



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

**TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**DESARROLLO DE UN MODELO EN  
CÓDIGO R PARA LA ESTIMACIÓN EN  
CUBIERTAS DEL POTENCIAL SOLAR  
FOTOVOLTAICO PARA LA COBERTURA DE  
LA DEMANDA ELÉCTRICA DE EDIFICIOS  
RESIDENCIALES Y TERCIARIOS EN LA  
CIUDAD DE VALENCIA**

AUTOR: ENRIQUE FUSTER PALOP

TUTOR: JORGE PAYÁ HERRERO

COTUTOR: CARLOS PRADES GIL

**Curso Académico: 2019-20**



*Quisiera agradecer todo el apoyo que he recibido por parte de la Cátedra de Transición Energética Urbana. Muchas gracias a mi familia, mis amigos, mi tutor Jorge, mi cotutor Carlos, Ximo, Joan, Tomás, Víctor, y todos aquellos que me han acompañado estos meses en la realización de este trabajo.*



## RESUMEN

En los últimos años la energía fotovoltaica ha consolidado una madurez tecnológica competitiva frente a otros recursos energéticos, constituyendo una fuente de energía estratégica para promover una transición energética sostenible. En este contexto, la reciente publicación del Real Decreto 244/2019 sobre el autoconsumo fotovoltaico facilita de forma administrativa, legal y técnica la posibilidad de la integración de instalaciones de este tipo en los edificios. El objeto de este trabajo consiste en la estimación, a partir de la radiación solar y datos LIDAR, de la energía eléctrica fotovoltaica que potencialmente se podría generar en los edificios residenciales, comerciales y de servicios de la ciudad de Valencia. Para ello se desarrollará un modelo de cálculo de generación considerando las sombras proyectadas en los tejados por los edificios circundantes mediante código R, que permitirá automatizar las estimaciones y escalar en la cantidad de edificaciones de cada una de las tipologías estudiadas para obtener resultados representativos. Todo ello respaldado con un análisis técnico-económico adaptado a la nueva legislación.

**Palabras clave:** Autoconsumo, fotovoltaica, radiación, sombras, edificios, programación R, rentabilidad, demanda eléctrica.

## ABSTRACT

In recent years photovoltaic energy has consolidated a technological maturity to be competitive against other energy resources, constituting a strategic energy source to promote a sustainable energy transition. In this context, the recent publication of Royal Decree 244/2019 on photovoltaic self-consumption facilitates administratively, legally and technically the possibility of integrating this type of facilities into buildings. The purpose of this work is to estimate, based on solar radiation and LIDAR data, the photovoltaic electric energy that could potentially be generated in residential, commercial and service buildings in the city of Valencia. To this end, a generation calculation model will be developed using R code, taking into account the shadows cast by nearby buildings, that will allow automating the estimations and scaling the number of buildings of each of the typologies studied to obtain representative results. All this backed with a technical-economic analysis adapted to the new legislation.

**Keywords:** Photovoltaics, self-consumption, radiation, shadows, buildings, R programming, profitability, electricity demand.

# ÍNDICE GENERAL

- I. Memoria
- II. Presupuesto
- III. Anexos

## I. ÍNDICE DE LA MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN .....	1
1.1.	Objeto del proyecto .....	1
1.2.	Estructura .....	2
1.3.	Normativa.....	3
2.	CONSUMO ELÉCTRICO EN EL SECTOR DE LA EDIFICACIÓN .....	4
2.1.	Consumo eléctrico en el sector residencial .....	4
2.2.	Consumo eléctrico en el sector servicios .....	6
2.3.	Consumo eléctrico en Valencia .....	8
2.4.	Definición de las tipologías de edificios .....	8
3.	REVISIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR FOTOVOLTAICO .....	10
3.1.	Energía fotovoltaica generada .....	10
3.2.	Potencia fotovoltaica instalada .....	10
3.3.	Evolución de costes .....	12
3.4.	Legislación .....	14
3.4.1.	Legislación a nivel europeo .....	14
3.4.2.	Legislación a nivel estatal.....	15
3.4.3.	Subvenciones.....	17
4.	ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO.....	19
4.1.	Proyecto ProSumE sobre el potencial fotovoltaico en la ciudad de Valencia.....	19
4.2.	Otros estudios sobre el potencial fotovoltaico en ciudades .....	21
4.2.1.	Huellasolar.....	21
4.2.2.	Potencial fotovoltaico en la ciudad de Cáceres .....	21
4.2.3.	Potencial fotovoltaico en las cubiertas industriales de la comarca de l’Horta ...	21
4.2.4.	Potencial fotovoltaico en la ciudad de Irún .....	22
4.2.5.	Potencial fotovoltaico en la ciudad de Vitoria .....	22
4.3.	Aportaciones del presente trabajo .....	23
5.	DESARROLLO DEL MODELO Y METODOLOGÍA DE CÁLCULO .....	24

5.1.	Modelo de radiación .....	26
5.1.1.	Datos climáticos (readBDi) .....	26
5.1.2.	Movimiento del Sol (calcSol) .....	26
5.1.3.	Radiación sobre plano horizontal (calcG0).....	27
5.1.4.	Radiación sobre plano inclinado (calcGef) .....	28
5.1.5.	Validación del modelo de radiación .....	30
5.2.	Modelo de sombras .....	33
5.2.1.	Generación del horizonte de edificios .....	33
5.2.2.	Combinación del horizonte de edificios con el efecto del panel inclinado.....	34
5.2.3.	Cálculo de los factores de pérdidas por sombras de la radiación directa.....	37
5.2.4.	Validación del modelo de sombras .....	40
5.3.	Modelo de generación .....	41
5.4.	Modelo económico-ecológico.....	42
5.4.1.	Modalidades de autoconsumo implementadas.....	42
5.4.2.	Definición de la curva de demanda.....	43
5.4.3.	Casación de la generación con la demanda .....	48
5.4.4.	Costes de la factura eléctrica .....	49
5.4.5.	Predimensionamiento de la instalación.....	50
5.4.6.	Costes .....	50
5.4.7.	Parámetros que influyen en las simulaciones anuales .....	51
5.4.8.	Cálculo de las simulaciones para n años .....	52
5.4.9.	Cálculo de la rentabilidad de la instalación.....	55
6.	APLICACIÓN DEL MODELO .....	57
6.1.	Objetivos y metodología .....	57
6.2.	Parámetros de entrada .....	58
6.3.	Muestra de edificios seleccionada .....	60
6.4.	Resultados de las simulaciones .....	62
6.4.1.	Tabla de resultados .....	62
6.4.2.	Análisis de la influencia de sombras .....	64
7.	CASOS DE ESTUDIO .....	65
7.1.	Vivienda unifamiliar .....	65
7.1.1.	Optimización de la orientación e inclinación del panel y la potencia instalada .....	66
7.1.2.	Análisis de resultados.....	67
7.1.3.	Análisis de la sensibilidad de la rentabilidad frente a la tasa de inflación y de descuento.....	73
7.1.4.	Análisis del efecto de las subvenciones sobre la rentabilidad .....	76

7.2. Edificio residencial.....	78
7.2.1. Optimización de la orientación e inclinación del panel y de la potencia a instalar ..	79
7.2.2. Análisis de resultados.....	80
7.2.3. Análisis de la sensibilidad de la rentabilidad frente a la tasa de inflación y de descuento.....	84
7.3. Edificio exclusivamente comercial .....	86
7.3.1. Optimización de la orientación e inclinación del panel y de la potencia a instalar ..	87
7.3.2. Análisis de resultados.....	88
7.3.3. Análisis de la sensibilidad de la rentabilidad frente a la tasa de inflación y de descuento.....	92
7.4. Edificio exclusivamente público .....	95
7.4.1. Optimización de la orientación e inclinación del panel y de la potencia a instalar ..	96
7.4.2. Análisis de resultados.....	97
7.4.3. Análisis de la sensibilidad de la rentabilidad frente a la tasa de inflación y de descuento.....	101
7.5. Evaluación de resultados de los casos de estudio .....	102
8. ANÁLISIS ADIMENSIONAL DE LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA RENTABILIDAD.....	104
8.1. Descripción del método de análisis adimensional .....	104
8.2. Evaluación de resultados.....	106
9. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS .....	112
10. REFERENCIAS.....	115

## **II.ÍNDICE DEL PRESUPUESTO**

1. PRESUPUESTO .....	127
1.1. Costes de mano de obra.....	127
1.2. Costes de oficina técnica.....	127
1.3. Resumen de presupuesto.....	128

## **III.ÍNDICE DE ANEXOS**

1. CÓDIGO R DEL MODELO.....	131
-----------------------------	-----

#### IV. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Distribución del consumo de energía final por sectores en 2017 (GWh) .....	4
Figura 2. Consumo de energía final por fuentes de energía en el sector residencial nacional (2017) .....	4
Figura 3. Consumo distribución de usos de la electricidad consumida en el sector residencial (2017) .....	4
Figura 4. Consumos por fuentes de energía en viviendas unifamiliares según la región geográfica. Fuente: IDAE [6].....	5
Figura 5. Consumo de energía final por fuentes de energía en viviendas en bloque según la región geográfica. Fuente: IDAE [6] .....	5
Figura 6. Consumo energético por fuentes de energía en el sector terciario (2017). Fuente: IDAE [9].....	7
Figura 7. Consumo energético por tipología de edificios terciarios (2017) Fuente: IDAE [9].....	7
Figura 8. Energía eléctrica facturada por sectores en Valencia (2017). Fuente: Ayuntamiento de Valencia [13].....	8
Figura 9. Evolución de la generación eléctrica fotovoltaica nacional. Fuente: REE [14] .....	10
Figura 10. Evolución de la potencia instalada del parque fotovoltaico nacional. Fuente: REE [16] .....	11
Figura 11. Evolución de la potencia instalada peninsular durante 2019. Fuente: REE [18].....	11
Figura 12. Estimación de la potencia instalada de autoconsumo. Fuente: UNEF [17] .....	11
Figura 13. Comparativa del LCOE de la fotovoltaica con el de fuentes de energía convencionales.....	12
Figura 14. Evolución del LCOE de los parques solares en la última década.....	12
Figura 15. Evolución de costes de diferentes tecnologías de células fotovoltaicas.....	13
Figura 16. Evolución de los costes de los inversores fotovoltaicos. ....	13
Figura 17. Diagrama de bloques de la metodología desarrollada para el modelo de radiación, sombras y generación .....	24
Figura 18. Ángulos que definen la trayectoria solar .....	27
Figura 19. Componentes de la radiación incidentes sobre un plano inclinado .....	28
Figura 20. Definición del ángulo de incidencia solar de un plano inclinado .....	28
Figura 21. Correlación entre resultados de SAM y el código R de valores horarios de radiación global para un plano inclinado a 30º.....	31
Figura 22. Correlación entre resultados de SAM y el código R de valores horarios de radiación directa para un plano inclinado a 30º .....	32
Figura 23. Correlación entre resultados de SAM y el código R de valores horarios de radiación difusa para un plano inclinado a 30º.....	32
Figura 24. Comparativa de radiaciones anuales obtenidas para diferentes inclinaciones entre SAM y el código R.....	32
Figura 25. Comparativa de radiaciones anuales obtenidas para diferentes orientaciones entre SAM y el código R.....	32
Figura 26. Proyección estereográfica del vector de edificios.....	34
Figura 27. Proyección cilíndrica del vector de edificios .....	34
Figura 28. Definición de ángulos para la obtención de la ecuación $\beta_{tilted\alpha}$ .....	35
Figura 29. Proyección estereográfica de la elevación panel inclinado para cada acimut.....	36
Figura 30. Proyección cilíndrica de la elevación panel inclinado para cada acimut .....	36
Figura 31. Comprobación de la expresión analítica del Sky view factor en función de la inclinación del panel.....	36

Figura 32. Vector de sombras combinando edificios y el efecto del panel inclinado para diferentes valores de orientación e inclinación de panel .....	37
Figura 33. Obtención del factor de sombras de la radiación directa a partir del vector sombras (horizonte de edificios y efecto del panel inclinado) y las trayectorias solares.....	38
Figura 34. Representación gráfica del cálculo realizado por la integral de Oke (Ec. 13) para la obtención del sky view factor para el vector de sombras. ....	39
Figura 35. Correlación entre resultados de SAM y el código R de valores horarios de radiación global para un plano inclinado a 30º con sombras de edificio .....	40
Figura 36. Correlación entre resultados de SAM y el código R de valores horarios de radiación directa para un plano inclinado a 30º con sombras de edificios .....	40
Figura 37. Correlación entre resultados de SAM y el código R de valores horarios de radiación difusa para un plano inclinado a 30º con sombras de edificios.....	40
Figura 38. Comparativa de radiaciones anuales obtenidas para diferentes inclinaciones entre SAM y el código R considerando sombras de edificios .....	41
Figura 39. Comparativa de radiaciones anuales obtenidas para diferentes orientaciones entre SAM y el código R considerando sombras de edificios .....	41
Figura 40. Perfil de demanda eléctrica tipo A, para viviendas unifamiliares y edificios residenciales. Fuente: REE [65] .....	45
Figura 41. Perfil de demanda eléctrica tipo A, para edificios exclusivamente comerciales. Fuente: REE [65] .....	45
Figura 42. Perfil de demanda eléctrica tipo P, para edificios exclusivamente públicos. Fuente: Las Naves [29] .....	45
Figura 43. Distribución de las horas punta, llano y valle de la tarifa 3.0 de Iberdrola. Fuente: Iberdrola Clientes [72].....	48
Figura 44. Evolución de la tasa de inflación en España en el periodo 2010-2018. Fuente: inflation.eu [82].....	52
Figura 45. Ubicación de los edificios simulados que conforman la muestra .....	61
Figura 46. Cobertura renovable de la instalación fotovoltaica de cada edificio simulado de la muestra .....	62
Figura 47. Periodo de retorno de cada edificio simulado de la muestra .....	62
Figura 48. Pérdidas por sombras de cada edificio simulado en función de su número de alturas .....	64
Figura 49. Relación del periodo de retorno y las pérdidas por sombras de cada edificio simulado .....	64
Figura 50. Vista aérea de planta de la vivienda unifamiliar de estudio .....	65
Figura 51. Vista aérea en perspectiva de la vivienda unifamiliar de estudio.....	65
Figura 52. Curva de horizonte de edificios y trayectorias solares para calcular las pérdidas por sombras en la vivienda unifamiliar .....	65
Figura 53. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de orientaciones e inclinaciones del panel en la vivienda unifamiliar.....	66
Figura 54. Representación del VAN a 25 años en función de la potencia instalada en la vivienda unifamiliar .....	66
Figura 55. Radiaciones y producción fotovoltaica por unidad de superficie durante un día enero en la vivienda unifamiliar .....	68
Figura 56. Radiaciones y producción fotovoltaica por unidad de durante un día de julio en la vivienda unifamiliar.....	68
Figura 57. Curva de producción fotovoltaica y demanda eléctrica durante un día de enero en la vivienda unifamiliar.....	68

Figura 58. Curva de producción fotovoltaica y demanda eléctrica durante un día de julio en la vivienda unifamiliar.....	68
Figura 59. Producciones mensuales fotovoltaica a lo largo del año de la vivienda unifamiliar..	69
Figura 60. Consumos mensuales a lo largo del año de la vivienda unifamiliar.....	69
Figura 61. Evolución de resultados energéticos en 25 años de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar.....	69
Figura 62. Curva de costes y compensación durante un día de enero en la vivienda unifamiliar.....	70
Figura 63. Curva de costes y compensación durante un día de julio en la vivienda unifamiliar	70
Figura 64. Compensación mensual por excedentes a lo largo del primer año de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar.....	70
Figura 65. Evolución de resultados energéticos en 25 años de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar.....	71
Figura 66. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar.....	71
Figura 67. Evolución resultados de emisiones en 25 años de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar.....	72
Figura 68. Evolución de las emisiones evitadas en 25 años de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar.....	72
Figura 69. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en la vivienda unifamiliar.....	75
Figura 70. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en la vivienda unifamiliar para inflaciones del 0,5%.....	75
Figura 71. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en la vivienda unifamiliar para inflaciones del 1%.....	75
Figura 72. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en la vivienda unifamiliar para inflaciones del 2%.....	75
Figura 73. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en la vivienda unifamiliar para inflaciones del 3%.....	75
Figura 74. Representación del VAN a 25 en función de la potencia instalada para diferentes proporciones de subvención respecto a la inversión inicial y una tasa de descuento fija del 7%.....	77
Figura 75. Representación del VAN a 25 en función de la potencia instalada para diferentes proporciones de subvención respecto a la inversión inicial y una tasa de descuento fija del 1%.....	77
Figura 76. Representación del periodo de retorno en función de la potencia instalada para diferentes proporciones de subvención respecto a la inversión inicial y una tasa de descuento fija del 7%.....	77
Figura 77. Representación del periodo de retorno en función de la potencia instalada para diferentes proporciones de subvención respecto a la inversión inicial y una tasa de descuento fija del 1%.....	77
Figura 78. Vista aérea de planta del edificio residencial de estudio.....	78
Figura 79. Vista aérea en perspectiva del edificio residencial de estudio.....	78
Figura 80. Curva de horizonte de edificios y trayectorias solares para calcular las pérdidas por sombras en el edificio residencial.....	78
Figura 81. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de orientaciones e inclinaciones del panel en el edificio residencial.....	80

Figura 82. Representación del VAN a 25 años en función de la potencia instalada en el edificio residencial .....	80
Figura 83. Componentes de la radiación incidente sobre un plano inclinado a 30° libre de sombras por unidad de superficie durante un día Julio en el edificio residencial.....	81
Figura 84. Componentes de la radiación incidente sobre un plano inclinado a 30° considerando sombras por unidad de superficie durante un día Julio en el edificio residencial.....	81
Figura 85. Radiaciones y producción fotovoltaica por unidad de superficie durante un día Julio en el edificio residencial.....	81
Figura 86. Curva de producción fotovoltaica y demanda eléctrica durante un día de Julio en el edificio residencial.....	81
Figura 87. Producciones mensuales fotovoltaica a lo largo del primer año del edificio residencial .....	81
Figura 88. Consumos mensuales a lo largo del primer año del edificio residencial .....	81
Figura 89. Evolución de resultados energéticos en 25 años de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar .....	82
Figura 90. Curva de costes y compensación durante un día de enero en el edificio residencial.....	82
Figura 91. Evolución de resultados energéticos en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio residencial.....	83
Figura 92. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica en el edificio residencial .....	83
Figura 93. Evolución resultados de emisiones en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio residencial.....	83
Figura 94. Evolución de las emisiones evitadas en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio residencial.....	83
Figura 95. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en el edificio residencial.....	85
Figura 96. Representación del periodo de retorno años en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en el edificio residencial .....	85
Figura 97. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio residencial para inflaciones del 0,5% .....	85
Figura 98. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio residencial para inflaciones del 1% .....	85
Figura 99. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio residencial para inflaciones del 2% .....	85
Figura 100. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio residencial para inflaciones del 3% .....	85
Figura 101. Vista aérea de planta del edificio comercial de estudio .....	86
Figura 102. Vista aérea en perspectiva del edificio comercial de estudio.....	86
Figura 103. Curva de horizonte de edificios y trayectorias solares para calcular las pérdidas por sombras en el edificio comercial.....	86
Figura 104. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de orientaciones e inclinaciones del panel en el edificio comercial .....	87
Figura 105. Representación del VAN a 25 años en función de la potencia instalada en el edificio comercial.....	87
Figura 106. Componentes de la radiación incidente sobre un plano inclinado a 30° libre de sombras por unidad de superficie durante un día de marzo en el edificio comercial.....	88

Figura 107. Componentes de la radiación incidente sobre un plano inclinado a 30° considerando sombras por unidad de superficie durante un día de marzo en el edificio comercial.....	88
Figura 108. Radiaciones y producción fotovoltaica por unidad de superficie durante un día marzo en el edificio comercial .....	89
Figura 109. Curva de producción fotovoltaica y demanda eléctrica durante un día de marzo en el edificio comercial .....	89
Figura 110. Producciones mensuales fotovoltaica a lo largo del primer año del edificio comercial.....	89
Figura 111. Consumos mensuales a lo largo del primer año del edificio comercial.....	89
Figura 112. Evolución de resultados energéticos en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio comercial .....	90
Figura 113. Curva de costes y compensación durante un día de marzo en el edificio comercial .....	90
Figura 114. Evolución de resultados económicos en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio comercial .....	91
Figura 115. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica en el edificio comercial .....	91
Figura 116. Evolución resultados de emisiones en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio comercial .....	91
Figura 117. Evolución de las emisiones evitadas en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio comercial .....	91
Figura 118. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en el edificio comercial .....	93
Figura 119. Representación del periodo de retorno en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en el edificio comercial .....	93
Figura 120. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio comercial para inflaciones del 0,5% .....	93
Figura 121. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio comercial para inflaciones del 1% .....	93
Figura 122. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio comercial para inflaciones del 2% .....	94
Figura 123. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio comercial para inflaciones del 3% .....	94
Figura 124. Vista aérea de planta del edificio público de estudio .....	95
Figura 125. Vista aérea en perspectiva del edificio público de estudio.....	95
Figura 126. Curva de horizonte de edificios y trayectorias solares para calcular las pérdidas por sombras en el edificio público.....	95
Figura 127. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de orientaciones e inclinaciones del panel en el edificio público .....	96
Figura 128. Representación del VAN a 25 años en función de la potencia instalada en el edificio público.....	96
Figura 129. Radiaciones y producción fotovoltaica por unidad de superficie durante un día enero en el edificio comercial .....	97
Figura 130. Curva de producción fotovoltaica y demanda eléctrica durante un día de enero en el edificio comercial .....	97
Figura 131. Producciones mensuales fotovoltaica a lo largo del primer año del edificio público .....	98

Figura 132. Consumos mensuales a lo largo del primer año del edificio público.....	98
Figura 133. Evolución de resultados energéticos en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio público .....	98
Figura 134. Curva de costes y compensación durante un día de enero en el edificio público ...	99
Figura 135. Evolución de resultados económicos en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio público .....	99
Figura 136. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica en el edificio público .....	99
Figura 137. Evolución resultados de emisiones en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio público .....	100
Figura 138. Evolución de las emisiones evitadas en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio público .....	100
Figura 139. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en el edificio comercial .....	101
Figura 140. Representación del periodo de retorno años en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en el edificio comercial .....	101
Figura 141. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio público para inflaciones del 0,5% .....	102
Figura 142. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio público para inflaciones del 1% .....	102
Figura 143. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio público para inflaciones del 2% .....	102
Figura 144. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio público para inflaciones del 3% .....	102
Figura 145. Resultado que proporciona cada combinación de coeficiente y exponente del método adimensional .....	106

## V. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Objetivos de sostenibilidad marcados por la UE hasta 2050 y por el PNIEC español ...	15
Tabla 2. Resumen de ratios de consumos eléctricos anuales implementados en el código .....	47
Tabla 3. Términos de energía del Plan 3.0 de Iberdrola. Fuente: Iberdrola Clientes [72] .....	48
Tabla 4. Costes unitarios de potencia instalada en función del rango de potencia total del campo de paneles. ....	50
Tabla 5. Cálculo de la relación peso/potencia a partir de los modelos ULTRA de módulos monocristalinos de Atersa. Fuente: Atersa [86] .....	56
Tabla 6. Coordenadas de la muestra de edificios de Valencia seleccionada para la aplicación del modelo .....	61
Tabla 7. Resultados generales de la muestra de edificios obtenidos tras la aplicación del modelo .....	63
Tabla 8. Variables de entrada de la vivienda unifamiliar .....	66
Tabla 9. Ejemplo de cálculo del ahorro total (1) .....	71
Tabla 10. Ejemplo de cálculo del ahorro total (2) .....	72
Tabla 11. Resultados generales de la vivienda unifamiliar .....	73
Tabla 12. Periodos de retorno en años de la instalación en la vivienda unifamiliar para diferentes combinaciones de tasa de inflación y de descuento .....	74
Tabla 13. Características generales del edificio residencial obtenidas mediante getViviendas.	79
Tabla 14. Variables de entrada del edificio residencial.....	79
Tabla 15. Resultados generales del edificio residencial.....	84
Tabla 16. Características generales del edificio comercial obtenidas mediante getViviendas...	86
Tabla 17. Variables de entrada del edificio comercial .....	87
Tabla 18. Resultados generales del edificio comercial .....	92
Tabla 19. Características generales del edificio comercial obtenidas mediante getViviendas...	95
Tabla 20. Variables de entrada del edificio público .....	96
Tabla 21. Resumen de resultados del edificio público.....	100
Tabla 22. Resultados de las ratios definidos para el análisis adimensional.....	107
Tabla 23. Resultados de los coeficientes de la ecuación de estimación del periodo de retorno que minimizan el error cuadrático medio.....	107
Tabla 24. Resultados del coeficiente de exportación y del acoplamiento temporal.....	108
Tabla 25. Resultados parciales obtenidos con los coeficientes del análisis adimensional .....	110
Tabla 26. Resultados de los coeficientes de la ecuación de estimación del periodo de retorno que minimizan el error cuadrático medio sin considerar el coeficiente de acoplamiento temporal.....	111
Tabla 27. Tabla de presupuesto 1. Costes de mano de obra para la elaboración del trabajo..	127
Tabla 28. Tabla de presupuesto 2. Costes del material para la elaboración del trabajo .....	127
Tabla 29. Tabla de presupuesto 3. Presupuesto total.....	128



**MEMORIA**



# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. Objeto del proyecto

El presente proyecto tiene como objetivo analizar las prestaciones y rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas a nivel urbano con el fin de disponer de una visión global acerca de las tipologías de edificios en las cuales resultan más rentables. Para ello se llevará a cabo el desarrollo de un modelo de cálculo mediante programación en código R que permita mediante simulaciones realizar análisis en términos energéticos, económicos y ambientales sobre el aprovechamiento de una instalación fotovoltaica en la cubierta de un edificio indicado por el usuario dentro de un entorno urbano, como es en este caso la ciudad de Valencia.

Para el desarrollo de este se cubrirán los siguientes aspectos:

- Análisis del contexto actual del autoconsumo fotovoltaico a nivel nacional, incidiendo en el consumo eléctrico de los edificios y su potencial de mejora en la cobertura renovable de su demanda, así como la evolución de la generación fotovoltaica a nivel nacional, así como de sus costes.
- Revisión en la nueva legislación sobre el autoconsumo conformada por el RDL 15/2018 y el RD 244/2019 para su posterior implementación en el programa.
- Desarrollo de un modelo en código R que permita:
  - Evaluar el potencial fotovoltaico de cualquier edificio de la ciudad de Valencia.
  - Considerar de forma detallada el efecto de las sombras proyectadas por los edificios circundantes sobre la radiación que alcanza a los paneles de la instalación fotovoltaica en la cubierta del edificio de estudio.
  - La posibilidad de realizar estudios paramétricos con el fin de observar la influencia de diferentes variables sobre la rentabilidad.
  - Proporcionar resultados horarios de cualquier aspecto energético o económico a lo largo de toda la vida útil de la instalación.
  - Obtener los valores de las variables que optimizan el desempeño energético y/o económico de la instalación,
- Aplicación del modelo de cálculo sobre una muestra de edificios de la ciudad de Valencia de diferentes tipologías y evaluación técnico-económica global de los resultados.
- Optimización de variables de diseño tales como la orientación e inclinación del panel, la potencia a instalar en la cubierta de forma que optimice resultados económicos como el periodo de retorno o el Valor Actual Neto para cuatro edificaciones de diferentes tipologías.
- Evaluación de la sensibilidad de la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas en las diferentes tipologías de edificios ante variaciones de parámetros económicos como la inflación o la tasa de descuento.
- Análisis de las diferentes variables propias de la instalación y del edificio y el grado en que estas interfieren en la rentabilidad de los proyectos.

## 1.2. Estructura

La estructura de la memoria se secuencia en tres etapas, la primera de ellas es de carácter teórico e informativo, la segunda es el objeto del trabajo que es desarrollar un modelo y la tercera parte es de aplicación de dicho modelo con sus respectivas conclusiones.

Primera parte. Estado del arte (bloques del 2 al 4).

- Revisión del consumo eléctrico en el sector de la edificación nacional residencial y terciario.
- Revisión del contexto actual en el sector de la energía fotovoltaica a nivel nacional, haciendo hincapié en el nuevo marco normativo que regula el autoconsumo.
- Revisión de estudios científicos que anteceden al presente trabajo y motivación del presente proyecto.

Segunda parte. Desarrollo el modelo de cálculo para simular instalaciones fotovoltaicas en las cubiertas de edificios en un entorno urbano (bloque 5).

- Desarrollo del modelo de radiación sobre un plano inclinado.
- Desarrollo del modelo de sombras.
- Desarrollo del modelo de generación.
- Desarrollo del modelo económico-ecológico.

Tercera parte. Aplicación del modelo y análisis de resultados (bloque 6,7,8 y 9).

- Aplicación del modelo en una muestra aleatoria de edificios de la ciudad de Valencia.
- Análisis de resultados:
  - Análisis pormenorizado de los resultados obtenidos en cuatro edificios de diferentes tipologías ilustrando el potencial del modelo, incluyendo estudios paramétricos de:
    - Optimización de inclinación y orientación del panel y potencia instalada
    - Estudio de la sensibilidad de la rentabilidad frente a la inflación y la tasa de descuento.
  - Análisis del grado de influencia de diversas características de los edificios y de la instalación sobre la rentabilidad.
- Conclusiones y líneas futuras.

### 1.3. Normativa

En este apartado se muestran los principales documentos regulatorios que han regido el desarrollo del presente trabajo:

- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre de 2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores [1].
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica [2].

## 2. CONSUMO ELÉCTRICO EN EL SECTOR DE LA EDIFICACIÓN

En la Unión Europea, el sector de la edificación, conformado por el sector residencial, comercial, servicios y administraciones públicas, representa aproximadamente un 40% del consumo de la energía final total. Por su parte, en España éste es inferior gracias a la disposición de un clima más suave que la media europea, suponiendo un 30,2% en 2.017 de la energía final, quedando reflejado principalmente en el sector residencial. En ambos casos, se trata de un sector con amplias oportunidades de mejora tanto en eficiencia como en los recursos energéticos utilizados.

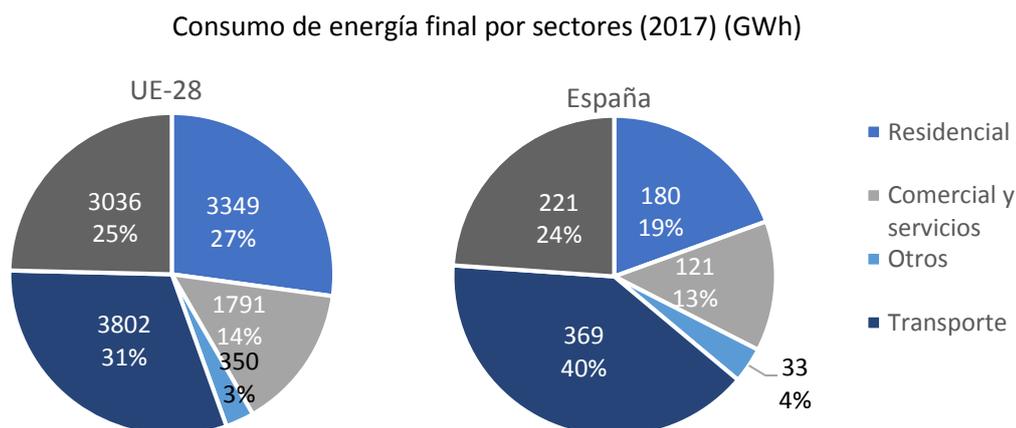
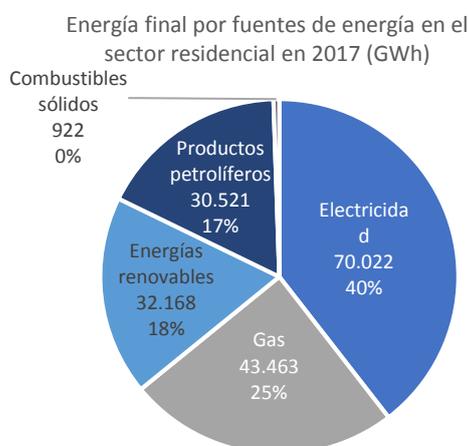


Figura 1. Distribución del consumo de energía final por sectores en 2017 (GWh)  
Fuentes: EUROSTAT [3] e IDAE [4]

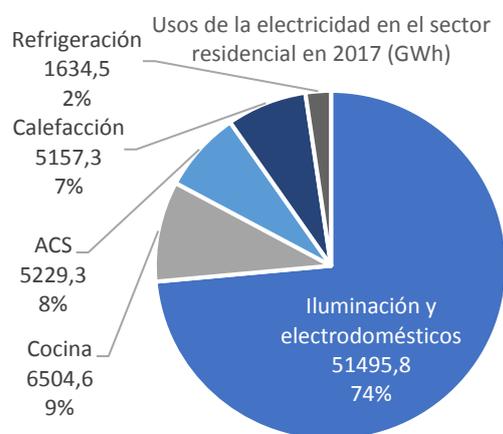
### 2.1. Consumo eléctrico en el sector residencial

En términos generales un 40% de la energía que demanda el parque edificatorio residencial nacional es de carácter eléctrico, que representa un consumo de que podría ser potencialmente reemplazada por fuentes de generación renovables como la fotovoltaica. Ésta se presenta como una solución para incrementar la cobertura renovable y así permitir alcanzar los requisitos de los edificios de consumo casi nulo, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, así como reducir la dependencia energética a nivel nacional.



Fuente: IDAE [5]

Figura 2. Consumo de energía final por fuentes de energía en el sector residencial nacional (2017)



Fuente: IDAE [5]

Figura 3. Consumo distribución de usos de la electricidad consumida en el sector residencial (2017)

De acuerdo con el Proyecto SECH-SPAHOUSEC [6], en el que se analizaba el consumo energético del sector residencial en España se estimó un consumo anual por hogar medio español de 10.521 kWh, representando el consumo anual exclusivamente eléctrico 3.698 kWh. Dentro del sector residencial nacional existe una amplia variabilidad tanto en las fuentes energéticas empleadas, la cantidad anual consumida por vivienda y la estructura de usos a la que esta se destina, siendo los factores más influyentes la zona geográfica, antigüedad y tipología de la vivienda (unifamiliar o en bloque).

Entre los usos más relevantes a los que se destina la energía eléctrica la iluminación y electrodomésticos representan el 74%, Adicionalmente, dicho informe estima el consumo de stand by alcanzaría el 7% del consumo total, cantidad de semejante importancia si se compara con el consumo en cocina, o calefacción o ACS.

Prestando atención a la tipología de vivienda, las unifamiliares consumen de media aproximadamente el doble que las viviendas en bloque, debido especialmente por sus elevadas necesidades de calefacción. Si embargo, las diferencias entre los consumos eléctricos entre ambas tipologías son sustancialmente inferiores y muy similares en las diferentes zonas climáticas: la unifamiliares consumen de media unos 500 kWh/año más que las viviendas en bloque, generalmente por una mayor presencia de electrodomésticos.

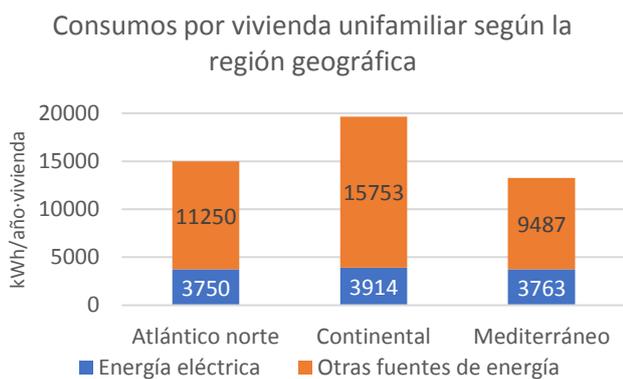


Figura 4. Consumos por fuentes de energía en viviendas unifamiliares según la región geográfica. Fuente: IDAE [6]

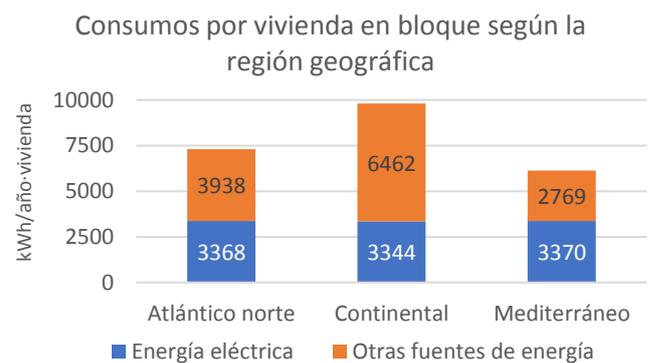


Figura 5. Consumo de energía final por fuentes de energía en viviendas en bloque según la región geográfica. Fuente: IDAE [6]

Para las viviendas del municipio de Valencia, zona de estudio del proyecto, el consumo total por vivienda resulta un 15% inferior al promedio nacional. No obstante, las viviendas de la región mediterránea tienen una mayor proporción de forma global de consumo eléctrico debido primordialmente a una mayor penetración de equipos eléctricos de climatización, tanto de refrigeración como de calefacción, así como de electrodomésticos. Por este motivo los consumos eléctricos no difieren con notoriedad respecto a los del resto de zonas climáticas.

Al tratarse de un clima mediterráneo suave los hogares en promedio demandan 8.959 kWh/año, teniendo mayores consumos en el área de refrigeración que la media nacional y menores necesidades en calefacción, predominando la electricidad frente al gas u otros productos petrolíferos. Adicionalmente, es necesario hacer la distinción entre los hogares en bloque y los unifamiliares: los primeros suponen consumen 6.139 kWh/año mientras que los segundos, 13.250 kWh/año, requiriendo casi 6 veces mayor consumo destinado a calefacción que las viviendas en bloque. La energía eléctrica demandada supone respecto a la total un 54,9% para las viviendas en bloque mientras que en las unifamiliares un 28,4%, debido a un mayor peso en la estructura de abastecimiento de fuentes de energía renovables.

Para el modelo de cálculo expuesto en los sucesivos apartados se han implementado las siguientes ratios de consumo eléctrico, también representados en la Figura 4 y la Figura 5, para los edificios de carácter residencial:

- Vivienda unifamiliar (3763 kWh/año-vivienda): 4000 kWh/año-vivienda
- Vivienda en bloque (3370 kWh/año-vivienda): 3500 kWh/año-vivienda

Por otro lado, cabe hacer mención del perfil de demanda o distribución horaria del consumo para este tipo de edificios, ya que cobra especial importancia para valorar la de acuerdo con los la guía de consumo inteligente de Red Eléctrica de España (REE) [7] y los históricos de su web [8], está marcada por una fuerte estacionalidad. En las jornadas de invierno la hora punta de demanda eléctrica de los hogares se produce entre las 21 h y 22 h de la noche, momento de máxima ocupación y de requerimientos de calefacción, luz y uso de electrodomésticos. Por su parte, en verano existe otro momento de demanda punta, además de la correspondiente a primeras horas de la noche, que es entre las 14 h y 16 h, periodo de mayor calor en el que, además de un elevado uso de electrodomésticos, se suma el uso de equipos de aire acondicionado.

## 2.2. Consumo eléctrico en el sector servicios

De acuerdo con los datos nacionales del IDAE [9] el consumo de origen eléctrico en edificios de carácter terciario es el de mayor peso, suponiendo un 69% en 2017. La amplia gama de usos dentro de esta categoría supone una alta variabilidad de demanda eléctrica entre unos y otros.

El mayor parque mobiliario de edificios terciarios corresponde al de comercios y oficinas, que en su conjunto sus consumos en términos de electricidad total consumida a nivel anual son los más representativos, frente al resto de edificios de servicios con otras aplicaciones.

Los edificios del sector terciario presentan una amplia variabilidad de demanda eléctrica en función de su uso y la distribución horaria de su consumo, resultando determinante para garantizar o no la rentabilidad de una instalación fotovoltaica.

Con vistas de estudiar su potencial fotovoltaico, a continuación, se describen los aspectos más relevantes (consumo, perfil de demanda y superficie de cubierta) para cada categoría de edificio:

- Los edificios destinados al comercio son los que presentan mayores exigencias de demanda eléctrica, en torno a los 100 y 300 kWh/m<sup>2</sup> [10], especialmente destinada a la iluminación, equipos de climatización, transporte vertical y sistemas de frío industrial, de forma continuada a lo largo del día. El perfil horario de estos edificios se caracteriza por tener un consumo continuado a lo largo del día teniendo sus puntas en las horas de la tarde. A pesar de disponer de grandes superficies de cubierta, gran parte de ellas quedan ocupadas por los sistemas de aprovechamiento térmico o los sistemas de climatización, los cuales pueden generar sombras reduciendo la eficacia del aprovechamiento fotovoltaico.
- Los hospitales presentan grandes consumos anuales, en términos generales, de unos 24 MWh por cama [10]. La disponibilidad de grandes superficies en sus cubiertas permite instalar grandes potencias que podrían cubrir la demanda en las horas centrales del día.
- Los polideportivos y gimnasios, también suelen disponer de grandes superficies susceptibles para el aprovechamiento fotovoltaico. La posible nocturnidad de los

mismos influirá notablemente en el acoplamiento de la generación y la demanda y, por tanto, en la rentabilidad de la instalación.

- Los centros educativos, al igual que las Administraciones públicas, presentan horarios diurnos, por lo que la demanda y la generación fotovoltaica coinciden en gran medida. Adicionalmente, disponen de amplias cubiertas libres de otros usos que permiten instalar una elevada superficie de paneles. Esta tipología de edificios resulta de potencial interés porque sirve como una muestra al público para dar a conocer y concienciar de la presencia de tecnologías más sostenibles. Cabe mencionar que, para estas edificaciones, a partir de 2019 deben cumplir la normativa de edificios de consumo energético casi nulo (RD 235/2013 [11]), por la cual parte de su energía consumida debe proceder de fuentes renovables, la fotovoltaica constituye una solución elemental para cumplir con la ley.
- Los edificios que proporcionan servicios de restauración se caracterizan por tener una curva de carga ligada al horario de los comensales, por lo que lo que sus picos de demanda se producirán en a primeras horas de la tarde y de la noche. Los principales usos eléctricos se destinan a los sistemas de refrigeración, cocinas, iluminación y climatización. Al igual que en los comercios, sus cubiertas suelen estar parcialmente ocupadas por los sistemas de climatización.
- Los edificios de oficinas tienen un horario de ocupación similar a las horas de luz del día, suponiendo un consumo acoplado a la generación en la mayoría de los casos. Suelen tener demandas moderadas de 137,75 kWh/m<sup>2</sup>año [12] destinados a iluminación, climatización y equipos informáticos.

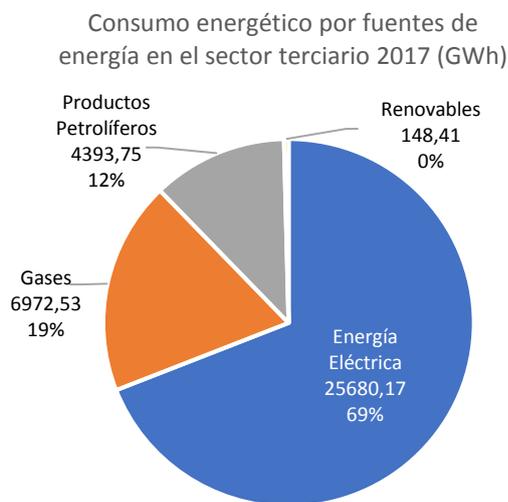


Figura 6. Consumo energético por fuentes de energía en el sector terciario (2017). Fuente: IDAE [9]

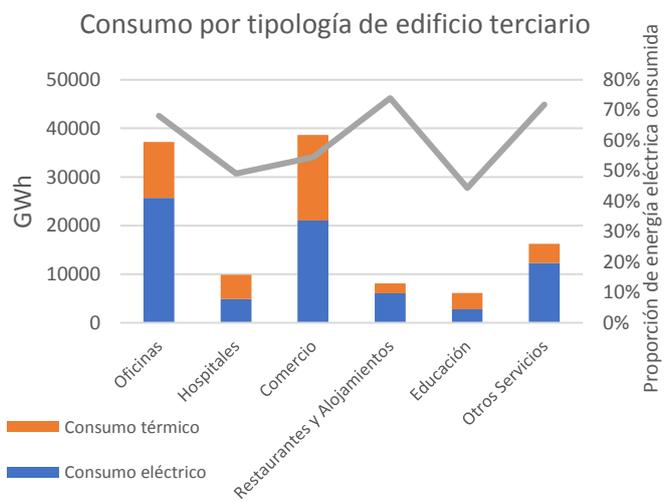


Figura 7. Consumo energético por tipología de edificios terciarios (2017) Fuente: IDAE [9]

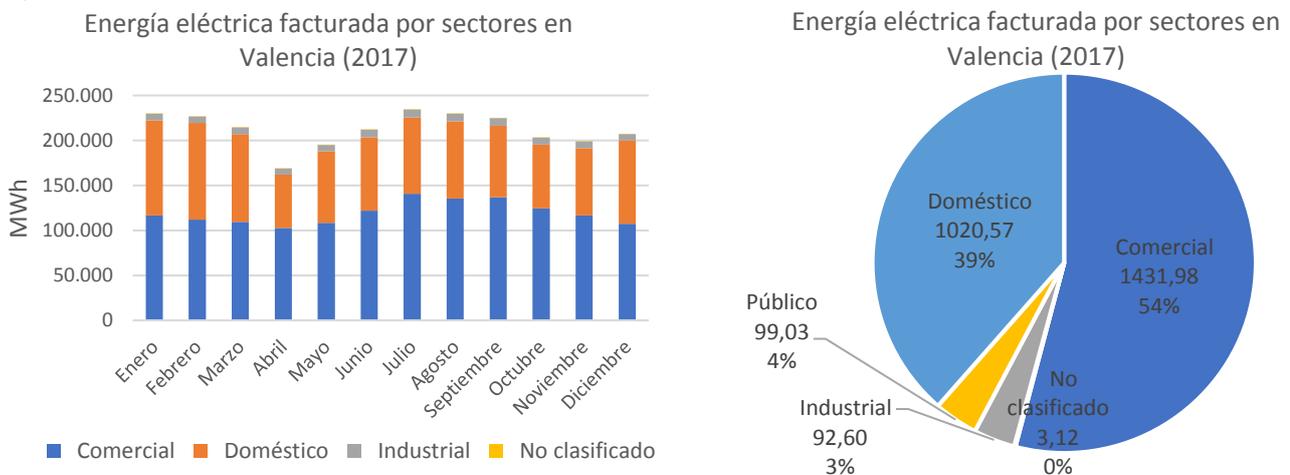
### 2.3. Consumo eléctrico en Valencia

De acuerdo con los datos estadísticos publicados por el Ayuntamiento de Valencia [13], la energía eléctrica consumida en la ciudad incluyendo todos los sectores ascendía en 2017 a 2647,3 GWh. Ésta es destinada primordialmente a usos comerciales, constituyendo un 54% del total, seguido de los usos domésticos que conforman el 39%. Con menor relevancia, se sitúan el sector público y el industrial representando respectivamente el 4% y 3% restante.

El consumo reducido de estos últimos se debe a una menor cantidad de edificaciones en relación con la de los otros sectores. Mayoritariamente los edificios industriales se concentran en el polígono industrial de Vara de Quart, mientras que algunos de los edificios públicos ya disponen de instalaciones fotovoltaicas en sus cubiertas. En las estadísticas de consumo público se incluye el consumo de alumbrado, semáforos y fuentes que supone el 2,5%(64,67GWh); el consumo de dependencias municipales un 1,07% (27,25GWh); y los colegios públicos un 1,16% (7,11GWh).

En cuanto a la estacionalidad de los consumos, cabe señalar que se alcanza el máximo de demanda en la época estival, correspondiente a un ascenso en la utilización de equipos de climatización y aires acondicionados. Además, en ese periodo, la diferencia de consumo se incrementa entre el sector comercial y residencial a favor del primero, pues las necesidades por metro cuadrado son mayores.

Dado, los edificios que disponen de viviendas y comercios representan la principal área de acción para reducir la dependencia eléctrica de la red aprovechando el elevado recurso solar disponible en Valencia a lo largo del año, especialmente en verano.



### 2.4. Definición de las tipologías de edificios

Con vistas al desarrollo del modelo de cálculo y, dada la amplia casuística de edificaciones, tanto en aspectos espaciales como en los comportamientos de sus consumidores que repercuten en los consumos eléctricos (la cantidad demandada y su perfil de demanda), se ha realizado una clasificación de carácter cualitativo de los edificios:

- Viviendas unifamiliares (dos o menos plantas). Generalmente, residencias de una única vivienda y con un espacio reducido de cubierta.

- Edificios residenciales (más de dos plantas), compuesto por viviendas en bloque, pequeños comercios y oficinas. Existe una amplia variabilidad en cuanto a número de usuarios y dimensiones de cubierta.
- Edificios exclusivamente comerciales, se incluyen en esta categoría organizaciones de carácter privado como supermercados, centros comerciales, cines, teatros, tiendas, gimnasios, restaurantes, almacenes, concesionarios, oficinas, etc. Caracterizados por un elevado consumo y suelen disponer de amplias cubiertas.
- Edificios exclusivamente públicos, tales como centros educativos, administraciones públicas, hospitales, centros de salud, comisarías, oficinas de servicios públicos, bibliotecas, etc. Se trata por tanto de la tipología de mayor variabilidad.

Cada tipología de edificio simulada por el modelo será abordada con unos parámetros de entrada diferentes que definirán distintos tipos de consumo, así como su geometría, la posición que ocupa con relación a otros edificios para considerar el efecto de las sombras y los costes asociados a la ejecución de la instalación fotovoltaica que se desea evaluar en la cubierta del mismo.

De forma adicional, se aprovechará esta clasificación para evaluar por separado el comportamiento del aprovechamiento fotovoltaico y la rentabilidad de la instalación en cada tipo de edificio, con el fin de identificar para cada perfil de edificio la medida en que este se beneficiaría del autoconsumo.

### 3. REVISIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR FOTOVOLTAICO

En este apartado se describe de forma general la evolución y situación del sector fotovoltaico a nivel nacional desde el punto de vista energético y de costes, tanto para plantas generadoras como instalaciones de autoconsumo, focalizándose en la legislación actualizada para este último

#### 3.1. Energía fotovoltaica generada

Analizando las series temporales de REE de la generación de energía fotovoltaica de los últimos años se aprecia un estancamiento que oscilaba en torno a los 8.000 GWh, representando su contribución al mix energético total de un 3%. Sin embargo, se aprecia un claro cambio de tendencia a lo largo de 2019, debidos principalmente a lo más de 4 GW adjudicados en las subastas celebradas en 2017.

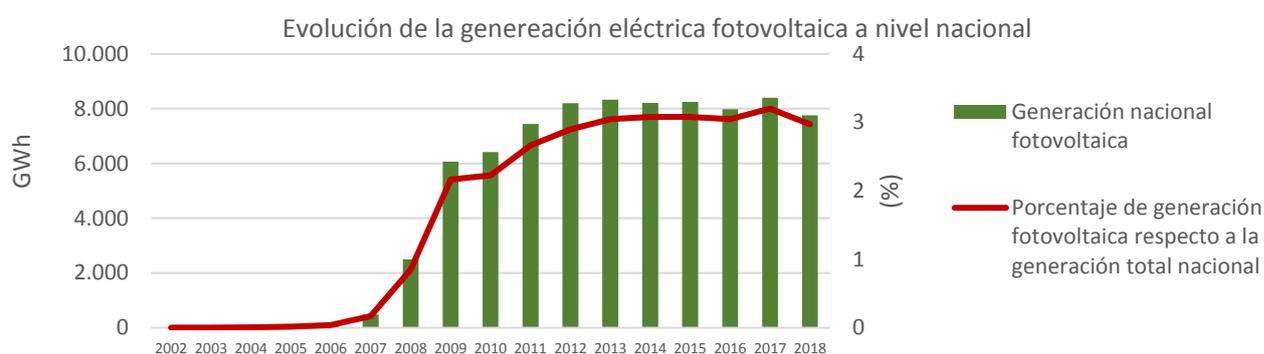


Figura 9. Evolución de la generación eléctrica fotovoltaica nacional. Fuente: REE [14]

Asimismo, a diferencia de la alta fluctuación de la producción eólica e hidráulica debidas a una disponibilidad variada de los recursos, la fotovoltaica se ha consolidado en los últimos años como la tercera fuente de energía renovable de mayor participación en el mix energético, constituyendo en 2018 un 7,6% de la producción renovable.

De acuerdo con el informe *Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2018* elaborado por REE [14], las plantas solares fotovoltaicas al finalizar 2018 constituían la tercera fuente renovable de generación eléctrica con 4714 MW de potencia instalada, representando un 4,53% de la potencia instalada total en España (104094 MW). Generó 7374 GWh en 2018.

#### 3.2. Potencia fotovoltaica instalada

El crecimiento irregular del parque fotovoltaico en España ha venido marcado por las diferentes regulaciones publicadas desde sus comienzos.

Con el marco legislativo de 2012 se produjo un estancamiento en el crecimiento del parque renovable, de modo que hasta 2016 los proyectos que se llevaron a cabo correspondían a subastas anteriores a 2012, que disponían de las primas procedentes del marco regulatorio previo (RD 1578/2008 [15]). Durante el año 2017 el sector experimentó un ligero crecimiento gracias a la adjudicación de 4GW más de potencia a instalar antes de 2020, consecuencia del repunte del sector en los últimos años, tal y como se muestra en la Figura 10.

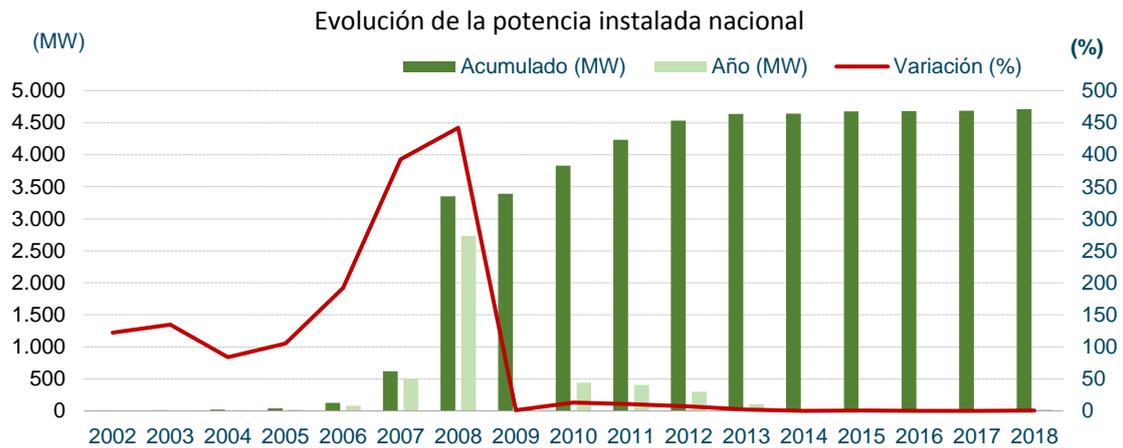


Figura 10. Evolución de la potencia instalada del parque fotovoltaico nacional. Fuente: REE [16]

En 2018 fueron instalados 262 MW, representando el 90% (236 MW) instalaciones de autoconsumo, el 10% corresponde a plantas conectadas a red. De acuerdo con el informe anual de UNEF de 2019 [17], se estimó que para ese mismo año habrán sido instalados entre 3 y 4 GW procedentes de proyectos ganadores de las subastas de 2017 anteriormente mencionadas, representando el autoconsumo aproximadamente un 10% (entre 300 y 400 MW). Dichas estimaciones quedan reflejadas en los resultados de los informes mensuales proporcionados por REE a lo largo del año 2019 [18], donde queda plasmado el impacto de dichas subastas sirviendo como punto de partida para el cumplimiento de las metas marcadas por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [19]. Todo ello respaldado también por la publicación desde finales de 2018 de una legislación favorable para el autoconsumo.



Figura 11. Evolución de la potencia instalada peninsular durante 2019. Fuente: REE [18]



Figura 12. Estimación de la potencia instalada de autoconsumo. Fuente: UNEF [17]

Principalmente el crecimiento del autoconsumo viene sustentado por sectores como el alimentario, el agrícola y la hostelería, los cuales encuentran en él una manera de disminuir la factura energética y promover la sostenibilidad ambiental [10].

La potencia real instalada para autoconsumo a nivel nacional no se ha podido determinar con total certeza pues el registro establecido por el Real Decreto 900/2015 [20], junto con el conocido impuesto al Sol (un peaje especial que encarecía este tipo de instalaciones), dispararon el número de plantas fotovoltaicas que no fueron registradas con el fin de evitarlo. Con el cambio normativo establecido por el Real Decreto 244/2019 [2], se han simplificado los procedimientos y corresponde a las comunidades autónomas registrar todas las nuevas instalaciones, aquellas que ya cumplían normativa y todas las que no se llegaron a inscribir, permitiendo tener un

registro estadístico de autoconsumo que se ajuste a la realidad. Por este motivo las estimaciones de potencia instalada total según el último registro del RD 900/2015 fue de 6,7 MW, valor que contrasta drásticamente con las estimaciones recopiladas por la UNEF (Unión Española Fotovoltaica) [17], tal y como se muestra en la Figura 12.

### 3.3. Evolución de costes

Actualmente, tal y como reflejan estudios de costes como los de IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables) [21] la energía fotovoltaica es más barata que la producida en plantas de combustibles fósiles atendiendo al LCOE (Levelized Cost of Energy), que representa el coste de convertir un recurso energético en un valor monetario, se calcula considerando todos los costes durante la vida útil del activo divididos entre la energía estimada que producirá dicho activo. En el periodo comprendido entre 2010 y 2018 se produjo una reducción de los precios del 77% y se estima incluso que para 2030 la energía fotovoltaica continuará reduciendo sus costes un 34%, según el informe de Bloomberg New Energy Finance (BNEF).

De acuerdo con el informe de LCOE de Lazard de 2018 [22], se estimaba unos costes para la energía fotovoltaica para elevadas potencias instaladas significativamente inferiores respecto a otras fuentes energéticas convencionales, gracias a su economía de escala, tal y como se expone en la Figura 13.

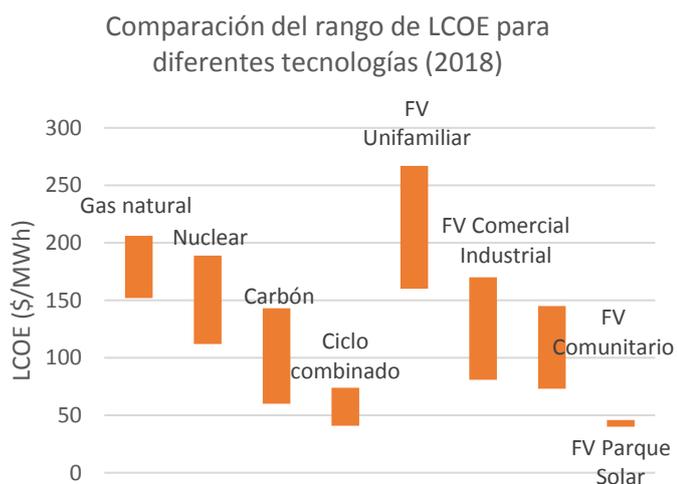


Figura 13. Comparativa del LCOE de la fotovoltaica con el de fuentes de energía convencionales.

Fuente: Lazard [22]

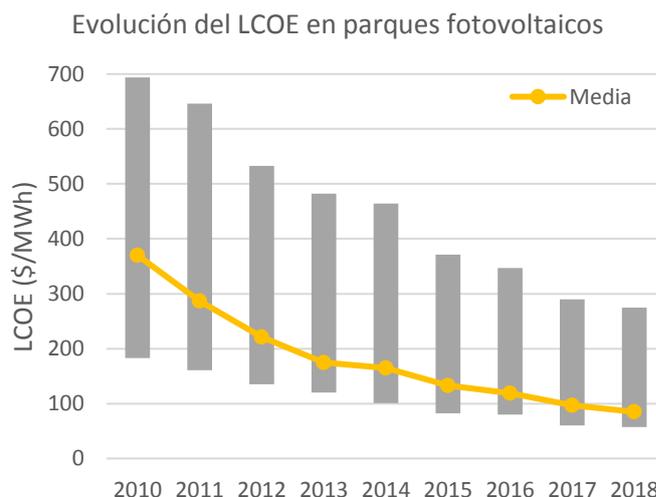


Figura 14. Evolución del LCOE de los parques solares en la última década.

