

# Proyecto Fin de Carrera

## Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis de la viabilidad económica y de la reducción del consumo de energía de un edificio integrando sistemas híbridos de pila de combustible y PV

Autor: Alejandro Martín Gamito

Tutor: José Manuel Salmerón Lissén

Dpto. Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021





Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería de Tecnologías Industriales

**Análisis de la viabilidad económica y de la  
reducción del consumo de energía de un edificio  
integrando sistemas híbridos de pila de combustible  
y PV**

Autor:

Alejandro Martín Gamito

Tutor:

José Manuel Salmerón Lissén  
Profesor Titular de Universidad

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2021



Proyecto Fin de Carrera: Análisis de la viabilidad económica y de la reducción del consumo de energía de un edificio integrando sistemas híbridos de pila de combustible y PV

Autor: Alejandro Martín Gamito

Tutor: José Manuel Salmerón Lissén

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal



*A mi familia y amigos*

*A mis profesores*



# Agradecimientos

---

Quería agradecer a todas aquellas personas que me han apoyado en el desarrollo tanto personal como académico de mi formación como ingeniero durante todos estos años, sin el cual no hubiera sido posible la culminación de este trabajo.

En primer lugar, agradecerle a mi familia y amigos el apoyo constante que me han dado durante este tiempo siendo un pilar fundamental para llegar hasta aquí.

También me gustaría agradecerle a José Manuel Salmerón Lissén la confianza y el apoyo mostrado en todo momento, ayudándome a superar todo tipo de obstáculos y animándome siempre a mejorar. Siempre disponible para cualquier consulta por ello le agradezco que haya creído en mí en todo momento.

Por otro lado, me gustaría agradecer también el apoyo inicial del alumno del Máster de Sistemas de Energía Térmica Francisco Durán Parejo, que me ayudó mucho a comprender el complejo programa de TRNSYS. Sin su ayuda hubiera sido muy difícil implementar el proyecto en este programa.

Por último, quiero dar las gracias a todos aquellos profesores del Grado de Ingeniería de Tecnologías Industriales que me han ayudado a afrontar los diferentes obstáculos de cada materia y a mejorar como persona.

*Alejandro Martín Gamito*

*Sevilla, 2021*



# Resumen

---

Este proyecto está concebido para estudiar el comportamiento que tiene un edificio residencial convencional al integrar un sistema híbrido combinado con paneles fotovoltaicos, pila de combustible y electrolizador. Para ello es necesario dimensionar y configurar el sistema combinado para generar hidrógeno en el electrolizador a partir del exceso de energía generada por el sistema fotovoltaico, para posteriormente utilizar ese mismo hidrógeno para generar energía a través de una pila de combustible. A través de este estudio se analizará su comportamiento en diferentes zonas climáticas de España, y con los resultados obtenidos se examinará la viabilidad del sistema híbrido, comparando aspectos de ahorro energético, reducción de emisiones y ahorro económico.

Todas las simulaciones se efectúan en el software TRNSYS, obteniéndose los resultados necesarios para componer las diferentes gráficas y tablas que mostrarán los resultados del proyecto. Estas simulaciones se harán para cada zona climática tanto del sistema convencional como para el sistema híbrido.



# Abstract

---

This project is conceived to study the behavior of a conventional residential building when integrating a hybrid system combined with photovoltaic panels, fuel cell and electrolyzer. For this, it is necessary to size and configure the combined system to generate hydrogen in the electrolyzer from the excess energy generated by the photovoltaic system, to later use that same hydrogen to generate energy through a fuel cell. Through this study, its behavior in different climatic zones of Spain will be analyzed, and with the results obtained, the viability of the hybrid system will be examined, comparing aspects of energy saving, emission reduction and economic saving.

All the simulations are carried out in the TRNSYS software, obtaining the necessary results to compose the different graphs and tables that will show the results of the project. These simulations will be made for each climatic zone for both the conventional system and the hybrid system.



<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xix</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Motivación del proyecto</i>	1
1.2 <i>Cambio climático</i>	1
1.3 <i>Horizonte energético</i>	3
<b>2 Objetivo</b>	<b>7</b>
<b>3 Energía solar</b>	<b>9</b>
<b>4 Hidrógeno</b>	<b>13</b>
4.1 <i>Métodos de producción de hidrógeno</i>	14
4.1.1 <i>Producción de H<sub>2</sub> con gas natural</i>	14
4.1.2 <i>Producción de H<sub>2</sub> por gasificación de carbón</i>	17
4.1.3 <i>Producción de H<sub>2</sub> por electrólisis</i>	18
4.2 <i>Almacenamiento de hidrógeno</i>	20
4.2.1 <i>Almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido</i>	20
4.2.2 <i>Almacenamiento de hidrógeno líquido</i>	22
4.2.3 <i>Almacenamiento de hidrógeno sólido</i>	24
4.3 <i>Pilas de combustible</i>	24
4.3.1 <i>Funcionamiento de las pilas de combustible</i>	25
4.3.2 <i>Tipos de pilas de combustible</i>	26
4.4 <i>Aplicaciones del hidrógeno</i>	32
<b>5 Descripción de los componentes</b>	<b>35</b>
5.1 <i>Paneles fotovoltaicos</i>	35
5.2 <i>Pila de combustible de membrana de intercambio protónico (PEMFC)</i>	37
5.3 <i>Electrolizador</i>	37
5.4 <i>Depósito de hidrógeno</i>	38
<b>6 Edificio, zonas climáticas y demandas</b>	<b>39</b>
6.1 <i>Descripción del edificio</i>	39
6.2 <i>Zonas climáticas</i>	40
6.3 <i>Demandas energéticas del edificio</i>	46
<b>7 Modelización en TRNSYS</b>	<b>47</b>
7.1 <i>Climatología y demandas en TRNSYS</i>	47
7.1.1 <i>Obtención datos climáticos</i>	47
7.1.2 <i>Demanda eléctrica del edificio</i>	49
7.1.3 <i>Demanda calefacción del edificio</i>	50
7.1.4 <i>Demanda refrigeración del edificio</i>	50
7.1.5 <i>Demanda ACS del edificio</i>	51
7.2 <i>Dimensionado de la instalación</i>	51
7.2.1 <i>Dimensionado del bloque de refrigeración</i>	52

