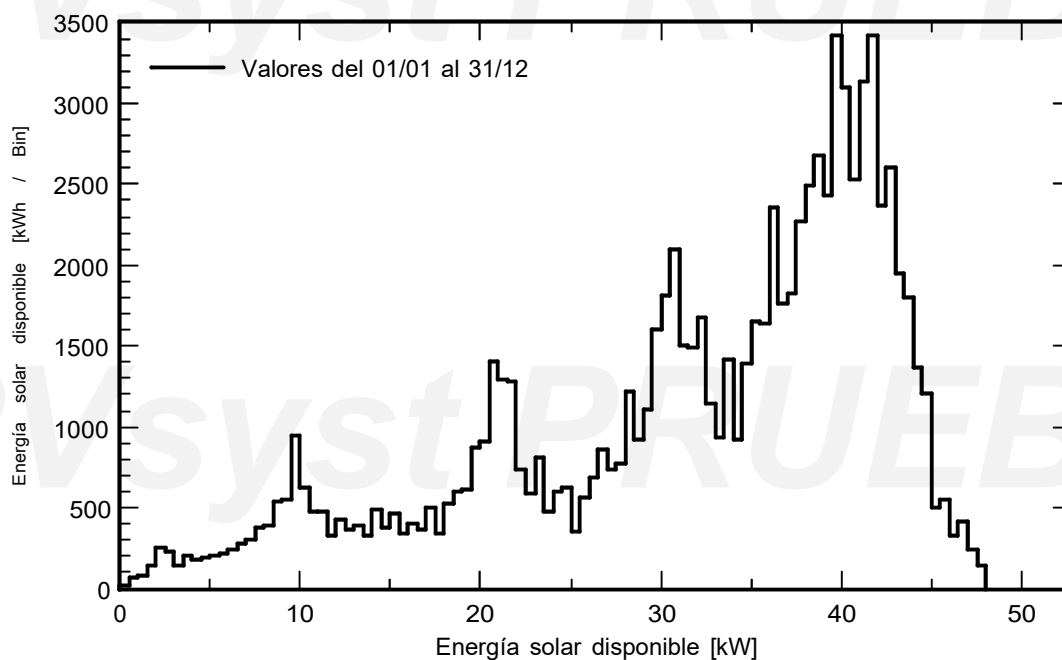
Necesidades del usuario

perfil diario

Constante durante el año

Global

326 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria**Distribución de potencia de salida del sistema**

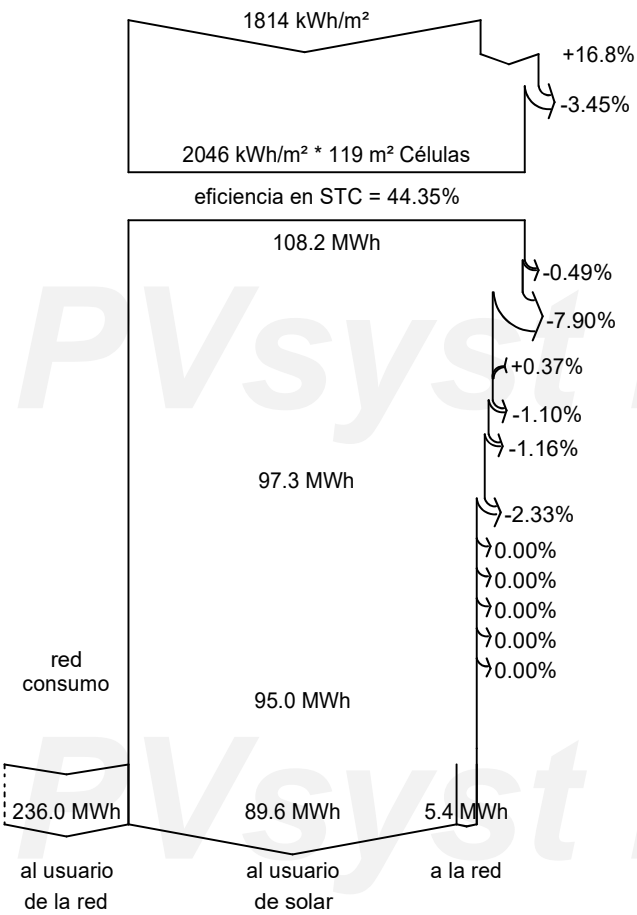
Sistema conectado a la red: Diagrama de pérdida