Fuente: IRENA [21]

Cabe señalar que, a diferencia de los valores presentados por Lazard en 2018 para grandes parques fotovoltaicos (40-46 \$/MWh) mostrados en la Figura 14, los costes que refleja el informe de IRENA para ese mismo año son sustancialmente mayores, próximos a 85\$/MWh. Esto se debe a que IRENA, tal y como aclara en su informe, no contempla en el valor de 2018 los descensos de costes producidos en 2017 y 2018 que suponen una reducción del 30%, sino en el valor de 2019.

El principal motivo de este descenso del coste global de la instalación se asocia fundamentalmente al descenso de precios de los módulos, a lo largo de esta última década experimentado una reducción de un 90%. En la Figura 15 se muestra el progresivo descenso de costes de las diferentes tecnologías de células fotovoltaicas.

### Evolución de costes de las células fotovoltaicas en la última década

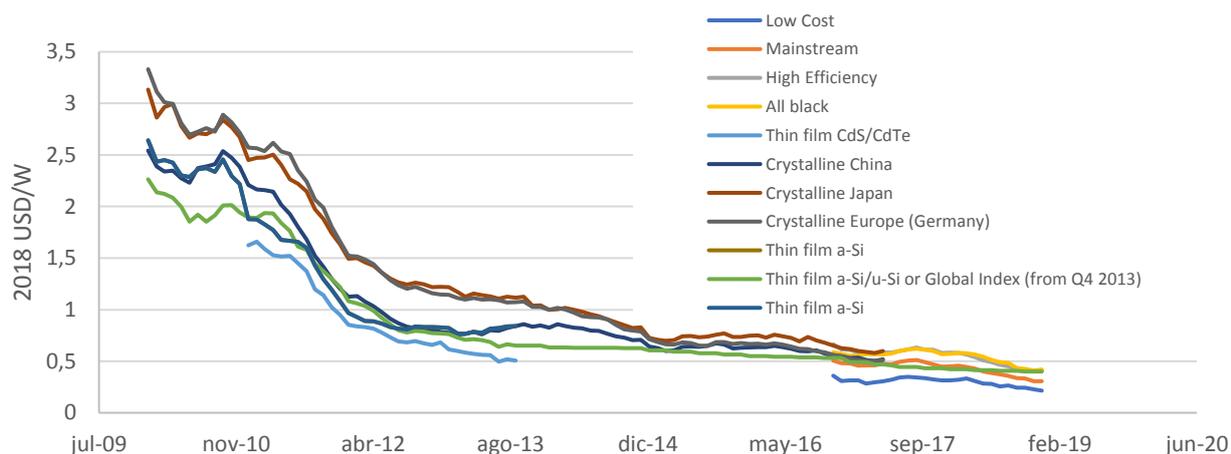


Figura 15. Evolución de costes de diferentes tecnologías de células fotovoltaicas.

Fuente: IRENA [23]

Paralelamente, los costes de almacenamiento también han experimentado un sustancial descenso. Según las estimaciones de Lazard, para las baterías de ión litio se producirá una reducción de los mismos del 28% en los próximos cinco años siendo cada vez más competitivas frente a los modelos de plomo. Asimismo, también ha contribuido el sostenido abaratamiento de los precios de los inversores fotovoltaicos en la última década, tal y como se muestra en la Figura 16, aunque éste se ha producido de forma más paulatina (una reducción del 44% en la última década) que han experimentado los paneles.

### Evolución del precio del inversor solar fotovoltaico

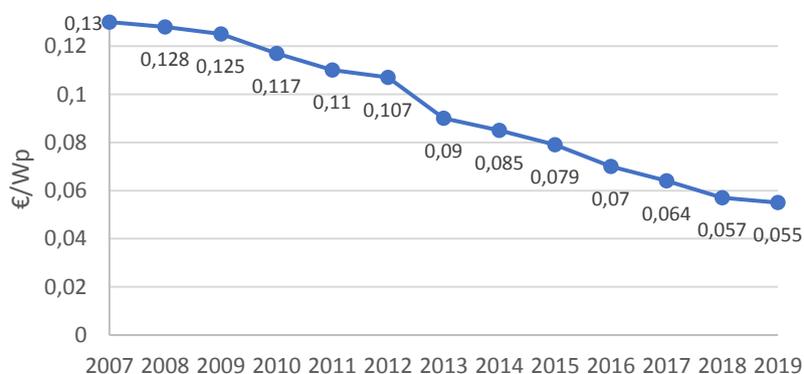


Figura 16. Evolución de los costes de los inversores fotovoltaicos.

Fuente: Anpier [10]

### 3.4. Legislación

En este apartado se revisan las iniciativas europeas y la legislación más reciente a nivel nacional que regula el autoconsumo.

#### 3.4.1. Legislación a nivel europeo

El ámbito relativo a las políticas energéticas a nivel nacional viene dictado por la Unión Europea. Muchas de ellas, a su vez, están vinculadas al Acuerdo de París de 2015, que constituye la iniciativa a nivel internacional de mayor alcance contra el cambio climático hasta la fecha. El paquete de Energía Limpia (Clean Energy for all Europeans package) presentado por la Comisión Europea en 2016 [24], engloba todas estas políticas, incorporando propuestas legislativas, con sus respectivas directivas, sobre eficiencia energética, promoción de energías renovables, mercados eléctricos, suministro energético, así como reglas de gobernanza para la Unión Energética.

Con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero la Unión Europea considera el uso de la electricidad procedente de fuentes renovables como un elemento clave. Por un lado, por la eficiencia intrínseca de esta, y por otro, porque se espera que su consumo seguirá incrementándose en el sector del transporte con el asentamiento del coche eléctrico y un mayor uso de sistemas de climatización basados en bombas de calor eléctricas. Entre las políticas europeas más importantes para garantizar el abastecimiento, la competitividad y la sostenibilidad, donde entran en juego las energías renovables y, por ende, la fotovoltaica, encontramos las siguientes que han de cumplir todos los países miembros:

- Paquete de medidas sobre el clima y energía hasta 2020.
- Marco sobre clima y energía para 2030.
- Una economía baja en carbono para 2050.

En este contexto, el paquete de Energía Limpia expone los procedimientos de planificación necesarios para cumplir todos los objetivos marcados por la UE, la cual exige a cada país miembro que elabore un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 [25] así como una Estrategia de Emisiones a Largo Plazo (2050). El PNIEC, que define de los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética. Constituye un papel fundamental en la descarbonización ya que tres cuartas partes de las emisiones de gases de efecto invernadero proceden del sistema energético. Constituirá una solución. Dicho documento deberá ser evaluado a lo largo de 2019 por la Comisión Europea y otros agentes del sector y abarca los siguientes objetivos:

- El consumo energético 39,6% respecto al correspondiente a 1990.
- El 42% del consumo total de energía debe ser de fuentes renovables y el 74% de la generación eléctrica deberá ser renovable.
- Emisiones de gases de efecto invernadero del 21% respecto a los niveles de 1990.

Asimismo, se tiene marcado como objetivo para 2050 limitar al 90% las emisiones por gases de efecto respecto a los niveles de 1990 invernadero y conseguir una generación eléctrica 100% renovable.

Tabla 1. Objetivos de sostenibilidad marcados por la UE hasta 2050 y por el PNIEC español

Objetivos	2020	2030	2050	PNIEC España (2020-2030)
Reducción del consumo energético respecto al consumo de 1990	20%	32,5%		39,6%
Energía consumida procedente de fuentes de energía renovable	20%	32%		42%
Reducción de emisiones de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990	20%	40%	80%	90%

La fotovoltaica juega un papel transversal como una solución a los diferentes retos marcados, especialmente el autoconsumo para el cumplimiento de directivas (incluidas en el paquete de invierno) como la relativa a la eficiencia energética de los edificios de consumo casi nulo (Directiva UE 2018/844 [26]). Estos representan el 40% de la energía consumida en la UE y suponen un 36% de las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta directiva promueve la transición energética del parque mobiliario mediante la reducción de energía demandada por las viviendas y que su consumo energético proceda de energías renovables. Las recientes modificaciones exigen que se realicen estrategias de renovación a largo plazo, la incorporación de instalaciones de electromovilidad y procedimientos de inspección para sistemas de climatización. El PNIEC estima una potencia que para el año 2030 se instalará una potencia total 157 GW de los cuales 37 GW procederán de instalaciones fotovoltaicas.

### 3.4.2. Legislación a nivel estatal

Como respuesta a las necesidades exigidas por las directivas europeas, resulta de especial relevancia en el ámbito del autoconsumo la publicación del Real Decreto-ley 15/2018 [1], promoviendo el autoconsumo. Las medidas más relevantes en este campo son las siguientes:

- Derogación del impuesto al Sol, permitiendo ahorrar no sólo el término variable de energía, sino también en el término de potencia, que era sobre el cual anteriormente se imponía un cargo fijo al autoconsumo.
- Simplificación de la clasificación de instalaciones de autoconsumo definida en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, de forma que actualmente las instalaciones de autoconsumo se clasifican en dos tipos:
  - De autoconsumo sin excedentes.
  - De autoconsumo con excedentes.
- Anteriormente el autoconsumidor que quería obtener un beneficio de la energía que inyectaba a la red debía registrarse jurídicamente como productor de energía realizando todos los trámites fiscales requeridos por la ley. Con esta simplificación de compensación de excedentes, será la comercializadora la que compensará al usuario por sus excedentes en su factura mes a mes.
- Posibilidad de realizar autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores que pueden agruparse en una misma planta de generación para reducir

costes. De modo que se fomenta el autoconsumo en comunidades de propietarios y en industrias próximas entre sí.

- Simplificación reglamentaria para tramitar y legalizar. Ya no será necesario pedir permisos de acceso y conexión a la empresa distribuidora, para las instalaciones de autoconsumo sin excedentes de baja tensión de hasta 100 kW y las instalaciones de autoconsumo con excedentes de hasta 15 kW.
- Está permitido instalar más potencia en el campo fotovoltaico que potencia contratada. Lo cual permite que, mediante baterías será posible producir toda la energía que demanda el consumidor, del mismo modo, con la potencia entregada por la batería, será posible reducir el término fijo de potencia contratado.
- Se permite contratar la potencia en múltiplos de 0,1 kW, siempre y cuando la potencia no supere los 15 kW.
- Modificación de las sanciones al autoconsumo: la mayor entre el 10% de la facturación anual por consumo de energía eléctrica y el 10% por energía eléctrica vertida a la red.

Asimismo, con el fin de completar y dar continuidad al Real Decreto-Ley 15/2018 [1], se aprobó el Real Decreto 244/2019 [2], por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica que no habían sido especificadas en primer documento. Principalmente se exponen los siguientes aspectos:

Existencia de tres modalidades de autoconsumo (1, 2.a. y 2.b.):

1. Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes: En este caso sólo existirá un "sujeto consumidor" de energía (el consumidor y propietario constituyen la misma persona física y jurídica) y será necesario justificar la no inyección de excedentes a la red de distribución mediante la instalación de un equipo antivertido.
2. Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes: Instalaciones que además de suministrar energía eléctrica para consumo propio, pueden inyectar energía excedentaria en la red. Se tienen dos figuras el "sujeto consumidor" y el "sujeto productor" (el consumidor y el propietario podrán ser personas físicas/jurídicas diferentes). Además, esta modalidad se clasifica en dos categorías:
  - a) Acogidos a compensación. Cuando no se consume la totalidad de la energía que procede de la instalación fotovoltaica, ésta es posible inyectarla a la red, de modo que la comercializadora emitirá una factura en la que, para cada periodo de facturación, queda compensado el coste de la energía comprada a la red con la energía excedentaria valorada al precio medio del mercado horario (PVPC) o al precio que se acuerde con la comercializadora, aplicándose los impuestos y peajes pertinente. Los requisitos necesarios para pertenecer a esta modalidad son los siguientes:
    - La potencia del campo generador debe ser menor o igual a 100kW.
    - En caso necesario, el consumo solo se debe suscribir a un único contrato de suministro para el consumo asociado y servicios auxiliares.

- El autoconsumidor se debe suscribir al contrato de compensación de excedentes.
  - La instalación no debe estar sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional.
- b) No acogidos a compensación. Todos aquellos casos en los que no se cumpla alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad 2.a. o que el autoconsumidor no quiera acogerse a dicha modalidad. En esta situación serán vendidos al mercado eléctrico todos los excedentes.

Definición de dos tipos de autoconsumidores:

- Autoconsumo individual: cuando se tiene un único consumidor asociado a la instalación de generación, que podrá acogerse a cualquier modalidad de autoconsumo.
- Autoconsumo colectivo: cuando se tienen varios consumidores asociados a la instalación de generación, podrá acogerse a cualquier modalidad siempre y cuando se realice entre instalaciones próximas a la red interior (se puede considerar autoconsumo colectivo en un edificio o conjunto de edificios a través de redes cercanas). Existe una amplia variedad de circunstancias para el encaje de esta modalidad:
  - La modalidad de más sencilla de autoconsumo colectivo en un edificio es aquella que cubre la demanda energética de las zonas comunes de este: iluminación de escaleras, portales, garajes, ascensores, etc. En este caso la titularidad de esta corresponde a la comunidad de propietarios.
  - Otra posibilidad, sobre todo para edificios de nueva construcción, es garantizar el abastecimiento energético de todas las viviendas y locales. En este caso el titular sería la comunidad de propietarios, que facturaría a cada vecino.
  - Otra opción sería el de la instalación flexible, para edificios ya construidos, se podrían ir incorporando vecinos que quisieran conectarse.
  - Resulta conveniente revisar factores como la superficie disponible, coste, nivel de servicio o nivel de consenso de la comunidad de vecinos.

Tipos de conexión de las instalaciones de generación:

- Instalaciones próximas en red interior, cuando se conectan directamente a la red interior de los consumidores.
- Instalaciones próximas a través de red, cuando se conecten a las redes de transformación que dependan del mismo centro de transformación, o cuando la distancia de conexión al consumidor sea inferior a 500 m, o bien cuando estas instalaciones estén situadas en la misma referencia catastral que el consumidor.

### 3.4.3. Subvenciones

Las ayudas a la instalación de energías renovables son de carácter autonómico. En la Comunidad Valenciana, el Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE) convoca ayudas mediante deducciones fiscales en el Impuesto de Renta a las Personas Físicas (IRPF) para autoconsumo y energías renovables para particulares [27] así como préstamos para empresas

[28]. Con ellas se fomentan las instalaciones de autoconsumo tanto para entidades públicas como privados con diferentes tipos de ayuda.

En el ámbito privado, cualquier contribuyente cuya instalación fotovoltaica en su vivienda esté ubicada en la Comunidad Valenciana, tendrá la posibilidad de tener deducciones fiscales del 20% en el tramo autonómico en el IRPF, sin límites en la base de tributación del contribuyente máximos. Sin embargo, la base máxima anual de la deducción es de 8000€. Para que sea posible ejecutar la deducción el IVACE debe ser conocedor de la instalación y haber expedido una certificación acreditativa. Asimismo, quedarán descartadas aquellas instalaciones que no dispongan de una optimización energética por medio equipos inteligentes de carga y descarga, así como instalaciones compuestas únicamente por sistemas de gestión y almacenamiento no vinculados al sistema de generación.

Para las empresas y entidades de naturaleza pública o privada, exceptuando comunidades de propietarios, dentro de la Comunidad Valenciana podrán disponer de ayudas reembolsables en forma de préstamo bonificado. El importe máximo del mismo será de 300000€ y podrá ser financiable el 100% de la inversión con un tipo de interés del 0% y un periodo máximo de amortización del préstamo de 8 años.

Para ambos casos, sólo podrán ser financiables aquellas instalaciones que dispongan de equipos nuevos que no se hayan utilizado previamente y no se podrán aplicar las deducciones en aquellas instalaciones que no dispongan de una optimización energética por medio equipos inteligentes de carga y descarga, así como instalaciones compuestas únicamente por sistemas de gestión y almacenamiento no vinculados al sistema de generación.

## 4. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

Como se ha descrito en los apartados previos, la energía fotovoltaica se presenta como una solución que permite aumentar la cobertura renovable de una demanda eléctrica creciente y alcanzar los objetivos de sostenibilidad establecidos por la Unión Europea. Todo esto respaldado su madurez tecnológica, que ya es competitiva frente a otros recursos energéticos convencionales y que está siendo promovida legalmente.

A todo lo anterior se une la alta disponibilidad de recurso solar en España frente a otros países europeos, que supondría un gran aprovechamiento de esta tecnología, que además permitiría dar el salto a sistema eléctrico descentralizado de generación distribuida e implementarse en redes inteligentes. Como consecuencia, el autoconsumo fotovoltaico acerca al ciudadano a interesarse por los aspectos energéticos tomando fuerza como consumidor activo con una mayor concienciación en su uso, que reportaría beneficios ambientales y un mayor empoderamiento éstos, estableciéndose un cambio de paradigma de relación de los diferentes actores del sistema eléctrico.

Como fruto de esta reciente reactivación del autoconsumo, se han realizado una serie de iniciativas y estudios con el fin de estimar el recurso solar que se dispone en los entornos urbanos de España. Estas investigaciones lideradas por centros de investigación en colaboración con ayuntamientos tienen como fin promover las energías renovables aproximándolas a la ciudadanía y aportar información de utilidad para las empresas del sector.

Estas investigaciones lideradas por centros de investigación en colaboración con ayuntamientos tienen como fin promover las energías renovables aproximándolas:

- A ciudadanos interesados en el autoconsumo.
- Aportar información de utilidad para las empresas del sector, para el desarrollo de modelos de negocios.
- Desarrollo de planes urbanos por parte de la Administración Pública.

En este bloque se describirán a grandes rasgos la metodología y las conclusiones más relevantes de dichos proyectos, así como el enfoque y aportación del presente proyecto.

### 4.1. Proyecto ProSumE sobre el potencial fotovoltaico en la ciudad de Valencia

El presente trabajo toma como punto de partida el estudio ProSumE: Enabling Energy Prosumers Services [29], publicado por la Cátedra de Transición Energética Urbana perteneciente al Instituto Universitario de Investigación de Ingeniería Energética (IUIIE) de la Universitat Politècnica de València (UPV), junto con otros autores en 2018. En este, se llevaba a cabo un estudio del potencial de producción de electricidad mediante generación fotovoltaica en la ciudad de Valencia.

Las principales conclusiones del estudio fueron que, sólo teniendo en cuenta las azoteas de los edificios, hay suficiente potencial para suministrar entre el 85,1% y el 91,5% de todo el consumo eléctrico doméstico (985 GWh). Y, adicionalmente, teniendo en cuenta también los consumos de los sectores comercial, industrial y público se podría cubrir hasta el 33% de todo el consumo en Valencia y una reducción de emisiones del 10,9% (todo ello basado en datos de 2016 y 2017). Aproximadamente, para alcanzar tal cobertura, se requeriría instalar 536 MWp distribuidos en las cubiertas ocupando un total de 4 millones de metros cuadrados, requiriendo una inversión

aproximada de 876 M€. El informe concluía que las estimaciones debían ser confirmadas con cálculos más detallados mediante proyectos técnicos. Dentro de las diferentes tipologías de edificios estudiadas cabe señalar que los resultados mostraban las siguientes tendencias:

- Las instalaciones más rentables se dan en edificios residenciales altos y grandes y en edificio exclusivamente comerciales e industriales.
- Otras instalaciones serían rentables si la energía excedentaria se vendiera a 0,05€/kWh y se redujeran los costes de conexión.

Asimismo el estudio incluía algunas recomendaciones para la promoción de instalaciones fotovoltaicas en el municipio como por ejemplo disponer de una plataforma online que permitiera diseñar sistemas fotovoltaicos conectados a red, ayudas para la adaptación de cubiertas, rehabilitación energética de edificios, desarrollar mercados virtuales con plantas de generación virtual, y la realización de instalaciones piloto que sirvan como reclamo para potenciales personas interesadas en instalarse una instalación fotovoltaica en su edificio

Cabe destacar, que en este proyecto ya se hizo una clasificación de diferentes tipos de edificios. Para la realización de las estimaciones se analizaron con el programa HOMER diferentes escenarios (aislada con y sin baterías, autoconsumo con venta a red y balance neto) en cinco edificios concretos, uno de cada tipología:

- Vivienda unifamiliar aislada de la red.
- Vivienda unifamiliar conectada a red.
- Edificios con varias viviendas en diferentes plantas.
- Edificios exclusivamente comerciales.
- Edificios exclusivamente públicos.

Para la estimación de la cantidad de edificios de cada tipología y la superficie de cubierta total asociada a cada una de estas que hay en Valencia se recurrió a: estadísticas nacionales y de la ciudad y el catastro y la aplicación de la metodología empleada por Banerjee [30]. Dividiendo el mapa de la ciudad en una malla de  $28 \times 40 = 1120$  cuadrados de  $250 \times 250 \text{ m}^2$  cada uno, bastó con estimar el número de viviendas de cada tipo y su superficie de cubierta para toda la ciudad considerando una muestra de 50 cuadrados con un error del 10% y una incertidumbre del 15%.

Finalmente, con la energía eléctrica generada obtenida en cada modelo de HOMER y la superficie efectiva se obtiene directamente la energía total generada de forma aproximada del conjunto de cada uno de los tipos de edificios definidos. Los resultados de rentabilidad económica se obtuvieron mediante ratios de costes y los ahorros energéticos estimados, analizando para todo el conjunto de cada tipo de edificio y escenario de aprovechamiento fotovoltaico los periodos de retorno obtenidos.

En cuanto a la rentabilidad de los diferentes casos de estudios se pueden desatacar las siguientes conclusiones:

- Hay una alta variabilidad en las viviendas unifamiliares con periodos de retornos comprendidos de 3 a 30 años.

- Para edificios comerciales e industriales y edificios públicos existe una alta rentabilidad con periodos de retorno de entre 3 y 9 años, representan el 25% de toda la generación fotovoltaica.
- Los edificios residenciales de varias plantas presentan un periodo de retorno de 6 años, la principal dificultad para la poder ejecutar instalaciones fotovoltaicas reside en que todos los vecinos estén de acuerdo.

## 4.2. Otros estudios sobre el potencial fotovoltaico en ciudades

De la misma forma que se hizo en el proyecto ProSumE, se han llevado iniciativas similares en otras ciudades. En términos generales la metodología empleada por la mayoría de estos estudios, al considerar el efecto de las sombras se ha requerido del uso de:

- Datos LIDAR. El LIDAR es una técnica de teledetección óptica que permite mediante láser muestrear la superficie terrestre y obtener un mapa de puntos en los que cada uno de ellos tiene una altura asociada. La diferencia de niveles entre edificios será indispensable en el cálculo de las sombras proyectadas en cubiertas.
- Cartografía digital de la ciudad a través de datos catastrales, que permitirá definir la geometría de las cubiertas.
- Datos históricos de radiación meteorológicos de la ciudad.

Todos ellos combinados mediante herramientas SIG (Sistemas de Información Geográfica) como por ejemplo ArcGIS o QGIS, permiten el desarrollo de mapas de radiación solar urbanos.

A continuación, se exponen las iniciativas más relevantes de los últimos años:

### 4.2.1. Huellasolar

Huellasolar [31] es una aplicación online que proporciona mapas de radiación soleamiento de las ciudades más importantes de España, entre ellas, Valencia, pudiendo acceder a datos de radiación a nivel mensual y horario de cualquier punto de la cubierta o fachada del edificio que se desee estudiar y considerando las sombras generadas por edificios adyacentes. Además, la herramienta permite filtrar aquellas superficies más eficientes, permitiendo estimar las producciones eléctricas y los ahorros que generarían.

### 4.2.2. Potencial fotovoltaico en la ciudad de Cáceres

La Universidad de Extremadura, en colaboración con el ayuntamiento de Cáceres, desarrollo en 2018 un visor de la radiación [32] [33], que aporta para cualquier cubierta de la ciudad con una resolución de un metro el valor medio de radiación global diaria para cada mes del año, teniendo en cuenta su inclinación. El fin de este proyecto es proporcionar al ciudadano una visión aproximada a cerca de las posiciones óptimas en las que colocar sistemas de captación solar y fomentar el uso de energías renovables.

### 4.2.3. Potencial fotovoltaico en las cubiertas industriales de la comarca de l’Horta

En 2017 se realizó una evaluación del potencial fotovoltaico en cubiertas de naves industriales mediante el uso de datos climáticos, datos catastrales y datos LIDAR que permitieron calcular el efecto de las sombras sobre la radiación incidente en las cubiertas [34]. El presente proyecto hereda en el modelo la experiencia y la metodología empleada por su autor para el cálculo de las pérdidas por sombras, incorporando en él, por cortesía de su autor Viana Fons, JD, las

funciones en R *getSkyline* (apartado 5.2) y *getViviendas* (apartado 5.4). La primera, para obtener la curva de horizonte de los edificios que proyectan sombras sobre el edificio de estudio y, la segunda, para obtener a partir de la referencia catastral de un edificio el número de domicilios y superficies de los mismos que tiene un edificio dado, de gran utilidad para estimar la demanda eléctrica.

#### 4.2.4. Potencial fotovoltaico en la ciudad de Irún

Un informe elaborado en Noviembre de 2019 por Tecnalía sobre la ciudad de Irún [35], uno de los más detallados a nivel nacional actualmente, concluyó que la energía producida por instalaciones fotovoltaicas en cubiertas con la regulación actual de autoconsumo podría cubrir hasta el 17% de la demanda eléctrica de la toda la ciudad, aprovechando sólo aquellas superficies de cubiertas cuyo umbral de radiación anual supere los 1100 kWh (garantizando periodos de retorno inferiores a los 10 años). Este porcentaje podría incrementarse hasta el 29% si el marco normativo evolucionara a un sistema de balance neto por el cual los excedentes que se inyectan a la red durante las horas de luz pudieran recuperarse a coste nulo en las horas en las que la generación fuese insuficiente.

También se suministran los resultados para un escenario en el que se instalasen paneles en aquellas superficies con una radiación mínima anual de 925 kWh (los periodos de retorno máximos aceptables serían de 12 años), caso en el que se podría cubrir el 24% de la demanda eléctrica con la legislación actual y un 48% si se aplicara un escenario de balance neto.

Dichos resultados aportan un orden de magnitud del importante impacto sobre el consumo eléctrico renovable si se instalaran instalaciones fotovoltaicas en las ciudades, dado que se hizo para una de las ubicaciones de España donde es más limitado el recurso solar.

Asimismo, el Ayuntamiento de Irún dispone en su web [36] de un mapa de radiación solar de consulta pública donde se realiza una estimación edificio a edificio de su demanda por usos (calefacción, refrigeración, iluminación, equipos y ACS) así como la radiación solar anual de cualquier punto de su cubierta y la superficie disponible para placas solares sólo considerando las zonas que superen los 1100kWh/m<sup>2</sup>año. Como complemento, se suministra una breve guía de cálculo para estimar la energía eléctrica producida a partir de los datos de radiación [37].

#### 4.2.5. Potencial fotovoltaico en la ciudad de Vitoria

El Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid en colaboración con el Ayuntamiento de Vitoria, publicó en mayo de 2019 un estudio del potencial fotovoltaico en las cubiertas edificatorias de la ciudad de Vitoria-Gasteiz [38].

En el mismo se concluyó que la producción eléctrica por instalaciones fotovoltaicas supondría unos 1140 GWh anuales (requiriendo instalar una potencia de 1258 MW de paneles), valor que supera la energía eléctrica consumida por la ciudad en el año 2017 (894 GWh), por tanto, si se aplicase un balance neto anual, la ciudad tendría completa autosuficiencia evidenciando un excelente potencial de aprovechamiento fotovoltaico en cubiertas.

En el proyecto se incluye una clasificación de la autosuficiencia por barrios donde destaca que el 48% de estos presentaría autosuficiencias superiores al 90%; el 39% tendría autosuficiencias dentro del rango comprendido entre el 70% y 90% y el 13% restante autosuficiencias inferiores al 70%.

También se llevó a cabo una clasificación de las cubiertas en función de las pérdidas por orientación, inclinación y sombras, de la que se desprende que el 22% de la generación

procedería de cubiertas con un potencial solar bueno (pérdidas menores al 20%), el 61% de la generación correspondería a cubiertas con pérdidas comprendidas entre el 20 y 30%, el 16% a cubiertas con pérdidas de entre el 30 y 50% y tan sólo un 1% para cubiertas con pérdidas que superan el 50%.

### 4.3. Aportaciones del presente trabajo

Siguiendo la línea del proyecto ProSumE, este trabajo proporcionará una alternativa en el método de cálculo, desarrollando una herramienta propia que aporte una solución integral que estime la generación fotovoltaica desde el cálculo de radiación incidente sobre el panel hasta obtener resultados económicos:

- Utilización de código en lenguaje de programación en R, de libre acceso, que permitirá automatizar los cálculos y replicarlos para los edificios que se desee estudiar.
- Consideración pormenorizada de las sombras sobre las cubiertas para calcular las pérdidas con exactitud. Para ello se recurrirá al igual que se ha hecho en los estudios citados en el apartado 4.2. de datos LIDAR y catastrales.
- El análisis técnico económico se realizará acorde a la normativa vigente de autoconsumo establecida en el Real Decreto-ley 15/2018 [1] y el Real Decreto 244/2019 [2], focalizándose principalmente en la modalidad de autoconsumo con excedentes acogido a compensación.
- Posibilidad de realizar estudios paramétricos con el fin de minimizar el periodo de retorno modificando variables como la orientación e inclinación de los paneles, la potencia del campo de paneles a instalar, parámetros financieros como la inflación o la tasa de descuento, subvenciones, etc.
- Versatilidad y posibilidad de modificar cualquier parámetro o variable del código para modelar diferentes escenarios, sirviendo también como herramienta de optimización, así como ampliarlo en futuros trabajos.

Una vez desarrollado el modelo, este se aplicará para el análisis de la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo sobre las cubiertas de una muestra de edificios aleatorios de la ciudad.

- Profundizando en la rentabilidad de éstas para cada tipo de edificio definido en el apartado 2.4. en función de diferentes escenarios económicos, de este modo se podrá identificar dentro del parque edificatorio urbano en qué tipología de edificios sería interesante invertir en fotovoltaica.
- Adicionalmente, se realizará un análisis de las variables que más influyen en los periodos de retorno de las instalaciones de la muestra seleccionada, cuantificando su influencia.

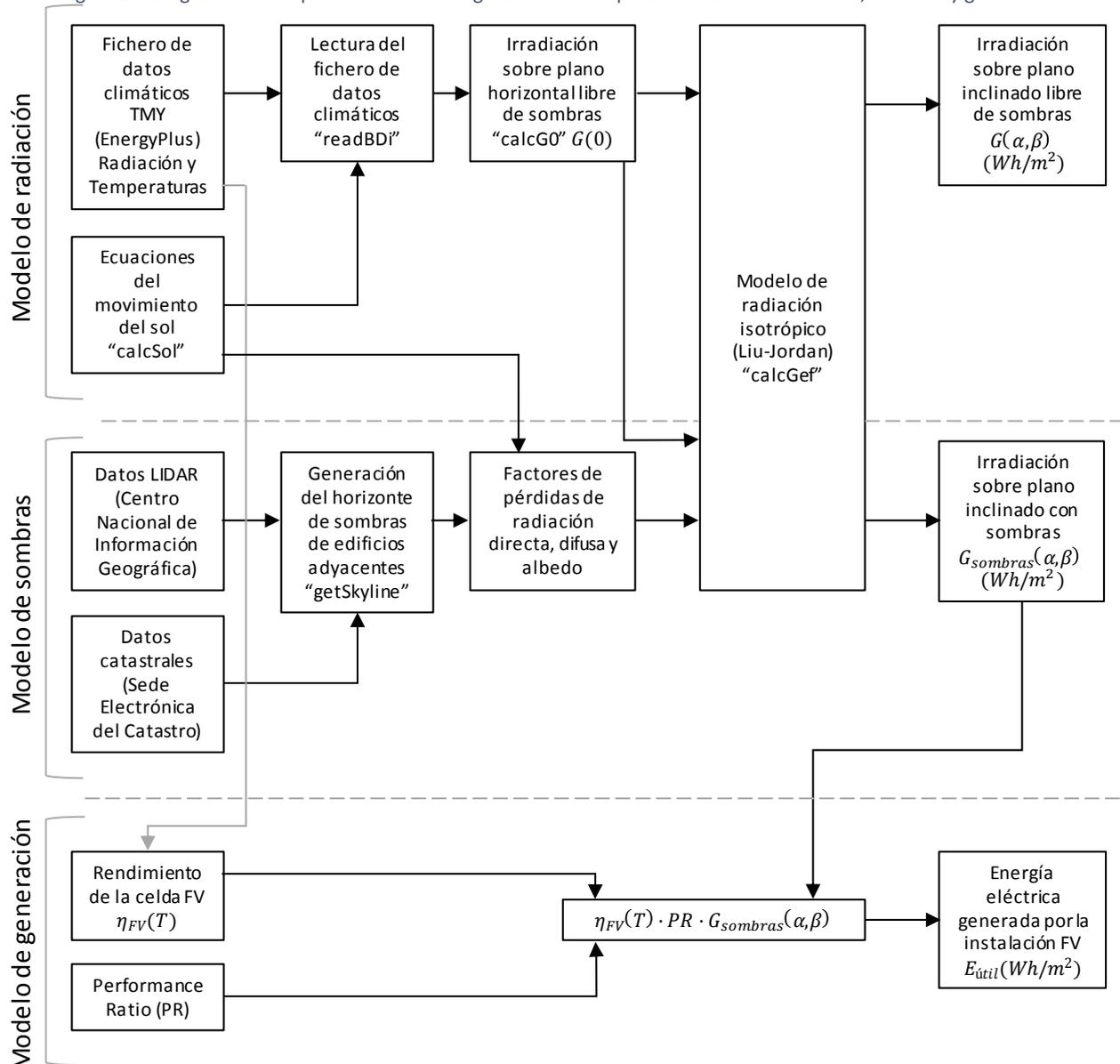
Por ello este trabajo, constituye un complemento del estudio ProSumE incidiendo en el comportamiento económico de las instalaciones de autoconsumo según el tipo de edificio de estas se instalen, con vistas a ayudar a tomar una decisión a potenciales consumidores que deseen invertir disponer de estas en sus edificios, pero también a entidades públicas como ayuntamientos para conocer la rentabilidad para cada edificio en concreto y crear mapas urbanos que evalúen el potencia solar por tipos de edificios, barrios o la ciudad completa.

## 5. DESARROLLO DEL MODELO Y METODOLOGÍA DE CÁLCULO

En este bloque se expondrá la metodología implementada en código en R para el cálculo de la radiación solar que alcanzaría a una superficie inclinada bajo cualquier orientación y su consiguiente producción fotovoltaica. Todo ello considerando también las pérdidas por sombras por obstáculos y edificios circundantes. Este desarrollo constituirá un modelo básico de cálculo, que permitirá calcular la energía por unidad de superficie que se podría generar en la cubierta de cada edificio. Por tanto, deberá ser replicado para todos los edificios que incluya el estudio.

Se ha empleado el lenguaje de programación R para el desarrollo del modelo de cálculo de los aspectos energéticos, económicos y ambientales de la instalación de autoconsumo del edificio que se desee estudiar. Entre sus principales ventajas destaca que es un software libre donde el usuario puede acceder de forma gratuita a un amplio catálogo de paquetes de código abierto. Entre ellos, se ha tomado como punto de partida el paquete SolaR [39] [40] [41], que permite, entre otras funciones, calcular la radiación sobre un plano inclinado para aplicaciones fotovoltaicas.

Figura 17. Diagrama de bloques de la metodología desarrollada para el modelo de radiación, sombras y generación



En la Figura 19 se ha representado el procedimiento mediante un diagrama de bloques, en el cual se ha dividido el modelo en tres submodelos: el primero permite calcular la radiación sobre un plano inclinado libre de sombras, el segundo consiste en el cálculo de las sombras de los edificios circundantes y los factores que penalizan a cada tipo de radiación, y el tercero permite calcular la generación eléctrica por unidad de superficie introduciendo el rendimiento de las células y el resto de pérdidas de la instalación fotovoltaica.

## 5.1. Modelo de radiación

El modelo de radiación, que conforma el primer bloque del programa, tiene como objetivo calcular la radiación que incide sobre un plano generador para una determinada inclinación  $\beta_{panel}$  y orientación respecto al sur  $\alpha_{panel}$  dada, sin tener en cuenta las posibles pérdidas por sombras u obstáculos.

Para el desarrollo de este modelo se emplearán fundamentalmente las funciones que incorpora el paquete solar, previamente nombrado, con ciertas modificaciones en las mismas imitando el método de cálculo que emplea el programa SAM (System Model Advisor, desarrollado por National Renewable Energy Laboratory [42]), utilizado para realizar simulaciones de instalaciones fotovoltaicas. Se requerirán como parámetros de entrada los datos climáticos, la latitud del lugar y los ángulos  $\alpha_{panel}$  y  $\beta_{panel}$  que definen al plano generador.

### 5.1.1. Datos climáticos (readBDi)

El primer paso consiste en la lectura y selección de los datos climáticos de interés de la zona de estudio, en este caso Valencia. Se ha utilizado como fuente de datos la que proporciona la base de datos climáticos de Energy Plus [43], programa utilizado para la simulación energética de edificios. El fichero utilizado corresponde a la localización de Valencia IWEC (International Weather for Energy Calculations), que proceden de mediciones realizadas entre 1982 y 1999 para proyectos de investigación realizados por la ASHRAE [44].

El formato de estos datos climatológicos corresponde al llamado año típico meteorológico (TMY, Typical Meteorological Year [45]), consistente en una recopilación estructurada de valores horarios representativa para una determinada localidad con un periodo de un año. De modo que se consiste en un año meteorológico construido a partir de los datos horarios tomados para cada mes del año más “típico” de la serie de años estudiada. Mediante un TMY quedan representadas las condiciones meteorológicas típicas de esa ubicación, evitando tomar años cuyas condiciones meteorológicas más extremas.

Con todo ello, tras una conversión previa del fichero en formato “.epw” a “.csv” mediante la herramienta Weather del programa EP-Launch, la lectura del fichero implementada R será el punto de partida para posteriormente realizar cálculos con los datos climáticos. La función del paquete solar utilizada para leer datos horarios es “readBDi”, con la quedarán almacenados en el área de trabajo de RStudio.

Concretamente, para aplicaciones fotovoltaicas, los parámetros más relevantes son la radiación global (G0), la radiación directa (B0), la radiación difusa (D0), así como la temperatura ambiente media diaria (Ta), que influirá en el rendimiento de las células de los paneles.

### 5.1.2. Movimiento del Sol (calcSol)

Para calcular el movimiento relativo del Sol respecto a la Tierra se han empleado las ecuaciones que desarrolla J.J. Michalsky [46] incorporadas por defecto en el paquete de funciones SolarR. Existen otros algoritmos de mayor precisión que el de Michalsky, como por ejemplo el de Meeus en 1998, con un error del  $\pm 0,0003^\circ$  [47], sin embargo, se ha extendido el uso de éste por sencillez computacional proporcionando resultados con escaso error de  $\pm 0,01^\circ$  dentro del periodo de 1950 a 2050, tolerable en aplicaciones de ingeniería.

La función “calcSol” en R, que internamente llama a la función “fInclin” dentro de la cual se alojan todos los cálculos, proporciona todos los valores relativos a la posición del sol. Los de especial interés para este trabajo serían: la hora solar ( $w$ ), el coseno del ángulo cenital del sol ( $\cos\theta_{zs}$ ), el ángulo de acimut ( $AzS$ ) y el ángulo de elevación del sol ( $AlS$ ).

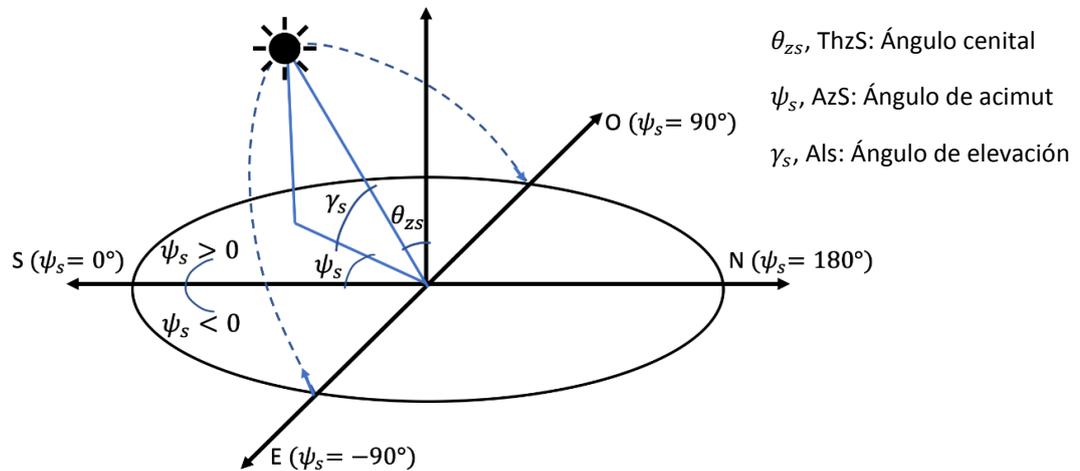


Figura 18. Ángulos que definen la trayectoria solar

### 5.1.3. Radiación sobre plano horizontal (calcG0)

La radiación sobre un plano horizontal, en cada una de sus componentes, se obtiene mediante de la lectura del fichero de datos climáticos, los cuales proporcionan las siguientes radiaciones en  $Wh/m^2$ :

- Radiación global en el plano horizontal ( $G(0)$ ).
- Radiación directa normal ( $DNI$ , Direct Normal Irradiation), es aquella que recibe una superficie siempre en posición perpendicular a los rayos del sol. Deberá ser convertida en radiación directa en un plano horizontal, tal y como se desarrolla en los sucesivos párrafos.
- Radiación difusa en el plano horizontal ( $D(0)$ ).

Dado que se desea validar el modelo con SAM (System Model Advisor), se empleará la misma metodología de cálculo de radiación que utiliza dicho programa. Por lo tanto, se modificará el contenido las funciones del paquete SolaR, aunque se seguirá aprovechando la estructura del código.

SAM dispone de diferentes modos de tratamiento de los datos de radiación, se utilizará en R el mismo método de cálculo que viene en el modo que tiene por defecto ( $irrad\_mode=0$ ), que consiste en tomar del fichero de datos climáticos únicamente la radiación directa normal y la radiación difusa en el plano horizontal. A partir de ellas y la trayectoria del Sol es posible obtener la radiación directa y global en el plano horizontal.

Para obtener la radiación directa en el plano horizontal, basta con obtener la componente vertical de la radiación directa normal (Ec.1). Será necesario utilizar el coseno del ángulo cenital del Sol  $\theta_{zs}$  (en el código tiene la notación  $ThzS$ ) previamente obtenido al calcular la trayectoria solar.

$$B(0) = DNI \cdot \cos(\theta_{zs}) \quad (Ec. 1)$$

Por último, la radiación global en el plano horizontal, que ya se disponía de ella en el fichero de datos climáticos, se ha calculado a partir de la suma de sus componentes directa y difusa con el fin de que los cálculos sean consistentes al igual que realiza SAM.

$$G(0) = B(0) + D(0) \quad (\text{Ec. 2})$$

Ambas ecuaciones han sido incorporadas en la función *fCompl\_modificada*, que es una función incluida en la función *calcGO\_modificada*. Ésta última devolverá ordenados todos los parámetros relativos a la posición de del Sol y las componentes de la radiación que alcanza al plano horizontal para cada hora del año.

#### 5.1.4. Radiación sobre plano inclinado (calcGef)

La función “calcGef”, que incorpora dentro de ella a las funciones anteriores, es la que finalmente permite calcular la radiación en el plano inclinado libre de sombras, por lo que además de utilizar los valores de entrada anteriores será necesario especificar la inclinación  $\beta_{panel}$  y el ángulo de acimut  $\alpha_{panel}$ .

El proceso de cálculo partirá de los valores de las diferentes componentes de la radiación que alcanzan el plano horizontal, así como las posiciones del Sol a lo largo del año. A continuación, con ellos, mediante transformaciones geométricas, se obtendrán los valores de esas mismas componentes en un plano inclinado.

La irradiación solar global, tal y como muestra la Figura 19, se compone básicamente de irradiación directa, que es aquella que procede directamente del globo del sol, y de irradiación difusa, procedente de la reflexión que se produce en la atmósfera, nubosidad, superficie terrestre, etc. En este punto es necesario definir el ángulo de incidencia solar  $\theta_s$ , (*cosTheta* en el código) como aquel que forman los rayos solares y la normal a la superficie inclinada (Figura 20), que servirá para calcular la componente directa. Éste se obtiene directamente, sin necesidad de modificaciones, a través de la función *fTheta* que ya incorpora la *calcGef*, tras haber definido la orientación e inclinación del panel.

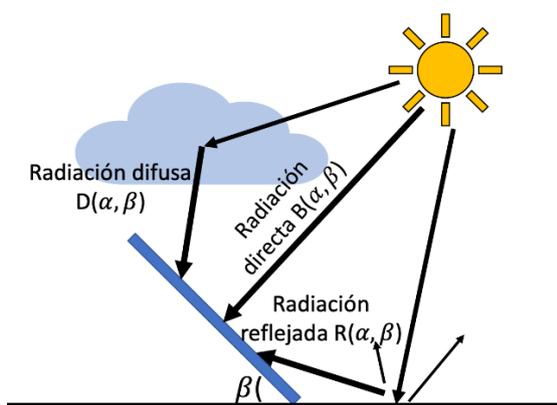


Figura 19. Componentes de la radiación incidentes sobre un plano inclinado

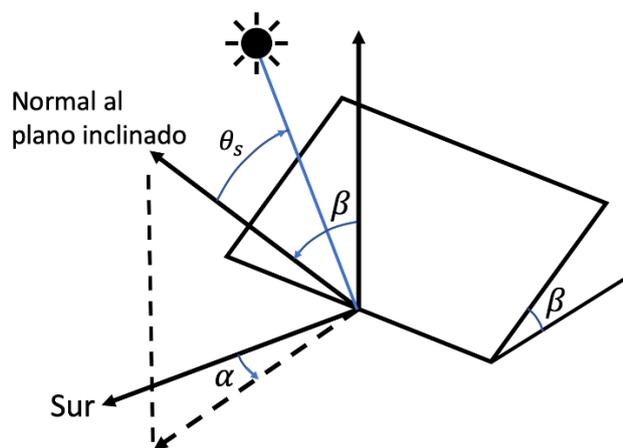


Figura 20. Definición del ángulo de incidencia solar de un plano inclinado

La componente difusa, en modelos más complejos como el de Pérez, a su vez se puede subdividir en:

- Irradiación difusa isotrópica de la bóveda celeste, considerada uniforme en toda la bóveda.
- Irradiación difusa circumsolar, producida por la dispersión de la radiación en la atmósfera concentrada en la región de la bóveda celeste cercana al sol.
- Irradiación difusa de horizonte, causa por la banda de luz que queda en el horizonte cuya importancia es mayor cuanto mayor quede el cielo despejado.
- Irradiación difusa reflejada por el suelo, también conocida esta última como irradiación de albedo, procedente de reflexiones desde el suelo u otros obstáculos terrestres. Ésta se incrementará sobre todo tras considerar el efecto de los edificios circundantes en el modelo de sombras. Esta componente se suele considerar isotrópica y gana importancia conforme mayor es la reflectividad del terreno.

El modelo utilizado por defecto en la función *fnclin*, incluida dentro de *calcGef*, para cálculo de las componentes de la radiación que alcanzan dicho plano inclinado es el de Reindl, que considera todas las componentes anteriormente descritas y es más sencillo que el de Pérez. Asimismo, también se puede especificar en uno de los argumentos de la función si se prefiere utilizar el modelo de Hay-Davies, que deja de tener en consideración la radiación difusa de horizonte.

No obstante, por simplificaciones de cálculo que facilitarán la integración posterior del modelo de sombras descrito en el apartado 5.2, se ha modificado el código de esta función despreciado la componente circumsolar. Por tanto, el modelo empleado corresponde al modelo isotrópico (de Liu-Jordan), en el cual se considera que la irradiación procedente de la bóveda celeste está distribuida de forma uniforme. La radiación global incidente en un plano inclinado  $G(\alpha, \beta)$  está compuesta por la suma de:

- Irradiación directa (Beam):  $B(\alpha, \beta)$ . Ésta podrá obtenerse mediante el coseno del ángulo de incidencia solar  $\theta_s$  y la radiación directa alcanzada en la superficie horizontal. Mediante la ecuación 3 es posible simplificar el cálculo y obtener la radiación directa en el plano inclinado a partir de la radiación directa normal.

$$B(\alpha, \beta) = B(0) \cdot \frac{\cos\theta_s}{\cos\theta_{zs}} = DNI \cdot \cos\theta_s \quad (\text{Ec.3})$$

- Irradiación difusa:  $D(\alpha, \beta)$ . Para su cálculo se define el término utilizado en el modelo isotrópico  $\frac{1+\cos\beta}{2}$ , que recibe el nombre de sky view factor. Representa la proporción de cielo que queda visible para una superficie con una inclinación  $\beta$  respecto a la horizontal, es decir, la relación entre el ángulo sólido del cielo que queda visible cuando se inclina el panel y el ángulo sólido de toda la bóveda celeste. Este factor oscilará entre 1, cuando el panel esté completamente horizontal, y 0,5 cuando el panel alcance los 90° de inclinación. Este factor de minoración se multiplicará por la radiación difusa horizontal.

$$D(\alpha, \beta) = D(0) \cdot \frac{1+\cos\beta}{2} \quad (\text{Ec. 4})$$

- Irradiación reflejada:  $R(\alpha, \beta)$ . Obtenida a partir de la radiación global que incide en el plano horizontal, de la cual, una pequeña proporción es reflejada en el plano inclinado. Para ello se define la reflectividad del terreno  $\rho$  (valores próximos a la unidad representan superficies con alta reflectividad como la nieve, en el caso urbano se

utilizará un valor por defecto de 0,2 asociado suelos desnudos, también utilizado por defecto en SAM y el paquete SolarR). Además, hay que considerar otro factor de minoración consistente en el término complementario al sky view factor  $\frac{1-\cos\beta}{2}$ , corresponde a la porción de cielo abierto que deja de ser visible debido a la inclinación del panel y representa a su vez la proporción de bóveda de la cual llega radiación reflejada al panel.

$$R(\alpha, \beta) = G(0) \cdot \rho \cdot \frac{1-\cos\beta}{2} \quad (\text{Ec. 5})$$

La suma de las tres componentes de radiación resultará la global:

$$G(\alpha, \beta) = B(\alpha, \beta) + D(\alpha, \beta) + R(\alpha, \beta) = B(0) \cdot \frac{\cos\theta_s}{\cos\theta_{zs}} + D(0) \cdot \frac{1+\cos\beta}{2} + G(0) \cdot \rho \cdot \frac{1-\cos\beta}{2} \quad (\text{Ec. 6})$$

Asimismo, la función *fInclin* tiene en consideración, tras el cálculo de la radiación en el plano inclinado  $G(\alpha, \beta)$ , las pérdidas debidas a suciedad, polvo u otras partículas que se acumulan sobre la superficie del panel reduciendo la transmitancia del vidrio, así como modificando el ángulo de incidencia de la luz sobre el mismo. Existen diversos factores que influyen directamente en una mayor o menor presencia de suciedad (el entorno donde esté ubicada la instalación, la inclinación de los módulos, la rugosidad de su superficie, una mayor o menor presencia de viento, lluvias, las propiedades de las partículas que se depositan, etc) por lo que se ha simplificado, tal y como hace SAM, utilizando un coeficiente de pérdidas independiente del tiempo del 5%, característico de paneles con un grado de limpieza aceptable y que se encuentra dentro del rango de pérdidas expuesto en "Power loss due to soiling on solar panel: A review" [48]. Se utilizará la notación  $G_{ef}(\alpha, \beta)$  para referirse a la radiación efectiva sobre el plano inclinado, que ya considerará las pérdidas por suciedad.

$$G_{ef}(\alpha, \beta) = (1 - 0,05) \cdot G(\alpha, \beta) \quad (\text{Ec.7})$$

Con este último paso queda completado el modelo de radiación sobre el plano inclinado.

Asimismo, la función *fInclin* incorpora en su código las pérdidas por reflexión o también llamadas pérdidas angulares, que se deben a la desviación de la radiación incidente respecto a la normal del módulo. Estas se calculan con las ecuaciones de con las ecuaciones de N.Martín y J.M. Ruz. También por otro lado la función está preparada para considerar las pérdidas por suciedad acumulada sobre la superficie del panel reduciendo la transmitancia del vidrio, que en este estudio se considerará completamente limpio. Debido a que se han considerado pérdidas angulares se observa que los valores de radiación efectiva calculados con la función *CalGef* sobre el plano con una inclinación de  $\beta=0$  (plano horizontal) es aproximadamente un 2% menor que los valores que se tenía inicialmente en un plano horizontal obtenidos de la función *CalcGO*.

### 5.1.5. Validación del modelo de radiación

Los resultados obtenidos con el modelo de radiación desarrollados en R han sido contrastados con el programa SAM, ya que permite simular con cualquier fichero de datos climáticos y su practicidad para obtener rápidamente los resultados de las simulaciones. En el mismo es posible obtener la radiación en valores horarios que llega a una superficie inclinada. Los resultados que proporciona han sido contrastados por diversos estudios [49] empleando otros programas de

referencia como PVsyst, PV\*SOL o PVWatts, así como utilizando mediciones reales, por lo que pueden considerarse consistentes.

Para ello, en primer lugar, se debe introducir en la pestaña “Location and Resource” el fichero de datos climáticos IWEA de Valencia con el que también se hacen los cálculos en R, con el fin de garantizar que los valores de entrada de ambos modelos sean idénticos. Dicho fichero debe estar formato “.epw”, el cual leerá automáticamente el programa identificando todos los parámetros de interés. También, en esta misma pestaña se designará el modelo de radiación difusa de tipo isotrópico y se comprobará que los factores de albedo mensuales son de 0,2. A continuación en la pestaña “Losses” se incorporarán unas pérdidas del 5% en el campo “Average annual soiling loss”. Por último, se indicará la orientación e inclinación del panel en la pestaña “System Design”.

Tras la simulación se accede a las series temporales de la radiación directa, difusa (que incluye también la de albedo) y global (“Subarray 1 POA front beam irradiance after shading and soiling (W/m<sup>2</sup>)”, “Subarray 1 POA diffuse beam irradiance after shading and soiling (W/m<sup>2</sup>)” y “Subarray 1 POA front total irradiance after shading and soiling (W/m<sup>2</sup>)”) y se genera un fichero “.csv”, que permitirá comparar los resultados generados por R y evaluar las discrepancias de cada componente.

A continuación, se muestran representados en la Figura 21 los valores horarios de radiación global sobre un plano inclinado 30°, que será el utilizado por defecto en las simulaciones, orientado al sur obtenidos mediante SAM (abscisas) frente a los obtenidos con el paquete Solar de R (ordenadas). También se ha realizado la comparación de radiaciones de directa y difusa en la Figura 22 y Figura 23, respectivamente.

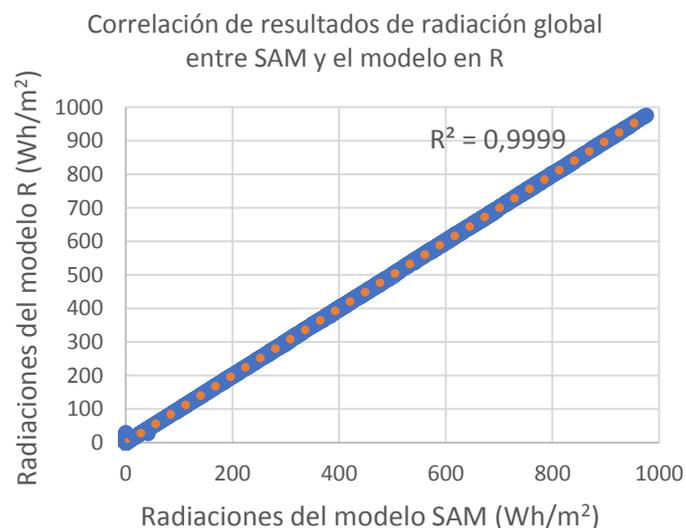


Figura 21. Correlación entre resultados de SAM y el código R de valores horarios de radiación global para un plano inclinado a 30°

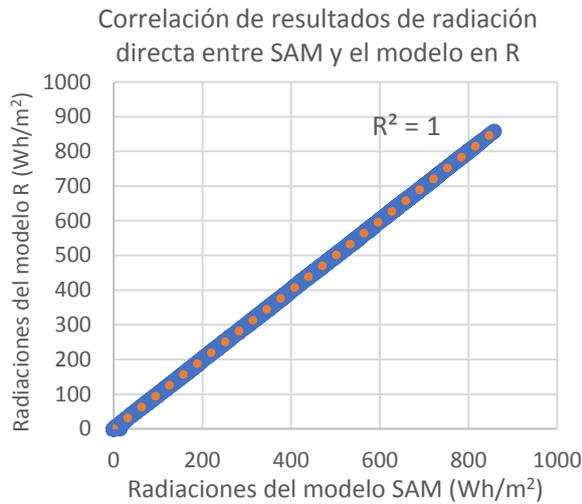


Figura 22. Correlación entre resultados de SAM y el código R de valores horarios de radiación directa para un plano inclinado a 30°

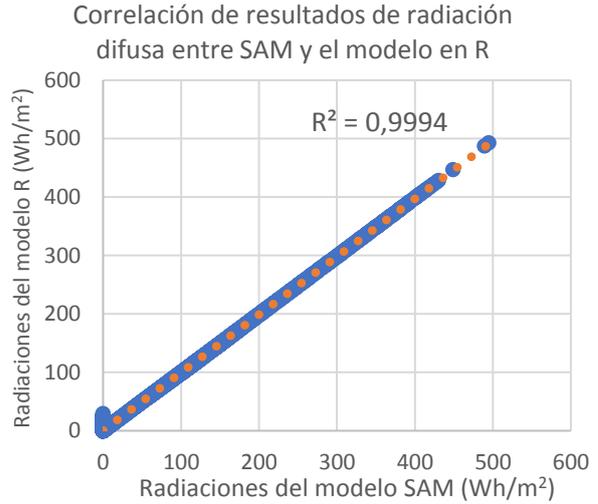


Figura 23. Correlación entre resultados de SAM y el código R de valores horarios de radiación difusa para un plano inclinado a 30°

De forma análoga, se ha comprobado para el rango de inclinaciones de 0° a 60°, manteniendo el panel con un acimut de 0° y se ha representado en la siguiente figura la radiación anual que alcanza al plano inclinado desglosada por componentes que se obtienen mediante el código en R y a través de SAM.

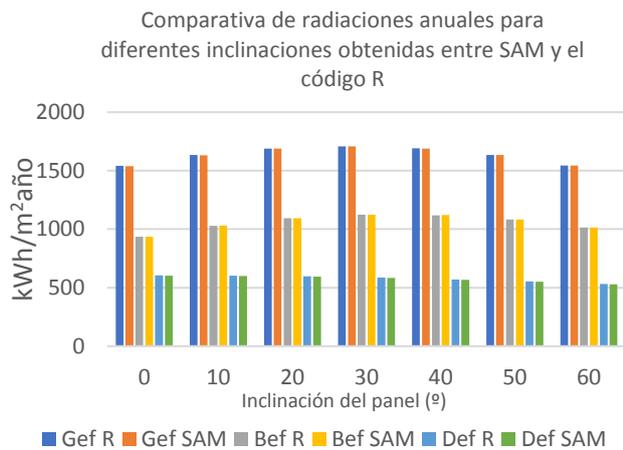


Figura 24. Comparativa de radiaciones anuales obtenidas para diferentes inclinaciones entre SAM y el código R

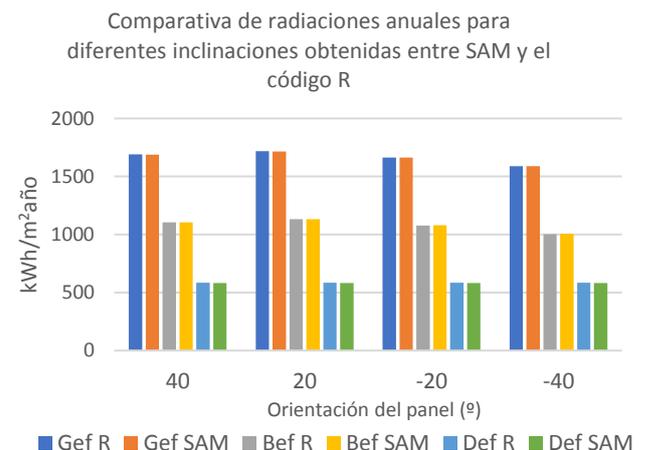


Figura 25. Comparativa de radiaciones anuales obtenidas para diferentes orientaciones entre SAM y el código R

Atendiendo exclusivamente a la inclinación, tal y como se muestra en la Figura 24, los resultados de radiación global anual proporcionados por el modelo en R tienen un error promediado para las inclinaciones representadas del 0,09% respecto a los resultados de SAM, la radiación directa anual, un error del -0,13% y la radiación difusa (que incluye también la reflejada) del 0,48%. Las principales discrepancias se deben a los ángulos de posición que utiliza SAM y las funciones SolaR de R, los cuales difieren en algunas milésimas. Además, en los valores de la última hora de la tarde SAM anula la componente difusa, que realmente sí se tiene contabilizada como no nula en el fichero de datos climáticos y en el modelo en R, por este motivo el error porcentual de esta componente es mayor entre ambos modelos.

