



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

# ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN ENTORNO URBANO. APLICACIÓN A 4 CASOS DE ESTUDIO EN LA PROVINCIA DE VALENCIA.

AUTORA: ISABEL APARISI CERDÁ

TUTOR: CARLOS VARGAS SALGADO

COTUTOR: DAVID ALFONSO SOLAR

Curso Académico: 2018-19



## *Agradecimientos*

Quiero agradecer el apoyo y cariño que mi familia y amigos, han depositado en mi para la realización de este trabajo, y en el transcurso de todo el grado, en especial a mis padres que han sido el mejor refuerzo en los días complicados.

A mis tutores, Carlos y David, por darme esta oportunidad, por el interés y dedicación puestos en mí y por lo mucho que he aprendido de ellos, no podía haber tenido dos tutores mejores.

## RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Grado analiza la factibilidad de instalaciones fotovoltaicas en un entorno urbano. Situándose primero en el contexto energético y legislativo, se analizarán después distintos casos para dicho tipo de instalaciones en la ciudad de Valencia, utilizando el software HOMER para realizar simulaciones y poder seleccionar una opción con criterios principalmente económicos. A partir del estudio de los diferentes casos expuestos y comparándolos entre sí, se podrán extraer conclusiones a cerca de las modalidades de autoconsumo existentes y de los principales inconvenientes o limitaciones de las instalaciones fotovoltaicas en un entorno urbano.

**Palabras clave:** Fotovoltaica, autoconsumo, excedentes, balance neto, radiación, sombras.

## RESUM

El present Treball de Fi de Grau analitza la factibilitat d'instal·lacions fotovoltaïques en un entorn urbà. Situant-se primer en el context energètic i legislatiu, s'analitzaran després diferents casos per a aquest tipus d'instal·lacions a la ciutat de València, utilitzant el programa HOMER per a realitzar simulacions i poder seleccionar una opció amb criteris principalment econòmics. A partir de l'estudi dels diferents casos exposats i comparant-los entre si, es podran extraure conclusions a prop de les modalitats d'autoconsum existents i dels principals inconvenients o limitacions de les instal·lacions fotovoltaïques en un entorn urbà.

**Paraules clau:** Fotovoltaica, autoconsum, excedents, balanç net, radiació, ombres.

## ABSTRACT

This thesis analyses the feasibility of photovoltaic installations in an urban environment. First of all, the energy and legislative context will be studied, and then different cases will be analysed for this type of facility in the city of Valencia, using HOMER software to perform simulations and be able to select an option economic criterion mainly. From the study of the different cases exposed and comparing them, some conclusions can be drawn about the existing self-consumption options and the main drawbacks or limitations of photovoltaic installations in an urban environment.

**Keywords:** Photovoltaics, consumption, surpluses, net balance, radiation, shadows.

---

## ÍNDICE GENERAL

---

Documento I: Memoria.

Documento II: Presupuesto.

---

## Documento I: Memoria.

---

### ÍNDICE

1.	OBJETIVOS .....	1
2.	INTRODUCCIÓN .....	2
2.1.	Situación energética actual .....	2
2.1.1.	Unión Europea.....	2
2.1.2.	España .....	3
2.1.3.	Comunidad Valenciana.....	5
2.2.	ProSumE: Enabling Prosumers Services .....	6
3.	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN ENTORNO URBANO Y MARCO LEGAL.....	6
3.1.	Autoconsumo en entorno urbano.....	6
3.2.	Modalidades de autoconsumo.....	7
4.	METODOLOGÍA GENERAL.....	9
4.2.	Softwares y Herramientas de trabajo .....	9
4.2.1.	HOMER .....	9
4.2.2.	HuellaSolar .....	10
4.2.3.	PVGIS .....	10
4.2.4.	CE3X.....	10
4.2.5.	Sección HE 4 del Documento Básico HE Ahorro de Energía.....	11
4.3.	Procedimiento .....	11
4.4.	Equipos .....	12
5.	CASOS DE ESTUDIO.....	17
6.	CASO DE ESTUDIO 1 .....	18
6.1.	Características generales de la vivienda y emplazamiento.....	18
6.2.	Demanda energética y coste eléctrico .....	19
6.3.	Radiación disponible y pérdidas por sombras.....	23
6.4.	Análisis Técnico-Económico .....	31
6.4.1.	Disponibilidad.....	31
6.4.2.	Sin compensación de excedentes .....	32
6.4.3.	Con compensación de excedentes .....	33

6.4.4. Selección final.....	34
7. CASO DE ESTUDIO 2 .....	35
7.1. Características generales de la vivienda y emplazamiento .....	35
7.2. Demanda energética y coste eléctrico .....	36
7.3. Radiación disponible y pérdidas por sombras.....	42
7.4. Análisis Técnico-Económico .....	44
7.4.1. Disponibilidad.....	44
7.4.2. Sin compensación de excedentes .....	45
7.4.3. Con compensación de excedentes.....	45
7.4.4. Selección final.....	46
8. CASO DE ESTUDIO 3 .....	48
8.1. Características generales de la vivienda y emplazamiento .....	48
8.2. Demanda energética .....	48
8.3. Radiación disponible y pérdidas por sombras.....	50
8.4. Análisis Técnico-Económico .....	53
8.4.1. Disponibilidad.....	53
8.4.2. Sin compensación de excedentes .....	54
8.4.3. Con compensación de excedentes.....	55
8.4.4. Selección final.....	55
9. CASO DE ESTUDIO 4 .....	56
9.1. Características generales y emplazamiento de la manzana.....	56
9.2. Demanda energética de la manzana .....	57
9.3. Radiación disponible y pérdidas por sombras de la manzana .....	60
9.4. Análisis de la manzana .....	62
9.4.1. Disponibilidad.....	62
9.4.2. Análisis y conclusiones .....	62
9.5. Edificio promedio .....	63
10. CONCLUSIONES .....	65
11. BIBLIOGRAFÍA.....	68

---

## Documento II: Presupuesto.

---

### ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	71
2. COSTES DE MANO DE OBRA .....	71
3. COSTES DE OFICINA TÉCNICA .....	72
4. COSTES TOTALES .....	72

---

### ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Generación neta de electricidad, EU-28, 2016. (% del total, basado en GWh) .....	3
Figura 2. Porcentaje de producción eléctrica renovable y sus principales fuentes. ....	4
Figura 3. Datos PV en HOMER. (HOMER) .....	14
Figura 4. Costes O&M en tejado. (IDAE, Plan de Energías Renovables 2011-2020) .....	16
Figura 5. Vista aérea de la cubierta del caso estudio 1. (Google Earth Pro) .....	18
Figura 6. Consumo eléctrico por meses. Caso de estudio 1. ....	19
Figura 7. Consumo típico diario. Caso de estudio 1. (HOMER) .....	20
Figura 8. Periodos tarifarios del caso de estudio 1. (HOMER) .....	20
Figura 9. Mapa de consumo del caso de estudio 1. (HOMER) .....	23
Figura 10. Introducción de los datos de radiación en HOMER. (HOMER) .....	24
Figura 11. Mapa de soleamiento de la cubierta. Caso de estudio 1. (Huellasolar) (Google Maps). ....	25
Figura 12. Vista aérea de la cubierta del caso de estudio 1. (Google Earth Pro) .....	25
Figura 13. Cubierta del caso 1 y puntos de análisis de sombras. (Google Maps) .....	26
Figura 14. Patrón de sombras en el punto crítico de caso 1. (CE3X) .....	27
Figura 15. Diagrama de trayectoria solar del Documento Básico HE Ahorro de Energía. (CE3X) .....	28
Figura 16. Patrón de sombras en el ¼ de caso 1. (CE3X) .....	29
Figura 17. Diagrama de trayectoria solar con meses y hora solar. (bvsde) .....	30
Figura 18. Zona de instalación de paneles, caso de estudio 1. (Google Maps) .....	32
Figura 19. Consumo, generación y ventas de la instalación final del caso de estudio 1. (HOMER) .....	34
Figura 20. Vista aérea de la cubierta del caso estudio 2. (Google Earth Pro) .....	35

Figura 21. Consumo típico diario. Caso de estudio 3. (HOMER) .....	36
Figura 22. Consumo semanal del caso de estudio 2. (Compañía eléctrica) .....	37
Figura 23. Consumo por horas en septiembre de caso de estudio 2.....	38
Figura 24. Curvas de carga mensuales de caso de estudio 2. (HOMER) .....	39
Figura 25. Periodos tarifarios del caso de estudio 2. (HOMER) .....	40
Figura 26. Mapa de soleamiento de la cubierta del caso de estudio 2. (Huellasolar) .....	42
Figura 27. Área seleccionada para instalar paneles, caso 2. (Google Earth Pro) .....	44
Figura 28. Consumo y generación de la opción sin compensación de excedentes, caso de estudio 2. (HOMER).....	45
Figura 29. Consumo y generación de la opción sin compensación de excedentes, caso 2. (HOMER) .	47
Figura 30. Consumo, generación y venta de la opción con compensación de excedentes, caso 2. (HOMER).....	47
Figura 31. Vista aérea de la cubierta del caso estudio 3. (Google Earth Pro) .....	48
Figura 32. Consumo típico diario. Caso de estudio 3. (HOMER) .....	49
Figura 33. Periodos tarifarios del caso de estudio 3. (HOMER) .....	49
Figura 34. Mapa de soleamiento de la cubierta del caso de estudio 3. (Huellasolar) (Google Maps)..	50
Figura 35. Vista de la cubierta y alrededores del caso de estudio 3. (Google Earth Pro) .....	51
Figura 36. Detalle rectángulo cubierta caso de estudio 3. (Google Earth Pro) .....	52
Figura 37. Patrón de sombras en un punto del rectángulo del caso 3. (CE3X) .....	53
Figura 38. Zona seleccionada para la instalación de paneles en el caso 3. (Google Earth Pro).....	54
Figura 39. Consumo y generación de la opción sin compensación de excedentes, caso 3. (HOMER) .	54
Figura 40. Consumo, generación y ventas de la opción final del caso de estudio 3. (HOMER) .....	56
Figura 41. Vista aérea de la zona del caso de estudio 4. (Google Earth Pro).....	57
Figura 42. Promedio anual de consumo tarifas 2.0 A y 2.0 DHA para un consumo de 2.700 kWh. ....	58
Figura 43. Curvas de consumo de los casos de estudio 1 y 3.....	58
Figura 44. Consumo de un día promedio del total de la manzana. ....	59
Figura 45. Zonas con al menos un 85% de horas de sol recibidas. ....	60
Figura 46. Zonas de instalación y puntos de evaluación de sombras de la manzana. ....	61
Figura 47. Radiación promedio de la zona de instalación de la manzana.....	61
Figura 48. Producción eléctrica de la manzana. (HOMER).....	63
Figura 49. Producción eléctrica del edificio promedio. (HOMER).....	65

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Desglose de la previsión de la producción de energía renovable. (IVACE-Energía, 2017) .....	5
Tabla 2. Modalidades de autoconsumo (IDAE, Guía de tramitación del autoconsumo, 2019) .....	8
Tabla 3. Especificaciones técnicas Panel RED370-72M. (Technosun) .....	13
Tabla 4. Comparación de paneles solares. ....	13
Tabla 5. Costes fijos y paneles para instalaciones en cubierta plana. ....	15
Tabla 6. Costes fijos y paneles para instalaciones en cubierta inclinada. ....	15
Tabla 7. Modelos de inversores de conexión a red y sus precios. ....	16
Tabla 8. Precio Bono social y alquiler del contador. Caso de estudio 1. ....	21
Tabla 9. Facturación por electricidad utilizada y precio medio de los periodos. Caso de estudio 1. ...	21
Tabla 10. Cálculo de potencias a facturar por mes y periodo del caso de estudio 1. ....	22
Tabla 11. Puntos de medición del obstáculo para el punto crítico del caso 1. ....	27
Tabla 12. Tabla de referencia para el caso 1. (Documento Básico HE Ahorro de energía, 2017) .....	28
Tabla 13. Puntos de medición del obstáculo para el punto 1/4 del caso 1. ....	29
Tabla 14. Resumen métodos de obtención de pérdidas de radiación por sombras. ....	31
Tabla 15. Resumen de opciones para el caso de estudio 1. ....	33
Tabla 16. Presupuesto instalación final del caso de estudio 1. ....	35
Tabla 17. Incrementos aplicados a cada mes, caso 2. ....	38
Tabla 18. Precios por consumo eléctrico del caso de estudio 2. ....	40
Tabla 19. Precios por potencia facturada del caso de estudio 2. ....	41
Tabla 20. Cálculo de potencias a facturar por mes periodo del caso de estudio 2. ....	41
Tabla 21. Radiación y sombras en un punto de la cubierta del caso de estudio 2. (Huellasolar) .....	43
Tabla 22. Resumen de opciones para el caso de estudio 2. ....	46
Tabla 23. Presupuesto instalación final del caso de estudio 2. ....	47
Tabla 24. Precio por kWh del caso de estudio 3. ....	50
Tabla 25. Puntos de medición del obstáculo del rectángulo. Caso de estudio 3. ....	52
Tabla 26. Resumen de opciones para el caso de estudio 3. ....	55
Tabla 27. Presupuesto instalación final del caso de estudio 3. ....	56
Tabla 28. Potencia pico máxima instalar en la manzana. (Referida a Figura 41) .....	62
Tabla 29. Resumen opciones de instalación del edificio promedio de la manzana. ....	64
Tabla 30. Comparación de casos de estudio. ....	67

Tabla 31. Costes de mano de obra directos referidos a los honorarios.....	71
Tabla 32. Coste Seguridad Social del ingeniero.....	71
Tabla 33. Costes de oficina técnica. ....	72
Tabla 34. Presupuesto general.....	72

# MEMORIA

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

## **1. OBJETIVOS**

El objetivo principal de este Trabajo de Fin de Grado es realizar un estudio sobre la viabilidad de las instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Para lograr el objetivo principal deben cumplirse los siguientes objetivos específicos:

- Estudiar el contexto actual, el marco legislativo existente y las opciones que en él se contemplan.
- Determinar las posibles limitaciones en instalaciones fotovoltaicas en una ciudad.
- Simular diferentes opciones de una selección de casos representativos de la ciudad de Valencia y determinar la opción más viable económicamente para cada uno de ellos.

## 2. INTRODUCCIÓN

En el desarrollo de este trabajo se analizarán 4 casos diferentes situados en la ciudad de Valencia, para cada uno de los cuales se abordará:

- Las características generales del caso de estudio, espacio disponible y consumo energético.
- Radiación en la zona y determinación de las pérdidas por sombras en la superficie seleccionada para la instalación.
- Análisis de las distintas modalidades posibles y determinación de la opción más interesante económicamente.

### 2.1. Situación energética actual

#### 2.1.1. Unión Europea

La Unión Europea importa gran parte de la energía que consume, por eso actualmente sus principales objetivos en este ámbito son reducir la dependencia energética y fomentar un mayor uso de energías renovables. Una mayor independencia energética y la creación de un mercado único europeo ayudarían a garantizar el acceso a la energía y proporcionarían una mayor seguridad energética, además se reducirían las variaciones bruscas en los precios provocadas en ocasiones por los conflictos en los países exportadores. Las energías renovables suponen la clave para lograr esta independencia y al mismo tiempo reducir las emisiones de gases nocivos y contribuir a mejoras medioambientales.

Desde el Parlamento y el Consejo Europeo, con los mencionados objetivos, se creó la Directiva 2009/28/CE, que establece una política general de producción y promoción de la energía de fuentes renovables en la UE. El objetivo a alcanzar para 2020 es que al menos un 20% del consumo de energía total bruto sea cubierto con energía renovable y que un 10 % del consumo de energía en el sector del transporte sea procedente de fuentes renovables. En 2018 la Comisión estableció como nuevo objetivo para 2030, que al menos el 32% de la energía final consumida procediera de fuentes renovables. (European Commission)

Por lo que respecta a la generación neta de energía eléctrica, en la Unión Europea proviene principalmente de combustibles fósiles y centrales nucleares, aunque en los últimos años ha comenzado a reducirse al mismo tiempo que se ha incrementado la generación a partir de fuentes renovables.

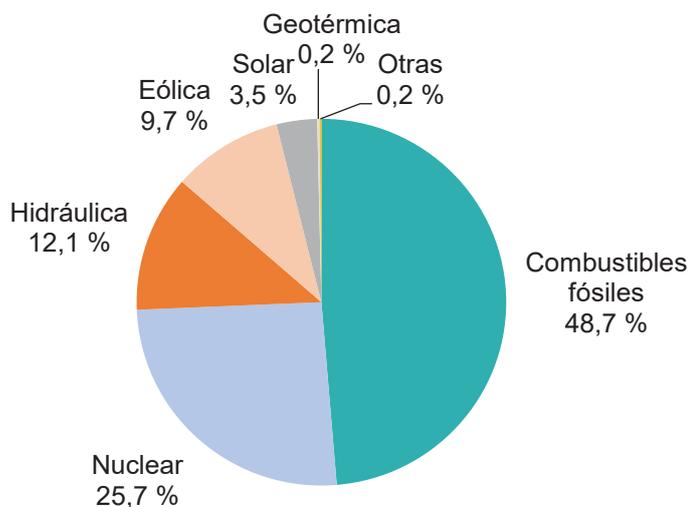


Figura 1. Generación neta de electricidad, EU-28, 2016. (% del total, basado en GWh)

En la Figura 1 se muestra la generación de electricidad en el año 2016. Podemos observar cómo en este año algo menos de la mitad de la generación total fue a partir de combustible fósiles, algo más de un cuarto a partir de la energía nuclear y poco menos del cuarto restante a partir de fuentes de energía renovable. En relación a estos datos es interesante resaltar cuál ha sido la evolución desde 2006, puesto que en estos 10 años se redujo en un 8,1% la parte correspondiente a combustibles fósiles y un 3,7% la correspondiente a plantas nucleares, mientras que la generación a partir de renovables aumentó un 11,9%. Con respecto a estas últimas, las renovables, destaca el aumento en relación a la energía solar (3,4%) y la eólica (7,1%) (Eurostat, 2018). Estos datos revelan el cambio de rumbo marcado en las políticas acordadas por los países miembros.

### 2.1.2. España

La directiva europea especifica objetivos para cada país miembro, que en el caso de España coinciden con el objetivo para la media de la UE, y requiere que cada uno elabore un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER).

Dentro del Plan de Energía Renovable 2011-2020 (IDAE, Plan de Energías Renovables 2011-2020, 2011) se recogen los elementos principales del PANER junto con análisis adicionales. La principal conclusión es que el potencial de las energías renovables en España es muy amplio y superior a la demanda energética del país y a los recursos fósiles existentes. Este plan apuesta por la tecnología de generación eléctrica con energías renovables. En el PER se prevé, y de hecho está comenzando a observarse, la tendencia a la baja en el precio de la tecnología de producción eléctrica mediante energías renovables, esto va a suponer un cambio en el sistema de producción hasta ahora centralizado. Se obtendrá una generación más distribuida de la electricidad mediante el autoconsumo, que supone que la producción

## Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

se realice en el mismo punto en el que se consume la energía. El desarrollo de Redes Inteligentes proporcionará la capacidad de intercambiar electricidad e información entre generadores y consumidores, y será la clave para que dicha generación se distribuya de forma eficaz y eficiente.

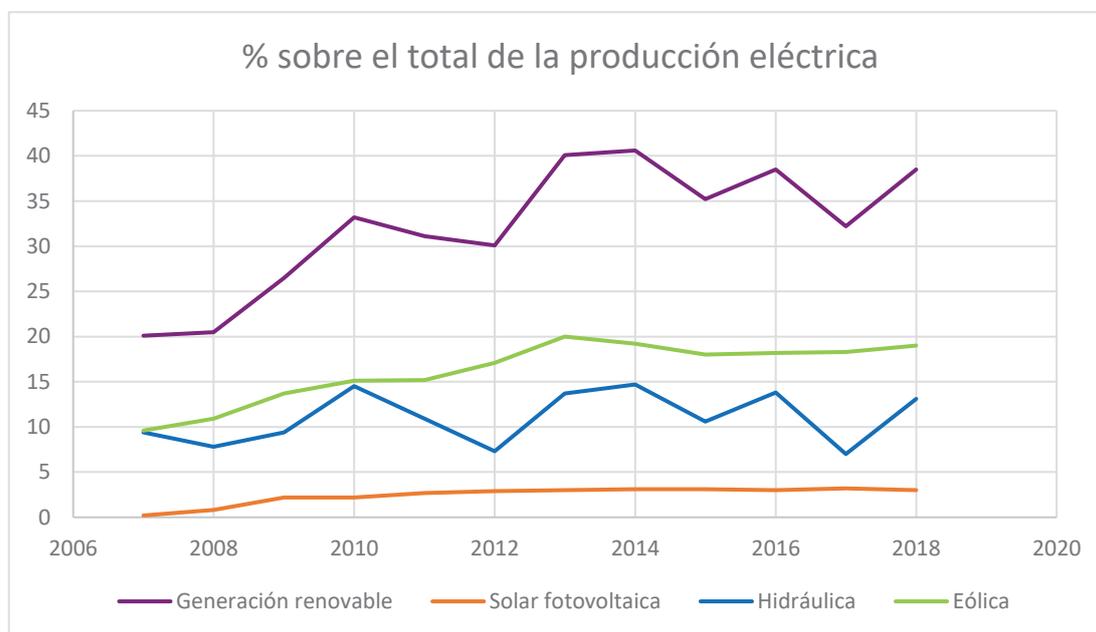


Figura 2. Porcentaje de producción eléctrica renovable y sus principales fuentes.

En la Figura 2 podemos observar la evolución en la producción de electricidad de fuentes renovables desde 2007 hasta 2018. Los últimos años el porcentaje ha sido superior al 30% alcanzando algunos años el 40%. El objetivo mínimo para el 2020 es alcanzar el 38.1%, si se mantiene la tendencia al alza de los dos últimos años, podría superarse el mínimo establecido. La principal fuente renovable de generación de electricidades es la eólica, que se encuentra entorno al 20% y ha ido aumentando en este periodo de forma progresiva. Sin embargo, se observa una oscilación en la producción hidráulica, que afecta notablemente a la producción general mediante renovable, puesto que supone una parte importante de la producción general. Esta oscilación se debe a los cambios en el recurso hídrico debidos a la escasez de lluvias. En el caso concreto de la producción mediante energía fotovoltaica el porcentaje ha sido bastante estable en este periodo.

Dadas las condiciones climáticas de España, potenciar la energía eólica y fotovoltaica frente a la hidráulica daría una mayor estabilidad en la producción mediante renovables. Con una mayor distribución de la generación cabría esperar un aumento en ambas, especialmente en la fotovoltaica que supondría la principal fuente de generación para el autoconsumo.

### 2.1.3. Comunidad Valenciana

En el año 2017 se presentó el Plan de Energía Sostenible de la Comunidad Valenciana (IVACE-Energía), en él se recogen una serie de objetivos en materia de eficiencia energética, producción de energías renovables y autoconsumo para 2020.

Fuente de energía renovable	Situación 2020		Incremento potencia 2014-2020 (MW)
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	
<b>Hidráulica</b>	<b>2.139</b>	<b>659</b>	<b>20</b>
<b>Eólica</b>	<b>1.700</b>	<b>3.910</b>	<b>506</b>
Parques eólicos (exportación)	1.693		500
Autoconsumo	5,8	--	5,8
Aisladas de la red	0,8		0,2
<b>Fotovoltaica</b>	<b>600</b>	<b>1.020</b>	<b>250</b>
Plantas fotovoltaicas (exportación)	417		69
Autoconsumo	169,8	--	169,8
Aisladas de la red	13,2		11
<b>Solar termoeléctrica</b>	<b>50</b>	<b>94</b>	<b>0</b>
<b>Biomasa/Biogás</b>	<b>40</b>	<b>280</b>	<b>14</b>
Plantas (exportación)	17		0
Autoconsumo	21	--	12
Aisladas de la red	2		2
<b>TOTAL RENOVABLES</b>	<b>4.529</b>	<b>5.963</b>	<b>790</b>
<b>% EE.RR. SOBRE TOTAL</b>	<b>50%</b>	<b>26%</b>	<b>Del 44% al 50%</b>

Tabla 1. Desglose de la previsión de la producción de energía renovable. (IVACE-Energía, 2017)

Como se puede observar en la Tabla 1 (para la Comunidad Valenciana), extraída del mencionado Plan de Energía Sostenible, se fija un objetivo un 26% de producción energía renovable frente al 20% que supuso en 2014. El principal incremento se prevé en la energía eólica, seguida de la fotovoltaica, siendo el autoconsumo el principal impulso para esta última.

Para impulsar el autoconsumo se establecen medidas como la promoción de instalaciones sobre edificios de la Generalitat, medidas fiscales y de financiación, así como actuaciones de difusión y apoyo técnico.

## **2.2. ProSumE: Enabling Prosumers Services**

Los datos necesarios para este Trabajo de Fin de Grado han sido obtenidos bajo el marco del proyecto ProSumE: Enabling Prosumers Services.

ProSumE es una iniciativa del centro de innovación Las Naves, la Fundación Observatorio del Cambio Climático, el Instituto de Ingeniería Energética (IIE) de la Universidad Politécnica de València, el Instituto Universitario de Investigación en Economía Social, Cooperativismo y Emprendimiento de la Universidad de València y AVAENSEN (Asociación Valenciana de Empresas del Sector de la Energía), y financiada por Association Climate KIC. El proyecto ProSumE pretende convertir la ciudad de Valencia en un referente en autoconsumo a partir de energía fotovoltaica.

La figura del prosumidor que impulsa dicho proyecto se refiere al consumidor o grupo de consumidores de energía que actúa conjuntamente para consumir y almacenar o vender electricidad generada en sus instalaciones, con la condición de que estas actividades no constituyan su principal actividad comercial o profesional.

Esta iniciativa engloba aspectos como el fomento de la asociación de las partes interesadas, la identificación del contexto legal con sus barreras y oportunidades, los aspectos económico-financieros, los socioculturales y los técnicos, en los cuales participa el Instituto de Ingeniería Energética (IIE) evaluando el potencial de la producción distribuida de energía fotovoltaica en la ciudad.

