



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH
Escola d'Enginyeria de Barcelona Est

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Grado en Ingeniería de la Energía

**ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL ACORDE AL MARCO DEL RD
244/2019 REGULADOR DEL AUTOCONSUMO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**



Memoria y Anexos

Autor: Batiste Aviñó, Èric
Director: Martin Cañadas, María Helena
Convocatòria: Febrer 2020

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo realizar un análisis técnico/económico del RD 244/19 del autoconsumo. Estableciendo las principales diferencias respecto a los marcos regulatorios anteriores y observar cómo pueden afectar tanto los cambios como las propuestas a un posible usuario de una instalación.

Analizando cada uno de los artículos vinculados a los aspectos más técnicos y aquellos relacionados a los nuevos métodos de compensación. Para poder aplicarlos posteriormente en un caso real, donde se realice el dimensionado óptimo de una instalación solar fotovoltaica para el autoconsumo a nivel doméstico, la cual esta acogida al nuevo marco regulatorio.

Dicha instalación se realizará mediante el *software Aimms*, el cual determinará el dimensionado óptimo de la instalación en función del perfil de consumo del usuario i otros aspectos técnicos. Una vez redactado el programa, se realizará el dimensionado de instalación para una vivienda unifamiliar, situado en el municipio de El Masnou.

Este estudio considerará la situación previa a la puesta en marcha de la instalación y propondrá 8 escenarios distintos. Los cuáles serán comparados finalmente para determinar cuál de ellos se ajusta mejor a las necesidades de la vivienda.

Resum

El present treball té como a objectiu realitzar un anàlisi tècnic/econòmic del RD 244/19 del autoconsum. Establint les principals diferències entre els marcs regulatoris anteriors y observar com poden afectar tant el canvis com les propostes a un usuari que disposa de una instal·lació d'autoconsum.

Analitzant cada un dels articles rellevants vinculats als aspectes de caire més tècnic i els relacionats als nous mètodes de compensació. Per tal de poder-los aplicar posteriorment en un cas real, on es realitzi el dimensionament òptim de una instal·lació solar fotovoltaica per el autoconsum a nivell domèstic, que quedi acollida al nou marc regulatori.

Aquesta instal·lació es realitzarà mitjançant el *software Aimms*, que determinarà el dimensionat més òptim de la instal·lació en funció del perfil de consum del usuari i altres aspectes tècnics. Un cop el programa quedi redactat, es realitzarà el dimensionament de una instal·lació per a un habitatge unifamiliar situat en el municipi de El Masnou.

Aquest es estudi considerarà la situació prèvia a la posta en marxa de la instal·lació y proposarà 8 escenaris diferents. Que seran comparats finalment per a determinar quin de ells s'ajusta de millor manera a les necessitats del habitatge.

Abstract

This work aims to carry out a technical/economic analysis of RD 244/19 of self-consumption. Establishing the main differences from the previous regulatory frameworks and seeing how changes and proposals can affect to a possible user of an installation.

Analysing each of the articles related with the most technical aspects and those which talk about the new compensation methods. To be able to apply them later to a real case, where the optimal sizing of a photovoltaic solar installation for self-consumption at a domestic level is carried out, which considers the new regulatory framework.

The installation will be done with the software *Aimms*, which will determine the most optimal dimensioning for the installation based on the user's consumption profile and other technical aspects. Once the program has been written, the sizing for a single-family home installation will be carried out, the building is going to be located at the municipality of El Masnou.

This study will consider the situation previous to the installation and will propose 8 different scenarios. The results obtained will be compared with the main casa and with the other scenarios, defining which one of them suits better to the needs of the building.

Glosario

RD: Real Decreto

BOE: Boletín oficial del estado

VAN: Valor actual neto

TIR: Tasa interna de retorno

DHA: Discriminación horaria

UNEF: Unión Española Fotovoltaica

REE: Red Eléctrica Española

PNEIC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

GEI: Gases de efecto invernadero

UE: Unión Europea

IVPEE: Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica

RAIPRE: Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial

CENER: Centro de Energías Renovables

MSNM: Metros Sobre el Nivel del Mar

Índice

RESUMEN	I
RESUM	II
ABSTRACT	III
GLOSARIO	IV
1. PREFACIO	1
1.1. Origen del trabajo	1
1.2. Motivación	1
1.3. Requerimientos previos.....	2
2. INTRODUCCIÓN	3
2.1. Objetivos del trabajo.....	5
2.2. Alcance del trabajo	6
3. MARCO LEGISLATIVO DEL AUTOCONSUMO	7
3.1. Modificaciones y motivación	8
3.2. Análisis del RD 244/2019	9
3.2.1. Artículo 3: Definiciones	9
3.2.2. Artículo 4: Modalidades de autoconsumo.....	10
3.2.3. Artículo 5: Modalidades de retribución	10
3.2.4. Bases de la retribución con excedentes acogida a compensación.....	13
3.2.5. Bases de la retribución con excedentes no acogida a compensación.....	17
3.2.6. Tramitación administrativa de la instalación	19
4. CONCEPTO DE MICRORED	22
4.1. Ventajas de la incorporación de microrredes inteligentes	23
4.2. Esquema y elementos de una Microred.....	24
5. DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE UNA MICRORRED: PARÁMETROS	27
5.1. Introducción	27
5.2. Localización de la instalación	28
5.3. Obtención de los datos del recurso solar	29
5.3.1. Inclinación de los paneles.....	29
5.3.2. Orientación de los paneles respecto el Azimut	30
5.3.3. Simulación mediante PVGIS	31

5.4.	Demanda energética de la vivienda	36
5.5.	Esquema de la instalación y selección de equipos	39
5.6.	Escenarios de trabajo	41
5.6.1.	Uso de almacenamiento mediante baterías	41
5.6.2.	Tarifa de electricidad	42
5.6.3.	Modelo de retribución.....	44
5.6.4.	Establecimiento de los escenarios de trabajo	47
6.	DESARROLLO DE MODELO MEDIANTE AIMMS	48
6.1.	Bases de Aimms	49
6.2.	Parámetros del programa	50
6.2.1.	Conjuntos	50
6.2.2.	Parámetros.....	50
6.2.3.	Variables.....	53
6.2.4.	Restricciones	57
7.	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	60
7.1.	Escenario base	60
7.2.	Escenarios acogidos a compensación [1,2,3,4].....	61
7.2.1.	Escenario 1- Tarifa 2.0 con baterías.....	62
7.2.2.	Escenario 2-Tarifa 2.0 DHA con baterías	62
7.2.3.	Escenario 3- Tarifa 2.0 sin baterías	63
7.2.4.	Escenario 4- Tarifa 2.0 DHA sin baterías.....	64
7.3.	Escenarios no acogidos a compensación [5,6,7,8].....	64
7.3.1.	Escenario 5- Tarifa 2.0 con baterías.....	66
7.3.2.	Escenario 6- Tarifa 2.0 DHA con baterías	67
7.3.3.	Escenario 7-Tarifa 2.0 sin baterías	68
7.3.4.	Escenario 8- Tarifa 2.0DHA sin baterías.....	69
7.4.	Conclusiones de la simulación.....	70
8.	ESTUDIO ECONÓMICO DE VIABILIDAD	77
	CONCLUSIONES	83
	BIBLIOGRAFIA	85
	ANEXO A- HOJA DE ESPECIFICACIONES	87
A1.	Panasonic Photovoltaic module HIT N325 [20]	88
A2.	PWM- Regulador de carga solar PC1500B Series [21]	90

A3.	Sunny Home Manager 2.0 [13].....	91
A4.	Sunny Boy 3.0/4.0/5.0/6.0 [22]	93
A5.	Batería Litio 2,4 kWh Pylontech US2000B Plus 48V [23]	97

1. Prefacio

1.1. Origen del trabajo

El pasado mes de abril del 2019 se publicó el RD 244/19 del autoconsumo. Este propone una serie de cambios para el marco legislativo español, más favorables para el usuario de instalaciones de autoconsumo. Entre los cuales encontramos la implantación de un nuevo sistema para la compensación de excedentes y la eliminación de los impuestos atribuidos a la explotación del recurso solar.

1.2. Motivación

En los últimos años la implementación de fuentes de energías renovables ha sido cada vez mayor. La obligación de satisfacer las necesidades energéticas de la humanidad de una manera más sostenible es uno de los mayores retos de la humanidad para los próximos años.

El cambio climático es una realidad que afecta a cada uno de nosotros. El pasado 15 de marzo del 2019 se hizo público un artículo por parte de *GreenPeace* el cual narraba que en los últimos 15 años ha perdido el 35% de superficie helada del Polo Norte. Así mismo el calentamiento global azota a otras regiones del mundo, como en el pasado 21 de diciembre de 2019 donde se registraron los mayores incendios en territorio australiano como causa de las oleadas de calor, arrasando millones de hectáreas.

Es por este motivo por el cual un día tome la decisión de realizar el grado en Energías, para comprender el funcionamiento de las fuentes de energía renovables y como podrían ser implantadas a la sociedad actual. Para empezar a entender cuál debería ser el nuevo enfoque que se le deberían dar a las fuentes de energía.

A medida que han pasado los años mi interés hacía el mundo de las instalaciones renovables de autoconsumo fue aumentando, es por eso por lo que el pasado mes de julio del 2019 decidí realizar mis prácticas universitarias en una empresa centrada en el desarrollo de instalaciones solares fotovoltaicas para el autoconsumo.

Así mismo al conocer la existencia del nuevo RD del autoconsumo tuve claro que quería entender y aplicar sus propuestas en un caso real, para observar de manera clara los beneficios de este.

Las siguientes páginas muestran el interés de un estudiante de ingeniería hacía uno de los temas más relevantes de toda la historia de la humanidad, la transición energética. La cual estará en boca de todos los próximos años si se quiere redirigir el futuro de nuestra especie.

1.3. Requerimientos previos

Para realizar la memoria de este proyecto han sido necesarios gran parte de los conocimientos y herramientas obtenidas en los últimos años del grado. Entre las cuales encontramos el uso de *software* como PVGIS, el cual permite obtener datos climatológicos de cualquier localidad del mundo.

Ha sido vital el conocimiento del proceso de dimensionado de instalaciones solares y un correcto manejo de las ecuaciones relacionadas con dichos procesos.

La parte práctica del trabajo se ha realizado principalmente mediante el *software Aimms* (Johannes J. Bisschop, 2017). Este permite realizar un modelo dadas una serie de variables, parámetros y restricciones el cual tiene un objetivo de optimización. Un ejemplo de objetivo de simulación podría ser la minimización de alguna de las variables.

Es por eso por lo que se ha requerido de cierta habilidad en el entendimiento del programa y en el uso de las distintas herramientas que ofrece el mismo de serie.

Toda la información se ha completado con el *software Excel* (Microsoft, 1985), el cual ha sido de gran utilidad para realizar tanto los gráficos del trabajo como alguno de los procesos de cálculo más tediosos del estudio de viabilidad económica.

Este trabajo se ha desarrollado en el contexto del proyecto PECT" PECT Litoral Besós Territorio Sostenible "(001-P-000 804), operación GO03-003364 Universidad Politécnica de Cataluña. Talento energético"

2. Introducción

La implementación de las fuentes renovables es cada vez mayor, la necesidad de satisfacer las necesidades energéticas de una manera más sostenible y respetable con el medioambiente es una obligación para cada uno de nosotros.

En la actualidad el territorio español satisface el 72,3% de sus necesidades energéticas gracias a fuentes de energía que son importadas de otros países. Entre estas fuentes encontramos los combustibles más usados, petróleo, gas natural o el carbón. Dicho valor supera en un 20% la media de importación energética de los países europeos.

Así mismo en la actualidad se sitúa al territorio español como el país con más potencial solar en Europa. El dato curioso hace referencia al dato real de explotación de este recurso. En el 2018 se registró que España solo explotaba el 1,25% de su potencial [1].

En el ranking global de países con mayor capacidad solar España es superada por otros países europeos como Alemania, Italia y Reino Unido, los cuales presentan un potencial extremadamente inferior a los del territorio español. El problema principal el cual ha llevado al país a esta realidad han sido las distintas leyes regulatorias del sector y la falta de inversión en el sector renovable de la energía.

En el informe del sistema eléctrico español del 2018 publicado por Red Eléctrica Española [1], se puede observar como el % de cobertura de demanda eléctrica por energía solar no supera el 5%, incluyendo en este grupo la vertiente térmica y fotovoltaica.

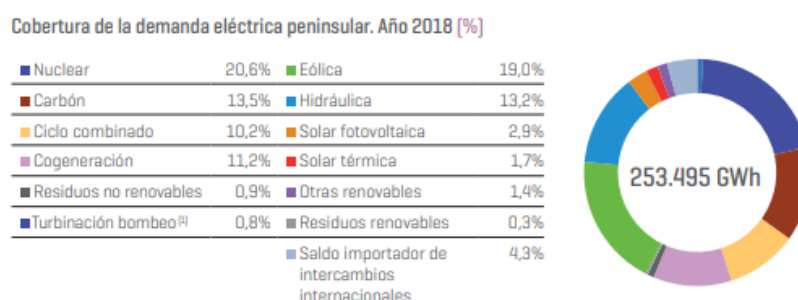


Figura 2.1 Cobertura de la demanda eléctrica peninsular. Año 2018 (Fuente REE [1])

En la figura se puede observar cómo prácticamente más del 50% de la demanda se satisface con fuentes de energía no renovable, situando en los primeros puestos las centrales nucleares y las térmicas de carbón.

Estos valores están extremadamente atados a la situación real del país donde el % en potencia instalada en instalaciones solares vuelve a ser extremadamente bajo, en este caso de un 7%, como se puede observar en el siguiente gráfico.

Potencia eléctrica instalada peninsular a 31 de diciembre del 2018 [%]

Nuclear	7,2%	Eólica	23,4%
Carbón	9,7%	Hidráulica	17,3%
Ciclo combinado	24,9%	Solar fotovoltaica	4,5%
Cogeneración	5,8%	Solar térmica	2,3%
Residuos no renovables	0,5%	Otras renovables	0,9%
Turbinación bombeo	3,4%	Residuos renovables	0,1%

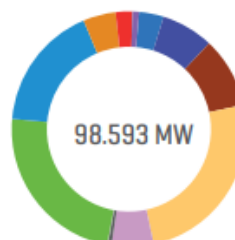


Figura 2.2 Potencia eléctrica peninsular instalada a 31 de diciembre de 2018 (Fuente REE [1])

Al igual que la figura 2.1 se vuelve a encontrar que gran parte de la infraestructura energética del territorio utiliza combustibles fósiles como fuente de energía. Aunque como se puede observar en ambos gráficos la contribución energética eólica en el país es muy elevada.

Es necesario que en los próximos años se impulse más el sector solar centrado en la producción de energía a gran escala. Aunque uno de los aspectos más importantes está vinculado a uno de los procesos más novedosos a la hora de generar y consumir la energía, el autoconsumo.

La UNEF (Unión Española Fotovoltaica) hizo público el diciembre del 2019 su informe anual para ese mismo año; en este se trata y se analizan los temas y datos más recurrentes del sector. Desde hace algunos años se destina un apartado centrado exclusivamente al autoconsumo.

En este apartado se presenta un gráfico donde se puede observar la evolución de potencia instalada (MW) para los últimos años, es el siguiente:

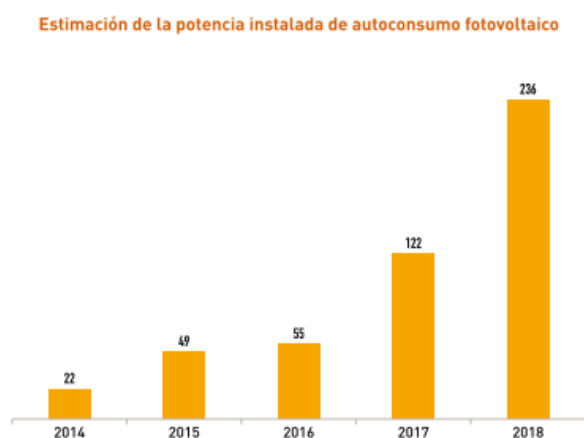


Figura 2. Estimación de la potencia instala de autoconsumo fotovoltaico (Fuente UNEF [2])

Como se puede observar el crecimiento está siendo de tendencia exponencial, y la UNEF estima que dicho valor seguirá aumentado a un ritmo de 300-400 MW/anales. El motivo principal por el cual se prevé este gran aumento es debido al nuevo marco regulatorio referente al sector. Este anula los impuestos relacionados con el uso de la radiación solar y simplifica las modalidades de autoconsumo en dos grupos, donde en uno de ellos se permite la compensación de los excedentes generados.

Estas modificaciones suponen que los beneficios generados por las instalaciones sean más elevados, es por eso por lo que se estima que en los próximos años las instalaciones en ámbito residencial e industrial vean un gran crecimiento.

2.1. Objetivos del trabajo

El objetivo principal del trabajo es el de realizar un programa mediante *Aimms* el cual sea capaz de a partir de un perfil de consumo y una serie de parámetros, realizar el dimensionado de la instalación solar fotovoltaica que aporte un menor coste de operación anual. Dicho coste contemplará tantos los costes a pagar anualmente a la compañía distribuidora, como los asociados al mantenimiento de la instalación.

Así mismo el modelo del programa va a estar sujeto a las imposiciones y restricciones marcadas por el RD 244/19. De tal modo que se realice una herramienta en el marco legal vigente, por el otro lado.

Otros objetivos son el de realizar una serie de modificaciones en el modelo principal, para generar distintos escenarios. Estos serán distintos entre ellos y modificarán distintos parámetros como lo son la tarifa eléctrica, el modelo de compensación y la posibilidad de instalar baterías. Para realizar finalmente la simulación de cada uno de ellos y determinar el escenario más favorable para un supuesto cliente.

Al contemplar el marco legal actual, será importante realizar un análisis del RD 244/19, para obtener de este modo la información más relevante referente a las restricciones y parámetros que acotarán el modelo.

Todo el proyecto está pensado como si se estuviera simulando un caso real de un cliente de una compañía del sector del autoconsumo. Es por eso por lo que se quiere dar un mayor énfasis en los aspectos económicos de la instalación que en los técnicos, ya que en la mayoría de los casos este suele ser más relevante para el usuario.

Los objetivos anteriores son los más relevantes, aunque también hay una serie de ellos que son más secundarios, como son los siguientes:

- Analizar el estado actual del sector del autoconsumo a nivel español.
- Comprender el funcionamiento y los elementos de una microred inteligente.
- Determinar cuáles son los aspectos más relevantes a la hora de dimensionar una instalación solar.
- Simplificar los modelos retributivos vigentes para poder ser aplicados en el código realizado en *Aimms*.
- Analizar desde un punto de vista técnico el funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica.

2.2. Alcance del trabajo

El proyecto realizado tiene como objetivo contemplar distintos marcos relacionados, desarrollando más o menos cada uno de ellos en función la importancia de este.

Respecto al marco legal, se contemplarán aquellos aspectos relacionados solamente con las instalaciones solares fotovoltaicas de pequeña potencia. Obviando cualquier apartado de los RD destinados a cualquier otra fuente de energía.

A nivel técnico se quiere dar énfasis a los parámetros más básicos de la instalación. Siendo estos principalmente los flujos de potencia entre los distintos elementos, el dimensionado de la instalación y el estudio del equipo que se utilizará. Dejando de un lado los aspectos más técnicos relacionados con el funcionamiento de los elementos seleccionados o las restricciones asociadas a cada uno de ellos.

Finalmente, a nivel económico se quiere realizar un estudio sencillo e intuitivo que permita conocer de manera sencilla cuál de los escenarios realizados es el más favorable. Dejando de un lado la posibilidad de realizar un modelo que contemple el pago financiado por una entidad externa.

3. Marco Legislativo del autoconsumo

Según la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, se define el autoconsumo como “el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor[3] .” (RD 24/2013, artículo 9)

Dicha ley, establecía por primera vez un nuevo papel en el Sector Eléctrico, tanto a nivel industrial como residencial, el consumidor/productor. Donde se permitía al consumidor de energía satisfacer parte de su demanda eléctrica con tecnologías independientes a la producción convencional de energía.

A nivel conceptual, se puede afirmar que la definición de autoconsumo no ha sufrido prácticamente modificaciones durante los años y sigue siendo lícita en la actualidad. Así mismo, cada uno de los puntos que se establecían en el noveno artículo del RD 24/2013 [4], han necesitado ser modificados para adaptar el autoconsumo a la sociedad actual, las nuevas tecnologías y la necesidad de favorecer una transición energética renovable de carácter distribuido.

Es por ello que el 10 de octubre del 2015, fue publicado el Real Decreto 900/2015 donde se recogieron principalmente los requisitos técnicos que debían cumplir las instalaciones de autoconsumo para asegurar el cumplimiento de la seguridad de las instalaciones. Así mismo, en el 2018 se publicó el RD 15/2018, el cual tuvo como objetivo principal establecer una serie de medidas que apoyaran el camino hacia una transición energética sostenible, y además tenía como objetivo adicional garantizar una mayor seguridad y protección para los consumidores.

No ha sido hasta el pasado mes de abril 2019, que se ha publicado un nuevo Real Decreto que hacía referencia al autoconsumo. El RD 244/2019 fue publicado el pasado 5 de abril, y en él se realizan una serie de modificaciones las cuales afectan directamente a la definición del autoconsumo, la introducción de las modalidades de retribución y se realizan distintos ajustes referentes a los impuestos y tasas aplicadas sobre el uso, distribución y producción de energía eléctrica.

Esta primera parte teórica de la memoria estará centrada en analizar y sintetizar cada una de las modificaciones realizadas en el RD 244/2019 para poder desarrollar posteriormente la parte práctica del proyecto.

En los próximos subapartados se realizará el desglose del RD vigente, analizando cada uno de los distintos apartados que estén involucrados principalmente en el autoconsumo a través de instalaciones solares fotovoltaicas enfocadas para un uso residencial.

3.1. Modificaciones y motivación

El RD 244/2019 se estableció con la finalidad de adaptar las normas vigentes, a un marco que garantizase una serie de implementaciones que mejoraran, por un lado, la situación del consumidor/productor de energía, y también que facilitaran las relaciones establecidas entre los usuarios de redes compartidas. Aunque cada una de las modificaciones se encuentran definidas en los distintos artículos del Real Decreto, un breve resumen de las modificaciones sería el siguiente:

1. Se realiza una nueva definición de autoconsumo, donde se contemplan tanto las instalaciones individuales como las colectivas.
2. Solamente se distinguen dos modalidades de autoconsumo, una que permite la posibilidad de inyectar la energía excedentaria a red y la otra que lo impide, son conocidas como modalidades de autoconsumo con excedentes y sin excedentes.
3. Todas las instalaciones de autoconsumo sin excedentes que tengan, tanto los permisos de acceso como los de conexión, no deberán obtener los permisos de generación y consumo de las instalaciones de generación que se vayan a instalar.
4. Incorpora la posibilidad de obtener una compensación económica para las instalaciones de autoconsumo con excedentes de hasta 100 kW.
5. El Ministerio para la transición energética, se encargará de realizar un registro del autoconsumo para poder determinar si se está logrando una implantación idónea.

Por otro lado, los motivos que impulsaron a la realización de dicho RD 244/2019, están principalmente centrados en acercar la situación energética del territorio español a la acordada por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [5], encontrando en la nota resumen explicativa del PNEIC [6], los siguientes objetivos:

1. *21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.*
2. *42% de renovables sobre el consumo total de energía final, para toda la UE.*
3. *39,6% de mejora de la eficiencia energética.*
4. *74% de producción renovable en la generación eléctrica para 2030.*

Siendo el principal objetivo, conseguir en el año 2050 un sistema eléctrico 100% renovable y una reducción de los GEI de un 90%.

De tal modo, el RD 244/2019 tiene como objetivo impulsar el autoconsumo residencial e industrial, para poder acercarse más a los objetivos propuestos por el PNIEC. Mejorando así, la actividad económica y el empleo local.

El autoconsumo tiene grandes efectos sobre el usuario, ya que deja a un lado el papel de consumidor, por el de productor/consumidor. Esto le aporta dos grandes beneficios; una considerable reducción en el precio de la factura de la luz y la posibilidad de tener un mayor control y conocimiento de cómo realizar una mejor y más eficiente gestión de la energía.

También dicha implantación afecta a las redes de distribución y a las de transporte, ya que se producirá un menor consumo de estas, lo cual pueda provocar una ligera disminución en los peajes y distintos cargos asociados al uso de la red.

Para finalizar, la implementación de un sistema descentralizado provoca que las pérdidas energéticas producidas en las líneas sean inferiores y se reduzcan los costes asociados a las nuevas infraestructuras de red.

3.2. Análisis del RD 244/2019

Como se ha comentado anteriormente, el objetivo de este bloque teórico es el de sintetizar toda la información relacionada principalmente con instalaciones renovables solares fotovoltaicas individualizadas. Obviando alguna parte de los artículos la cual no sea relevante para las instalaciones definidas previamente.

3.2.1. Artículo 3: Definiciones

En este artículo, se definen distintos conceptos necesarios para poder acotar cada uno de los procesos relacionados con la exportación e importación de energía. Es por eso, que solamente se mencionará los que estén estrictamente relacionados con la instalación objeto del trabajo.

1. **Instalación conectada a red:** Instalación que se encuentra conectada a una red de consumidor.
2. **Potencia instalada:** Valor de potencia de la instalación de generación, en el caso de instalaciones solares fotovoltaicas, dicho valor es la potencia máxima del inversor y no del grupo de paneles.
3. **Red Interior:** Instalación eléctrica formada por los conductores y dispositivos de protección que dan servicio a una instalación.

4. **Mecanismo de antivertido:** Este dispositivo permite en la instalación de autoconsumo sin excedentes, evitar el vertido de la energía excedentaria a la red de distribución o transporte.
5. **Autoconsumo:** El cual se define en el RD 244/2019 del siguiente modo [7]:

“se entenderá por autoconsumo, el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.”

6. **Autoconsumo colectivo:** Cuando el consumidor participa en una actividad de autoconsumo con otros consumidores, los cuales se alimentan de una instalación de producción común.
7. **Energía horaria autoconsumida:** Hace referencia a la fracción de energía cubierta del consumo de un usuario por parte de la instalación de autoconsumo en el margen de una hora.
8. **Energía horaria consumida de la red:** Energía consumida por el consumidor de la red de distribución en el período de una hora.
9. **Energía horaria excedentaria:** Fracción de la energía producida por la instalación de autoconsumo sobrante que es inyectada a la red de distribución.

Estos son los principales términos que se tendrán en cuenta en la mayor parte de instalaciones individuales y serán de importante uso cuando se establezca el concepto de microred en el desarrollo de la instalación a estudiar.

3.2.2. Artículo 4: Modalidades de autoconsumo

Uno de los cambios más importantes respecto al anterior RD del autoconsumo, es una nueva clasificación de las modalidades de autoconsumo. Este cambio simplifica el modelo anterior haciéndolo más sencillo y claro. La clasificación es la siguiente:

- **Modalidad de autoconsumo sin excedentes:** en este grupo las instalaciones deberán instalar un dispositivo de antivertido, el cual impide al propietario de la instalación inyectar la energía excedentaria que produzca.
- **Modalidad de autoconsumo con excedentes:** esta modalidad propone el caso opuesto, donde el consumidor/productor tiene la posibilidad de inyectar la energía excedentaria a la red de distribución o transporte siempre que sea conveniente.

3.2.3. Artículo 5: Modalidades de retribución

En el artículo 5 se especifican las distintas modalidades de retribución asociadas a la modalidad de autoconsumo con excedentes. Es la única que permite al usuario disponer de un excedente el cual se

pueda inyectar a la red y obtener una compensación. Existen dos posibles métodos de compensación donde el usuario puede adherirse, son los siguientes:

- **Modalidad con excedentes acogida a compensación**

Para esta primera modalidad, el consumidor/productor tendrá la posibilidad de acogerse a un mecanismo de compensación el cual lo beneficie por la energía inyectada a red. Aunque hay una serie de condiciones para que una instalación tenga acceso a dicho modelo, siendo las siguientes:

1. La fuente de energía primaria debe ser de origen renovable.
2. La potencia total de la instalación no debe superar los 100 kW.
3. El consumidor solamente puede estar asociado a un único contrato de suministro.
4. El consumidor/productor deberá tener un contrato acogido al artículo 14 de este RD.
5. La instalación no puede estar adscrita a otro régimen retributivo adicional.

- **Modalidad con excedentes no acogida a compensación**

En el caso que la instalación no cumpla alguna de las condiciones mencionadas anteriormente, el usuario deberá acogerse a esta modalidad de retribución. La retribución contemplará del mismo modo los excedentes inyectados a la red de distribución, pero el proceso de venta de energía no estará vinculado a la compañía distribuidora, sino que la venta se realizará directamente a través del mercado eléctrico diario.

En prácticamente todas las instalaciones residenciales se contemplarán solamente dos modelos, ya que en la mayoría de los casos la potencia instalada no supera los 10 kW, siempre y cuando se hable de instalaciones individualizadas. Es por eso, que solo se contemplarán dos posibilidades de autoconsumo, la de sin excedentes y la de con excedentes acogida a compensación.

También es importante considerar que las modalidades de compensación dependen de otros factores, uno de los más importantes es el tipo de conexionado a la red de distribución o de transporte que se realice. Se pueden establecer dos variantes como se menciona en la introducción de la guía de autoconsumo de IDAE [8], que son las siguientes:

- **Instalación próxima a red interior:** la instalación es próxima o se encuentra próxima a la red de distribución convencional. Este tipo de conexionado es el más frecuente en la mayoría de las instalaciones destinadas a un ámbito residencial.
- **Instalación próxima a través de red:** este tipo de conexionada es realizado a través de las redes de baja tensión directamente desde el centro de transformación y cuya distancia entre los contadores de consumo y generación sea inferior a los 500 metros

Al disponer de tantas combinaciones posibles la guía de autoconsumo de IDAE [8] realizó el siguiente cuadro resumen para observar todas las posibilidades a nivel de modelos de compensación:

Autoconsumo INDIVIDUAL Un consumidor asociado O Autoconsumo COLECTIVO Varios consumidores asociados	Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR Conexión Red interior.	SIN excedentes (individual) Mecanismo anti-vertido. SIN excedentes ACOGIDA a compensación (colectivo) Mecanismo anti-vertido.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR No existe TITULAR INSTALACIÓN Consumidor PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes ACOGIDA a compensación Fuente renovable. Potencia de producción ≤ 100kW. Si aplica, contrato único consumo-auxiliares. Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo PROPIETARIO Puede ser diferente
		CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Resto de instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE PROPIETARIO Puede ser diferente
	Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación y consumo < 500 m, ambos conectados en BT. Misma referencia catastral (14dígitos).	CON excedentes NO ACOGIDA a compensación Instalaciones con excedentes.	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE PROPIETARIO Puede ser diferente
	CONSUMIDOR Titular del suministro PRODUCTOR Titular de la instalación TITULAR INSTALACIÓN El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE PROPIETARIO Puede ser diferente		

Figura 3.1 Cuadro resumen de las modalidades y las diferentes posibilidades de autoconsumo (Fuente IDEA [8])

En la tabla se pueden observar las características de los modelos mencionados anteriormente. También muestra quien debe representar cada uno de los roles referentes al funcionamiento de la instalación siendo estos los siguientes:

- **Consumidor:** este agente hace referencia al solicitante de la energía, en un caso común el nombre de persona o empresa que solicite el servicio de la compañía distribuidora para tener la vivienda conectada a la red eléctrica.
- **Productor:** agente con propiedad de la instalación de autoconsumo que produce energía.
- **Titular de la instalación:** es la persona que realizó los distintos trámites administrativos de la instalación y su nombre queda inscrito en el registro de autoconsumo o en el RAIPRE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial) en el caso de instalaciones con excedentes no acogidas de compensación.
- **Propietario:** dueño de la instalación en el instante de tiempo especificado.

3.2.4. Bases de la retribución con excedentes acogida a compensación

En la mayoría de las instalaciones se opta por la posibilidad de obtener compensación por el excedente de energía. Permite al propietario de la instalación, reducir los tiempos de amortización de esta y una mayor rentabilidad económica. Como se establece en el Anexo II de la guía de autoconsumo del IDAE [8] la compensación se realiza con la llegada de la factura de la compañía distribuidora al finalizar un período de facturación.

Dicha compensación, consiste en un descuento del coste de energía de la factura. El importe a descontar depende principalmente de dos factores: la energía excedentaria registrada por el contador de la vivienda durante el período de facturación y el precio de venta de energía establecido por la compañía en el contrato de comunicación de compensación de excedentes.

Es importante considerar que el precio de venta será inferior al de compra y que el período de facturación deberá ser de un mes, como se menciona en el artículo XIV del RD 244/19 [7]:

“En ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, el cual no podrá ser superior a un mes.” [RD 244/19 Artículo XIV página 17]

La energía excedentaria de la instalación será registrada por el contador de la vivienda del usuario, el cual deberá tener habilitada la opción de medición bidireccional. Dicho valor, dependerá de la producción de la instalación de autoconsumo y del consumo de la vivienda durante todos los días del período de facturación vigente.