7.2.2	Dimensionado del bloque de calefacción	54
7.2.3	Dimensionado del bloque de ACS	57
7.2.4	Dimensionado del bloque fotovoltaico	59
7.2.5	Dimensionado del bloque de pila de combustible	63
7.3	<i>Diseño del sistema en TRNSYS</i>	66
7.3.1	Subsistema eléctrico	66
7.3.2	Subsistema térmico	69
7.3.3	Esquemas completos de la instalación: convencional e híbrida	72
<b>8</b>	<b>Análisis de resultados de la simulación</b>	<b>75</b>
8.1	<i>Simulación del sistema en TRNSYS</i>	75
8.1.1	Caso sistema convencional	75
8.1.2	Caso sistema híbrido	76
8.2	<i>Resultados de la simulación en TRNSYS</i>	77
8.2.1	Resultados caso sistema convencional	77
8.2.2	Resultados caso sistema híbrido	80
8.2.3	Consumos de energía primaria y emisiones de CO <sub>2</sub>	85
8.2.4	Comparativa de resultados	88
8.2.5	Conclusiones de los resultados	93
8.3	<i>Cálculo del Coste del Ciclo de Vida (LCC)</i>	94
8.3.1	Cálculo de costes de inversión inicial	94
8.3.2	Cálculo de costes de sustitución	96
8.3.3	Cálculo de costes de operación	96
8.3.4	Cálculo de costes de mantenimiento	98
8.3.5	Resultados del Coste de Ciclo de Vida (LCC)	98
8.3.6	Comparativa del Coste de Ciclo de Vida (LCC)	99
8.3.7	Conclusiones del Coste de Ciclo de Vida (LCC)	101
<b>9</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>103</b>
	<b>Referencias</b>	<b>105</b>
	<b>Anexos</b>	<b>107</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1. Clasificación de instalaciones solares térmicas. Fuente: [1]	12
Tabla 2. Principales propiedades del hidrógeno. [7]	14
Tabla 3. Principales métodos para producir hidrógeno. Fuente: [42]	19
Tabla 4. Propiedades y características de los principales tipos de pilas de combustible. Fuente: [42]	26
Tabla 5. Ciudades y zonas climáticas de estudio. Fuente: [42]	40
Tabla 6. Valores medios temperaturas y precipitaciones en Cádiz. Fuente: [31]	41
Tabla 7. Valores medios temperaturas y precipitaciones en Sevilla. Fuente: [31]	42
Tabla 8. Valores medios temperaturas y precipitaciones en Barcelona. Fuente: [31]	43
Tabla 9. Valores medios temperaturas y precipitaciones en Madrid. Fuente: [31]	44
Tabla 10. Valores medios temperaturas y precipitaciones en Burgos. Fuente: [31]	45
Tabla 11. Demanda energética anual del edificio según las zonas climáticas. Fuente: [42]	46
Tabla 12. Demanda energética anual por unidad de superficie según las zonas climáticas. Fuente: [42]	46
Tabla 13. Inclinación y azimut de cada zona climática. Fuente: [42]	48
Tabla 14. Consumo horario ACS para las horas de un día estándar. Fuente: [1]	51
Tabla 15. Clasificación de componentes de la instalación. Fuente: [42]	52
Tabla 16. Características de la enfriadora para cada zona climática. Fuente: [42]	53
Tabla 17. Características de la caldera de calefacción para cada zona climática. Fuente: [42]	54
Tabla 18. Caudal de bomba para cada zona climática. Fuente: [42]	56
Tabla 19. Características bombas de circulación de calefacción para cada zona climática. Fuente: [42]	57
Tabla 20. Nº de paneles en serie para cada zona climática. Fuente: [42]	61
Tabla 21. Nº de hileras de paneles en paralelo para cada zona climática. Fuente: [42]	61
Tabla 22. Campo solar fotovoltaico instalado. Fuente: [42]	61
Tabla 23. Ángulos de inclinación de los paneles fotovoltaicos para cada zona climática. Fuente: [2]	62
Tabla 24. Resultados anuales simulación para cada zona climática. Caso convencional. Fuente: [42]	80
Tabla 25. Resultados anuales simulación para cada zona climática. Caso híbrido. Fuente: [42]	84
Tabla 26. Factores de conversión de energía primaria y de emisiones de CO <sub>2</sub> . Fuente: [42]	85
Tabla 27. Consumos anuales de energía primaria. Caso convencional. Fuente: [42]	86
Tabla 28. Emisiones anuales de CO <sub>2</sub> . Caso convencional. Fuente: [42]	86
Tabla 29. Consumos anuales de energía primaria. Caso híbrido. Fuente: [42]	87
Tabla 30. Emisiones anuales de CO <sub>2</sub> . Caso híbrido. Fuente: [42]	87
Tabla 31. Porcentajes reducción del caso convencional al híbrido en cada zona climática. Fuente: [42]	88
Tabla 32. Precios de electricidad y Gas Natural 2021. Fuente: [42]	94
Tabla 33. Inversión inicial del sistema fotovoltaico. Fuente: [42]	95
Tabla 34. Inversión inicial del sistema de pila de combustible y electrolizador. Fuente: [42]	95
Tabla 35. Inversión inicial del sistema solar térmico. Fuente: [42]	95

Tabla 36. Costes de sustitución para cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]	96
Tabla 37. Costes de sustitución para cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]	96
Tabla 38. Costes de operación para cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]	97
Tabla 39. Costes de operación para cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]	97
Tabla 40. Costes de mantenimiento para cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]	98
Tabla 41. Costes de mantenimiento para cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]	98
Tabla 42. Resultados del LCC. Caso convencional. Fuente: [42]	98
Tabla 43. Resultados del LCC. Caso híbrido. Fuente: [42]	99
Tabla 44. Reducción del LCC del caso convencional al híbrido en cada zona climática. Fuente: [42]	99

