

Proyecto Fin de Máster
Máster Universitario en Sistemas de Energía
Eléctrica

Programación energética óptima de un cliente
residencial con generación y almacenamiento

Autor: Carmen García Montero

Tutor: Juan Manuel Mauricio

Depto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



Proyecto Fin de Máster
Máster Universitario en Sistemás de Energía Eléctrica

**Programación energética óptima de un cliente
residencial con generación y almacenamiento**

Autor:
Carmen García Montero

Tutor:
Juan Manuel Mauricio
Profesor titular

Depto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2017

Proyecto Fin de Máster: Programación energética óptima de un cliente residencial con generación y almacenamiento

Autor: Carmen García Montero

Tutor: Juan Manuel Mauricio

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal

A mi familia

Agradecimientos

Antes de nada, quiero agradecer a mi familia el apoyo que me han dado durante la etapa de realización del Máster, ya que sin ellos no habría llegado hasta aquí.

Gracias también a mi tutor D. Juan Manuel Mauricio, por la oportunidad de realizar este proyecto y por su inestimable ayuda y preocupación en el desarrollo del mismo.

Por último, no puedo acabar sin agradecer a mis compañeros de clase y amigos por compartir conmigo este camino de aprendizaje y desarrollo personal.

Gracias a todos
Carmen García Montero
Sevilla, 2017

Resumen

La concienciación sobre el cambio climático y el agotamiento de algunas de las fuentes convencionales de energía ha llevado a la sociedad a emplear nuevas fuentes y sistemas de abastecimiento eléctrico como son las energías renovables. El autoconsumo eléctrico y más particularmente el fotovoltaico está experimentando una fuerte introducción en el sistema eléctrico y en los hogares, por lo que el conocimiento y los estudios sobre este tema son cada día mayores.

En el presente proyecto se presenta la situación actual del autoconsumo fotovoltaico en nuestro país, y se desarrolla una herramienta de optimización del término de energía de un cliente residencial con una instalación de autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento, a partir de la operación óptima de la batería. Siendo el objetivo principal la parametrización de la batería a un día vista para lograr minimizar la función objetivo.

Teniendo en cuenta la influencia del clima y la temporalidad, y cumpliendo la normativa vigente en España, se realiza además un estudio económico comparando diferentes tipos de instalaciones, así como dos instalaciones con almacenamiento y diferentes estrategias de funcionamiento.

Por último, se extiende la resolución del algoritmo del día previsto al día real, obteniendo así los errores en el dimensionamiento de los parámetros.

Abstract

Increasing awareness of climate change (in society) along with traditional energy sources reduction have incremented renewable energy sources around the world. More and more scientific studies have been published related with electrical self-consumption, highlighting photovoltaic self-consumption. As a result, a big market penetration is being reached.

The current study develops a new optimization tool that analyze a house photovoltaic system in order to reduce energy costs of residential customers. The main purpose is to predict in advance the best way of working for an electrical battery that minimize the objective function. This study takes into account the current Spanish legislation about photovoltaic self-consumption.

Two economic comparative studies have been realized. Three main factors have been considered namely weather, temporality and current legislation. First economic study compares two different installations. The second economic study compares two equal facilities.

Finally, some problems and mistakes on the new optimization tool are showed through the simulation in the real day.

Índice

Agradecimientos

Resumen

Abstract

Índice

Índice de Tablas

Índice de Figuras

1	Estado del arte	1
1.1	<i>Introducción</i>	1
1.2	<i>Instalación fotovoltaica para cliente residencial</i>	2
1.2.1	Fotovoltaica aislada	2
1.2.2	Fotovoltaica conectada a red	3
1.3	<i>Autoconsumo eléctrico</i>	4
1.3.1	Autoconsumo en España	5
1.4	<i>Operación de una instalación de autoconsumo</i>	8
1.5	<i>Configuraciones técnicas de las instalaciones de autoconsumo</i>	9
1.6	<i>Optimización de sistemas eléctricos</i>	11
1.6.1	Optimizaciones en APMonitor	11
2	Metodología	13
2.1	<i>Metodología para la operación óptima de la batería</i>	13
2.1.1	Modelo matemático	13
2.1.2	Otras consideraciones	16
2.1.3	Configuración de la instalación y características especiales que definen las ecuaciones	16
2.2	<i>Modelo planteado</i>	17
2.2.1	Demanda	17
2.2.2	Precio de la energía	18
2.2.3	Generación	19
2.2.4	Días tipo	20
2.3	<i>Cálculo archivo csv_total</i>	20
2.4	<i>Optimización con Python y APMonitor</i>	21
2.4.1	Creación de archivos .py y .apm	21
2.5	<i>Datos de entrada del algoritmo</i>	21
2.6	<i>Datos de salida</i>	21
3	Caso de estudio	22
3.1	<i>Generalidades de la vivienda</i>	22
3.2	<i>Generalidades de la instalación fotovoltaica</i>	22
3.3	<i>Curvas de demanda, generación y precio</i>	22
3.3.1	Curvas de demanda	23

3.3.2	Curvas de precios	25
3.3.3	Curva de generación de potencia fotovoltaica	26
3.4	<i>Datos de entrada del algoritmo</i>	27
4	Resultados de la optimización	28
4.1	<i>Datos de salida por día tipo</i>	28
4.2	<i>Resultados</i>	28
4.2.1	Día Soleado	29
4.2.2	Día parcialmente nublado (11 Enero)	31
4.2.3	Día Nublado	33
4.3	<i>Parámetros económicos</i>	35
5	Comparativas	37
5.1	<i>Comparativas método propuesto</i>	37
5.1.1	Vivienda propuesta vs Vivienda sin instalación fotovoltaica	37
5.1.2	Vivienda en estudio vs Vivienda con instalación fotovoltaica sin batería	38
5.1.3	Periodo de amortización de las baterías y la instalación fotovoltaica	39
5.2	<i>Método no inteligente de funcionamiento de la batería</i>	40
5.2.1	Método no inteligente	40
5.2.2	Especificaciones y ecuaciones del método	40
5.2.3	Resultados	41
5.2.4	Comparativa económica	44
5.3	<i>Simulación</i>	45
5.3.1	Comparativa costes anuales	48
6	Conclusiones	50
	Referencias	
	Conceptos	
	Glosario	
	Anexo 1	
	Anexo 2	
	Anexo 3	
	Anexo 4	

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Características de los principales modelos de autoconsumo existentes en el mundo	5
Tabla 1-2 Características principales del modelo de autoconsumo definido en RD 900/2015	6
Tabla 3-1 Consumo diario según tipo de día (kWh)	24
Tabla 4-1 Coste diario del término de energía según el % inicial de carga de la batería	28
Tabla 4-2 Costes anuales según el tipo de día	36
Tabla 5-1 Costes diarios y anuales según tipo de día para vivienda sin generación fotovoltaica	37
Tabla 5-2 Costes diarios y anuales según tipo de día para vivienda con generación fotovoltaica y sin almacenamiento	38
Tabla 5-3 Costes y ahorros de las instalaciones	39
Tabla 5-4 Tiempo de amortización de las instalaciones	40
Tabla 5-5 Costes anuales según el tipo de día para el método propuesto y el método no inteligente	45
Tabla 5-6 Costes diario según el tipo de día obtenidos en la optimización y en la simulación	46
Tabla 5-7 Error de costes obtenido con la previsión de la curva de irradiancia con respecto a la curva real	49

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Evolución anual de la capacidad fotovoltaica instalada en el mundo en países pertenecientes y no pertenecientes a la agencia internacional de la energía	1
Figura 1-2 Instalación fotovoltaica aislada	2
Figura 1-3 Instalación fotovoltaica conectada a red	3
Figura 1-4 Equipos de medida obligatorios Autoconsumidor Tipo 1	7
Figura 1-5 Equipos de medida obligatorios Autoconsumidor Tipo 2	7
Figura 1-6 Equipos de medida Autoconsumidor Tipo 2 de menos de 100 kW instalados	8
Figura 1-7 Esquema sistema fotovoltaico conectado a red	9
Figura 1-8 Ejemplo configuración instalación fotovoltaica 2 (Fuente: SMA)	10
Figura 1-9 Ejemplo de configuración de instalación fotovoltaica tipo 3 (Fuente: SMA)	10
Figura 1-10 Ejemplo de configuración de instalación fotovoltaica tipo 4	11
Figura 2-1 Equipos de medida instalación gestionable Autoconsumidor Tipo 1	16
Figura 2-2 Ejemplo modelo de curva de carga (minutos)	17
Figura 2-3 Modelo final curva de carga	18
Figura 2-4 Modelo curva de precios	18
Figura 2-5 Curva de Radiación diaria sobre panel	19
Figura 3-1 Curva de demanda día Soleado	23
Figura 3-2 Curva de demanda Día Parcialmente nublado	24
Figura 3-3 Curva de demanda día Nublado	24
Figura 3-4 Curva de precios día Soleado (€/kWh)	25
Figura 3-5 Curva de precios día Parcialmente Nublado (€/kWh)	25
Figura 3-6 Curva de precios día Nublado (€/kWh)	26
Figura 3-7 Curva Potencia fotovoltaica día soleado	26
Figura 3-8 Curva potencia fotovoltaica día parcialmente nublado	27
Figura 3-9 Curva potencia fotovoltaica día nublado	27
Figura 4-1 Curva de potencia demandada a la red y energía consumida acumulada diaria	29
Figura 4-2 Coste acumulado diario	29
Figura 4-3 Evolución diaria de la potencia instantánea y la energía de la batería	30
Figura 4-4 Potencia fotovoltaica útil	30
Figura 4-5 Curva de Potencia diaria demandada a la red y energía consumida acumulada diaria	31
Figura 4-6 Coste acumulado diario de la energía consumida	32
Figura 4-7 Evolución diaria de la potencia instantánea y la energía de la batería	32

Figura 4-8 Potencia fotovoltaica útil	33
Figura 4-9 Potencia diaria demandada de la red y energía consumida acumulada	33
Figura 4-10 Coste acumulado de la energía consumida	34
Figura 4-11 Evolución diaria de la potencia instantánea y de la energía de la batería	34
Figura 4-12 Potencia fotovoltaica útil	35
Figura 4-13 Histórico de tipos de día en Sevilla	35
Figura 5-1 Comparativa de costes anuales de Vivienda sin generación y vivienda propuesta	38
Figura 5-2 Comparativa de costes anuales de Vivienda sin batería y vivienda propuesta	39
Figura 5-3 Parametrización de la potencia de la batería para día soleado y método no inteligente	41
Figura 5-4 Evolución de la energía de la batería para día soleado y método no inteligente	42
Figura 5-5 Parametrización de la potencia de la batería para día parcialmente nublado y método no inteligente	42
Figura 5-6 Evolución de la energía de la batería para día soleado y método no inteligente	43
Figura 5-7 Parametrización de la potencia de la batería para día nublado y método no inteligente	43
Figura 5-8 Evolución de la energía de la batería para día soleado y método no inteligente	44
Figura 5-9 Comparativa de costes diarios del método propuesto y el método no inteligente	44
Figura 5-10 Comparativa de costes anuales	45
Figura 5-11 Comparativa curvas de potencia real y prevista para día soleado	47
Figura 5-12 Comparativa curvas de potencia real y prevista para día parcialmente nublado	47
Figura 5-13 Comparativa curvas de potencia real y prevista para día nublado	48
Figura 5-14 Comparativa de costes anuales previstos y reales	48

1 ESTADO DEL ARTE

1.1 Introducción

En los últimos años con el incremento de las emisiones de CO₂ a la atmósfera, ha crecido la preocupación por el cambio climático a nivel mundial. Con el objetivo principal de reducir dichas emisiones, las fuentes de energía renovables han empezado a jugar un papel importante en el mix energético de todos los países del mundo.

Con la vista puesta en el objetivo H2020, los países están introduciendo medidas para favorecer el aumento de energías limpias, coches eléctricos y cualquier otra tecnología que suponga eficiencia y ayude a evitar el cambio climático.

Una de las tecnologías más desarrolladas en los últimos años ha sido la generación fotovoltaica, que a día de hoy dispone de 303 GW instalados en todo el mundo.

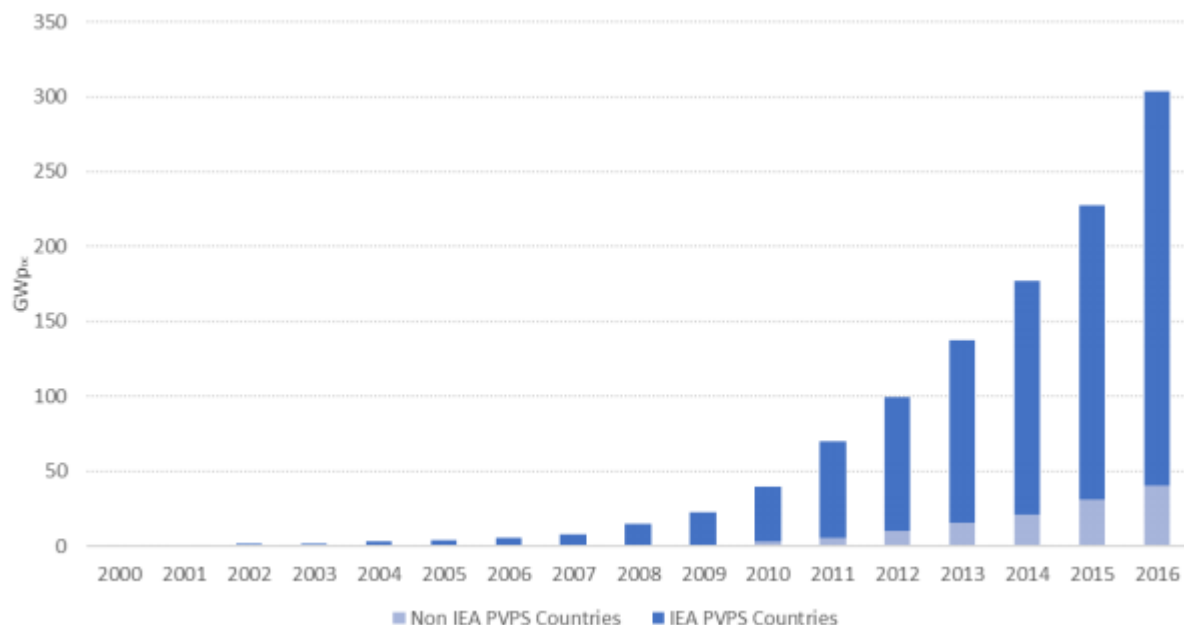


Figura 1-1 Evolución anual de la capacidad fotovoltaica instalada en el mundo en países pertenecientes y no pertenecientes a la agencia internacional de la energía

Además, cada vez es mayor la cantidad de generación distribuida de energía eléctrica instalada en los sistemas eléctricos, ya que es una solución ampliamente aceptada para generar ahorro energético y desarrollo económico. La fotovoltaica juega aquí un papel fundamental ya que es una tecnología fácilmente introducible de forma distribuida gracias a su instalación en los tejados de las industrias y en los hogares. En los últimos años esta siendo introducida paulatinamente en los hogares uniendo la concienciación sobre los efectos de la contaminación y el cambio climático, a la constante disminución de precios. Del mismo modo, el aumento del consumo local permite obtener grandes ventajas técnicas como la reducción de las pérdidas en la red eléctrica, así como evitar el aumento de los precios de la electricidad.

La particularidad de la fuerte dependencia del tiempo de la fotovoltaica ha llevado a incluir tecnologías de almacenamiento en dichas instalaciones con el objetivo de obtener la máxima efectividad de esta tecnología. La instalación de baterías en las viviendas permite además mejorar la fiabilidad de la instalación gestionar el consumo optimizando el consumo y los costes.

Del mismo modo que los paneles y otros componentes que forman una instalación fotovoltaica, las baterías para uso residencial han ido disminuyendo sus costes y aumentando su eficiencia en los últimos años. Un claro ejemplo es el de las baterías de Ion-Litio, que han revolucionado el Mercado de las baterías con una capacidad de descarga de hasta el 100% y una vida útil de hasta 6000 ciclos, que permite hasta 20 años de funcionamiento a pleno rendimiento de la batería.

1.2 Instalación fotovoltaica para cliente residencial

El autoconsumo fotovoltaico se define como la alimentación eléctrica de un consumidor a través de una instalación fotovoltaica, apoyada o no por la red eléctrica. Una instalación fotovoltaica es un Sistema de generación que a partir de un conjunto de elementos, transformala energía de la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua, pudiendo transformarse en corriente alterna a través de un inversor.

A nivel de consumidor residencial, se diferencian dos tipos de sistemás fotovoltaicos aplicables que se definen a continuación:

1.2.1 Fotovoltaica aislada

Su característica principal es no estar conectada a la red eléctrica. Este tipo de instalaciones requiere disponer, a parte de los elementos habituales de una instalación fotovoltaica (placas e inversor), de un elemento de almacenamiento mediante baterías con el objetivo de suplir las necesidades energéticas en las horas sin sol. De este modo, el cliente podrá consumir durante todo el día e incluso varios días seguidos dependiendo de la capacidad del almacenamiento.

Este tipo de instalaciones es típica en lugares donde no llega la red eléctrica o en los que conectarse a la red no es viable económica ni técnicamente.

Es de gran importancia el dimensionamiento de estas instalaciones ya que a parte del Sistema de almacenamiento no cuentan con ningún otro respaldo. El tamaño del sistema de generación, así como el de almacenamiento dependerá de las necesidades de autonomía del cliente, y en el caso de llevar a cabo una instalación de este tipo en un consumo de importancia es necesario considerar instalar una segunda alternativa de alimentación, comunmente un grupo electrógeno.

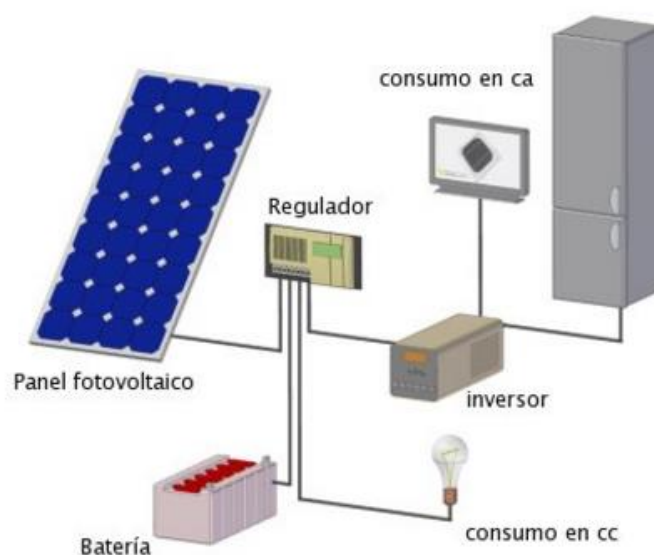


Figura 1-2 Instalación fotovoltaica aislada

1.2.2 Fotovoltaica conectada a red

En los últimos años este tipo de instalaciones están experimentando un gran desarrollo, gracias a la disminución de costes de los elementos que conforman la instalación, así como de los incentivos realizados por parte de algunos países, que permiten la venta de los excedentes de energía mediante tarifas FIT (feed in tariff), o balance neto o bien subvenciones para costear la instalación fotovoltaica.

En este tipo de instalaciones, a diferencia de las anteriores, no es necesario disponer de un elemento de almacenamiento, ya que se utiliza la red eléctrica como respaldo para asegurar el consumo a cualquier hora del día.

El funcionamiento general de esta instalación se basa en la generación de energía en las placas fotovoltaicas que transforman la energía solar incidente en los módulos de corriente continua, y posteriormente es convertida mediante el inversor en corriente alterna a tensión y frecuencia de la red eléctrica.

Además, estas instalaciones cuentan con varios contadores empleados por la distribuidora para medir la energía autoconsumida, la vertida a red y la consumida de la red.

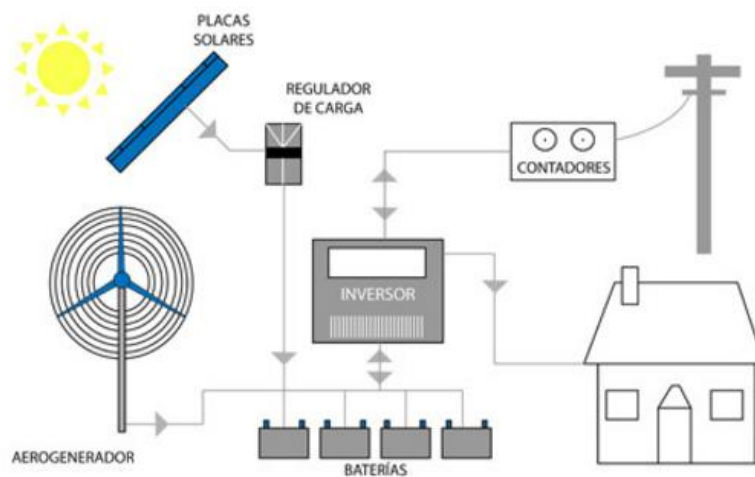


Figura 1-3 Instalación fotovoltaica conectada a red

Los elementos principales que componen una instalación fotovoltaica son:

- Un generador solar, formado por paneles fotovoltaicos, que captan la radiación luminosa procedente del sol y la transforman en energía eléctrica. Esta energía dependerá básicamente del número y tipo de módulos instalados, de su inclinación y orientación espacial, y de la radiación solar incidente, así como de la temperatura ambiente, que afecta de forma negativa al rendimiento del panel. Las placas existentes en el mercado disponen de un rendimiento de hasta un 17% y en general tienen una vida útil de 25 años.
- Un acumulador, que puede almacenar la energía producida por el generador y permite disponer de corriente eléctrica fuera de las horas de luz o días nublados, prolongando el suministro eléctrico en caso de instalaciones aisladas, o aprovechar las horas de precios baratos para almacenar energía y cederla en las horas caras. En la actualidad ya existen baterías cuya vida útil dura hasta 20 años. Es clave para estos elementos evitar descargas muy importantes, aunque modelos como los de Ion-Litio permiten hasta 100% de descarga y hasta 6000 ciclos de descarga completa.
- Un regulador de carga, que controla la entrada y salida de corriente en el acumulador y evita sobrecargas o descargas excesivas al acumulador, que le produciría daños irreversibles. Además, mediante el seguimiento del punto de máxima potencia, optimiza el funcionamiento del sistema.
- Un inversor, que transforma la corriente continua de 12 ó 24 V almacenada en el acumulador o proveniente de las placas, en corriente alterna de 230 V. Se encargan además de gestionar la energía eléctrica de forma eficiente, permitiendo la comunicación entre los elementos de la instalación y los

consumos del hogar. Mediante programación se puede controlar cuando utilizar la energía almacenada en las baterías o cuando consumir de la red eléctrica. Los inversores actuales cuentan con un rendimiento de entre 90 y 98%.