A continuación, visualizaremos un ejemplo del método de compensación por excedentes. Se han representado las curvas de producción solar de una instalación de unos 5 kW, considerando las distintas pérdidas asociadas a la instalación, y un consumo energético registrado por un *smartmeter* (contador inteligente) de una vivienda. En la gráfica que sigue está representada tanto la producción diaria, como el consumo de la instalación:

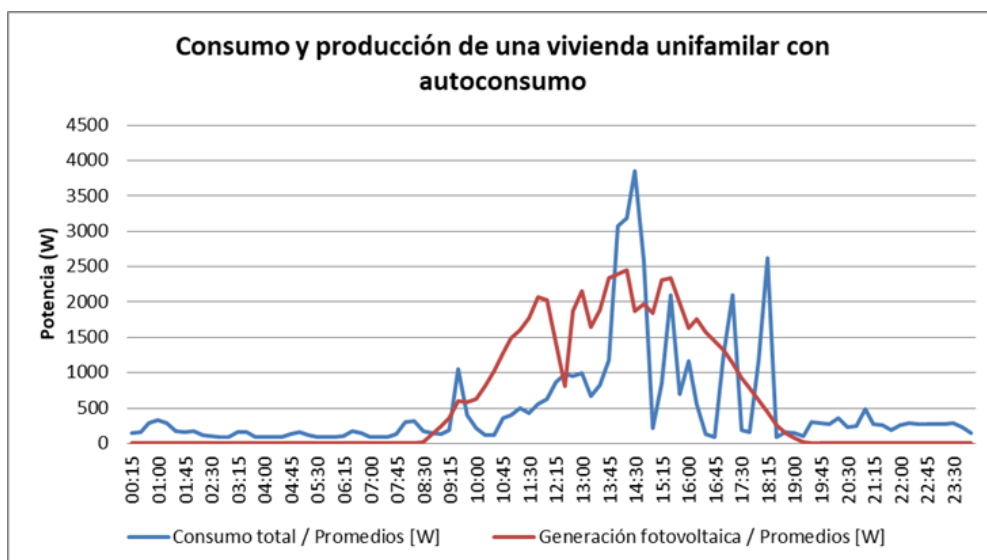


Figura 3.2. Consumo y producción de una vivienda unifamiliar con autoconsumo (Fuente: Propia)

Como se puede observar, hay franjas horarias donde la producción solar supera los consumos y otras donde la producción no es suficiente para abastecer a la vivienda. Siempre y cuando la producción sea superior al consumo de la vivienda, la energía excedentaria será inyectada directamente a la red. Dicha cantidad será registrada por el contador de la vivienda.

Cuando la producción sea inferior al consumo de la vivienda o en las franjas horaria donde no se disponga de energía solar, será necesario abastecer la instalación con la energía proveniente de la red de distribución. Dicho valor, quedará registrado en una entrada distinta del contador.

De tal modo que se pueden representar dos gráficos más para observar el anterior caso:

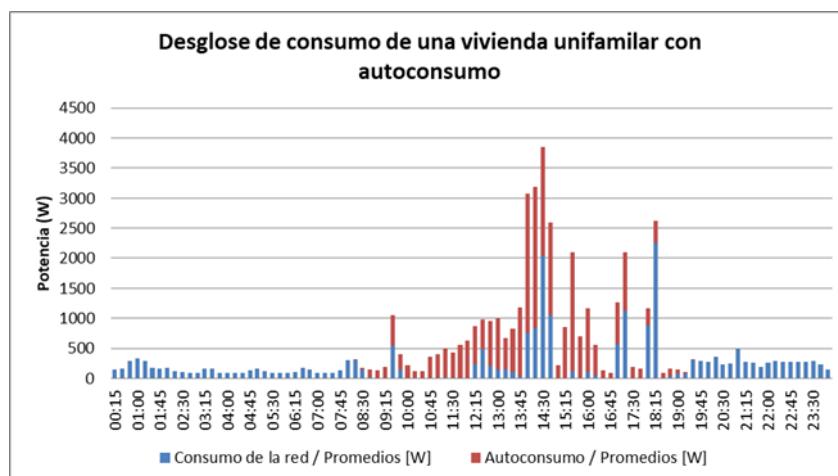


Figura 3.3 Desglose de consumo de una vivienda unifamiliar con autoconsumo (Fuente: Propia)

En la figura 3.3 se muestra cómo se satisface la demanda energética en la vivienda que dispone de una instalación solar de autoconsumo. En color azul se muestra la parte de demanda que será satisfecha por la red eléctrica durante las distintas horas de día. Mientras en color rojo se muestra el autoconsumo proporcionado por el grupo de paneles por las distintas horas del día. La suma de ambos valores para cada hora indica la demanda total de la vivienda.

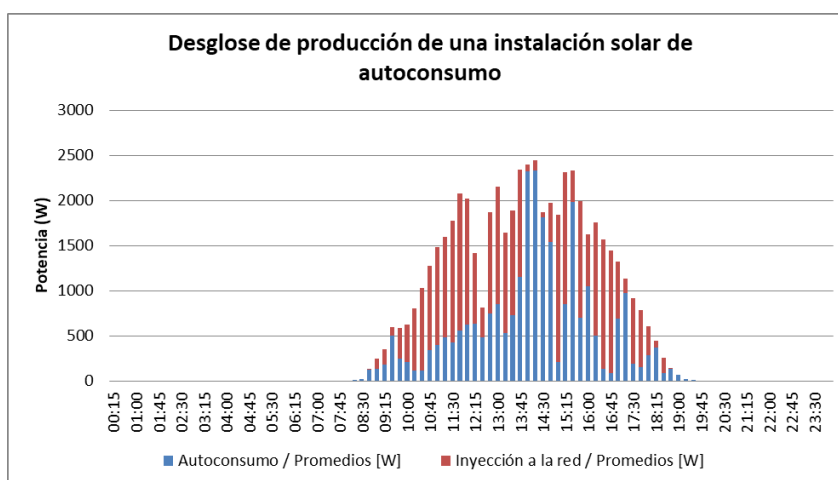


Figura 3.4 Desglose de producción de una instalación solar de autoconsumo (Fuente: Propia)

Esta segunda gráfica está centrada en mostrar cómo es el desglose energético asociado a la producción de los paneles. De color azul se muestra la fracción de potencia que será destinada a satisfacer el consumo de la vivienda (representa el mismo valor que los segmentos en rojo de la figura 3.3). Mientras que de color rojo se muestra la potencia excedente, la cual será inyectada a la red eléctrica.

El registro anterior se realiza en intervalos de 15 minutos o 0,24 horas, de tal modo que, si se multiplica este valor por la potencia de cualquier de los elementos representados anteriormente, se puede obtener la cantidad de energía.

Para obtener la totalidad de energía inyectada a compensar, se debe obtener el valor total de energía inyectada, el cual se obtiene realizando el sumatorio de energía inyectada a red para cada uno de los días del mes del período de facturación.

Es importante aclarar que tanto el valor de energía consumido por la vivienda, como la energía inyectada a red, quedan registrados por el contador.

En el anexo IV apartado de D de la guía de autoconsumo publicada por IDAE [8], se destina un apartado a ofrecer un ejemplo de una posible factura de luz de una compañía, donde se contemple la retribución por inyección de energía. Dicho formato podría variar en función de la compañía, pero la estructura debería ser parecida, el ejemplo es el siguiente:

ACOGIDA A COMPENSACIÓN
Factura CON Instalación FV

Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes
Peaje de acceso	5,75	38,043	17,98 €
Margen comercialización	5,75	3,113	1,47 €
TOTAL Término Fijo			19,45 €
Energía consumida	kWh	€/kWh	€/mes
Coste energía	280	0,069	19,32 €
Peaje de acceso	280	0,044	12,32 €
Excedentes FV	380	0,050	-19,00 €
Cuantía uso de red próxima	0	(*)	0 €
TOTAL Término VARIABLE			12,64 €
Subtotal			32,09 €
Impuesto eléctrico (5,11%)			1,64 €
Alquiler contador 30 días			0,81 €
Subtotal			34,54 €
IVA (21%)		21%	7,25 €
TOTAL FACTURA			41,79 €

AHORRO: 50%

Figura 3.5 Desglose de producción de una instalación solar de autoconsumo (Fuente: IDAE [8])

Como se puede observar en la figura anterior, la compensación energética se realiza a partir de un descuento en término asociado a la energía consumida. Este aparece de color rojo y recibe el nombre de “Excedentes FV”.

Para obtener la cantidad a descontar se multiplica la cantidad de energía inyectada durante el periodo de amortización por el precio de venta de energía. Para este ejemplo este toma un valor de 0,05 €/kWh inyectado.

Como se ha mencionado anteriormente, para poder a empezar a compensar el excedente de energía es necesario disponer de un contador digital el cual permita medir la energía inyectada a la red por parte del usuario de la instalación. Y obtener el contrato de comunicación de compensación de excedentes, el cual se tramita con la compañía distribuidora o comercializadora una vez la reprogramación del contador está lista.

Aunque para poder obtener dicho contrato, es necesario realizar una serie de trámites los cuales son necesarios para obtener todos los permisos de legalización con los distintos agentes vinculados en el proceso.

3.2.5. Bases de la retribución con excedentes no acogida a compensación

En el caso que el propietario de la instalación no cumpla alguna de las condiciones que se mencionan en el apartado anterior, este tiene la posibilidad de acogerse al segundo método de compensación con excedentes, donde la energía excedentaria es vendida directamente al mercado.

A diferencia del caso anterior se observa cómo en la factura de la luz ya no aparecen los términos relacionados con los excedentes FV y la cuantía por uso de red próxima.

El productor será capaz de vender los excedentes al mercado, obteniendo por ellos el precio del mercado horario que corresponda por la franja de tiempo en concreto. Es necesario comentar que para poder acogerse a este modelo de retribución es necesario establecer un contrato con un representante del propio mercado. Los servicios del representante deberán ser satisfechos económicamente como se establecerá en el contrato de compensación previamente firmado.

Dicho contrato establece un coste de representación de 0,0006 €/kWh inyectado, sin contemplar IVA, el cual se aplicará luego de dicho cálculo.

Es importante mencionar que al estar funcionando como un productor convencional se deberán cubrir distintos cargos relacionados con obligaciones fiscales y tributarias, entre los cuales se pueden encontrar el:

- **IVPEE:** Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica, dicho valor supone un cargo de un 7% respecto al precio total de por la energía vendida.
- **Peaje de generación:** Dicho peaje supone un coste de 0,5€/MWh producido, y también se aplicará en el mismo apartado que el coste del IVPEE.

A modo de resumen se muestra la siguiente imagen, la cual se encuentra en la página 121 de la guía publicada por IDAE [8], donde se pueden observar por la instalación mencionada en figura 3.4 el resultado obtenido al aplicar este modelo de retribución.

Es necesario comentar que en la imagen que se observará a continuación el precio de la energía de venta en el mercado es un término fijo establecido en 0,050 €/kWh. Dicho valor se obtiene a partir del precio medio estimado para un día normal, aunque lo más idóneo sería utilizar el precio exacto por cada una de las franjas horarias del mes de facturación.

1. Factura CON Instalación FV			
Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes
Peaje de acceso	5,75	38,043	17,98 €
Margen comercialización	5,75	3,133	1,47 €
TOTAL Término FIJO			19,45 €
Energía consumida	kWh	€/kW	€/mes
Coste energía	280	0,069	19,32
Peaje de acceso	280	0,044	12,32
Cuantía uso de red próxima	0	(*)	0 €
TOTAL Término VARIABLE			31,64 €
Subtotal			51,09 €
Impuesto eléctrico (5,12%)		0,278	2,61 €
Alquiler contador	30 días		0,81 €
Subtotal			54,51 €
IVA (21%)		21%	11,45 €
TOTAL FACTURA			65,96 €

2. Venta de energía			
Energía	kWh	€/kWh	€/mes
Energía a mercado	380	0,050	19,00 €
IVA (21%)		21%	3,99 €
TOTAL A COBRAR			22,99 €

3. Representación en mercado			
Servicios	kWh	€/kWh	€/mes
Coste representación	380	0,0006	0,228
IVA (21%)		21%	0,05 €
TOTAL A PAGAR			0,28 €

4. OTROS			
IVPEE, Peaje Gen.			€/mes
IVPEE 7%	19,00 €	7%	1,33 €
Peaje Gen. (kWh)	380	0,0005	0,23 €
TOTAL A PAGAR			1,56 €

[A] INGRESO NETO VENTA (2-3-4) 21,15 €

[B] PAGO POR CONSUMO 65,96 €

TOTAL PAGO ([B] - [A]) 44,81 €

AHORRO 46%

Figura 3.5 Desglose de producción de una instalación solar de autoconsumo (Fuente: IDAE [8])

Como se puede apreciar en el cuadro verde de la imagen anterior se contemplan 3 elementos relacionados con la venta de energía. El primero de todo establece el total que se debe cobrar por el desarrollo de dicha actividad, mientras que en el segundo bloque se especifica el coste a pagar al representante del mercado eléctrico. Y como último, en el tercer bloque se aplican los distintos costes relacionados con las obligaciones fiscales/tributarias establecidas anteriormente.

Obteniendo al final de todo el beneficio de la actividad, este se obtiene como el primer término menos la parte proporcional de los dos siguientes. El beneficio obtenido mediante este método puede variar en función del valor dado de alguno de los parámetros anteriores, aunque no puede diferir de manera significativa.

3.2.6. Tramitación administrativa de la instalación

En el capítulo IV de la guía de autoconsumo de IDAE [8] se destina un único apartado para la tramitación necesaria para obtener cada uno de los permisos y contratos necesarios para la legalización y correcto funcionamiento de la instalación.

Aunque los trámites son los mismos para la mayoría de las instalaciones, puede haber alguno de ellos que no estén vigentes en función de si la instalación es de autoconsumo con excedentes o sin excedentes.

En la guía se publica una tabla resumen de los distintos trámites que se deben realizar y el orden correcto de seguimiento, ya que alguno de ellos solamente será necesario dependiendo de algunos parámetros de la instalación, como la potencia de esta. Mientras que algunos de ellos solamente serán necesarios en ciertas comunidades autónomas.

A continuación, se adjunta la tabla resumen de trámites para instalaciones con compensación de excedentes:

Instalaciones en autoconsumo CON EXCEDENTES					
1. Diseño de la instalación					
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT			
Memoria técnica	Proyecto técnico	Proyecto técnico			
					Distribuidora
2. Permisos de acceso y conexión / Avaes o garantías					
Siempre debe solicitarse el CAU					
Suelo urbano con dotaciones y servicios requeridos por la legislación			Otra tipología de suelo		
Permiso de acceso y conexión					
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT		AT
Exentas	Sí	Sí	Sí		Sí
Avaes o garantías – 40 €/kW					
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT
Exentas	Sí	Sí	Exentas	Sí	Sí
Tramitación de acceso y conexión para aquellas instalaciones que lo precisen					
BT – P≤15 kW	BT – 15 kW>P<100kW	AT			
RD 1699/2011	RD 1699/2011	RD 1955/2000 - RD 1699/2011			
					Admón. autonómica
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública					
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT			
Consultar CCAA	Consultar CCAA	Consultar CCAA			
					Admón. autonómica
4. Autorización administrativa previa y de construcción					
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT			
Exentas	Sí	Sí			
					Admón. local
5. Licencia de obras					
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido					
6. Ejecución de la instalación					

7. Inspección inicial e inspecciones periódicas			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW Consultar CC.AA	BT – P>100 kW Consultar CC.AA	AT Consultar CC.AA	
8. Certificados de instalación y/o certificados fin de obra			Admón. autonómica
BT – P≤10 kW Certificado instalación	BT – P>10 kW Certificado instalación Certificado fin de obra	AT Documentación puesta en servicio AT según el Reglamento AT	
9. Autorización explotación			Admón. autonómica
BT – P≤10 kW No necesita trámite Certificado instalación	BT – P>10 kW Sí Consultar CC.AA	AT Sí Consultar CC.AA	
10. Contrato de acceso			
BT – P≤100 kW Exentas – Comunicación modificación contrato a través de las CC.AA	BT – P>100 kW Exentas – Comunicación cambio contrato	AT Exentas – Comunicación cambio contrato	
11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares			Distribuidora o Comercializadora
Obligatorio salvo los casos donde los servicios auxiliares se consideren despreciables. Se pueden unificar con el contrato de consumo en ciertos casos			
12. Licencia de actividad			Admón. local
Acogidas a COMPENSACIÓN	Exentas. Consultar normativa Ayuntamiento		
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí. Consultar normativa Ayuntamiento		Distribuidora o Comercializadora
13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes			
Individuales	Acogidas a COMPENSACIÓN	Contrato de compensación de excedentes	
	No acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica	
Colectivas	Acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto + Contrato compensación	
	No acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto	
14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista	BT – P>100 kW Sí, si existe	AT Sí, si existe	
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica			Admón. autonómica
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT	
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática			
16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)			Admón. autonómica
Acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica		
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí. Para P≤100 W trámite de oficio por el Ministerio		
17. Contrato de representación en mercado			Comercializadora
Acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica		
No acogidas a COMPENSACIÓN	Sí.		

Figura 3.5 Tabla resumen de los trámites con excedentes (Fuente: IDAE [8])

Siendo importante mencionar que alguno de los trámites mencionados en la anterior tabla se aplica de un modo u otro dependiendo de la comunidad autónoma es por eso que el capítulo V de la guía está destinado a establecer las diferencias o excepciones para las mismas.

De tal modo para Cataluña se especifica lo siguiente:

“No obstante, la normativa autonómica siguiente resulta de aplicación:

- Decreto 308/1996, de 1 de septiembre por el que se establece el procedimiento administrativo para la autorización de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial en Cataluña.

- Decreto 147/2009, de 22 de septiembre, por el que se regulan los procedimientos administrativos aplicables para la implantación de parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas en Cataluña (DOGC nº5472 de 28 de septiembre de 2009).” [Guía autoconsumo IDAE capítulo, página 67]

Siendo algunos de las peculiaridades referentes a la tramitación las siguientes:

- La garantía económica para solicitar el acceso a red para instalaciones con potencia inferior a 50 MW se presenta ante la Caja de depósitos de la Generalitat de Catalunya.
- El procedimiento administrativo de legalización para instalaciones de baja tensión se realiza en un registro de instalaciones técnicas de seguridad industrial describiendo algunas de las características técnicas principales de la misma.
- Por el otro lado el proceso de legalización de la instalación varía en función las características de la misma, estableciendo 6 grupos distintos los cuales quedan registrados en la siguiente tabla:

Tipo autoconsumo	SIN EXCEDENTES		CON EXCEDENTES			
Inyección energía excedentaria en red	NO con dispositivo físico de anti-vertido a red		POSIBLE sin dispositivo físico instalado de anti-vertido a red			
Acogidos a compensación	NO (individual) SI (colectivo)		SI (individual / colectivo)		NO	
Potencia de generación	Hasta 100kW	Más de 100kW	Hasta 15kW y que se ubiquen en suelo urbanizado con dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística	Resto de casos hasta 100kW	Más de 100kW	
Caso	a	b	c	d	e	f

Figura 3.6 Clasificación de instalaciones para la comunidad autónoma de Cataluña (Fuente: IDAE [8])

Siendo una de las más recurrentes a consultar el grupo C, centrado principalmente en la mayoría de las instalaciones del ámbito residencial, donde se realiza por proceso telemático tanto la solicitud de explotación provisional de pruebas como la solicitud de explotación definitiva.

4. Concepto de Microred

Durante los últimos años el concepto de red inteligente se encuentra presente en gran parte de los sectores destinados a la producción y gestión de la energía, pero exactamente ¿qué implica que una red sea inteligente? Se puede describir una red inteligente como cualquier mejora en una red o sistema eléctrico, la cual permita que se transfiera tanto información como energía entre los proveedores y consumidores.

Como se ha visto en el RD 244/2019 es importante que en los próximos años el consumidor de energía vaya abandonando dicho papel y evolucionar a uno donde se le permite producir su propia energía y consumirla. Con el fin de en un futuro abandonar el modelo centralizado de producción hacia uno distribuido, donde la importancia de las energías renovables sea más alta.

Es por eso que la necesidad de tener unas redes capaces de gestionar de mejor manera los balances de consumo y la inclusión de centros de producción distribuidos, como por ejemplo el excedente de energía producido por la instalación solar fotovoltaica, obligan a mejorar cada vez las aptitudes de nuestras redes.

Las microrredes pueden tener distintos ámbitos de aplicación, los cuales dependen principalmente de la envergadura de esta. Diferenciando principalmente dos grandes bloques, las redes de gran potencia o las redes de inferior potencia. Aunque lo más importante primeramente es entender el concepto de Microred, el Centro de Energías Renovables [10] (CENER) la define como:

“Una agregación de cargas y microgeneradores operando como un sistema único que provee tanto energía eléctrica como energía térmica.”

Mientras que el proyecto “Microgrids” del sexto programa marco [11] las define como:

“Las microrredes comprenden sistemas de distribución en baja tensión junto con fuentes de generación distribuida, así como dispositivos de almacenamiento. La microrred puede ser operada tanto en modo no autónomo como autónomo.”

Es por eso que se puede considerar cualquier instalación a nivel doméstico como una microrred. Ya que está gestionando tanto dispositivos de consumo, como distintas fuentes de energía de manera simultánea, con el fin de obtener la mejor gestión. Sin importar que sean instalaciones conectada o no a la red.

Para transformar una red convencional a una microrred, se deben incorporar una serie de sistemas que permitan la recopilación de datos. Los cuales permitan al centro de control realizar una gestión más eficiente de la energía a partir de los datos proporcionados de cada uno de los integrantes del

esquema. Siendo obligatorio la instalación de elementos conocidos como *smartmeters* o medidores inteligentes. Estos situados en una vivienda o un conjunto de estas pueden proporcionar al centro de control distintos datos de relevancia, como el consumo que se requiere en cada instante de tiempo, cómo se está satisfaciendo la demanda, o el estado de cada uno de los elementos presentes en la instalación.

4.1. Ventajas de la incorporación de microrredes inteligentes

La incorporación de estos elementos como de elementos de autoconsumo en el ámbito residencial tienes grandes ventajas para el usuario de la misma como podrían ser los siguientes:

- **Reducción de los costes de energía:** Una eficiente gestión de los activos energéticos permite reducir los costes de operación de la instalación, como los de energía. Como se podrá observar en la parte práctica de la memoria.
- **Reducción de los picos de demanda:** Por el otro lado también se pueden instalar dispositivos que regulen el consumo de una vivienda reduciendo de este modo el consumo general de la vivienda, tanto los picos que se generan en los instantes que se requiera de una mayor potencia.
- **Seguridad:** La incorporación de los medidores inteligentes, permite comprobar el estado de cada uno de los activos, incrementando de este modo la fiabilidad de las instalaciones y la prevención de cualquier incidente de estos, que pueda ocasionar un peligro.
- **Transmisión más eficiente de la energía:** Uno de los aspectos más características de una red inteligente es la inclusión de distintos dispositivos tipo *smartmeters*. Estos permiten que se recopile una serie de datos relacionados con el consumo y la generación de la energía para realizar posteriormente una mejor gestión de cada uno de los activos.
- **Restauración más rápida de la red después de posibles perturbaciones:** Así mismo un exhaustivo control en cada uno de los elementos permite que en el caso que se produzca alguna perturbación en la instalación se satisfacen las necesidades energéticas.
- **Incorporación de las renovables y dispositivos de almacenamiento:** Finalmente las microrredes enfocadas al uso doméstico permiten la incorporación de elementos productores de energía, ya sean placas fotovoltaicas, aerogeneradores enfocados a un ámbito residencial o la posibilidad de la instalación de baterías las cuales permitan almacenar energía en los puntos del día donde se presente un excedente energético.

4.2. Esquema y elementos de una Microred

En el documento publicado por la Universidad de Aalborg conocido como “Efficient Energy Management for a Grid-Tied Residential Microgrid” [12] se muestra un esquema de una red inteligente para un ámbito residencial muy completa donde se muestran todos los elementos que pueden ser instalados en las mismas.

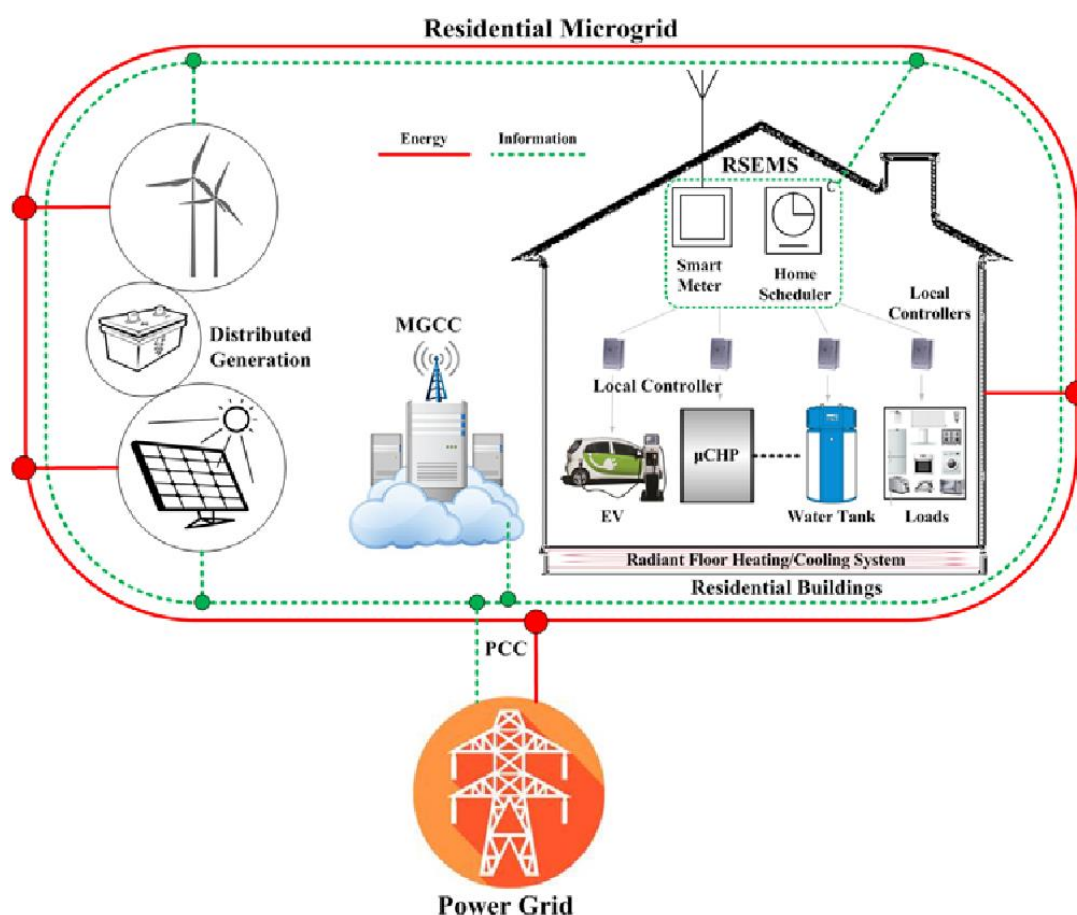


Figura 4.1 Microred inteligente para un ámbito residencial individual (Fuente: [12])

En la imagen anterior se pueden observar gran parte de los elementos que pueden conformar este tipo de instalaciones. También se puede observar la relación que se produce entre ellos estipulando las líneas rojas para los elementos eléctricos y las sus respectivas líneas de transporte eléctrico, como los elementos de color verde donde se designa en cuáles de ellos se requieren comunicación entre ellos para poder gestionar los flujos de energía.

De este modo se pueden diferenciar tres grandes bloques, que se componen por distintos elementos, se pueden clasificar de la siguiente manera:

- 1. Fuentes de energía:** Estos son los elementos encargados de proporcionar la energía a la instalación para satisfacer los distintos elementos de consumo. Dichos elementos varían en función de la vivienda, pero suele estar formados por instalaciones solares fotovoltaicas o aerogeneradores de pequeña potencia. Por el otro lado si la vivienda está conectada a la red eléctrica esta actúa como fuente productora.
- 2. Fuente de consumo:** En este grupo se contemplan todos los dispositivos que requieren de energía para satisfacer su funcionamiento, hablamos de cualquier tipo de carga que consuma energía eléctrica, incluyendo en este grupo el vehículo eléctrico.
- 3. Elementos: de comunicación y de gestión:** En este grupo se consideran todos los elementos cuya función consiste en transmitir i/o registrar información para obtener una mejor monitorización. Se pueden considerar dispositivos de control como enchufes inteligentes los cuales solo permiten el flujo de corriente cuando haya una excedente en la instalación, los inversores necesarios para transformar la energía de las placas fotovoltaicas o los reguladores.

En la figura 4.1 se puede observar en el extremo derecho parte superior dos elementos de gran importancia los cuales se pueden encontrar como un único dispositivo en la mayor parte de dispositivos. Dicho elemento es el *smartmeter*:



Figura 4.2 SUNNY HOME MANAGER 2.0 (Fuente: SMA [13])

En la figura anterior hace referencia al *smartmeter* con el cual trabaja la compañía SMA, la cual tiene una gran influencia en las instalaciones solares fotovoltaicas a nivel residencial. Ofreciendo un gran catálogo de productos relacionados con el sector, desde inversores monofásicos o trifásicos de gran o pequeña potencia como gestores de cargas que permitan monitorizar los consumos y mejorar la eficiencia de la instalación.

Muchos de estos dispositivos ofrecen al usuario aplicaciones de soporte para poder gestionar de mejor modo el funcionamiento de la instalación, como ofrecer una visión de los flujos energéticos del hogar y la posibilidad de regular el consumo o el conexionado de alguno de los electrodomésticos mediante enchufes inalámbricos.

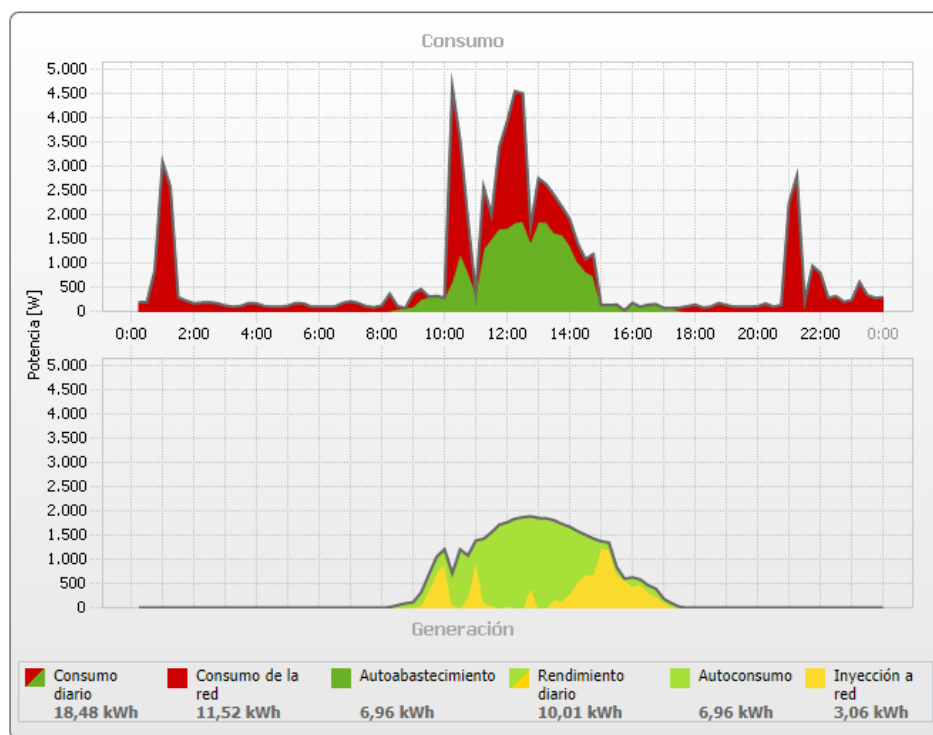


Figura 4.3 Balance energético del *smartmeter* SMA SHM 2.0 (Fuente: SMA [13])

La anterior imagen podría ser un ejemplo de la información que vería un usuario al acceder a la información de la instalación para un día en concreto. Se puede observar que para este modelo se realizan dos gráficas, la primera haciendo referencia a como se satisfacen los consumos y la segunda a qué se destina la producción solar.

A parte se ofrece información adicional como el total de energía consumido en la vivienda ese día marcado por el símbolo rojo y verde de la leyenda de la gráfica y la energía total producida por las placas. La anterior información es especialmente útil para el usuario, ofreciéndole una herramienta que le permita entender el funcionamiento de su instalación para poder sacarle el mayor uso y rendimiento.

