



**Universidad**  
Zaragoza

## Trabajo Fin de Máster

Título del trabajo: ANÁLISIS DE DISTINTAS  
POSIBILIDADES DE AUTOCONSUMO  
FOTOVOLTAICO EN CONEXIÓN A RED Y EN  
AISLADO

English tittle: ANALYSIS OF THE DIFFERENT  
POSSIBILITIES OF SELF-CONSUMPTION GRID-  
CONNECTED AND OFF-GRID PHOTOVOLTAIC  
SYSTEMS

Autor/es

ANDRÉS SEBASTIÁN TOSCANO CABRERA

Director/es

RODOLFO DUFO LÓPEZ

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

2019

# **ANÁLISIS DE DISTINTAS POSIBILIDADES DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN CONEXIÓN A RED Y EN AISLADO**

## **RESUMEN**

En la actualidad la generación de energía eléctrica de una forma más sostenible y afable con el medio ambiente constituye uno de los principales retos de la humanidad, siendo la energía solar fotovoltaica una de las principales tecnologías que se están desarrollando y mejorando cada día, todo esto siendo viable económicamente.

El presente trabajo tiene como propósito realizar un análisis de cuatro maneras diferentes de satisfacer una demanda de energía en una vivienda ubicada en Zaragoza – España mediante la utilización del software iHOGA, siendo estas maneras comprando energía eléctrica a la red únicamente, un sistema de autoconsumo fotovoltaico conectado a la red para comprar y vender energía eléctrica, un sistema de autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento de energía en baterías de ion-litio conectado a la red para comprar y vender energía eléctrica y un sistema de autoconsumo fotovoltaico aislado de la red con almacenamiento de energía en baterías de plomo-ácido.

Se han recopilado datos, costes y especificaciones técnicas de paneles solares fotovoltaicos, baterías de ion-litio y plomo-ácido, inversores para instalaciones conectadas a red y aisladas, reguladores, soportes y cableado, seleccionando los más adecuados según sea el tipo de instalación. Además, datos económicos como valores de inflación, intereses, valor del dinero, datos de diferentes tarifas eléctricas en España y seleccionando la más usual, datos de irradiación para la localización geográfica, entre otros.

Finalmente se ha hecho el estudio técnico económico, realizando múltiples variaciones de parámetros y componentes en cada tipo de instalación con el software iHOGA obteniendo varios resultados y evaluando cada uno de ellos se concluye que el caso óptimo es el del sistema fotovoltaico conectado a red al ser el de menor coste.

Posteriormente realizando un análisis de sensibilidad según previsiones de cómo podrían evolucionar los diversos costes de los componentes de las instalaciones o variables económicas en el futuro, siendo esta vez el caso óptimo el del sistema fotovoltaico con baterías conectado a la red.

# TABLA DE CONTENIDOS

## Introducción

### 1. Autoconsumo fotovoltaico conectado a la red

1.1 Autoconsumo fotovoltaico

### 2. Sistemas fotovoltaicos con baterías conectadas a la red

2.1 Mejora del autoconsumo

2.2 Baterías ion-litio vs baterías plomo-ácido

2.3 Funcionamiento del sistema

### 3. Sistemas fotovoltaicos aislados de la red

3.1 Sistemas aislados

### 4. Simulación de los casos de estudio

4.1 Compra de energía a la red

4.2 Autoconsumo fotovoltaico conectado a la red

4.3 Sistema fotovoltaico con baterías conectadas a la red

4.4 Sistema fotovoltaico aislado de la red

### 5. Resultados y Comparaciones

5.1 Resultados

5.1.1 Compra de energía a la red

5.1.2 Autoconsumo fotovoltaico conectado a la red

5.1.3 Sistema fotovoltaico con baterías conectadas a la red

5.1.4 Sistema fotovoltaico aislado de la red

5.2 Comparaciones

### 6. Análisis de sensibilidad

6.1 Caso 1. Compra de energía a la red

6.2 Caso 2. Sistema fotovoltaico conectado a la red

6.3 Caso 3. Sistema fotovoltaico con baterías conectado a la red

6.4 Caso 4. Sistema fotovoltaico aislado de la red

6.5 Valoración final

## Conclusiones

## Anexos

Anexo I. Compra de energía a la red

Anexo II. Sistema fotovoltaico conectado a la red

- Anexo III. Sistema fotovoltaico con baterías conectadas a la red
- Anexo IV. Sistema fotovoltaico aislado de la red
- Anexo V. Especificaciones técnicas de los componentes del sistema fotovoltaico utilizados
- Anexo VI. Análisis de sensibilidad

## **Bibliografía**

# INTRODUCCIÓN

Hoy en día existe una problemática medioambiental en donde la generación de energía eléctrica constituye un gran aporte a la totalidad de emisiones de CO<sub>2</sub> realizadas por el ser humano, por lo que se requiere utilizar formas alternativas, sostenibles y respetuosas con el planeta para generar energía. Una forma de hacerlo es implementar sistemas solares fotovoltaicos ya que es una de las principales tecnologías que se están desarrollando y mejorando cada día.

En el presente estudio se pretende analizar la viabilidad tanto técnica como económica de implementar los diferentes sistemas de autoconsumo solares fotovoltaicos. Todo esto aplicable en España específicamente en Zaragoza capital de acuerdo a la normativa actual relativa al autoconsumo fotovoltaico y a las baterías conectadas a la red, así como respecto a los sistemas aislados. Para ello, entre otras se utilizarán las bases de datos disponibles en la universidad.

En primer lugar se ha realizado una revisión bibliográfica exhaustiva sobre el autoconsumo de energía eléctrica en viviendas y las diversas tecnologías de sistemas solares fotovoltaicos que existen en la actualidad que puedan reemplazar completamente, parcialmente o servir de apoyo a la compra de energía a la red eléctrica.

Según la revisión del arte realizada se procede a la definición de los casos a estudiar en este trabajo. Se han considerado interesantes los siguientes cuatro casos:

- El primer caso no utiliza ningún tipo de sistema solar fotovoltaico, sino que para satisfacer la demanda de energía eléctrica únicamente se compra a la red eléctrica de España. Esto resulta interesante para posteriormente realizar una comparación con los diferentes tipos de instalaciones fotovoltaicas y establecer si estas viables económicamente con respecto a obtenerla directamente de la red.
- El segundo caso es una instalación solar fotovoltaica conectada a la red, esto es que se podrá comprar energía a la red eléctrica cuando la instalación no genere electricidad y sea demandada por la vivienda y en el caso de que sobrase energía en algún momento pueda inyectarse a la red eléctrica y obtener un beneficio económico por parte del propietario de la instalación.
- El tercer caso es una instalación solar fotovoltaica con baterías conectada a la red, que es exactamente la misma instalación del segundo caso pero con la añadidura de un sistema de almacenamiento de energía que en este caso serán baterías de ion-litio (se explicará en secciones posteriores la elección de este tipo de baterías para esta instalación), para guardar el exceso de energía que se produzca y poder utilizarlo en los momentos que el sistema no produce. Además como está conectado a la red se podrá vender y comprar energía a la red como en el caso anterior.

- El cuarto caso es una instalación solar fotovoltaica aislada, es decir que difiere a los anteriores en que no estará conectado a la red, así que para satisfacer la demanda de la vivienda se tendrá únicamente el sistema fotovoltaico con un sistema de apoyo de almacenamiento de energía que en este caso serán baterías de plomo-ácido (se explicará en secciones posteriores la elección de este tipo de baterías para esta instalación), para guardar el exceso de energía que se produzca y poder utilizarlo en los momentos que el sistema no produce.

En cuanto a los distintos componentes necesarios para una instalación solar fotovoltaica se investigaran los diferentes tipos disponibles actualmente y se seleccionarán los que más se adecúen en cada caso según el sistema fotovoltaico. Una vez seleccionados los componentes que se utilizarán se consultarán empresas especializadas para obtener precios actualizados principalmente mediante sus páginas web y además se investigarán también las previsiones de como se espera sea la evolución de estos precios para el futuro próximo y lejano.

Para realizar el estudio se necesita también conocer las diferentes tipos de tarifa de electricidad que existen en España tanto para comprar como para vender a la red eléctrica y según ello establecer una tarifa para los casos que la necesitan. Además se investigarán también algunas variables económicas tales como el precio del dinero, los valores típicos de interés que tendría un préstamo, la inflación del precio de la electricidad, para poder así evaluar la viabilidad económica de todos los sistemas estudiados.

Una vez establecidos los sistemas, sus componentes, sus costes y las variables económicas se procederá a realizar la simulación de cada uno con el software iHOGA, obteniendo así múltiples soluciones.

Se evalúan los diferentes resultados obtenidos, enfocándose especialmente en la solución óptima de cada caso para realizar una comparación y establecer cuál es la mejor opción de las cuatro desde el punto de vista económico teniendo en cuenta también el aspecto medioambiental, es decir las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas.

Al vivir en un mundo que se encuentra en constantes cambios y al estar en desarrollo día a día la tecnología, como se ha dicho antes es previsible que los costes de los componentes de los sistemas fotovoltaicos cambien sus costes en un futuro a corto y largo plazo, así que se cree conveniente realizar un análisis de sensibilidad de las variables más influyentes en el sistema. En primer lugar se tendrán en cuenta las variables económicas que podrían ser inferiores o superiores en el futuro y en segundo lugar el coste de los componentes que se prevé que al desarrollarse más estas tecnologías se abaraten sus costes en el futuro.

En las posteriores secciones se describen con mayor amplitud los aspectos más importantes de los diferentes tipos de sistemas solares de autoconsumo fotovoltaico

mencionados. Se explicará también con mayor exactitud como estarán constituidos cada tipo de instalación y los componentes elegidos que los conforman, así como también se describirán con mayor amplitud los resultados obtenidos, sus comparaciones, el análisis de sensibilidad y finalmente se extraerán las conclusiones que deriven de todo el estudio realizado.

El trabajo consta también de seis anexos en los que se explica más detalladamente el proceso de cómo se ha trabajado con el programa y los pasos que se han seguido para realizar la simulación con el software iHOGA, soluciones óptimas de todos los casos con más detalles y además todos los resultados obtenidos después de realizar el análisis de sensibilidad. Finalmente se tiene también un anexo específico en donde se tienen imágenes de los componentes empleados en el estudio de los diferentes casos y sus especificaciones técnicas.

# 1. AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

## 1.1 AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Para definir un autoconsumo fotovoltaico, se tiene un perfil esquemático típico de producción y consumo de electricidad de un día cualquiera a lo largo del año como se muestra en la figura 1.1, en la que se observan tres zonas. La zona A representa la demanda de electricidad neta total, la zona B representa la producción total de electricidad mediante una instalación fotovoltaica y la zona C de solapamiento entre ambas es la que se utiliza directamente dentro del edificio [1].

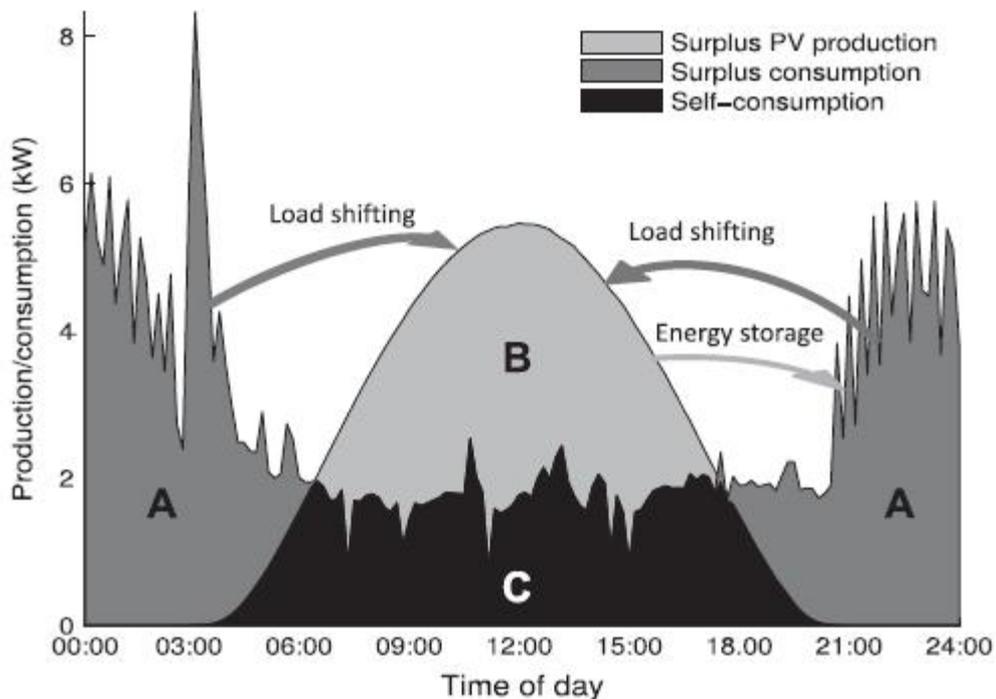


Figura 1.1. Perfil esquemático de consumo y producción de energía fotovoltaica.  
Fuente: Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. [1]

Así, se definen dos parámetros:

El autoconsumo, es la parte de la energía autoconsumida en relación con la producción total, representado en la expresión (1.1)

$$\text{Autoconsumo} = \frac{C}{B + C} \quad (1.1)$$

La autosuficiencia, es el grado en que la generación in situ es suficiente para llenar las necesidades de energía del edificio, representada en la expresión (1.2):

$$\text{Autosuficiencia} = \frac{C}{A + C} \quad (1.2)$$

En sistemas conectados a la red eléctrica, el autoconsumo depende de la legislación vigente. Hay países que permiten el balance neto (“net metering”) mientras que en otros se aplica la facturación neta (“net billing”) [2]. En España actualmente la reglamentación en vigor permite la facturación neta según el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica [3].

En el trabajo de Goel y Sharma de 2017 [4] se compara el funcionamiento de diversos sistemas fotovoltaicos aislados de la red, conectados a la red y sistemas híbridos en todo el mundo.

## **2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON BATERÍAS CONECTADAS A LA RED**

### **2.1 MEJORA DEL AUTOCONSUMO**

Se tiene como objetivo maximizar la autosuficiencia para cada sistema, es decir, reduciendo al mínimo la cantidad de electricidad que se compra a la red, que a su vez maximiza el autoconsumo fotovoltaico de electricidad [5].

Existen algunos métodos para realizar esta mejora, de los que uno de los más interesantes es el almacenamiento de energía. Hay varias técnicas para almacenar energía en el mercado, que dependen de parámetros como: rendimientos, coste, máxima potencia, capacidad de almacenamiento de energía, densidad de energía, tiempo de almacenamiento, tiempo de respuesta, eficiencia, número de ciclos de vida, auto-descarga y madurez de la tecnología [5].

Para los sistemas fotovoltaicos residenciales, las baterías son las más adecuadas para el almacenamiento de la electricidad. Las baterías en general tienen una alta eficiencia, si bien depende del tipo de tecnología [6].

Hoy en día, los costes de un sistema de almacenamiento de batería son altos, lo cual es un inconveniente importante. Hay algunas tecnologías de baterías disponibles en el mercado adecuados para el almacenamiento de electricidad residencial, por ejemplo de plomo-ácido, ion-litio (Li-ion), de níquel-cadmio (NiCd) e hidruro metálico de níquel (NiMH). De éstas, actualmente las de plomo-ácido y las de ion-litio son las más utilizadas para esta aplicación [7].

### **2.2 BATERÍAS ION-LITIO VS BATERÍAS PLOMO-ÁCIDO**

En los últimos años hemos visto aparecer con fuerza las baterías de litio aplicadas a la energía solar. Sin embargo, a pesar de las múltiples ventajas que presenta la batería de litio con respecto a la batería tradicional de plomo ácido, son pocos los usuarios que se deciden actualmente por la tecnología de litio [8].

Si comparamos los precios de una batería de litio y una de plomo-ácido, obviamente la batería de litio es mucho más costosa. [8].

Sin embargo, si se hace una comparación técnica entre baterías genéricas de ambos tipos, se tiene la tabla 1.1.

	<b>Ion-Litio</b>	<b>Plomo-Ácido</b>
Mantenimiento	Revisión básica anual	Limpieza de bornes, control de carga, carga mensual de mantenimiento, añadido de agua 4 veces al año
Capacidad de ampliación	Pueden ampliarse en cualquier momento de la vida útil de la batería	Las baterías plomo-ácido no conviene ampliarlas en ningún momento porque las baterías nuevas trabajan más intensamente y rápidamente se igualan a las ya usadas.
Eficiencia de carga	97%	85%
Autodescarga	Prácticamente nula	5% mensual
Capacidad de descarga profunda	90%	60%
Garantía	10 años	2 años
Rapidez de carga	prácticamente no tienen límite de velocidad de carga	Se deben cargar con entre un 10 y un 20% de su capacidad nominal, y el último 15 % de capacidad de carga (etapa de absorción) se realiza de una manera muy lenta e ineficiente. Por lo tanto para cargarlas completamente se necesitan entre 9 y 12 horas aproximadamente.
Emisión de gases	No emiten gases	Emiten gases corrosivos por lo que deben ser instaladas en lugares muy ventilados.

Tabla 1.1 Comparación entre baterías genéricas ion-litio y plomo-ácido. [9]

Como vemos el ion-litio es una tecnología mucho más eficiente que las baterías de plomo-ácido usuales. A esto hay que sumar que la carga de la batería de litio es mucho más rápida y por lo tanto con la misma cantidad de placas solares podemos acumular más energía en un determinado tiempo [9].

En cuanto a los aspectos negativos cabe destacar que el litio es un mineral cuya distribución, en contraposición al plomo, está concentrado en unos pocos países del mundo por lo que puede crear una dependencia energética de estos, tal como la que tenemos ahora con el petróleo. Su precio, igual que el petróleo, podría verse afectado en el futuro por posibles inestabilidades en estos países. Actualmente el principal inconveniente de las baterías de litio frente a las de plomo-ácido es el precio. El coste del kWh de capacidad es muy superior en litio que en plomo-ácido. Aunque las baterías de litio en general pueden realizar muchos más ciclos en su vida útil (del orden de 2 a 5 veces, dependiendo del tipo de tecnología), el coste por kWh de energía ciclada de las

baterías de litio sigue siendo superior al coste por kWh de energía ciclada por las baterías de plomo-ácido [10].

## **2.3 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA**

Las baterías comienzan a cargarse cuando la producción de energía fotovoltaica supera el consumo de energía. Esto significa que las baterías podrían estar completamente cargadas antes de la producción de potencia máxima del día, que normalmente se produce alrededor del mediodía. Esto depende en gran medida de la relación entre el tamaño del sistema fotovoltaico y la capacidad total de la batería. El almacenamiento de la batería en este caso se usa principalmente para aumentar el autoconsumo del sistema, es decir, para utilizar dicha energía cuando no se tenga una generación de electricidad mediante el sistema fotovoltaico y así reducir la compra de energía a la red, o incluso inyectar energía eléctrica sobrante a la red y obtener o no retribución económica según sea la legislación aplicada [11].

En bloques posteriores se realizará la simulación de este caso con datos numéricos y se observará el comportamiento de este sistema frente a otros.

## **3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS DE LA RED**

### **3.1 SISTEMAS AISLADOS**

Una instalación solar fotovoltaica aislada normalmente requiere el almacenamiento de la energía fotovoltaica generada en acumuladores solares o baterías para poder utilizarla durante las 24 horas del día y son ideales en regiones donde la conexión a la red eléctrica no es posible o no está prevista debido a los altos costes de desarrollo de la construcción de los sistemas eléctricos de la línea, especialmente en las zonas rurales remotas [12].

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas generalmente se diferencian por su tensión del sistema (corriente continua o corriente alterna). En los sistemas off-grid acoplados en corriente continua, el panel solar se conecta a través de reguladores de carga de CC/ CC y en un sistema aislado realizado en corriente alterna se utiliza un inversor fotovoltaico convencional para inyectar corriente a la red eléctrica [12].

La instalación de un sistema fotovoltaico aislado debe ser debidamente planificada, estudiada y diseñada, teniendo en cuenta, principalmente, estos cinco factores:

- La potencia de conexión necesaria,
- El consumo de energía,
- El tipo de consumo (corriente continua, alterna, monofásica, trifásica, etc.),
- El período de uso,
- La localización y el clima. [13]

En capítulos posteriores se realizará un estudio de sistemas fotovoltaicos aislados con almacenamiento utilizando baterías de plomo-ácido para compararlas con los otros dos sistemas fotovoltaicos descritos anteriormente, ya que usualmente se suelen utilizar este tipo de baterías para este sistema.

## 4. SIMULACIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO

### 4.1 COMPRA DE ENERGÍA A LA RED

El estudio se realiza para una vivienda en Zaragoza capital en donde el consumo de energía media anual es de 10,66 kWh/día.

La energía para cubrir la demanda se compra a la red a un coste variable según la fecha del año y la hora del día. La energía se compra al precio horario de la tarifa 2.0 A (la tarifa estándar) más el peaje de acceso. El peaje de acceso es un valor fijo para todo el año, en 2018 fue de 0,044027 €/kWh. Estos costes de la energía (PVPC) han sido obtenidos de la web de la Red Eléctrica de España y del *esios* (Sistema de información del operador del sistema) [14], tomándolos desde el 01/01/2018 hasta el 31/12/2018, siendo estos los últimos datos registrados en la web. En la figura 4.1 se observa como varía cada hora a lo largo del año.

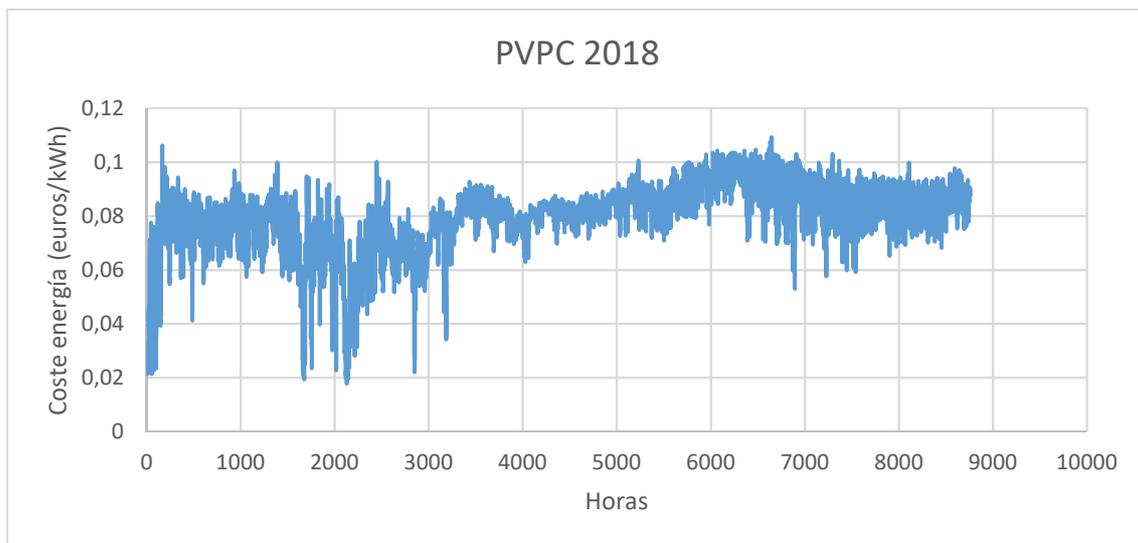


Figura 4.1 Coste de la energía eléctrica en 2018

Al realizar la simulación se considera que una inflación del precio de la electricidad prudente es de un 3% para realizar también simulaciones con inflaciones menores y observar como cambiarían los resultados.

Los resultados se muestran en el apartado 5, donde se comparan con los resultados de las otras configuraciones.

### 4.2 AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

El estudio para este caso se realiza en la misma vivienda, en la misma localización geográfica y con el mismo consumo para realizar comparaciones.

Los datos de irradiación utilizados han sido obtenidos de la base de datos de la NASA [15], con las coordenadas geográficas de latitud 41,65° y longitud -0,87°.

La energía sobrante se inyecta a la red y se vende al precio medio horario (PMH) resultado de la casación del pool, que es un coste variable según la fecha del año y la hora del día. Así mismo, la energía requerida cuando el sistema fotovoltaico no satisface la demanda se compra a la red también a un coste variable según la fecha del año y la hora del día como en el caso anterior [14]. En la figura 4.2 se observa como varían ambos costes cada hora a lo largo del año y que el PMH (rojo) es menor que el PVPC (azul).

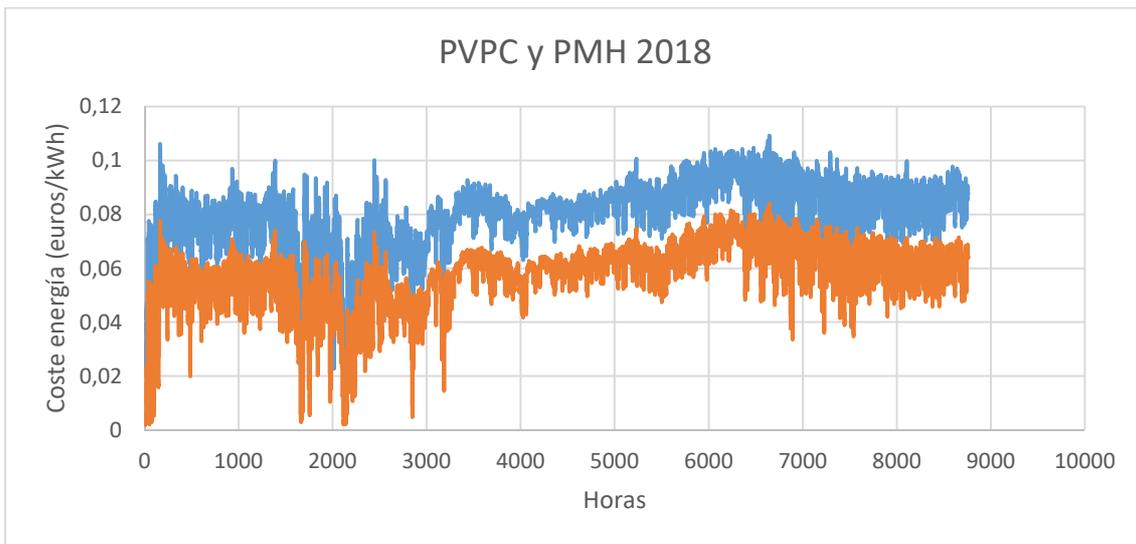


Figura 4.2 Precio de compra de energía eléctrica y precio medio horario de venta en 2018.

El esquema del sistema fotovoltaico para este caso se observa en la figura 4.3.

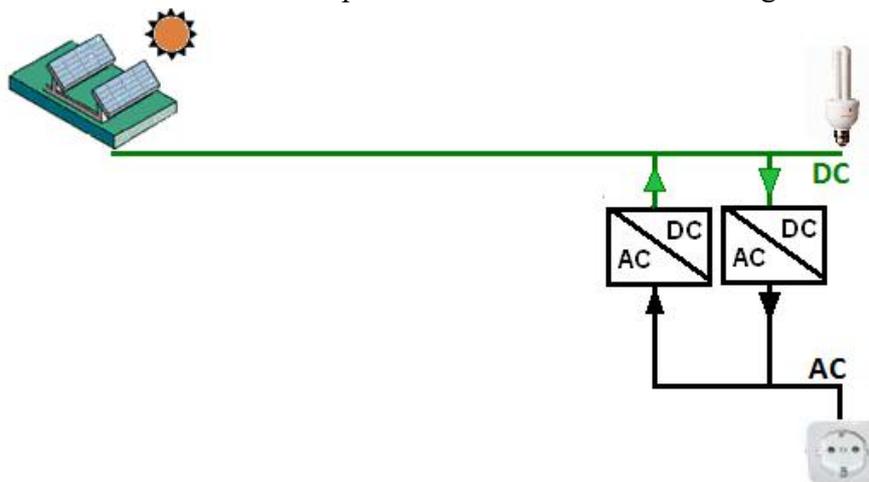


Figura 4.3 Sistema fotovoltaico conectado a la red.

En el mercado se tienen diversos tipos de paneles fotovoltaicos y de fabricantes, de los que han sido elegidos los CANADIAN CS3U-335, al ser este un fabricante reconocido por tener certificaciones internacionales de calidad, seguridad y rendimiento y al

considerar que estos paneles fotovoltaicos policristalinos diseñados para una instalación conectada a red tienen una alta eficiencia con baja radiación solar y una buena relación calidad – precio. El coste de cada panel es de 215 euros y de la estructura que lo soporta de 6 módulos fotovoltaicos es de 381 euros, extrapolando a un módulo serían aproximadamente 63,5 euros. Finalmente se tiene que el coste de módulo fotovoltaico más soporte sería de 278,5 euros [16]. Cabe aclarar que no se tendrán en cuenta costes de operación y mantenimiento, ya que serán realizados por el residente de la vivienda. Las especificaciones técnicas de este modelo de panel fotovoltaico se recogen en el Anexo V.

En primera instancia, antes de realizar la simulación se han elegido 4 inversores para que el programa determine cuál es la mejor opción. Todos los inversores son de la marca SOLAX del tipo X1, variando únicamente su potencia, teniendo así el 1.1 de potencia 110 VA, el 1.5 de potencia 150 VA, el 2.0 de potencia 200 VA y el 3.6 de potencia 360 VA. Los costes de los inversores son aproximadamente de 389, 420, 460 y de 779 euros respectivamente [17]. Las especificaciones técnicas de estos inversores se recogen en el Anexo V.

Una vez introducidas todas las variables y características de los equipos descritos necesarios se procede a tener una primera aproximación, para obtener el número máximo de componentes en colocados en paralelo. Según el predimensionamiento obtenido del programa, en este caso se tienen un máximo de 4 paneles fotovoltaicos en paralelo.

A continuación, se imponen restricciones sobre la energía máxima no servida por el sistema. En este caso se ha dispuesto que la demanda sea satisfecha al 100% y que la energía mínima renovable sea 0% para el caso en el que solo se obtenga energía de la red.

Para realizar el estudio se requieren también datos económicos, entre los que se establecen los siguientes:

- El precio del dinero según el ReICAZ (Real e ilustre colegio de abogados de Zaragoza) para el año 2019 es del 3% [18].
- La inflación en España según Bankinter en el año 2019 es del 0,8% y las previsiones para el 2020 sería del 1,1% y para el 2021 sería del 1,5%, así que observando que la inflación subiría se opta por establecerla en 1,6% para tener valores conservadores [19].
- La inflación estimada para el precio de la electricidad de la red es de 3%.
- Los costes de cableado, instalación y costes variables iniciales se han dejado en 300 euros + el 0,2% inicial por ser valores típicos de este tipo de instalaciones.
- Se supone también que se realiza un préstamo para cubrir la inversión inicial de la instalación. Se cree conveniente fijar como cantidad prestada el 80% de la inversión inicial con una tasa de interés del 7% a un plazo de 10 años.

Los resultados se muestran en el apartado 5, donde se comparan con los resultados de las otras configuraciones.

### 4.3 SISTEMA FOTOVOLTAICOS CON BATERÍAS CONECTADAS A LA RED

El estudio para este caso se realiza en la misma vivienda, en la misma localización geográfica y con el mismo consumo para realizar comparaciones.

Así mismo, la energía sobrante se podrá vender a la red cuando sobre o comprar a la red cuando se necesite con los mismos precios establecidos en el caso anterior.

El esquema del sistema fotovoltaico para este caso se observa en la figura 4.4.

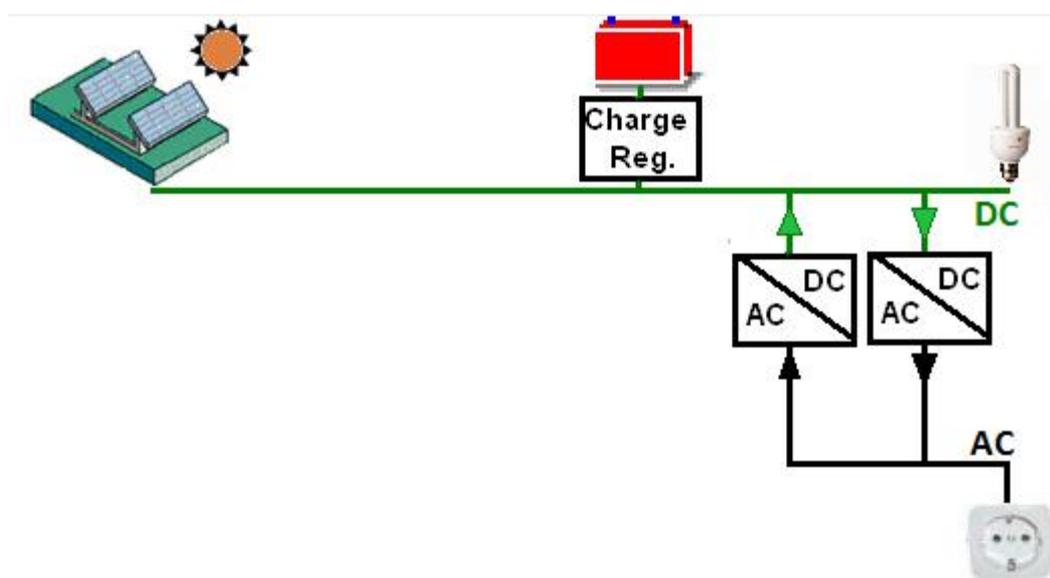


Figura 4.4 Sistema fotovoltaico con baterías conectado a la red.

Los paneles fotovoltaicos utilizados son también del modelo CANADIAN CS3U-335, ya que son válidos también para este tipo de instalación.

En el mercado se tienen diversos tipos y fabricantes de baterías para sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Para realizar este caso se han tenido en cuenta tres baterías de diferentes fabricantes con similares características, todas ellas del tipo ion-litio siendo el programa el que elija cual es la que mejor se adapte a este sistema y de mejores resultados. La primera es una LG Chem: RESU 3.3 que tiene un coste de 3400 euros y una vida útil de 15 años [20], la segunda es BYD: B-Box Pro 2.5 que tiene un coste de 2000 euros [21] y una vida útil de 10 años y la tercera es Pylontech US2000B Plus que tiene un coste de 1175 euros y una vida útil de 10 años [22]. Para reducir costes se supone que la operación y el mantenimiento serán realizados por el residente de la vivienda, es decir no se asumen estos costes como 0 euros. Las especificaciones técnicas de estas baterías se recogen en el Anexo V. Se ha optado por baterías de litio en los sistemas de conexión a red por su elevada corriente de carga/descarga, posibilitando cargarlas completamente en pocas horas, además de su elevado número de ciclos de vida.

Se plantea utilizar un único inversor para los paneles fotovoltaicos y las baterías, dejando que el programa escoja entre las dos opciones que se proponen:

- La primera opción es utilizar el inversor de marca y modelo Voltronic: MKS 3K 48 que lleva incorporado cargador para la carga de las baterías y regulador para transformar AC/DC y que tiene un coste de 590 euros [23].
- La segunda opción es utilizar el inversor de marca y modelo STECA: XPC 1600-48 que lleva incorporado cargador para la carga de las baterías pero no regulador y tiene un coste de 1440 euros [24]. Así que se necesitaría un regulador para transformar AC/DC, dando la opción al programa que elija entre 3 tipos de reguladores. El primero es un STECA: TAROM 440 con coste de 298 euros, el segundo un STECA: P TAROM 4055 con un coste de 1500 euros y el tercero STECA: P TAROM 4140 con un coste de 2215 euros [25].

Las especificaciones técnicas de estos componentes se recogen en el Anexo V.