- Si el sistema fotovoltaico estuviera conectado a red, como sucede en este proyecto, se cuenta con elementos adicionales como algunas protecciones, contadores de energía, conexión a red etc. con el fin de asegurar la eficiencia y la seguridad de la instalación y cumplir con la normativa vigente implantada por la compañía distribuidora de la región.

1.3 Autoconsumo eléctrico

Se define autoconsumo eléctrico como el consumo por parte de los consumidores de la electricidad que han producido ellos mismos. En los últimos años, dichos consumidores han dejado de ser elementos meramente pasivos con respecto al Sistema eléctrico y ha aparecido el término “prosumers”, empleado para aquellos que han adoptado una actitud activa, siendo consumidores y productores de electricidad. Especialmente destacable dentro del autoconsumo eléctrico ha sido la cada vez más común instalación de generación fotovoltaica en los hogares para disminuir sus costes en electricidad empleando una energía limpia.

Estos cambios, han transformado la forma de ver el Sistema eléctrico, lo que ha llevado a todos los países del mundo a la necesidad de cambiar la mentalidad con respecto a los antiguos consumidores pasivos y a elaborar diferentes mecanismos de control del autoconsumo fotovoltaico. Las diferencias entre países se han visto reflejadas en las diferentes técnicas de apoyo o rechazo a este Sistema de consumo. A continuación, se describen los mecanismos más destacables desarrollados entorno al autoconsumo y sus características:

- Autoconsumo en tiempo real (Self-consumption scheme): Compensación de la energía generada y consumida en tiempo real (o intervalos de 15 minutos).
- Balance neto (Net-metering scheme): Mecanismo que permite compensar la generación y el consumo durante un intervalo de tiempo establecido. En general, se realiza una compensación anual entre lo generado y lo consumido.
- Balance neto económico (Net-billing scheme): Caso especial del anterior, pero la compensación se realiza en términos monetarios, es decir, el coste de lo generado durante un periodo es compensado con el coste de lo consumido de la red.
- Sistemas híbridos (Hybrid systems): Existen gran cantidad de variaciones de los mecanismos anteriores que mezclan características de unos y de otros

Todos los mecanismos mencionados anteriormente están pensados para emplear la energía generada priorizando las necesidades del hogar e inyectando en la red la parte sobrante.

Otra característica importante a tener en cuenta es la de las tasas y los costes asociados a la red que incluyen los mecanismos descritos anteriormente.

En general todas las políticas empleadas en los diferentes países se pueden describir a partir de los siguientes parámetros:

- Derecho al autoconsumo
- Ingresos por autoconsumo fotovoltaico
- Tasas para financiación de los costes de la red
- Valor de los Ingresos por excesos de electricidad
- Intervalo de tiempo máximo de compensación
- Compensación por situación geográfica
- Duración de la regulación
- Autoconsumo compartido
- Tasas adicionales

- Otras medidas facilitadoras para el autoconsumo
- Limitación del tamaño del Sistema de autoconsumo
- Limitaciones del Sistema eléctrico
- Características adicionales

En la siguiente tabla resumen se muestran las características más importantes que cumplen cada uno de los tipos de autoconsumo definidos anteriormente

Tabla 1-1 Características de los principales modelos de autoconsumo existentes en el mundo

		Autoconsumo con restricciones	Autoconsumo con FIT	Net-billing	Net-metering	Autoconsumo con ventajas
1	Derecho al autoconsumo	Si	Si	No obligatorio	Si	SI
2	Ingresos por autoconsumo fotovoltaico	Ahorros en la factura eléctrica	Ahorros en la factura eléctrica	Ingresos de producción menos costes por consumo	Ahorros en la factura eléctrica	Ahorros en la factura eléctrica más una prima
3	Tasas para la financiación de los costes de la red	Si	No	No	No	No
4	Ingresos por excesos de electricidad	Sin remuneración	FIT	FIT	Reducción en el precio de factura	FIT
5	Intervalos de tiempo máximo para compensación	Tiempo real	Tiempo real	Podría ser más de un año	Podría ser más de un año	Tiempo real
6	Compensación geográfica	-	-	Podría ser virtual (Compensándose tras un tiempo establecido)	Podría ser virtual	-
7	Duración del esquema de regulación	Ilimitado	Limitado	Puede ser limitado	Ilimitado	Limitado

1.3.1 Autoconsumo en España

Dentro de los tipos de autoconsumo definidos anteriormente, el modelo existente en España se podría englobar dentro del tipo “Self-consumption scheme” y más concretamente dentro del Autoconsumo con restricciones. La regulación de las instalaciones de autoconsumo conectadas a red en España, actualmente y desde el año 2015, esta definida por el RD 900/2015.

1.3.1.1 Tipos de autoconsumo

Dentro de este real decreto, se definen dos modalidades de autoconsumo cuyas características específicas se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 1-2 Características principales del modelo de autoconsumo definido en RD 900/2015

			Tipo 1	Tipo 2
Autoconsumo fotovoltaico	1	Derecho al autoconsumo	Si	Si
	2	Ingresos por Autoconsumo fotovoltaico	Ahorros en la factura	Ahorros en la factura
	3	Tasas para la financiación de los costes de red	Si (impuesto al sol)	Si (impuesto al sol)
Excesos de generación fotovoltaica	4	Ingresos por excesos de electricidad	No	Precio del mercado mayorista menos tasas
	5	Intervalo máximo de tiempo para compensación	Tiempo real	Tiempo real
	6	Compensación geográfica	No	No
Otras características del sistema	7	Duración del esquema de regulación	Ilimitado	Ilimitado
	8	Titularidad por parte de terceros	no	No
	9	Tasas adicionales	Para potencias superiores a 10 kW	Si
	10	Otros facilitadores del autoconsumo	No	No
	11	Tamaño límite instalación FV	100 kW pero limitado a la potencia contratada	Menor o igual que la potencia contratada
	12	Limitación sistema eléctrico	Licencia del distribuidor	Licencia del distribuidor
	13	Características adicionales	Tasas en instalaciones con baterías	Tasas en instalaciones con baterías

Además, los equipos de medida obligatorios serán diferentes para cada tipo de autoconsumo. A continuación, se muestran mediante imágenes, los equipos obligatorios que componen las instalaciones

- Autoconsumidor tipo 1

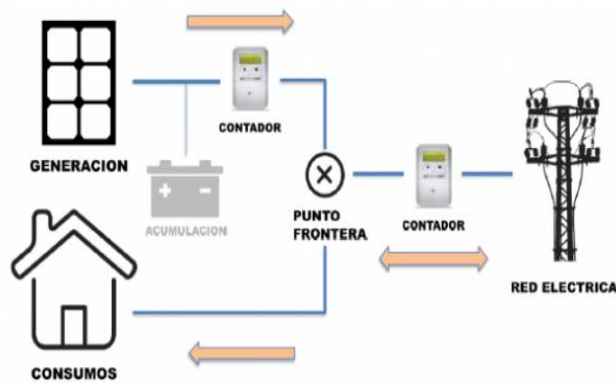


Figura 1-4 Equipos de medida obligatorios Autoconsumidor Tipo 1

- Autoconsumidor tipo 2

1. Con más de 100 kW instalados

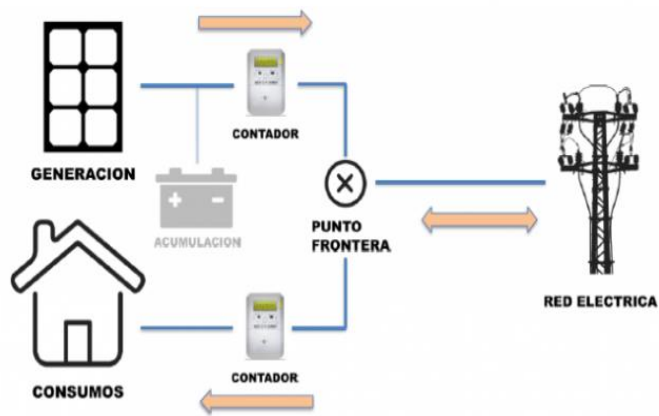


Figura 1-5 Equipos de medida obligatorios Autoconsumidor Tipo 2

2. Con menos de 100 kW instalados

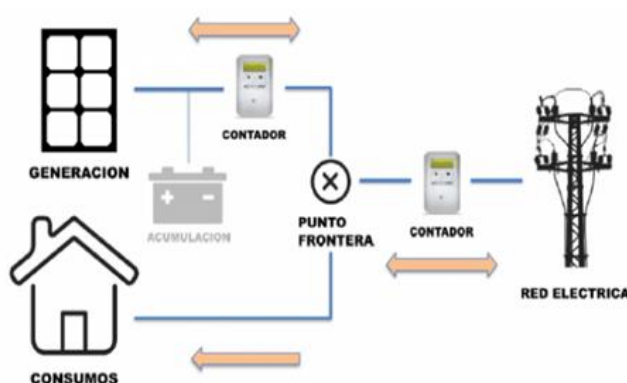


Figura 1-6 Equipos de medida Autoconsumidor Tipo 2 de menos de 100 kW instalados

Existen otras particularidades y limitaciones que deberán cumplir ambas modalidades, que son las siguientes:

- La potencia instalada de autoconsumo será siempre **menor o igual** a la contratada
- Quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa y de autorización administrativa de construcción las instalaciones menores o iguales a 100 kW de potencia.
- Las instalaciones existentes tienen 6 meses para adaptarse e inscribirse en los Registros.
- Instalaciones con baterías:
 1. Instalación de **baterías**: Permitidas, cuando dispongan de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que les aplique y se encuentren instaladas de tal forma que dispongan equipo de medida que registre la generación neta o equipo de medida que registre la energía horaria consumida. (equipo de medida compartido con la instalación de generación)
 2. En el circuito de producción (entre generador y contador de generación) no podrán existir cargas de consumo

1.4 Operación de una instalación de autoconsumo

De forma general, la operación de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo busca la reducción del coste de la factura de electricidad a partir del consumo de la red en periodos en los que la electricidad es más barata, y el consumo fotovoltaico en las horas de mayor coste. Por una parte, los sistemas sin batería, aprovechan el exceso del mediodía para verter a red, pero en el caso de las instalaciones con batería su operación es más compleja ya que tratan de buscar el mayor rendimiento de la instalación y la disminución de costes empleados un mayor número de variables. Además, en la búsqueda de la disminución de costes, existen una gran variedad de parámetros que afectan a la operación de las instalaciones entre los que destacan:

- La temporalidad de la generación fotovoltaica es la primera limitación para la operación de estos sistemas de autoconsumo. Esto ha llevado a la introducción de Sistemas de almacenamiento de energía. Este tipo de sistemas que combinan generación fotovoltaica con otro equipo de energía, permite construir sistemas que controlen mejor la intermiencia de los sistemas fotovoltaicos.

- Nivel de actividad: el patrón de consumo es muy variable según el número de ocupantes de la casa, el estilo de vida y la estructura. Es, además, variable según el día de la semana, y el clima.
- Gestión de la demanda: Se define la gestión de la demanda como el conjunto de acciones que pretenden influir sobre el comportamiento de los consumidores ante el consumo eléctrico, de forma que se produzcan ahorros de energía así como mejoras en la eficiencia. Por lo tanto, la operación del sistema puede variar según el comportamiento de los clientes antes dichas acciones.

La mejora de las tecnologías de automatización y control de los últimos años han permitido parametrizar las preferencias de consumo de los clientes mayoritariamente actuando una parte de la demanda susceptible de ser controlada.

En la figura se muestra el esquema típico de un sistema fotovoltaico híbrido conectado a la red.

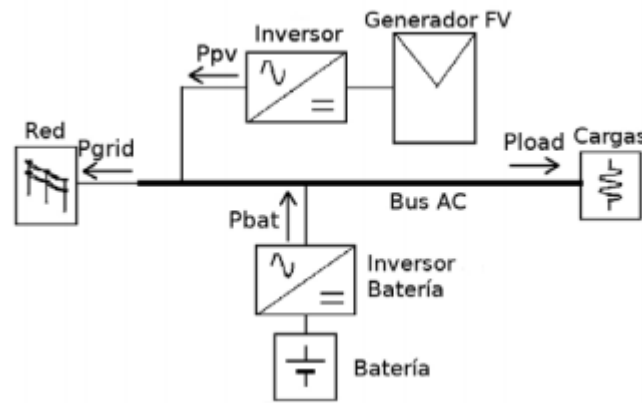


Figura 1-7 Esquema sistema fotovoltaico conectado a red

La principal condición en este tipo de sistemas suele ser la de cargar la batería únicamente con energía proveniente de la generación fotovoltaica, evitando el consumo de la red para este propósito. Del mismo modo, en la descarga de la misma se emplea únicamente para abastecer a las cargas locales y nunca para entregar a la red.

Las dificultades que presenta este tipo de sistema vienen de la obligatoriedad de disponer de cargas automatizables, como por ejemplo electrodomésticos y dispositivos electrónicos con capacidad de monitorización y control, lo cual supone un coste añadido a la instalación fotovoltaica con batería.

- Operación de la batería: Existe la posibilidad aprovechar el sistema de almacenamiento para modificar los consumos de la red. Con los avances en el control y la automatización se puede optar por parametrizar el funcionamiento de la batería de modo que se adapte a las necesidades reales de consumo del cliente sin que este tenga que modificar su curva de consumo.
- Influencia del porcentaje de carga de la batería a media noche según el clima: Los excesos de electricidad generados por los sistemas fotovoltaicos no puede ser almacenado en la batería durante el día en un día soleado cuando la batería estaba muy cargada a media noche, por otro lado, es necesario comprar energía a la red durante el día en un día lluvioso, cuando la batería no estaba cargada a media noche. En conclusión, el punto de carga óptimo de la batería a media noche cambiará según la previsión del tiempo

1.5 Configuraciones técnicas de las instalaciones de autoconsumo

Teniendo en cuenta las posibilidades y limitaciones anteriormente mencionadas y dentro del cumplimiento de la normativa establecida para el autoconsumo en cada país y de las particularidades de cada instalación, se han

desarrollado diferentes configuraciones en las instalaciones de autoconsumo para alcanzar diferentes objetivos propuestos. El avance de la electrónica de potencia y de la automatización de los sistemas ha permitido la aparición de múltiples soluciones técnicas disponibles. Entre las numerosas configuraciones posibles para optimizar la operación de una instalación fotovoltaica, algunas interesantes y empleadas ampliamente actualmente se destacan las siguientes:

- 1) Empleo de microinversores para controlar y optimizar el consumo eléctrico de forma modular ajustándose a los consumos genéricos de una vivienda. Esta configuración permite una adaptación más sencilla a diferentes patrones de consumo.
- 2) Automatización de la instalación: Instalación de elementos automáticos para la conexión de consumos en horas concretas del día en los que la energía producida por la instalación fotovoltaica supera el consumo. De este modo podría aprovecharse de una forma más eficiente la energía producida por la instalación, vertiendo a la red lo mínimo posible e incluso evitando el vertido.

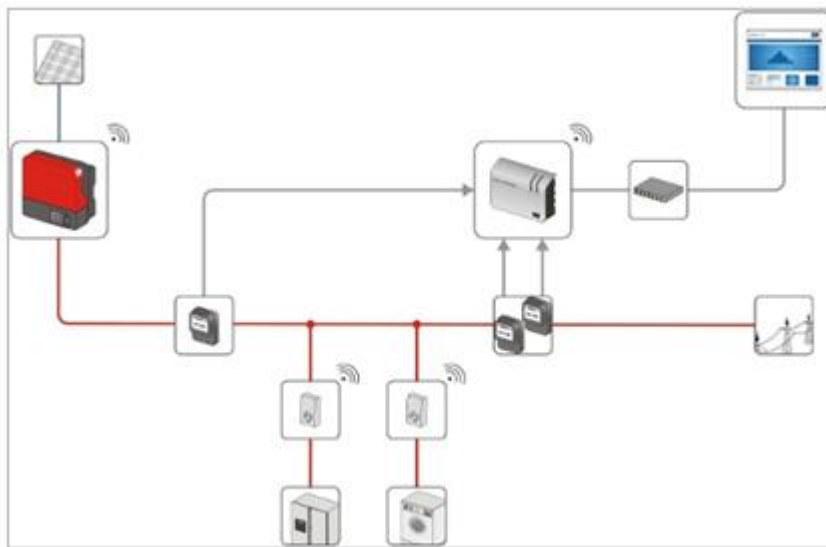


Figura 1-8 Ejemplo configuración instalación fotovoltaica 2 (Fuente: SMA)

- 3) Sistemas de reducción de potencia, mediante un sistema de control que en el caso de superar un umbral establecido envíe una señal a los inversores para reducir su potencia generada, evitando así excesos de generación que tendrían que ser vertidos a red.

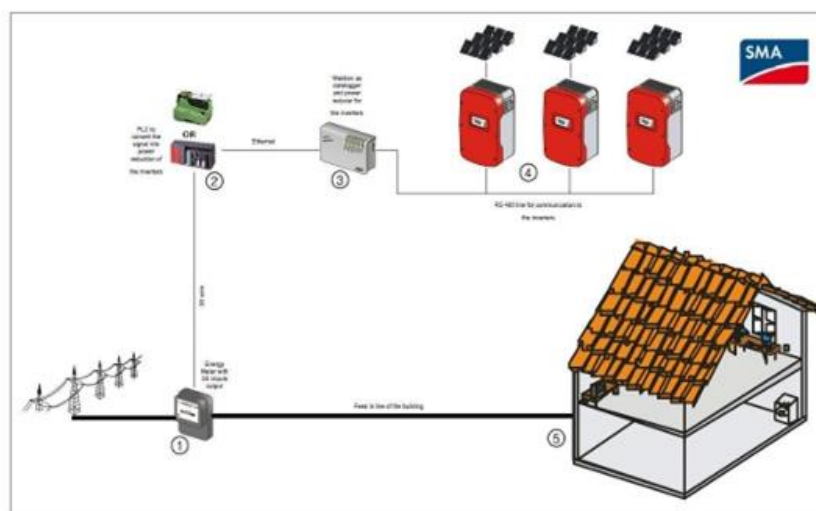


Figura 1-9 Ejemplo de configuración de instalación fotovoltaica tipo 3 (Fuente: SMA)

- 4) Configuración como sistema aislado, donde la energía proveniente de las placas tiene preferencia a la hora de alimentar a los consumos y en el caso de no ser suficiente la energía generada, el inversor permitiría la alimentación de la red o la batería.

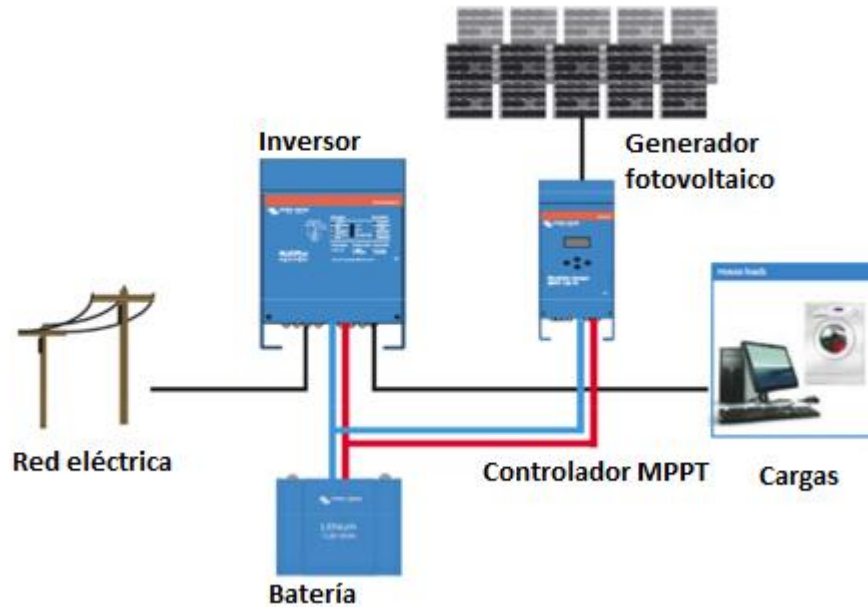


Figura 1-10 Ejemplo de configuración de instalación fotovoltaica tipo 4

1.6 Optimización de sistemas eléctricos

En cualquiera sistema, bien sea eléctrico, mecánico o de otros tipos, pueden presentarse problemas de optimización. Para resolverlos se emplean diferentes lenguajes de programación como pueden ser Matlab o Python, que combinados con un solver, pueden resolver problemas de ecuaciones no-lineales.

APMonitor o Advanced Process Monitor es un programa de optimización empleado para modelar y resolver ecuaciones diferenciales y algebraicas. Se emplea principalmente en problemas a gran escala, y dispone de varios modos de operación como pueden ser optimizaciones en tiempo real o simulaciones dinámicas.

La particularidad del programa es que no resuelve directamente el problema si no que llama a “solvers” externos para la resolución, por lo que es necesaria la conexión a Internet. El solver empleado por el programa APMonitor es el Advanced Process Optimizer (APOPT).