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1. Incremento de la temperatura global. Fuente: [8]	2
Figura 2. Principales países emisores de gases de efecto invernadero. Fuente: [9]	3
Figura 3. Horizonte energético europeo. Fuente: [10]	4
Figura 4. Emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión Europea. Fuente: [10]	4
Figura 5. Objetivos de emisiones, uso de renovables y eficiencia para España. Fuente: [10]	5
Figura 6. Emisiones de gases correspondientes a la generación de electricidad en España. Fuente: [11]	5
Figura 7. Generación de electricidad por tecnologías en España. Fuente: [11]	6
Figura 8. Irradiación horizontal global. Fuente: [12]	9
Figura 9. Tipos de células fotovoltaicas. Fuente: [13]	10
Figura 10. Esquema de sistema fotovoltaico con acumuladores. Fuente: [14]	10
Figura 11. Esquema de sistema termosolar con acumulador. Fuente: [15]	11
Figura 12. Esquema del proceso de reformado con vapor de agua para gas natural. Fuente: [16]	15
Figura 13. Esquema del proceso de oxidación parcial. Fuente: [16]	15
Figura 14. Estructura de un reformador autotérmico. Fuente: [16]	16
Figura 15. Esquema del proceso de reformado autotérmico. Fuente: [16]	16
Figura 16. Tipos principales de gasificadores. Fuente: [16]	17
Figura 17. Esquema de electrólisis del agua. Fuente: [17]	18
Figura 18. Esquema de los principales procesos de producción del hidrógeno. Fuente: [18]	20
Figura 19. Energía necesaria para comprimir hidrógeno. Fuente: [19]	21
Figura 20. Depósito de almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido. Fuente: [20]	21
Figura 21. Tipos de depósitos para almacenamiento de hidrógeno comprimido. Fuente: [21]	22
Figura 22. Energía necesaria para licuar hidrógeno. Fuente: [19]	23
Figura 23. Depósito de almacenamiento de hidrógeno líquido. Fuente: [22]	23
Figura 24. Esquema de pila de combustible. Fuente: [16]	25
Figura 25. Esquema funcionamiento pila de combustible PEMFC. Fuente: [16]	27
Figura 26. Esquema funcionamiento pila de combustible AFC. Fuente: [16]	28
Figura 27. Esquema funcionamiento pila de combustible PAFC. Fuente: [16]	29
Figura 28. Esquema funcionamiento pila de combustible MCFC. Fuente: [16]	30
Figura 29. Esquema funcionamiento pila de combustible SOFC. Fuente: [16]	31
Figura 30. Esquema funcionamiento pila de combustible DMFC. Fuente: [16]	32
Figura 31. Cadena de valor del hidrógeno. Fuente: [23]	32
Figura 32. Vehículo propulsado por pila de combustible de hidrógeno. Fuente: [24]	33
Figura 33. Esquema básico sistema híbrido. Fuente: [42]	35
Figura 34. Esquema de orientación e inclinación de un panel fotovoltaico. Fuente: [25]	36
Figura 35. Panel fotovoltaico de silicio monocristalino genérico. Fuente: [26]	36

Figura 36. Pila de combustible PEMFC de BALLARD. Fuente: [27]	37
Figura 37. Electrolizador PEM de NEL HYDROGEN. Fuente: [28]	38
Figura 38. Depósito de hidrógeno comprimido tipo IV. Fuente: [29]	38
Figura 39. Representación 3D del edificio de estudio. Fuente: [1]	39
Figura 40. Mapa zonas climáticas de España. Fuente: [30]	40
Figura 41. Valores medios de horas de Sol en Cádiz. Fuente: [31]	41
Figura 42. Climograma de Cádiz. Fuente: [31]	41
Figura 43. Valores medios de horas de Sol en Sevilla. Fuente: [31]	42
Figura 44. Climograma de Sevilla. Fuente: [31]	42
Figura 45. Valores medios de horas de Sol en Barcelona. Fuente: [31]	43
Figura 46. Climograma de Barcelona. Fuente: [31]	43
Figura 47. Valores medios de horas de Sol en Madrid. Fuente: [31]	44
Figura 48. Climograma de Madrid. Fuente: [31]	44
Figura 49. Valores medios de horas de Sol en Burgos. Fuente: [31]	45
Figura 50. Climograma de Burgos. Fuente: [31]	45
Figura 51. Muestra de archivo .txt de datos de radiación para TRNSYS. Fuente: [42]	48
Figura 52. Temperatura del agua de la red en Sevilla (Zona B4). Fuente: [42]	49
Figura 53. Demanda horaria de electricidad de iluminación y equipos eléctricos. Fuente: [42]	49
Figura 54. Demanda horaria de calefacción en Sevilla (Zona B4). Fuente: [42]	50
Figura 55. Demanda horaria de refrigeración en Sevilla (Zona B4). Fuente: [42]	50
Figura 56. Demanda horaria de ACS en un día estándar. Fuente: [42]	51
Figura 57. Enfriadora Carrier. Fuente: [32]	53
Figura 58. Ficha técnica enfriadoras de CARRIER. Fuente: [32]	54
Figura 59. Ficha técnica acumulador calefacción. Fuente: [33]	55
Figura 60. Ficha técnica bomba de circulación WILO. Fuente: [34]	56
Figura 61. Caldera de ACS. Fuente: [35]	57
Figura 62. Ficha técnica acumulador ACS. Fuente: [36]	58
Figura 63. Captador solar térmico placa plana FUJI-C Titanium-plus-w. Fuente: [37]	58
Figura 64. Ficha técnica captador solar FUJI-C Titanium-plus-w. Fuente: [37]	59
Figura 65. Panel fotovoltaico monocristalino RSM156-6-455M de JAGER PLUS. Fuente: [26]	59
Figura 66. Ficha técnica panel fotovoltaico RSM156-6-455M de JAGER PLUS. Fuente: [26]	60
Figura 67. Ficha técnica inversor 3Play 33TL de INGECON SUN. Fuente: [38]	62
Figura 68. Ficha técnica pila de combustible PEMFC de BALLARD. Fuente: [27]	63
Figura 69. Ficha técnica electrolizador modelo Proton PEM H4 de NEL. Fuente: [28]	64
Figura 70. Rack con acumuladores de hidrógeno. Fuente: [39]	64
Figura 71. Ficha técnica depósito de hidrógeno gaseoso de MAHYTEC. Fuente: [39]	65
Figura 72. Ficha técnica inversor sistema pila de combustible de Huawei. Fuente: [40]	65
Figura 73. Diseño enfriadora TRNSYS. Fuente: [42]	66
Figura 74. Conexión de datos paneles fotovoltaicos TRNSYS. Fuente: [42]	66