Una vez introducidas todas las variables y características de los equipos descritos necesarios se procede a tener una primera aproximación, para obtener el número máximo de componentes en colocados en paralelo. Según el predimensionamiento obtenido del programa, en este caso se tienen un máximo de 11 paneles fotovoltaicos en paralelo y un máximo de 38 baterías en paralelo.

A continuación, se imponen restricciones sobre la energía máxima no servida por el sistema. En este caso se ha dispuesto que la demanda sea satisfecha al 100%, que la energía mínima renovable sea 0% para el caso en el que solo se obtenga energía de la red.

Los datos económicos utilizados en este caso son idénticos a los de caso anterior.

Los resultados se muestran en el apartado 5, donde se comparan con los resultados de las otras configuraciones.

#### **4.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO DE LA RED**

El estudio para este caso se realiza en la misma vivienda, en la misma localización geográfica y con el mismo consumo para realizar comparaciones.

En este caso la energía que no es consumida al momento de generarla mediante los paneles fotovoltaicos es almacenada en los bancos de baterías, ya que al ser un sistema aislado de la red se necesitará esa energía almacenada para cuando no se tenga generación fotovoltaica y si hubiese alguna energía sobrante que no se almacene se perdería ya que no se podría inyectar a la red.

El esquema del sistema fotovoltaico para este caso se observa en la figura 4.5.

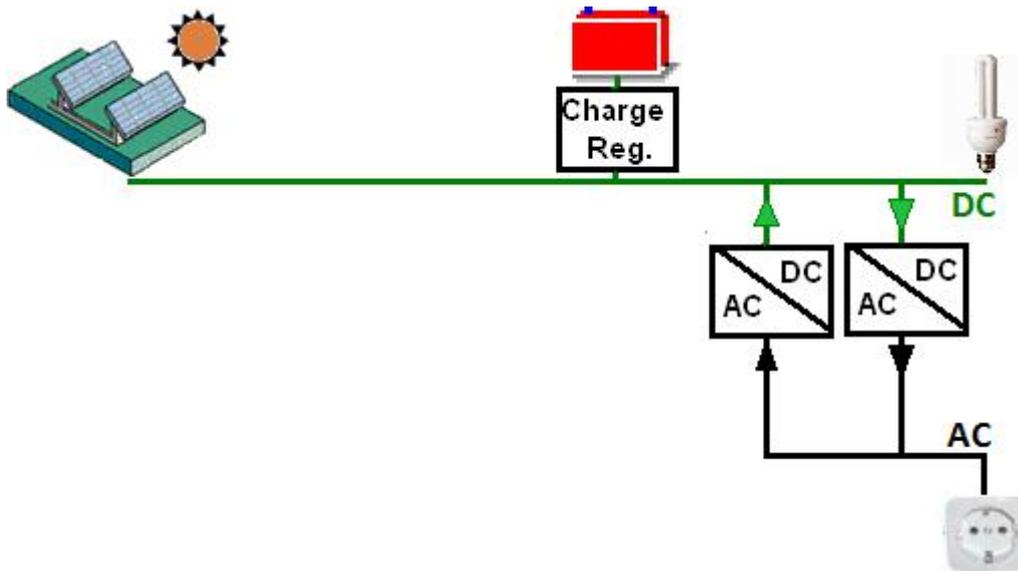


Figura 4.5 Sistema fotovoltaico aislado de la red.

Los paneles fotovoltaicos utilizados son también del modelo CANADIAN CS3U-335, ya que son válidos también para este tipo de instalación.

Para sistemas aislados se considera que es una mejor opción utilizar baterías de plomo-ácido en lugar de baterías de litio, por lo que se utilizarán varios modelos de baterías de plomo-ácido del mismo fabricante para que el programa elija cual sea la mejor opción de todas. El fabricante elegido es OPZS-Hawker por ser una marca reconocida de este tipo de baterías. Para realizar el estudio se han elegido los modelos TLS-3 con un coste de 127 euros, TLS-5 con un coste de 178 euros, TVS-5 con un coste de 164,9 euros, TVS-7 con un coste de 202 euros, TYS-5 con un coste de 298 euros, TYS-12 con un coste de 412 euros, TZS-13 con un coste de 578 euros, TZS-16 con un coste de 664 euros, TZS-20 con un coste de 800 euros, TZS-22 con un coste de 908 euros y TZS-24 con un coste de 1010 euros, todas ellas con una vida útil de 18 años [26]. Las especificaciones técnicas de estas baterías se recogen en el Anexo V.

Respecto a los inversores, se utilizarán inversores off-grid equivalentes a los usados en el sistema de conexión a red, que serían de marca y modelo STECA: XPC 1600-48 que lleva incorporado cargador para la carga de las baterías pero no regulador y tiene un coste de 1440 euros [24]. Así que se necesitaría un regulador para transformar AC/DC, dando la opción al programa que elija entre 3 tipos de reguladores. El primero es un STECA: TAROM 440 con coste de 298 euros, el segundo un STECA: P TAROM 4055 con un coste de 1500 euros y el tercero STECA: P TAROM 4140 con un coste de 2215 euros [25]. Las especificaciones técnicas de estos componentes se recogen en el Anexo V.

Una vez introducidas todas las variables y características de los equipos descritos necesarios se procede a tener una primera aproximación, para obtener el número máximo de componentes en colocados en paralelo. Según el predimensionamiento obtenido del

programa, en este caso se tienen un máximo de 11 paneles fotovoltaicos en paralelo y un máximo de 3 baterías en paralelo.

A continuación, se imponen restricciones sobre la energía máxima no servida por el sistema. En este caso se ha dispuesto que la demanda sea satisfecha al 100%, que la autonomía de las baterías sea de 4,5 días y que la capacidad nominal del banco de baterías (Ah) sea menor que 20 multiplicado por la  $I_{cc}$  (A) del generador fotovoltaico.

Los datos económicos utilizados en este caso son idénticos a los dos casos anteriores.

Los resultados se muestran en el apartado 5, donde se comparan con los resultados de las otras configuraciones.

## 5. RESULTADOS Y COMPARACIONES

### 5.1 RESULTADOS

#### 5.1.1 COMPRA DE ENERGÍA A LA RED

Una vez realizada la simulación de este primer caso, se obtiene una única solución tras utilizar el método enumerativo, la que se recogen en la tabla 5.1 y se observan de manera gráfica en la figura 5.1.

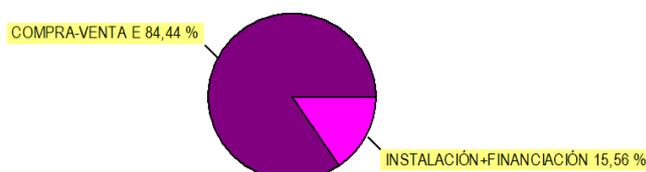
Nº	C.total(VAN) (€)	Em.CO2 (kg/año)	E.NoS. (kWh/año)	E.NoS. (%)	Días Auton.	Cn(Ah)/lcc(A)	Fracc. Ren. (%)	Coste E (€/kWh)
0	18342,3	1557,23	0	0	INF	0	0	0,19

Tabla 5.1 Resultados caso de compra de energía a la red.

En la figuras 5.1 se tiene el porcentaje que constituye el valor de la compra de energía. Se tiene que el valor actual neto total del sistema es de **18342,3 euros** y el valor actual neto de la energía es de **0,19 euros/kWh**.

Coste inicial de la inversión: 0 €. Préstamo del 1 %, cuota anual: 0 €. Coste combust. gen. AC 1º año: 0 €  
**COSTES PERIODO ESTUDIO (25 años) (VAN): (frente a caso de solo RED AC, 3893kWh/año, C.total (VAN) de 12995 €)**  
 Coste Total del sistema (VAN): 18342,3 €. Coste actualizado de la energía suministrada: 0,19 €/kWh

-----  
 -----  
 -----  
 -----  
 -----  
 -----  
 -----  
 -----  
 -----  
 -----  
 -----



Compra/Venta E. Gastos: Compra E. Blect(VAN): 15488 €. Ingresos: Venta E.Elect. (VAN): 0 €. Venta H2 (VAN): 0 €.

Figura 5.1 Coste total del sistema.

Se presentan la simulación paso a paso y más detalles sobre los resultados del primer caso en el anexo I.

#### 5.1.2 AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

Una vez realizada la simulación de este segundo caso, se obtienen las diez mejores soluciones tras utilizar el método enumerativo, las que se recogen en la tabla 5.2 y se observan de manera gráfica en la figura 5.2.

Nº	C.total(VAN) (€)	Em.CO2 (kg/año)	E.NoS. (kWh/año)	E.NoS. (%)	Días Auton.	Cn(Ah)/lcc(A)	Fracc. Ren. (%)	Coste E (€/kWh)
0	12929,85	873,3	0	0	INF	0	48,06	0,13
1	13854,03	881,98	0	0	INF	0	47,5	0,14
2	19655,56	1557,23	0	0	INF	0	0	0,2
3	19732,21	1557,23	0	0	INF	0	0	0,2
4	19831,11	1557,23	0	0	INF	0	0	0,2
5	20619,86	1557,23	0	0	INF	0	0	0,21
6	INF	876,75	0	0	INF	0	47,83	INF
7	INF	870,36	0	0	INF	0	48,24	INF
8	INF	891,64	0	0	INF	0	50,99	INF
9	INF	818,34	0	0	INF	0	55,72	INF

Tabla 5.2 Resultados caso de autoconsumo fotovoltaico conectado a la red.

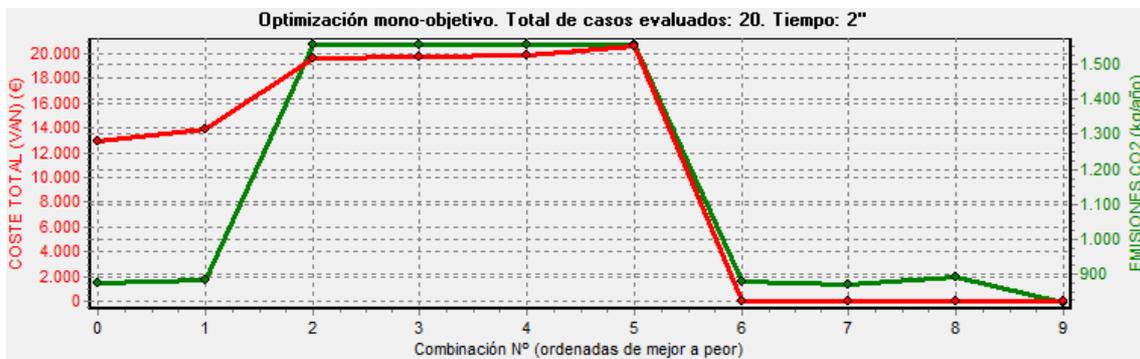


Figura 5.2 Gráfica de resultados caso de autoconsumo fotovoltaico conectado a la red.

En la tabla 5.2 la solución N°0 subrayada en rojo es la óptima y el programa muestra que esta instalación está conformada de la siguiente manera:

Paneles PV Canadian: CS3U-335-mod (335 Wp): 6s. x 1p. (inc. 35°) // Inversor Solax: X1 2.0 (Grid) de 2000 VA // Regulador carga bat. incluido en inversor // E no servida = 0 % // Coste total (VAN) = 12929 € (0,13 €/kWh), emisiones de CO2 = 873,3 kg/año, resumida también en la figura 5.3, en donde la estrategia utilizada es el seguimiento de la demanda.

**Proyecto: Conectado a Red.hoga. Config. n° 0**

Tensión DC: 144 V. Tensión AC: 230 V

**COMPONENTES**

Paneles PV Canadian: CS3U-335- (335 Wp): 6 serie x 1 par. P total = 2,01 kWp, 35° inc.

Sin Baterías

Sin Aerogeneradores

Sin Turbina Hid.

Sin Generador AC

Sin Pila Comb.

Sin Electrolizador

Inversor Solax: X1 2.0 (Grid), pot. nominal 2000 VA

Sin Rectificador-cargador baterías

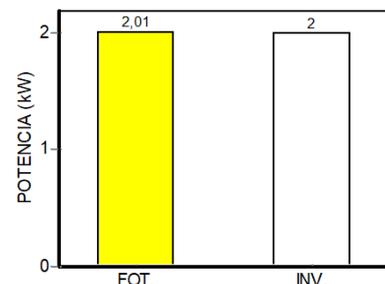


Figura 5.3 Componentes del sistema fotovoltaico conectado a la red.

En la figura 5.4 se representa las potencias de cada mes y anual consumida, producida por el sistema fotovoltaico, comprada y vendida a la red, que como era de esperarse en los meses de invierno es en donde más se compra energía a la red y en los meses de verano en donde menos energía se compra y en donde más energía se vende a la red.

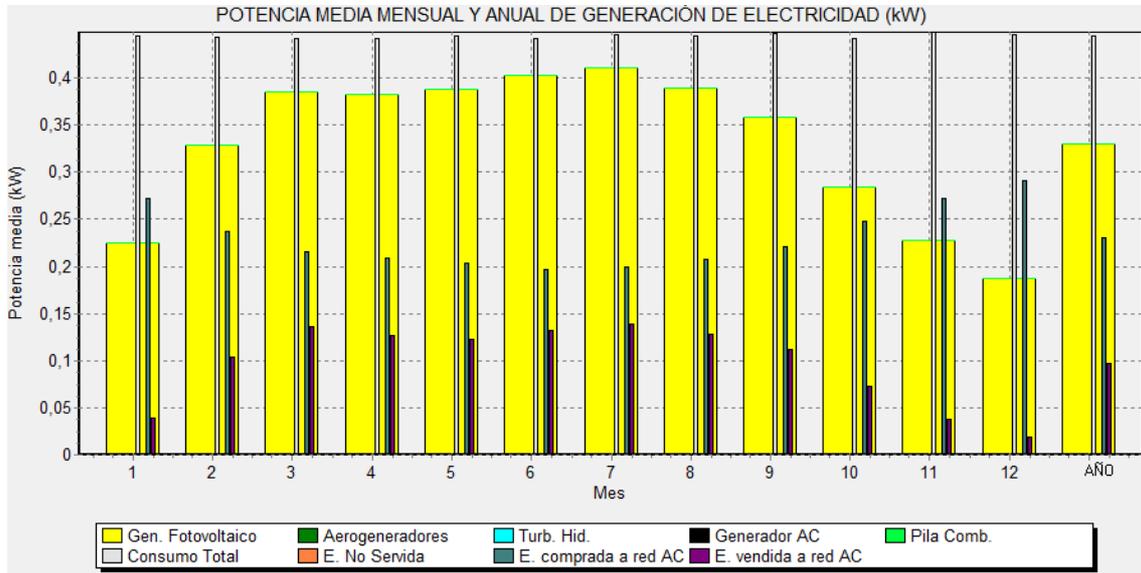


Figura 5.4 Potencia media mensual y anual de generación de electricidad.

Los resultados económicos obtenidos para el caso óptimo se pueden observar en las figuras 5.5, en donde se tiene el porcentaje que constituye el valor de cada elemento del sistema y de la compra-venta de energía. Se tiene también que el valor actual neto total del sistema es de **12929,9 euros** y el valor actual neto de la energía es de **0,13 euros/kWh**, como ya se ha mencionado.

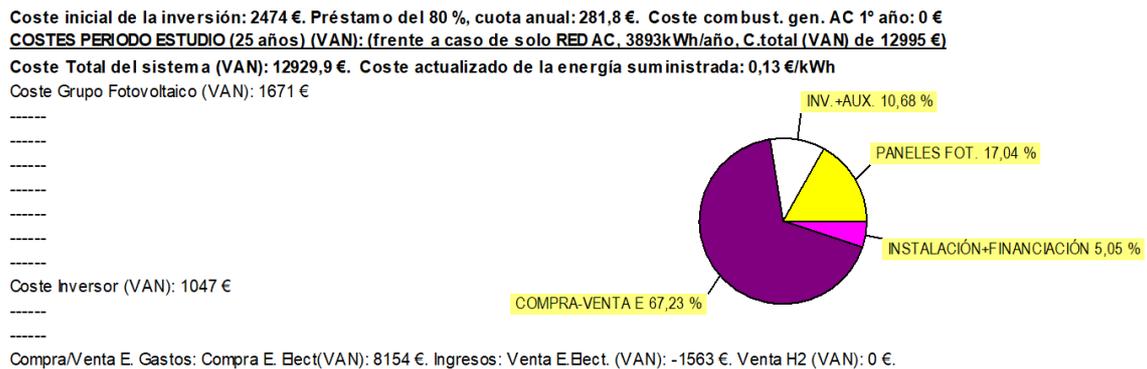


Figura 5.5 Coste total del sistema.

El balance energético total se presenta en la figura 5.6, en donde se observa que se produce más energía mediante el sistema fotovoltaico que la que se compra a la red, teniendo un exceso que se vende casi en su totalidad, llegando a cubrir así la demanda total de todo el año, siendo renovable el 48,1% del total.

**BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:**

Energía Total Demandada: 3893 kWh/año. Cubierta por ren.48,1%

Energía No Servida: 0 kWh/año (0 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 895 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 2894 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 0 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 0 kWh/año

Vida de las baterías: 12 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 851 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 2022 kWh/año

Emisiones totales de CO2 : 873 kg CO2/año; Emisiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO2/año

H2 vendido anual : 0 kg H2/año // // IDH: 0,6601. Empleos creados durante vida sistema: 0,0063

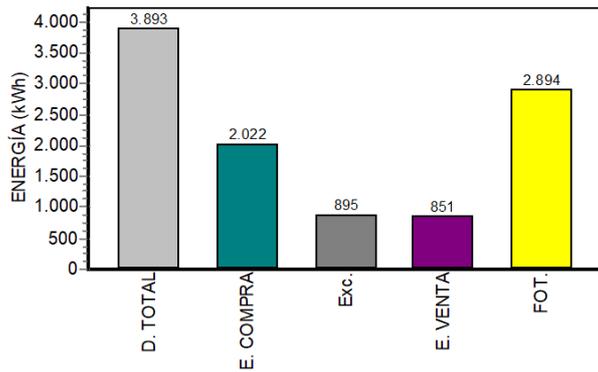


Figura 5.6 Balance de energías del sistema a lo largo del año.

Se presentan la simulación paso a paso y más detalles sobre los resultados del segundo caso en el anexo II.

### 5.1.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO CON BATERÍAS CONECTADAS A LA RED

Una vez realizada la simulación de este tercer caso, se obtienen las diez mejores soluciones tras utilizar el método enumerativo, las que se recogen en la tabla 5.3 y se observan de manera gráfica en la figura 5.7.

Nº	C.total(VAN) (€)	Em.CO2 (kg/año)	E.NoS. (kWh/año)	E.NoS. (%)	Días Auton.	Cn(Ah)/lcc(A)	Fracc. Ren. (%)	Coste E (€/kWh)
0	13202,1	578,11	0	0	INF	1,35	69,23	0,14
1	14633,82	651,85	0	0	INF	1,8	63,11	0,15
2	14797,92	564,17	0	0	INF	1,44	70,18	0,15
3	14804,24	422,24	0	0	INF	2,69	80,09	0,15
4	15088,17	558,64	0	0	INF	1,08	71,85	0,16
5	15261,75	563,07	0	0	INF	0,9	72,95	0,16
6	15637,3	572,4	0	0	INF	0,77	73,72	0,16
7	15877,75	519,3	0	0	INF	1,7	72,87	0,16
8	16107,87	583,09	0	0	INF	0,67	74,42	0,17
9	16244,42	641,58	0	0	INF	1,91	63,83	0,17

Tabla 5.3 Resultados caso sistema fotovoltaico con baterías conectado a la red.

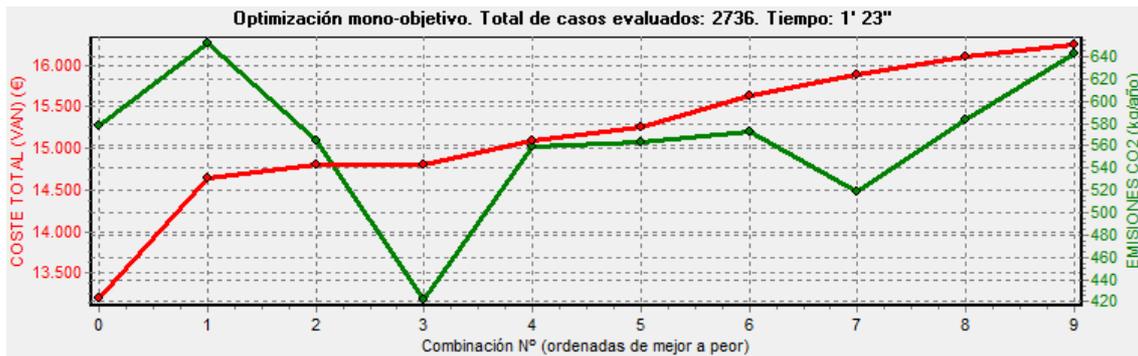


Figura 5.7 Grafica de resultados caso sistema fotovoltaico con baterías conectado a la red.

En la tabla 5.3 la solución N°0 subrayada en rojo es la óptima y el programa muestra que esta instalación está conformada de la siguiente manera:

Paneles PV Canadian: CS3U-335-mod (335 Wp): 2s. x 4p. (inc. 35°) // Baterías Pylontech US2000B Plus (50 Ah): 1s. x 1p. // Inversor Voltronic: MKS 3K 48 de 3000 VA // Regulador carga bat. incluido en inversor // E no servida = 0 % // Coste total (VAN) = 13202 € (0,14 €/kWh), emisiones de CO2 = 578,11 kg/año, resumida también en la figura 5.8, en donde la estrategia utilizada es el : seguimiento de la demanda. SOC mín.: 10 %.

**Proyecto: BateríasMasRed.hoga. Config. nº 0**

Tensión DC: 48 V. Tensión AC: 230 V

**COMPONENTES**

Paneles PV Canadian: CS3U-335-mod (335 Wp): 2 serie x 4 par. P total = 2,68 kWp, 35° inc.  
 Baterías Pylontech US2000B Plus (Cn=50 Ah): 1 s. x 1 p. E total = 2,4 kWh (0,2 d.aut)  
 Sin Aerogeneradores  
 Sin Turbina Hid.  
 Sin Generador AC  
 Sin Pila Comb.  
 Sin Electrolizador  
 Inversor Voltronic: MKS 3K 48, pot. nominal 3000 VA  
 Regulador carga bat. incluido en inversor //  
 Sin Rectificador-cargador baterías

**ESTRATEGIA DE CONTROL:**

SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA. SOC mín. baterías = 10 %

**SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES SUPERIOR AL CONSUMO: CARGA**

Se cargan las Baterías con la potencia sobrante

**SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES INFERIOR AL CONSUMO: DESCARGA**

Toda la potencia que falta deben suministrarla las baterías. Si no pueden, como no tienen apoyo, la energía que falte será Energía No Suministrada.

No existe Generador AC

No existe Pila de Combustible

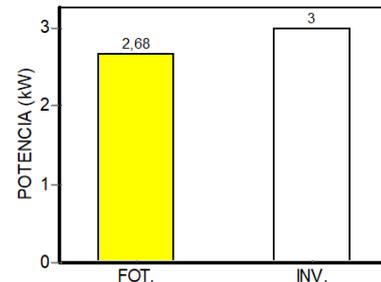


Figura 5.8 Componentes del sistema fotovoltaico con baterías conectado a la red.

En la figura 5.9 se representa las potencias de cada mes y anual consumida, producida por el sistema fotovoltaico, comprada y vendida a la red, que como era de esperarse en los meses de invierno es en donde más se compra energía a la red y en los meses de verano en donde menos energía se compra y en donde más energía se vende a la red. Se observa también que en la mayoría de meses la producción fotovoltaica supera a la demanda, esto

es para poder almacenar la energía sobrante en el banco de baterías y así la energía comprada a la red sea menor.

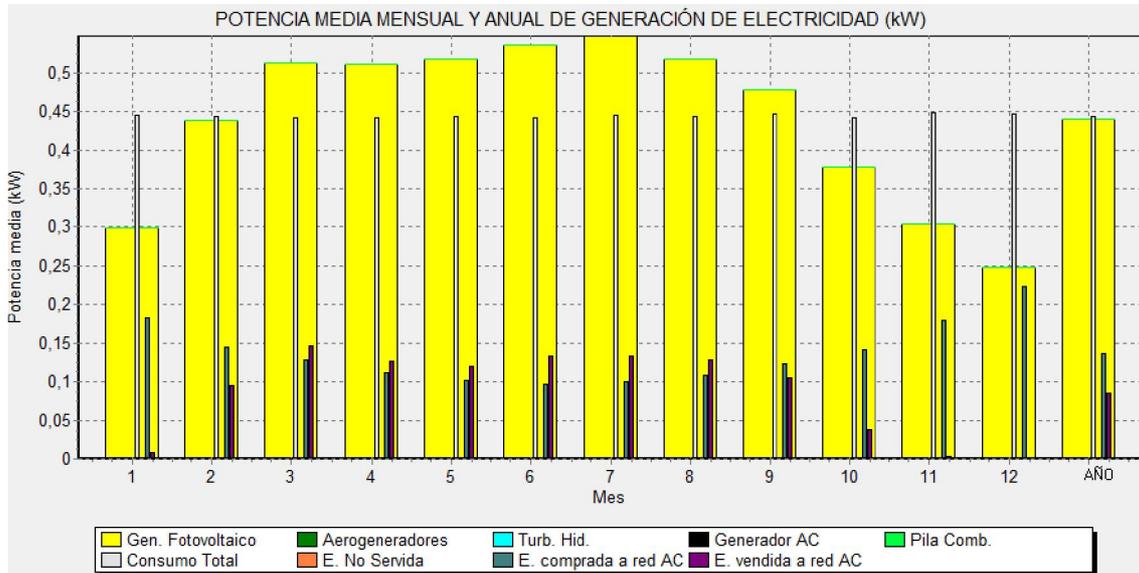


Figura 5.9 Potencia media mensual y anual de generación de electricidad.

Los resultados económicos obtenidos para el caso óptimo se pueden observar en las figuras 5.10, en donde se tiene el porcentaje que constituye el valor de cada elemento del sistema y de la compra-venta de energía. Se tiene también que el valor actual neto total del sistema es de **13202,1 euros** y el valor actual neto de la energía es de **0,14 euros/kWh**, como ya se ha mencionado.

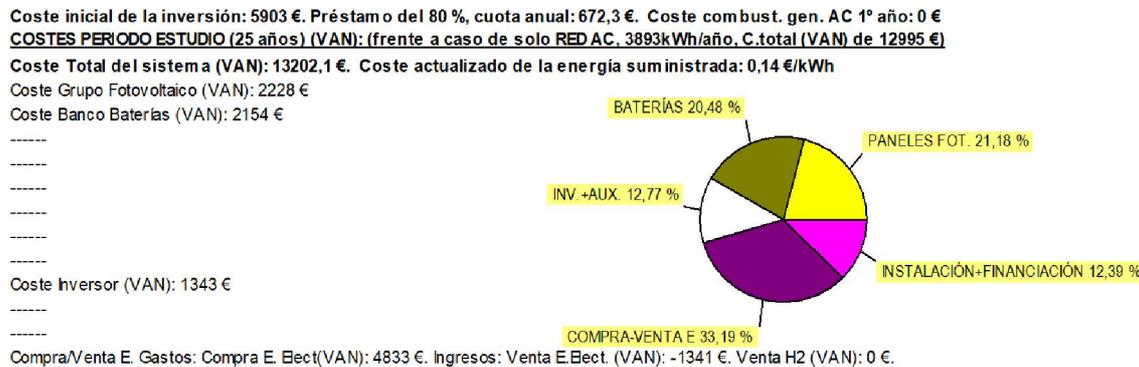


Figura 5.10 Coste total del sistema.

El balance energético total se presenta en la figura 5.11, en donde se observa que se produce más energía mediante el sistema fotovoltaico que la que se demanda, comprando así mucha menos energía a la red, teniendo un exceso que se vende casi en su totalidad, llegando a cubrir así la demanda total de todo el año, siendo renovable el 69,2% del total.

**BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:**

Energía Total Demandada: 3893 kWh/año. Cubierta por ren.69,2%

Energía No Servida: 0 kWh/año (0 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 856 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 3859 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 772 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 735 kWh/año

Vida de las baterías: 10 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 753 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 1198 kWh/año

Emisiones totales de CO2 : 578 kg CO2/año; Emisiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO2/año

H2 vendido anual : 0 kg H2/año // // IDH: 0,6454. Empleos creados durante vida sistema: 0,0082

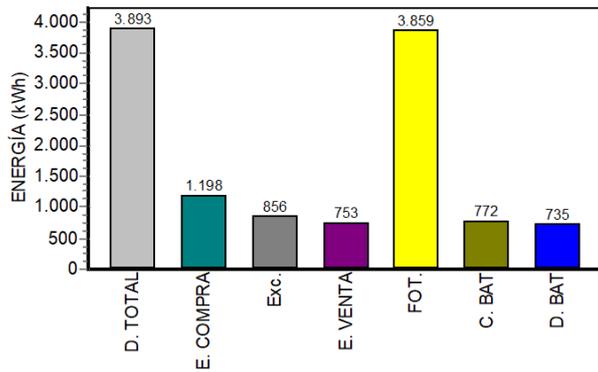


Figura5.11 Balance de energías del sistema a lo largo del año.

Se presentan la simulación paso a paso y más detalles sobre los resultados del tercer caso en el anexo III.

**5.1.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO DE LA RED**

Una vez realizada la simulación de este cuarto caso, se obtienen las diez mejores soluciones tras utilizar el método enumerativo, las que se recogen en la tabla 5.4 y se observan de manera gráfica en la figura 5.12.

Nº	C.total(VAN) (€)	Em.CO2 (kg/año)	E.NoS. (kWh/año)	E.NoS. (%)	Días Auton.	Cn(Ah)/lcc(A)	Fracc. Ren. (%)	Coste E (€/kWh)
0	51370,76	783,09	0	0	4,95	19,76	100	0,53
1	51975,74	801,94	0	0	4,95	17,78	100	0,53
2	52185,7	822,86	0	0	4,9	15,99	100	0,54
3	52524,27	816,57	0	0	4,9	19,54	100	0,54
4	52579,29	820,71	0	0	4,95	16,16	100	0,54
5	52694,93	827,17	0	0	4,9	17,59	100	0,54
6	53145,78	999,71	0	0	5,82	19	100	0,55
7	INF	39,3	3892,13	99,98	0,54	0	0,02	INF
8	INF	39,3	3892,17	99,98	0,55	0	0,02	INF
9	INF	58,92	3891,68	99,97	0,83	0	0,03	INF

Tabla 5.4 Resultados caso sistema fotovoltaico aislado de la red.

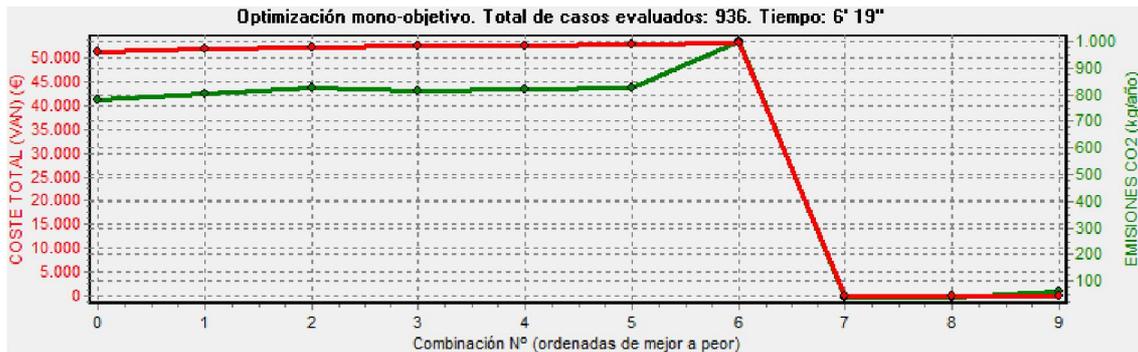


Figura 5.12 Grafica de resultados caso sistema fotovoltaico aislado de la red.

En la tabla 5.4 la solución N°0 subrayada en rojo es la óptima y el programa muestra que esta instalación está conformada de la siguiente manera:

Paneles PV Canadian: CS3U-335-mod (335 Wp): 2s. x 9p. (inc. 35°) // Baterías OPZS-Hawker:TVS-7-mod (550 Ah): 24s. x 3p. // Inversor STECA: XPC 1600-48 de 1600 VA // Regulador PV bat. STECA: P TAROM 4140 de 149 A// E no servida = 0 % // Coste total (VAN) = 51370 € (0,53 €/kWh), emisiones de CO2 = 783 kg/año, resumida también en la figura 5.13, en donde la estrategia utilizada es el seguimiento de la demanda. SOC mín.: 20 %.

**Proyecto: AisladoPlomo.hoga. Config. nº 0**

Tensión DC: 48 V. Tensión AC: 230 V

**COMPONENTES**

Paneles PV Canadian: CS3U-335-mod (335 Wp): 2 serie x 9 par. P total = 6,03 kWp, 35° inc.

Baterías OPZS-Hawker:TVS-7-mod (Cn=550 Ah): 24 s. x 3 p. E total = 79,2 kWh (5 d.aut)

Sin Aerogeneradores

Sin Turbina Hid.

Sin Generador AC

Sin Pila Comb.

Sin Electroizador

Inversor STECA: XPC 1600-48, pot. nominal 1600 VA

Regulador PV baterías STECA: P TAROM 4140 de 149 A

Sin Rectificador-cargador baterías

**ESTRATEGIA DE CONTROL:**

SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA. SOC mín. baterías = 20 %

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES SUPERIOR AL CONSUMO: CARGA

Se cargan las Baterías con la potencia sobrante

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES INFERIOR AL CONSUMO: DESCARGA

Toda la potencia que falta deben suministrarla las baterías. Si no pueden, como no tienen apoyo, la energía que falte será Energía No Suministrada.

No existe Generador AC

No existe Pila de Combustible

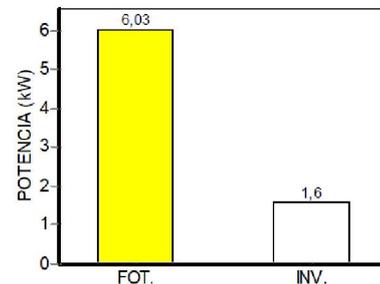


Figura 5.13 Componentes del sistema fotovoltaico aislado de la red.

En la figura 5.14 se representa las potencias de cada mes y anual consumida, producida por el sistema fotovoltaico, que como era de esperarse en los meses de invierno es en donde más se compra energía a la red y en los meses de verano en donde menos energía se compra y en donde más energía se vende a la red. Se observa también que todos los meses la producción fotovoltaica supera a la demanda, para poder almacenar la energía sobrante en el banco de baterías para poder así satisfacer la demanda cuando no haya

producción fotovoltaica ya que es la única fuente de energía del sistema al no estar conectado a la red.