1.6.1 Optimizaciones en APMonitor

Para la resolución del problema no lineal en APMonitor será necesario un archivo definir un archivo .apm (editable en cualquier editor de texto) que contenga los siguientes datos

- Constantes
- Parámetros
- Variables
- Variables intermedias
- Ecuaciones

APMonitor tiene la opción de ser trabajado, de forma gratuita, con interfaces como la de Matlab o alguna interfaz de Python (como Spyder), pudiendo realizar además del análisis en los servidores de APM, el del software elegido. Es necesario descargar el paquete APM para Matlab o Python para su correcto funcionamiento y emplear siempre el mismo nombre de las variables en el código y en el archivo .apm

1.6.1.1 Optimización en línea (por hora / Diario)

El beneficio de las optimizaciones diarias proviene de la posibilidad de aprovechar las variaciones en precios o demanda para adaptarse a las fluctuaciones del proceso de optimización, disminuyendo así el riesgo de incertidumbre

1.6.1.2 Control no lineal en APMonitor

Debido a que la gran mayoría de los procesos son no lineales, existen diferentes tipos de control no lineal dentro de APMonitor empleados para la resolución de optimizaciones. Para el caso del control no lineal básico (NLC en APMonitor) se selecciona una variable manipulable (MV) que es la que cambiará su valor para conseguir obtener el óptimo buscado. En el caso del control no lineal predictivo (NMPC en APMonitor), es posible además, definir un objetivo, al cual se pretende llegar mediante el control

2 METODOLOGÍA

El objetivo principal del estudio es obtener a un día vista la operación óptima de la batería de un sistema de autoconsumo residencial con almacenamiento, con el fin de minimizar los costes del término de energía de la factura eléctrica. Para ello se ha desarrollado un modelo de optimización no lineal definido a partir de las ecuaciones, variables, parámetros y una función objetivo.

2.1 Metodología para la operación óptima de la batería

2.1.1 Modelo matemático

El modelo matemático para obtener la óptima operación diaria de una batería se ha discretizado en intervalos de 5 minutos, con el objetivo de parametrizar la batería de forma más exacta. Por lo tanto, los parámetros y variables definidos a continuación tendrán a lo largo del día 288 valores.

2.1.1.1 Función Objetivo

$$\text{maximizar } \sum_1^{288} (PC * p_c + PV * p_v) * (\Delta t) \quad (2-1)$$

Siendo:

PC: Precio de compra de energía en €/kWh (en valores negativos)

PV: Precios de venta de energía en €/kWh

p_c : Potencia demandada en kW

p_v : Potencia de venta en kW

t : Incremento de tiempo definido para el presente proyecto como 1/12, debido a la discretización del modelo cada 5 minutos (cada intervalo de tiempo se corresponde con una doceava parte de una hora)

2.1.1.2 Ecuaciones

Las ecuaciones definidas para el algoritmo son las siguientes:

Para cada instante de tiempo, la potencia neta intercambiada con la red debe ser igual al sumatorio de la potencia de compra y de venta en dicho instante.

$$p_g = p_c + p_v \quad (2-2)$$

Balante de potencias, definido como el sumatorio, con sus respectivos signos, de las potencias fotovoltaica, de la batería, demandada e intercambiada con la red

$$p_f + p_b + p_d + p_g = 0 \quad (2-3)$$

Variación de la energía de la batería con el tiempo, definida como la potencia de la batería en cada instante de tiempo menos las pérdidas de la misma:

$$\frac{d eb}{dt} = -(pb - 0.02 * \frac{pb^2}{Pb_{max}}) \quad (2-4)$$

Se han definido las pérdidas de la batería en función de un porcentaje, la potencia instantánea y la potencia máxima, de modo que para $pb=pb_{max}$ las pérdidas son un 2% de la potencia máxima de la batería

La energía total consumida de la red es función de la variación de la potencia consumida por el tiempo:

$$\frac{d et}{dt} = -p_g \quad (2-5)$$

La potencia fotovoltaica útil empleada puede ser menor o igual que la potencia generada por la instalación fotovoltaica, limitando así la generación en casos de exceso de energía:

$$p_f \leq pf_x \quad (2-6)$$

2.1.1.3 Parámetros

Los parámetros definidos para el algoritmo de optimización son los siguientes:

GEN: Precio de la energía para viviendas con tarifa 2.0 A

NOC: Precio de la energía para viviendas con tarifa 2.0 DHA

VHC: Precio de la energía para viviendas con tarifa 2.0 VH

Pf_x: Potencia fotovoltaica generada

Pd_x: Potencia demandada

Eb_max: Energía máxima de la batería en kW

Pb_max: Potencia máxima de la batería en kW

Pb_min: Potencia mínima de la batería en kW

2.1.1.4 Variables

Las variables definidas para la optimización son las siguientes:

eb: energía de la batería en cada instante de tiempo, inicializada a un porcentaje de la energía máxima de la batería (Eb_max), definiendo de esta forma el porcentaje de carga de la batería al inicio del día. Además dicha

eb viene definida como:

$$0.01 * Eb_{max} \leq eb \leq 0.98 * Eb_{max} \quad (2-7)$$

Pb: Potencia de la batería en cada instante de tiempo, inicializada a 0 y definida como:

$$Pb_{min} \leq pb \leq Pb_{max} \quad (2-8)$$

p_v: Potencia de venta a la red en cada instante de tiempo, inicializada a 0 y definida como:

$$p_v \geq 0.0 \quad (2-9)$$

p_c: Potencia de compra de la red en cada instante de tiempo, inicializada a 0 y definida como:

$$p_c \leq 0.0 \quad (2-10)$$

p_g: potencia neta intercambiada con la red en cada instante de tiempo, inicializada a 0 y definida como:

$$Pcont \leq p_g \leq -Pcont \quad (2-11)$$

Siendo:

Pcont: Potencia contratada en la vivienda.

et: energía total acumulada intercambiada con la red

p_f: Potencia fotovoltaica útil, inicializada a cero.

g: ganancia en cada instante de tiempo, inicializada a 0.

dg: evolución de la ganancia en el tiempo, inicializada a 0.

2.1.2 Otras consideraciones

Se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones a la hora de definir los datos necesarios para obtener el óptimo funcionamiento de la batería:

- Los parámetros GEN, NOC, VHC, pf_x y pd_x son datos de entrada que se obtienen a partir de un archivo csv cuyo calculo se definirá en próximos capítulos. Dichos parámetros vendrán definidos en el archivo cada 300 segundos, por lo que para realizar el estudio diario se dispondrá en el archivo csv de 288 valores de cada parámetro.
- El valor inicial de carga de la batería en el instante inicial es variable, pero el algoritmo está definido de modo cíclico, es decir, que el valor establecido para el instante inicial y final será el mismo.

2.1.3 Configuración de la instalación y características especiales que definen las ecuaciones

Con el objetivo de cumplir con el RD 900/2015, han sido tenidas en cuenta las siguientes consideraciones en la definición del algoritmo:

- Al ser un cliente residencial se considera una potencia instalada menor de 10 kW, por lo que para evitar el coste por autoconsumo, el cliente será autoconsumidor tipo 1, es decir, no verterá los excedentes de energía a red y en el caso de hacerlo lo hará a coste cero.

Esta restricción afecta al algoritmo de modo que el precio de venta será cero.

Además, se ha considerado que la instalación tendrá un elemento de inyección cero, por lo que la potencia de venta será igualmente nula. A efectos de configuración de la instalación, será como tener instalado un Sistema de reducción de potencia, como el definido en el apartado 1.5 punto 3), que aún no favoreciendo el consumo eficiente, evitará tener excedentes. Este tipo de sistemas cuenta con un controlador que al superar un umbral definido envía la señal de reducción de potencia. En el presente caso limitará la potencia fotovoltaica generada por el inversor para cumplir siempre con el balance de potencias.

- Para evitar costes adicionales en el término de potencia, se considera que la instalación dispone de todos los elementos de medida y control establecidos como obligatorios y opcionales (incluyendo el contador que registre la energía consumida total por el consumidor asociado) para los autoconsumidores de tipo 1. Por lo tanto, la aplicación del término de potencia definido en el RD de autoconsumo será el siguiente:

Al ser una instalación definida como “gestionable”, es decir que dispone de un elemento de almacenamiento a partir de batería, el esquema de la instalación será el siguiente:

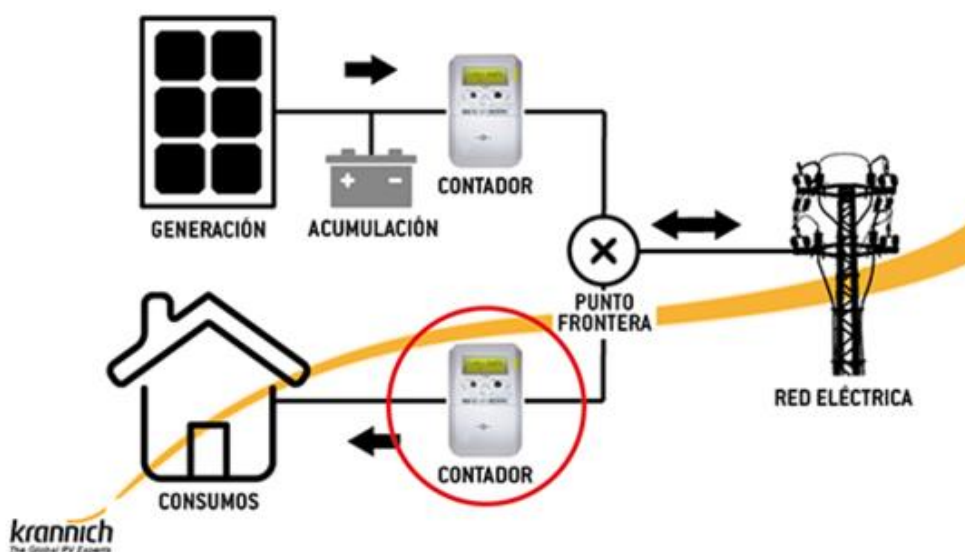


Figura 2-1 Equipos de medida instalación gestionable Autoconsumidor Tipo 1

Para dicho caso, el real decreto de autoconsumo dice que la potencia de Aplicación de Cargos (requerida por el

consumidor), coincide con la “potencia contratada”. Por lo tanto, la potencia a aplicar para los cargos fijos sería nula:

$$\begin{aligned} \text{Potencia cargos fijos} &= \text{Potencia de Aplicación de Cargos} - \text{Potencia contratada} \\ &= \text{Potencia contratada} - \text{Potencia contratada} = 0 \end{aligned} \quad (2-12)$$

2.2 Modelo planteado

Las variables determinantes del estudio son la demanda del cliente, el precio de la energía, la generación de la instalación fotovoltaica y el dimensionamiento de la batería.

Todas las curvas se han obtenido con un intervalo de tiempo entre valores de 300 segundos (5 minutos)

2.2.1 Demanda

Se ha realizado el cálculo de la curva de demanda diaria de un cliente residencial empleando el Excel de [1]. Con dicho archivo se obtiene la demanda eléctrica de una casa a partir de la definición de las cargas, y la ocupación existente en la misma.

El programa tiene dimensionadas una serie de cargas por defecto, donde además de la demanda nominal, se encuentra el consumo en standby de las cargas que están continuamente conectadas o el factor de utilización de las mismas.

Tras seleccionar la ocupación de la casa y el tipo de día (diario o fin de semana), se pueden elegir manualmente las cargas deseadas o bien se permite la selección aleatoria de las mismas. Es importante haber seleccionado la localización y el día del año para el que se está llevando a cabo el estudio ya que es influyente en la aleatoriedad de las cargas. Por ejemplo, para un día de verano en Sevilla, el programa no selecciona la calefacción en el cálculo aleatorio.

Tras la ejecución, el resultado es la curva de demanda diaria en intervalos de un minuto, que presenta el siguiente aspecto:

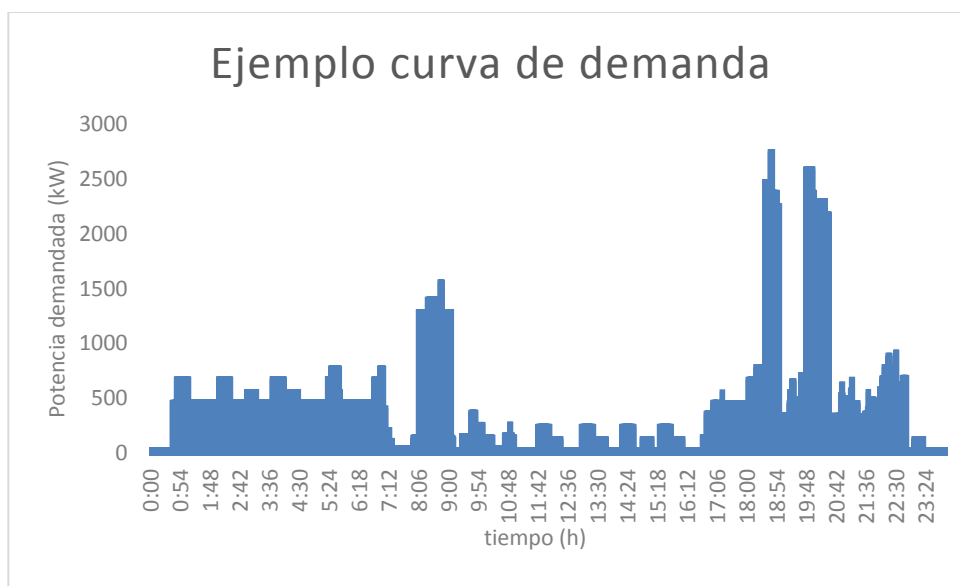


Figura 2-2 Ejemplo modelo de curva de carga (minutos)

A partir de la curva de demanda diaria por minuto, se calcula la curva de demanda cada 5 minutos. Para obtener los valores de dicha curva se calcula el valor medio de potencia demandada cada 5 minutos, dando como

resultado una curva como la mostrada a continuación:

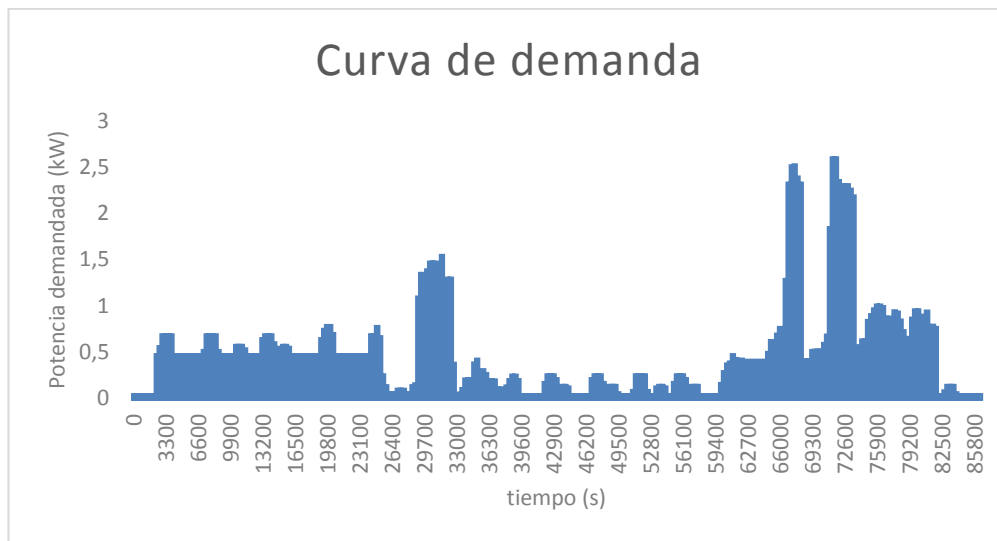


Figura 2-3 Modelo final curva de carga

Con los valores de la curva se genera un archivo .csv cuyo título será “pd.csv”

2.2.2 Precio de la energía

Los precios del término de energía de la tarifa PVPC están disponibles en la página de Red Eléctrica de España. Según la tarifa del Usuario (2.0 A, 2.0 DH o 2.0 VH), se descarga el archivo csv correspondiente para el día de estudio.

Los precios disponibles para cada día son horarios, por lo que para obtener el precio cada 5 minutos se ha considerado el valor horario que le corresponda a ese instante de tiempo. Por lo tanto, se han obtenido para cada hora, 12 valores iguales al valor del precio horario que le corresponde. Los 12 valores existentes entre las 00:00 y la 00:55 tendrán como precio el valor horario correspondiente a las 00:00.

Un ejemplo de la curva de precios obtenida se presenta a continuación:

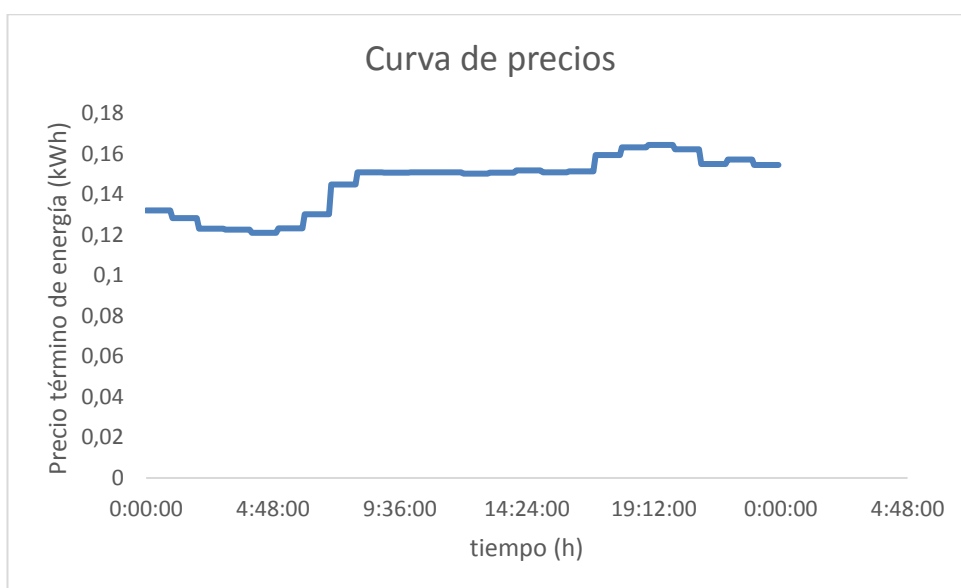


Figura 2-4 Modelo curva de precios

Del mismo modo que en el caso de la demanda, con los resultados obtenidos se genera un archivo .csv con título “GEN.csv”, “NOC.csv” o “VH.csv”, según sea la tarifa del cliente, 2.0 A, 2.0 DHA o 2.0 VH respectivamente.

2.2.3 Generación

La curva de generación fotovoltaica depende fundamentalmente de la irradiancia del lugar, sin dejar de lado la importancia de la nubosidad en el cálculo de la misma. Para el caso en estudio se van a obtener dos curvas de generación, la primera denominada “curva de generación prevista” se empleará para realizar las optimizaciones que se quieren obtener “a día previo” del funcionamiento de la batería y se obtendrá mediante el método propuesto a continuación. La segunda curva (Curva real), se utilizará posteriormente para simular lo que sucede realmente en el día en estudio.

2.2.3.1 Curva de irradiancia prevista

A partir del archivo Excel creado por [1], puede obtenerse la curva diaria de irradiancia del lugar y la radiación sobre el panel en W/m^2 , definiendo los siguientes parámetros:

- Latitud y Longitud del lugar de estudio
- Inclinación de las placas
- Día del año en estudio

Una vez determinada la radiación total sobre el panel (para cielo despejado) en W/m^2 , se emplea el coeficiente de claridad para adaptar la radiación a las condiciones de nubosidad del día en estudio.

El coeficiente de claridad se ha definido como el porcentaje de nubes existente en cada instante. En [2], se dispone de dicho parámetro para cada 3 horas, por lo que se dispone de 8 datos para todo el día. Se considera que el coeficiente de claridad será constante cambiando únicamente cada tres horas.

Aplicado el coeficiente se dispone de la curva de radiación total sobre el panel (W/m^2), que tendrá una forma como la mostrada a continuación:

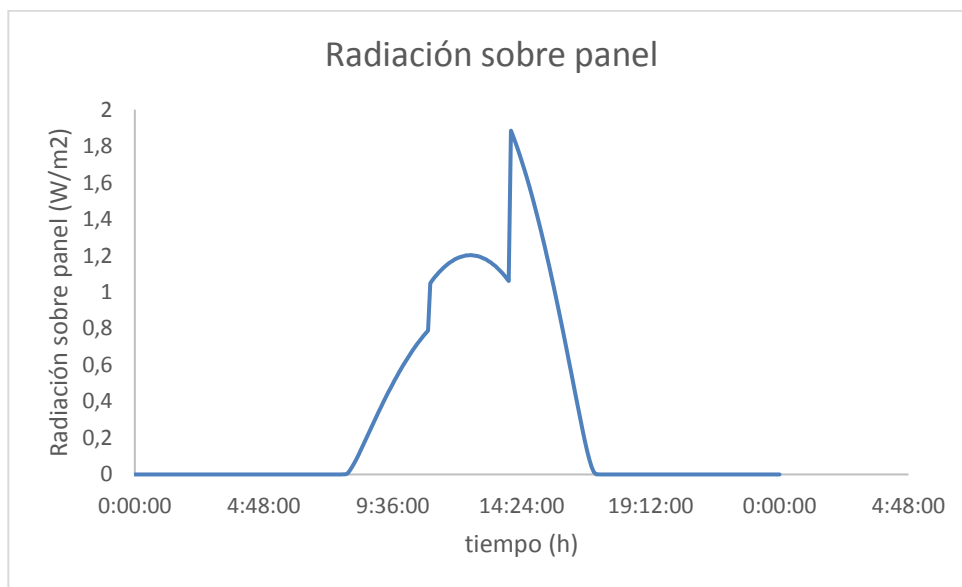


Figura 2-5 Curva de Radiación diaria sobre panel

Del mismo modo que en la curva de demanda, los resultados obtenidos son cada un minuto, por lo que para obtener los valores cada 5 minutos, se realiza la media de los valores en ese intervalo de tiempo.

Para obtener la curva de potencia fotovoltaica generada por la instalación es necesario tener en cuenta la superficie aprovechable de tejado de la vivienda, así como el rendimiento de la instalación fotovoltaica:

$$P_{FV} = (I_t * \mu_{placa} * \mu_{inversor} * S_{\text{útil tejado}}) / 1000 \quad (2-13)$$

Siendo

P_{FV} : Potencia fotovoltaica generada

I_t : Radiación sobre panel

μ_{placa} : Rendimiento de la placa fotovoltaica

$\mu_{inversor}$: Rendimiento inversor

$S_{\text{útil tejado}}$: Superficie aprovechable de tejado de la vivienda

La generación de la instalación fotovoltaica estará limitada a la potencia del inversor elegido.

Obtenida la curva de generación fotovoltaica en kW, se genera un archivo .csv, con el nombre “pf.csv”

2.2.3.2 Curva de irradiancia real

La curva de irradiancia real se define como una curva envolvente de la de irradiancia prevista y se empleará posteriormente, en la simulación, para obtener el error de la prevision de irradiancia realizada.