Figura 75. Inversor TRNSYS. Fuente: [5]	67
Figura 76. Balances TRNSYS. Fuente: [5]	67
Figura 77. Controlador del sistema TRNSYS. Fuente: [5]	67
Figura 78. Electrolizador TRNSYS. Fuente: [5]	68
Figura 79. Pila de combustible TRNSYS. Fuente: [5]	68
Figura 80. Acumulador de hidrógeno TRNSYS. Fuente: [5]	68
Figura 81. Subsistema eléctrico del sistema híbrido TRNSYS. Fuente: [42]	69
Figura 82. Caldera de calefacción TRNSYS. Fuente: [5]	69
Figura 83. Acumulador de calefacción TRNSYS. Fuente: [5]	69
Figura 84. Controlador y bombas para calefacción TRNSYS. Fuente: [5]	70
Figura 85. Diseño calefacción TRNSYS. Fuente: [42]	70
Figura 86. Caldera ACS TRNSYS. Fuente: [5]	70
Figura 87. Conexión de datos paneles solares térmicos TRNSYS. Fuente: [42]	71
Figura 88. Intercambiador TRNSYS. Fuente: [5]	71
Figura 89. Acumulador ACS TRNSYS. Fuente: [5]	71
Figura 90. Controlador y bombas para ACS TRNSYS. Fuente: [5]	71
Figura 91. Diseño ACS TRNSYS. Fuente: [42]	72
Figura 92. Subsistema térmico del sistema híbrido TRNSYS. Fuente: [42]	72
Figura 93. Esquema completo sistema convencional TRNSYS. Fuente: [42]	73
Figura 94. Esquema completo sistema híbrido TRNSYS. Fuente: [42]	73
Figura 95. Gráfica resultados sistema convencional en TRNSYS para zona B4 (Sevilla). Fuente: [42]	75
Figura 96. Gráfica resultados del sistema híbrido en TRNSYS para zona B4 (Sevilla). Fuente: [42]	76
Figura 97. Gráfica sistema híbrido para día concreto en TRNSYS para zona B4 (Sevilla). Fuente: [42]	76
Figura 98. Consumo anual de equipos eléctricos en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]	77
Figura 99. Consumo anual de refrigeración en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]	77
Figura 100. Consumo anual de bombas eléctricas en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]	78
Figura 101. Consumo anual red eléctrica en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]	78
Figura 102. Consumo anual energético de ACS en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]	78
Figura 103. Consumo anual energético de calefacción en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]	79
Figura 104. Volumen anual consumido de Gas Natural en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]	79
Figura 105. Consumo anual de bombas eléctricas en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]	81
Figura 106. Consumo anual del electrolizador en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]	81
Figura 107. Producción anual fotovoltaica en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]	81
Figura 108. Producción anual de la pila de combustible en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]	82
Figura 109. Consumo anual de la red eléctrica en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]	82
Figura 110. Consumo anual de hidrógeno en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]	83
Figura 111. Consumo anual energético de ACS en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]	83
Figura 112. Consumo anual energético de calefacción en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]	83
Figura 113. Volumen anual consumido de Gas Natural en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]	84

Figura 114. Factores de conversión de energía primaria y emisiones de CO <sub>2</sub> del IDAE. Fuente: [41]	85
Figura 115. Consumo anual de energía primaria. Caso convencional. Fuente: [42]	86
Figura 116. Emisiones anuales de CO <sub>2</sub> . Caso convencional. Fuente: [42]	86
Figura 117. Consumo anual de energía primaria. Caso híbrido. Fuente: [42]	87
Figura 118. Emisiones anuales de CO <sub>2</sub> . Caso híbrido. Fuente: [42]	87
Figura 119. Comparación convencional vs. híbrido de consumo anual bombas eléctricas. Fuente: [42]	89
Figura 120. Comparación convencional vs. híbrido consumo anual de la red eléctrica. Fuente: [42]	89
Figura 121. Comparación convencional vs. híbrido consumo anual ACS. Fuente: [42]	89
Figura 122. Comparación convencional vs. híbrido consumo anual calefacción. Fuente: [42]	90
Figura 123. Comparación convencional vs. híbrido consumo anual Gas Natural. Fuente: [42]	90
Figura 124. Comparación convencional vs. híbrido consumo anual final de energía. Fuente: [42]	90
Figura 125. Comparación convencional vs. híbrido consumo primario de electricidad. Fuente: [42]	91
Figura 126. Comparación convencional vs. híbrido consumo primario de Gas Natural. Fuente: [42]	91
Figura 127. Comparación convencional vs. híbrido consumo primario de energía. Fuente: [42]	91
Figura 128. Comparación convencional vs. híbrido emisiones CO <sub>2</sub> por electricidad. Fuente: [42]	92
Figura 129. Comparación convencional vs. híbrido emisiones CO <sub>2</sub> por Gas Natural. Fuente: [42]	92
Figura 130. Comparación convencional vs. híbrido emisiones CO <sub>2</sub> totales. Fuente: [42]	92
Figura 131. Comparación convencional vs. híbrido inversión inicial. Fuente: [42]	100
Figura 132. Comparación convencional vs. híbrido coste sustitución. Fuente: [42]	100
Figura 133. Comparación convencional vs. híbrido coste operación. Fuente: [42]	100
Figura 134. Comparación convencional vs. híbrido coste mantenimiento. Fuente: [42]	101
Figura 135. Comparación convencional vs. híbrido del LCC. Fuente: [42]	101

# 1 INTRODUCCIÓN

---

El estudio que se va a realizar en este proyecto se basa en una combinación entre un sistema con paneles fotovoltaicos, para la producción de electricidad en un edificio residencial, combinado con un sistema basado en el hidrógeno, que generará, almacenará y consumirá dicho gas para producir electricidad cuando sea necesario. Este proyecto estará simulado con TRNSYS para estudiar su viabilidad en las principales zonas climáticas de España.

## 1.1 Motivación del proyecto

La demanda de energía en el mundo cada vez es más alta afectando a la vida en la tierra tal y como la conocemos. Este aumento del consumo de energía provoca un calentamiento global debido a los problemas de emisiones de gases de efecto invernadero, así como también al rápido agotamiento de las fuentes de combustible convencionales. Por este motivo el ser humano tiene como objetivo mitigar ambos efectos.

Es fundamental disminuir el consumo de combustibles convencionales por un lado para poder así reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y por otro para encontrar una solución eficaz al agotamiento de estos combustibles. Dicha solución pasa por aumentar el uso de las energías renovables ya que de esta forma se conseguirá el objetivo de satisfacer la demanda de energía global sin agotar los combustibles fósiles. Esta energía renovable la podemos obtener de los recursos naturales disponibles a nuestro alrededor. Estos recursos normalmente son intermitentes y suelen tener variaciones diarias, por lo que para determinados casos es inviable usar este tipo de energía sin tener otra energía que la respalde. Por lo que los sistemas de energía renovable deben combinarse con sistemas que almacenen dicha energía generada. Por tanto, al combinar una fuente de energía renovable con un sistema de almacenamiento de energía se consigue tener una fuente conjunta de energía ininterrumpida. Dicho sistema se conoce como sistema híbrido de energía renovable con el que es posible suavizar las variaciones de carga y controlar la demanda máxima de energía. En nuestro caso el sistema híbrido de energía utilizado será un sistema compuesto por paneles fotovoltaicos para generar energía a partir del sol, una pila de combustible de celdas de membrana de intercambio protónico (PEMFC), un electrolizador y un sistema de almacenamiento.