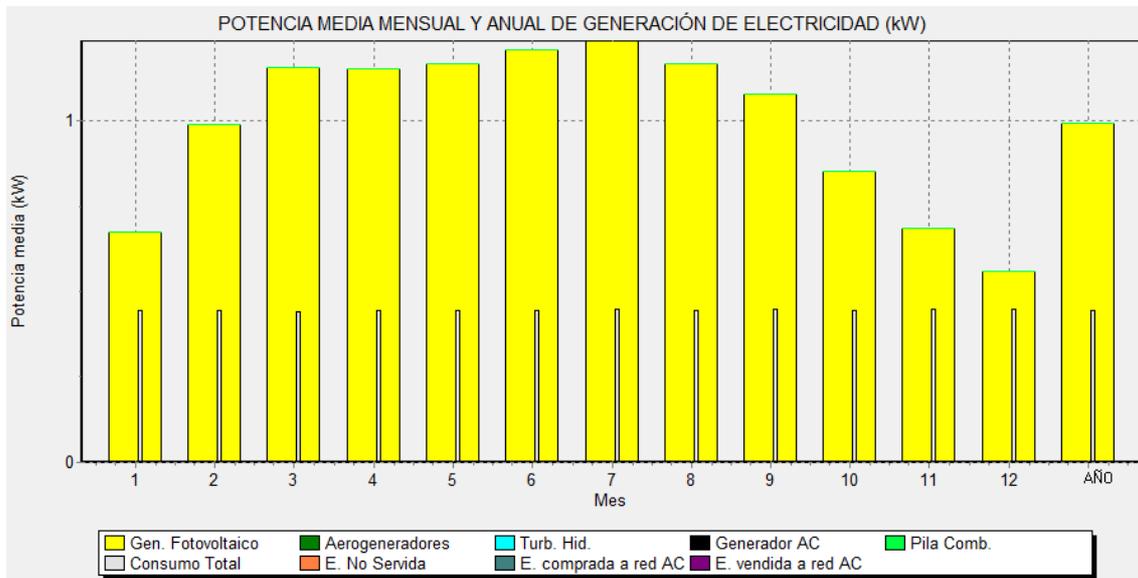


Figura 5.14 Potencia media mensual y anual de generación de electricidad.

Los resultados económicos obtenidos para el caso óptimo se pueden observar en las figuras 5.15, en donde se tiene el porcentaje que constituye el valor de cada elemento del sistema. Se tiene también que el valor actual neto total del sistema es de **51370,8 euros** y el valor actual neto de la energía es de **0,53 euros/kWh**, como ya se ha mencionado. Se observa que la mayor parte de la inversión se lo realiza en el banco de baterías.

Coste inicial de la inversión: 23976 €. Préstamo del 80 %, cuota anual: 2730,9 €. Coste combust. gen. AC 1º año: 0 €  
**COSTES PERIODO ESTUDIO (25 años) (VAN): (frente a caso de solo RED AC. 3893kWh/año, C.total (VAN) de 12995 €)**  
**Coste Total del sistema (VAN): 51370,8 €. Coste actualizado de la energía suministrada: 0,53 €/kWh**  
 Coste Grupo Fotovoltaico (VAN): 5013 €  
 Coste Banco Baterías (VAN): 33155 €

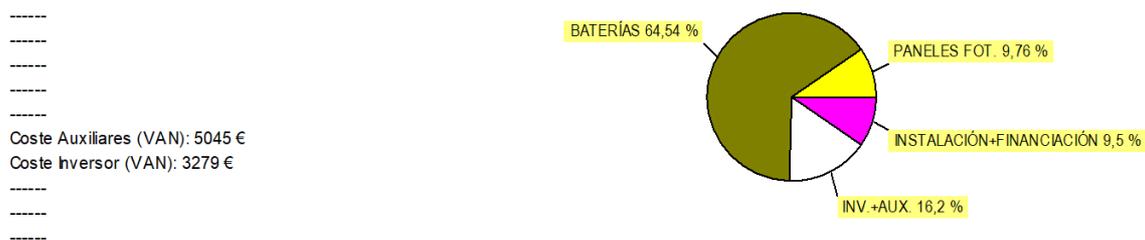


Figura 5.15 Coste total del sistema.

El balance energético total se presenta en la figura 5.16, en donde se observa que se produce más energía mediante el sistema fotovoltaico que la que se demanda, esto es por lo que ya se ha mencionado que es la única fuente de energía, llegando a cubrir así la demanda total de todo el año, siendo renovable el 100% del total. Lo que resulta curioso es todo el exceso de energía que se tiene, que es aproximadamente el doble de lo que se utiliza para cargar las baterías y al no poder inyectarla en la red se desperdicia, lo que desde el punto de vista económico resulta muy negativo.

**BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:**

Energía Total Demandada: 3893 kWh/año. Cubierta por ren. 100%

Energía No Servida: 0 kWh/año (0 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 4044 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 8684 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 2110 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 1907 kWh/año

Vida de las baterías: 7,71 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 0 kWh/año

Emisiones totales de CO2 : 783 kg CO2/año; Emisiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO2/año

H2 vendido anual : 0 kg H2/año // IDH: 0,6192. Empleos creados durante vida sistema: 0,0181

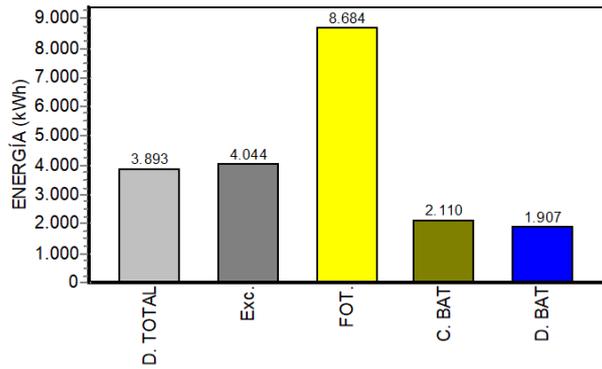


Figura 5.16 Balance de energías del sistema a lo largo del año.

Se presentan la simulación paso a paso y más detalles sobre los resultados del cuarto caso en el anexo IV.

## 5.2 COMPARACIONES

Una vez obtenidos los resultados de los cuatro casos se realiza la comparación que se resume en la tabla 5.5.

CASO	C. TOTAL (VAN) (€)	EMIS. CO2 (kg/año)	COSTE E. (€/kWh)
1	18342,3	1557,23	0,19
2	12929,85	873,3	0,13
3	13202,1	578,11	0,14
4	51370,76	783,09	0,53

Tabla 5.5 Comparación de resultados óptimos.

En la figura 5.17 se tiene el gráfico de columnas del VAN del coste total del sistema, siendo la instalación fotovoltaica conectada a la red la de menor coste y la instalación fotovoltaica aislada es la de peor coste.

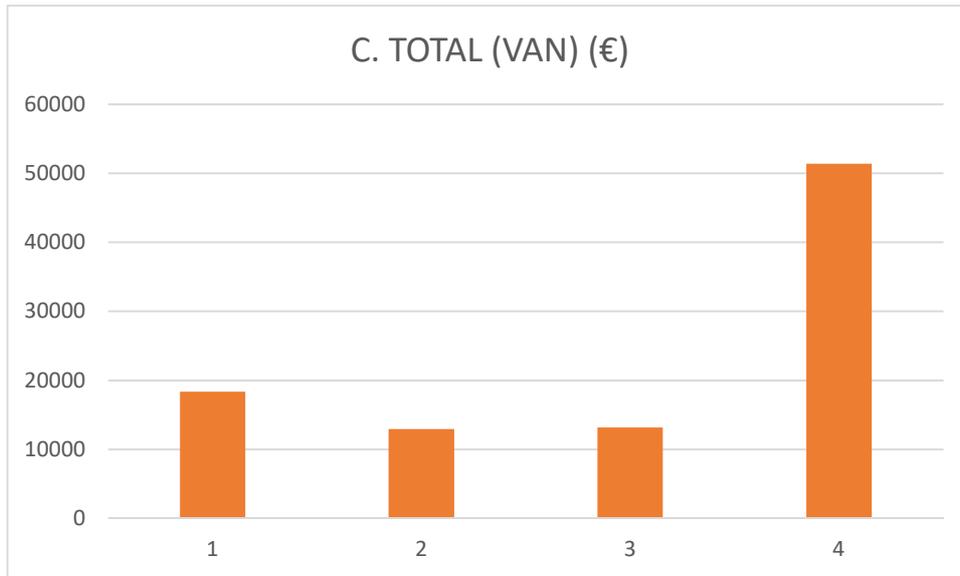


Figura 5.17 Comparación de coste total del sistema.

En la figura 5.18 se tiene el gráfico de columnas de las emisiones de CO<sub>2</sub> de los cuatro casos, siendo el menos contaminante el sistema fotovoltaico con baterías conectado a la red y el más contaminante el caso en que solo se compra electricidad a la red.

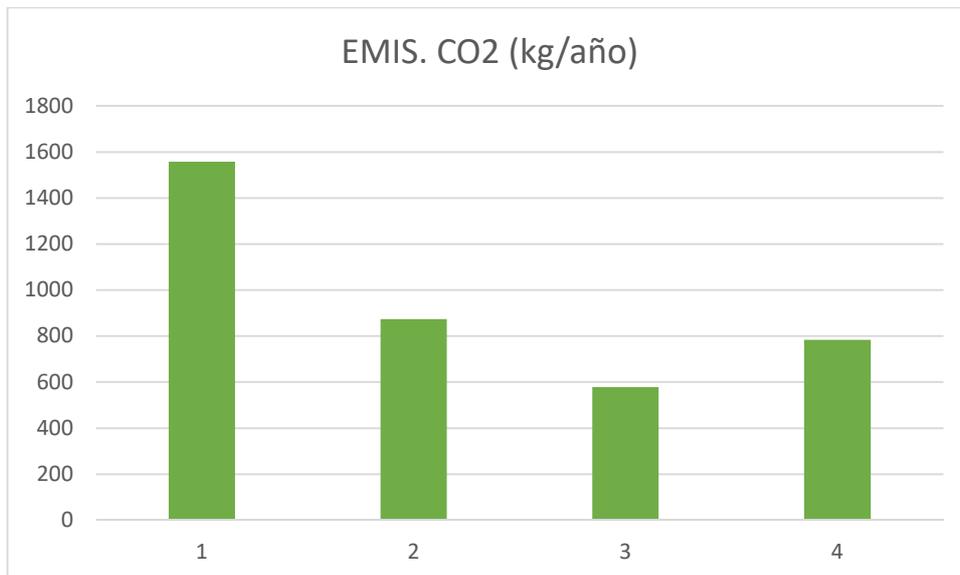


Figura 5.18 Comparación de emisiones de CO<sub>2</sub>.

En la figura 5.19 se tiene el gráfico de columnas del coste del kWh de energía, siendo la instalación fotovoltaica conectada a la red es la de menor coste y la instalación fotovoltaica aislada es la de peor coste.

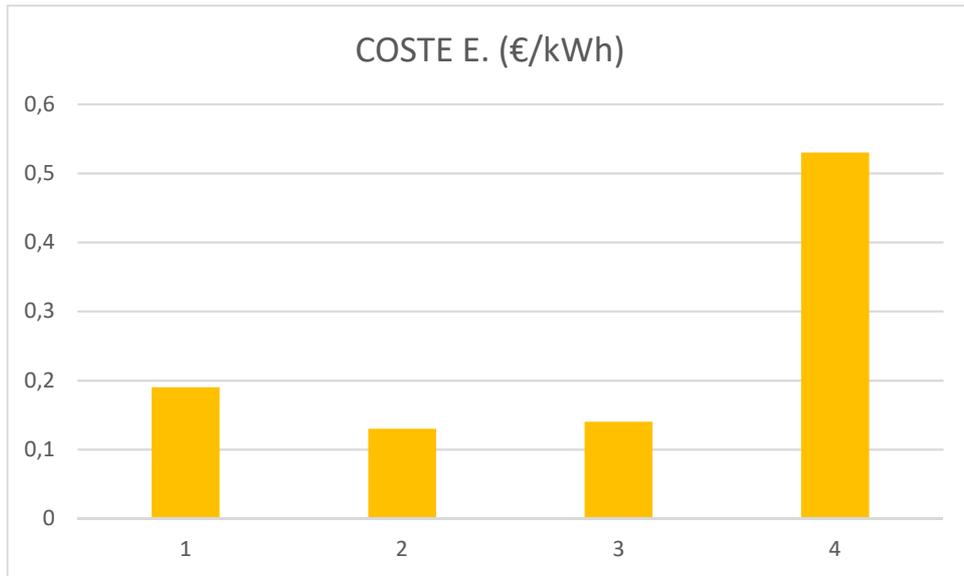


Figura 5.19 Comparación de coste del kWh.

## 6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este bloque se realiza el análisis de sensibilidad de los cuatro casos presentados en este trabajo, variando diferentes parámetros en cada caso para observar que pasaría en caso que ocurriesen dichos supuestos y poder tener una nueva visión de los cuatro casos y poder compararlos finalmente entre sí.

### 6.1 CASO 1. COMPRA DE ENERGÍA A LA RED

En el primer caso que se compra únicamente energía a la red para satisfacer la demanda se realizan cinco variaciones, que son disminuir la previsión de la inflación en el precio de la electricidad del original que es el 3% hasta el supuesto de que sea el 1%.

En la tabla 6.1 se resumen los resultados de las variaciones del Coste Total de la compra de energía (VAN), las emisiones de CO<sub>2</sub> y el coste del kWh de electricidad en función de la variable descrita.

Solo Red				
Caso	Inflación Precio Elec. (%)	C.total(VAN) (€)	Em.CO2 (kg/año)	Coste E (€/kWh)
1	3	18342,32	1557,23	0,19
2	2,5	17228,47	1557,23	0,18
3	2	16197,41	1557,23	0,17
4	1,5	15242,46	1557,23	0,16
5	1	14357,54	1557,23	0,15

Tabla 6.1 Resultados de variaciones de inflación del precio de electricidad.

Se observan también estos resultados gráficamente en la figura 6.1, en donde se tiene que el caso N° 5 es el caso óptimo con los menores costes totales y costes del kWh, así que tener una inflación en el precio de la electricidad del 1% sería lo ideal ya que se obtendría un ahorro de **3984,78 euros** con respecto al caso inicial y **0,04 euros** en el coste del kWh, manteniéndose las mismas emisiones de CO<sub>2</sub>.

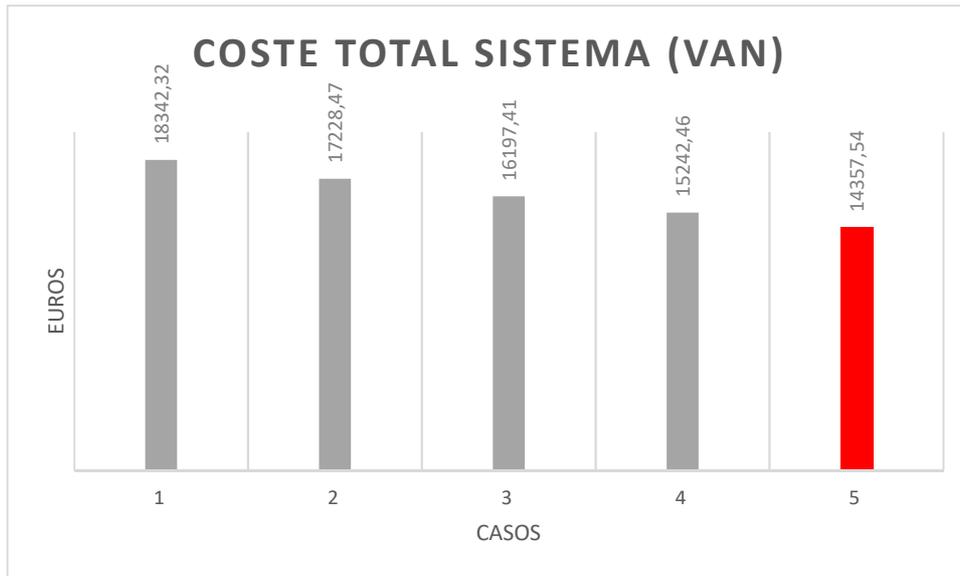


Figura 6.1 Coste total del sistema.

## 6.2 CASO 2. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

En el segundo caso que se genera energía mediante paneles fotovoltaicos y se compra y se vende energía a la red, se realizan las siguientes variaciones: disminuir la previsión de la inflación en el precio de la electricidad del original al 2% y al 1%, el valor del dinero al 3,2% y al 2,8%, la inflación de operación y mantenimiento al 1,8% y al 1,4% y la reducción del precio de los paneles fotovoltaicos al 90% y al 80% del coste original.

Al realizar el análisis de sensibilidad se dan 27 combinaciones posibles que se presentan en la tabla VI.1 y en las figuras VI.3, VI.4, VI.5, VI.6, VI.7 y VI.8 del anexo VI.

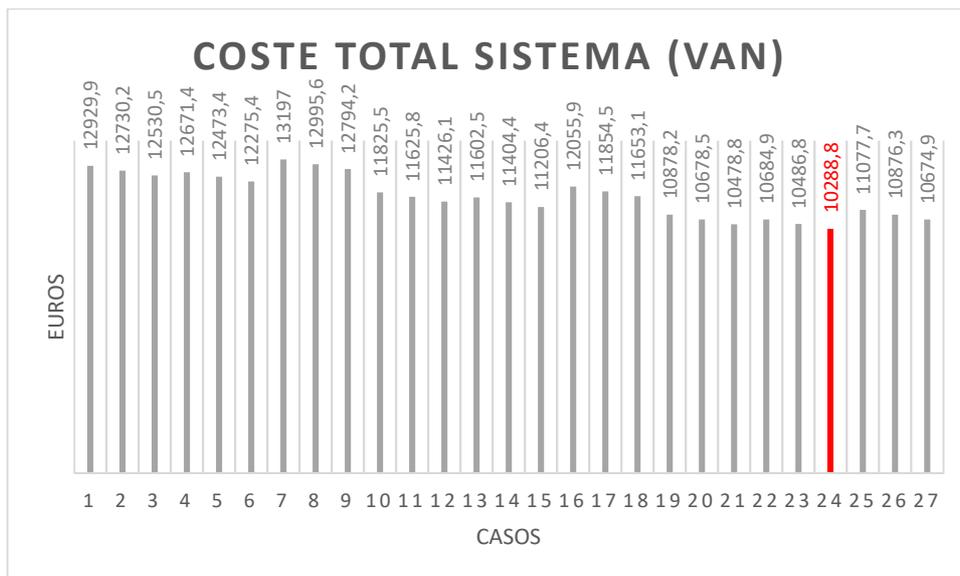


Figura 6.2 Coste total del sistema.

En las figuras 6.2 y 6.3 se observan estos resultados gráficamente, en donde se tiene que el caso N° 24 es el caso óptimo con los menores costes totales de instalación (VAN) de **10288,8 euros** y costes del kWh de **0,11 euros**, así que tener una inflación en el precio de la electricidad del 1%, interés del precio del dinero del 3,2%, costes de operación y mantenimiento del 1,8% y coste de los paneles del 80% del actual sería lo ideal ya que se obtendría un ahorro de **2641,1 euros** con respecto al caso inicial y **0,02 euros** en el coste del kWh.

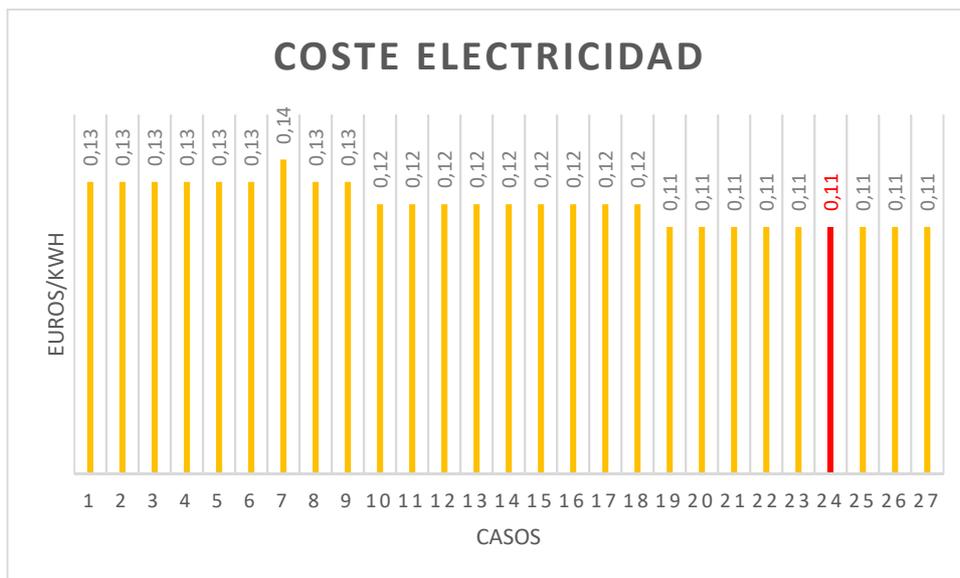


Figura 6.3 Coste del kWh de electricidad.

En la figura 6.4 se observan que se mantienen las mismas emisiones de CO<sub>2</sub> en los 27 casos.

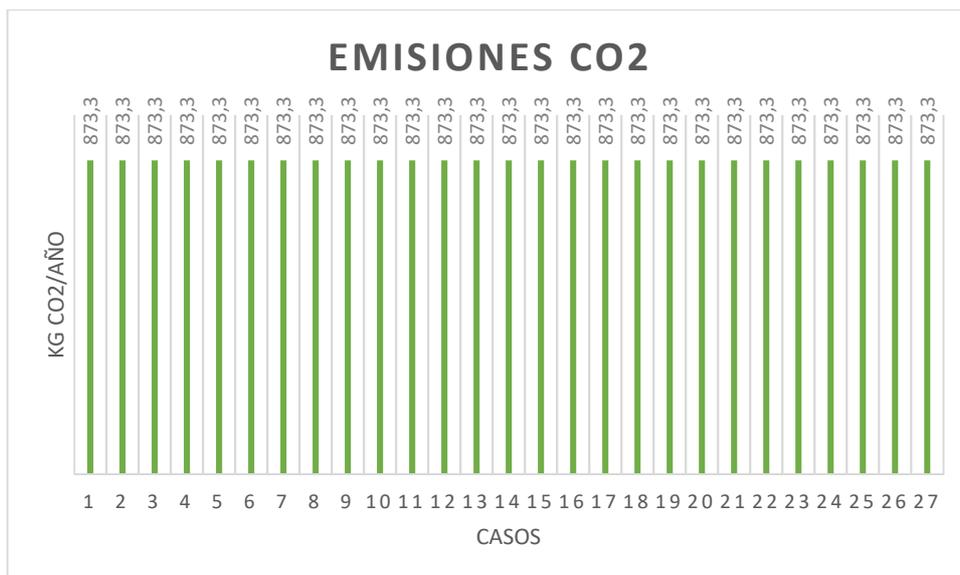


Figura 6.4 Emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema.

### 6.3 CASO 3. SISTEMA FOTOVOLTAICO CON BATERÍAS CONECTADO A LA RED

En el tercer caso que se genera energía mediante paneles fotovoltaicos, se almacena energía en baterías de litio y se compra y se vende energía a la red, se realizan las siguientes variaciones: disminuir la previsión de la inflación en el precio de la electricidad del original al 2% y al 1%, el valor del dinero al 3,2% y al 2,8%, la inflación de operación y mantenimiento al 1,8% y al 1,4%, la reducción del precio de los paneles fotovoltaicos al 90% y al 80% del coste original y la reducción del precio de las baterías al 80% y al 60% del coste original.

Al realizar el análisis de sensibilidad se dan 45 combinaciones posibles que se presentan en la tabla VI.2 y en las figuras VI.11, VI.12, VI.13, VI.14, VI.15 y VI.16 del anexo VI.

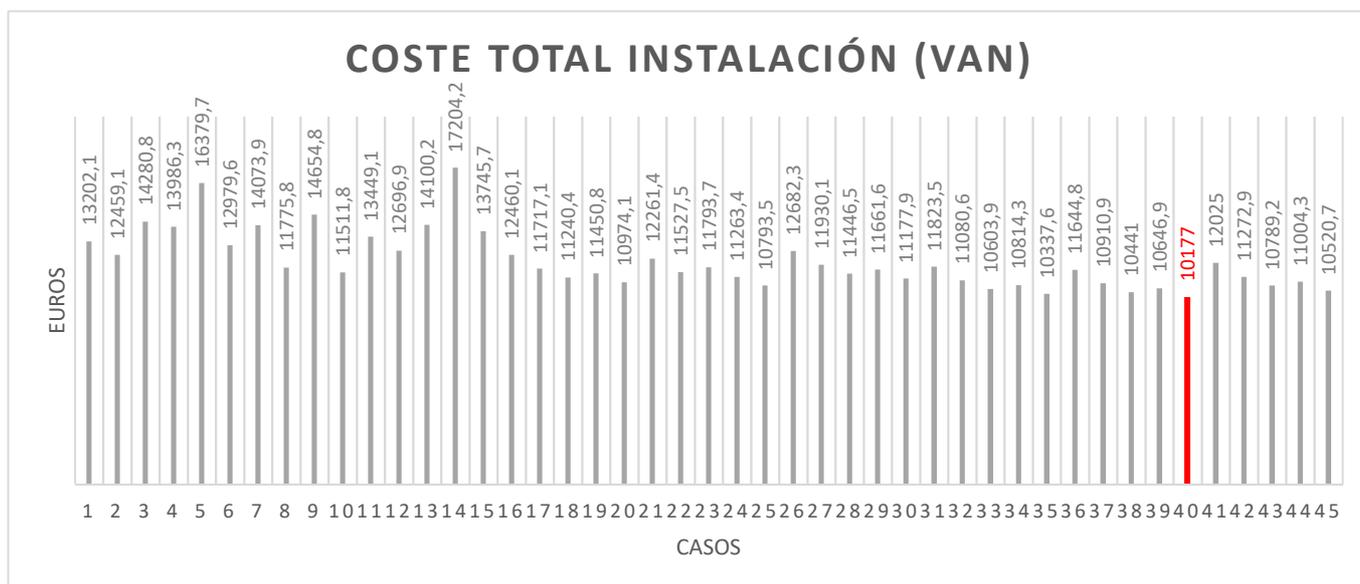


Figura 6.5 Coste total del sistema.

En las figuras 6.5 y 6.6 se observan estos resultados gráficamente, en donde se tiene que el caso N° 40 es el caso óptimo con los menores costes totales de instalación (VAN) de **10177 euros** y costes del kWh de **0,10 euros**, así que tener una inflación en el precio de la electricidad del 1%, interés del precio del dinero del 3,2%, costes de operación y mantenimiento del 1,8%, coste de los paneles del 80% del actual y coste de las baterías del 60% del actual sería lo ideal ya que se obtendría un ahorro de **3025,1 euros** con respecto al caso inicial y **0,03 euros** en el coste del kWh.

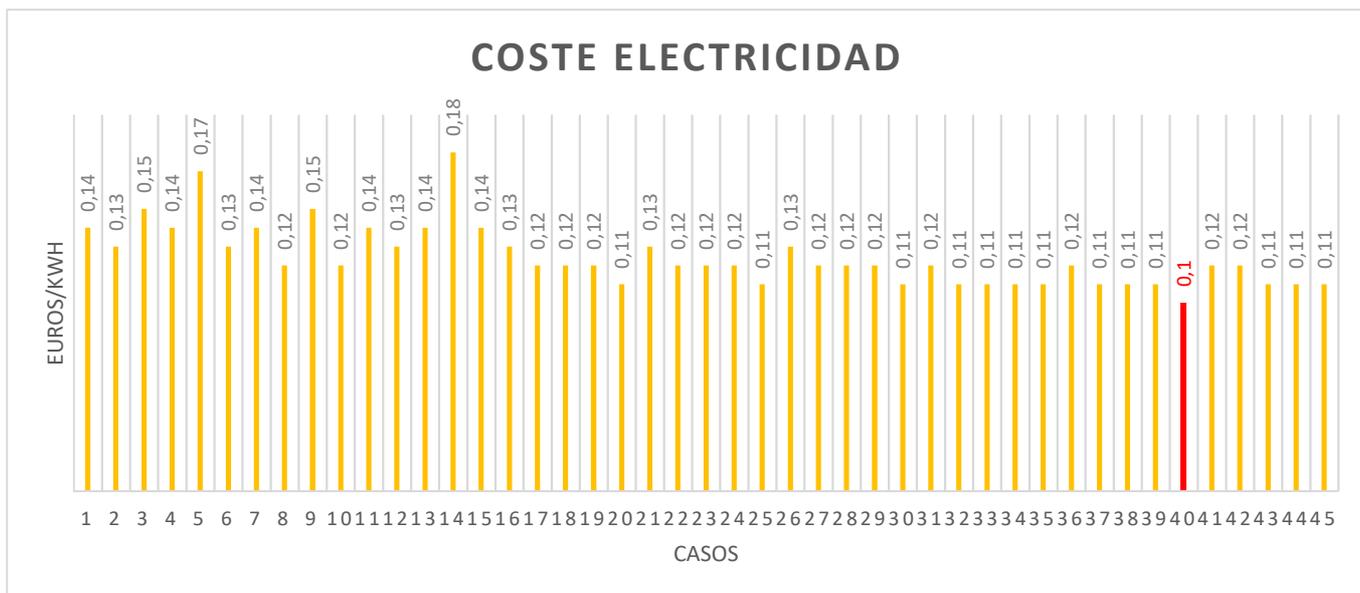


Figura 6.6 Coste del kWh de electricidad.

En la figura 6.7 se observa como cambian las emisiones de CO<sub>2</sub> en los, obteniendo las más bajas en el caso 5 con **250,7 kg CO<sub>2</sub>/año**, lo que sería lo ideal para el medio ambiente pero es también el segundo caso que mayores costes tiene con 16379,7 euros, así que no sería viable económicamente.

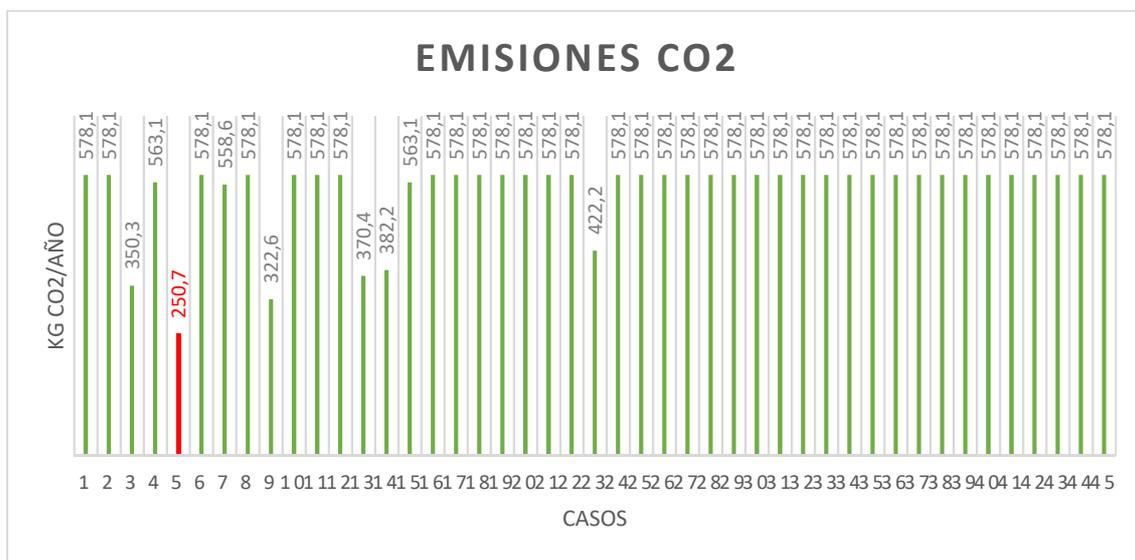


Figura 6.7 Emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema.

#### 6.4 CASO 4. SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO DE LA RED

En el cuarto caso que se genera energía mediante paneles fotovoltaicos, se almacena energía en baterías de plomo y no se compra ni se vende energía a la red, se realizan las siguientes variaciones: el valor del dinero al 3,2% y al 2,8%, la inflación de operación y mantenimiento al 1,8% y al 1,4%, la reducción del precio de los paneles fotovoltaicos al

90% y al 80% del coste original y la reducción del precio de las baterías al 80% y al 60% del coste original.

Al realizar el análisis de sensibilidad se dan 15 combinaciones posibles que se presentan en la tabla VI.3 y en las figuras VI.19 y VI.20 del anexo VI.

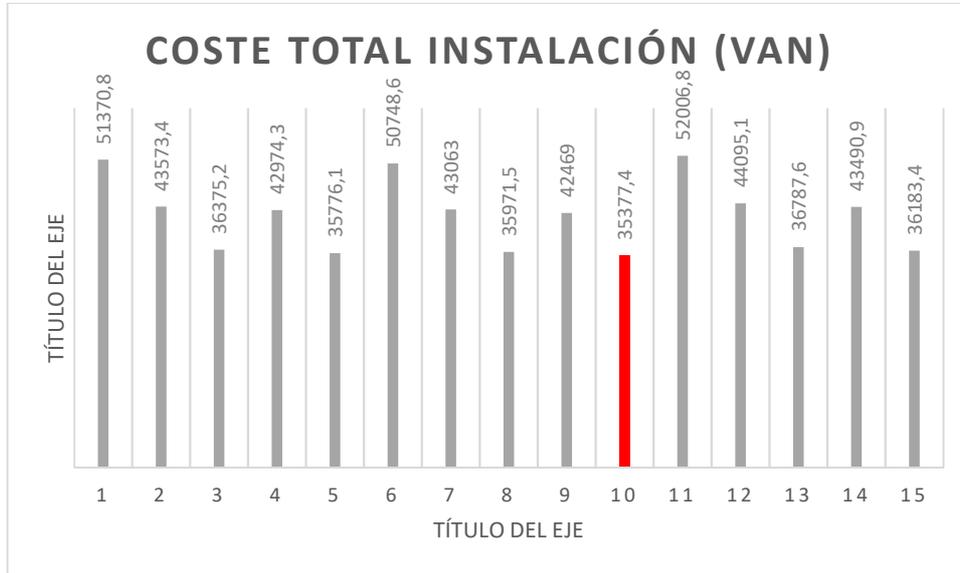


Figura 6.8 Coste total del sistema.

En las figuras 6.8 y 6.9 se observan estos resultados gráficamente, en donde se tiene que el caso N° 3 es el caso óptimo con los menores costes totales de instalación (VAN) de **35377,4 euros** y costes del kWh de **0,36 euros**, así que tener un interés del precio del dinero del 3,2%, costes de operación y mantenimiento del 1,8% , coste de los paneles del 80% del actual y coste de las baterías del 60% del actual sería lo ideal ya que se obtendría un ahorro de **15993,4 euros** con respecto al caso inicial y **0,17 euros** en el coste del kWh.

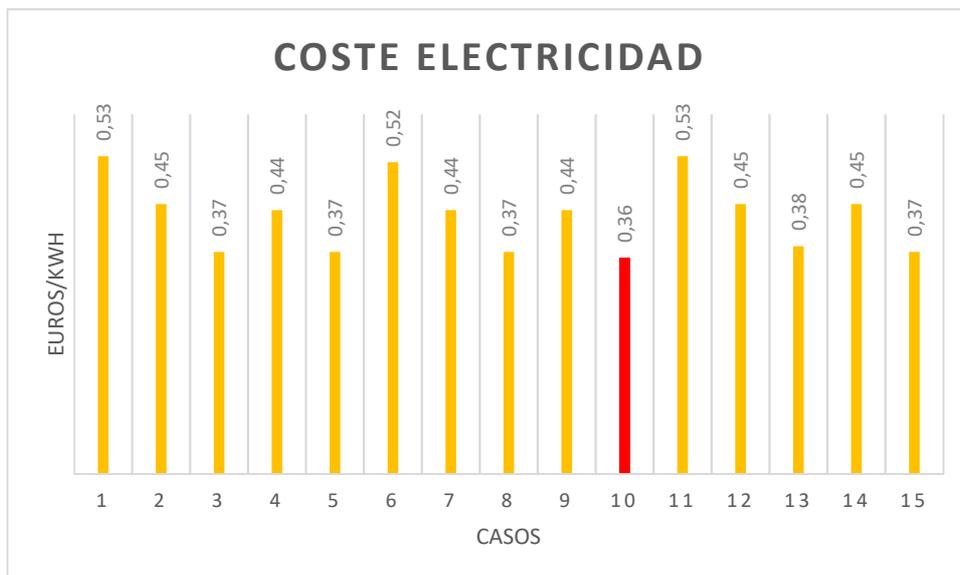


Figura 6.9 Coste del kWh de electricidad.