## **3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN ENTORNO URBANO Y MARCO LEGAL**

### **3.1. Autoconsumo en entorno urbano**

Al plantearse la opción de integrar sistemas fotovoltaicos en un entorno urbano, como puede ser una ciudad, el tipo de instalaciones serán de autoconsumo, ya que se estará generando la energía dónde va a ser consumida y la instalación estará conectada a la red de suministro local. En este tipo de entornos el acceso a la red eléctrica está garantizado y ya previsto, aislar la instalación supondría un gasto y haría imprescindible el uso de baterías que tienen un coste elevado. El tener la instalación de generación de energía fotovoltaica conectada a la red eléctrica permite consumir de ella cuando la producción no es suficiente para cubrir la demanda, permitiendo con ello prescindir de los acumuladores.

En un entorno urbano hay que considerar factores que podrían ser limitantes en cuanto al tamaño y capacidad de producción de un sistema fotovoltaico. En las ciudades el espacio disponible para la instalación de paneles solares se encuentra generalmente en las cubiertas de los edificios, por lo que la superficie para la instalación estará limitada al espacio aprovechable en la cubierta. Cada edificio tiene unas características diferentes de altura, formas e inclinación del tejado que deberán ser consideradas para obtener el espacio y la radiación disponibles. Según la orientación de la cubierta y

los elementos en el entorno de esta, la radiación será mayor o menor y podrán producirse pérdidas debidas a las sombras proyectadas sobre la superficie.

Otro punto por considerar es que las cubiertas generalmente son un espacio compartido de una comunidad de vecinos. Existe la posibilidad de que un vecino instale paneles en la cubierta común para su propio autoconsumo siempre que cuente con la aprobación de la comunidad de vecinos, y además, según los últimos cambios en la legislación en España (Real Decreto 244/2019) existe la posibilidad de realizar una instalación colectiva en la que varios consumidores están asociados a la instalación de producción. Por tanto, hay dos modalidades, individual si un único vecino realiza su propia instalación, o colectivo si varios pueden autoconsumir de forma conjunta siguiendo las pautas del RD 244/2019.

### 3.2. Modalidades de autoconsumo

Según la legislación vigente, tras las últimas modificaciones con el RD 244/2019, se establecen varias clasificaciones para el autoconsumo, una de ellas es la distinción entre autoconsumo individual y colectivo anteriormente mencionada.

En el caso de autoconsumos colectivos con compensación de excedentes, los participantes deberán acordar un criterio de reparto, que deben comunicar a la empresa distribuidora. Las únicas restricciones son que deben utilizarse coeficientes de reparto fijos y que la suma de esos coeficientes debe ser 1.

En caso de que no se comunique el acuerdo, se utilizará el criterio de reparto establecido en el anexo II del RD 244/2019. Según el cual, para cada consumidor asociado a la instalación de autoconsumo se calculará la “energía horaria neta individualizada” como:

$$ENG_{h,i} = \beta_i \cdot ENG_h \quad (1)$$

Donde:

$ENG_h$  = energía horaria neta total producida por la instalación.

$\beta_i$  = coeficiente de reparto de la energía generada para el consumidor “i”.

Para el cálculo de las  $\beta_i$  se propone:

$$\beta_i = \frac{\text{Potencia máxima contratada (consumidor i)}}{\sum \text{Potencias máximas contratadas (todos los consumidores asociados)}} \quad (2)$$

Los consumidores de instalaciones de autoconsumo colectivo sin excedentes podrán acogerse también al mecanismo de compensación simplificada. En este caso será necesario firmar un acuerdo entre todos los consumidores asociados donde se fijen las condiciones de reparto de energía con los coeficientes que corresponden a cada consumidor.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Cuando la conexión se realiza en la red de distribución de BT se le llamará instalación próxima a través de red, en este caso se tratará de una red con excedentes y no acogida a autoconsumo. Sin embargo, los casos que se considerarán en este estudio pertenecen a la clasificación de instalación en red interior, donde la conexión se realizará en la red interior y podrá ser con y sin excedentes y acogida o no a compensación.

Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes son aquellas que disponen de un sistema antivertido que impide la inyección del excedente de energía a la red eléctrica de transporte o distribución. Este tipo de sistemas no podrán optar a la modalidad de compensación simplificada puesto que no intercambiarán electricidad con la red.

Por otro lado, el autoconsumo con excedentes, en el que se puede inyectar la energía excedentaria a la red. Estas podrán estar o no acogidas a la compensación de excedentes siempre y cuando sean en red interior.

<b>Autoconsumo INDIVIDUAL</b> Un consumidor asociado O <b>Autoconsumo COLECTIVO</b> Varios consumidores asociados	<b>Instalación PRÓXIMA en RED INTERIOR</b> Conexión Red interior	<b>SIN excedentes</b> Existen mecanismos anti-vertido
		<b>CON excedentes ACOGIDA a compensación</b> Fuente renovable Potencia de producción ≤ 100kW Contrato único consumo-auxiliares Contrato de compensación No hay otro régimen retributivo
		<b>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación</b> Resto de instalaciones con excedentes
	<b>Instalación PRÓXIMA a TRAVÉS DE RED</b> Conexión a red BT del mismo centro de transformación. Distancia entre contadores generación-consumo < 500m. Misma referencia catastral (14dígitos)	<b>CON excedentes NO ACOGIDA a compensación</b> Instalaciones con excedentes

Tabla 2. Modalidades de autoconsumo (IDAE, Guía de tramitación del autoconsumo, 2019)

Existe otro concepto más extendido hasta ahora que es el balance neto, el cual no ha sido aprobado en España optándose en su lugar por la compensación simplificada. El balance neto consiste en un balance energético entre la energía generada y la consumida que valora el excedente al mismo precio de la tarifa contratada. Es decir, si se ha consumido menos de lo que se ha generado, la compañía nos pagaría ese excedente al precio de energía de la tarifa, el mismo al que se pagaría si se consume más de lo que se produce. Además, se establecería una limitación para que no se produzca más energía de la que se genera, de forma mensual o anual, por la energía vertida de más a la red, respecto a la consumida en el periodo definido, no se obtendría ninguna percepción económica. El contador resta la energía vertida de la consumida y así se realiza el balance energético. En cambio, con la compensación simplificada hablamos de balance económico con coste de compra y venta diferentes,

el consumo se factura al precio de tarifa y el excedente a un precio distinto acordado entre la comercializadora y el consumidor, en caso de las comercializadoras libres. En caso de las comercializadoras de referencia el coste del consumo será al precio voluntario para el pequeño consumidor en cada hora, y la energía horaria excedentaria será valorada al precio medio horario (Pmh), obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en cada hora, menos el coste de los desvíos en esa hora.

Con la compensación de excedentes el consumidor utiliza la energía de la instalación de autoconsumo cuando la necesita y puede comprar energía de la red cuando la generada para autoconsumo no sea suficiente. Cuando no se consume toda la energía que se produce en la instalación de autoconsumo, está puede inyectarse a la red y en cada periodo de facturación (que no podrá ser superior a un mes) se compensará el coste de la energía comprada a la red con la excedentaria vertida a la misma, no pudiendo ser el resultado negativo en ningún caso. Esto significa que se podrá obtener un descuento en el término de energía consumida en cada factura. Se resta al coste del consumo la retribución obtenida por la energía vertida pudiendo compensarse como máximo el importe de la energía comprada a la red, es decir, el valor final será cero en caso de máxima compensación, en ningún caso el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de horaria consumida de la red en el periodo de facturación. Los impuestos se aplicarán sobre la cuantía final una vez aplicados los descuentos.

## **4. METODOLOGÍA GENERAL**

En este apartado se exponen ordenadamente los aspectos que se han analizado y el procedimiento general aplicado en los casos de estudio objeto de este trabajo, así como una introducción a las herramientas de trabajo utilizadas para ello.

### **4.2. Softwares y Herramientas de trabajo**

#### **4.2.1. HOMER**

HOMER (Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources) es un software originalmente desarrollado por National Renewable Energy Laboratory, mejorado y distribuido por Homer Energy.

A partir de la curva de demanda eléctrica y los datos relacionados con la zona de aplicación, sus recursos y las fuentes de energía a contemplar en el estudio (en este caso energía de la red eléctrica y fotovoltaica), el programa realiza simulaciones y obtiene los costes de cada una de las alternativas posibles. Simula por horas un año completo, calcula por cada hora del año la potencia renovable disponible, la energía eléctrica generada y la compara con la demanda.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Este software será herramienta principal para el análisis técnico y económico, además de costes de inversión y costes de operación que permitirán seleccionar el tipo de instalación en base a criterios económicos, HOMER también proporciona datos de producción de energía, consumo de la red y venta a la red (en casos en los que se aplique). Cuantos más datos de partida se proporcionen al programa, las simulaciones que este realice serán mejores y más ajustadas a la realidad, y por tanto más fiables serán los datos de los que se dispondrá para la toma de decisiones.

#### **4.2.2. HuellaSolar**

HuellaSolar es una plataforma abierta online que ofrece las herramientas necesarias para generar y explorar mapas de radiación y soleamiento urbanos. En esta aplicación web ya han sido creados algunos mapas, como el de la ciudad de Valencia, consultado en este trabajo.

Dentro del ámbito de este proyecto la plataforma permite visualizar un mapa con los porcentajes de sol anual recibido y proporciona datos de las horas en las que se produce la radiación y las sombras en un punto concreto. HuellaSolar también realiza una estimación de los datos de radiación, sin embargo, en este estudio no han sido utilizados, esta información se ha obtenido del PVGIS.

#### **4.2.3. PVGIS**

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) es una herramienta online desarrollada en la sede del JRC (Joint Research Centre) de Ispra (Italia) de la Comisión Europea, que contiene una base de datos de radiación solar.

Con la ubicación, el ángulo de azimut y la inclinación a la que se encontrarían instalados los paneles se obtiene irradiación global solar media diaria por metro cuadrado de superficie. La plataforma incluye 4 bases de datos que difieren poco unas de otras, la base de datos finalmente utilizada ha sido PVGIS-CMSAF.

#### **4.2.4. CE3X**

CE3X es un programa informático de certificación energética para obtención de la etiqueta de eficiencia energética, incluida en el documento de certificación generado automáticamente por la herramienta informática, que indica la calificación asignada al edificio dentro de una escala de letras.

Una de las funciones que permite este programa es la generación de patrones de sombras, que se aplicará en este estudio para evaluar las sombras sobre los tejados. Introduciendo los datos del perfil de un obstáculo, definidos mediante los ángulos de azimut ( $\alpha$ ) y elevación solar ( $\beta$ ), y disponiendo de la localidad (Valencia), CE3X genera un patrón de sombras que proyecta sobre el diagrama de trayectoria solar.

#### **4.2.5. Sección HE 4 del Documento Básico HE Ahorro de Energía**

En la Sección HE 4 del Documento Básico HE Ahorro de Energía se incluye un apartado para el cálculo de pérdidas de radiación solar por sombras. El procedimiento descrito consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectoria solar. En el diagrama se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares, esta banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número. Las porciones representan el recorrido del sol en un cierto periodo de tiempo, que un obstáculo cubra una de las porciones supone cierta pérdida de irradiación, que es interceptada por el obstáculo.

Esta sección incluye una serie de tablas referentes a superficies caracterizadas por sus ángulos de orientación e inclinación, se escogiese la que resulte más similar a la superficie en estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo, finalmente se suman las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos.

El método se explica en mayor detalle más adelante en su aplicación práctica.

### **4.3. Procedimiento**

A continuación se describe el procedimiento general llevado a cabo para cada uno de los estudios realizados en este trabajo de fin de grado.

En primer lugar, se recopilan datos generales relacionados con la ubicación y las características de la cubierta. Seguidamente se organizan los datos de consumo obtenidos de la compañía eléctrica en un listado único para todo un año, y a partir de las facturas eléctricas se obtienen los precios y el tipo de tarifa contratada.

La siguiente fase es la referente a la radiación disponible en la zona, teniendo en cuenta las posibles pérdidas por sombras. Los datos de irradiación se obtienen del PVGIS, el parámetro de interés es la irradiación global solar media diaria por metro cuadrado de superficie ( $H_d$ ), la media de cada mes. A continuación, se introducen estos datos en HOMER, este calcula el índice de claridad, que mide la claridad de la atmósfera. El índice de claridad se calcula como el cociente de la irradiación global anual

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

y la irradiación extra atmosférica en una superficie colectora. A partir de la latitud y los valores medios mensuales de radiación, HOMER genera datos de radiación realistas horarios para todo un año mediante un algoritmo basado en el método de generación sintética de radiación solar por hora de V.A.Graham. Con el objetivo de considerar las pérdidas por sombras se realizarán modificaciones en la radiación obtenida por el programa, pero antes de ello habrá que analizar esas sombras.

Para el análisis de sombras se han utilizado dos herramientas, la web Huellasolar y el programa CE3X. Huellasolar ofrece, entre otros, un mapa de soleamiento, datos de radiación e información de las horas a las que se producen sombras en un punto. CE3X permite obtener el patrón de sombras de un objeto sobre la superficie de análisis. Según las características del caso de estudio, se decidirá un procedimiento en cuanto a la consideración de las sombras u otro, en función de lo obtenido se modificarán los datos de radiación y se reintroducirán en el programa de simulación.

Por último, y una vez introducidos todos los datos en el programa, se realizarán distintas simulaciones en HOMER contemplando acogerse o no a la compensación de excedentes y se estudiará cuál es la mejor opción desde el punto de vista económico y priorizando el menor plazo de recuperación de la inversión.

#### 4.4. Equipos

Los principales componentes que formarán parte de las instalaciones de generación de fotovoltaica en los casos analizados para este trabajo son los módulos fotovoltaicos y los inversores de conexión a red, así como el cableado, el cuadro eléctrico y las protecciones. Los equipos han sido seleccionados de los disponible en la web de Technosun, los precios de los mismos son los de dicha tienda online.

Los módulos o paneles fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas asociadas normalmente en serie, que captan la radiación solar y la transforman en corriente eléctrica continua mediante el efecto fotoeléctrico. Para la elección de los módulos se ha buscado una alta eficiencia para maximizar la capacidad de producción en espacios limitados.

Finalmente se eligieron los paneles monocristalinos RED370-72M de RED SOLAR, por tener una alta eficiencia y ser económicamente competitivos con respecto a otros encontrados. Se ha optado por un modelo de alta eficiencia para poder conseguir una potencia lo más alta posible aun disponiendo de espacios limitados. Las especificaciones técnicas del panel seleccionado se muestran en la tabla 3.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

### Especificaciones

Modelo	RED370-72M
Potencia máxima (Pmax)	370W
Tensión de potencia máx. (Vmp)	40,1V
Tensión de corriente máx. (Imp)	9,23A
Tensión de circuito abierto (Voc)	48,44V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,81A
Eficiencia de módulo (%)	21,6%
Máxima tensión del sistema (V)	1000V
Coef. de temp Pmax (%)/°C	-0,40%/°C
Coef. de temp Voc (%)/°C	-0,30%/°C
Coef. de temp Isc (%)/°C	0,06%/°C
Tolerancia	0+3%
Tipo de célula (mm)	156,75x156,75mm monocristalino
Nº de células	72 (6*12)
Tipo de conectores	MC4
Peso (kg)	21,6Kg
Dimensiones (mm)	1956x992x40mm

Ficha técnica testeada según STC, STC:AM 1.5, 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C.

Tabla 3. Especificaciones técnicas Panel RED370-72M. (Technosun)

La eficiencia del módulo se obtiene con la ecuación siguiente:

$$\eta = \frac{P_{max}}{A * G} \quad (3)$$

Donde:

$P_{max}$  es la potencia máxima, 370 W en este caso.

A es la superficie del módulo, 1,94 m<sup>2</sup>

G es la irradiancia, 1 kW/m<sup>2</sup>

De donde se obtiene una eficiencia del 19 %. Es una eficiencia lo suficientemente buena comparando con otros paneles analizados (ver Tabla 4).

Modelo	A (m)	Pmax	η	Precio (€/kW)
370W-72M.Red Solar	1,94	370	0,19	485,54
27W-60M.Red Solar	1,63	270	0,17	600,00
275W policristalino. Trina Solar	1,64	275	0,17	490,91
330W-144P.Red Solar	1,98	330	0,17	423,18
240W monocristalino. Panasonic	1,26	240	0,19	485,54

Tabla 4. Comparación de paneles solares.

## Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Para realizar las simulaciones del sistema fotovoltaico en HOMER, el programa solicita (ver Figura 3) costes, tamaños a considerar (kW) y la siguiente información:

- Vida útil. 25 años
- Factor de reducción. Considera la reducción de potencia generada por pérdidas debidas a factores la suciedad, pérdidas en el cableado y otros Se ha considerado un valor por defecto del 90%.
- Inclinación. En cada caso se indicará la inclinación con la que se instalarán los paneles.
- Azimut. Se indicará en cada caso según la orientación de los paneles, preferentemente sur ya que en esta dirección maximizamos la radiación recibida.
- Reflectancia del suelo o albedo. Se tomará el valor típico de un 20%, este parámetro tan sólo tendrá un efecto modesto.
- Coeficiente de temperatura  $P_{max}$ .  $-0,4$  (%) °C para este módulo. Indica como varía la potencia máxima con la temperatura (pérdidas por temperatura).
- Temperatura de funcionamiento normal de la célula. 45° C.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
0.000	0	0	0
1.000	1193	1193	16
5.000	4753	4753	80
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Size (kW)

0.000  
0.500  
1.000  
1.500  
2.000  
2.500  
3.000

Cost Curve

Cost (\$)

Size (kW)

Capital Replacement

Properties

Output current  AC  DC

Lifetime (years)  {.}

Derating factor (%)  {.}

Slope (degrees)  {.}

Azimuth (degrees W of S)  {.}

Ground reflectance (%)  {.}

Advanced

Tracking system

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C)  {.}

Nominal operating cell temp. (°C)  {.}

Efficiency at std. test conditions (%)  {.}

Help Cancel OK

Figura 3. Datos PV en HOMER. (HOMER)

Cuanto más perpendicular esté el panel a los rayos solares mayor será la producción, por ello es importante que la inclinación sea la adecuada, siguiendo los resultados proporcionados por PVGIS un ángulo óptimo de inclinación para una instalación localizada en Valencia y con una orientación Sur está entorno a los 35°. Esta inclinación la tendremos como referencia en los distintos casos analizados.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Al incluir los datos de temperatura de funcionamiento normal de la célula, Coeficiente de temperatura  $P_{max}$  y la eficiencia para considerar el efecto de la temperatura, también debemos aportar al programa datos de temperaturas medias diarias para cada mes del año. Las temperaturas incluidas han sido tomadas para la ciudad de Valencia de la web EnergyPlus.

En cuanto a los costes, junto con el coste de los paneles se considerarán los costes fijos, que incluyen el coste de la estructura, el cableado y la mano de obra necesarios, puesto que HOMER no tiene una sección a parte para ello. El coste de los paneles es el obtenido de la tienda Technosun más el IVA. Para tener en cuenta los costes fijos se ha considerado el coste de varias instalaciones, realizadas en un periodo reciente, de distintas potencias y distinguiendo entre instalación en cubierta plana e inclinada (fuente de los costes fijos: Enersol la Costera).

En las tablas siguientes (Tabla 5 y Tabla 6) se presentan los costes con IVA incluido para instalaciones de varias potencias, para casos de cubierta inclinada (casos de estudio 1 y 2) y cubierta plana (casos 3 y 4), incluyen el coste de los paneles los costes fijos y la suma de ambos introducida en HOMER.

	<b>Cubierta plana</b>				
<b>P (kWp)</b>	1	5	10	30	50
<b>Costes fijos (€)</b>	484	1.452	2.178	4.840	6.050
<b>Coste Paneles (€)</b>	587,50	2.938	5.875	17.625	29.375
<b>Costes fijos + Paneles (€)</b>	1.072	4.390	8.053	22.465	35.425

Tabla 5. Costes fijos y paneles para instalaciones en cubierta plana.

	<b>Cubierta inclinada</b>				
<b>P (kWp)</b>	1	5	10	30	50
<b>Costes fijos (€)</b>	605	1.815	2.541	5.324	6.655
<b>Coste Paneles (€)</b>	587,50	2.938	5.875	17.625	29.375
<b>Costes fijos + Paneles (€)</b>	1.193	4.753	8.416	22.949	36.030

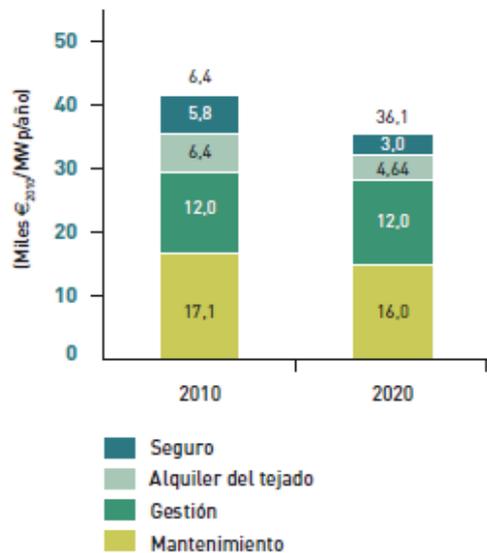
Tabla 6. Costes fijos y paneles para instalaciones en cubierta inclinada.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Los inversores de conexión a red permiten transformar la corriente continua proveniente de los paneles solares en corriente alterna, sincronizar la onda e inyectarla a la red. Se han considerado varios inversores de distintas potencias de las marcas INGETEAM, KOSTAL PIKO y SMA, sus precios se indican en la Tabla 7. Para los inversores los datos a tener en cuenta y solicitados por HOMER son la vida útil, 15 años aproximadamente y la eficiencia, en todos ellos entorno al 97%.

Modelo	Potencia(kW)	Precio (€)
KOSTAL PIKO	1,5	822
KOSTAL PIKO	2	930
INGETEAM Sun 1 play	2,5	1.119
INGETEAM Sun 1 play	3,3	1.106
INGETEAM Sun 1 play	3,68	1.119
INGETEAM Sun 1 play	5	1.285
INGETEAM Sun 1 play	6	1.426
SMA STP8000TL	8	2.576
INGETEAM Sun 3 play	10	3.132
INGETEAM Sun 3 play	20	2.702
SMA STP25000TL	25	4.139

Tabla 7. Modelos de inversores de conexión a red y sus precios.



Fuente: BCG e IDAE

Figura 4. Costes O&M en tejado. (IDAE, Plan de Energías Renovables 2011-2020)

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Tanto para los módulos como para los inversores HOMER considera un coste en caso de remplazo igual al de la inversión inicial, además, el programa necesita los datos de coste operacional y de mantenimiento. El Plan de Energía Renovable 2011-2020 (IDAE, Plan de Energías Renovables 2011-2020, 2011) estimó un coste de operación y mantenimiento de instalaciones de fotovoltaica en tejado, contando con mantenimiento y seguro, de 19 €/kW·año. Para la introducción de datos en HOMER se han considerado 16 €/kW·año en los paneles y 3 €/kW·año en los inversores.

## 5. CASOS DE ESTUDIO

Se van a exponer cuatro casos en los que se estudiará realizar una instalación fotovoltaica de autoconsumo que resulte económicamente viable. Para ello, en primer lugar, se ubicarán cada uno de los casos y a continuación se recopilará para cada caso la información relativa al consumo eléctrico y los detalles de las tarifas eléctricas contratadas y sus precios.

Seguidamente se analizará la cubierta de los edificios para determinar cuánto espacio hay disponible para situar los paneles y con ello el máximo de potencia que se podría instalar, así como para evaluar las pérdidas de radiación causadas por obstáculos de la propia cubierta o edificios cercanos.

Con esta información se procederá a realizar las simulaciones para diferentes opciones, en cuanto a potencia instalada y también en cuanto a las diferentes modalidades expuestas anteriormente en el apartado de modalidades de autoconsumo.

Todos los casos presentados se sitúan en la ciudad de Valencia, pero todos ellos son distintos y tienen sus particularidades. Se incluyen dos viviendas, con diferente disponibilidad de espacio, diferentes consumos y diferentes tipos de tarifa eléctrica; la sede en Valencia de una organización humanitaria, que ocupa un edificio completo y una manzana completa.

## 6. CASO DE ESTUDIO 1

### 6.1. Características generales de la vivienda y emplazamiento

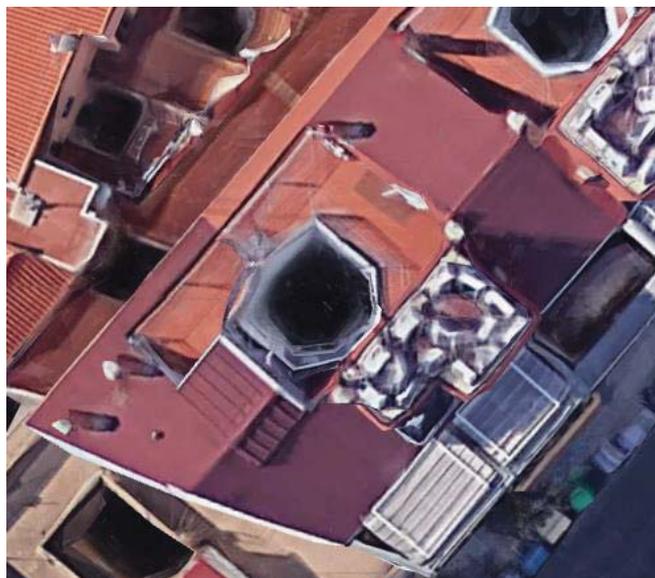


Figura 5. Vista aérea de la cubierta del caso estudio 1. (*Google Earth Pro*)

El caso de estudio 1 se sitúa en el número 13 de la calle Serrería en Valencia y se trata de una de las viviendas que forman parte de ese edificio. El propietario tiene el permiso de la comunidad de vecinos para la instalación de los paneles fotovoltaicos y equipos en la cubierta.