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera (30%)

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 326 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



- Irradiación horizontal global**
Global incidente plano receptor
- Factor IAM en global
- Irradiancia efectiva en células**
Conversión FV
- Conjunto de energía nominal (con efíc. STC)**
Pérdida FV debido al nivel de irradiancia
Pérdida FV debido a la temperatura.
Pérdida calidad de módulo
Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas
Pérdida óhmica del cableado
- Energía virtual del conjunto en MPP**
Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)
Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal
Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima
Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal
Pérdida del inversor debido al umbral de potencia
Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje
- Energía disponible en la salida del inversor**
- Energía inyectada en la red**

Sistema conectado a la red: Evaluación P50 - P90

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera (30%)

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 30% de utilización, 2 grados)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 326 MWh/año

Evaluación del pronóstico de probabilidad de producción

La distribución de probabilidad del pronóstico de producción del sistema para diferentes años. depende principalmente en los datos meteo utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

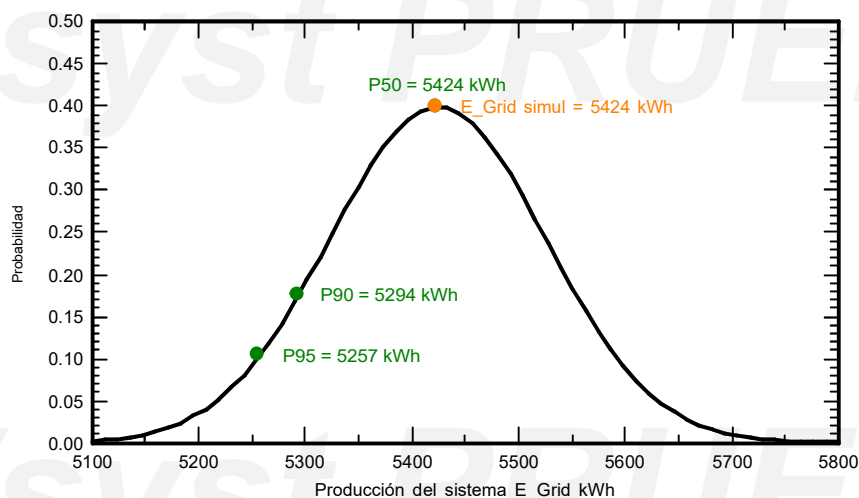
Fuente de datos meteo	PVGIS api TMY		
Datos meteo	Tipo	No definido	Año 1995
Desviación especificada	Desv. anual desde promedio	3 %	
Variabilidad año a año	Varianza	0.5 %	

La varianza de la distribución de probabilidad también depende de algunas incertidumbres de los parámetros del sistema

Desviación especificada	Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %	
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %	
	Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %	
	Incertidumbre de degradación	1.0 %	
Variabilidad global (meteo y sistema)	Varianza	1.9 %	(suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	Variabilidad	0.10 MWh
	P50	5.42 MWh
	P90	5.29 MWh
	P95	5.26 MWh