En la figura 6.10 se observa que no cambian las emisiones de CO<sub>2</sub> en todos los casos, obteniendo **783,1 kg CO<sub>2</sub>/año** de emisiones, siendo lo mejor también para el medio ambiente.

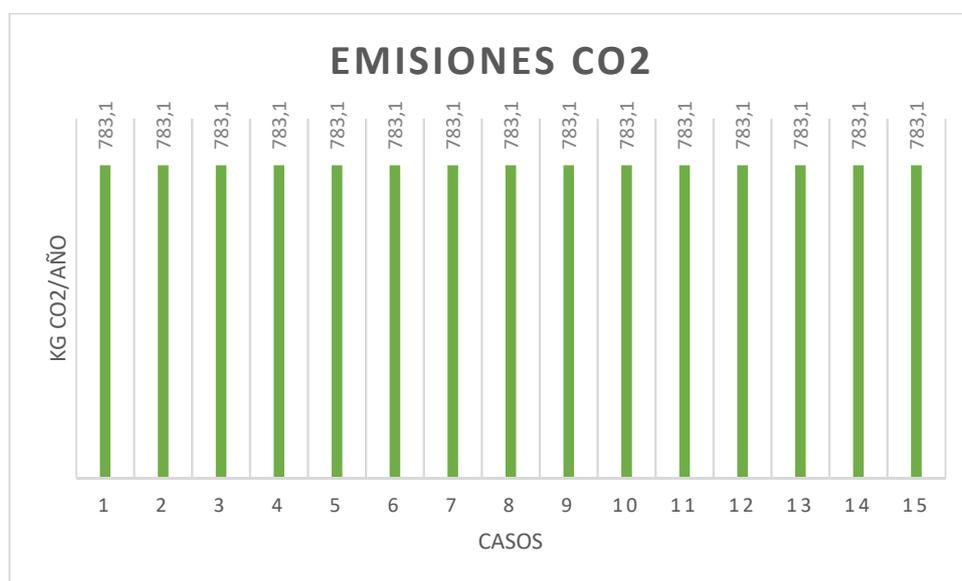


Figura 6.10 Emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema.

## 6.5 VALORACIÓN FINAL

Una vez realizados los análisis de sensibilidad de los cuatro casos, se resumen los casos óptimos en la tabla 6.2 y los peores casos en la tabla 6.3, según el coste total de la instalación (VAN) y el coste del kWh, haciendo referencia a los parámetros establecidos para obtener dichos valores.

Caso	Inflación Precio Elec. (%)	Interes Prec. Dinero(%)	Infla. Op. Man.(%)	Coste Panel (€)	Coste Bat. (€)	Coste total (VAN)(€)	Coste E (€/kWh)
1	1					14357,54	0,15
2	1	3,2	1,8	1336,8		10288,8	0,11
3	1	3,2	1,8	1782,4	1292,4	10177	0,1
4		3	1,8	4010,4	19893	35377,4	0,36

Tabla 6.2 Resumen costes óptimos totales de los sistemas.

Así, en las condiciones hipotéticas enunciadas en esta sección el caso de la instalación fotovoltaica con baterías conectadas a la red sería la mejor opción.

Caso	Inflación Precio Elec. (%)	Interes Prec. Dinero(%)	Infla. Op. Man.(%)	Coste Panel (€)	Coste Bat. (€)	Coste total (VAN)(€)	Coste E (€/kWh)
1	3					18342,32	0,19
2	3	2,8	1,4	1671		13197	0,14
3	3	2,8	1,6	1782,4	1723,2	17204,2	0,18
4		2,8	1,4	5013	33155	52006,8	0,53

Tabla 6.2 Resumen peores costes totales de los sistemas

Así, en las condiciones hipotéticas enunciadas en esta sección el caso de la instalación fotovoltaica aislada de la red sería la peor opción.

## CONCLUSIONES

Tras la finalización de la realización del presente trabajo se han obtenido varias conclusiones:

El software utilizado iHOGA es una herramienta de simulación muy potente ya que permite incorporar diversas tecnologías renovables y realizar diversas variaciones al momento de crear un sistema de generación de energía eléctrica y que los resultados que se han obtenido con el mismo permiten analizar diversos casos, compararlos entre sí y que además añadidos los análisis de sensibilidad permite concluir que determinado sistema es viable técnica, económica y medioambientalmente viable.

Después de realizar la comparación de los cuatro tipos de sistemas implementados, se tiene que la mejor opción desde el punto de vista económico es el segundo caso, es decir el sistema solar fotovoltaico conectado a la red, siendo además también la mejor opción en cuanto al impacto medioambiental que tiene, produciendo la menor cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>, por lo que en Zaragoza capital sería actualmente una buena opción para reducir el coste de la energía eléctrica para una vivienda y además contribuyendo a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero como el CO<sub>2</sub>.

El sistema solar fotovoltaico con baterías de ion-litio conectado a la red es la segunda mejor opción desde el punto de vista económico y que además no se distancia demasiado del caso óptimo, pese a que a día de hoy este tipo de baterías aún cuentan con un precio elevado, llegando incluso a ser más barato que solo comprar energía eléctrica a la red.

El “net billing”, es decir la facturación neta implementada en España ayuda a reducir el coste de los dos sistemas solares fotovoltaicos mencionados, ya que el ser posible inyectar la energía eléctrica producida sobrante en la red eléctrica y obtener una retribución económica por ello resulta beneficioso, aunque esta sea menor que la del precio de compra; sin embargo si se tuviera la opción de tener un “net metering”, es decir un balance neto se podrían reducir aún más los costes de estos sistemas solares fotovoltaicos ya que se vendería la energía eléctrica al mismo precio que al que se compra.

Estar conectado a la red y comprar únicamente energía eléctrica en la actualidad resulta más caro que los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red con o sin baterías; sin embargo la inversión inicial que se debe realizar para la instalación de estos sistemas solares fotovoltaicos sigue siendo el principal problema a la hora de pensar en sustituir a la clásica manera de satisfacer la demanda eléctrica que es estar conectado a la red, pese a que en este estudio se ha financiado el 80% del coste total del sistema la inversión inicial sigue siendo aún alta y no apta para el poder adquisitivo de todas las personas, aunque a largo plazo resulte más barato que estar conectados a la red.

El peor caso según el punto de vista económico es el del sistema solar aislado de la red debido al alto coste de las baterías en la actualidad, aunque se han considerado utilizar baterías de plomo-ácido que aunque se obtengan menores costes respecto a que si se utilizarían baterías de ion-litio su coste sigue siendo mucho más alto que el caso óptimo, llegando a prácticamente quintuplicar su precio.

Según el análisis de sensibilidad la mejor opción sería el tercer caso, es decir el sistema solar fotovoltaico con baterías conectado a la red, esto quiere decir que si en un futuro las baterías siguen reduciendo su coste en la proporción que se ha estimado serían más rentables que los otros tipos de sistemas; sin embargo el sistema solar fotovoltaico aislado de la red sigue estando aún lejos de ser rentable en comparación a estar conectado a la red, por lo que este sistema se debería utilizar únicamente en el caso de que la zona en la que se realice la instalación no sea posible conectarse a la red.

Como conclusión final se tiene que a día de hoy resulta interesante implementar estos sistemas solares fotovoltaicos en una vivienda localizada en la ciudad de Zaragoza, tanto desde el punto técnico, económico y medioambiental y que además las previsiones futuras con respecto al abaratamiento de los costes de los componentes de estos tipos de sistemas, principalmente las baterías que son las menos desarrolladas tecnológicamente en la actualidad, son alentadoras de cara al futuro ya que al ser más rentables económicamente podrán ser implementadas por una mayor cantidad de la población y por ende reducir aún más las emisiones de CO<sub>2</sub>, contribuyendo así a la lucha de la humanidad contra el cambio climático.

Cabe aclarar que se han alcanzado los objetivos planteados al inicio del trabajo y que se espera que este estudio ayude a impulsar a realizar más investigaciones acerca de esta tecnología y contribuya a su desarrollo en el futuro a corto y largo plazo.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. Rasmus Luthander, Joakim Widén, Daniel Nilsson, Jenny Palm.
- [2] A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain. Rodolfo Dufo-López, José L. Bernal-Agustín.
- [3] [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-5089)
- [4] Performance evaluation of stand alone, grid connected and hybrid renewable energy systems for rural application: A comparative review. Sonali Goel, Renu Sharma.
- [5] Self-consumption enhancement and peak shaving of residential photovoltaics using storage and curtailment. Rasmus Luthander, Joakim Widen, Joakim Munkhammar, David Lingfors.
- [6] Data-driven health estimation and lifetime prediction of lithium-ion batteries: A review. Yi Lia, Kailong Liuc, Aoife M. Foleyd, Alana Zülkea, Maitane Berecibarb, Elise Nanini-Mauryf, Joeri Van Mierlob, Harry E. Hostera.
- [7] Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects. Abhishek Malhotra, Benedikt Battke, Martin Beuse, Annegret Stephan, Tobias Schmidt.
- [8] Selecting a suitable battery technology for the photovoltaic battery integrated module. Victor Vega-Garita, Ali Hanif, Nishant Narayan, Laura Ramirez-Elizondo, Pavol Bauer.
- [9] The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. Ghassan Zubia, Rodolfo Dufo-López, Monica Carvalho, Guzay Pasaoglu.
- [10] Techno-economic analysis of grid-connected battery storage. Rodolfo Dufo-López, José L. Bernal-Agustín.
- [11] Solar photovoltaic-battery systems in Swedish households – Selfconsumption and self-sufficiency. Emil Nyholm, Joel Goop, Mikael Odenberger, Filip Johnsson.
- [12] Design and economics analysis of an off-grid PV system for household electrification. Abdul Ghafoor, AnjumMunir.
- [13] <https://es.krannich-solar.com/es/autoconsumo/fotovoltaica-aislada.html>
- [14] [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es)
- [15] <https://power.larc.nasa.gov/>
- [16] <https://albasolar.es/portfolio/canadian-solar-335-w/>
- [17] <https://autosolar.es/inversores-de-red-monofasicos/inversor-solax-x1-mini-2000va>

- [18] <https://www.reicaz.org/normaspr/tablasdi/tblidiner.htm>
- [19] <https://blog.bankinter.com/economia/-/noticia/2016/8/24/previsiones-ipc-espana>
- [20] <https://autosolar.es/baterias-litio-48v/bateria-litio-lg-chem-resu-33>
- [21] <https://fusionenergiasolar.es/fotovoltaica/441-bateria-de-litio-byd-b-box-pro25.html>
- [22] <https://autosolar.es/baterias-litio-48v/bateria-litio-24kwh-pylontech-us2000b-plus-48v>
- [23] <https://fusionenergiasolar.es/fotovoltaica/713-inversor-cargador-regulador-voltronic-axpert-mks-plus-3000-va-48v-y-mppt-60a.html>
- [24] <https://www.steca.com/index.php?Steca-Compact-en#productdescription>
- [25] <https://www.steca.com/index.php?Steca-Power-Tarom-es>
- [26] <https://www.gemasolar.es/hawker-ecosafe-/31-acumulador-hawker-tvs-7-7-opzs-490-750ah-ecofase.html>

# ANEXOS

## ANEXO I. COMPRA DE ENERGÍA A LA RED

En el presente anexo se procede a explicar detalladamente como se ha hecho la simulación del caso de compra de energía a la red.

El primer paso a realizar en el proyecto es seleccionar en la pantalla principal los elementos que se incluirán en el sistema, en este caso al comprar únicamente energía a la red quedaría como en la figura I.1.



Figura I.1

Se introducen las tensiones nominales DC y AC como en la figura I.2 según los componentes a incluir en el sistema.

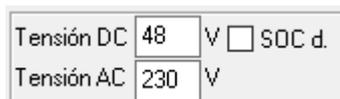


Figura I.2

A continuación, se introducen los datos de la demanda con valores según se ha explicado en la memoria. Se pueden observar en las figuras I.3 y I.4 gráficamente dichos consumos en un día típico de invierno que será similar durante todo el año y en un mes típico de verano como lo es agosto.

Consumo de energía del 1 de enero:

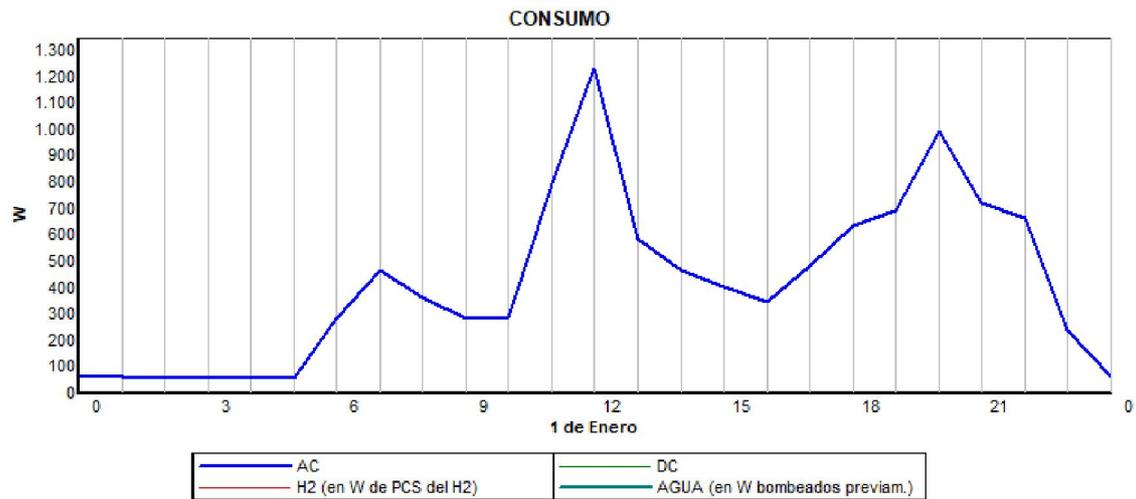


Figura I.3

Consumo de energía del mes de agosto:

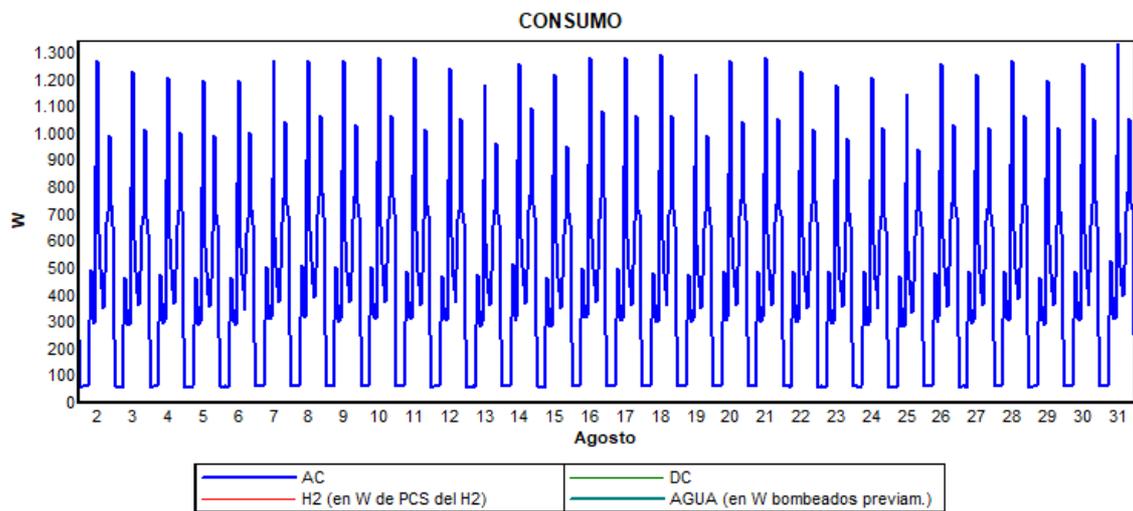


Figura I.4

Ahora se importan los precios de compra y venta de la electricidad desde dos archivos diferentes que contengan dichos valores que varían cada hora como se observa en la figura I.5.

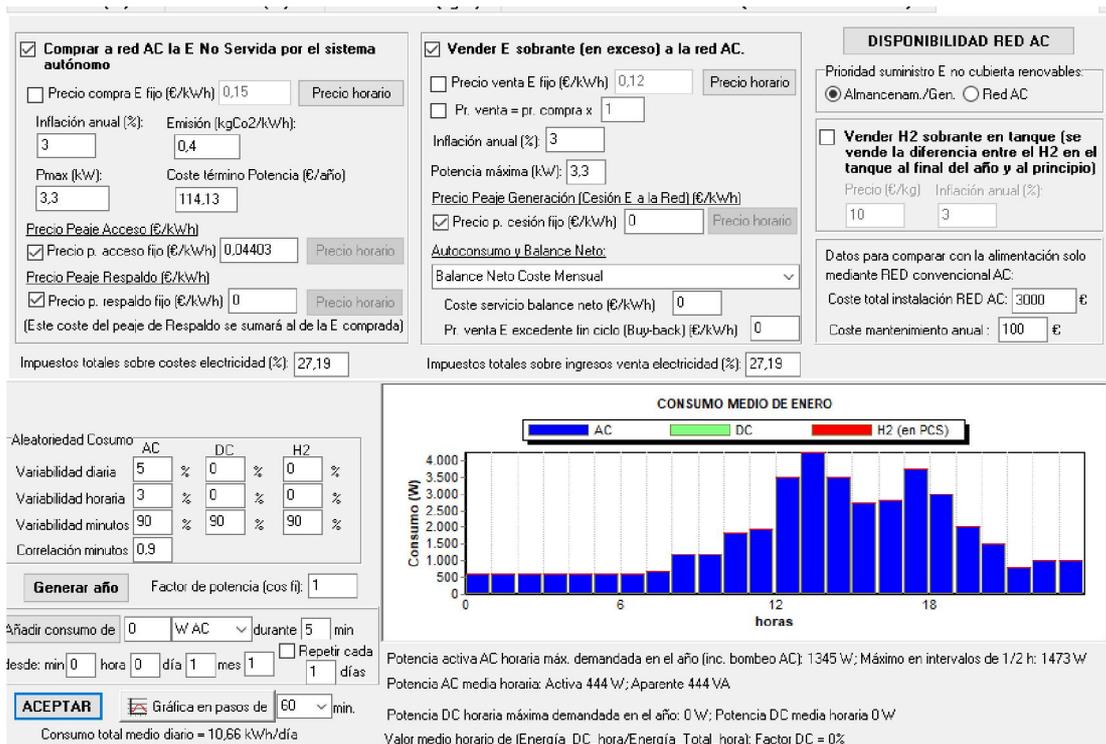


Figura I.5

En este caso al no tener ningún componente en la instalación se procede directamente a colocar los parámetros económicos tal y como se ve en la figura I.6.

**PARÁMETROS ECONÓMICOS:**

Intereses del mercado:(precio del dinero) 3 % Tasa de descuento general (%): 1,38 %

Inflación esperada general (O&M...): 1,6 %

Periodo de estudio 25 años

Al finalizar el periodo de estudio considerar el coste residual de los componentes

Moneda: Euro (€)

Cableado, instalación y costes variables iniciales: 0 € Fijo + 0 % sobre C. inicial

**Préstamo (cuota constante, sistema francés):**

Cantidad prestada: 1 % del coste inicial de la inversión

Interés del préstamo: 1 %

Duración del préstamo: 1 años

Figura I.6

Para realizar el análisis se impondrán las restricciones que se observan en la figura I.7.

Las 5 restricciones a considerar son:

- 1- Energía No Servida máxima permitida: 0% de la demanda total.  
(Se permite la compra de la E. No Servida a la red AC. El máximo que se puede comprar es el 0% de la demanda)
- 2- Autonomía mínima exigida: 4,5 días.  
(Si existe generador AC o pila de combustible con combustible externo o se compra E No Servida a la red AC, se considerará autonomía infinita)
- 3- Cap. nominal banco baterías (Ah) < 20 x (Icc gen. fotov. + Idc grupo aerogen. máxima ).  
(No considerar esta restricción si existe generador AC o pila de combustible con combustible externo o se compra E No Servida a la red AC)
- 4- Fracción renovable mínima: 0%.
- 5- Coste actualizado de la energía máximo: 100€/kWh.

Figura I.7

Finalmente se procede a calcular y se obtienen los resultados que se han comentado en la sección V.

El software da varias opciones de representar los resultados, así al realizar la simulación del resultado óptimo se obtienen las potencias de los elementos del sistema como en la figura I.8 para un día de invierno (1 de enero) y en la figura I.9 para un día de verano (1 de agosto).

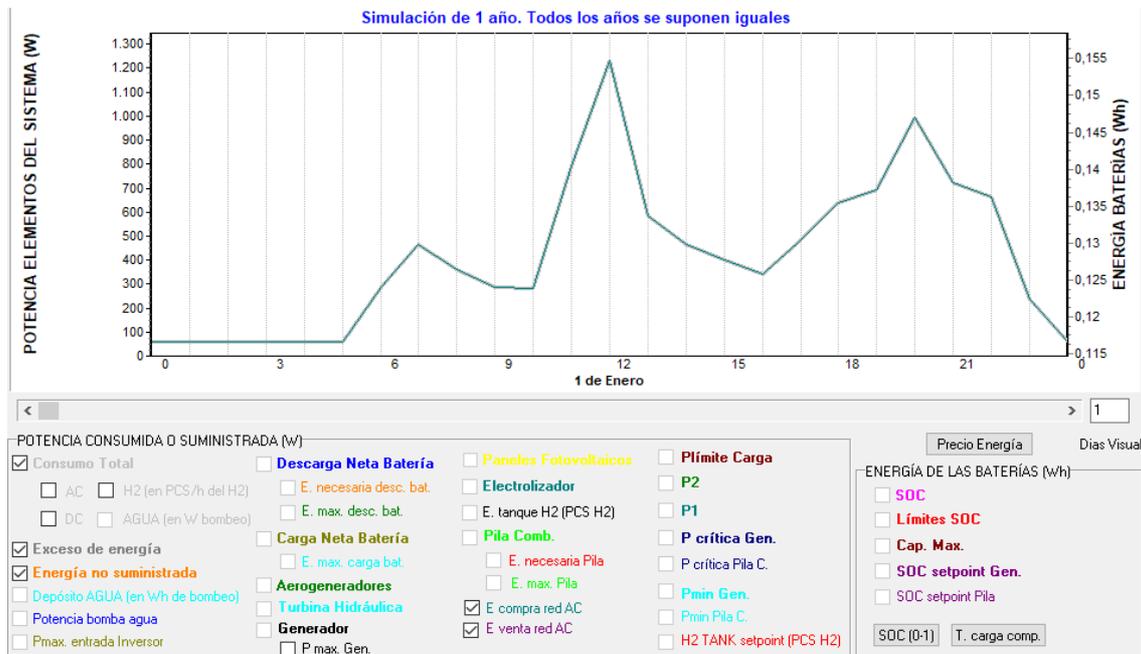


Figura I.8

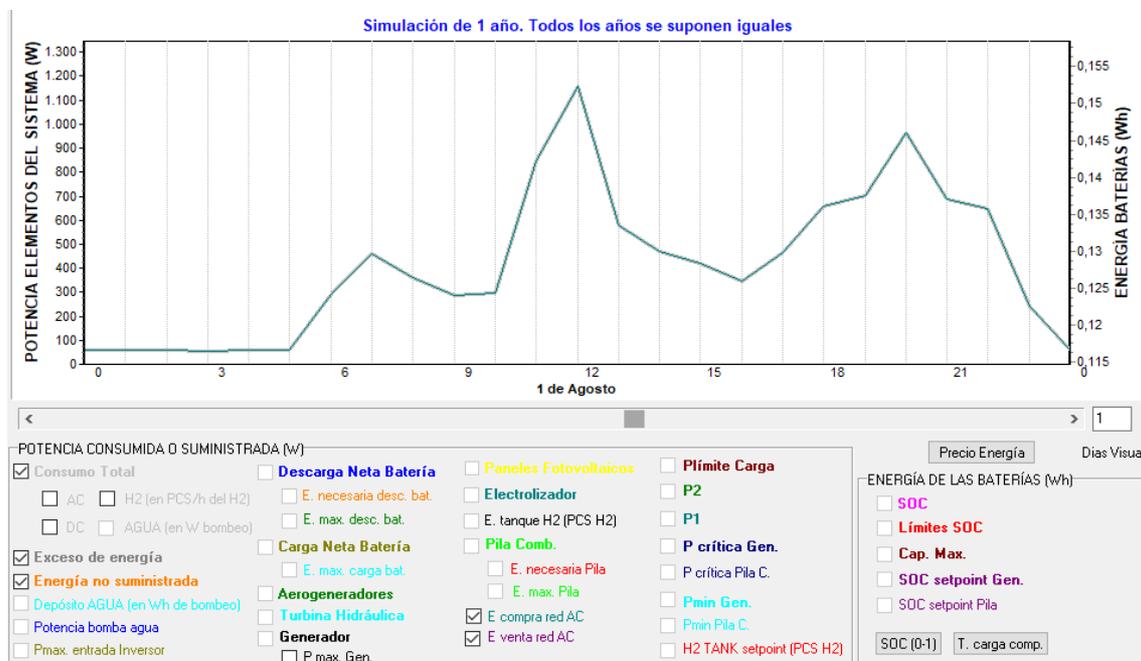


Figura I.9

El resumen de la potencia horaria de todo el año del consumo total, de cada componente del sistema, la energía comprada y vendida a la red y excesos de energías se presenta en la figura I.10.

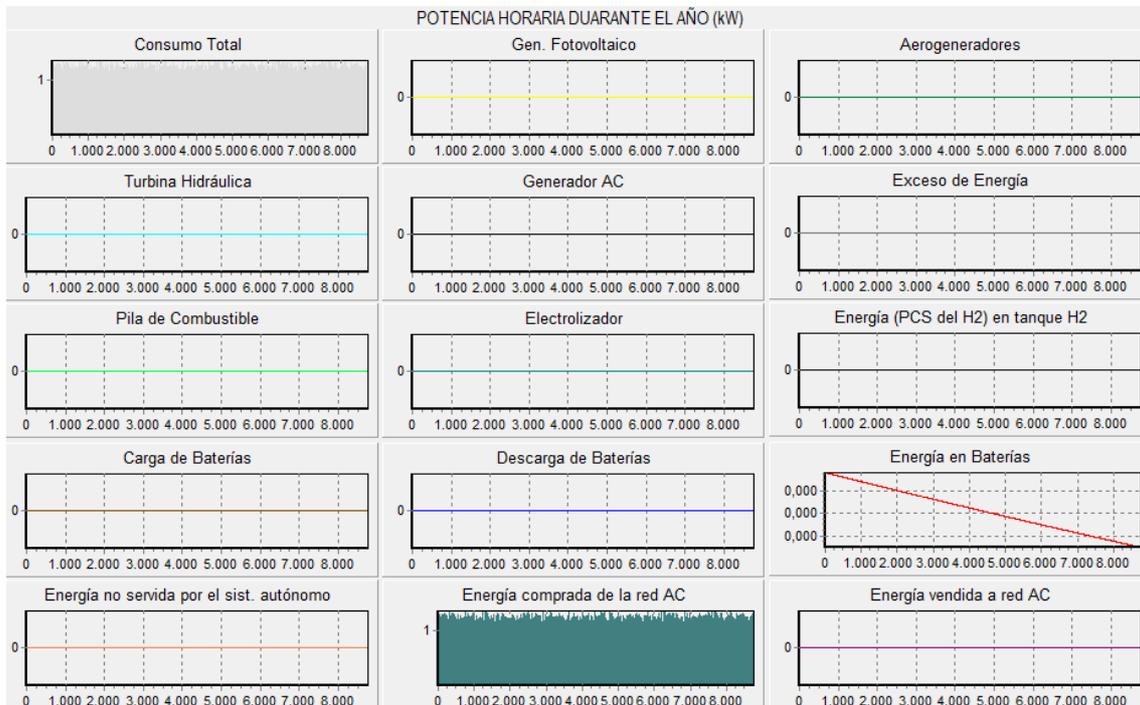


Figura I.10

La potencia media mensual y anual de generación de electricidad se observa en la figura I.11.

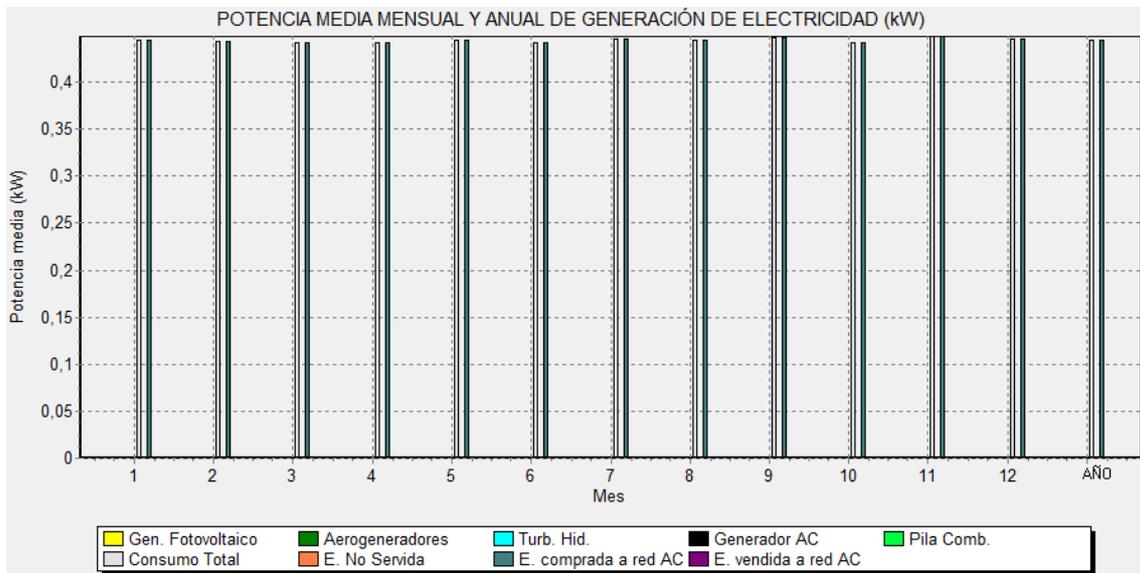


Figura I.11

El resumen de la energía media mensual del consumo total, de cada componente del sistema, la energía comprada y vendida a la red y excesos de energías se presenta en la figura I.12.

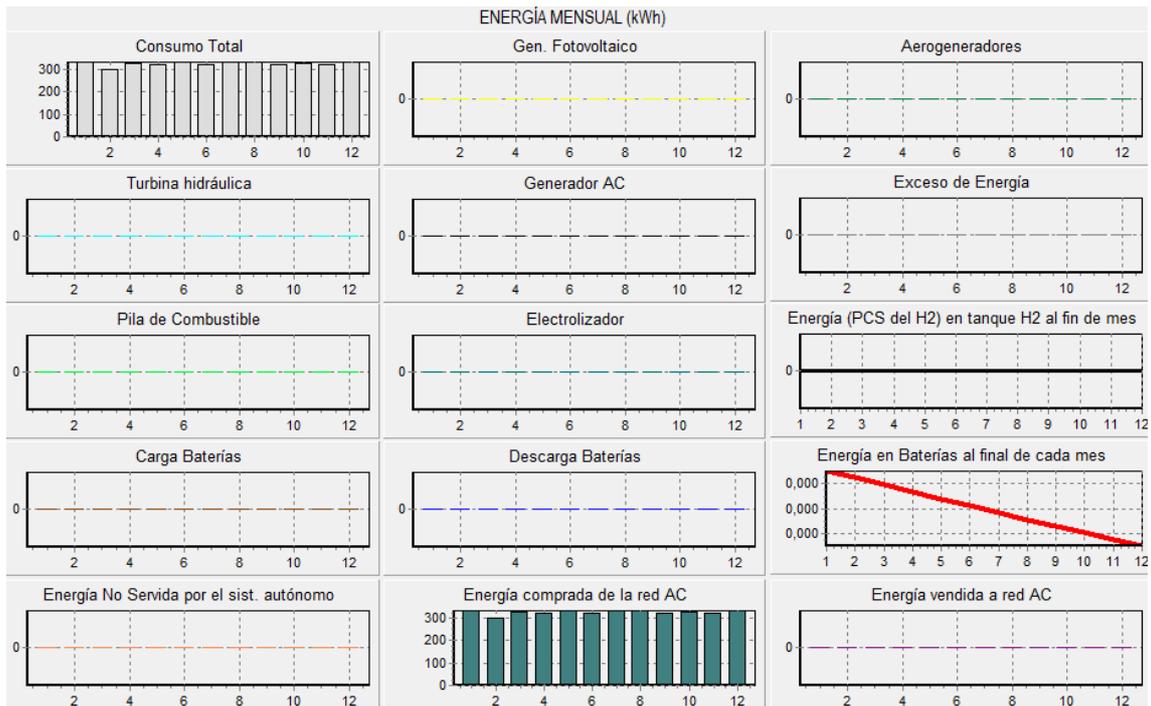


Figura I.12

La energía total anual consumida y comprada se observa en la figura I.13.

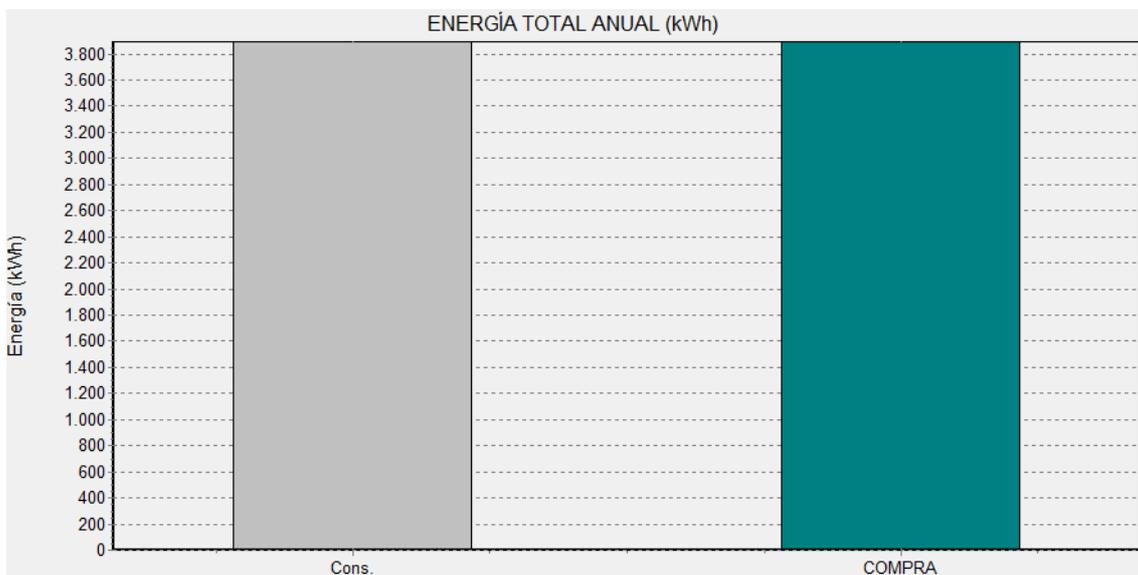


Figura I.13

Otra opción que da el programa es emitir el informe de los resultados del caso óptimo, que se recoge en las figuras I.14 y I.15.