En los siguientes apartados se analizarán las características de consumo y las posibilidades de generación mediante energía fotovoltaica y en función de los resultados se diseñará el sistema adecuado para el caso de estudio.

Las características de la cubierta del edificio (Figura 5) se detallarán para el análisis de las pérdidas por sombras, donde jugarán un papel importante.

## 6.2. Demanda energética y coste eléctrico

Partiendo de que la vivienda no tiene calefacción y dispone de cocina, lavavajillas y lavadora, pero no hay secadora, aire acondicionado ni calefacción, se puede intuir que el consumo no será elevado comparado con otras viviendas de este tipo. Esta suposición se confirma con los datos de consumo de un año proporcionados por la compañía eléctrica.

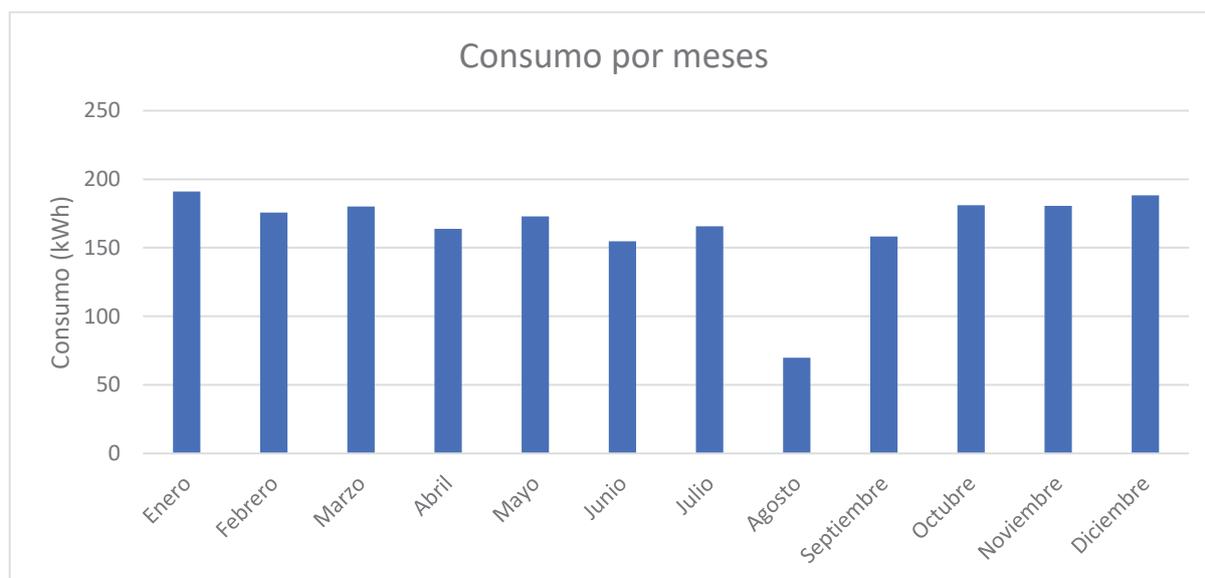


Figura 6. Consumo eléctrico por meses. Caso de estudio 1.

El consumo total anual (febrero 2018 - enero 2019) es 2.008 kWh, muy inferior al de la media española que según el informe de Consumos del Sector Residencial en España publicado por el IDAE (IDAE, Consumos del Sector Residencial en España, 2011) es de 3.500 kWh/año. En la Figura 6. Consumo eléctrico por meses se muestra el consumo eléctrico de la vivienda cada mes. Es apreciable un consumo mucho menor en agosto debido a la ausencia por las vacaciones, también se aprecia que el consumo es algo mayor en los meses de invierno, posiblemente por el uso puntual de radiadores o estufas portátiles.

Los consumos de cada hora del año conforman la curva de demanda anual, la cual se introducirá en el programa de análisis HOMER con alguna modificación que se aclarará más adelante en este mismo apartado. HOMER recoge la curva de demanda anual y proporciona distintos tipos de gráficos que permiten ver la variación del consumo según la hora o el mes. La Figura 7 extraída de HOMER muestra el perfil de consumo típico de un día, se observa un mayor consumo a media noche y otro pico significativo a primeras horas de la mañana.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

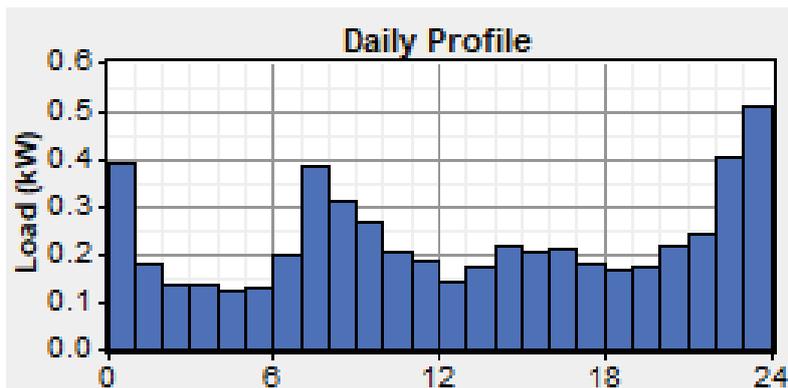


Figura 7. Consumo típico diario. Caso de estudio 1. (HOMER)

De una factura eléctrica se ha obtenido la información necesaria para obtener los precios por kWh y por potencia facturada. El usuario tiene contratada la tarifa 2.0 DHA que incluye dos periodos, el periodo punta (P1), que va desde las 12:00h hasta las 22:00h en horario de invierno y desde las 13:00h hasta las 23:00h en horario de verano, y el periodo valle (P2) que comprende desde las 22:00h hasta las 12:00h en horario de invierno y desde las 23:00h hasta las 13:00h en horario de verano. Para ambos periodos, la electricidad utilizada se distribuye en 2, con 3 precios distintos; se considerará la media de esos tres precios como precio para cada uno de los dos periodos (Tabla 9).

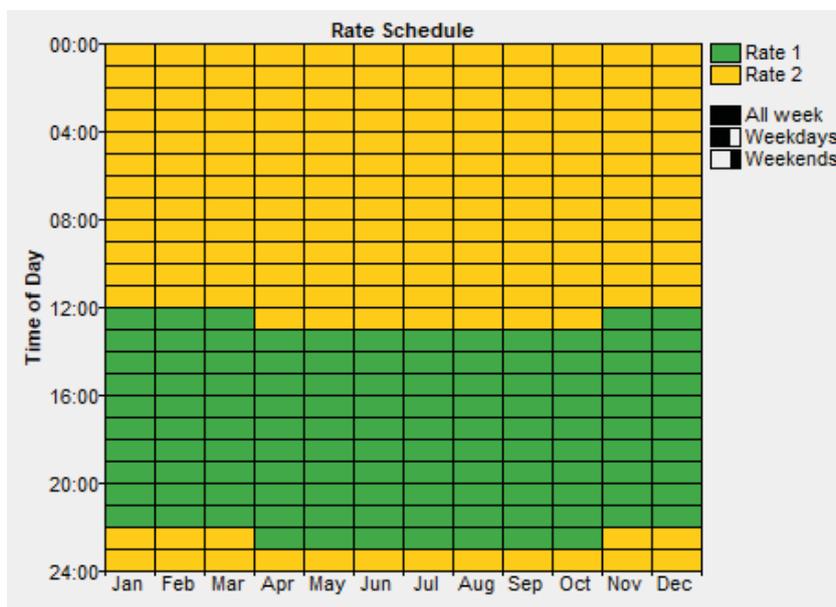


Figura 8. Periodos tarifarios del caso de estudio 1. (HOMER)

Antes de introducir en HOMER estos precios se debe añadir la parte correspondiente a impuestos (impuesto eléctrico (5,113%) e IVA (21%)), al bono social y el alquiler del equipo de medida. En las facturas aparece un importe por estos conceptos en €/día, se ha obtenido un consumo medio diario a partir del consumo total del año y se ha dividido al precio por día señalado anteriormente, de esta

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

forma obtenemos una aproximación del coste que puede suponer por kWh (Tabla 8). Esta equivalencia se ha realizado para poder incluir en HOMER el coste del bono social y el alquiler de los equipos de medida que aparecen en las facturas, ya que HOMER, en lo referente a la red eléctrica sólo contempla el término de energía en kWh y el término de potencia en kW.

	Precio (€/día)	Consumo año (kWh/año)	Consumo día (kWh/día)	Precio (€/kWh)
<b>Bono Social</b>	0,020	1.981,85	5,43	0,009
<b>Alquiler contador</b>	0,027			
<b>Total</b>	0,047			

Tabla 8. Precio Bono social y alquiler del contador. Caso de estudio 1.

Por electricidad utilizada y acceso						
	Precios factura (€/kWh)	Precio medio (€/kWh)	Con impuesto eléctrico	Bono social y alquiler contador	Subtotal (€/kWh)	Total con IVA (€/kWh)
<b>P1</b>	0,15100	0,14900	0,15662	0,00859	0,16521	0,19990
	0,16100					
	0,13500					
<b>P2</b>	0,073	0,07333	0,07708	0,00859	0,08567	0,10366
	0,082					
	0,065					

Tabla 9. Facturación por electricidad utilizada y precio medio de los periodos. Caso de estudio 1.

En la Tabla 9 se obtiene el precio final en €/kWh para cada periodo, para ello se aplica el impuesto eléctrico al precio medio, se le suma el término correspondiente a bono social y alquiler del contador y se le aplica el 21% de IVA.

En cuanto al término de potencia contratada, que es único para los dos periodos, es de 3.5 kW y el precio por kW y año es de 38,043 €/kW al año, es decir 3,170 €/kW al mes, que considerando el impuesto eléctrico y el IVA queda en 4,032€/kW al mes. HOMER no utiliza como input la potencia contratada y cuando requiere los precios de la red, cuenta con una tasa de demanda en €/kW/mes.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Esta tasa de demanda la describe como la cuota mensual cobrada por la empresa en la demanda máxima mensual, pero la facturación no se realiza por la demanda máxima mensual sino aplicando las siguientes ecuaciones 4 a 6 en función de la potencia contratada:

- Si  $P_{m\acute{a}xima\ demandada} \leq 85\% P_{contratada}$

$$P_{facturar} = 0,85 * P_{contratada} \quad (4)$$

- Si  $85\% P_{contratada} \leq P_{m\acute{a}xima\ demandada} \leq 105\% P_{contratada}$

$$P_{facturar} = P_{m\acute{a}xima\ demandada} \quad (5)$$

- Si  $P_{m\acute{a}xima\ demandada} > 105\% P_{contratada}$

$$P_{facturar} = P_{m\acute{a}xima\ demandada} + 2 * (P_{m\acute{a}xima\ demandada} - 1,05 * P_{contratada}) \quad (6)$$

MES	Consumo (kW)	Facturar (kW)
Enero	2,10	<b>2,93</b>
Febrero	1,80	<b>2,93</b>
Marzo	2,43	<b>2,93</b>
Abril	1,49	<b>2,93</b>
Mayo	1,56	<b>2,93</b>
Junio	1,89	<b>2,93</b>
Julio	1,36	<b>2,93</b>
Agosto	1,58	<b>2,93</b>
Septiembre	1,17	<b>2,93</b>
Octubre	1,46	<b>2,93</b>
Noviembre	2,07	<b>2,93</b>
Diciembre	2,26	<b>2,93</b>

Tabla 10. Cálculo de potencias a facturar por mes y periodo del caso de estudio 1.

Para que el programa considere el coste correcto, se ha realizado una modificación en la curva de demanda, cambiando el pico de consumo de cada mes por el valor de la potencia a facturar (sólo se cambia un valor horario en todo el mes para que no afecte a los balances energéticos). Esto se ha realizado introduciendo los datos de consumo de todo el año, por horas y meses en una tabla dinámica de Excel, de esta forma se observa más rápidamente los picos de consumo de cada mes y cuándo se producen, a continuación, se aplica la correspondiente de las ecuaciones (4), (5) o (6) para calcular el valor de potencia a facturar y se sustituye la potencia máxima demandada por la potencia a facturar obtenida. Una vez modificada la curva de demanda se importa a HOMER.

## Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

El mapa de la Figura 9 muestra el consumo de cada hora del año, se observa un mayor consumo a media noche y a primeras horas del día, como indicaba la Figura 7, y además, se observa en rojo cuando se producen durante el mes los picos de consumo que han sido modificados. En la mayoría de meses estos picos se produjeron en el rango horario de mayor consumo, sobre las 24.00 o entre las 7.00 y las 8.00 h.

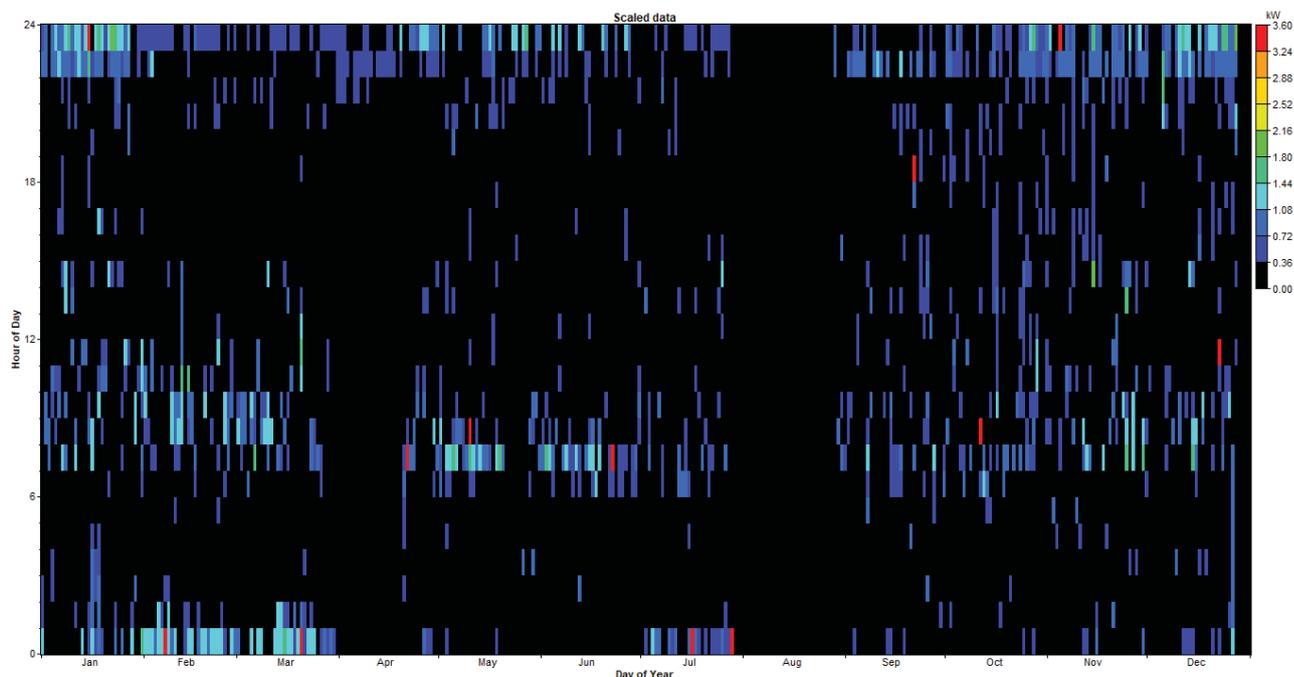


Figura 9. Mapa de consumo del caso de estudio 1. (HOMER)

### 6.3. Radiación disponible y pérdidas por sombras

Tanto la radiación disponible en la zona, como las posibles pérdidas por sombras que puedan producirse, serán clave en este estudio de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano, ya que en este tipo de entornos la sombras pueden hacer que proyecto sea viable o inviable. La radiación disponible determina la producción de energía que se logra en una localización, junto con el área disponible para colocar los módulos y la eficiencia de los mismos.

En un entorno urbano, en las cubiertas de los edificios tendremos mayores limitaciones de espacio que en campo abierto u otros casos, por ello se escogerán unos paneles con una eficiencia alta para aprovechar al máximo el área disponible. Además de la cuestión del espacio, otro aspecto limitante serán las pérdidas por sombras que produzcan los edificios cercanos de mayor altura y elementos presentes en la propia cubierta. En este apartado se detalla cómo se han determinado estas pérdidas de radiación.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

El primer paso es obtener los datos de radiación en la zona, se han obtenido de la web de PVGIS (European Commission Joint Research Centre), indicando la ubicación y la orientación e inclinación en la que colocarían los módulos,  $-45^\circ$  y  $33^\circ$  respectivamente, más adelante se verá el porqué. El dato que interesa conocer es la suma media diaria de irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos ( $H_d$ ), se introducirá en HOMER el valor correspondiente de cada mes tal y como muestra la Figura 10, junto con la latitud, la altitud y la zona horaria, con esto el programa obtiene la radiación en  $\text{kWh}/\text{m}^2$  para cada hora del año.

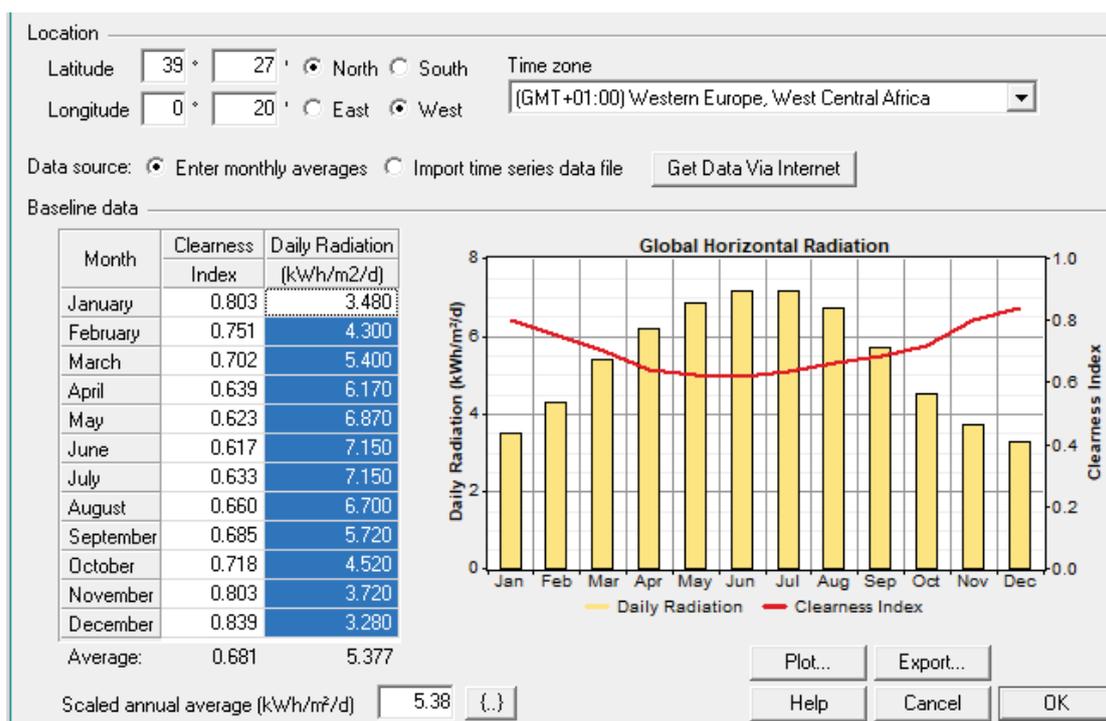


Figura 10. Introducción de los datos de radiación en HOMER. (HOMER)

HOMER permite exportar esta tabla de radiación solar horaria (8.760 valores) en una hoja de cálculo, las pérdidas se considerarán poniendo a cero la radiación en las horas a las que se producirán sombras, tras realizar estas variaciones se importará la tabla de nuevo al programa. Para poner a cero las horas de sombra se ha utilizado una tabla dinámica en Excel, primero se han multiplicado todos los datos de radiación por uno y a continuación en las horas de sombra se han sustituido por ceros, anulando así la radiación en esas horas.

En los siguientes párrafos se detalla el estudio realizado para conocer las horas a las que se producirán las sombras mencionadas:

El primer paso en este aspecto fue analizar la cubierta completa para considerar la mejor zona para situar los paneles, para ello se tuvo en cuenta que cuanto más orientados hacia el Sur mayor es la radiación recibida, y se evitaron en la medida de lo posible las zonas con sombras. El edificio objeto de análisis no está rodeado por edificios más altos que proyecten sombras sobre su cubierta, pero si habrá sombras producidas por elementos de la propia cubierta.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

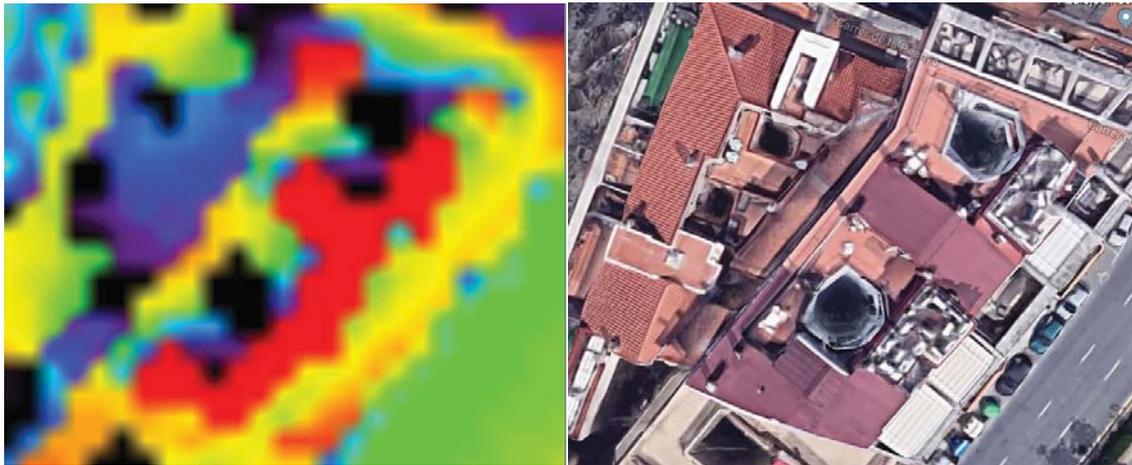


Figura 11. Mapa de soleamiento de la cubierta. Caso de estudio 1. (Huellasolar) (Google Maps).

La web de Huellasolar, en este caso, proporciona unos datos confusos debido a la inclinación y complejidad de la cubierta (Figura 11), la considera como una superficie plana sin tener en cuenta las distintas orientaciones resultado de la inclinación del tejado a dos aguas. Caracterizando más minuciosamente la cubierta se podrá precisar mejor dónde conviene instalar los módulos.

La cubierta puede ser dividida en cuatro superficies a priori aprovechables, las formadas por los dos tramos de tejado a dos aguas. La inclinación ( $\beta$ ) de estos tejados respecto a la horizontal es de  $33^\circ$ . Dos de las superficies están orientadas hacia el Noroeste, esto significa que recibirán menos radiación que las otras dos orientadas hacia el Sureste (azimut  $\alpha = -45^\circ$ ).

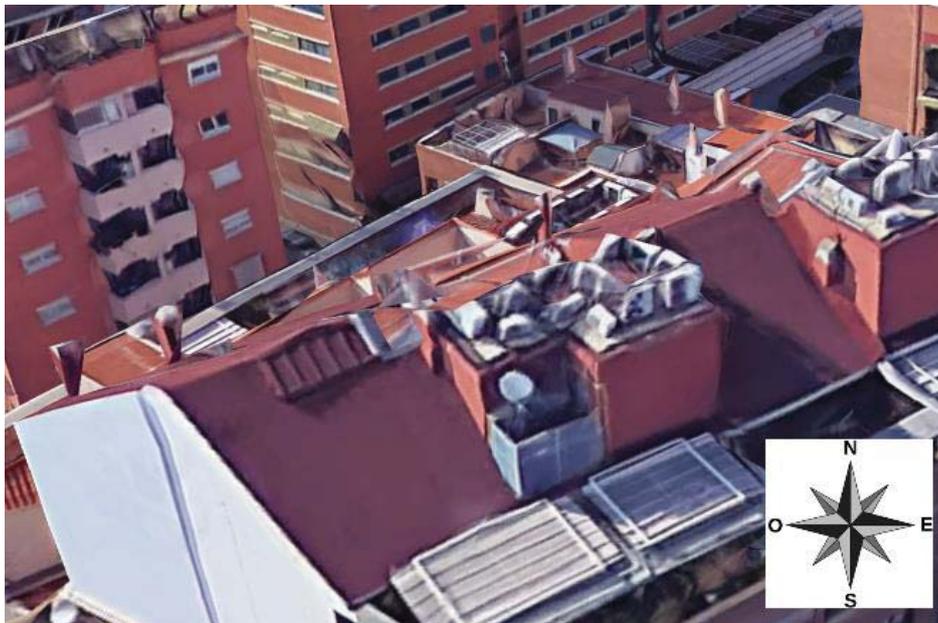


Figura 12. Vista aérea de la cubierta del caso de estudio 1. (Google Earth Pro)

## Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Entre los dos tejados a dos aguas hay un obstáculo formado por unos muros y una superficie horizontal en la que se sitúan una serie de equipos, apreciable en la Figura 12, su altura máxima es de dos metros. Este obstáculo proyecta más sombra sobre la superficie a su derecha (Figura 12), el obstáculo queda al Suroeste de la superficie impidiendo gran parte de la radiación, que principalmente captamos de la orientación Sur. Sobre esta superficie también genera sombras un obstáculo muy similar al anterior situado a su derecha, aunque en menor medida por estar al noreste. Este mismo efecto se repite en la superficie más a la izquierda de la imagen, la superficie que queda a la derecha del obstáculo señalado en primer lugar, las sombras se generan en el Noreste de la misma, no obstaculizando la radiación de la dirección más favorable. Esta última superficie es algo mayor, se ve afectada por un único obstáculo en lugar de dos y no en la dirección que más perjudicaría, dadas estas condiciones más favorables, será la seleccionada. Esta superficie es de  $24 m^2$ .