## 1.2 Cambio climático

La temperatura media a nivel mundial desde 1880 hasta ahora ha subido más de un 1°C, aumentando unos 0,2°C cada década (informe del IPCC). Esto conlleva al deshielo de los casquetes polares, haciendo ascender el nivel medio mundial del mar desde 1900 unos 19 cm. El cambio climático es el principal problema de nuestro tiempo, y todo ello viene asociado a la dependencia que la sociedad tiene con los combustibles fósiles. Las emisiones de gases de efecto invernadero que se generan con el uso de combustibles fósiles entre otros factores, pueden tener unas consecuencias para nuestro planeta devastadoras. En la actualidad, este impacto del cambio climático ya es perceptible con datos como los que se muestran a continuación:

- Desde la época preindustrial la temperatura media mundial ha aumentado más de un 1,1°C.
- Según la Organización Meteorológica Mundial (OMM) nos enfrentamos al periodo más cálido jamás registrado.
- La tasa de subida del nivel del mar ha ascendido a 5 mm al año en los últimos 5 años.

## Incremento de la temperatura global

Respecto a la era industrial

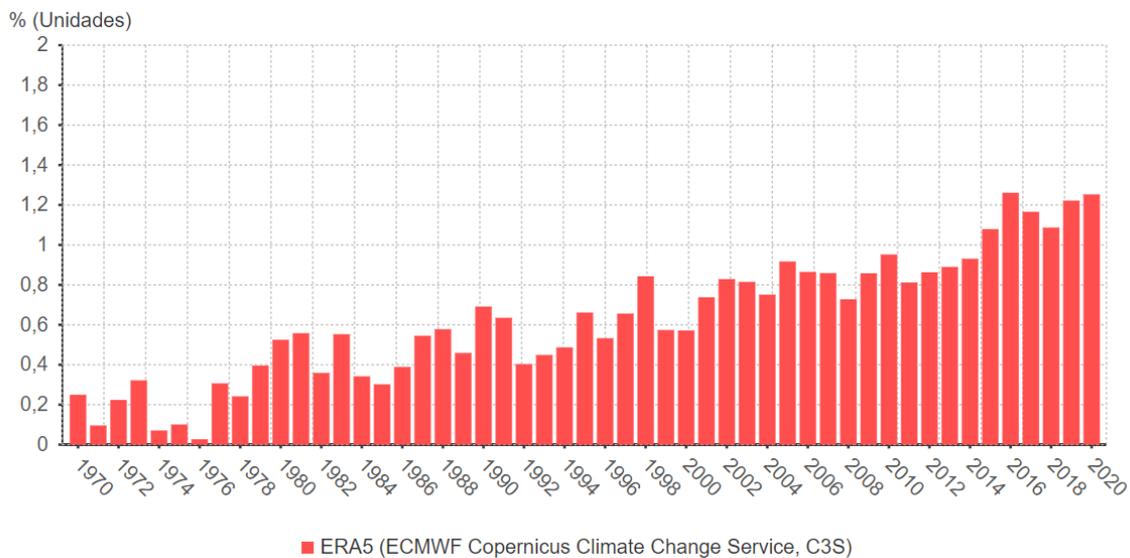


Figura 1. Incremento de la temperatura global. Fuente: [8]

Además de estos datos, también se observa que los impactos económicos y sociales cada vez son más graves, como:

- Daños generales en las cosechas y en la producción alimentaria, debido a sequías y cambios bruscos de temperaturas.
- Riesgos en la salud, debido a las altas concentraciones de CO<sub>2</sub>, sobre todo en grandes metrópolis y zonas muy industrializadas.
- Fenómenos meteorológicos extremos cada vez más frecuentes, como tormentas y huracanes.
- Mega incendios debido a las grandes sequías generales del planeta.

Los expertos exponen que en el peor de los casos si mantenemos constante la subida de gases de efecto invernadero como hasta ahora, el aumento de la temperatura podría llegar a los 4,8 °C para final de siglo. Un aumento que pese a no parecer muy significativo cambiaría la vida en la tierra tal y como la conocemos, produciéndose sequías, incendios, desertización del planeta, tormentas, huracanes, cambios de ecosistemas, desaparición de especies, falta de alimentos, etc.

El 79% de las emisiones de gases de efecto invernadero en la Unión Europea son debidas a la quema de combustibles para usos energéticos o para el transporte, según los datos de Eurostat. El sector energético debido al uso de energías no renovables como el petróleo, carbón o gas natural es uno de los sectores que más contribuyen al calentamiento global.

En el resto del mundo destaca por encima de todos China, que aglutina cerca del 27% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero. Seguido de Estados Unidos que acapara cerca del 13% de las emisiones mundiales.

En el siguiente gráfico se puede observar los principales emisores de gases de efecto invernadero en el mundo:

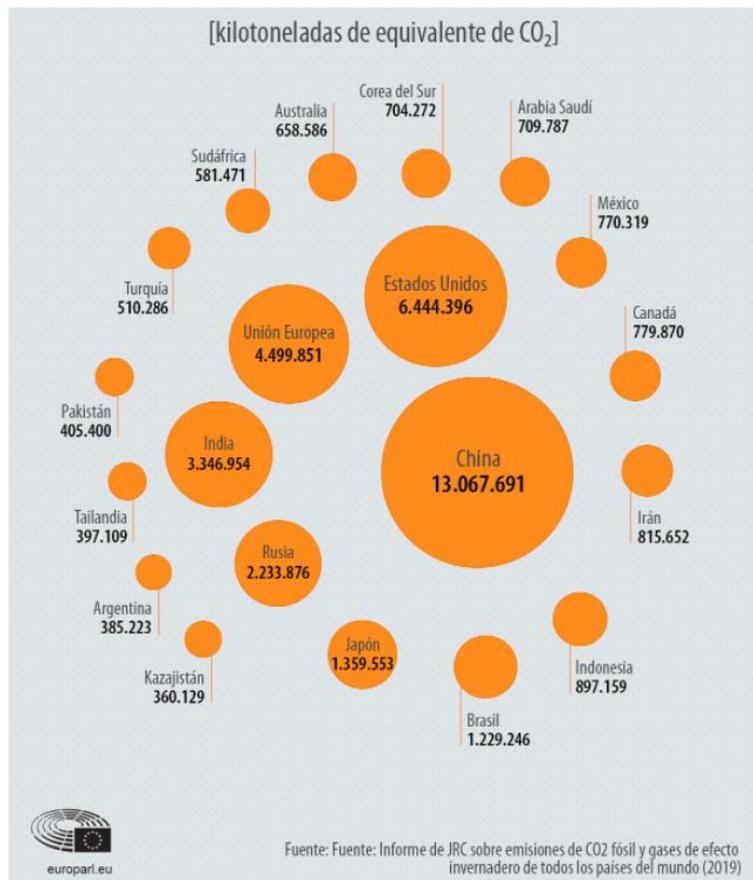


Figura 2. Principales países emisores de gases de efecto invernadero. Fuente: [9]

Este panorama mundial de emisiones de gases de efecto invernadero hizo que se llegaran a una serie de acuerdos internacionales para luchar contra el cambio climático. Dichos acuerdos pasaron por una revolución energética mundial, con las energías renovables como principal elemento para combatir el cambio climático y prescindir de los combustibles contaminantes.

### 1.3 Horizonte energético

Según la Comisión Europea el marco de actuación en materia de clima y energía contempla las metas y objetivos para toda la Unión Europea durante el periodo de 2021 hasta 2030. Conforme al Pacto Verde Europeo la comisión examinó aumentar el objetivo inicial de reducción de gases de efecto invernadero para 2030, hasta al menos un 55% con respecto a los valores de 1990. Después de estudiar una serie de medidas necesarias en todos los sectores, incluyendo el aumento de la eficiencia energética y las energías renovables, inició el proceso necesario de presentación de propuestas legislativas para alcanzar ese objetivo. Estas medidas permitirán avanzar hacia una mejor economía climática y cumplir los compromisos del Acuerdo de París de 2015, en el que se estableció un marco global para evitar un cambio climático peligroso. El objetivo principal a largo plazo de este acuerdo fue mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C sobre niveles preindustriales.

El marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030 tiene como objetivos principales:

- Al menos un 40% de reducción de las emisiones de gases efecto invernadero (con respecto a 1990).
- Al menos un 32% de cuota de energías renovables.
- Al menos un 32,5% de mejora de la eficiencia energética.

	EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	ENERGÍAS RENOVABLES	EFICIENCIA ENERGÉTICA	INTERCONEXIÓN	EL CLIMA EN LOS PROGRAMAS FINANCIADOS POR LA UE	CO2 PROCEDENTE DE:
2020	-20 %	20 %	20 %	10 %	2014-2020 20 %	
2030	≤ -40 %	≥ 32 %	≥ 32,5 %	15 %	2021-2027 25 %	COCHES -37,5 % Furgonetas -31 % Camiones -30 %

Figura 3. Horizonte energético europeo. Fuente: [10]

Fijar esta serie de objetivos para 2030 permitirá ofrecer mayor seguridad tanto para los responsables políticos como para los inversores, con lo que las decisiones que se adopten en los años venideros no lleven a niveles de emisiones incompatibles con el objetivo de la UE de ser climáticamente neutra de aquí a 2050.

Para que Europa pueda convertirse en el primer continente climáticamente neutro para 2050, tiene que establecer un ambicioso camino para los próximos 10 años. Para los ciudadanos europeos, esta mayor ambición significará un aire más limpio, mejor salud, nuevos empleos, alimentos más sostenibles, una factura de importación de energía más baja, más seguridad energética, transporte más ecológico y un hogar más eficiente energéticamente.

#### EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN LA UE

En millones de toneladas de CO2 equivalentes

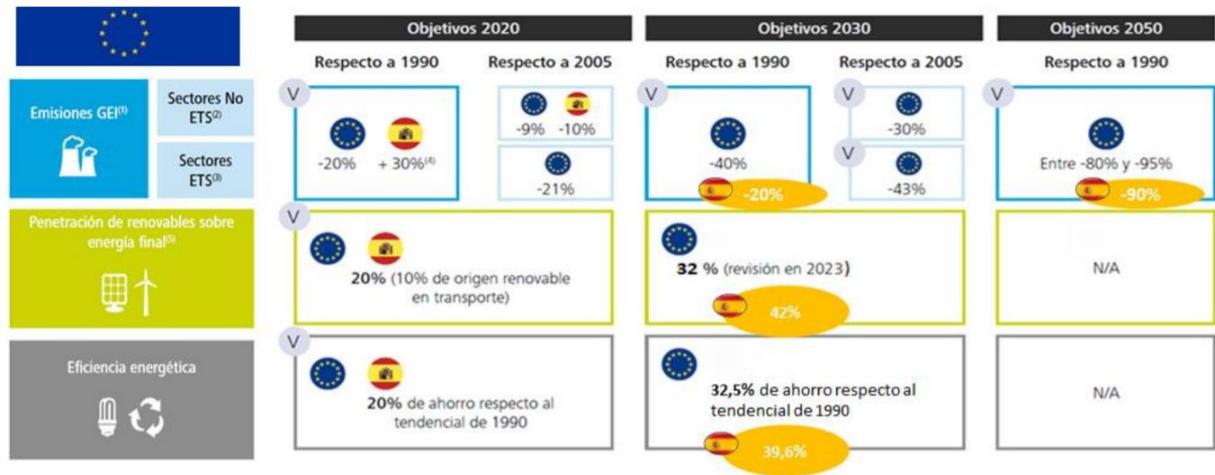


Figura 4. Emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión Europea. Fuente: [10]

Con este horizonte energético la UE pretende descarbonizar progresivamente diferentes sectores de la economía. El primer sector que pretende descarbonizar es el sector del transporte, que genera aproximadamente una cuarta parte de las emisiones generadas de efecto invernadero de la Unión Europea, por lo que debe ocupar un lugar central en los planes de energía y clima. La clave para este sector es intentar electrificar el mayor porcentaje posible del transporte, y esto es posible fomentando la movilidad eléctrica. Otro sector importante serían los edificios europeos, ya que son responsables del 40% del consumo de energía y aproximadamente el 15% de emisiones de gases de efecto invernadero. Hay que añadir que una mejora de la eficiencia de los edificios lograría grandes reducciones de las emisiones además de disminuir los costes energéticos de los hogares, rebajando así el gasto económico de energía que tendría el consumidor. El sector energético, que es responsable de aproximadamente el 25% de las emisiones de gases de efecto invernadero, se centra en aumentar el uso de

electricidad proveniente de fuentes de energía renovables tales como la solar o la eólica. De esta manera se pretende eliminar de forma progresiva el uso del carbón en la generación de electricidad.