Distribución de probabilidad



PVSYST 7.0.0		08/06/20		Página 1/10																																																													
Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación																																																																	
Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera																																																																	
Sitio geográfico		Alicante		País España																																																													
Situación		Latitud 38.35° N		Longitud -0.49° W																																																													
Tiempo definido como		Hora Legal Zona horaria UT+1		Altitud 68 m																																																													
Albedo 0.20																																																																	
Datos meteo:		Alicante		PVGIS api TMY - TMY																																																													
Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 80% de utilización)																																																																	
Fecha de simulación		08/06/20 19h27																																																															
Parámetros de simulación																																																																	
Tipo de sistema		Sin escena 3D definida, sin sombras																																																															
Orientación plano de colector		Inclinación 35°		Azimut 2°																																																													
Modelos usados		Transposición Perez		Difuso Importado																																																													
Horizonte		Horizonte libre																																																															
Sombreados cercanos		Sin sombreados																																																															
Necesidades del usuario :		perfil diario Constante durante el año																																																															
promedio		1400 kWh/Día																																																															
		<table><tr><td>0 h</td><td>1 h</td><td>2 h</td><td>3 h</td><td>4 h</td><td>5 h</td><td>6 h</td><td>7 h</td><td>8 h</td><td>9 h</td><td>10 h</td><td>11 h</td><td></td></tr><tr><td>12 h</td><td>13 h</td><td>14 h</td><td>15 h</td><td>16 h</td><td>17 h</td><td>18 h</td><td>19 h</td><td>20 h</td><td>21 h</td><td>22 h</td><td>23 h</td><td></td></tr><tr><td>Carga por hora</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>125.0</td><td>200.0</td><td>100.0</td><td>75.0</td><td>kW</td></tr><tr><td></td><td>200.0</td><td>200.0</td><td>50.0</td><td>75.0</td><td>100.0</td><td>25.0</td><td>50.0</td><td>100.0</td><td>100.0</td><td>0.0</td><td>0.0</td><td>kW</td></tr></table>												0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h		12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h		Carga por hora	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	125.0	200.0	100.0	75.0	kW		200.0	200.0	50.0	75.0	100.0	25.0	50.0	100.0	100.0	0.0	0.0	kW
0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h																																																						
12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h																																																						
Carga por hora	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	125.0	200.0	100.0	75.0	kW																																																					
	200.0	200.0	50.0	75.0	100.0	25.0	50.0	100.0	100.0	0.0	0.0	kW																																																					
Características del conjunto FV																																																																	
Módulo FV		Si-mono		Modelo Mono 440 Wp 72 cells bifacial																																																													
Base de datos PVsyst original		Fabricante		Generic																																																													
Número de módulos FV		En series		10 módulos																																																													
Número total de módulos FV		núm. de módulos		120																																																													
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)		52.8 kWp																																																													
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp		375 V																																																													
Área total		Área del módulo		269 m²																																																													
Inversor		Modelo		12 kWac inverter																																																													
Base de datos PVsyst original		Fabricante		Generic																																																													
Características		Unidad Nom. Potencia		12.0 kWca																																																													
		Potencia máx. (=>25°C)		14.0 kWca																																																													
Paquete de inversores		Potencia total		48 kWca																																																													
		Núm. de inversores		4 unidades																																																													
Total		Potencia total		48 kWca																																																													
				Proporción Pnom 1.10																																																													
Factores de pérdida del conjunto FV																																																																	
Factor de pérdida térmica		Uc (const)		20.0 W/m²K																																																													
		Uv (viento)		0.0 W/m²K / m/s																																																													
Pérdida óhmica en el cableado		Res. conjunto global		49 m •																																																													
Pérdida de calidad módulo		Fracción de pérdida		1.5 % en STC																																																													
Pérdidas de desajuste de módulo		Fracción de pérdida		-0.4 %																																																													
Pérdidas de desajuste de cadenas		Fracción de pérdida		1.0 % en MPP																																																													
Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, n(vidrio)=1.526, n(AR)=1.290		Fracción de pérdida		0.10 %																																																													
		<table><tr><td>0°</td><td>30°</td><td>50°</td><td>60°</td><td>70°</td><td>75°</td><td>80°</td><td>85°</td><td>90°</td></tr><tr><td>1.000</td><td>0.999</td><td>0.987</td><td>0.962</td><td>0.892</td><td>0.816</td><td>0.681</td><td>0.440</td><td>0.000</td></tr></table>												0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°	1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000																																		
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°																																																									
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000																																																									