A continuación, se analiza en profundidad la superficie elegida para cuantificar la superficie disponible y las pérdidas por sombras. Para obtener un mayor detalle del que proporciona Huellasolar se recurre al programa CE3X, con él se analizarán las pérdidas por sombras en varios puntos.

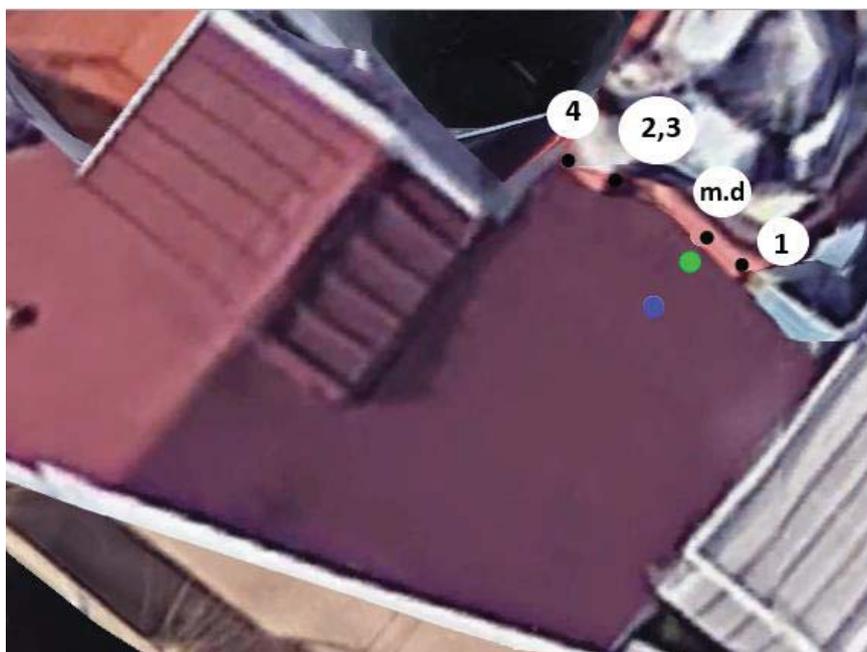


Figura 13. Cubierta del caso 1 y puntos de análisis de sombras. (Google Maps)

El primer punto analizado es un punto crítico (punto verde en la Figura 13), dónde más pérdidas habrá, por ello se selecciona un punto muy próximo a la pared vertical del obstáculo que limita con esta superficie.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

En CE3X se introduce la provincia y localidad y posteriormente, los ángulos de azimut ( $\alpha$ ) y elevación solar ( $\beta$ ) de los puntos superiores del obstáculo, que permiten definirlo. Las distancias fueron tomadas con Google Maps y Google Earth Pro, y los ángulos de azimut y elevación solar fueron obtenidos por relaciones trigonométricas y midiendo distancias en las aplicaciones citadas. Estos puntos son los numerados en la Figura 13 y aparecen detallados en la Tabla 11, donde H hace referencia a la altura del obstáculo en ese punto y L a la distancia con respecto al punto de estudio.

PUNTO	H	L	$\beta$	$\alpha$
1	2	0,59	73,56	-90
Min. distancia	1,87	0,40	77,93	-134,42
2	1	1,45	34,59	151,59
3	1,42	1,45	44,40	151,59
4	1,37	2,22	31,68	145,96

Tabla 11. Puntos de medición del obstáculo para el punto crítico del caso 1.

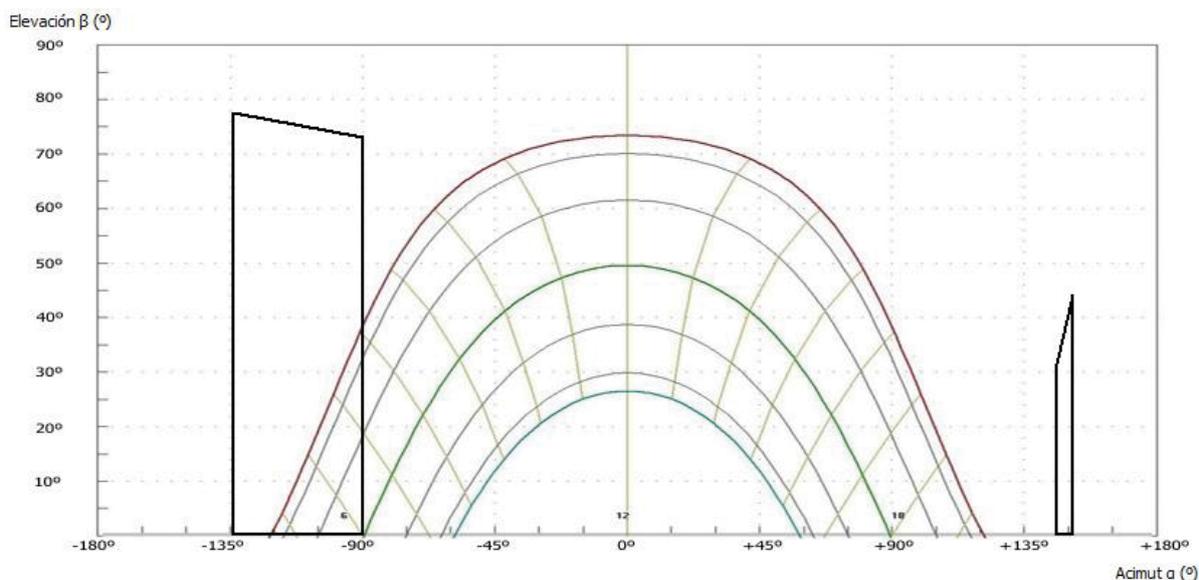


Figura 14. Patrón de sombras en el punto crítico de caso 1. (CE3X)

Tras introducir los ángulos de inclinación y azimut y la ubicación el programa, CE3X proporciona el patrón de la Figura 14, que sitúa el perfil de los obstáculos en diagrama de trayectoria solar. Se realiza la suma de pérdidas de cada sector según las tablas del apéndice de la sección HE 4 del Documento Básico HE Ahorro de Energía, utilizando como fracción oculta respecto al total de la porción el valor más próximo a los siguientes: 0,25, 0,5, 0,75, 1. De las tablas del apéndice se selecciona la correspondiente a la Tabla 12, la más parecida al caso según inclinación ( $\beta=33^\circ$ ) y orientación ( $\alpha= -45^\circ$ ).

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

$\beta=35^\circ ; \alpha= -60^\circ$			
A	B	C	D
0,00	0,00	0,00	0,56
0,00	0,04	0,60	2,09
0,27	0,91	1,42	3,49
1,51	1,51	2,10	4,76
2,25	1,95	2,48	5,48
2,80	2,08	2,56	5,68
2,78	2,01	2,43	5,34
2,32	1,70	2,00	4,59
1,52	1,22	1,42	3,46
0,62	0,67	0,85	2,20
0,02	0,14	0,26	0,92
0,02	0,04	0,03	0,02
0,00	0,01	0,07	0,14
0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla 12. Tabla de referencia para el caso 1. (Documento Básico HE Ahorro de energía, 2017)

En el diagrama de trayectoria solar del Documento Básico HE Ahorro de Energía (Figura 15), las secciones, que representan el recorrido del sol en un cierto periodo de tiempo, están codificadas por letras y números. Se escogen las secciones ocultas con la fracción correspondiente y tomamos de la tabla seleccionada del apéndice los porcentajes de irradiación global anual que se perdería si la porción correspondiente fuera interceptada por un obstáculo. Mediante la ecuación (7) se obtiene el porcentaje de pérdidas por sombras en ese punto, que es del 4,69 %.

$$\text{Pérdidas (\%)} = 0,5 * C_{11} + 0,5 * D_9 + D_{11} + D_{13}$$

(7)

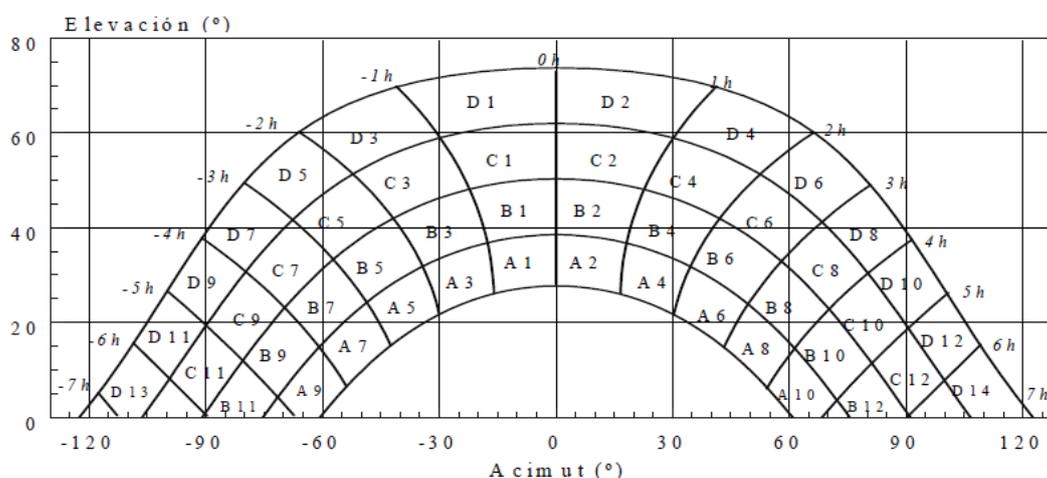


Figura 15. Diagrama de trayectoria solar del Documento Básico HE Ahorro de Energía. (CE3X)

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Mediante el mismo procedimiento se estudia un punto a ¼ de distancia respecto al total de la superficie (punto azul en la Figura 13) y se obtienen el patrón de la Figura 16.

PUNTO	H	L	$\beta$	$\alpha$
1	2	0,91	65,53	-90
Min. distancia	1,87	0,8	66,84	-134,42
2	1	1,43	34,97	151,59
3	1,42	1,43	44,7	151,59
4	1,37	2,03	34,01	145,96

Tabla 13. Puntos de medición del obstáculo para el punto 1/4 del caso 1.

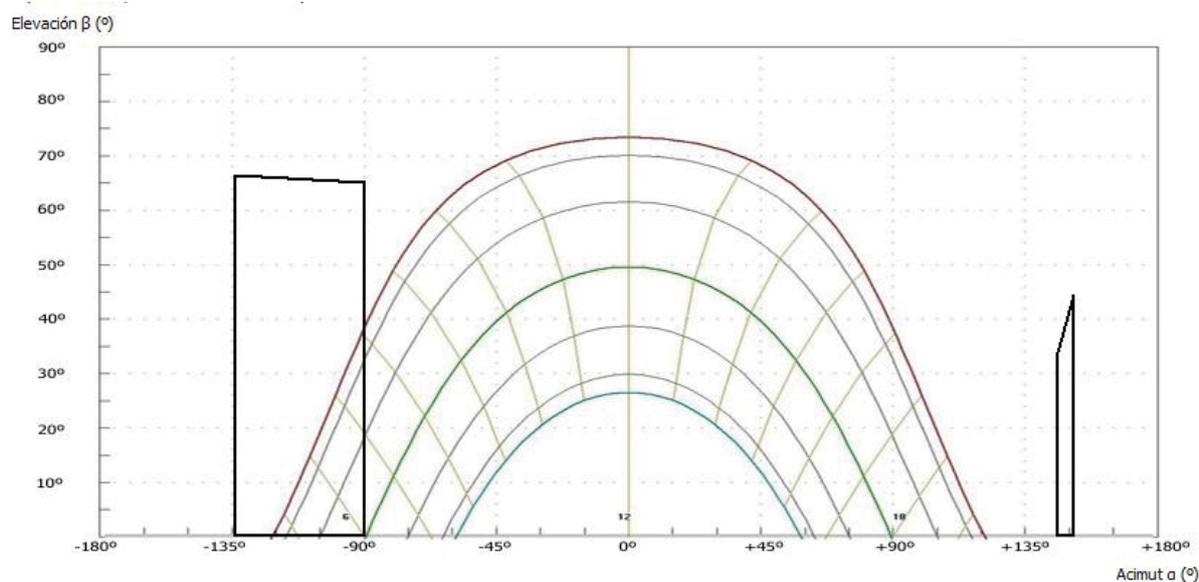


Figura 16. Patrón de sombras en el ¼ de caso 1. (CE3X)

Se puede observar que a simple vista que no hay una diferencia apreciable con respecto al punto evaluado anteriormente, la ecuación a aplicar es de nuevo la ecuación (7) y las pérdidas por sombras son de nuevo del 4,69 %, así podrían sumirse las mismas pérdidas en toda la superficie.

Esta metodología es la habitual para el cálculo de sombras, en este caso interesa conocer las horas a las que se producen estas sombras para proceder como se explicó anteriormente, para ello se tiene en cuenta la correspondencia de las distintas líneas del diagrama de trayectoria solar con la hora solar y los meses del año tal y como indica la Figura 17. Con esta información, observando las zonas del diagrama en las que hay sombras (Figura 16) sabemos que producirán en los meses de junio, mayo y abril a las horas solares que aparecen dentro del área del patrón de sombras.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

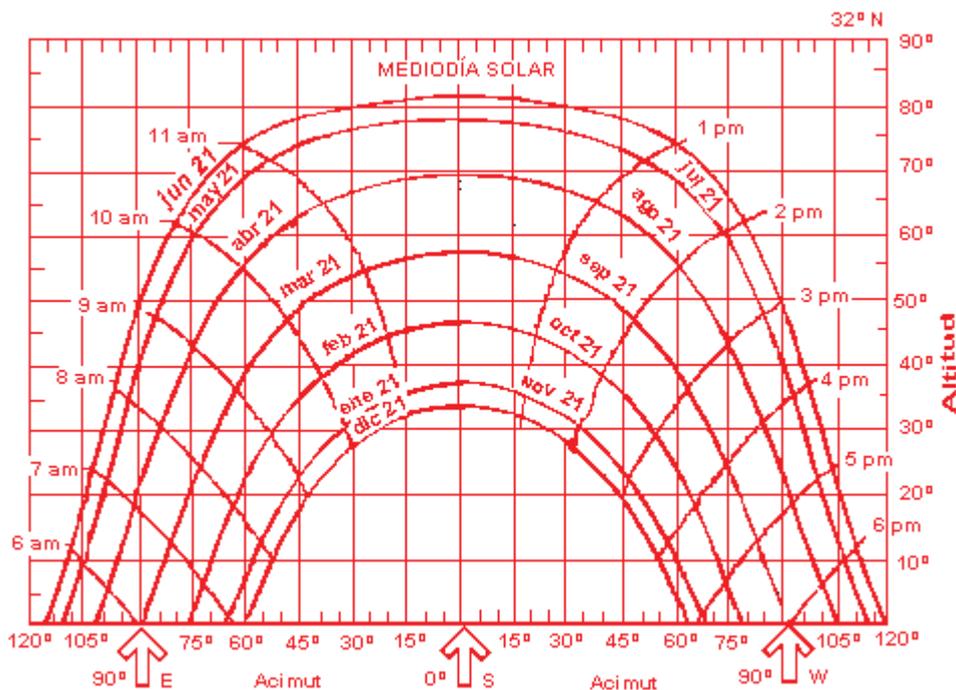


Figura 17. Diagrama de trayectoria solar con meses y hora solar. (bvsde)

Una aproximación que resultará suficiente para convertir hora solar a hora legal, teniendo en cuenta que trabajamos con horas completas en HOMER, será sumar 2 horas durante el horario de verano y 1 hora durante el horario de invierno. Ya que el cambio a horario de verano es a final de marzo y el cambio a horario de invierno es a final de octubre, consideraremos verano de abril a octubre e invierno de noviembre a marzo.

Posteriormente se ponen a cero las horas de sombra, como se indicó en páginas anteriores y se importarán los datos de radiación modificados a HOMER. Realizando los cambios indicados en la radiación y comparando con los datos sin modificar, las pérdidas por sombras suponen un 4,19%, un resultado similar al obtenido con la metodología del Documento Básico HE Ahorro de Energía. La diferencia se puede atribuir a que en el DB la ubicación es general para España y se está considerando en concreto Valencia y, además, la inclinación y acimut en un caso y el otro, aunque se aproximan no coinciden totalmente. Ninguno de los métodos es exacto, como tampoco es exacta la radiación obtenida del PVGIS, que hubiera sido distinta si la hubiéramos obtenido de otra fuente (por ejemplo, de la web de la NASA), pero se ha considerado el procedimiento explicado por tener en cuenta un mayor número de detalles, que supondrán una mayor aproximación a la realidad.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

<b>1º Método DB HE</b>	
Ubicación	España
Inclinación	35º
Azimut	-60º
Pérdidas por sombras	4.69%
<b>2º Método</b>	
<b>Horario</b>	<b>HORA</b>
Verano (abril-octubre)	Hora solar + 2 hrs
Invierno (noviembre-marzo)	Hora solar + 1 hr
Ubicación	Valencia
Inclinación	33º
Azimut	-45º
Pérdidas por sombras	4.19%

Tabla 14. Resumen métodos de obtención de pérdidas de radiación por sombras.

## 6.4. Análisis Técnico-Económico

### 6.4.1. Disponibilidad

Ya considerado todo lo referente a la radiación y el consumo queda un último paso antes de comenzar las simulaciones para la determinación de las características de la instalación final, es necesario analizar la disponibilidad de espacio para instalar los paneles.

Se disponen de 20,24 m<sup>2</sup>, en la zona indicada en la Figura 18, en los que se instalarán los paneles directamente sin variar la inclinación, ya que esta es adecuada. La inclinación es de 33º y la óptima se considera de 35º en Valencia para que la media de captación solar durante todo el año sea la máxima (4.4. Equipos). El ancho de los paneles es de 0,992 m por lo que en 4,6 m se podrán instalar 4 paneles y con una longitud de 1,956 m caben 2 paneles en la horizontal de 4,4 m. Hay espacio suficiente para 8 paneles, que con 370 W pico por panel equivalen a 2,96 kWp de potencia máxima a instalar.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.



Figura 18. Zona de instalación de paneles, caso de estudio 1. (Google Maps)

Conociendo la potencia máxima a instalar puede introducirse este límite en HOMER y empezar a simular. Se consideran tres escenarios diferentes, con la mejor opción para cada uno de ellos para decidir el diseño definitivo.

#### 6.4.2. Sin compensación de excedentes

En este apartado se contemplan las posibilidades de la instalación considerando que el propietario no se acoja a la compensación simplificada, por tanto, no se obtendrá nada por la inyección de energía a la red.

HOMER hace simulaciones a partir de los inputs y contempla las combinaciones técnicamente posibles. La mejor opción se ha determinado en función del payback o plazo de recuperación, calculado como el cociente de la inversión inicial de cada opción y la diferencia del coste operacional en caso de consumir sólo de la red (sin instalación fotovoltaica) y el coste operacional de la opción evaluada:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Inversión\_Inicial}_i}{\text{Coste\_Op}_{\text{red}} - \text{Coste\_Op}_i} \quad (8)$$

Se ha obtenido un plazo de recuperación mínimo de 19,74 años correspondiente a una instalación de 0,5 kWp de fotovoltaica, un periodo de recuperación muy alto que no resultaría interesante en términos económicos. Además, con una instalación tan pequeña sólo se generaría el equivalente al 25% del consumo actual. Instalaciones de mayor potencia en estas condiciones suponen un payback aún mayor.

### 6.4.3. Con compensación de excedentes

Considerando la opción de acogerse a compensación de excedentes, el precio de los excedentes dependerá de la compañía, se ha considerado como valor orientativo 0,04 €/kWh por ser el precio considerado por el IDAE en su Guía de tramitación del autoconsumo.

La opción de menor payback (13,82 años) es una instalación de 1 kWp. En este caso la instalación sería mayor y por tanto la inversión también, pero a pesar de ello el plazo de recuperación será considerablemente menor. Otro punto a favor de esta opción es en cuanto a la aportación a la producción de energía renovable, la generación fotovoltaica supone un 93% del consumo actual.

Si pudiera realizarse balance neto mensual en vez de compensación de excedentes, la opción con menor plazo de recuperación (8,02 años) sería una instalación de 1 kWp. Comparando opciones, el balance neto reduciría 5,8 años el payback respecto a la compensación de excedentes regulada en España. Esto se debe a que con el balance neto se estaría recibiendo una retribución al precio de tarifa, mayor que en la opción de compensación de excedentes; en este caso el balance es energético y no económico, se restaría en el contador la energía vertida a la energía consumida hasta llegar a cero, a partir de entonces la energía vertida de más a la red ya no supondría ningún tipo de descuento.

Si balance neto fuera anual, el balance energético se realizaría cada año en vez de cada mes, beneficiaría en una pequeña reducción del periodo de recuperación de la inversión, esta reducción no sería muy significativa, tan si quiera llegaría a medio año.

Opción	FV (kW)	Inversor (kW)	Payback (años)	Inv. Inicial (€)	Coste Op. (€/año)	% gen.FV-cons
Red	0	0	0	0	476	0
Sin Comp.	0,5	1	19,74	1.145	418	25
Con Comp.	1	1	13,82	1.741	350	93
BN mes	1	1	8,02	1.741	259	93
BN año	1	1	7,32	1.741	238	93

Tabla 15. Resumen de opciones para el caso de estudio 1.

Siendo % Gen.FV-cons la generación de energía fotovoltaica respecto al consumo, obtenido mediante la ecuación 9:

$$\% \text{ Gen.FV-cons} = \frac{\text{Consumo} - \text{Compras a red} + \text{Ventas a red}}{\text{Consumo}} \quad (9)$$

#### 6.4.4. Selección final

De las dos opciones posibles en el actual marco legal, con y sin compensación de excedentes, se opta por a cogerse a la compensación de excedentes. La curva de demanda y la curva de producción difieren mucho, hay bastante consumo a horas en las que no se produce y viceversa. Como el consumo en las horas centrales del día es muy bajo si se acoge a compensación de excedentes, a esas horas está vertiendo a la red y generando un descuento en su factura del consumo que mayoritariamente hace a horas a las que no genera lo suficiente. En este caso acogerse a la compensación de excedentes, no solamente abarata los costes si no que hace viable la instalación de fotovoltaica. Así pues, se opta por, acogiéndose a compensación de excedentes, instalar 1 kW pico con un inversor de 1 kW.

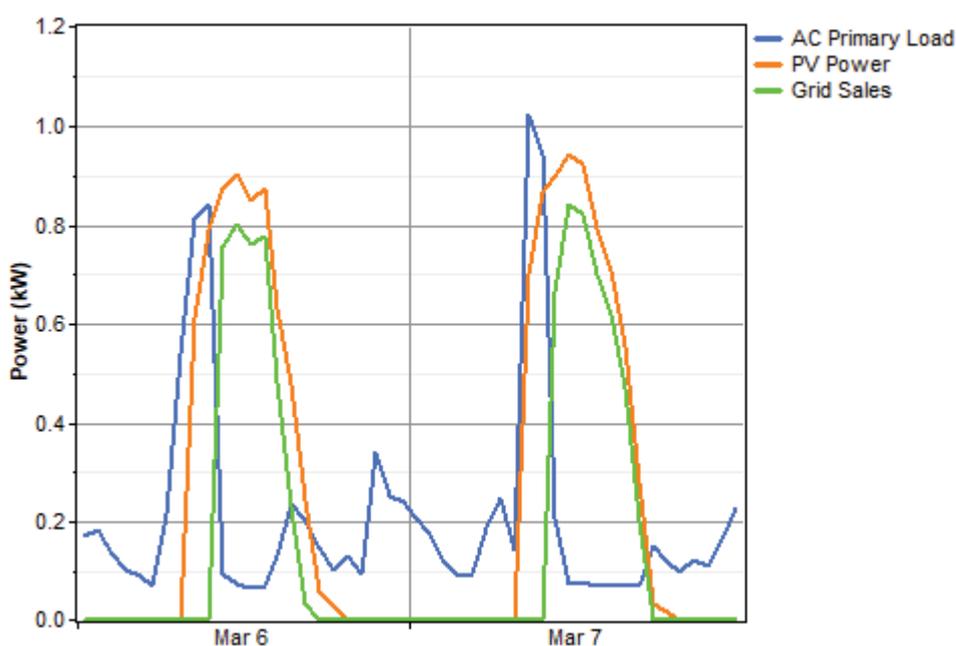


Figura 19. Consumo, generación y ventas de la instalación final del caso de estudio 1. (HOMER)

La Figura 19 representa la simulación de las curvas de consumo, producción de fotovoltaica y venta a la red para dos días, se aprecia que con una instalación de 1 kW y las características de consumo actuales, la capacidad de venta a la red es alta. Esto hace que en este caso resultará tan ventajoso el balance neto que reduciría el periodo de amortización 5,8 años. A pesar de no ser posible esta modalidad en España actualmente, la opción de compensación de excedentes también presenta una gran ventaja, permitiría, una vez vencido el payback, reducir el coste de operación 126€ con respecto al consumo únicamente de la red.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

<b>INSTALACIÓN 1: PRESUPUESTO</b>			
	<b>Unidades</b>	<b>Unitario (€)</b>	<b>Total (€)</b>
<b>Panel fotovoltaico</b>	3	179,7	539,0
<b>Inversor</b>	1	452,8	452,8
<b>Estructura</b>	3	89,8	269,5
<b>Protecciones, cableado y cuadro eléctrico</b>			150,0
<b>Ingeniería y diseño</b>			300,0
<b>Mano de obra</b>			500,0
<b>Subtotal sin IVA</b>			2.211,2
<b>Total</b>			<b>2.675,5</b>

Tabla 16. Presupuesto instalación final del caso de estudio 1.

## 7. CASO DE ESTUDIO 2

### 7.1. Características generales de la vivienda y emplazamiento

El siguiente caso de estudio se trata un edificio completo, el número 5 de la plaza Cisneros, la sede de Cáritas en Valencia. Al no tratarse de una vivienda, a diferencia del primer caso, los datos de consumo serán significativamente distintos en cuanto a horarios, además de considerablemente mayores, pero se dispondrá del total de la superficie de la cubierta para la instalación de módulos fotovoltaicos.