Procediendo de igual modo, también se ha variado la orientación respecto al sur del panel en el rango comprendido entre -40° y 40° (siendo los ángulos negativos los correspondientes a las

orientaciones hacia el este y los positivos hacia el oeste), manteniendo su inclinación constante en 30°. Los resultados de radiación anual que recibe el panel se han agrupado en la Figura 25.

Los errores en promedio para todas las orientaciones asociados a la radiación global anual son del 0,08%, los correspondientes a la radiación directa del -0,13% y los de la componente difusa (que incluye la reflejada) del 0,48%. Todos ellos muy similares que los obtenidos al variar la inclinación, siendo los motivos de estas discrepancias los mismos que se han descrito anteriormente.

## 5.2. Modelo de sombras

En este bloque se procede a calcular la radiación efectiva que realmente llega al plano introduciendo las sombras de los edificios circundantes que obstaculizan el paso de la luz.

La metodología empleada consistirá en generar una curva de horizonte dada para los edificios a partir de datos LIDAR y catastrales y a continuación, combinar las sombras de los edificios con el efecto de perder la visión de una fracción de la bóveda celeste por la inclinación del panel. De este modo se obtendrá un vector de obstáculos a partir del cual se calcularán los factores de pérdidas por sombras correspondientes a cada componente de la radiación. Por último, estas, serán multiplicadas a dichas componentes sobre un plano inclinado libre de sombras, obtenidas en el apartado anterior.

### 5.2.1. Generación del horizonte de edificios

La función *getSkyline* de R [34] permite obtener la curva de horizonte de edificios que rodean la posición que se quiera estudiar.

La función leerá en primer lugar los datos LIDAR de 2015 (Light Detection and Ranging) que proporciona el Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG) [50]. De forma paralela, la función también realiza una lectura de la cartografía vectorial de la zona de estudio a partir de datos catastrales procedentes de la Sede Electrónica del Catastro [51], con ellos se podrá definir la geometría y distribución de los edificios sobre el terreno.

A continuación, se definen los parámetros de entrada restantes para poder ejecutar la función por completo:

- La coordenada UTM del centroide del punto de estudio, pues se parte de la base de que el plano generador se ubica en el centroide del edificio en la cubierta.
- El radio de alcance del entorno a estudiar desde el punto de estudio. Generalmente a partir de radios superiores a 300 m las diferencias entre resultados del SVF son escasas, tal y como demuestra L. Chen [52]. Se ha optado en este caso por un radio de 500 m, valor también utilizado en otros estudios [53].
- El valor de paso acimutal, es decir el salto entre grados de acimut para los cuales se tendrá un valor de elevación de edificios. Se ha tomado una resolución de 5°, con el que queda definida la cantidad de puntos de la curva horizonte de edificios, que será un total de 72 para cubrir los 360° que rodean al punto considerado.

La función, en un primer paso depura la nube de puntos LIDAR filtrando aquellos puntos que estén sobre un área muy reducida, análogamente también se eliminan aquellos polígonos del

catastro que sean de dimensiones reducidas que puedan ser confundidos con edificios. Con ello, el programa asocia a cada polígono el conjunto de puntos que queda dentro de sus límites y determina la altura del polígono a partir de la moda de las alturas de dichos puntos. Los edificios cuyas alturas sean superiores a la de la cubierta del edificio estudiado serán los que se considerarán en el cálculo final del vector de horizonte de edificios.

Se partirá de la base de que el plano generador se ubica en el centroide del edificio en la cubierta. Desde esta posición, el primer paso será generar un vector donde quede recogida la altura más alta en grados del obstáculo o edificio circundante con mayor desnivel respecto de la cubierta de estudio para cada paso de ángulo de acimut, haciendo un recorrido de 360°.

Para el análisis de posibles obstrucciones resultará de gran utilidad representar gráficamente los puntos de dicho vector de horizonte de obstáculos que pertenecerían a la bóveda celeste tridimensional proyectándolos sobre una superficie plana circular.

En la Figura 26 se muestra la representación del vector de edificios sobre una proyección estereográfica, la cual se caracteriza por respetar las distancias angulares, de modo que se representa de forma radial la elevación de los obstáculos y a lo largo de la circunferencia el acimut.

Por otro lado, la Figura 27 representa el vector edificios sobre una proyección cilíndrica, caracterizada por tener forma rectangular de unas dimensiones de 360°x90°, donde el eje de abscisas representa el acimut y el de ordenadas, la elevación. Se observa que el vector de edificios adquiere la forma característica del skyline que rodea la cubierta donde se ubica el módulo.

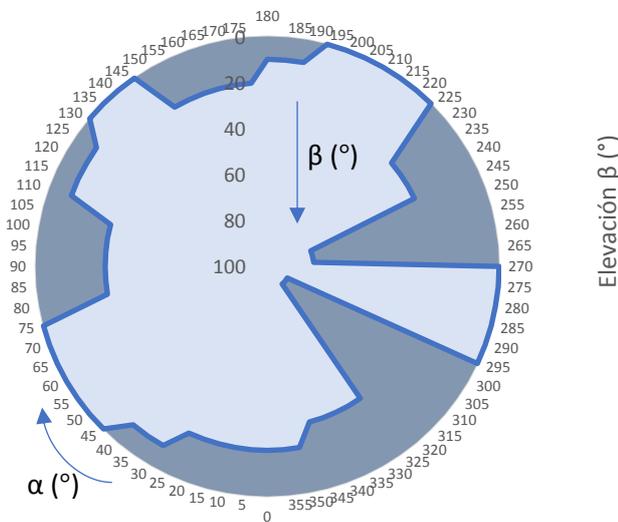


Figura 26. Proyección estereográfica del vector de edificios

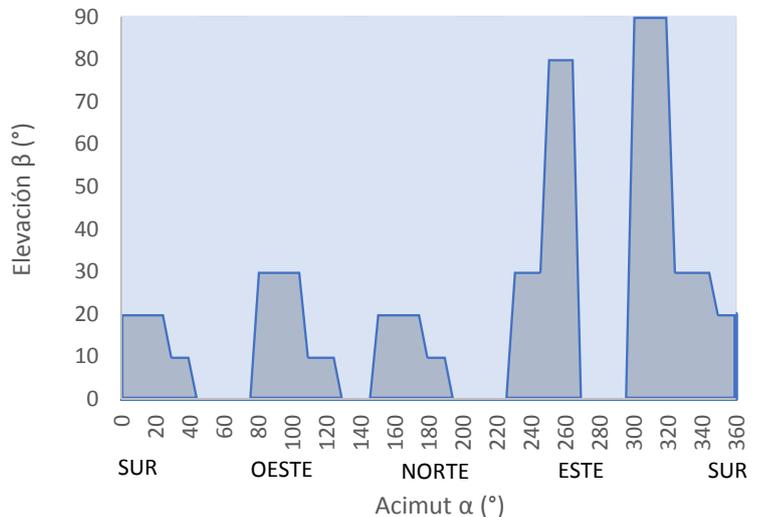


Figura 27. Proyección cilíndrica del vector de edificios

### 5.2.2. Combinación del horizonte de edificios con el efecto del panel inclinado

Del mismo modo que se ha obtenido un vector en el que quedan recogidos la elevación de los obstáculos debidos a los edificios ( $\beta_{buildings}$ ) para cada acimut  $\alpha$ , se calculará un vector que represente el efecto por estar la superficie inclinada asociando también un ángulo de elevación para cada acimut. Ambos perfiles de obstáculos serán combinados, buscando para cada acimut la elevación mayor, que es la más desfavorable, resultando un nuevo vector de obstáculos con el que se deducirán los factores de pérdidas por sombras [54].

Como se ha expuesto en el apartado 5.1.4., el efecto de la inclinación del panel implica una reducción de la porción de cielo visible, que se obtiene de la expresión  $(1 + \cos(\beta))/2$ . Ésta deberá ser cumplida por una ecuación analítica utilizada que relacione el ángulo de elevación del panel para cada acimut, que recibirá la denominación  $\beta_{tilted}(\alpha)$ . Esta ecuación corresponde a la curva que se genera al interseccionar el plano virtual del panel con la esfera celeste expresada en forma ángulo de elevación, tal y como se ilustra la Figura 28.

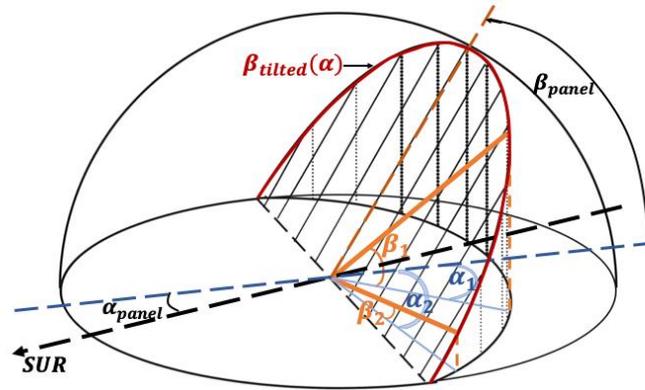


Figura 28. Definición de ángulos para la obtención de la ecuación  $\beta_{tilted}(\alpha)$

Asimismo, será necesario que la anterior ecuación quede en función de la orientación e inclinación del panel deseadas. Para ello, se sabe que un plano con una inclinación  $\beta_{panel}$  con una orientación  $\alpha_{panel}$  dejará de ver la porción de cielo que queda detrás del mismo. Por tanto, el rango de acimuts para el cual debe representarse la curva de la anterior elipse corresponde a todos aquellos que queden detrás del panel ( $90^\circ + \alpha_{panel} \leq \alpha \leq 270^\circ + \alpha_{panel}$ ). Donde se alcanzará un valor máximo de elevación  $\beta_{tilted}$  para el acimut correspondiente completamente opuesto a la orientación del panel ( $\alpha = \alpha_{panel} + 180^\circ$ ). Para el rango de acimuts que quedan delante del panel no habrá ninguna obstrucción causada por su inclinación por lo que los valores de elevación en esa zona serán nulos.

Con todo ello, la expresión genérica de dicha curva para un panel con una orientación respecto al sur  $\alpha_{panel}$  y una inclinación  $\beta_{panel}$  es la siguiente:

$$\beta_{tilted}(\alpha) = \begin{cases} 0^\circ, & \text{si } \alpha \leq 90^\circ + \alpha_{panel} \\ \arctan(\cos(\alpha - (180^\circ + \alpha_{panel})) \cdot \text{tg}(\beta_{panel})), & \text{si } 90^\circ + \alpha_{panel} < \alpha < 270^\circ + \alpha_{panel} \text{ (Ec. 8)} \\ 0^\circ, & \text{si } \alpha \geq 270^\circ + \alpha_{panel} \end{cases}$$

Con ella, para incrementos de acimut de  $5^\circ$ , se construye un vector de 72 valores similar al obtenido para los edificios. A continuación, se muestra gráficamente dicho vector en proyección estereográfica y cilíndrica, para un panel con orientación  $\alpha_{panel} = 0^\circ$  y diferentes valores de inclinación  $\beta_{panel}$ , donde se aprecia cómo las pérdidas por inclinación en la región norte son cada vez más acusadas conforme aumenta la inclinación del panel. Al igual que se ha mostrado en el apartado 5.2.1 la representación estereográfica y cilíndrica del vector edificio a continuación se muestran sus representaciones análogas en la Figura 29 y la Figura 30.

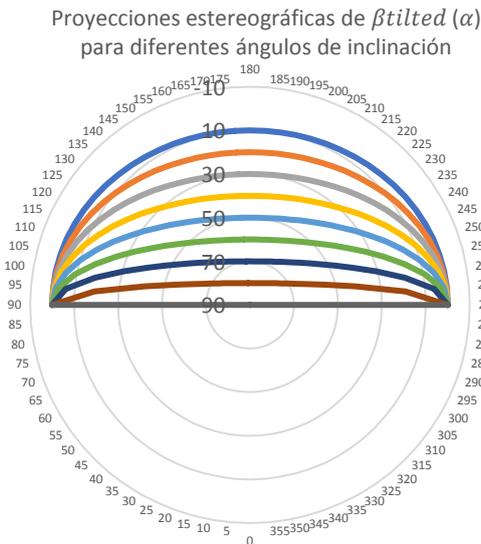


Figura 29. Proyección estereográfica de la elevación panel inclinado para cada acimut

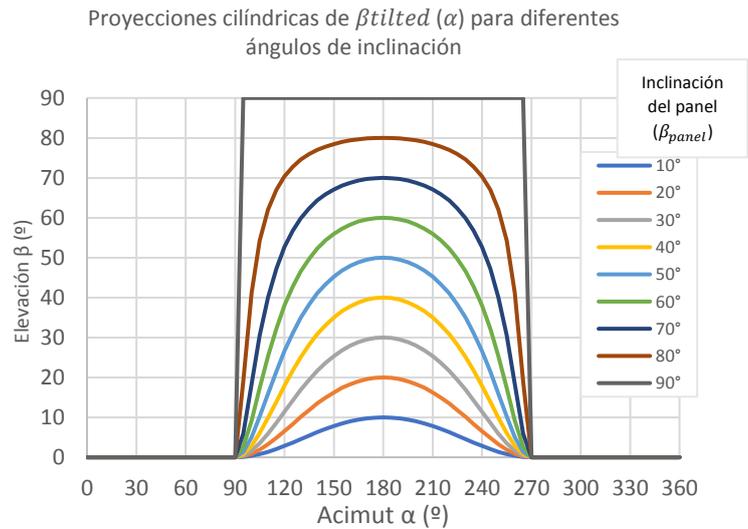


Figura 30. Proyección cilíndrica de la elevación panel inclinado para cada acimut

También se ha verificado que los resultados de utilizar la curva de la elipse son similares a los obtenidos con la porción de cielo visible (sky view factor) de un plano inclinado anteriormente citada en el apartado 5.1.4:

$$SVF_{tilted} = \frac{1 + \cos\beta}{2} \quad (\text{Ec. 9})$$

Para comprobarlo se ha integrado la superficie de la bóveda celeste que deja de ver el panel definida por curva que forma el vector. Para ello se ha empleado en la ecuación de Oke [55] [56], donde cada porción, que tiene un paso acimutal de  $5^\circ$ , de bóveda celeste no visible se calcula como  $\text{sen}^2(\beta(\alpha))$ . A continuación, se muestra la expresión para obtener el sky view factor ( $SVF_{tilted,calc}$ ) con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} SVF_{tilted,calc} &= 1 - \int_0^{2\pi} \text{sen}^2(\beta(\alpha)) d\omega = 1 - \sum_{i=1}^N \frac{\alpha}{2\pi} \cdot \text{sen}^2\beta_{tilted}(\alpha) = \\ &= 1 - \sum_{i=1}^{72} \frac{5}{360} \cdot \text{sen}^2\beta_{tilted}(\alpha) \end{aligned} \quad (\text{Ec. 10})$$

Calculando ambos  $SVF$  para diferentes valores de inclinación del panel  $\beta_{panel}$ , representado en la Figura 31, se obtienen idénticos resultados que los que suministra la expresión  $\frac{1 + \cos\beta}{2}$ .

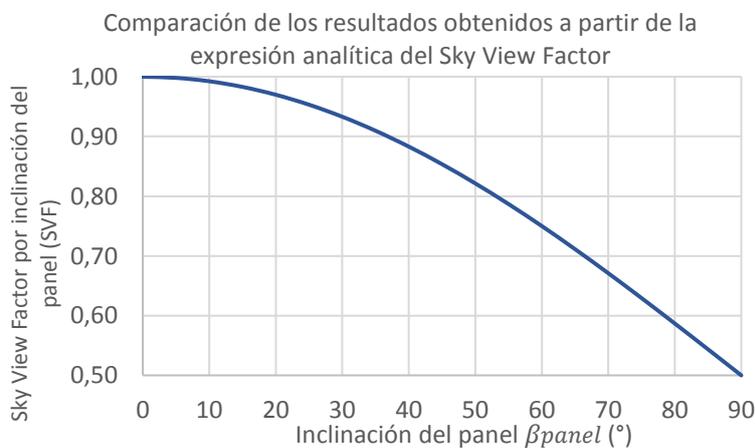


Figura 31. Comprobación de la expresión analítica del Sky view factor en función de la inclinación del panel

El siguiente paso que se ha implementado en R será la combinación del vector que representa el efecto de inclinación del panel con el vector que define el horizonte de edificios del apartado anterior. Se generará un nuevo vector  $\beta_{sombbras}(\alpha)$  que tomará, para cada acimut, la elevación de mayor valor de los dos vectores anteriores, generando la curva de horizonte más desfavorable, tal y como se presenta en la figura.

$$\beta_{sombbras}(\alpha) = \begin{cases} \beta_{buildings}(\alpha), & \text{si } \beta_{tilted}(\alpha) < \beta_{buildings}(\alpha) \\ \beta_{tilted}(\alpha), & \text{si } \beta_{tilted}(\alpha) > \beta_{buildings}(\alpha) \end{cases} \quad (\text{Ec. 11})$$

El modelo permite obtener dicha combinación para cualquier inclinación y orientación del panel, tal y como se muestra en la Figura 32, donde también se plasma la trayectoria solar.

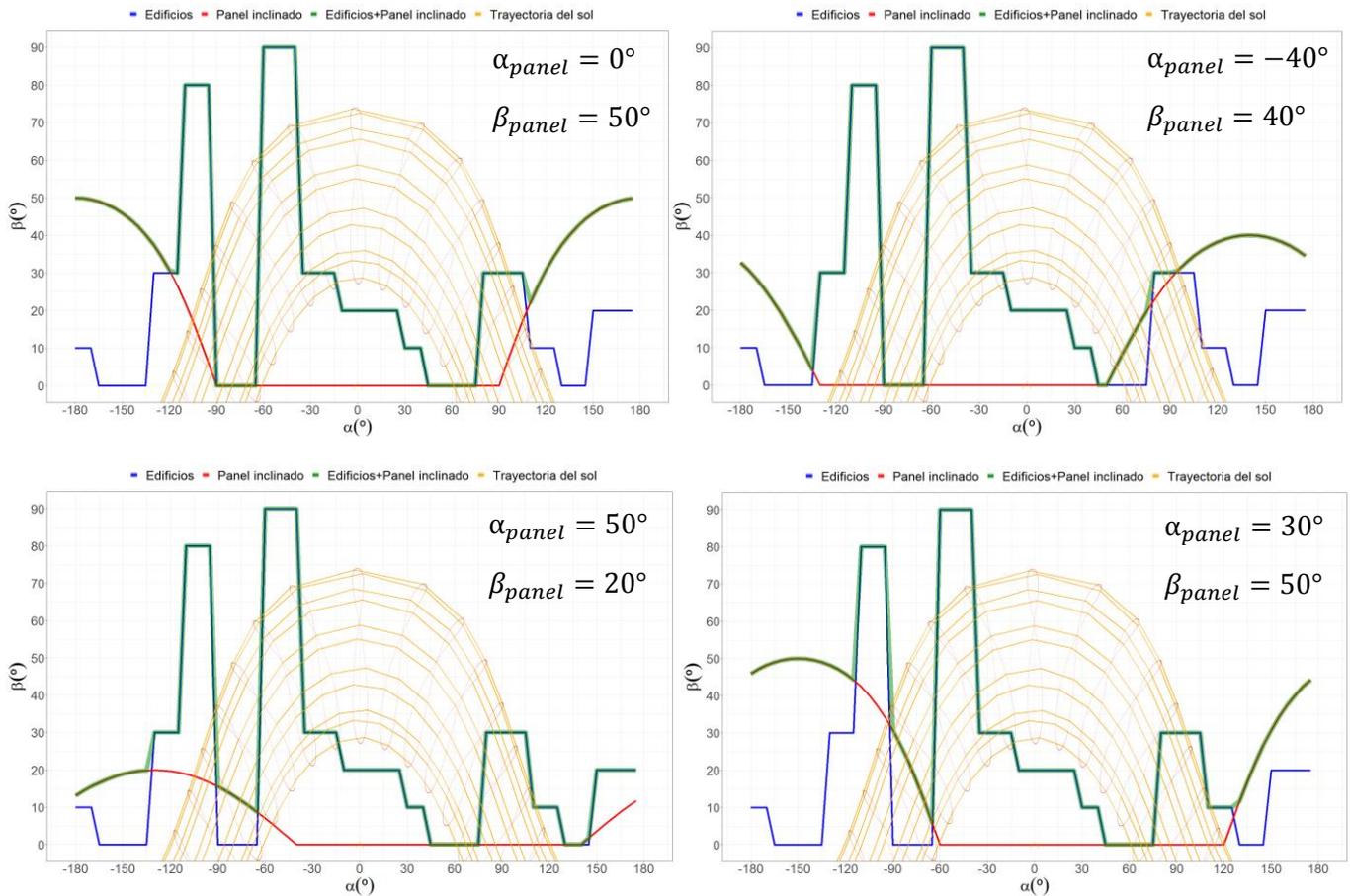


Figura 32. Vector de sombras combinando edificios y el efecto del panel inclinado para diferentes valores de orientación e inclinación de panel

### 5.2.3. Cálculo de los factores de pérdidas por sombras de la radiación directa

Las sombras consideradas sobre el campo de paneles serán aquellas causadas por los edificios y obstáculos adyacentes a la cubierta de estudio, no se evaluará el efecto de auto sombreado entre filas de paneles ya que el modelo calcula la generación de la instalación de forma teórica sin incidir en modelos comerciales y dimensiones de los mismos y cómo las sombras afectan al funcionamiento eléctrico interno de los módulos.

La radiación solar directa incidirá en el panel siempre y cuando ésta no sea obstaculizada por los edificios circundantes. Por tanto, el factor de pérdidas por sombras de radiación directa será un término binario (0 ó 1), que anulará aquellas radiaciones en las que la altura solar del sol sea menor que la elevación del vector de obstáculos obtenido en el apartado anterior.

Para ello primero, en R se extraen las posiciones horarias a lo largo del año del sol (elevación solar  $ALS$  y acimut solar  $AzS$ ) de los resultados obtenidos con la función “calcSol”, comentada en el apartado 5.1.2. Se tendrá un vector de 8760 filas en el cual cada hora del año tendrá asociada un valor de acimut y elevación solar. A continuación, se busca para ese mismo acimut la elevación que le corresponde en el vector de sombras  $\beta_{sombras}(\alpha)$ . En aquellos casos en los que el acimut solar sea un valor intermedio que quede entre dos puntos del vector de edificios, se realiza una interpolación lineal de las elevaciones de este último y se compara su valor con el valor de la elevación del sol, anulando las radiaciones en las que el sol quede oculto por el perfil de obstáculos.

El resultado es un vector en el que cada hora del año tiene asociada un factor de pérdidas por sombras de la radiación directa ( $f_b$ ) de valores binarios. Este vector, dependerá de la ubicación del edificio, así como del tiempo, pues está vinculado a la posición del sol hora a hora.

$$f_b(\alpha) = \begin{cases} 0, & \text{si } ALS(\alpha) < \beta_{sombras}(\alpha) \\ 1, & \text{si } ALS(\alpha) > \beta_{sombras}(\alpha) \end{cases} \quad (\text{Ec. 12})$$

En la siguiente figura se muestran diferentes posiciones del sol a lo largo del año y sus correspondientes factores de pérdidas por sombras de la radiación directa:

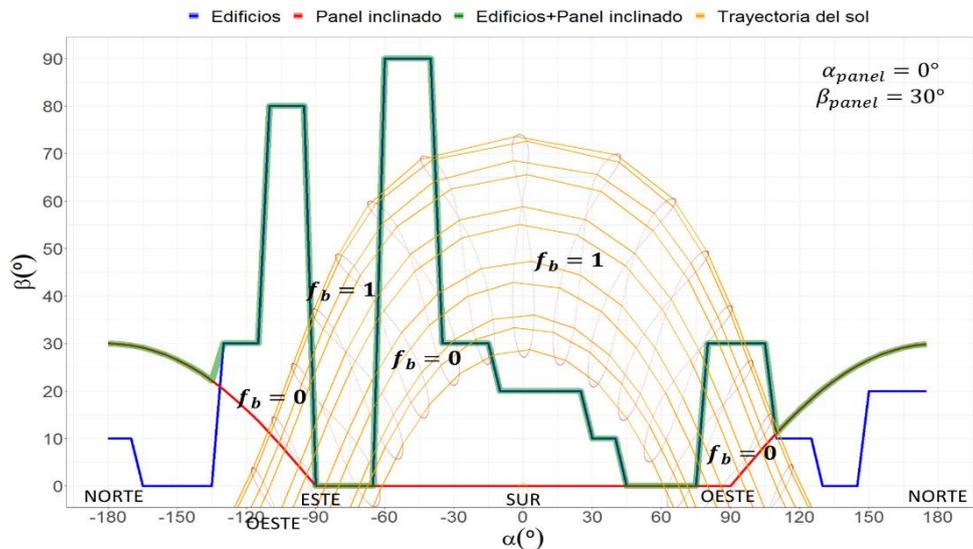


Figura 33. Obtención del factor de sombras de la radiación directa a partir del vector sombras (horizonte de edificios y efecto del panel inclinado) y las trayectorias solares.

#### 5.2.4. Cálculo del factor de pérdidas de la radiación difusa y de albedo

A diferencia de los factores por pérdidas por sombras para la radiación directa calculados en el apartado anterior, la radiación difusa tiene únicamente un factor de pérdidas por sombras ya que no depende de la posición del sol, sino únicamente de la ubicación del edificio donde está colocado el panel y los edificios de su entorno.

Bastará con calcular el sky view factor resultante del vector de sombras que considera tanto el efecto del panel inclinado como las sombras de los edificios  $\beta_{sombras}(\alpha)$ . El procedimiento de cálculo es idéntico sky view factor debido a inclinación del panel  $SVF_{tilted,calc}$ , primero se integra mediante el método del vector  $\beta_{sombras}(\alpha)$  y a continuación se aplica la ecuación anteriormente de Oke anteriormente utilizada, cuya integral queda representada en la Figura 34:

$$SVF_{tilted,calc} = 1 - \int_0^{2\pi} \text{sen}^2 \beta_{sombras}(\alpha) d\omega = 1 - \sum_{i=1}^N \frac{\alpha}{2\pi} \cdot \text{sen}^2 \beta_{sombras}(\alpha) = \quad (\text{Ec. 13})$$

$$= 1 - \sum_{i=1}^{72} \frac{5}{360} \cdot \text{sen}^2 \beta_{sombras}(\alpha)$$

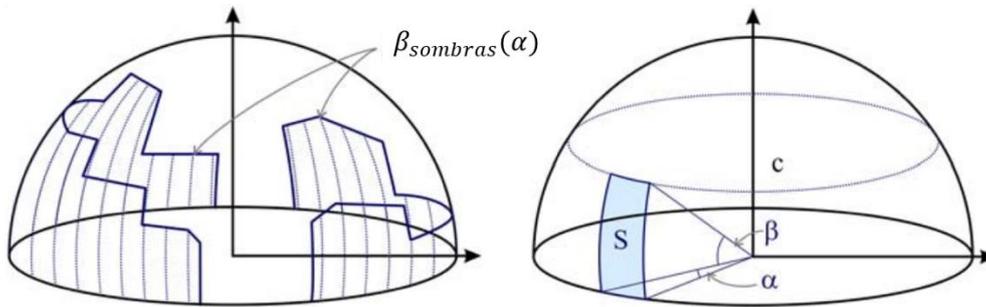


Figura 34. Representación gráfica del cálculo realizado por la integral de Oke (Ec. 13) para la obtención del sky view factor para el vector de sombras.

Para la radiación de albedo, la presencia de edificios circundantes supondrá un aumento de la componente reflejada que se calcula como el término opuesto al  $SVF$  de difusa previamente calculado:  $(1 - SVF)$ . Éste será siempre mayor o igual al que únicamente consideraba la inclinación del panel:  $\frac{1 - \cos \beta}{2}$ .

### 5.2.5. Cálculo de la radiación sobre plano inclinado considerando sombras

El último paso para integrar los diferentes factores de pérdidas calculados en los apartados previos en el código:

- Para la radiación directa multiplicar cada valor horario de irradiación efectiva (resultante de la función "calcGef"), calculado previamente en el apartado 5.1.4., por su correspondiente factor por pérdidas de sombras  $f_b$ :

$$B_{ef,sombras} = B_{ef} \cdot f_b \quad (\text{Ec 14})$$

- Para la radiación difusa se realizará una modificación en la función  $f_{nclin}$  del paquete SolaR en la que se reemplazarán en los cálculos los términos  $\frac{1 + \cos \beta}{2}$ , que sólo consideraban la inclinación del panel, por el término  $SVF$ , que ya contempla tanto los edificios como la inclinación del panel.
- Para la radiación de albedo, se reemplazará el término  $\frac{1 + \cos \beta}{2}$  por el término  $(1 - SVF)$ .

La expresión general para el cálculo de la radiación global para un panel inclinado considerando las sombras será la siguiente:

$$G_{sombros}(\alpha, \beta) = B(\alpha, \beta) + D(\alpha, \beta) + R(\alpha, \beta) = \tag{Ec. 15}$$

$$= B(0) \cdot \frac{\cos\theta_s}{\cos\theta_{zs}} \cdot f_b + D(0) \cdot SVF + G(0) \cdot \rho \cdot (1 - SVF)$$

Todos los resultados de radiación todas las componentes antes y después de considerar las sombras quedan recogidos en la matriz "frame.gef".

#### 5.2.4. Validación del modelo de sombras

Se han comparado los resultados de radiación anual para cada componente proporcionados por el modelo de sombras por edificios de R con los de SAM, ya que éste permite introducir manualmente un vector acimut-elevación de edificios dentro de la pestaña "Shading and Layout" en el área "External Shading". Se ha utilizado el mismo vector de edificios que se ha mostrado en la Figura 30, tanto en R como en SAM y se han realizado las mismas comprobaciones que en el apartado 5.1.5. de acuerdo con la Figura 35, donde se obtienen errores cuadráticos próximos a la unidad.

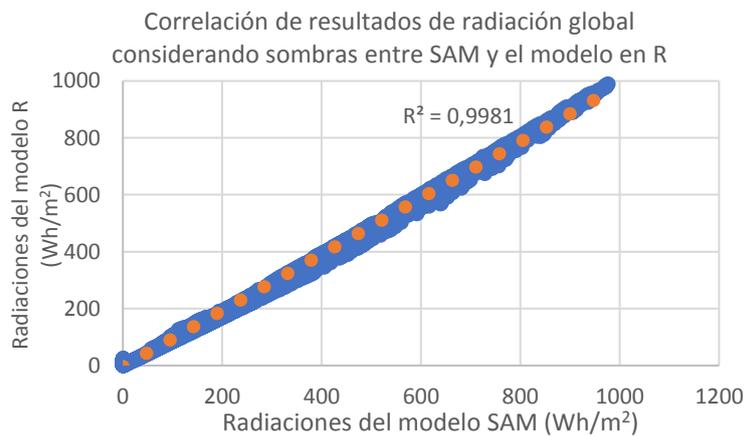


Figura 35. Correlación entre resultados de SAM y el código R de valores horarios de radiación global para un plano inclinado a 30° con sombras de edificios

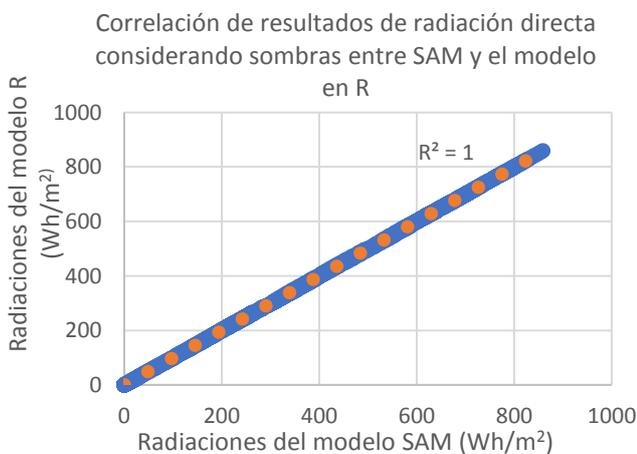


Figura 36. Correlación entre resultados de SAM y el código R de valores horarios de radiación directa para un plano inclinado a 30° con sombras de edificios

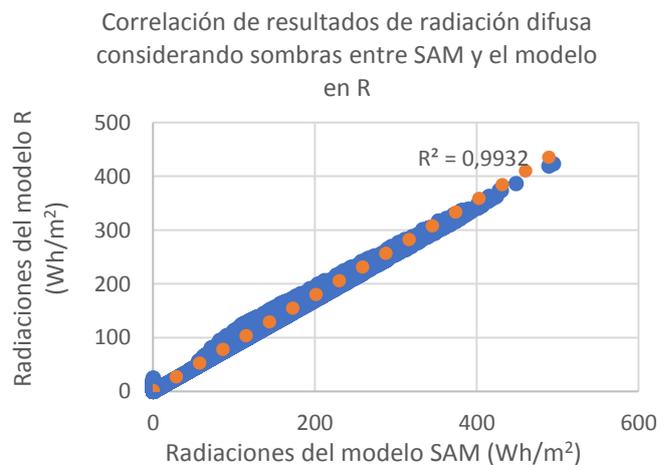


Figura 37. Correlación entre resultados de SAM y el código R de valores horarios de radiación difusa para un plano inclinado a 30° con sombras de edificios

Para los ángulos de inclinación de panel estudiados en la Figura 38 las radiaciones globales de R registran un error respecto a las de SAM en promedio del -3,12%; las radiaciones directas, un error del -0,13%; y las difusas, -8,93%, siendo estas últimas las mayores al igual que sucedía en el modelo sin sombras. Dado que el fin de este modelo es aportar una estimación aproximada de la generación se tratan de errores asumibles.

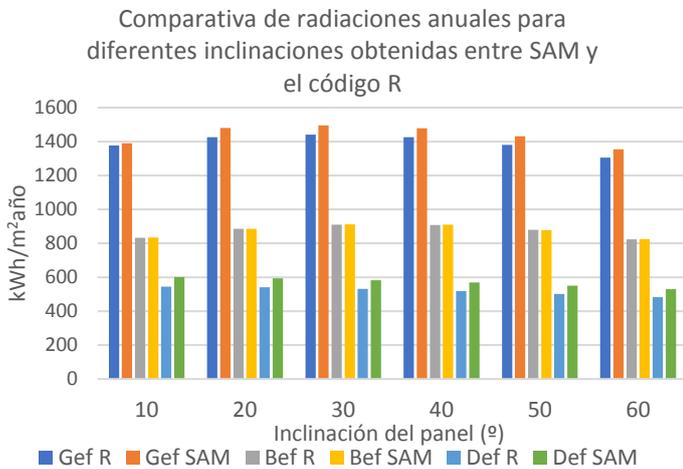


Figura 38. Comparativa de radiaciones anuales obtenidas para diferentes inclinaciones entre SAM y el código R considerando sombras de edificios

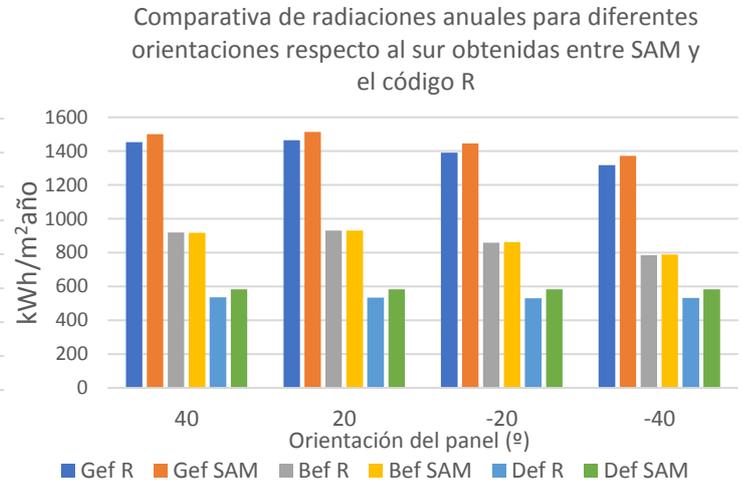


Figura 39. Comparativa de radiaciones anuales obtenidas para diferentes orientaciones entre SAM y el código R considerando sombras de edificios

### 5.3. Modelo de generación

Tras considerar las sombras en el cálculo de la radiación efectiva es posible calcular la generación por unidad de superficie. Para ello se ha implementado en el código el método de cálculo que sugiere el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE [57]. Se utilizarán valores generales, ya que existe una amplia variedad de tipologías de paneles, inversores u otros elementos propios de las instalaciones fotovoltaicas, con diferentes parámetros eléctricos y de rendimiento.

Este modelo de generación depende de los siguientes términos:

- El rendimiento del módulo fotovoltaico ( $\eta_{FV}$ ), que en condiciones estándar (1,5 AM, 1000 W/m<sup>2</sup> y 25°C) se ha considerado un valor típico de  $\eta_{FV,STC} = 15\%$  [58]. Además, hay que tener en consideración el efecto de la temperatura sobre dicho rendimiento, que viene dado por la siguiente expresión:

$$\eta_{FV} = \eta_{FV,STC} \cdot (1 + \Delta\eta \cdot (T - 25)) \quad (\text{Ec. 16})$$

Donde:

- $\Delta\eta$  es el coeficiente de temperatura asociado a la eficiencia, se asume un valor estándar de  $\Delta\eta = -0,4\%/^{\circ}\text{C}$  [59].
- $T$  es la temperatura a la que está trabajando el módulo, que depende a su vez de la temperatura ambiente ( $T_a$ ) obtenida del fichero de datos climáticos, la irradiación global ( $G_{\text{sombras}}(\alpha, \beta)$ ), calculada en el apartado anterior, y la

$$(\text{Ec. 17})$$

temperatura nominal de operación de la celda fotovoltaica ( $NOCT = 45^{\circ}\text{C}$  [57])

$$T_{cel} = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G_{sombbras}(\alpha, \beta)$$

- La eficiencia de la instalación o Performance Ratio ( $PR$ ), que contempla todas las pérdidas de la instalación fotovoltaica como pérdidas óhmicas en el cableado, pérdidas en el inversor, pérdidas por baja irradiancia, pérdidas en el conexionado de paneles u otras pérdidas (en este caso no se incluirían las pérdidas angulares, ni las pérdidas por suciedad, ni las pérdidas por temperaturas en los paneles pues ya han sido consideradas en las funciones implementadas en R). Con todo ello se asume un valor de  $PR$  del 80% [60].

El producto de las anteriores eficiencias sobre la radiación efectiva considerando sombras resulta la energía eléctrica generada por la instalación fotovoltaica para cada hora del año, todo ello expresado por unidad de superficie ( $\text{Wh}/\text{m}^2$ ).

$$E_{\text{útil}}(\text{Wh}/\text{m}^2) = \eta_{FV} \cdot PR \cdot G_{sombbras}(\alpha, \beta) \quad (\text{Ec. 18})$$

Por último, para obtener la energía útil del campo de paneles bastará con multiplicar el anterior resultado por la superficie efectiva ( $S_{\text{efectiva}}$ ) del mismo:

$$E_{\text{útil}}(\text{Wh}) = E_{\text{útil}}(\text{Wh}/\text{m}^2) \cdot S_{\text{efectiva}} \quad (\text{Ec. 19})$$

Todos los resultados horarios del modelo de generación para un año dado quedan recogidos en la matriz “frame.prod”, sobre la cual se incluirán en nuevas columnas de la matriz otras variables relacionadas con la casación de la generación con la producción, resultados económicos y ecológicos (emisiones de  $\text{CO}_2$ ).

## 5.4. Modelo económico-ecológico

El bloque económico-ecológico completa el modelo de cálculo se compone la casación de la generación fotovoltaica con la demanda del edificio, la conversión de dichos resultados energéticos en resultados económicos (ahorros y costes) y también en resultados ecológicos expresados en emisiones de  $\text{CO}_2$  evitadas. Todo ello integrado para proporcionar una evolución para un periodo de  $n$  años de los resultados anuales globales considerando variables como la degradación de los módulos fotovoltaicos, la tasa de inflación y la de descuento.

### 5.4.1. Modalidades de autoconsumo implementadas

El programa realizará los cálculos de acuerdo con las condiciones establecidas en el Real Decreto 244/2019, también detalladas en la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo publicada por el IDAE [61].

Dado que el objeto del programa es analizar el resultado global de la rentabilidad de la instalación respecto a todo el consumo del edificio, se asumirá que éste se comporta como un único usuario o consumidor siendo, por tanto, un autoconsumo individual, de acuerdo con la terminología del Real Decreto 244/2019. Este tratamiento también se efectúa sobre edificios de carácter residencial que incorporan a múltiples consumidores, ya que no es el fin del programa

realizar los cálculos económicos a un nivel pormenorizado calculando la factura eléctrica vivienda por vivienda, sino de edificios y comunidades de vecinos enteras.

Por todo ello, se evaluarán todos los edificios para la modalidad de autoconsumo individual con excedentes conectados a red interior. En todos los casos se asumirá que se cumplen todos los requisitos necesarios para poder acogerse a compensación y únicamente se tendrá en cuenta la potencia instalada para discernir si la instalación queda acogida a compensación o no, aspecto que repercutirá en el precio de venta de la energía excedentaria, así como en la posibilidad de pagar ciertos impuestos. En coherencia con todo lo anteriormente expuesto, las modalidades que considera el programa son dos:

- Autoconsumo con excedentes acogido a compensación para potencias de hasta 100 kW. Se asumirá un precio constante de compensación de 46,58400691 €/MWh, valor medio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificado obtenido en el periodo comprendido entre el 1/04/2019 (primera fecha con datos) y el 27/11/2019 procedente de REE [62].
- Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación para potencias mayores que 100 kW. En estos casos el productor debe darse de alta como productor de energías renovables y, generalmente firmará un contrato como productor de energías renovables, de modo que la energía excedentaria será vendida en el mercado eléctrico. Se ha utilizado el promedio del precio de la energía en el mercado diario en 2018 (57,29 €/MWh [63]), y aplicándose el Impuesto de Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) del 7% [61] y un peaje de generación de 0,5€/MWh [64].

#### 5.4.2. Definición de la curva de demanda

Tras el cálculo la energía eléctrica útil generada en la cubierta del edificio estudiado, ésta se comparará hora a hora con la curva demanda eléctrica del edificio, de forma que se podrá determinar la energía eléctrica que realmente se ahorrará de consumir de la red y la energía excedentaria (si procede) que se compensaría con el fin de obtener en términos económicos los ahorros y la rentabilidad de la instalación para cada modalidad de autoconsumo. En las horas en las que la generación fotovoltaica coincida con el consumo del edificio y sea suficiente no será necesario recibir de la red energía, por lo que toda la energía consumida procederá íntegramente de la instalación fotovoltaica y, en caso de ser superior que el consumo, toda esta energía excedentaria se inyectará a la red.

En las horas en las que la energía generada por la instalación fotovoltaica sea insuficiente para cubrir todo el consumo se recurrirá a comprar energía de la red.

Autoconsumo individual con excedentes y con compensación, conectada a red interior. Esta configuración es propia de aquellas edificaciones que únicamente tienen un único consumidor, el cual podrá verter a la red los excedentes que serán compensados al final del periodo de facturación.

Al finalizar el periodo de facturación, generalmente de carácter mensual, la energía inyectada a la red y la suministrada por esta quedarán registradas en un contador bidireccional, con el cual la comercializadora llevará a cabo la facturación: la energía comprada de la red tendrá un precio que será el PVP o el acordado con la comercializadora, mientras que la energía inyectada como excedente tendrá un precio de mercado de mercado menos los desvíos o un precio pactado con la comercializadora (al que habrá que añadir otras obligaciones tributarias como el Impuesto

sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica y el peaje de generación. En cualquier caso, el coste descontado por compensación no puede ser superior al de la facturación de energía consumida.

Primeramente, se deberá definir la curva de demanda del edificio. Para ello es necesario establecer el perfil de demanda horario y el consumo energético anual, los cuales dependerán fundamentalmente de la tipología de edificio que se esté estudiando.

#### 5.4.2.1. Perfil de demanda

El perfil de demanda determina la distribución horaria del consumo eléctrico, aspecto especialmente relevante en generación fotovoltaica, que generalmente no suele coincidir perfectamente con la demanda determinada por los hábitos y horarios de los usuarios. Por ello, consumos centrados en las horas centrales del día obtendrán mayores ahorros y una mayor cobertura renovable que los perfiles cuyos picos de demanda estén situados en las primeras y últimas horas del día, que es cuando el recurso solar es escaso o nulo. El uso de sistemas de acumulación permitiría atenuar estas diferencias, aunque no se ha implementado en este trabajo, dados los altos costes que conlleva.

Atendiendo a la clasificación de tipologías de edificios que se ha propuesto en el apartado 2.4 en función de sus usos y consumos, cada uno de ellos tendrá un perfil horario con un comportamiento diferente.

Dado que no se tienen disponibles datos ni estadísticas representativas sobre las curvas de demanda de los edificios, se ha recurrido a las curvas de que proporciona REE en el BOE del 28/12/2017 [65]. Dichas curvas horarias están normalizadas de modo que la suma de los 8760 valores horarios que las componen resulta la unidad.

- Para los edificios residenciales, tanto de viviendas unifamiliares como edificios de varias plantas, se ha considerado perfil de demanda eléctrica  $P^a$  de REE asociado a consumidores con peaje de acceso 2.0A y 2.1A y equipos de medida de un solo periodo. Como se puede apreciar en la Figura 40, se tienen dos picos de consumo a lo largo del día, siendo el de mayor intensidad el de las últimas horas de la noche. Por simplificación en los cálculos, en los edificios de varias plantas se asume que todos los inmuebles tienen el mismo perfil, incluidos los comercios y oficinas, que tienden a ser menor cantidad frente al número de viviendas. Por consiguiente, la curva de demanda total del edificio tendrá exactamente la misma forma que la normalizada.

Perfil de demanda eléctrica Tipo A normalizada (REE)

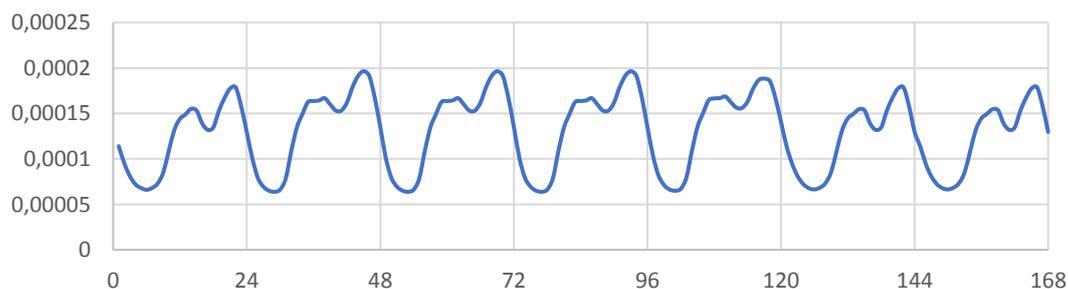


Figura 40. Perfil de demanda eléctrica tipo A, para viviendas unifamiliares y edificios residenciales. Fuente: REE [65]

- Para edificios exclusivamente comerciales, se ha considerado el perfil de demanda P<sup>c</sup> de REE peaje de acceso 3.0A y 3.1A con medida en baja tensión y registro en 6 periodos. A diferencia de la curva propia para edificios residenciales, la curva de edificios comerciales registra mayores picos de consumo por la mañana, que es cuando mayor actividad económica por lo general tienen. En este tipo de curva los fines de semana y festivos su actividad económica disminuye.

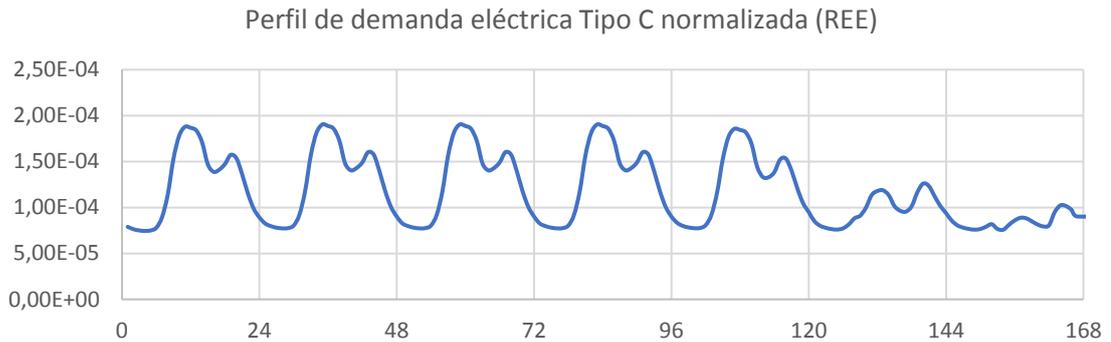


Figura 41. Perfil de demanda eléctrica tipo A, para edificios exclusivamente comerciales. Fuente: REE [65]

- Para edificios exclusivamente público se ha empleado para todos los casos la curva demanda propia del centro de innovación de Las Naves de Valencia, entidad pública dependiente del Ayuntamiento de Valencia con una importante carga de consumo en las horas centrales del día, comportamiento que se puede aproximar al que podrían tener otros edificios públicos como oficinas, centros educativos, culturales, bibliotecas. Se ha normalizado la curva dividiendo el consumo anual de Las Naves (319.990 kWh/año) entre el consumo asociado a cada hora, con ello se podrá utilizar para otros edificios que consuman diferente cantidad de energía al año.



Figura 42. Perfil de demanda eléctrica tipo P, para edificios exclusivamente públicos. Fuente: Las Naves [29]

El usuario, en la parte inicial del código donde se definen los parámetros de entrada, deberá asignar a la variable "curva\_demanda" con una letra "A" (viviendas unifamiliares y edificios residenciales), "C" (edificios comerciales) o "P" (edificios públicos) para que el programa lea del fichero "demanda.csv" la curva anual de demanda sobre la cual operar.

#### 5.4.2.2. Cantidad de energía anual demanda

La energía consumida dependerá de la tipología de edificio estudiado. Para poder cuantificarla de forma genérica se ha hecho uso de índices o ratios mediante información bibliográfica:

- Para viviendas unifamiliares el consumo eléctrico anual por vivienda que se ha utilizado en los cálculos es de 4000kWh, demanda típica en el ámbito mediterráneo de acuerdo con el “Proyecto SECH-SPAHOUSEC” [6] donde se estimaba que la electricidad representa el 28,4% del consumo total anual de energía para este tipo de edificio cuantificado en 13250 kWh. Para este tipo de edificios se ha contemplado la posibilidad de que puedan existir dos viviendas si así lo indica en el catastro. La expresión genérica de cálculo de energía en caso de que existieran varias residencias en un mismo edificio sería la siguiente:

$$Demanda\ anual\ \left(\frac{kWh}{año}\right) = n_{viv} \cdot 4000 \left(\frac{kWh}{m^2 \cdot año}\right) \quad (Ec. 20)$$

- Para viviendas en bloque el consumo eléctrico anual introducido en el programa será de 3500 kWh por vivienda. De forma análoga, dicho consumo también se ha extraído del Informe SPAHOUSEC [6] para viviendas de la región mediterránea, cuyo consumo total anual por vivienda se estima en 6139 kWh, representando el consumo eléctrico un 54,9%.
  - También contemplará el programa la demanda energética todos aquellos inmuebles de carácter comercial, contabilizando el área útil de cada uno de ellos, de forma que la suma total de las áreas de todos ellos será multiplicada por la ratio de demanda energética anual de 300 kWh/año·m<sup>2</sup>, valor indicado para comercios en el anuario fotovoltaico de 2019 publicado por Anpier [10].
  - Del mismo modo, se contabilizarán los inmuebles con uso de oficinas y mediante la suma del área útil de cada uno de ellos y la ratio 137,75 kWh/m<sup>2</sup>año [12], que se expone en el punto de edificios públicos.

La demanda eléctrica anual se estimará mediante la siguiente expresión que queda en función del número de viviendas ( $n_{viv}$ ), la superficie de comercios ( $S_{com}$ ) y la superficie de oficinas ( $S_{of}$ ):

$$Demanda\ anual\ \left(\frac{kWh}{año}\right) = n_{viv} \cdot 3500 \left(\frac{kWh}{viv \cdot año}\right) + 300 \left(\frac{kWh}{m^2 \cdot año}\right) \cdot S_{com}(m^2) + 137,75 \left(\frac{kWh}{m^2 \cdot año}\right) \cdot S_{of}(m^2) \quad (Ec. 21)$$

- Para los edificios de uso único comercial, como son el caso de grandes supermercados, centros y parques comerciales precisan de grandes consumos eléctricos para la climatización, iluminación, refrigeración, entre otros usos, en términos generales el programa empleará la misma ratio de consumo eléctrico que en los locales comerciales integrados en edificios residenciales, esto es, 300 kWh/m<sup>2</sup> [10], que se multiplicarán al área útil del local.
- Para los edificios cuyo uso único es de carácter público el programa trabaja con ratios de consumo eléctrico anual normalizados a la superficie. Dada la amplia variedad de usos se recomienda personalizar dicho parámetro en función del edificio estudiado. Para los casos de estudio del presente trabajo se han empleado las siguientes ratios o consumos anuales:
  1. Centro de oficinas: 137,75 kWh/m<sup>2</sup>año, valor procedente de “Guía sobre empresas de servicios energéticos (ESE)” [12], en la cual se expone que el 95% del consumo total (145 kWh/m<sup>2</sup>año [66]) es eléctrico.

2. Casa del alumno de la UPV: 390.122 kWh/año, consumo del 2018 publicado en su propia página web [67].
3. Museo de arte: 112 kWh/m<sup>2</sup>año, asociado a la mediana del consumo eléctrico de centros culturales de acuerdo con la publicación “El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia. Hoja de Ruta Madrid 2030” [12].
4. Aulario de un colegio: 15,2 kWh/m<sup>2</sup>año, índice eléctrico de referencia en centros docentes según el “Manual de Eficiencia Energética en Centros Docentes” [68], que coincide con la mediana de consumo que refleja “El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia. Hoja de Ruta Madrid 2030” [69].
5. Centro de innovación las Naves, cuyo consumo eléctrico ha sido facilitado por el propio centro, y también utilizado por otros estudios como el estudio ProSumE [29] siendo de 319.990 kWh/año.

Tabla 2. Resumen de ratios de consumos eléctricos anuales implementados en el código

Vivienda unifamiliar	Vivienda en bloque	Locales y edificios comerciales	Locales de oficinas	Otros usos
4.000 kWh/viv	3.500 kWh/viv	300 kWh/m <sup>2</sup>	137,25 kWh/m <sup>2</sup>	Introducir manualmente

Cabe señalar que, aprovechando que la función *getSkyline* realiza una lectura de los datos catastrales de cada edificio estudiado, es posible obtener automáticamente utilizando la función *getViviendas*, toda la información relativa a los inmuebles que éste contiene, tal y como se muestra en la Tabla 2. La información de interés para cuantificar los consumos, especialmente en edificios residenciales también disponen de comercios y oficinas, será el uso al que se destina cada inmueble, y su superficie de uso.

La curva de demanda final utilizada en las simulaciones es el resultado de multiplicar cada componente horario de dicho perfil por la energía demandada anual del edificio.

$$Demanda (kWh) = Consumo_{sinFV} (kWh) = Perfil \cdot Demanda\ anual (kWh) \quad (Ec. 22)$$

#### 5.4.2.3. Tarifas eléctricas

Para cuantificar los costes de la energía eléctrica consumida será necesario multiplicar el precio de la energía en cada hora por su correspondiente precio en cada hora del año.

El modelo emplea por defecto las siguientes facturas para la energía eléctrica consumida, cuyo precio horario se encuentra almacenado dentro del fichero “consumo.csv” que también almacena los perfiles de carga. La aplicación de una factura u otra depende del tipo de edificio y la potencia contratada:

- Para viviendas unifamiliares y edificios residenciales se ha considerado que todos los consumidores, independientemente de si se trata de viviendas o comercios, han firmado un contrato de suministro con:
  - Una comercializadora de referencia, que son aquellas capaces de ofrecer tarifas reguladas por el Gobierno, si la potencia contratada es no superior a 10 kW. Por tanto, se comprará para tarifas 2.0A la energía a precio PVPC. Se ha tomado la serie de precios horarios de 2018 del término de facturación de energía activa del PVPC publicado por REE [70], cuyo precio medio resulta 0,12335 €/kWh.
  - En casos en los que la potencia contratada supere los 10 kW e inferior a 15 kW, se aplicará la tarifa 2.1A con precios acordados con una comercializadora. En

este caso se ha utilizado el Plan Estable de Iberdrola [71], cuyo precio medio es 0,15824 €/kWh.

- Para edificios exclusivamente comerciales y edificios públicos, dado que generalmente su demanda energética es elevada requiriendo potencias superiores a 15 kW, se aplicará la tarifa 3.0A (para potencias de hasta 450 kW y siempre en Baja Tensión). Para caso se considera que el usuario tiene un contrato Plan 3.0 suministrada por Iberdrola [72], en la que los precios se clasifican por periodos, tal y como muestra la Tabla 3.

Tabla 3. Términos de energía del Plan 3.0 de Iberdrola. Fuente: Iberdrola Clientes [72]

Punta	Llano	Valle
0,120861 €/kWh	0,103177 €/kWh	0,076132 €/kWh



Figura 43. Distribución de las horas punta, llano y valle de la tarifa 3.0 de Iberdrola. Fuente: Iberdrola Clientes [72]

Por otro lado, el precio de la energía excedentaria vertida a red se valora de acuerdo con el artículo 14 del RD 244/2019 [2] al precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario para una hora menos el coste de los desvíos definidos en los artículos 10 y 11 del RD 216/2014. Por tanto, dado que la compensación en 2019 no se había sido implementada por las comercializadoras, se ha asumido que todos los consumidores, independientemente del tipo de edificio, tendrán un contrato de suministro de PVPC con una comercializadora de referencia y que éstos estarán acogidos al mecanismo de compensación simplificada. Dicho precio también ha sido extraído del promedio de los datos disponibles (desde el 1/04/2019, fecha de las primeras publicaciones, hasta 27/11/2019) de los precios horarios la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada publicados por REE, resultando 0,04658400691 €/kWh [62].

#### 5.4.3. Casación de la generación con la demanda

En las horas en las que la generación fotovoltaica coincida con el consumo del edificio y sea suficiente no será necesario recibir de la red energía, por lo que toda la energía consumida procederá íntegramente de la instalación fotovoltaica y, en caso de ser superior que el consumo, toda esta energía excedentaria se inyectará a la red.

$$Exportación (kWh) = \begin{cases} 0, & E_{\text{útil}} < Demanda \\ E_{\text{útil}} - Demanda, & E_{\text{útil}} > Demanda \end{cases} \quad (\text{Ec. 23})$$

En las horas en las que la energía generada por la instalación fotovoltaica sea insuficiente para cubrir todo el consumo se recurrirá a comprar energía de la red.

$$Consumo_{conFV} (kWh) = \begin{cases} Demanda - E_{\acute{u}til}, & E_{\acute{u}til} < Demanda \\ 0, & E_{\acute{u}til} > Demanda \end{cases} \quad (\text{Ec. 24})$$

El ahorro de energía consumida de red disponiendo de generación fotovoltaica, se extrae directamente de la diferencia de la energía demandada total y el consumo que procede de la red:

$$Ahorro (kWh) = Demanda - Consumo_{conFV} \quad (\text{Ec. 25})$$

$$Porcentaje \text{ de ahorro } (\%) = 100 \cdot \frac{Ahorro}{Demanda} \quad (\text{Ec. 26})$$

Cada una de las anteriores variables queda almacenada en una columna la matriz "frame.prod" y serán utilizadas a continuación para calcular el resto de variables económicas.

#### 5.4.4. Costes de la factura eléctrica

Se asume que el consumidor no cambia de potencia contratada tras disponer de la instalación fotovoltaica, por lo que únicamente varía el término variable de la factura eléctrica.