Sistema conectado a la red: Necesidades detalladas del usuario

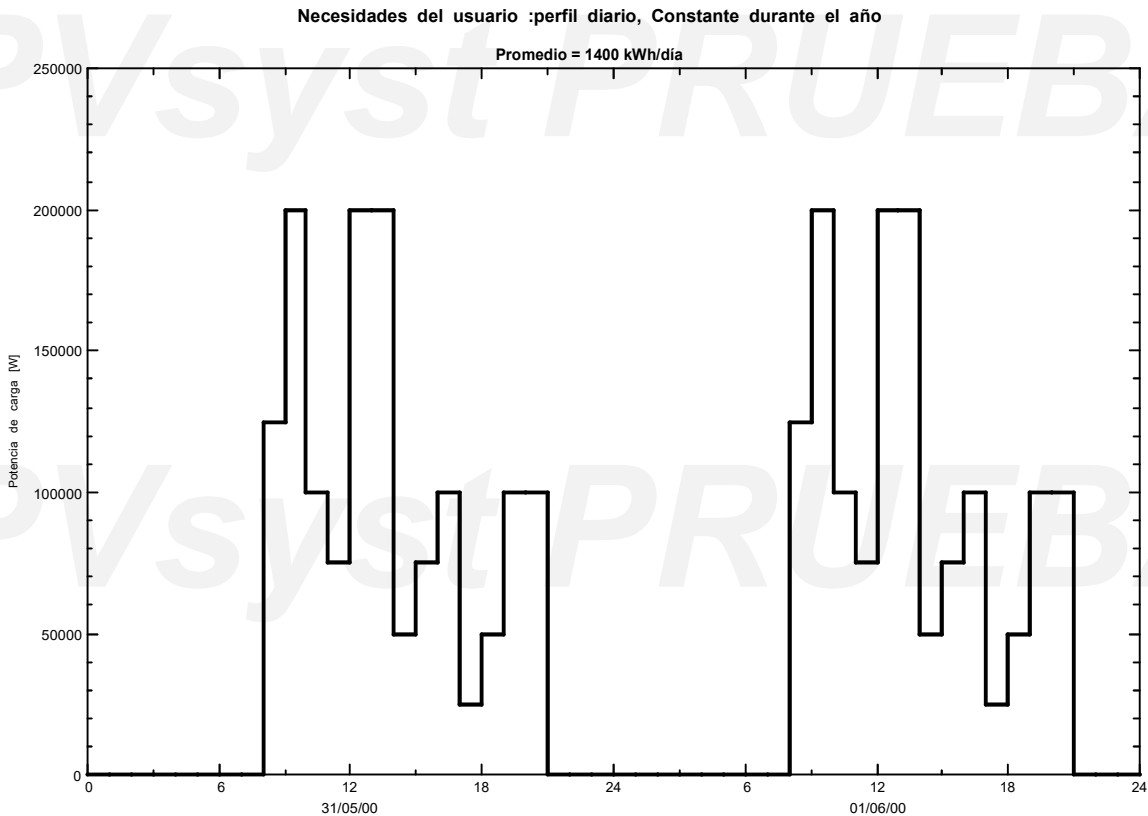
Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 80% de utilización)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 511 MWh/año

perfil diario, Constante durante el año, promedio = 1400 kWh/día

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Carga por hora	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	125.0	200.0	100.0	75.0	kW
	200.0	200.0	50.0	75.0	100.0	25.0	50.0	100.0	100.0	0.0	0.0	0.0	kW



Sistema conectado a la red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 80% de utilización)