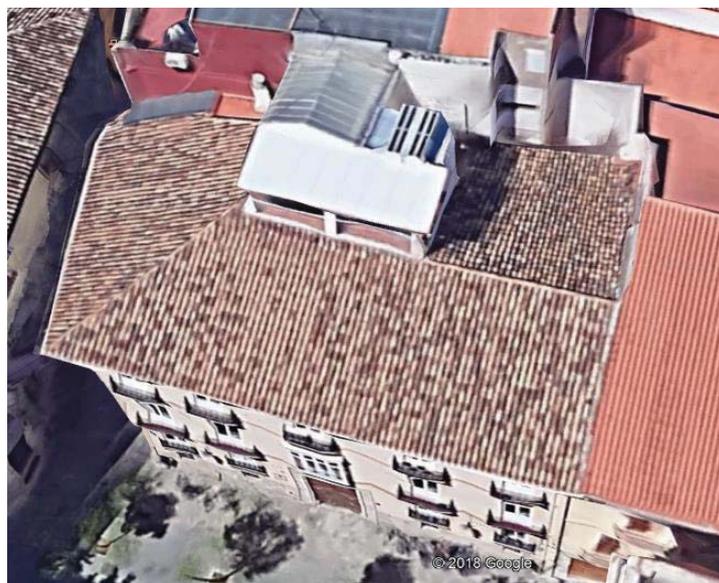


Figura 20. Vista aérea de la cubierta del caso estudio 2. (Google Earth Pro)

La orientación de la cubierta es sur ( $\alpha=0^\circ$ ), la cubierta de tejas está inclinada entre  $15^\circ$  y  $20^\circ$  pero se tomará una inclinación de  $35^\circ$  al considerar la radiación, ya que es la más óptima, contando con inclinar un poco más los paneles al instalarlos en la cubierta. La superficie de la cubierta de tejas es de  $200\text{ m}^2$ . Tal y como se puede observar en la Figura 20, hay un techo auxiliar de panel de sándwich de  $24\text{ m}^2$ , cuya función es proteger la maquinaria instalada bajo él, está también orientado al sur con una pendiente de  $5^\circ$ . La superficie de este techo auxiliar también estará disponible para la instalación de paneles solares, considerando de nuevo el aumento de la inclinación hasta  $35^\circ$  al instalar los módulos.

## 7.2. Demanda energética y coste eléctrico

La demanda de este caso de estudio es totalmente distinta a la del caso anterior, en este caso el consumo se producirá durante el horario laborable, es decir durante el día, en las horas en las que se está recibiendo la radiación. Además, existe una diferencia del consumo entre semana y en los fines de semana, siendo apenas existe consumo en los fines de semana, a excepción de en el mes de febrero que tiene un comportamiento inusual. Se tendrá en cuenta la diferenciación entre laborales y fines de semana en todo el estudio correspondiente a este apartado.

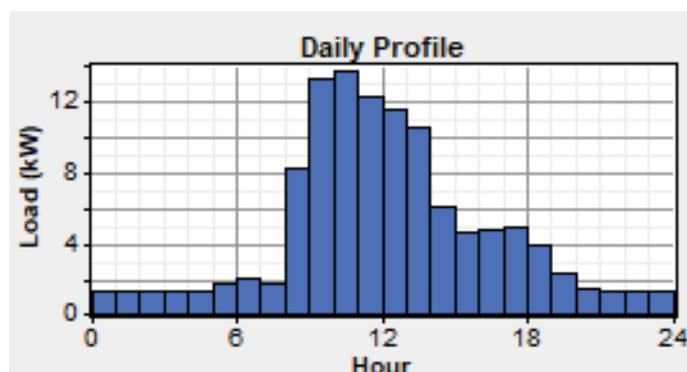


Figura 21. Consumo típico diario. Caso de estudio 3. (HOMER)

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

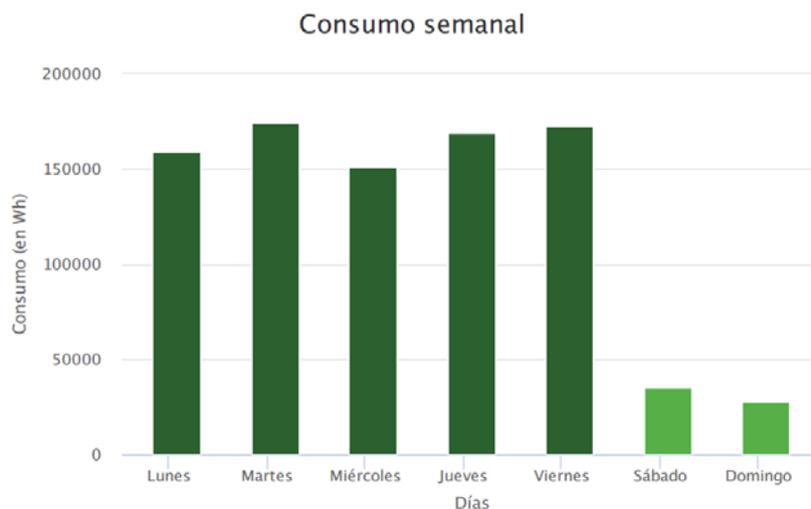


Figura 22. Consumo semanal del caso de estudio 2. (Compañía eléctrica)

No se dispone de la curva de demanda de todos los meses del año, pero si se tienen facturas de cada uno de ellos para el año 2018, por tanto, se conocen datos generales de consumo de cada mes. En concreto, los meses de los que no se tiene la curva de demanda son, junio, julio y agosto, para estos meses se tomó como referencia la curva de consumo de septiembre y se aumentó o disminuyó para cada uno de los meses mencionados en función del consumo del mismo con respecto al mes de referencia (10).

Se utilizó septiembre como mes de referencia por ser también un mes de verano y por ello, el que mejor se podía aproximar en cuanto a la distribución del consumo a lo largo del día. Para realizar esta aproximación se tomó el consumo de cada mes de las facturas y se calculó el incremento con respecto a septiembre, seguidamente se multiplicaron los valores de la curva de septiembre, introducidos previamente en una hoja de cálculo, por uno más el incremento obtenido.

$$\Delta Consumo = \frac{Consumo\_medio_n - Consumo\_medio_{sept}}{Consumo\_medio_{sept}} * 100 \quad (10)$$

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

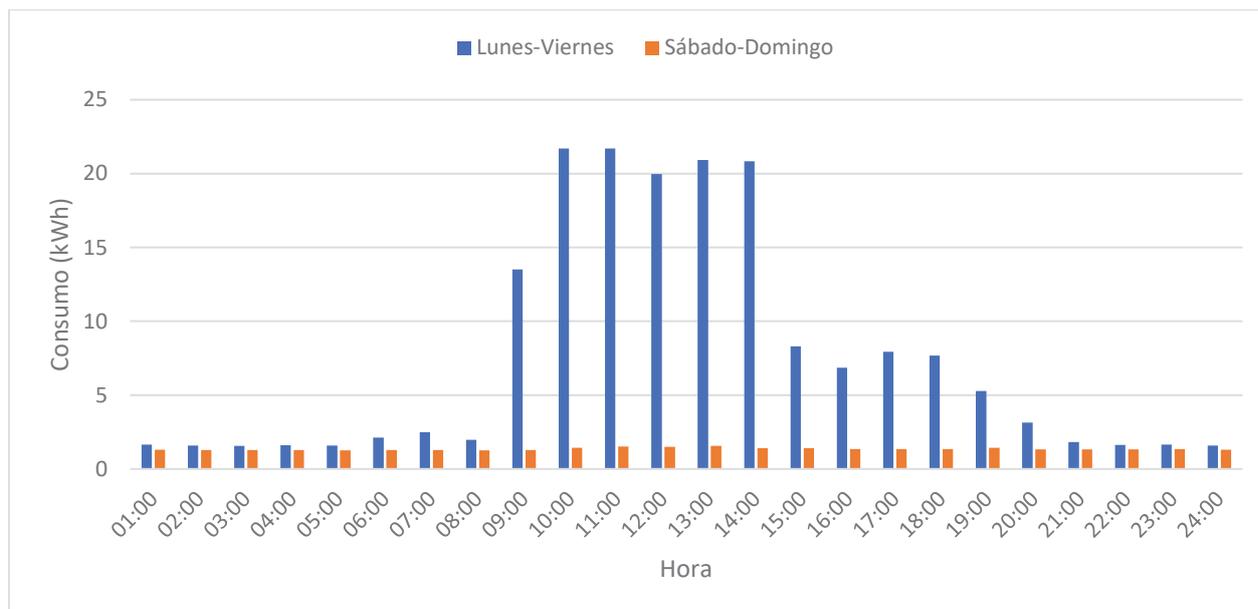


Figura 23. Consumo por horas en septiembre de caso de estudio 2.

Para estas aproximaciones a partir del mes de referencia, en vez de coger la curva de consumo completa del mes de septiembre y aplicar los correspondientes incrementos sobre ella, se decidió obtener un día promedio de entre semana y un día promedio de fin de semana, dada la importante diferencia de consumo entre los días entre semana y los fines de semana. Con ello se pretende crear una curva de consumo más parecida a la realidad. Así pues, la curva para cada mes fue construida comprobando el número de día del mes con su correspondencia a entre semana o fin de semana (según el calendario de 2018) y colocando en su lugar el día promedio de septiembre correspondiente a uno de esos dos casos con el incremento calculado (10).

Consumo mensual factura	Incremento
<b>Septiembre</b>	3.655,71
<b>Julio</b>	4.746,56
<b>Junio</b>	4.720,00
<b>Agosto</b>	3.788,82

Tabla 17. Incrementos aplicados a cada mes, caso 2.

En la Figura 23 se muestra el consumo por horas en el mes de septiembre, se aprecia lo señalado con anterioridad con respecto a los fines de semana (SD), estos días el consumo es mínimo, esto es así por estar cerrado, del mismo modo que ocurre entre aproximadamente las 21.00h y las 8.00h.

En los meses de noviembre, diciembre y enero la curva es bastante similar, siendo enero el mes de mayor consumo, con máximos de sobre las 10.00h en todos ellos. En octubre el comportamiento es más parecido al de septiembre (Figura 24), donde no se observa una hora de consumo pico tan clara si no que está más distribuido.

## Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Se observó un comportamiento inusual, en la curva de carga aparecía días completos (de 1:00 a 24:00) con valores de 0 kWh, este comportamiento se debe probablemente a la falta de datos para esos días, puesto que ocurre en una importante de días, 59 en concreto, provoca una distorsión en la curva. Para disminuir el efecto que causará, se han remplazado los valores de estos días que aparecen a cero con el día promedio del mes correspondiente, distinguiendo días entre semana de fines de semana.

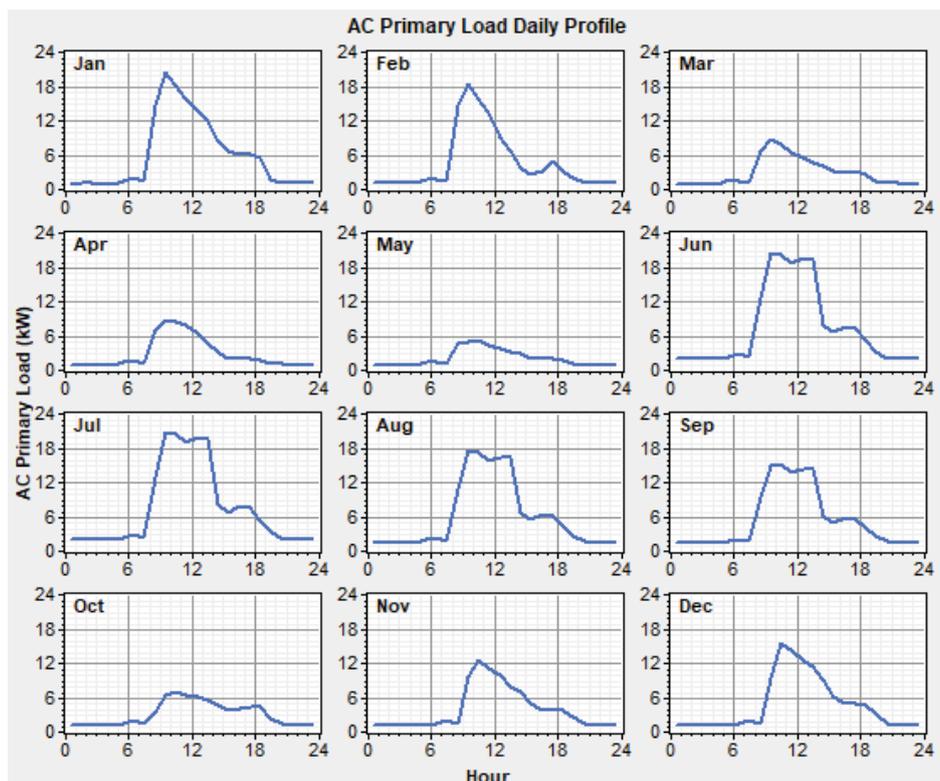


Figura 24. Curvas de carga mensuales de caso de estudio 2. (HOMER)

El consumo anual es de 30.000 – 40.000 kWh/año, dado este gran consumo la tarifa contratada es una tarifa 3.0 A, esta tarifa se divide en tres periodos con distintos precios por electricidad consumida y con diferentes potencias contratadas. Los periodos son los siguientes: periodo punta (P1) de 11.00h a 15.00h en verano y de 18.00h a 22.00h en invierno, periodo llano (P2) de 8.00h a 18.00h y de 22.00h a 24.00h en invierno y de 8.00h a 11.00h y de 15.00h a 24.00h en verano, y por último el periodo valle (P3) de 24.00h a 8.00h todo el año. En la Figura 25 se encuentra la tabla en la que se han introducido estos periodos en HOMER y en las Tabla 18 y Tabla 19. Precios por potencia facturada del caso de estudio 2. se detalla el precio para cada periodo tarifario por electricidad utilizada que se han introducido en el programa. En la Tabla 18 además del precio por kWh de consumo eléctrico con impuestos se ha incluido en el precio final a introducir en HOMER un precio en €/ kWh correspondiente al bono social y el alquiler del equipo de medida. En las facturas aparece un importe por estos conceptos en €/día, se ha obtenido un consumo medio diario a partir del consumo total del año y se ha dividido al precio por día señalado anteriormente, de esta forma obtenemos una aproximación del coste que puede suponer por kWh. Esta equivalencia se ha realizado para poder incluir en HOMER el coste del bono

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

social y el alquiler de los equipos de medida que aparecen en las facturas, ya que HOMER, en lo referente a la red eléctrica sólo contempla costes por kWh y por kW pico.

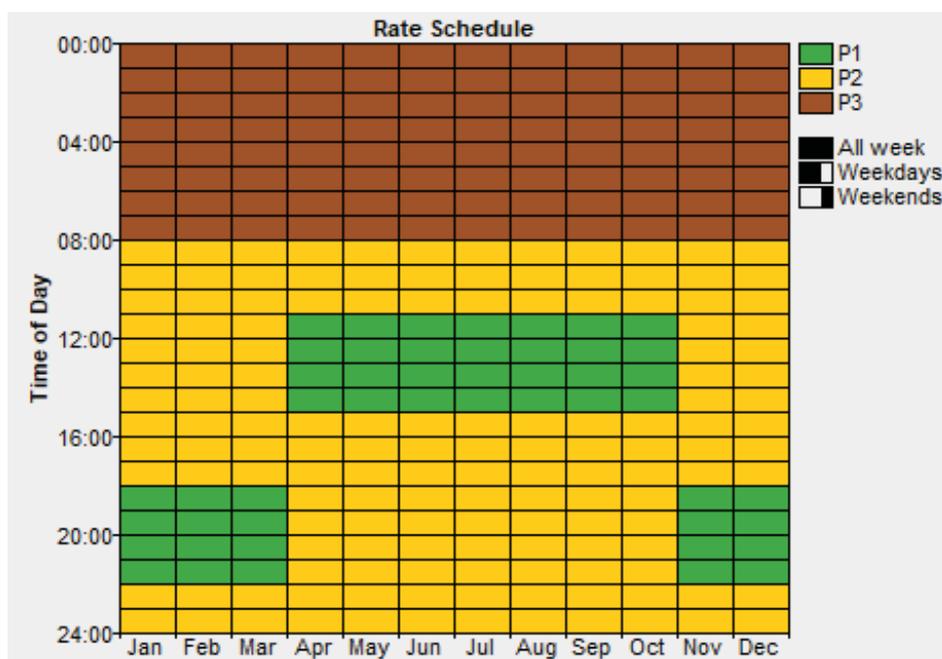


Figura 25. Periodos tarifarios del caso de estudio 2. (HOMER)

		€/kWh	Impuesto eléctrico	+ Impuesto eléctrico	Subtotal	Total con IVA
P1	Termino de energía	0,105	0,051	0,110	0,114	<b>0,138</b>
	B.S y alquiler eq. medida	0,004	0,000	0,004		
P2	Termino de energía	0,086	0,051	0,091	0,095	<b>0,114</b>
	B.S y alquiler eq. medida	0,004	0,000	0,004		
P3	Termino de energía	0,065	0,051	0,068	0,072	<b>0,087</b>
	B.S y alquiler eq. medida	0,004	0,000	0,004		

Tabla 18. Precios por consumo eléctrico del caso de estudio 2.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

	€/kW/mes	Impuesto eléctrico	Subtotal	Total con IVA
<b>P1</b>	3,394	0,051	3,568	<b>4,317</b>
<b>P2</b>	2,036	0,051	2,141	<b>2,590</b>
<b>P3</b>	1,358	0,051	1,427	<b>1,727</b>

Tabla 19. Precios por potencia facturada del caso de estudio 2.

Como se explicó en el primer caso de estudio en HOMER se introducen los precios por kWh para cada periodo y la tasa mensual cobrada por la empresa eléctrica en la demanda máxima, puesto que la facturación no se realiza por la demanda máxima sino aplicando las ecuaciones (4), (5) o (6) según corresponda, es necesario realizar una serie de modificaciones en la curva de demanda para hacer coincidir los picos de demanda de cada periodo de cada mes con los valores de potencia a facturar. Se sigue el mismo procedimiento que para el caso de estudio 1, con la salvedad de que en este caso hay tres potencias contratadas diferentes, una para cada periodo tarifario, así pues, se deberá sustituir el máximo de cada periodo de cada mes por la potencia facturada correspondiente a dicho periodo obtenida. Las potencias contratadas para cada uno de los tres periodos tarifarios son: 31 kW para el periodo punta, 41 kW para el periodo llano y 10 kW para el periodo valle. Aplicando las ecuaciones para el cálculo de la potencia a facturar obtenemos la potencia por la que se factura en cada mes y en cada periodo tarifario (Tabla 20).

MES	P1 MAX		P2 MAX		P3 MAX	
	Consumo (kW)	Pot. Facturar (kW)	Consumo (kW)	Pot. Facturar (kW)	Consumo (kW)	Pot. Facturar (kW)
<b>Enero</b>	25,38	<b>26,35</b>	41,95	<b>41,95</b>	4,419	<b>8,50</b>
<b>Febrero</b>	11,23	<b>26,35</b>	33,40	<b>34,85</b>	3,427	<b>8,50</b>
<b>Marzo</b>	10,71	<b>26,35</b>	27,58	<b>34,85</b>	3,004	<b>8,50</b>
<b>Abril</b>	26,14	<b>26,35</b>	25,63	<b>34,85</b>	3,062	<b>8,50</b>
<b>Mayo</b>	16,88	<b>26,35</b>	19,91	<b>34,85</b>	2,819	<b>8,50</b>
<b>Junio</b>	28,00	<b>31,00</b>	28,00	<b>34,85</b>	3,210	<b>8,50</b>
<b>Julio</b>	28,16	<b>31,00</b>	28,16	<b>34,85</b>	3,228	<b>8,50</b>
<b>Agosto</b>	22,48	<b>26,35</b>	22,48	<b>34,85</b>	2,576	<b>8,50</b>
<b>Septiembre</b>	37,37	<b>46,99</b>	39,30	<b>39,30</b>	7,899	<b>8,50</b>
<b>Octubre</b>	20,36	<b>26,35</b>	28,87	<b>34,85</b>	3,102	<b>8,50</b>
<b>Noviembre</b>	16,24	<b>26,35</b>	23,47	<b>34,85</b>	3,075	<b>8,50</b>
<b>Diciembre</b>	16,39	<b>26,35</b>	33,59	<b>34,85</b>	2,746	<b>8,50</b>

Tabla 20. Cálculo de potencias a facturar por mes periodo del caso de estudio 2.

### 7.3. Radiación disponible y pérdidas por sombras

Los datos de radiación los obtenemos nuevamente de la web de PVGIS (European Commision Joint Research Centre), indicando la ubicación y la orientación e inclinación en la que colocarían los módulos, 0º y 35º respectivamente como se describe en el apartado de descripción general y emplazamiento. Se introducirá en HOMER el valor correspondiente a cada mes de la suma media diaria de irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos ( $H_d$ ), junto con la latitud, la altitud y la zona horaria, con esto el programa obtiene la radiación en  $\text{kW}/\text{m}^2$  para cada hora del año.

El siguiente paso es considerar las pérdidas de radiación que se producirán debido a las sombras. La cubierta tiene una forma sencilla sin muchos detalles con orientaciones o inclinaciones sencillas, de producirse sombras estas serán debidas en todo caso a los edificios de alrededor ya que algunos de ellos son un poco más altos.

En Huellasolar se puede ver el mapa de soleamiento de la cubierta, como cabía esperar habrá ciertas perdidas por sombras, en la Figura 26 se aprecia que la radiación que llega a la cubierta no es la total, de ser así la cubierta aparecería de color rojo.

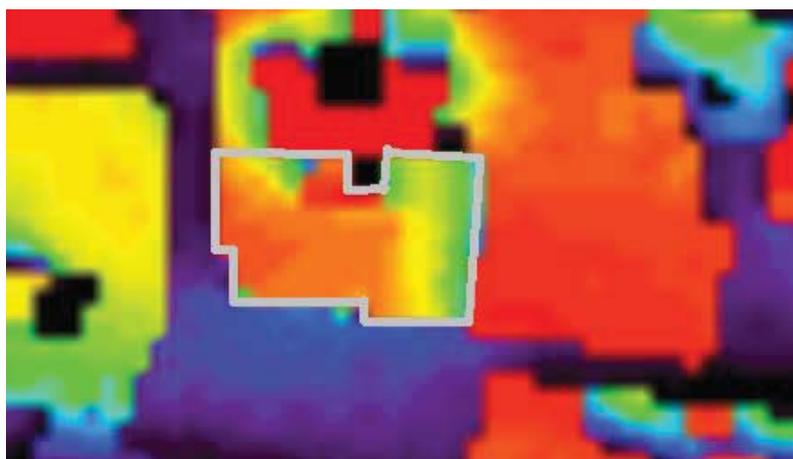


Figura 26. Mapa de soleamiento de la cubierta del caso de estudio 2. (Huellasolar)

Para este caso la consideración de las pérdidas por sombras se hará tomando la información disponible en Huellasolar. Esta web, además del mapa de soleamiento proporciona información sobre la radiación y sobre las horas a las que se producen sombras para un punto.

El procedimiento será el siguiente, los datos de radiación obtenidos anteriormente de la web de PVGIS se importan a HOMER para seguidamente exportar la radiación  $\text{kW}/\text{m}^2$  para cada hora del año que obtiene dicho programa, estos datos serán los que se modificarán con ayuda de Excel, mediante el mismo proceso descrito para el caso 1. La diferencia reside en la forma de obtención del dato de las horas de sombras, esta vez se realizará a través de Huellasolar. El motivo de tomar los datos de radiación del PVGIS y no directamente de Huellasolar es que nos ofrecen una mayor precisión con la variación por la inclinación.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Huellasolar proporciona para un punto un listado de datos de radiación indicando las horas solares en las que se produce sombra y por tanto no hay radiación. Se toma un punto por la mitad de la cubierta y se considerarán las pérdidas en el mismo para el total de la cubierta. De la Tabla 21 se obtienen las horas solares en las que habrá sombra, se cambia hora solar por hora legal tomando como aproximación suficiente sumar 2 horas durante el horario de verano y 1 hora durante el horario de invierno, y se pone a cero la radiación a esas horas en el archivo Excel utilizando una tabla dinámica. Una vez modificados los datos de radiación se importan otra vez a HOMER y de este modo ya habrán sido consideradas las pérdidas por sombras. Comparando los datos de radiación antes y después de modificarlos se obtiene que las pérdidas debidas a sombras que se han considerado suponen un 4%.