El coste que implicaría consumir toda la demanda mediante la energía de la red se obtiene del producto del precio horario de la factura eléctrica por la energía consumida para dicha hora:

$$Coste_{sinFV} (\text{€}) = Precio(\text{€/kWh}) \cdot Demanda(kWh) \quad (\text{Ec. 27})$$

El coste de la factura eléctrica disponiendo de generación fotovoltaica:

$$Coste_{conFV} (\text{€}) = Precio(\text{€/kWh}) \cdot Consumo_{conFV}(kWh) \quad (\text{Ec. 28})$$

De acuerdo con los excedentes vertidos a red serán compensados al final del periodo de facturación, que generalmente de carácter mensual. La energía inyectada a la red y la suministrada por esta quedarán registradas en un contador bidireccional, con el cual la comercializadora llevará a cabo la facturación: la energía comprada de la red tendrá un precio que será el PVPC o el acordado con la comercializadora, mientras que la energía inyectada como excedente tendrá un precio de mercado de mercado menos los desvíos o un precio pactado con la comercializadora (al que habrá que añadir otras obligaciones tributarias como el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica y el peaje de generación).

En cualquier caso, el coste descontado por compensación no puede ser superior al de la facturación de energía consumida. Por lo que el programa tomará la suma de los valores horarios correspondientes a cada mes de la compensación y también los de la factura eléctrica, para a continuación compararlos y comprobar que la compensación nunca supere el coste de la factura.

$$Compensación_{mes j}(\text{€}) = \sum_h^{horas \text{ mes } j} Compensación_{mes j}(\text{€}) \quad (\text{Ec. 29})$$

$$Compensación_{mes j}(\text{€}) = \begin{cases} Coste_{conFV,mes j}, & Coste_{conFV,mes j} \leq Compensación_{mes j} \\ Compensación_{mes j}, & Coste_{conFV,mes j} \geq Compensación_{mes j} \end{cases} \quad (\text{Ec. 30})$$

#### 5.4.5. Predimensionamiento de la instalación

La potencia del campo de paneles admisible en la cubierta del edificio de estudio se obtiene a partir de la superficie de cubierta efectiva que representa. La superficie total de cubierta se extrae de los datos catastrales a partir de la función *getSkyline*. Ésta no podrá ser totalmente aprovechable por el campo de paneles, ya que hay que considerar la presencia de chimeneas, parapetos que generen sombras, equipos de climatización, áreas con otros usos, o limitaciones de colocación de paneles debidos a orientación u espacio disponible. Por tanto, para considerar este aspecto, se define la superficie efectiva como resultado de minorar un 30% la superficie total. La cuantificación de dicha reducción se ha estimado a partir de las cubiertas de la muestra de edificios estudiada mediante la herramienta Google Maps.

Por último, la potencia del campo de paneles a instalar en la cubierta se obtiene a partir de la superficie efectiva anteriormente calculada, para ello se ha tomado una ratio de conversión de 10 m<sup>2</sup>/kWp, que considera el espacio de separación entre filas de paneles que no tienen sistemas de seguimiento. Dicho valor se encuentra dentro del rango indicado por el Instituto Enerxético de Galicia (8-10 m<sup>2</sup>/kWp) [73], cercano al que presentan otras fuentes como “Autoconsumoaldetalle” de EnerAgen (7 m<sup>2</sup>/kWp) [74] y el informe de “Posibilidades de implantación de instalaciones fotovoltaicas en la industria valenciana” de Grupotech (16 m<sup>2</sup>/kWp) [75].

La ecuación 31 resume los dos factores de conversión a aplicar a la superficie de cubierta para obtener la potencia del campo de paneles.

$$\text{Superficie total de cubierta (m}^2\text{)} \xrightarrow{\cdot 0,7} \text{Superficie Efectiva (m}^2\text{)} \xrightarrow{\frac{1 \text{ kWp}}{10 \text{ m}^2}} \text{Potencia FV instalada (kWp)} \quad (\text{Ec. 31})$$

La potencia instalada tendrá un doble efecto sobre el balance económico: Por un lado, determina la producción de energía eléctrica de la instalación (en los cálculos de la energía eléctrica generada se obtiene al multiplicar la generación horaria en kWh/m<sup>2</sup> por la superficie efectiva, estrechamente relacionada a la potencia instalada), que influye directamente en los ahorros de la factura eléctrica. Y, por otro lado, determina los costes de instalación que representará la inversión inicial. También afectará a los costes por operación y mantenimiento que se computan de forma anual, pues a mayor cantidad de módulos más necesidades de mantenimiento requerirán.

#### 5.4.6. Costes

Los costes que contempla el programa son los siguientes:

- Inversión inicial de la instalación, consistente en el coste de instalación, que incluye tanto los paneles, inversores y el todo el material eléctrico necesario, la mano de obra, procedimientos administrativos y la puesta en marcha. Dependerá principalmente de la potencia instalada, por tanto, se han definido diferentes rangos de potencias que tendrán un coste distinto asociado. Los valores de dichos costes han sido extraídos del artículo “Evaluating the Effect of Financing Costs on PV Grid Parity by Applying a Probabilistic Methodology” [76] y han sido contrastados y se aproximan a los que proporciona Grupotech [75], el “Manual Técnico de Autoconsumo” de EFICAM [77] y los costes de referencia sugeridos por el IVACE [78].

Tabla 4. Costes unitarios de potencia instalada en función del rango de potencia total del campo de paneles.

Rango de potencia instalada (kW)	Coste total de la instalación (€/Wp)
$P < 10$	2
$10 \leq P < 50$	1,2
$50 \leq P < 100$	1
$100 \leq P < 1000$	0,8
$P > 1000$	0,7

- Se ha asumido unos costes de operación y mantenimiento anuales de 9,35€/kWp·año, quedando en función de la potencia del campo de paneles instalada. El valor de dicho coste corresponde al precio promedio en Europa para un sistema de estructura fija, extraído del informe de “BloombergNEF Trends in PV O&M pricing” [79].
- Para el caso de pertenecer a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogido a compensación (cuando la potencia es mayor o igual que 100 kW), se aplicará, de acuerdo con la “Guía Profesional del Autoconsumo” del IDAE [61], el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) del 7%, así como un peaje de generación de 0,5€/MWh sobre la energía inyectada a red.

#### 5.4.7. Parámetros que influyen en las simulaciones anuales

- Degradación de los módulos fotovoltaicos. Tiene como efecto la disminución notoria de la capacidad de producción de energía, con lo que decrecen de forma sostenida los ahorros con el paso del tiempo afectando al retorno de la inversión. Ésta depende fundamentalmente de los factores ambientales (humedad, temperatura, polvo, radiación, viento, etc) y el tipo de material empleado. De acuerdo con “Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos” [80], junto con la recopilación de valores llevada a cabo por NREL en “Photovoltaic Degradation Rates: An Analytical Review” [81], se observó que para climas mediterráneos la degradación anual para la tecnología Si cristalino oscilaba en valores comprendidos entre 0,4% y 3,5%. En todas las simulaciones se utilizará un valor intermedio del 2%.
- Tasa de Inflación. Se ha tomado un valor de inflación de 1,3%, resultado del promedio de los valores anuales correspondientes al periodo 2010-2018 [82], tal y como refleja la Figura 44. El programa dispone de dos variables de inflación separadas: una para el precio de la energía eléctrica comprada y otra para la compensación. No obstante, con el fin de reducir la cantidad de variables que interfieren en las simulaciones se ha asignado el valor de la inflación general de 1,3% a ambas variables.

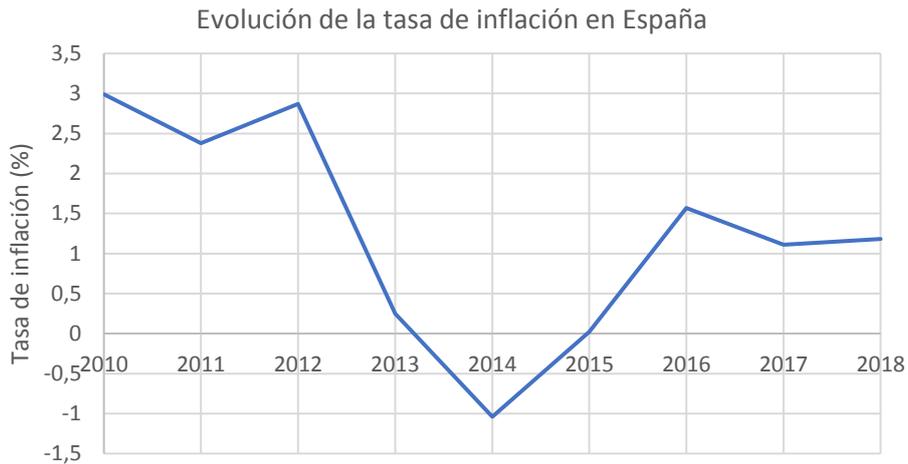


Figura 44. Evolución de la tasa de inflación en España en el periodo 2010-2018. Fuente: inflation.eu [82]

- Tasa de descuento. Indicador financiero que permitirá determinar el valor de un capital futuro y comprobar la rentabilidad del proyecto. A diferencia de la tasa de interés, que incrementa la cantidad presente para conocer los ingresos futuros, la tasa de descuento reduce el flujo de caja o ingreso esperado de un año futuro para actualizarlo al presente. representa el coste de oportunidad de la inversión cometida por ejecutar la instalación fotovoltaica, esto es, la cantidad de ingresos anuales que se dejaría de percibir en el caso realizar otro proyecto de inversión con dicha rentabilidad. Se ha tomado como tasa de descuento un 7,04%, propuesta por la CMNC [83] para el periodo de 2020 y 2025.

#### 5.4.8. Cálculo de las simulaciones para n años

Tras la obtención en la simulación de los resultados energéticos y económicos de cada variable para cada una de las horas del año  $i$ , éstos quedan recogidos en la matriz "frame.prod", donde cada variable tiene asociada una columna con sus 8760 valores horarios. A continuación, el programa almacena la suma de los valores horarios de cada variable de interés y los almacena en una nueva matriz "frame.resultados", recogiendo así el resultado global de cada uno de los años que se simulen.

De este modo, será posible observar la evolución para los  $n=25$  años de simulación del rendimiento de la instalación en términos energéticos, económicos y ambientales (emisiones de  $CO_2$ ).

##### 5.4.8.1. Cálculos energéticos para n años

En términos energéticos la matriz "frame.resultados", proporciona para cada año  $i$ :

- La energía útil producida por la instalación en dicho año:

$$E_{\text{útil},i} = \sum_{h=1}^{8760} E_{\text{útil},i}(h) \text{ (kWh)} \quad (\text{Ec. 32})$$

- La energía eléctrica que demanda el edificio, que es el consumo de red que habría antes de ejecutar la instalación fotovoltaica:

$$(\text{Ec. 33})$$

$$Consumo_{sinFV,i} = \sum_{h=1}^{8760} Consumo_{sinFV,i}(h) \text{ (kWh)}$$

- La energía demanda el edificio a la red con la instalación fotovoltaica:

$$Consumo_{conFV,i} = \sum_{h=1}^{8760} Consumo_{conFV,i}(h) \text{ (kWh)} \quad (\text{Ec. 34})$$

- La energía exportada a la red o excedentes:

$$Exportación_i = \sum_{h=1}^{8760} Exportación_i(h) \text{ (kWh)} \quad (\text{Ec. 35})$$

- El ahorro de consumo eléctrico procedente de la red por tener generación fotovoltaica, dicho ahorro eléctrico también puede entenderse como la energía útil que genera la instalación y va destinada instantáneamente a cubrir la demanda eléctrica del edificio:

$$Ahorro consumo_i = Consumo_{sinFV,i} - Consumo_{conFV,i} \text{ (kWh)} \quad (\text{Ec. 36})$$

$$E_{\text{útil}_i} = Ahorro Consumo_i + Exportación_i \text{ (kWh)} \quad (\text{Ec. 37})$$

- La proporción de energía eléctrica cubierta por generación fotovoltaica:

$$Porcentaje ahorro consumo_i = Cobertura Renovable_i = \frac{Ahorro consumo_i}{Consumo_{sinFV,i}} \cdot 100 \text{ (\%)} \quad (\text{Ec. 38})$$

Se mostrará en el bloque 7 (Figura 61, Figura 89, Figura 112 y Figura 133) de casos de estudio la evolución en 25 años de las variables energéticas anteriormente expuestas. Principalmente se podrá apreciar el efecto de la degradación de los paneles que merma la energía fotovoltaica generada, y como consecuencia, se reduce la exportación y el ahorro de consumo de red.

#### 5.4.8.2. Cálculos económicos para n años

De forma análoga, la matriz “frame.resultados” incluye los cálculos económicos para el año i:

- El coste de la factura eléctrica si se cubriera toda la demanda con energía de la red:

$$Coste_{sinFV,i} = (1 + inflación)^i \cdot \sum_{h=1}^{8760} Coste_{sinFV,i}(h) \text{ (€)} \quad (\text{Ec. 39})$$

- El coste de la factura eléctrica de aquella energía que se demanda que no cubierta por la generación fotovoltaica:

$$Coste_{conFV,i} = (1 + inflación)^i \cdot \sum_{h=1}^{8760} Coste_{conFV,i}(h) \text{ (€)} \quad (\text{Ec. 40})$$

- El coste anual de la operación y mantenimiento de la instalación, que dependía directamente de la potencia instalada:

$$Coste_{OM,i}(\text{€}) = (1 + \text{inflación})^i \cdot Coste_{OM,i}(\text{€/Wp}) * P(W_p) \quad (\text{Ec.41})$$

- Los ingresos por compensación de la energía exportada será la suma de las compensaciones de cada mes de facturación:

$$Compensación_i = (1 + \text{inflación})^i \cdot \sum_{j=1}^{12} Compensación_{mes j} (\text{€}) \quad (\text{Ec. 42})$$

- El ahorro de la factura eléctrica por reemplazar parte de la energía que se demandaba de la red por energía fotovoltaica:

$$Ahorro\ coste_i = Coste_{sinFV,i} - Coste_{conFV,i} (\text{€}) \quad (\text{Ec. 43})$$

- El ahorro total o flujo de caja tras considerar los ahorros de la factura eléctrica, los ingresos por compensa la energía inyectada a red y restar los costes que implica la operación y mantenimiento.

$$Ahorro\ total_i = Ahorro\ coste_i + Compensación_i - Coste_{OM,i} (\text{€}) \quad (\text{Ec. 44})$$

- El porcentaje de ahorro de la factura con la instalación fotovoltaica considerando que inicialmente toda la demanda eléctrica era cubierta por energía de la red.

$$Porcentaje\ ahorro\ coste_i = \frac{Ahorro\ total_i}{Coste_{sinFV,i}} \cdot 100 (\%) \quad (\text{Ec. 45})$$

En el bloque 7 de análisis de diferentes casos de estudio se mostrará la evolución de las anteriores variables con el tiempo (Figura 65, Figura 91, Figura 114 y Figura 135), donde se apreciará las implicaciones económicas del efecto de la degradación de los paneles, que provocará una merma en la generación que terminará repercutiendo en un mayor consumo de red y una menor compensación. A su vez, la presencia de la inflación provocará que los costes asciendan ligeramente.

#### 5.4.8.3. Cálculos ambientales para n años

Por último, se calcula la cantidad de emisiones evitadas en el año i por reemplazar el consumo de la red por generación fotovoltaica. Para ello se utiliza un factor de paso de energía eléctrica de la red a emisiones de CO<sub>2</sub> de 0,267262 kgCO<sub>2</sub>/kWh, resultado del promedio de los factores de emisión comprendidos entre 2009 y 2018 en la red peninsular, proporcionados por REE [84].

- Las emisiones que se generarían para cubrir toda la demanda del edificio a través de la red:

$$Emisiones_{sinFV,i}(\text{kg CO}_2) = 0,267262 \cdot Consumo_{sinFV,i}(\text{kg CO}_2) \quad (\text{Ec. 46})$$

- Las emisiones que se generan por consumir parte de la demanda a través de la red, teniendo también generación fotovoltaica:

$$Emisiones_{conFV,i}(\text{kg CO}_2) = 0,267262 \cdot Consumo_{conFV,i}(\text{kg CO}_2) \quad (\text{Ec. 47})$$

- El ahorro anual de emisiones al tener una instalación fotovoltaica:

$$Ahorro\ emisiones_i(\text{kg CO}_2) = Emisiones_{sinFV,i} - Emisiones_{conFV,i}(\text{kg CO}_2) \quad (\text{Ec. 48})$$

- El ahorro anual de emisiones expresado en porcentaje:

$$Ahorro\ emisiones_i = \frac{Emisiones_{conFV,i}}{Emisiones_{sinFV,i}} \cdot 100(\%) \quad (Ec. 49)$$

#### 5.4.9. Cálculo de la rentabilidad de la instalación

En este apartado se expone el procedimiento de cálculo para la rentabilidad económica y ambiental (recuperación de la huella de carbono de los equipos) de la instalación fotovoltaica.

##### 5.4.9.1. Cálculo de la rentabilidad económica

Por último, el programa calcula la rentabilidad en términos monetarios de la instalación obteniendo el valor actual neto (VAN), el cual actualiza los ahorros que se producen en los años futuros. Éste se obtiene partiendo de una inversión inicial que constituye el coste de instalación al cual habrá que agregar los flujos netos de caja (Ahorro total del año  $i$ ) actualizados al valor presente mediante la tasa de descuento ( $d$ ) y la inflación.

$$VAN = -Coste\ instalación + \sum_{i=1}^{n=25} \frac{Ahorro\ total_i \cdot (1 + inflación)^{i-1}}{(1 + d)^i} \quad (Ec. 50)$$

Asimismo, también se obtiene el periodo de retorno, consistente en el año para el cual se recupera la inversión del proyecto y comenzará a generar beneficios, se produce en el año cuando el VAN es nulo.

##### 5.4.9.2. Cálculo de la rentabilidad ambiental

Resulta de interés que el programa evalúe también el tiempo necesario para compensar, mediante el ahorro de consumo de electricidad de la red (que tiene una proporción de procedencia no renovable), las emisiones generadas en los procesos de fabricación y transporte de los equipos que conforman la instalación fotovoltaica. Cabe señalar, la complejidad de cuantificar la huella ecológica en emisiones de CO<sub>2</sub> provocada por los diferentes equipos de la instalación, pues depende del lugar de fabricación, la tecnología empleada o el uso de la instalación, por ello las consideraciones y resultados del programa constituirán una estimación bajo las hipótesis que se exponen a continuación.

De forma análoga al cálculo del VAN en términos monetarias se pueden utilizar la ecuación equivalente expresada esta vez en términos de emisiones de CO<sub>2</sub>.

$$\begin{aligned} Emisiones\ totales\ evitadas = \\ = -Emisiones\ fabricación - Emisiones\ transporte + \sum_{i=1}^{n=25} Ahorro\ emisiones_i (kg\ CO_2) \end{aligned} \quad (Ec. 51)$$

Donde para el cálculo de las emisiones por fabricación, únicamente se consideran los paneles, los cuales han sido fabricados en Europa y son monocristalinos (mono-Si). Bajo estos supuestos, según la base de datos utilizada por el programa PVsyst [85] para el cálculo de la huella ecológica de la instalación, se aplica un factor de conversión de potencia de paneles a emisiones de 932 kgCO<sub>2</sub>/kWp:

$$Emisiones\ fabricación\ (kgCO_2) = 932 \left( \frac{kgCO_2}{kWp} \right) \cdot P(kWp) \quad (Ec. 52)$$

Para las emisiones causadas por el transporte se ha recurrido a la anterior base de datos de PVsyst [85], donde para un camión de transporte se generan 0,151 kgCO<sub>2</sub>/t·km (por kilómetro recorrido y tonelada de módulos transportados). Para concretar este cálculo se ha supuesto una distancia recorrida entre la instalación ubicada en Valencia y el lugar de fabricación (supuesto en algún punto de Centroeuropa) de 3000 km. La ratio entre peso y potencia de los módulos se ha obtenido a partir de la media ponderada de la línea ULTRA de módulos monocristalinos de Atersa [86], tal y como muestra la Tabla 5.

Tabla 5. Cálculo de la relación peso/potencia a partir de los modelos ULTRA de módulos monocristalinos de Atersa.  
Fuente: Atersa [86]

Modelo	Potencia (Wp)	Peso (kg)	Peso/Potencia (kg/kWp)
A-265M	265	19,2	72,45
A-275M	275	19,2	69,82
A-315M	315	22,5	71,43
A-330M	330	22,5	68,18
		Promedio	70,47

Bajo las anteriores consideraciones las emisiones debidas a transporte en función de la potencia instalada se obtienen con la siguiente expresión:

$$Emisiones\ transporte = 0,151 \left( \frac{kgCO_2}{t \cdot km} \right) \cdot 3000 (km) \cdot 0,07047 \left( \frac{t}{kWp} \right) \cdot P(kWp) \quad (Ec. 53)$$

## 6. APLICACIÓN DEL MODELO

Tras la completa implementación en código R del modelo, es posible aplicar dicha herramienta para la obtención de resultados energéticos, económicos y de emisiones con el fin realizar un análisis integral de resultados del edificio que se desee estudiar. Este será el objeto de este bloque.

Dada la versatilidad del programa es posible cuantificar el modo en qué afecta cada variable de entrada sobre los resultados, tal y como se ilustrará en los casos de estudio.

### 6.1. Objetivos y metodología

El objeto de este bloque consiste en la aplicación directa del código sobre una muestra de edificios de diferentes tipologías y, a partir de los resultados, realizar un análisis del efecto de las sombras y el comportamiento de la generación eléctrica y rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas, si estas se ejecutaran sobre las cubiertas de dichos edificios.

Dada la extensión de edificios de la ciudad, se ha valorado el modelo tomando una muestra aleatoria de edificios de la ciudad de Valencia para cada una de las cuatro tipologías de edificios anteriormente descritas en el apartado 2.4. Dicha muestra está compuesta por:

- 5 viviendas unifamiliares.
- 10 edificios residenciales, por ser la tipología más extendida en la ciudad.
- 10 edificios exclusivamente comerciales.
- 5 edificios exclusivamente públicos.

Los resultados que se extraigan de la muestra no son representativos para toda la ciudad, para ello se deberían tomar al menos una muestra de 50 edificios de cada tipología tal y como establece el Teorema Central del Límite [87] cuando se pretenden extraer conclusiones sobre una población (los edificios de la ciudad) que podría aproximarse a infinito. No obstante, resultan suficientes para percibir una tendencia y proporcionar una visión en conjunto del potencial del código a partir de los resultados que éste suministra.

La metodología empleada consistirá en un primer lugar en la aplicación del código estándar para todos los edificios seleccionados. En base a los resultados obtenidos de todas las simulaciones se escogerá, por un lado, un edificio de cada tipología (el criterio de selección se basará en tomar aquella instalación cuyo periodo de retorno se aproxime al valor medio de dicho parámetro en la muestra asociada a los edificios de dicha tipología). Para cada una de las cuatro instalaciones seleccionadas se realizará un análisis pormenorizado de los siguientes aspectos:

1. Optimización del ángulo de orientación e inclinación de los paneles considerando el efecto de las sombras con el fin de maximizar la producción de energía eléctrica.
2. Para los ángulos óptimos de orientación de inclinación se comprobará el apropiado dimensionado de la instalación, esto es, la potencia instalada buscando el máximo VAN para 25 años.
3. Para los valores de ángulos y potencia óptimos de los apartados anteriores se analizará la viabilidad de la instalación mediante un análisis energético, económico y ecológico.

4. Por último, bajo los anteriores parámetros de entrada óptimos, se evaluará la sensibilidad de la rentabilidad de la instalación fotovoltaica de cada tipología de edificio ante diferentes escenarios financieros. De este modo se aportará una visión de la rentabilidad global ante la incertidumbre de los mercados y políticas financieras, que podrían fluctuar en el furo. Para ello, se realizará un análisis paramétrico calculado el VAN y el periodo de retorno para diferentes combinaciones de entrada de inflación y la tasa de descuento.

Por otro lado, en el bloque 8, con los resultados obtenidos de las 31 simulaciones realizadas inicialmente tratará de identificar y cuantificar las variables de entrada que afectan al periodo de retorno de la inversión.

## 6.2. Parámetros de entrada

Los valores de los parámetros de entrada que incorpora por defecto el programa han sido descritos a lo largo de del bloque de la metodología de cálculo. Gran parte de dichas variables son iguales para todas las simulaciones y únicamente se han modificado los parámetros que se indican en función del edificio que se estudie. En este apartado se resumen todos ellos:

1. Parámetros de entrada del modelo de radiación:
  - Fichero de datos climáticos EPW de EnergyPlus de Valencia.
  - Latitud de Valencia:  $39,4697^\circ$ .
  - Ángulo de orientación respecto al sur (acimut):  $\alpha = 0^\circ$ .
  - Ángulo de inclinación del panel respecto a la horizontal:  $\beta = 30^\circ$ .
  - Pérdidas por suciedad sobre la superficie de los módulos: 5%.
  - Coeficiente de albedo para el cálculo de la radiación reflejada: 0,2.
2. Parámetros de entrada del modelo de sombras:
  - Coordenadas del edificio expresadas en el sistema ESPG:25830 ETR89 /UTM zone 30N (en función del edificio de estudio).
  - Radio de alcance sobre el cual se aplica la función *getSkyline*: 200m
  - Datos LIDAR.
  - Datos catastrales.
3. Parámetros de entrada del modelo de generación:
  - Rendimiento de la instalación eléctrica (performance ratio):  $PR = 0,8$ .
  - Rendimiento del módulo fotovoltaico en condiciones STC:  $\eta_{STC} = 15\%$ .
  - Temperatura de operación nominal de las células fotovoltaicas:  $NOCT = 45^\circ$ .
  - Coeficiente de pérdidas de temperatura sobre el rendimiento de la célula:

$$\Delta\eta = -0,4\%/^{\circ}\text{C}.$$

#### 4. Parámetros del modelo económico-ecológico:

- Curva de demanda eléctrica:
  - Perfil de demanda (en función del edificio de estudio):
    - Tipo A para viviendas unifamiliares o edificios residenciales.
    - Tipo C para edificios comerciales.
    - Tipo P para edificios públicos.
  - Energía anual demandada:
    - 4000 kWh para viviendas unifamiliares
    - 3500 kWh para viviendas en bloque.
    - 300 kWh/m<sup>2</sup> para locales y edificios comerciales.
    - 137,75 kWh/m<sup>2</sup> locales y edificios de oficinas.
    - Otro valor en función del tipo de edificio.
- La función *getViviendas* proporciona los valores de entrada intermedios (en función del edificio de estudio):
  - Número de viviendas del edificio.
  - Superficie útil de los inmuebles de carácter comercial (m<sup>2</sup>).
  - Superficie útil de los inmuebles de oficinas (m<sup>2</sup>).
  - Superficie total de cubierta (m<sup>2</sup>).
- Predimensionamiento de la instalación:
  - Coeficiente de minoración del área útil de cubierta: 0,7
  - Ratio entre la superficie de cubierta efectiva y la potencia de paneles instalada: 10 m<sup>2</sup>/kWp
- Costes y ahorros:
  - Tarifas eléctricas (en función del edificio de estudio):
    - 2.0A con la serie anual de 2018 del PVPC para viviendas unifamiliares y edificios residenciales para potencias inferiores a 10kW.
    - 2.1A con la serie anual de 2018 del PVPC para viviendas unifamiliares con una potencia instalada menor de 15 kW.
    - Tarifa de tres periodos Plan 3.0 de Iberdrola para edificios comerciales y terciarios

- Precio de compensación por exportar energía a la red: 0,046584 €/kWh
- Coste de la potencia instalada o inversión inicial (en función del edificio de estudio):

$P < 10 \text{ kWp}$	2 €/Wp
$10 \leq P < 50 \text{ kWp}$	1,2 €/Wp
$50 \leq P < 100 \text{ kWp}$	1 €/Wp
$100 \leq P < 1000 \text{ kWp}$	0,8 €/Wp
$P > 1000 \text{ kWp}$	0,7€/Wp

- Coste anual de operación y mantenimiento por unidad de potencia instalada: 9,35 €/Wp.
- Factor de emisiones CO<sub>2</sub> por cada kWh eléctrico generado: 0,267262 kgCO<sub>2</sub>/kWh
- Parámetros que influyen sobre los resultados anuales:
  - Degradación anual de los paneles (pérdida anual de potencia): 2%
  - Tasa de descuento: 7,04%.
  - Tasa de inflación: 1,3%.

### 6.3. Muestra de edificios seleccionada

Con el fin de tener una muestra suficientemente representativa para poder evaluar la influencia de sombras de las cubiertas sobre la generación, se tomará una muestra de cinco a 10 edificios por cada una de las 4 tipologías definidas previamente en el apartado 2.4 (en total 31 edificios) teniendo en cuenta las siguientes características:

- La demanda eléctrica anual, que estará ligada a:
  - El número de viviendas y comercios, si se trata de un edificio residencial.
  - La superficie útil, si se trata de un edificio comercial o residencial.
- Superficie de cubierta, a partir de la cual el programa estima la potencia del campo de paneles que se podría instalar y como consecuencia la energía que la instalación generaría.
- La altura, muchas veces directamente relacionada con el número de viviendas en los edificios residenciales
- La presencia de edificios circundantes u otros elementos constructivos que generen sombras sobre la cubierta de estudio.

En la Tabla 6 se muestran las coordenadas de los edificios, a cada uno de ellos se le ha asociado una letra (“U” para unifamiliares, “R” para edificios residenciales, “C” para comerciales, “P” para públicos) y un número de referencia. Primeramente, se obtienen del visor de Google Maps [88] en formato EPSG:4326 WGS 84, para convertirlas a través de la plataforma web epsg.io [89] en el formato requerido por la función *getSkyline* en formato EPSG:25830 ETRS89 / UTM zone 30N.

Tabla 6. Coordenadas de la muestra de edificios de Valencia seleccionada para la aplicación del modelo

	EPSG:4326 WGS 84		EPSG:25830 ETRS89 / UTM zone 30N		Longitud	Latitud	X	Y	
	Longitud	Latitud	X	Y					
					C1	39,49102	-0,398914	723682,43	4374498,08
U1	39,480291	-0,36479	726652,20	4373392,48	C2	39,470551	-0,371438	726111,89	4372294,60
U2	39,49279	-0,369796	726181,05	4374767,32	C3	39,479997	-0,393003	724226,25	4373289,21
U3	39,481893	-0,399176	723689,16	4373484,31	C4	39,457858	-0,403513	723393,01	4370805,61
U4	39,472731	-0,331383	729550,78	4372637,92	C5	39,451119	-0,358805	727261,99	4370169,39
U5	39,494681	-0,494681	723711,63	4373505,18	C6	39,462669	-0,334585	729308,36	4371512,85
R1	39,479034	-0,352512	727712,47	4373283,93	C7	39,487978	-0,366738	723983,53	4373998,52
R2	39,461574	-0,35605	727465,02	4371336,87	C8	39,475891	-0,403319	723352,00	4372807,79
R3	39,458096	-0,373518	725973,26	4370906,84	C9	39,493799	-0,359393	727072,48	4374905,51
R4	39,473243	-0,384951	724940,66	4372559,58	C10	39,467336	-0,390663	724468,25	4371889,63
R5	39,454691	-0,362465	726935,41	4370556,66	P1	39,46914	-0,383792	725053,59	4372107,03
R6	39,460079	-0,339447	730243,70	4371788,12	P2	39,480614	-0,341817	728627,31	4373486,42
R7	39,486445	-0,395584	726459,68	4374240,86	P3	39,479615	-0,382756	725108,94	4373272,37
R8	39,456795	-0,386752	724838,68	4370729,31	P4	39,47703	-0,354454	727551,95	4373056,57
R9	39,469902	-0,371374	726119,50	4372222,72	P5	39,458643	-0,338005	729027,30	4371057,25
R10	39,473073	-0,367662	726428,57	4372584,04	P6	39,483275	-0,385842	724831,68	4373670,93

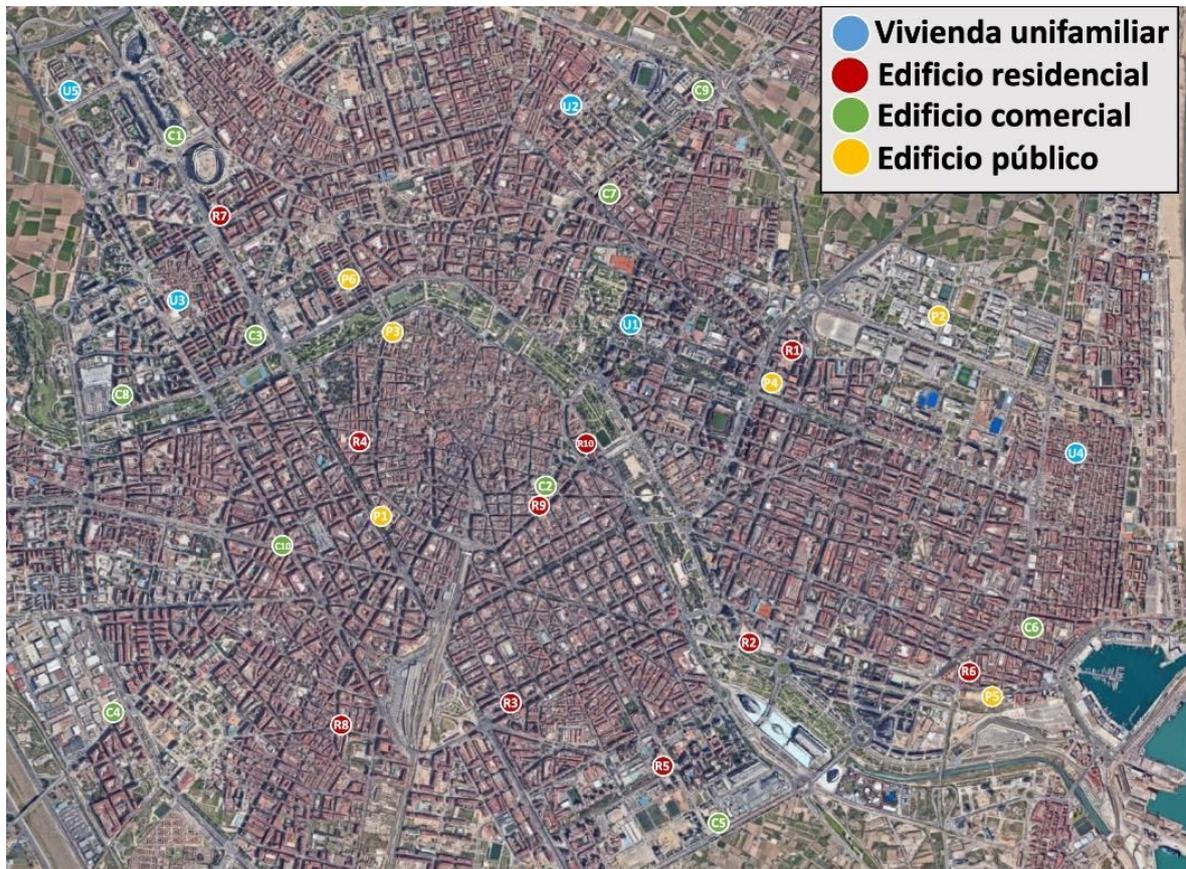


Figura 45. Ubicación de los edificios simulados que conforman la muestra

## 6.4. Resultados de las simulaciones

### 6.4.1. Tabla de resultados

Siguiendo el procedimiento descrito en el apartado 6.1., Los resultados sobre los aspectos más relevantes de las 25 simulaciones han sido agrupados en la Tabla 7. Asimismo, se han señalado las instalaciones de los edificios (uno por tipología) que se analizarán en más detalle en los casos de estudio.

A pesar de que muchas de las variables están particularizadas a las condiciones de cada edificio, esto es, variables extensivas tales como la potencia, consumos anuales, costes de inversión existen dos que sí pueden ser fácilmente comparables independientemente de la tipología del edificio: la cobertura renovable y el periodo de retorno. La primera queda representada para cada edificio en la Figura 47, donde destacan niveles elevados de cobertura en aquellos edificios cuya relación entre la generación y la demanda son elevadas, tendencia que se cumple sobre todo en las viviendas unifamiliares (con una cobertura en promedio del 40,1%) y edificios residenciales (con una cobertura promedio del 31,6%). En los edificios residenciales, al disponer de escaso espacio en cubierta las instalaciones no son capaces de cubrir toda la demanda por lo que la cobertura renovable queda limitada en promedio al 16,5%. Los edificios públicos al presentar diferente cantidad de espacio disponible en cubierta y de niveles de consumos presenta mayor variabilidad que el resto.

En lo que se refiere al tiempo de recuperación de la inversión, ninguna vivienda bajo las condiciones iniciales fijadas terminaría de rentabilizar su inversión al finalizar la vida útil de la instalación. Los edificios residenciales son los que menor variabilidad presentan con un periodo de retorno medio de 7,5 años, seguidos de los edificios comerciales con un periodo medio de 10,4 años, constituyendo ambos casos los más atractivos para invertir. En los edificios público se identifica un caso (P4), asociado un colegio, en el que el consumo eléctrico por metro cuadrado es demasiado reducido en relación a la potencia instalada su cubierta por lo que la capacidad de ahorro en la factura eléctrica es reducida. El resto de edificios públicos de la muestra registran periodos similares a los edificios comerciales.

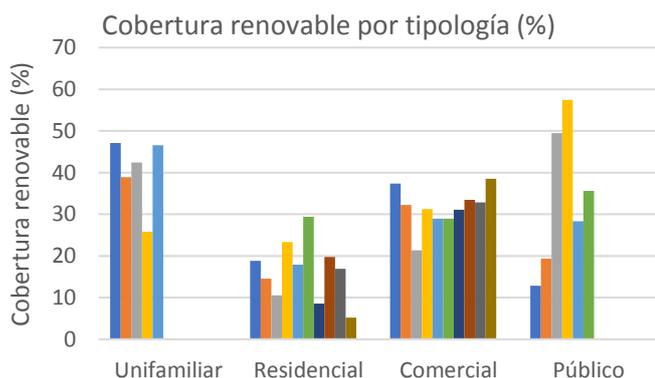


Figura 46. Cobertura renovable de la instalación fotovoltaica de cada edificio simulado de la muestra

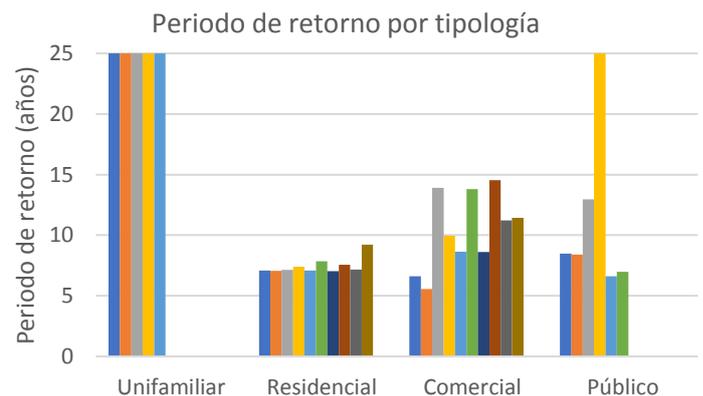


Figura 47. Periodo de retorno de cada edificio simulado de la muestra

En los bloques 7, 8 y 9 se profundizará en el modo en el que las variables de los edificios han influido sobre estos resultados, haciendo hincapié en la rentabilidad, primeramente, estudiando el comportamiento de la generación fotovoltaica sobre un edificio de cada tipología y, a continuación, realizando un análisis adimensional a partir de los resultados de la Tabla 7.

Tabla 7. Resultados generales de la muestra de edificios obtenidos tras la aplicación del modelo

	Potencia instalada (kWp)	Inversión inicial (€)	VAN 25 años (€)	Periodo retorno (años)	Cobertura renovable (%)	Demanda (kWh/año)	Consumo de red (kWh/año)	Producción (kWh/año)	Exportación (kWh/año)	Emisiones evitadas (kg de CO <sub>2</sub> )	Nº de pisos	Pérdidas sombras (%)	
Unifamiliar	U1	4,97	9940,00	-5250,16	25,00	47,12%	3999,99	2115,03	6262,56	4378,95	12594,46	2	17,5525%
	U2	3,90	7793,80	-4672,67	25,00	38,92%	3999,99	2443,32	3129,62	1575,48	10400,96	2	47,8847%
	U3	5,25	10495,80	-2988,39	25,00	42,42%	7999,99	4606,23	7344,65	3953,44	22675,57	2	8,0839%
	U4	2,35	4694,20	-2838,64	25,00	25,80%	3999,99	2968,14	1690,70	659,21	6894,36	2	52,8634%
	U5	4,58	9151,80	-4554,48	25,00	46,58%	3999,99	2136,86	5535,69	3674,21	12448,64	2	20,9875%
Residencial	R1	34,53	41431,32	43198,04	7,10	18,80%	279299,58	226784,58	52516,21	6,89	350881,62	14	0,2408%
	R2	45,10	54118,68	56424,51	7,05	14,54%	471799,29	403201,23	68598,06	0,00	458341,34	16	0,2408%
	R3	61,77	61772,20	63132,99	7,14	10,54%	743498,88	665116,97	78381,91	0,00	523712,66	9	16,9843%
	R4	27,42	32903,64	32371,43	7,41	23,31%	173799,74	133279,28	40744,86	318,65	270739,49	6	2,4246%
	R5	23,19	27832,56	28631,01	7,09	17,88%	195999,71	160951,85	35047,92	1,69	234173,98	18	0,8901%
	R6	24,94	29930,04	27853,02	7,86	29,43%	120699,82	85182,94	37344,98	1939,47	237307,78	6	1,7802%
	R7	22,70	27236,16	28515,12	7,04	8,52%	405799,39	371205,70	34593,69	0,00	231139,48	14	0,0377%
	R8	16,26	19509,00	18536,19	7,55	19,72%	119999,82	96337,98	23674,64	29,39	158097,79	5	4,4027%
	R9	40,41	48494,04	49631,18	7,16	16,94%	359499,46	298583,75	60915,71	0,00	407011,37	10	1,1261%
	R10	27,13	32560,92	22403,32	9,21	5,20%	660899,01	626515,38	34383,63	0,00	229735,95	15	17,1013%
Comercial	C1	164,76	131809,44	161372,80	6,61	37,36%	494286,61	309601,44	242384,30	57992,99	1233983,15	2	3,5096%
	C2	202,81	162249,36	249232,72	5,55	32,22%	869195,13	589160,12	309182,81	29945,44	1871067,85	8	0,0170%
	C3	50,58	50579,20	15959,90	13,91	21,35%	216768,53	170479,53	51324,65	5147,02	309282,30	1	33,2618%
	C4	28,97	34768,44	21792,38	9,97	31,24%	124173,30	85378,00	42876,89	4193,91	259212,76	1	2,8407%
	C5	71,37	71368,50	57600,37	8,64	28,94%	305865,75	217342,32	98073,21	9806,96	591473,73	1	9,7609%
	C6	64,39	64394,40	21316,98	13,80	28,90%	193183,67	137345,81	72957,75	17192,09	373083,46	1	25,3264%
	C7	162,17	129737,44	105272,79	8,62	31,08%	486516,59	335308,25	192933,99	41926,94	1010306,07	1	21,9449%
	C8	43,02	51618,00	15065,50	14,55	33,46%	129045,32	85869,05	56347,32	13232,87	288484,35	1	13,9670%
	C9	90,70	90704,60	46763,14	11,23	32,82%	272114,47	182796,66	115210,44	26028,05	596781,40	1	16,7984%
	C10	26,45	31745,28	15915,40	11,43	38,48%	79363,39	48823,13	40099,21	9608,57	204056,33	1	0,5686%
Público	P1	35,22	42262,08	33410,71	8,48	12,85%	415828,68	362378,17	53450,52	0,00	357132,28	6	0,4462%
	P2	49,57	59487,12	47535,04	8,40	19,37%	390122,00	314557,54	75564,46	0,00	504887,70	4	0,0266%
	P3	68,27	68265,40	26650,25	12,95	49,44%	109224,64	55228,89	94020,95	40078,33	360775,33	2	9,6219%
	P4	94,44	94439,80	-6691,81	25,00	57,45%	82027,71	34905,42	131326,64	84245,44	314849,92	3	8,7066%
	P5	59,58	59584,00	68892,24	6,62	28,33%	319990,00	229350,91	90800,07	344,04	605609,58	2	0,0543%
	P6	93,81	93811,20	103122,73	6,99	35,64%	387674,79	249524,35	143037,48	5364,95	923059,02	3	0,0003%

### 6.4.2. Análisis de la influencia de sombras

El programa también calcula las pérdidas por sombras en términos energéticos, que se han definido como la relación entre la energía recibida por el plano tras considerar las sombras entre la radiación recibida por dicho mismo plano libre de sombras, y se han representado en función de las alturas de cada edificio en la Figura 48. Se identifica que las viviendas unifamiliares, edificios comerciales y algún edificio público, que son precisamente los que tienen principalmente entre una y dos plantas, los que registran una mayor proporción de sombras como es lógico.

Los edificios residenciales, en su conjunto son los de mayor altura media respecto a otras tipologías, en los casos estudiados generalmente las propias sombras a pie de cubierta se deben a casetas de ascensor o escaleras y parapetos propios. Dado que, gracias a los planes urbanísticos, generalmente, este tipo de edificaciones se construyen en armonía con las circundantes la diferencia de alturas entre estas resulta escasa o nula, no resultando un inconveniente en la proyección de sombras en sus cubiertas.

También se desprende de los resultados una amplia variabilidad en las pérdidas por sombras: La media en un 11,31% y la mediana en 4,40%. Aunque cerca del 65% de la muestra tenga valores de pérdidas inferiores al 10%, existen edificios que puntualmente registran pérdidas nada despreciables próximas al 50%.

Aunque es escasa la cantidad de edificios para extraer conclusiones es posible observar una tendencia en la que las sombras podrían incrementar el periodo de retorno de la instalación, pues se registran para las mayores pérdidas, mayores tiempos en recuperar la inversión en los edificios de una única altura. Esta tendencia se aprecia sobre todo en los edificios de tipo comercial.

Por todo ello en este análisis se puede concluir que las sombras podrían tener cierto peso a la hora de influir en la recuperación de la inversión.

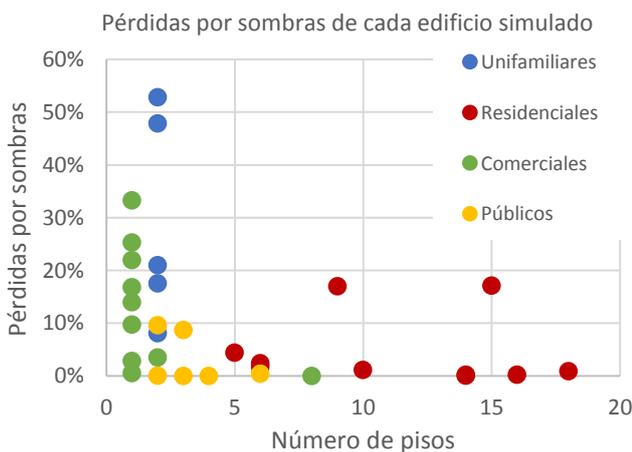


Figura 48. Pérdidas por sombras de cada edificio simulado en función de su número de alturas

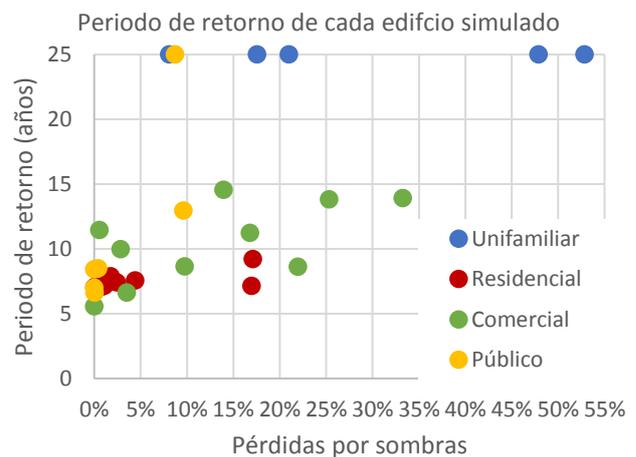


Figura 49. Relación del periodo de retorno y las pérdidas por sombras de cada edificio simulado

## 7. CASOS DE ESTUDIO

De la muestra de edificios escogida en el anterior bloque se ha escogido un caso representativo para cada tipología con el fin de analizar de forma pormenorizada los resultados que arroja el programa. Asimismo, se aprovechará la sencilla automatización del programa para buscar mediante estudios paramétricos aquellas variables de diseño, como la orientación e inclinación del campo de paneles y la potencia instalada que optimicen la recuperación de la inversión. Por último, dada la incertidumbre futura de indicadores económicos como la tasa de interés, ha resultado de interés evaluar el nivel de sensibilidad que tendría cada tipo de edificio que optimizan la producen este apartado se pretende ahondar. Por último

### 7.1. Vivienda unifamiliar

Se ha seleccionado de la muestra de viviendas unifamiliares realizada el edificio de referencia U1, se muestra en la Figura 50 el punto de la cubierta escogido.

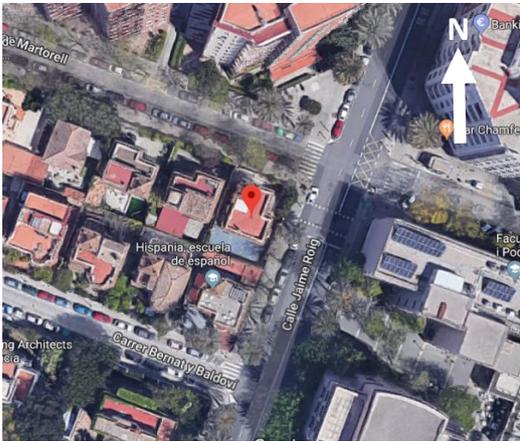


Figura 50. Vista aérea de planta de la vivienda unifamiliar de estudio



Figura 51. Vista aérea en perspectiva de la vivienda unifamiliar de estudio

Introduciendo en la función *getSkyline* las coordenadas de la vivienda se obtiene la curva de horizonte de los edificios circundantes y la superficie total de la cubierta. Se aprecia en la Figura 52 un notorio obstáculo en la zona de orientación norte debido a la pequeña caseta de las escaleras de acceso a la cubierta.

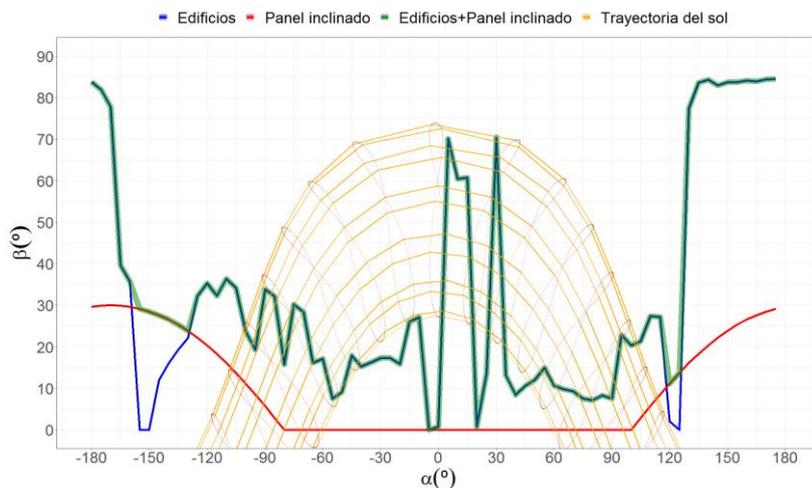


Figura 52. Curva de horizonte de edificios y trayectorias solares para calcular las pérdidas por sombras en la vivienda unifamiliar

Especificando en el programa que se trata de una vivienda de tipo unifamiliar con la variable Tipo\_edificio="U", se designan todos los valores de entrada que no habían sido determinados por defecto y quedaban en función de la tipología de edificio estudiada (perfil de demanda, indicador de demanda anual y la tarifa eléctrica).

Las características generales del mismo, obtenidas se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 8. Variables de entrada de la vivienda unifamiliar

Tipo de vivienda	Unifamiliar
Coordenadas	39,480291, -0,36479
Superficie total de cubierta	71 m <sup>2</sup>
Número de vivienda del edificio	1
Perfil de demanda	Tipo A
Demanda	4000 kWh/año
Tarifa eléctrica	2.0A serie anual 2018 del PVPC
Superficie efectiva de cubierta (m2)	49,7 m <sup>2</sup>
Potencia máxima instalada del campo fotovoltaico	4,97 kWp
Coste de instalación por unidad de potencia instalada	2 €/Wp
Coste total de la instalación (inversión inicial)	9940 €

### 7.1.1. Optimización de la orientación e inclinación del panel y la potencia instalada

El primer paso del programa consiste obtener la inclinación y orientación óptimas de esta cubierta para maximizar la producción de energía eléctrica. Para ello, se realizan los cálculos para diferentes combinaciones de ángulos de acimut e inclinación del campo de paneles ( $\alpha_{panel} = \{-20^\circ, -10^\circ, 0^\circ, 10^\circ, 20^\circ\}$  y  $\beta_{panel} = \{0^\circ, 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ\}$ ) del bloque completo del modelo de radiación, sombras e inclinación. La energía anual por unidad de superficie que captaría el panel para cada combinación queda representada en la Figura 53.

Optimización de la orientación e inclinación del panel

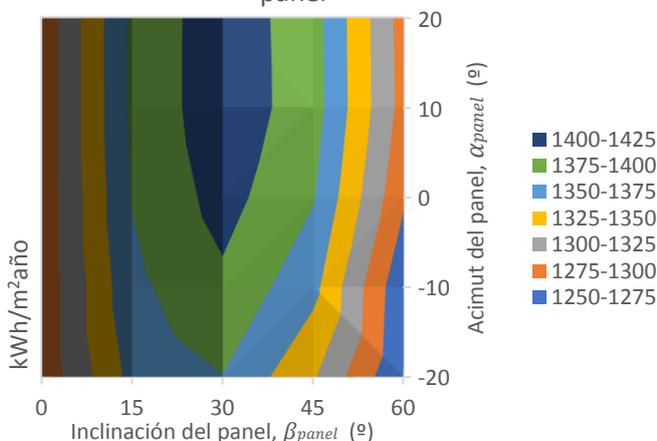


Figura 53. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de orientaciones e inclinaciones del panel en la vivienda unifamiliar

Optimización de la potencia instalada

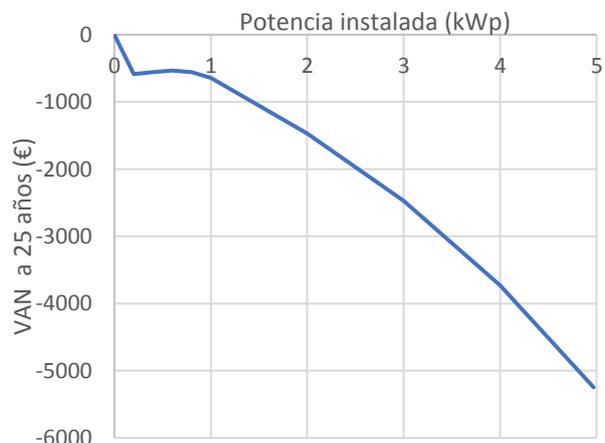


Figura 54. Representación del VAN a 25 años en función de la potencia instalada en la vivienda unifamiliar

El valor máximo de radiación (1416,23 kWh/m<sup>2</sup>año) se identifica en para un ángulo de orientación  $\alpha_{panel} = 10^\circ$  y una inclinación  $\beta_{panel} = 30^\circ$ . Con estos valores óptimos se realizarán las sucesivas simulaciones.

A continuación, resulta conveniente comprobar el correcto dimensionado de la instalación con el fin de obtener una inversión que genere la mayor rentabilidad posible. La potencia instalada determina los aspectos económicos de la inversión por dos motivos:

- Dado que los costes de instalación por unidad de potencia instalada para este tipo de instalaciones pormenorizadas es el considerado por el programa como el más elevado, perjudicará sustancialmente conforme se incremente la potencia a instalar.
- Sin embargo, sucede el efecto contrario con los ahorros generados: cuanto mayor sea la potencia instalado mayor será el ahorro de la factura eléctrica permitiendo reducir el retorno de la inversión.

En los cálculos iniciales realizados aprovechando toda la superficie efectiva de cubierta la potencia instalada del campo fotovoltaico era de 4,97 kWp. Tomando dicho valor como la máxima potencia instalada y manteniendo el resto de los parámetros de entrada constantes se ha calculado el VAN, representado en la Figura 54, y el periodo de retorno para 9 valores diferentes de potencia de paneles instalada:  $P = \{0, 0,2, 0,6, 1, 2, 3, 4, 4,97\} kWp$ .

Cabe señalar que las condiciones financieras iniciales tomadas son notablemente desfavorables: una inflación del 1,3% en los precios de la electricidad y una tasa de descuento del 7%, que resulta más adecuada para proyectos de parques solares con elevadas potencias instaladas. Es por este motivo por el que para ninguna potencia se alcanzaría un VAN positivo que supondría la recuperación de la inversión. A continuación, en el apartado 7.1.4. se realizará otro análisis paramétrico de potencias para una tasa de descuento del 1%, tipo de interés que, aun siendo sustancialmente más bajo que el anterior, sigue siendo elevado en la coyuntura financiera actual para clientes particulares que decidieran realizar este tipo de inversión.

Independientemente de los resultados negativos obtenidos en este apartado, se ha optado por tomar un valor de potencia instalada de 3kWp, que resulta una potencia habitual dado el reducido espacio que disponen las cubiertas de este tipo de edificaciones (tal y como se pudo comprobar en la Tabla 7 en las potencias instaladas de viviendas unifamiliares). Con dicha potencia se realizarán las simulaciones del siguiente apartado.

## 7.1.2. Análisis de resultados

### 7.1.2.1. Análisis energético

En este apartado se exponen los resultados energéticos que proporciona el programa, con el fin de ilustrar en un caso concreto el proceso de cálculo del mismo expuesto en el bloque 5.

En un primer se obtienen los resultados de radiación para un plano inclinado considerando las sombras de edificios adyacentes. Para apreciar este efecto, se ha representado la curva de radiación para dos días del año: el 1 de enero y el 13 de julio.

En este caso concreto existirán sombras proyectadas sobre los paneles en las primeras horas de la tarde, tal y como se observa en la curva de horizonte de la Figura 52 y, en consecuencia, se produce la anulación completa de la radiación directa quedando únicamente difusa, tal y como queda reflejado en la Figura 55. La energía útil por unidad de superficie es multiplicada por la

superficie efectiva del campo de paneles ( $30\text{m}^2$  para una potencia de  $3\text{kWp}$ ) para obtener la energía eléctrica total que será casada con la curva de demanda en la Figura 57.

Prácticamente la totalidad de la energía demanda en las horas centrales del día, cuando hay suficiente radiación solar, quedará cubierta por la generación fotovoltaica. Dado que la generación es notablemente mayor que el consumo eléctrico, gran parte de ésta constituirá energía excedentaria vertida a la red. Se aprecia que la presencia de sombras para el 1 de enero causa una necesidad de consumo de red en las horas de la tarde. En la Figura 56, donde queda reflejada la generación en un día de verano, no se aprecia el efecto de las sombras dado que el sol tiene un mayor ángulo de elevación no quedando cubierto por edificios.