Se calcula empleando las matrices de probabilidad de transición existentes en archivo Excel de (1), a partir de lo cual se obtiene la curva de nubosidad que cumple que la media de nubosidad en cada intervalo de tres horas definido, sea la nubosidad prevista. Aplicando dicha curva a la curva de irradiancia de ese día se obtiene la curva de irradiancia real

Una vez obtenida dicha curva, se aplican los mismos pasos que en 2.2.3.1 para obtener la potencia generada por la instalación en un día cada 5 minutos.

2.2.4 Días tipo

A la hora de definir los días de estudio se ha diferenciado entre días soleados, nublados y seminublados:

- Día soleado: Aquellos días con menos de un 20% de nubosidad media
- Día seminublado: Días con una nubosidad media diaria entre 20 y 80%
- Día nublado: Días con una nubosidad media diaria mayor del 80%

Para obtener el valor de nubosidad media diaria se calcula la media de los 8 valores diarios del coeficiente de claridad definidos en 2.2.3

2.3 Cálculo archivo csv_total

Una vez obtenidos las curvas de demanda, precio y potencia fotovoltaica, y disponiendo de los archivos csv de cada una de ellas, se obtienen para cada día de estudio un archivo denominado csv_total.csv en el que se incluían dichos valores además del tiempo en segundos. Todos los archivos csv iniciales deberán tener la misma longitud, que en el presente Proyecto será de 289, donde se incluyen los 288 valores numéricos que representan un día de estudio, más el título en la primera fila.

La creación de este archivo se realiza a partir del archivo csv_total.py, cuya programación se define en el Anexo 1.

Este archivo será el dato de entrada para la posterior optimización.

2.4 Optimización con Python y APMonitor

La combinación de Python con APMonitor para la programación y resolución de la optimización da lugar a un programa de reducido tamaño, lo que permite una solución con coste mínimo para el hogar como puede ser su almacenamiento en un elemento como una Raspberry Pi.

2.4.1 Creación de archivos .py y .apm

Una vez obtenido el archivo `csv_total.py`, se crean los siguientes archivos:

- Archivo `.apm`

Se define la función de optimización con todos los parámetros, constantes y variables a tener en cuenta para su resolución. El archivo denominado `Bat.apm` se encuentra en el Anexo 3

- Archivo `.py`

Como se ha comentado anteriormente, APMonitor tiene la opción de ser trabajado con la alguna interfaz de Python, en este caso Spyder, lo que permite realizar un análisis paralelo al de la interfaz web de APMonitor, en la propia consola de Spyder. En dicha consola se han definido las variables del control no lineal empleado para la resolución de las ecuaciones y la obtención del óptimo. Este archivo es el encargado de enviar a APMonitor los datos de entrada, incluyendo los del archivo `Bat.apm`, y de recibir los resultados obtenidos en la optimización.

La optimización realizada corresponde a una simulación dinámica, que resuelve un problema no lineal de ecuaciones a partir de una variable definida como manipulable, en este caso la potencia de la batería, y en la cual se obtienen a partir de datos previstos a 24 horas vista, el óptimo funcionamiento y resultado de las variables de estudio. En el caso del presente Proyecto, se parte de la prevision de irradiancia y por tanto potencia generada a 24 horas vista, contando con una demanda y unos precios conocidos, obteniendo la parametrización de la batería que proporciona menores costes.

El archivo denominado `Bat.py` se encuentra en el Anexo 2

2.5 Datos de entrada del algoritmo

Los datos de entrada del algoritmo son los siguientes:

- Curvas reales de demanda y precios de energía
- Curvas previstas de potencia fotovoltaica generada

Además, será necesario definir las características de la batería empleada, así como su porcentaje de carga al comienzo (y por lo tanto, al final) del día.

2.6 Datos de salida

- Coste diario del término de energía en €
- Archivo `.csv` con los valores de potencia de la batería obtenidos cada 5 minutos para un día completo
- Archivo `.csv` con los valores de potencia demandada a la red

3 CASO DE ESTUDIO

A continuación, se exponen las características concretas de la vivienda y la instalación fotovoltaica definidas para el presente estudio. Además, se exponen los resultados de las curvas de demanda, generación y precios obtenidos.

El proyecto se ha centrado en el estudio de tres días del año con diferentes situaciones climáticas, un día soleado, otro parcialmente nublado y otro muy nublado, pudiendo así definir diferentes casuísticas y resultados según el clima y por lo tanto según la potencia fotovoltaica generada.

3.1 Generalidades de la vivienda

Se ha realizado el estudio para un cliente residencial con generación y almacenamiento ubicado en Sevilla. La vivienda unifamiliar tiene las siguientes características:

- Latitud de la ubicación: 37°
- Longitud de la ubicación: 5°
- Superficie aprovechable de tejado: 18 m²
- Potencia contratada: 3,3 kW
- Tarifa eléctrica: PVPC 2.0 A
- Ocupación de la vivienda: 3 personas

3.2 Generalidades de la instalación fotovoltaica

Además, la vivienda cuenta con una instalación fotovoltaica instalada en el tejado que dispone de los siguientes elementos:

- Placas fotovoltaicas con un rendimiento del 16%
- Inversor de 3,3 kW de potencia nominal y un rendimiento del 98%
- Inclinación de las placas: Mismo valor que la latitud de la ubicación (37°)
- Potencia pico instalada: 2,88 kWp
- Coste instalación fotovoltaica sin batería: 1.8€/ Wp (impuestos incluidos)
- Coste instalación fotovoltaica con batería: 3.25 €/Wp (impuestos incluidos)

3.3 Curvas de demanda, generación y precio

Con el objetivo de caracterizar la influencia del tiempo en la demanda y la generación, se han obtenido resultados para tres días de diario diferentes del año:

- 9 de Agosto: Día despejado
- 11 de Enero: Día parcialmente nublado
- 14 Marzo: Día nublado

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de demanda, generación y precio, que posteriormente se emplearán para realizar la optimización.

3.3.1 Curvas de demanda

Para los tres casos de estudio se ha partido de un perfil base de consumo con una serie de cargas típicas que se han considerado, existen en todos los hogares. Además, la curva de carga del 11 de enero incluye una carga de calefacción eléctrica, mientras que la del 9 de Agosto incluye aire acondicionado. La calefacción eléctrica cuenta con acumulación por lo que se aprovecharán las horas de la noche, de menor precio, para llenar el acumulador y el resto del día se distribuirá el calor acumulado sin coste alguno.

El perfil general de la carga se caracteriza por tener gran parte del consumo de electricidad en las horas de tarde, cuando se presupone que la gente finaliza el trabajo. Además, existe otro pico en las primeras horas del día cuando la mayoría de los consumidores se levantan. A este perfil genérico se le ha incluido las características de la estación del año, bien sea la calefacción en invierno, que por su funcionamiento consume durante las horas de la noche y el aire acondicionado en verano que se utiliza durante las horas de más calor, a partir de medio día, cuando los consumidores llegan al hogar.

A continuación, se muestran las curvas de carga obtenidas según el procedimiento explicado en 2.2.3 para los tres días definidos:

- Día Soleado

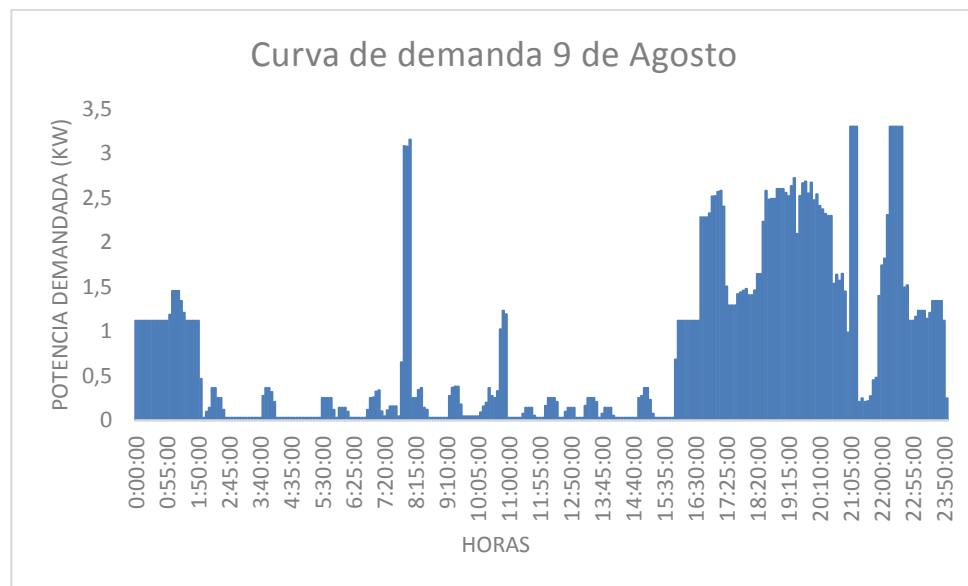


Figura 3-1 Curva de demanda día Soleado

- Día parcialmente nublado

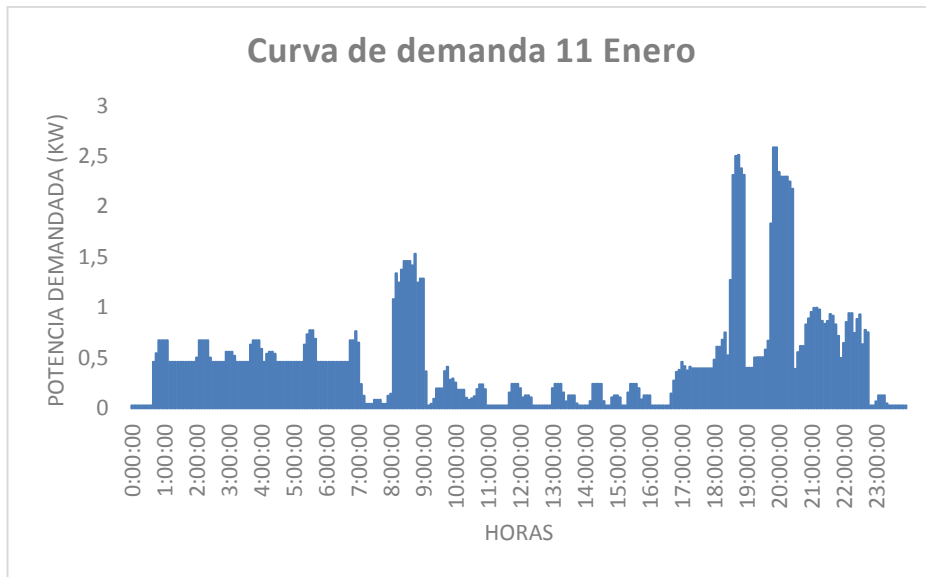


Figura 3-2 Curva de demanda Dia Parcialmente nublado

- Día nublado

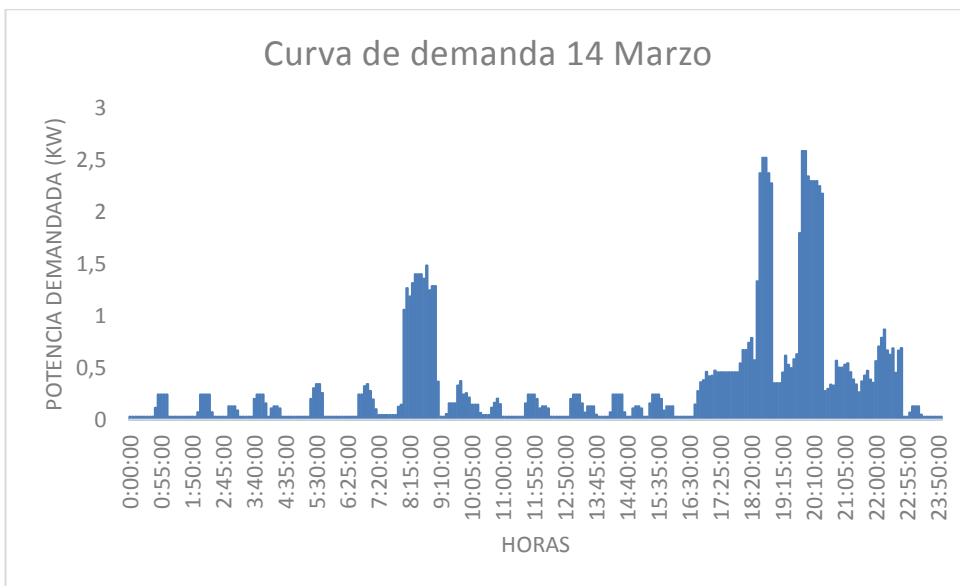


Figura 3-3 Curva de demanda día Nublado

El consumo total diario de energía en kWh de cada una de las curvas es el siguiente:

Tabla 3-1 Consumo diario según tipo de día (kWh)

	11 Enero	14 Marzo	9 Agosto
Energía diaria (kWh)	11,8	8,3	19,7

3.3.2 Curvas de precios

Una vez elegida la tarifa y seleccionados los días de estudio, se obtienen a partir de los precios de REE las siguientes curvas de precio:

- Día Soleado

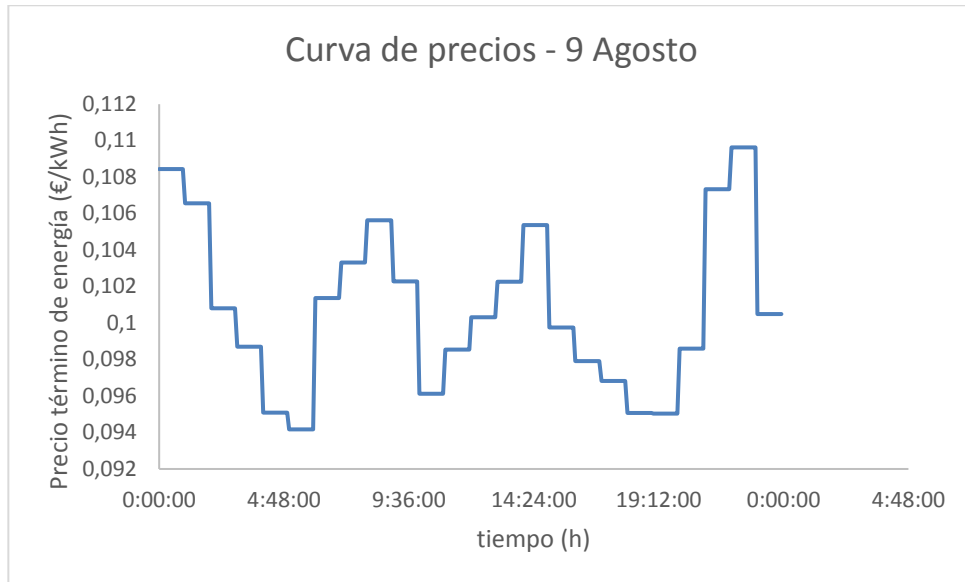


Figura 3-4 Curva de precios día Soleado (€/kWh)

- Día parcialmente nublado

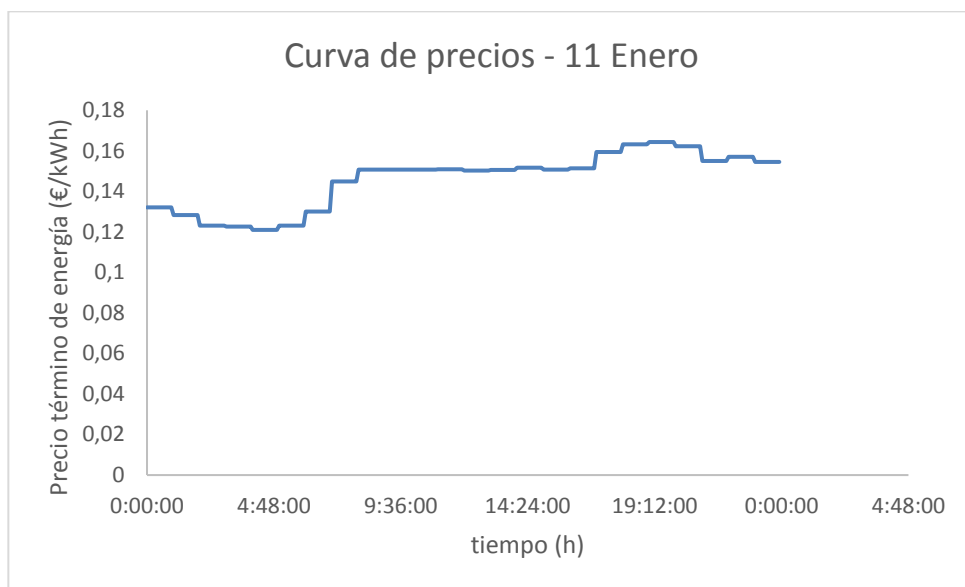


Figura 3-5 Curva de precios día Parcialmente Nublado (€/kWh)

- Día nublado

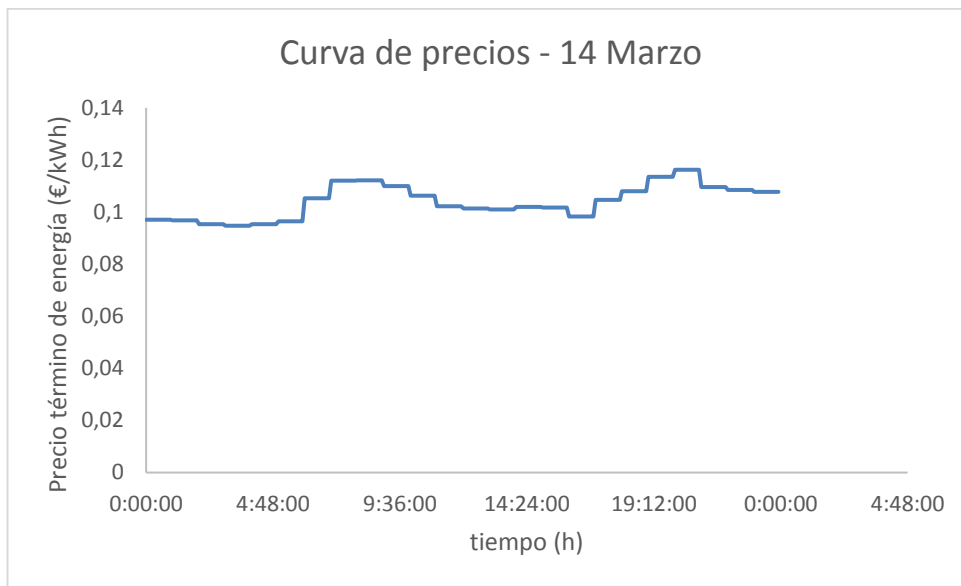


Figura 3-6 Curva de precios día Nublado (€/kWh)

Se observa la variabilidad de precios según el día escogido. Las casuísticas de este fenómeno son muy variables, y van desde el clima o el consumo, hasta el estado de las centrales eléctricas en ese día. Esto influirá en los resultados del mismo modo que el perfil de carga.

3.3.3 Curva de generación de potencia fotovoltaica

Con los datos de la ubicación y de la instalación fotovoltaica, se obtienen las curvas de potencia generada fotovoltaica para los tres días de estudio:

- Día soleado

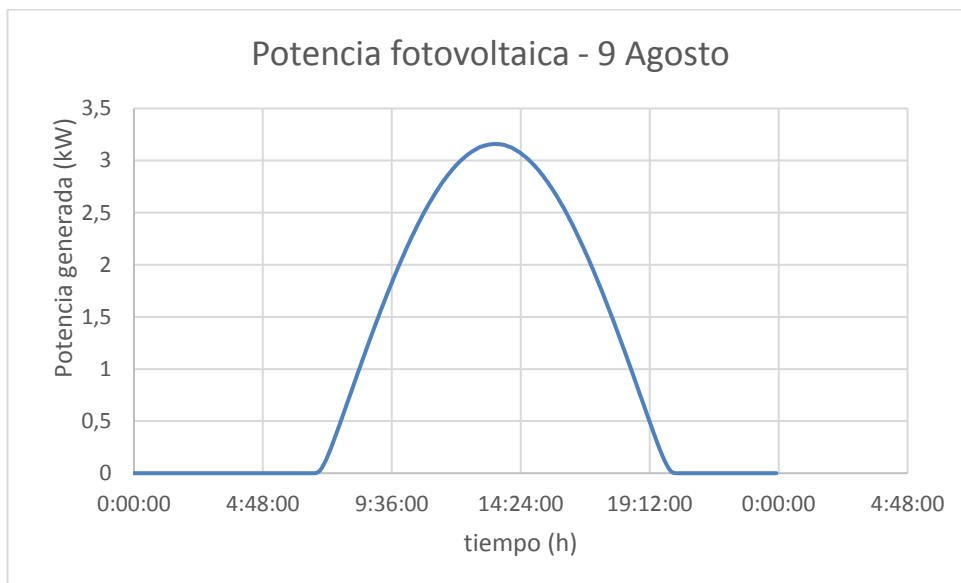


Figura 3-7 Curva Potencia fotovoltaica día soleado

- Día parcialmente nublado

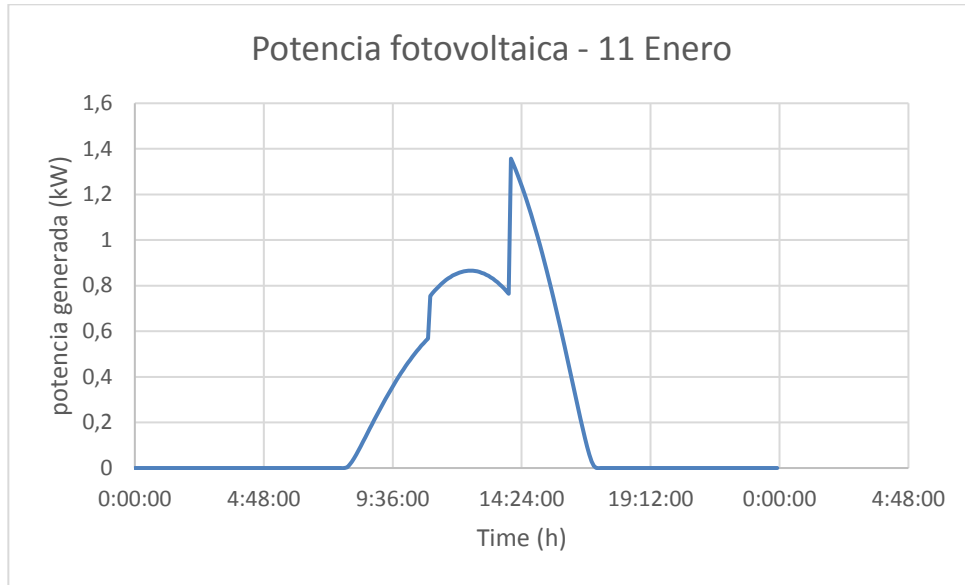


Figura 3-8 Curva potencia fotovoltaica día parcialmente nublado

- Día nublado

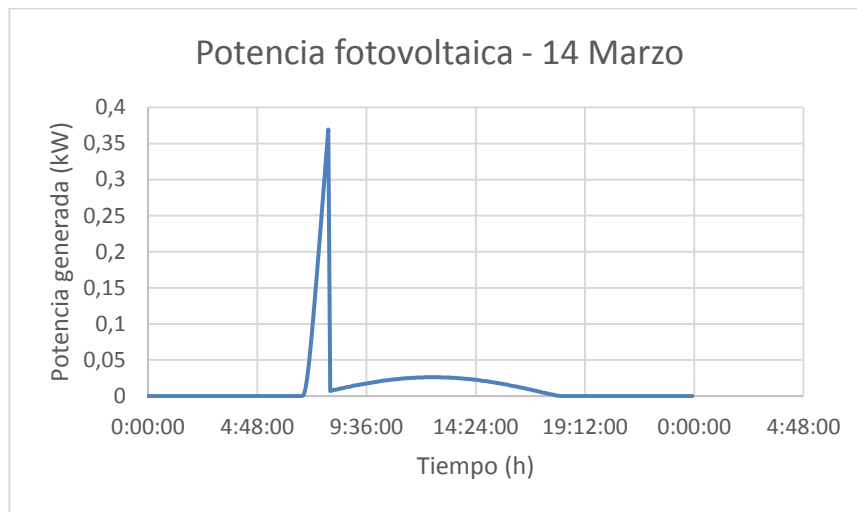


Figura 3-9 Curva potencia fotovoltaica día nublado

3.4 Datos de entrada del algoritmo

- Batería: 3,3 kW de potencia nominal, 6,4 kWh de capacidad de almacenamiento y 98% de profundidad de descarga. Por lo tanto, tendrá un ratio máximo de carga o descarga de la batería será de 0,51 ya que lo mínimo que tardará la batería en cargar o descargar será casi dos horas.
- Archivo csv_total.csv, el cual contendrá los datos de demanda, potencia fotovoltaica y precio de la energía del día en estudio.