**Proyecto: SoloRed.hoga. Config. n° 0**

Tensión DC: 144 V . Tensión AC: 230 V

**COMPONENTES**

- Sin Paneles Fotov.
- Sin Baterías
- Sin Aerogeneradores
- Sin Turbina Hid.
- Sin Generador AC
- Sin Pila Comb.
- Sin Electrolizador
- SIN INVERSOR

Sin Rectificador-cargador baterías

**ESTRATEGIA DE CONTROL:**

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES SUPERIOR AL CONSUMO: CARGA

Al no haber baterías ni electrolizador la potencia sobrante se pierde o se vende a la red

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES INFERIOR AL CONSUMO: DESCARGA

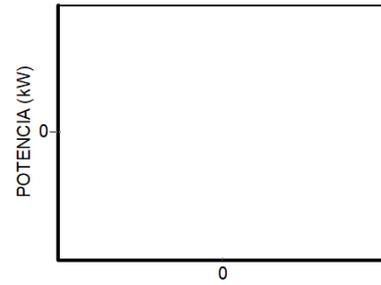


Figura I.14

**BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:**

Energía Total Demandada: 3893 kWh/año. Cubierta por ren.0%

Energía No Servida: 0 kWh/año (0 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 0 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 0 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 0 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 0 kWh/año

Vida de las baterías: 12 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 3893 kWh/año

Emissiones totales de CO2 : 1557 kg CO2/año; Emissiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO2/año

H2 vendido anual : 0 kg H2/año //// IDH: 0,687. Empleos creados durante vida sistema: 0,0004

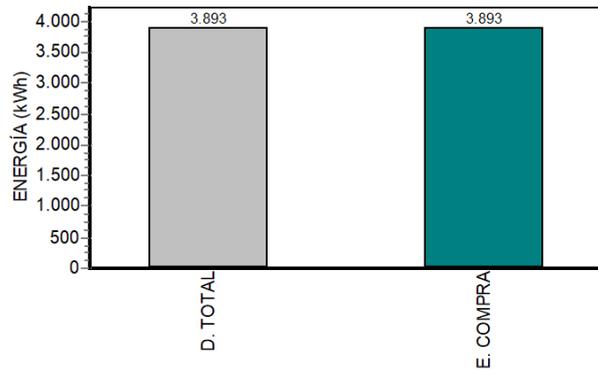


Figura I.15

## ANEXO II. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

En el presente anexo se procede a explicar detalladamente como se ha hecho la simulación del caso de sistema fotovoltaico conectado a la red.

Se realizan todos los pasos enunciados en el anexo I hasta la importación de los precios de compra y venta de electricidad a la red.

A continuación, se introducen los datos de la irradiación solar según se ha explicado en la memoria. Se pueden observar en las figuras II.1 y II.2 gráficamente dichas irradiaciones de un día típico de invierno y en un día típico de verano.

Irradiación 1 de enero:

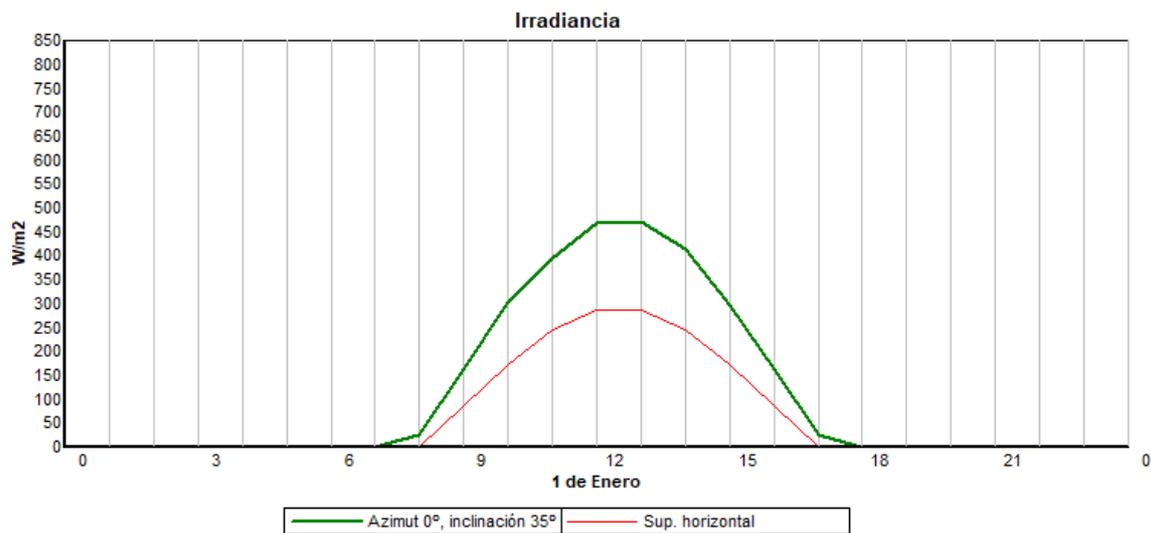


Figura II.1

Irradiación 1 de agosto:

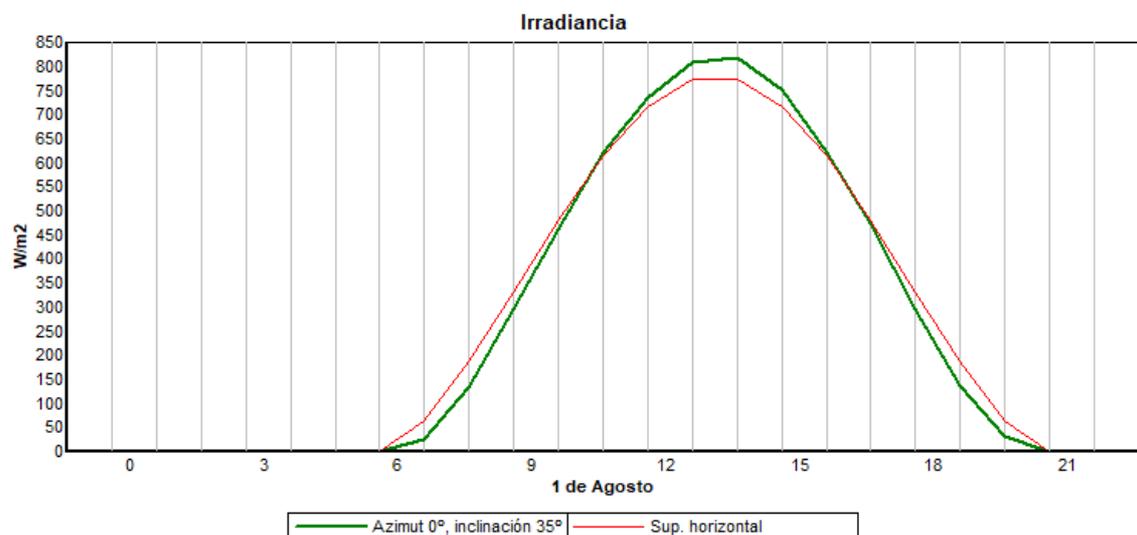


Figura II.2

En las figuras II.3 y II.4 se ve gráficamente como evolucionan las irradiaciones en un mes típico de invierno y en un mes típico de verano.

Irradiación mes de enero:

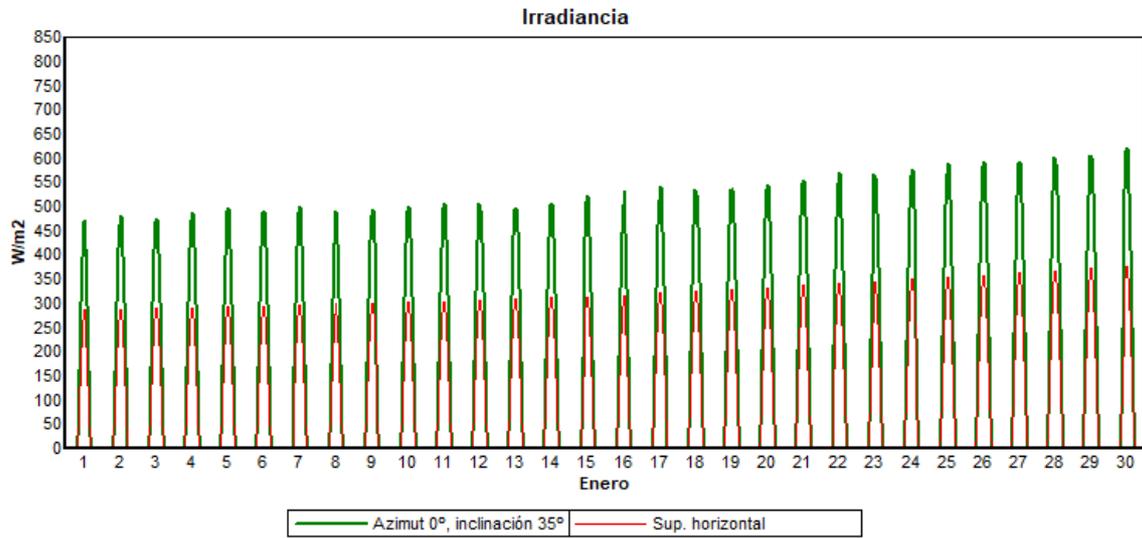


Figura II.3

Irradiación mes de agosto:

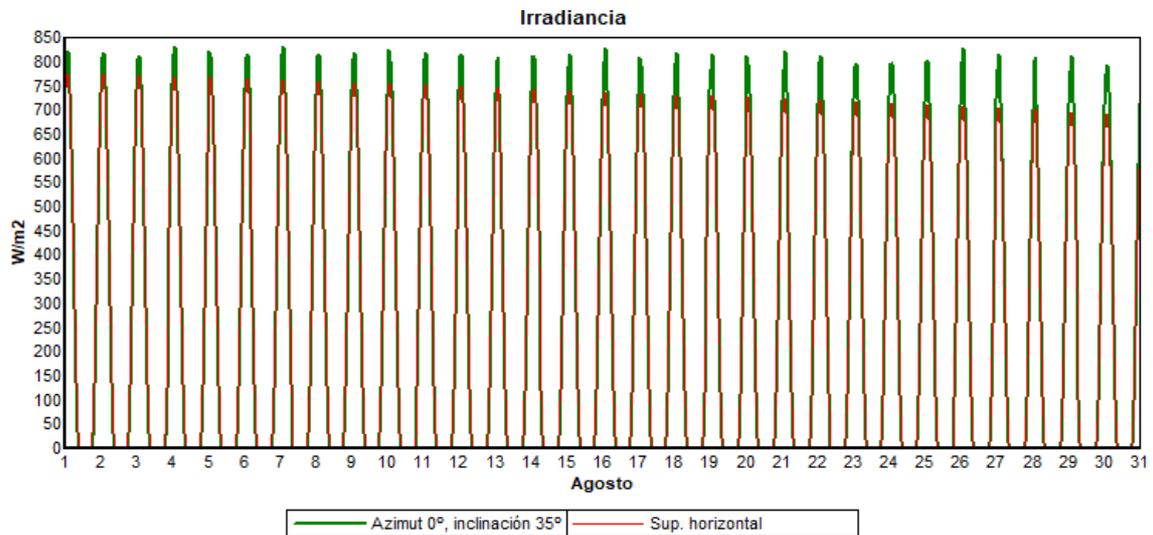


Figura II.4

En las figuras II.5 se ve gráficamente cómo evoluciona la irradiación a lo largo del año.

Irradiación anual:

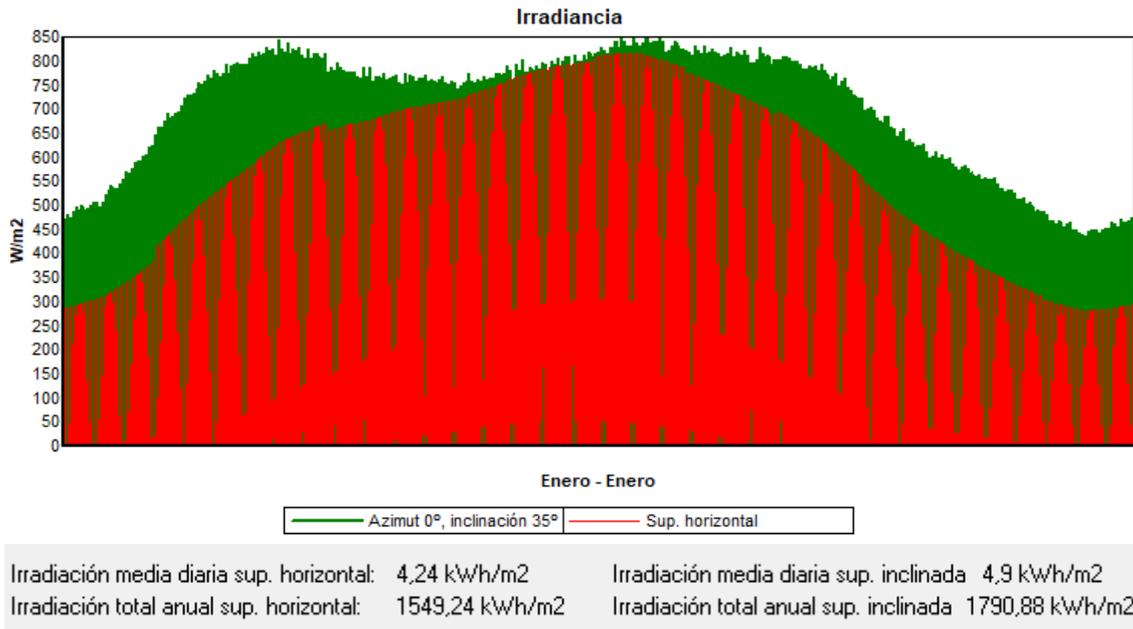


Figura II.5

Ahora bien, se empiezan a introducir los diferentes componentes necesarios en el sistema y sus respectivos parámetros.

En primer lugar los paneles fotovoltaicos que quedan como se observa en la figura II.6.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS / GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Añadir Panel individual: Zero  
 Añadir Familia Paneles: SIM12-Atersa

Nombre	Tensión nominal (V)	Intens. cortoc. (A)	Potencia nominal (Wp)	Coste de adquisición (€)	Coste O&M unitario (€/año)	Vida esperada (años)	TONC (°C)	Coef. T <sup>2</sup> (%/°C)	Emissiones CO <sub>2</sub> fabricación y recic. (kgCO <sub>2</sub> equiv./kWp)	Peso (kg)
Canadian: CS3U-335-mod	24	9,28	335	278,5	0	25	42	-0,38	800	22,5

Coste Fijo de Operación y Manten.: 0 €/año

Hay que aplicar un factor de seguridad que tenga en cuenta el sombreado, errores en la orientación, suciedad en paneles,...

El factor de seguridad suele ser del orden de 1.1 a 1.3    Factor de seguridad elegido: 1,2

Los reguladores e inversores incluyen sistema de seguimiento de máxima potencia, Maximum Power Point Tracking

Calcular el número de paneles en serie según:  $V_{bus\_dc} / V_{max\_p\_panel}$  (sistemas conexión a red). Dato necesario: Relación  $V_{max\_p\_panel} / V_{nominal\_panel} = 1,475$

Considerar el efecto de la Temperatura (Solo se tendrá en cuenta esta opción si el regulador es MPPT)

Datos de Temperatura Ambiente (°C): E 4,3 F 6,2 M 9,4 A 12 M 16,5 J 21,1 J 24,2 A 24,2 S 19,7 O 14,7 N 8,8 D 5,5

Medios mensuales  Eibs model  Desde archivo 8760 valores horarios

El generador fotovoltaico está conectado al bus AC (a través de su propio inversor) -> Número paneles en serie: 4    Datos inversor fotovoltaico

Inflación anual esperada del precio de los Paneles, para calcular sus precios de reposición (cuando acaba su vida útil): -2 %

Límite de modificación de precios respecto a los actuales (acumulado, + si incrementan, - si decrementan, p. ej., si creemos que los costes van a bajar hasta un 30% de los actuales, es decir, que se decrementarán 70%, ponemos -70%) -70 %

Se llega al límite en 59,6 años

Figura II.6

A continuación los inversores que quedan como se observa en la figura II.7.

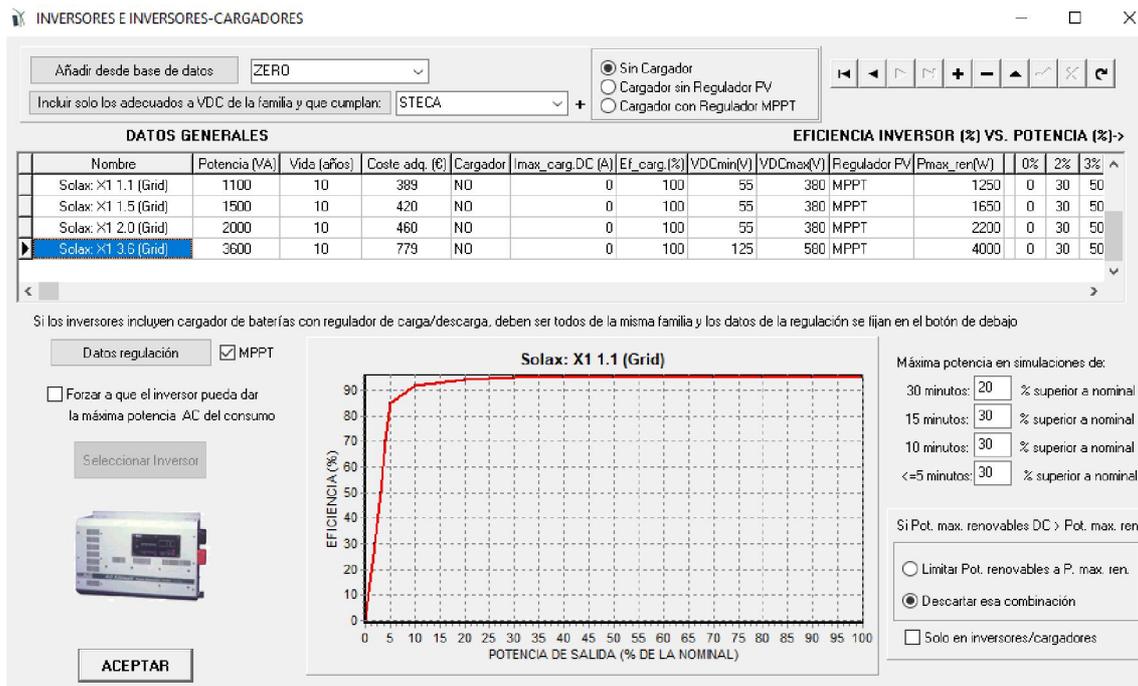


Figura II.7

Una vez seleccionados todos los componentes del sistema se realiza el predimensionado que queda como se observa en las figuras II.8, II.9 y II.10.

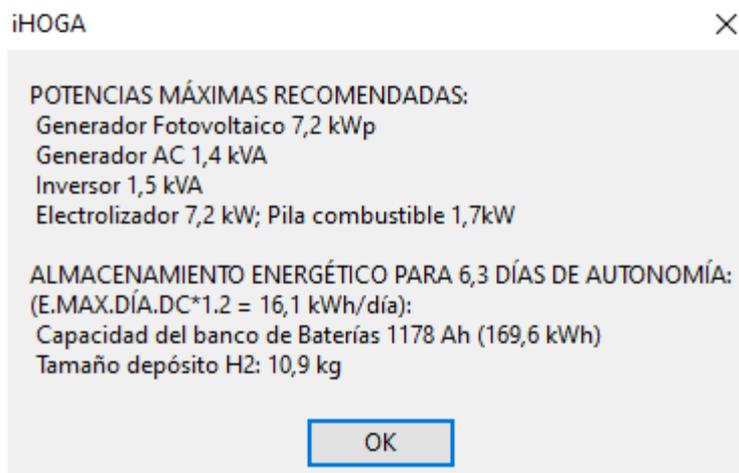


Figura II.8

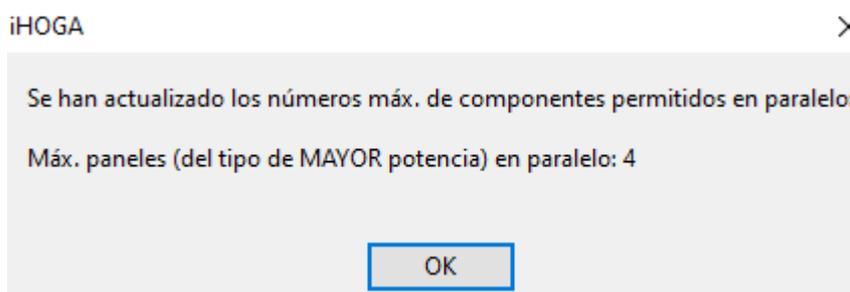


Figura II.9

**MÍN Y MÁX. Nº COMPONENTES PARALELO:**

Baterías paralelo: Mín.  Máx.

Paneles paralelo: Mín.  Máx.

Aerogen. paralelo: Mín.  Máx.

Gen. AC paralelo: Mín.  Máx.

**RESTRICCIONES:**

Máxima E No Servida permitida:  % anual

La Energía no servida se refiere a:

E. no servida por el sistema autónomo

E. no servida por el sist. autónomo ni la red AC

Figura II.10

A continuación se colocan los parámetros económicos tal y como se ve en la figura II.11.

**PARÁMETROS ECONÓMICOS:**

Intereses del mercado:(precio del dinero)  % Tasa de descuento general (%):

Inflación esperada general (O&M...):  %

Periodo de estudio  años

Al finalizar el periodo de estudio considerar el coste residual de los componentes

Moneda:

Cableado, instalación y costes variables iniciales:  € Fijo +  % sobre C. inicial

**Préstamo (cuota constante, sistema francés):**

Cantidad prestada:  % del coste inicial de la inversión

Interés del préstamo:  %

Duración del préstamo:  años

Figura II.11

Para realizar el análisis se impondrán las restricciones que se observan en la figura II.12.

Las 5 restricciones a considerar son:

- 1- Energía No Servida máxima permitida: 0% de la demanda total.  
(Se permite la compra de la E. No Servida a la red AC. El máximo que se puede comprar es el 0% de la demanda)
- 2- Autonomía mínima exigida: 4,5 días.  
(Si existe generador AC o pila de combustible con combustible externo o se compra E No Servida a la red AC, se considerará autonomía infinita)
- 3- Cap. nominal banco baterías (Ah) < 20 x (lcc gen. fotov. + lcc grupo aerogen. máxima ).  
(No considerar esta restricción si existe generador AC o pila de combustible con combustible externo o se compra E No Servida a la red AC)
- 4- Fracción renovable mínima: 0%.
- 5- Coste actualizado de la energía máximo: 100€/kWh.

Figura II.12

Finalmente se procede a calcular y se obtienen los resultados que se han comentado en la sección V.

El software da varias opciones de representar los resultados, así al realizar la simulación del resultado óptimo se obtienen las potencias de todos los elementos del sistema como

en la figura II.13 para un día de invierno (1 de enero) y en la figura II.14 para un día de verano (1 de agosto).

1 de enero:

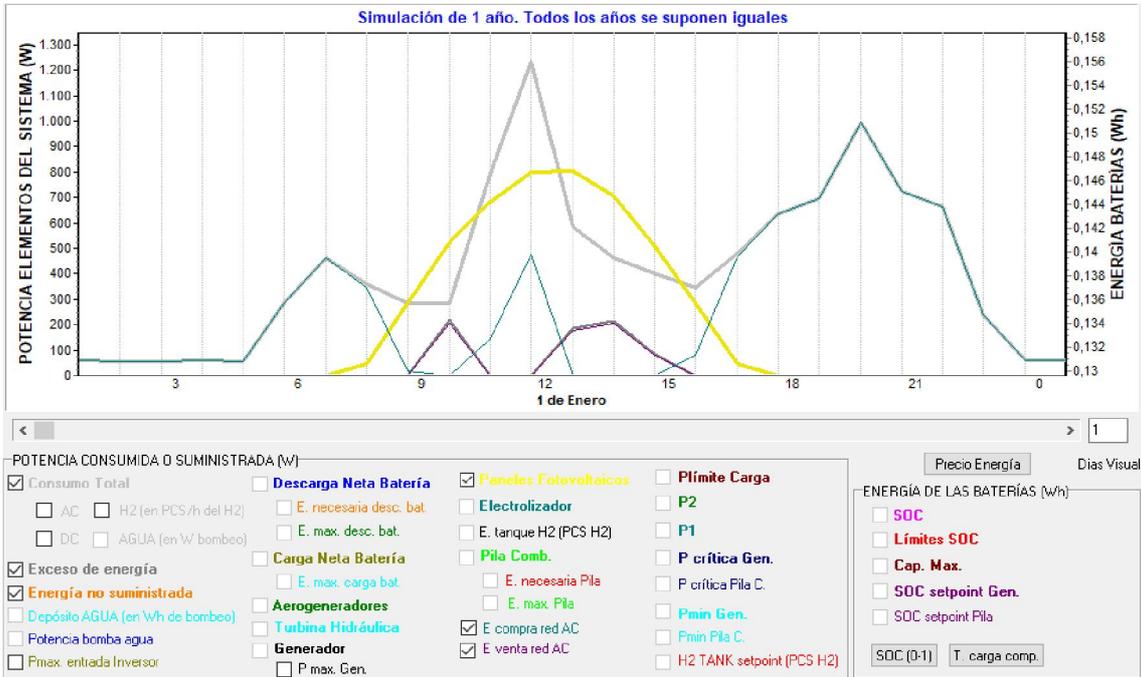


Figura II.13

1 de agosto:

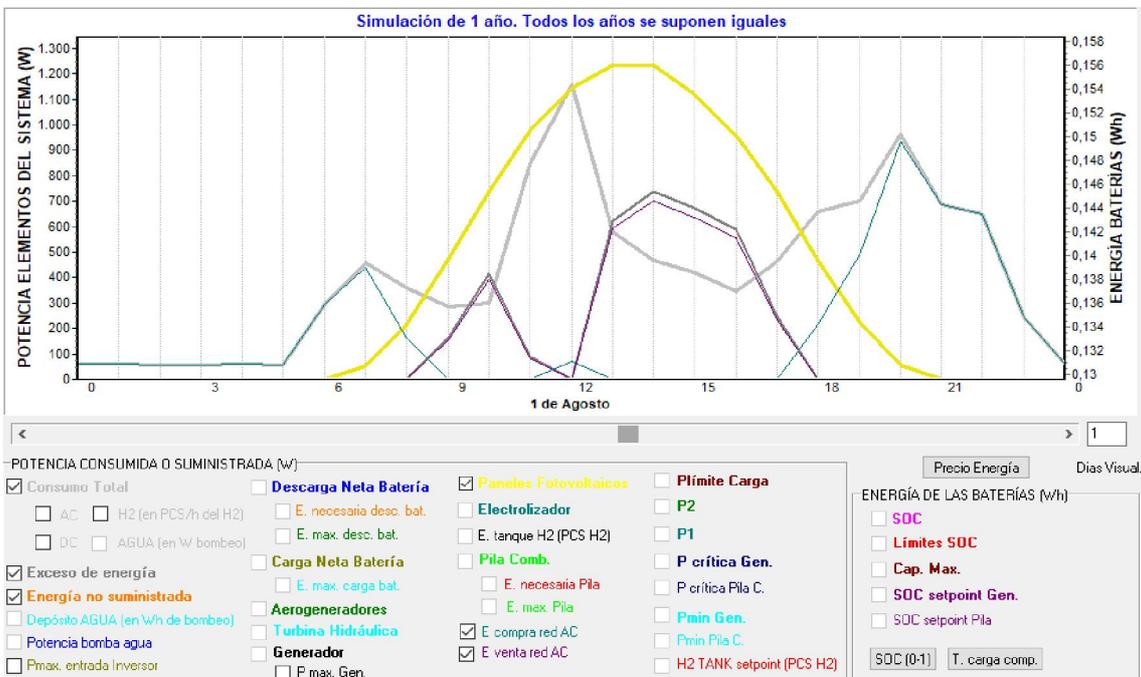


Figura II.14

El resumen de la potencia horaria de todo el año del consumo total, de cada componente del sistema, la energía comprada y vendida a la red y excesos de energías se presenta en la figura II.15.

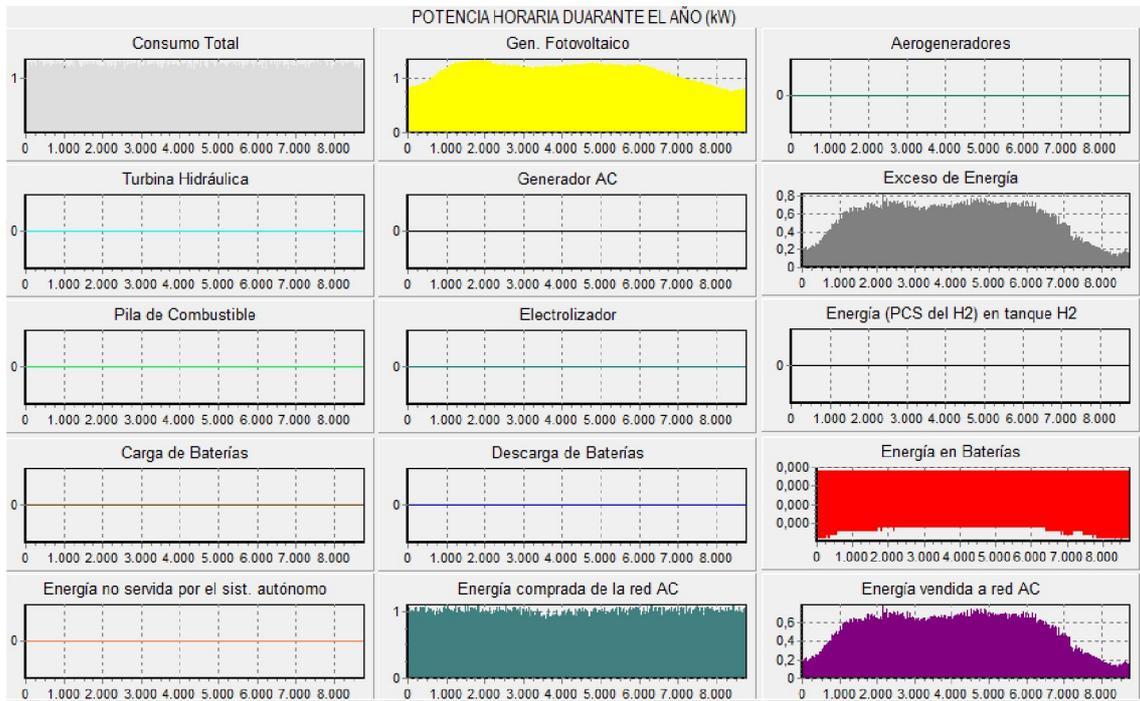


Figura II.15

El resumen de la energía media mensual del consumo total, de cada componente del sistema, la energía comprada y vendida a la red y excesos de energías se presenta en la figura II.16.

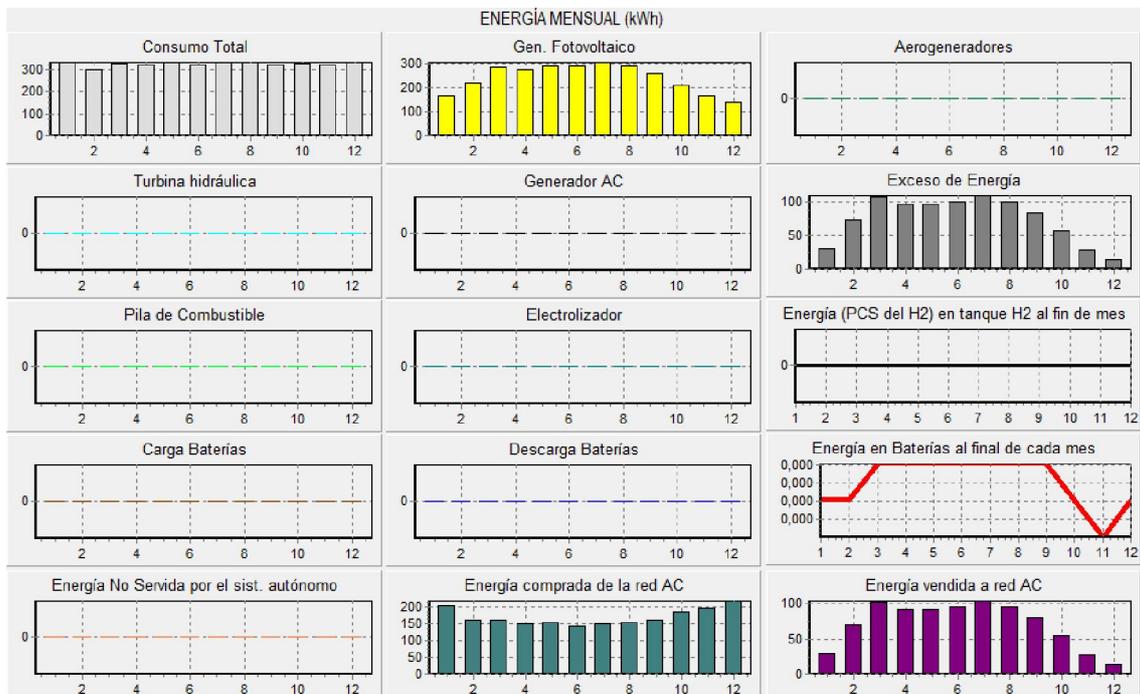


Figura II.16

La energía total anual consumida, comprada, vendida, exceso y producida se observa en la figura II.17.

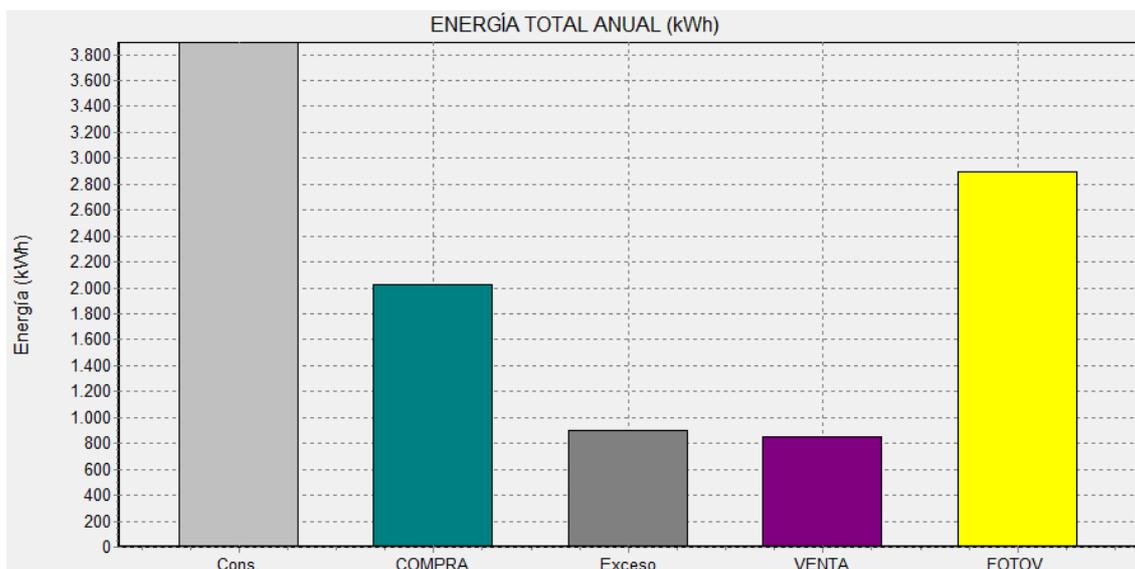


Figura II.17

## ANEXO III. SISTEMA FOTOVOLTAICO CON BATERÍAS CONECTADAS A LA RED

En el presente anexo se procede a explicar detalladamente como se ha hecho la simulación del caso de sistema fotovoltaico con baterías conectado a la red.