5. Diseño y optimización de una microrred: Parámetros

5.1. Introducción

Una vez considerado cada uno de los aspectos más importantes que quedan reflejados en el RD 244/2019 y considerando las nuevas implementaciones de este el objetivo será el de realizar el dimensionado de una instalación solar fotovoltaica para un ámbito residencial.

El objetivo principal de este apartado es el de realizar un programa con el *software Aimms*, que permita realizar el dimensionado de la instalación óptima para un usuario en concreto. En la simulación del programa se considerarán distintas variables de decisión las cuales tienen un gran peso en estas instalaciones, pueden ser un ejemplo el valor de potencia contratada, el número de paneles a instalar o la capacidad de placas a instalar.

Es importante mencionar que el objetivo principal por el cual se diseña dicho programa es para encontrar la instalación con más rápida amortización económica posible, dimensionando cada una de las variables para ofrecer al cliente la instalación que más se ajuste a sus condiciones entre las cuales encontramos su consumo.

Así mismo el objetivo es realizar distintas propuestas que serán mencionadas a partir de ahora como escenarios, estos tendrán distintas modificaciones relacionadas con elementos fijos de la instalación como por ejemplo el tipo de tarifa de la compañía o si se quiere realizar la instalación de baterías.

Esta parte del proyecto está enfocada principalmente a obtener un programa el cual en una situación real pudiese ayudar al cliente de una compañía a realizar una instalación de estas características. Es por eso por lo que se pondrá énfasis tanto a la parte energética como en la económica, concretando aspectos como el precio de la instalación, ahorro respecto al caso base y amortización.

En los primeros apartados se obtendrán los distintos parámetros de trabajo que serán necesarios para obtener la simulación, tanto las características de cada uno de los escenarios propuestos.

A partir de aquí se explicarán las bases del funcionamiento del software y el funcionamiento del programa, concluyendo al final con la interpretación de los resultados obtenidos de la instalación.

5.2. Localización de la instalación

La instalación que se va a realizar está pensada para una vivienda unifamiliar de unos 4 a 5 residentes. Esta se situará en la localidad costera de El Masnou, situada en la provincia de Barcelona. En la imagen que se muestra a continuación se puede observar la localización del municipio de la comarca del Maresme:



Figura 5.1 Ubicación del municipio de El Masnou (Fuente: Wikipedia [14])

Es importante considerar para esta ubicación algunos aspectos para esta instalación, lo primero de todo es obtener la orientación de la localidad, estos valores se pueden extraer directamente de la fuente de Wikipedia [14] son los siguientes:

Latitud	41°28'54" N
Longitud	2°19'4" E
Altura (msnm)	27 msnm

Figura 5.2. Coordenadas y altura del municipio de El Masnou (Fuente: Propia)

Como se verá en los próximos apartados estos anteriores parámetros tendrán un peso fundamental en el diseño de la instalación, ya que marcarán cuál deberá ser la orientación óptima de los paneles y la mejor inclinación para obtener los resultados más beneficiosos.

5.3. Obtención de los datos del recurso solar

Para obtener los datos de producción solar es necesario considerar distintos aspectos. Lo más importante para obtener la irradiancia solar en (kW/m²) es necesario determinar dos parámetros, estos son la inclinación de las placas y la orientación de las mismas respecto al sur o azimut.

5.3.1. Inclinación de los paneles

La inclinación óptima de los paneles depende principalmente de la latitud de la localidad donde se quieran instalar los mismos y los meses en los cuales se quiere obtener mayor producción.

La inclinación de los paneles establecerá el enfoque que se le quiera dar a la instalación como se menciona en [15], del tal modo que:

- **Instalaciones de uso durante todo el año:** 10 grados más que la latitud.
- **Instalaciones de uso en época veraniega:** 5 grados menos que la latitud
- **Instalaciones de uso invernal:** 15-20 grados más que la latitud.

Para el caso del territorio español se suelen inclinar los paneles normalmente a la misma inclinación de la latitud. El motivo principal es por el hecho que si se inclinasen algunos grados perderíamos el gran potencial del recurso solar en los meses de verano, mientras que si la inclinación fuese menor obtendríamos mayor beneficio en los meses de invierno donde el recorrido de este es inferior.

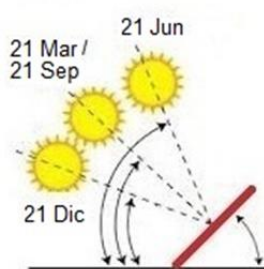


Figura 5.3. Altura solar máxima en función de la época del año (Fuente: MPPTSOLAR [15])

Es por eso por lo que para esta instalación se optará por una instalación pensada para obtener grandes resultados en los meses más favorables y uno decente para los meses de poca producción siendo la inclinación a escoger de unos 40°.

5.3.2. Orientación de los paneles respecto el Azimut

Para la orientación de los paneles importante considerar su posición respecto los 4 ejes cardinales, como se puede observar en la siguiente imagen:

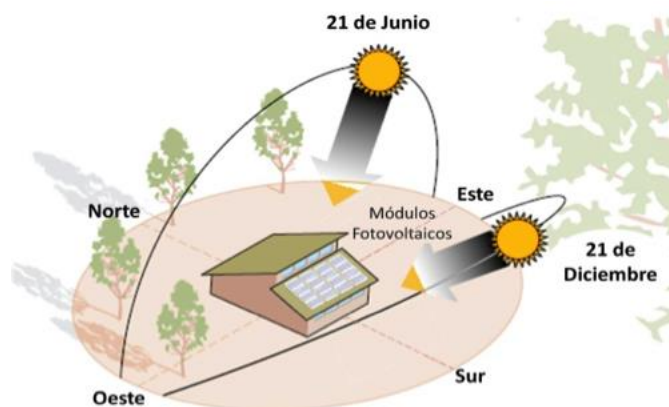


Figura 5.4 Orientación de los paneles (Fuente: TECNOLIGENTE [16])

Siempre y cuando sea posible se intentan orientar los paneles totalmente a sur, ya que prácticamente durante todos los momentos del día se registren unos valores adecuados de producción y maximizando la energía producida durante las horas centrales del día.

De tal modo que el ángulo azimut se considerará como el ángulo proyectado de las placas respecto al sur cardinal, si los valores se encuentran de Sur a Oeste serán positivos y de Sur a Este negativos [17].

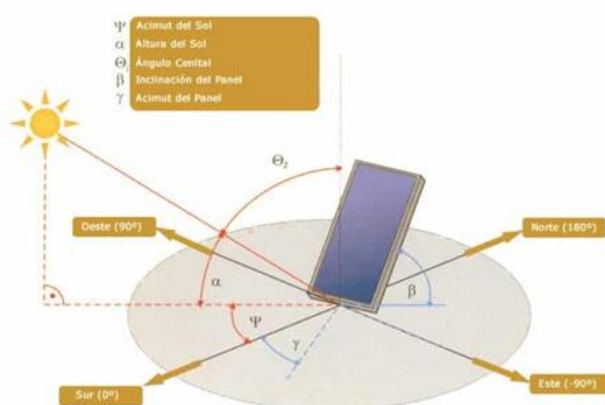


Figura 5.5 Azimut solar (Fuente: SUNFIELDS [17])

El valor de ángulo azimut seleccionado es de 0° .

5.3.3. Simulación mediante PVGIS

Una vez obtenidos tanto el azimut de los paneles como la inclinación de diseño se obtendrá la radiación solar en (kW/m²) mediante el software online PVGIS [18]. Este software de uso online tiene gran cantidad de opciones, permite seleccionar una ubicación concreta mediante satélite y obtener datos relacionados con el clima, tanto valores de radiación y sus variaciones ya sean tan horarios como diarios o mensuales.

También nos ofrece la posibilidad de simular una posible instalación considerando algunos parámetros de la misma, aunque para este apartado solamente se obtendrá la irradiación en la superficie de la localidad.

Dirección: Lat/Lon:

Cursor: 41.479, 2.278 Utilizar las sombras del terreno: Horizonte calculado Ningún archivo seleccionado

Seleccionado: 41.480, 2.312 Cargar archivo de horizonte

Elevación (m): 36

DATOS HORARIOS DE RADIACIÓN

Base de datos de radiación solar*

Año inicial.* Año final.*

Tipo de montaje:* Fijo Eje vertical Eje inclinado Dos ejes

Inclinación [°] Optimizar inclinación

Azimut [°] Optimize slope and azimuth

Potencia FV

Tecnología FV

Potencia FV pico instalada [kWp]

Pérdidas sistema [%]

Componentes de la radiación

Figura 5.6 Simulación mediante PVGIS (Fuente: PVGIS [18])

Una vez seleccionados tanto el azimut como la inclinación se van a obtener los resultados obtenidos a través de la simulación mediante la opción “Descargar csv”.

A continuación, el programa descarga un fichero en formato csv editable en EXCEL donde se muestran en columnas los siguientes valores:

- **Irradiación directa (W/m²)**
- **Irradiación difusa (W/m²)**
- **Irradiación reflejada (W/m²)**
- **Temperatura**

Es necesario comentar que en el EXCEL se muestran los tres valores de irradiación para cada una de las horas del año, considerando todos los días del año. Como se puede observar son más de 8000 valores de radiación los cuales si son introducidos directamente al programa provocara que el tiempo de simulación sea extremadamente largo, es por eso que se ha considerado un valor de irradiación horario medio para cada uno de los meses, considerando por eso no intervalos de 1 hora sino de 0,25 horas, es decir, un cuarto de hora.

Esto representa en el total 96 valores de radiación para cada uno de los 12 meses. Dicho valor no es casualidad, ya que como se puede observar en el *datasheet* de los inversores de la marca SMA [referencia inversor SB] se puede observar que el tiempo de actualización de los datos referentes a la producción en los períodos anuales es de 15 minutos.

Por otro lado, los valores con los que se realizará la simulación es la suma de los 3 valores de irradiación mencionados anteriormente, ya que la irradiación incidente sobre los paneles está formada por la suma de estas tres como se puede ver en la siguiente imagen:

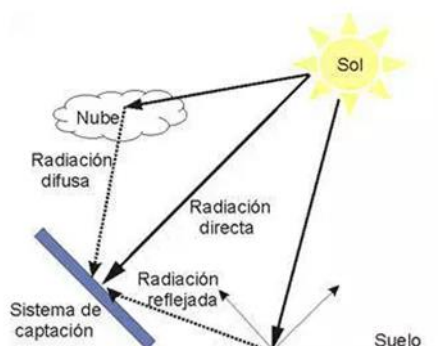


Figura 5.7 Componentes de irradiación sobre los paneles (Fuente: PEDROJHERNANDEZ [19])

Los datos finales que se van a utilizar son los siguientes:

Hora	Irradianción global (kW/m2)											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0,015	0,026	0,014	0	0	0	0	0
4:15	0	0	0	0	0,015	0,026	0,014	0	0	0	0	0
4:30	0	0	0	0	0,015	0,026	0,014	0	0	0	0	0
4:45	0	0	0	0	0,015	0,026	0,014	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0,002	0,042	0,1	0,119	0,112	0,072	0,023	0	0	0
5:15	0	0	0,002	0,042	0,1	0,119	0,112	0,072	0,023	0	0	0
5:30	0	0	0,002	0,042	0,1	0,119	0,112	0,072	0,023	0	0	0
5:45	0	0	0,002	0,042	0,1	0,119	0,112	0,072	0,023	0	0	0
6:00	0	0,1	0,112	0,2	0,28	0,311	0,3	0,241	0,172	0,092	0,0025	0
6:15	0	0,1	0,112	0,2	0,28	0,311	0,3	0,241	0,172	0,092	0,0025	0
6:30	0	0,1	0,112	0,2	0,28	0,311	0,3	0,241	0,172	0,092	0,0025	0
6:45	0	0,1	0,112	0,2	0,28	0,311	0,3	0,241	0,172	0,092	0,0025	0
7:00	0,109	0,165	0,281	0,354	0,457	0,506	0,518	0,463	0,382	0,201	0,186	0,136
7:15	0,109	0,165	0,281	0,354	0,457	0,506	0,518	0,463	0,382	0,201	0,186	0,136
7:30	0,109	0,165	0,281	0,354	0,457	0,506	0,518	0,463	0,382	0,201	0,186	0,136
7:45	0,109	0,165	0,281	0,354	0,457	0,506	0,518	0,463	0,382	0,201	0,186	0,136
8:00	0,243	0,347	0,468	0,51	0,611	0,671	0,702	0,645	0,602	0,358	0,365	0,298
8:15	0,243	0,347	0,468	0,51	0,611	0,671	0,702	0,645	0,602	0,358	0,365	0,298
8:30	0,243	0,347	0,468	0,51	0,611	0,671	0,702	0,645	0,602	0,358	0,365	0,298
8:45	0,243	0,347	0,468	0,51	0,611	0,671	0,702	0,645	0,602	0,358	0,365	0,298
9:00	0,402	0,515	0,611	0,647	0,776	0,776	0,842	0,825	0,722	0,465	0,497	0,465
9:15	0,402	0,515	0,611	0,647	0,776	0,776	0,842	0,825	0,722	0,465	0,497	0,465
9:30	0,402	0,515	0,611	0,647	0,776	0,776	0,842	0,825	0,722	0,465	0,497	0,465
9:45	0,402	0,515	0,611	0,647	0,776	0,776	0,842	0,825	0,722	0,465	0,497	0,465
10:00	0,506	0,611	0,741	0,753	0,813	0,879	0,917	0,894	0,803	0,507	0,556	0,504
10:15	0,506	0,611	0,741	0,753	0,813	0,879	0,917	0,894	0,803	0,507	0,556	0,504
10:30	0,506	0,611	0,741	0,753	0,813	0,879	0,917	0,894	0,803	0,507	0,556	0,504
10:45	0,506	0,611	0,741	0,753	0,813	0,879	0,917	0,894	0,803	0,507	0,556	0,504
11:00	0,532	0,637	0,689	0,788	0,803	0,888	0,889	0,929	0,767	0,467	0,557	0,508
11:15	0,532	0,637	0,689	0,788	0,803	0,888	0,889	0,929	0,767	0,467	0,557	0,508
11:30	0,532	0,637	0,689	0,788	0,803	0,888	0,889	0,929	0,767	0,467	0,557	0,508
11:45	0,532	0,637	0,689	0,788	0,803	0,888	0,889	0,929	0,767	0,467	0,557	0,508
12:00	0,502	0,596	0,624	0,742	0,755	0,852	0,876	0,838	0,781	0,456	0,447	0,469
12:15	0,502	0,596	0,624	0,742	0,755	0,852	0,876	0,838	0,781	0,456	0,447	0,469
12:30	0,502	0,596	0,624	0,742	0,755	0,852	0,876	0,838	0,781	0,456	0,447	0,469
12:45	0,502	0,596	0,624	0,742	0,755	0,852	0,876	0,838	0,781	0,456	0,447	0,469
13:00	0,385	0,549	0,501	0,601	0,624	0,742	0,813	0,714	0,621	0,377	0,363	0,374
13:15	0,385	0,549	0,501	0,601	0,624	0,742	0,813	0,714	0,621	0,377	0,363	0,374
13:30	0,385	0,549	0,501	0,601	0,624	0,742	0,813	0,714	0,621	0,377	0,363	0,374
13:45	0,385	0,549	0,501	0,601	0,624	0,742	0,813	0,714	0,621	0,377	0,363	0,374
14:00	0,264	0,365	0,388	0,442	0,438	0,599	0,677	0,582	0,475	0,251	0,236	0,234
14:15	0,264	0,365	0,388	0,442	0,438	0,599	0,677	0,582	0,475	0,251	0,236	0,234
14:30	0,264	0,365	0,388	0,442	0,438	0,599	0,677	0,582	0,475	0,251	0,236	0,234
14:45	0,264	0,365	0,388	0,442	0,438	0,599	0,677	0,582	0,475	0,251	0,236	0,234
15:00	0,13	0,205	0,223	0,303	0,305	0,447	0,498	0,401	0,262	0,121	0,067	0,017
15:15	0,13	0,205	0,223	0,303	0,305	0,447	0,498	0,401	0,262	0,121	0,067	0,017
15:30	0,13	0,205	0,223	0,303	0,305	0,447	0,498	0,401	0,262	0,121	0,067	0,017
15:45	0,13	0,205	0,223	0,303	0,305	0,447	0,498	0,401	0,262	0,121	0,067	0,017
16:00	0	0,043	0,098	0,143	0,142	0,289	0,257	0,238	0,108	0,018	0	0
16:15	0	0,043	0,098	0,143	0,142	0,289	0,257	0,238	0,108	0,018	0	0
16:30	0	0,043	0,098	0,143	0,142	0,289	0,257	0,238	0,108	0,018	0	0
16:45	0	0,043	0,098	0,143	0,142	0,289	0,257	0,238	0,108	0,018	0	0

17:00	0	0	0,02	0,027	0,057	0,107	0,099	0,058	0,006	0	0	0
17:15	0	0	0,02	0,027	0,057	0,107	0,099	0,058	0,006	0	0	0
17:30	0	0	0,02	0,027	0,057	0,107	0,099	0,058	0,006	0	0	0
17:45	0	0	0,02	0,027	0,057	0,107	0,099	0,058	0,006	0	0	0
18:00	0	0	0	0	0,025	0,029	0,016	0,041	0,002	0	0	0
18:15	0	0	0	0	0,025	0,029	0,016	0,041	0,002	0	0	0
18:30	0	0	0	0	0,025	0,029	0,016	0,041	0,002	0	0	0
18:45	0	0	0	0	0,025	0,029	0,016	0,041	0,002	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0,012	0,018	0,015	0,033	0,001	0	0	0
19:15	0	0	0	0	0,012	0,018	0,015	0,033	0,001	0	0	0
19:30	0	0	0	0	0,012	0,018	0,015	0,033	0,001	0	0	0
19:45	0	0	0	0	0,012	0,018	0,015	0,033	0,001	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 5.8 Tabla de irradiación global para el municipio de El Masnou (Fuente: Propia)

Como se puede observar los valores para cada una de las horas son los mismos, ya que los valores obtenidos a partir de la simulación son un valor medio para una hora en concreto.

Se puede observar en la tabla como en los meses de verano la producción será bastante superior en las horas pico solar y como amanece antes y se oscurece más tarde. Aunque gracias a la elección de los parámetros de los anteriores dos apartados han ayudado a que la producción para los meses menos favorables alcance valores óptimos.

Para observar de manera gráfica cómo será el comportamiento en la producción para cada uno de los distintos meses se ha optado por representar la siguiente gráfica:

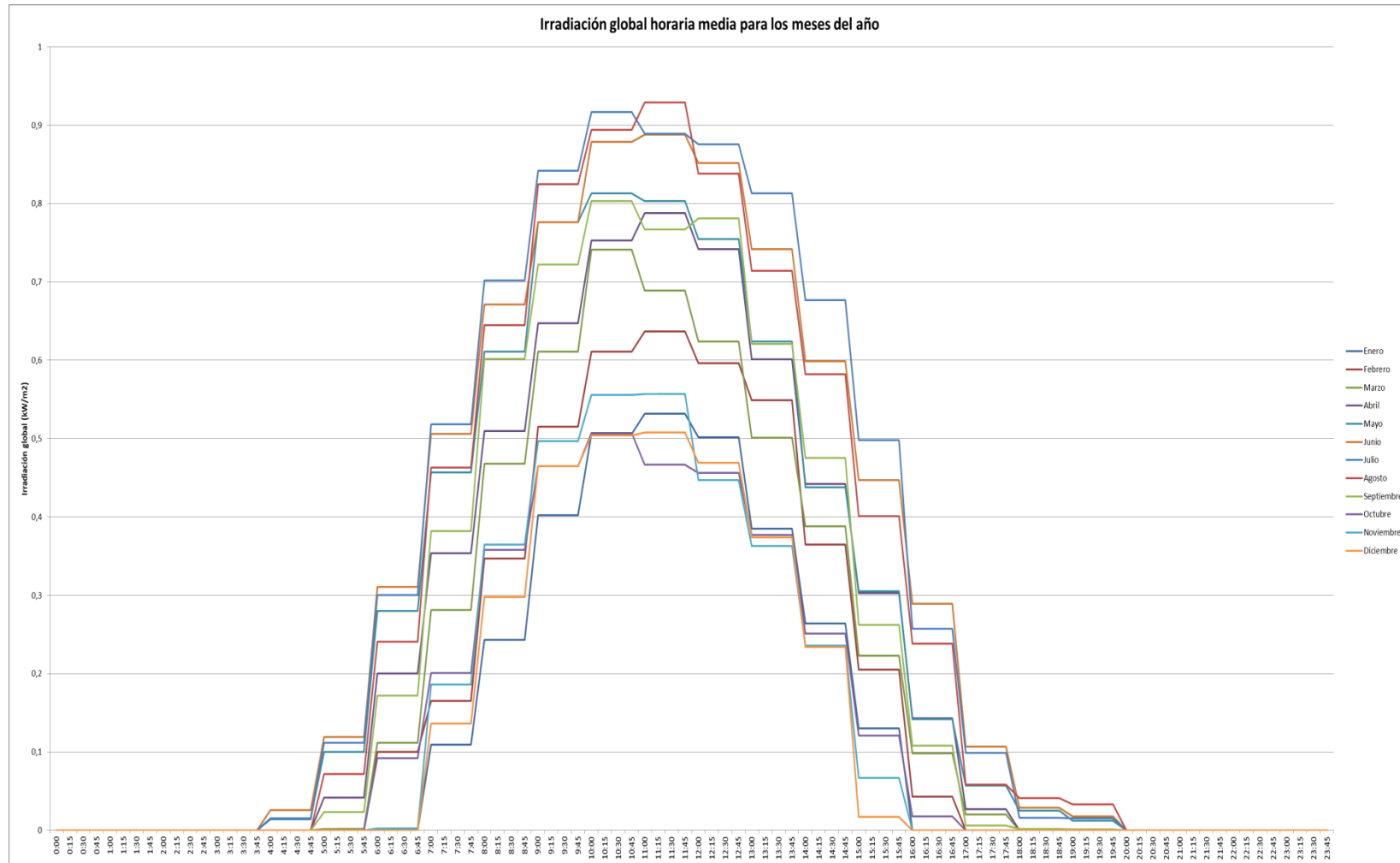


Figura 5.9 Gráfica de irradiación global para el municipio de El Masnou (Fuente: Propia)

5.4. Demanda energética de la vivienda

Hay distintas posibilidades para estimar el consumo de una vivienda unifamiliar, hay *software* de simulación los cuales determinan las curvas de demanda en función de una serie de parámetros. Por el otro lado se encuentra la forma manual donde se listan los distintos elementos y se determina las horas que están trabajando en función del día y a la época del año.

Para el caso de estudio se ha optado por una solución relacionada con la figura 4.3 del apartado anterior, donde se muestra cómo se muestran los datos del Sunny Home Manager. Para la vivienda de estudio el cliente dispone de un gestor de cargas similar el cual le permite monitorizar y visualizar los consumos de su vivienda.

Del tal modo que se han obtenido los valores de consumo para una semana tipo para cada uno de los meses y se han representado la media de los valores con intervalos de 15 minutos, son los siguientes:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	2,374	0,183	0,185	0,193	0,261	1,362	0,112	0,72	1,258	0,146	0,101	0,157
0:15	2,477	0,182	0,192	0,234	0,23	0,409	0,183	0,236	1,023	0,161	0,112	0,153
0:30	2,791	0,184	1,713	0,259	0,21	0,361	0,207	0,288	0,315	0,292	0,193	0,151
0:45	2,439	0,221	2,412	0,184	0,23	0,294	0,193	0,286	0,391	0,327	0,165	0,202
1:00	0,215	0,217	3,599	0,098	0,183	0,278	0,133	0,212	0,419	0,286	0,167	0,184
1:15	0,207	0,198	3,865	0,093	0,123	0,339	0,171	0,218	0,364	0,173	0,632	0,133
1:30	0,204	0,183	4,092	0,16	0,126	0,368	0,214	0,256	0,31	0,158	0,196	0,105
1:45	0,205	0,181	4,133	0,164	0,118	0,193	0,202	0,2	0,427	0,176	0,263	0,09
2:00	0,225	0,182	2,222	0,112	0,14	0,113	0,141	0,107	0,377	0,116	0,118	0,08
2:15	0,275	0,165	3,295	0,085	0,16	0,113	0,115	0,106	0,458	0,102	0,184	0,097
2:30	0,247	0,156	3,875	1,554	0,104	0,183	0,113	0,167	0,287	0,095	0,154	0,125
2:45	0,231	0,142	3,157	2,947	0,107	0,197	0,155	0,186	0,317	0,095	0,094	0,077
3:00	0,237	0,136	1,501	0,49	0,178	0,152	0,191	0,148	0,448	0,158	0,092	0,129
3:15	0,21	0,138	0,115	0,092	0,155	0,11	0,19	0,106	0,531	0,165	0,092	0,078
3:30	0,214	0,134	0,087	0,108	0,209	0,11	0,131	0,135	0,394	0,089	0,169	0,077
3:45	0,221	0,131	0,07	0,129	0,175	0,146	0,112	0,187	0,182	0,088	0,167	0,146
4:00	0,289	0,13	0,074	0,08	0,183	0,192	0,112	0,18	0,123	0,089	0,123	0,106
4:15	0,23	0,133	0,065	0,08	0,172	0,149	0,154	0,107	0,238	0,088	0,092	0,077
4:30	0,22	0,133	0,065	0,112	0,107	0,109	0,187	0,107	0,204	0,136	0,092	1,216
4:45	0,22	0,132	0,065	0,153	0,102	0,109	0,262	0,159	0,238	0,165	0,092	0,269
5:00	0,218	0,138	0,068	0,103	0,61	0,141	3,39	0,187	0,221	0,124	0,158	0,243
5:15	0,175	0,299	0,065	0,079	2,567	0,19	0,199	0,142	0,12	0,088	0,141	0,305
5:30	0,209	2,521	0,065	0,079	1,978	0,167	0,204	0,104	0,158	0,088	0,146	0,276
5:45	0,259	3,359	0,121	0,134	0,104	0,109	0,189	0,104	0,199	0,09	0,091	0,587
6:00	0,207	1,703	0,134	0,16	0,21	0,109	0,193	0,184	0,305	0,112	0,095	0,233
6:15	0,222	2,362	0,133	0,521	0,329	0,115	0,187	0,18	0,126	0,17	0,154	0,232
6:30	0,22	1,899	0,141	0,2	0,164	0,185	0,104	0,113	0,118	0,145	0,137	0,232
6:45	0,168	2,209	0,199	2,274	0,245	0,176	0,101	0,101	0,771	0,088	0,194	0,794
7:00	0,151	1,87	0,233	3,115	0,365	0,102	0,103	0,117	3,192	0,088	0,995	0,294
7:15	0,15	2,125	0,159	4,042	0,628	0,1	0,177	0,175	0,177	0,088	0,12	0,233
7:30	0,151	2,852	0,121	4,022	0,135	0,136	0,184	0,157	0,232	0,129	0,153	0,233
7:45	0,182	4,387	0,121	3,727	0,122	0,789	0,143	0,107	0,142	0,305	0,117	0,441
8:00	0,197	4,576	0,118	3,579	0,09	1,15	0,131	0,142	0,146	0,311	0,083	0,679
8:15	0,149	4,18	0,12	3,188	0,088	1,102	0,192	0,227	0,212	0,176	0,077	0,229
8:30	0,139	4,187	0,122	0,833	0,087	0,5	0,117	0,294	0,184	0,152	0,108	0,221
8:45	0,138	4,186	0,14	0,122	0,165	0,384	0,117	0,249	0,194	0,14	0,11	0,22
9:00	0,138	3,948	1,865	0,135	0,146	0,783	0,159	0,176	0,188	0,184	0,176	0,911
9:15	0,156	0,618	3,193	0,086	0,213	0,594	0,432	0,393	0,201	1,055	0,159	0,244
9:30	0,227	0,178	4,062	0,086	0,115	0,676	0,267	2,669	0,28	0,406	2,625	1,66
9:45	0,539	1,701	3,082	0,143	0,089	0,695	0,721	3,446	0,535	0,213	3,211	2,579

Análisis de viabilidad de una instalación fotovoltaica residencial acorde al marco del RD 244/2019 regulador del autoconsumo de energía eléctrica

10:00	0,145	0,915	1,907	0,235	0,088	1,131	1,127	1,175	0,369	0,114	0,42	1,988
10:15	0,227	0,335	0,249	0,075	0,144	1,05	1,812	0,43	0,307	0,121	0,334	1,023
10:30	2,771	0,212	0,256	0,299	0,333	1,067	2,667	0,537	0,514	0,354	0,245	0,452
10:45	2,972	0,664	0	0,302	0,306	1,384	2,846	0,808	0,795	0,401	0,248	0,428
11:00	2,921	0,223	0	0,236	0,253	1,349	2,018	0,692	0,659	0,497	1,06	0,424
11:15	3,345	0,229	0	2,269	0,253	1,486	1,183	0,456	0,434	0,424	3,426	1,507
11:30	2,451	0,217	0,852	1,898	0,564	1,539	1,272	0,528	1,027	0,56	3,613	1,437
11:45	6,246	0,13	2,443	0,8	0,444	1,409	1,36	1,776	3,008	0,627	3,846	0,472
12:00	6,301	0,047	2,204	0,349	0,251	1,344	1,652	2,913	2,191	0,87	4,005	0,398
12:15	6,261	0,047	2,92	0,278	0,251	1,37	1,979	2,6	1,125	0,982	4,289	0,744
12:30	5,476	2,087	3,51	1,02	0,252	2,421	2,215	1,857	0,8	0,951	3,874	0,498
12:45	5,078	3,156	2,895	3,151	2,978	4,37	2,177	1,539	0,362	1	3,857	0,276
13:00	6,273	3,333	2,344	2,221	3,219	3,467	2,35	3,196	0,423	0,676	3,603	0,35
13:15	6,271	1,624	0,144	0,245	0,735	3,445	2,466	2,529	0,581	0,831	3,348	0,369
13:30	6,263	3,107	0,123	0,116	0,087	2,816	2,295	2,969	0,525	1,184	3,237	0,123
13:45	3,702	3,731	0,147	0,148	0,087	3,422	5,823	3,728	3,052	3,07	3,078	0,239
14:00	6,27	3,927	0,199	0,187	0,088	2,541	4,401	5,569	1,726	3,182	2,821	2,601
14:15	6,341	3,501	0,156	0,148	0,102	2,367	2,265	3,772	1,268	3,85	2,654	0,591
14:30	2,89	2,7	0,12	0,115	0,186	2,613	2,783	1,873	2,28	2,59	2,628	0,174
14:45	2,627	2,528	0,12	0,114	0,138	2,35	3,022	1,77	2,269	0,212	2,618	0,543
15:00	1,167	2,413	0,496	0,148	0,127	1,618	2,798	2,377	1,903	0,854	0,819	0,702
15:15	0,829	2,175	0,592	0,158	0,114	1,686	2,749	2,103	1,807	2,096	0,341	2,285
15:30	0,727	1,048	0,642	0,115	0,118	3,972	2,174	1,781	2,097	0,699	0,17	2,443
15:45	1,467	0,099	0,617	0,157	0,314	3,089	2,119	1,823	2,199	1,16	0,101	2,795
16:00	2,729	0,097	0,642	0,21	0,123	1,582	2,094	1,518	2,123	0,562	0,147	1,627
16:15	1,678	0,097	0,731	0,193	0,141	1,16	1,945	1,972	1,854	0,136	0,243	0,314
16:30	0,682	0,097	0,497	0,175	1,997	1,545	1,699	2,06	1,731	0,092	0,139	0,477
16:45	0,795	0,097	0,241	0,146	2,469	1,2	1,509	1,871	1,707	1,261	0,159	0,429
17:00	1,911	0,097	0,193	0,321	3,525	1,671	3,377	2,033	1,817	2,093	0,187	0,405
17:15	2,033	0,097	0,213	0,214	4,174	1,539	3,193	1,726	1,727	0,192	0,147	0,517
17:30	1,852	0,048	0,2	0,145	4,084	1,916	1,925	1,787	0,881	0,157	0,168	0,721
17:45	1,906	0,048	0,135	0,164	4,128	2,266	1,51	1,675	0,402	1,168	0,181	0,468
18:00	1,14	0,049	0,103	0,217	4,316	2,35	1,506	1,564	0,425	2,625	0,154	0,506
18:15	0,968	0,053	0,134	0,125	4,411	1,926	1,409	1,476	0,272	0,088	0,124	0,447
18:30	0,925	0,064	0,11	0,067	4,723	1,72	1,394	1,428	0,235	0,167	0,17	0,543
18:45	0,952	0,061	0,071	0,067	5,254	1,662	0,783	1,291	0,182	0,147	2,151	0,219
19:00	0,964	0,062	0,09	0,134	5,32	1,438	0,269	1,232	0,267	0,103	0,906	0,118
19:15	0,988	0,061	0,432	0,103	5,413	1,504	0,209	0,688	0,297	0,309	0,399	0,084
19:30	2,015	0,061	1,155	0,079	5,401	1,878	0,188	0,884	0,183	0,287	0,319	0,16
19:45	2,449	1,737	1,699	0,067	2,613	0,764	0,189	0,162	0,211	0,276	0,246	0,149
20:00	2,611	2,369	2,631	0,128	3,571	0,205	0,219	0,221	0,261	0,366	1,432	0,14
20:15	1,338	3,389	1,395	0,149	3,539	0,143	0,263	0,247	0,225	0,234	0,299	0,223
20:30	0,292	3,678	0,108	0,091	2,338	0,102	0,276	0,276	0,189	0,243	0,246	0,183
20:45	0,339	0,131	0,092	0,164	0,549	0,127	2,211	0,258	0,216	0,487	1,185	0,253
21:00	0,326	0,186	0,175	1,101	0,267	0,181	1,928	0,178	0,303	0,278	3,01	0,816
21:15	0,372	1,545	1,409	3,49	0,298	0,168	0,436	0,244	0,286	0,256	2,666	0,247
21:30	1,301	0,223	0,842	1,524	0,256	0,111	0,288	0,967	0,225	0,191	0,283	0,201
21:45	2,206	0,16	1,504	0,266	0,208	0,108	0,304	0,81	0,215	0,258	0,236	0,287
22:00	2,069	0,57	0,295	0,184	0,173	0,187	0,337	0,282	0,393	0,295	0,262	0,194
22:15	1,725	0,787	0,264	0,181	0,253	0,188	0,347	0,708	0,444	0,28	0,226	0,154
22:30	0,883	0,274	0,218	0,242	0,352	0,146	0,327	0,325	0,402	0,274	0,164	0,177
22:45	0,932	0,266	0,202	0,257	0,32	0,109	0,295	0,406	0,414	0,273	0,119	0,25
23:00	0,981	0,191	0,258	0,229	0,267	0,109	0,266	0,439	0,257	0,273	0,176	0,251
23:15	1,005	0,187	0,262	0,219	0,217	0,177	0,282	0,376	0,184	0,287	0,181	0,181
23:30	0,298	0,182	0,319	0,258	0,213	0,185	0,283	0,409	0,263	0,24	0,121	0,163
23:45	0,297	0,173	0,301	0,266	0,232	0,134	0,28	0,432	0,294	0,154	0,396	0,089