4 RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN

4.1 Datos de salida por día tipo

Para cada día de estudio se obtienen los siguientes datos:

- Coste diario del término de energía
- Gráfica de la evolución de la potencia necesaria de compra en cada instante
- Gráfica de la potencia demandada o cedida por la batería en cada instante
- Gráfica de la evolución de la energía consumida o cedida por la batería
- Potencia fotovoltaica aprovechada del total
- Evolución del coste total de la energía
- Energía Total consumida

4.2 Resultados

En el caso en estudio se han realizado los cálculos para diferentes valores de carga inicial y final de la batería, con la intención de obtener el óptimo de parametrización de la batería para cada tipo de día en el año que minimice el coste del término de energía.

Tabla 4-1 Coste diario del término de energía según el % inicial de carga de la batería

	Día Soleado	Día parcialmente nublado	Día nublado
Coste término de energía (€) 0%	0.7205	0.7677	0.7786
Coste término de energía (€) 25%	0.7055	0.8049	0.7860
Coste término de energía (€) 50%	0.7058	0.8553	0.8013
Coste término de energía (€) 75%	0.8579	0.9101	0.8209
Coste término de energía (€) 100%	1.012	0.9634	0.8413

Los resultados muestran que para los días parcialmente nublados y completamente nublados, el óptimo de coste

se obtiene para una carga inicial y final de la batería del 0%, mientras que para días soleados el óptimo se encuentra en el 25% de carga inicial y final.

Para dichos óptimos, los resultados gráficos obtenidos son los siguientes:

4.2.1 Día Soleado

1. Uso de la red

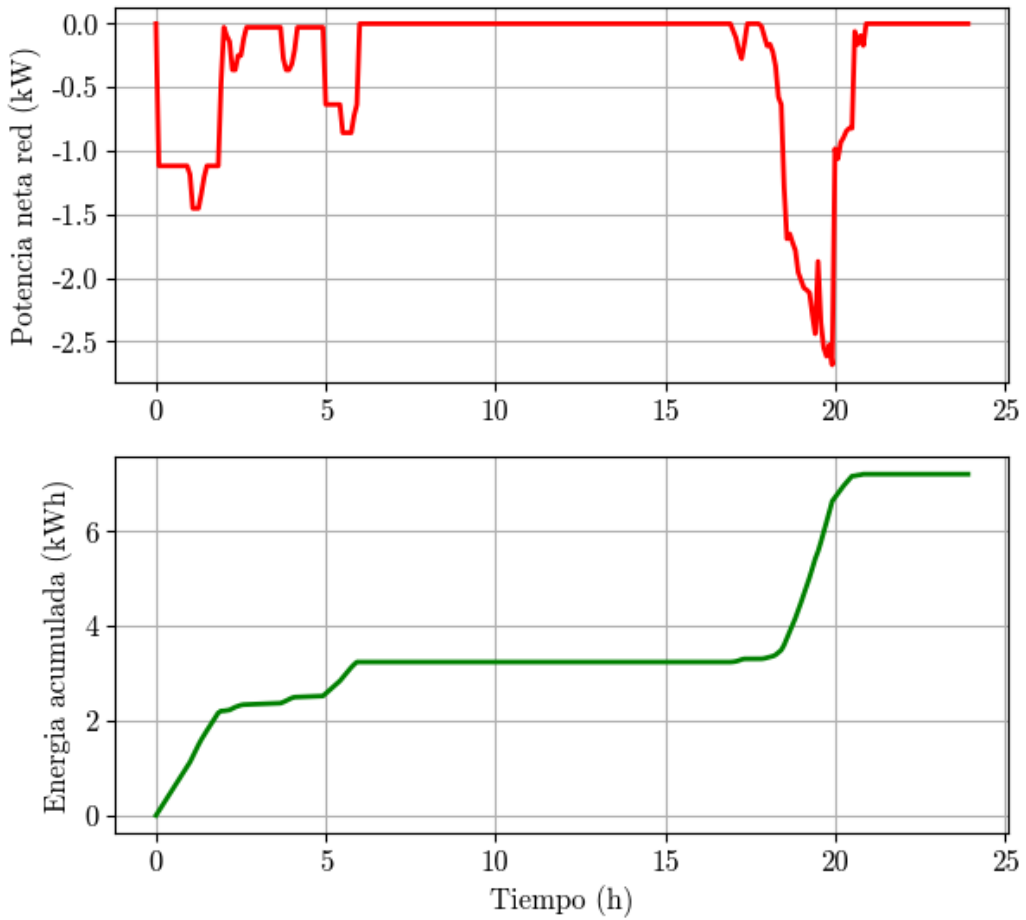


Figura 4-1 Curva de potencia demandada a la red y energía consumida acumulada diaria

2. Costes

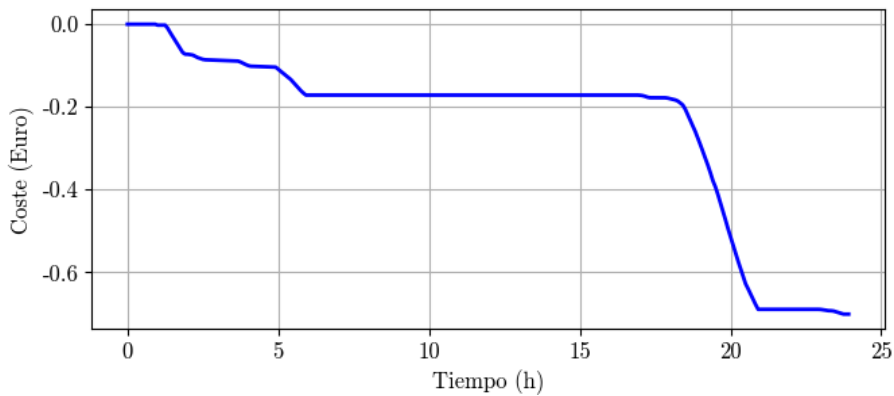


Figura 4-2 Coste acumulado diario

3. Uso de la batería

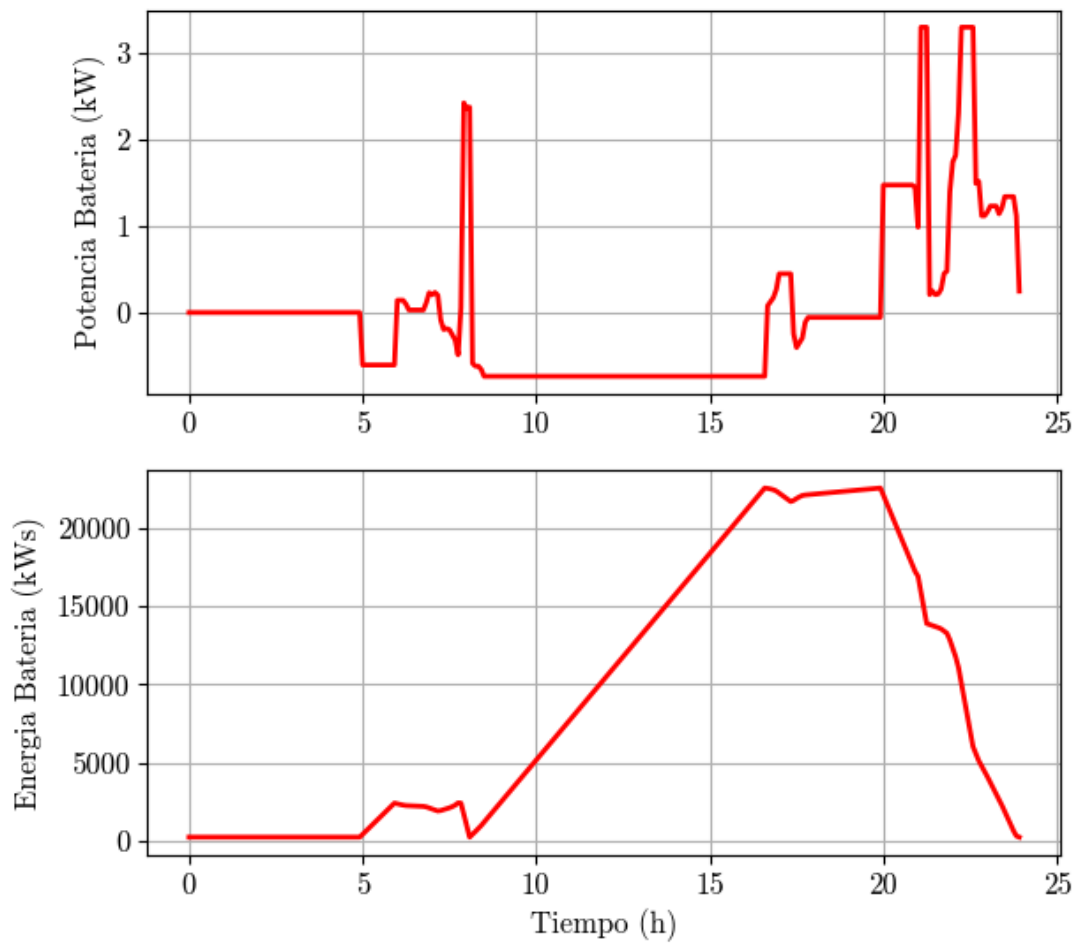


Figura 4-3 Evolución diaria de la potencia instantánea y la energía de la batería

El criterio de signos empleado para la batería es el siguiente: Valores negativos de potencia implican carga de la batería, mientras que los positivos implican descarga.

4. Generación fotovoltaica

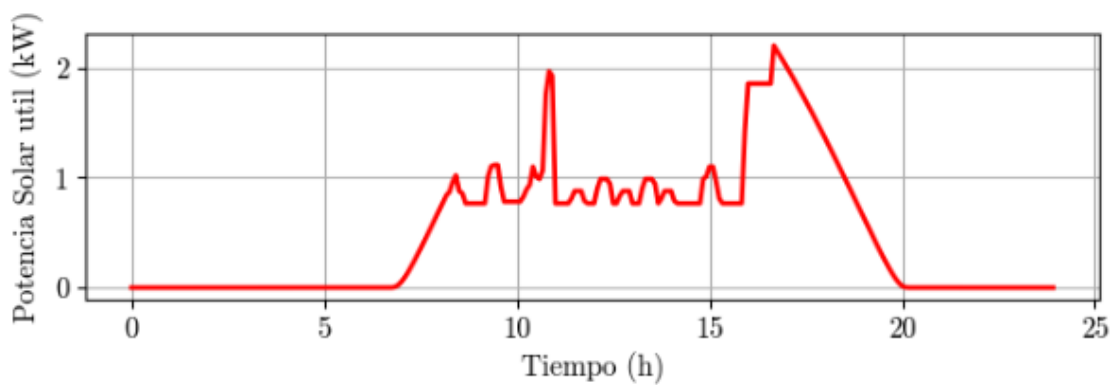


Figura 4-4 Potencia fotovoltaica útil

La potencia demandada a la red se concentra en las primeras y en las últimas horas del día, cuando la generación fotovoltaica es nula y la batería tiene poca carga o esta cargando.

Se aprovecha la energía acumulada en la batería para cubrir el pico de demanda que existe en las últimas horas del día, debido al funcionamiento del aire acondicionado. Además, la batería se carga en los instantes en que la demanda es menor, aprovechando que se genera más energía fotovoltaica que la necesaria para el consumo. No es del todo influyente la variabilidad de precios, ya que la batería comienza a cargarse en un intervalo de disminución de precios pero termina en otro en el que los precios van en aumento.

La configuración de la instalación fotovoltaica limita la generación a la potencia necesaria (bien sea consumo directo o consumo para carga de la batería) para cada instante de tiempo. En un día soleado como el mostrado en la imagen, hay una parte de la energía que podría generar la instalación que se desaprovecha, para evitar tener que verterla a red.

4.2.2 Día parcialmente nublado (11 Enero)

1. Uso de la red

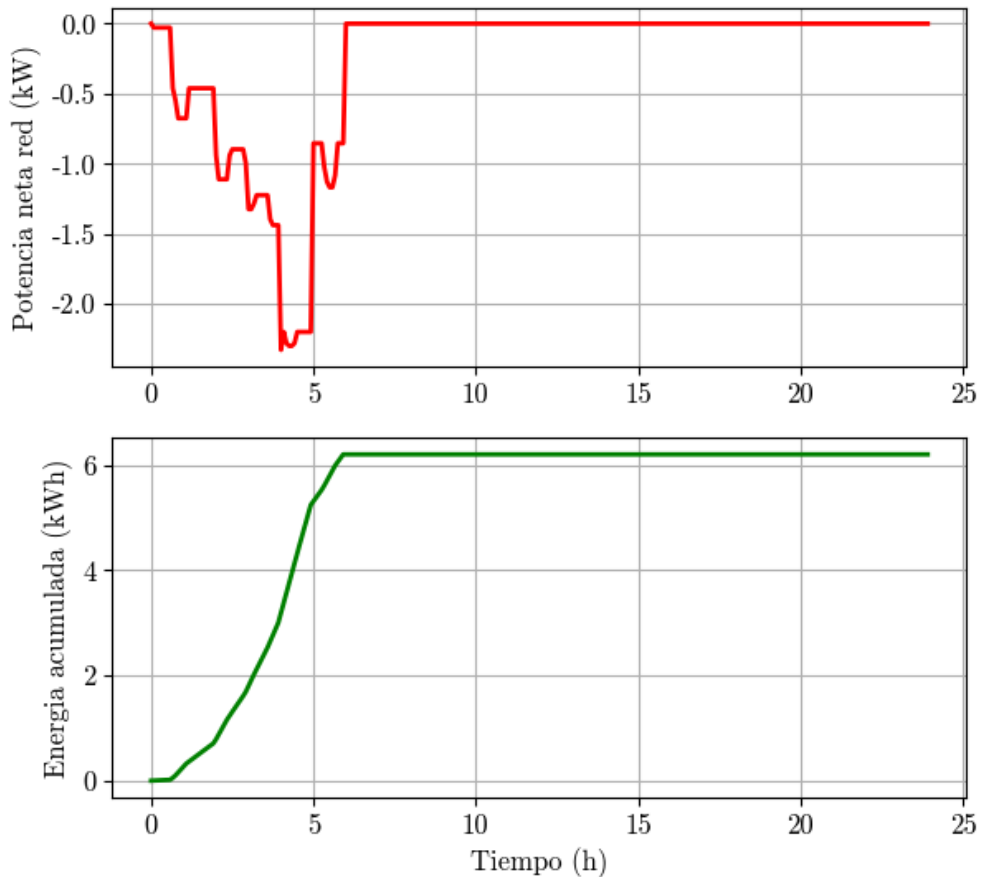


Figura 4-5 Curva de Potencia diaria demandada a la red y energía consumida acumulada diaria

2. Costes

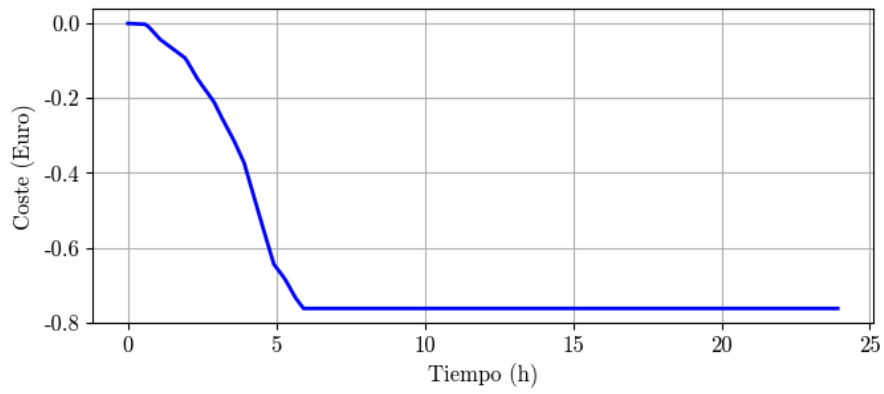


Figura 4-6 Coste acumulado diario de la energía consumida

3. Uso de la batería

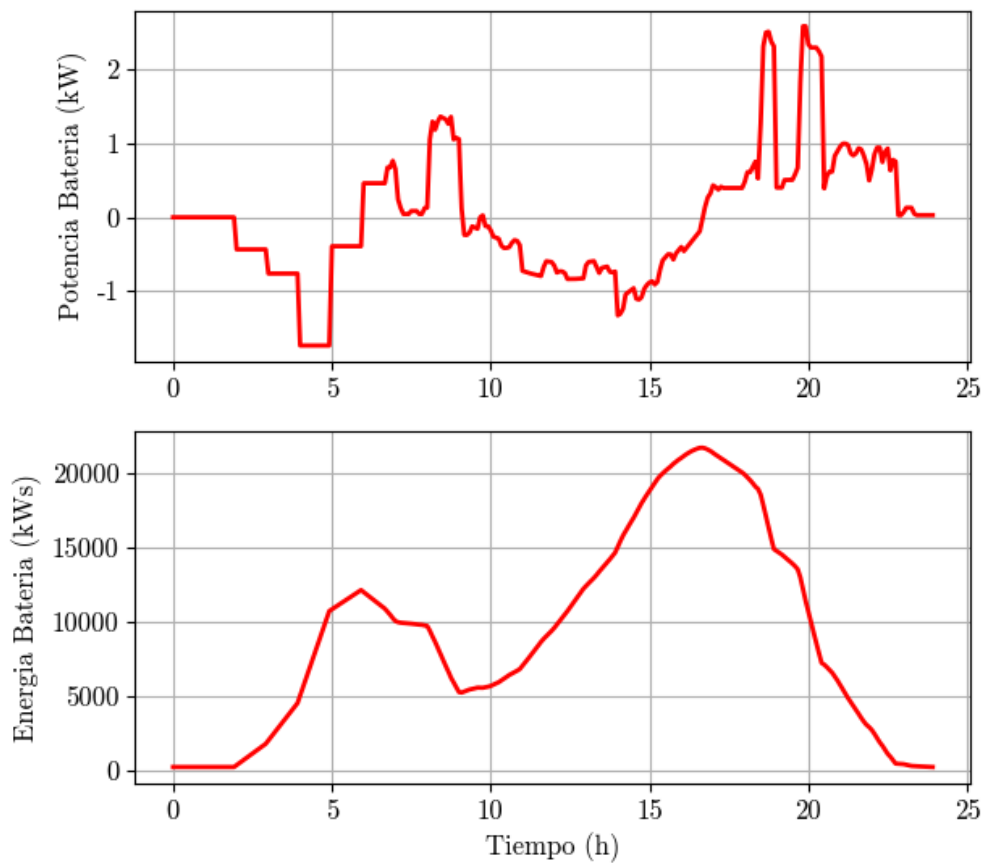


Figura 4-7 Evolución diaria de la potencia instantánea y la energía de la batería

4. Generación fotovoltaica

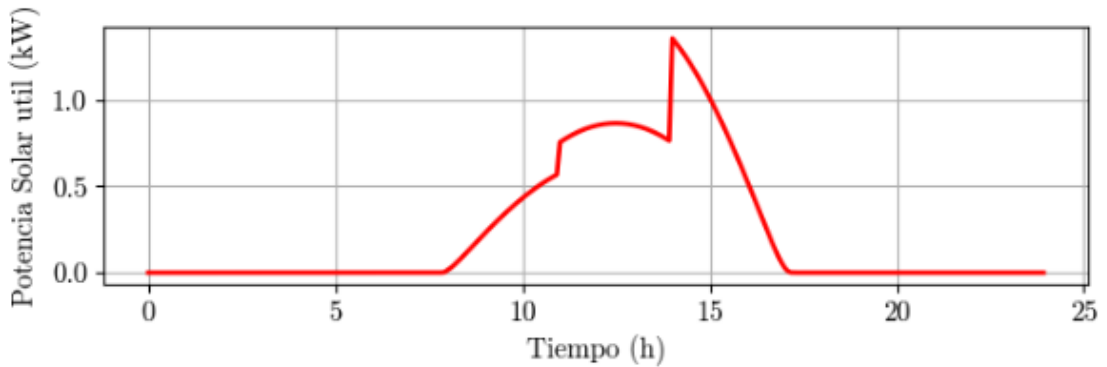


Figura 4-8 Potencia fotovoltaica útil

La potencia demandada a la red se concentra en las primeras horas del día, en las que la generación fotovoltaica es nula, el consumo bajo y los precios bajos, por lo que se carga la batería. Durante el resto del día los precios van en aumento, por lo que con esta parametrización de la batería se evita un coste mucho mayor del término de energía. En este caso, durante el resto del día el consumo se supe con la generación fotovoltaica en las horas de sol y la energía acumulada en la batería durante el resto de horas.