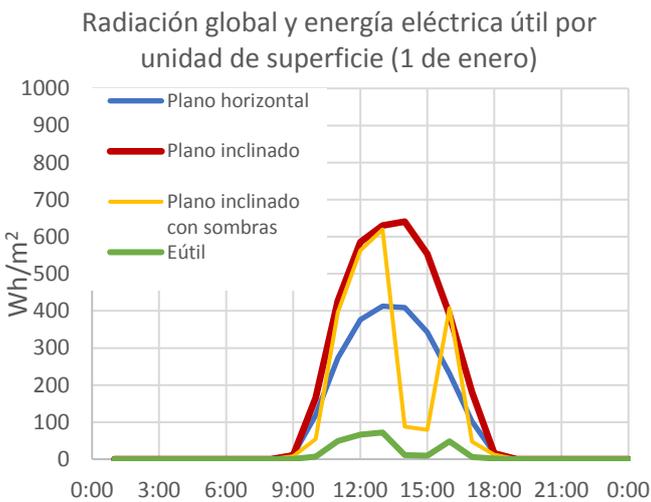


Figura 55. Radiaciones y producción fotovoltaica por unidad de superficie durante un día enero en la vivienda unifamiliar

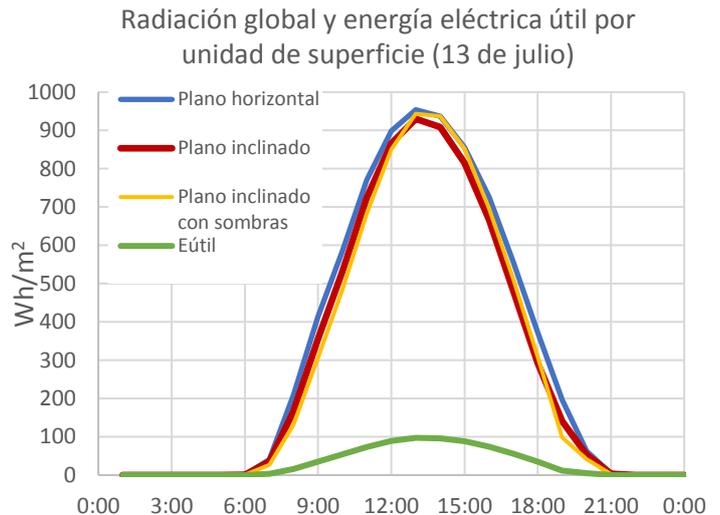


Figura 56. Radiaciones y producción fotovoltaica por unidad de superficie durante un día de julio en la vivienda unifamiliar

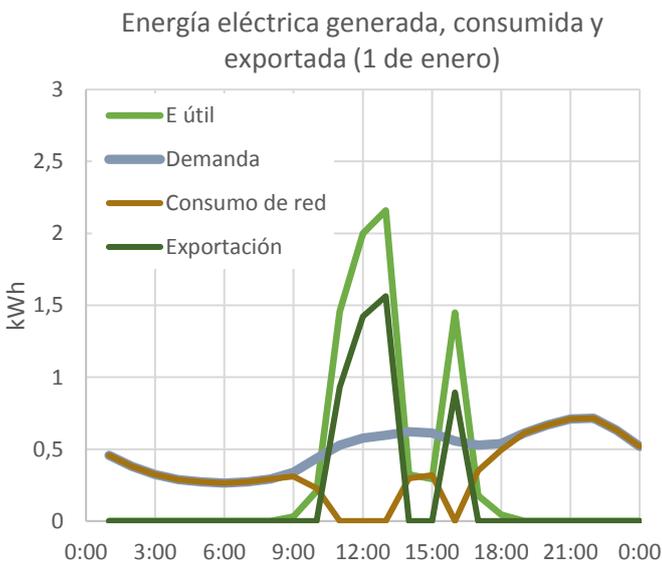


Figura 57. Curva de producción fotovoltaica y demanda eléctrica durante un día de enero en la vivienda unifamiliar

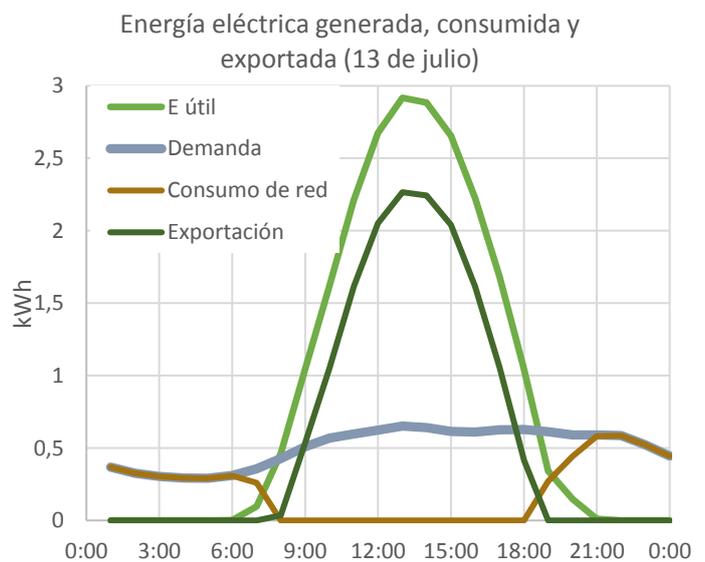


Figura 58. Curva de producción fotovoltaica y demanda eléctrica durante un día de julio en la vivienda unifamiliar

De forma complementaria se ha representado en la Figura 59 el reparto de la producción por meses a lo largo del primer año de la instalación, donde claramente se aprecia que se exporta

un 63% de la energía anual producida. Mientras, el 27% restante se utiliza para consumo diurno, tal y como muestra la Figura 60 destinada consumos. Dicha cantidad resultará suficiente para tener una cobertura renovable (proporción de energía consumida procedente la instalación fotovoltaica) del 42,1% a lo largo de la vida útil de la instalación.

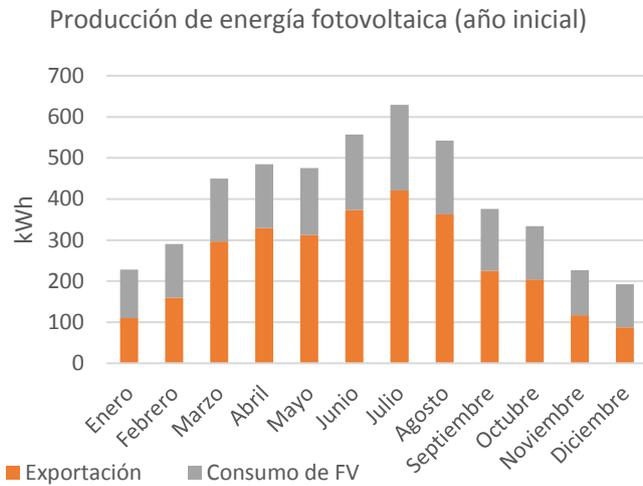


Figura 59. Producciones mensuales fotovoltaica a lo largo del año de la vivienda unifamiliar

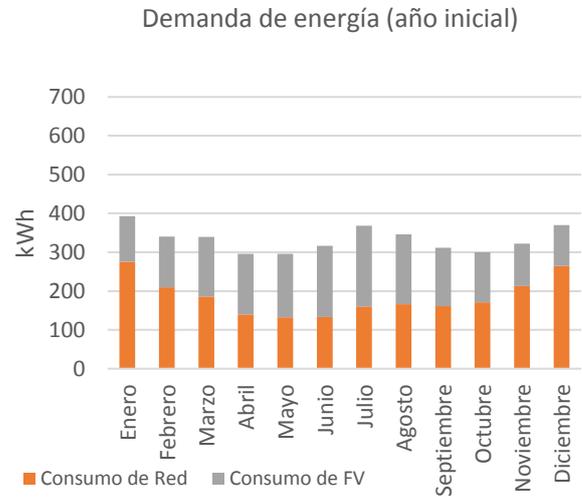


Figura 60. Consumos mensuales a lo largo del año de la vivienda unifamiliar

A continuación, en la Figura 61 se recogen los resultados de la simulación a 25 años donde se percibe la pérdida de potencia del 2% anual en los paneles debida a la degradación, provocando un descenso de la exportación y un ligero incremento del consumo de red a largo plazo. Como consecuencia, la cobertura renovable desciende del 44,7% hasta 39,4%.

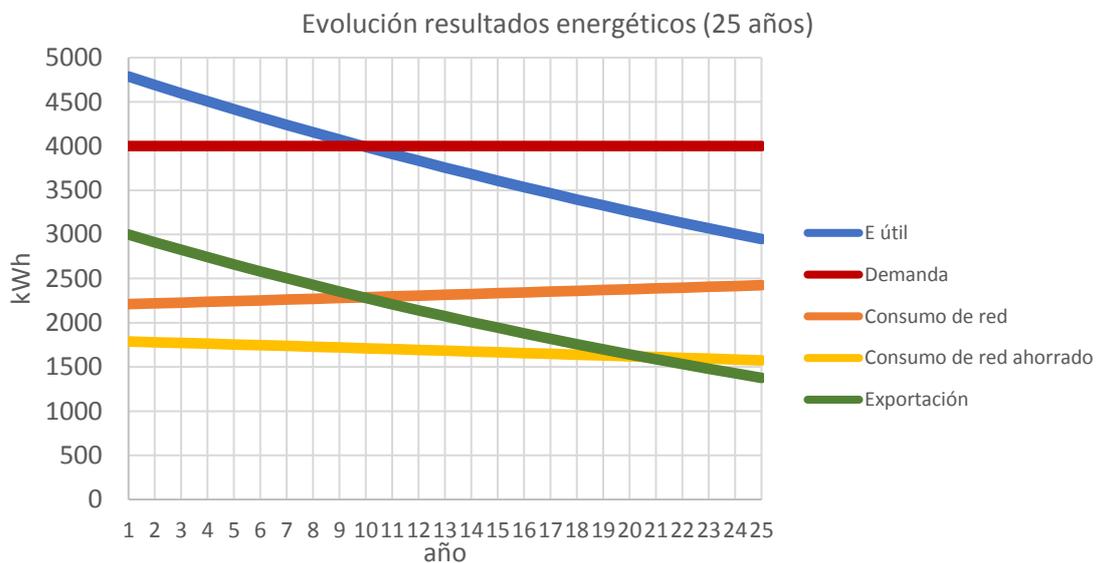


Figura 61. Evolución de resultados energéticos en 25 años de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar

### 7.1.2.2. Análisis económico

Tras la asociación de la curva de generación con la de la demanda, el programa calcula el coste total del consumo eléctrico de red y la energía que se compensaría por exportar a red. Las

formas de las curvas diarias de la figura son similares a las de la Figura 57 y Figura 58, existiendo pequeñas fluctuaciones debidas a la variación del PVPC al utilizar el histórico de 2018 proporcionado por REE.

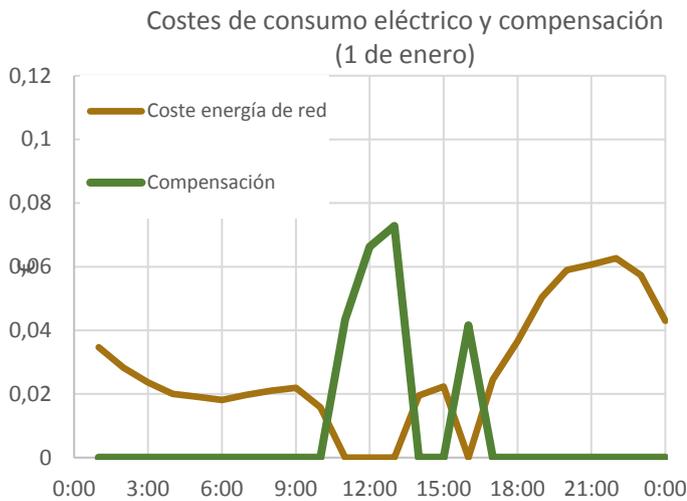


Figura 62. Curva de costes y compensación durante un día de enero en la vivienda unifamiliar

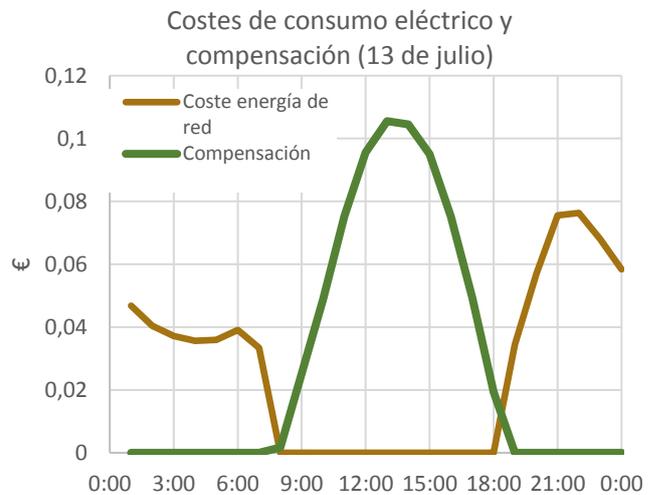


Figura 63. Curva de costes y compensación durante un día de julio en la vivienda unifamiliar

Este caso de estudio sirve para ilustrar el mecanismo de compensación por excedentes cuyo balance con la energía facturada se realiza de forma mensual, funcionando a modo de descuento. En la Figura 64, se muestra que el máximo importe que se puede ahorrar de la factura (compensación) nunca puede superar el coste de la energía eléctrica que se consume desde red. Dado que en los meses de mayor radiación la exportación excede con creces al consumo, gran parte de los excedentes quedarán sin ser compensados debidos a la limitación anteriormente mencionada y por tanto nunca podrá el caso en el que la comercializadora retribuya al consumidor por un exceso de compensación. En otras palabras, mediante la compensación el usuario podrá como máximo ahorrarse la totalidad de la factura mensual. Para este caso, la factura eléctrica anual descendería desde los 276,20€ previos a compensación a los 103,01 € tras considerar la compensación, implicando este mecanismo un ahorro del 62,7% de la factura.

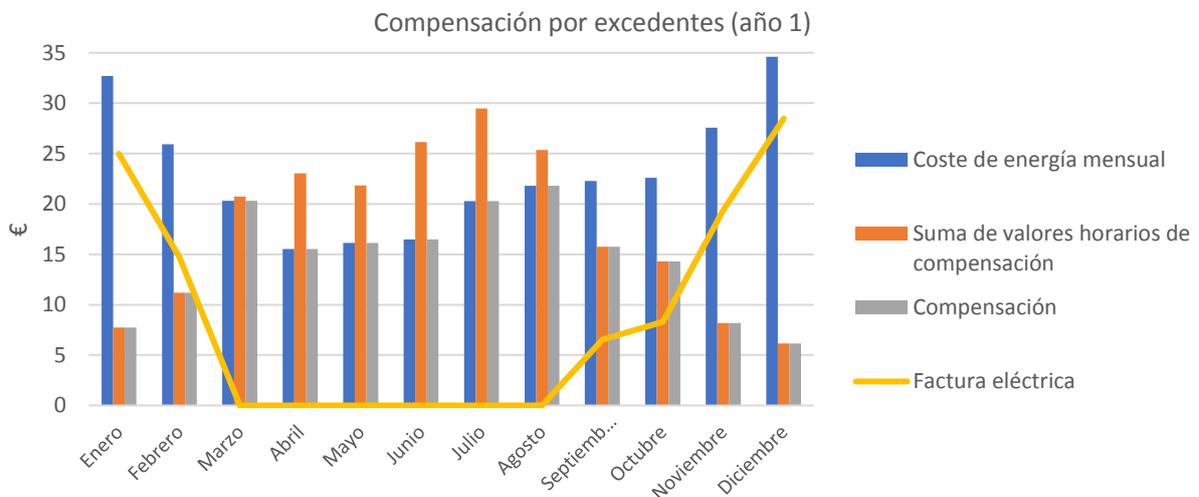


Figura 64. Compensación mensual por excedentes a lo largo del primer año de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar

En la simulación a 25 años se aprecia, en primer lugar, una tendencia creciente de todos los costes como consecuencia de la inflación del 1,3%. A esto se une la pérdida de producción de los paneles, que también repercute en el aumento del coste de la factura eléctrica, suponiendo una disminución en el ahorro total del 69,8% en el primer año hasta el 48,9% para el último. A pesar del efecto de la inflación la compensación disminuye a causa de una disminución de la exportación debida también a la degradación de los paneles.

A modo ilustrativo se han exponen los cálculos de acuerdo con el modelo del apartado 5.4. para la obtención del ahorro total anual, que es resultado de agregar la compensación al ahorro del coste de la factura únicamente considerando una menor demanda de consumo eléctrico. Por último, quedaría minorar dicho ahorro restando los costes de operación y mantenimiento.

Tabla 9. Ejemplo de cálculo del ahorro total (1)

Año 1:	
Coste sin FV	497,58 €
Coste con FV	-276,85 €
Ahorro coste	220,73 €
Compensación	+173,84 €
Coste O&M	-47,07 €
Ahorro total	347,50 €

Evolución de resultados económicos para 25 años

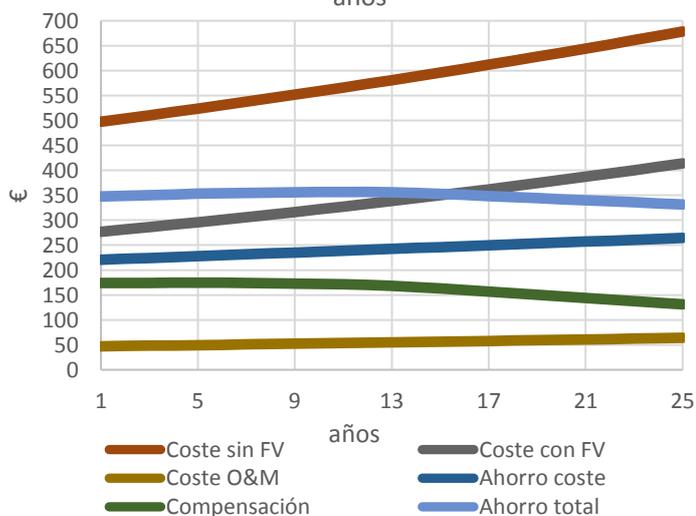


Figura 65. Evolución de resultados energéticos en 25 años de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar

Evolución del VAN

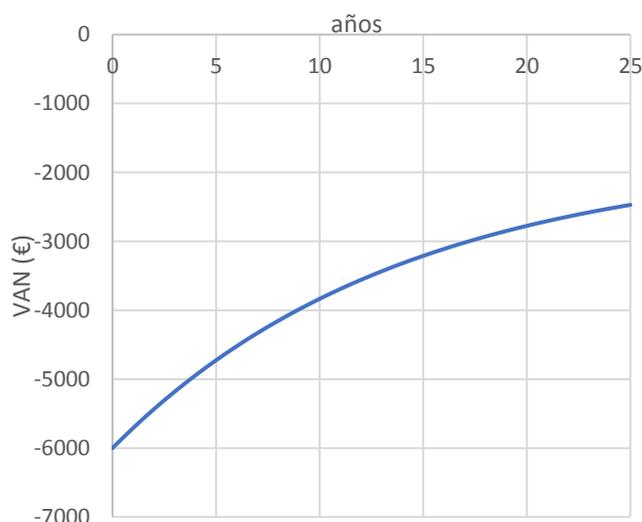


Figura 66. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar

Se puede comprobar el balance desde otro enfoque. Siguiendo con el coste de la factura eléctrica descrito en la Figura 64, que resultaba 103,01€ para el año 1, este supone un ahorro en la factura eléctrica total de 394,57€ al que habrá que descontar los costes de operación y mantenimiento anuales para obtener un ahorro total anual de 346,50€, que precisamente representa el flujo de caja neto para el primer año, que coincide con el modo de cálculo del programa.

Tabla 10. Ejemplo de cálculo del ahorro total (2)

Año 1:	
Factura eléctrica sin fotovoltaica	497,58 €
Factura eléctrica con fotovoltaica	103,01 €
Ahorro de la factura eléctrica	394,57 €
Coste de O&M	-47,07 €
Ahorro total (año1)	347,50 €

Actualizando los flujos netos de caja de cada año, resultado de sumar para cada año la energía ahorrada en la factura eléctrica con la compensación y restar los costes anuales de operación y mantenimiento, es posible calcular la evolución del VAN, que queda reflejado en la Figura 66. En esta se comprueba que no se logra recuperar la inversión dentro de la vida útil de la misma.

### 7.1.2.3. Análisis ecológico

Las emisiones evitadas con el paso de los años serán menores como resultado de la pérdida de eficacia de los módulos. En conjunto, a lo largo de la vida útil de la instalación se evitarán verter a la atmósfera 11,25 toneladas de CO<sub>2</sub>, debidas a la energía eléctrica ahorrada. Con el tiempo, debido una vez más al efecto de degradación de los paneles, las emisiones evitadas descenderán en la misma proporción que la energía consumida procedente de la instalación fotovoltaica (44,7% hasta 39,4%).

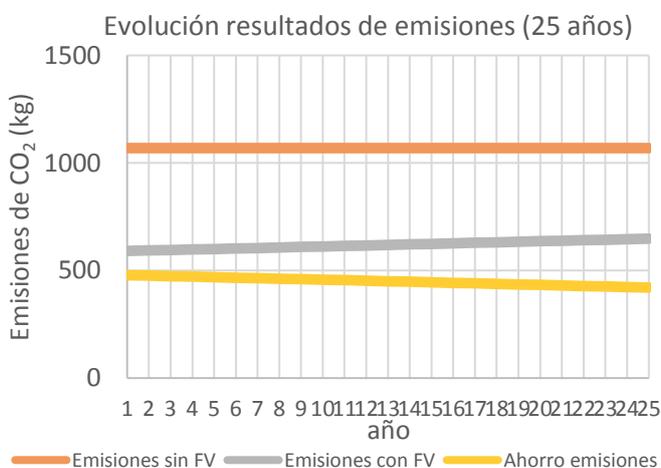


Figura 67. Evolución resultados de emisiones en 25 años de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar

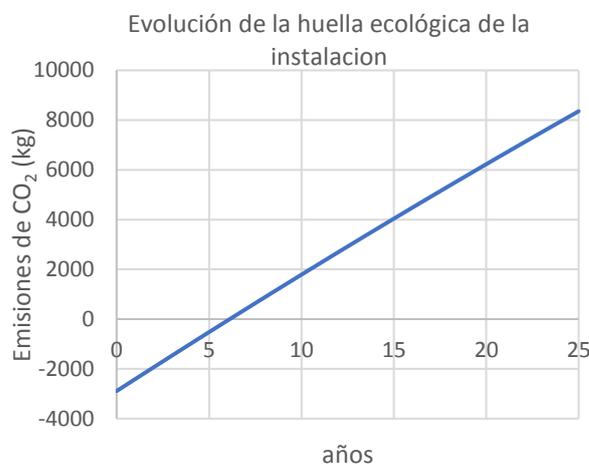


Figura 68. Evolución de las emisiones evitadas en 25 años de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar

A su vez, aunque los paneles no causan a lo largo su explotación emisiones, sí que las generan en el proceso de fabricación de sus componentes, materiales, ensamblaje y transporte, que deberán ser consideradas en el balance de emisiones. Por ello, aunque se eviten 11,25 toneladas emisiones a lo largo de su vida útil habrá que descontar aquellas generadas en el proceso de fabricación y transporte de sus equipos.

Se define un periodo de retorno de carácter ecológico que sería el tiempo necesario para compensar todas las emisiones generadas en el proceso de fabricación y transporte de los diferentes equipos que compone la instalación. A pesar de tratarse inviable económicamente se

aprecia lo contrario en la viabilidad ecológica. Se ha representado en la Figura 68 la recuperación de aquellas emisiones producidas en la fabricación de la instalación a lo largo de su vida útil, donde en tan sólo 6,12 años se compensan todas las emisiones que se habían generado en el proceso de fabricación y transporte de los equipos.

#### 7.1.2.4. Resultados generales

Para cerrar el apartado de análisis se han recogido los resultados más relevantes de la instalación a lo largo de su vida útil. En la tabla se indican los valores asociados a la generación y el consumo anual promediados en los 25 años.

Potencia instalada	3	kWp
Inversión inicial	6.000	€
VAN (25 años)	-2.470,8	€
Periodo de retorno económico	>25	años
Cobertura renovable	42,1	%
Demanda	4.000	kWh/año
Consumo de red anual (promedio)	2.316,7	kWh/año
Producción anual (promedio)	3.796,6	kWh/año
Exportación anual (promedio)	2.114,8	kWh/año
Emisiones evitadas en 25 años	8.354,88	kg CO <sub>2</sub>
Pérdidas por sombras	17,62	%
Periodo de retorno ecológico	6,12	años

Se concluye que para 3 kWp de potencia instalada, y las condiciones financieras definidas por defecto, la instalación es inviable desde el punto de vista económico. El bajo nivel de demanda de la vivienda trae como consecuencia una limitada capacidad de ahorro en la factura eléctrica que permita recuperar la inversión dentro de un periodo aceptable. No obstante, desde el punto de vista ambiental la instalación compensa en tan sólo 6,12 años la huella de carbono generada en la fabricación de los equipos además de evitar 8,35 toneladas de emisiones a lo largo de su vida útil, constituyendo una solución viable desde el punto de vista ambiental.

#### 7.1.3. Análisis de la sensibilidad de la rentabilidad frente a la tasa de inflación y de descuento

En este apartado se tratará de concluir a partir de qué valores de los parámetros económicos como son la tasa de interés y de descuento la instalación y cuán sensible es la rentabilidad de la instalación ante la variación de estos.

A continuación, se vuelven a realizar las simulaciones para 3 kWp, que requiere de una inversión inicial de 6000€, de potencia instalada y 25 años únicamente modificando las variables de entrada de la tasa de inflación y de descuento. Para la primera, se han tomado valores moderados, que se han basado en el histórico de la última década para España, en el cual se alcanzó en 2010 el valor máximo de 3%. Mientras que, aunque el valor mínimo en dicho histórico fue negativo entre 2013 y 2015, se ha optado por representar escenarios ajenos a puntuales

recesiones o crisis económicas, por lo que el que valor mínimo escogido es el 0,5% (*inflación* = {0,5%, 1%, 2%, 3%}).

Asimismo, para la segunda, aunque la que más se ajusta a la actualidad es la correspondiente a valores nulos, se han escogido valores superiores ( $d = \{0,5\%, 1\%, 2\%, 3\%, 7\%\}$ ), alcanzado hasta alcanzar el 7% con el fin de estimar escenarios más desfavorables y aportar resultados conservadores.

Cuanto mayor sea la tasa de inflación, el precio de la energía eléctrica se incrementará año a año de forma que los ahorros anuales serán cada vez mayores en relación con el ahorro del año inicial. Como consecuencia, una mayor inflación tendrá como resultado un mayor VAN

Por el lado contrario, conforme más elevada sea la tasa de descuento, que está relacionada con los tipos de interés bancarios, mayor será el coste de oportunidad asociado a la realización de otro proyecto de inversión diferente a la ejecución de la instalación fotovoltaica. Por tanto, a mayores tasas de descuento, el valor presente de los flujos de caja de los años futuros presentará niveles más reducidos, perjudicando al VAN.

Se comprueba lo anteriormente descrito en los resultados de la Figura 69, donde el menor periodo de retorno alcanzado por las simulaciones es de 17 años y 3154€ de VAN para 25 años (los beneficios totales representarían aproximadamente un 52% del coste inversión de instalación inicial), para la tasa de descuento más baja (0%) y la inflación más alta simulada (3%). En contraposición, los parámetros más desfavorables (tasa de descuento del 7% e inflación del 0,5%) arrojan el resultado más negativo de VAN de -2680 € tras 25 años. El resto de las combinaciones resultan situaciones intermedias, siendo común en los casos en lo que sí se alcanza cierta rentabilidad

En la Figura 69, se observa que para tasas de descuento cercanas al 2% la inversión se sitúa en el umbral de rentabilidad, suponiendo un entorno financiero indiferente para invertir en una instalación fotovoltaica. En este caso el nivel de inflación resultará determinante para discernir la rentabilidad del proyecto dentro de la vida útil de la instalación.

En cualquier caso, tasas de descuento de hasta un 1%, valor incluso elevado para las rentabilidades que ofrecen los depósitos fijos actualmente, garantizan la rentabilidad dentro de la vida útil de la instalación para el rango de inflación estudiado.

Asimismo, el efecto de la inflación resulta notorio, especialmente en los casos en los que el proyecto es rentable, los beneficios generados por éste pueden reducirse hasta un 73% (2295€ de diferencia) con respecto al valor óptimo para una tasa de descuento nula, o un 96% (1932€ de diferencia) para una tasa de descuento del 1%.

Tabla 12. Periodos de retorno en años de la instalación en la vivienda unifamiliar para diferentes combinaciones de tasa de inflación y de descuento

Tasa de descuento (d)/inflación (i)	i=0,5%	i=1%	i=2%	i=3%
d=0%	21,45	20,37	18,61	17,27
d=1%	24,58	23,04	20,65	18,91
d=2%	>25	>25	>25	20,99
d=3%	>25	>25	>25	23,78
d=7%	>25	>25	>25	>25

Rentabilidad de la instalación en función de la tasa de descuento y la inflación

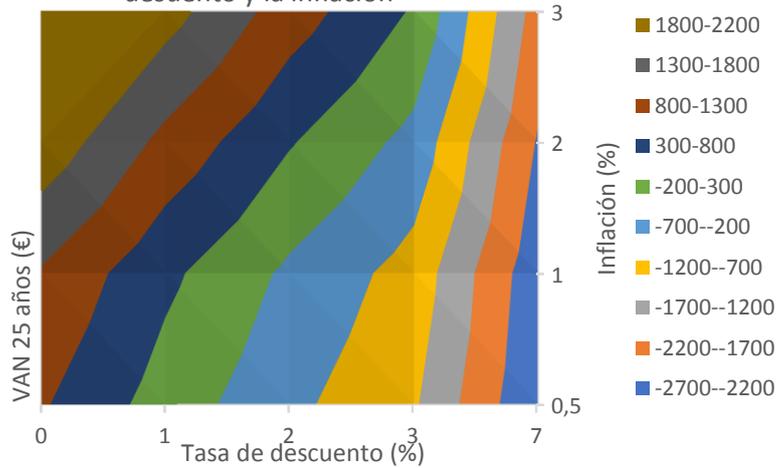


Figura 69. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en la vivienda unifamiliar

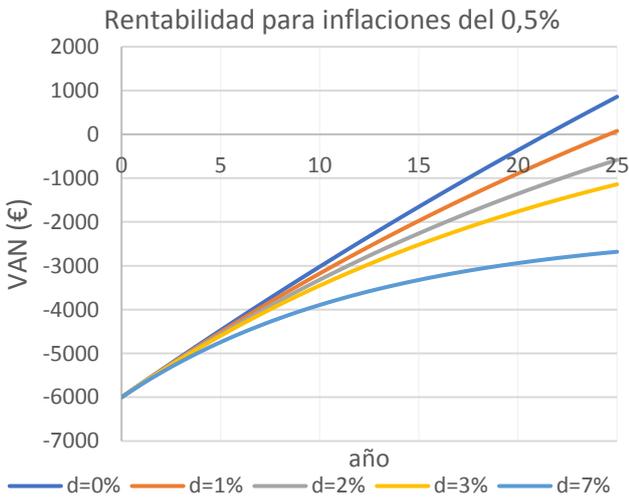


Figura 70. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en la vivienda unifamiliar para inflaciones del 0,5%

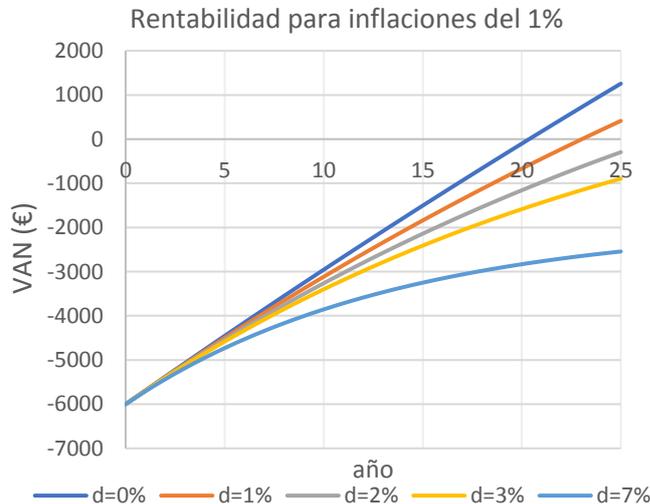


Figura 71. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en la vivienda unifamiliar para inflaciones del 1%

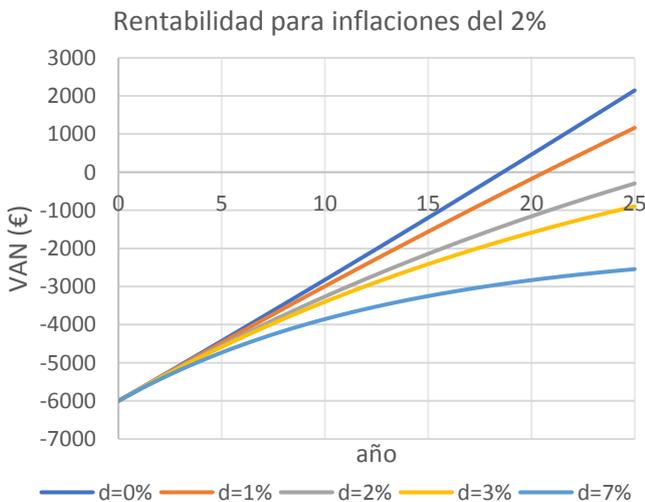


Figura 72. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en la vivienda unifamiliar para inflaciones del 2%

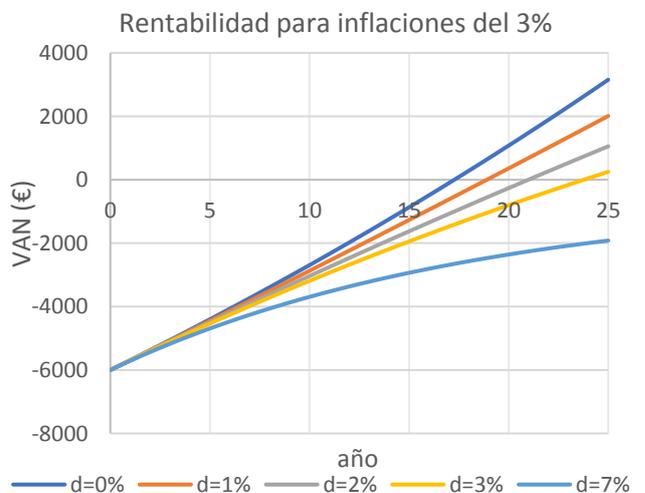


Figura 73. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en la vivienda unifamiliar para inflaciones del 3%

#### 7.1.4. Análisis del efecto de las subvenciones sobre la rentabilidad

Dada la baja rentabilidad de las instalaciones en este tipo de edificios, cuyos propietarios generalmente son los propios residentes, se ha considerado de especial interés valorar la influencia de la aplicación de hipotéticas ayudas económicas por parte del Gobierno para fomentar el autoconsumo.

Actualmente, en la Comunidad Valenciana, el mecanismo de promoción del autoconsumo que más se asemejaría a una subvención o ayuda son las deducciones fiscales en el tramo autonómico del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas gestionado por el IVACE. Éste permite deducir hasta un 20% del importe de la instalación fotovoltaica, aunque su cuantificación exacta depende de la renta de cada particular.

Se ha realizado un cálculo paramétrico del VAN a 25 años modificando las variables del código de la potencia instalada de paneles para varios porcentajes de inversión inicial que serían subvencionados (desde el 0% hasta el 50% de la inversión inicial cubierta con ayudas). Todo ello para dos tipos de interés del 1% y del 7% y una inflación del 1,3% (la estándar fijada por el programa).

Subvenciones iguales o superiores al 40% permitirían hacer rentable la inversión para potencias cercanas a 2 kWp, para el resto de las situaciones ésta seguiría sin recuperarse, véase la Figura 74. Se puede concluir, al menos en este edificio, tasas de descuento elevadas impiden la viabilidad económica de la instalación a pesar de disponer de cuantiosas subvenciones.

En el lado contrario, se han repetido las anteriores simulaciones para una tasa de descuento del 1%, donde se observa una clara rentabilidad para todo el rango de potencias, disponiendo o no de subvenciones. En términos generales, la proporción de inversión subvencionada es equivalente a proporción en la que se reduce el periodo de retorno de la inversión, tal y como se aprecia en la Figura 75, es posible lograr reducir hasta el 50% el tiempo de recuperación de la inversión si ésta se subvenciona al 50%. Con el máximo descuento del coste que permite el IVACE (un 20%) sería posible reducir el periodo de retorno en torno a los 15 años para potencias de entre 1 y 3kWp. En el caso más favorable, correspondiente a la máxima subvención simulada (50%) el periodo de retorno no descendería de los 10 años aproximadamente. Con tasas bajas de descuento, donde para cualquier caso existe rentabilidad, un mayor o nivel de subvención que reduzca la incertidumbre puede resultar un importante incentivo para atraer a nuevos usuarios interesados en el autoconsumo.

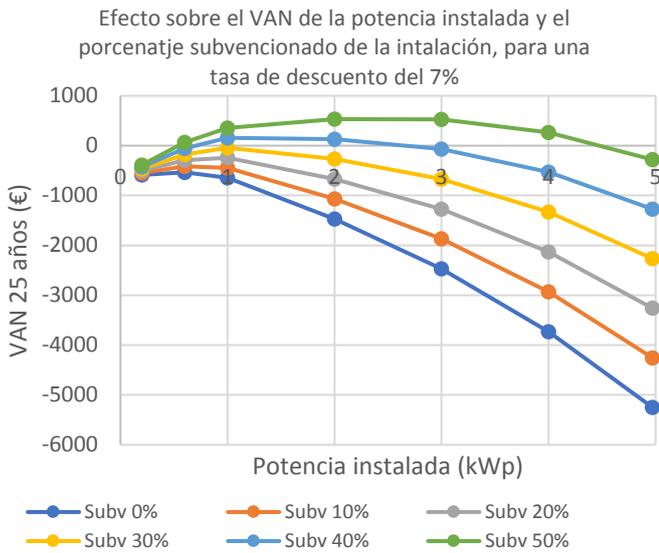


Figura 74. Representación del VAN a 25 en función de la potencia instalada para diferentes proporciones de subvención respecto a la inversión inicial y una tasa de descuento fija del 7%

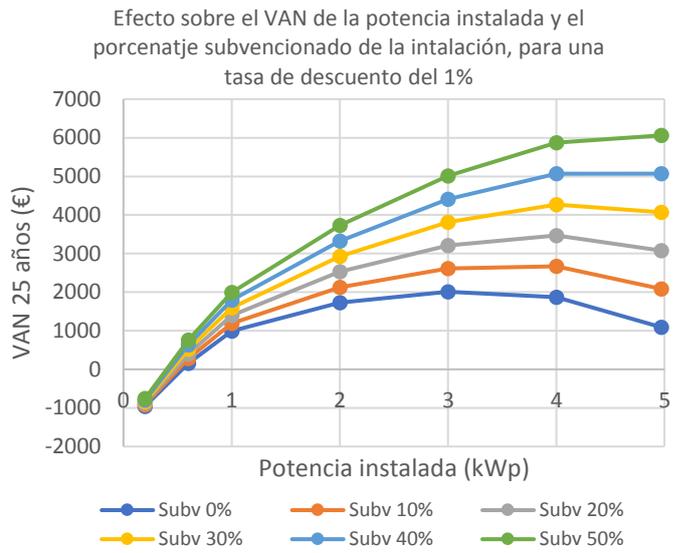


Figura 75. Representación del VAN a 25 en función de la potencia instalada para diferentes proporciones de subvención respecto a la inversión inicial y una tasa de descuento fija del 1%

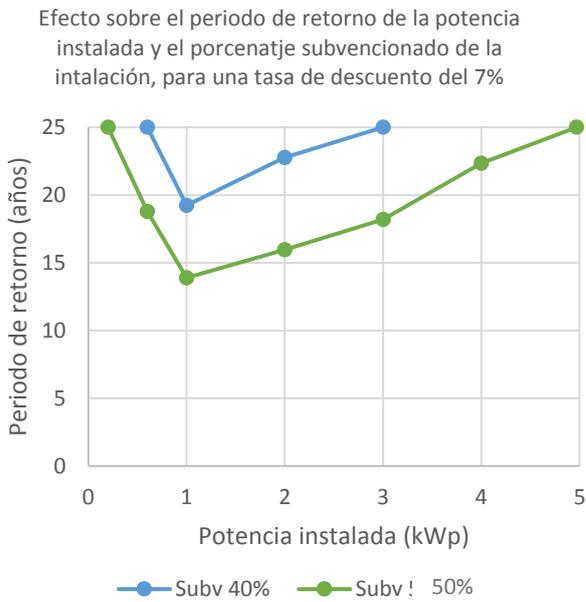


Figura 76. Representación del periodo de retorno en función de la potencia instalada para diferentes proporciones de subvención respecto a la inversión inicial y una tasa de descuento fija del 7%

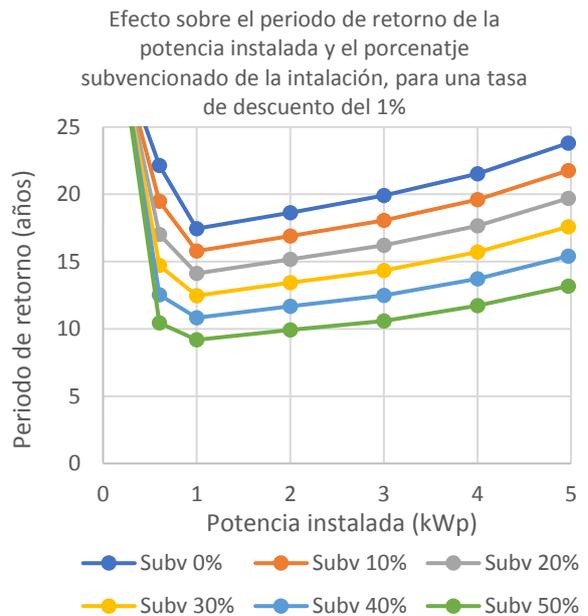


Figura 77. Representación del periodo de retorno en función de la potencia instalada para diferentes proporciones de subvención respecto a la inversión inicial y una tasa de descuento fija del 1%

## 7.2. Edificio residencial

Se ha procedido de forma idéntica que el caso de estudio de la vivienda unifamiliar. Se ha escogido el edificio R8, se muestran en la Figura 78 y la Figura 79 la vista aérea de planta y en perspectiva, respectivamente.



Figura 78. Vista aérea de planta del edificio residencial de estudio

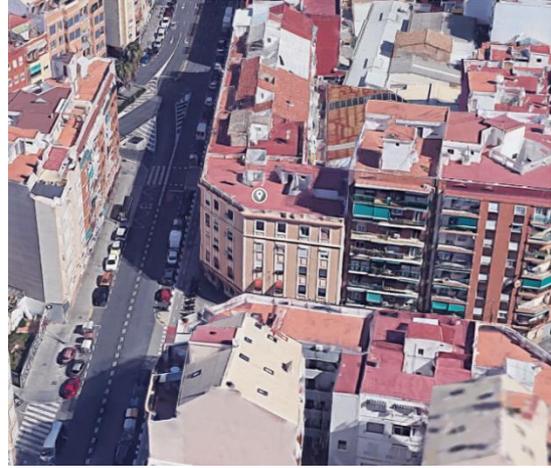


Figura 79. Vista aérea en perspectiva del edificio residencial de estudio

Aplicando la función *getSkyline* se obtiene la curva de horizonte de edificios adyacentes a la cubierta de estudio. Destaca el importante desnivel del edificio ubicado al este, que perjudicará en la generación durante las primeras horas de la jornada.

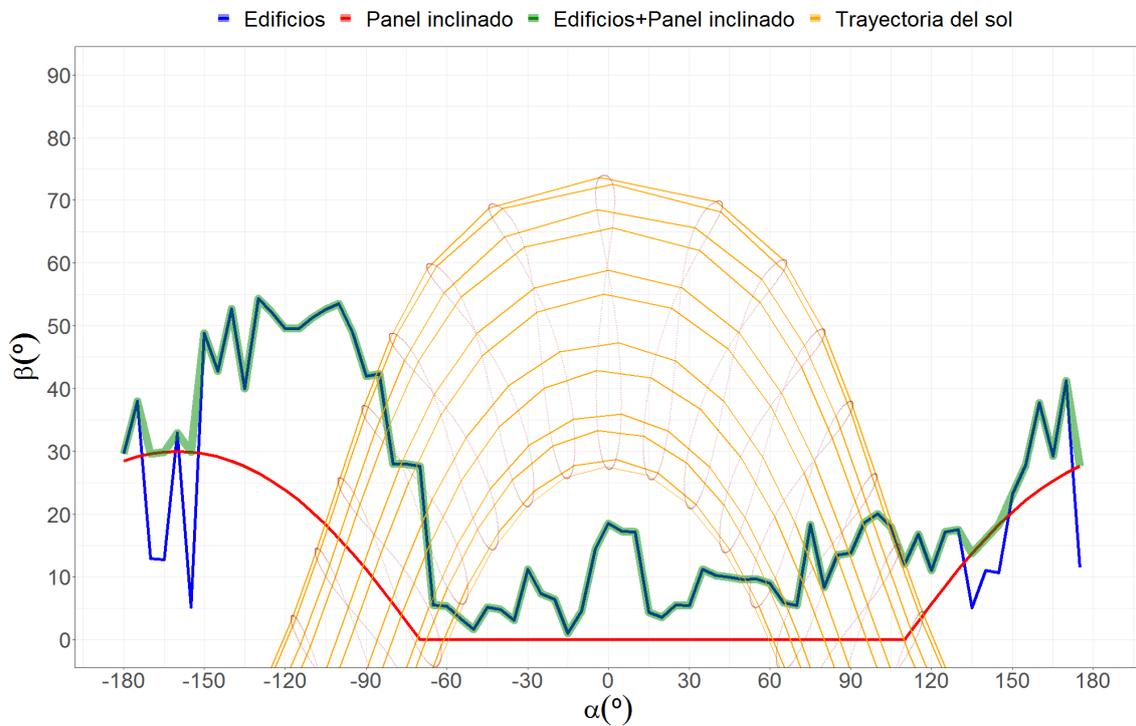


Figura 80. Curva de horizonte de edificios y trayectorias solares para calcular las pérdidas por sombras en el edificio residencial

Con la función *getViviendas* se obtiene la siguiente tabla donde se contabiliza el número de viviendas, el área útil de los comercios y el área total de cubierta, que son los datos que se utilizarán en el programa principal. A diferencia de la vivienda unifamiliar, este edificio cuenta con un mayor número de consumidores, que repercutirán en un mayor consumo.

Tabla 13. Características generales del edificio residencial obtenidas mediante *getViviendas*

Área de cubierta (m <sup>2</sup> )	Altura (m)	Nº viviendas	Nº comercios	Nº Oficinas	Superficie de viviendas (m <sup>2</sup> )	Superficie de comercios (m <sup>2</sup> )	Superficie de oficinas (m <sup>2</sup> )
232,25	32,1	12	2	0	1178	240	0

Definiendo en el programa la variable *Tipo\_edificio = "R"*, se designan todos los valores de entrada que no habían sido determinados por defecto y quedaban en función de la tipología de edificio estudiada (perfil de demanda, indicador de demanda anual y la tarifa eléctrica).

Las características generales del mismo, obtenidas se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 14. Variables de entrada del edificio residencial

Tipo de vivienda	Residencial
Coordenadas	39,456795 , -0,386752
Superficie total de cubierta	232,25 m <sup>2</sup>
Número de viviendas del edificio	12
Perfil de demanda	Tipo A
Demanda	120.000 kWh/año
Tarifa eléctrica	2.0A serie anual 2018 del PVPC
Superficie efectiva de cubierta (m <sup>2</sup> )	162,575 m <sup>2</sup>
Potencia máxima instalada del campo fotovoltaico	16,2575 kWp
Coste de instalación por unidad de potencia instalada	1,2 €/Wp
Coste total de la instalación (inversión inicial)	19.509 €

### 7.2.1. Optimización de la orientación e inclinación del panel y de la potencia a instalar

De forma análoga al caso de estudio anterior se vuelve a parametrizar la energía que alcanzaría al panel inclinado con las mismas combinaciones de ángulos de acimut e inclinación. Se obtiene una radiación incidente máxima (1648,8 kWh/m<sup>2</sup>año) para un ángulo de acimut orientado más hacia el oeste que el del caso anterior:  $\alpha_{panel} = 20^\circ$  y  $\beta_{panel} = 30^\circ$ , principalmente por el efecto de las sombras que se tienen al este. Para los sucesivos cálculos la orientación e inclinación utilizadas serán las óptimas.

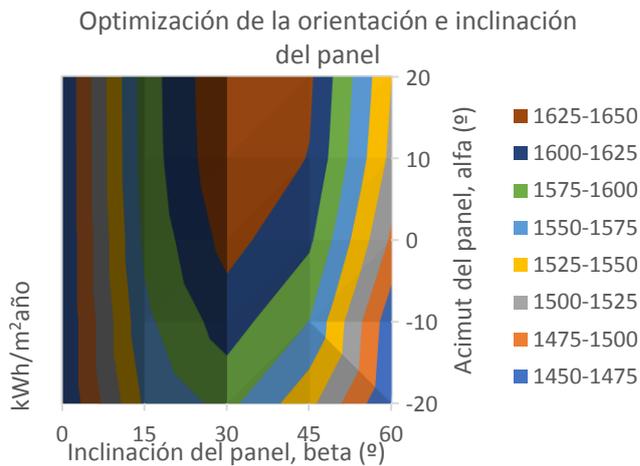


Figura 81. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de orientaciones e inclinaciones del panel en el edificio residencial

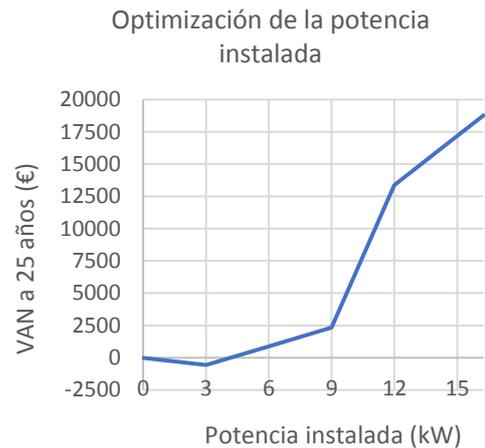


Figura 82. Representación del VAN a 25 años en función de la potencia instalada en el edificio residencial

A continuación, se ha representado en la Figura 82 para diferentes puntos de potencia a instalar ( $P = \{0, 3, 6, 9, 12, 16,2575\}kWp$ ) el VAN que se obtendría tras realizar las simulaciones a 25 años. En ella se perciben dos efectos antagónicos:

- A mayor potencia instalada, existirá una mayor capacidad de generación y un mayor ahorro en la factura eléctrica. En este caso, dada la escasa superficie en relación con el nivel de consumo total del edificio, la potencia óptima a instalar es la máxima que permite la cubierta, es decir 16,2575 kWp, resultado de disponer de una superficie efectiva de cubierta de 162 m<sup>2</sup>.
- A mayor potencia instalada, a priori será mayor será la inversión inicial, sin embargo, ésta por motivos de economía de escala puede reducirse por unidad de potencia instalada. Este hecho puede percibirse en el cambio repentino de tendencia en el VAN en función a la potencia se debe a que a partir de 10 kWp de potencia instalada, por economía de escala la inversión inicial desciende de 2€/Wp a 1,2 €/Wp.

Asimismo, se aprecia una nula recuperación de la inversión para pequeñas potencias debidas al escaso ahorro que éstas generan para recuperar sus elevados costes, fenómeno similar que sucedía en la vivienda unifamiliar.

## 7.2.2. Análisis de resultados

### 7.2.2.1. Análisis energético

Se ha representado la curva de generación horaria para un día de verano. El efecto de las sombras anula la componente directa de la radiación mermando la producción a primeras horas de la mañana, especialmente durante la época estival, como se aprecia en la Figura 84, donde la radiación directa queda anulada tras aplicar el modelo de sombras. Cabe señalar aún que siendo un día de elevada radiación la generación es no es capaz de cubrir en ninguna hora del día la demanda eléctrica, este hecho se debe principalmente a que la instalación estaría infradimensionada en relación con los consumos ya que no se dispone de más superficie aprovechable en cubierta para colocar más paneles.

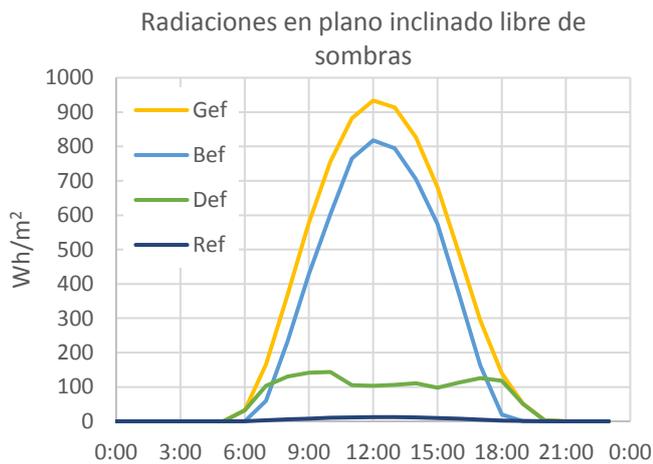


Figura 83. Componentes de la radiación incidente sobre un plano inclinado a 30° libre de sombras por unidad de superficie durante un día Julio en el edificio residencial

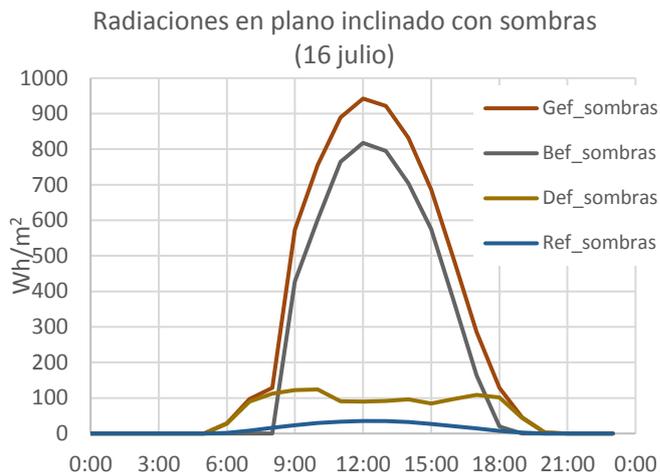


Figura 84. Componentes de la radiación incidente sobre un plano inclinado a 30° considerando sombras por unidad de superficie durante un día Julio en el edificio residencial

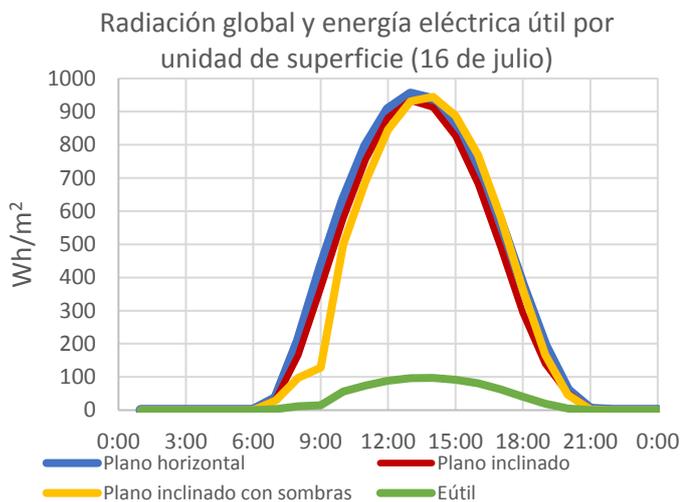


Figura 85. Radiaciones y producción fotovoltaica por unidad de superficie durante un día Julio en el edificio residencial

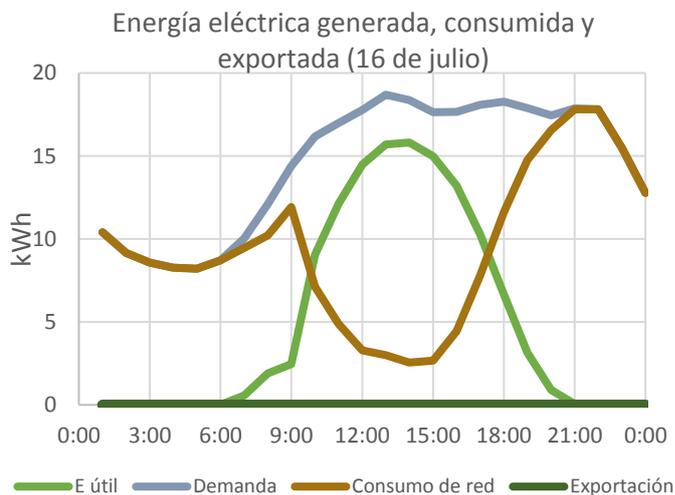


Figura 86. Curva de producción fotovoltaica y demanda eléctrica durante un día de Julio en el edificio residencial

En las cifras de generación y consumo mensual se comprueba que la demanda siempre será mayor que la generación para cualquier hora del año, nunca se producirá exportación, en consecuencia, toda la energía que se genera se destina al consumo de las viviendas y comercios.

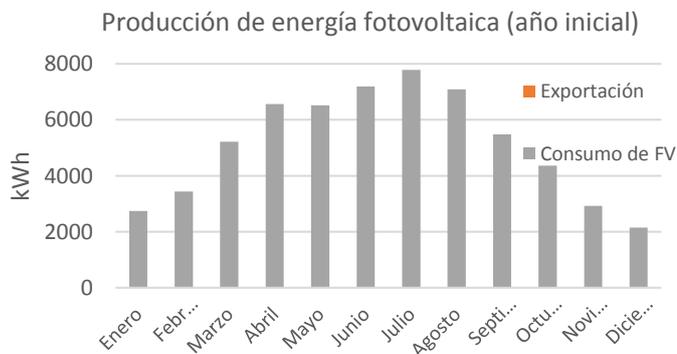


Figura 87. Producciones mensuales fotovoltaica a lo largo del primer año del edificio residencial

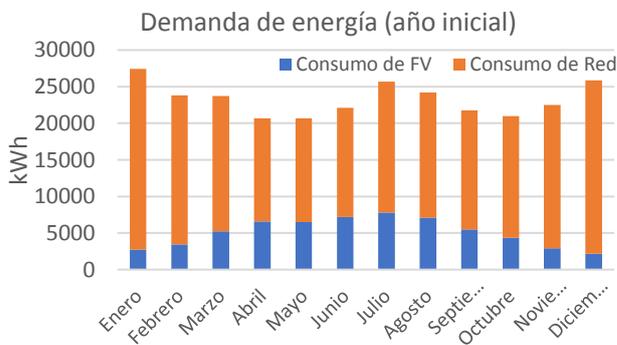


Figura 88. Consumos mensuales a lo largo del primer año del edificio residencial

Se repite en la simulación a 25 años la misma dinámica de pérdida de capacidad de producción por el deterioro de los módulos, descendiendo la cobertura renovable del 26,13% al 16,26%.

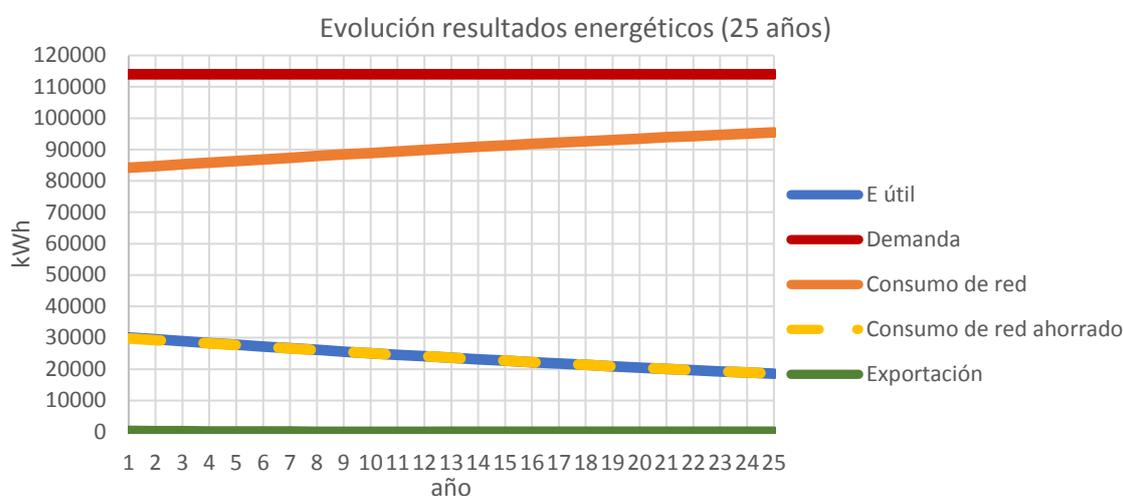


Figura 89. Evolución de resultados energéticos en 25 años de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar

#### 7.2.2.2. Análisis económico

A partir de las curvas de generación y demanda eléctrica se obtiene la curva de costes asociada a la energía que se factura de red. Dado que no se tiene excedentes que inyectar a red no existirá compensación y los únicos ahorros que se percibirán en la factura eléctrica serán los debidos a la reducción de consumo de red gracias a la generación en cubierta.

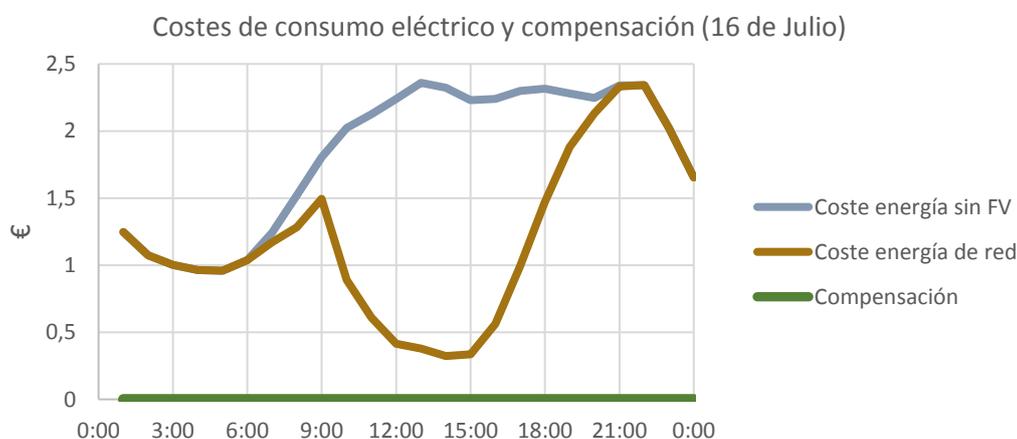


Figura 90. Curva de costes y compensación durante un día de enero en el edificio residencial

A largo plazo, el ahorro se verá mermado por la degradación de los paneles que tendrá un mayor peso que el efecto inflacionario, descendiendo desde los 3.520€ (un ahorro del 24,83% de la factura) en el primer año hasta los 2.900€ (un ahorro del 14,97%) en el último. No obstante, constituye una cifra muy significativa que permite recuperar la inversión en un plazo de 7 años y medio, generaría unos beneficios al final de su vida útil equivalentes al desembolso inicial.