Figura 5.10 Tabla de consumos de la vivienda (Fuente: Propia)

También se han representado para los tres cuatrimestres del año las gráficas de consumo, con la finalidad de observar el perfil que tienen los distintos meses del año en cada una de las estaciones, que se encuentran a continuación:

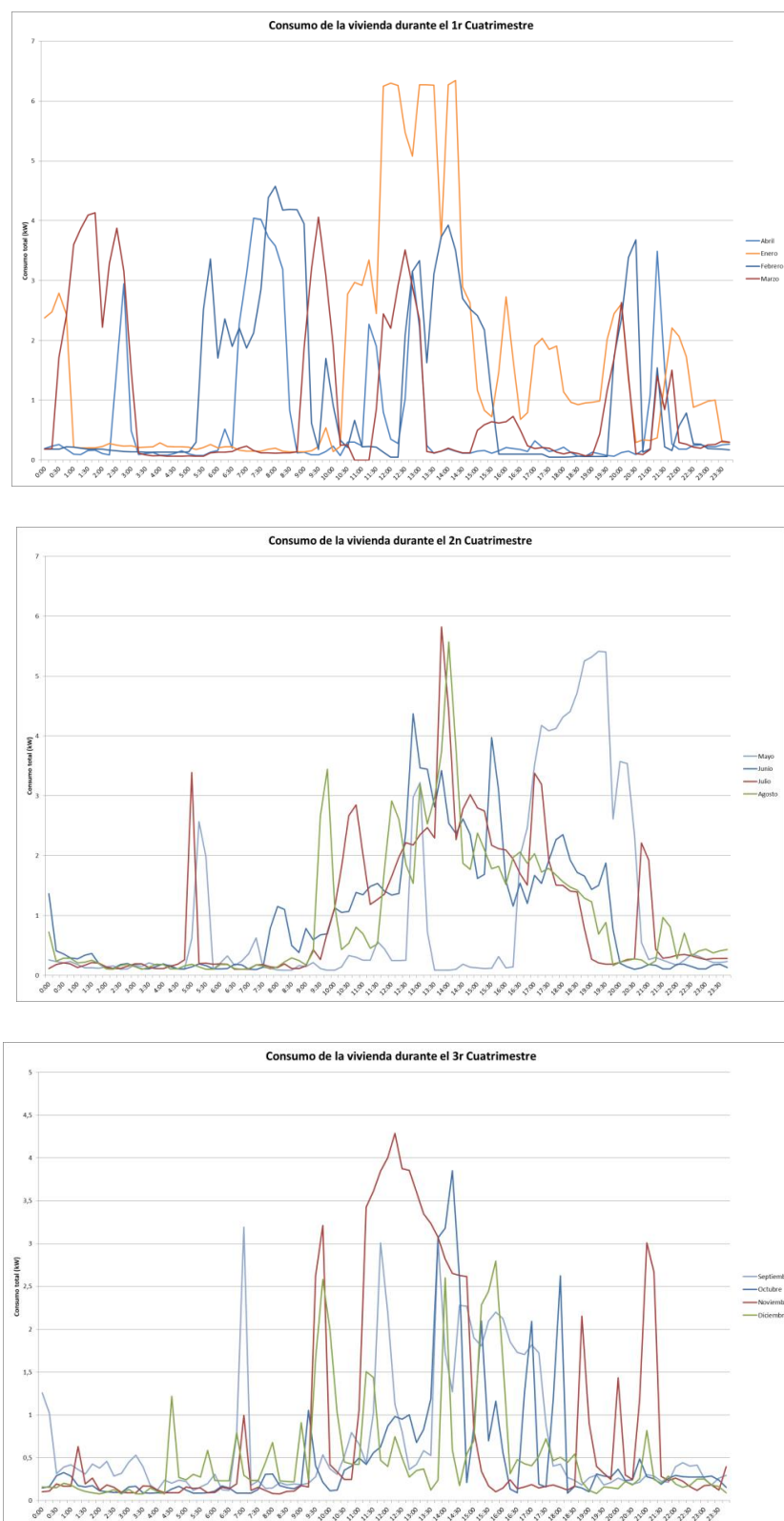


Figura 5.11 Gráficas de consumos para los distintos cuatrimestres del año (Fuente: Propia)

Observando en las anteriores gráficas cómo la vivienda con la que se va a trabajar es plenamente eléctrica, ya que, en prácticamente todas las estaciones, aunque los perfiles sean un poco dispares son generalmente altos. Este hecho podría estar debido en que los meses de verano se conectan elementos de gran peso energético como podría ser el aire acondicionado y en los meses de invierno se opta por calentadores eléctricos.

Es importante determinar que las series de datos más importantes de estas gráficas están dados por esos valores máximos de consumo, ya que tendrán un peso de gran importancia cuando se quiera determinar cuál deberá ser la potencia contratada a escoger.

5.5. Esquema de la instalación y selección de equipos

Antes de determinar las distintas ecuaciones por las cuales se determinará el funcionamiento del programa es necesario especificar los distintos elementos que formaran parte de la instalación como el esquema de esta.

En la siguiente figura se puede observar el diagrama de la instalación:

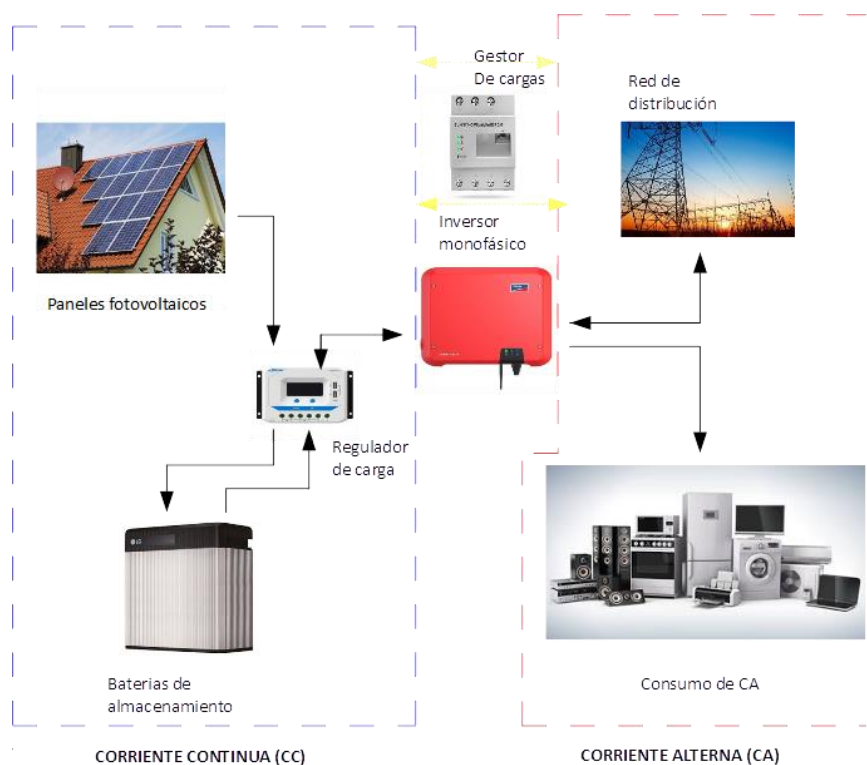


Figura 5.11 Diagrama de la instalación (Fuente: Propia)

En la anterior figura se pueden observar los distintos elementos que formaran parte de la instalación, cada uno de ellos tiene un papel relevante para garantizar el funcionamiento de esta, a continuación, se encuentra una breve descripción de cada uno de ellos:

- **Paneles fotovoltaicos:** Son los encargados de transformar la energía procedente del sol en energía eléctrica.
- **Regulador de carga:** La función de este dispositivo es el de normalizar a un valor determinado el valor de voltaje del bloque CC de la instalación. Es importante este dispositivo ya que las baterías realizan la carga y la descarga siempre a unos valores de voltaje establecidos por el fabricante.
- **Sistema de almacenamiento:** Este sistema estará formado por baterías de ion litio, las cuales tienen la función de realizar su carga o descarga en los intervalos de tiempo que se requieran. Por ejemplo, en períodos donde la producción solar sea superior a la demanda se realizar la carga de estas.
- **Inversor monofásico:** Dicho elemento es el encargado de transformar la corriente continua procedente de los paneles y baterías en alterna, la cual alimentará a las distintas cargas o será enviada a la red. Es necesario comentar que el proceso de transformación es bidireccional.
- **Consumo:** Elementos de consumo de la instalación que consumen energía CA.
- **Red de distribución:** Conexión con la red eléctrica permitiendo la extracción de energía de esta o inyección de esta.
- **Gestor de cargas:** Elemento encargado de monitorizar el funcionamiento de las cargas como el estado de los distintos elementos mencionados anteriormente.

A continuación, se puede observar cada uno de los elementos seleccionados para realizar la instalación, para su elección se ha considerado principalmente su precio y su correcto funcionamiento:

- **Panel solar fotovoltaico:** Panasonic N325 HIT BLACK (325 W) [20].
- **Regulador de carga:** Must Solar 48 V 60 A con modulación PWM [21].
- **Gestor de cargas:** Gestor Sunny Home Manager SHM 2.0 [13].
- **Inversor:** SMA SUNNY BOY monofásico [22].
- **Baterías:** Batería Litio 2,4 kWh Pylontech US2000B Plus 48V [23].

Para el inversor no se ha especificado la potencia de este, ya que el número de paneles determinará la potencia con la cual se deberá trabajar.

5.6. Escenarios de trabajo

Una vez establecido cual será el esquema de la instalación y los distintos dispositivos que se van a utilizar se van a determinar los 8 distintos escenarios de trabajo. El objetivo de estos escenarios es el de poder establecer dentro la misma instalación distintos cambios como por ejemplo el tipo de tarifa utilizada para la electricidad, para poder observar cuál de las 8 alternativas se puede adecuar de mejor manera a los consumos del usuario.

De este modo se quiere realizar un ajuste más dedicado a las necesidades del futuro propietario de la instalación, obteniendo al final del proceso cuál de las distintas alternativas es más conveniente para el propio usuario.

A continuación, se determinarán los 3 parámetros que se estarán en juego para determinar los 8 escenarios.

5.6.1. Uso de almacenamiento mediante baterías

La primera variable la cual tendrá dos posibilidades será el almacenamiento, estableciendo de este modo dos tipos de instalaciones:

- **Instalaciones con almacenamiento:** En estas a la hora de realizar la simulación mediante el programa de *Aimms* se habilitará la opción de instalar baterías para el almacenamiento de energía.
- **Instalaciones sin almacenamiento:** En este tipo de instalaciones se deshabilitará la opción de instalar baterías.

El motivo por el cual se ha realizado esta distinción está determinado por el tipo de usuario que realice la instalación, ya que normalmente el uso de las mismas tiene una gran repercusión en la inversión inicial de la misma. Así mismo como el uso de las baterías no está del todo extendido en la actualidad se quiere poder ofrecer la posibilidad al consumidor si quiere disponer de este sistema.

Así mismo el uso de baterías obliga al propietario de la instalación disponer de un espacio para poder situarlas y hacerse cargo de las distintas labores de mantenimiento, es por eso por lo que se considera como una posible variable en los distintos sistemas de almacenamiento. A continuación, se muestran un esquema de los dos modelos de instalaciones que se podrían realizar:

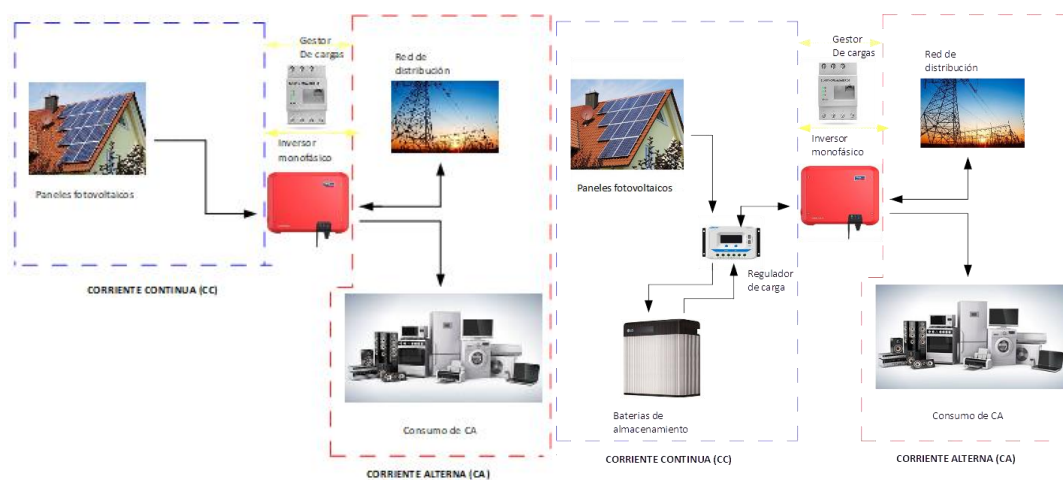


Figura 5.11 Diagrama de la instalación (Fuente: Propia)

Como se puede observar en la imagen anterior la inclusión de las baterías obliga a disponer de un regulador de carga el cual garantice que el voltaje de entrada a las baterías sea el adecuado para su correcto funcionamiento. Es por eso por lo que cuando no se instala dicho sistema de almacenamiento no requerirá del uso de dicho dispositivo.

5.6.2. Tarifa de electricidad

En gran parte de las instalaciones uno de los elementos más importantes para poder obtener mayor ahorro a final de mes es la tarifa eléctrica que se contrate. Para este vigente proyecto se va a suponer que la compañía distribuidora de la instalación sea *SOMENERGIA*.

El motivo principal por el cual se ha seleccionado esta compañía es porque ofrecen un precio por kWh acorde con la media de compañías distribuidoras y están plenamente concienciados con el uso de instalaciones solares para ámbito doméstico, como se puede observar en su página web [24].

Así mismo la propia compañía ofrece desde un inicio al posible productor dos tarifas las cuales disponen de un leve descuento en los términos de energía, y donde ya se encuentran estipulados el precio de compensación por kWh. Es por eso que se ha optado por esta compañía para obtener los datos de ambas tarifas.

Las tarifas seleccionadas son la 2.0 SOM y la 2.0 con discriminación horaria (DHA) SOM, donde se establecen dos franjas de operación, las puntas y las valle. El período valle comprende de las 22:00 a las 12:00 y la punta entre las 12:00 a las 22:00.

A continuación, se muestran los distintos costes para las dos posibles tarifas:



Figura 5.12 Tarifas de la compañía eléctrica (Fuente: SomEnergia [24])

Como se puede observar en la figura anterior en el caso que el contratista disponga de una instalación de autoconsumo se aplicará un descuento en los términos de energía en ambas tarifas reduciendo dicho coste en unos 0,03 €/kWh. Así mismo el precio de compensación por kWh en ambas instalaciones es de 0,056 €/kWh. La tabla resumen del precio de las tarifas es el siguiente:

Tarifa	Termino de energía €/kWh			Termino de potencia (€/kWdía)
	Horas Punta	Horas Valle	Compensación	Potencia Contratada
2.0 SOM	0,116	0,116	0,056	0,0104229
2.0 DHA SOM	0,135	0,065	0,056	0,0104229

Figura 5.13 Tabla comparativa entre las tarifas (Fuente: Propia)

Por el otro lado hay una serie de conceptos que se deberán aplicar en ambas facturas para poder obtener el coste real de la instalación, son los siguientes:

Financiación Bono social	0,02€/día
Alquiler contador	0,81 €/mes
Impuesto eléctrico IVA	5,11269%
IVA	21%

Figura 5.14 Costes adicionales de la factura eléctrica (Fuente: Propia)

Los primeros tres conceptos de la tabla anterior serán aplicados una vez el subtotal esté hecho, mientras que el IVA será aplicado al final de la factura.

Teniendo como referencia las tablas 3.5 se puede observar que los conceptos relacionados con el margen de la comercializadora y peajes de acceso no se muestran en las anteriores tablas. El motivo por el cual no están presentes es porque se encuentran ya incluidos en los términos de energía, mientras que para los peajes de acceso y el margen de la comercializadora estarán aplicados en el término de potencia contratada.

5.6.3. Modelo de retribución

Como se ha determinado en el apartado 3.3 de esta presente memoria, en el modelo actual de autoconsumo el usuario de la instalación solar fotovoltaica dispone de tres posibilidades a la hora de obtener o no una compensación de carácter económico por el excedente de energía producido por la instalación.

Como se ha visto en el apartado del 3r bloque, el usuario puede compensar la energía siguiendo dos modalidades, que son las siguientes:

Modalidad con excedentes acogida a compensación: Para este modelo la retribución será acorde con el apartado 3.3.1 de la memoria, donde la compañía distribuidora en este caso SomEnergia, será la encargada de compensar económicamente al final del período de facturación al usuario de la instalación mediante una reducción del término de energía en función de la energía producida.

Para esta modalidad el precio por excedente será el propuesto por la compañía, en el caso de SomEnergia el precio por kWh inyectado rondará los 0,056€/kWh, como se puede observar en la figura 5.12 del apartado anterior.

Modalidad con excedentes no acogida a compensación: Como se ha mencionado en el apartado 3.3.2 de la memoria, esta compensación también es realizada a final de mes, pero esta la misma proviene directamente del mercado eléctrico, es decir se debe disponer de un representante de mercado asociado al mismo, el cual permita vender directamente los excedentes a precio de mercado. Dicho precio es variable y se determina en el mercado diario.

En la página web de OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad) [25], se muestra la evolución del precio de la electricidad en función de la producción de la energía y demanda a lo largo de un día en concreto para el mercado español y portugués.

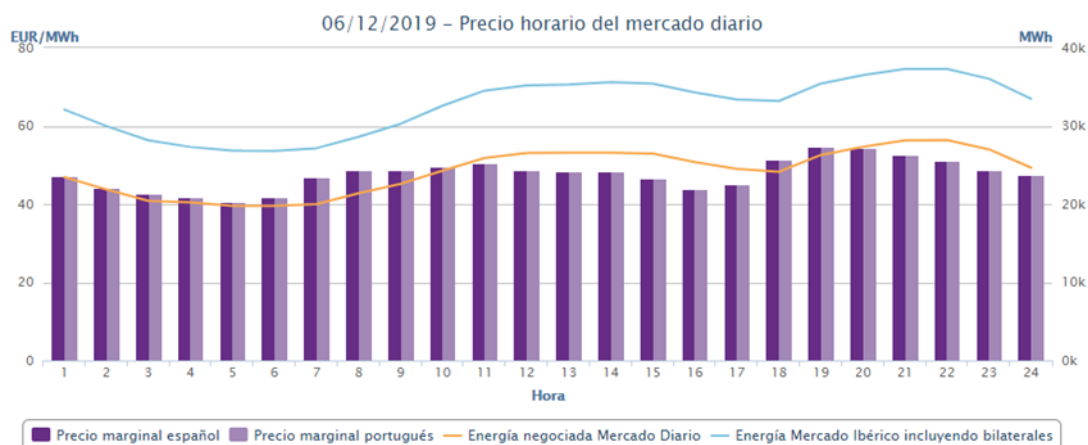


Figura 5.15 Precio horario del mercado diario (Fuente: OMIE [25])

El precio de venta por kWh de este apartado será acorde al precio estipulado del mercado como se puede ver la imagen anterior, aunque para no disponer de una curva de precio para cada uno de los días de los meses del año, se han extraído los valores de 7 días para cada uno de los meses y se ha realizado la media de dichos valores, este proceso se ha realizado para cada uno de los 12 meses del año.

En la siguiente tabla se pueden observar los valores que serán usados:

Media del precio horaria mensual de la electricidad en el mercado diario (€/kWh)												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	0,05968	0,05165	0,04855	0,05670	0,05643	0,04921	0,05182	0,04386	0,04522	0,04657	0,03545	0,03961
1:00	0,05301	0,04632	0,04666	0,05185	0,05596	0,04529	0,04675	0,04000	0,04316	0,04438	0,03206	0,03798
2:00	0,05040	0,04437	0,04350	0,04893	0,05504	0,04321	0,04366	0,03840	0,04148	0,04321	0,02890	0,03647
3:00	0,04554	0,04334	0,04277	0,04756	0,05509	0,04350	0,04325	0,03794	0,04174	0,04242	0,02650	0,03606
4:00	0,04355	0,04251	0,04323	0,04721	0,05500	0,04315	0,04334	0,03782	0,04103	0,04169	0,02563	0,03647
5:00	0,04490	0,04378	0,04575	0,04669	0,05549	0,04363	0,04504	0,03774	0,04171	0,04216	0,02675	0,03831
6:00	0,04689	0,04722	0,04925	0,04857	0,05498	0,04538	0,04735	0,03808	0,04291	0,04312	0,02836	0,03991
7:00	0,05458	0,05097	0,05334	0,05217	0,05557	0,04737	0,04862	0,04026	0,04849	0,04644	0,03338	0,04436
8:00	0,05711	0,05244	0,05447	0,05462	0,05672	0,04986	0,05257	0,04287	0,04908	0,04733	0,03491	0,04733
9:00	0,06002	0,05372	0,05446	0,05676	0,05729	0,05098	0,05397	0,04491	0,04935	0,04833	0,03645	0,04824
10:00	0,06162	0,05405	0,05341	0,05721	0,05704	0,05117	0,05431	0,04563	0,04867	0,04730	0,03458	0,04845
11:00	0,06178	0,05381	0,05228	0,05687	0,05677	0,05208	0,05487	0,04670	0,04813	0,04599	0,03355	0,04850
12:00	0,06120	0,05310	0,05208	0,05657	0,05610	0,05344	0,05548	0,04734	0,04725	0,04632	0,03353	0,04747
13:00	0,05979	0,05125	0,05158	0,05596	0,05555	0,05333	0,05580	0,04848	0,04657	0,04711	0,03189	0,04758
14:00	0,05915	0,04973	0,04820	0,05390	0,05423	0,05040	0,05468	0,04751	0,04506	0,04537	0,02996	0,04736
15:00	0,05917	0,04879	0,04533	0,05208	0,05107	0,04718	0,05313	0,04626	0,04409	0,04400	0,03001	0,04904
16:00	0,05975	0,04920	0,04473	0,04996	0,04857	0,04497	0,05318	0,04543	0,04411	0,04398	0,03220	0,05028
17:00	0,06291	0,05268	0,04620	0,04980	0,04738	0,04454	0,05280	0,04488	0,04462	0,04535	0,03529	0,05274
18:00	0,06593	0,05673	0,04842	0,05104	0,04646	0,04443	0,05201	0,04468	0,04571	0,04730	0,04118	0,05462
19:00	0,06816	0,05999	0,05230	0,05433	0,04744	0,04517	0,05201	0,04482	0,04739	0,05378	0,04015	0,05512
20:00	0,06779	0,06074	0,05416	0,05667	0,05099	0,04703	0,05212	0,04593	0,04889	0,05704	0,03781	0,05428
21:00	0,06824	0,06000	0,05269	0,05927	0,05618	0,05243	0,05278	0,04837	0,04883	0,05541	0,03465	0,05123
22:00	0,06600	0,05735	0,04657	0,05735	0,05344	0,05246	0,05187	0,04708	0,04590	0,05084	0,03463	0,04862
23:00	0,06295	0,05312	0,04391	0,05576	0,04963	0,04942	0,05014	0,04569	0,04362	0,04610	0,03312	0,04694

Figura 5.16 Media del precio horario mensual de la electricidad en el mercado diario (Fuente: Propia)

La evolución del precio de mercado también se puede observar en el siguiente gráfico:

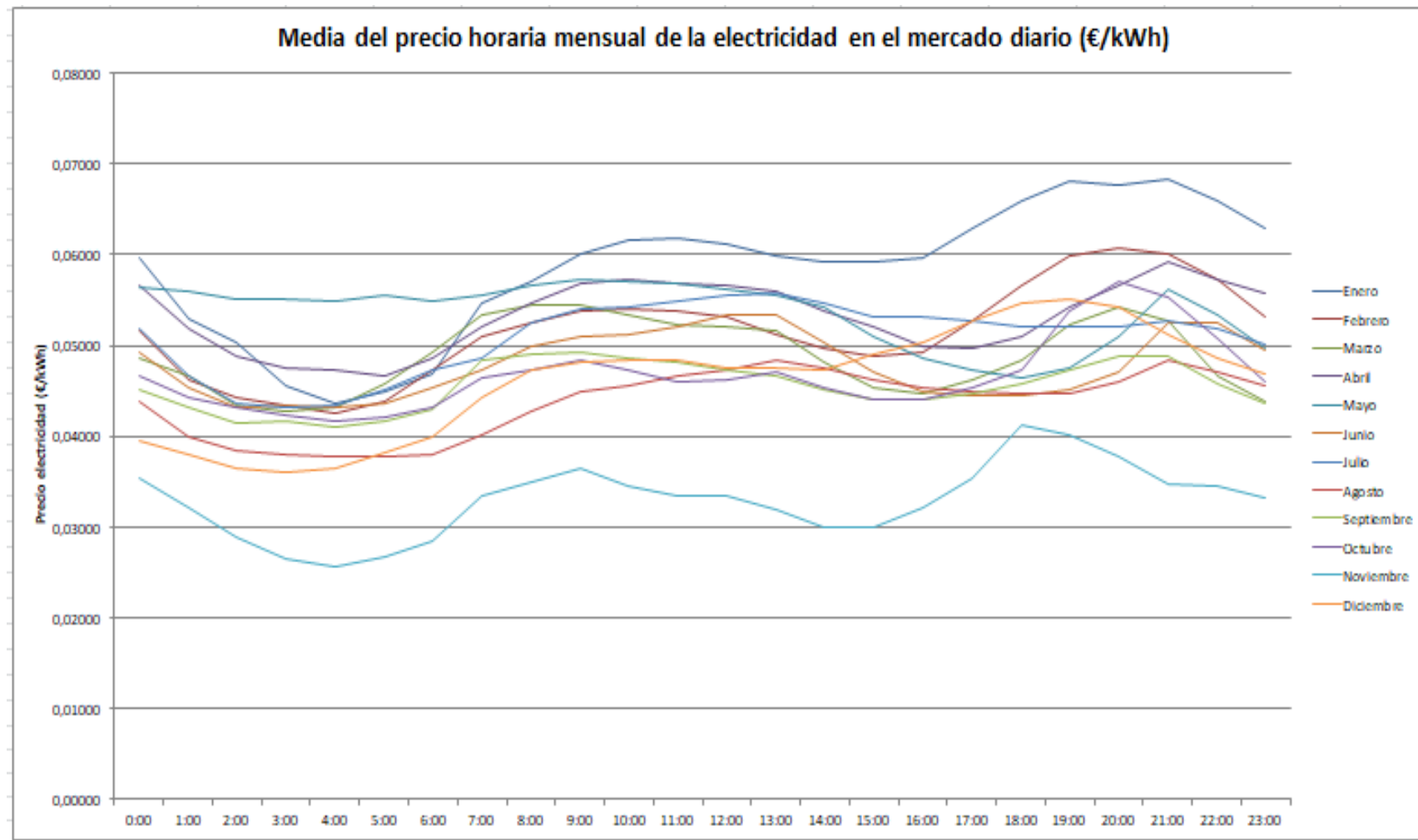


figura 5.17 Evolución gráfica mensual del precio de la electricidad en el mercado diario (Fuente: Propia)

Referente a las modalidades de retribución estas son las dos posibilidades que se contemplaran, aunque sería posible contemplar la opción de la modalidad de suministro sin excedentes, aunque está sería claramente óptima al no obtener ninguna compensación por los excedentes producidos.

5.6.4. Establecimiento de los escenarios de trabajo

Una vez consideradas las distintas modalidades que tendrán distintas posibilidades a la hora de realizar la instalación se han determinado los siguientes escenarios, los cuales se han determinado mediante una combinación entre los distintos elementos variables mencionados en los 3 últimos apartados.

La nomenclatura y las especificaciones para cada uno de ellos quedan recogidas en la siguiente tabla:

Nomenclatura	Variables de decisión de la instalación					
	Alm. Baterías		Tarifa		Compensación	
	SI	NO	2.0	2.0 DHA	Acogida a compensación	No acogida a compensación
Base			X			
1	X		X		X	
2	X			X	X	
3		X	X		X	
4		X		X	X	X
5	X		X			X
6	X			X		X
7		X	X			X
8		X		X		X

Figura 5.18 Establecimiento de los escenarios de estudio (Fuente: Propia)

Como se puede observar en la figura anterior se han contemplado 8 casos de estudio, cada uno de ellos teniendo distintas diferencias entre ellos. Es importante determinar que también se ha considerado el caso base de la instalación, es decir el caso con el que se deberán realizar las comparaciones.

Dicho caso pretende recrear el funcionamiento de la instalación previo a la instalación de los paneles solares como de los demás elementos. Es importante la representación de este ya que el objetivo principal es el de comparar los resultados de cada uno de los escenarios con el caso base de la instalación, para conocer valores importantes a nivel económico entre los cuales se pueden encontrar el ahorro mensual, ahorro anual o la amortización de la instalación de autoconsumo.

6. Desarrollo de modelo mediante Aimms

Una vez obtenidos cada uno de los parámetros, condiciones y datos que son necesarios para poder dimensionar la instalación, se procederá a desarrollar las ecuaciones y restricciones establecidas para poder realizar un programa mediante *Aimms* el cual tenga la función de dimensionar la instalación para que la amortización de esta sea lo más rápida posible.

Para poder alcanzar dicho objetivo se han realizado dos programas distintos, estos programas están formados por prácticamente los mismos parámetros y variables, solamente difieren en los parámetros y restricciones que determinan la retribución obtenida por el excedente de energía. De este modo se ha determinado dos modelos.

El primer modelo recibirá el nombre de Modelo 1: Acogido a compensación y el segundo Modelo 2: No acogido a compensación. Como se ha mencionado en el apartado anterior se realizarán distintos escenarios, dichos escenarios se simularán en un modelo u otro en función de la modalidad de retribución que sea necesaria aplicar.

Es decir que para los escenarios [1,2,3,4] se obtendrán los resultados con el Modelo 1: Acogido a compensación y los escenarios [5,6,7,8] con el Modelo 2: No Acogido a compensación. Por el otro lado también se consideran dos variantes de cada uno de los modelos, y estas variantes vienen determinados por los valores relacionados con el coste de energía procedente de la compañía, ya que si se considera una tarifa u otra los resultados pueden diferir. De tal modo que los modelos realizados son los siguientes:

- Acogido a compensación con tarifa 2.0 [Modelo 1.1]
- Acogido a compensación con tarifa 2.0 DHA [Modelo 1.2]
- No acogido a compensación con tarifa 2.0 [Modelo 2.1]
- No acogido a compensación con tarifa 2.0 DHA [Modelo 2.2]

La nomenclatura anterior define el nombre que se va a utilizar para hacer referencia a los distintos modelos. Es necesario comentar que la diferencia entre las variantes de los modelos que compartan la misma modalidad de retribución solo viene definida por el coste de energía.