La particularidad de este día tipo es que la generación fotovoltaica de este día se aprovecha completamente, una parte para el consumo en las horas de sol y otra para la carga de la batería.

4.2.3 Día Nublado

1. Uso de la red

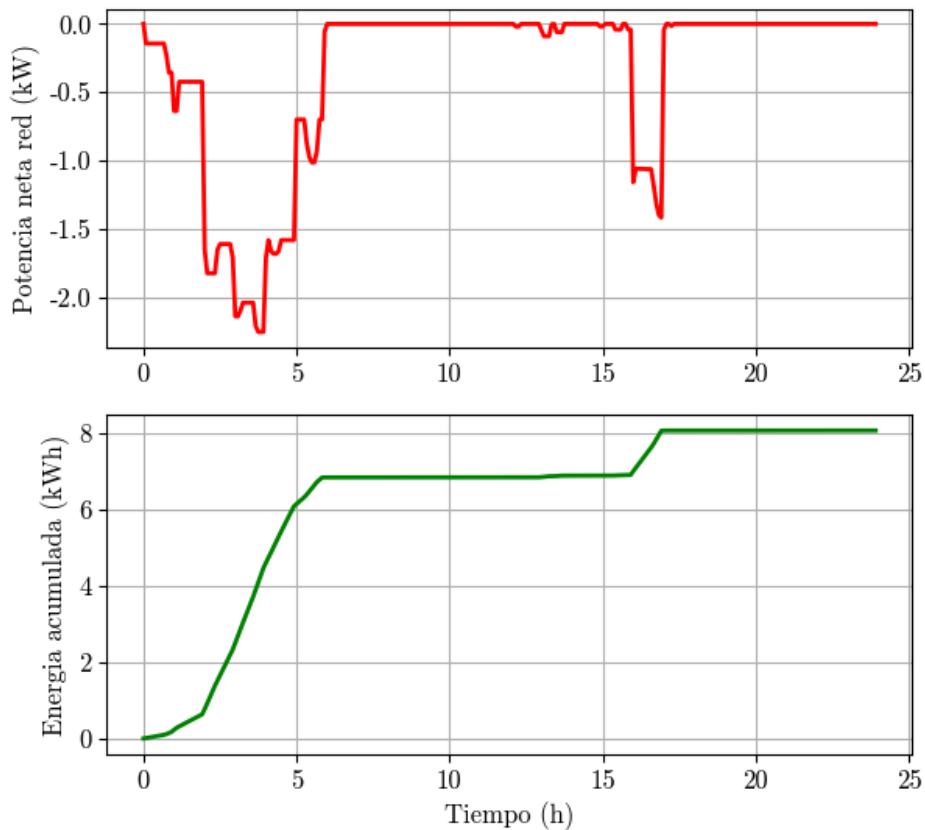


Figura 4-9 Potencia diaria demandada de la red y energía consumida acumulada

2. Costes

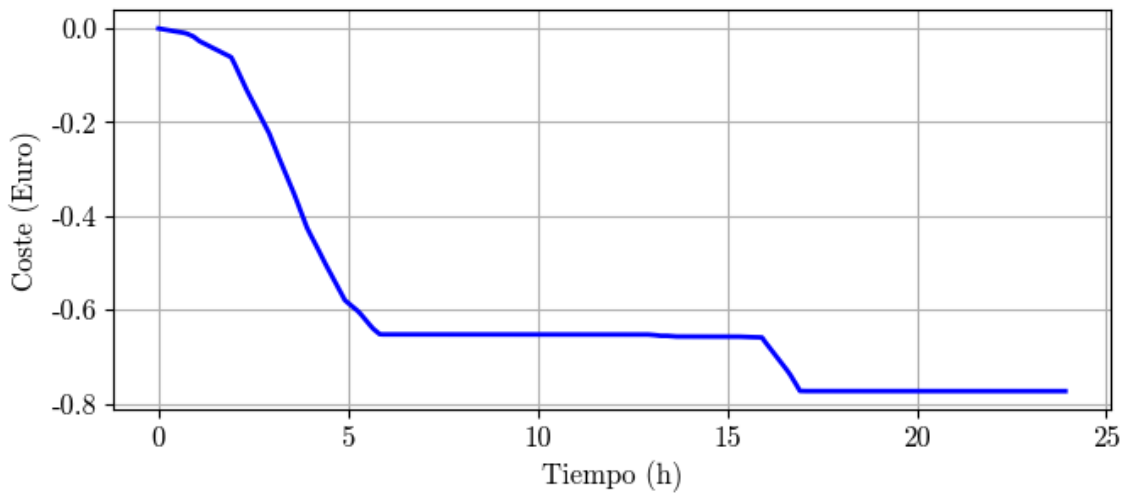


Figura 4-10 Coste acumulado de la energía consumida

3. Uso de la batería

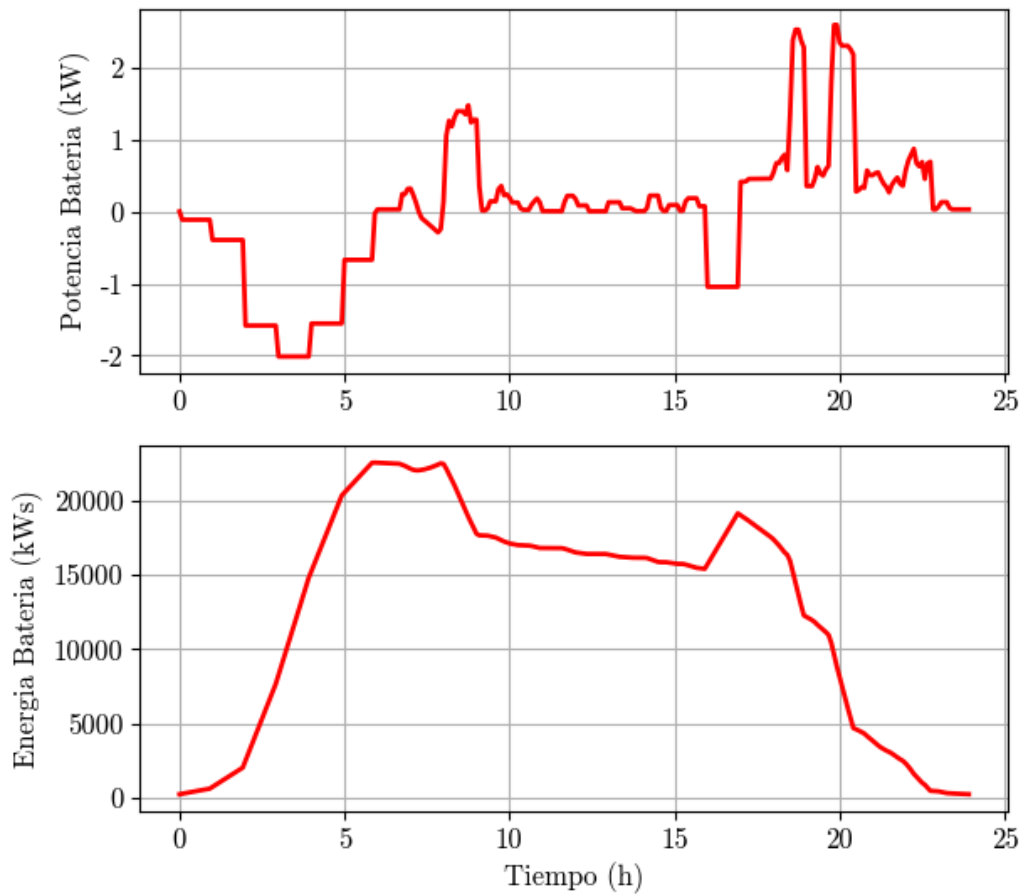


Figura 4-11 Evolución diaria de la potencia instantánea y de la energía de la batería

4. Generación fotovoltaica

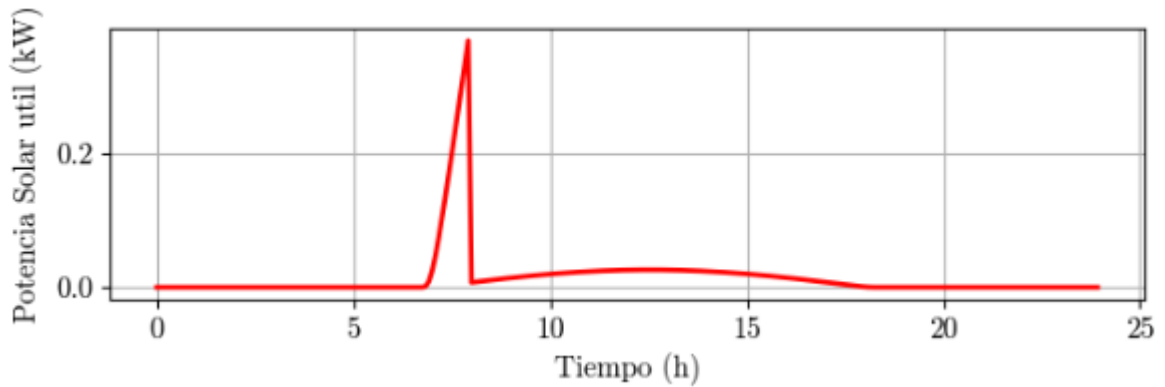


Figura 4-12 Potencia fotovoltaica útil

La demanda de la red se hace mayoritariamente en las horas de precios bajos, durante la noche y se emplea para cargar la batería. Ya que durante el día la generación fotovoltaica es muy baja, debido a la alta nubosidad, la batería esta en uso durante del resto del día, a excepción de una pequeña recarga que realiza aprovechando la disminución de los precios.

4.3 Parámetros económicos

Se ha realizado una extrapolación de los costes asociados a cada tipo de día para la obtención del coste anual del consumo eléctrico y el periodo de amortización de la batería.

En primer lugar, se han obtenido de [3], los datos históricos de días soleados, nublados y parcialmente nublados a lo largo del año en la ubicación elegida. Para el caso en estudio, en la ciudad de Sevilla, se tiene la siguiente gráfica:

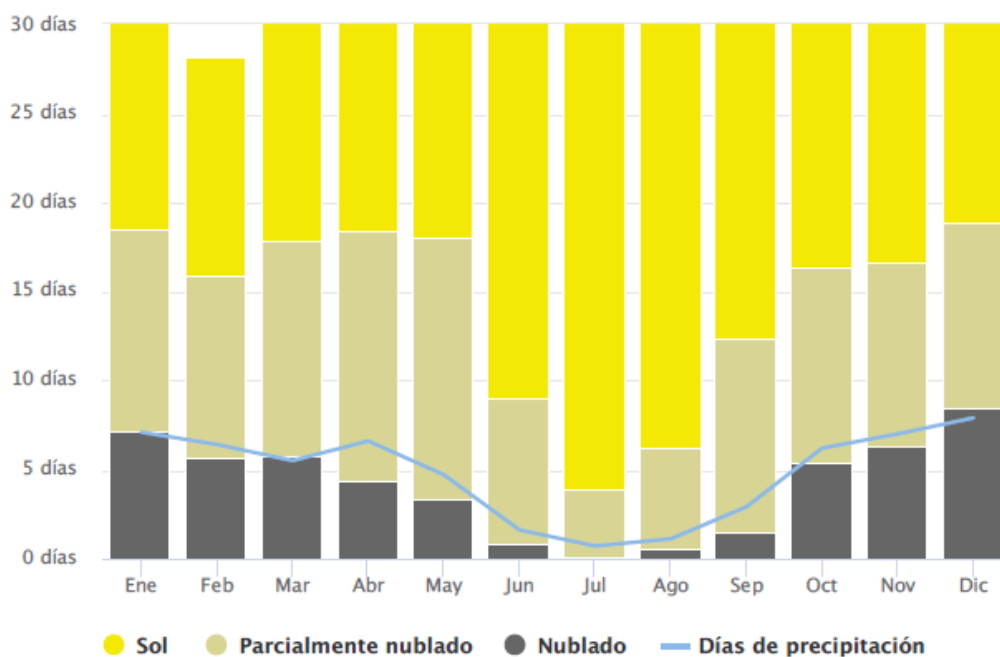


Figura 4-13 Histórico de tipos de día en Sevilla

El resultado de días totales de cada tipo en la ubicación elegida es el siguiente:

- Días soleados: 193.2
- Días parcialmente nublados: 122.8
- Días nublados: 49.2

Empleando los costes asociados a cada día se obtienen unos costes anuales para cada tipo de día que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4-2 Costes anuales según el tipo de día

	Días soleados	Días parcialmente nublados	Días nublados	Total
Coste anual término de energía (€)	136.3026	94.27356	38.30712	268.883

5 COMPARATIVAS

5.1 Comparativas método propuesto

Los costes del término de energía son ampliamente variables según los elementos que compongan la instalación, por lo cual se han realizado la comparativa del método propuesto con otros dos tipos de instalaciones con el objetivo de verificar si el método propuesto es rentable económicamente. Los resultados de dos de esas variaciones se muestran a continuación, comparándolos con los resultados del método inicial.

5.1.1 Vivienda propuesta vs Vivienda sin instalación fotovoltaica

Se ha realizado una comparativa de costes de la instalación en estudio con una vivienda sin instalación fotovoltaica. En este caso, el algoritmo de cálculo es la simple resolución de la siguiente ecuación:

$$\text{Coste} \left(\frac{\text{€}}{\text{día}} \right) = \sum_1^{288} P_{dem} (kW) * GEN (\text{€/kWh}) * (\Delta t)(h) \quad (5-1)$$

Siendo:

P_{dem} : La potencia demandada en cada instante

GEN: Coste energía en cada instante

Δt : Incremento de tiempo. En el caso de estudio tiene un valor de 1/12, con el objetivo de obtener los costes del término de energía cada 5 minutos

A continuación, se muestran los resultados de los tres días tipo y la comparativa:

Tabla 5-1 Costes diarios y anuales según tipo de día para vivienda sin generación fotovoltaica

	Día Soleado	Día Semi nublado	Día nublado	Total
Coste término de energía (€) (sin instalación FV)	1.9889	1.7539	0.9077	-
Coste anual término de energía (€) (sin instalación FV)	384.2621	215.379	44.66	644.30



Figura 5-1 Comparativa de costes anuales de Vivienda sin generación y vivienda propuesta

Los resultados obtenidos suponen una diferencia de 375.42 €/año, lo que supone un ahorro en el término de energía de la factura de un 58.27 %

5.1.2 Vivienda en estudio vs Vivienda con instalación fotovoltaica sin batería

La segunda comparativa se ha realizado con respecto a los resultados obtenidos para una vivienda con instalación fotovoltaica pero sin almacenamiento. En este caso se ha modificado el algoritmo quitando las variables y parámetros que hacen referencia a la batería.

A continuación, se muestra la comparativa de los tres días tipo:

Tabla 5-2 Costes diarios y anuales según tipo de día para vivienda con generación fotovoltaica y sin almacenamiento

	Día Soleado	Día Semi nublado	Día nublado	Total
Coste término de energía (€) (Instalación FV sin batería)	1.3896	1.5825	0.8823	-
Coste anual término energía (€) (Instalación FV sin batería)	268.471	194.331	43.4092	506.211

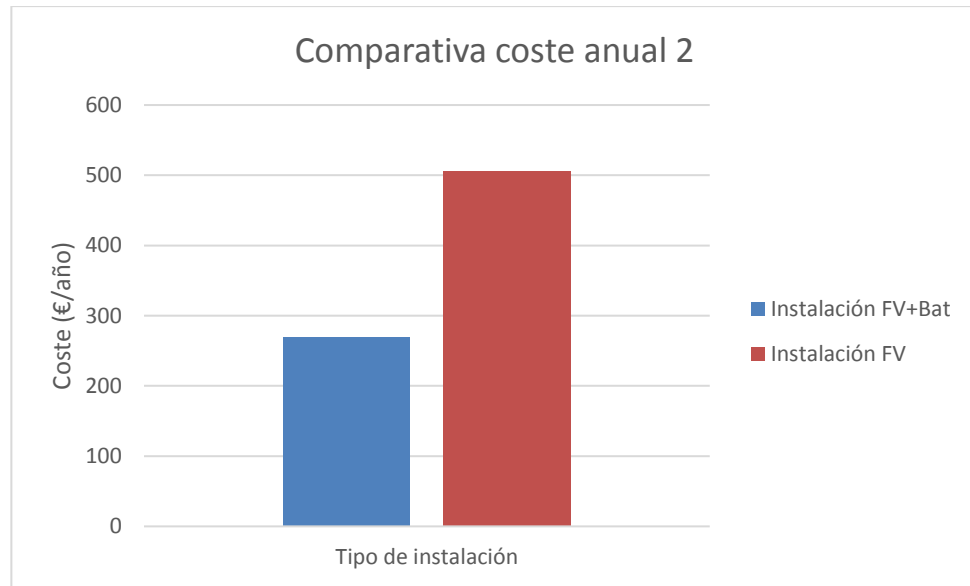


Figura 5-2 Comparativa de costes anuales de Vivienda sin batería y vivienda propuesta

Los resultados obtenidos suponen una diferencia de 237.33 €/año, lo que supone un ahorro en el término de energía de la factura de un 46.88 %

5.1.3 Periodo de amortización de las baterías y la instalación fotovoltaica

A continuación, se ha calculado el periodo de amortización (pay-back) tanto de la instalación con almacenamiento como sin almacenamiento. El ahorro considerado es el obtenido de ambas instalaciones con respecto a la instalación sin generación fotovoltaica:

- Datos de partida

Tabla 5-3 Costes y ahorros de las instalaciones

Potencia pico (con 18 m2 y 16% rendimiento de placas)	Coste instalación	Coste total	Ahorro con respecto a la instalación sin generación
2.88 kWp	3.25 €/pico	9360 €	375.42 €
2.88 kWp	1.8 €/pico	5184 €	138.09 €

- Calculo pay back

$$Payback = \frac{I_0}{F} \tag{5-2}$$

Donde:

I_0 es la inversión inicial del proyecto

F es el valor de los flujos de caja. En el presente proyecto los flujos de caja corresponden al ahorro anual resultante de dejar de consumir de la red y hacerlo a partir de la generación fotovoltaica o la batería.

Tabla 5-4 Tiempo de amortización de las instalaciones

Tipo de instalación	Pay back
Fotovoltaica	36,5 años
Fotovoltaica + Batería	23.5 años

5.2 Método no inteligente de funcionamiento de la batería

5.2.1 Método no inteligente

Como comparativa al caso método de optimización propuesto se ha realizado el estudio de funcionamiento de la batería mediante un método “lógico” cuyas condiciones y ecuaciones se definen a continuación.

Con el presente método se pretende igualmente establecer a un día vista el funcionamiento de la batería y los costes del término de energía que supondrá para el consumidor.

5.2.2 Especificaciones y ecuaciones del método

1. Los datos de partida y entrada del estudio son la curva diaria de potencia fotovoltaica instantánea y curva de demanda obtenidas del método estudiado anteriormente. Ambas son un vector definido cada 5 minutos, por lo que dispondrán de 288 valores.

Vector Potencia fotovoltaica: irr_csv.csv

Vector Demanda: dem_csv.csv

2. La batería solo carga de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. Además, sólo cargará en el caso de que la potencia fotovoltaica instantánea sea sobrante, es decir, que sea mayor que la potencia instantánea demandada, aprovechando el exceso de fotovoltaica.
3. La descarga de la batería se realiza cuando la potencia fotovoltaica no sea suficiente como para cubrir la demanda.
4. La parametrización a un día vista de la batería será el resultado del algoritmo. Se obtendrán los vectores de potencia instantánea y energía de la misma.
5. En el caso de que no sea posible cubrir la demanda con generación fotovoltaica o con la batería se recurrirá a la red. La demanda cubierta por la red se ha obtenido a partir de la siguiente ecuación:

$$Pred = Pdem - P_{fot} + P_{bat} \quad (5-3)$$

Siendo:

Pred = potencia consumida de la red

Pdem = potencia demandada

Pfot = potencia fotovoltaica

Pbat = potencia instantánea demandada o generada por la batería. El criterio de signos de la potencia de la batería se ha definido de tal modo que un valor de potencia positivo implica carga en la batería y un valor negativo implica descarga.

6. El coste del término de energía para el día en estudio se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$Coste \left(\frac{\text{€}}{\text{día}} \right) = \sum_1^{288} Pred (kW) * Precio \text{ energía} \left(\frac{\text{€}}{kWh} \right) * \Delta t \quad (5-4)$$

Siendo:

Precio = Precio del término de energía obtenido del algoritmo anterior

Δt = Incremento de tiempo. En el presente estudio, debido a que este se realiza en intervalos de 5 minutos, será 1/12

El algoritmo completo, realizado en Python, de cálculo de la parametrización de la batería se encuentra en el Anexo 4.

5.2.3 Resultados

Del mismo modo que en el método de optimización de la batería, se han obtenido los resultados para tres tipos de día (Soleado, parcialmente nublado y nublado), de la parametrización de la batería y los costes a un día vista del término de energía empleando el método no inteligente.