Lon: -0.3757667 Lat: 39.4780670 Inclinación: 20 Azimut: 0																	
Mes	Datos de radiación directa, difusa y global por mes y hora (W/m2 día)															(Kwh/m2)	
Jan	-	-	-	8	9	10	11	12	13	14	15	16	-	-	-	Jan	
Dir	-	-	-	121.282	299.309	452.476	553.707	588.938	553.707	452.476	299.309	sombra	-	-	-	3.321	
Dif	-	-	-	59.439	97.568	121.011	133.273	137.025	133.273	121.011	97.568	59.439	-	-	-	0.960	
Global	-	-	-	138.252	294.880	427.248	516.609	550.280	526.914	445.599	315.120	47.492	-	-	-	3.262	
Feb	-	-	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	-	-	-	Feb	
Dir	-	-	sombra	292.49	471.604	607.064	679.342	679.342	607.064	471.604	292.49	sombra	-	-	-	4.101	
Dif	-	-	-	59.409	102.371	129.800	145.023	151.543	151.543	145.023	129.800	102.371	59.409	-	-	1.176	
Global	-	-	-	51.092	334.842	508.186	631.001	699.605	704.590	642.282	521.417	351.426	52.696	-	-	4.497	
Mar	-	-	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	-	-	Mar	
Dir	-	-	sombra	249.865	436.75	594.705	698.694	734.85	698.694	594.705	436.75	249.865	sombra	-	-	4.695	
Dif	-	-	-	64.895	116.220	150.914	171.131	180.898	183.703	180.898	171.131	150.914	116.220	64.895	-	1.552	
Global	-	-	-	54.966	306.047	490.112	634.878	725.663	757.806	733.580	645.600	501.865	315.931	56.459	-	5.223	
Apr	-	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	-	Apr	
Dir	-	sombra	143.053	331.243	520.656	677.43	779.787	815.264	779.787	677.43	520.656	331.243	143.053	sombra	-	5.720	
Dif	-	-	37.259	90.152	130.886	157.180	171.412	177.618	179.243	177.618	171.412	157.180	130.886	90.152	37.259	1.708	
Global	-	-	30.254	190.528	384.953	572.094	718.969	820.496	833.397	803.263	689.260	547.014	372.476	188.663	30.329	6.182	
May	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	-	May	
Dir	sombra	96.113	261.719	443.78	607.835	729.965	794.795	794.795	729.965	607.835	443.78	261.719	96.113	0	-	5.868	
Dif	40.896	87.238	130.408	160.499	178.114	186.561	189.592	189.592	186.561	178.114	160.499	130.408	87.238	40.896	-	1.947	
Global	32.144	147.048	316.446	493.696	641.334	774.464	848.542	832.791	772.631	643.692	496.717	310.957	144.481	32.062	-	6.487	
Jun	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	-	Jun	
Dir	sombra	100.474	252.807	420.015	571.287	684.283	744.375	744.375	684.283	571.287	420.015	252.807	100.474	3.952	-	5.550	
Dif	51.489	103.993	148.094	179.483	198.506	208.127	211.820	211.820	208.127	198.506	179.483	148.094	103.993	51.489	-	2.203	
Global	42.839	173.592	340.766	520.364	686.655	795.137	859.619	866.313	802.277	691.274	526.959	347.982	174.819	47.735	-	6.876	
Jul	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	-	Jul	
Dir	sombra	92.079	241.841	408.332	559.721	673.072	733.422	733.422	673.072	559.721	408.332	241.841	92.079	1.636	-	5.419	
Dif	47.615	102.384	148.667	181.859	202.193	212.639	216.724	216.724	212.639	202.193	181.859	148.667	102.384	47.615	-	2.224	
Global	43.711	175.795	355.753	538.254	707.056	840.540	904.539	918.791	854.711	718.485	554.780	357.705	174.822	43.735	-	7.189	
Ago	-	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	-	Ago	
Dir	-	sombra	137.155	304.631	475.235	617.776	711.367	743.889	711.367	617.776	475.235	304.631	137.155	18.311	-	5.255	
Dif	-	-	55.148	112.043	156.595	186.280	203.099	210.898	213.058	210.898	203.099	186.280	156.595	112.043	55.148	-	2.061
Global	-	-	49.192	224.029	410.030	599.333	760.951	854.017	906.229	871.540	760.951	600.656	414.642	216.055	64.056	-	6.732
Sep	-	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	-	-	Sep	
Dir	-	sombra	178.513	359.736	529.288	657.34	725.725	725.725	657.34	529.288	359.736	178.513	sombra	-	-	4.901	
Dif	-	-	52.593	109.556	151.024	176.881	190.542	196.069	196.069	190.542	176.881	151.024	109.556	52.593	-	1.753	
Global	-	-	45.230	240.250	427.506	581.883	719.004	796.430	802.883	740.201	604.481	427.506	239.961	44.494	-	5.670	
Oct	-	-	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	-	-	Oct	
Dir	-	-	sombra	234.037	425.381	586.341	691.949	728.609	691.949	586.341	425.381	sombra	sombra	-	-	4.370	
Dif	-	-	-	45.620	93.405	125.539	144.333	153.496	156.150	153.496	144.333	125.539	93.405	45.620	-	1.281	
Global	-	-	-	37.591	271.122	456.713	611.574	709.328	736.119	711.865	613.035	458.365	77.339	38.184	-	4.721	
Nov	-	-	-	8	9	10	11	12	13	14	15	16	-	-	-	Nov	
Dir	-	-	-	sombra	337.021	493.313	596.292	632.09	596.292	493.313	337.021	sombra	-	-	-	3.485	
Dif	-	-	-	-	67.547	103.200	124.884	136.048	139.424	136.048	124.884	103.200	67.547	-	-	1.003	
Global	-	-	-	-	54.105	353.497	498.267	593.195	627.241	596.125	497.649	360.981	55.929	-	-	3.637	
Dec	-	-	-	8	9	10	11	12	13	14	15	16	-	-	-	Dec	
Dir	-	-	-	sombra	258.941	405.329	502.736	536.726	502.736	405.329	258.941	sombra	-	-	-	2.871	
Dif	-	-	-	-	54.066	96.201	122.401	136.284	140.571	136.284	122.401	96.201	54.066	-	-	0.958	
Global	-	-	-	-	43.577	274.880	413.740	502.909	535.742	504.826	423.767	284.824	43.307	-	-	3.028	
Radiación directa. Media																4.630	

Tabla 21. Radiación y sombras en un punto de la cubierta del caso de estudio 2. (Huellasolar)

## 7.4. Análisis Técnico-Económico

### 7.4.1. Disponibilidad

Se han considerado como zonas disponibles para la instalación de paneles el techo auxiliar y el tejado de la zona frontal del edificio, orientadas al sur Figura 27. Puesto que la inclinación de ambas superficies es insuficiente y hay que aumentarla y con el objetivo de optimizar al máximo el espacio disponible, se contempla instalar una estructura única inclinada en cada una de las dos cubiertas, sobre la que se colocarán todos los paneles. De esta forma se pueden instalar juntos sin necesidad de dejar distancia entre ellos, lo cual sí sería necesario, con el fin de evitar sombras de un panel sobre el siguiente, si se colocaran las filas de paneles directamente sobre la cubierta.



Figura 27. Área seleccionada para instalar paneles, caso 2. (Google Earth Pro)

Queda un espacio de  $24 \text{ m}^2$  en la superficie auxiliar en el que pueden instalarse 12 paneles de los seleccionados, equivalentes a una potencia pico de 4,44 kW. En el tejado de teja se dispone de  $123 \text{ m}^2$ , que permitirían instalar 68 paneles, 20,72 kWp. En total se tiene espacio para una instalación de un máximo de 25,16 kWp.

### 7.4.2. Sin compensación de excedentes

Si no se acoge a la compensación de excedentes se obtiene el menor payback, siendo este de 5,97 años, para una instalación de 6 kW de potencia pico. Se generaría el 22% de lo que se consume actualmente. En la Figura 28 se representa el consumo y la producción de una semana en el mes de enero que permite sacar algunas conclusiones sobre este caso. Las horas de consumo coinciden en gran parte con las horas de producción, por lo que a priori podría pensarse que la compensación de excedentes en este caso no resultará tan interesante, pero dado que los fines de semana no hay actividad la producción de estos días podría traducirse en un importante descuento en la factura eléctrica mensual.

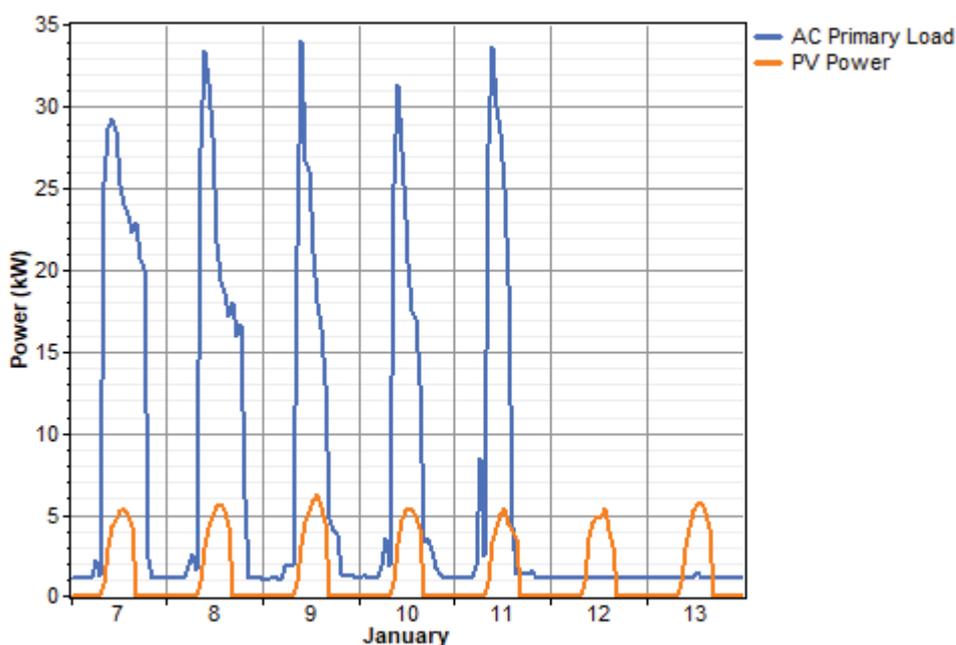


Figura 28. Consumo y generación de la opción sin compensación de excedentes, caso de estudio 2. (HOMER)

### 7.4.3. Con compensación de excedentes

Acogiéndose a la nueva modalidad de compensación de excedentes la opción de menor payback es una instalación de 22 kW, siendo el plazo de retorno de 5,41 años. En este caso se generaría el equivalente al 106% del consumo. Al recibir un descuento por la energía vertida a la red resulta más interesante instalar más potencia, la inversión inicial es mayor, pero se reduce sustancialmente el coste operacional cada año.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Si en lugar de compensación de excedente se hiciera un balance neto se reduciría el payback, en el mejor de los casos en 3,87 años se amortizaría la inversión. Esto sería realizando una instalación de 18 kWp si se realizara el balance energético anualmente. Con un balance neto mensual sería el mejor plazo de recuperación sería de 4,6 años para 16 kW pico de fotovoltaica.

Comparando para una misma instalación de 22 kWp con la compensación de excedentes existente y con balance neto, el coste operacional se reduciría entre 324 € y 925 €, dependiendo de si se aplicara mensual o anualmente, permitiendo recuperarla inversión hasta un año antes.

Opción	FV (kW)	Inversor (kW)	Payback (años)	Inv. Inicial (€)	Coste Op. (€/año)	% Gen.FV-cons
Red	0	0	0	0	7.282	0
Sin Comp.	6	5	5,97	6.771	6.148	22
Con Comp.	22	20	5,41	19.838	3.612	106
BN mes	16	20	4,60	15.478	3.914	77
	22	20	4,97	19.838	3.288	106
BN año	18	20	3,87	16.931	2.908	87
	22	20	4,32	19.838	2.687	106

Tabla 22. Resumen de opciones para el caso de estudio 2.

#### 7.4.4. Selección final

Se opta por la compensación de excedentes, ya que para un payback similar que en el caso sin compensación, de hecho menor, el ahorro respecto a consumir únicamente de la red, una vez pasado este periodo de amortización, es 1,7 veces mayor que sin acogerse a compensación de excedentes. Al aumentar la instalación de fotovoltaica se cubre mayor parte del consumo con esta energía, reduciéndose el consumo de la red, y además se obtiene un descuento en la factura por la que no se consume y se vierte a la red.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

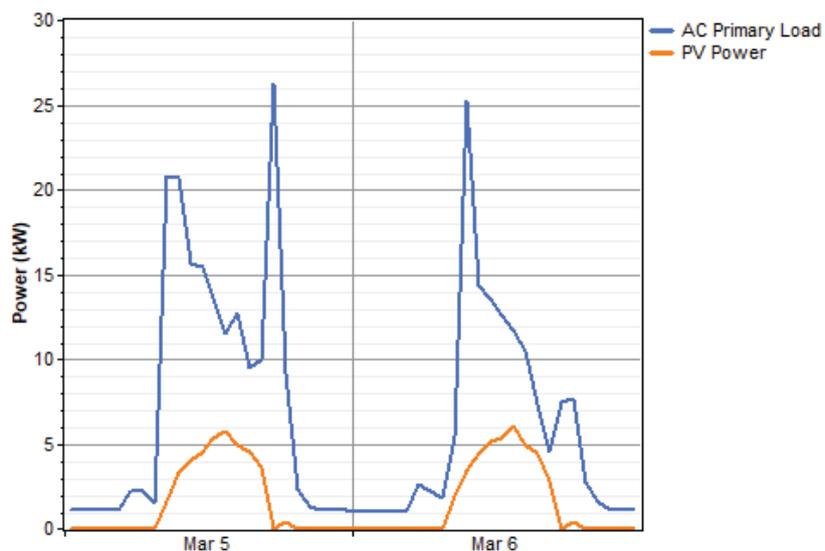


Figura 29. Consumo y generación de la opción sin compensación de excedentes, caso 2. (HOMER)

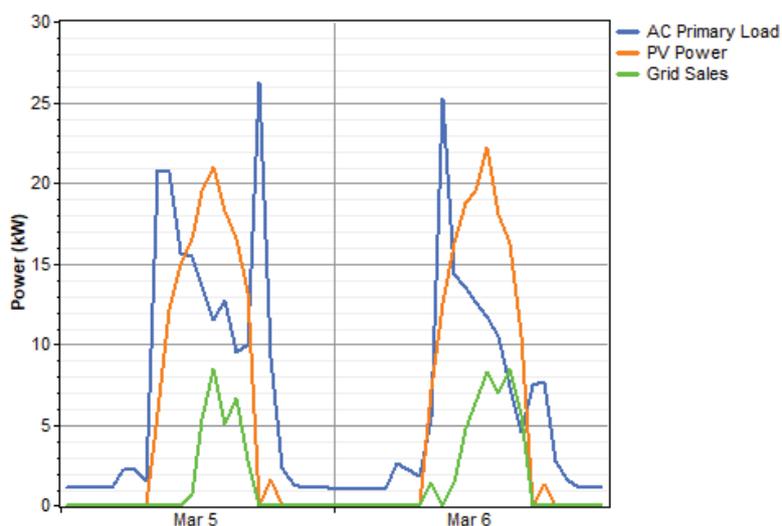


Figura 30. Consumo, generación y venta de la opción con compensación de excedentes, caso 2. (HOMER)

INSTALACIÓN 2: PRESUPUESTO			
	Unidades	Unitario (€)	Total (€)
Panel fotovoltaico	59	179,7	10.599,4
Inversor	1	2.708,2	2.708,2
Estructura	59	89,8	5.299,7
Protecciones, cableado y cuadro eléctrico			3.300,0
Ingeniería y diseño			2.237,8
Mano de obra			3.729,7
Subtotal sin IVA			27.874,8
<b>Total</b>			<b>33.728,5</b>

Tabla 23. Presupuesto instalación final del caso de estudio 2.

## 8. CASO DE ESTUDIO 3

### 8.1. Características generales de la vivienda y emplazamiento

El tercer caso de estudio se trata de una vivienda situada en el número 17 de la calle Felipe Salvador, la finca consta de 18 viviendas en total, el propietario de la vivienda ha solicitado permiso a la comunidad de vecinos para la instalación de equipos en el espacio común de la cubierta.

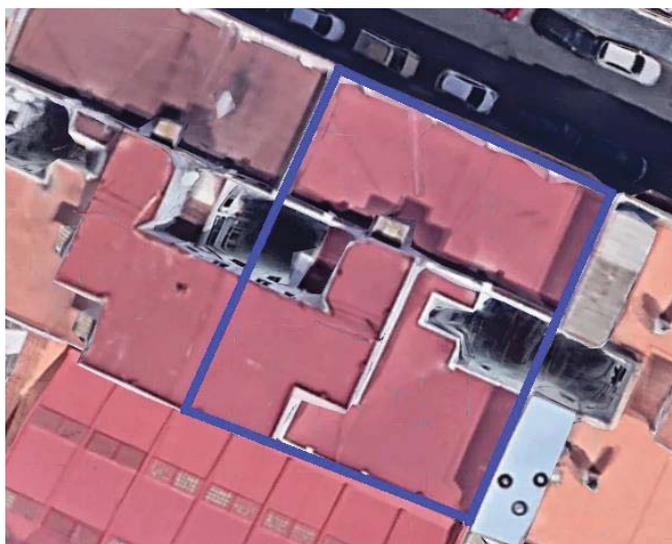


Figura 31. Vista aérea de la cubierta del caso estudio 3. (Google Earth Pro)

La cubierta se corresponde con el área marcada en azul en la Figura 31. Se divide en tres zonas: una es la mitad de la cubierta de una caseta que forma parte conjuntamente de esta finca y la vecina (2,5 m de altura respecto a las siguientes), las otras dos zonas están separadas por un pequeño muro de 60 cm.

### 8.2. Demanda energética

El consumo anual en esta vivienda en el año 2018 fue de 2.731,57 kWh, siendo este mayor en los meses de invierno con máximo de 304,155 kWh en noviembre. En cuanto al consumo a lo largo del día, está bastante distribuido, excepto de madrugada se observa consumo durante todo el día, aumentando por la mañana hacia el mediodía y sobre todo por la noche alrededor de las 22.00.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

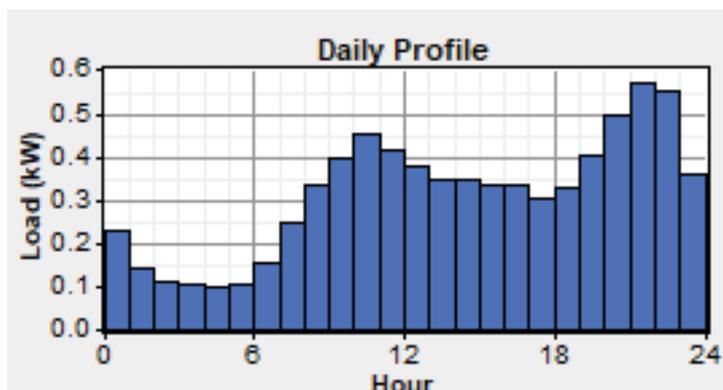


Figura 32. Consumo típico diario. Caso de estudio 3. (HOMER)

La tarifa eléctrica contratada por este propietario es la más simple de las existentes (tarifa 2.0A,) ya que consta de un único periodo tarifario y la potencia contratada es baja, de 3,3 kW. En la Tabla 24 se obtiene el precio en €/kWh a introducir en HOMER, teniendo en cuenta el coste de acceso, energía y un término de alquiler de equipos de medida incluido en la factura en €/día y cuyo ha valor en €/kWh como ya se hizo en los dos casos de estudio anteriores, dividiendo el precio por día entre el consumo promedio de un día obtenido a partir del consumo anual. El precio por el término de potencia es de 41,156 €/kW al año, es decir, 3,43 €/kW al mes, que contando con el impuesto eléctrico y el IVA queda en 4,362 €/kW. La potencia a la que se aplicará este término se obtendrá aplicando la correspondiente de las ecuaciones (4), (5) y (6) a la máxima potencia de cada mes, en este caso la potencia máxima en todos los meses es menor que el 85% de la potencia contratada, por lo que la potencia a facturar para todos los meses será el 85% de la potencia contratada que son 2,93 kW.

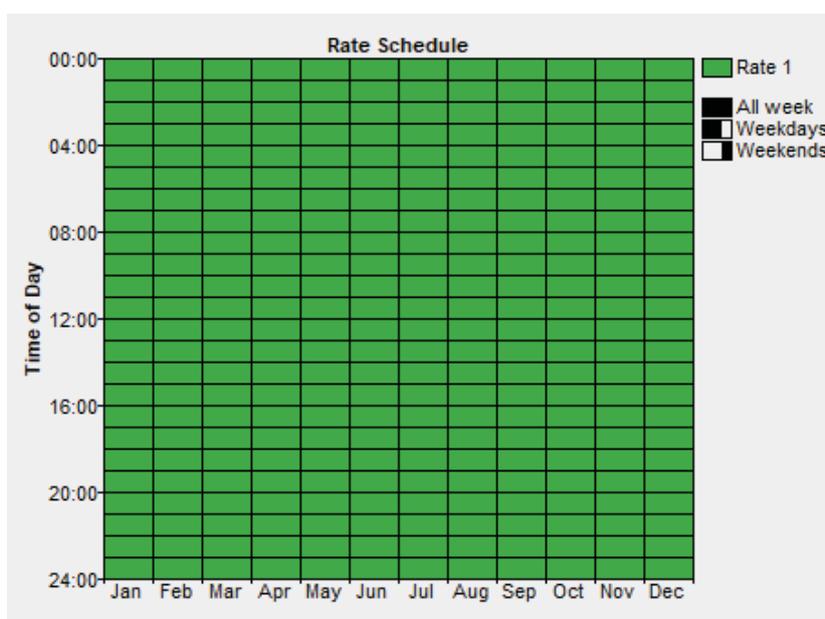


Figura 33. Periodos tarifarios del caso de estudio 3. (HOMER)

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

	Precio (€/kWh)	Impuesto eléctrico	+ Impuesto eléctrico	Subtotal	Total con IVA
Acceso y energía	0,119	0,051	0,125	0,128	0,155
Alquiler equipos medida	0,004	0,000	0,004		

Tabla 24. Precio por kWh del caso de estudio 3.

### 8.3. Radiación disponible y pérdidas por sombras

Los valores de radiación los obtenemos de la web de PVGIS (European Commission Joint Research Centre), indicando la ubicación y la orientación e inclinación en la que colocarían los módulos, 0º y 35º respectivamente ya que al ser la cubierta plana permite colocarlos de la forma más óptima. Se introducirá en HOMER el valor correspondiente a cada mes de la suma media diaria de irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos ( $H_d$ ), la latitud, la altitud y la zona horaria, para obtener la radiación en  $\text{kW/m}^2$  para cada hora del año. Se exportan estos datos que más adelante se modificarán.

Las tres zonas que forman la cubierta son planas, por lo que Huellasolar nos dará una buena idea de las zonas en las que se producen sombras. En el mapa de soleamiento de la Figura 34 se aprecia que la zona a mayor altura es la que menos sombras tiene, con una pérdida en horas de sol a causa de las sombras de un 4,3 %; para zona de forma más irregular esta pérdida es del 18% en la zona más anaranjada de la Figura 34, cuanto más frío el color aumenta la pérdida de horas de soleamiento. En la mayor parte de la zona rectangular de la cubierta este porcentaje es del 7,2 %.

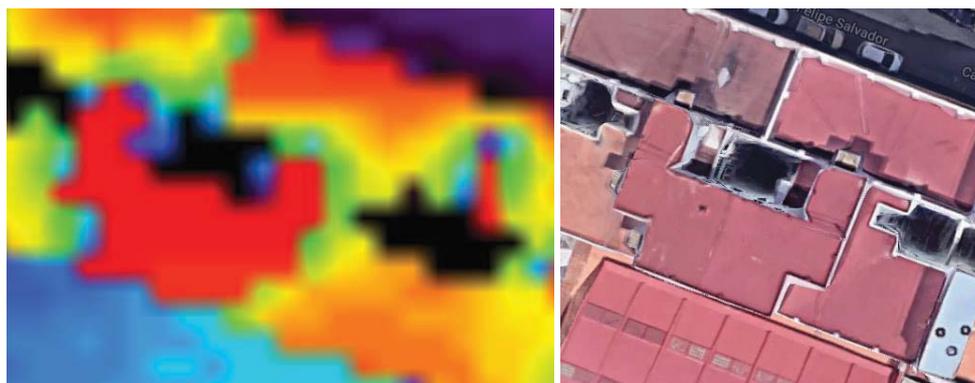


Figura 34. Mapa de soleamiento de la cubierta del caso de estudio 3. (Huellasolar) (Google Maps).

## Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Para evaluar la influencia pudieran tener los edificios cercanos de mayor altura en la generación de sombras se utiliza CE3X, se concluye que no afectan. El edificio de enfrente al otro lado de esa misma manzana es 12 m más alto pero la distancia entre uno y otro resulta ser suficiente para que no produzca sombras sobre la cubierta de estudio. Al otro lado de la calle Felipe Salvador hay un edificio, de aproximadamente la altura del de estudio, que tampoco da sombras según las comprobaciones con CE3X. La Figura 35 presenta una vista aérea en la que aparecen los edificios mencionados.

Concluido que los edificios cercanos no son los causantes de las sombras se deduce que estas se deberán a los propios elementos de la cubierta. Esto tiene sentido dada la diferencia de alturas en la propia cubierta por la caseta y en menor medida por el pequeño muro y también por la caseta de la finca de al lado. Fijando la atención de nuevo en el mapa de soleamiento (Figura 34) se ve como las zonas con menor porcentaje de horas de sol (colores más fríos) coinciden con las zonas cercanas a las casetas.



Figura 35. Vista de la cubierta y alrededores del caso de estudio 3. (Google Earth Pro)

Se considerará la instalación de paneles en la media cubierta de la caseta ( $36 m^2$ ) y en la zona rectangular ( $40 m^2$ ), en la que en general hay menos pérdidas que en la más irregular. A continuación, se estudiará con mayor detalle las pérdidas en la zona rectangular para ver cuando se producen. Utilizaremos las pérdidas en esta zona para la introducción de pérdidas por sombras en HOMER.