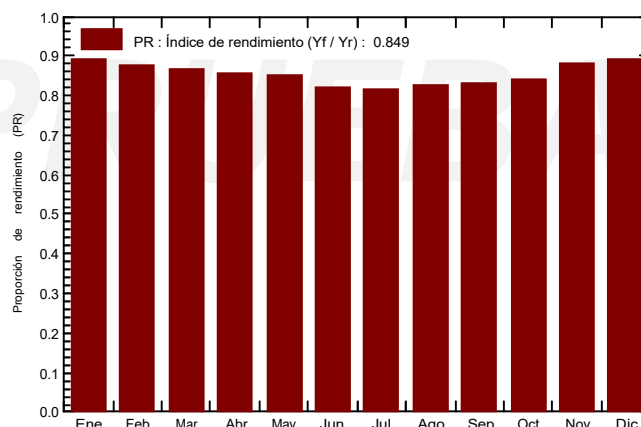
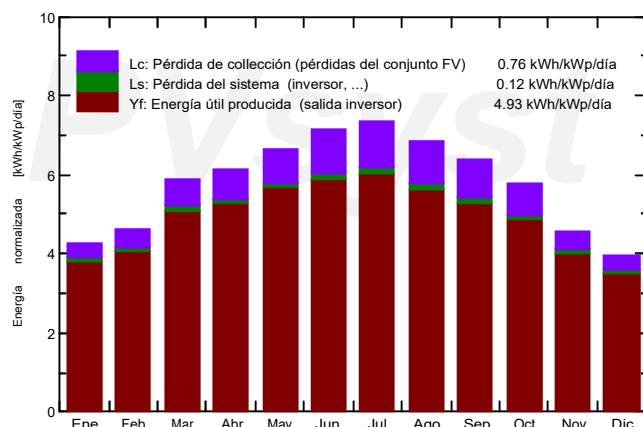
Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 511 MWh/año

Resultados principales de simulación

Producción del sistema	Energía producida	95.00 MWh/año	Prod. específica	1799 kWh/kWp/año
	Proporción de rendimiento (PR)	84.92 %	Fracción solar (SF)	18.52 %
Inversión	Global	152'552.00 EUR	Específico	2.89 EUR/Wp
Costo anual	Anualidades	0.00 EUR/año	Costos de funcionamiento	9'718.95 EUR/año
LCOE		0.08 EUR/kWh	Período de recuperación	3.8 años

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 52.8 kWp

Proporción de rendimiento (PR)



Simulación PV+ RED (con consumo de 80% de utilización)

Balances y resultados principales

	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
Enero	76.8	28.30	11.47	132.0	128.8	6.37	43.40	6.223	0.000	37.18
Febrero	89.6	35.79	13.66	130.0	126.5	6.17	39.20	6.025	0.000	33.17
Marzo	145.4	51.06	13.46	182.7	176.8	8.53	43.40	8.337	0.000	35.06
Abril	170.8	66.94	15.78	183.8	177.6	8.53	42.00	8.282	0.042	33.72
Mayo	212.9	70.86	16.62	206.2	198.1	9.50	43.40	9.185	0.091	34.22
Junio	233.3	68.26	23.95	214.6	205.4	9.53	42.00	9.192	0.107	32.81
Julio	242.4	61.31	24.28	228.1	217.9	10.09	43.40	9.777	0.075	33.62
Agosto	204.8	58.12	24.26	212.0	204.0	9.44	43.40	9.171	0.045	34.23
Septiembre	160.2	48.22	23.16	191.1	184.5	8.57	42.00	8.348	0.018	33.65
Octubre	127.3	42.51	22.11	179.5	174.0	8.16	43.40	7.981	0.000	35.42
Noviembre	82.8	29.43	13.50	136.5	132.8	6.48	42.00	6.335	0.000	35.67
Diciembre	67.9	26.27	12.40	122.3	119.3	5.91	43.40	5.772	0.000	37.63
Año	1814.1	587.06	17.91	2118.8	2045.7	97.27	511.00	94.627	0.377	416.37