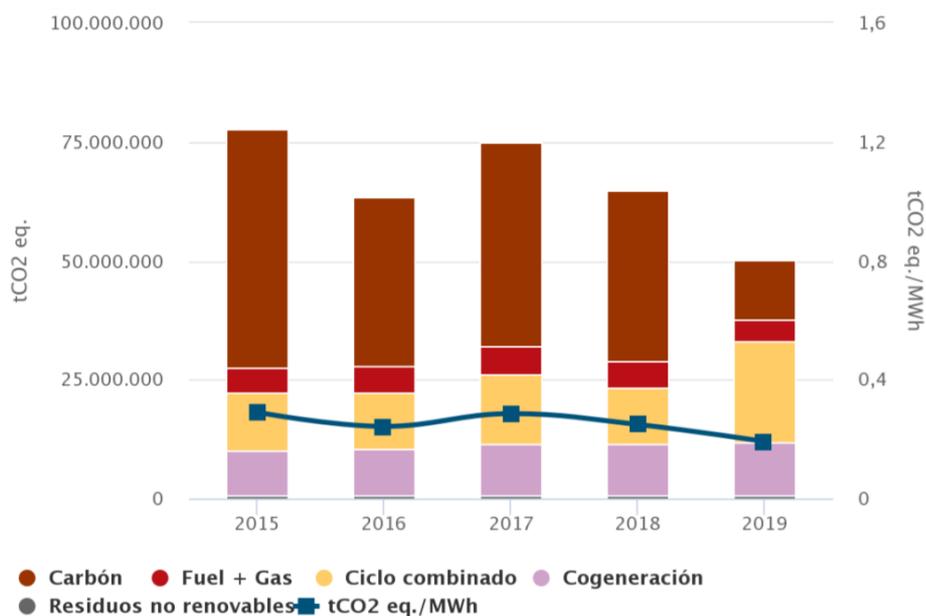
En España los objetivos para 2030 se traducen en un 42% de energía final procedente de renovables, objetivo aún más ambicioso que el global de la UE, con una reducción de emisiones del 20% respecto a 1990.



Objetivos en materia de emisiones, renovables y eficiencia

Figura 5. Objetivos de emisiones, uso de renovables y eficiencia para España. Fuente: [10]

Las emisiones en España de gases de efecto invernadero para el año 2020 fueron de unos 281,5 MtCO<sub>2</sub>-eq. La generación de energía eléctrica supone casi un 18% de estas emisiones, frente a un 27% de emisiones que genera el transporte o el 20% que genera la industria. En el caso del sistema eléctrico español estas emisiones se han ido reduciendo considerablemente como resultado de un mayor uso de energías de tipo renovables para la producción de energía eléctrica nacional, reduciendo más de un 15% desde 2015 hasta 2019 las emisiones de generación. Está reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero correspondientes a la generación de energía eléctrica en España se puede apreciar en el siguiente gráfico:



Fuente: www.ree.es

Figura 6. Emisiones de gases correspondientes a la generación de electricidad en España. Fuente: [11]

El uso de tecnologías renovables para la producción de electricidad como se ha comentado anteriormente ha reducido las emisiones de gases de efecto invernadero en España, por ejemplo, desde 2017 hasta la actualidad el uso de carbón para la generación de electricidad se ha reducido considerablemente tal y como se muestra en el siguiente gráfico:

**ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS (GWh) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional**

Del 2017 al 2020

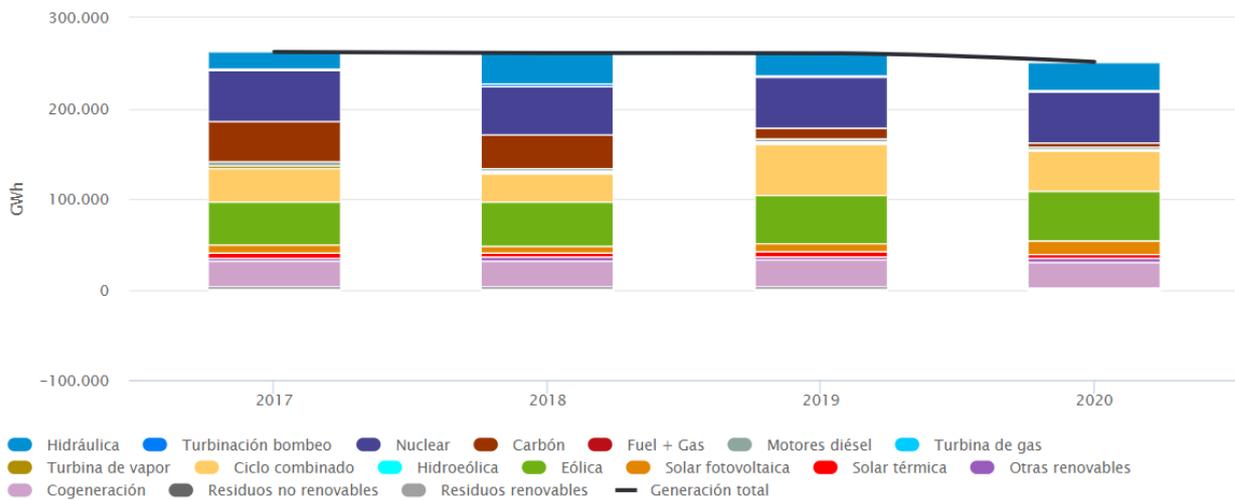


Figura 7. Generación de electricidad por tecnologías en España. Fuente: [11]

España al igual que la Unión Europea se puede decir que dentro de unos límites razonables está cumpliendo los objetivos principales de descarbonización, por lo que es probable que consigan reducir hasta valores cercanos al 40% las emisiones de gases de efecto invernadero de aquí al año 2030 que se ha marcado como objetivo. Sin duda para llegar aquí es muy importante que en los próximos años se apoye el sector de energías renovables económicamente para que siga la desescalada en los próximos años.