- Día Soleado

Los resultados gráficos de la parametrización de la batería se muestran a continuación:

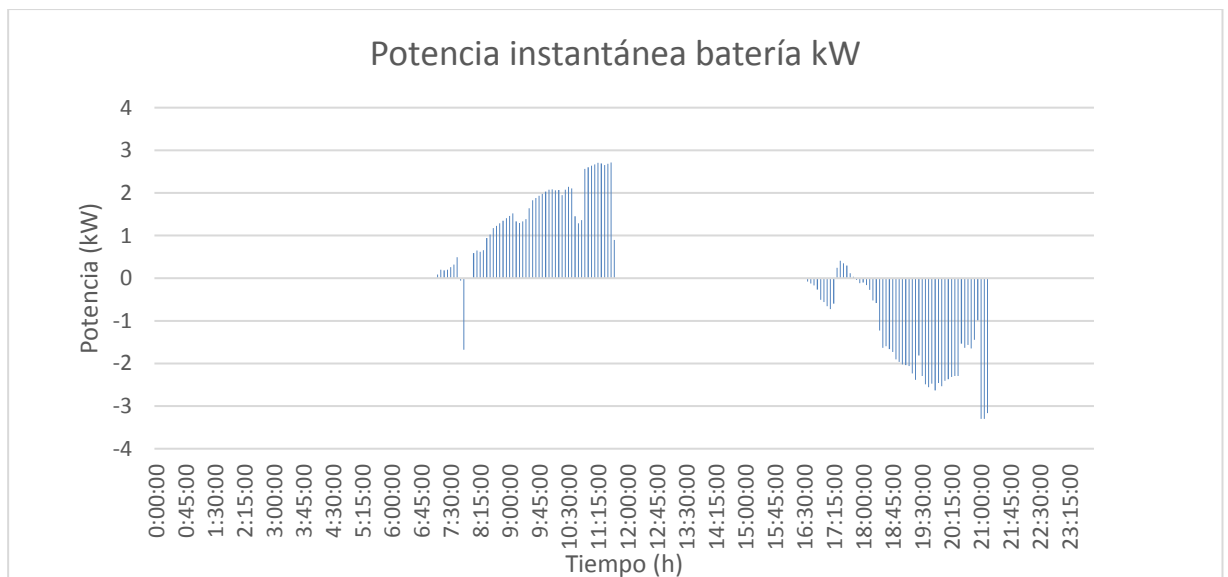


Figura 5-3 Parametrización de la potencia de la batería para día soleado y método no inteligente

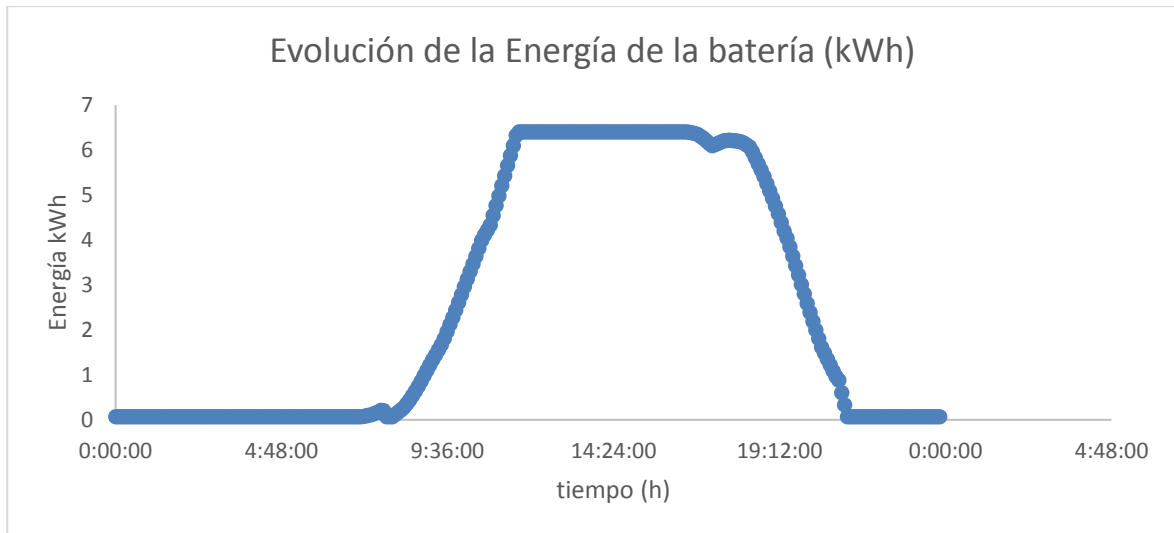


Figura 5-4 Evolución de la energía de la batería para día soleado y método no inteligente

- **Día Parcialmente nublado**

Los resultados gráficos de la parametrización de la batería se muestran a continuación:

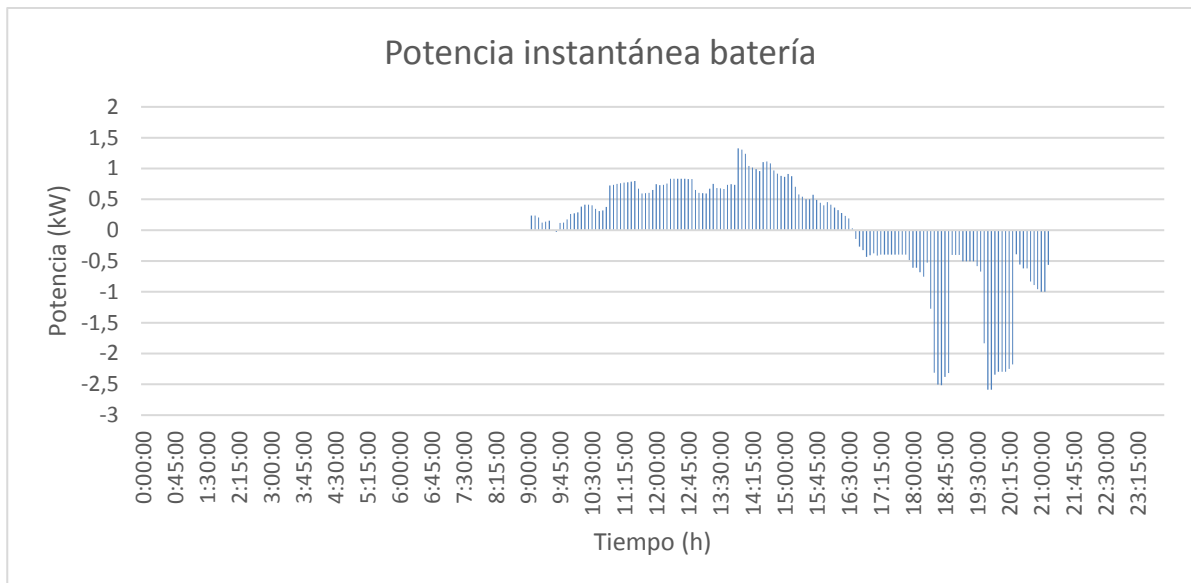


Figura 5-5 Parametrización de la potencia de la batería para día parcialmente nublado y método no inteligente

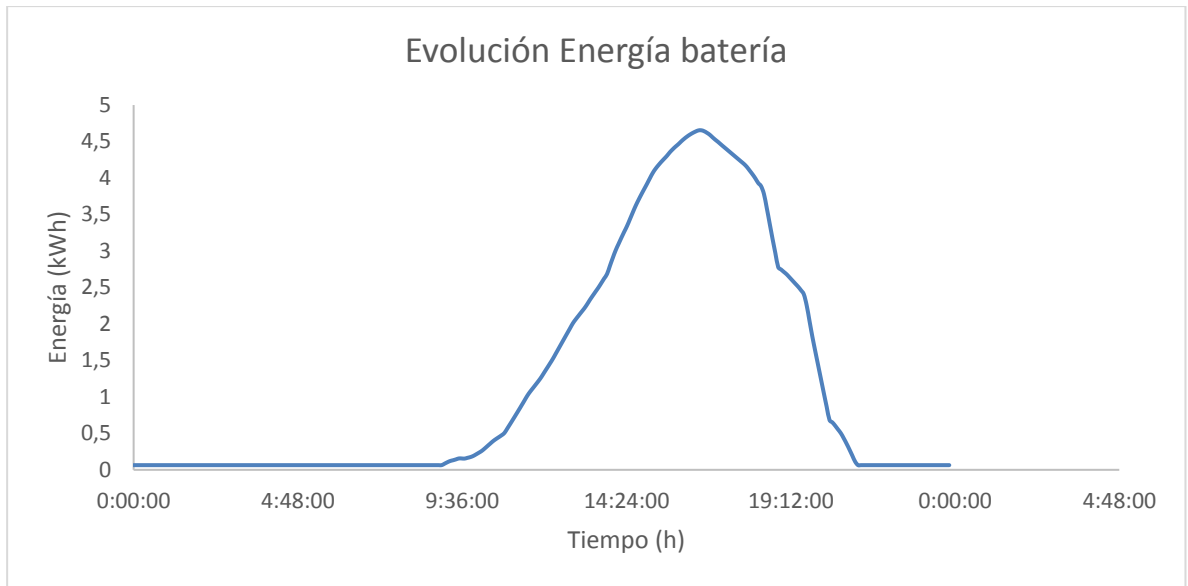


Figura 5-6 Evolución de la energía de la batería para día soleado y método no inteligente

- Día nublado

Los resultados gráficos de la parametrización de la batería se muestran a continuación:

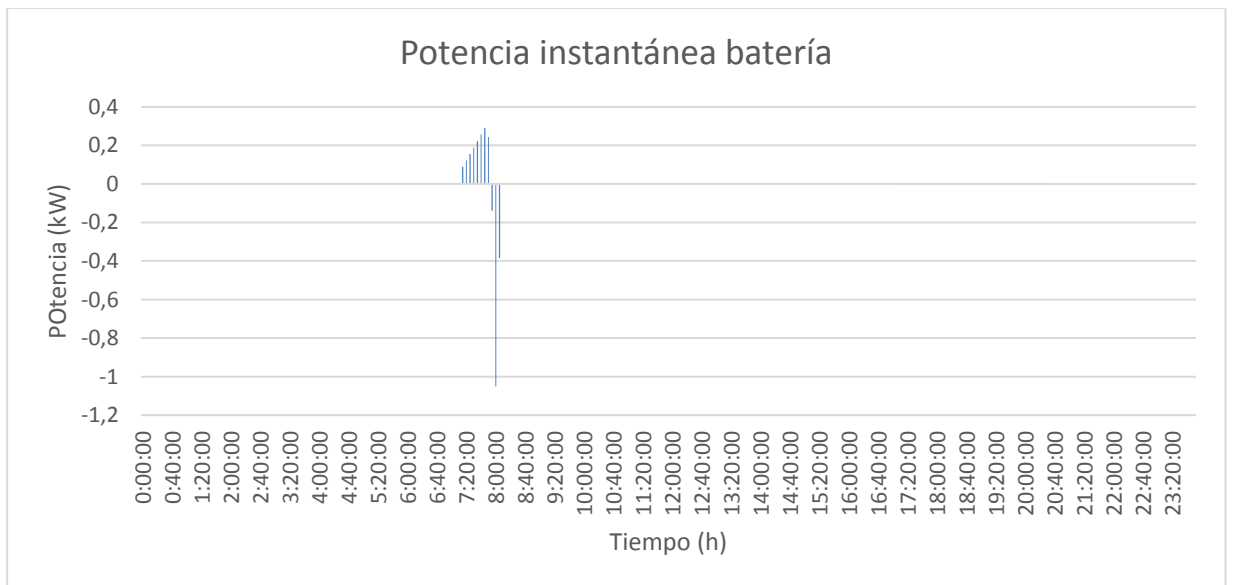


Figura 5-7 Parametrización de la potencia de la batería para día nublado y método no inteligente

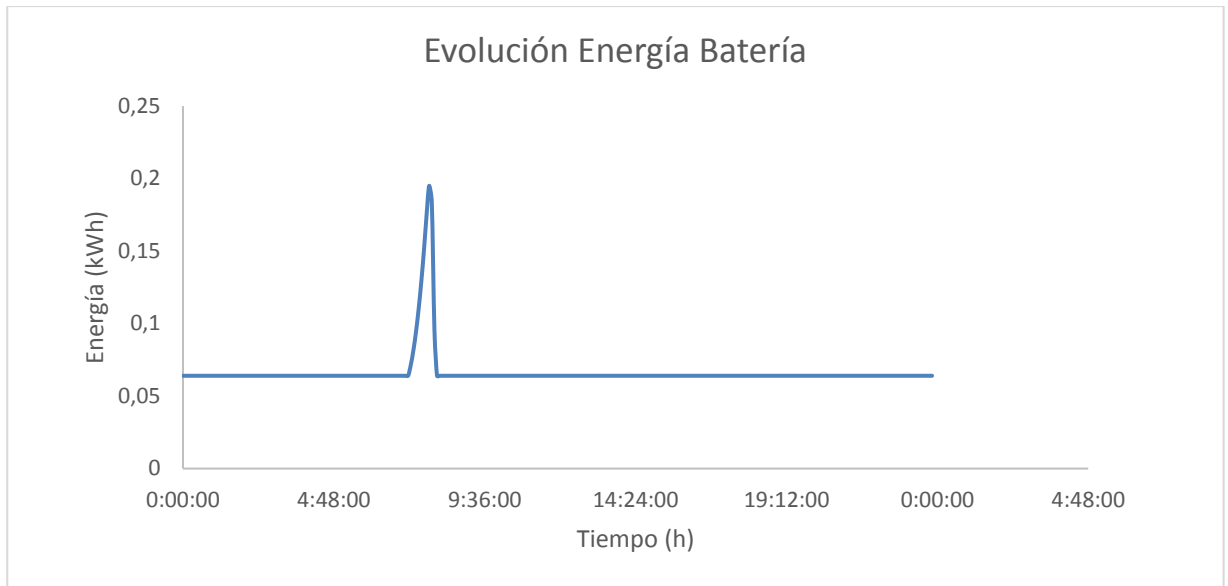


Figura 5-8 Evolución de la energía de la batería para día soleado y método no inteligente

5.2.4 Comparativa económica

Se realiza a continuación, la comparativa de los costes obtenidos para el método de optimización propuesto en el presente Proyecto y el método no inteligente:

- **Costes diarios**

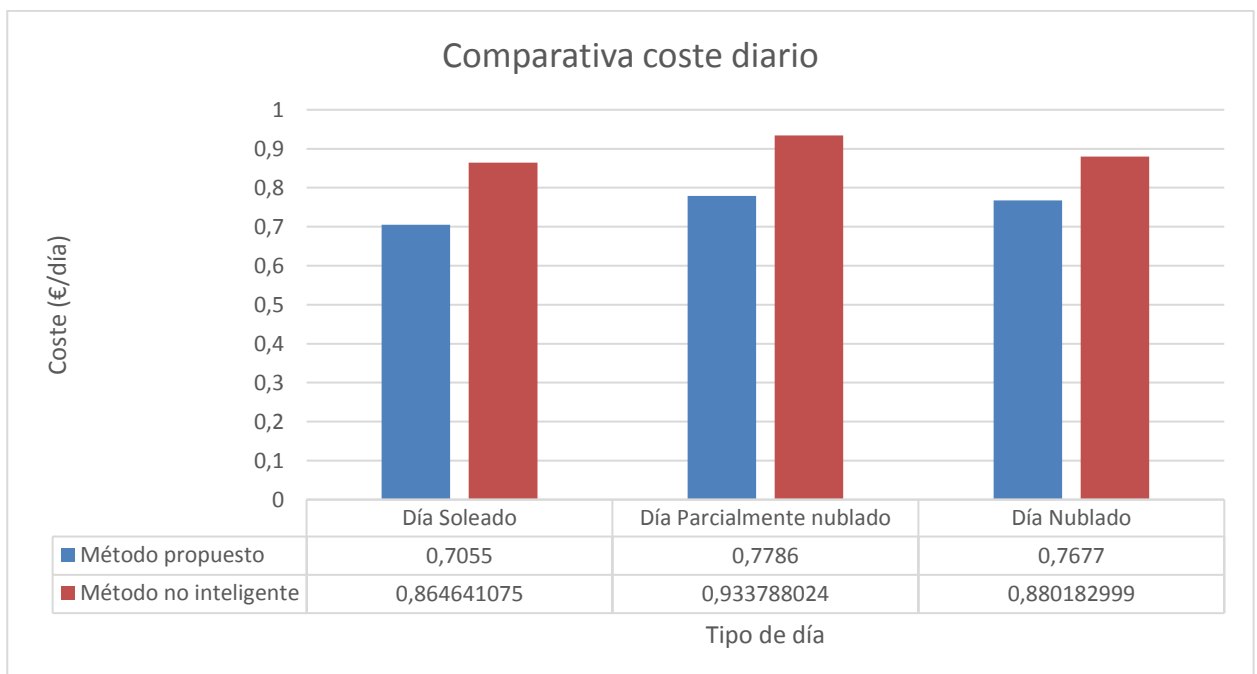


Figura 5-9 Comparativa de costes diarios del método propuesto y el método no inteligente

- **Costes anuales**

Tabla 5-5 Costes anuales según el tipo de día para el método propuesto y el método no inteligente

	Dia Soleado	Dia parcialmente nublado	Dia nublado
Coste método en estudio	136,30	95,61	37,77
Coste método no inteligente	167,05	114,67	43,31

Los costes anuales totales teniendo en cuenta el número de días aplicables a cada tipo de día son los mostrados en la siguiente gráfica:

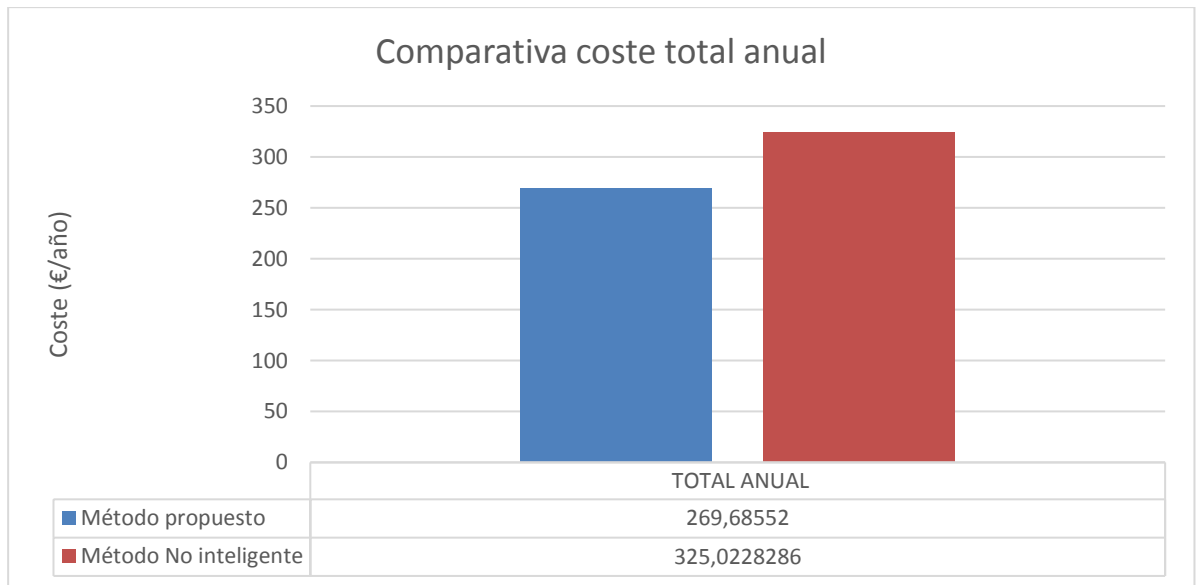


Figura 5-10 Comparativa de costes anuales

El total anual supone un ahorro, a favor del método de optimización propuesto, en el término de energía de la factura de 55.38 €/año, lo que supone un 17,03 %.

5.3 Simulación

Se estudia el caso “real” entendiendo como tal, el caso en el que la curva de irradiancia y la influencia de la nubosidad no son valores previstos, si no valores reales obtenidos a posteriori, en el mismo día de estudio, obtenidos según lo explicado en el punto 2.2.3.2. De este modo se puede visualizar el error cometido en la previsión de la curva de potencia generada.

Para el óptimo de cada tipo de día se ha obtenido el coste real diario que se obtendría con el resultado de la parametrización de la curva de potencia de la batería y la curva real de potencia fotovoltaica generada.