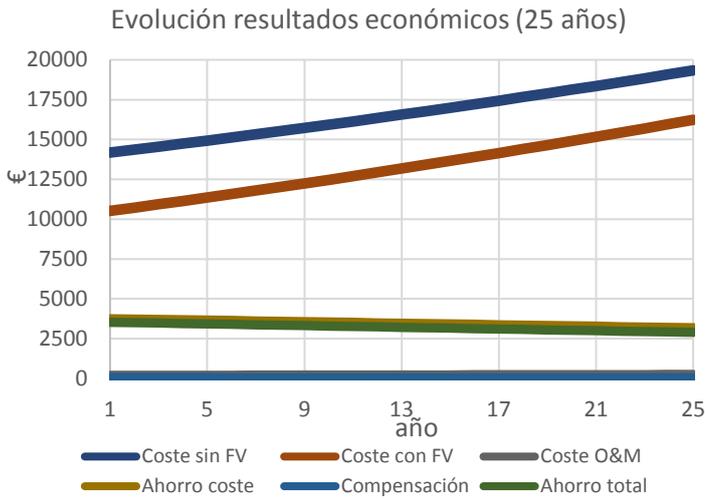


Figura 91. Evolución de resultados energéticos en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio residencial

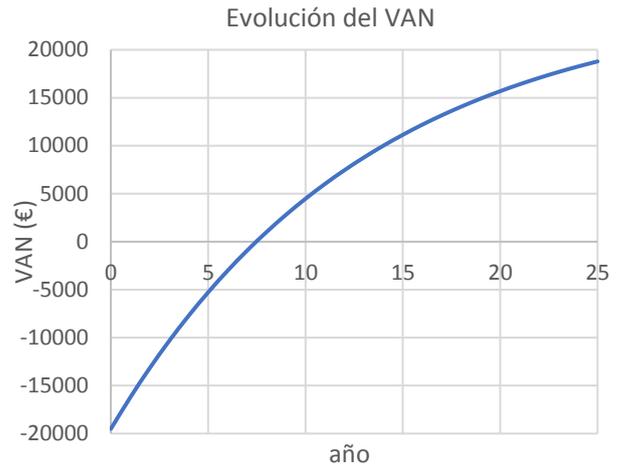


Figura 92. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica en el edificio residencial

### 7.2.2.3. Análisis ecológico

En cuanto a las emisiones, se tendrá una reducción de las mismas del 26,13% en el primer año de vida útil de la instalación que seguirá una tendencia decreciente hasta el 16,26% en último año, evitándose emitir en 25 años 159,18 toneladas de CO<sub>2</sub>. Estas últimas compensarán la huella ecológica en el proceso de fabricación valoradas en 15,67 toneladas, quedando el balance final de emisiones ahorradas en 143,5 toneladas de CO<sub>2</sub>.

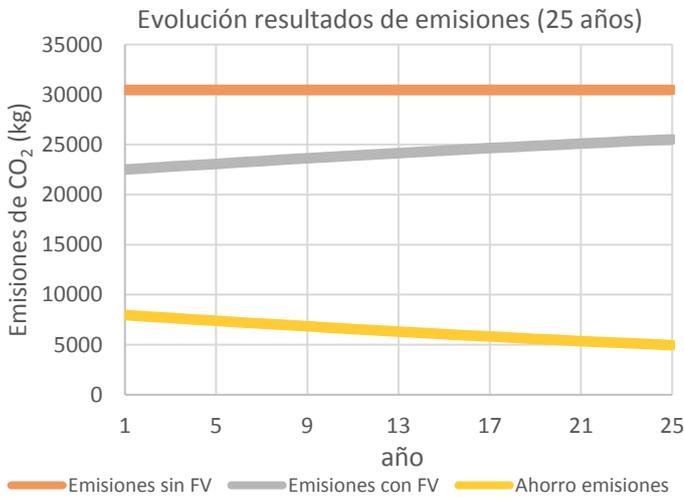


Figura 93. Evolución resultados de emisiones en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio residencial

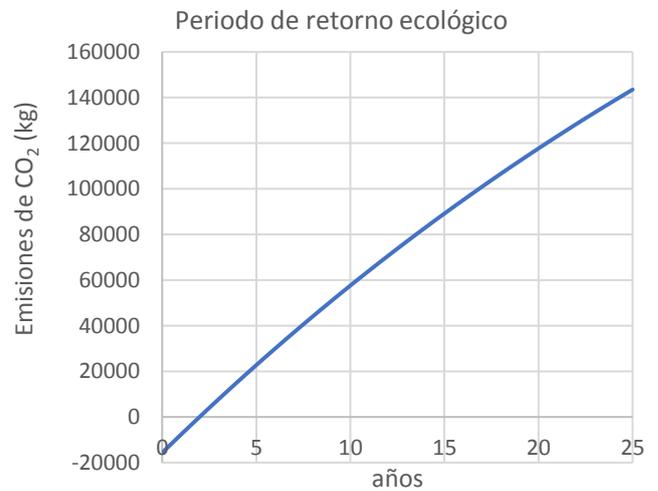


Figura 94. Evolución de las emisiones evitadas en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio residencial

#### 7.2.2.4. Resultados generales

Se muestra en la siguiente tabla los principales resultados de este apartado:

Potencia instalada	16,3	kWp
Inversión inicial	19509,0	€
VAN (25 años)	18783,5	€
Periodo de retorno económico	7,48	años
Cobertura renovable	20,9	%
Demanda	113999,8	kWh/año
Consumo de red anual (promedio)	90176,4	kWh/año
Producción anual (promedio)	23868,4	kWh/año
Exportación anual (promedio)	72,2	kWh/año
Emisiones evitadas en 25 años	143506,35	kg CO <sub>2</sub>
Pérdidas por sombras	4,10%	%
Periodo de retorno ecológico	2,99	años

En este caso, al existir una mayor potencia a instalar, el valor unitario de la potencia instalada es sustancialmente menor (1,2€/Wp). Este hecho queda acompañado por una demanda significativa, en la que toda la energía que produce la instalación termina computándose en ahorro directo de la factura eléctrica con una media superior a los 3.000€ anuales. Como resultado de ambos efectos se obtiene un periodo de retorno suficientemente interesante del 7,5 para unas condiciones financieras muy conservadoras (tasa de inflación y de descuento del 1,3 y 7,04% respectivamente). Desde la óptica ambiental se vuelve a comprobar la rápida recuperación de las emisiones dedicadas a fabricar y transportar los equipos.

#### 7.2.3. Análisis de la sensibilidad de la rentabilidad frente a la tasa de inflación y de descuento

Siguiendo en la línea de los estudios paramétricos realizados para la vivienda unifamiliar se repiten las simulaciones variando la tasa de descuento y de interés para el presente edificio.

Los resultados obtenidos en la Figura 95, muestra VAN positivos en para todos los escenarios financieros planteados. Oscilando desde 78.400€ y 5,4 años de periodo de retorno para la combinación más favorable (inflación del 3% y tasa de descuento del 0%) y 16.500€ y 7,7 años para la más desfavorable (inflación del 0,5% y tasa de descuento del 7%).

Se aprecia que, para una tasa de descuento determinada, la variabilidad del periodo de retorno es muy reducida en comparación con el amplio rango de variación del VAN tras los 25 años: la relación del mismo para una inflación del 3% puede ser un 50% superior al que se obtendría con una inflación del 0,5%, siendo la causa principal el progresivo decaimiento de los ahorros en los últimos años de vida útil de la instalación.

En suma, cabe destacar la escasa sensibilidad del periodo de retorno (tan sólo 2 años de diferencia entre el mejor y el peor caso de estudio) frente a efectos inflacionarios o modificaciones en los tipos de interés bancarios. Por su parte el VAN a 25 años sí que presenta mayor sensibilidad ante la inflación que frente a la tasa de descuento, aunque la viabilidad económica en todos los casos queda confirmada siendo atractiva la inversión.

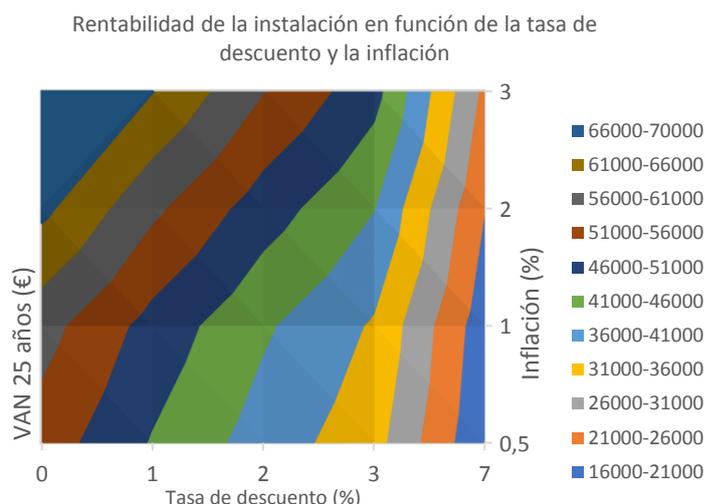


Figura 95. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en el edificio residencial

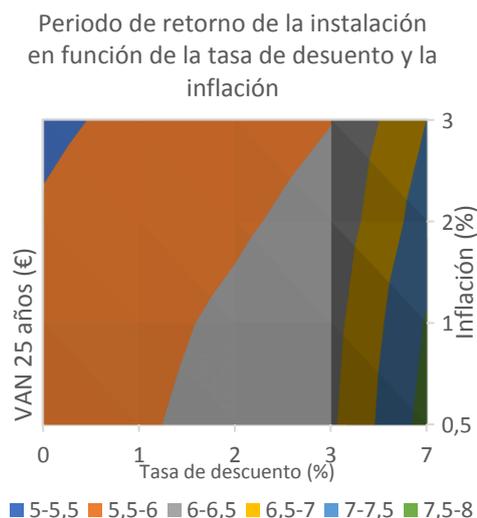


Figura 96. Representación del periodo de retorno años en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en el edificio residencial

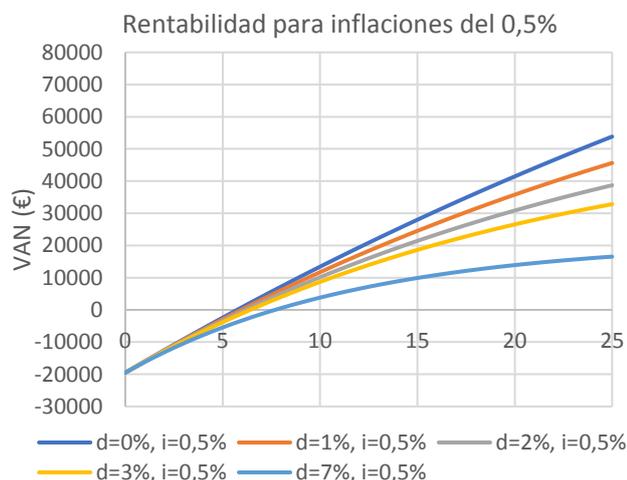


Figura 97. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio residencial para inflaciones del 0,5%

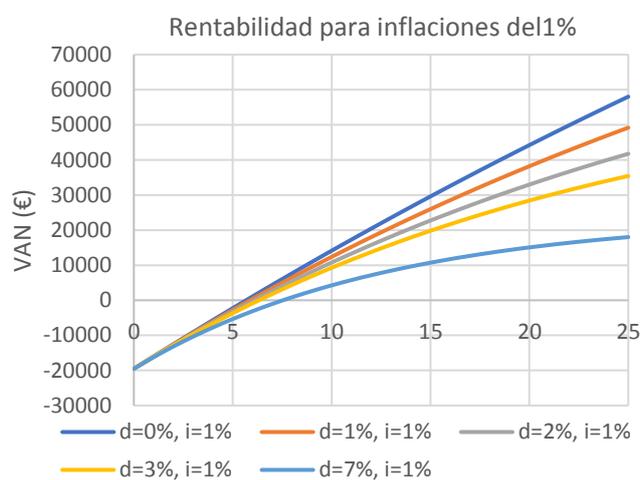


Figura 98. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio residencial para inflaciones del 1%

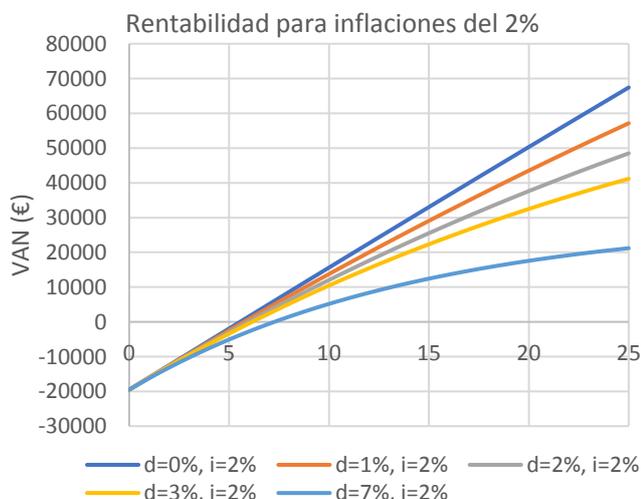


Figura 99. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio residencial para inflaciones del 2%

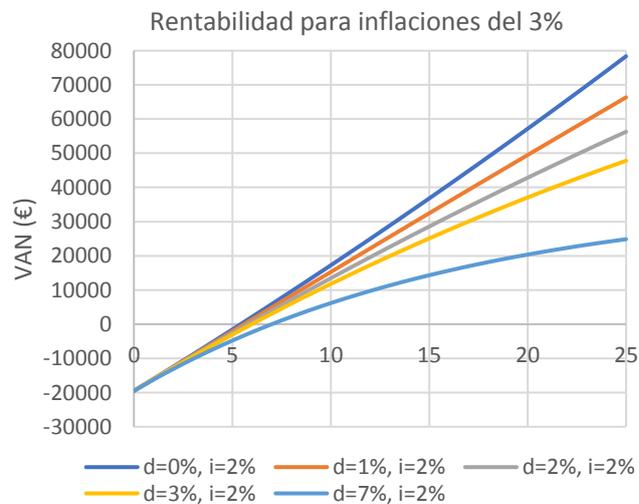


Figura 100. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio residencial para inflaciones del 3%

### 7.3. Edificio exclusivamente comercial

Se ha seleccionado el edificio C5 de la Tabla 7. Resultados generales de la muestra de edificios obtenidos tras la aplicación del modelo. Se trata de un edificio de una única planta, tal y como se muestra en la Figura 102, utilizado como estudio de grabaciones.



Figura 101. Vista aérea de planta del edificio comercial de estudio



Figura 102. Vista aérea en perspectiva del edificio comercial de estudio

Los edificios de gran altura circundantes proyectan sombras especialmente por el oeste, por tanto, en las últimas horas de la tarde de los días de otoño e invierno la radiación será muy limitada, como se puede comprobar en la curva de horizonte de edificios en la Figura 103.

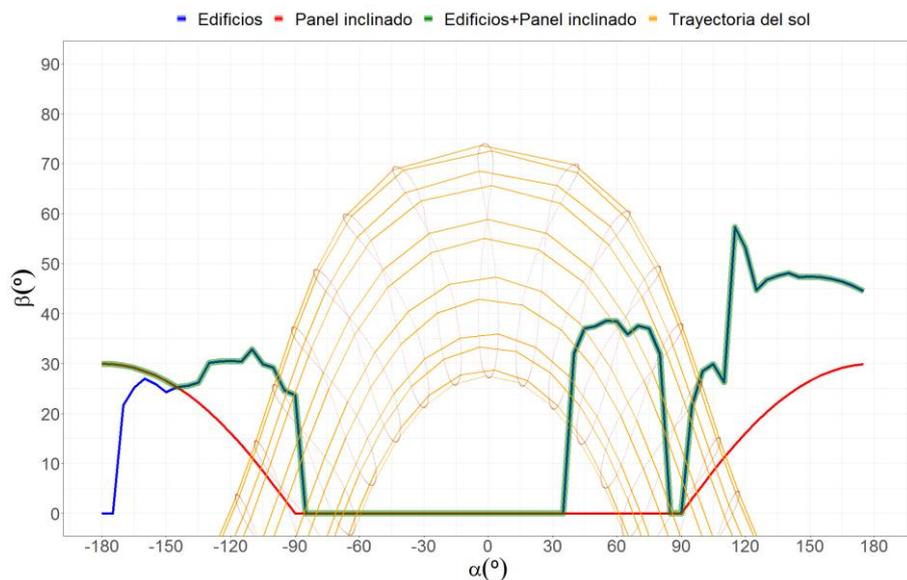


Figura 103. Curva de horizonte de edificios y trayectorias solares para calcular las pérdidas por sombras en el edificio comercial

Mediante la función *getViviendas* se obtiene toda la información relativa a las dimensiones del edificio y el área de la zona comercial:

Tabla 16. Características generales del edificio comercial obtenidas mediante *getViviendas*

Área de cubierta (m <sup>2</sup> )	Altura (m)	Nº viviendas	Nº comercios	Nº Oficinas	Superficie de viviendas (m <sup>2</sup> )	Superficie de comercios (m <sup>2</sup> )	Superficie de oficinas (m <sup>2</sup> )
1019,55	11,74	12	1	0	0	713,69	0

Definiendo en el programa la variable Tipo\_edificio = "C", se designan todos los valores de entrada que no habían sido determinados por defecto y quedaban en función de la tipología de edificio estudiada (perfil de demanda, indicador de demanda anual y la tarifa eléctrica).

El resto de las características generales del edificio quedan expuestas en la siguiente tabla:

Tabla 17. Variables de entrada del edificio comercial	
Tipo de vivienda	Comercial
Coordenadas	39,451119, -0,358805
Superficie total de cubierta	713,69 m <sup>2</sup>
Número de comercios del edificio	1
Perfil de demanda	Tipo C
Demanda	305865,75 kWh/año
Tarifa eléctrica	3.0A Plan 3.0 de Iberdrola
Superficie efectiva de cubierta (m2)	49,7 m <sup>2</sup>
Potencia máxima instalada del campo fotovoltaico	71,3685 kWp
Coste de instalación por unidad de potencia instalada	1 €/Wp
Coste total de la instalación (inversión inicial)	9.940 €

### 7.3.1. Optimización de la orientación e inclinación del panel y de la potencia a instalar

Con la presencia de sombras en las horas de la tarde, la orientación hacia el oeste que era la óptima en los dos edificios anteriores no lo es para este caso, encontrándose la máxima radiación incidente (1.542,44 kWh/m<sup>2</sup>año) para la orientación 0° Sur y la inclinación de 30°, véase la Figura 104.

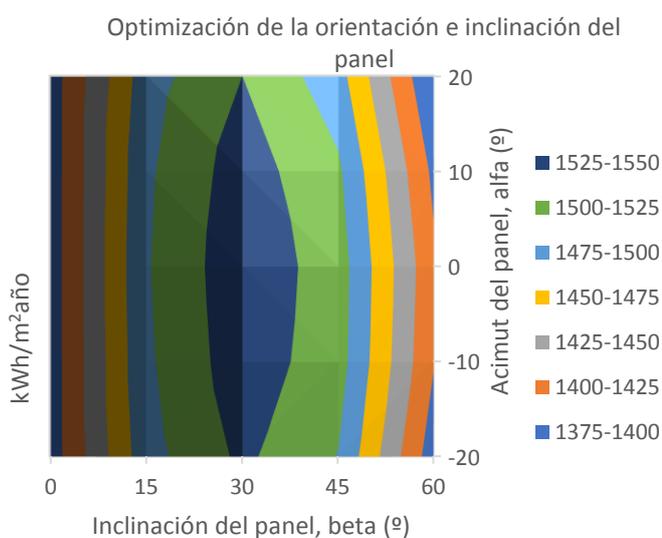


Figura 104. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de orientaciones e inclinaciones del panel en el edificio comercial

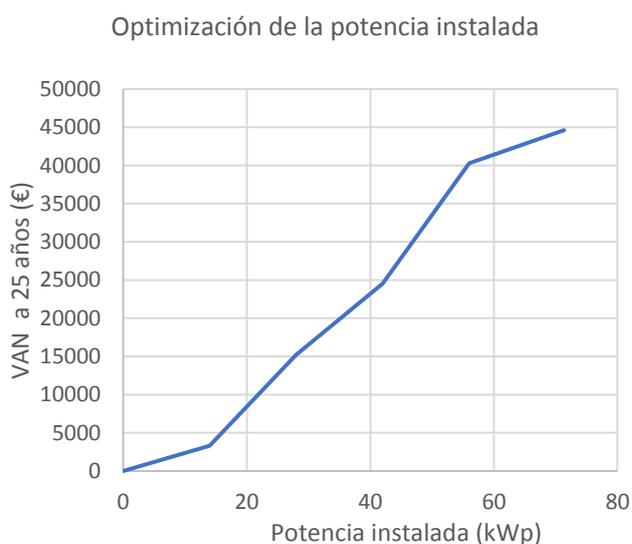


Figura 105. Representación del VAN a 25 años en función de la potencia instalada en el edificio comercial

Se ha representado el VAN a 25 para diferentes potencias instaladas:  $P = \{0, 14, 28, 42, 56, 71, 3685\}$  kWp. De forma similar que la instalación del edificio residencial, en la Figura 105 el campo de paneles máximo admisible en la cubierta no será capaz de cubrir con su generación el elevado consumo de 300 kWh/m<sup>2</sup>año. Como consecuencia, dentro de los límites de área de cubierta cuanto mayor potencia se instale mayor será el ahorro, favoreciendo al VAN, encontrando el óptimo en el máximo de potencia de 71,3685 kWp. Si bien es cierto que una mayor potencia instalada implica una mayor inversión, también implica hasta cierto punto menores costes unitarios por Wp instalado. En definitiva, la dinámica es idéntica a la que sucedía en la instalación residencial.

### 7.3.2. Análisis de resultados

#### 7.3.2.1. Análisis energético

Tal y como se ha anticipado en el en la curva de horizonte de edificios (Figura 103) se proyectarán sombras en la cubierta por la tarde para los meses de otoño e invierno principalmente. Se ha ilustrado este efecto en la Figura 107, donde la radiación directa queda completamente anulada a partir de las 16h, perjudicando a la generación y requiriendo consumir de la red durante este periodo (Figura 109).

Resulta interesante destacar que, para este edificio, a diferencia del residencial sí que se exporta electricidad a red en las horas centrales del día, al ser el consumo inferior a la generación. Por este motivo, en la Figura 105, donde se identificaba el óptimo de potencia a instalar comenzaba a crecer a menor ritmo el VAN conforme se incrementaba la potencia, síntoma de que se estaba alcanzando el óptimo de potencia, punto a partir el cual la instalación quedaría sobredimensionada exportando más energía de la que podría consumir el edificio.

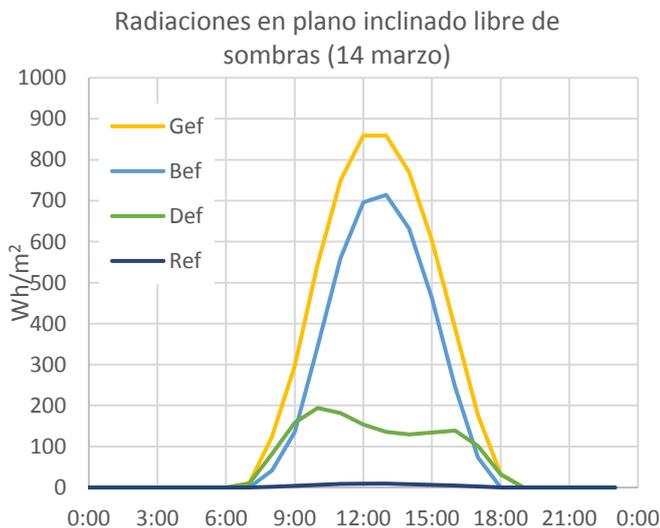


Figura 106. Componentes de la radiación incidente sobre un plano inclinado a 30° libre de sombras por unidad de superficie durante un día de marzo en el edificio comercial

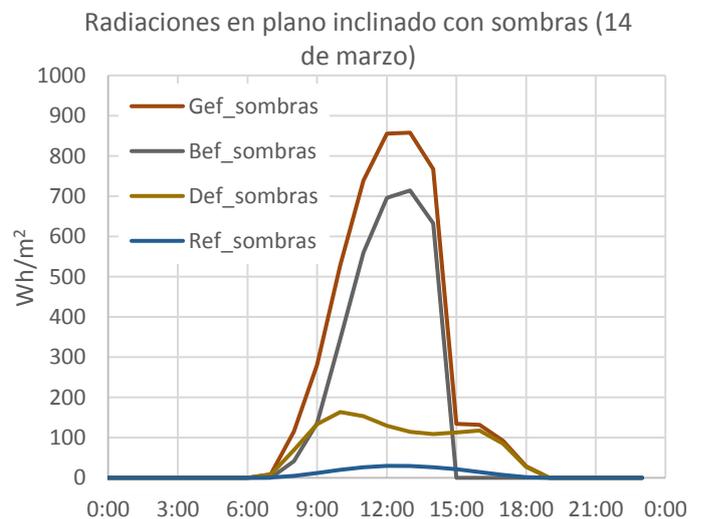


Figura 107. Componentes de la radiación incidente sobre un plano inclinado a 30° considerando sombras por unidad de superficie durante un día de marzo en el edificio comercial

Radiación global y energía eléctrica útil por unidad de superficie (14 de marzo)

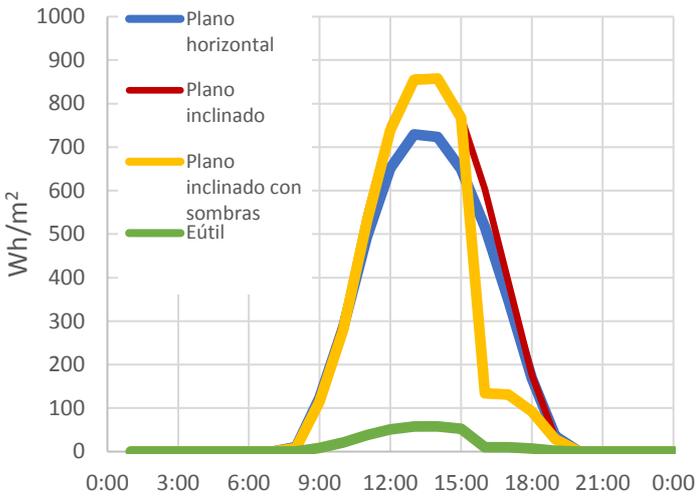


Figura 108. Radiaciones y producción fotovoltaica por unidad de superficie durante un día marzo en el edificio comercial

Energía eléctrica generada, consumida y exportada (14 de marzo)

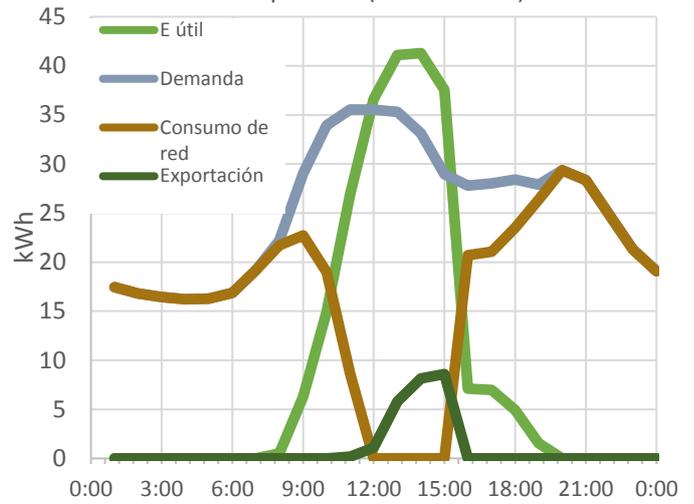


Figura 109. Curva de producción fotovoltaica y demanda eléctrica durante un día de marzo en el edificio comercial

Producción de energía fotovoltaica (año inicial)

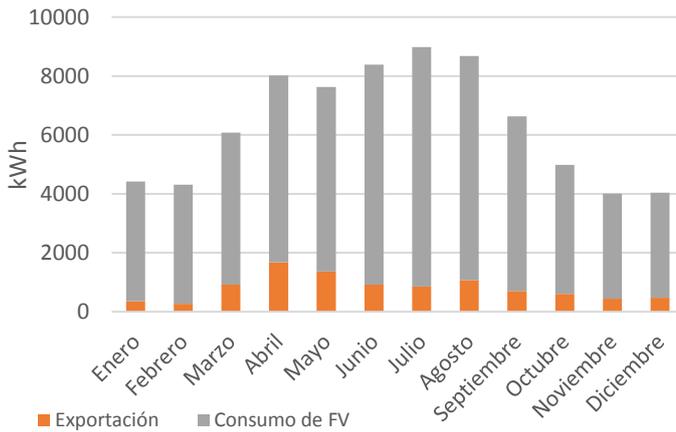


Figura 110. Producciones mensuales fotovoltaica a lo largo del primer año del edificio comercial

Demanda de energía (año inicial)

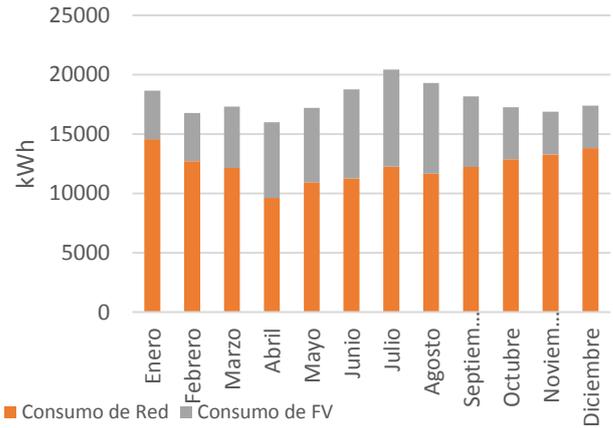


Figura 111. Consumos mensuales a lo largo del primer año del edificio comercial

La evolución del balance energético de la instalación sigue la misma tendencia que en los casos anteriores, aunque destacan en esta ocasión los elevados consumos. El efecto del deterioro de los paneles provoca una reducción de la cobertura renovable desde el 38,07% hasta el 31,17%.

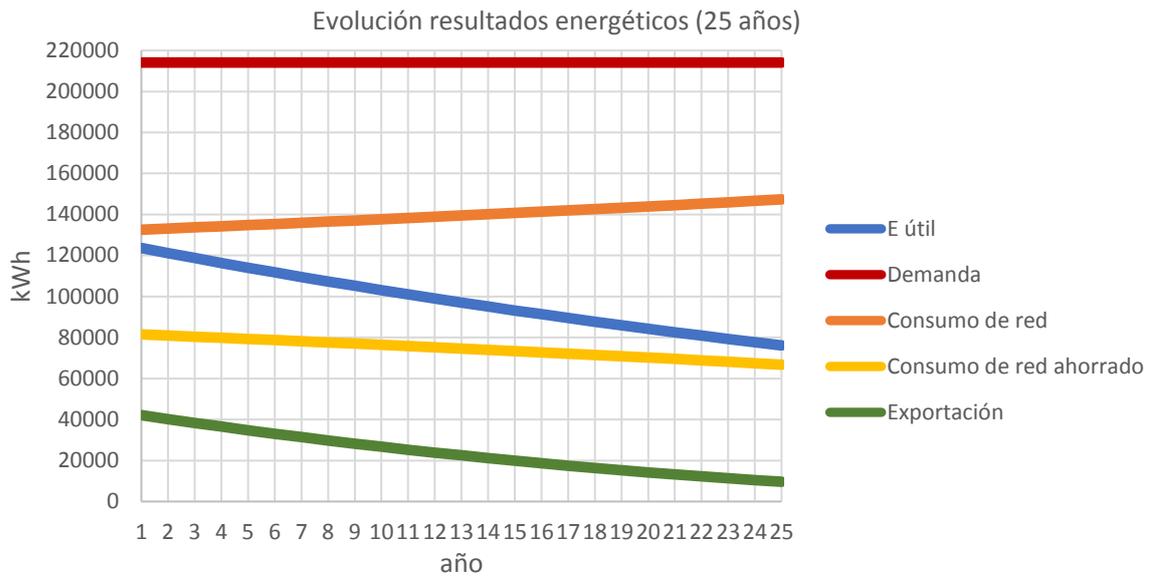


Figura 112. Evolución de resultados energéticos en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio comercial

### 7.3.2.2. Análisis económico

Como se ha descrito con anterioridad las horas en las horas centrales del día se ahorrará la totalidad del coste de la electricidad, al que habrá que incorporar una ligera compensación, que dejará de ser despreciable en los meses de primavera y verano.

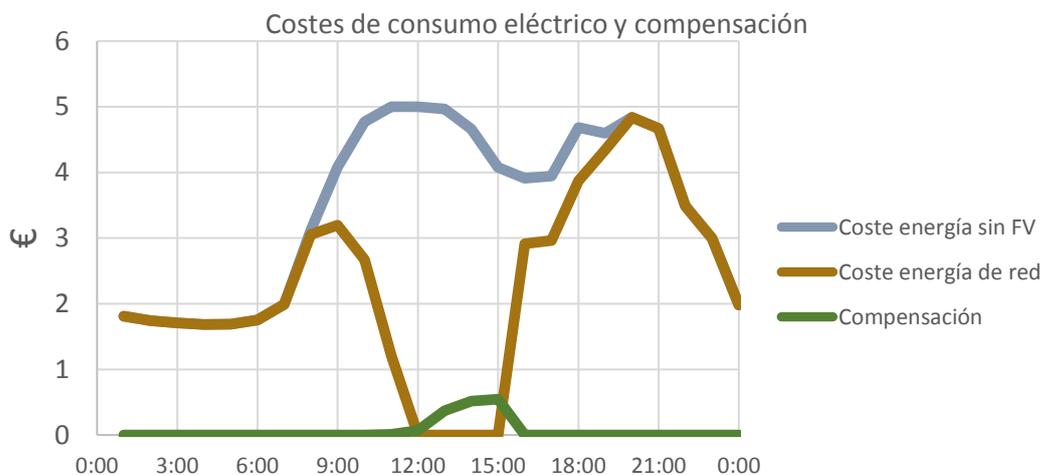


Figura 113. Curva de costes y compensación durante un día de marzo en el edificio comercial

Se vuelve a mostrar en la Figura 114 la evolución de costes, con la misma dinámica descrita en los dos casos anteriores. Teniendo en cuenta efectos inflacionarios, la tasa de descuento y la degradación de paneles el ahorro total en la factura eléctrica descenderá del 47,36% al 32,91%.

Aún con todo, los ahorros son suficientes para recuperar la inversión en 8,6 años y obtener un ahorro neto de 44.616€ al final de su vida útil, evidenciando la viabilidad económica de la instalación.

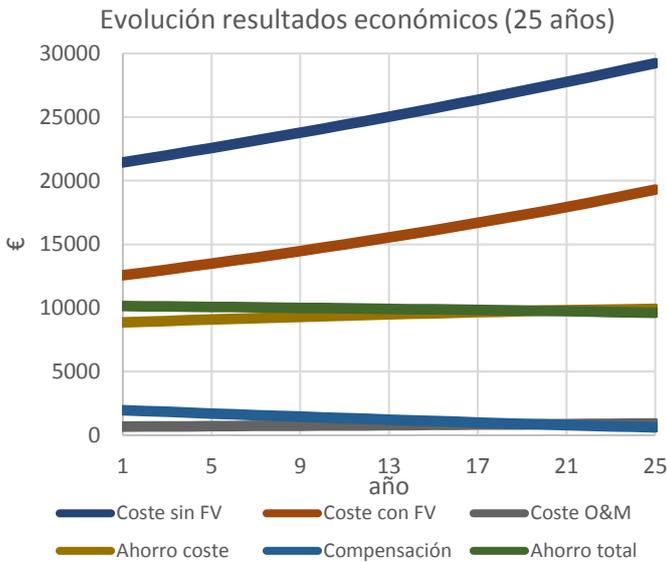


Figura 114. Evolución de resultados económicos en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio comercial

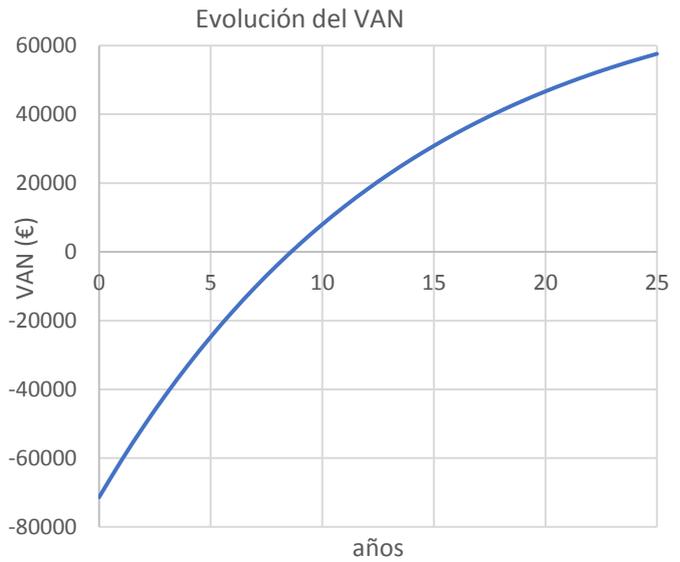


Figura 115. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica en el edificio comercial

### 7.3.2.3. Análisis ecológico

Se vuelve a mostrar la evolución de las emisiones evitadas a lo largo de la vida útil de la instalación. Al final del mismo, se habrán evitado emitir 591 toneladas de CO<sub>2</sub>, que traducido a porcentajes representa un ahorro del 38,07% para el primer año que descenderá hasta el 31,17% en el último. Las emisiones netas evitadas serían 428,69 toneladas de CO<sub>2</sub>, compensando la huella de carbono de los equipos en poco más de 3 años (Figura 117).

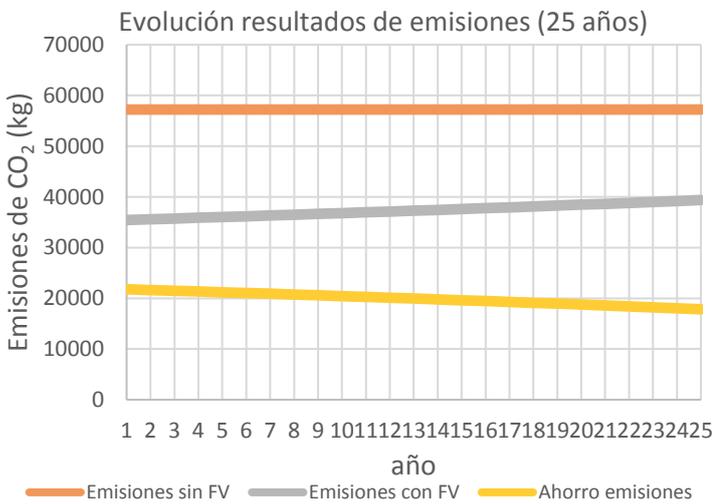


Figura 116. Evolución resultados de emisiones en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio comercial

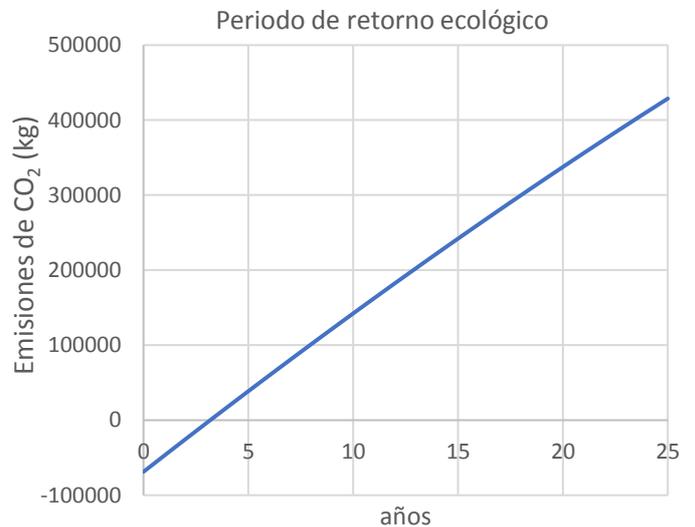


Figura 117. Evolución de las emisiones evitadas en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio comercial

#### 7.3.2.4. Resultados generales

Se muestran los resultados globales en la siguiente tabla:

Potencia instalada	71,4	kWp
Inversión inicial	71.368,5	€
VAN (25 años)	44.616,3	€
Periodo de retorno económico	8,64	años
Cobertura renovable	28,94	%
Demanda	305.865,75	kWh/año
Consumo de red anual (promedio)	217.342,32	kWh/año
Producción anual (promedio)	98.073,2	kWh/año
Exportación anual (promedio)	9.806,96	kWh/año
Emisiones evitadas en 25 años	591.473,73	kg CO <sub>2</sub>
Pérdidas por sombras	9,76%	%
Periodo de retorno ecológico	3,18	años

Con un periodo de retorno de 8,6 años y un beneficio al término de la vida útil de la instalación se comprueba su viabilidad económica, así como la ambiental. Cabe señalar que la gran superficie de cubierta permite instalar una potencia suficientemente significativa para reducir los costes unitarios de instalación, favoreciendo a una rápida recuperación de la inversión. Adicionalmente, queda acompañada de un elevado ahorro pese a que apenas que se alcanza una cobertura media de 28,94%. El hecho de que se exporta cerca de un 10% de la energía que se produce evidencia que la instalación comenzaría a estar sobredimensionada si se colocara mayor cantidad de paneles perjudicando al periodo de retorno.

#### 7.3.3. Análisis de la sensibilidad de la rentabilidad frente a la tasa de inflación y de descuento

Se repiten las simulaciones para las mismas combinaciones de tasa de inflación y de descuento, al igual que se operó en los casos de estudio anteriores, obteniendo los resultados de VAN a 25 años y de periodo de retorno de la Figura 118 y la Figura 119, respectivamente. Se registra la máxima rentabilidad para un VAN de 151.400€ en el que se comenzarían a generar beneficios a los 5,9 años. Para el escenario más desfavorable se obtendría un VAN de 29.200€ y un periodo de retorno 8,7 años. Vuelve a producirse, al igual que sucedía en los edificios de viviendas, una variabilidad reducida del periodo de retorno (menos de 3 años entre la mejor y peor situación) pero sí una muy notable diferencia del rendimiento en el que se generan los ingresos al final de la vida útil de la instalación.

Para una tasa de descuento fija el periodo de retorno únicamente se incrementa hasta un año y medio año entre el escenario más desfavorable (inflación de 0,5%) y el más favorable (inflación del 3%). Mientras que el VAN a 25 años se incrementaría en más de un 60% (puede superar el 90% para una tasa de descuento del 7%) en el escenario más favorable respecto al más desfavorable.

En definitiva, se confirma viabilidad económica en todos los casos a efectos de recuperación del desembolso inicial, aunque el desempeño de los ahorros netos a largo plazo puede reducirse notablemente por la tasa de descuento y el deterioro de los paneles.

Rentabilidad de la instalación en función de la tasa de descuento y la inflación

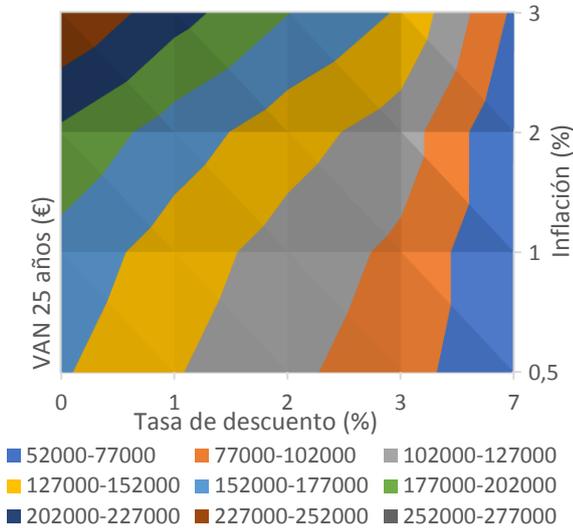


Figura 118. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en el edificio comercial

Periodo de retorno de la instalación en función de la tasa de descuento y la inflación

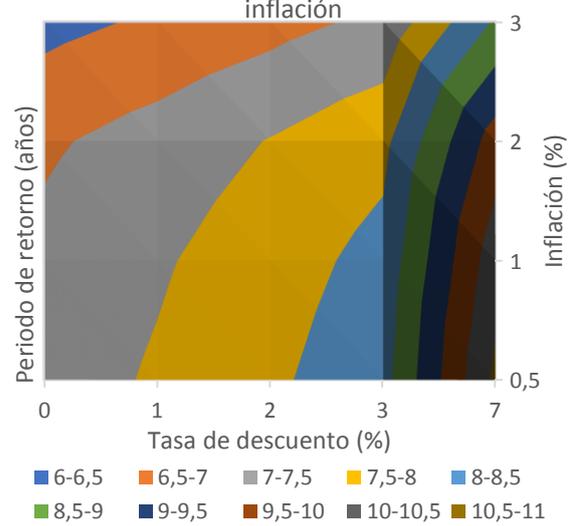


Figura 119. Representación del periodo de retorno en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en el edificio comercial

Rentabilidad para inflaciones del 0,5%

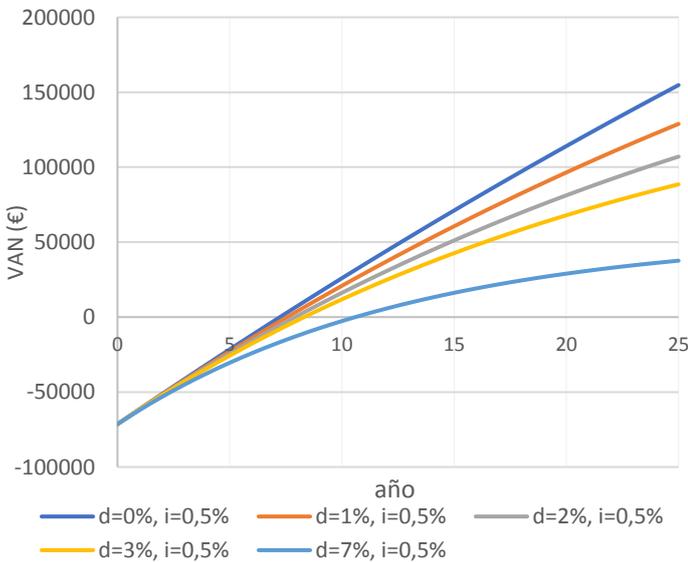


Figura 120. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio comercial para inflaciones del 0,5%

Rentabilidad para inflaciones del 1%

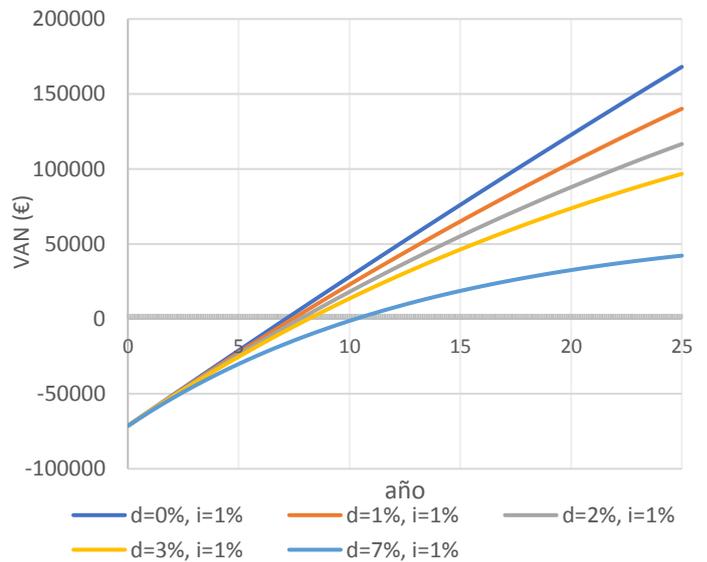


Figura 121. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio comercial para inflaciones del 1%

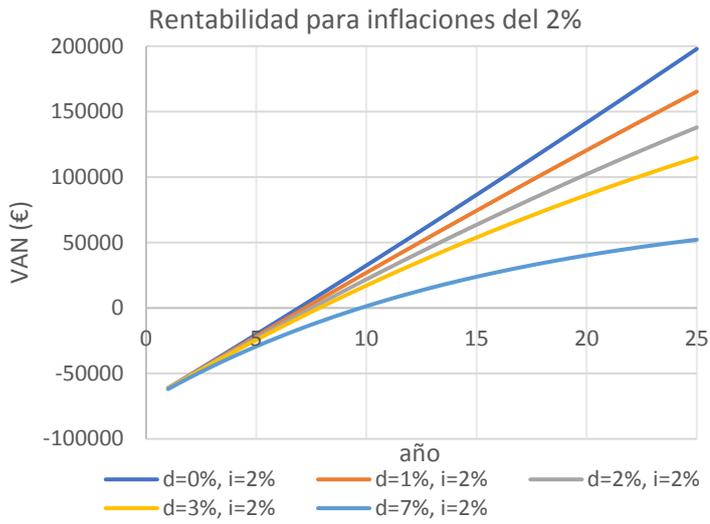


Figura 122. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio comercial para inflaciones del 2%

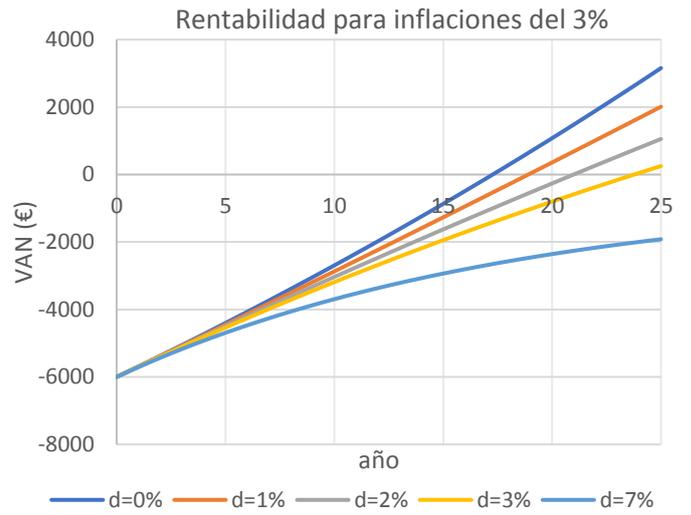


Figura 123. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio comercial para inflaciones del 3%

## 7.4. Edificio exclusivamente público

El edificio escogido P1 de la Tabla 7, se trata de un edificio de oficinas perteneciente a la policía, situado en una zona céntrica de la ciudad rodeado por edificios de altura similar tal y como muestran la Figura 124 y la Figura 125.



Figura 124. Vista aérea de planta del edificio público de estudio



Figura 125. Vista aérea en perspectiva del edificio público de estudio

Aplicando la función *getViviendas* se obtienen los aspectos de interés que proporciona el catastro:

Tabla 19. Características generales del edificio comercial obtenidas mediante *getViviendas*

Área de cubierta (m <sup>2</sup> )	Altura (m)	Nº viviendas	Nº comercios	Nº Oficinas	Superficie de viviendas (m <sup>2</sup> )	Superficie de comercios (m <sup>2</sup> )	Superficie de oficinas (m <sup>2</sup> )
503,12	37,13	0	0	1	0	0	3018,72

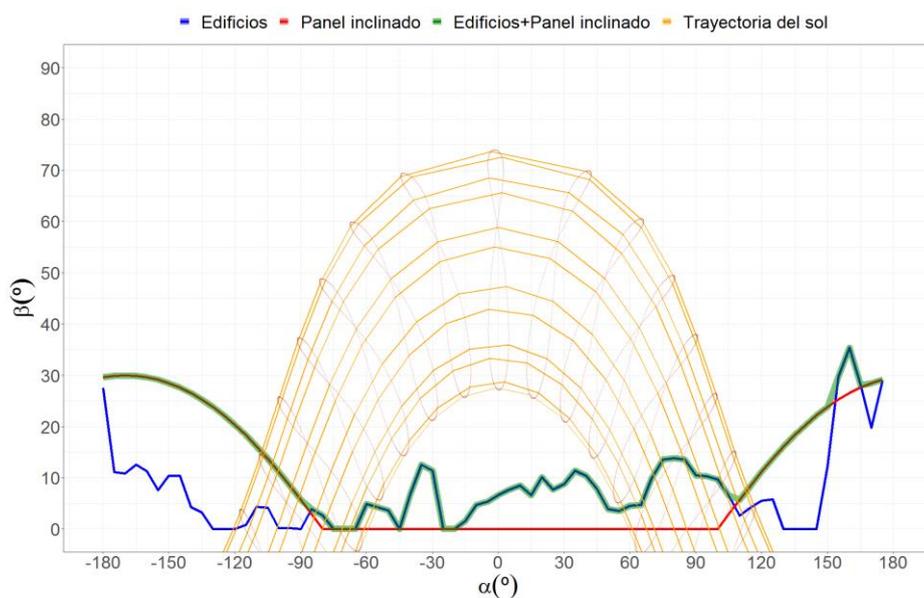


Figura 126. Curva de horizonte de edificios y trayectorias solares para calcular las pérdidas por sombras en el edificio público

Definiendo en el programa la variable Tipo\_edificio = "P" (Público), se designan todos los valores de entrada que no habían sido determinados por defecto y quedaban en función de la tipología de edificio estudiada (perfil de demanda, indicador de demanda anual y la tarifa eléctrica).

Las características generales del mismo, obtenidas se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 20. Variables de entrada del edificio público	
Tipo de vivienda	Público (Oficinas)
Coordenadas	39,46914 , -0,383792
Superficie total de cubierta	503,12 m <sup>2</sup>
Número de oficinas del edificio	6
Perfil de demanda	Tipo P
Demanda	415.828,68 kWh/año
Tarifa eléctrica	3.0A Plan 3.0 de Iberdrola
Superficie efectiva de cubierta (m2)	352,18 m <sup>2</sup>
Potencia máxima instalada del campo fotovoltaico	35,2184 kWp
Coste de instalación por unidad de potencia instalada	1,2 €/Wp
Coste total de la instalación (inversión inicial)	42.262,08 €

#### 7.4.1. Optimización de la orientación e inclinación del panel y de la potencia a instalar

La mayor radiación anual, de 1.709,51 kWh/m<sup>2</sup>año se alcanza para una orientación de 10° hacia el oeste y una inclinación de 30°, mostrada en la Figura 127. Se trata del mayor valor de radiación de los casos de estudio mostrados debido a las escasas sombras que se proyectan en la cubierta para cualquier época del año.

Optimización de la orientación e inclinación del panel

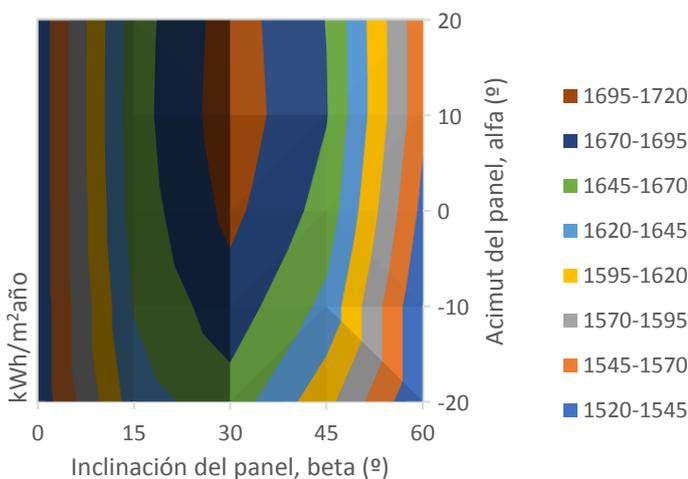


Figura 127. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de orientaciones e inclinaciones del panel en el edificio público

Optimización de la potencia instalada

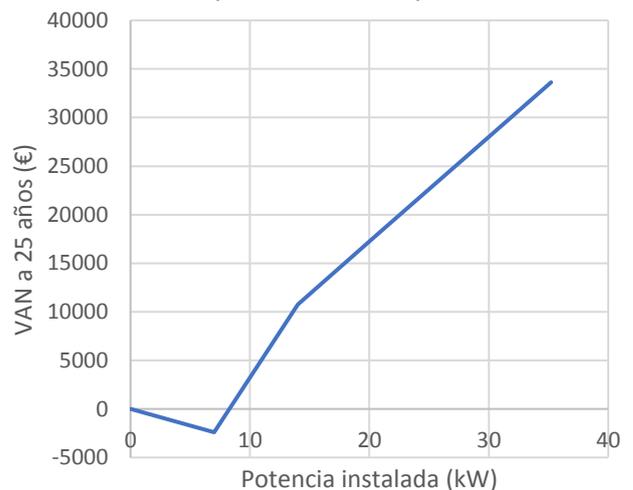


Figura 128. Representación del VAN a 25 años en función de la potencia instalada en el edificio público

En la Figura 128 se ha calculado el VAN a 25 años para cinco puntos diferentes de potencia instalada  $P = \{0, 7, 14, 21, 28, 35, 2184\} kWp$ . La variación del VAN con la potencia es semejante a la que se produce en los casos de estudio previos. Para bajas potencias el ahorro anual generado no es capaz de recuperar el desembolso inicial, que presentará elevados costes por unidad de potencia instalada. Conforme se instalen más paneles el coste por kWp instalado descenderá, por lo que el ahorro en la factura eléctrica crecerá más que la inversión inicial. El óptimo en este edificio se encuentra con el máximo aprovechamiento que permite la cubierta, indicativo de que todavía la generación no está cubriendo toda la demanda y que si existiese mayor espacio se podrían generar mayores ahorros.

## 7.4.2. Análisis de resultados

### 7.4.2.1. Análisis energético

Dado que apenas existen sombras, no se han mostrado en este caso las gráficas de las componentes de radiación antes y después de sombras ya que resultaría redundante. Tal y como se percibía en la búsqueda de potencia óptima, pese a tener una elevada radiación por unidad de superficie, el campo de paneles admisible en cubierta no llega a tener el suficiente tamaño para cubrir toda la demanda en ningún momento del año de modo que la exportación es nula.