Leyendas: GlobHor Irradiación horizontal global
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb T amb.
 GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
 E_User Energía suministrada al usuario
 E_Solar Energía del sol
 E_Grid Energía inyectada en la red
 EFrGrid Energía de la red

Sistema conectado a la red: Gráficos especiales

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 80% de utilización)

Principales parámetros del sistema

Orientación campo FV

Módulos FV

Conjunto FV

Inversor

Paquete de inversores

Necesidades del usuario

Tipo de sistema

inclinación

Modelo

Núm. de módulos

Modelo

Núm. de unidades

perfil diario

Sin escena 3D definida, sin sombras

35°

azimut 2°

Mono 440 Wp 72 cells bifacial

440 Wp

120

Pnom total

52.8 kWp

12 kWac inverter

Pnom

12.00 kW ac

4.0

Pnom total

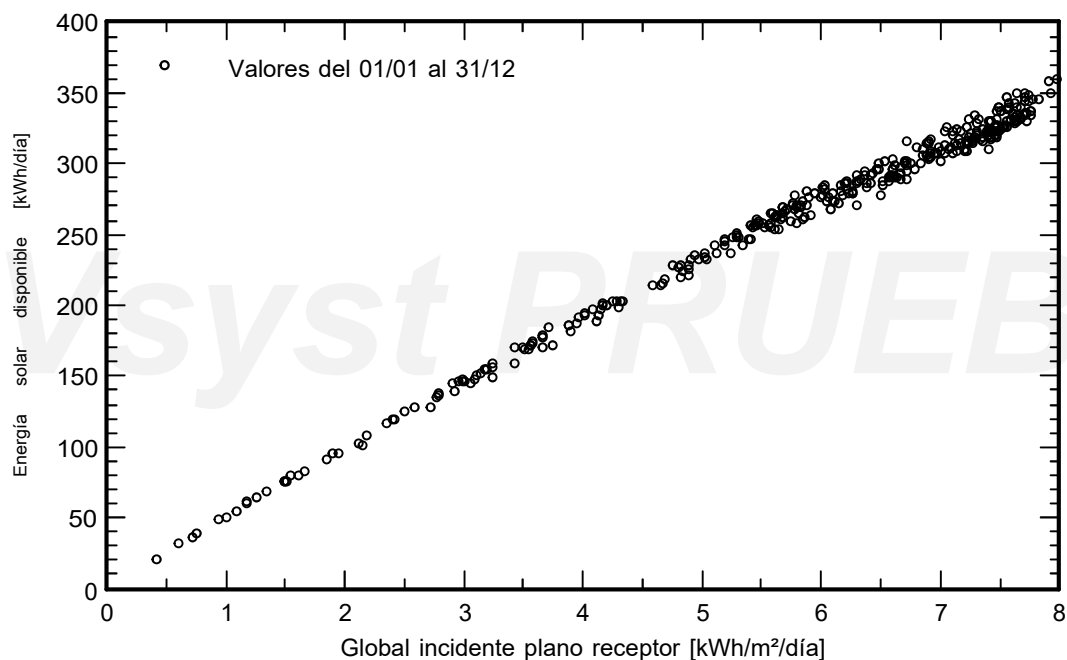
48.0 kW ac

Constante durante el año

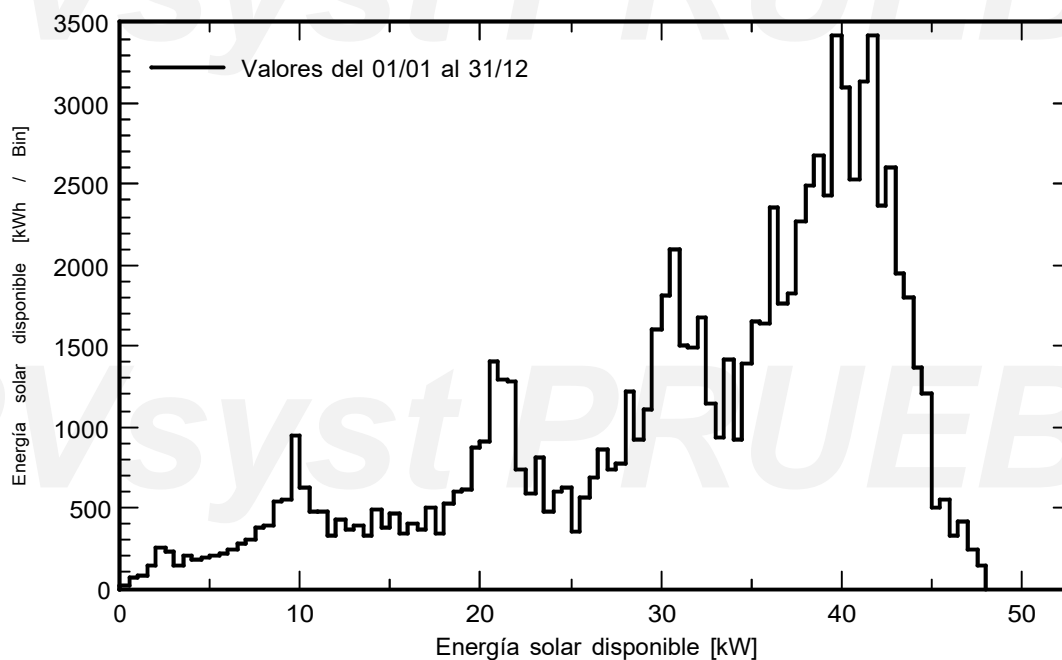
Global

511 MWh/año

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



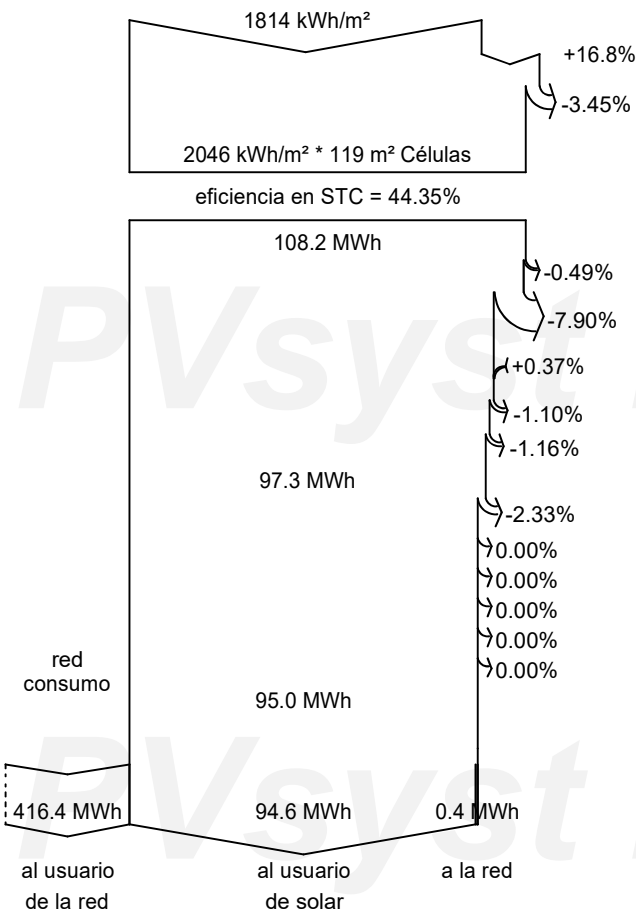
Sistema conectado a la red: Diagrama de pérdida

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 80% de utilización)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 511 MWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año



Irradiación horizontal global
Global incidente plano receptor

Factor IAM en global

Irradiancia efectiva en células

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efíc. STC)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Energía inyectada en la red