En los próximos apartados se centrará en determinar el funcionamiento de los modelos y las variables/restricciones que han sido necesarias para poder obtener un resultado acorde con los datos que serán utilizados.

6.1. Bases de Aimms

Aimms es un programa de optimización que tiene una labor parecida a la opción *solver* que nos ofrece *Excel*, de tal modo que su función principal es la de analizar los parámetros, variables y restricciones impuestas para obtener una solución óptima en función del objetivo inicial por el mismo.

De tal modo que nuestro programa se centrará en minimizar el coste de operación de la instalación obteniendo como consecuencia el dimensionado idóneo para el usuario de estudio. De tal modo antes de obtener los resultados de la simulación se deben establecer los elementos que darán forma a dicho programa, estos quedan recogidos en:

- **Conjuntos:** Hacen referencia a los valores que pueden tomar los índices de los que van a depender todo el demás elemento del programa, como por ejemplo podrían ser los meses del año o el tiempo.
- **Parámetros:** Hacen referencia a los datos que tienen asociados un valor numérico conocido. Podrían ser un ejemplo el precio por energía o alguno de los coeficientes de alguno de los equipos de trabajo.
- **Variables:** Hacen referencia a los valores dependientes de un conjunto de parámetros o no tienen un valor numérico establecido, es decir, son todos aquellos valores que deben ser calculados para aportar una solución. Un ejemplo podría ser la potencia contratada, ya que el programa tiene la función de determinarla.
- **Restricciones:** Hacen referencia las diferentes relaciones entre los parámetros y variables para establecer de este modo unos límites para el programa. Entre los cuales podemos encontrar las restricciones de carga/descarga de las baterías o la ecuación que restringe el balance energético.
- **Función objetivo:** Dicho elemento establece el *target* del programa, en nuestro caso minimizar el período de amortización de la instalación.

En el próximo apartado se establecerán cada uno de los elementos presentes en los anteriores bloques, y las distintas modificaciones que sufren los modelos propuestos para poder satisfacer cada uno de los 8 escenarios posibles.

6.2. Parámetros del programa

6.2.1. Conjuntos

Para los conjuntos/set se han establecido dos marcos de trabajo, estos son los siguientes:

tiempo (t)	Referente a las 24 horas del día marcadas por intervalos de 0,25 horas
meses (n)	Referente a los 12 meses del año

6.2.2. Parámetros

La mayor parte de los parámetros con los que se va a trabajar están presentes en los 4 modelos que se han mencionado en la anterioridad. Primeramente, se establecerán los parámetros comunes en ambos modelos.

Concepto	Descripción	Valor
dias(n)	Número de días de cada uno de los meses	Figura 6.1
Intervalo_tiempo	Franjas de tiempo de funcionamiento (h)	0,25
Area_PVmax	Superficie máxima de paneles posible a instalar (m ²)	20
Capacidad_Batmax	Capacidad máxima de baterías a instalar (kWh)	5
Potencia_max	Potencia máxima posible a contratar (kW)	15
Rel_1	Relación entre la potencia y el área de los paneles (kW/m ²)	0,19461
Potencia solar(t,n)	Irradiación Global Solar (kW/m ²)	Figura 5.8
Consumo_vivienda(t,n)	Demanda energética de la vivienda (kW)	Figura 5.10
SOC_min	Estado de carga mínimo de las baterías (%u)	0,1
SOC_max	Estado de carga máximo de las baterías (%u)	0,95
SOC ₀	Estado de carga inicial de las baterías (%u)	0,5
DOD	Profundidad de descarga de las baterías (%u)	0,85
TCyD_BAT	Tiempo de carga y descarga óptimo de las baterías (h)	2
COE_autodescarga	Coeficiente de autodescarga horario de las baterías (%u)	0,0000833
Rend_carga	Rendimiento en la carga de baterías (%u)	0,948
Rend_descarga	Rendimiento en la descarga de baterías (%u)	0,948
Rend_PV	Rendimiento del grupo de paneles (%u)	0,17
Rend_Inv	Rendimiento de conversión del inversor (%u)	0,98
Rend_CC	Rendimiento del controlador de carga (%u)	0,97
Capex_PV	Coste de los paneles en función de la potencia (€/kW)	867,69
Capex_BAT	Coste de las baterías en función de la capacidad (€/kWh)	650,51
COM_PV(t,n)	Coste operación y mantenimiento de los paneles (€/kWdía)	0,000359
COM_BAT(t,n)	Coste operación y mantenimiento de las baterías (€/kWdía)	0,000359

El listado anterior de parámetros hace referencia a las distintas especificaciones de funcionamiento de los dispositivos que serán utilizados para la simulación, alguno de los valores del anterior cuadro se encuentra referenciados a la figura donde han sido extraídos. La mayoría de ellos se han obtenido en las hojas de especificaciones de los fabricantes, las cuales se encuentran en el ANEXO I, mientras que los valores de costes han sido extraídos directamente del portal Autosolar [26].

Los días considerados para cada uno de los meses queda establecido en la siguiente tabla:

Enero	31
Febrero	28
Marzo	31
Abril	30
Mayo	31
Junio	30
Julio	31
Agosto	31
Septiembre	30
Octubre	31
Noviembre	30
Diciembre	31

Figura 6.1 Número de días para los meses del año (Fuente: Propia)

El segundo bloque de parámetros difiere un poco en función del modelo retributivo, es por eso por lo que se han realizado dos cuadros distintos, uno para cada grupo de parámetros asociados a los modelos.

En el próximo bloque se encuentran los términos relacionados con la factura de la electricidad para el modelo 1 y sus variantes:

Concepto	Descripción	Valor
ter_potencia	Término de potencia (€/kWdía) [Modelo 1.1 y 1.2]	Figura 5.13
ter_energia2.0	Término de energía para la tarifa 2.0 DHA (€/kWh)[Mod 1.1]	Figura 5.13
ter_energia2.0DHA (t)	Término de energía para la tarifa 2.0 DHA (€/kWh)[Mod 1.2]	Figura 5.13
ter_retribución	Término retributivo para la tarifa 2.0 y 2.0DHA (€/kWh)	Figura 5.13
ter_bonosocial	Término de la financiación del bono social de la tarifa (€/día)	Figura 5.14
ter_alquilercontador	Término del alquiler del contador (€/mes)	Figura 5.14
ter_impuesto	Impuesto eléctrico (%u)	0,0511269
ter_IVA	Término del IVA (%u)	0,21

Para el modelo 2 los parámetros del primer bloque son completamente los mismos, ya que la base de la instalación es la misma. Mientras para el bloque referente a los términos asociados a la factura de la electricidad se deben incluir todos aquellos necesarios para llevar acabo a la actividad de venta de

energía en el mercado eléctrico. A continuación, se muestran el bloque de parámetros para el segundo modelo:

Concepto	Descripción	Valor
ter_potencia	Término de potencia (€/kWdía) [Modelo 1.1 y 1.2]	Figura 5.13
ter_energia2.0	Término de energía para la tarifa 2.0 DHA (€/kWh)[Mod 2.1]	Figura 5.13
ter_energia2.0DHA (t)	Término de energía para la tarifa 2.0 DHA (€/kWh)[Mod 2.2]	Figura 5.13
ter_retribucionmer (t,n)	Precio de la electricidad en el mercado diario	Figura 5.16
ter_repremercado	Término de representación para el mercado diario (€/kWh)	Figura 3.5
ter_IVPEE	Término IVPEE (%u)	Figura 3.5
ter_peajegen	Término asociado al peaje por generación (€/kWh)	Figura 3.5
ter_bonosocial	Término de la financiación del bono social de la tarifa (€/día)	Figura 5.14
ter_alquilercontador	Término del alquiler del contador (€/mes)	Figura 5.14
ter_impuesto	Impuesto eléctrico (%u)	0,0511269
ter_IVA	Término del IVA (%u)	0,21

Como se puede observar los valores de la factura se mantienen y se añaden todos aquellos que son necesarios para estipular el proceso retributivo para el mercado.

6.2.3. Variables

Antes de definir las variables de funcionamiento del sistema es necesario establecer el modelo gráfico que determinará cómo se realizará el flujo de energía entre los distintos elementos de la instalación. Con esta finalidad se ha realizado el siguiente diagrama:

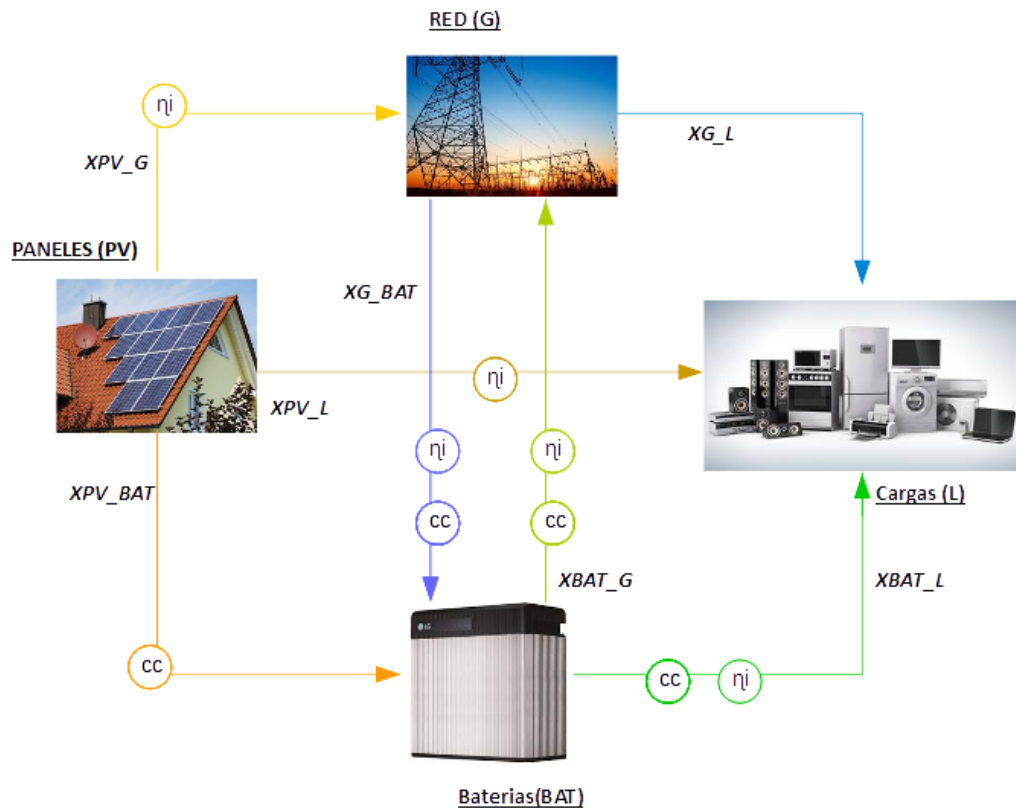


Figura 6.2 Diagrama de flujos de potencia de la instalación (Fuente: Propia)

En el diagrama anterior se puede observar que se ha determinado una variable para cada una de las líneas de transmisión de energía posibles, de tal modo que, por ejemplo, la potencia de los paneles se puede dividir en 3 grupos en función de a dónde se dirige dicho flujo.

El mismo diagrama también se establece los rendimientos que se deberán considerar para obtener la potencia en el otro extremo del flujo, siendo un ejemplo XPV_G , donde aplicamos un rendimiento de transformación del inversor para obtener la potencia que proporcionan los paneles directamente a la red.

Por el otro lado en las baterías también se considera aparte del rendimiento del controlador de carga, el rendimiento del inversor y el rendimiento durante el proceso de carga y descarga. Aunque dichos parámetros serán utilizados en otras variables la cuales determinaran la potencia de carga y descarga,

variables prácticamente homologas a las anteriores. De este modo se puede establecer el primer bloque de variables.

Concepto	Descripción
XPV_G (t,n)	Potencia producida por los paneles dirigida a la red eléctrica [kW]
XPV_L (t,n)	Potencia producida por los paneles dirigida al conjunto de cargas [kW]
XPV_BAT (t,n)	Potencia producida por los paneles dirigida al conjunto de baterías [kW]
XG_L (t,n)	Potencia consumida de la red dirigida al conjunto de cargas [kW]
XG_BAT (t,n)	Potencia consumida de la red dirigida al conjunto de baterías [kW]
XBAT_G (t,n)	Potencia almacenada en las baterías dirigida a la red eléctrica [kW]
XBAT_L (t,n)	Potencia almacenada en las baterías dirigida al conjunto de cargas [kW]

Esta configuración de los flujos de potencia de la instalación se encuentra presente en ambos modelos de la instalación, al igual que el siguiente bloque de variables. Este próximo bloque incluye algunas variables utilizadas en ecuaciones, donde se relacionan los conceptos con otros parámetros o valores mencionados previamente

Concepto	Descripción	
Energía_BAT(t,n)	Energía almacenada en las baterías [kWh]	
	$(SOC_o * Capacidad_{baterias}) \$ (ord(t) = 1) + Energia_{BAT}(t - 1, n) \$ (ord(t) > 1) - Coe_{autodescarga} * Energia_{BAT}(t, n) + Pcarga(t, n) + Pdescarga(t, n)$	Ec. 6.1
Pcarga(t,n)	Entrada de flujos de potencia que cargan las baterías [kW]	
	$Rend_{CC} * Rend_{carga} * XPV_{BAT}(t, n) + Rend_{inv} * Rend_{CC} * Rend_{carga} * XG_{BAT}(t, n)$	Ec. 6.2
Pdescarga(t,n)	Salida de flujos de potencia que descargan las baterías [kW]	
	$\frac{XBAT_G(t, n)}{Rend_{inv} * Rend_{CC} * Rend_{descarga}} + \frac{XBAT_L(t, n)}{Rend_{inv} * Rend_{CC} * Rend_{descarga}}$	Ec. 6.3
DR	Ratio de descarga óptimo de las baterías [kW]	
	$\frac{Capacidad_{baterias} * DOD}{TCyD_{BAT}}$	Ec. 6.4
CR	Ratio de carga óptimo de las baterías [kW]	
	$\frac{Capacidad_{baterias} * DOD}{TCyD_{BAT}}$	Ec. 6.5
yg(t,n)	Variable binaria que indica si las baterías están descargándose	
yb (t,n)	Variable binaria que indica si las baterías están cargándose	

Este grupo anterior de variables hacen referencia a las que establecen el funcionamiento técnico de la instalación, mientras que las que se encuentran a continuación son los términos variables asociados a los parámetros económicos vistos en el apartado anterior. Es por eso por lo que se realizara primero un bloque para los que se apliquen en la primera modalidad y luego el siguiente para el segundo:

Concepto	Descripción	
C_Potencia(n)	Coste mensual asociado a la potencia contratada [€]	
	$termino_potencia * Potencia_contratada * dias(n)$	Ec. 6.6
C_Energia(n)	Coste mensual asociado a la energía consumida de la red [€]	
	$\sum_{t=1}^T (XG(t,n) * Intervalo_tiempo) * dias(n) * termino_energia$ <i>Siendo $XG(t,n) = XG_BAT(t,n) + XG_L(t,n)$</i>	
C_Retribucion(n)	Beneficio mensual obtenido de la venta de energía a la compañía [€]	Mod 1
	$\sum_{t=1}^T (XBATG(t,n) * Intervalo_tiempo * ter_retribucion * dias(n)) +$ $\sum_{t=1}^T (XPV_G(t,n) * Intervalo_tiempo * ter_retribucion * dias(n))$	Ec 6.7
C_Variable(n)	Coste mensual asociado al término variable de la factura [€]	
	$C_Energia(n) - C_retribucion(n)$	Ec. 6.8
Subtotal_1(n)	Suma mensual del término variable + el de potencia [€]	
	$C_potencia(n) + C_variable(n)$	Ec. 6.9
C_bonosocial(n)	Coste mensual asociado al parámetro del bono social de la factura [€]	
	$ter_bonosocial * (dias(n))$	Ec. 6.10
C_impelectr(n)	Coste mensual asociado al impuesto eléctrico [€]	
	$Subtotal_1(n) * ter_impuesto$	Ec. 6.11
Subtotal_2(n)	Suma mensual del subtotal 1 + los términos extras [€]	
	$Subtotal_1(n) + C_Impuestoelect(n) + ter_alquilercontador + C_bonosocial(n)$	Ec. 6.12
IVA(n)	Coste mensual del IVA referente al subtotal 2 [€]	
	$Subtotal_2(n) * ter_IVA$	Ec. 6.13
Total (n)	Coste mensual de la factura de la electricidad [€]	
	$Subtotal_2(n) + IVA(n)$	Ec. 6.14

Por el otro lado la función objetivo del modelo 1 que tiene el programa es la función **COSTE**, la cual determina la suma de los costes de mantenimiento de la instalación + el coste de la factura anual. De este modo el objetivo del programa es minimizar los costes anuales que supone la instalación, la ecuación empleada es la siguiente:

Coste [Mod 1]	
$\sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T (COM_{PV}(t,n) * Area_{paneles} * rel_1 + COM_{BAT}(t,n) * Capacidad_{baterias}) * dias(n) + total_{anual}$	
Siendo total anual el sumatorio de Total(n)	Ec. 6.15

Para el modelo 2 las variables a utilizar son las mismas, las únicas que se añaden son las asociadas al proceso de venta de energía, son las siguientes:

Concepto	Descripción	
C_retrbmerca(n)	Beneficio mensual obtenido de la venta de energía al mercado [€]	
	$\sum_{t=1}^T (X_{BAT_G}(t,n) * Intervalo_tiempo * ter_retribucionmercado * dias(n)) + \sum_{t=1}^T (X_{PV_G}(t,n) * Intervalo_tiempo * ter_retribucionmercado * dias(n))$	Ec. 6.16
C_IVA_venta(n)	Coste de IVA asociado a la venta de energía [€]	
	$0.21 * C_retrbmerca(n)$	Ec. 6.17
C_Totalventa(n)	Beneficio mensual con IVA en la venta de energía al mercado [€]	
	$C_retrbmerca(n) + C_IVA_Venta(n)$	Ec. 6.18
C_Representa(n)	Coste mensual asociado a la representación en el mercado eléctrico [€]	
	$total_inyeccion(n) * ter_repremercado$	Ec. 6.19
C_IVA_repre(n)	Coste de IVA asociado a la representación en el mercado [€]	
	$0.21 * C_representacion(n)$	Ec. 6.20
C_Totalrepre(n)	Coste de representación mensual con IVA [€]	
	$C_representacion(n) + C_IVA_representacion(n)$	Ec. 6.21
C_IVPEE(n)	Coste mensual asociado al impuesto del IVPEE [€]	
	$C_retribucionmercado(n) * ter_IVPEE$	Ec. 6.22
C_PeajeGen(n)	Coste mensual asociado al peaje por generación del mercado [€]	
	$Total_inyeccion(n) * peaje_generacion$	Ec. 6.23
Ben_venta(n)	Beneficio mensual asociado al proceso de venta en el mercado [€]	
	$C_TotalVenta(n) - C_Totalrepresentacion(n) - C_IVPEE(n) - C_PeajeGen(n)$	Ec. 6.24

Total_inyeccion(n)	Sumatorio de energía mensual inyectada a red (kWh)	
$\sum_{t=1}^T (X_{BAT_G}(t, n) * Intervalo_tiempo ** dias(n)) + \sum_{t=1}^T (X_{PV_G}(t, n) * Intervalo_tiempo ** dias(n))$		Ec. 6.25

La función **COSTE** para el modelo 2 es la misma que para el modelo 1 incluyendo un nuevo término asociado al beneficio en la venta de energía en el mercado eléctrico anual, dicho valor es el sumatorio de todos los valores de $Ben_venta(n)$. La función objetivo para este segundo modelo es la siguiente:

Coste [Mod 2]		
$\sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T (COM_PV(t, n) * Area_paneles * rel_1 + COM_BAT(t, n) * Capacidad_baterias) * dias(n)) + total_anual - Beneficio_VentaAnual$		Ec. 6.26

Como se puede observar esta última ecuación es prácticamente homologa a la del modelo 1, con la única diferencia que al no considerar el término retributivo asociado en la propia factura se establece una variable que determina que margen se ha obtenido por la venta de energía en el mercado eléctrico.

6.2.4. Restricciones

Las restricciones para este programa tienen la función de establecer los márgenes reales de funcionamiento de la instalación, determinando cuales son los límites teóricos a los que pueden ascender alguna de las variables o acotando el valor de alguna de las mismas.

Para las restricciones se observará que son completamente las mismas para los distintos modelos y escenarios propuestos, ya que como se ha mencionado solamente tienen la función de establecer el marco teórico de trabajo de la instalación, la cual tiene un funcionamiento idéntico en ambos modelos.

A continuación, se muestra el listado de restricciones empleadas en el programa, con una breve descripción asociada a la misma, como su ecuación numérica:

Concepto	Descripción	
R_Area	El área de paneles a instalar no puede superar al máximo marcado	
$Area_paneles \leq Area_PVmax$		Ec. 6.27
R_Capacidad	El tamaño de las baterías no puede superar al máximo marcado	
$Capacidad_baterias \leq Capacidad_BATmax$		Ec. 6.28
R_Solar(t,n)	La potencia producida por los paneles no puede superar a la teórica	
$X_{PV_G}(t, n) + X_{PV_L}(t, n) + X_{PV_BAT}(t, n) \leq Area_paneles * Potencia_Solar(t, n)$		Ec. 6.29

R_Demanda(t,n)	Establece los límites de potencia transmitida a la carga	
$XG_L(t,n) + Rend_Inv * XPV_L(t,n) + XBAT_L(t,n) = Consumo_Vivienda(t,n)$		Ec. 6.30
R_SoCo(t,n)	Establece el valor de energía en las baterías al final de la simulación de un día tipo del mes n	
$Energia_BAT('96',n) = (SOCo * Capacidad_baterias)$		Ec. 6.31
R_SoCmin(t,n)	Las baterías no se pueden descargar más del límite inferior de carga	
$SOC_min * Capacidad_baterias \leq Energia_BAT(t,n)$		Ec. 6.32
R_SoCmax(t,n)	Las baterías no se pueden cargar más del límite superior de carga	
$Energia_BAT(t,n) \leq SOC_max * Capacidad_baterias$		Ec. 6.33
R_Pcarga1(t,n)	La pot. de carga de las baterías no puede superar la ratio máxima de carga	
$Pcarga(t,n) \leq CR$		Ec. 6.34
R_Pcarga2(t,n)	La carga de las baterías se produce si se activa la variable binaria asociada $y_b(t,n)$	
$Pcarga(t,n) \leq (Capacidad_BATmax * DOD/TCyD_BAT) * y_b(t,n)$		Ec. 6.35
R_Pdescarga1(t,n)	La pot. de descarga de las baterías no puede superar la ratio máxima de descarga	
$Pdescarga(t,n) \leq DR$		Ec. 6.36
R_Pdescarga2(t,n)	La descarga de las baterías se produce si se desactiva la variable binaria asociada $y_b(t,n)$	
$Pdescarga(t,n) \leq (Capacidad_BATmax * DOD/TCyD_BAT) * (1 - y_b(t,n))$		Ec. 6.37
R_Pcompra1(t,n)	La compra de potencia a la compañía se produce si se activa la variable binaria asociada $y_g(t,n)$	
$XG_BAT(t,n) + XG_L(t,n) \leq Potencia_Max * y_g(t,n)$		Ec. 6.38
R_Pcompra2(t,n)	La potencia de compra no puede superar a la contratada	
$XG_BAT(t,n) + XG_L(t,n) \leq Potencia_contratada$		Ec. 6.39
R_Pventa1(t,n)	La venta de potencia a la compañía se produce si se desactiva la variable binaria asociada $y_g(t,n)$	
$XPV_G(t,n) * rend_inv + XBAT_G(t,n) \leq Potencia_max * (1 - y_g(t,n))$		Ec. 6.40
R_Pventa2(t,n)	La potencia de venta no puede superar a la contratada	
$XPV_G(t,n) * rend_inv + XBAT_G(t,n) \leq Potencia_contratada$		Ec. 6.41
R_potencontr	La potencia contratada no puede superar a la máxima posible	

$potencia_contratada \leq potencia_max$	Ec. 6.42
---	----------

En este listado se pueden observar cada una de las restricciones empleadas para el funcionamiento óptimo del programa. Como se ha visto, tienen la función principal de delimitar los valores que obtendrán los parámetros variables considerando los aspectos técnicos de los dispositivos u otros.

Para terminar con este apartado y empezar a observar los valores que se han obtenido es necesario especificar que la función objetivo del programa es **MINIMIZAR**, la cual debe minimizar la variable **COSTE**, garantizado de este modo la gestión más eficiente de los distintos activos energéticos.

7. Resultados de la simulación

Una vez realizados los distintos modelos y tras haber establecido cada uno de los parámetros, se ha procedido a obtener los resultados de cada uno de los escenarios. La muestra de resultados se puede diferenciar en dos grandes bloques, el primero de todos estará centrado en simular la factura eléctrica estimada de los distintos escenarios incluyendo el caso base.

Por el otro lado se realizará una comparación entre los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios, equiparando los parámetros centrados en el dimensionado de la instalación y los valores anuales de producción y consumo de los distintos elementos de la instalación.

7.1. Escenario base

Este escenario base simula el funcionamiento de la instalación antes de realización de la instalación. De tal modo que será el ejemplo con el cual se compararan los resultados de los otros escenarios.

Como se muestra en la figura 5.18 la simulación base tendrá en cuenta que el cliente contempla inicialmente una tarifa 2.0. La simulación para este apartado se ha realizado mediante el modelo 1 y los resultados estimados son los siguientes:

Mes	Desglose de la factura eléctrica para el escenario base [€]								
	Potencia	Energía	Retribución	Subtotal 1	Bono social	Impuesto E	Subtotal 2	IVA	Total
Enero	20,40	125,70		146,10	0,62	7,47	155,00	32,50	188,00 €
Febrero	18,40	105,20		123,60	0,56	6,32	131,00	27,60	159,00 €
Marzo	20,40	95,80		116,10	0,62	5,94	123,00	25,90	149,00 €
Abril	19,70	62,50		82,20	0,60	4,20	88,00	18,40	106,00 €
Mayo	20,40	101,60		121,90	0,62	6,23	130,00	27,20	157,00 €
Junio	19,70	99,30		119,00	0,60	6,09	127,00	26,60	153,00 €
Julio	20,40	107,40		127,70	0,62	6,53	136,00	28,50	164,00 €
Agosto	20,40	99,20		119,60	0,62	6,11	127,00	26,70	154,00 €
Septiembre	19,70	69,40		89,10	0,60	4,56	95,00	20,00	115,00 €
Octubre	20,40	52,40		72,70	0,62	3,72	78,00	16,40	94,00 €
Noviembre	19,70	87,40		107,10	0,60	5,47	114,00	23,90	138,00 €
Diciembre	20,40	74,60		95,00	0,62	4,86	101,00	21,30	123,00 €
Total	240,00	1.080,50	-	1.320,10	7,30	67,50	1.405,00	295,00	1.700,00 €

Figura 7.1 Desglose de la factura eléctrica para el escenario base (Fuente: Propia)

Como se puede observar en la figura anterior, el coste anual que el cliente deberá pagar a la compañía eléctrica considerando que todo el consumo de la vivienda asciende a una cifra alrededor de los 1700€. Este valor será muy importante al determinar el ahorro obtenido por los distintos escenarios ya que se considera este como el coste anual base.

Una vez establecido cual será el coste anual base se obtendrá cual es el coste anual para pagar a la compañía distribuidora considerando los distintos escenarios.

7.2. Escenarios acogidos a compensación [1,2,3,4]

Para este primer bloque la simulación se ha realizado mediante los modelos 1.1 y 1.2, donde se considera la retribución de energía asociado a la compañía eléctrica. Los resultados obtenidos referentes a la producción y consumo de energía como el dimensionado de la instalación, es el siguiente:

Dimensionado físico y energético anual para los escenarios [1,2,3,4]				
Concepto	1	2	3	4
Area paneles (m2)	20	20	20	20
Número de paneles	13	13	13	13
Capacidad baterías (kWh)	5	5	0	0
Número de baterías	2	2	0	0
Potencia contratada (kW)	3,5	3,5	5,4	5,4
Demanda energética (kWh)	7774	7774	7774	7774
Energía solicitada de la red (kWh)	3362	4054	4730	4730
Energía autoconsumida (kWh)	4504	4499	3105	3105
Energía generada PV (kWh)	6295	6295	6295	6295
Energía emitida por las baterías (kWh)	1399	1394	0	0
Energía inyectada a la red (kWh)	1524	2203	3190	3190

Figura 7.2 Dimensionado físico y energético anual para los escenarios [1,2,3,4] (Fuente: Propia)

Para este primer bloque de escenarios se puede observar que el programa realizado siempre considera la opción de funcionamiento más rentable donde se instalen el mayor nombre posible de paneles, por el otro lado con el sistema de almacenamiento ocurre algo parecido. Ya que en los escenarios 1 y 2 se instala el mayor número posible de estas ya considera que es la opción la cual reduce mayormente los costes anuales de operación de la instalación.

Por el otro lado a nivel energético se puede observar que los distintos conceptos del cuadro anterior para los modelos 3 y 4 es el mismo, ya que al no tener la posibilidad de almacenar energía la gestión de los activos debe ser la misma. Mientras que para los escenarios 1 y 2 donde sí se puede almacenar energía el funcionamiento es un poco distinto, ya que como se puede observar parámetros como la energía anual consumida por la red es mayor.

Esta variación se debe a que la gestión de los activos se realiza diferente, ya que en el escenario 2 al disponer de una tarifa con DHA el programa considerara viable la compra de energía en ciertas horas del día para realizar posteriormente una descarga en los puntos que considere más favorable. Este hecho se puede observar en que tanto la energía inyectada a red como la solicitada por la misma

ascienden su valor. Finalmente, para obtener el número de baterías se ha dividido la capacidad a instalar entre la capacidad de una unidad de ellas (2,4 kWh), obteniendo de este redondeando 2 baterías para los escenarios 1 y 2.

A continuación, se realizará el desglose del coste para los distintos escenarios de este bloque.

7.2.1. Escenario 1- Tarifa 2.0 con baterías

Este primer escenario considera que se pueden instalar tanto paneles como baterías y que se sigue utilizando una tarifa 2.0 sin discriminación horaria. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Mes	Desglose de la factura eléctrica para el escenario 1 [€]								
	Potencia	Energía	Retribución	Subtotal 1	Bono social	Impuesto E	Subtotal 2	IVA	Total
Enero	11,30	83,50		94,80	0,62	4,85	101,00	21,20	122,00 €
Febrero	10,20	56,60	0,84	66,00	0,56	3,37	71,00	14,90	86,00 €
Marzo	11,30	38,00	2,40	46,90	0,62	2,40	51,00	10,70	61,00 €
Abril	10,90	16,90	11,61	16,30	0,60	0,83	18,00	3,90	22,00 €
Mayo	11,30	66,40	20,52	57,20	0,62	2,93	62,00	12,90	75,00 €
Junio	10,90	26,70	10,55	27,10	0,60	1,39	30,00	6,30	36,00 €
Julio	11,30	31,40	12,22	30,50	0,62	1,56	34,00	7,00	41,00 €
Agosto	11,30	30,00	11,60	29,70	0,62	1,52	33,00	6,90	40,00 €
Septiembre	10,90	19,40	10,79	19,60	0,60	1,00	22,00	4,60	27,00 €
Octubre	11,30	18,70	4,69	25,30	0,62	1,29	28,00	5,90	34,00 €
Noviembre	10,90	44,50		55,50	0,60	2,84	60,00	12,50	72,00 €
Diciembre	11,30	35,10	0,17	46,30	0,62	2,37	50,00	10,50	61,00 €
Total	132,90	467,20	85,37	515,20	7,30	26,35	560,00	117,30	677,00 €

Figura 7.3 Desglose de la factura anual eléctrica para el escenario 1 (Fuente: Propia)

Para este primer escenario se puede observar como el coste anual asociado asciende a los 677€ anuales, dicho valor supone un ahorro anual del 60% respecto del caso base. Por el otro lado se puede observar que los costes más elevados son principalmente los de los meses de invierno, ya que el coste de energía es más elevado y la producción de la instalación es menor.

7.2.2. Escenario 2-Tarifa 2.0 DHA con baterías

A diferencia del primer escenario, para esta simulación se ha considerado que la tarifa de la luz a aplicar será una tarifa 2.0 con discriminación horaria.

Es importante determinar que al considerar una tarifa de estas características el coste anual a pagar a la compañía de la luz será completamente distinto en función de perfil de consumo del cliente. Ya que al pagar las horas valle por un precio muy inferior al coste de una tarifa 2.0 convencional y en las franjas pico un precio ligeramente superior al caso base se pueden observar que depende el horario de consumo del mismo consumidor los resultados pueden variar significativamente.