Se realizan todos los pasos enunciados en el anexo I hasta la importación de los precios de compra y venta de electricidad a la red y hasta la introducción de las irradiaciones enunciada en el anexo II.

Ahora bien, se empiezan a introducir los diferentes componentes necesarios en el sistema y sus respectivos parámetros.

En primer lugar los paneles fotovoltaicos que quedan como se observa en la figura III.1.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS / GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Añadir Panel individual: Zero  
 Añadir Familia Paneles: SIM12-Atersa

Nombre	Tensión nominal	Intens. cortoc.	Potencia nominal	Coste de adquisición	Coste O&M unitario	Vida esperada	TONC	Coef. T <sup>2</sup>	Emissiones CO2 fabricación y recic.	Peso
	(V)	(A)	(Wp)	(€)	(€/año)	(años)	(%)	(%/°C)	(kgCO2 equiv./kWp)	(kg)
▶ Canadian: CS3U-335-mod	24	9,28	335	278,5	0	25	42	-0,38	800	22,5

Coste Fijo de Operación y Manten.: 0 €/año

Hay que aplicar un factor de seguridad que tenga en cuenta el sombreado, errores en la orientación, suciedad en paneles...  
 El factor de seguridad suele ser del orden de 1.1 a 1.3 Factor de seguridad elegido: 1,2

Los reguladores e inversores incluyen sistema de seguimiento de máxima potencia, Maximum Power Point Tracking

Calcular el número de paneles en serie según:  $V_{bus\_dc} / V_{max\_p\_panel}$  (sistemas conexión a red). Dato necesario: Relación  $V_{max\_p\_panel} / V_{nominal\_panel} = 1,475$

Considerar el efecto de la Temperatura (Solo se tendrá en cuenta esta opción si el regulador es MPPT)

Datos de Temperatura Ambiente (°C):  
 Medios mensuales  Erbs model  
 Desde archivo 8760 valores horarios

E 4,9 F 6,2 M 9,4 A 12 M 16,5 J 21,1 J 24,2 A 24,2 S 19,7 O 14,7 N 8,8 D 5,5

El generador fotovoltaico está conectado al bus AC (a través de su propio inversor) -> Número paneles en serie: 10 Datos inversor fotovoltaico

Inflación anual esperada del precio de los Paneles, para calcular sus precios de reposición (cuando acaba su vida útil): -2 %  
 Límite de modificación de precios respecto a los actuales (acumulado, + si incrementan, - si decremantan, p. ej., si creemos que los costes van a bajar hasta un 30% de los actuales, es decir, que se decrementarán 70%, ponemos -70%) -70 %  
 Se llega al límite en 59,6 años

Figura III.1

A continuación los baterías que quedan como se observa en la figura III.2.

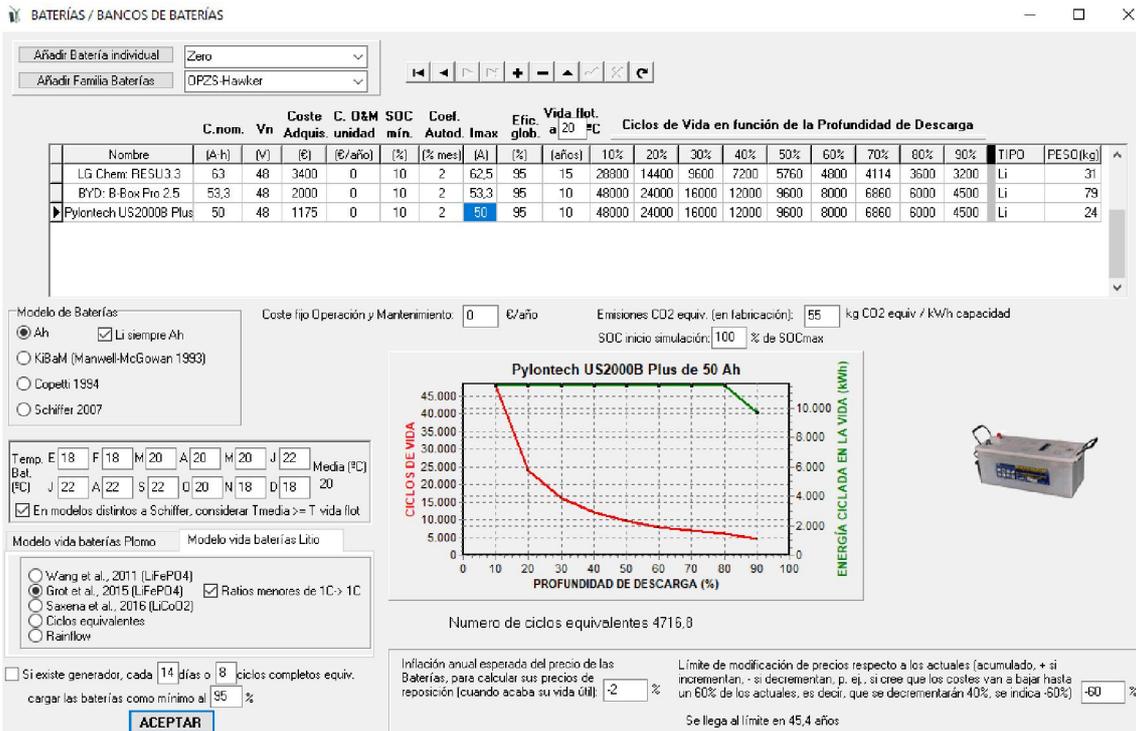


Figura III.2

A continuación los inversores que quedan como se observa en la figura III.3.

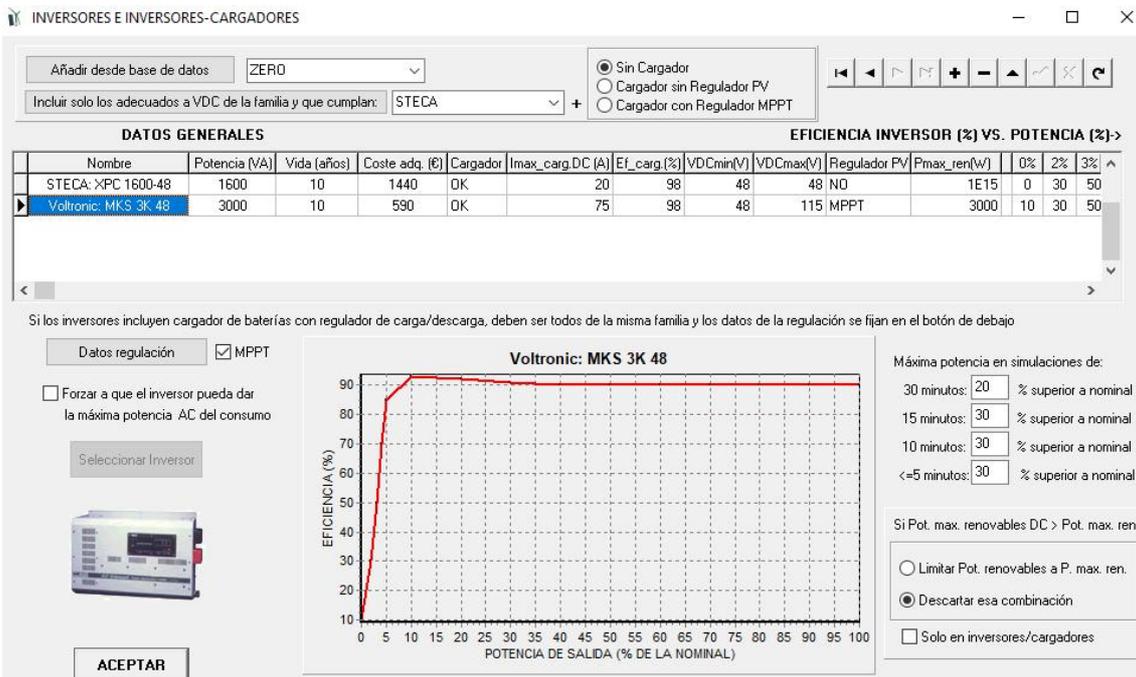


Figura III.3

A continuación los reguladores que quedan como se observa en la figura III.4.

EQUIPOS AUXILIARES PARA LA CARGA DE LAS BATERÍAS

### REGULADOR FOTOVOLTAICO CARGA/DESC. BATERÍAS 48 V

Añadir desde base de datos regulador individual: STECA: P TAROM 4140

Incluir solo los adecuados a VDC y caract. MPPT de familia: STECA

Nombre	I <sub>max</sub> (A)	VDC <sub>min</sub> (V)	VDC <sub>max</sub> (V)	Coste (€)	MPPT
STECA: TAROM 440	40	48	48	298	NO
STECA: P TAROM 4055	55	48	48	1500	NO
STECA: P TAROM 4140	149	48	48	2215	NO

Coste de adquisición (€): 30 + 7 \* I<sub>reg,max</sub> (A)

(Si el regulador de las baterías está incluido en el inversor bidireccional, los reguladores de esta pantalla no se tendrán en cuenta, y el coste del regulador será considerado automáticamente 0)

Tiempo de vida: 10 años

Datos regulación

Reguladores MPPT  Considerar solo el primero de la tabla

Los reguladores fotovoltaicos de carga/descarga de las baterías deben ser todos de la misma familia con los mismos datos regulación (botón encima)

### RECTIFICADOR CARGADOR BATERÍAS (CONV. AC/DC) 230 Vac / 48 Vdc

Coste de adquisición (€): 0 + 0 \* P<sub>nom</sub> (kW)

Tiempo de vida: 10 años Eficiencia: 90 %

(Si el cargador está incluido en el inversor, este coste automáticamente será 0; si el cargador está incluido en el generador AC, indicar aquí costes 0)

Figura III.4

Una vez seleccionados todos los componentes del sistema se realiza el predimensionado que queda como se observa en las figuras III.5, III.6 y III.7.

iHOGA

**POTENCIAS MÁXIMAS RECOMENDADAS:**  
 Generador Fotovoltaico 7,2 kWp  
 Generador AC 1,4 kVA  
 Inversor 1,5 kVA  
 Electrolizador 7,2 kW; Pila combustible 1,7kW

**ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO PARA 6,3 DÍAS DE AUTONOMÍA:**  
 (E.MAX.DÍA.DC\*1.2 = 16,1 kWh/día):  
 Capacidad del banco de Baterías 3532 Ah (169,6 kWh)  
 Tamaño depósito H2: 10,9 kg

OK

Figura III.5

iHOGA

Se han actualizado los números máx. de componentes permitidos en paralelo:

Máx. baterías (del tipo de MAYOR capacidad) en paralelo: 38  
 Máx. paneles (del tipo de MAYOR potencia) en paralelo: 11

OK

Figura III.6

MÍN Y MÁX. Nº COMPONENTES PARALELO:

Baterías paralelo: Mín. 1 Máx. 38

Paneles paralelo: Mín. 0 Máx. 11

Aerogen. paralelo: Mín. 1 Máx. 1

Gen. AC paralelo: Mín. 1 Máx. 1

RESTRICCIONES:

Máxima E No Servida permitida: 0 % anual

La Energía no servida se refiere a:

E. no servida por el sistema autónomo

E. no servida por el sist. autónomo ni la red AC

Más Restricciones

Figura III.7

A continuación se colocan los parámetros económicos tal y como se ve en la figura III.8.

PARÁMETROS ECONÓMICOS:

Intereses del mercado:(precio del dinero) 3 % Tasa de descuento general (%): 1,38 %

Inflación esperada general (O&M...): 1,6 %

Periodo de estudio 25 años

Al finalizar el periodo de estudio considerar el coste residual de los componentes

Moneda: Euro (€)

Cableado, instalación y costes variables iniciales: 300 € Fijo + 2 % sobre C. inicial

Préstamo (cuota constante, sistema francés):

Cantidad prestada: 80 % del coste inicial de la inversión

Interés del préstamo: 7 %

Duración del préstamo: 10 años

Figura III.8

Para realizar el análisis se impondrán las restricciones que se observan en la figura III.9.

Las 5 restricciones a considerar son:

- 1- Energía No Servida máxima permitida: 0% de la demanda total.  
(Se permite la compra de la E. No Servida a la red AC. El máximo que se puede comprar es el 0% de la demanda)
- 2- Autonomía mínima exigida: 4,5 días.  
(Si existe generador AC o pila de combustible con combustible externo o se compra E No Servida a la red AC, se considerará autonomía infinita)
- 3- Cap. nominal banco baterías (Ah) < 20 x (Icc gen. fotov. + Idc grupo aerogen. máxima).  
(No considerar esta restricción si existe generador AC o pila de combustible con combustible externo o se compra E No Servida a la red AC)
- 4- Fracción renovable mínima: 0%.
- 5- Coste actualizado de la energía máximo: 100€/kWh.

Figura III.9

Finalmente se procede a calcular y se obtienen los resultados que se han comentado en la sección V.

El software da varias opciones de representar los resultados, así al realizar la simulación del resultado óptimo se obtienen las potencias de todos los elementos del sistema como

en la figura III.10 para un día de invierno (1 de enero) y en la figura III.11 para un día de verano (1 de agosto).

1 de enero:

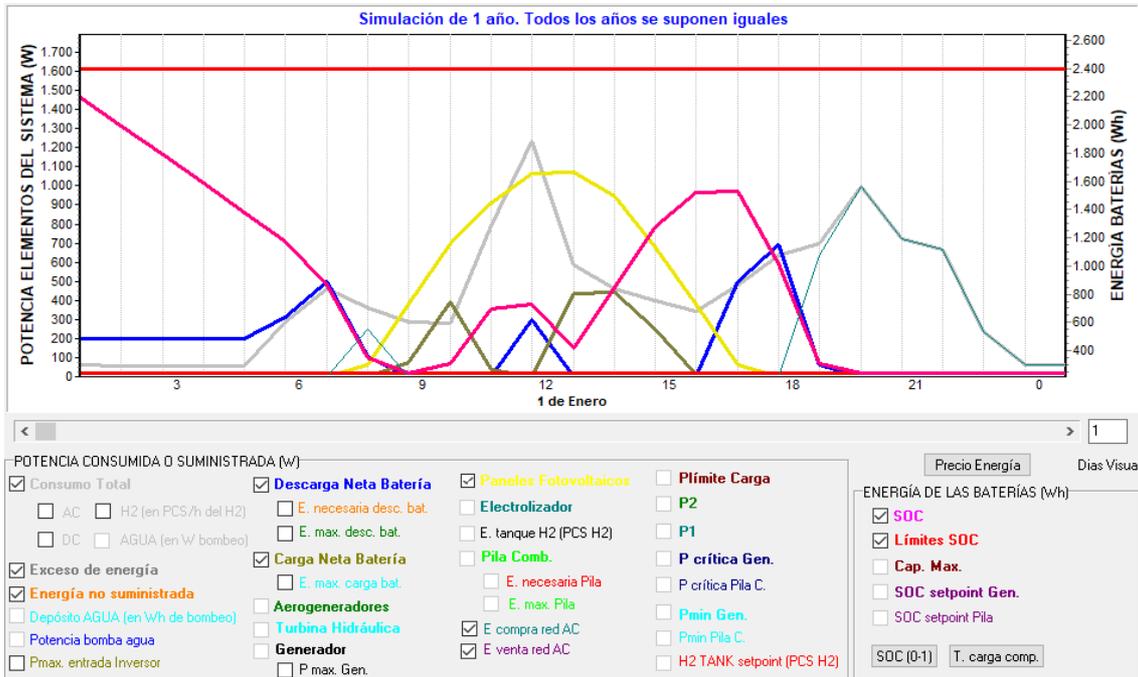


Figura III.10

1 de agosto:

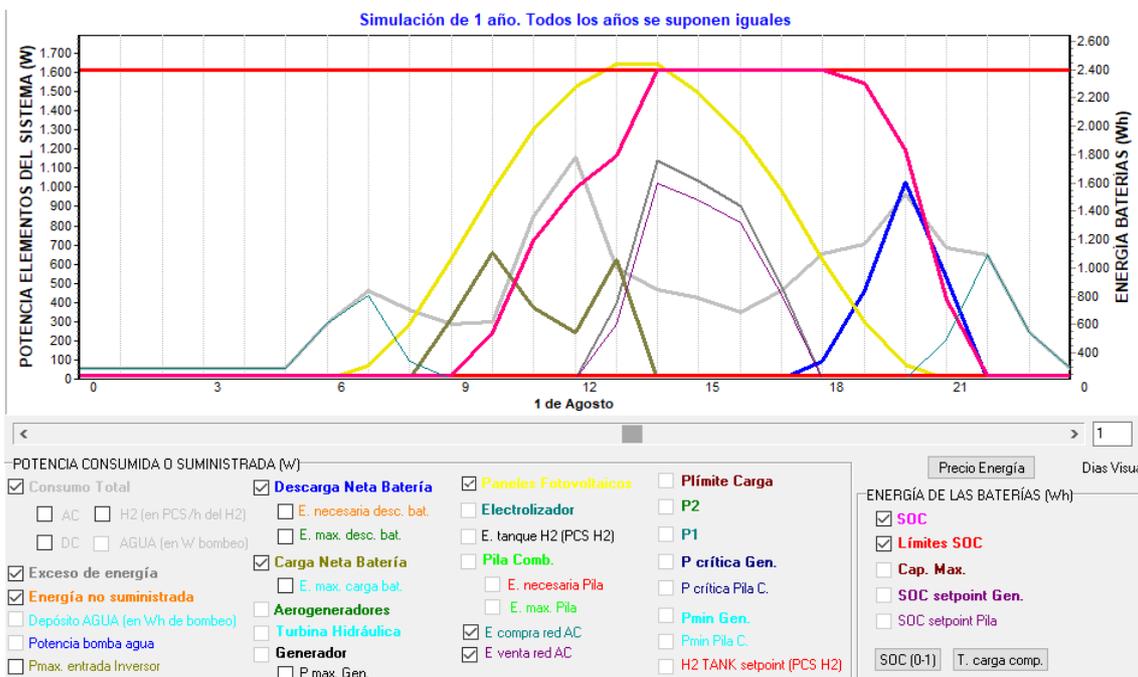


Figura III.11

El resumen de la potencia horaria de todo el año del consumo total, de cada componente del sistema, la energía comprada y vendida a la red y excesos de energías se presenta en la figura III.12.

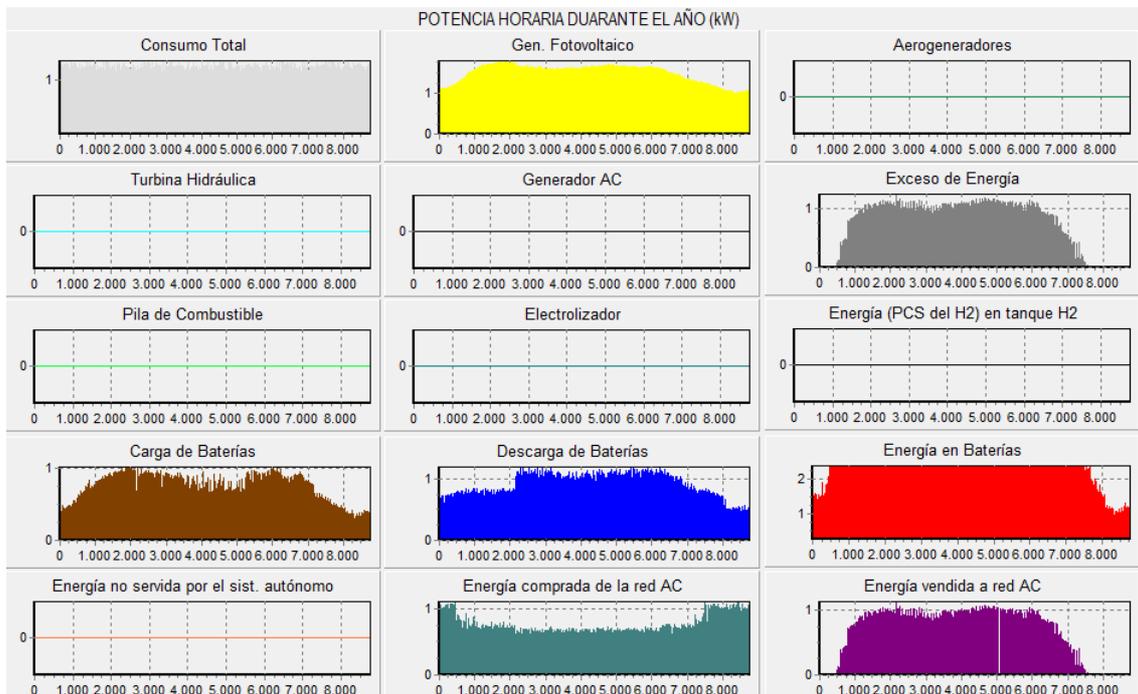


Figura III.12

El resumen de la energía media mensual del consumo total, de cada componente del sistema, la energía comprada y vendida a la red y excesos de energías se presenta en la figura III.13.

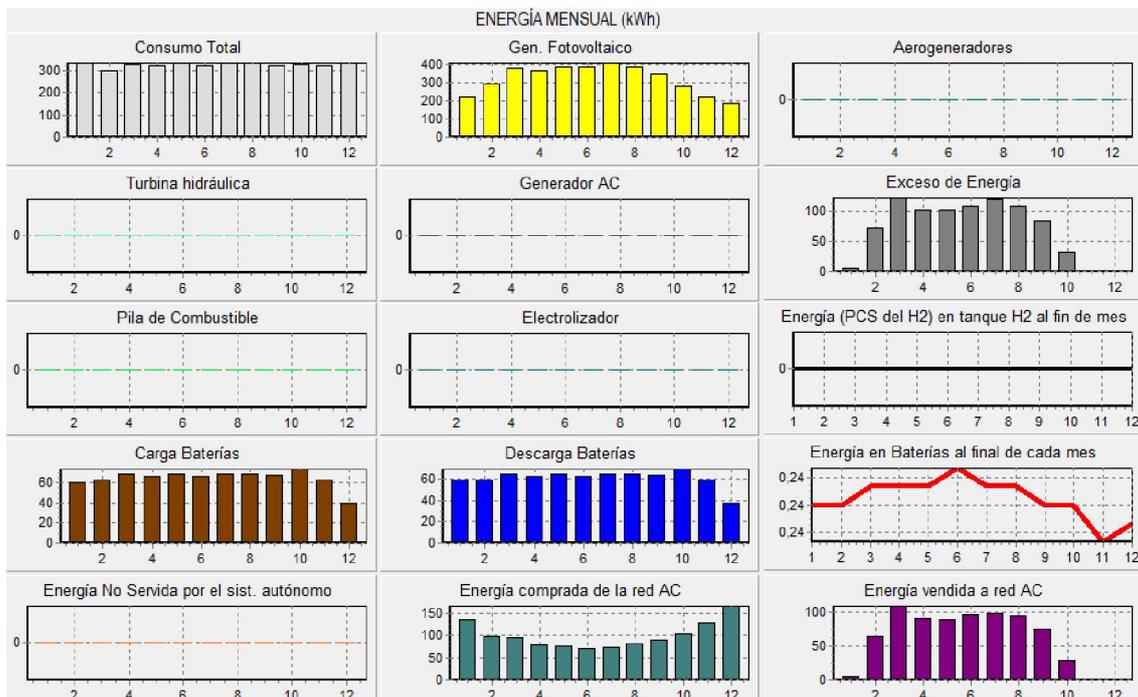


Figura III.13

La energía total anual consumida, comprada, vendida, exceso, producida y de las baterías se observa en la figura III.14.

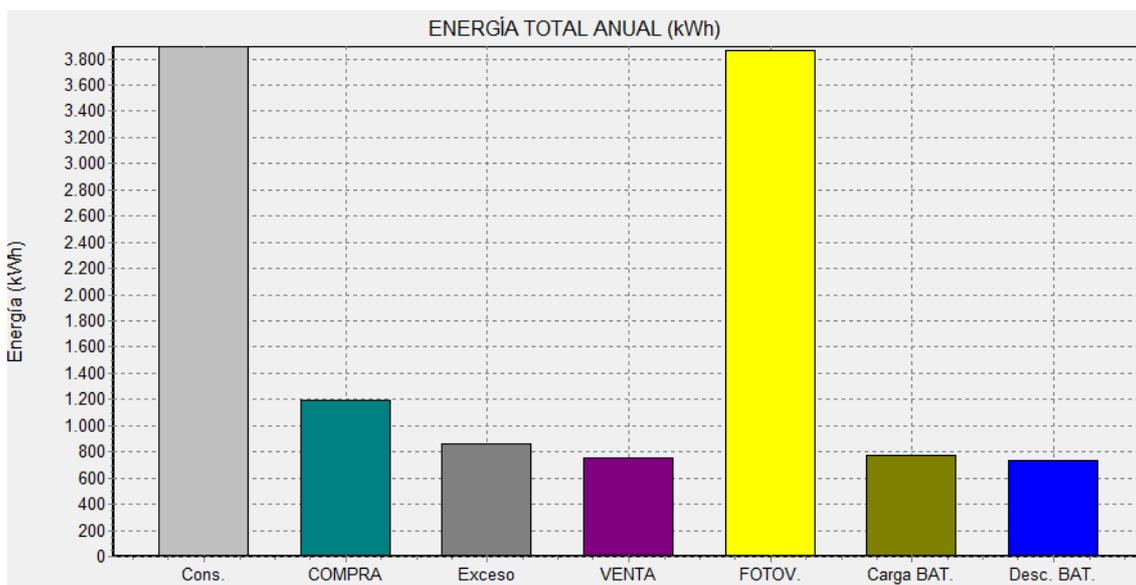


Figura III.14

# ANEXO IV. SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO DE LA RED

En el presente anexo se procede a explicar detalladamente como se ha hecho la simulación del caso de sistema fotovoltaico con baterías conectado a la red.

Se realizan todos los pasos enunciados en el anexo I hasta la importación de los precios de compra y venta de electricidad a la red y hasta la introducción de las irradiaciones enunciada en el anexo II.

Ahora bien, se empiezan a introducir los diferentes componentes necesarios en el sistema y sus respectivos parámetros.

En primer lugar los paneles fotovoltaicos que quedan como se observa en la figura IV.1.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS / GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Añadir Panel individual: Zero  
 Añadir Familia Paneles: SiM12-Atersa

Nombre	Tensión nominal	Intens. cortoc.	Potencia nominal	Coste de adquisición	Coste O&M unitario	Vida esperada	TONC	Coef. Tª	Emissiones CO2 fabricación y recic.	Peso
Nombre	(V)	(A)	(Wp)	(€)	(€/año)	(años)	(°C)	(%/°C)	(kgCO2 equiv./kWp)	(kg)
Canadian: CS3U-335-mod	24	9,28	335	278,5	0	25	42	-0,38	800	22,5

Coste Fijo de Operación y Manten.: 0 €/año

Hay que aplicar un factor de seguridad que tenga en cuenta el sombreado, errores en la orientación, suciedad en paneles,...

El factor de seguridad suele ser del orden de 1.1 a 1.3 Factor de seguridad elegido: 1.2

Los reguladores e inversores incluyen sistema de seguimiento de máxima potencia, Maximum Power Point Tracking

Calcular el número de paneles en serie según:  $V_{bus\_dc} / V_{max\_p\_panel}$  (sistemas conexión a red). Dato necesario: Relación  $V_{max\_p\_panel} / V_{nominal\_panel} = 1.475$

Considerar el efecto de la Temperatura (Solo se tendrá en cuenta esta opción si el regulador es MPPT)

Datos de Temperatura Ambiente (°C)

Medios mensuales  Erbs model

E: 4,9 F: 6,2 M: 9,4 A: 12 M: 16,5 J: 21,1 J: 24,2 A: 24,2 S: 19,7 O: 14,7 N: 8,8 D: 5,5

Desde archivo 8760 valores horarios

El generador fotovoltaico está conectado al bus AC (a través de su propio inversor) --> Número paneles en serie: 10

Inflación anual esperada del precio de los Paneles, para calcular sus precios de reposición (cuando acaba su vida útil): 2 %

Límite de modificación de precios respecto a los actuales (acumulado, + si incrementan, - si decrecientan, p. ej., si creemos que los costes van a bajar hasta un 30% de los actuales, es decir, que se decrementarán 70%, ponemos -70%) -70 %

Se llega al límite en 59,6 años

Figura IV.1

A continuación las baterías que quedan como se observa en la figura IV.2.

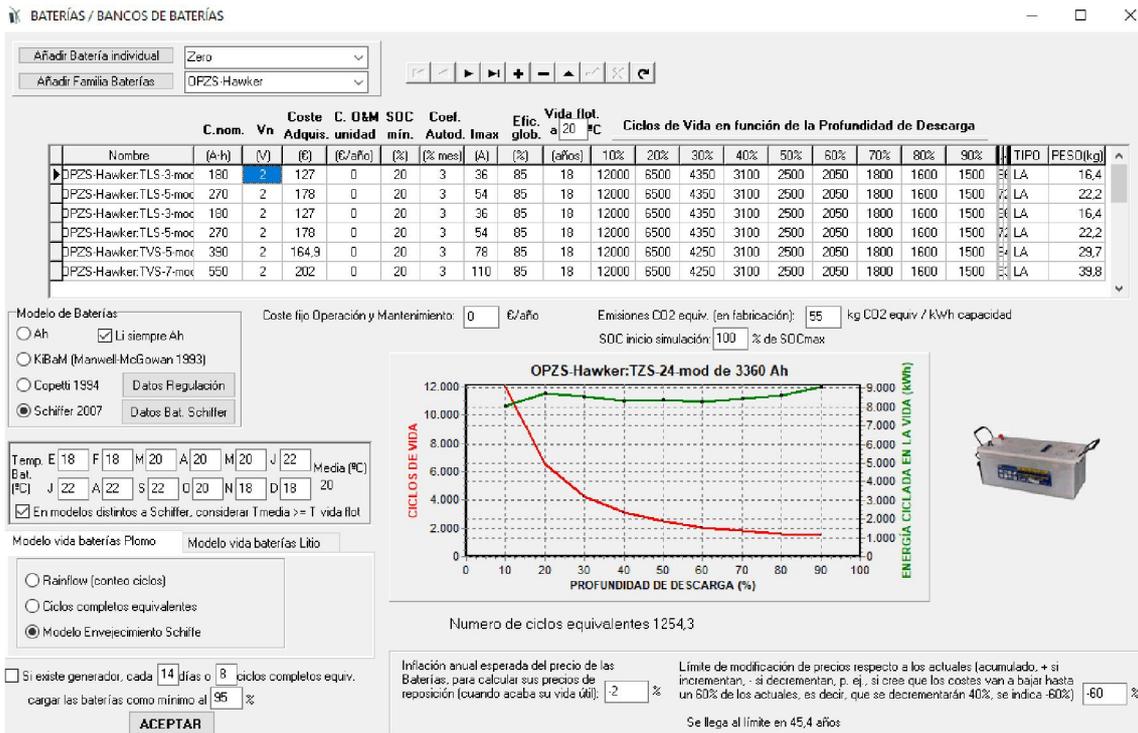


Figura IV.2

A continuación los inversores que quedan como se observa en la figura IV.3.

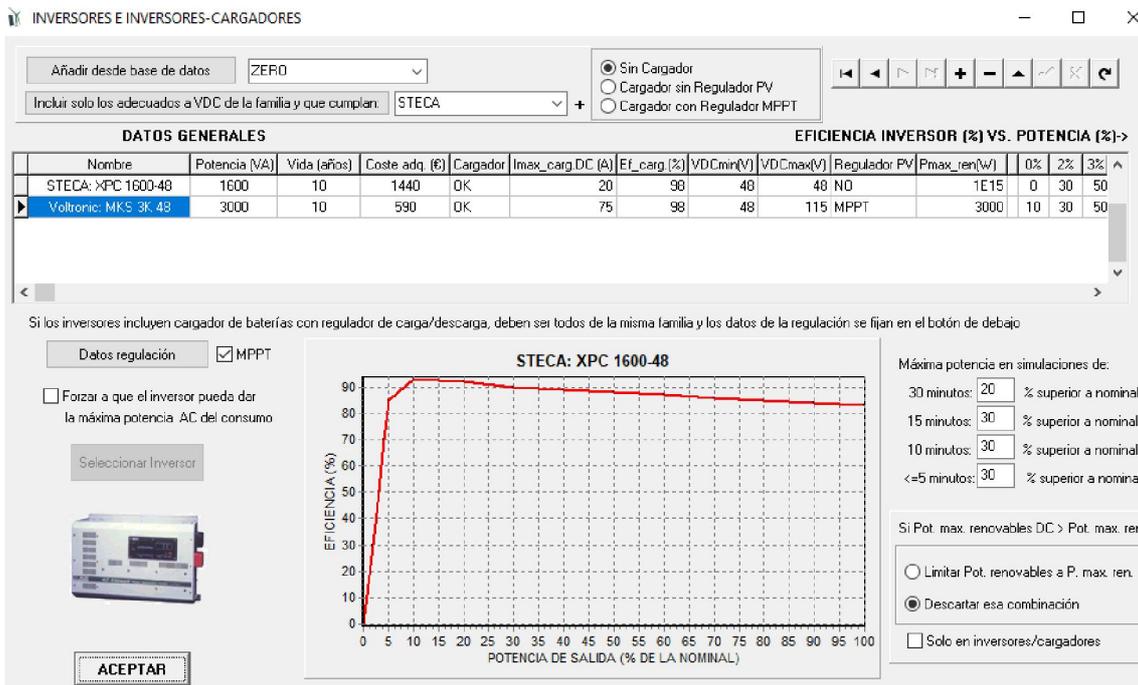


Figura IV.3

A continuación los reguladores que quedan como se observa en la figura IV.4.

EQUIPOS AUXILIARES PARA LA CARGA DE LAS BATERÍAS

### REGULADOR FOTOVOLTAICO CARGA/DESC. BATERÍAS 48 V

Añadir desde base de datos regulador individual: STECA: P TAROM 4140

Incluir solo los adecuados a VDC y caract. MPPT de familia: STECA

Nombre	I <sub>max</sub> (A)	VDC <sub>min</sub> (V)	VDC <sub>max</sub> (V)	Coste (€)	MPPT
STECA: TAROM 440	40	48	48	298	NO
STECA: P TAROM 4055	55	48	48	1500	NO
STECA: P TAROM 4140	149	48	48	2215	NO

Coste de adquisición (€): 30 + 7 \* I<sub>reg,max</sub> (A)

(Si el regulador de las baterías está incluido en el inversor bidireccional, los reguladores de esta pantalla no se tendrán en cuenta, y el coste del regulador será considerado automáticamente 0)

Tiempo de vida: 10 años

Datos regulación

Reguladores MPPT  Considerar solo el primero de la tabla

Los reguladores fotovoltaicos de carga/descarga de las baterías deben ser todos de la misma familia con los mismos datos regulación (botón encima)

### RECTIFICADOR CARGADOR BATERÍAS (CONV. AC/DC) 230 Vac / 48 Vdc

Coste de adquisición (€): 0 + 0 \* P<sub>nom</sub> (kW) (Si el cargador está incluido en el inversor, este coste automáticamente será 0; si el cargador está incluido en el generador AC, indicar aquí costes 0)

Tiempo de vida: 10 años Eficiencia: 90 %

Figura IV.4

Una vez seleccionados todos los componentes del sistema se realiza el predimensionado que queda como se observa en las figuras IV.5, IV.6 y IV.7.

iHOGA

**POTENCIAS MÁXIMAS RECOMENDADAS:**  
 Generador Fotovoltaico 7,2 kWp  
 Generador AC 1,4 kVA  
 Inversor 1,5 kVA  
 Electrolizador 7,2 kW; Pila combustible 1,7kW

**ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO PARA 6,3 DÍAS DE AUTONOMÍA:**  
 (E.MAX.DÍA.DC\*1.2 = 16,1 kWh/día):  
 Capacidad del banco de Baterías 3532 Ah (169,6 kWh)  
 Tamaño depósito H2: 10,9 kg

OK

Figura IV.5

iHOGA

Se han actualizado los números máx. de componentes permitidos en paralelo:

Máx. baterías (del tipo de MAYOR capacidad) en paralelo: 1  
 Máx. paneles (del tipo de MAYOR potencia) en paralelo: 11

OK

Figura IV.6

MÍN Y MÁX. Nº COMPONENTES PARALELO:

Baterías paralelo: Mín.  Máx.