A partir del siguiente balance de potencia se obtiene la potencia intercambiada con la red en cada instante de tiempo:

$$Pred = Pf + Pbat - Pdem \quad (5-5)$$

Siendo:

Pred: Potencia demandada a la red

Pf : Potencia fotovoltaica real en cada instante

Pbat : Potencia de la batería en cada instante, obtenida de la resolución del método propuesto

Pdem: Potencia demandada en cada instante de tiempo

Una vez obtenida la potencia demandada a la red en cada instante, se ha calculado el coste diario que implica:

$$Coste \left(\frac{\text{€}}{\text{día}} \right) = \sum_1^{288} Pred (kW) * Precio \text{ energía} \left(\frac{\text{€}}{kWh} \right) * \Delta t \quad (5-6)$$

A continuación, se muestran los resultados de coste diario obtenidos y la comparativa con el método propuesto:

Tabla 5-6 Costes diario según el tipo de día obtenidos en la optimización y en la simulación

	Día Soleado	Día parcialmente nublado	Día nublado
Coste previsto diario	0.7055	0.7677	0.7786
Coste real diario	0.7137	0.9106	0.7767

- **Coste Día soleado:**

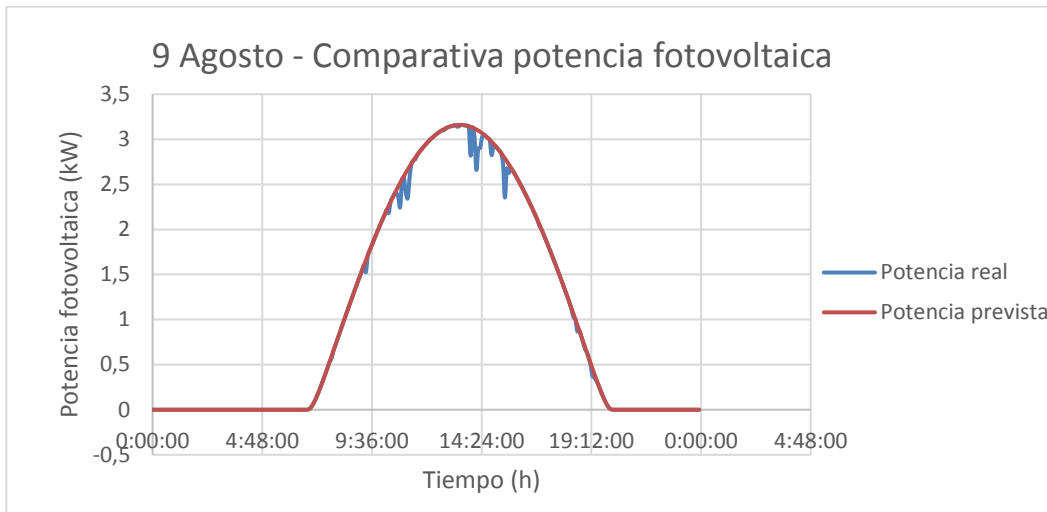


Figura 5-11 Comparativa curvas de potencia real y prevista para día soleado

- **Comparativa Día parcialmente nublado:**

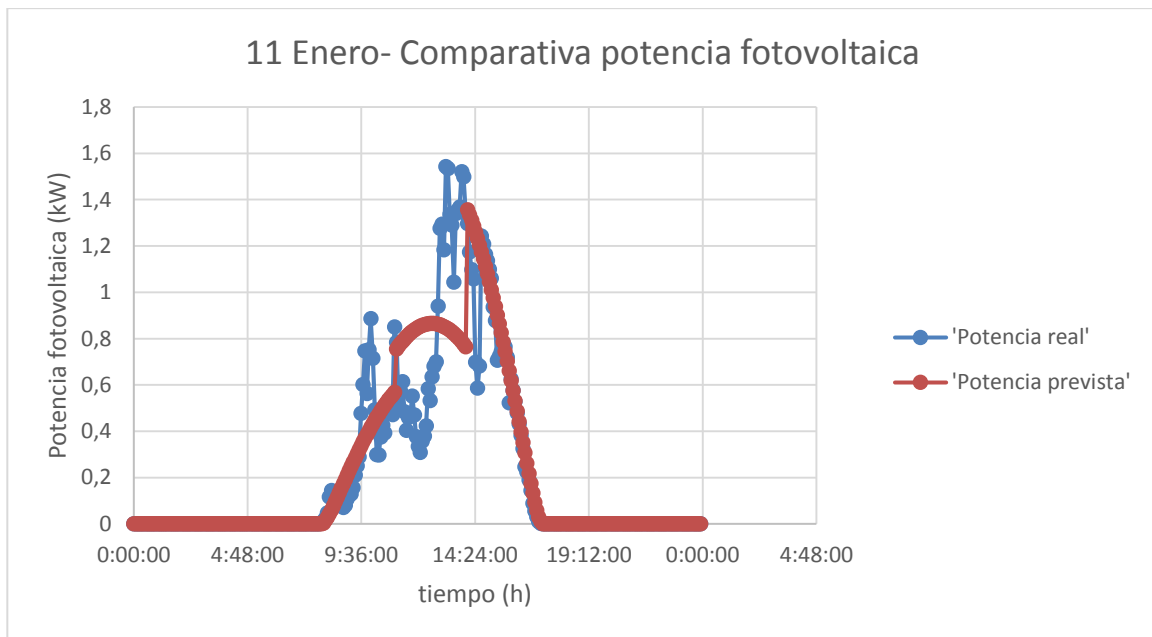


Figura 5-12 Comparativa curvas de potencia real y prevista para día parcialmente nublado

- **Coste Día nublado**



Figura 5-13 Comparativa curvas de potencia real y prevista para día nublado

5.3.1 Comparativa costes anuales

A continuación, se muestran gráficamente los costes del término de energía anuales obtenidos mediante la optimización y los costs resultado de la simulación en el día real:

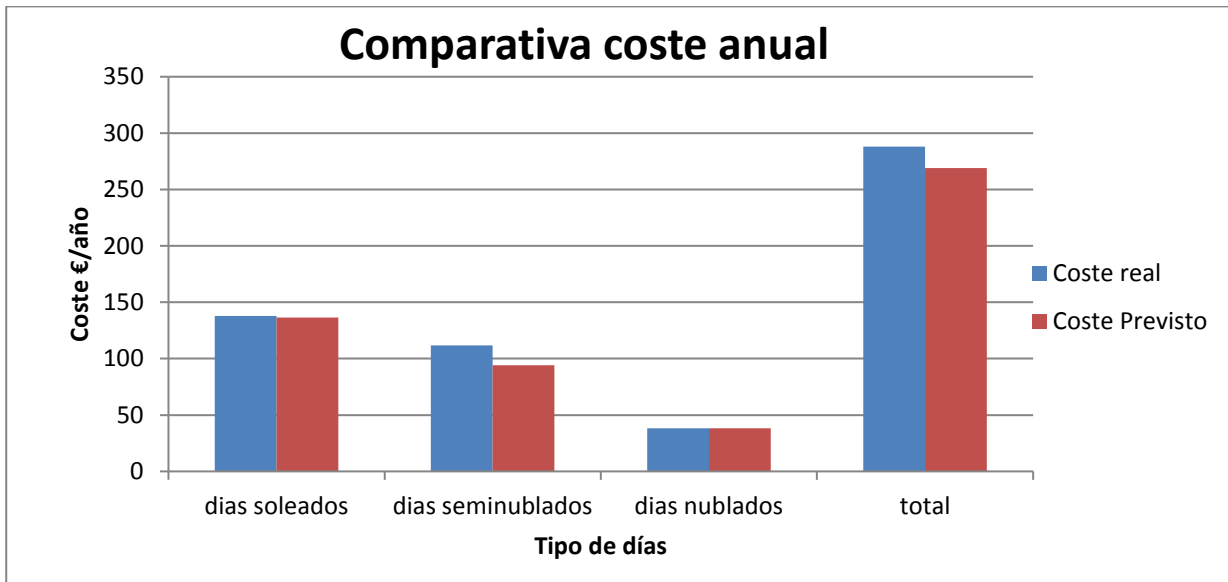


Figura 5-14 Comparativa de costes anuales previstos y reales

Esta diferencia en los costes anuales proviene del error cometido en la optimización realizada en cuanto a la previsión de la curva de irradiancia, y forma de porcentaje supone los siguientes valores:

Tabla 5-7 Error de costes obtenido con la previsión de la curva de irradiancia con respecto a la curva real

	Dia Soleado	Dia Parcialmente Nublado	Dia Nublado
Error Coste (%)	1,14 %	15,7 %	0,23 %

En los días parcialmente nublados, la influencia del error de cálculo en la curva de generación fotovoltaica es más evidente, ya que la importancia de la variabilidad de las nubes es mayor. En el caso de los días soleados las curvas real y prevista se aproximan, al igual que en el caso de los días muy nublados en los que la generación es tan pequeña que la variación de las nubes no es tan influye

6 CONCLUSIONES

Conclusiones sobre la selección de datos

- Importancia del tipo de día

La parametrización de la batería obtenida a través del método en estudio es considerablemente variable según el tipo de día elegido. En conclusión, la separación del estudio en tres días tipo disminuye el error de los resultados.

- Importancia de la carga

El método propuesto se ha realizado pensando en un tipo de consumidor concreto, que como se mencionó en otros apartados, tiene sus máximos de consumo a primera hora de la mañana y a partir de la mitad de la tarde, ya que de este modo se puede aprovechar la generación fotovoltaica para cargar la batería y no incurrir en mayores costes para el consumidor. Es reseñable comentar que, ante otro tipo de consumo, el resultado de la optimización puede variar.

Conclusiones sobre la optimización

El método aprovecha las debilidades del sistema, en este caso la variabilidad de los precios y el clima, para obtener el mejor uso posible de la batería, consiguiendo así un ahorro importante en el término de energía.

El porcentaje de carga de la batería al inicio y al final del día hace igualmente variables los resultados en coste, de ahí la importancia de tenerlo en cuenta.

Conclusiones sobre el periodo de amortización de la batería y los costes.

Los costes de la instalación fotovoltaica, tanto en el caso con almacenamiento como sin él, llevan a un plazo de amortización excesivo considerando la vida útil de las instalaciones. Pese al descenso progresivo de los costes de las baterías y el resto de elementos de las instalaciones fotovoltaicas no es rentable para un usuario residencial incluso con la parametrización óptima de la batería.

Es importante recalcar que, a pesar de dichos costes, los cuales se espera que sigan en decremento, el uso óptimo de la batería que se genera con el método propuesto, supone un gran ahorro en la factura del consumidor.

Se ha demostrado que el coste anual del término de energía es considerablemente menor que el de los clientes sin instalación fotovoltaica. Además, a partir del período de amortización se muestra como, al menos para el consumidor tipo elegido, es beneficioso invertir en una instalación de generación que incluya almacenamiento.

Conclusiones sobre la simulación.

Los errores de la optimización con respecto a la simulación no son elevados en el caso de estudio propuesto. Para los días soleados y muy nublados tienen menor influencia de la optimización por lo que las curvas de potencia fotovoltaica útil son similares, al igual que el coste diario. En el caso de los días parcialmente nublados, en los cuales la variabilidad de la nubosidad es permanente podría considerarse para futuros estudios el tener en cuenta el error resultante en las curvas previstas y por tanto en los resultados. Especialmente, esto debería considerarse en localizaciones con un alto porcentaje de días de este tipo.

Conclusiones con respecto al sistema eléctrico

El método propuesto permite adaptar la demanda a la red a los instantes de menores precios por lo que puede ser de ayuda para las distribuidoras eléctricas y el gestor del mercado en su labor de gestionar la demanda a partir de variaciones de precio.

Futuros estudios

- Automatizar a partir de programación el proceso de creación de curvas de demanda, obtención de precios, curvas de radiación y potencia a un día vista para obtener la parametrización de la batería óptima con datos reales.
- Realización de un estudio de una instalación con vertido a red de la energía sobrante y considerando la aplicación del impuesto al sol, para concretar si es posible un escenario rentable para el consumidores

REFERENCIAS

- [1] Excel cálculo curva demanda y generación: <https://dspace.lboro.ac.uk/dspace-jspui/handle/2134/7773>
- [2] www.windguru.cz/130928
- [3] www.meteoblue.com/es/tiempo/pronostico/modelclimate/sevilla_esp%C3%B1a_2510911
- [4] IEA-PVPS - A Snapshot of Global PV - 1992-2016 __1_.pdf
- [5] APMonitor Web
- [6] Krannich solar Web
- [7] <http://www.autoconsumamos.com/dimensionado-instalacion-fotovoltaica-aislada-metodo-del-mes-mas-desfavorable/>
- [8] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/PVcalchelp_en.html#Section_2
- [9] <https://www.esios.ree.es/es>
- [10] <http://www.quetzalingenieria.es/blog/3-clases-de-instalaciones-fotovoltaicas-con-baterias/>
- [11] RD 900/2015
- [12] A methodology for the analysis of PV self-consumption policies. Gaetan Másson - IEA PVPS, Jose Ignacio Briano & Maria Jesús Baez - CREARA
- [13] Residential PV-Storage System Optimization Under Self-Consumption. Graham Provost - Energy 291
- [14] Determination method of optimal planning and operation for residential PV system and storage battery on weather forecast. Ryota Suzuki, Yu Fujimoto, Yasuhiro Hayashi
- [15] Optimal operation of residential energy Hubs in Smart Grids. Mohammad Chehrehani Bozchalui, Syed Ahsan Hashmi, Hussin Hassen, Claudio A. Cañizares and Kankar Bhattacharya

CONCEPTOS

Payback: Plazo de recuperación de la inversión. Concepto para calcular el periodo de tiempo necesario para recuperar el capital inicial de una inversión

Balance neto: Tipología de autoconsumo que permite la compensación de energía cedida a la red por excedente de generación por el consumo de la red en periodos de poca generación fotovoltaica

Feed in tariff: Tipología de autoconsumo en la cual los autoconsumidores reciben una compensación monetaria tanto por la energía autoconsumida como por la vertida a red

Prosumer (prosumidor): clientes que participan activamente en el mercado eléctrico tanto como productores como consumidores de energía eléctrica

Potencia de aplicación de cargos: Potencia a la que se aplica el cargo fijo por potencia para las instalaciones de autoconsumo definidas en el RD 900/2015

Raspberry Pi: es un ordenador de placa reducida (SGB, Single Board Computer) de bajo precio y del tamaño de una tarjeta de crédito. Puede conectarse a un monitor, un teclado y un ratón y utilizarse como un ordenador de sobremesa convencional, si bien este no es su propósito principal. Debido a su reducido precio y su versatilidad, distintos modelos de Raspberry Pi son utilizados en proyectos de robótica amateur. Otras aplicaciones típicas en que se utiliza Raspberry Pi son servidores de almacenamiento de datos o como HTPC (Home Theater Personal Computer, ordenador de cine en casa), dada su capacidad para reproducir vídeo en alta resolución.

GLOSARIO

FIT: Feed in tariff	4
RD: Real decreto	4

Anexo 1

Archivo Basic_csv

```
import numpy as np
import pandas as pd
import os

# read csv

file = os.path.join('pf3.csv')
df_pfl_raw = pd.read_csv(file)
date = pd.date_range('2017-01-13', periods=288, freq='300S')
df_pfl = df_pfl_raw.set_index(date)

file = os.path.join('pd3.csv')
df_Load1_raw = pd.read_csv(file)
date = pd.date_range('2017-01-13', periods=288, freq='300S')
df_Load1 = df_Load1_raw.set_index(date)

file = os.path.join('GEN.csv')
df_ree_raw = pd.read_csv(file)
date = pd.date_range('2017-01-13', periods=288, freq='300S')
df_ree = df_ree_raw.set_index(date)

file = os.path.join('time.csv')
df_time_raw = pd.read_csv(file)
date = pd.date_range('2017-01-13', periods=288, freq='300S')
df_time = df_time_raw.set_index(date)

df_time.join(df_ree)
```



```
csv_0 = df_time.join(df_ree)
```

```
csv_1 = csv_0.join(df_pfl)
```

```
csv_total = csv_1.join(df_Load1)
```

```
csv_total.to_csv(os.path.join('..', '..', 'apm_monitor', 'csv_total.csv'), index=False)
```

Anexo 2

Archivo Bat.py

```
from apm import *
import numpy as np
import pandas as pd
import os

s = 'http://byu.apmonitor.com'
a = 'bat_7'

apm(s,a,'clear all')
apm_load(s,a,'bat_7.apm')
csv_load(s,a,'csv_total.csv')

#apm_info(s,a,'MV','pb')
#apm_info(s,a,'CV','dg')
apm_info(s,a,'MV','pb')
apm_option(s,a,'nlc.imode',6)
apm_option(s, a, 'pb.status', 1)
#
output = apm(s,a,'solve')
print(output)
#

# solution is read:
y = apm_sol(s,a)

# solution is plot:
import matplotlib.pyplot as plt
plt.style.use('ieee.mplstyle')
plt.rcParams['axes.unicode_minus'] = False
```

```
fig, (ax_pg,ax_et) = plt.subplots(nrows=2, figsize=(7.6,10))
```

```
t_h = np.array(y['time']/3600
```

```
ax_pg.plot(t_h,y['p_g'], 'r', lw=2)
```

```
ax_et.plot(t_h,np.array(y['et']/3600, 'g', lw=2)
```

```
ax_et.set_xlabel(u'Tiempo (h)')
```

```
fig, (ax_gen, ax_g) = plt.subplots(nrows=2, figsize=(7.6,10))
```

```
ax_g.plot(t_h,np.array(y['g']/3600, 'b', lw=2)
```

```
ax_gen.plot(t_h,np.array(y['gen']), 'b', lw=2)
```

```
ax_gen.set_ylabel(u'Precio Energia (Euro/kWh)')
```

```
ax_pg.set_ylabel('Potencia neta red (kW)')
```

```
ax_et.set_ylabel('Energia acumulada (kWh)')
```

```
ax_g.set_ylabel(u'Coste (Euro)')
```

```
ax_g.set_xlabel(u'Tiempo (h)')
```

```
ax_gen.grid(True)
```

```
ax_pg.grid(True)
```

```
ax_et.grid(True)
```

```
ax_g.grid(True)
```

```
#ax_omega.legend(loc='best')
```

```
#
```

```
fig.savefig('bat_opt_ploss_c0p98.svg', bbox_inches='tight')
```

```
fig.savefig('bat_opt_ploss_c0p98.pdf', bbox_inches='tight')
```

```
fig.savefig('bat_opt_ploss_c0p98.eps', bbox_inches='tight')
```

```
fig, (ax1,ax2) = plt.subplots(nrows=2, figsize=(7.6,10))
```

```
t_h = np.array(y['time']/3600
```

```
ax1.plot(t_h,y['pb'], 'r', lw=2)
ax2.plot(t_h,y['eb'], 'r', lw=2)
ax1.set_ylabel('Potencia Bateria (kW)')
ax2.set_ylabel('Energia Bateria (kWs)')
ax1.grid(True)
ax2.grid(True)
ax2.set_xlabel(u'Tiempo (h)')
```

```
fig.savefig('potencias.svg', bbox_inches='tight')
```

```
fig, (ax_pd2,ax_pf2,ax_p_f) = plt.subplots(nrows=3, figsize=(7.6,10))
```

```
ax_pd2.plot(t_h,y['pd2'], 'r', lw=2)
ax_pf2.plot(t_h,y['pf2'], 'r', lw=2)
ax_p_f.plot(t_h,y['p_f'], 'r', lw=2)
ax_pd2.set_ylabel('Potencia demandada (kW)')
ax_pf2.set_ylabel('Potencia Solar (kW)')
ax_p_f.set_ylabel('Potencia Solar util (kW)')
ax_pd2.grid(True)
ax_pf2.grid(True)
ax_p_f.grid(True)
ax_p_f.set_xlabel(u'Tiempo (h)')
```

```
a = np.array(y['pb'])
b = np.array(y['p_f'])
g = np.array(y['p_g'])
h = np.array(y['pd2'])
df_pb = pd.DataFrame(a)
df_p_f = pd.DataFrame(b)
df_p_g = pd.DataFrame(g)
df_pd2 = pd.DataFrame(h)
csv_0 = df_p_f
csv_1 = df_pb
csv_6 = df_p_g
csv_7 = df_pd2
```

```
csv_1.to_csv(os.path.join('csv_1.csv'), index=False)
csv_0.to_csv(os.path.join('csv_0.csv'), index=False)
csv_6.to_csv(os.path.join('csv_6.csv'), index=False)
csv_7.to_csv(os.path.join('csv_7.csv'), index=False)
```

Archivo Bat.apm

Objects

q = periodic

End Objects

Connections

eb = q.x

End Connections

Parameters

!https://www.esios.ree.es/es/pvpc

GEN

NOC

VHC

pf3

pd3

Eb_max = 6.4*3600 ! kW_s = kJ

Pb_max = 3.3 ! kW

Pb_min = -3.3 ! kW

Variables

eb = 0*Eb_max, >= 0.01*Eb_max, <= 0.98*Eb_max

pb = 0.0, >= Pb_min, <= Pb_max

$p_v = 0.0, \geq 0.0$! Potencia vendida

$p_c = 0.0, \leq 0.0$! Potencia comprada

$g = 0.0$

$p_g = 0.0, \leq 0.0, \geq -3.3$

$et = 0.0$

$dg = 0.0$

$p_f = 0.0$

Equations

maximize $(GEN * p_c + 0.0 * GEN * p_v) * 1/12$

$dg = (GEN * p_c + 0.0 * GEN * p_v)$

$p_g = p_c + p_v$

$p_f \leq pf3$

$0 = p_f + pb - pd3 - p_g$

$!0 = p_f - pd3 - p_g$

$\$eb = -pb - 0.02 * pb^2 / Pb_{max}$

$\$g = dg$

$\$et = -p_g$

Anexo 4

Programación Método NO inteligente (Archivo método_no_inteligente.py)

```
import numpy as np
import pandas as pd

# Leemos los CSVs de irradiancia y demanda
irr = pd.read_csv('irr2_csv.csv', sep=',',header=None)
dem = pd.read_csv('dem2_csv.csv', sep=',',header=None)
time = pd.read_csv('time.csv', sep=',',header=None)

# Creamos array de potencia y Energia
P = np.zeros(288)
E = np.zeros(288)

# Inicializamos vbles lógicas
bat_descargada = 1 # descargada si 1, no descargada si 0
bat_cargada = 0 # cargada si 1, no cargada si 0

# Valores Límite
EMin = 0.064
EMax = 6.400000000
PMin = -3.300
PMax = 3.300
```



```

# Incremento de tiempo
deltaT = 0.08333333

# Variable para recorrer el bucle
i = 1
E[0]=EMin
# Bucle
while (i < 288):

    # Calculo de la Potencia
    P[i] = irr.values[i] - dem.values[i]

    # Limitamos Potencia
    if (P[i] >= PMax):
        P[i] = PMax
    if (P[i] <= PMin):
        P[i] = PMin

    # CASO 1: POTENCIA MAYOR QUE CERO
    if(P[i] > 0):
        if(bat_cargada == 1):
            E[i] = E[i-1]
        else :
            E[i] = E[i-1] + P[i]*deltaT

    if (E[i] >= EMax) :
        P[i] = ((EMax - E[i-1])/deltaT)
        E[i] = EMax

```

```
if (E[i] == E[i-1]):
```

```
    P[i] = 0
```

```
# CASO 2: POTENCIA MENOR QUE CERO
```

```
if (P[i] < 0):
```

```
    if (bat_descargada == 1): # Comprobamos si la batería está descargada
```

```
        E[i] = E[i-1]
```

```
    else :
```

```
        E[i] = E[i-1] + P[i]*deltaT
```

```
if (E[i] <= EMin) :
```

```
    P[i] = ((EMin - E[i-1])/deltaT)
```

```
    E[i] = EMin
```

```
if (E[i] == E[i-1]):
```

```
    P[i] = 0
```

```
# Vemos si la batería se ha cargada/descargado
```

```
if (E[i] == EMin):
```

```
    bat_descargada = 1
```

```
    bat_cargada = 0
```

```
if (E[i] == EMax):
```

```
    bat_cargada = 1
```

```
    bat_descargada=0
```

```
else:
```

```
    bat_cargada = 0
```

```
    bat_descargada=0
```

```
i = i+1
```

```
#Resultados
```

```
i = 1
```

```
print ("Energía:")
```

```
while i<288:
```

```
    print (E[i])
```

```
    i = i + 1
```

```
print ("Potencia:")
```

```
i = 1
```

```
while i<288:
```

```
    print (P[i])
```

```
    i = i + 1
```