Los resultados obtenidos para este segundo escenario son los siguientes:

Mes	Desglose de la factura eléctrica para el escenario 2 [€]								
	Potencia	Energía	Retribución	Subtotal 1	Bono social	Impuesto E	Subtotal 2	IVA	Total
Enero	11,30	64,10	0,67	74,70	0,62	3,82	80,00	16,80	97,00 €
Febrero	10,20	37,90	4,08	44,00	0,56	2,25	48,00	10,00	58,00 €
Marzo	11,30	23,40	7,31	27,40	0,62	1,40	30,00	6,30	37,00 €
Abril	10,90	13,50	16,50	7,90	0,60	0,40	10,00	2,00	12,00 €
Mayo	11,30	62,90	24,12	50,00	0,62	2,56	54,00	11,30	65,00 €
Junio	10,90	24,70	13,04	22,60	0,60	1,16	25,00	5,30	30,00 €
Julio	11,30	28,00	14,83	24,50	0,62	1,25	27,00	5,70	33,00 €
Agosto	11,30	26,60	14,11	23,80	0,62	1,22	26,00	5,60	32,00 €
Septiembre	10,90	17,30	15,16	13,10	0,60	0,67	15,00	3,20	18,00 €
Octubre	11,30	15,70	6,51	20,50	0,62	1,05	23,00	4,80	28,00 €
Noviembre	10,90	38,10	2,68	46,40	0,60	2,37	50,00	10,50	61,00 €
Diciembre	11,30	34,30	4,36	41,20	0,62	2,11	45,00	9,40	54,00 €
Total	132,90	386,50	123,39	396,10	7,30	20,26	433,00	90,90	525,00 €

Figura 7.3 Desglose de la factura anual eléctrica para el escenario 2 (Fuente: Propia)

Para este segundo escenario el coste anual disminuye 150€ respecto al escenario 1, eso determina que, para este perfil de consumidor, la alternativa a una tarifa 2.0 es altamente favorable. Por el otro lado el ahorro respecto el caso base es del 69%.

7.2.3. Escenario 3- Tarifa 2.0 sin baterías

Para este 3 escenario los resultados obtenidos son los siguientes:

Mes	Desglose de la factura eléctrica para el escenario 3 [€]								
	Potencia	Energía	Retribución	Subtotal 1	Bono social	Impuesto E	Subtotal 2	IVA	Total
Enero	17,40	93,60	4,95	106,10	0,62	5,43	113,00	23,70	137,00 €
Febrero	15,80	72,30	8,49	79,50	0,56	4,07	85,00	17,80	103,00 €
Marzo	17,40	63,30	14,74	66,00	0,62	3,38	71,00	14,90	86,00 €
Abril	16,90	34,90	20,38	31,40	0,60	1,61	34,00	7,20	42,00 €
Mayo	17,40	83,50	29,24	71,70	0,62	3,67	77,00	16,10	93,00 €
Junio	16,90	40,30	17,18	40,00	0,60	2,04	43,00	9,10	53,00 €
Julio	17,40	45,50	19,10	43,90	0,62	2,24	48,00	10,00	58,00 €
Agosto	17,40	44,20	18,55	43,10	0,62	2,20	47,00	9,80	57,00 €
Septiembre	16,90	37,10	19,43	34,60	0,60	1,77	38,00	7,90	46,00 €
Octubre	17,40	31,70	11,06	38,10	0,62	1,95	41,00	8,70	50,00 €
Noviembre	16,90	58,60	6,89	68,60	0,60	3,51	74,00	15,40	89,00 €
Diciembre	17,40	52,50	8,63	61,30	0,62	3,13	66,00	13,80	80,00 €
Total	205,20	657,50	178,62	684,30	7,30	35,00	737,00	154,40	894,00 €

Figura 7.4 Desglose de la factura anual eléctrica para el escenario 3 (Fuente: Propia)

Como era lógico para los escenarios donde no se disponga de almacenamiento el ahorro anual será bastante inferior a los casos que sí se disponga de ellas, para este caso en concreto el ahorro respecto el caso base asciende a un 45%.

Es importante determinar que, aunque dicho valor sea inferior a los dos anteriores casos es posible que este modelo puede llegar ser más rentable que los otros dos escenarios, ya que tanto el coste de la instalación como el de mantenimiento serán inferiores, como observaremos en el octavo apartado de la memoria.

7.2.4. Escenario 4- Tarifa 2.0 DHA sin baterías

Los resultados obtenidos para este cuarto escenario son los siguientes:

Mes	Potencia	Energía	Retribución	Subtotal 1	Bono social	Impuesto E	Subtotal 2	IVA	Total
Enero	17,40	75,60	4,95	88,10	0,62	4,50	94,00	19,70	114,00 €
Febrero	15,80	49,20	8,49	56,50	0,56	2,89	61,00	12,80	73,00 €
Marzo	17,40	38,90	14,74	41,60	0,62	2,13	45,00	9,50	55,00 €
Abril	16,90	21,10	20,38	17,60	0,60	0,90	20,00	4,20	24,00 €
Mayo	17,40	76,10	29,24	64,30	0,62	3,29	69,00	14,50	83,00 €
Junio	16,90	35,90	17,18	35,60	0,60	1,82	39,00	8,10	47,00 €
Julio	17,40	39,60	19,10	37,90	0,62	1,94	41,00	8,70	50,00 €
Agosto	17,40	38,50	18,55	37,40	0,62	1,91	41,00	8,60	49,00 €
Septiembre	16,90	28,80	19,43	26,20	0,60	1,34	29,00	6,10	35,00 €
Octubre	17,40	27,80	11,06	34,20	0,62	1,75	37,00	7,80	45,00 €
Noviembre	16,90	49,40	6,89	59,40	0,60	3,04	64,00	13,40	77,00 €
Diciembre	17,40	45,80	8,63	54,60	0,62	2,79	59,00	12,40	71,00 €
Total	205,20	526,70	178,62	553,40	7,30	28,30	599,00	125,80	723,00 €

Figura 7.5 Desglose de la factura anual eléctrica para el escenario 4 (Fuente: Propia)

Como hemos visto en el escenario 2, la tarifa 2.0 con discriminación horaria se ajusta de mejor forma al consumo del cliente, es por eso que el coste anual se vuelve a reducir unos 150€. Siendo este caso realmente favorable a la hora de contemplar la instalación de paneles solares. El ahorro respecto al caso base asciende un 57%, valor realmente próximo al obtenido para el primer escenario.

7.3. Escenarios no acogidos a compensación [5,6,7,8]

Para este segundo bloque de escenarios no acogidos a retribución mediante la compañía se ha realizado la simulación teniendo en cuenta los distintos elementos que permiten realizar la venta de energía en el mercado eléctrico. Para este como se ha visto en el sexto apartado de la presente memoria se han modelado una serie de variables y parámetros que modelen los distintos aspectos relacionados con dicho proceso.

En la tabla que se muestra a continuación se muestran los valores referentes al dimensionado de la instalación y a la gestión de los activos energéticos:

Dimensionado físico y energético anual para los escenarios [5,6,7,8]				
Concepto	5	6	7	8
Area paneles (m2)	20	20	20	20
Número de paneles	13	13	13	13
Capacidad baterías (kWh)	5	5	0	0
Número de baterías	2	2	0	0
Potencia contratada (kW)	3,5	3,5	5,4	5,4
Demanda energética (kWh)	7774	7774	7774	7774
Energía solicitada de la red (kWh)	3362	3500	4730	4730
Energía autoconsumida (kWh)	4504	5053	3105	3105
Energía generada PV (kWh)	6295	6295	6295	6295
Energía emitida por las baterías (kWh)	1399	1948	0	0
Energía inyectada a la red (kWh)	1524	1536	3190	3190

Figura 7.6 Dimensionado físico y energético anual para los escenarios [5,6,7,8] (Fuente: Propia)

Al igual que los escenarios acogidos a compensación se puede observar que el dimensionado de la instalación es prácticamente el mismo, ya que siempre que sea posible se instalan el mayor número tanto de paneles como de baterías siempre y cuando los escenarios lo permitan.

Referente a la gestión energética para el escenario 5 se puede observar que los resultados son idénticos al escenario 1, al igual que sucede con el séptimo y octavo escenario. Mientras que el sexto escenario es el único que presenta variaciones respecto al segundo escenario.

Podemos observar como para este caso la energía autoconsumida es mayor, ya que, al no tener un precio de venta fijo, el programa considera menos favorable la venta de energía en las horas del día donde dicho precio sea inferior.

Finalmente, para obtener el número de baterías se ha dividido la capacidad a instalar entre la capacidad de una unidad de ellas (2,4 kWh), obteniendo de este redondeando 2 baterías para los escenarios 5 y 6.

7.3.1. Escenario 5- Tarifa 2.0 con baterías

Los resultados obtenidos para el quinto escenario son los siguientes:

Mes	Desglose de la factura eléctrica para el escenario 5 [€]							Total
	Potencia	Energía	Subtotal 1	Bono social	Impuesto E	Subtotal 2	IVA	
Enero	11,30	83,50	94,80	0,62	4,85	101,00	21,20	122,00 €
Febrero	10,20	56,60	66,80	0,56	3,42	72,00	15,00	87,00 €
Marzo	11,30	38,00	49,30	0,62	2,52	53,00	11,20	64,00 €
Abril	10,90	16,90	27,90	0,60	1,42	31,00	6,40	37,00 €
Mayo	11,30	66,40	77,70	0,62	3,97	83,00	17,50	101,00 €
Junio	10,90	26,70	37,60	0,60	1,92	41,00	8,60	50,00 €
Julio	11,30	31,40	42,70	0,62	2,18	46,00	9,70	56,00 €
Agosto	11,30	30,00	41,30	0,62	2,11	45,00	9,40	54,00 €
Septiembre	10,90	19,40	30,40	0,60	1,55	33,00	7,00	40,00 €
Octubre	11,30	18,70	30,00	0,62	1,53	33,00	6,90	40,00 €
Noviembre	10,90	44,50	55,50	0,60	2,84	60,00	12,50	72,00 €
Diciembre	11,30	35,10	46,40	0,62	2,37	50,00	10,60	61,00 €
Total	132,90	467,20	600,40	7,30	30,68	648,00	136,00	784,00 €

Mes	Compensación asociada al mercado eléctrico para el escenario 5 [€]						Total	Restante
	Venta	Represent.	IVPEE	Peajes	Retribución	Total		
Enero	-	-	-	-	-	122,35	122,35 €	
Febrero	0,99	0,01	0,06	0,01	0,91	86,65	85,74 €	
Marzo	2,81	0,03	0,16	0,02	2,60	64,43	61,83 €	
Abril	14,27	0,15	0,83	0,10	13,19	37,14	23,95 €	
Mayo	25,15	0,27	1,46	0,18	23,25	100,59	77,34 €	
Junio	11,76	0,14	0,68	0,09	10,84	49,58	38,74 €	
Julio	14,32	0,16	0,83	0,11	13,23	56,08	42,86 €	
Agosto	11,47	0,15	0,66	0,10	10,55	54,27	43,72 €	
Septiembre	11,43	0,14	0,66	0,10	10,53	40,33	29,80 €	
Octubre	4,83	0,06	0,28	0,04	4,45	39,86	35,41 €	
Noviembre	-	-	-	-	-	72,25	72,25 €	
Diciembre	0,18	0,00	0,01	0,00	0,17	60,81	60,64 €	
Total	97,21	1,11	5,62	0,76	89,71 €	784,32 €	694,61 €	

Figura 7.7 y 7.8 Desglose de la factura anual eléctrica y compensación para el escenario 5 (Fuente: Propia)

A diferencia de los anteriores escenarios se han realizado dos tablas, en la primera de todas se puede observar los costes mensuales estimados a pagar a la compañía distribuidora, sin contemplar esta vez la retribución. La cual se muestra esta vez en la figura 7.8 donde se estiman los distintos costes y beneficios asociados a la venta de energía a través del mercado eléctrico.

Podemos observar que el coste a pagar a la compañía asciende a los 784€ anuales y el beneficio de retribución a 89€, los cuales establecen un coste total anual de unos 694€. Dicho valor es ligeramente superior a su escenario homólogo acogido al primer método de retribución, siendo este 20€ más caro. El ahorro anual estimado es del 59%. Observando de este modo que el ahorro es mayor considerando la venta de energía a la compañía para este tipo de tarifa.

7.3.2. Escenario 6- Tarifa 2.0 DHA con baterías

Los resultados obtenidos para el sexto escenario son los siguientes:

Mes	Desglose de la factura eléctrica para el escenario 6 [€]							
	Potencia	Energía	Subtotal 1	Bono social	Impuesto E	Subtotal 2	IVA	Total
Enero	11,30	64,10	75,40	0,62	3,85	81,00	16,90	98,00 €
Febrero	10,20	34,70	44,90	0,56	2,30	49,00	10,20	59,00 €
Marzo	11,30	18,70	30,00	0,62	1,53	33,00	6,90	40,00 €
Abril	10,90	8,70	19,70	0,60	1,01	22,00	4,60	27,00 €
Mayo	11,30	59,40	70,70	0,62	3,61	76,00	15,90	92,00 €
Junio	10,90	22,30	33,20	0,60	1,70	36,00	7,60	44,00 €
Julio	11,30	25,50	36,80	0,62	1,88	40,00	8,40	49,00 €
Agosto	11,30	24,20	35,50	0,62	1,82	39,00	8,10	47,00 €
Septiembre	10,90	13,10	24,00	0,60	1,23	27,00	5,60	32,00 €
Octubre	11,30	13,90	25,20	0,62	1,29	28,00	5,90	34,00 €
Noviembre	10,90	35,50	46,50	0,60	2,38	50,00	10,60	61,00 €
Diciembre	11,30	30,20	41,60	0,62	2,12	45,00	9,50	55,00 €
Total	132,90	350,30	483,50	7,30	24,72	526,00	110,20	638,00 €

Mes	Compensación asociada al mercado eléctrico para el escenario 6 [€]						
	Venta	Represent.	IVPEE	Peajes	Retribución	Total	Restante
Enero	0,90	0,01	0,05	0,01	0,83	97,59	96,76 €
Febrero	0,99	0,01	0,06	0,01	0,91	58,82	57,91 €
Marzo	2,81	0,03	0,16	0,02	2,60	39,86	37,26 €
Abril	14,27	0,15	0,83	0,10	13,19	26,74	13,55 €
Mayo	25,15	0,27	1,46	0,18	23,25	91,63	68,38 €
Junio	11,76	0,14	0,68	0,09	10,84	43,98	33,13 €
Julio	14,32	0,16	0,83	0,11	13,23	48,58	35,35 €
Agosto	11,47	0,15	0,66	0,10	10,55	46,91	36,36 €
Septiembre	11,43	0,14	0,66	0,10	10,53	32,29	21,76 €
Octubre	4,83	0,06	0,28	0,04	4,45	33,81	29,36 €
Noviembre	-	-	-	-	-	60,84	60,84 €
Diciembre	0,18	0,00	0,01	0,00	0,17	54,58	54,42 €
Total	98,10	1,12	5,68	0,77	90,55 €	635,63 €	545,08 €

Figura 7.9 y 7.10 Desglose de la factura anual eléctrica y compensación para el escenario 6 (Fuente: Propia)

Al igual que sucede con el anterior escenario se puede observar que el coste anual total considerando la retribución con el mercado es ligeramente superior a su escenario homólogo del primer bloque, siendo este el segundo. La diferencia de precio asciende prácticamente a unos 20€, determinando que para este tipo de cliente el método de retribución que se ajusta de mejor modo es el acogido a compensación estándar.

Por el otro lado el coste anual total asciende a unos 545€ suponiendo un ahorro anual del 68%, valor ligeramente inferior al segundo escenario.

7.3.3. Escenario 7-Tarifa 2.0 sin baterías

Los resultados obtenidos por el séptimo escenario son los siguientes:

Mes	Desglose de la factura eléctrica para el escenario 7 [€]							Total
	Potencia	Energía	Subtotal 1	Bono social	Impuesto E	Subtotal 2	IVA	
Enero	17,40	93,60	111,10	0,62	5,68	118,00	24,80	143,00 €
Febrero	15,80	72,30	88,00	0,56	4,50	94,00	19,70	114,00 €
Marzo	17,40	63,30	80,80	0,62	4,13	86,00	18,10	104,00 €
Abril	16,90	34,90	51,80	0,60	2,65	56,00	11,70	68,00 €
Mayo	17,40	83,50	100,90	0,62	5,16	108,00	22,60	130,00 €
Junio	16,90	40,30	57,20	0,60	2,92	61,00	12,90	74,00 €
Julio	17,40	45,50	63,00	0,62	3,22	68,00	14,20	82,00 €
Agosto	17,40	44,20	61,70	0,62	3,15	66,00	13,90	80,00 €
Septiembre	16,90	37,10	54,00	0,60	2,76	58,00	12,20	70,00 €
Octubre	17,40	31,70	49,20	0,62	2,51	53,00	11,10	64,00 €
Noviembre	16,90	58,60	75,50	0,60	3,86	81,00	17,00	98,00 €
Diciembre	17,40	52,50	69,90	0,62	3,57	75,00	15,70	91,00 €
Total	205,20	657,50	863,10	7,30	44,11	924,00	193,90	1.118,00 €

Mes	Compensación asociada al mercado eléctrico para el escenario 7 [€]						Restante
	Venta	Represent.	IVPEE	Peajes	Retribución	Total	
Enero	6,35	0,06	0,37	0,04	5,88	143,01	137,14 €
Febrero	9,81	0,11	0,57	0,08	9,06	113,61	104,55 €
Marzo	16,60	0,19	0,96	0,13	15,32	104,45	89,12 €
Abril	24,48	0,26	1,42	0,18	22,62	67,57	44,96 €
Mayo	35,35	0,38	2,05	0,26	32,67	130,12	97,45 €
Junio	18,57	0,22	1,07	0,15	17,12	74,39	57,27 €
Julio	21,71	0,25	1,26	0,17	20,03	81,82	61,78 €
Agosto	17,67	0,24	1,02	0,17	16,24	80,17	63,92 €
Septiembre	20,24	0,25	1,17	0,17	18,64	70,40	51,76 €
Octubre	11,21	0,14	0,65	0,10	10,32	64,24	53,92 €
Noviembre	5,18	0,09	0,30	0,06	4,73	97,73	93,00 €
Diciembre	8,90	0,11	0,52	0,08	8,20	90,65	82,45 €
Total	196,09	2,32	11,34	1,59	180,83 €	1.118,17 €	937,33 €

Figura 7.11 y 7.12 Desglose de la factura anual eléctrica y compensación para el escenario 7 (Fuente: Propia)

Al igual que ha sucedido con los escenarios con baterías el coste anual total es ligeramente superior a sus escenarios homólogos del primer bloque. En este en concreto podemos observar como el coste total anual asciende a unos 937€, los cuales difieren esta vez unos 40€ del tercer escenario del primer bloque.

Por el otro lado el ahorro obtenido con esta variante asciende a un 45%, siendo el escenario con menor ahorro hasta el momento.

7.3.4. Escenario 8- Tarifa 2.0DHA sin baterías

Para el último escenario a contemplar se han obtenido los resultados de la misma manera que los escenarios anteriores, son los siguientes:

Desglose de la factura eléctrica para el escenario 8 [€]								
Mes	Potencia	Energía	Subtotal 1	Bono social	Impuesto E	Subtotal 2	IVA	Total
Enero	17,40	75,60	93,10	0,62	4,76	99,00	20,80	120,00 €
Febrero	15,80	49,20	65,00	0,56	3,32	70,00	14,60	84,00 €
Marzo	17,40	38,90	56,40	0,62	2,88	61,00	12,70	73,00 €
Abril	16,90	21,10	38,00	0,60	1,94	41,00	8,70	50,00 €
Mayo	17,40	76,10	93,50	0,62	4,78	100,00	20,90	121,00 €
Junio	16,90	35,90	52,70	0,60	2,70	57,00	11,90	69,00 €
Julio	17,40	39,60	57,00	0,62	2,92	61,00	12,90	74,00 €
Agosto	17,40	38,50	56,00	0,62	2,86	60,00	12,70	73,00 €
Septiembre	16,90	28,80	45,60	0,60	2,33	49,00	10,40	60,00 €
Octubre	17,40	27,80	45,20	0,62	2,31	49,00	10,30	59,00 €
Noviembre	16,90	49,40	66,30	0,60	3,39	71,00	14,90	86,00 €
Diciembre	17,40	45,80	63,30	0,62	3,23	68,00	14,30	82,00 €
Total	205,20	526,70	732,10	7,30	37,42	786,00	165,10	951,00 €

Compensación asociada al mercado eléctrico para el escenario 8 [€]							
Mes	Venta	Represent.	IVPEE	Peajes	Retribución	Total	Restante
Enero	6,35	0,06	0,37	0,04	5,88	120,08	114,20 €
Febrero	9,81	0,11	0,57	0,08	9,06	84,28	75,22 €
Marzo	16,60	0,19	0,96	0,13	15,32	73,45	58,12 €
Abril	24,48	0,26	1,42	0,18	22,62	50,05	27,44 €
Mayo	35,35	0,38	2,05	0,26	32,67	120,68	88,01 €
Junio	18,57	0,22	1,07	0,15	17,12	68,80	51,68 €
Julio	21,71	0,25	1,26	0,17	20,03	74,27	54,23 €
Agosto	17,67	0,24	1,02	0,17	16,24	72,90	56,66 €
Septiembre	20,24	0,25	1,17	0,17	18,64	59,75	41,11 €
Octubre	11,21	0,14	0,65	0,10	10,32	59,24	48,92 €
Noviembre	5,18	0,09	0,30	0,06	4,73	86,07	81,35 €
Diciembre	8,90	0,11	0,52	0,08	8,20	82,20	74,00 €
Total	196,09	2,32	11,34	1,59	180,83 €	951,77 €	770,94 €

Figura 7.13 y 7.14 Desglose de la factura anual eléctrica y compensación para el escenario 8 (Fuente: Propia)

Para esta última simulación podemos observar que los resultados son más o menos los esperados, obteniendo esta vez un menor coste que el séptimo escenario, pero un valor ligeramente superior al a su escenario homólogo del primer bloque, siendo este unos 50€ más caro.

El ahorro respecto al caso base asciende a un 55%.

7.4. Conclusiones de la simulación

Una vez analizados cada uno de los escenarios se realizará una comparación de todos los resultados obtenidos para determinar cuáles son los escenarios más favorables para este usuario en concreto.

Primeramente, se ha recogido en dos gráficos tanto el coste total anual a pagar de los distintos escenarios como el ahorro total generado respecto al caso base, las gráficas son las siguientes:

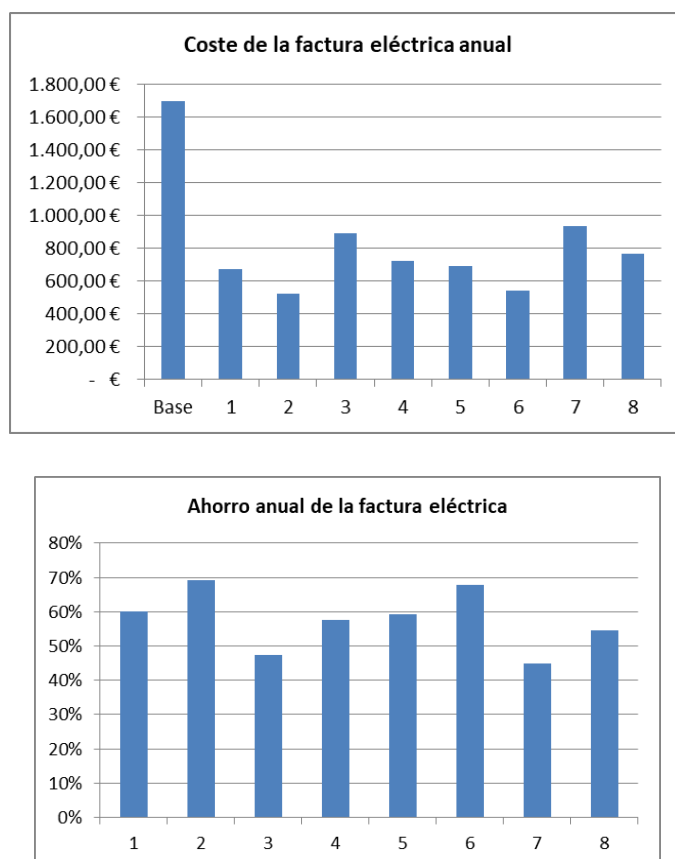


Figura 7.15 y 7.16 Coste de la factura eléctrica y ahorro anual de los escenarios (Fuente: Propia)

Una vez realizadas cada una de las simulaciones para los distintos escenarios se pueden extraer principalmente dos conclusiones. La primera de todas es que para el perfil de consumo que tiene este usuario en concreto, la elección de una tarifa con discriminación horaria es muy favorable, que el ahorro presente en los escenarios que disponen de ella es ligeramente mayor. Aunque es necesario señalar que para otro usuario con un perfil distinto tal vez no sería así.

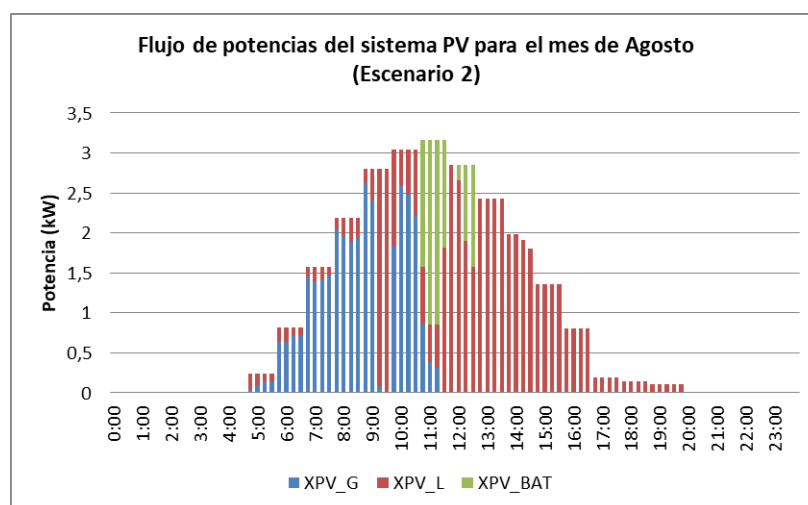
Por el otro lado referente a los modelos de retribución se puede concluir que las diferencias a nivel de beneficio son prácticamente nulas, aunque como hemos visto anteriormente son ligeramente superiores para los escenarios acogidos al modelo de retribución acogido a compensación.

De este modo se pueden establecer cuáles podrían ser los escenarios más favorables para este usuario en concreto, siendo estos el segundo escenario en el caso que el cliente desee instalar baterías o el cuarto en el caso que no quiera realizar un desembolso más alto de la instalación.

Aunque es importante remarcar que en el próximo apartado se realizara un análisis de todos los escenarios para ver realmente los períodos de amortización de cada uno de ellos, como el coste inicial a desembolsar. De tal modo que se pueda determinar cuál de ellos es la elección más adecuada.

Es importante señalar que los distintos programas realizados mediante *Aimms* gestionan el funcionamiento de los distintos activos energéticos en cada una de las franjas horarias para cada uno de los días tipo de los distintos meses. Aunque no sea el objetivo principal de las simulaciones se considera oportuno mostrar cómo se realizada dicha gestión para los escenarios más favorables en alguno de los meses del año.

Es por eso por lo que en las gráficas que se muestran a continuación se podrá observar la gestión de los activos energéticos para los escenarios 2 y 4 para los meses de diciembre y agosto, para observar brevemente como podría ser el funcionamiento de la instalación.



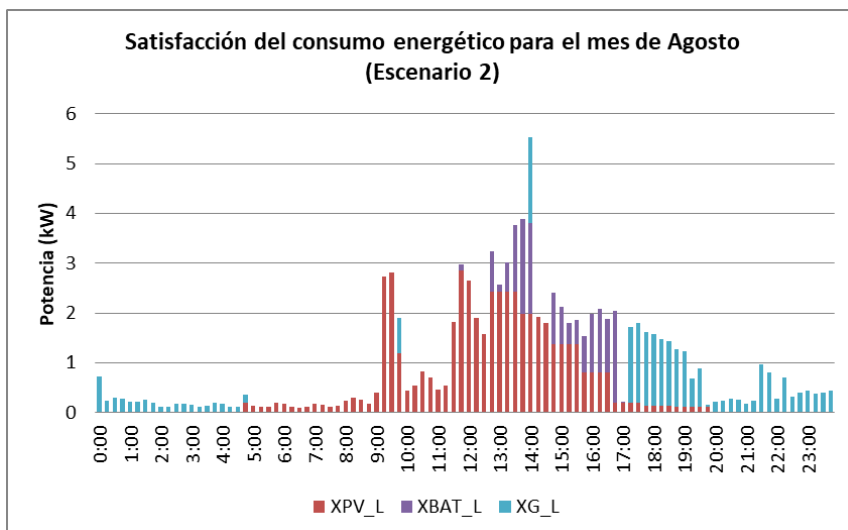
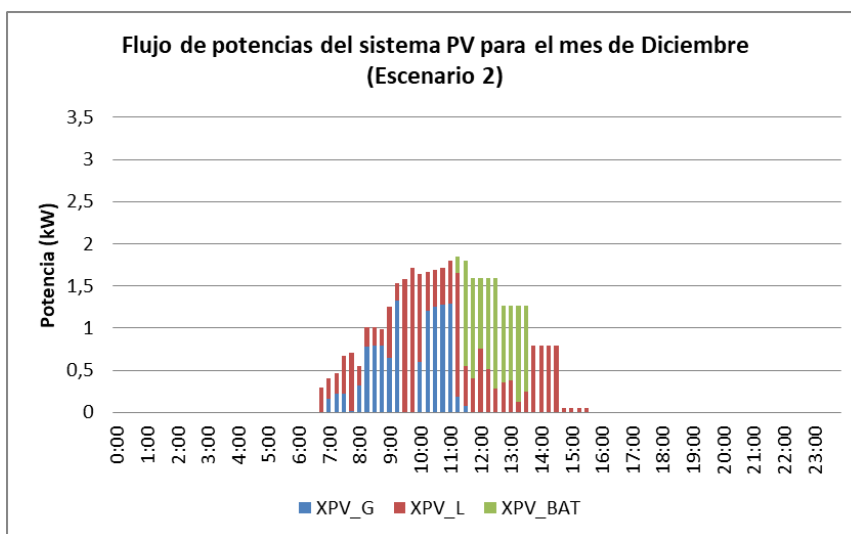


Figura 7.17 y 7.18 Gestión energética del segundo escenario para el mes de Agosto (Fuente: Propia)

En las gráficas anteriores se puede observar que para el mes de agosto se obtiene una producción muy elevada, llegando a obtener prácticamente los valores máximos de la instalación. Por el otro lado se puede observar cómo se satisface prácticamente en toda la totalidad el consumo de la vivienda con los paneles y las baterías, requiriendo principalmente de la conexión de la red en la noche.

También se puede ver en la figura 17 como gran parte de la energía producida por la instalación a primeras horas de la mañana se inyecta directamente a la red, debido a que el consumo a esa hora es bastante reducido.

Estos valores son los obtenidos para un mes de verano tipo, donde la producción es bastante superior, es por eso por lo que se ha decidido mostrar también los datos para el mes de diciembre para poder así compararlos.



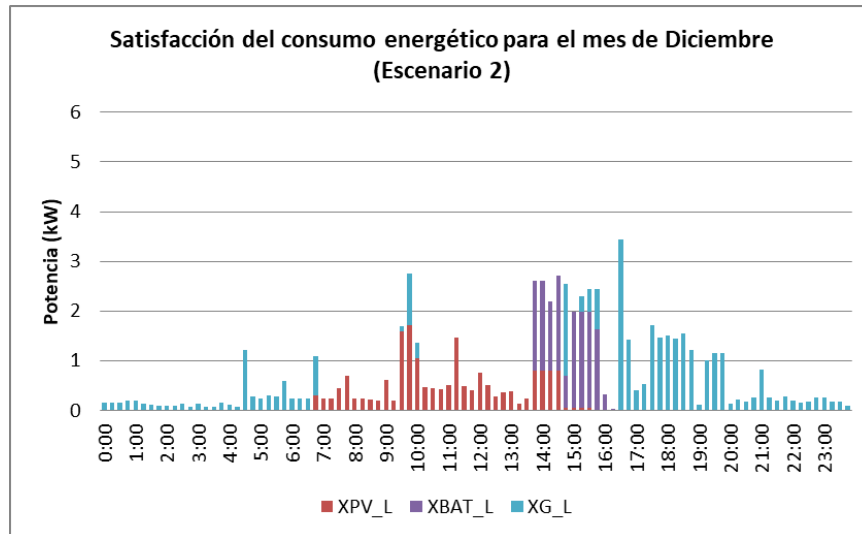
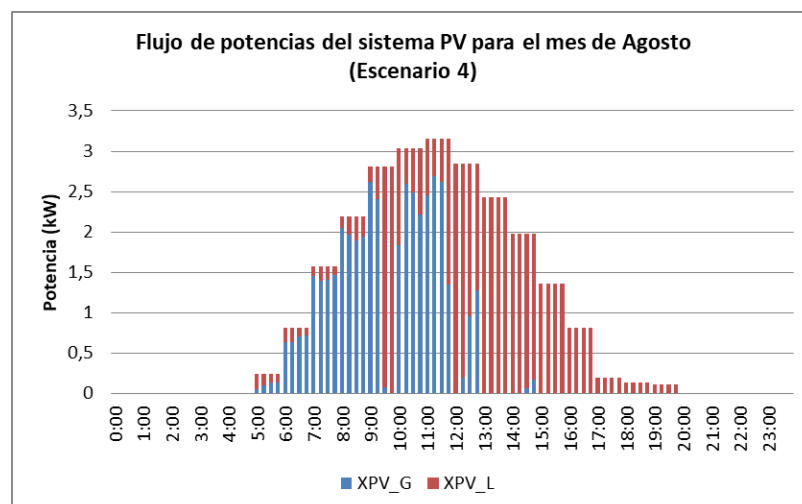


Figura 7.19 y 7.20 Gestión energética del segundo escenario para el mes de Diciembre (Fuente: Propia)

A diferencia del mes anterior, se puede observar que la producción total de la instalación es muy inferior que en los meses de Agosto, es por eso que en la gráfica de consumo se puede observar que el consumo de energía de la red aumenta considerablemente, y a la vez se reducen los valores de autoconsumo de la instalación.