Para profundizar en las sombras de la zona rectangular se miden las diferentes alturas de los elementos que pueden influir en ella (casetas y pequeño muro) y se introducen los datos pertinentes en CE3X para ver el perfil de dichos objetos en el diagrama de radiación. En la Tabla 25 se detallan estas mediciones para los puntos significativos en el contorno del rectángulo respecto al punto señalado en la Figura 36, la numeración empieza en la esquina señalada de la media cubierta de la caseta y continúa en sentido horario alrededor de todo el rectángulo.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

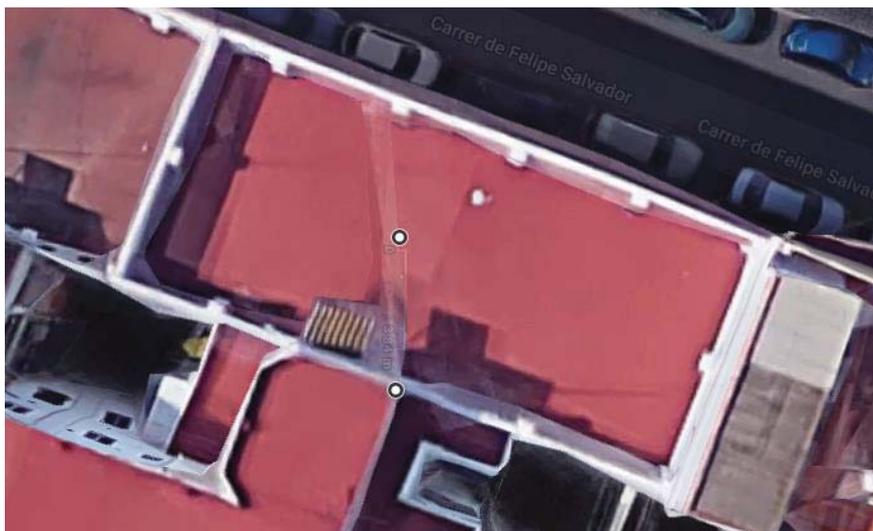


Figura 36. Detalle rectángulo cubierta caso de estudio 3. (Google Earth Pro)

PUNTO	H	L	$\beta$	$\alpha$
1	2,5	3,84	33,06	0
m	2,5	3,53	35,31	23,18
2	2,5	3,71	33,97	41,1
3	0,6	3,71	9,2	41,1
4	0,6	7,21	4,75	83,87
5	0,6	6,32	5,42	112,64
6	0,6	6,85	5,01	135,33
7	0,6	3,04	11,16	-161,02
8	2,5	9,07	15,41	-90,6
9	2,5	8,8	15,86	-76,58
10	2,5	9,54	14,68	-53,86
11	0,6	3,84	8,88	0

Tabla 25. Puntos de medición del obstáculo del rectángulo. Caso de estudio 3.

Tomando las horas solares a las que se producen sombras en los diferentes meses del año del patrón obtenido en CE3X (Figura 37) y haciendo la misma aproximación a hora legal que en el caso de estudio 1 se procede a modificar los datos de radiación obtenidos anteriormente poniendo a cero las horas en las que se producen sombras. Por último, se importan los datos ya modificado a HOMER.

Los comparando los datos de radiación sin modificar con los modificados las pérdidas son del 13,1%, sin embargo, las perdidas obtenidas calculando según el apéndice de la sección HE 4 del Documento Básico HE Ahorro de Energía, utilizando la tabla  $\beta=35^\circ$   $\alpha=0^\circ$  con la ecuación (11) obtenemos unas pérdidas del 7,1 %, como se indicó en el caso de estudio 1 la diferencia entre los dos métodos se debe a varios motivos. Con el Documento Básico HE Ahorro de Energía la radiación es una general para España y de la otra forma estamos considerando la que PVGIS nos proporciona para Valencia, y la inclinación y azimut en un caso y el otro, aunque se aproximan no coinciden totalmente.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

$$\text{Pérdidas (\%)} = A9 + B11 + D13 + 0,5 \cdot D11 + 0,75 \cdot C11 + 0,25 \cdot C9 + 0,75 \cdot B9 + 0,5 \cdot A7 + 0,5 \cdot A2 + A4 + 0,5 \cdot A6 + 0,25 \cdot B6 + 0,5 \cdot D14 + 0,25 \cdot C12 + 0,5 \cdot B12 + 0,5 \cdot A10 \quad (11)$$

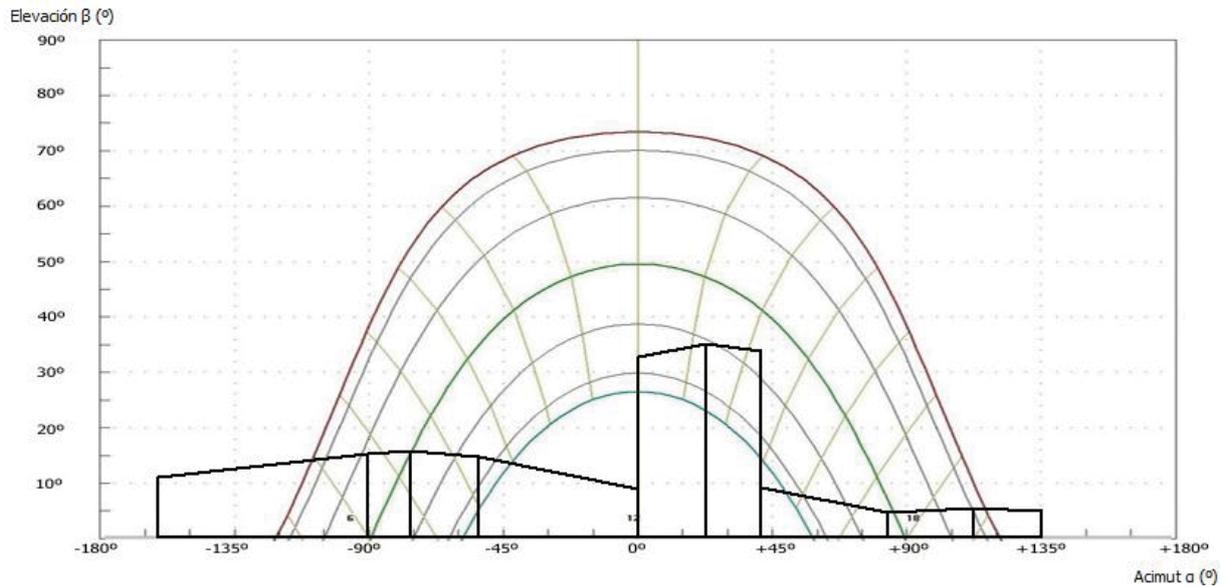


Figura 37. Patrón de sombras en un punto del rectángulo del caso 3. (CE3X)

## 8.4. Análisis Técnico-Económico

### 8.4.1. Disponibilidad

En el conjunto de las dos zonas seleccionadas para la instalación hay más espacio del necesario para únicamente esta vivienda, ya que se podría instalar hasta un máximo de 25 kWp en los 76 m<sup>2</sup> disponibles. Por este motivo, en esta finca podría estudiarse realizar una instalación de autoconsumo colectivo en caso de haber más vecinos interesados.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.



Figura 38. Zona seleccionada para la instalación de paneles en el caso 3. (Google Earth Pro)

#### 8.4.2. Sin compensación de excedentes

Sin compensación de excedentes, el menor payback se obtiene para una instalación de 0,75 kWp con un plazo de recuperación largo, de 17,11 años, por lo que una instalación de estas características no estaría justificada desde un enfoque económico. Se genera un 24% de lo correspondiente al consumo de la vivienda, plantear una instalación de mayor potencia para aumentar la producción mediante energía limpia supondría una mayor inversión y un periodo de recuperación también mayor.

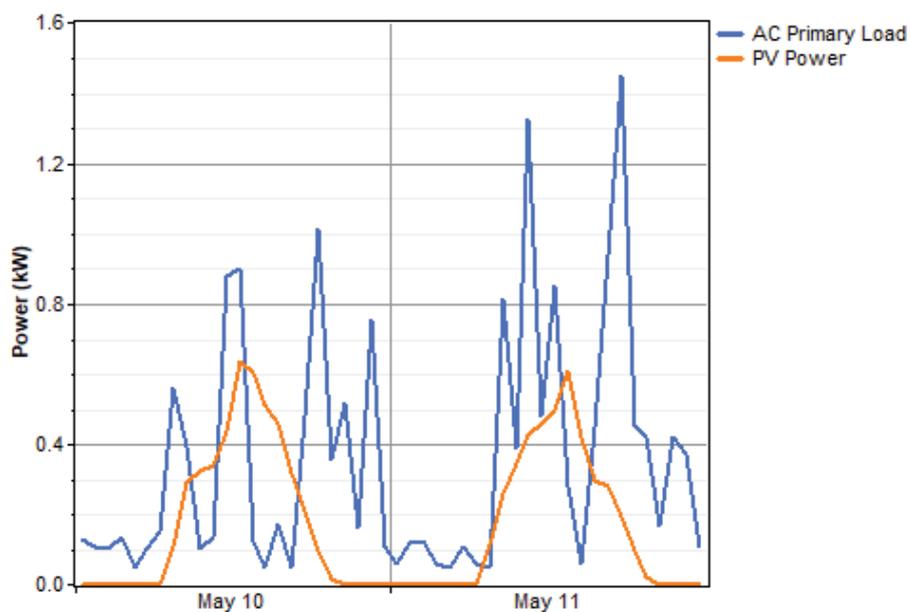


Figura 39. Consumo y generación de la opción sin compensación de excedentes, caso 3. (HOMER)

### 8.4.3. Con compensación de excedentes

Si se acoge a la compensación de excedentes la opción seleccionada según el criterio del mínimo payback es instalar 1,5 kWp de fotovoltaica, el periodo de recuperación en este caso se reduce a 12,26 años y se genera un 87% del consumo actual.

Si hubiera balance neto el periodo de amortización de la instalación de 1.5 kW reduciría entre 5 y 6 años (dependiendo del periodo en que se realizase el balance energético), respecto al obtenido con compensación de excedentes.

Opción	FV (kW)	Inversor (kW)	Payback (años)	Inv. Inicial (€)	Coste Op. (€/año)	% Gen.FV-Cons
Red	0	0	0	0	572	0
Sin Comp.	0,75	1	17,11	1.352	493	24
Con Comp.	1,5	1	12,26	2.035	406	87
BN mes	1,5	1	6,74	2.035	270	87
BN año	1,5	1	6,00	2.035	233	87

Tabla 26. Resumen de opciones para el caso de estudio 3.

### 8.4.4. Selección final

Finalmente se opta por la compensación de excedentes, que ofrece un periodo de retorno menor que sin acogerse a ella contribuyendo mucho más significativamente a generación de energía renovable.

En esta vivienda el consumo es variable y muy distribuido a lo largo del día, no coincidiendo siempre las horas de consumo con las de producción de los paneles, por tanto, habrá vertido de energía a la red y resultará interesante percibir una compensación económica por ello. Las compras a la red no disminuyen respecto a la instalación de 0,75 kW sin compensación de excedentes, 1872 kWh/año frente a 2087 kWh/año en la opción descartada. Además, a pesar de la inversión inicial mayor se amortiza antes, porque además de consumir menos de la red eléctrica hay un ahorro en la factura por el vertido de energía a la red.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

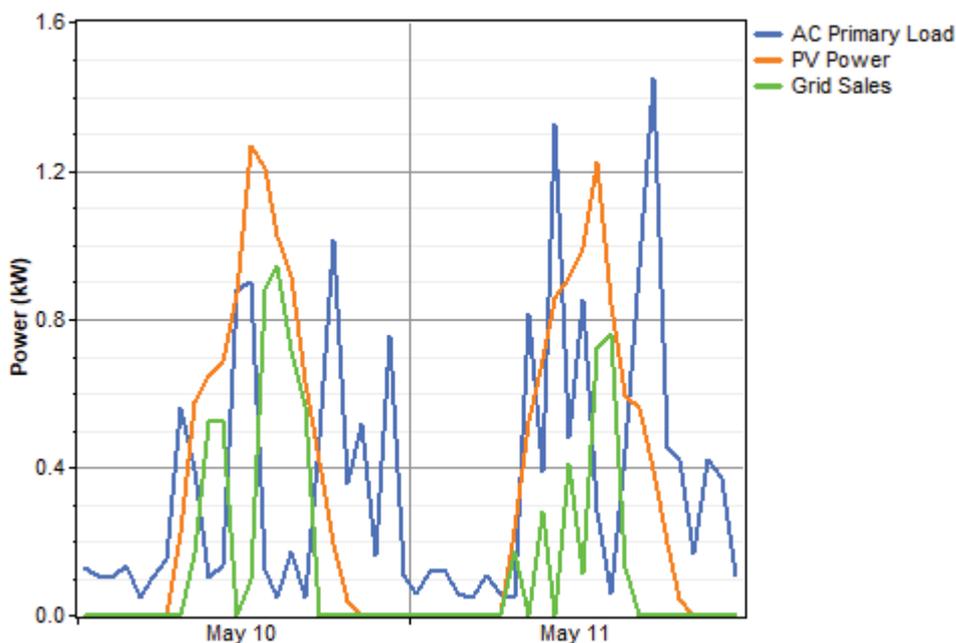


Figura 40. Consumo, generación y ventas de la opción final del caso de estudio 3. (HOMER)

INSTALACIÓN 3: PRESUPUESTO			
	Unidades	Unitario (€)	Total (€)
Panel fotovoltaico	4	179,7	718,6
Inversor	1	452,8	452,8
Estructura	4	89,8	359,3
Protecciones, cableado y cuadro eléctrico			225,0
Ingeniería y diseño			336,1
Mano de obra			560,1
Subtotal sin IVA			2.651,9
<b>Total</b>			<b>3.208,7</b>

Tabla 27. Presupuesto instalación final del caso de estudio 3.

## 9. CASO DE ESTUDIO 4

### 9.1. Características generales y emplazamiento de la manzana

Para este último caso de estudio se ha decidido considerar conjuntamente todas las viviendas de una manzana para evaluar las posibilidades de cubrir su demanda mediante energía fotovoltaica, y las opciones y posibles ventajas del autoconsumo colectivo.

La manzana consta de 13 fincas que constituyen un total de 229 viviendas y algunos locales y garajes en los bajos, el estudio se ha enfocado exclusivamente al consumo eléctrico de las viviendas.

## Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Se trata de la manzana situada entre la Avenida del Puerto y las calles Felipe Salvador, de los Hierros y de la Fusta. A esta manzana pertenece la vivienda analizada en el caso de estudio 3.



Figura 41. Vista aérea de la zona del caso de estudio 4. (Google Earth Pro)

### 9.2. Demanda energética de la manzana

Se ha estimado la curva de carga correspondiente al conjunto de viviendas, ya que no se disponían datos de todas ellas, para ello se han utilizado considerado las curvas de consumo de dos viviendas y se ha multiplicado por las 229 viviendas. Cada vivienda tendrá un consumo y un horario distinto, por lo que la curva total quedaría más uniforme o aplanada que la de una única vivienda, combinando el consumo de dos viviendas de diferentes curvas se obtendrá una aproximación al comportamiento de la curva del conjunto de viviendas.

Clasificando las viviendas según el tipo de tarifa que tienen contratada, sea con discriminación horaria (2.0 DHA) o sin ella (2.0 A), se establece una diferencia en las horas de consumo. En la Figura 42, con datos obtenidos de los perfiles aprobados para el año 2018 en el BOE del 28 de diciembre de 2017 (Ministerio de Energía, 2017) para los consumidores que no disponen de registro horario de consumo, se aprecia esta diferencia. La gráfica muestra el promedio anual de las curvas de consumo para ambos tipos de tarifa para un consumo total supuesto de 2.700 kWh.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

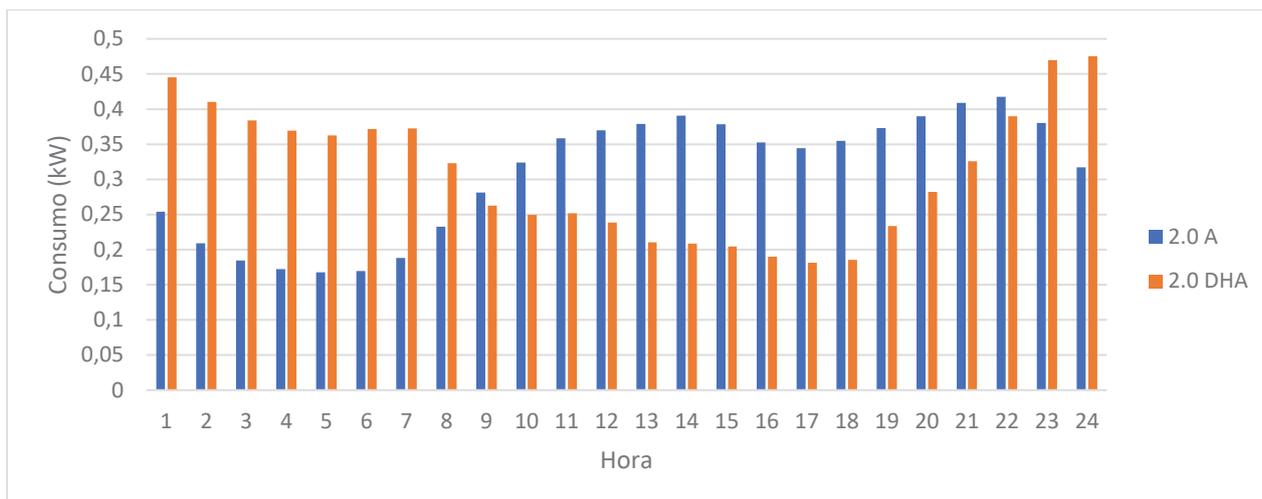


Figura 42. Promedio anual de consumo tarifas 2.0 A y 2.0 DHA para un consumo de 2.700 kWh.

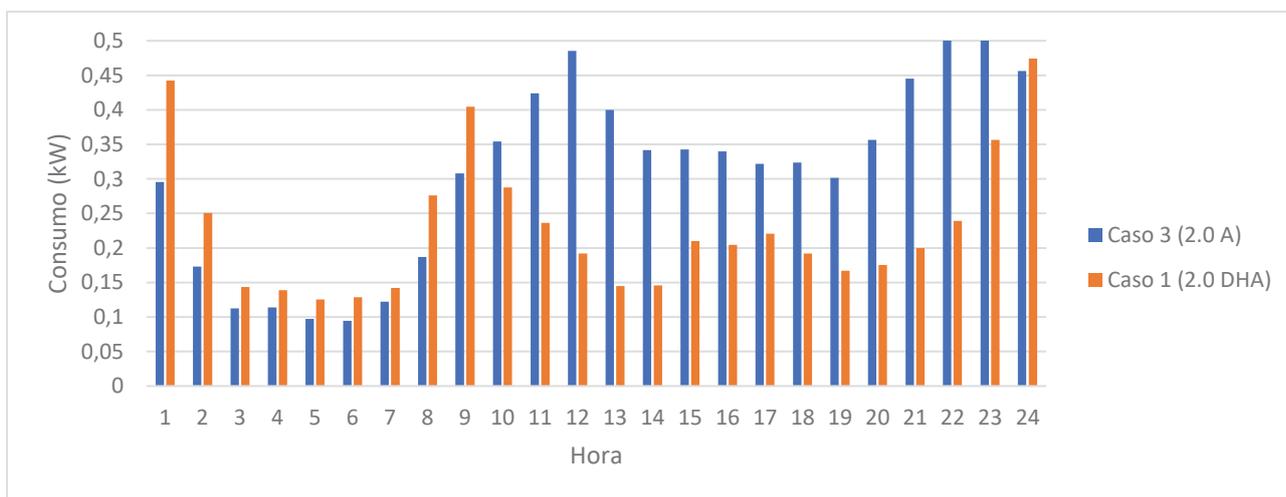


Figura 43. Curvas de consumo de los casos de estudio 1 y 3.

Comparando estas curvas con las curvas de los casos de estudio 1 (tarifa 2.0 DHA) y 3 (tarifa 2.0 A) y observamos como los perfiles de Red Eléctrica no coinciden, pero se asemejan a estos dos casos reales (Figura 43). Claramente la curva del caso 1 se aproxima más a la típica de una tarifa con discriminación horaria, y la del caso 3 a una tarifa sin dicha discriminación, dado que conocemos todos los datos de consumo anuales de estos dos casos los utilizaremos para generar la curva de la manzana.

Frente al 10% que supuso en 2016, el Ministerio para la Transición Ecológica estima que las tarifas DHA supongan el 30% del mercado eléctrico para final del año 2019 (Vélez, 2019). Teniendo en cuenta esta estimación del gobierno se han combinado las curvas de los casos 1 y 3 otorgando un peso del 30% a la correspondiente a una tarifa DHA. La curva generada se considera el perfil de una vivienda media de la manzana, pero aún deben tenerse en cuenta algunas consideraciones en cuanto al consumo total.

## Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

En el año 2017 la energía facturada en uso doméstico en la ciudad de Valencia fue de 1,020,573 kWh, para 372,790 contratos (Oficina de Estadística. Ayto. de Valencia), lo cual supone un consumo medio por vivienda en torno a 2,700 kWh. Puesto que el consumo del caso de estudio 1 es inferior a esta media, la curva anteriormente generada queda ligeramente por debajo de la media (2,514 kWh). Para obtener una curva más representativa se ha aumentado ligeramente la curva generada, aumentando cada valor un 8%, obteniendo finalmente un consumo total de 2,716 kWh.

Para realizar las simulaciones en HOMER debemos aportar datos sobre la potencia contratada y el tipo de tarifa, puesto que no se puede contemplar las dos opciones a la vez, se escoge la tarifa 2.0 A del caso 3. Se ha escogido esta opción por ser más representativa, puesto que las tarifas sin discriminación horaria suponen el 70% del total del mercado eléctrico.

Al aplicar esta tarifa, del mismo modo que se hizo en los casos anteriores se ha de obtener la potencia a la que se aplicará el término de potencia, se obtendrá aplicando la correspondiente de las ecuaciones (2), (3) y (4) a la máxima potencia de cada mes. Se considera la misma potencia contratada que en el caso 3, en este caso la potencia máxima en todos los meses es menor que el 85% de la potencia contratada, por lo que la potencia a facturar para todos los meses será el 85% de la potencia contratada que son 2,93 kW. El precio por el término de potencia es de 3,43 €/kW al mes, que contando con el impuesto eléctrico y el IVA queda en 4,362 €/kW. En cuanto al resto de costes se mantienen los que fueron resumidos en la Tabla 24. Precio por kWh del caso de estudio 3.

Por último, para obtener la curva de consumo representativa de toda la manzana se multiplican todos los valores de la última curva generada por las 229 viviendas (Figura 44). El resultado da un consumo anual de 815,974 kWh.

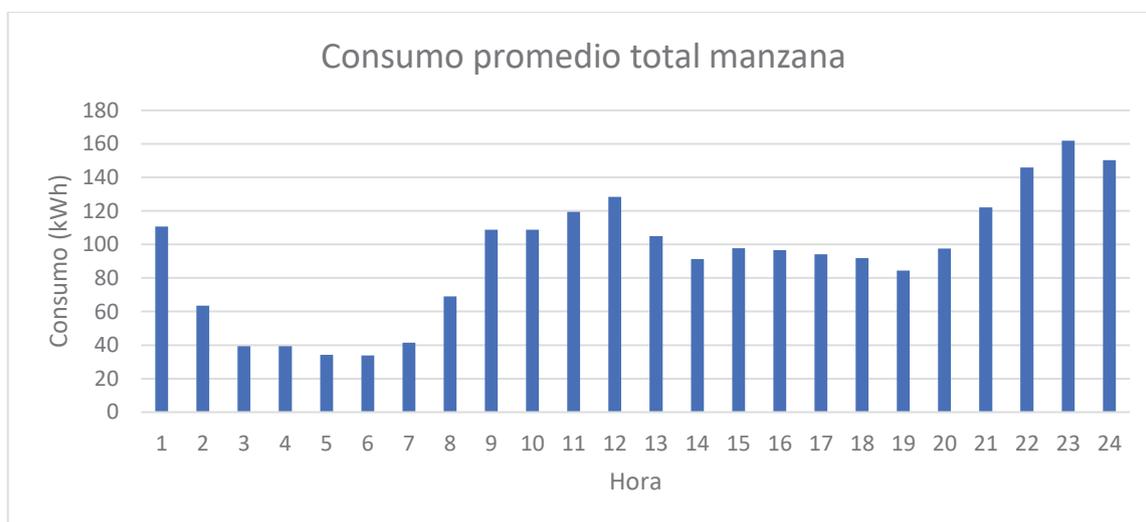


Figura 44. Consumo de un día promedio del total de la manzana.

### 9.3. Radiación disponible y pérdidas por sombras de la manzana

La radiación del mismo modo que en los casos de estudio anteriores se ha obtenido de la web de PVGIS (European Commission Joint Research Centre) y se ha modificado para considerar las pérdidas por sombras.

Dadas las características físicas del bloque, con unas naves en el centro con una altura mucho menor que los edificios que las rodean y las propias diferencias de altura entre edificios, se producen muchas sombras. Áreas que en principio parecen idóneas para la instalación de paneles no reciben radiación suficiente.

Para evaluar las pérdidas por sombras en el conjunto de toda la manzana, en primer lugar, se han delimitado las zonas aptas para la instalación de paneles en función del porcentaje anual de horas de sol recibidas. Se ha considerado la instalación de módulos en las zonas con mínimo un 85% de horas de sol recibidas, estas zonas son las que aparecen coloreadas en la Figura 45. Por tanto, las fincas con cubiertas en las que se instalarán paneles son, según la Figura 41, la 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10 y 13, no siendo útil toda la superficie en algunas de ellas. En el centro de la manzana hay una gran área uniforme que resulta inaprovechable por la diferencia de altura con los edificios que la rodean, que hace que la media de horas de sol recibidas sea de 4 horas diarias en todo el año.

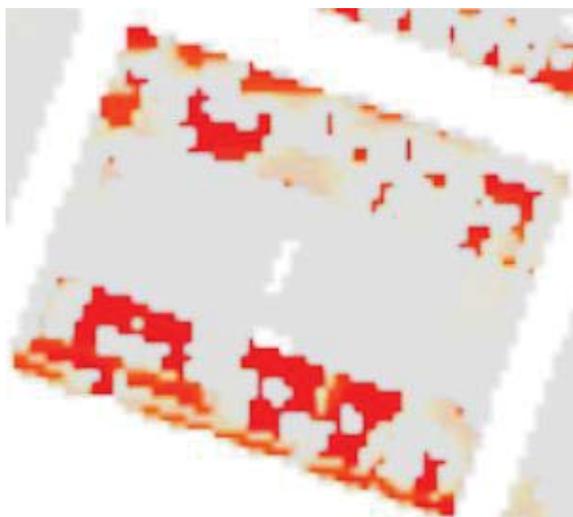


Figura 45. Zonas con al menos un 85% de horas de sol recibidas.

Se evaluaron las sombras en 9 puntos distintos, los marcados en la Figura 46, obteniendo las horas de sombra en ellos con la web Huellasolar. Seguidamente para cada uno de esos puntos se obtuvo una radiación, tomando la obtenida anteriormente con PVGIS y poniendo a cero las horas a las que se producen las sombras. Para tener una aproximación general de la radiación en toda la zona se calculó el promedio de las 9 radiaciones obtenidas. Este promedio es el que se introduce en el programa de simulación para continuar con el estudio (Figura 47).