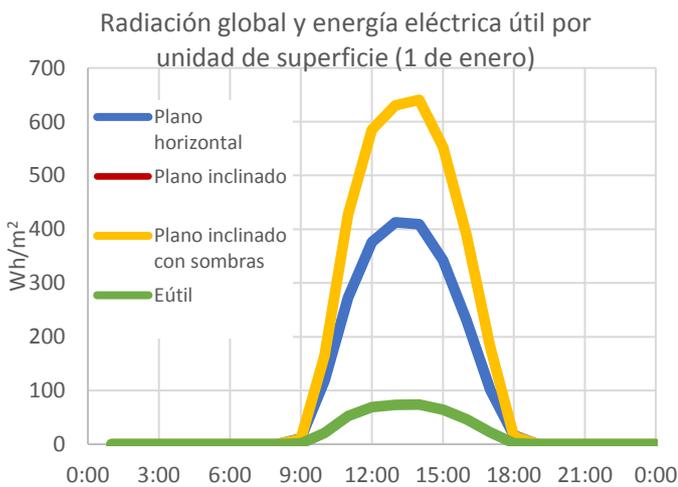


Figura 129. Radiaciones y producción fotovoltaica por unidad de superficie durante un día enero en el edificio comercial

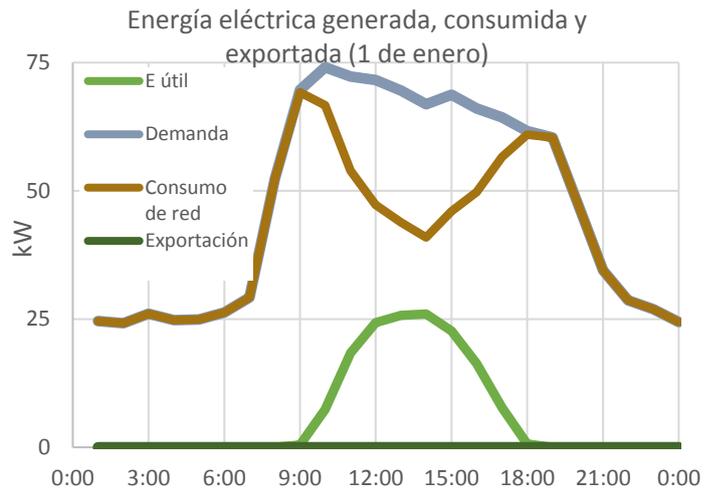


Figura 130. Curva de producción fotovoltaica y demanda eléctrica durante un día de enero en el edificio comercial

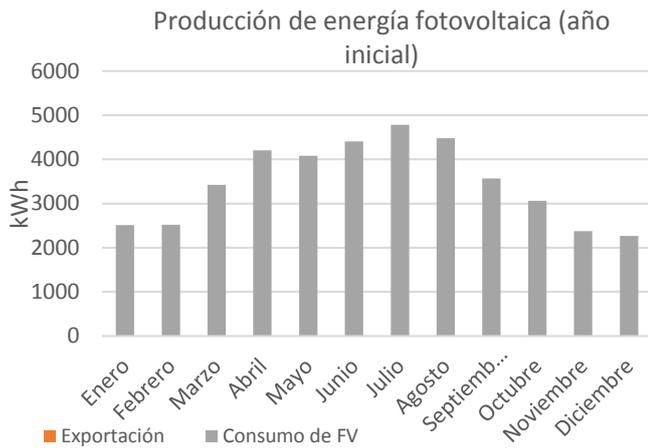


Figura 131. Producciones mensuales fotovoltaica a lo largo del primer año del edificio público

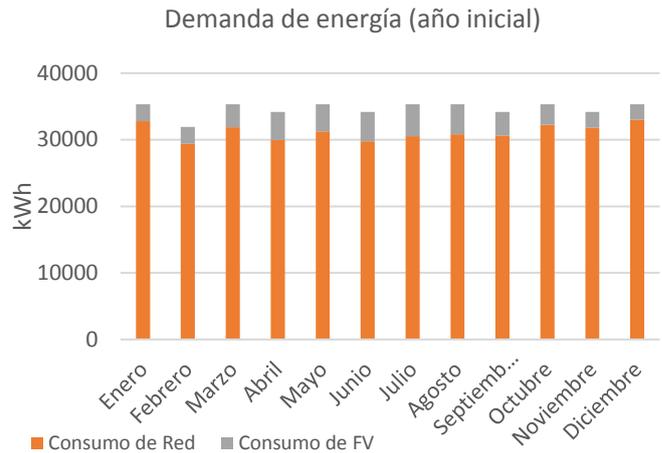


Figura 132. Consumos mensuales a lo largo del primer año del edificio público

La evolución de la generación a lo largo de los años sigue la misma tendencia que en los casos previos. Destaca una elevada anual en comparación con la generación que se debe a la existencia de varias plantas, por lo que el metro cuadrado de techo construido es da mayor magnitud que el de cubierta. aunque destacan en esta ocasión los elevados consumos. La cobertura renovable descende del tras los 25 años a causa de la degradación. paneles provoca una reducción de la cobertura renovable desde 16,21% hasta el 9,98%.

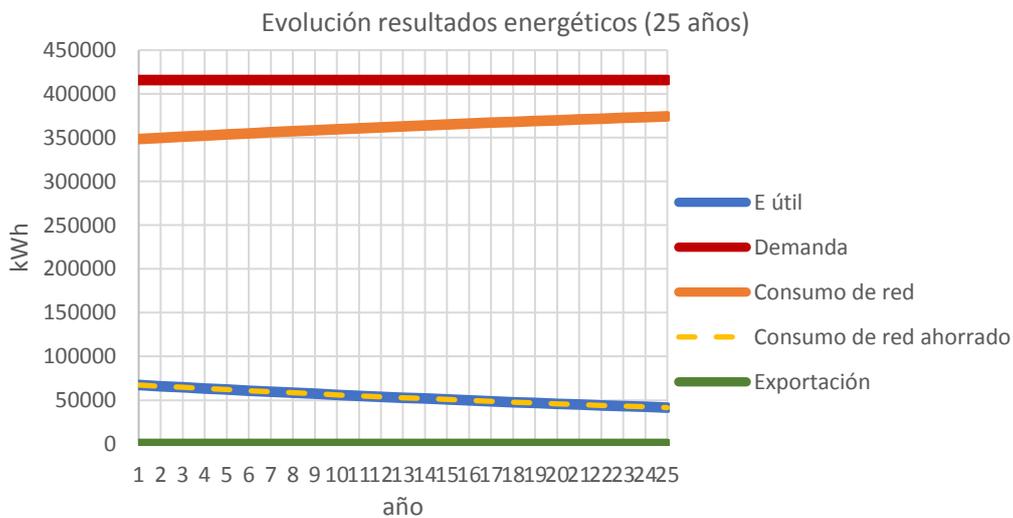


Figura 133. Evolución de resultados energéticos en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio público

#### 7.4.2.2 Análisis económico

Como se desprende del análisis energético, la compensación será nula y el importe ahorrado supone una cantidad reducida en comparación con los ahorros de los casos de estudio previos, desde un 16,44% en el año inicial hasta 9,82% en el último año.

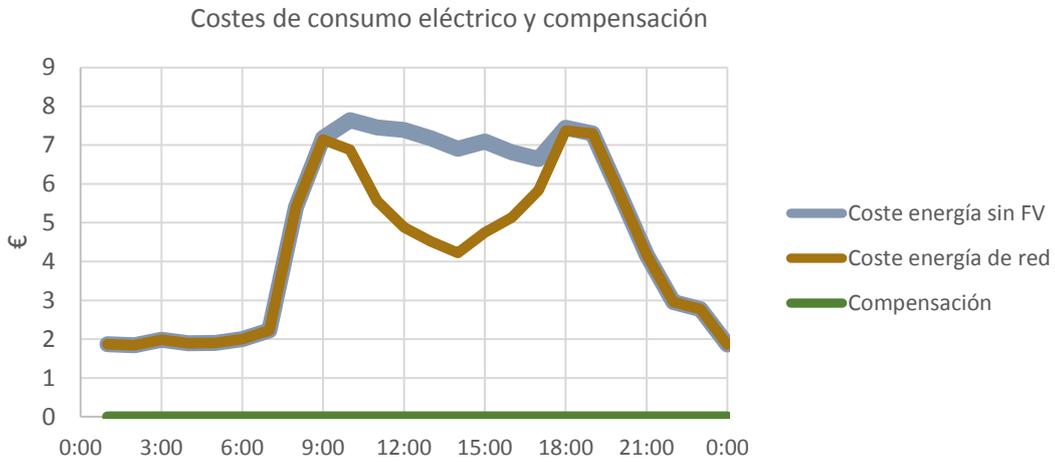


Figura 134. Curva de costes y compensación durante un día de enero en el edificio público

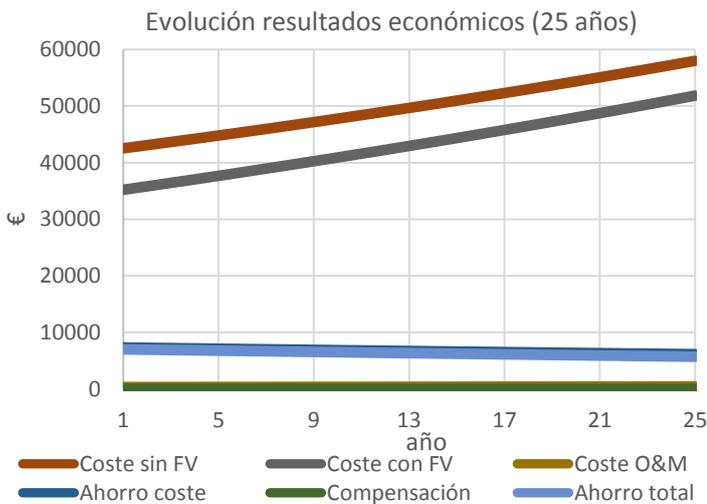


Figura 135. Evolución de resultados económicos en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio público

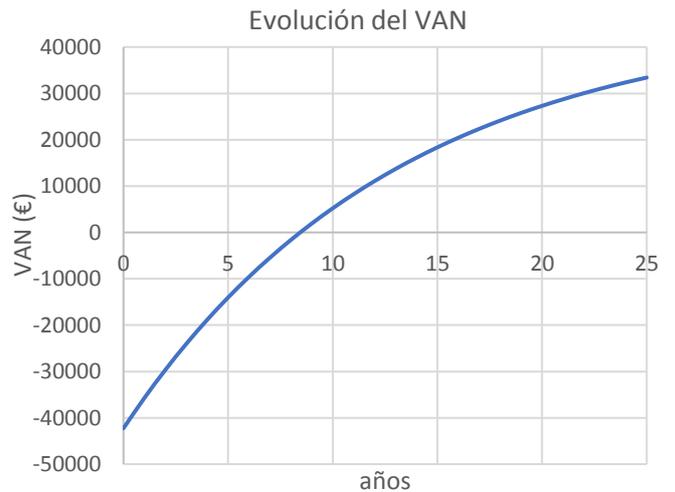


Figura 136. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación fotovoltaica en el edificio público

#### 7.4.2.3. Análisis ecológico

Las emisiones ahorradas al final de la vida útil de la instalación ascenderán a 358,57 toneladas de CO<sub>2</sub>.

En la Figura 138, se vuelve a demostrar una rápida compensación de la huella ecológica causada en la propia fabricación de los paneles con un periodo de retorno de 1,9 años.

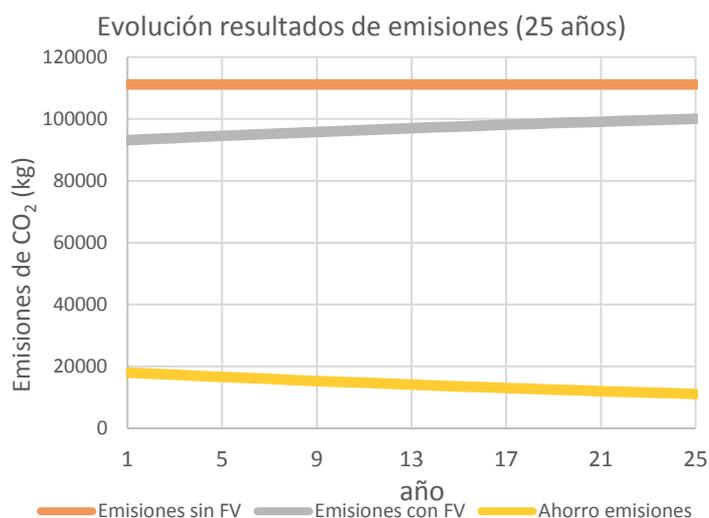


Figura 137. Evolución resultados de emisiones en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio público

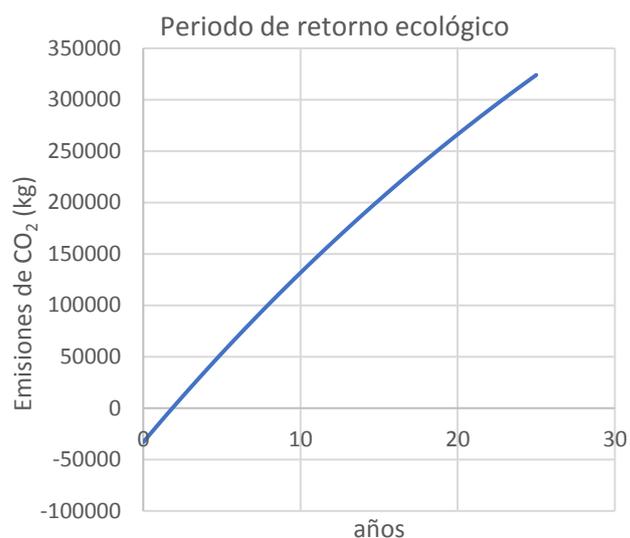


Figura 138. Evolución de las emisiones evitadas en 25 años de la instalación fotovoltaica en el edificio público

#### 7.1.2.4. Resultados generales

Los resultados generales se exponen en la siguiente tabla:

Tabla 21. Resumen de resultados del edificio público		
Potencia instalada	35,2	kWp
Inversión inicial	42.262,1	€
VAN (25 años)	33.626,5	€
Periodo de retorno económico	8,42	años
Cobertura renovable	12,9	%
Demanda	415.828,7	kWh/año
Consumo de red anual (promedio)	362.163,6	kWh/año
Producción anual (promedio)	53.665,1	kWh/año
Exportación anual (promedio)	0,0	kWh/año
Emisiones evitadas en 25 años	358.566,1	kg CO <sub>2</sub>
Pérdidas por sombras	0,5653%	%
Periodo de retorno ecológico	1,90	años

Se vuelve a comprobar la viabilidad económica y ambiental de la instalación, pese a la escasa cobertura renovable y capacidad de ahorro causada por un alto nivel de demanda por la superficie de oficinas en relación con la superficie disponible de cubierta.

### 7.4.3. Análisis de la sensibilidad de la rentabilidad frente a la tasa de inflación y de descuento

Repetiendo el estudio paramétrico del VAN a 25 años y el periodo de retorno de la inversión en función de la tasa de inflación y de descuento, se observa en la Figura 139 y la Figura 140 una variabilidad similar a las resultantes en el edificio residencial y comercial. Para el mejor escenario ( $i=3\%$ ,  $d=0\%$ ) se obtiene un VAN de 151400€ con un periodo de retorno de 5,9 años y, para la situación más desfavorables ( $i=0,5\%$ ,  $d=7\%$ ), un VAN 29.200€ recuperando la inversión en 8,7 años.

Bajo una tasa de descuento determinada, el VAN a 25 años obtenido para la inflación más favorable (3%) es un 50% mayor que el VAN obtenido para una inflación del 0,5%, no obstante, el periodo de retorno apenas se desplaza un año entre los casos más extremos.

Para cualquier nivel de inflación y tasas de descuento inferiores al 3% garantizan generar beneficios que superen al menos la totalidad del coste de inversión, que unidas a periodos de retorno del orden de los 6 o 7 años, provocan resultados muy interesantes para invertir en este tipo de instalaciones.

Rentabilidad de la instalación en función de la tasa de desuento y la inflación

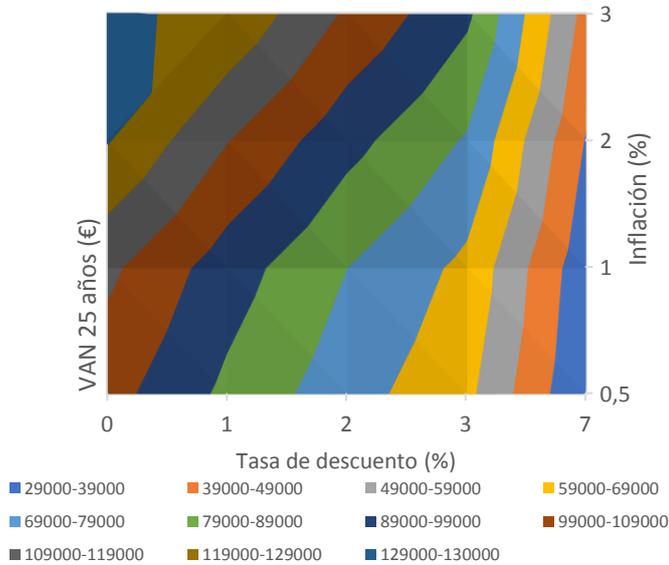


Figura 139. Representación del VAN a 25 años en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en el edificio comercial

Rentabilidad de la instalación en función de la tasa de desuento y la inflación

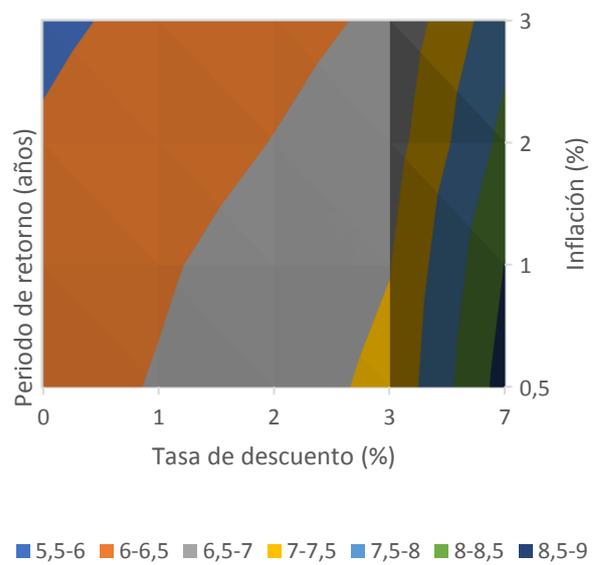


Figura 140. Representación del periodo de retorno años en función de diferentes combinaciones de tasas de inflación y de descuento en el edificio comercial

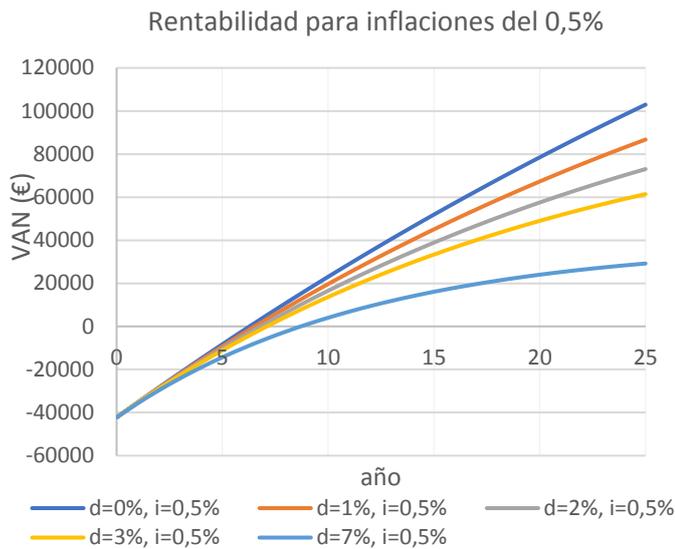


Figura 141. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio público para inflaciones del 0,5%

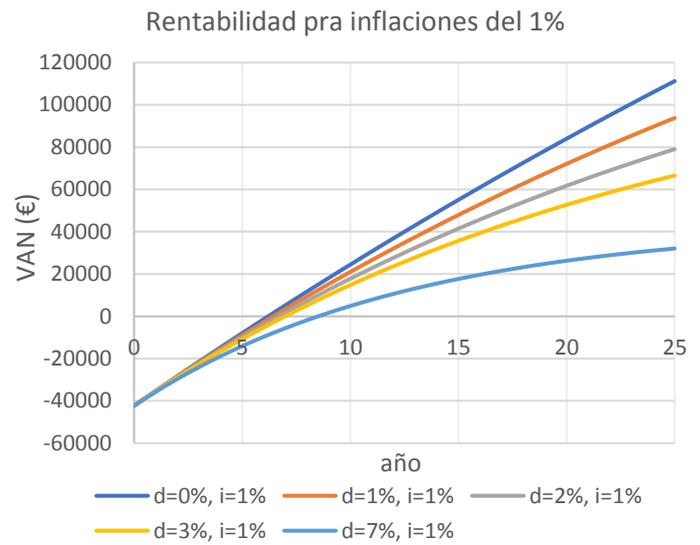


Figura 142. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio público para inflaciones del 1%

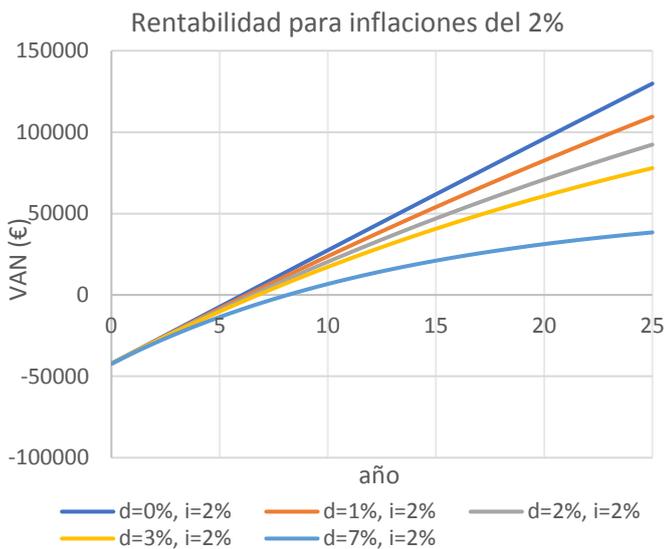


Figura 143. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio público para inflaciones del 2%

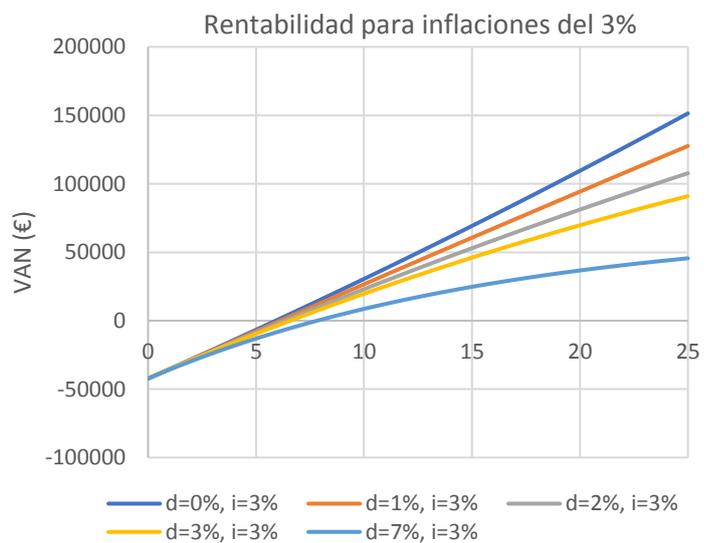


Figura 144. Evolución del VAN a lo largo de la vida útil de la instalación en el edificio público para inflaciones del 3%

## 7.5. Evaluación de resultados de los casos de estudio

En este apartado se realiza una breve recapitulación de este bloque con las conclusiones más relevantes de cada caso de estudio.

Se ha comprobado para una inflación del 1,3% y una tasa de descuento del 7,04% la nula rentabilidad de la instalación fotovoltaica en la vivienda unifamiliar, que pese a disponer de una elevada retribución por compensación, el ahorro total anual en la factura eléctrica es muy reducido en términos absolutos (347,5€ en el primer año), ya que el nivel de demanda anual es también lo es. En consecuencia, los flujos netos de caja anuales son demasiados pequeños en comparación con el importante desembolso inicial fruto de unos elevados costes unitarios de

potencia instalada. Cabe señalar que el ahorro en términos relativos es muy significativo con una cobertura renovable de 42,1% y un ahorro de la factura de casi el 70% para el primer año, pero como se ha visto resulta insuficiente para recuperar la inversión. A todo lo anterior se suman unas pérdidas por sombras del 17%, que si no existieran se podría generar mayores ahorros en los meses de invierno, que es cuando la generación no supera a la demanda. Bajo otras condiciones financieras más favorables y próximas a las actuales, con tasas de descuento inferiores al 1% sí se ha comprobado que se recuperaría la inversión con un periodo de retorno elevado superior a los 17 años.

En el edificio residencial, sucede lo contrario en lo que se refiere a la cantidad ahorros generados, pues se cuenta con un nivel de demanda mayor en el que la práctica totalidad de energía fotovoltaica se aprovecha en los consumos, siendo la cobertura renovable del 20,9% y la exportación anual muy escasa. Este elevado nivel de ahorro en términos absolutos debido a la alta demanda y unos costes unitarios de potencia del 40% menores que los que tenía el caso anterior, dan como resultado una rápida recuperación de la inversión en 7,5 años.

Sucede un comportamiento similar en el edificio puramente comercial: rápida capacidad de ahorro anual y costes por unidad de potencia instalada reducidos aportan un periodo de retorno de 8,64 años. La principal diferencia en este caso es un nivel de exportación considerable y una cobertura renovable cercana al 29%, fruto de disponer mayor espacio disponible en cubierta de modo que la instalación deja de estar infradimensionada como sucedía en el caso anterior. Cabe mencionar que las pérdidas por sombras se aproximan al 10%.

El edificio de oficinas de carácter público, también son muy semejantes al de la vivienda residencial. En este caso hay mayor disponibilidad de espacio de cubierta, pero una mayor proporción de energía demandada, por tanto, se vuelve a tener una situación en la que se generan nulos excedentes y una escasa cobertura renovable del 12,9%, indicativo de que se trata de la instalación más infradimensionada de todas. El elevado nivel de ahorros y bajos costes unitarios de inversión permiten recuperar la inversión.

En lo que se refiere a la evaluación de la sensibilidad de la rentabilidad de las inversiones frente a aspectos económicos como la tasa de descuento o la inflación, se concluye dos comportamientos en los casos de estudio:

- La instalación sobre la vivienda unifamiliar presenta una elevada sensibilidad, siendo necesario al menos bajas tasas de descuento (iguales o inferiores al 1%) para garantizar recuperar al menos la inversión con periodos de retorno de entre 17 y 25 años para cualquier nivel de inflación y unos ahorros netos que rondan los 2000€ tras 25 años. Entre los principales motivos se encuentra el elevado coste de instalación por unidad de potencia instalada, una escasa capacidad de ahorro en la factura y en la compensación al contar con consumos reducidos en relación con la potencia instalada.
- Del resto de casos (instalaciones en edificio residencial, comercial y público), proporcionan resultados muy similares. Todos los escenarios superan el umbral de la rentabilidad que se basa en una baja variabilidad en sus periodos de retorno, que oscila entre 5 y 9 años y en una alta variabilidad en el VAN tras 25 años. Los ingresos generados al final de la vida útil representan en el caso más desfavorable la generación de unos beneficios netos equivalentes a la inversión inicial en el edificio público, o unos beneficios que representarían el 80% de la inversión para el edificio residencial, o la mitad de ésta para el edificio comercial. En definitiva, la velocidad de crecimiento de los ahorros en los últimos años es la que más sensibilidad presenta a cambios financieros o macroeconómicos.

## 8. ANÁLISIS ADIMENSIONAL DE LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA RENTABILIDAD

Tras la revisión de resultados del modelo y de los casos de estudios, se han identificado un patrón o un conjunto de variables que dependen de cada edificio y que afectan a la rentabilidad de la instalación fotovoltaica. El objeto de este bloque consiste en la identificación y cuantificación del grado de impacto de dichos parámetros sobre el periodo de retorno con el fin extraer conclusiones más genéricas en el análisis de la idoneidad del aprovechamiento fotovoltaico en edificios. Las conclusiones extraídas en este bloque quedarán limitadas a con la muestra inicial de edificios descrita en el apartado 6.4 y 6.5 (Tabla 7), para poder extrapolarlo se precisaría de una muestra más amplia. Aún con todo lo descrito en las sucesivas páginas servirá como punto de partida, para futuros estudios más extensos.

### 8.1. Descripción del método de análisis adimensional

Dado que cada instalación y cada edificio asociado tienen unas características propias (superficie disponible de cubierta de la cual depende la potencia de paneles instalada, costes unitarios de potencia instalada, cantidad energía eléctrica demanda, perfil de demanda, tipo de factura, el efecto de las sombras proyectadas, etc), se ha decidido realizar el análisis con variables adimensionales de manera que los resultados obtenidos no queden limitados exclusivamente a la muestra utilizada en el presente trabajo. En consecuencia, las conclusiones que se extraigan de este apartado podrían ser utilizadas en análisis más genéricos.

Para poder realizar un análisis en conjunto del modo en que afecta cada variable a la rentabilidad de la instalación (periodo de retorno), se ha utilizado el teorema de análisis dimensional de Vaschy-Buckingham [90], el cual establece que una magnitud (periodo de retorno, denominada en la ecuación 54 como  $PB$ ) se puede expresar en una ecuación que relacione todas las variables independientes involucradas en dicho fenómeno mediante productos de números adimensionales ( $A_1, A_2, A_3, A_4, A_5$ ) elevados cada uno de ellos a un exponente también adimensional ( $\alpha, \beta, \gamma, \delta$ ). La expresión de dicho teorema particularizada para esta aplicación es la siguiente:

$$PB_{estimado} = f(A, \alpha, \beta, \gamma, \delta) = A_{PB} \cdot A_1^\alpha \cdot A_2^\beta \cdot A_3^\gamma \cdot A_4^\delta \cdot A_5^\epsilon \quad (\text{Ec. 54})$$

Donde el primer múltiplo ( $A_{PB}$ ) de la ecuación 54 corresponderá a una incógnita que representará los años base sobre los que se multiplicarán el resto de los valores adimensionales elevados a sus respectivos coeficientes. El resto de las incógnitas son los exponentes asociados a cada variable adimensional, cuyos valores permitirán deducir el grado de influencia de las mismas.

Para obtener números adimensionales que representen las variables sobre las que depende la rentabilidad han sido normalizadas mediante ratios, que se definen a continuación:

- Ratio de exportación ( $A_1$ ): relación entre la energía exportada y la energía generada en términos anuales por la instalación fotovoltaica. Con este parámetro se mide el grado

de sobredimensionamiento de la instalación en términos energéticos, que influirá en el coste ahorrado (relacionado con la tarifa eléctrica) y la compensación y su precio.

$$A_1 = \frac{\text{Exportación}(kWh)}{E_{\text{útil}}(kWh)} \quad (\text{Ec. 54})$$

- Ratio de acoplamiento temporal entre generación y demanda ( $A_2$ ): relación entre las horas en las que se produce exportación y las horas en las que hay generación en términos anuales. En otras palabras, parámetro cuantifica las horas de producción en las que se está superando la demanda, y por tanto se producirá exportación, por lo que se estará contemplando con él la curva de carga del edificio, especialmente el perfil de demanda.

$$A_2 = \frac{\text{horas}_{\text{Exportación}}}{\text{horas}_{E_{\text{útil}}}} \quad (\text{Ec. 55})$$

- Ratio de dimensionamiento de la instalación ( $A_3$ ): relación entre la potencia del campo de paneles y la potencia pico de demanda anual. Con él se mide indirectamente la superficie de la cubierta, que es el punto de partida para dimensionar la potencia instalada, que define parcialmente el coste de inversión ya que éste se ha definido en diferentes escalones de coste unitario además del hecho de que una mayor superficie de cubierta disponible implica mayor coste.

$$A_3 = \frac{P_{\text{instalada}}(kW)}{P_{\text{máx,demanda}}(kW)} \quad (\text{Ec. 56})$$

- Ratio de costes de instalación ( $A_4$ ): coste unitario de potencia unitaria normalizado al coste unitario más desfavorable definido en el programa (2 €/kWp para potencias inferiores a 10kW). Mediante esta relación se termina de definir la variable de los costes de inversión y la economía de escala del coste por unidad de potencia instalada.

$$A_4 = \frac{\text{Coste unitario}(\€/Wp)}{2€/Wp} \quad (\text{Ec. 57})$$

- Ratio de pérdidas de sombras ( $A_5$ ): ya definido anteriormente, es la relación entre la radiación anual global incidente sobre el panel considerando las sombras de los edificios entre la radiación global anual que alcanza ese mismo panel libre de sombras.

Los ratios anteriores se han definido en base a las tendencias observadas en los casos de estudio, dado que este bloque se trata de una primera aproximación a la búsqueda de variables que influyan en el periodo de retorno, existe la posibilidad de que exista alguna que no se haya contemplado.

El programa también proporciona en la matriz de resumen de resultados los ratios anteriormente definidos.

De los casos simulados en la Tabla 7 han sido descartados aquellos en los que no se recuperaba la inversión inicial (edificios U1, U2, U3, U4, U5 y P4), ya que proporcionan periodos de retorno superiores a los 25 años y pueden alterar los resultados obtenidos por este método. En total son seis casos los que no se han tenido en cuenta: todos los correspondientes a las viviendas unifamiliares y el único caso de edificio público. En total se aplicará Solver para 25 casos diferentes.

La búsqueda de las incógnitas de la ecuación 54 o los coeficientes que cuantifiquen la influencia de dichas variables se ha realizado mediante la herramienta Solver de Excel. Para ello se ha minimizado el error cuadrático medio entre el periodo de retorno estimado por la expresión con los coeficientes adimensionales y del periodo de retorno obtenido en la tabla inicial de las simulaciones. Se ha optado por este indicador frente al error medio (RSME en la ecuación 58), porque el primero proporcionaba estimaciones para cada edificio con menor desviación a los periodos deseados. Dentro de la herramienta Solver se han incluido como variables las celdas asociadas a cada coeficiente ( $A_{PB}, \alpha, \beta, \gamma, \delta, \varepsilon$ ).

$$RSME = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m (PB_{estimado} - PB)^2}{m}} \quad (\text{Ec. 58})$$

Donde de la anterior ecuación PB es el periodo de retorno obtenido en las simulaciones y m el número de edificios de la muestra (en este caso 26)

## 8.2. Evaluación de resultados

A continuación, se muestran en la Tabla 22 las ratios definidas en este apartado para cada edificio, así como los resultados de las estimaciones de la expresión de los parámetros adimensionales y los valores de los coeficientes de dicha expresión a los que ha convergido Solver. Se recuerda que la nomenclatura asociada a cada edificio se ha descrito en el apartado 6.4.

Atendiendo a los resultados de la Tabla 23, se comprueba que todos los exponentes, a excepción del de acoplamiento temporal, tienen signo positivo lo cual implica que un mayor valor de su ratio asociada provoca que el periodo de retorno se incremente. Una excesiva exportación (ratio  $A_1$  elevado) será síntoma de que existe sobredimensionamiento de la instalación y, aunque se producen ahorros por compensación, en balance por una elevada inversión podría no compensar.

Para poder evaluar cómo afecta cada parámetro definido es necesario interpretar de forma conjunta la ratio y el exponente asociado a cada uno de ellos. La Figura 145 servirá para comprender mejor el resultado que aporta cada combinación de coeficiente y exponente.

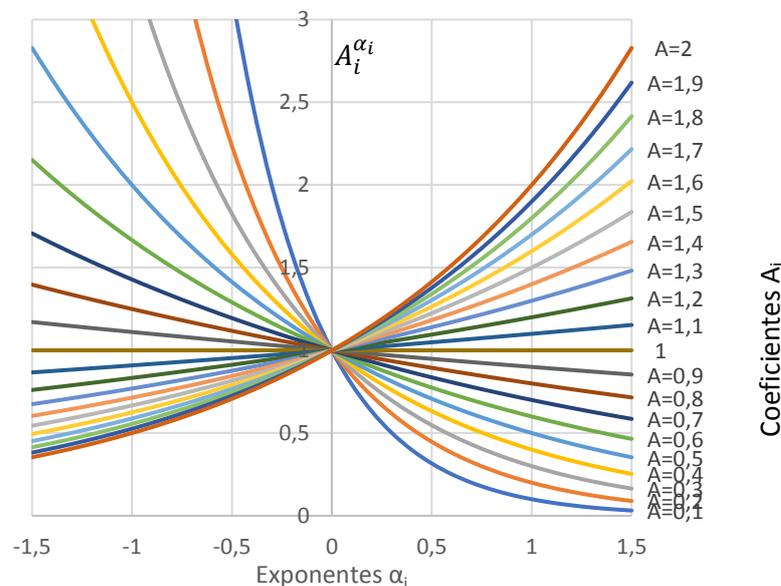


Figura 145. Resultado que proporciona cada combinación de coeficiente y exponente del método adimensional

Tabla 22. Resultados de las ratios definidos para el análisis adimensional

Edificio	Periodo de retorno (años)	Horas anuales generación	Horas anuales exportación	Pico demanda (kWh)	Exportación/Producción ( $A_1$ )	Horas Exportación/Horas Producción ( $A_2$ )	Potencia instalada/Pico demanda ( $A_3$ )	Coste instalación/Coste vivienda unifamiliar ( $A_4$ )	Pérdidas por sombras ( $A_5$ )	Estimación de la ecuación (años)	Error periodo de retorno	Error cuadrático	
R1	7,10	4663	23	54,8506	0,0001	0,0049	0,6295	0,6000	0,0024	5,9856	-1,1144	0,0497	
R2	7,05	4663	0	92,6549	0,0000	0,0000	0,4867	0,6000	0,0024	7,8379	0,7879	0,0248	
R3	7,14	4663	0	146,013	0,0000	0,0000	0,4231	0,5000	0,1698	7,5627	0,4227	0,0071	
R4	7,41	4663	554	34,1319	0,0078	0,1188	0,8033	0,6000	0,0242	8,2090	0,7990	0,0255	
R5	7,09	4663	6	38,4917	0,0000	0,0013	0,6026	0,6000	0,0089	6,5003	-0,5897	0,0139	
R6	7,86	4663	1306	23,7038	0,0519	0,2801	1,0522	0,6000	0,0178	9,9716	2,1116	0,1783	
R7	7,04	4663	0	79,6934	0,0000	0,0000	0,2848	0,6000	0,0004	6,8795	-0,1605	0,0010	
R8	7,55	4663	135	23,5663	0,0012	0,0290	0,6899	0,6000	0,0440	7,5596	0,0096	0,0000	
R9	7,16	4663	0	70,6008	0,0000	0,0000	0,5724	0,6000	0,0113	8,4882	1,3282	0,0706	
R10	9,21	4663	0	129,792	0,0000	0,0000	0,2091	0,6000	0,1710	8,5690	-0,6410	0,0164	
C1	6,61	4663	2066	94,3309	0,2393	0,4431	1,7466	0,4000	0,0351	8,3442	1,7342	0,1203	
C2	5,55	4663	1558	165,879	0,0969	0,3341	1,2226	0,4000	0,0002	5,8271	0,2771	0,0031	
C3	13,91	4663	902	41,3687	0,1003	0,1934	1,2226	0,5000	0,3326	10,9985	-2,9115	0,3391	
C4	9,97	4663	1518	23,6975	0,0978	0,3255	1,2226	0,6000	0,0284	11,1776	1,2076	0,0583	
C5	8,64	4663	1380	58,3722	0,1000	0,2959	1,2226	0,5000	0,0976	9,8327	1,1927	0,0569	
C6	13,80	4663	1424	36,8677	0,2356	0,3054	1,7466	0,5000	0,2533	12,1077	-1,6901	0,1143	
C7	8,62	4663	1473	92,8481	0,2173	0,3159	1,7466	0,4000	0,2194	9,3008	0,6830	0,0187	
C8	14,55	4663	1768	24,6273	0,2348	0,3792	1,7466	0,6000	0,1397	13,9265	-0,6207	0,0154	
C9	11,23	4663	1648	51,9310	0,2259	0,3534	1,7466	0,5000	0,1680	11,5789	0,3522	0,0050	
C10	11,43	4663	2181	15,1459	0,2396	0,4677	1,7466	0,6000	0,0057	11,8871	0,4561	0,0083	
P1	8,48	4663	0	74,4117	0,0000	0,0000	0,4733	0,6000	0,0045	8,0159	-0,4641	0,0086	
P2	8,40	4663	0	69,8116	0,0000	0,0000	0,7101	0,6000	0,0003	7,4399	-0,9601	0,0369	
P3	12,95	4663	2398	19,5455	0,4263	0,5143	3,4926	0,5000	0,0962	12,7339	-0,2161	0,0019	
P6	6,99	4663	1231	69,3736	0,0375	0,2640	1,3523	0,5000	0,0000	5,6193	-1,3707	0,0752	
P5	6,62	4663	392	57,2616	0,0038	0,0841	1,0406	0,5000	0,0005	5,5471	-1,0729	0,0460	
												RSME	1,1381

Tabla 23. Resultados de los coeficientes de la ecuación de estimación del periodo de retorno que minimizan el error cuadrático medio

Resultados de los coeficientes para el periodo de retorno	
$A_{PB}$	27,1083023
Coficiente de exportación ( $\alpha$ )	0,16028147
Coficiente de acoplamiento temporal ( $\beta$ )	-0,14416186
Coficiente de dimensionamiento ( $\gamma$ )	0,10137178
Coficiente de costes ( $\delta$ )	1,07557361
Coficiente de pérdidas por sombras ( $\epsilon$ )	0,04101534

La interpretación del efecto de la cantidad de energía exportada debe hacerse acompañada junto con las horas en las que esta se produce, de este modo se consigue evaluar la frecuencia

de exportación, por ello se han evaluado estos dos parámetros de forma simultánea. Los valores de los coeficientes  $A_1$  y  $A_2$  se encuentran dentro del rango comprendido entre 0 y 1.

Por un lado, un exponente de exportación ( $\alpha$ ) positivo elevado a su respectiva ratio  $A_1$  dará como resultado un factor menor que 1 que reducirá el periodo de retorno. Aquellas instalaciones con mayor exportación tendrán (mayor  $A_1$ ) reducirán en menor medida el periodo de retorno que aquellas que exporten menos.

Por otro lado, un exponente de acoplamiento temporal ( $\beta$ ) negativo elevado a su respectiva ratio  $A_2$  tendrá como resultado factores mayores que 1 que producirán un aumento del periodo de retorno. Aquellas situaciones en las que la exportación sea puntual (ratio de acoplamiento  $A_2$  cercano a 0) aumentarán con mayor notoriedad el periodo de retorno que aquellas en la que la exportación quede más distribuida a lo largo del año ( $A_2$  más cercano a 1).

Tabla 24. Resultados del coeficiente de exportación y del acoplamiento temporal

	Exportación/ Producción	Horas Exportación/ Horas Producción	$A_1^\alpha$	$A_2^\beta$	$A_1^\alpha \cdot A_2^\beta$
P3	0,4263	0,5143	0,8723	1,1006	0,96003
C6	0,2356	0,3054	0,7932	1,1865	0,94114
C7	0,2173	0,3159	0,7830	1,1807	0,92448
C9	0,2259	0,3534	0,7879	1,1618	0,91532
C8	0,2348	0,3792	0,7928	1,1500	0,91174
C1	0,2393	0,4431	0,7952	1,1245	0,89416
C10	0,2396	0,4677	0,7953	1,1158	0,88742
C3	0,1003	0,1934	0,6917	1,2672	0,87654
C5	0,1000	0,2959	0,6914	1,1919	0,82405
C4	0,0978	0,3255	0,6890	1,1756	0,80993
C2	0,0969	0,3341	0,6879	1,1712	0,80563
R6	0,0519	0,2801	0,6225	1,2014	0,74782
P6	0,0375	0,2640	0,5908	1,2117	0,7159
R2	0,0000	0,0000	0,0250	27,641	0,68996
R3	0,0000	0,0000	0,0250	27,641	0,68996
R7	0,0000	0,0000	0,0250	27,641	0,68996
R9	0,0000	0,0000	0,0250	27,641	0,68996
R10	0,0000	0,0000	0,0250	27,641	0,68996
P1	0,0000	0,0000	0,0250	27,641	0,68996
P2	0,0000	0,0000	0,0250	27,641	0,68996
R4	0,0078	0,1188	0,4596	1,3595	0,62476
R8	0,0012	0,0290	0,3422	1,6663	0,57017
R5	0,0000	0,0013	0,2033	2,6102	0,53072
R1	0,0001	0,0049	0,2387	2,1506	0,51334
P5	0,0038	0,0841	0,0000	1,4290	2,6E-39

Los resultados obtenidos en la Tabla 24 evidencian que los dos primeros factores se compensan entre sí resultando su producto un valor intermedio que actuará sobre el valor A. Aquellos casos en los que ambas ratios de exportación es elevada (filas superiores de la tabla) reportarán

periodos de retorno elevados, por lo que resultaría coherente con lo visto en los resultados donde la excesiva exportación causada por el sobredimensionamiento iba acompañada por un mayor periodo de retorno, sucediendo lo contrario cuando la instalación quedaba infradimensionada. Cuanto mayor sea el exponente de ambos factores, independientemente del valor de la ratio, mayor será la reducción del periodo de retorno estimado (véase Figura 145). Dado que ambos exponentes están próximos a 0 (valor de nula influencia), la influencia de la cantidad exportada anual y su distribución en el tiempo no resultan tan determinantes como lo pueden ser el resto de los resultados que se analizan a continuación.

Un coeficiente de dimensionamiento positivo es coherente con los resultados de las simulaciones, ya que, a mayor superficie de cubierta, es posible instalar mayor potencia de paneles y, en consecuencia, el coste de inversión, aunque se incrementa, perjudicando al periodo de retorno. El motivo por el que el exponente ( $\gamma$ ) es próximo a 0, puede deberse a que el incremento de este trae consigo costes unitarios de potencia menores que favorecerían al periodo de retorno. En este caso,  $A_3$  es una ratio cuyo rango comprende cualquier número positivo. Para el exponente positivo obtenido valores de  $A_3$  inferiores a la unidad (instalaciones con potencias pequeñas o escasa superficie de cubierta) resultarán un factor de multiplicación menor que 1 reduciendo el periodo de retorno, mientras ratios  $A_3$  superiores a la unidad (asociadas a instalaciones de mayor tamaño) implican un aumento del periodo de retorno.

Un coeficiente de costes superior a la unidad ( $\delta=1,07557$ ), un orden de magnitud superior al resto, es consistente con los resultados simulaciones, pues al tener un valor ligeramente mayor que uno y ser exponente del coeficiente  $A_4$ , que es un valor comprendido entre 0 y 1, se premia con menores periodos de retorno aquellos costes unitarios más pequeños gracias a la existencia de economía de escala, al reducirse los costes unitarios al incrementar la potencia instalada.

Por último, un coeficiente de pérdidas por sombras ( $\epsilon$ ) positivo tiene sentido ya que se penalizan más los periodos de retorno en aquellas cubiertas en las que la ratio de pérdidas por sombras es notoria.

Tabla 25. Resultados parciales obtenidos con los coeficientes del análisis adimensional

	$A_1^\alpha$	$A_2^\beta$	$A_1^\alpha \cdot A_2^\beta$	$A_3^\gamma$	$A_4^\delta$	$A_5^\epsilon$	Estimación (años)
R1	0,2387	2,1506	0,5133	0,9541	0,5773	0,7809	5,985624
R2	0,0250	27,6408	0,6900	0,9296	0,5773	0,7809	7,837944
R3	0,0250	27,6408	0,6900	0,9165	0,4745	0,9299	7,562687
R4	0,4596	1,3595	0,6248	0,9780	0,5773	0,8585	8,209041
R5	0,2033	2,6102	0,5307	0,9499	0,5773	0,8239	6,500318
R6	0,6225	1,2014	0,7478	1,0052	0,5773	0,8477	9,971543
R7	0,0250	27,6408	0,6900	0,8804	0,5773	0,7237	6,879423
R8	0,3422	1,6663	0,5702	0,9631	0,5773	0,8798	7,559683
R9	0,0250	27,6408	0,6900	0,9450	0,5773	0,8319	8,488231
R10	0,0250	27,6408	0,6900	0,8533	0,5773	0,9301	8,568879
C1	0,7952	1,1245	0,8942	1,0582	0,3732	0,8716	8,344189
C2	0,6879	1,1712	0,8056	1,0206	0,3732	0,7005	5,826986
C3	0,6917	1,2672	0,8765	1,0206	0,4745	0,9559	10,99847
C4	0,6890	1,1756	0,8099	1,0206	0,5773	0,8641	11,17754
C5	0,6914	1,1919	0,8240	1,0206	0,4745	0,9090	9,832668
C6	0,7932	1,1865	0,9411	1,0582	0,4745	0,9452	12,10772
C7	0,7830	1,1807	0,9245	1,0582	0,3732	0,9397	9,300787
C8	0,7928	1,1500	0,9117	1,0582	0,5773	0,9224	13,92655
C9	0,7879	1,1618	0,9153	1,0582	0,4745	0,9294	11,57893
C10	0,7953	1,1158	0,8874	1,0582	0,5773	0,8089	11,88712
P1	0,0250	27,6408	0,6900	0,9270	0,5773	0,8009	8,015949
P2	0,0250	27,6408	0,6900	0,9659	0,5773	0,7134	7,439977
P3	0,8723	1,1006	0,9600	1,1352	0,4745	0,9084	12,7341
P6	0,5908	1,2117	0,7159	1,0311	0,4745	0,5919	5,619244
P5	0,4092	1,4290	0,5847	1,0040	0,4745	0,7346	5,54713

Comparando el valor conjunto de los exponentes en Solver elevado a las ratios previamente definidas para la muestra escogida, ordenados en la Tabla 25, se puede concluir los siguientes aspectos:

- Los costes de inversión inicial definidos a través del coste unitario de potencia instalada resultan determinantes para definir la viabilidad de la instalación, siendo su peso un orden de magnitud superior al resto de factores, que tienen un peso similar en orden de magnitud.
- La disponibilidad de espacio en cubierta repercutirá en menor medida en la rentabilidad, aunque se decanta como el segundo factor de mayor influencia penalizando las grandes superficies de generación que incrementan el coste. De modo que, aquellas cubiertas reducidas, por ejemplo, de edificios esbeltos como los residenciales, serán muy favorables a bajos periodos de retorno.
- Por último, la presencia de sombras siempre incrementará en todos los casos el tiempo de recuperación de inversión, si bien es cierto que su peso menor que los costes de

inversión iniciales y la superficie utilizada, podría ser algo superior si se incorporan a la muestra edificios con mayor cantidad de sombras proyectadas, ya que no se han incluido muchos de los edificios que han sido descartados en este estudio por no ser económicamente viables (viviendas unifamiliares principalmente).

- La presencia o no de exportación y su consiguiente compensación, con la muestra utilizada, a priori no se espera que sea de especial relevancia.

Profundizando un poco más en el grado de influencia de la exportación se ha vuelto a aplicar Solver retirando, la ratio de acoplamiento temporal ( $A_2$ ) y su respectivo coeficiente ( $\beta$ ) (también se ha simulado un tercer escenario incorporando la restricción de que el coeficiente sea positivo), volviendo a minimizar el RSME de la estimación calculada con la ecuación de parámetros adimensionales, resultando los coeficientes de la Tabla 26, de los cuales se desprende en el mismo orden de prioridad la influencia de los coeficientes de costes, dimensionamiento y de sombras, mientras que esta vez el factor de exportación resulta un valor negativo muy cercano a 0, significando un escaso peso en la rentabilidad. Esta idea concuerda con lo obtenido en los resultados generales de la muestra de 25 edificios utilizada en este bloque, ya que, por ejemplo, los edificios residenciales que suelen disponer de escasa superficie de generación fotovoltaica y altos consumos tenían poca exportación y proporcionaban periodos de retorno de 7,5 años de media con escasa variabilidad; mientras, los edificios comerciales, que tenían gran espacio de generación producían elevada exportación, reportando periodos de retornos próximos a los 10 años de media con poca variabilidad. Cabe recalcar que, en la mayoría de los edificios de la muestra de este bloque, que son edificios residenciales, comerciales y públicos, la compensación de excedentes no representaba un sustancial ahorro en la factura eléctrica (véase los apartados 7.2.2.2, 7.3.2.2 y 7.4.2.2), afectando poco al periodo de retorno. Es posible que, si se incorporasen en el estudio de factores adimensionales viviendas unifamiliares dentro de los márgenes de rentabilidad, el coeficiente de exportación ganara más peso ya que bajo ese tipo de edificaciones la compensación de excedentes sí representa un ahorro sustancial de la factura eléctrica, aunque insuficiente con relación al coste de inversión inicial que sigue siendo el factor de mayor peso en la rentabilidad del proyecto.

Tabla 26. Resultados de los coeficientes de la ecuación de estimación del periodo de retorno que minimizan el error cuadrático medio sin considerar el coeficiente de acoplamiento temporal

Coeficientes	Resultados iniciales Tabla 23	Resultados retirando el coeficiente de acoplamiento temporal	Resultados sin $A_2$ y asumiendo que el $\beta \geq 0$ (restricción)
$A_{PB}$	27,1083023	19,416959	20,1358487
Coeficiente de exportación ( $\alpha$ )	0,16028147	-0,00738297	0
Coeficiente de acoplamiento temporal ( $\beta$ )	-0,14416186	0	0
Coeficiente de dimensionamiento ( $\gamma$ )	0,10137178	0,35631778	0,280129
Coeficiente de costes ( $\delta$ )	1,07557361	0,92208477	0,90190634
Coeficiente de pérdidas por sombras ( $\epsilon$ )	0,04101534	0,06432002	0,06175185
RSME	1,1381	1,4055	1,4379

## 9. CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

A la vista de un escenario global en el que el consumo eléctrico cobra cada vez mayor importancia en el sector de la edificación y la necesidad de cambio en la estructura de generación eléctrica para poder realizar una transición sostenible y el cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad dictados por la UE, la energía fotovoltaica en entornos urbanos se presenta como una solución de gran interés que ya es competitiva con otras fuentes de energía convencionales. El consumo eléctrico del sector residencial de la ciudad de Valencia supera los 1020 GWh y el comercial más de 1.431 GWh, por lo que existe un amplio margen de mejora.

Aprovechando el nuevo marco normativo favorable para el autoconsumo establecido por el Real Decreto-ley 15/2018 y el Real Decreto 244/2019 surge la necesidad de evaluar la viabilidad económica del aprovechamiento fotovoltaico en los edificios de la ciudad de Valencia.

Para lograr este objetivo a lo largo del presente trabajo ha sido desarrollado un modelo de cálculo desde cero, mediante programación en R, que proporciona resultados en términos energéticos, económicos y ambientales, que permiten evaluar de forma detallada el comportamiento de la generación fotovoltaica del edificio que se desee estudiar, simplemente indicando las coordenadas de éste, siendo fácilmente replicable para el estudio de la mayor cantidad de edificios posibles.

En el desarrollo del modelo dedicado a radiación y sombras requirió de una revisión de los modelos de radiación existentes, de los cuales se señala la importancia de un tratamiento distinto en el cálculo de la radiación directa y difusa que finalmente alcanza al plano generador, siendo necesario el uso de datos LIDAR y catastrales para poder definir la altura relativa entre edificios y la geometría del entorno. Siendo los resultados finales de radiación validados con escaso error (del orden del 0,09% para radiaciones anuales globales) utilizando la herramienta SAM.

El desarrollo del modelo económico ha sido basado principalmente en la modalidad de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación. Para el desarrollo del mismo fue necesario definir cuatro tipologías de edificios diferentes, que modelizaran diferentes tipos de consumo considerando las diferentes exigencias en su demanda, su perfil horario, tarifas de precios, etc: viviendas unifamiliares, edificios residenciales, edificios exclusivamente comerciales y edificios públicos.

Tras el desarrollo del modelo se utilizó en una muestra compuesta por 31 edificios diferentes (5 unifamiliares, 10 residenciales, 10 comerciales y 6 públicos), bajo unos parámetros financieros desfavorables (tasa de descuento del 7,04% e inflación del 1,3%). De forma complementaria se hizo un análisis pormenorizado de un edificio de cada tipología de la muestra.

De los resultados de las simulaciones de dicha muestra se comprobó que para ninguna de las viviendas unifamiliares la generación fotovoltaica era capaz de recuperar los costes de inversión dentro de la vida útil de la instalación, pese a disponer de buenas coberturas renovables (40,2% de media) y una gran capacidad de exportación. Esto se comprobó en la vivienda unifamiliar (U1) escogida para un análisis en detalle. Una baja cantidad de energía eléctrica demanda, que se cubría sobradamente en las horas centrales del día exportando el resto de energía, implicaba una elevada capacidad de ahorro en términos relativos (casi un 70% de la factura en el primer año), sin embargo, en términos absolutos (347,5€) comparado con el desembolso inicial era una cifra muy reducida, que imposibilitaba recuperar la inversión de 6000€ dentro la vida útil. Otras de las principales causas de su inviabilidad son los elevados costes unitarios de potencia

asociados a una escasa potencia a instalada (3kW), y unos parámetros financieros muy desfavorables. Se comprobó que para tasas de descuento actuales (del 0%) o incluso del 1%, la instalación recuperaba la inversión en un plazo inferior a los 20 años (es altamente sensible a la tasa de inflación). Asimismo, si se considerase una subvención del 20% del coste de inversión inicial los periodos de retorno se encontrarían dentro del rango de 15-17 años según la potencia que se instale. Dichos periodos contrastan con el tiempo en el cual la instalación recuperar su huella ecológica de emisiones de CO<sub>2</sub> (aproximadamente 6 años), por ello las subvenciones pueden resultar de especial interés para fomentar la sostenibilidad ambiental.

Los edificios residenciales simulados presentaban periodos de retorno muy favorables con un valor medio de 7,5 años y muy pequeña variabilidad en este resultado y una cobertura renovable media del 16,5%, la cual contrasta con la de los edificios unifamiliares. En la mayoría de los casos, la exportación era nula, señal de que el escaso espacio en cubierta impedía cubrir completamente la demanda de todo el edificio (la cobertura renovable era del 21%). Esto se ha comprobado en el edificio residencial (R8) estudiado al detalle, existía una importante diferencia entre energía demanda y generada, aún con todo, los ahorros de energía y económicos en términos absolutos eran suficientes para recuperar la inversión, con un coste unitario de potencia un 40% menor que el unifamiliar, en menos de 8 años.

Los edificios comerciales evaluados presentaban periodos de retorno medios de 10,4 años y coberturas fotovoltaicas del 31,6%, dada generalmente una gran disponibilidad de espacio en la cubierta las potencias a instalar son elevadas reduciéndose así los costes unitarios hasta el 50% respecto a los de la vivienda unifamiliar, favoreciendo a la recuperación de la inversión. Además, tal y como se comprueba en el caso de estudio (C5) los ahorros generados son elevados (a los que se incluyen la compensación por exportación) suponiendo más del 33% de la factura anual y permitiendo recuperar la inversión en menos de 9 años. Todos los edificios de esta índole exportaban a red.

Los edificios públicos, resultan los más complejos de modelizar dada su amplia variabilidad de usos y dimensiones, en la muestra estudiada se recuperaba la inversión en una media de 11,4 años y se tenían coberturas renovables del 33,8%. La viabilidad de la instalación viene dada en estos edificios si disponen de grandes cubiertas habitualmente la cantidad de energía demandada y su potencial capacidad de ahorro. El caso de estudio analizado (P1) correspondía a un edificio de oficinas con unos resultados similares al edificio residencial.

Los periodos de retorno del resto de los tipos de edificios diferentes a la vivienda unifamiliar son poco sensibles a los efectos inflacionarios, pudiéndose desplazar como mucho 2 años, no obstante, el VAN a los 25 años sí que experimenta grandes alteraciones, en cualquier caso, bajo las combinaciones de inflación y de descuento simuladas la viabilidad económica queda garantizada.

De forma paralela, en el análisis de las sombras de toda la muestra, en las que se pudo comprobar que están íntimamente vinculadas a la altura de los edificios, siendo las viviendas unifamiliares y edificios comerciales de una altura los que menor radiación anual percibían, alcanzándose en algunos casos pérdidas en términos energéticos próximas al 50%. No obstante, la media de pérdidas en la muestra estudiada era del 10,5%, situándose el 65% de los edificios simulados por debajo de dicha cifra. Además, cabe mencionar que el periodo de retorno de los edificios que más sombras manifestaban era más elevado que el retorno medio para dicha tipología de edificios. Con todo ello las pérdidas por sombras constituyen una variable que no se puede despreciar a priori.

En la parte final del trabajo, tras la identificación de diversos patrones en los resultados proporcionados en ellos casos de estudio, se ha tratado de medir el grado de influencia de diferentes características propias de los edificios simulados sobre el periodo de retorno mediante una correlación de parámetros adimensionales. Del análisis se recalca como factor más influyente los costes unitarios de potencia instalada de paneles, que definen la inversión inicial. Asimismo, un correcto dimensionado que no dispare los costes, en el que no existan excesivos niveles de exportación favorecerían el periodo de retorno, por lo que campos de paneles de superficies pequeñas en edificios de consumos elevados se amortizan en menor tiempo que amplias superficies con reducida demanda. A priori, con la muestra simulada, la presencia de exportación no tendría un peso relevante en la rentabilidad. Las sombras, aunque son perjudiciales, tienen una influencia reducida dado que los edificios analizados en la muestra registraban pocas sombras en su mayoría. Puntualmente, éstas sí podrían ser relevantes si se trata de edificios de muy baja altura.

En resumen, si bien el desarrollo del modelo ha servido para proporcionar una visión integral de las diferentes variables que pueden influir en las prestaciones y viabilidad de una instalación fotovoltaica en un edificio concreto y la amplia casuística que puede darse, también ha servido como punto de partida para simular una muestra de edificios más amplia de diferentes tipologías y usos, y aplicar una metodología adimensional para detectar las variables de mayor relevancia en la rentabilidad de las mismas, llegando a las conclusiones que el factor de mayor peso es el coste unitario de potencia instalada, seguido en un orden menor de magnitud, el grado de dimensionamiento (cantidad de potencia instalada) y las sombras.