Paneles paralelo: Mín.  Máx.

Aerogen. paralelo: Mín.  Máx.

Gen. AC paralelo: Mín.  Máx.

RESTRICCIONES:

Máxima E No Servida permitida:  % anual

La Energía no servida se refiere a:

E. no servida por el sistema autónomo

E. no servida por el sist. autónomo ni la red AC

Más Restricciones

Figura IV.7

A continuación se colocan los parámetros económicos tal y como se ve en la figura IV.8.

PARÁMETROS ECONÓMICOS:

Intereses del mercado:(precio del dinero)  %

Tasa de descuento general (%): 1,38 %

Inflación esperada general (O&M...):  %

Periodo de estudio  años

Al finalizar el periodo de estudio considerar el coste residual de los componentes

Moneda:

Cableado, instalación y costes variables iniciales:  € Fijo +  % sobre C. inicial

Préstamo (cuota constante, sistema francés):

Cantidad prestada:  % del coste inicial de la inversión

Interés del préstamo:  %

Duración del préstamo:  años

Figura IV.8

Para realizar el análisis se impondrán las restricciones que se observan en la figura IV.9.

Las 5 restricciones a considerar son:

- 1- Energía No Servida máxima permitida: 0% de la demanda total.  
(No existe red AC o no se permite la compra de la Energía No Servida por el sistema autónomo a la red AC)
- 2- Autonomía mínima exigida: 4,5 días.  
(Si existe generador AC o pila de combustible con combustible externo o se compra E No Servida a la red AC, se considerará autonomía infinita)
- 3- Cap. nominal banco baterías (Ah) < 20 x (Icc gen. fotov. + Idc grupo aerogen. máxima ).  
(No considerar esta restricción si existe generador AC o pila de combustible con combustible externo o se compra E No Servida a la red AC)
- 4- Fracción renovable mínima: 0%.
- 5- Coste actualizado de la energía máximo: 100€/kWh.

Para cambiar estas restricciones, cancele. ¿Quiere seguir con la optimización del sistema?

Figura IV.9

Finalmente se procede a calcular y se obtienen los resultados que se han comentado en la sección V.

El software da varias opciones de representar los resultados, así al realizar la simulación del resultado óptimo se obtienen las potencias de todos los elementos del sistema como en la figura IV.10 para un día de invierno (1 de enero) y en la figura IV.11 para un día de verano (1 de agosto).

1 de enero:

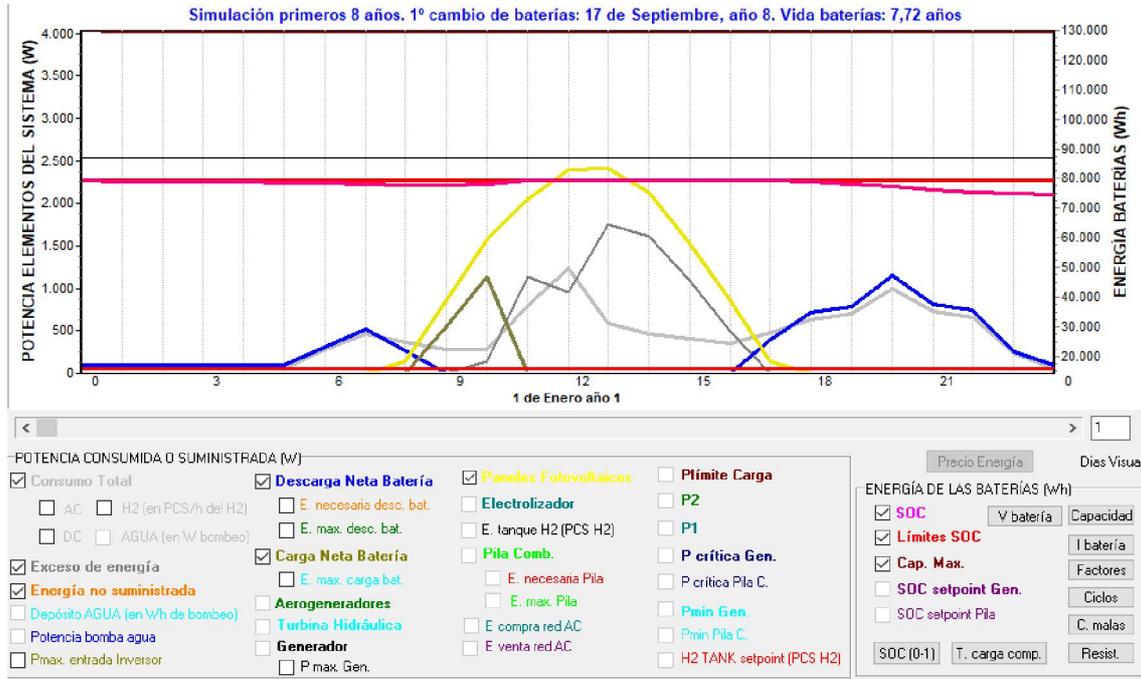


Figura IV.10

1 de agosto:

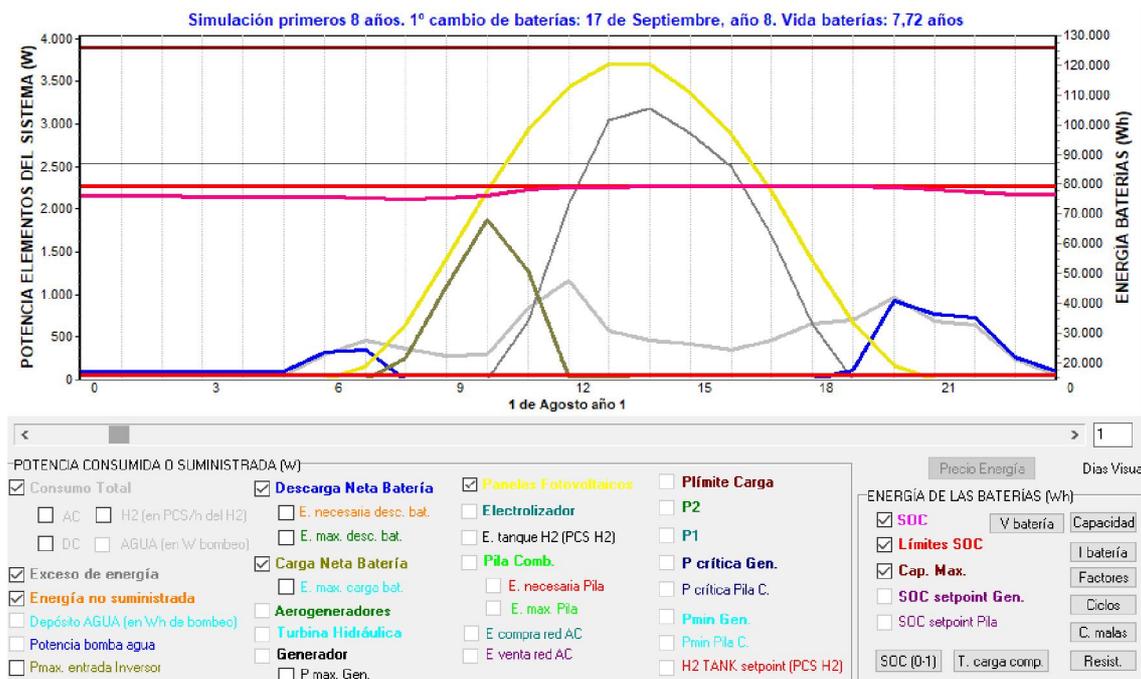


Figura IV.11

El resumen de la potencia horaria de todo el año del consumo total, de cada componente del sistema, la energía comprada y vendida a la red y excesos de energías se presenta en la figura IV.12.

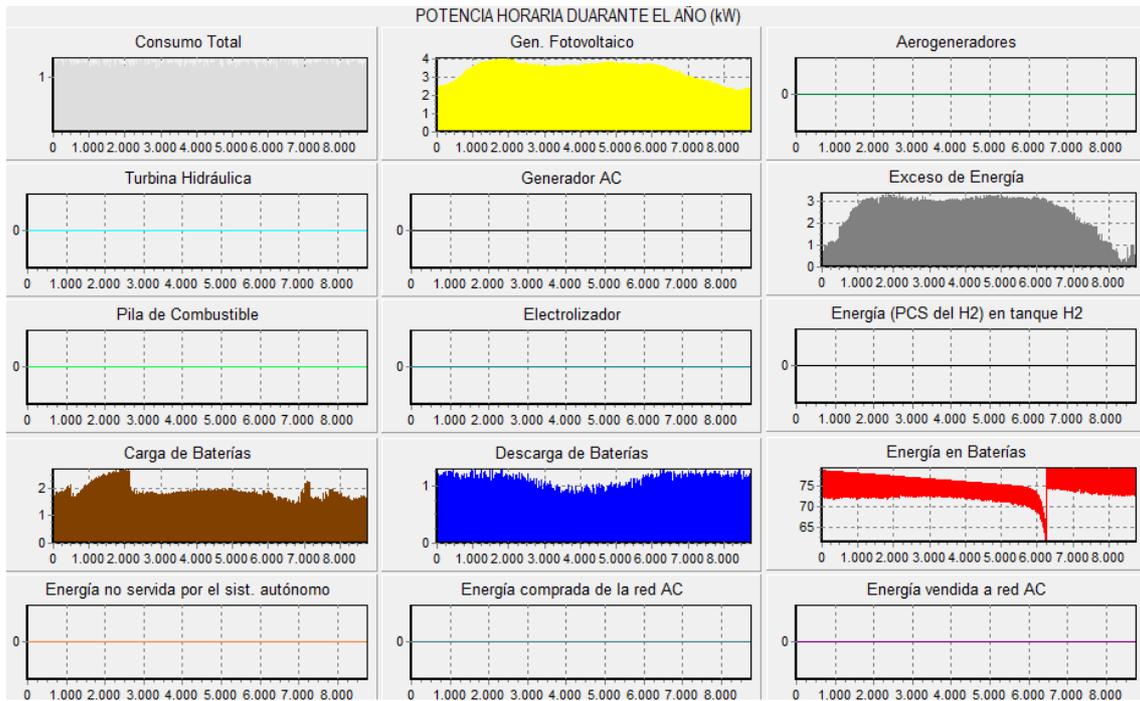


Figura IV.12

El resumen de la energía media mensual del consumo total, de cada componente del sistema, la energía comprada y vendida a la red y excesos de energías se presenta en la figura IV.13.

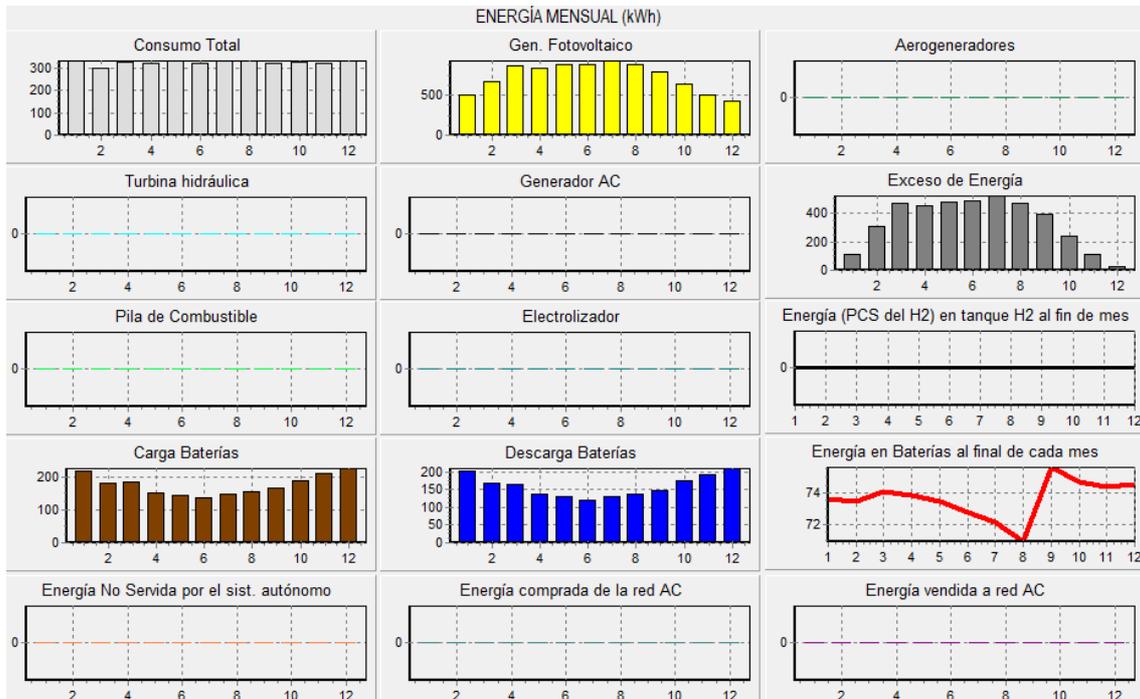


Figura IV.13

La energía total anual consumida, comprada, vendida, exceso, producida y de las baterías se observa en la figura IV.14.

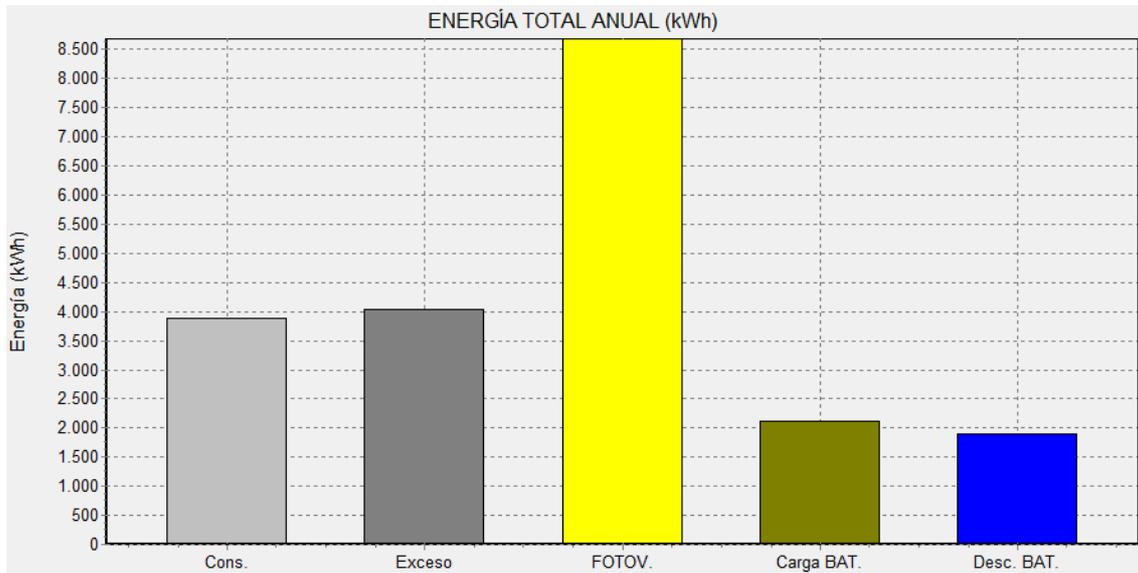


Figura IV.14

## ANEXO V. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO UTILIZADOS

El presente anexo contiene las especificaciones técnicas e imágenes de como son todos los componentes utilizados en las simulaciones de todos los casos analizados en este trabajo.

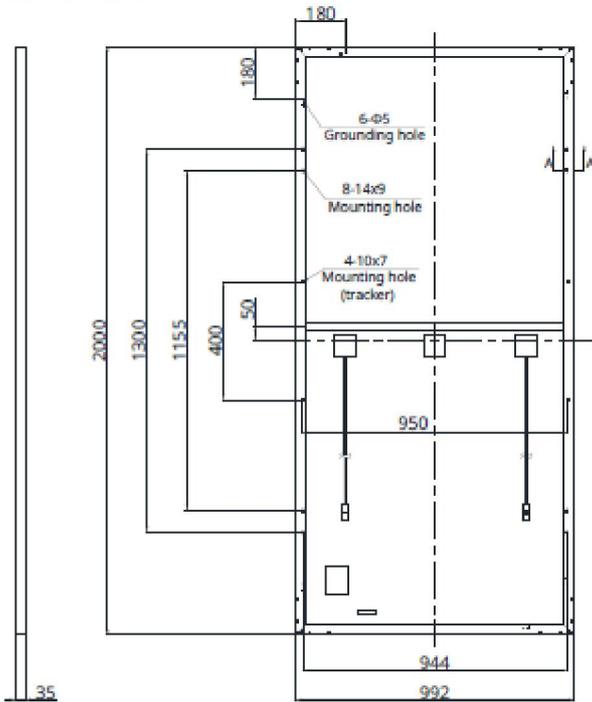
**Paneles solares CANADIAN CS3U-335:**



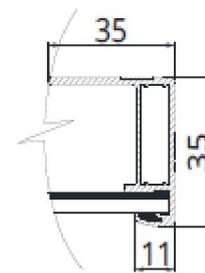
Figura V.1

## ENGINEERING DRAWING (mm)

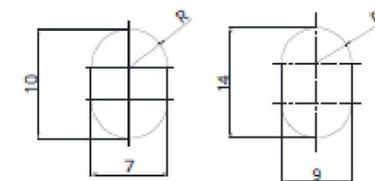
### Rear View



### Frame Cross Section A-A



### Mounting Hole



## CS3U-340P / I-V CURVES

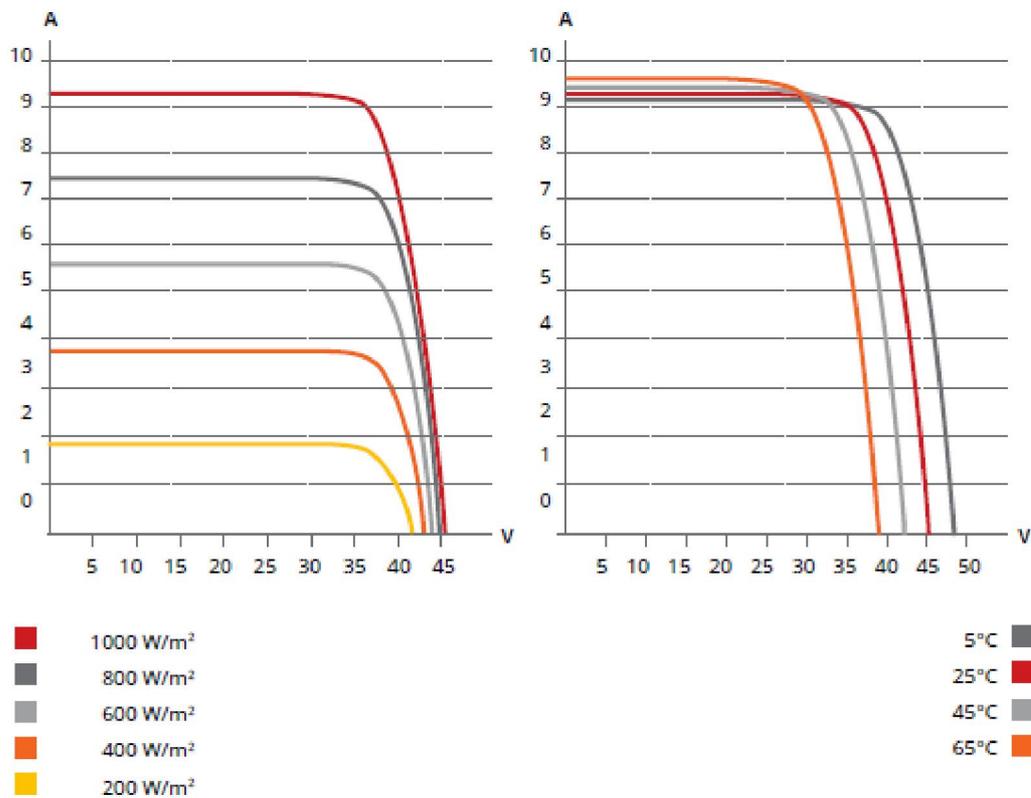


Figura V.2

### **ELECTRICAL DATA | STC\***

<b>CS3U</b>	<b>335P</b>	<b>340P</b>	<b>345P</b>
Nominal Max. Power (Pmax)	335 W	340 W	345 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.2 V	38.4 V	38.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.77 A	8.86 A	8.94 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.7 V	45.9 V	46.1 V
Short Circuit Current (Isc)	9.28 A	9.36 A	9.44 A
Module Efficiency	16.89%	17.14%	17.39%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	30 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

### **ELECTRICAL DATA | NMOT\***

<b>CS3U</b>	<b>335P</b>	<b>340P</b>	<b>345P</b>
Nominal Max. Power (Pmax)	249 W	252 W	256 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.3 V	35.5 V	35.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.04 A	7.11 A	7.18 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.7 V	42.9 V	43.1 V
Short Circuit Current (Isc)	7.49 A	7.55 A	7.62 A

\* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

Figura V.3

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6) ]
Dimensions	2000 X 992 X 35 mm (78.7 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1250 mm (49.2 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

\* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.38 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Figura V.4

**Inversor Solax X1 2.0:**

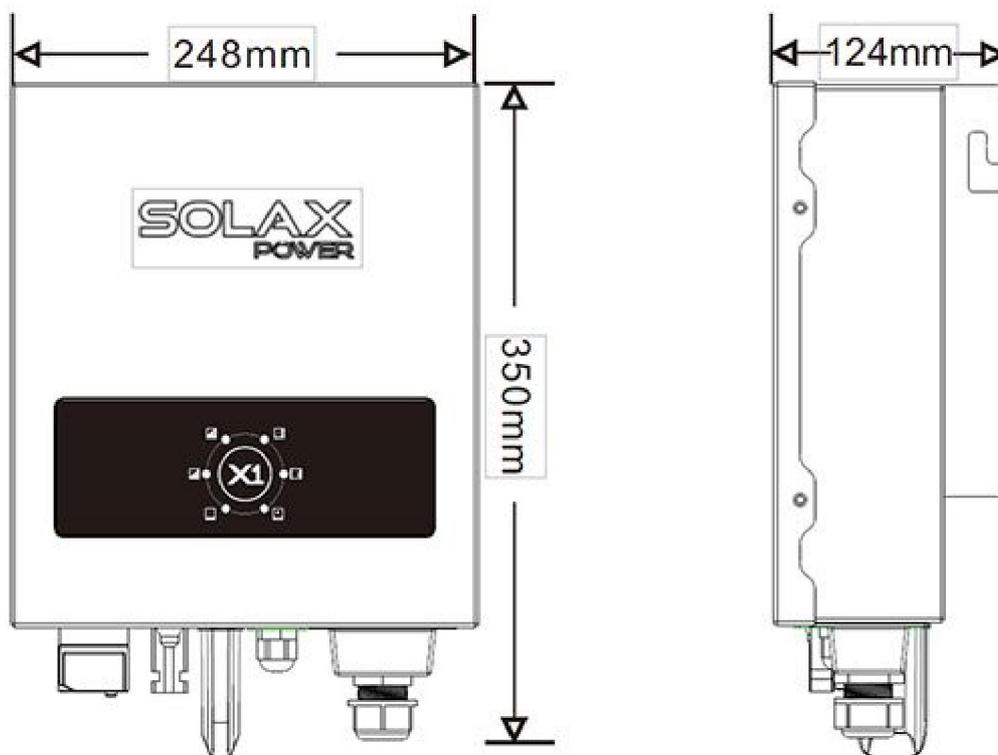


Figura V.5



# X1 MINI

	X1-0.7	X1-1.1	X1-1.5	X1-2.0
<b>INPUT (DC)</b>				
Max.recommended DC power [W]	840	1250	1650	2200
Max. input DC voltage [V]	400	400	400	400
Max. input current [A]	10	10	10	10
MPPT voltage range [V]	50-380	55-380	55-380	55-380
Start output voltage [V]	70	70	70	70
Number of MPP tracker/strings per MPP tracker	1/1	1/1	1/1	1/1
<b>OUTPUT (AC)</b>				
AC nominal power [VA]	700	1100	1500	2000
Max. AC power [VA]	700	1100	1500	2000
Norminal AC voltage; range [V]	220/230/240; 180-280			
AC grid frequency; range [Hz]	50/60; ±5			
Max. AC current [A]	3.5	5.5	7.5	9.5
Power factor (full load)	0.8 leading ~ 0.8 lagging			
Total harmonic distortion(THD) [%]	<1.5			
<b>POWER CONSUMPTION</b>				
Standby consumption power[W]	<5			
<b>EFFICIENCY</b>				
MPPT efficiency[%]	99.9			
Euro efficiency[%]	95	95.5	96	96.5
Max. efficiency[%]	97.1			
<b>SAFETY &amp; PROTECTION</b>				
Over voltage protection	YES			
Over current protection	YES			
DC isolation impedance monitoring	YES			
Ground fault current monitoring	YES			
DC injection monitoring	YES			
RCD protection	YES			
Safety	EN62109-1/-2			
EMC	EN61000-6-2;EN61000-6-3;EN61000-3-2;EN61000-3-3			
Certification	GB3/2;EN50438			
<b>ENVIRONMENT LIMITS</b>				
Protection class	IP65			
Operating temperature[*C]	-20~ +60(derating at 45)			
Humidity[%]	0-95 (no condensation)			
Attitude[m]	2000			
Storage temperature[*C]	-20~+60			
Noise emission[dB]	<25			
<b>DIMENSION &amp; WEIGHT</b>				
Dimensions(W*H*D) [mm]	248*350*124			
Weight[Kg]	7			
<b>GENERAL DATA</b>				
Topology	Transformerless			
Communication interface	RS485 / WIFI(optional) / DRM / USB			
Display	6 LED			
Standard warranty[years]	5-10			
Cooling type	Natural			

Figura V.6

**Batería Litio LG Chem Resu 3.3:**



Figura V.7



**RESU**

Change Your Energy, Charge Your Life

**48V**





Modelos	RESU3.3	RESU6.5	RESU10
Energía total [kWh]	3.3	6.5	9.8
Energía utilizable [kWh]	2.9	5.9	8.8
Capacidad [Ah]	63	126	189
Tensión nominal [V]	51.8	51.8	51.8
Rango de voltaje [V]	42.0-58.8	42.0-58.8	42.0-58.8
Potencia máxima [kW]	3.0	4.2	5.0
Pico de potencia [kW ] (durante 3 seg)	3.3	4.6	7.0
Dimensión [H x A x P, mm]	452 x 401 x 120	452 x 654 x 120	452 x 483 x 227
Peso [kg]	31	52	75
Clasificación de protección hermética	IP55		
Comunicación	CAN 2.0 B		
Certificación	Célula	UL1642	
	Producto	UL1973 / TUV (IEC 62619) / CE / FCC / RCM	

Figura V.8

## Batería De Litio BYD B-Box Pro 2.5 KW:



Figura V.9

	B-Box 2.5	B-Box 5.0	B-Box 7.5	B-Box 10.0	B-Plus 2.5
Battery type	Lithium iron phosphate (LiFePO <sub>4</sub> )				
Battery configuration	1 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51,2V)	2 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51,2V)	3 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51,2V)	4 x B-Plus 2.5 (50 Ah; 51,2V)	Battery module 50 Ah; 51,2V
Usable capacity	2,45 kWh	4,9 kWh	7,35 kWh	9,8 kWh	2,45 kWh
Nominal output	max. 2,5 kW	max. 5 kW	max. 7,5 kW	max. 10 kW	max. 2,5 kW
Nominal voltage	51,2V <sub>DC</sub>				
Efficiency	> 97%				
Battery management	Yes				
Active balancing	Yes				
Voltage range	48,8-57,6 V				
Interfaces	RS485/CAN				
No. of cycle	>6.000 (+25°C; 0,4C)				
Storage temperature	-20°C to +55°C				
Storage period	12 months at +25 °C, 6 months at +35 °C, 3 months at +45 °C; while storing or inactive state of battery, charge every 6 months				
Operating temperature	0°C to +50°C				
Altitude above mean sea level	< 2.000 m				
Warranty	10 years warranty for > 80 % usable capacity at a maximum of one full cycle per day				
Certifications	UL1642 for cell, TÜV and CE for battery module, EMC (EN 61 000 chapter 4.2, 4.3, 4.5, 4.6; EN55022), dangerous goods (UN3480, UN38.3) Safety Guidelines - Li-ion Home Battery Storage Systems, Version 1.0E (TÜV)				
IP protection class	IP20				
Dimensions (W/D/H)	600 x 600 x 1044 mm				483 x 490 x 130 mm
Weight	88 kg	126 kg	164 kg	202 kg	38 kg
Scalable	Up to 80 kWh (78,4 kWh usable)				

Figura V.10

**Batería Litio 2.4kWh Pylontech US2000B Plus 48V:**



Figura V.11

Basic Parameters	US2000
Nominal Voltage (V)	48
Nominal Capacity (Wh)	2400
Usable Capacity (Wh)	2200
Dimension (mm)	442*410*89
Weight (Kg)	24
Discharge Voltage (V)	45 ~ 53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5
Charge / Discharge Current (A)	25 (Recommended)
	50 (Max)
	100 (Peak@15s)
Communication Port	RS485, CAN
Single string quantity(pcs)	8
Working Temperature/°C	0~50
Shelf Temperature/°C	-20~60
Humidity	5%~85%
Altitude (m)	<2000
Design life	10+ Years (25°C/77°F)
Cycle Life	>6000, 25°C
Authentication Level	UL/TÜV/CE /UN38.3

Figura V.12

**Inversor-Cargador-Regulador VOLTRONIC Axpert MKS Plus 3.000 VA / 48V Y MPPT 60<sup>a</sup>:**



Figura V.13

MODEL	Axpert MKS 2K-24 Plus	Axpert MKS 2K-48 Plus	Axpert MKS 3K-24 Plus	Axpert MKS 3K-48 Plus
Rated Power	2000VA/2000W	2000VA/2000W	3000VA/3000W	3000VA/3000W
<b>INPUT</b>				
Voltage	230 VAC			
Selectable Voltage Range	170-280 VAC (For Personal Computers) 90-280 VAC (For Home Appliances)			
Frequency Range	50 Hz/60 Hz (Auto sensing)			
<b>OUTPUT</b>				
AC Voltage Regulation (Batt. Mode)	230VAC ± 5%			
Surge Power	4000VA		6000VA	
Efficiency (Peak)	90% - 93%			
Transfer Time	10 ms (For Personal Computers) 20 ms (For Home Appliances)			
Waveform	Pure sine wave			
<b>BATTERY</b>				
Battery Voltage	24 VDC	48 VDC	24 VDC	48 VDC
Floating Charge Voltage	27 VDC	54 VDC	27 VDC	54 VDC
Overcharge Protection	31 VDC	62 VDC	31 VDC	62 VDC
<b>SOLAR CHARGER &amp; AC CHARGER</b>				
Maximum PV Array Power	1500 W	3000 W	1500 W	3000 W
MPPT Range @ Operating Voltage	30 ~ 115 VDC	60 ~ 115 VDC	30 ~ 115 VDC	60 ~ 115 VDC
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	145 VDC			
Maximum Solar Charge Current	60A			
Maximum AC Charge Current	20 A or 30 A (Selectable)	10 A or 15 A (Selectable)	20 A or 30 A (Selectable)	10 A or 15 A (Selectable)
Maximum Charge Current	90 A	75 A	90 A	75 A
Maximum Efficiency	98%			
Standby Power Consumption	2 W			
<b>PHYSICAL</b>				
Dimension, D x W x H (mm)	140 x 295 x 479			
Net Weight (kgs)	11.5			
<b>ENVIRONMENT</b>				
Humidity	5% to 95% Relative Humidity (Non-condensing)			
Operating Temperature	0°C - 55°C			
Storage Temperature	-15°C - 60°C			

Figura V.14

## Inversor STECA: XPC 1600-48:



Figura V.15

	1600-12	2600-24	4000-48
<b>Characterisation of the operating performance</b>			
System voltage	12 V	24 V	48 V
Continuous power	1,300 VA	2,300 VA	3,500 VA
Power 30 min.	1,600 VA	2,600 VA	4,000 VA
Power 5 sec.	3,900 VA	6,900 VA	10,500 VA
Max. efficiency	94 %	95 %	95 %
Own consumption standby / ON	0.6 W / 6 W	0.9 W / 9 W	1.4 W / 12 W
<b>Input side</b>			
Input voltage	adjustable: 150 V AC ... 230 V AC		
Charging current adjustable	0 A ... 55 A	0 A ... 55 A	0 A ... 50 A
Max. current on transfer system	16 A		
Switching time transfer relay	< 40 ms		
<b>Battery side</b>			
Battery voltage	9.5 V ... 16 V	19 V ... 32 V	38 V ... 64 V
Battery monitoring	LVD, HVD, floating and equalisation voltage adjustable by user		
<b>AC output side</b>			
Output voltage	230 V AC +0 / -10 % (true sine wave)		
Output frequency	50 Hz +/-0.05 % (crystal controlled)		
Load detection (standby)	adjustable: 1 W ... 25 W		
<b>Operating conditions</b>			
Ambient temperature	-20 °C ... +55 °C		
<b>Fitting and construction</b>			
Input current repartition, „Power Sharing“	1 A ... 16 A		
Cable length battery	165 cm		
Degree of protection	IP 20 / with optional top cover: IP 22		
Dimensions (X x Y x Z)	215 x 480 x 124 mm	215 x 480 x 124 mm	215 x 670 x 124 mm
Weight	16 kg	17.1 kg	29.4 kg

Figura V.16

## Reguladores STECA: P TAROM 4055, 4140:



Figura V.17

	2070	2140	4055	4110	4140
<b>Funcionamiento</b>					
Tensión del sistema	12 V (24 V)	12 V (24 V)	48 V	48 V	48 V
Consumo propio	14 mA				
<b>Datos de entrada DC</b>					
Tensión de circuito abierto del módulo solar (con temperatura de servicio mínima)	< 50 V	< 50 V	< 100 V	< 100 V	< 100 V
Corriente del módulo	70 A	140 A	55 A	110 A	140 A
<b>Datos de salida DC</b>					
Corriente de consumo	70 A	70 A	55 A	55 A	70 A
Tensión de reconexión (SOC/ LVR)	> 50 % / 12,6 V (25,2 V)	> 50 % / 12,6 V (25,2 V)	> 50 % / 50,4 V	> 50 % / 50,4 V	> 50 % / 50,4 V
Protección contra descarga profunda < 30 % (SOC/ LVD)	< 30 % / 11,1 V (22,2 V)	< 30 % / 11,1 V (22,2 V)	< 30 % / 44,4 V	< 30 % / 44,4 V	< 30 % / 44,4 V
<b>Datos de la batería</b>					
Tensión final de carga	13,7 V (27,4 V)	13,7 V (27,4 V)	54,8 V	54,8 V	54,8 V
Tensión de carga reforzada	14,4 V (28,8 V)	14,4 V (28,8 V)	57,6 V	57,6 V	57,6 V
Carga de compensación	14,7 V (29,4 V)	14,7 V (29,4 V)	58,8 V	58,8 V	58,8 V
Ajuste del tipo de batería	líquido (ajustable a través menú)				
<b>Condiciones de uso</b>					
Temperatura ambiente	-10 °C ... +60 °C				
<b>Equipamiento y diseño</b>					
Terminal (cable fino / único)	50 mm <sup>2</sup> - AWG 1	95 mm <sup>2</sup> - AWG 000	50 mm <sup>2</sup> - AWG 1	70 mm <sup>2</sup> - AWG 00	95 mm <sup>2</sup> - AWG 000
Grado de protección	IP 65				
Dimensiones (X x Y x Z)	330 x	360 x	330 x	360 x	360 x

Figura V.18

**Baterías Hawker TVS 7 7 OPzS 490-750Ah ecofase:**



Figura V.19

Características del acumulador			Capacidad Nominal (Ah)			Dimensiones			Peso con electrolito		Peso sin electrolito		Electrolito Volumen (Litro)
Modelo	Tensión nominal (V)	Número de bornes por polo	Valor de 10 horas hasta 1.80 Vpe @ 25°C	Valor de 120 horas hasta 1.85 Vpe @ 25°C	Valor de 240 horas hasta 1.90 Vpe @ 25°C	Longitud mm in	Ancho mm in	Altura mm in	kg	lbs	kg	lbs	
TVS5	2	1	390	530	507	124 4.9	206 8.1	505 19.9	29.7	65.5	21.5	47.4	6.6
TVS5	2	1	590	802	768	145 5.7	206 8.1	684 26.9	43.9	96.8	29.9	65.9	11.3
TVS6	2	1	670	915	866	145 5.7	206 8.1	684 26.9	47.7	105.2	34.0	75.0	11.0
TVS8	2	1	900	1220	1155	191 7.5	210 8.3	684 26.9	62.7	138.3	44.7	98.5	14.5
TVS10	2	1	1120	1523	1444	233 9.1	210 8.3	684 26.9	76.8	169.4	54.5	120.2	18.0
TVS12	2	1	1340	1825	1730	275 10.8	210 8.3	684 26.9	91.0	200.7	64.2	141.5	21.6
TZS12	2	2	1710	2335	2198	275 10.8	210 8.3	829 32.6	117.6	259.3	84.0	185.2	27.1
TZS13	2	3	1940	2640	2507	399 15.7	214 8.4	813 32.0	147.1	324.4	97.9	215.8	39.7

EcoSafe® TS en aplicaciones de energía renovable  
Número de ciclos frente a profundidad de descarga (25°C)

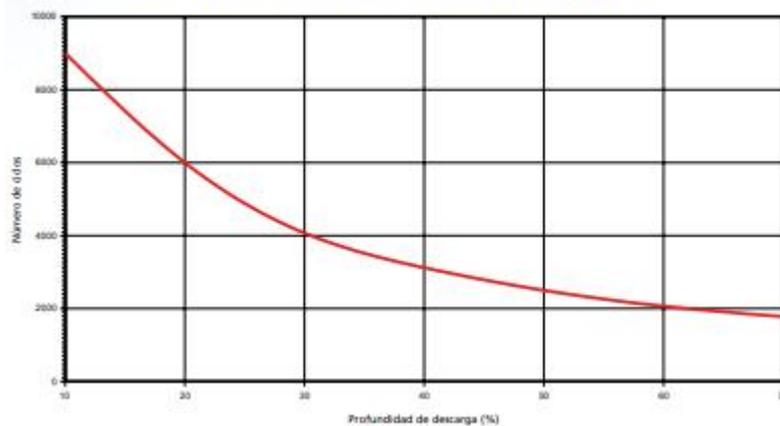


Figura V.20

## ANEXO VI. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El presente anexo contiene con más amplitud todos los resultados obtenidos tras la realización del análisis de sensibilidad de todos los casos, organizados en tablas, gráficas y componentes del sistema en cada caso.