Sistema conectado a la red: Evaluación P50 - P90

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 80% de utilización)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 511 MWh/año

Evaluación del pronóstico de probabilidad de producción

La distribución de probabilidad del pronóstico de producción del sistema para diferentes años. depende principalmente en los datos meteo utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

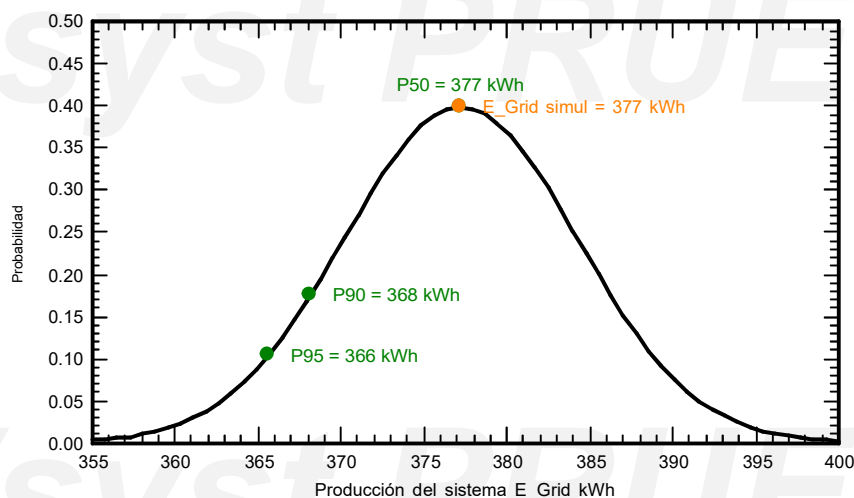
Fuente de datos meteo	PVGIS api TMY		
Datos meteo	Tipo	No definido	Año 1995
Desviación especificada	Desv. anual desde promedio	3 %	
Variabilidad año a año	Varianza	0.5 %	

La varianza de la distribución de probabilidad también depende de algunas incertidumbres de los parámetros del sistema

Desviación especificada	Modelado/parámetros del módulo FV	1.0 %	
	Incertidumbre eficiencia inversor	0.5 %	
	Incertidumbres de suciedad y desajuste	1.0 %	
	Incertidumbre de degradación	1.0 %	
Variabilidad global (meteo y sistema)	Varianza	1.9 %	(suma cuadrática)

Probabilidad de producción anual	Variabilidad	0.01 MWh
	P50	0.38 MWh
	P90	0.37 MWh
	P95	0.37 MWh

Distribución de probabilidad



Sistema conectado a la red: CO2 Balance

Proyecto : Proyecto final, instalación electrolinera

Variante de simulación : Simulación PV+ RED (con consumo de 80% de utilización)

Principales parámetros del sistema	Tipo de sistema	Sin escena 3D definida, sin sombras	
Orientación campo FV	inclinación	35°	azimut 2°
Módulos FV	Modelo	Mono 440 Wp 72 cells bifacial	440 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	120	Pnom total 52.8 kWp
Inversor	Modelo	12 kWac inverter	Pnom 12.00 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	4.0	Pnom total 48.0 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 511 MWh/año

Emisiones generadas	Total:	95.20 tCO₂	
	Fuente:	Cálculo detallado de la siguiente tabla:	
Emisiones reemplazadas	Total:	681.7 tCO₂	
	Sistema de producción:	95.00 MWh/año	Toda la vida: 25 años
			Degradación anual: 1.0%
	Emisiones del ciclo de vida de la red:	287 gCO ₂ /kWh	
	Fuente:	Lista IEA	País: Spain
Balance de emisiones de CO₂	Total:	510.6 tCO₂	

Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema:

Artículo	Módulos	Soportes
LCE	1323 kgCO ₂ /kWp	4.40 kgCO ₂ /kg
Cantidad	66.9 kWp	1520 kg
Subtotal [kgCO ₂]	88513	6691