Se abre con el presente modelo, gracias a su versatilidad, una nueva línea de investigación sobre el potencial fotovoltaico en entornos para proyectos futuros tales como: la ampliación de la muestra de edificios tomada para poder cuantificar el grado de influencia de cada variable con el método adimensional, un nuevo estudio del potencial fotovoltaico en la ciudad con esta metodología de cálculo, evaluación del potencial de las fachadas de edificios, introducción de curvas de carga más complejas con diferentes perfiles horarios por edificio, realización de un mapa de la ciudad indicando las pérdidas debidas a sombras en cada cubierta, etc.

## 10. REFERENCIAS

- 1] Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre de 2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores,» 5 Octubre 2018. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2018/10/06/pdfs/BOE-A-2018-13593.pdf>. [Último acceso: 9 Septiembre 2019].
- 2] Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,» 5 Abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244/dof/spa/pdf>. [Último acceso: 9 Septiembre 2019].
- 3] F. e. c. b. sector, «EUROSTAT,» 2019. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00124&plugin=1>. [Último acceso: 20 Septiembre 2019].
- 4] C. d. e. final, «IDAE,» 2019. [En línea]. Available: <http://sieeweb.idae.es/consumofinal/bal.asp?txt=2017&tipbal=t>. [Último acceso: 14 Septiembre 2019].
- 5] IDAE, «Consumo para usos y energías del sector residencial (2010-2017),» 2019. [En línea]. Available: [https://www.idae.es/sites/default/files/estudios\\_informes\\_y\\_estadisticas/cons\\_usos\\_resid\\_eurostat\\_web\\_2010-17\\_ok.xlsx](https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/cons_usos_resid_eurostat_web_2010-17_ok.xlsx). [Último acceso: 15 Septiembre 2019].
- 6] IDAE, «Proyecto SECH-SPAHOUSEC: Análisis del consumo energético del sector residencial en España,» 2011. [En línea]. Available: [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_Informe\\_SPAHOUSEC\\_ACC\\_f68291a3.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_SPAHOUSEC_ACC_f68291a3.pdf). [Último acceso: 27 Septiembre 2019].
- 7] Red Eléctrica de España, «Guía de consumo inteligente,» 2010. [En línea]. Available: [https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/guia\\_consumo\\_v2.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/guia_consumo_v2.pdf). [Último acceso: 10 Octubre 2019].
- 8] Red Eléctrica de España, «Nuestros hábitos de consumo,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/red21/eficiencia-energetica-y-consumo-inteligente/nuestros-habitos-de-consumo>. [Último acceso: 20 Octubre 2019].
- 9] IDAE, «Detalles de consumos del sector servicios (2017),» 2019. [En línea]. Available: [https://www.idae.es/sites/default/files/estudios\\_informes\\_y\\_estadisticas/cons\\_servic\\_2017\\_info\\_supl\\_web\\_ok.xls](https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/cons_servic_2017_info_supl_web_ok.xls). [Último acceso: 10 Octubre 2019].

- ANPIER, «Anuario Fotovoltaico 2019,» 2019. [En línea]. Available:
- 10] <https://anpier.org/wp-content/uploads/2019/06/anuario245x173-DEF.junio-2019-WEB.pdf>. [Último acceso: 30 Septiembre 2019].
- Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se
- 11] aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.,» 13 Abril 2013. [En línea]. [Último acceso: 30 Septiembre 2019].
- Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, , «Guía sobre empresas de
- 12] servicios energéticos (ESE),» 2010. [En línea]. Available:  
<http://www.famp.es/export/sites/famp/.galleries/documentos-lab-eficiencia-energetica-guias/GUIA-9.pdf>. [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- Ayuntamiento de Valencia, «Estadísticas: consumos y precios,» 2019. [En línea].
- 13] Available:  
<http://www.valencia.es/ayuntamiento/catalogo.nsf/IndiceAnuario?readForm&lang=1&capitulo=8&tema=2&bdOrigen=ayuntamiento/estadistica.nsf&idApoyo=58FB3C7A3D56E414C1257DD40057EB6C>. [Último acceso: 2 Noviembre 2019].
- Red Eléctrica de España, «Las energías renovables en el sistema eléctrico español
- 14] 2018,» 2018. [En línea]. [Último acceso: 21 Septiembre 2019].
- Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 1578/2008,» 2008. [En línea]. Available:
- 15] <https://www.boe.es/boe/dias/2008/09/27/pdfs/A39117-39125.pdf>. [Último acceso: 15 Septiembre 2019].
- Red Eléctrica de España, «[https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/boletines-mensuales/boletin-mensual-septiembre-2019,](https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/boletines-mensuales/boletin-mensual-septiembre-2019)» 2019. [En línea]. Available:  
[https://www.ree.es/sites/default/files/11\\_PUBLICACIONES/Documentos/Renovables-2018.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Renovables-2018.pdf). [Último acceso: 18 Septiembre 2019].
- UNEF, «Informe anual 2019,» 2019. [En línea]. Available:
- 17] <https://unef.es/downloads/informe-anual-unef-2019>. [Último acceso: 20 Septiembre 2019].
- REE, «Publicaciones: Boletines mensuales,» 2019. [En línea]. Available:
- 18] <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/boletines-mensuales>. [Último acceso: 29 Octubre 2019].
- IDAE y Ministerio para la transición ecológica, «PLAN NACIONAL INTEGRADO DE
- 19] ENERGÍA Y CLIMA (PNIEC) 2021-2030,» 2019. [En línea]. Available:  
<https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>. [Último acceso: 20 Septiembre 2010].
- Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que
- 20] se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.,» 10 Octubre 2015. [En línea]. Available:

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2015/10/09/900/dof/spa/pdf>. [Último acceso: 1 Octubre 2019].

- IRENA, «Renewable power generation costs in 2018,» Mayo 2019. [En línea].  
21] Available: <https://www.irena.org/publications/2019/May/Renewable-power-generation-costs-in-2018>. [Último acceso: 20 Septiembre 2019].

- Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 12.0,» 2019. [En línea].  
22] Available: <https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>. [Último acceso: 2 Octubre 2019].

- IRENA, «Solar Costs,» 2019. [En línea]. Available:  
23] <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Solar-Costs>. [Último acceso: 20 Septiembre 2019].

- Comisión Europea, «ec.europa.eu,» 2016. [En línea]. Available:  
24] <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>. [Último acceso: 2 10 2019].

- Ministerio para la Transición Ecológica, «Nota resumen explicativa del Plan  
25] Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,» 2019. [En línea]. Available:  
[https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/notaexplicativadelborradordelpniec2021-2030\\_tcm30-487346.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/notaexplicativadelborradordelpniec2021-2030_tcm30-487346.pdf). [Último acceso: 2 Octubre 2019].

- Diario Oficial de la Unión Europea, «DIRECTIVA (UE) 2018/844 del Parlamento  
26] Europeo y del Consejo de 30 de Mayo de 2018,» 30 Mayo 2018. [En línea]. Available:  
<https://www.boe.es/doue/2018/156/L00075-00091.pdf>. [Último acceso: 2 Octubre 2019].

- IVACE, «Deducciones fiscales en el IRPF para autoconsumo y energías  
27] renovables,» 2019. [En línea]. Available:  
[http://www.ivace.es/index.php?option=com\\_content&view=category&id=419&lang=es](http://www.ivace.es/index.php?option=com_content&view=category&id=419&lang=es). [Último acceso: 2 Octubre 2019].

- IVACE, «Financiación bonificada para proyectos de autoconsumo en empresas y  
28] entidades,» 2019. [En línea]. Available:  
[http://energia.ivace.es/index.php?option=com\\_content&view=article&id=7295:financiacion-bonificada-para-proyectos-de-autoconsumo-electrico-en-empresas-y-entidades-2019&catid=404:ayudas-instalaciones-de-autoconsumo-de-energia-electrica&lang=es&Itemid=100456](http://energia.ivace.es/index.php?option=com_content&view=article&id=7295:financiacion-bonificada-para-proyectos-de-autoconsumo-electrico-en-empresas-y-entidades-2019&catid=404:ayudas-instalaciones-de-autoconsumo-de-energia-electrica&lang=es&Itemid=100456). [Último acceso: 2 Octubre 2019].

- Las Naves, Climate KIC y la Cátedra de Transición Energética Urbana,  
29] «<https://www.lasnaves.com/wp-content/uploads/2017/08/Technical-report-WP2-IIE.pdf>,» Septiembre 2018. [En línea]. Available:  
<https://catenerg.webs.upv.es/2019/07/02/analysis-of-the-technical-potential-for-prosumer-production/>. [Último acceso: 5 Septiembre 2019].

- R. B. y. R. Singh, «Estimation of rooftop solar photovoltaic potential of a city,»  
30] Mayo 2015. [En línea]. Available:  
[https://www.researchgate.net/publication/276106671\\_Estimation\\_of\\_rooftop\\_solar\\_photovoltaic\\_potential\\_of\\_a\\_city](https://www.researchgate.net/publication/276106671_Estimation_of_rooftop_solar_photovoltaic_potential_of_a_city). [Último acceso: 15 Septiembre 2019].
- Huellasolar, «<http://www.huellasolar.com/>,» [En línea]. [Último acceso: 15  
31] Septiembre 2019].
- Ayuntamiento de Cáceres y Universidad de Extremadura, «Visor del potencial  
32] solar en la ciudad de Cáceres,» Julio 2018. [En línea]. Available:  
[https://sig.caceres.es/potencial\\_solar/](https://sig.caceres.es/potencial_solar/). [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- Ayuntamiento de Cáceres y Universidad de Extremadura, «Visor del potencial  
33] fotovoltaico en las cubiertas de la ciudad de Cáceres,» Julio 2018. [En línea]. Available:  
[https://sig.caceres.es/publicaciones/congresos/ciudades\\_inteligentes/congreso\\_ciudades/Potencial\\_Solar.pdf](https://sig.caceres.es/publicaciones/congresos/ciudades_inteligentes/congreso_ciudades/Potencial_Solar.pdf). [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- J. Viana Fons, «Estudio del recurso solar y del potencial fotovoltaico en las  
34] cubiertas industriales de la comarca de l'Horta a partir de información geográfica y  
meteorológica,» Septiembre 2017. [En línea]. Available:  
<https://riunet.upv.es/handle/10251/97649>. [Último acceso: 3 Enero 2020].
- H. N. H. P. M. I. A. E. M. L. P. I. I. J. L. Pedrero J, «Assessment of urban-scale  
35] potential for solar PV generation and consumption,» 8 Noviembre 2019. [En línea].  
Available:  
[http://dsp.tecnalia.com/bitstream/handle/11556/799/Conf.\\_Ser.\\_Earth\\_Environ.\\_Sci.\\_323\\_012066.pdf?sequence=1](http://dsp.tecnalia.com/bitstream/handle/11556/799/Conf._Ser._Earth_Environ._Sci._323_012066.pdf?sequence=1). [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- Ayuntamiento de Irún, «Visor de Energía Solar,» 2019. [En línea]. Available:  
36] [http://www.irun.org/caste/1vivir/visor\\_solar.asp](http://www.irun.org/caste/1vivir/visor_solar.asp). [Último acceso: 30 Noviembre  
2019].
- Ayuntamiento de Irún, «Documento explicativo del visor solar,» 2019. [En línea].  
37] Available: [http://geoserver.irun.org:8080/Energia\\_Solar/Documento\\_Explicativo.pdf](http://geoserver.irun.org:8080/Energia_Solar/Documento_Explicativo.pdf).  
[Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, «Potencial  
38] fotovoltaico de las cubiertas edificatorias de la ciudad de Vitoria-Gasteiz:  
caracterización y análisis,» 29 Mayo 2019. [En línea]. Available: <https://www.vitoria-gasteiz.org/docs/j34/catalogo/01/85/potentialsolar19memoria.pdf>. [Último acceso:  
30 Noviembre 2019].
- O. P. Lamigueiro, «solaR: Radiation and Photovoltaic Systems,» 4 Abril 2016. [En  
39] línea]. Available: <https://cran.r-project.org/web/packages/solaR/index.html>. [Último  
acceso: 12 Septiembre 2019].
- O. P. Lamigueiro, «Package 'solaR',» 16 Abril 2016. [En línea]. Available:  
40] <https://cran.r-project.org/web/packages/solaR/solaR.pdf>. [Último acceso: 10  
Septiembre 2019].

- O. P. Lamigueiro, «solaR: Solar Radiation and Photovoltaic Systems with R,»  
41] Agosto 2012. [En línea]. Available: <https://www.jstatsoft.org/article/view/v050i09>. [Último acceso: 10 Septiembre 2019].
- National Renewable Energy Laboratory, «SAM Photovoltaic Model Technical  
42] Reference Update,» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/67399.pdf>. [Último acceso: 2019 Diciembre 21].
- EnergyPlus, «EnergyPlus Weather Data by Region,» 2019. [En línea]. Available:  
43] [https://energyplus.net/weather-region/europe\\_wmo\\_region\\_6/ESP](https://energyplus.net/weather-region/europe_wmo_region_6/ESP). [Último acceso: 30 Septiembre 2019].
- EnergyPlus, «Energy Plus Weather Data Sources,» 2019. [En línea]. Available:  
44] <https://energyplus.net/weather/sources>. [Último acceso: 30 Septiembre 2019].
- Comisión Europea - DG JRC, Directorate C - Energy, Transport and Climate,  
45] «European Energy Efficiency Platform,» 2019. [En línea]. Available: <https://e3p.jrc.ec.europa.eu/articles/typical-meteorological-year-tmy>. [Último acceso: 30 Septiembre 2019].
- Joseph Michaslky, «The Astronomical Almanac's algorithm for approximate solar  
46] position (1950–2050),» Diciembre 1988. [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/222131147\\_The\\_Astronomical\\_Almanac's\\_algorithm\\_for\\_approximate\\_solar\\_position\\_1950-2050](https://www.researchgate.net/publication/222131147_The_Astronomical_Almanac's_algorithm_for_approximate_solar_position_1950-2050). [Último acceso: 20 Septiembre 2019].
- National Renewable Energy Laboratory, «Solar Position Algorithm for Solar  
47] Radiation Applications,» Enero 2008. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/34302.pdf>. [Último acceso: 2 Octubre 2019].
- Mohammad Reza Maghami, Hashim Hizama, Chandima Gomes, Mohd Amran  
48] Radzi, Mohammad Ismael Rezadad, Shahrooz Hajighorbani, «Power loss due to soiling on solar panel: A review,» Junio 2016. [En línea]. Available: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032116000745?token=8461D48779AE2A7CC4D47E5A759A97E3670E3824C92B5C2BC53A54AF3D8800EC9D290536047E5D0D3D871E937C39A29B>. [Último acceso: 30 Septiembre 2019].
- National Renewable Energy Laboratory, «System Model Advisor (SAM) - PV Case  
49] Studies and Validation,» 2019. [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov/photovoltaic/pv-validation.html>. [Último acceso: 2019 Octubre 20].
- Centro Nacional de Información Geográfica, «Centro Descargas CNIG,» [En línea].  
50] Available: <http://centrodedescargas.cnig.es/CentroDescargas/buscadorCatalogo.do?codFamilia=LIDAR>. [Último acceso: 30 Septiembre 2019].
- Sede electrónica del Catastro, «Descarga de datos y cartografía por municipio,»  
51] [En línea]. Available:

<https://www.sedecatastro.gob.es/Accesos/SECAccDescargaDatos.aspx>. [Último acceso: 30 Septiembre 2019].

52] E. N. X. A. C. R. M. L. U. W. y. Z. H. Liang Chen, «Sky view factor analysis of street canyons and its implications for daytime intra-urban air temperature differentials in high-rise, high-density urban areas of Hong Kong: a GIS-based simulation approach,» 27 Octubre 2010. [En línea]. Available: <https://rmets.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/joc.2243>. [Último acceso: 20 Octubre 2019].

53] E. B. P. S. P. Jérémy Bernard, «Sky View Factor Calculation in Urban Context: Computational Performance and Accuracy Analysis of Two Open and Free GIS Tools,» 31 Mayo 2018. [En línea]. Available: <https://www.mdpi.com/2225-1154/6/3/60>. [Último acceso: 20 Octubre 2019].

54] H. Z. O. I. M. Z. Andres Calcabrini, «A simplified skyline-based method for estimating the annual solar energy potential in urban environments,» 4 Febrero 2019. [En línea]. Available: <https://www.nature.com/articles/s41560-018-0318-6>. [Último acceso: 1 Octubre 2019].

55] J. U. T. Gál, «A new software tool for SVF calculations using building and tree-crown databases,» Diciembre 2014. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2212095514000388>. [Último acceso: 20 Octubre 2019].

56] T. Gál, M. Rzepa, B. Gromek, J. Unger, «Comparison between sky view factor values computed by two different methods in an urban environment,» 2007. [En línea]. Available: <http://www2.sci.u-szeged.hu/eghajlattan/akta07/017-026.pdf>. [Último acceso: 30 Septiembre 2019].

57] IDAE, «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red,» Julio 2011. [En línea]. Available: [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf). [Último acceso: Octubre 1 2019].

58] O. P. Lamigueiro, «Energía Solar Fotovoltaica,» Enero 2018. [En línea]. Available: <https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>. [Último acceso: 15 Septiembre 2019].

59] M.C. Brito, S. Freitas, S. Guimaraes, C. Catita, P. Redweik, «The importance of facades for the solar PV potential of a Mediterranean city using LiDAR data,» Octubre 2017. [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/315950240\\_The\\_importance\\_of\\_facades\\_for\\_the\\_solar\\_PV\\_potential\\_of\\_a\\_Mediterranean\\_city\\_using\\_LiDAR\\_data](https://www.researchgate.net/publication/315950240_The_importance_of_facades_for_the_solar_PV_potential_of_a_Mediterranean_city_using_LiDAR_data). [Último acceso: 30 Septiembre 2019].

60] N. H. R. N. H. R. B. M. B. M. C. R. C. R. Wilfried van Sark, «Review of PV performance ratio development,» Mayo 2012. [En línea]. Available:

- [https://www.researchgate.net/publication/259828112\\_Review\\_of\\_PV\\_performance\\_ratio\\_development](https://www.researchgate.net/publication/259828112_Review_of_PV_performance_ratio_development). [Último acceso: 30 Septiembre 2019].
- 61] IDAE, «Guía profesional de tramitación del autoconsumo,» Noviembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>. [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 62] Red Eléctrica de España, «Esios. Sistema de información del Operador del Sistema. Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC),» 2019. [En línea]. Available: [https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start\\_date=11-11-2019T00%3A00&end\\_date=11-11-2019T23%3A00&compare\\_start\\_date=10-11-2019T00%3A00&groupby=hour&compare\\_indicators=1013,1014,1015](https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=11-11-2019T00%3A00&end_date=11-11-2019T23%3A00&compare_start_date=10-11-2019T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1013,1014,1015). [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 63] Red Eléctrica de España, «Resultados Mercado Intradía,» 2019. [En línea]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.html#>. [Último acceso: 3 Diciembre 2019].
- 64] Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica,» 16 Noviembre 2011. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2011/10/31/1544/dof/spa/pdf>. [Último acceso: 3 Diciembre 2019].
- 65] Boletín Oficial del Estado, «Resolución de 26 de diciembre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba para el año 2018, el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores..,» 28 Diciembre 2017. [En línea]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2017/12/28/pdfs/BOE-A-2017-15609.pdf>. [Último acceso: 15 Noviembre 2019].
- 66] IDAE, «Energy Efficiency Trends and Policies in SPAIN,» 30 Julio 2018. [En línea]. Available: <https://www.odyssee-mure.eu/publications/national-reports/energy-efficiency-spain.pdf>. [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 67] Universitat Politècnica de Valencia, «Casa del Alumno, Consumo energético,» 2019. [En línea]. Available: <https://casadelalumno.blogs.upv.es/consumo-energetico/>. [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 68] Junta de Castilla y León, «Manual de eficiencia energética en centros docentes. Uso y mantenimiento,» Diciembre 2013. [En línea]. Available: [http://www.euronet50-50max.eu/images/news/es/Materiales\\_educativos-biblioteca/Manual\\_Ef.\\_Energetica\\_Centros\\_Docentes\\_Uso.pdf](http://www.euronet50-50max.eu/images/news/es/Materiales_educativos-biblioteca/Manual_Ef._Energetica_Centros_Docentes_Uso.pdf). [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 69] Fundación de Energías Renovables, «El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia. Hoja de Ruta Madrid 2030,» 18 Diciembre 2017. [En línea]. Available:

- <https://fundacionrenovables.org/wp-content/uploads/2018/09/20171219-HOJA-DE-RUTA-AYTO.-MADRID-Documento-Final.pdf>. [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 70] Red Eléctrica de España, «Esios. Sistema de información del operador del sistema. Término de Facturación de energía activa del PVPC,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>. [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 71] Iberdrola Clientes, «Plan Estable,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.es/luz/plan-estable>. [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 72] Iberdrola Clientes, «Plan 3.0,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.es/negocios/luz/plan-30>. [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 73] Instituto Enerxético de Galicia, «Inega. Información, preguntas frecuentes, energía solar fotovoltaica,» 2018. [En línea]. Available: [http://www.inega.gal/informacion/preguntas\\_frecuentes/enerxia\\_solar\\_fotovoltaica.html?idioma=es](http://www.inega.gal/informacion/preguntas_frecuentes/enerxia_solar_fotovoltaica.html?idioma=es). [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 74] Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (EnerAgen), «Autoconsumo al detalle,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.autoconsumoaldetalle.es/nuestra-web/>. [Último acceso: 3 Noviembre 2019].
- 75] Grupotech, «Posibilidades de implantación de instalaciones fotovoltaicas en la industria valenciana,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.camaravalencia.com/es-ES/competitividad/medioambiente-energia/Documents/PONENCIA%20GRUPOTEC.pdf>. [Último acceso: 3 Noviembre 2019].
- 76] R. D.-L. y J. L. B.-A. Carlos J. Sarasa-Maestro, «Evaluating the Effect of Financing Costs on PV Grid Parity by Applying a Probabilistic Methodology,» 27 Enero 2019. [En línea]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/330709839\\_Evaluating\\_the\\_Effect\\_of\\_Financing\\_Costs\\_on\\_PV\\_Grid\\_Parity\\_by\\_Applying\\_a\\_Probabilistic\\_Methodology](https://www.researchgate.net/publication/330709839_Evaluating_the_Effect_of_Financing_Costs_on_PV_Grid_Parity_by_Applying_a_Probabilistic_Methodology). [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 77] Exposición y Foro de las empresas instaladoras (EFICAM), «Manual de autoconsumo,» Marzo 2019. [En línea]. Available: [https://diof0bc2097ng.cloudfront.net/sites/www.voltimum.es/files/pdflibrary/manual\\_tecnico\\_de\\_autoconsumo.pdf](https://diof0bc2097ng.cloudfront.net/sites/www.voltimum.es/files/pdflibrary/manual_tecnico_de_autoconsumo.pdf). [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 78] a partir de la superficie efectiva, «2018/4957 RESOLUCIÓN de 3 de mayo de 2018, de la Presidencia del Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE), por la que se convocan ayudas destinadas,» 3 Mayo 2018. [En línea]. Available: [http://www.dogv.gva.es/datos/2018/05/21/pdf/2018\\_4957.pdf](http://www.dogv.gva.es/datos/2018/05/21/pdf/2018_4957.pdf). [Último acceso: 30 Noviembre 2019].
- 79] BloombergNEF, «Trends in PV O&M pricing,» 6 Diciembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.solar-trade.org.uk/wp-content/uploads/2018/12/2.-J.-Chase->

Bloomberg-New-Energy-Finance-Trends-in-PV-OM-Pricing.pdf. [Último acceso: 30 Noviembre 2019].

80] F. J. R. G. (I. d. Andalucía), «Análisis de la degradación de módulos fotovoltaicos,» 2015. [En línea]. Available: [https://dspace.unia.es/bitstream/handle/10334/3524/0675\\_Reguera.pdf?sequence=1](https://dspace.unia.es/bitstream/handle/10334/3524/0675_Reguera.pdf?sequence=1). [Último acceso: 2 Noviembre 2019].

81] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review,» Junio 2012. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>. [Último acceso: 2 Noviembre 2019].

82] inflation.eu, «Inflación histórica España - inflación IPC,» 2019. [En línea]. Available: <https://es.inflation.eu/tasas-de-inflacion/espana/inflacion-historica/ipc-inflacion-espana.aspx>. [Último acceso: 2 Noviembre 2019].

83] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), «Documento de consulta pública sobre la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para 2020-2025,» 2018. [En línea]. Available: [https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor\\_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/Propuesta\\_Metodolog%C3%ADa\\_Tasa\\_Retribuci%C3%B3n\\_Financiera\\_RES%20INF\\_DE\\_113\\_18.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/Propuesta_Metodolog%C3%ADa_Tasa_Retribuci%C3%B3n_Financiera_RES%20INF_DE_113_18.pdf). [Último acceso: 2 Noviembre 2019].

84] Red Eléctrica España, «Emisiones y factor de emisión de CO2 en generación no renovable,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>. [Último acceso: 2 Noviembre 2019].

85] PVsyst, «Detailed System LCE,» 2011. [En línea]. Available: [https://www.pvsyst.com/help/detailed\\_system\\_lce.htm](https://www.pvsyst.com/help/detailed_system_lce.htm). [Último acceso: 2 Enero 2020].

86] Atersa, «Módulos Fotovoltaicos: Línea ULTRA,» 2019. [En línea]. Available: <http://atersa.com/es/productos-servicios/modulos-fotovoltaicos/linea-ultra/>. [Último acceso: 2 Enero 2020].

87] J. H. K. Sang Gyu Kwak, «Central limit theorem: the cornerstone of modern statistics,» Abril 2017. [En línea]. Available: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC5370305/>. [Último acceso: 2 Diciembre 2019].

88] Google, «Google Maps,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.google.es/maps/>. [Último acceso: 28 Diciembre 2019].

89] MapTiler, «Transform coordinates. Online convertor for lat & long coordinates, geodetic datums and projected systems,» 2018. [En línea]. Available: [https://epsg.io/transform#s\\_srs=4326&t\\_srs=25830&x=0.3361519&y=39.4793333](https://epsg.io/transform#s_srs=4326&t_srs=25830&x=0.3361519&y=39.4793333). [Último acceso: 2 Noviembre 2019].

J. A. G. M. A. Jaime Riera, «Teorema de Vaschy-Buckingham (T. de Pi),» 2019. [En  
90] línea]. Available: <http://www.upv.es/visor/media/8a8894a0-021e-11e6-851a-656f7e06a374/c>. [Último acceso: 30 Diciembre 2019].

C. Academy, «Code Academy,» 2019. [En línea]. Available:  
91] <https://www.codecademy.com/pro/membership>. [Último acceso: 2 Septiembre 2019].

EUROSTAT, «Final energy consumption by sector,» 2017. [En línea]. Available:  
92] <https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00124&plugin=1>. [Último acceso: 2 Octubre 2019].

IDAE, «Detalles de consumos del sector servicios (2017),» 2019. [En línea].  
93] Available:  
[https://www.idae.es/sites/default/files/estudios\\_informes\\_y\\_estadisticas/cons\\_servic\\_2017\\_info\\_supl\\_web\\_ok.xls](https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/cons_servic_2017_info_supl_web_ok.xls). [Último acceso: 15 Septiembre 2019].

# **PRESUPUESTO**



## 1. PRESUPUESTO

Se describen a continuación los costes requeridos en el proceso de elaboración del presente trabajo de investigación.

### 1.1. Costes de mano de obra

Tabla 27. Tabla de presupuesto 1. Costes de mano de obra para la elaboración del trabajo

#### 1. COSTES DE MANO DE OBRA

Nº Ref.	Concepto	Unidad	Cantidad	Precio (€/ud)	Importe bruto (€)	IVA (21%) (€)	Importe (€)
1.1	Ingenieril (Beca colaboración)	h	300	5,20	1560,00	327,60	1887,60
1.2	Supervisión	h	48	7,00	336,00	70,56	406,56
1.3	Formación para programación en R [91]	meses	1	17,99	17,99	3,78	21,77
Subtotal					1896,00	398,16	2294,16

### 1.2. Costes de oficina técnica

Tabla 28. Tabla de presupuesto 2. Costes del material para la elaboración del trabajo

#### 2. COSTES DE OFICINA TÉCNICA

Nº Ref.	Concepto	Unidad	Cantidad	Precio (€/ud)	Importe bruto (€)	IVA (21%) (€)	Importe (€)
2.1	Sony VAIO	años	0,13699	100,00	13,70	2,88	16,58
2.2.	Licencia Microsoft Office 365	meses	4	8,25	33,00	6,93	39,93
2.3	Acceso a documentación, libros y publicaciones	u	1	40,00	40,00	8,40	48,40
2.4	Papel y material de impresión	u	1	55,20	55,20	11,59	66,79
Subtotal					141,90	29,80	171,70

Consideraciones:

- Para los costes del ordenador portátil Sony VAIO, valorado en 600 €, se ha supuesto un periodo de amortización de 6 años, suponiendo un coste por año de 100 €/año. Asumiendo que el tiempo de una jornada de trabajo son 6 horas, y el trabajo total del proyecto requiere de 300 horas, su equivalencia en años resulta 0,13699 años.
- No se incluyen costes asociados a licencias del compilador RStudio y SAM ya que se trata de software libre.

### 1.3. Resumen de presupuesto

Tabla 29. Tabla de presupuesto 3. Presupuesto total

<b>RESUMEN DE PRESUPUESTO</b>	
SUBTOTAL COSTES DE MANO DE OBRA (BRUTO)	1896,00 €
SUBTOTAL COSTES DE OFICINA TÉCNICA (BRUTO)	141,90 €
TOTAL BRUTO	2037,90 €
IVA (21%)	427,95 €
<b>TOTAL</b>	<b>2465,86 €</b>

# **ANEXOS**



## 1. CÓDIGO R DEL MODELO

```
#Carpeta de trabajo
  setwd("C:/Datos/CSV")
  getwd()

#Cargar paquetes
library(readr)
library(dplyr)
library(stringr)
library(ggplot2)
library(reshape)
library(lubridate)
library(tibble)
library(solaR)
library(devtools)
library(httr)

#PARÁMETROS DE ENTRADA

  #Características del edificio

  características_edificio<-read.csv("datos_generales_edificio.csv") #fichero
  csv generado por la función getSkyline

  viviendas<-read.csv("viviendas.csv") #fichero csv generado por la función
  getViviendas

  Tipo_edificio="R" # "U" Unifamiliar, "R" edificio residencial, "C" edificio
  comercial, "P" edificio publico

  #Modelo de radiación

  clima_VLC<-read.csv("ESP_Valencia.082840_IWECEPW.csv", skip=18, TRUE,
  sep=",") #lectura del fichero de datos climáticos

  latVLC=39.4697 #latitud

  alfa.panel=0 #orientación respecto al sur del panel (positivo hacia el
  Oeste, negativo hacia el Este)

  beta.panel=30 #inclinación del panel

  suciedad=0.05 #Coeficiente de pérdidas por suciedad, en tanto por 1.

  #Modelo de sombras

  superficie=características_edificio[1,"area"] #superficie de cubierta en m2
  extraída de getSkyline

  superficie_efectiva=0.7*superficie
```

```

sombras=read.csv("skyline.csv", skip=0, TRUE, sep=",") #curva de horizonte
de edificios extraido de getSkyline

alb=0.2 #Factor de albedo

#Modelo de generación
PR=0.8
RendPVstc=0.15 #rendimiento del panel, valor en tanto por 1
NOCT=45
coef_temp=0.004 #coeficiente de temperatura, valor en tanto por 1
degradacion.paneles=0.02 #Degradación de los paneles en tanto por 1
potencia.instalada=(1/10)*superficie_efectiva

#Curva de consumo electrico
demanda<-read.csv("consumo.csv", skip=2, TRUE, sep=",") #lectura del fichero
que contiene la curva de demanda anual y las tarifas con 8760 valores horarios
if(Tipo_edificio="U"){
  demanda_anual=4000*caracteristicas_edificio[,"n.viviendas"] #kWh/año
  curva_tipo="A"
}
if(Tipo_edificio="R"){

demanda_anual=3500*caracteristicas_edificio[,"n.viviendas"]+300*caracteristica
s_edificio[,"sup.comercial"]+175.25*caracteristicas_edificio[,"sup.oficinas"]
#kWh/año

  curva_tipo="A"
}
if(Tipo_edificio="C"){
  demanda_anual=300*caracteristicas_edificio[,"sup.comercial"] #kWh/año
  curva_tipo="C"
}
if(Tipo_edificio="P"){
  demanda_anual= #El usuario debe introducir manualmente el valor #kWh/año
  curva_tipo="P"
}

#Precio de la energía en función de la tarifa expresado en €/kWh, tipos de
tarifa 2.0A,2.0DHA,2.1A,2.1DHA,3.0A
if((potencia.instalada<10)|(caracteristicas_edificio[,"n.viviendas"]!=0)){
  tarifa="tarifa_2.0A"
}else{

```



```

coste.OM=9.35*potencia.instalada #€/año Bloomberg coste medio en Europa en
2017 de 9.35 €/kWpAño

d=0.0704 #tasa de descuento tanto por 1. Tasa de retribución financiera para
renovables publicada por la CNMC 0.0704 en tanto por 1

i.compensacion=0.013 #tasa de inflación compensación promedio desde enero de
2018 hasta octubre de 2019 en tanto por 1

i.precio.energia=0.013 #tasa inflación precio de energía PVPC desde enero de
2018 hasta octubre de 2019 en tanto por 1

inflacion=0.013 #inflacion en tanto por 1

n=25 #años

```

## #1. MODELO DE RADIACIÓN

```

#1.1. Datos climaticos readBDi PVGIS (para pruebas)

climaPVGIS<-read.csv("tmy_era_39.476_-0.379_2007_2016_1.csv", skip=16, TRUE,
sep=",")

class(climaPVGIS)

climaPVGIS<-
select(climaPVGIS,Date.Time..UTC.,Dry.bulb.temperature..deg..C.,Global.horizon
tal.irradiance..W.m2.,Direct..beam..normal.Irradiance..W.m2.,Diffuse.horizonta
l.irradiance..W.m2.)

names(climaPVGIS)=c('date','Ta','G0','B0','D0')

head(climaPVGIS)

write.csv(climaPVGIS,"new_clima_csv_file_PVGIS.csv")

BTd<-readBDi("new_clima_csv_file_PVGIS",lat=39.4697, format='%d-%m-%Y
%H:%M:%S', header=TRUE, fill=TRUE, dec='.', sep=',', time.col='date',
source="new_clima_csv_file")

class(bdPVGIS)

#1.1. Datos climaticos (readBDi) ENERGY PLUS EPW

clima_VLC<-read.csv("ESP_Valencia.082840_IWECEPW.csv", skip=18, TRUE, sep=",")

clima_VLC<-
select(clima_VLC,Date,HH.MM,Dry.Bulb.Temperature..C.,Global.Horizontal.Radiati
on..Wh.m2.,Direct.Normal.Radiation..Wh.m2.,Diffuse.Horizontal.Radiation..Wh.m2
.)

names(clima_VLC)=c('date','hh.mm','Ta','G0','B0','D0')

clima_VLC$date<-paste(clima_VLC$date, clima_VLC$hh.mm, sep=" ")

clima_VLC<-select(clima_VLC, 'date','Ta','G0','B0','D0')

clima_VLC$date<-paste0(clima_VLC$date,":00")

write.csv(clima_VLC,"new_clima_csv_file.csv")

bd<-readBDi("new_clima_csv_file",latVLC, format='%Y-%m-%d %H:%M:%S',
header=TRUE, fill=TRUE, dec='.', sep=',', time.col='date',
source="new_clima_csv_file")

```

```

#1.2. Movimiento del Sol (calcSol)

indice<-index(BTd@data)

Sol<-calcSol(latVLC,indice,BTi = indice, EoT=TRUE,
keep.night=TRUE,method="michalsky", bd)

#1.3. Irradiacion sobre plano horizontal (calcG0)

g0<-calcG0_modificada(latVLC, modeRad='bdI',dataRad = bd, keep.night=T,
sunGeometry='michalsky')

#1.4. Irradiación sobre plano inclinado libre de sombras (calcGef)

#Modificación de las funciones fInclin y calcGef para tener un modelo
isiotrópico

SVF=(1+cos(pi*beta.panel/180))/2

#gef<-calcGef(latVLC,modeTrk='fixed',modeRad='bdI',dataRad=bd,
keep.night=TRUE,sunGeometry='michalsky',

#          betaLim=90, beta=beta.panel,alfa=alfa.panel,iS=1,alb=0.2,
horizBright=TRUE, HCPV=FALSE)

gef<-
calcGef_modificada(latVLC,modeTrk='fixed',modeRad='bdI',dataRad=bd,
keep.night=TRUE,sunGeometry='michalsky',

          betaLim=90,
beta=beta.panel,alfa=alfa.panel,iS=1,alb=0.2, horizBright=FALSE,
HCPV=FALSE, svf=SVF, suciedad=suciedad)

#Extraccion de objetos desde Meteo (bd)

#Extrae los datos en un objeto zoo
dataSol<-getData(bd)

head(dataSol)

#Extrae irradiación en un objeto zoo
G0Sol<-getG0(bd)

head(G0Sol)

#Extrae latitud
LatSol<-getLat(bd)

head(LatSol)

#Extrae indice de los datos
indexDSol<-indexD(bd)

head(indexDSol)

#xyplot(bd)

```

```

#Extracción de objetos desde Meteo (bd)
SolI<-as.data.frameI(Sol)
head(SolI)
head(as.zooI(Sol))
LatSol<-getLat(Sol)
head(LatSol)
head(indexI(Sol))

#Extraccion de objetos desde g0
zoo.g0<-as.zooI(g0)
head(zoo.g0)
frame.g0<-as.data.frameI(g0)
head(frame.g0)
head(indexD(g0))
head(indexI(g0))
Latg0<-getLat(g0)
head(Latg0)
#xyplot(g0)
frame.g0[is.na(frame.g0)]<-0
write.csv(frame.g0,"frame.g0.csv")

#Extracción de objetos de desde gef
zoo.gef<-as.zooI(gef)
head(zoo.gef)
frame.gef<-as.data.frameI(gef)
frame.gefaux<-as.data.frameI(gef)
head(frame.gef)
index.gef<-indexI(gef)
head(indexI(gef))
Latgef<-getLat(gef)
head(Latgef)
#xyplot(gef)
frame.gef[is.na(frame.gef)]<-0
#view(frame.gef)
write.csv(frame.gef,"frame.gef.csv")
#view(frame.gef)
write.csv(frame.gef,"frame.gef.sin.sombras.csv")
write.csv(as.data.frame(gef@GefI), "frame.gef.csv")

```

```

#Plotear comparativa G0d-Gefd
G<-cbind(select(frame.g0,G0),select(frame.gef,Gef))
write.csv(G,"Gcomp_file.csv")
G<-read.csv("Gcomp_file", TRUE, sep=",")
names(G)=c('date','G0','Gef')
head(G)

#ggplot(G,
aes(x=date,y=G0d))+geom_point(aes(x=date,y=G0),color="blue")+geom_point
(aes(x=date,y=Gef),color="red")

```

## #2. Modelo de sombras

```

#Generación del horizonte de edificios (a partir del vector getSkyline)
sombras$X<-NULL
#Edificio de ejemplo en la teoría del modelo de sombras
#names(sombras)=c('alfa','beta.buildings')
#alfa=seq(from=0, to=355, by=5)
#alfa=seq(from=0, to=355, by=5)
#beta.buildings=0
#beta.buildings=c(20,20,20,20,20,20,10,10,10,00,
#                 00,00,00,00,00,00,30,30,30,30,
#                 30,30,10,10,10,10,00,00,00,00,
#                 20,20,20,20,20,20,10,10,10,00,
#                 00,00,00,00,00,00,30,30,30,30,
#                 80,80,80,80,00,00,00,00,00,00,
#                 90,90,90,90,90,30,30,30,30,30,
#                 20,20)

sombras<-data.frame(alfa, beta.buildings)
sombras<-rbind(sombras, sombras[1,])
sombras[nrow(sombras),1]=360

#ggplot(sombras,
aes(x=alfa,y=beta.buildings))+geom_line(aes(x=alfa,y=beta.buildings),color="blue")

```

```

#Combinación del horizonte de edificios con la inclinación del panel
tilted.panel<-data.frame(alfa=sombras[,1],beta.tilted=atan(cos((sombras[,1]-
(180+alfa.panel))*pi/180)*tan(beta.panel*pi/180))*180/pi)

sombras<-cbind(sombras,select(tilted.panel,beta.tilted)) #incorporamos la
columna de p?rdidas por inclinacipn al dataframe de las sombras de los
edificios

sombras<-add_column(sombras, beta=0, .after = "beta.tilted")

rowSombra=1
for(rowSombra in 1:nrow(sombras)){
  if(sombras[rowSombra,"alfa"]<(90+alfa.panel)){
    sombras[rowSombra,"beta.tilted"]<-0
    sombras[rowSombra,"beta"]<-sombras[rowSombra,"beta.buildings"]
  }
  else{
    if(sombras[rowSombra,"alfa"]<=(270+alfa.panel)){
      if(sombras[rowSombra,"beta.tilted"]>sombras[rowSombra,"beta.buildings"]){
        sombras[rowSombra,"beta"]<-sombras[rowSombra,"beta.tilted"]
      }
      else{
        sombras[rowSombra,"beta"]<-sombras[rowSombra,"beta.buildings"]
      }
    }
    if(sombras[rowSombra,"alfa"]>(270+alfa.panel)){
      sombras[rowSombra,"beta.tilted"]<-0
      sombras[rowSombra,"beta"]<-sombras[rowSombra,"beta.buildings"]
    }
  }
  rowSombra=rowSombra+1
}

ggplot(sombras,
aes(x=alfa,y=beta))+geom_line(aes(x=alfa,y=beta.buildings),color="blue")+geom_
line(aes(x=alfa,y=beta.tilted),color="red")+geom_line(aes(x=alfa,y=beta),color
="green")

#Extracción de las columnas de azimuth y altura solar del sol
movSol=select(SolI, "AzS","AlS")
head(movSol)

```

```

#Conversion de radianes a grados
movSol<-mutate(movSol, Az=AzS*180/pi, Al=AlS*180/pi)
head(movSol)
row=0
for(row in 1:8760){
  if(movSol[row,3]<0) {movSol[row,3]=movSol[row,3]+360}
}

movSol<-select(movSol,Az,Al)

ggplot(sombras,
aes(x=alfa,y=beta))+geom_line(aes(x=alfa,y=beta.buildings),color="blue")+
  geom_line(aes(x=alfa,y=beta.tilted),color="red")+
  geom_line(aes(x=alfa,y=beta),color="green")+
  geom_point(data=movSol,aes(x=Az,y=Al),color="brown")+
  geom_point(data=movSol,aes(x=Az,y=Al),color="darkred")+
  coord_cartesian(xlim = c(0,360), ylim = c(0,90))+
  labs(x=expression(alpha (°)), y=expression(beta (°)))+
  scale_x_continuous(breaks=seq(0,360,
by=30))+scale_y_continuous(breaks=seq(0,90, by=10))+
  scale_color_manual(name="aa",labels=c("Edificios", "Inclinacion panel",
"combianda","sun"), values=c("blue","red","green","darkred"))

rowSol=1
rowSombra=1
movSol[,"alfa"]<-0 #Columna de azimuts del vector sombras para cada hora (se
ir? rellenando en el siguiente bucle)
movSol[,"beta"]<-0 #Columna de elevaciones del vector sombras para cada hora
(se ir? rellenando/interpolando en el siguiente bucle)
movSol[,"fb"]<-1 #Columna de factores de p?rdidas por sombras de la radiacion
directa
head(movSol)

for(rowSol in 1:8760){
  #Para cada hora se toma el azimut y la elevacion del Sol
  rowSombra=1

  alfa.sol=movSol[rowSol,"Az"]
  beta.sol=movSol[rowSol,"Al"]

```

```

#Se busca el valor alfa mas cercano al de acimut del Sol

while(((sombras[rowSombra,"alfa"]<alfa.sol)&(rowSombra<72)){
  rowSombra=rowSombra+1
}

#Interpolacion del skyline
if(rowSombra<72){
  alfa_inf=sombras[rowSombra,"alfa"]
  beta_inf=sombras[rowSombra,"beta"]
  alfa_sup=sombras[rowSombra+1,"alfa"]
  beta_sup=sombras[rowSombra+1,"beta"]
}else{
  alfa_inf=sombras[72,"alfa"]
  beta_inf=sombras[72,"beta"]
  alfa_sup=sombras[1,"alfa"]
  beta_sup=sombras[1,"beta"]
}

#Valores interpolados del skyline
movSol[rowSol,"alfa"]=alfa.sol
movSol[rowSol,"beta"]=beta_sup-((beta_sup-beta_inf)*(alfa_sup-
movSol[rowSol,"alfa"])/(alfa_sup-alfa_inf))

#Se compara beta_sombra con elevacion del sol y se añade el factor de
sombras directas a la columna fb
if(movSol[rowSol,"beta"]>beta.sol){
  movSol[rowSol,"fb"]=0
}
}

movSol
integral=0
for(rowSombras in 1:72){
  integral=integral+5*((sin(sombras[rowSombras,"beta"]*pi/180))^2)/360
}
SVF=1-integral
SVF

```

```

gef.sombras<-
calcGef_modificada(latVLC,modeTrk='fixed',modeRad='bdI',dataRad=bd,keep.night=
TRUE,sunGeometry='michalsky',
                                betaLim=90,
beta=beta.panel,alfa=alfa.panel,iS=1,alb=0.2, horizBright=FALSE, HCPV=FALSE,
SVF,suciedad=suciedad)

```

```

#Extraccion de objetos de desde gef

```

```

zoo.gef.sombras<-as.zooI(gef)
head(zoo.gef)
frame.gef.sombras<-as.data.frameI(gef.sombras)
head(frame.gef)
index.gef<-indexI(gef)
head(indexI(gef))
Latgef<-getLat(gef)
head(Latgef)
frame.gef.sombras[is.na(frame.gef.sombras)]<-0

```

```

#Multiplicar fb y SVF por la radiacion que alcanza a un plano inclinado
calculada en calcGef

```

```

frame.gef<-add_column(frame.gef, fb=movSol[,"fb"], .before = "Gef")
frame.gef<-add_column(frame.gef,
Bef_sombras=frame.gef[,"Bef"]*frame.gef[,"fb"], .after="Bef")
frame.gef<-add_column(frame.gef, Def_sombras=frame.gef.sombras[,"Def"],
.after="Def")
frame.gef<-add_column(frame.gef, Ref=gef@GefI[,"Ref"], .after="Def_sombras")
#A?adimos la columna de reflejada para sombras que no est? incluida en
frame.gef
frame.gef<-add_column(frame.gef, Ref_sombras=gef.sombras@GefI[,"Ref"],
.after="Ref")
frame.gef<-add_column(frame.gef,
Gef_sombras=frame.gef[,"Bef_sombras"]+frame.gef[,"Def_sombras"]+frame.gef[,"Re
f_sombras"], .after="Gef")
head(frame.gef)

```

#3. Modelo de generación. Fichero que propociona todos los valores horarios de todas las componentes de radiación y generacion a lo largo de un año

```

write.csv(frame.gef,"frame.gef.csv")
Tamb=g0@Ta
G[G=='NaN']<-0
G[is.na(G)]<-0
frame.gef[frame.gef=='NaN']<-0

```

```

frame.gef[is.na(frame.gef)]<-0
frame.prod<-G
frame.prod<-add_column(frame.prod, Gef_sombras=frame.gef[,"Gef_sombras"],
.after="Gef")
frame.prod<-add_column(frame.prod, Tamb=g0@Ta, .after="Gef_sombras")
frame.prod<-mutate(frame.prod, Tcell=(Tamb+Gef_sombras*(NOCT-20)/800))
frame.prod<-mutate(frame.prod, Rend=RendPVstc*(1-coef_temp*(Tcell-25))
frame.prod<-mutate(frame.prod, E_util_m2=PR*Rend*Gef_sombras) #Wh/m2
frame.prod<-mutate(frame.prod, E_util=E_util_m2*superficie_efectiva) #Wh
head(frame.prod)

```

```
class(demanda)
```

```
demanda<-select(demanda, Mes,Dia,Hora,curva_tipo,tarifa)
```

```
names(demanda)=c('mes','dia','hora','curva',"precio_energia")
```

#### #4. Modelo económico-ecológico y simulaciones para n años

```

frame.resultados <- data.frame(matrix(ncol = 18, nrow = n))

colnames(frame.resultados) <- c("year","E_util",
"consumo_sin_FV","consumo_con_FV","ahorro_consumo","porcentaje_ahorro_consumo"
, "exportacion", "coste_sin_FV", "coste_con_FV","coste_OM", "ahorro_coste",
"compensacion", "ahorro_total", "porcentaje_ahorro_coste", "emisiones_sin_FV",
"emisiones_con_FV", "ahorro_emisiones", "emisiones_netas") #Resultados en
kWh/año y €/año

frame.resultados[, "year"]=seq(from=1, to=n, by=1)

VAN=-coste.potencia.instalada

frame.VAN <- data.frame(matrix(ncol = 2, nrow = n))

colnames(frame.VAN) <- c("year", "VAN")

frame.VAN=data.frame(year=seq(from=0, to=n, by=1),VAN=replicate(n+1,0))

frame.VAN[1,"VAN"]=VAN

payback=0

i=1
for(i in 1:n){
  if(i>1){
    frame.prod[, "E_util_m2"]=frame.prod[, "E_util_m2"]*(1-degradacion.paneles)
    frame.prod[, "E_util"]=frame.prod[, "E_util"]*(1-degradacion.paneles)
  }

  #Valores energéticos

```

```

if(i<2){
  #creamos las columnas en frame.prod
  frame.prod<-mutate(frame.prod,
demanda=demanda[,"curva"]*demanda_anual*1000) #Wh
  #ggplot(frame.prod,
aes(x=date,y=prod))+geom_point(aes(x=date,y=demanda),color="blue")
  frame.prod<-mutate(frame.prod, consumo_signo=demanda-E_util) #Wh
  frame.prod<-mutate(frame.prod, consumo_red=0) #Wh
  frame.prod<-mutate(frame.prod, exportacion=0) #Wh
}else{
  frame.prod[, "consumo_signo"]=frame.prod[, "demanda"]-frame.prod[, "E_util"]
}

row=1
for(row in 1:8760){
  if(frame.prod[row, "consumo_signo"]>0) {
    frame.prod[row, "consumo_red"]<-frame.prod[row, "consumo_signo"]
    frame.prod[row, "consumo_con_FV"]<-frame.prod[row, "consumo_signo"]
  }
  else {
    frame.prod[row, "exportacion"]<-frame.prod[row, "consumo_signo"]
    frame.prod[row, "consumo_con_FV"]<-0
  }
}

frame.prod[, "ahorro_consumo"]<- frame.prod[, "demanda"]-
frame.prod[, "consumo_con_FV"]

frame.prod[, "porcentaje_ahorro_consumo"]=frame.prod[, "ahorro_consumo"]/frame.p
rod[, "demanda"]

#Valores económicos
if(i<2){
  frame.prod[, "precio_energia"]<-demanda[, "precio_energia"] #€/kWh
  frame.prod<-mutate(frame.prod,
coste_energia_sin_FV=precio_energia*demanda/1000) #€

  frame.prod<-mutate(frame.prod,
coste_energia_con_FV=precio_energia*consumo_con_FV/1000) #€

  frame.prod<-mutate(frame.prod, precio_compensacion=precio_compensacion)
#€/kWh
  if(potencia.instalada<=100){

```

```

        frame.prod<-mutate(frame.prod,
compensacion=precio_compensacion*exportacion/1000) #€

    }else{

        frame.prod<-mutate(frame.prod, compensacion=(precio_compensacion-
0.5/1000)*(exportacion/1000)) #€, Incorpora el peaje de generación de
0.5€/MWh

    }

    frame.prod<-add_column(frame.prod, month=frame.gef[,"month"],
.after="date")

    }else{

frame.prod[,"precio_energia"]=frame.prod[,"precio_energia"]*(1+i.precio.energi
a)

frame.prod[,"coste_energia_sin_FV"]=frame.prod[,"precio_energia"]*frame.prod[,
"demanda"]/1000

frame.prod[,"coste_energia_con_FV"]=frame.prod[,"precio_energia"]*frame.prod[,
"consumo_con_FV"]/1000

frame.prod[,"precio_compensacion"]=frame.prod[,"precio_compensacion"]*(1+i.com
pensacion)

    if(potencia.instalada<=100){

frame.prod[,"compensacion"]=frame.prod[,"precio_compensacion"]*frame.prod[,"ex
portacion"]/1000

    }else{

        frame.prod[,"compensacion"]=(frame.prod[,"precio_compensacion"]-
(0.5*(1+inflacion)^(i-1))/1000)*(frame.prod[,"exportacion"]/1000) #€,
Incorpora el peaje de generación de 0.5€/MWh

    }

}

#Crear frame compensacion (la compensación de excedentes se computa mes a
mes)

suma_coste_energia=c(0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0)

suma_compensacion=c(0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0)

compensacion_mensual=c(0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0)

frame.compensacion<-
data.frame(suma_coste_energia,suma_compensacion,compensacion_mensual)

j=1 #contador de meses 1-12

row=1

suma_coste_energia=0

```

```

suma_compensacion=0
frame.coste_energia_con_FV.aux=select(frame.prod,"coste_energia_con_FV")
frame.compensacion.aux=select(frame.prod,"compensacion")
for(row in 1:8760){
  coste_energia_con_FV.aux<-
frame.coste_energia_con_FV.aux[row,"coste_energia_con_FV"]
  compensacion.aux=frame.compensacion.aux[row,"compensacion"]
  if(frame.gef[row,"month"]==j) {
    suma_coste_energia=suma_coste_energia+coredata(coste_energia_con_FV.aux)
    suma_compensacion=suma_compensacion+coredata(compensacion.aux)
  }
  else{
    frame.compensacion[j,"suma_coste_energia"]=suma_coste_energia
    frame.compensacion[j,"suma_compensacion"]=suma_compensacion
    j=j+1
    suma_coste_energia=0
    suma_compensacion=0
    row=row-1
  }
}

row=1
for(row in 1:12){

if((frame.compensacion[row,"suma_coste_energia"])>(frame.compensacion[row,"sum
a_compensacion"]))
frame.compensacion[row,"compensacion_mensual"]=frame.compensacion[row,"suma_co
mpensacion"]

  else
frame.compensacion[row,"compensacion_mensual"]=frame.compensacion[row,"suma_co
ste_energia"]
}

#Resultados anuales
frame.resultados[i,"E_util"]<-sum(frame.prod$E_util)/1000 #kWh/año
frame.resultados[i,"consumo_sin_FV"]<-sum(frame.prod$demanda)/1000 #kWh/año
frame.resultados[i,"consumo_con_FV"]<-sum(frame.prod$consumo_red)/1000
#kWh/año
frame.resultados[i,"ahorro_consumo"]<-sum(frame.prod$ahorro_consumo)/1000
#kWh/año

```

```

    frame.resultados[i,"porcentaje_ahorro_consumo"]<-
frame.resultados[i,"ahorro_consumo"]/frame.resultados[i,"consumo_sin_FV"]
#Tanto por 1

    frame.resultados[i,"exportacion"]<-sum(frame.prod$exportacion)/1000 #kWh/año

#Costes

    frame.resultados[i,"coste_sin_FV"]<-sum(frame.prod$coste_energia_sin_FV)
#€/año

    frame.resultados[i,"coste_con_FV"]<-sum(frame.prod$coste_energia_con_FV)
#€/año

    frame.resultados[i,"coste_OM"]<-coste_OM*(inflacion+1)^i

    frame.resultados[i,"ahorro_coste"]<-frame.resultados[i,"coste_sin_FV"]-
frame.resultados[i,"coste_con_FV"] #€/año

    frame.resultados[i,"compensacion"]<-
sum(frame.compensacion$compensacion_mensual) #€/año

    frame.resultados[i,"ahorro_total"]<-
frame.resultados[i,"compensacion"]+frame.resultados[i,"ahorro_coste"]-
frame.resultados[i,"coste_OM"] #€/año

    frame.resultados[i,"porcentaje_ahorro_coste"]<-
frame.resultados[i,"ahorro_total"]/frame.resultados[i,"coste_sin_FV"] #Tanto
por 1

#Emisiones

    frame.resultados[i,"emisiones_sin_FV"]<-
coef_CO2*frame.resultados[i,"consumo_sin_FV"] #kgCO2/año

    frame.resultados[i,"emisiones_con_FV"]<-
coef_CO2*frame.resultados[i,"consumo_con_FV"] #kgCO2/año

    frame.resultados[i,"ahorro_emisiones"]<-
frame.resultados[i,"emisiones_sin_FV"]-frame.resultados[i,"emisiones_con_FV"]
#kgCO2/año

    frame.resultados[i,"emisiones_netas"]<-emisiones_transporte-
emisiones_fabricacion+frame.resultados[i,"ahorro_emisiones"]

#Cálculo del VAN

VAN=VAN+frame.resultados[i,"ahorro_total"]/((1+d)^(i))
frame.VAN[i+1,"VAN"]=VAN
if(VAN<0){
    payback=payback+1
}

write.csv(frame.prod,sprintf("frame.prod %d.csv", i))
write.csv(frame.compensacion,sprintf("frame.compensacion %d.csv", i))
}

```

```

VAN
payback
payback.simple=coste.potencia.instalada/frame.resultados[1,"ahorro_total"] #años
payback.simple
ggplot(frame.VAN, aes(x=year,y=VAN))+geom_point(aes(x=year,y=VAN),color="blue")

#Creacion de frame.resumen con los resultados finales más relevantes

frame.resumen <- data.frame(matrix(ncol = 11, nrow = 1))

colnames(frame.resumen) <- c("Potencia_instalada",
"Inversion_inicial","VAN","Payback","Cobertura_renovable","Demanda","Consumo_d
esde_red","Produccion","Exportacion","Emisiones_evitadas",
"Perdidas_por_sombras")

frame.resumen

frame.resumen[,"Potencia_instalada"]=potencia.instalada
frame.resumen[,"Inversion_inicial"]=coste.potencia.instalada
frame.resumen[,"VAN"]=VAN
frame.resumen[,"Payback"]=payback

frame.resumen[,"Cobertura_renovable"]=100*mean(frame.resultados[,"porcentaje_a
horro_consumo"])

frame.resumen[,"Demanda"]=mean(frame.resultados[,"consumo_sin_FV"])
frame.resumen[,"Consumo_desde_red"]=mean(frame.resultados[,"consumo_con_FV"])
frame.resumen[,"Produccion"]=mean(frame.resultados[,"E_util"])
frame.resumen[,"Exportacion"]=mean(frame.resultados[,"exportacion"])
frame.resumen[,"Emisiones_evitadas"]=sum(frame.resultados[,"emisiones_netas"])

frame.resumen[,"Perdidas_por_sombras"]=1-
(sum(frame.gef[,"Gef_sombras"])/sum(frame.gef[,"Gef"]))

contador_horas=0
contador_horas_exportacion=0
for(i in 1:8760){
  if(coredata(frame.prod[i,"E_util"])>0){
    contador_horas=contador_horas+1
  }
  if(coredata(frame.prod[i,"exportacion"])>0){
    contador_horas_exportacion=contador_horas_exportacion+1
  }
}

frame.resumen[,"Horas_generacion"]=contador_horas
frame.resumen[,"Horas_exportacion"]=contador_horas_exportacion
frame.resumen[,"kWh_Demanda"]=max(frame.prod[,"demanda"])/1000

```

```

frame.resumen[,"Exportacion/Produccion"]=frame.resumen[,"Exportacion"]/frame.resumen[,"Produccion"]

frame.resumen[,"HorasExportacion/HorasProduccion"]=frame.resumen[,"Horas_exportacion"]/frame.resumen[,"Horas_generacion"]

frame.resumen[,"kWpinstalacion/kWpDemanda"]=potencia.instalada/frame.resumen[,"kWp_Demanda"]

frame.resumen[,"Coste_instalacion"]=coste.potencia.instalada/(2*1000*potencia.instalada)

#Ficheros de resultados finales

write.csv(frame.resultados, "frame.resultados.csv") #Matriz de resultados generales para cada uno de los n años de la simulación

write.csv(frame.g0, "frame.g0.csv") #Matriz de radiaciones en el plano horizontal

write.csv(frame.gef, "frame.gef.csv") #Matriz de radiaciones en el plano inclinado sin sombras de edificios

write.csv(frame.gef.sombras,"frame.gef.sombras.csv") #Matriz de radiaciones en el plano inclinado con sombras de edificios

write.csv(frame.VAN, "frame.VAN.csv") #Evolucion del VAN año a año

write.csv(frame.prod, "frame.prod.csv") #Matriz de valores de radiación, energéticos y económicos de todo un año

write.csv(frame.resumen,"frame.resumen.csv") #Matriz resumen de los resultados más relevantes del edificio para n años

```