Aunque la gestión para cada uno de los meses depende estrictamente del consumo de la vivienda, es importante observar que para los escenarios que no se disponga de almacenamiento esta será mucha más simple y menos compleja, ya que se reducen significativamente las posibilidades de esta. Para observar este hecho se ha optado por mostrar los gráficos anteriores para el escenario más favorable sin almacenamiento, es decir, el cuarto. Los valores obtenidos son los mostrados a continuación:



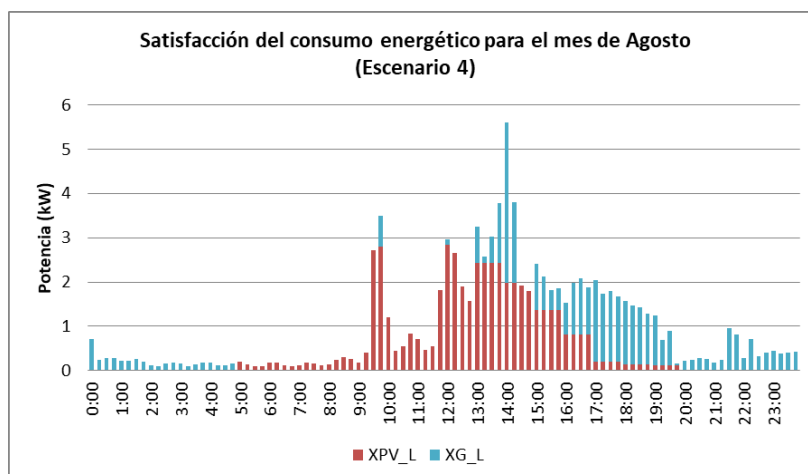
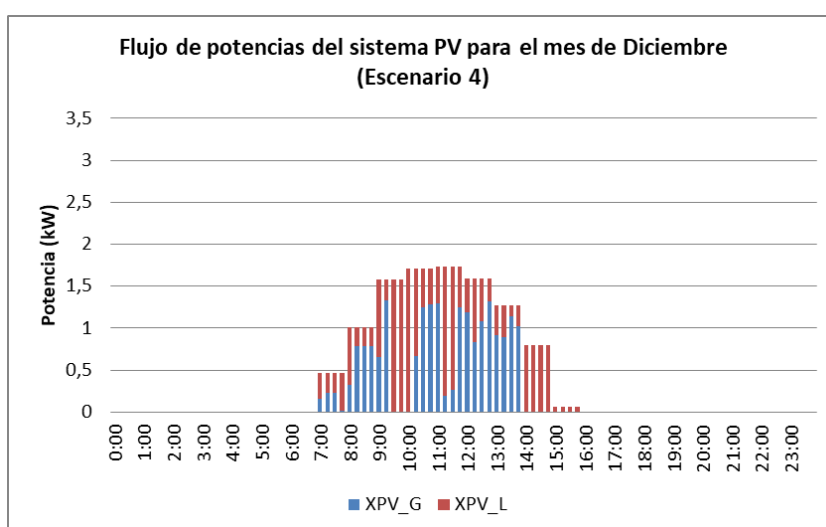


Figura 7.21 y 7.22 Gestión energética del cuarto escenario para el mes de Agosto (Fuente: Propia)

Para este escenario podemos observar como la gestión de la energía es mucho más simple que en el caso anterior, ya que la energía producida por el grupo de paneles solo se puede destinar a satisfacer el consumo o a inyectarse a la red eléctrica.

De tal modo siempre que se esté produciendo se consumirá primeramente la energía proporcionada por los paneles y en el caso que haya excedentes estos serán inyectados a la red eléctrica, como se puede observar en la figura 21, donde desde primera hora de la mañana hasta el mediodía se produce más energía que la demandada por el grupo de cargas.

Al igual que el escenario anterior, también se ha optado por observar la gestión de este cuarto escenario para el mes de diciembre, los resultados que se han obtenido se encuentran en los gráficos a continuación:



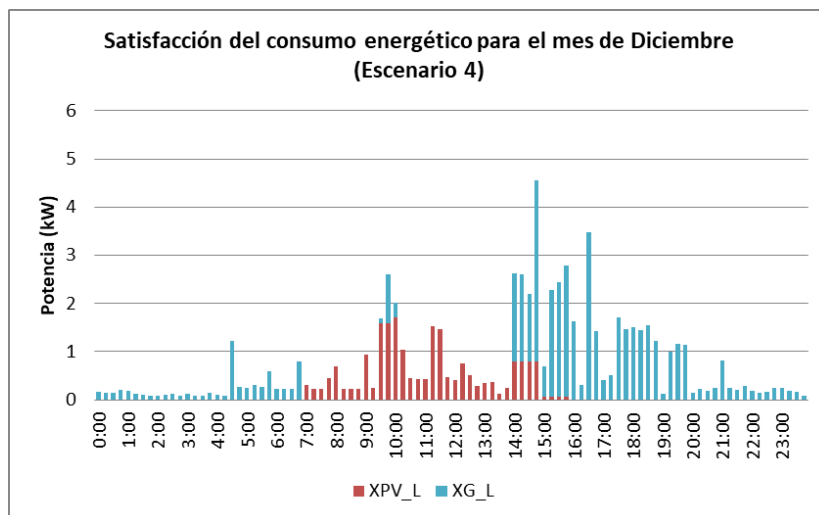


Figura 7.23 y 7.24 Gestión energética del cuarto escenario para el mes de Diciembre (Fuente: Propia)

Para este mes del año se puede observar que el funcionamiento de la instalación es prácticamente el mismo, aunque como se ha observado con anterioridad al disponer de menor energía proporcionada por el recurso solar, la instalación se ve obligada a satisfacer las necesidades energéticas mediante la energía de la red únicamente.

Este hecho se acentúa mayoritariamente una vez entradas las primeras horas de la tarde, ya que la producción decae considerablemente. Es por eso que normalmente la inclusión de sistemas de almacenamiento es extremadamente favorable a nivel energético para los meses de invierno, ya que permite reducir este exceso de consumo de la red.

Una vez realizadas todas las simulaciones, se puede concluir que la elección final del tipo de escenario óptimo depende exclusivamente de ciertos factores, entre los cuales el más relevante podría ser el perfil de consumo de la vivienda.

Dicho perfil como se ha visto es extremadamente importante, ya que determina la potencia a contratar y cuál de los dos tipos de tarifas es más rentable. Es por eso por lo que si el perfil fuese un poco distinto otros escenarios hubiesen resultado más favorables que otros.

Referente al método de retribución podemos concluir gracias a la figura 16 se puede observar cómo los escenarios que están sujetos a la compensación con excedentes con la compañía [1,2,3,4] tienen un mayor % anual de ahorro que sus escenarios homólogos sujetos a la compensación con el mercado [5,6,7,8].

Otro motivo por el cual se considera este modelo de retribución para la mayor parte de los usuarios es el hecho que no depende de agentes exteriores para realizar dicho proceso y al estar involucrado

directamente con la compañía distribuidora la gestión es mucho más sencilla y clara para la mayor parte de los usuarios.

Referente al almacenamiento es necesario determinar que el uso de este será necesario sobre todo en función otra vez del perfil de consumo, aunque la instalación de las mismas, aunque reduzcan considerablemente el total anual a pagar a la compañía estas suponen una mayor inversión inicial. Es por eso que para determinar cuál de todas las propuestas realizadas es realmente la más favorable para el usuario se deberá realizar un análisis económico de cada una de ellas.

Con el anterior apartado hemos observado que la mejor gestión energética considerando la implementación de baterías se encuentra en el segundo escenario, mientras que el cuarto escenario es donde se aprecian mayores beneficios en el caso que no se instale el sistema de almacenamiento. Siendo así la compensación de excedentes con retribución el método de compensación al cual deberá acogerse el cliente de la instalación. A su vez el cambio a una tarifa con discriminación horaria sería extremadamente favorable.

Aunque para poder detallar cuál de los dos escenarios realizados es el más favorable es necesario realizar un análisis económico donde sea obtengan los beneficios reales de la instalación considerando el mantenimiento de esta y el período necesario para amortizarla. Toda esta información como el desembolso inicial de la misma se encuentra en el siguiente apartado de la memoria.

8. Estudio económico de viabilidad

Una vez obtenidos todos los resultados referentes al funcionamiento de la instalación y al dimensionado de la misma, ya se puede realizar un estudio económico. El objetivo de dicho estudio consiste en determinar todos los aspectos económicos relacionados con la instalación, entre los cuales podemos encontrar un desglose del presupuesto, el beneficio anual considerando aspectos como el mantenimiento de la instalación y finalmente el período de retorno de esta, mediante una función VAN.

Primeramente, se realizará el presupuesto de la instalación, este depende de distintos apartados, entre los cuales podemos encontrar el material, el precio de la obra o del propio estudio. Por el otro se van a realizar dos presupuestos, uno para todos aquellos escenarios que contemplen el uso de baterías y otro para todos aquellos que no dispongan de ellas.

A continuación, se muestra el presupuesto para la instalación contemplando el almacenamiento:

Presupuesto para escenarios [1,2,5,6]						
	Unidades	Modelo	Coste Unitario	IVA	Coste con IVA	Coste Total
			(€/unidad)	21%	(€/unidad)	(€)
Material	13	Panasonic N325 HIT BLACK	230,80	48,47	279,27	3630,48
	2	Regulador Must Solar 48V	123,82	26,00	149,82	299,64
	1	Inversor SMA 4.0	1008,63	211,81	1220,44	1220,44
	1	Sunny Home Manager 2.0	581,21	122,05	703,26	703,26
	2	Bateria 2,4 kWh Pylontech 48V	1225,75	257,41	1483,16	2966,32
	1	Cableado CC	27,62	5,80	33,42	33,42
	1	Cableado AC	31,40	6,59	37,99	37,99
SUBTOTAL 1						8891,56
Obra	Horas	Montadores	Coste horario	IVA	Coste con IVA	Coste total
			(€/hora)	21%	(€/hora)	(€)
	35	2	8,43	1,77	10,20	714,02
SUBTOTAL 2						714,02
Estudio	Horas	Equipo	Coste horario	IVA	Coste con IVA	Coste total
			(€/hora)	21%	(€/hora)	(€)
	80	1	11,25	2,36	13,61	1089,00
SUBTOTAL 3						1089,00
TOTAL						10.694,59 €

Figura 8.1 Presupuesto para los escenarios con almacenamiento [1,2,5,6] (Fuente: Propia)

El presupuesto anterior como se puede observar se ha desglosado en 3 apartados, el primero de todos hace referencia al coste del equipo a instalar, en el mismo podemos observar cómo se contempla el coste asociado tanto a las baterías como a los reguladores necesarios para su carga.

Por el otro lado se puede encontrar un apartado dedicado a la obra de dicha instalación, donde se consideran aspectos importantes, como el tiempo estimado de la misma o el total de operarios estimados.

Finalmente, en el último apartado se encuentra el coste relacionado con el trabajo del equipo encargado de realizar el estudio de la instalación y su legalización.

A continuación, se muestra el presupuesto de las instalaciones que no dispongan de almacenamiento:

Presupuesto para escenarios [3,4,7,8]						
	Unidades	Modelo	Coste Unitario	IVA	Coste con IVA	Coste Total
			(€/unidad)	21%	(€/unidad)	(€)
Material	13	Panasonic N325 HIT BLACK	230,80	48,47	279,27	3630,48
	1	Inversor SMA 4.0	1008,63	211,81	1220,44	1220,44
	1	Sunny Home Manager 2.0	581,21	122,05	703,26	703,26
	1	Cableado CC	27,62	5,80	33,42	33,42
	1	Cableado AC	31,40	6,59	37,99	37,99
SUBTOTAL 1						5625,60
Obra	Horas	Montadores	Coste horario	IVA	Coste con IVA	Coste total
			(€/hora)	21%	(€/hora)	(€)
	30	2	8,43	1,77	10,20	612,02
SUBTOTAL 2						612,02
Estudio	Horas	Equipo	Coste horario	IVA	Coste con IVA	Coste total
			(€/hora)	21%	(€/hora)	(€)
	70	1	11,25	2,36	13,61	952,88
SUBTOTAL 3						952,88
TOTAL						7.190,50 €

Figura 8.2 Presupuesto para los escenarios sin almacenamiento [3,4,7,8] (Fuente: Propia)

Este segundo presupuesto presenta distintas variaciones respecto al primero de ellos, podemos observar cómo respecto al material ya no se contabilizan ni las baterías ni los reguladores de carga. Por el otro lado las horas de obra se han reducido considerablemente al no tener que instalar las baterías y los reguladores, este hecho sucede de forma parecida en el coste asociado al estudio ya que el mismo también se ha visto reducido.

Como era de esperar la diferencia en la inversión inicial al contemplar o no almacenamiento es bastante grande, dicho variación suele variar principalmente del número de baterías a instalar o del

tamaño de estas. En este caso al haber seleccionado unas baterías bastante económicas se puede observar como la diferencia de precio es de 3500€ aproximadamente, contabilizando las modificaciones en los distintos campos.

Una vez obtenido el presupuesto para cada uno de los escenarios es necesario determinar los ahorros reales de cada uno de los escenarios, contemplando factores como el mantenimiento anual aproximado.

Para obtener el coste de operación anual de la instalación se deberá determinar primeramente cuál es el coste de mantenimiento de cada uno de los escenarios, estos valores se pueden obtener directamente de simulaciones mediante el programa realizado con *Aimms*.

Dicho coste dependerá del número de paneles seleccionados y de baterías, es por eso que en los escenarios (1,2,5,6) el coste de mantenimiento será mayor. Para los escenarios que dispongan de baterías el coste anual de mantenimiento será de 75€ mientras que para los escenarios sin almacenamiento será de 49€.

En la figura que se muestra a continuación, se resumen los costes anuales relacionados con el mantenimiento y la factura de la luz de cada uno de los escenarios. También se muestra el beneficio asociado a cada uno de ellos en € y %:

Escenario	Mante. (€)	Luz (€)	Coste Total Anual (€)	Ahorro anual (€)	Ahorro Luz	Ahorro Total
1	75,00	677,00	752,00	948,00	60%	56%
2	75,00	525,00	600,00	1.100,00	69%	65%
3	49,00	894,00	943,00	757,00	47%	45%
4	49,00	723,00	772,00	928,00	57%	55%
5	75,00	694,61	769,61	930,39	59%	55%
6	75,00	545,08	620,08	1.079,92	68%	64%
7	49,00	937,33	986,33	713,67	45%	42%
8	49,00	770,94	819,94	880,06	55%	52%

Figura 8.3 Tabla resumen de costes y beneficios (Fuente: Propia)

Una vez considerados los distintos costes de mantenimiento para cada uno de los escenarios se puede observar que el segundo escenario sigue siendo el más beneficioso anualmente, mientras que para los escenarios sin almacenamiento el cuarto.

Aunque para determinar cuál de ellos dos es el más rentable, es necesario aplicar la función VAN. El objetivo de esta es determinar el flujo de caja una vez realizada la inversión inicial, para observar de este modo el tiempo que se tarda en amortizar la instalación y el beneficio obtenido una vez finalizada. La expresión es la siguiente:

$$VAN = -I + \frac{B}{(1+k)^1} + \frac{B}{(1+k)^2} + \dots + \frac{B}{(1+k)^n} \quad (\text{Ec. 8.1})$$

Dónde:

I= Inversión Inicial de la instalación en €

B= Ahorro anual obtenido según el escenario en €

k=Tasa de descuento

n=año

Para esta simulación, por tratarse de una instalación residencial en lugar de comercial, se ha considerado el valor de k asimilado a lo que podría ser una inflación de un 2%. La inversión inicial dependerá del escenario como se ha observado en las figuras 8.1 y 8.2, mientras que al ahorro anual se puede encontrar en la figura 8.3. Dicho ahorro anual contempla el ahorro real considerando el coste de mantenimiento.

Aplicando la ecuación 8.1 para cada uno de los escenarios se han obtenido los siguientes resultados:

Comparativa del VAN entre los distintos escenarios de trabajo								
Año	Modalidad con excedentes acogida a compensación				Modalidad con excedentes no acogida a compensación			
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6	Escenario 7	Escenario 8
0	-10.694,59	-10.694,59	-7.190,50	-7.190,50	-10.694,59	-10.694,59	-7.190,50	-7.190,50
1	-9.765,17	-9.616,15	-6.448,34	-6.280,69	-9.782,44	-9.635,84	-6.490,82	-6.327,69
2	-8.853,99	-8.558,87	-5.720,74	-5.388,73	-8.888,17	-8.597,86	-5.804,87	-5.481,80
3	-7.960,66	-7.522,31	-5.007,40	-4.514,25	-8.011,45	-7.580,23	-5.132,36	-4.652,49
4	-7.084,86	-6.506,08	-4.308,05	-3.656,93	-7.151,91	-6.582,56	-4.473,04	-3.839,45
5	-6.226,23	-5.509,78	-3.622,41	-2.816,41	-6.309,22	-5.604,45	-3.826,65	-3.042,35
6	-5.384,43	-4.533,01	-2.950,21	-1.992,37	-5.483,06	-4.645,51	-3.192,94	-2.260,88
7	-4.559,14	-3.575,39	-2.291,20	-1.184,49	-4.673,10	-3.705,38	-2.571,65	-1.494,73
8	-3.750,03	-2.636,56	-1.645,11	-392,45	-3.879,02	-2.783,68	-1.962,54	-743,60
9	-2.956,78	-1.716,12	-1.011,68	384,06	-3.100,51	-1.880,06	-1.365,37	7,20
10	-2.179,09	813,74	-390,68	1.145,34	-2.337,27	-994,15	-779,92	714,76
11	-1.416,65	70,95	218,15	1.891,70	-1.588,99	-125,61	-205,94	1.422,56
12	-669,16	938,29	815,04	2.623,42	-855,38	725,89	356,78	2.116,49
13	63,67	1.788,63	1.400,22	3.340,79	-136,16	1.560,70	908,47	2.796,81
14	782,14	2.622,29	1.973,93	4.044,10	568,96	2.379,14	1.449,34	3.463,79

Figura 8.4 Comparativa del VAN entre los distintos escenarios de trabajo (Fuente: Propia)

En la figura anterior se puede observar la evolución del VAN para cada uno de los escenarios estudiados. En cada una de las columnas se ha situado uno de ellos, mientras que en las filas se encuentra el flujo de caja obtenido según el año.

En la primera fila se ha situado el año 0, donde se considera que es en este dónde se ha realizado la instalación y el pago de esta en su totalidad. En las siguientes se puede observar cómo se va realizando la amortización de esta.

A partir de la figura se puede determinar que el escenario que presenta menor tasa de amortización es el cuarto, siendo este de 9 años. Como se ha visto en los resultados de la simulación mediante *Aimms*, este escenario era el que presentaba mayores beneficios anuales, siempre y cuando se considerara que en la instalación no dispondría de almacenamiento.

El motivo principal por el cual el escenario con mayor beneficio anual, el segundo, no ha sido el que tiene menor tasa de amortización, es debido al elevado coste de la instalación y de mantenimiento de esta. En la actualidad los sistemas de almacenamiento tienen costes bastante elevados en comparación de los demás equipos de la instalación, es por eso por lo que al incluirlos en cualquier tipo de instalación la inversión a realizar incrementa considerablemente.

Para este segundo escenario la amortización esperada es de unos 11 años aproximadamente. Referente a los demás escenarios se puede observar cómo los escenarios de modalidad no acogida a compensación presentan mayor tiempo de amortización, aproximadamente de un año, respecto a los de la modalidad acogida a compensación.

De este modo se puede determinar que, para el uso del usuario y las características de la vivienda, el escenario que menor tasa de amortización presenta es el cuarto. Mientras que el segundo presentará mayores beneficios a lo largo de los años.

Es importante comentar que en instalaciones con perfiles de consumo distintos o donde se pudiese haber instalado una mayor capacidad de baterías, el resultado obtenido podría haber sido ligeramente distinto, presentando como escenario más favorable el segundo escenario con tarifa 2.0 DHA o alguno de aquellos con tarifa 2.0 convencional.

Un dato que aclarar es que el segundo escenario al presentar mayor beneficio anual, en algún año este superará los beneficios generados por el cuarto escenario. Es por eso que se ha querido realizar un gráfico con los distintos flujos de caja, para observar a partir de qué año la segunda instalación sería más adecuada, este se encuentra a continuación:

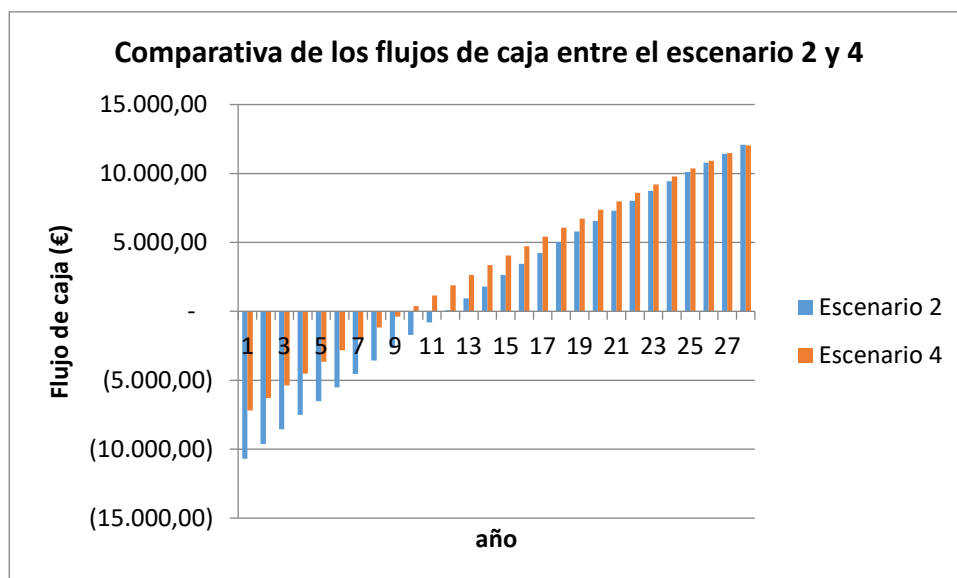


Figura 8.5 Comparativa de los flujos de caja entre el escenario 2 y 4 (Fuente: Propia)

Para la figura se puede observar como en el año 27 después de haber realizado la instalación, el beneficio generado por el escenario 2 supera el del 4. Al ser este valor extremadamente alto y al considerar que la vida útil aproximada de la instalación ronda los 25 años, se descarta la posibilidad de considerar esta instalación con una mayor viabilidad a largo plazo.

Una vez finalizada se puede afirmar que el escenario que mejor se ajusta a las necesidades energéticas y presenta una menor tasa de amortización es el cuarto escenario. Antes de pasar con las conclusiones del proyecto se quiere comentar una serie de cosas.

En la actualidad el coste de los paneles fotovoltaicos se ha reducido considerablemente, debido a las evoluciones tecnológicas en el sector, permitiendo reducir tanto los costes de desarrollo como de producción. Lo sucedido con los paneles está sucediendo en la actualidad con los sistemas de almacenamiento. Es por eso por lo que se prevé que en los próximos años el coste de las baterías se reduzca considerablemente, debido a que la tecnología se está empezando a encontrar presente en una multitud de sectores industriales.

De este modo es extremadamente probable que, en un futuro no muy lejano, la instalación de almacenamiento no suponga un encarecimiento tan elevado de la inversión de las instalaciones de autoconsumo.

Conclusiones

Una vez finalizado cada uno de los apartados que forman esta memoria se ha observado que, para el posible cliente, se ha obtenido que la instalación más favorable sea la que hace referencia el cuarto escenario.

Este considera una instalación sin almacenamiento, acogida al método de compensación de excedentes mediante la compañía distribuidora y una tarifa eléctrica 2.0 con discriminación horaria.

Como se ha visto en los anteriores apartados los resultados obtenidos dependerán en gran medida de la infraestructura y necesidades energéticas del usuario. Es por eso que en algún otro caso donde el perfil de consumo hubiese sido distinto, podríamos encontrar como otros escenarios sin la tarifa 2.0DHA hubiesen resultado más favorable.

Respecto al método de compensación, se ha observado que obtener la retribución a partir de la compañía es más favorable. Ya que, a diferencia del proceso de compensación con el mercado, no se deben considerar las tasas de representación ni los distintos impuestos aplicados durante el proceso. Es por eso que a nivel doméstico la compensación mediante la compañía es el proceso más rentable y sencillo para el usuario de la instalación.

En lo que respecta a las baterías, se ha observado en el análisis económico como estas suponen una mayor inversión inicial, haciendo que el período de amortización aumente considerablemente respecto a los escenarios sin almacenamiento.

Encima el incremento de beneficio supuesto por la instalación no es demasiado grande, de tal modo que el flujo de caja a lo largo de los años sigue siendo más favorable el del cuarto escenario como se ha observado en la figura 8.5.

Es importante aclarar que hay una manera sencilla de obtener mayores beneficios a lo largo del año, y esta está asociada directamente con el uso de la instalación por parte del propietario de esta.

Como se ha observado cada uno de los valores obtenidos está extremadamente ligado con perfil de consumo, es por eso, que, si el usuario una vez instalada la instalación este intenta ajustar los consumos a las franjas horarias con mayor producción solar, o en estas donde el precio de compra a la compañía sea más bajo, se observara como los costes de operación se reducirán considerablemente.

Es por eso que para estas instalaciones los resultados energéticos y económicos están extremadamente atados al propietario de esta, ya que requieren un entendimiento del funcionamiento de esta para poder obtener mayores beneficios.

A nivel legislativo, hay que comentar que las mejores propuestas en el RD 244/19 son bastante importantes, ya que han simplificado la clasificación de las modalidades de las instalaciones, y han incluido por primera vez los métodos de compensación.

Así mismo, aunque no se ha mencionado en esta memoria, este RD ha aportado grandes mejoras relacionadas con el autoconsumo compartido entre distintos usuarios. Atribuyendo nuevas consideraciones las cuales hacen de este tipo de instalaciones más favorables para el usuario.

Una vez finalizado esta memoria me gustaría comentar una serie de aspectos. Desde mi punto de vista considero la implantación del autoconsumo como una de las alternativas más limpias de consumo de energía. Así mismo dota al usuario de la instalación de un mayor conocimiento respecto al sector y le otorga de mayor independencia sobre las grandes compañías del sector.

Es por eso por lo que espero que en el futuro se sigan realizando modificaciones a nivel legal que sigan beneficiando el uso de este tipo de instalaciones. También sería óptimo que el estado promoviese el uso de este tipo de instalaciones a partir de pequeñas subvenciones que permitan reducir los costes de instalación de estas, como sucede en algunos países del territorio europeo.

Para finalizar comentar que esta memoria me ha permitido desarrollar con mayor profundidad uno de los temas más interesantes y recurrentes del Grado, desde mi punto de vista. Conociendo con mayor profundidad la legislación que envuelve este tipo de instalaciones y ampliado mi conocimiento técnico respecto a las mismas.

Bibliografía

- [1] wwwreees, «Avance del Informe del sistema eléctrico español 2018», 2018.
- [2] «I N F O R M E A N U A L 2 0 1 9 El sector fotovoltaico impulsor de la transición energética».
- [3] J. D. E. L. Estado y J. C. I, «Boletín oficial del estado», pp. 105198-105294, 2020.
- [4] J. D. E. L. Estado, «Boletín oficial del estado», 2018.
- [5] «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 | IDAE». [En línea]. Disponible en: <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>. [Accedido: 31-dic-2019].
- [6] «La Moncloa. 22/02/2019. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 [Consejo de Ministros]». [En línea]. Disponible en: <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeminstros/Paginas/enlaces/220219-plan.aspx>. [Accedido: 31-dic-2019].
- [7] M. Para y L. A. Transición, «Boletín oficial del estado», 2019.
- [8] A. S. Gu, «www.idae.es».
- [9] D. O. F. Philosophy, C. E. Thesis, E. P. Ferrer, P. C. Barcelona, R. Tecnol, y C. Engineering, «EFFECTS OF LONG - TERM FOREST FIRE RETARDANTS ON FIRE INTENSITY , HEAT OF COMBUSTION OF THE FUEL AND FLAME EMISSIVITY», n.º September 2009.
- [10] «Introducción a las Microrredes - CENER - Centro Nacional de Energías Renovables». [En línea]. Disponible en: <https://www.cener.com/introduccion-a-las-microrredes/>. [Accedido: 25-nov-2019].
- [11] «Programas Marco de la UE | Instrumentos del ERA | Actuaciones Europeas | Internacional | Ciencia - Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades (es)». [En línea]. Disponible en: <http://www.ciencia.gob.es/portal/site/MICINN/menuitem.26172fcf4eb029fa6ec7da6901432ea0/?vgnnextoid=6351579ecc1c1410VgnVCM1000001d04140aRCRD>. [Accedido: 31-dic-2019].
- [12] «[PDF] Efficient energy management for a grid-tied residential microgrid | Semantic Scholar». [En línea]. Disponible en: <https://www.semanticscholar.org/paper/Efficient-energy-management-for-a-grid-tied-Anvari-Moghaddam-Guerrero/493e34172d13c6915cc045ff8d60a0b005ebd387>. [Accedido: 25-nov-2019].
- [13] «SUNNY HOME MANAGER 2.0». [En línea]. Disponible en: <https://www.sma.de/es/productos/monitorizacion-y-control/sunny-home-manager-20.html>. [Accedido: 25-nov-2019].
- [14] «El Masnou - Wikipedia, la enciclopedia libre». [En línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/El_Masnou. [Accedido: 27-nov-2019].

- [15] «Orientación e inclinación de los Paneles Solares Fotovoltaicos». [En línea]. Disponible en: <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>. [Accedido: 27-nov-2019].
- [16] «posicion sol - Tecnoligente Energía Renovable». [En línea]. Disponible en: <http://www.tecnoligente.com/funcionamiento-de-los-paneles-solares-en-guadalajara/posicion-sol/>. [Accedido: 27-nov-2019].
- [17] «Energía Fotovoltaica: Radiación, Geometría, Recorrido, Irradiancia y HSP». [En línea]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>. [Accedido: 27-nov-2019].
- [18] «JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission». [En línea]. Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html. [Accedido: 30-nov-2019].
- [19] «RADIACIÓN DIRECTA, DIFUSA Y REFLEJADA – ARQUITECTURA & DISEÑO». [En línea]. Disponible en: <https://pedrojherandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>. [Accedido: 30-nov-2019].
- [20] H. Efficiency, H. Performance, y H. Power, «N 330 N 325», 2019.
- [21] «Regulador 48V 60A PWM Must Solar | al Mejor Precio». [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.es/reguladores-de-carga-pwm/regulador-48v-60a-pwm-must-solar>. [Accedido: 01-dic-2019].
- [22] I. Plug, «avec Sma smart connected SMA Smart Connected», pp. 5-8.
- [23] F. O. R. Residentialsme, «Low Voltage Energy Storage System — for Residential and Sme».
- [24] «Tarifas de Electricidad | Som Energía». [En línea]. Disponible en: <https://www.somenergia.coop/es/tarifas-de-electricidad/#tarifa2.0>. [Accedido: 04-dic-2019].
- [25] «OMIE». [En línea]. Disponible en: http://www.omie.es/reports/index.php?report_id=111#. [Accedido: 31-dic-2019].
- [26] «Autosolar | La Tienda de la Energía Solar». [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.es/>. [Accedido: 31-dic-2019].