- En primer lugar se tiene el caso de autoconsumo fotovoltaico conectado a la red, al que se le aplican los parámetros enunciados en la sección 6 y que se pueden observar en las figuras VI.1 y VI.2.

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE INTERÉS (i) E INFLACIÓN (g)**

**(i-g) 1: Caso base: Interés: 3%; Inflación: 1,6%**

**(i-g) 2:** Interés:  % Inflación:  %

**(i-g) 3:** Interés:  % Inflación:  %

Figura VI.1

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE INFLACIÓN DE LOS COSTES DE ALGUNOS COMPONENTES**

**Pr.1: Caso base [valores en tablas de componentes] (factor escala x1)**

**Pr.2:** Coste Paneles fotovoltaicos: x  (factor escala); Coste Aerogeneradores: x  Coste Baterías: x  Coste componentes H2: x

**Pr.3:** Coste Paneles fotovoltaicos: x  (factor escala); Coste Aerogeneradores: x  Coste Baterías: x  Coste componentes H2: x

Figura VI.2

Una vez impuestas las variables de las figuras VI.1 y VI.2 se impone que la inflación del precio de la electricidad es el 3% y se obtienen los resultados de los 9 casos posibles que se presentan en forma gráfica en la figura VI.3.

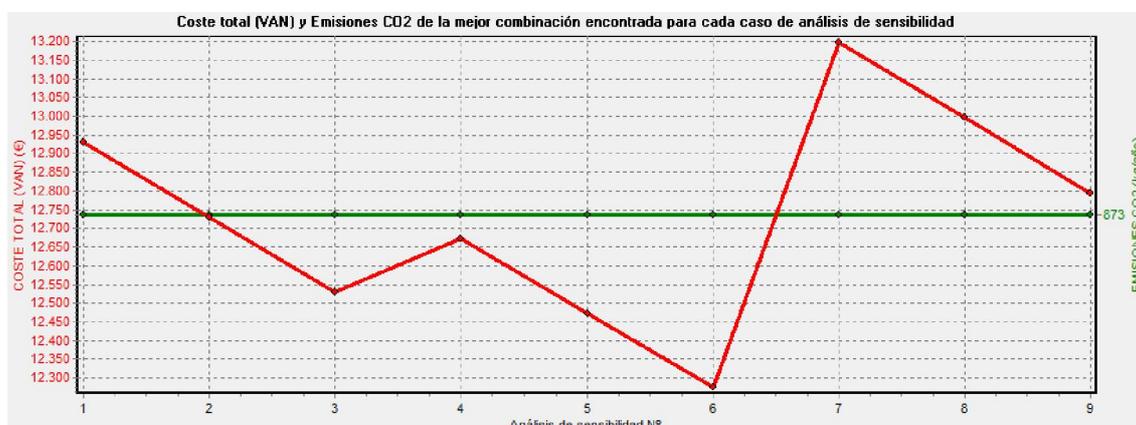


Figura VI.3

En la figura VI.4 se presenta con que componentes está conformado cada caso del análisis de sensibilidad, cuales sería su coste total y el coste del kWh de energía eléctrica.

ANÁLISIS SENSIB. nº 1 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 12930 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 2 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 12730 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 3 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.3: x0,8 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 12530 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 4 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 12671 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 5 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 12473 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 6 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.3: x0,8 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 12275 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 7 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 13197 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,14 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 8 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 12996 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 9 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr.3: x0,8 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 12794 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

Figura VI.4

Ahora se impone que la inflación del precio de la electricidad es el 2% y se obtienen los resultados de los 9 casos posibles que se presentan en forma gráfica en la figura VI.5.

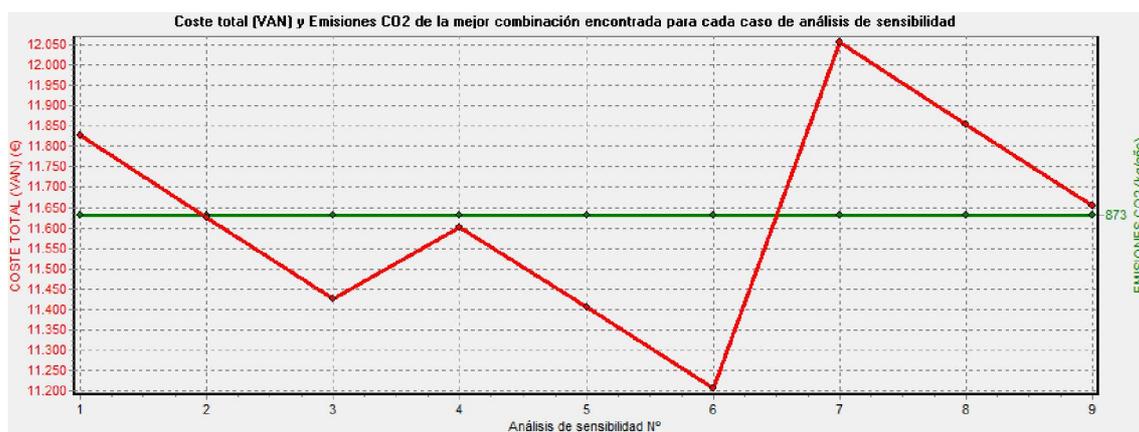


Figura VI.5

En la figura VI.6 se presenta con que componentes está conformado cada caso del análisis de sensibilidad, cuales sería su coste total y el coste del kWh de energía eléctrica.

ANÁLISIS SENSIB. nº 1 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 11826 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 2 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 11626 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 3 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.3: x0,8 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 11426 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 4 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 11602 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 5 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 11404 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 6 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.3: x0,8 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 11202 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 7 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 12056 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 8 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 11854 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 9 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr.3: x0,8 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 11653 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

Figura VI.6

Ahora se impone que la inflación del precio de la electricidad es el 1% y se obtienen los resultados de los 9 casos posibles que se presentan en forma gráfica en la figura VI.5.

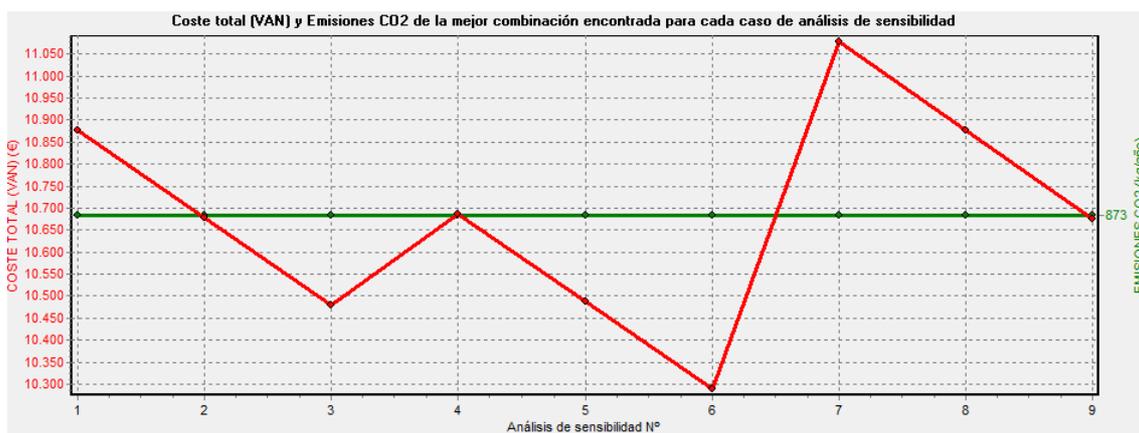


Figura VI.7

En la figura VI.8 se presenta con que componentes está conformado cada caso del análisis de sensibilidad, cuales sería su coste total y el coste del kWh de energía eléctrica.

ANÁLISIS SENSIB. nº 1 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 10878 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 2 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 10678 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 3 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr3: x0,8 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 10479 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 4 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 10685 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 5 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 10487 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 6 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr3: x0,8 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 10289 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 7 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 11078 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 8 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 10876 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 9 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr3: x0,8 x0 x0 x0):  
 Coste total (VAN) = 10675 €. Emisiones CO2 = 873 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 48,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2010 Wp (35°).Inversor de 2000 VA. Rectif. de 0 W.

Figura VI.8

Todos los resultados presentados en las figuras VI.4, VI.6 y VI.8 son resumidos en la tabla VI.1, resaltando el caso óptimo con color rojo.

Autoconsumo Conectado a Red							
Caso	Inflación Precio Elec. (%)	Interes Prec. Dinero(%)	Infla. Op. Man.(%)	Porc. Panel(x)	C.total(VAN) (€)	Em.CO2 (kg/año)	Coste E (€/kWh)
1	3	3	1,6	1	12929,9	873,3	0,13
2	3	3	1,6	0,9	12730,2	873,3	0,13
3	3	3	1,6	0,8	12530,5	873,3	0,13
4	3	3,2	1,8	1	12671,4	873,3	0,13
5	3	3,2	1,8	0,9	12473,4	873,3	0,13
6	3	3,2	1,8	0,8	12275,4	873,3	0,13
7	3	2,8	1,4	1	13197	873,3	0,14
8	3	2,8	1,4	0,9	12995,6	873,3	0,13
9	3	2,8	1,4	0,8	12794,2	873,3	0,13
10	2	3	1,6	1	11825,5	873,3	0,12
11	2	3	1,6	0,9	11625,8	873,3	0,12
12	2	3	1,6	0,8	11426,1	873,3	0,12

13	2	3,2	1,8	1	11602,5	873,3	0,12
14	2	3,2	1,8	0,9	11404,4	873,3	0,12
15	2	3,2	1,8	0,8	11206,4	873,3	0,12
16	2	2,8	1,4	1	12055,9	873,3	0,12
17	2	2,8	1,4	0,9	11854,5	873,3	0,12
18	2	2,8	1,4	0,8	11653,1	873,3	0,12
19	1	3	1,6	1	10878,2	873,3	0,11
20	1	3	1,6	0,9	10678,5	873,3	0,11
21	1	3	1,6	0,8	10478,8	873,3	0,11
22	1	3,2	1,8	1	10684,9	873,3	0,11
23	1	3,2	1,8	0,9	10486,8	873,3	0,11
24	1	3,2	1,8	0,8	10288,8	873,3	0,11
25	1	2,8	1,4	1	11077,7	873,3	0,11
26	1	2,8	1,4	0,9	10876,3	873,3	0,11
27	1	2,8	1,4	0,8	10674,9	873,3	0,11

Tabla VI.1

- Ahora se tiene el caso de autoconsumo fotovoltaico con baterías conectado a la red, al que se le aplican los parámetros enunciados en la sección 6 y que se pueden observar en las figuras VI.9 y VI.10.

#### ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE INTERÉS (I) E INFLACIÓN (g)

(I-g) 1: Caso base: Interés: 3%; Inflación: 1,6%

(I-g) 2: Interés:  % Inflación:  %

(I-g) 3: Interés:  % Inflación:  %

Figura VI.9

#### ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE INFLACIÓN DE LOS COSTES DE ALGUNOS COMPONENTES

Pr.1: Caso base (valores en tablas de componentes) (factor escala x1)

Pr.2: Coste Paneles fotovoltaicos: x  (factor escala); Coste Aerogeneradores: x  Coste Baterías: x  Coste componentes H2: x

Pr.3: Coste Paneles fotovoltaicos: x  (factor escala); Coste Aerogeneradores: x  Coste Baterías: x  Coste componentes H2: x

Pr.4: Coste Paneles fotovoltaicos: x  (factor escala); Coste Aerogeneradores: x  Coste Baterías: x  Coste componentes H2: x

Pr.5: Coste Paneles fotovoltaicos: x  (factor escala); Coste Aerogeneradores: x  Coste Baterías: x  Coste componentes H2: x

Figura VI.10

Una vez impuestas las variables de las figuras VI.1 y VI.2 se impone que la inflación del precio de la electricidad es el 3% y se obtienen los resultados de los 15 casos posibles que se presentan en forma gráfica en la figura VI.11.

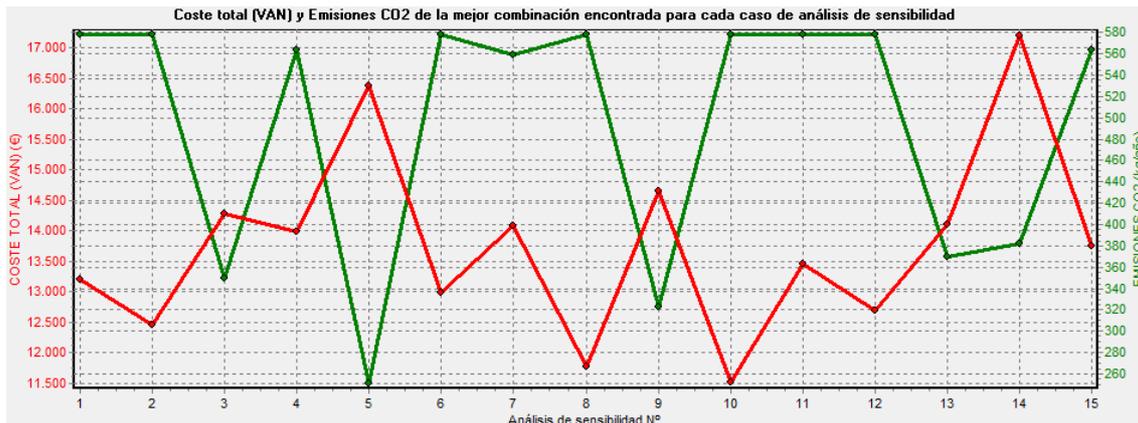


Figura VI.11

En la figura VI.12 se presenta con que componentes está conformado cada caso del análisis de sensibilidad, cuales sería su coste total y el coste del kWh de energía eléctrica.

**ANÁLISIS SENSIB. nº 1** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 13202 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,14 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

**ANÁLISIS SENSIB. nº 2** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 12459 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

**ANÁLISIS SENSIB. nº 3** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr3: x0,9 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 14281 €. Emisiones CO2 = 350 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 86,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,15 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 3350 Wp (35°).Banco Baterías de 4800 Wh. Reg. carga bat 61 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

**ANÁLISIS SENSIB. nº 4** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr4: x0,8 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 13986 €. Emisiones CO2 = 563 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 73% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,14 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 4020 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 73 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

**ANÁLISIS SENSIB. nº 5** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr5: x0,8 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 16380 €. Emisiones CO2 = 251 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 95,6% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,17 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 4020 Wp (35°).Banco Baterías de 9600 Wh. Reg. carga bat 73 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

**ANÁLISIS SENSIB. nº 6** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 12980 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

**ANÁLISIS SENSIB. nº 7** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 14074 €. Emisiones CO2 = 559 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 71,8% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,14 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 3350 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 61 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

**ANÁLISIS SENSIB. nº 8** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr3: x0,9 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 11776 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

**ANÁLISIS SENSIB. nº 9** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr4: x0,8 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 14655 €. Emisiones CO2 = 323 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 89,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,15 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 4020 Wp (35°).Banco Baterías de 4800 Wh. Reg. carga bat 73 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

**ANÁLISIS SENSIB. nº 10** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr5: x0,8 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 11512 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

**ANÁLISIS SENSIB. nº 11** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 13449 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,14 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 12 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 12697 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 13 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.3: x0,9 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 14100 €. Emisiones CO2 = 370 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 84,3% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,14 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 7200 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 14 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.4: x0,8 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 17204 €. Emisiones CO2 = 382 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 84,4% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,18 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 9600 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 15 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (l-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.5: x0,8 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 13746 €. Emisiones CO2 = 563 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 73% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,14 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 4020 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 73 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

Figura VI.12

Ahora se impone que la inflación del precio de la electricidad es el 2% y se obtienen los resultados de los 15 casos posibles que se presentan en forma gráfica en la figura VI.13.

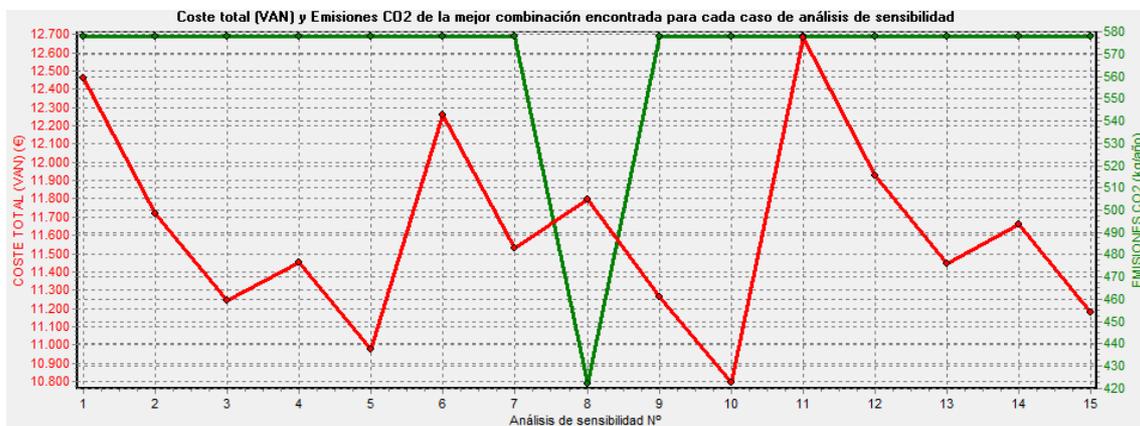


Figura VI.13

En la figura VI.14 se presenta con que componentes está conformado cada caso del análisis de sensibilidad, cuales sería su coste total y el coste del kWh de energía eléctrica.

ANÁLISIS SENSIB. nº 1 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 12460 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 2 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 11717 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 3 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr3: x0,9 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 11240 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 4 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr4: x0,8 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 11451 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 5 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr5: x0,8 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 10974 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 6 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 12261 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 7 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 11528 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 8 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr3: x0,9 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 11794 €. Emisiones CO2 = 422 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 80,1% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 4800 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 9 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr4: x0,8 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 11263 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 10 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr5: x0,8 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 10794 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 11 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 12682 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,13 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 12 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 11930 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 13 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr3: x0,9 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 11446 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 14 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr4: x0,8 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 11662 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 15 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr5: x0,8 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 11178 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

Figura VI.14

Ahora se impone que la inflación del precio de la electricidad es el 1% y se obtienen los resultados de los 15 casos posibles que se presentan en forma gráfica en la figura VI.15.

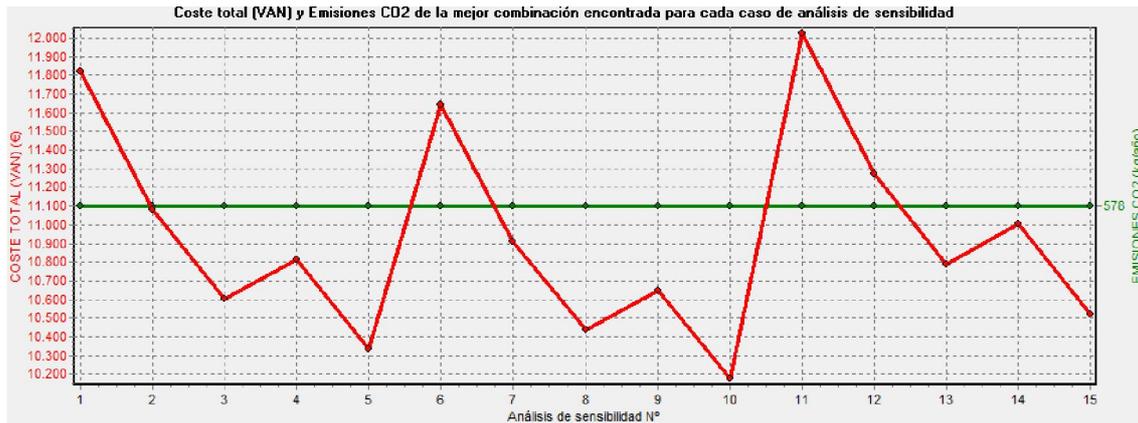


Figura VI.15

En la figura VI.16 se presenta con que componentes está conformado cada caso del análisis de sensibilidad, cuales sería su coste total y el coste del kWh de energía eléctrica.

- ANÁLISIS SENSIB. nº 1** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 11824 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35%).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.
- ANÁLISIS SENSIB. nº 2** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 11081 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35%).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.
- ANÁLISIS SENSIB. nº 3** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.3: x0,9 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 10604 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35%).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.
- ANÁLISIS SENSIB. nº 4** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.4: x0,8 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 10814 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35%).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.
- ANÁLISIS SENSIB. nº 5** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.5: x0,8 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 10338 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35%).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.
- ANÁLISIS SENSIB. nº 6** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 11645 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35%).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.
- ANÁLISIS SENSIB. nº 7** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 10911 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35%).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.
- ANÁLISIS SENSIB. nº 8** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.3: x0,9 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 10441 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35%).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.
- ANÁLISIS SENSIB. nº 9** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.4: x0,8 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 10647 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35%).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.
- ANÁLISIS SENSIB. nº 10** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.5: x0,8 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 10177 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,1 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35%).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.
- ANÁLISIS SENSIB. nº 11** (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (L-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 12025 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35%).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 12 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 11273 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,12 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 13 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr3: x0,9 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 10789 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 14 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr4: x0,8 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 11004 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 15 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr5: x0,8 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 10521 €. Emisiones CO2 = 578 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = INF. Fracción renovable = 69,2% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,11 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 2680 Wp (35°).Banco Baterías de 2400 Wh. Reg. carga bat 49 A.Inversor de 3000 VA. Rectif. de 0 W.

Figura VI.16

Todos los resultados presentados en las figuras VI.12, VI.14 y VI.16 son resumidos en la tabla VI.2, resaltando el caso óptimo con color rojo.

Baterías Conectadas a Red								
Caso	Inflación Precio Elec. (%)	Interes Prec. Dinero(%)	Infla. Op. Man.(%)	Porc. Panel(x)	Porc. Bat(x)	C.total(VAN) (€)	Em.CO2 (kg/año)	Coste E (€/kWh)
1	3	3	1,6	1	1	13202,1	578,1	0,14
2	3	3	1,6	0,9	0,8	12459,1	578,1	0,13
3	3	3	1,6	0,9	0,6	14280,8	350,3	0,15
4	3	3	1,6	0,8	0,8	13986,3	563,1	0,14
5	3	3	1,6	0,8	0,6	16379,7	250,7	0,17
6	3	3,2	1,8	1	1	12979,6	578,1	0,13
7	3	3,2	1,8	0,9	0,8	14073,9	558,6	0,14
8	3	3,2	1,8	0,9	0,6	11775,8	578,1	0,12
9	3	3,2	1,8	0,8	0,8	14654,8	322,6	0,15
10	3	3,2	1,8	0,8	0,6	11511,8	578,1	0,12
11	3	2,8	1,6	1	1	13449,1	578,1	0,14
12	3	2,8	1,6	0,9	0,8	12696,9	578,1	0,13
13	3	2,8	1,6	0,9	0,6	14100,2	370,4	0,14
14	3	2,8	1,6	0,8	0,8	17204,2	382,2	0,18
15	3	2,8	1,6	0,8	0,6	13745,7	563,1	0,14
16	2	3	1,6	1	1	12460,1	578,1	0,13
17	2	3	1,6	0,9	0,8	11717,1	578,1	0,12
18	2	3	1,6	0,9	0,6	11240,4	578,1	0,12
19	2	3	1,6	0,8	0,8	11450,8	578,1	0,12
20	2	3	1,6	0,8	0,6	10974,1	578,1	0,11
21	2	3,2	1,8	1	1	12261,4	578,1	0,13
22	2	3,2	1,8	0,9	0,8	11527,5	578,1	0,12
23	2	3,2	1,8	0,9	0,6	11793,7	422,2	0,12
24	2	3,2	1,8	0,8	0,8	11263,4	578,1	0,12
25	2	3,2	1,8	0,8	0,6	10793,5	578,1	0,11
26	2	2,8	1,6	1	1	12682,3	578,1	0,13

27	2	2,8	1,6	0,9	0,8	11930,1	578,1	0,12
28	2	2,8	1,6	0,9	0,6	11446,5	578,1	0,12
29	2	2,8	1,6	0,8	0,8	11661,6	578,1	0,12
30	2	2,8	1,6	0,8	0,6	11177,9	578,1	0,11
31	1	3	1,6	1	1	11823,5	578,1	0,12
32	1	3	1,6	0,9	0,8	11080,6	578,1	0,11
33	1	3	1,6	0,9	0,6	10603,9	578,1	0,11
34	1	3	1,6	0,8	0,8	10814,3	578,1	0,11
35	1	3	1,6	0,8	0,6	10337,6	578,1	0,11
36	1	3,2	1,8	1	1	11644,8	578,1	0,12
37	1	3,2	1,8	0,9	0,8	10910,9	578,1	0,11
38	1	3,2	1,8	0,9	0,6	10441	578,1	0,11
39	1	3,2	1,8	0,8	0,8	10646,9	578,1	0,11
40	1	3,2	1,8	0,8	0,6	10177	578,1	0,1
41	1	2,8	1,6	1	1	12025	578,1	0,12
42	1	2,8	1,6	0,9	0,8	11272,9	578,1	0,12
43	1	2,8	1,6	0,9	0,6	10789,2	578,1	0,11
44	1	2,8	1,6	0,8	0,8	11004,3	578,1	0,11
45	1	2,8	1,6	0,8	0,6	10520,7	578,1	0,11

Tabla VI.2

- Ahora se tiene el caso de autoconsumo fotovoltaico aislado de la red, al que se aplican los parámetros enunciados en la sección 6 y que se pueden observar en las figuras VI.17 y VI.18.

### ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE INTERÉS (i) E INFLACIÓN (g)

(i-g) 1: Caso base: Interés: 3%; Inflación: 1,6%

(i-g) 2: Interés:  % Inflación:  %

(i-g) 3: Interés:  % Inflación:  %

Figura VI.17

### ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE INFLACIÓN DE LOS COSTES DE ALGUNOS COMPONENTES

Pr.1: Caso base (valores en tablas de componentes) (factor escala x1)

Pr.2: Coste Paneles fotovoltaicos: x  (factor escala); Coste Aerogeneradores: x  Coste Baterías: x  Coste componentes H2: x

Pr.3: Coste Paneles fotovoltaicos: x  (factor escala); Coste Aerogeneradores: x  Coste Baterías: x  Coste componentes H2: x

Pr.4: Coste Paneles fotovoltaicos: x  (factor escala); Coste Aerogeneradores: x  Coste Baterías: x  Coste componentes H2: x

Pr.5: Coste Paneles fotovoltaicos: x  (factor escala); Coste Aerogeneradores: x  Coste Baterías: x  Coste componentes H2: x

Figura VI.18

En este caso al no estar conectado a la red no se puede variar la inflación del precio de la electricidad, así que se obtienen los resultados de los 15 casos posibles que se presentan en forma gráfica en la figura VI.19.

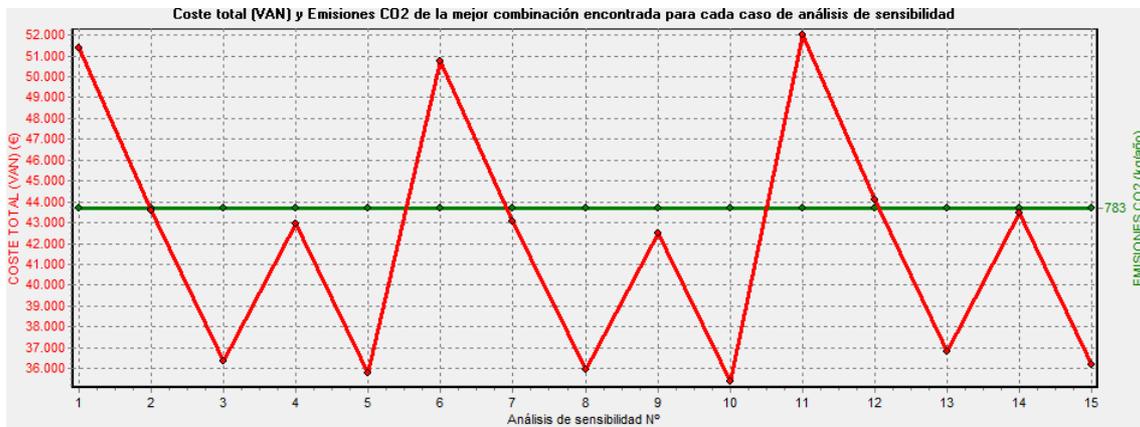


Figura VI.19

En la figura VI.20 se presenta con que componentes está conformado cada caso del análisis de sensibilidad, cuales sería su coste total y el coste del kWh de energía eléctrica.

ANÁLISIS SENSIB. nº 1 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 51371 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,53 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 2 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 43573 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,45 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 3 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr3: x0,9 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 36375 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,37 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 4 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr4: x0,8 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 42974 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,44 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 5 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)1: 3%-1,6%; Inf.C.1:Base; Pr5: x0,8 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 43063 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,37 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 6 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 50749 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,52 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 7 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 43063 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,44 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 8 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr3: x0,9 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 35972 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,37 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 9 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr4: x0,8 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 42469 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,44 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 10 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)2: 3,2%-1,8%; Inf.C.1:Base; Pr5: x0,8 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 35377 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,36 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 11 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr.1: x1 x1 x1 x1):  
 Coste total (VAN) = 52007 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,53 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 12 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr.2: x0,9 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 44095 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,45 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 13 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr3: x0,9 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 36788 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,38 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 14 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr4: x0,8 x0 x0,8 x0):  
 Coste total (VAN) = 43491 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,45 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

ANÁLISIS SENSIB. nº 15 (Rad.1: 4,91kWh/m2; Cons.1: 10,67kWh/día; (I-g)3: 2,8%-1,4%; Inf.C.1:Base; Pr5: x0,8 x0 x0,6 x0):  
 Coste total (VAN) = 36183 €. Emisiones CO2 = 783 kg/año. Energía no servida = 0 kWh/año (0%). Días autonomía = 5. Fracción renovable = 100% de la demanda. Coste actualizado energía = 0,37 €/kWh  
 Componentes: Generador PV 6030 Wp (35°).Banco Baterías de 79200 Wh. Reg. carga bat 109 A.Inversor de 1600 VA. Rectif. de 0 W.

Figura VI.20

Todos los resultados presentados en la figura VI.20 son resumidos en la tabla VI.3, resaltando el caso óptimo con color rojo.

Aislado de la Red								
Caso	Inflación Precio Elec. (%)	Interes Prec. Dinero(%)	Infla. Op. Man.(%)	Porc. Panel(x)	Porc. Bat(x)	C.total(VAN) (€)	Em.CO2 (kg/año)	Coste E (€/kWh)
1	3	3	1,6	1	1	51370,8	783,1	0,53
2	3	3	1,6	0,9	0,8	43573,4	783,1	0,45
3	3	3	1,6	0,9	0,6	36375,2	783,1	0,37
4	3	3	1,6	0,8	0,8	42974,3	783,1	0,44
5	3	3	1,6	0,8	0,6	35776,1	783,1	0,37
6	3	3,2	1,8	1	1	50748,6	783,1	0,52
7	3	3,2	1,8	0,9	0,8	43063	783,1	0,44
8	3	3,2	1,8	0,9	0,6	35971,5	783,1	0,37
9	3	3,2	1,8	0,8	0,8	42469	783,1	0,44
10	3	3,2	1,8	0,8	0,6	35377,4	783,1	0,36
11	3	2,8	1,4	1	1	52006,8	783,1	0,53
12	3	2,8	1,4	0,9	0,8	44095,1	783,1	0,45
13	3	2,8	1,4	0,9	0,6	36787,6	783,1	0,38
14	3	2,8	1,4	0,8	0,8	43490,9	783,1	0,45
15	3	2,8	1,4	0,8	0,6	36183,4	783,1	0,37

Tabla VI.3