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.



Figura 46. Zonas de instalación y puntos de evaluación de sombras de la manzana.

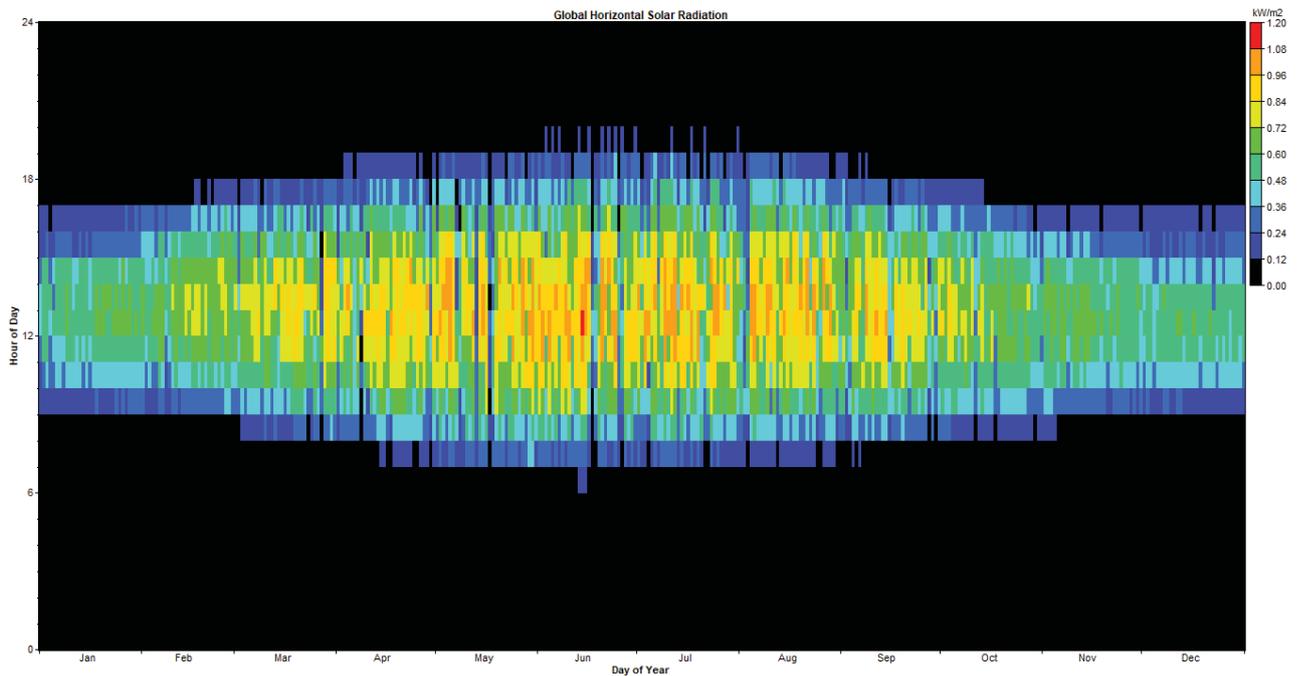


Figura 47. Radiación promedio de la zona de instalación de la manzana.

## 9.4. Análisis de la manzana

### 9.4.1. Disponibilidad

Se ha evaluado la máxima capacidad de potencia pico a instalar en cada una de las fincas en las que se contempla instalar paneles en la cubierta. En la Tabla 28 se indica el máximo de paneles que podría instalarse en cada área con la correspondiente potencia pico que generarían y se ha agrupado esta capacidad de producción por fincas. El total de la manzana sería de 157 kWp.

	Ancho	Largo	Ancho/0.922	Largo/1.956	Paneles	kW	TOTAL kW
1	2,6 m	13 m	2,62	6,65	12	4,44	8,88
	4,5 m	7 m	4,54	3,58	12	4,44	
2 y 3	5,3 m	4,8 m	5,34	2,45	10	3,7	17,02
	7 m	5 m	7,06	2,56	14	5,18	
	6,8 m	5 m	6,85	2,56	12	4,44	
	5 m	4 m	5,04	2,04	10	3,7	
4 y 5	9,4 m	6 m	9,48	3,07	27	9,99	19,61
	4 m	4 m	4,03	2,04	8	2,96	
	18 m	3 m	18,15	1,53	18	6,66	
8	5,4 m	6,8 m	5,44	3,48	15	5,55	10,73
	5,4 m	5,5 m	5,44	2,81	10	3,7	
	4 m	2 m	4,03	1,02	4	1,48	
9 y 10	14 m	6 m	14,11	3,07	42	15,54	25,53
	3 m	4 m	3,02	2,04	6	2,22	
	3 m	4 m	3,02	2,04	6	2,22	
	5 m	6,5 m	5,04	3,32	15	5,55	
13	3,5 m	5,3 m	3,53	2,71	9	3,33	13,69
	9,5 m	4 m	9,58	2,04	18	6,66	
	5 m	4 m	5,04	2,04	10	3,7	

Tabla 28. Potencia pico máxima instalar en la manzana. (Referida a Figura 41)

### 9.4.2. Análisis y conclusiones

Para el análisis de este bloque completo de edificios se ha contado con aprovechar todo el potencial de generación fotovoltaica, por lo que se considera una potencia de 157 kW. Con 157 kW se generaría el 26% del consumo total anteriormente supuesto de toda la manzana, el resto de la electricidad se obtendría de la red. En la Figura 48 se detalla, por meses, cuanta electricidad se produciría con fotovoltaica y cuanta de la red para la manzana, si se instalaran 157 kW.

## Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

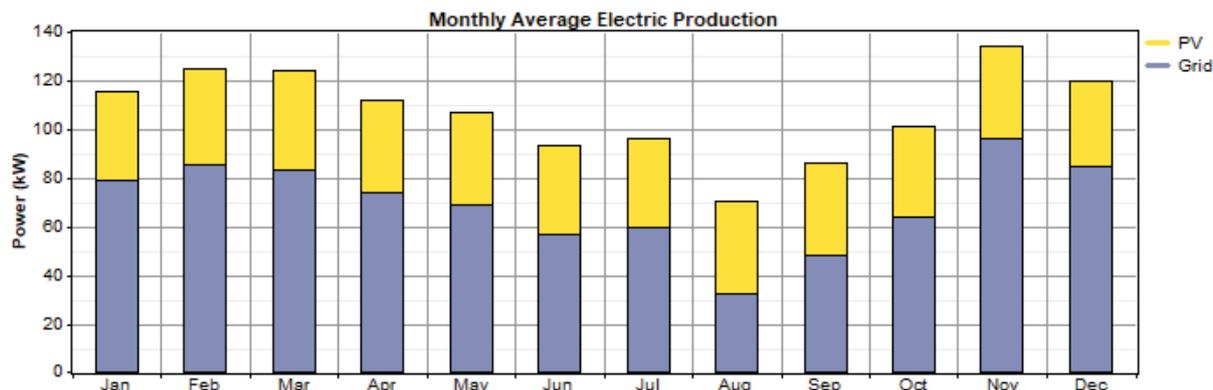


Figura 48. Producción eléctrica de la manzana. (HOMER)

Una única instalación de estas características sobrepasa los 100 kW y no podría acogerse a la modalidad de compensación de excedentes, podría venderse la energía registrándose como generador, pero esto haría la tramitación más compleja y retrasaría el proyecto. El objetivo de analizar el conjunto de la manzana era determinar principalmente la capacidad de producción de energía fotovoltaica en los tejados de la misma y en función de esta capacidad, ver el porcentaje de demanda de esta que se cubriría. La limitación en el espacio aprovechable para la producción reduce las posibilidades de autoconsumo de la manzana.

Para poder realizar un autoconsumo colectivo de estas características y poder repartir la energía generada entre las viviendas de la manzana, sería necesario que todos los edificios estuvieran conectados eléctricamente y que se dispusiera de un contador común a todas las viviendas. Dada la complejidad técnica que ello conllevaría y el encarecimiento que supondría, cabe plantearse si sería más viable realizar varias instalaciones de autoconsumo colectivo por edificios.

### 9.5. Edificio promedio

A fin de evaluar los resultados de instalar fotovoltaica en la manzana realizando instalaciones de autoconsumo colectivo por fincas, se va a simular un edificio promedio de la manzana, de los que cumplen las condiciones de radiación anteriormente impuestas (al menos un 85% de horas de sol recibidas), en cuanto a número de viviendas y área disponible a la capacidad de instalación para la instalación.

De los 9 edificios aptos en cuanto a condiciones de radiación, la media de viviendas por edificio es de 22 viviendas. En cuanto al espacio disponible para las instalaciones en las cubiertas de los edificios, de media hay espacio para instalar 47,33 paneles, que equivale a 17,51 kW pico de potencia.

Los datos de radiación a introducir en HOMER no varían respecto a los descritos en el apartado 9.3. Radiación disponible y pérdidas por sombras de la manzana, puesto que ya se trata de la media de la manzana en las zonas con al menos un 85% de horas de sol recibidas.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

En cuanto a la curva de carga se utilizará la curva de carga representativa de una vivienda ya generada para toda la manzana combinando una con discriminación horaria y otra sin, pero en lugar de multiplicarla por las 229 viviendas totales se multiplicará por las 22 viviendas que hay de media en un edificio. Así mismo se considerará de nuevo la tarifa 2.0 A del caso 3 al igual que para evaluarla manzana completa, por la imposibilidad de contemplar aquí al mismo tiempo una con y otra sin discriminación horaria, siendo más habitual la tarifa sin dicha discriminación (2.0 A).

Una vez definida la finca promedio se procede a realizar la simulación en HOMER considerando compensación de excedentes, ya que ahora al ser la instalación de menos de 100 kW podría acogerse a esta modalidad.

Tras las simulaciones concluimos que la opción de mínimo payback (4,22 años) es una instalación de 4 kWp de fotovoltaica con la que se generaría el 14% del consumo de las viviendas del edificio. Si se compara entre optar por esta opción e instalar la máxima potencia posible se observa que, con una diferencia de retorno de menos de un año y medio, el payback no resulta determinante en una instalación de estas características con autoconsumo colectivo. Si se supone un reparto igual de los costes entre todas las viviendas, instalando 4 kW la inversión inicial sería de 212,73 € y el ahorro anual pasados los 4,22 años sería de 50,37 €, sería un ahorro de poco más de 4 € al mes. Sin embargo, instalando 17,5 kW habría que realizar una inversión inicial por vivienda de 754 € que a pesar de ser bastante superior en un plazo de 5,64 años supondría un ahorro anual de 133,59 €, 11€ menos encada factura mensual respecto a consumir únicamente de la red.

Opción	FV (kW)	Payback (años)	Inv. Inicial (€)	Coste Op. (€/año)	% Gen.FV-Cons	Inv. Inicial por vivienda (€)	Coste Op. por vivienda (€/año)
Red	0	0	0	12.501	0	0	568,23
Con compensación	4	4,22	4.680	11.393	14	212,73	517,86
Con compensación	17,5	5,64	16.590	9.562	50	754,09	434,64
Sin compensación	17,5	6,74	16.590	10.040	30	754,09	456,36

Tabla 29. Resumen opciones de instalación del edificio promedio de la manzana.

## Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

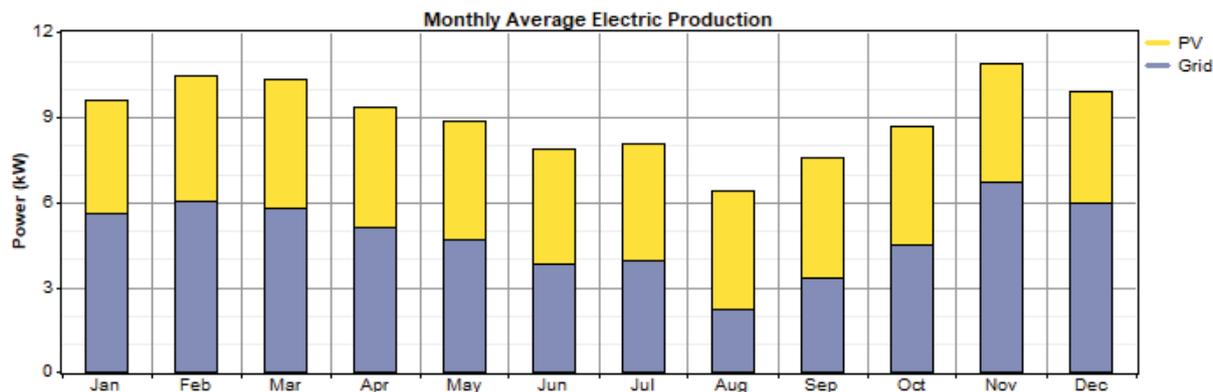


Figura 49. Producción eléctrica del edificio promedio. (HOMER)

Además, la contribución a la generación renovable en este último caso sería considerablemente mayor (ver Figura 49), se generaría el equivalente a la mitad del consumo de las 22 viviendas. En función del mayor o menor consumo que tuviera cada vivienda se podría realizar un reparto más justo conforme a la normativa descrita en el apartado 3.2. Modalidades de autoconsumo, además un contador en cada vivienda registrará el consumo de la vivienda y lo comparará con la energía horaria individualizada ( $ENG_{h,i}$ ) que le corresponde según el reparto acordado, para determinar cuánto debe facturarse. Si la energía horaria consumida individualizada es superior a la  $ENG_{h,i}$ , se facturará la lectura horaria del contador menos  $ENG_{h,i}$ . Por el contrario, si la energía horaria consumida individualizada es inferior a la  $ENG_{h,i}$  se facturarán 0 kWh.

Finalmente, todas las viviendas consumirán algo de la red a ciertas horas y habrá horas en las que se generen excedentes, el total de los excedentes de todos los consumidores asociados en cada hora, se repartirá para realizar la compensación en función de los coeficientes  $\beta$  acordados. De mismo modo que se repartiría la energía generada se establecería un reparto según el cual las viviendas que representarían un mayor consumo fueran las que más pagarán por la instalación.

## 10. CONCLUSIONES

De análisis de las dos viviendas de los casos 1 y 3 se puede extrapolar que a pesar de que el consumo en cada vivienda tendrá unos horarios diferentes, en general los picos de consumo se darán a primeras horas de la mañana y primeras horas de la noche, horarios en los que se suele estar en casa. Estos horarios no coinciden con las horas de mayor producción, lo cual hace que el vertido a la red con algún tipo de compensación económica sea un gran aliciente para mejorar la viabilidad de un proyecto de autoconsumo. Buena parte del día no se generará lo suficiente para cubrir el consumo y se comprará energía a la red, en otros momentos la producción será mayor que el consumo y el vertido de energía a la red permitirá reducir el importe de la factura eléctrica mensual.

## Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Por supuesto estos horarios son una generalización, habrá viviendas en las que el consumo en las horas centrales sea más significativo, casos de personas que trabajan desde casa, que tienen turnos de trabajo nocturnos, jubilados y otros. El hecho de que a pesar de una mayor tendencia a esos horarios no siempre se cumpla resulta interesante para plantear el autoconsumo colectivo, ya que permitirá un mayor aprovechamiento de la producción de fotovoltaica dentro de la propia instalación. La posibilidad de realizar una instalación suficiente para un conjunto de viviendas vendrá marcada por la superficie aprovechable en la cubierta, en la finca del caso de estudio 3 la cubierta permitía instalar hasta 25 kWp, pero en el caso 1 las limitaciones de espacio eran mucho mayores.

En caso de estudio 2 (edificio de Caritas), el horario de consumo es el laboral, aprovechándose mejor la producción de los paneles en la propia instalación entre semana, pero vertiendo a la red casi todo lo producido los fines de semana, con lo cual la compensación de excedente sigue jugando un papel importante para reducir los costes, puesto que también se está consumiendo de la red y vertiendo a la misma.

Al considerar que se realizara un balance neto en vez de la compensación de excedentes regulada en la actualidad, en las viviendas de los casos 1 y 3 el payback se reduce considerablemente, mientras que en el caso de Caritas el cambio no supondría una ventaja tan grande, la diferencia es de apenas un año.

La diferencia entre contar con una compensación por los excedentes vertidos a la red o no hacerlo sí que supone en todos los casos una gran diferencia. Esta opción tiene dos grandes ventajas en las instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano, en primer lugar, aumenta la viabilidad económica de los proyectos reduciéndolos costes de operación y por tanto el periodo de recuperación, y además, ayuda a una mayor contribución a la producción de energía renovable en la propia instalación, haciendo más factibles instalaciones de mayor potencia que sin esta medida.

Las pérdidas por sombras consideradas en cada caso de estudio, según los cálculos realizados y tomando en el caso de la manzana un promedio de las zonas con más del 85 % en horas de sol recibidas, son de 4,19 % y 4 % en los casos 1 y 2 respectivamente; de 13,1 % en el caso 3, considerando la zona con mayores pérdidas de toda la aprovechable para la instalación de paneles; y de 1,6 % en el caso 4 de la manzana. Mientras que en los dos primeros casos el porcentaje de pérdidas es similar, en el tercer caso no toda la superficie disponible tiene unas condiciones tan buenas de radiación. En el caso de la manzana en el que se restringió previamente las zonas a instalar se obtiene de media unas pérdidas de 1,6 % habiendo cubiertas sin pérdidas y otras con hasta un 5 %. En este último caso habiéndose restringido previamente el área dadas las condiciones de radiación resulta más interesante ver la reducción del total del área de la manzana al área finalmente aprovechable, que se reduce drásticamente de 5.000  $m^2$  a 975  $m^2$ .

Con respecto a las limitaciones para las instalaciones de fotovoltaica en entorno urbano, del estudio de la manzana del caso 4, se extrae que la mayor limitación existente es la de disponer de suficiente espacio con una radiación adecuada. Para esta cuestión la irregularidad en las alturas de los edificios es el gran inconveniente, ya que hace que se produzcan gran cantidad de zonas con sombras durante buena parte del día.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

CASO	PV (kW)	Inv. Inicial (€)	Payback (años)	Ahorro (€/año)	% Gen.FV-Con
1	1	1.741	13,82	126	93
2	22	19.838	5,41	3.670	106
3	1,5	2.035	12,26	166	87
4	17,5	16.590	5,64	2.939	50

Tabla 30. Comparación de casos de estudio.

En la Tabla 30 se resume para cada caso la potencia instalada, la inversión inicial, el payback, el ahorro que supondría anualmente con respecto a consumo únicamente de la red (una vez pasado el periodo de recuperación) y el porcentaje de fotovoltaica respecto al consumo. Para el caso 4 los datos económicos referidos a una única vivienda, suponiendo un reparto por igual entre las 22 viviendas del edificio, supondrían una inversión inicial por vivienda de 754 € y un ahorro anual de 133,59 €.

El caso 2 se diferencia de los demás, al tratarse de un edificio completo con oficinas y no viviendas separadas. En este caso se necesita realizar una gran inversión inicial, pero se amortizaría mucho antes que en los casos 1 y 3, además de obtenerse un ahorro muy superior.

Los casos 1 y 3 que se tratan de instalaciones para una única vivienda son muy similares entre sí y tienen como inconveniente los largos plazos de retorno de la inversión. Comparando los casos de estas dos viviendas con la instalación de autoconsumo compartido del caso 4 se observa que, pese a la reducción en la contribución de la energía fotovoltaica al total del consumo, la inversión inicial por vivienda se reduce obteniéndose un ahorro similar en la factura eléctrica tras un período de amortización mucho menor. Estas ventajas a nivel económico en las instalaciones de autoconsumo colectivo podrían incentivar un mayor número de instalaciones de fotovoltaica en las ciudades.

## 11. BIBLIOGRAFÍA

- bvsde. (s.f.). Recuperado el Abril de 2019, de <http://www.bvsde.ops-oms.org/arquitectura/clase33/clase33.htm>
- costera, E. I. (s.f.). Obtenido de <http://enersollacostera.com/>  
(2017). *Documento Básico HE Ahorro de energía.*
- ecológica, M. p. (2019). *Real Decreto 244/2019.*
- Eléctrica, R. (2018).
- EnergyPlus. (s.f.). Recuperado el 2019, de [https://energyplus.net/weather-location/europe\\_wmo\\_region\\_6/ESP//ESP\\_Valencia.082840\\_IWEC](https://energyplus.net/weather-location/europe_wmo_region_6/ESP//ESP_Valencia.082840_IWEC)
- España, G. d. (2018). *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.*
- European Commission Joint Research Centre, s. d. (s.f.). *PVGIS*. Recuperado el Marzo de 2019, de PVGIS: [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html)
- European Commission. (s.f.). Recuperado el Marzo de 2019, de <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>
- Eurostat. (Julio de 2018). Recuperado el Marzo de 2019, de [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity\\_production,\\_consumption\\_and\\_market\\_overview](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_production,_consumption_and_market_overview)
- Google Earth Pro. (s.f.). Recuperado el Marzo de 2019
- Google Maps. (s.f.). Recuperado el Abril de 2019, de <https://www.google.com/maps>
- Huellasolar. (s.f.). Recuperado el Abril de 2019, de [http://www.huellasolar.com/?page\\_id=4065&lang=es](http://www.huellasolar.com/?page_id=4065&lang=es)
- IDAE. (2011). *Consumos del Sector Residencial en España.*
- IDAE. (2011). *Plan de Energías Renovables 2011-2020.* Madrid.
- IDAE. (2019). *Guía de tramitación del autoconsumo.*
- IVACE-Energía. (2017). *Plande Energía Sostenible de la Comunitat Valenciana 2020.*
- Las Naves, I. U. (1 de Marzo de 2018). *ProSumE: Enabling Prosumers Services.* Valencia.
- Ministerio de Energía, T. y. (2017). *Boletín Oficial del Estado. Número 315.* Gobierno de España.
- Oficina de Estadística. Ayto. de Valencia. (2017). Valencia.
- Technosun. (s.f.). Obtenido de <https://www.technosun.com/es/>
- V.A.Graham, H. K. (1990). *A method to generate synthetic hourly solar radiation globally, Solar Energy* (Vol. 44).
- Valencia, A. d. (s.f.). *Las Naves.* Obtenido de <https://www.lasnaves.com/proyectos/prosume/?lang=es>

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

Valencia, A. d. (s.f.). *Las Naves*. Obtenido de <https://www.lasnaves.com/proyectos/prosume/?lang=es>

Vélez, A. M. (14 de 1 de 2019). Las eléctricas traspasan a millones de usuarios a las tarifas más baratas y se quedan parte del ahorro. *eldiario.es*.

Estudio de viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas en entorno urbano. Aplicación a 4 casos de estudio en la provincia de Valencia.

# PRESUPUESTO

## 1. INTRODUCCIÓN

Dado el carácter académico del trabajo de este Trabajo de Fin de Grado, el presente documento aborda los costes económicos correspondientes a la realización del estudio objeto de este. Para ello se tendrán en cuenta las tareas de recopilación de todos los datos inicialmente necesarios, la obtención de nuevos datos y el análisis de resultados con el uso de HOMER.

En los siguientes apartados se detallan las dos partidas en las que se ha dividido y el presupuesto global

## 2. COSTES DE MANO DE OBRA

En primer lugar, se presentan los costes de mano de obra, que serán en este caso costes directos referidos a los honorarios del ingeniero y a la Seguridad Social.

El desglose de los honorarios se presenta en la siguiente tabla, para un trabajo de 300 horas a 12 €/h:

Código	Descripción	Unidades	Precio Unitario (€)	Importe (€)	
1.1	h	Recopilación datos de emplazamiento y dimensiones de cubierta	32	12	384
1.2	h	Visitas a la zona de estudio por parte del ingeniero	8	12	96
1.3	h	Datos de irradiación global	12	12	144
1.4	h	Datos de consumo	72	12	864
1.5	h	Datos de tarifas eléctricas	23	12	276
1.6	h	Datos de radiación con pérdidas por sombras	96	12	1.152
1.7	h	Determinación y comparación de alternativas	57	12	684
			<b>TOTAL</b>	<b>3.600</b>	

Tabla 31. Costes de mano de obra directos referidos a los honorarios.

En cuanto al coste de la Seguridad Social del ingeniero para las 300 horas de trabajo:

Código	Descripción	Unidades	Precio Unitario (€)	Importe (€)	
1.8	h	Coste Seguridad Social	300	4,38	1.314

Tabla 32. Coste Seguridad Social del ingeniero.

Por lo que los costes de mano de obra directos serán en total de 4.914 €.

### 3. COSTES DE OFICINA TÉCNICA

En este apartado se recopilan los costes referidos al material de oficina y las herramientas informáticas utilizadas en el transcurso del trabajo.

Para la realización del trabajo se ha utilizado un ordenador portátil Toshiba Satellite Pro valorado en 890 €. En cuanto al software y herramientas informáticas se han utilizado el programa HOMER Energy, cuya licencia tiene un coste de 453,84 €/año, y el Microsoft Office 365 con un coste de suscripción de 69 €/año. En cuanto al material de oficina se ha considerado 50 € en concepto de bolígrafos, folios y similares, además de impresión y encuadernación de los documentos.

Considerando que las horas de trabajo han sido aproximadamente 300, con un trabajo de 8 horas diarias, da una equivalencia de 0,1027 años. Para el ordenador portátil se ha supuesto un periodo de amortización de 5 años, quedando así un coste del mismo de 178 €/año.

Código	Descripción	Unidades	Precio Unitario (€)	Importe (€)
2.1	años Toshiba Satellite Pro	0,1027	178	18,29
2.2	años Software HOMER Energy	0,1027	453,84	46,63
2.3	años Microsoft Office 365	0,1027	69	7,09
2.4	Uds. Material de oficina	1	50	50
			<b>TOTAL</b>	<b>122</b>

Tabla 33. Costes de oficina técnica.

### 4. COSTES TOTALES

Presupuesto General	
Descripción	Importe (€)
Costes mano de obra	4.914
Costes oficina técnica	122
Subtotal	5036
Impuesto IVA (21%)	1.057,56
<b>TOTAL</b>	<b>6.093,56</b>

Tabla 34. Presupuesto general.