Anexo A- Hoja de especificaciones

En este primer bloque de los anexos se encontrarán los correspondientes *datasheets* y detalles técnicos de los principales equipos de la instalación:

- **Panel solar fotovoltaico:** Panasonic N325 HIT BLACK (325 W) [20].
- **Regulador de carga:** Must Solar 48 V 60 A con modulación PWM [21].
- **Gestor de cargas:** Gestor Sunny Home Manager SHM 2.0 [13].
- **Inversor:** SMA SUNNY BOY monofásico [22].
- **Baterías:** Batería Litio 2,4 kWh Pylontech US2000B Plus 48V [23].

A1. Panasonic Photovoltaic module HIT N325 [20]

Panasonic

Photovoltaic module HIT[™]
VBHN330SJ47/ VBHN325SJ47

N 330
N 325



EN

19.7% module efficiency
Enables reaching a higher output and lower specific installation and balance-of-system costs than with the same number of standard 60-cell modules.

HIT[™] N330 **Standard**

22% more power
24% lower BOS cost

HIT: 15 pcs x 330W = 4.95kW **VS** Standard: 15 pcs x 260W = 3.90kW

100% Panasonic, 100% HIT[™]
Proudly featuring Panasonic's original invention, the heterojunction solar cell. With over 1 billion cells produced commercially over 18 years, 25 years after the breakthrough in the development and looking back to over 40 years of experience in solar, Panasonic really offers you a 25-year guarantee you can trust.

solar business since 1975
heterojunction technology since 1990
HIT[™] mass-production since 1997

More energy, higher profit!
Helping you reach a higher final profit with your PV system!

approx. 8% more **Higher profit**

773.8 kWh/m² Standard
839.2 kWh/m² HIT[™]

Measured in Nagano (Japan) 2012

Year



330W/325W

High Efficiency + High Performance at High Temperature = High Power Generation

QUALITY PROVEN 4 WAYS

- Guaranteed by Panasonic**
 - EC and over 20 Panasonic internal tests
 - Vertically integrated own manufacturing (wafer, cell and module)
- Record low claim rate**
 - Less than 0.0044% failure rate after more than 10 years experience in Europe (as of January 2010)
- Less degradation on the field**
 - 12 years actual data prove a reliable and stable performance.

Generation kWh/m²

Year

Installation: March 2004
Location: Clonsilla, UK
Model: HJT-160E
System size: 1.60 MWp
Tilt: 40 deg.
Direction: South-East
- 3rd party verified**
 - Lifecycle testing (Long-Term-Sequential-Test) by TÜV Rheinland (tested on VBHN240SE1 0)
 - PID-free (tested by Fraunhofer Institute)

HIT[™] is a registered trademark of Panasonic Group.

Panasonic Eco Solutions Europe
Panasonic Electric Works Europe AG

www.eu-solar.panasonic.net





Electrical and Mechanical Characteristics N330/N325

Electrical data (at STC)	VH40230547	VH40232547
Max. power (P _{max}) [W]	330	325
Max. power voltage (V _{mp}) [V]	59.0	57.6
Max. power current (I _{mp}) [A]	5.70	5.65
Open circuit voltage (V _{oc}) [V]	69.7	69.6
Short circuit current (I _{sc}) [A]	6.07	6.03
Max. over current rating [A]	15	15
Power tolerance [%] *	+10/-0	+10/-0
Max. system voltage [V]	1000	1000
Solar panel efficiency [%]	19.7	19.4

Note: Standard Test Conditions: Air mass 1.5; Irradiance = 1000W/m²; cell temp. 25°C
* Maximum power at cell level.

Temperature characteristics	VH40230547	VH40232547
Temperature (NOCT) [°C]	44.0	44.0
Temp. coefficient of P _{max} [%/°C]	-0.258	-0.258
Temp. coefficient of V _{oc} [V/°C]	-0.164	-0.164
Temp. coefficient of I _{sc} [mA/°C]	3.34	3.32

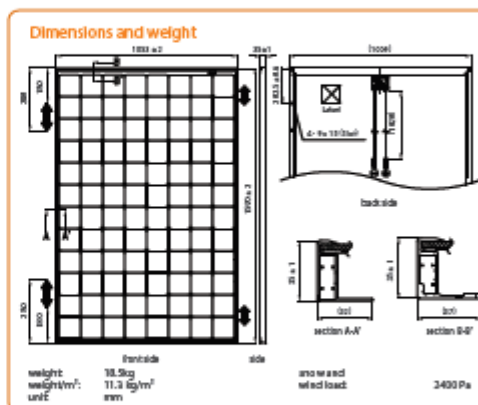
At NOCT (Normal Operating Conditions)

Max. power (P _{max}) [W]	251.9	249.3
Max. power voltage (V _{mp}) [V]	56.3	56.1
Max. power current (I _{mp}) [A]	4.54	4.52
Open circuit voltage (V _{oc}) [V]	65.8	65.9
Short circuit current (I _{sc}) [A]	4.89	4.88

Note: Normal Operating Cell Temp.; Air mass 1.5; Irradiance = 800W/m²; Air temperature 20°C; Wind speed 1 m/s

At low irradiance (20%)	VH40230547	VH40232547
Max. power (P _{max}) [W]	63.5	62.3
Max. power voltage (V _{mp}) [V]	57.0	56.4
Max. power current (I _{mp}) [A]	1.12	1.11
Open circuit voltage (V _{oc}) [V]	65.6	65.3
Short circuit current (I _{sc}) [A]	1.22	1.21

Note: Low Irradiance: Air mass 1.5; Irradiance = 200W/m²; cell Temp. = 20°C



Guarantee

Power output: 25 years linear
(1st year 97 %, from 2nd year -0.45 %/year; in 25th year 85.2%)

Product workmanship: 25 years
(registration necessary on www.eu-solar.panasonic.net, otherwise 15 years apply based on guarantee document)

Materials

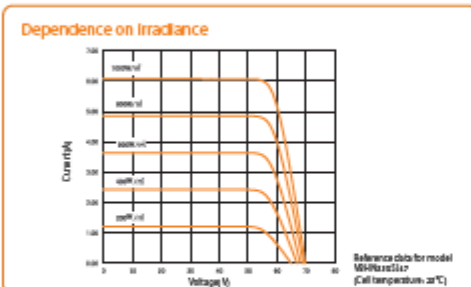
Cell material: 5 inch photovoltaic cells
Glass material: AR coated tempered glass
Frame materials: Black anodized aluminium
Connectors type: SMK

Certificates

CLASS UND
By TÜV Rheinland
UNI 8457
UNI 9174
UNI 9177

IEC61215
IEC61730-1
IEC61730-2

RoHS
REACH
CE



CAUTION! Please read the Installation manual carefully before using the products.

Used electrical and electronic products must not be mixed with general household waste. For proper treatment, recovery and recycling of old products, please take them to applicable collection points in accordance with your national legislation.

Panasonic Eco Solutions Europe
Panasonic Electric Works Europe AG

Robert-Koch-Strasse 100,
85521 Ottobrunn, Germany
Tel. +49 89 45354-1000
Fax +49 89 45354-2111
info.solar@eu.panasonic.com

Panasonic

All Rights Reserved © 2015 COPV/HIT Panasonic Electric Works Europe AG
Specifications are subject to change without notice.
03/2019



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH
Escola d'Enginyeria de Barcelona Est

A2. PWM- Regulador de carga solar PC1500B Series [21]

Solar System



Model: PC1500B-400U

PC1500B Series PWM - Regulador carga solar

Características

- En instalaciones 10A, 20A, 30A, 40A, 50A, 80A.
- Pantalla LCD de fácil lectura.
- Operación sencilla por botones.
- Debitosco económico de voltaje del sistema.
- Algoritmo carga inteligente PWM.
- Protección ajustable carga-descarga.
- Compensación automática por temperatura.
- Selección de tecnología de batería.
- Protección de corriente inversa de batería.
- Desconexión de batería por bajo voltaje (LV1).
- Protección polaridad invertida en batería.
- Protección por sobre-voltaje.
- Puertos para carga USB en modelos hasta 40A.

Introducción

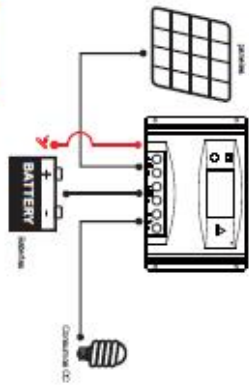
Este regulador solar de carga y descarga inteligente tiene una interfaz sencilla y visual gracias a su pantalla LCD de grandes dimensiones. Muchos parámetros de control se pueden ajustar con gran flexibilidad en función de nuestras necesidades.

LCD Información Display



1. Terminal positivo terminal solar
2. Terminal positivo batería
3. Terminal negativo batería
4. Terminal carga DCI positivo
5. Terminal carga DCI negativo
6. Pantalla LCD

Conexión al sistema solar



Nº	Parámetro	Función
1	Carica	Regula el nivel de carga de la batería cuando el sistema solar está en funcionamiento.
2	Carica	Regula el nivel de carga de la batería cuando el sistema solar está en funcionamiento.
3	Carica	Regula el nivel de carga de la batería cuando el sistema solar está en funcionamiento.
4	Carica	Regula el nivel de carga de la batería cuando el sistema solar está en funcionamiento.
5	Carica	Regula el nivel de carga de la batería cuando el sistema solar está en funcionamiento.
6	Carica	Regula el nivel de carga de la batería cuando el sistema solar está en funcionamiento.
7	Carica	Regula el nivel de carga de la batería cuando el sistema solar está en funcionamiento.

Detalles internos



Funciones

- Pantalla LCD
- Almacenamiento
- 12V/7A
- PWM
- Computación
- Protección
- Carga USB

PWM Solar Charge Controller

PC1500B SERIES Controladores



Modelos: PC1500B-10 y 20A

Voltaje: 12-24V Auto-detección
Corriente carga: 10A y 20A
Temperatura LCD: 2-27°C



Modelos: PC1500B-30 y 40A

Voltaje: 12-24V Auto-detección
Corriente carga: 30A y 40A
Temperatura LCD: 2-27°C



Modelos: PC1500B-50D / 50AID

Voltaje: 12-24V Auto-detección y modo 48V
Corriente carga: 50A
Temperatura LCD: 2-27°C



Modelos: PC1500B-60D / 60AID

Voltaje: 12-24V Auto-detección y modo 48V
Corriente carga: 60A
Temperatura LCD: 2-27°C

Aplicación



BATERÍA		Modelos			
		PC1500B-10/20	PC1500B-30/40	PC1500B-50/60	PC1500B-60/80
Voltaje PV	12V, 24V	12V, 24V	12V, 24V	12V, 24V	
Tecnología de batería	AGM, GEL, Flooded	AGM, GEL, Flooded	AGM, GEL, Flooded	AGM, GEL, Flooded	
Capacidad de carga (Ah)	10Ah, 20Ah	30Ah, 40Ah	50Ah, 60Ah	60Ah, 80Ah	
Temperatura de operación	-20°C a 70°C	-20°C a 70°C	-20°C a 70°C	-20°C a 70°C	
Protección de sobrecarga	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de sobredescarga	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de polaridad inversa	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de corriente inversa	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de sobrevoltaje	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de sobrecalentamiento	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de cortocircuito	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de sobrecarga de la batería	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de sobredescarga de la batería	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de polaridad inversa de la batería	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de corriente inversa de la batería	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de sobrevoltaje de la batería	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de sobrecalentamiento de la batería	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	
Protección de cortocircuito de la batería	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	ON/OFF	

A3. Sunny Home Manager 2.0 [13]



SUNNY HOME MANAGER 2.0



Innovador

- Gestor de energía con dispositivo de medición integrado
- Análisis de consumo de cargas individuales
- Carga optimizada de la batería en sistemas de almacenamiento SMA

Sencillo

- Rápida instalación con el sistema plug & play
- Visión general de todos los equipos consumidores, sistemas de generación de energía fotovoltaica y baterías
- Uso más eficiente de la energía y disminución de los costes de energía

Transparente

- Balance energético y datos de carga mostrados en diagramas interactivos
- Previsión de los datos meteorológicos y de la producción fotovoltaica
- Monitorización de la planta a través del Sunny Portal y Sunny Places

Flexible

- Conexión de los equipos consumidores mediante protocolos estándar y enchufes inalámbricos
- Equipos compatibles como bombas de calor, vehículos eléctricos y otros electrodomésticos en www.sma-berica.com

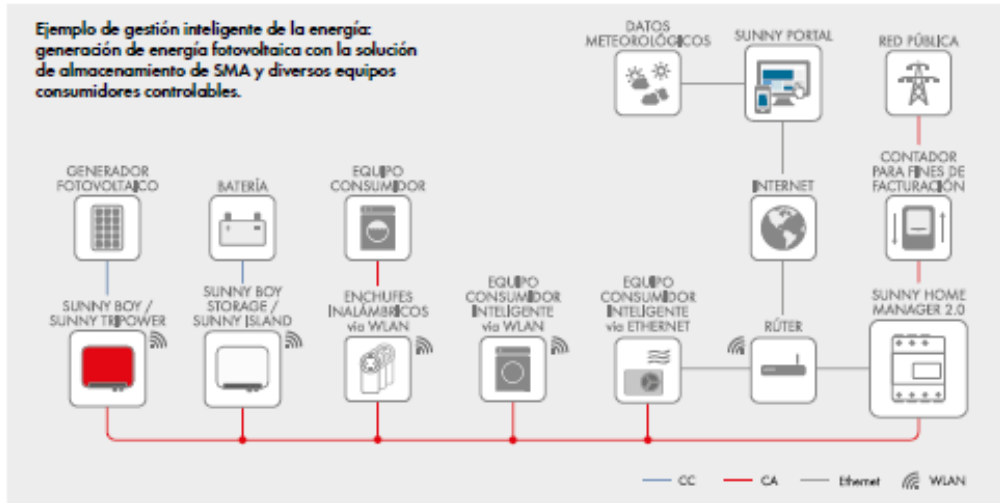
SUNNY HOME MANAGER 2.0

La central de control para una gestión inteligente de la energía

El Sunny Home Manager 2.0 es el gestor energético inteligente de SMA ya que permite la máxima utilización de la energía fotovoltaica de forma eficiente en el hogar. Esto optimiza el autoconsumo de energía fotovoltaica y disminuye significativamente los costes de la energía. Para ello, mide todos los datos relativos a la generación de energía fotovoltaica, consumo de la red e inyección a red y ofrece una vista completa de todos los flujos energéticos relevantes del hogar. A partir de las previsiones locales de producción de energía fotovoltaica y los perfiles de carga registrados en el hogar, este equipo autodidacta crea recomendaciones de uso personalizadas y coordina el funcionamiento de los equipos consumidores controlables, de modo que pueda utilizarse directamente el máximo posible de energía fotovoltaica de producción propia.

El camino hacia una gestión inteligente de la energía es muy fácil: basta con instalar el Sunny Home Manager 2.0 en el punto de conexión a la red, conectarlo a través del cable ethernet al router de internet, registrar la planta fotovoltaica en el Sunny Portal o Sunny Places de forma gratuita y unirse a los más de 30.000 sistemas instalados en todo el mundo que se benefician de una mayor eficiencia energética.





Datos técnicos	Sunny Home Manager 2.0
Gestor energético	
Conexión con el rúter local	A través de cable ethernet (10/100 Mbit/s, conector RJ45)
Conexión de los inversores fotovoltaicos y sistemas de baterías de SMA	Ethernet o WLAN a través del rúter local
Conexión de equipos consumidores en la gestión de la energía Consulte ejemplos de aplicación para la conexión de equipos consumidores y controles en la información técnica de la página del producto Sunny Home Manager 2.0 www.sma-iberica.com	a. Conexión de datos directa (EBus, SEWP) (p. ej.: bombas de calor inteligentes, estaciones de carga para vehículos eléctricos, resistencias eléctricas, electrodomésticos...) b. Enchufe inalámbrico conmutable (p. ej.: conector/desconector electrodomésticos)
Equipo de medición integrado	
Exactitud de medición, ciclo de medición	1 %, 1000 ms
Uso estándar	Medición del consumo de la red y la inyección a red en el punto de conexión a la red
Uso alternativo	a. Medición de la potencia de producción de energía fotovoltaica b. Medición en estado inactivo (conexión de L1, N, red)
Número máx. de equipos de la planta fotovoltaica (aparte del SMA Energy Meter)	
Equipos de la planta, en total	Hasta 24
de los cuales equipos consumidores con gestión activa de la energía	Hasta 12
Entradas (tensión y corriente)	
Tensión nominal	230 V/400 V
Frecuencia	50 Hz/±5 %
Corriente nominal/límite por cada conductor de fase	5 A/63 A (>63 A combinado con transformadores de corriente externos)
Sección de conexión	Dn 10 mm ² a 16 mm ² (para protección de 63 A)
Par de apriete para bornes soldados	2,0 Nm
Condiciones ambientales durante el funcionamiento	
Temperatura ambiente	Dn -25 °C a +40 °C
Rango de temperatura de almacenamiento	Dn -25 °C a +70 °C
Clase de protección (según IEC 62103)	II
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP2X
Valor máximo permitido para la humedad relativa del aire (sin condensación)	Dn 5 % al 90 %
Altitud sobre el nivel del mar	Dn 0 m a 2000 m
Datos generales	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	70 mm/88 mm/65 mm
Espacios necesarios en el cuadro de distribución (según DIN)	4
Peso	0,3 kg
Lugar de montaje	Armario de distribución o de contadores
Tipo de montaje	Montaje sobre carril DIN
Indicación de estado	3 leds
Autoconsumo	<3 W
Equipamiento	
Manejo y visualización	A través de Sunny Portal, Sunny Places, Sunny Portal Pro
Función de actualización	Automática para el Sunny Home Manager y los equipos de SMA conectados
Garantía	2 años
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Solar.com
Accesorios	
SMA Energy Meter como complemento para el equipo de medición integrado	Frecia medición trifásica, conexión a través de ethernet en la red local
Actualizado: 11/2019	
Modelo comercial	HM-20

SMA Solar Technology AG es un proveedor de energía solar líder mundial. SMA Solar Technology AG, empresa con sede en Niestetal, Alemania, ofrece soluciones de energía solar para hogares y empresas. SMA Solar Technology AG es un proveedor de energía solar líder mundial. SMA Solar Technology AG es un proveedor de energía solar líder mundial. SMA Solar Technology AG es un proveedor de energía solar líder mundial.

A4. Sunny Boy 3.0/4.0/5.0/6.0 [22]

SUNNY BOY 3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0
con SMA SMART CONNECTED



Compacto

- Montaje por parte de una sola persona gracias al bajo peso de 17,5 kg
- Mínima necesidad de espacio gracias al diseño compacto

Cómodo

- Instalación 100 % plug & play
- Monitorización en línea gratuita por medio de Sunny Places
- Servicio automatizado mediante SMA Smart Connected

De gran rendimiento

- Aprovechamiento de la energía sobrante por la limitación de la potencia activa dinámica
- Gestión de sombras mediante OptiTrac™ Global Peak o la comunicación TS4-R integrada

Combinable

- Ampliable en cualquier momento con gestión inteligente de la energía y soluciones de almacenamiento
- Combinable con componentes TS4-R para la optimización de módulos

SUNNY BOY 3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0

Mayor rendimiento para los hogares particulares: generación inteligente de la energía solar

El nuevo Sunny Boy 3.0-6.0 garantiza máximos rendimientos energéticos para los hogares particulares. Este combina el servicio integrado SMA Smart Connected con una tecnología inteligente para cualquier requisito del entorno. El equipo es fácil de instalar gracias a su diseño extremadamente sencillo. Mediante la interfaz web integrada, el Sunny Boy puede ponerse rápidamente en funcionamiento a través del teléfono inteligente o la tableta. Y para los requisitos especiales en el techo, en caso de p. ej. sombra pueden añadirse fácilmente y de forma precisa los optimizadores de módulos TS4-R. Los estándares de comunicación actuales hacen que el inversor pueda ampliarse con seguridad para el futuro y de forma flexible en cualquier momento con la gestión inteligente de la energía y las soluciones de almacenamiento de SMA.

SMA SMART CONNECTED

Servicio técnico integrado para un confort absoluto

SMA Smart Connected* es la monitorización gratuita del inversor a través de Sunny Portal de SMA. Si se produce un error en un inversor, SMA informa de manera proactiva al operador de la planta y al instalador. Esto ahorrará valiosas horas de trabajo y costes.

Con SMA Smart Connected el instalador se beneficia del diagnóstico rápido de SMA, lo que le permite solucionar los errores con rapidez y ganarse la simpatía del cliente con atractivas prestaciones adicionales.



ACTIVACIÓN DE SMA SMART CONNECTED

El instalador activa SMA Smart Connected durante el registro de la planta en Sunny Portal y de este modo se beneficia de la monitorización automática de inversores por parte de SMA.



MONITORIZACIÓN AUTOMÁTICA DE INVERSORES

Con SMA Smart Connected, SMA se hace cargo de la monitorización de los inversores. SMA supervisa cada uno de los inversores de forma automática y permanente para detectar anomalías en el funcionamiento. De este modo, los clientes se benefician de la vasta experiencia de SMA.



COMUNICACIÓN PROACTIVA EN CASO DE ERRORES

Tras el diagnóstico y el análisis de un error, SMA informa de inmediato al instalador y al cliente final por correo electrónico. Así todas las partes están perfectamente preparadas para corregir el error. Esto minimiza el tiempo de parada y, en consecuencia, ahorra tiempo y dinero. Gracias a los informes regulares sobre el rendimiento se obtienen valiosas conclusiones adicionales acerca del sistema completo.



SERVICIO DE RECAMBIO

En caso de requerirse un equipo de recambio, SMA suministra automáticamente un nuevo inversor en el plazo de 1 a 3 días tras diagnosticarse el error. El instalador puede dirigirse de forma activa al operador de la planta para la sustitución del inversor.



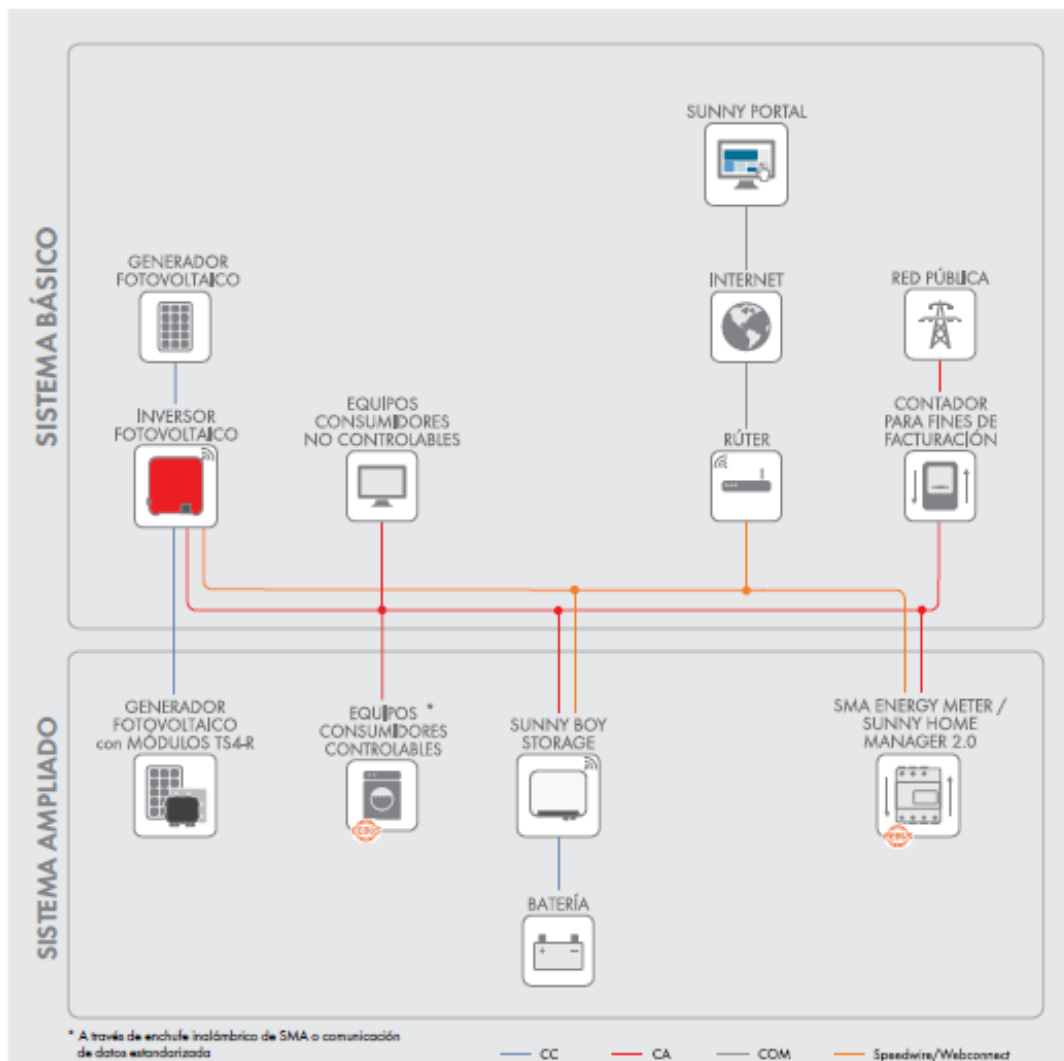
SERVICIO DE RENDIMIENTO

El operador de la planta puede exigir un pago compensatorio de parte de SMA si el inversor de recambio no se entrega dentro del plazo de 3 días.

* Para más detalles, véase el documento "Descripción de los servicios: SMA SMART CONNECTED"

Análisis de viabilidad de una instalación fotovoltaica residencial acorde al marco del RD 244/2019 regulador del autoconsumo de energía eléctrica

Datos técnicos	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0	Sunny Boy 6.0
Entrada (CC)					
Potencia máx. del generador fotovoltaico	5500 Wp	5500 Wp	7500 Wp	7500 Wp	9000 Wp
Tensión de entrada máx.	600 V				
Rango de tensión del MPP	De 110 V a 500 V	De 130 V a 500 V	De 140 V a 500 V	De 175 V a 500 V	De 210 V a 500 V
Tensión asignada de entrada	365 V				
Tensión de entrada mín./de inicio	100 V/125 V				
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	15 A/15 A				
Corriente máx. de entrada por string, entradas: A/ B	15 A/15 A				
Número de entradas de MPP independientes/Strings por entrada de MPP	2/A;2; B;2				
Salida (CA)					
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W	4000 W	5000 W ¹⁾	6000 W
Potencia máx. aparente de CA	3000 VA	3680 VA	4000 VA	5000 VA ¹⁾	6000 VA
Tensión nominal de CA/Rango	220 V, 230 V, 240 V/De 180 V a 280 V				
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz				
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/230 V				
Corriente máx. de salida	16 A	16 A	22 A ²⁾	22 A ²⁾	26,1 A
Factor de potencia a potencia asignada	1				
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo				
Fases de inyección/conexión	1/1				
Rendimiento					
Rendimiento máx./europeo Rendimiento	97,0 %/96,4 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,6 %
Dispositivos de protección					
Punto de desconexión en el lado de entrada	●				
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●				
Protección contra polarización inversa de CC/Resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -				
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●				
Clase de protección (según IEC 61140)/Categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	/III				
Datos generales					
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	435 mm/470 mm/176 mm (17,1 in/18,5 in/6,9 in)				
Peso	17,5 kg (38,5 lb)				
Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)				
Emisión sonora, típica	25 dB(A)				
Autoconsumo (nocturno)	5,0 W				
Topología	Sin transformador				
Sistema de refrigeración	Convección				
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65				
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H				
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %				
Equipamiento					
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/Conector de enchufe de CA				
Visualización a través de teléfono inteligente, tableta o portátil	●				
Interfaz: WLAN, Speedwire/Webconnect	● / ● / ●				
Protocolos de comunicación	Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect, SMA Data, TS4R				
Gestión de las sombras: OptiTrac Global Peak	● / ○				
Garantía: 5/10/15 años	● / ○ / ○				
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS 4777-2, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438, G69/3-4, G83/2-1, DIN EN 62109 / IEC 62109, NEN-EN50438, IECEN50438, NT_Lay/20.571, ÖVE/ÖNORM E 8001-4712 & TOR D4, PPO5, PPC, RD1699, TR3.2.1, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1, VFR 2014, RfO compliant, DEWA, IEC 61727, IEC 62116, MEA, NBR16149, PEA, SI4777, TR3.2.2				
Certificados y autorizaciones (en planificación)	DEWA, IEC 61727, IEC 62116, MEA, NBR16149, PEA, SI4777, TR3.2.2				
Disponibilidad de SMA Smart Connected en los países:	AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, LU, NL, UK				
● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible Datos en condiciones nominales: 02/2019					
1) 4600 W/4600 VA para VDE-AR-N 4105 2) AS 4777: 21,7 A					
Modelo comercial	S83.0-1AV-41	S83.6-1AV-41	S84.0-1AV-41	S85.0-1AV-41	S86.0-1AV-41



Funciones del SISTEMA BÁSICO

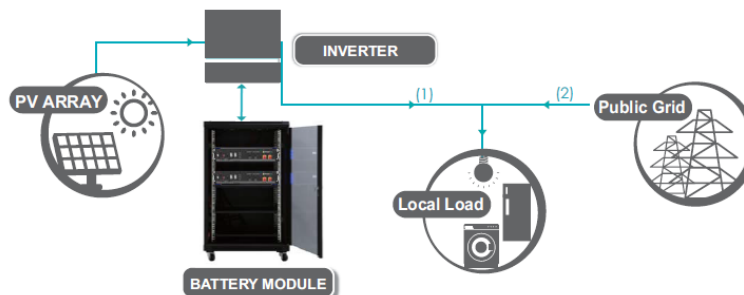
- Puesta en marcha sencilla gracias a la interfaz WLAN y Speedwire integrada
- Transparencia máxima gracias a la visualización en Sunny Portal/Sunny Places
- Seguridad de la inversión por medio de SMA Smart Connected
- Modbus como interfaz de tercero

Funciones del SISTEMA AMPLIADO

- Funciones del sistema básico
 - Reducción del consumo de la red y aumento del autoconsumo mediante el uso de energía fotovoltaica almacenada provisionalmente
 - Máxima utilización de la energía con una carga basada en la previsión
 - Autoconsumo ampliado gracias a una gestión de la carga inteligente
 - Rendimiento máximo de la planta gracias a la tecnología de módulos inteligentes
- Con SMA Energy Meter
- Rendimiento máximo de la planta gracias a la limitación dinámica de la inyección a red entre el 0 % y el 100 %
 - Visualización de los consumos energéticos

A5. Batería Litio 2,4 kWh Pylontech US2000B Plus 48V [23]

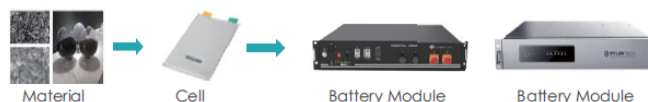
Solution of ESS



Key Features of ESS

- Developed with our own LFP (lithium iron phosphate) cell to ensure the highest safety and most promising cycle life
- Self-designed BMS protects the cell in all angles such as abnormal temperature, current, voltage, SoC, SoH
- Maintenance free and easy installation saves the valuable main power

Vertical industry integration chain



Advantages

- Vertical industry integration ensures more than 6000 cycles with 90% DoD
- Compact and fashionable design fits in your sweet home environment
- Modular design gives the end customers the power of choice of capacity
- Compatible with most of the available Hybrid inverters
- Simple buckle fixing minimize the installation time and cost
- Safety Cert.TÜV CE UN38.3



Specification



Basic Parameters	US2000	Phantom-S	US3000
Nominal Voltage (V)	48	48	48
Nominal Capacity (Wh)	2400	2400	3552
Usable Capacity (Wh)	2200	2200	3200
Dimension (mm)	442*410*89	440*440*88.5	442*420*132
Weight (Kg)	24	24	32
Discharge Voltage (V)	45 ~ 53.5	45 ~ 53.5	45~53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5	52.5~53.5	52.5~53.5
Charge / Discharge Current (A)	25 (Recommended)	25 (Recommended)	37 (Recommended)
	50 (Max)	50 (Max)	74 (Max)
	100 (Peak@15s)	100 (Peak@15s)	100 (Peak@15s)
Communication Port	RS485, CAN	RS485, CAN	RS485, CAN
Single string quantity(pcs)	8	8	8
Working Temperature/°C	0~50	0~50	0~50
Shelf Temperature/°C	-20~60	-20~60	-20~60
Humidity	5%~85%	5%~85%	5%~85%
Altitude (m)	<2000	<2000	<2000
Design life	10+ Years (25°C/77°F)	10+ Years (25°C/77°F)	10+ Years (25°C/77°F)
Cycle Life	>6000, 25°C	>6000, 25°C	>6000, 25°C
Authentication Level	UL/TÜV/CE /UN38.3	TÜV/CE /UN38.3	TÜV/CE /UN38.3



0086 021 50317697 sales@pylontech.com.cn www.pylontech.com.cn