## 2 OBJETIVO

---

El siguiente proyecto pretende valorar la viabilidad de un sistema híbrido combinado con paneles fotovoltaicos y pila de combustible, tanto económica como energéticamente, para un bloque de viviendas en diferentes zonas climáticas de España.

Se procederá a realizar un conjunto de simulaciones en TRNSYS para evaluar una serie de casos en función del clima de un edificio residencial. El primer caso de estudio será del sistema convencional, sin placas fotovoltaicas ni pila de combustible, el segundo caso se hará para el sistema híbrido, combinando placas fotovoltaicas, pila de combustible y electrolizador.

Con este estudio se pretende conseguir una serie de conclusiones que permitan conocer si el sistema híbrido en cuestión es viable, haciendo uso de la energía solar para descomponer la molécula del agua y almacenar el hidrógeno generado para su posterior uso generando electricidad.

En primer lugar, se mostrarán una serie de tecnologías disponibles en la actualidad para llevar a cabo este proyecto, así como se evaluará el uso del hidrógeno en el futuro. Luego se llevarán a cabo las configuraciones necesarias para diseñar y dimensionar el sistema, tanto el híbrido como el convencional. Una vez que se configuren los sistemas en el programa TRNSYS, se llevaran a cabo para cada escenario posible un análisis técnico comparando los resultados obtenidos de las simulaciones, así como también un análisis económico con el cálculo del Coste del Ciclo de Vida. También se mostrarán los diferentes impactos ambientales como las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema convencional y del sistema híbrido para todas las zonas climáticas en donde se realizará el estudio.

Por último, se plantearán las conclusiones que se sacan del estudio para determinar a través de los resultados obtenidos si la instalación del sistema híbrido es realmente rentable en la actualidad, o si por el contrario aun no es un sistema viable.

Este proyecto está concebido como alternativa a los sistemas convencionales de generación de energía en la actualidad, abriendo camino al vector energético del hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía alternativo. Con el uso del hidrógeno en este sistema proyectado, se consigue además de generar energía que el proceso sea sostenible a lo largo del tiempo, generando energía sin ningún tipo de emisión nociva para el medioambiente.



## 3 ENERGÍA SOLAR

Es la fuente de energía limpia y renovable que aprovecha la radiación procedente del Sol por medio de células fotoeléctricas o colectores térmicos solares, transformando dicha energía a través de estos captadores en energía eléctrica o térmica. Este proceso en sí mismo produce energía de forma limpia sin generar ningún tipo de gas de efecto invernadero, así como tampoco genera residuos de tipo tóxico.

La fuente inagotable de la que procede la energía solar para nuestro planeta es el Sol, una estrella enana tipo G compuesta en su mayoría de hidrógeno y helio, mezclado con otros elementos como oxígeno, hierro, neón y carbono. Formada hace aproximadamente 4600 millones de años con un diámetro cercano a 1.4 millones de km, en la que se alcanzan temperaturas en el núcleo de unos  $15 \cdot 10^6$  K y luminosidades de  $3.9 \cdot 10^{26}$  W. La luz que se produce en esta estrella recorre una distancia aproximada de 150 millones de km y tarda unos 8 minutos y 20 segundos en llegar a la superficie de la tierra.

Esta energía en forma de rayos de luz es la que determina el día y la noche, así como la meteorología y el clima, fundamental para la vida en la tierra. La energía solar viaja por el espacio por medio de fotones que transportan el calor y la luz emitidos por el Sol, estos fotones llegan a la Tierra impactando con la capa más alta de la atmósfera. Aproximadamente un 30% de esta radiación solar regresa al espacio al impactar contra la atmósfera, mientras que el resto que si logra traspasarla es absorbida por el planeta. La potencia de radiación que llega a cualquier punto concreto de la tierra depende tanto del momento del día, variaciones estacionales, de las condiciones atmosféricas, así como también de la latitud en la que se encuentre.

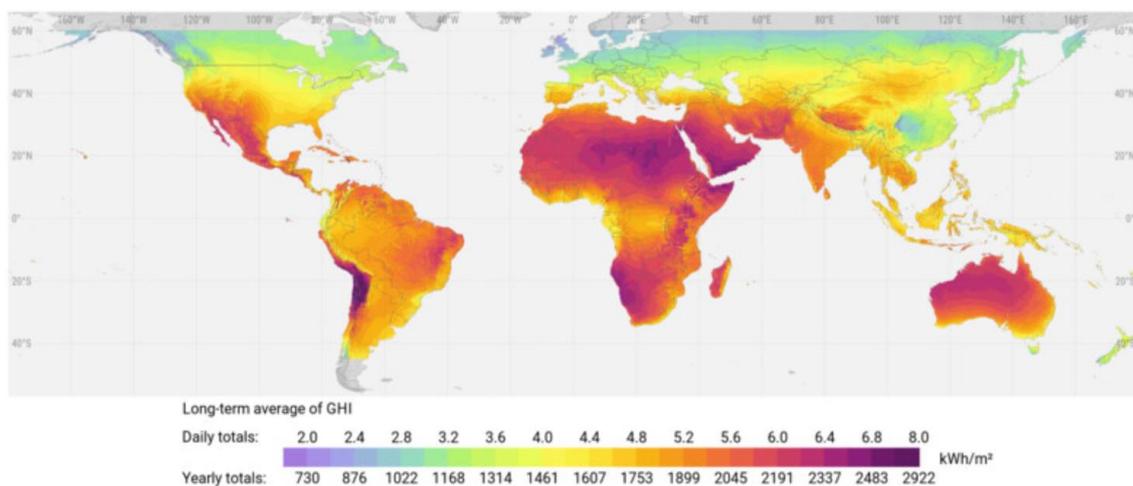


Figura 8. Irradiación horizontal global. Fuente: [12]

El propósito de los sistemas de aprovechamiento de energía solar es utilizar los efectos de la radiación aprovechándolos al máximo, con el fin de obtener la energía en la forma en la que se precise para cada necesidad. Este aprovechamiento de la radiación solar es para obtener dos tipos de energía principalmente, como son la energía solar fotovoltaica y la energía térmica solar.

La energía solar fotovoltaica es aquella que se produce al transformar la luz proveniente del Sol en electricidad. Esto se consigue empleando una tecnología basada en el efecto fotoeléctrico, en el que unos determinados materiales conductores de electricidad son capaces de absorber los fotones de luz, creando una diferencia de potencial eléctrico, lo que provoca una generación de corriente eléctrica. Para ello se emplean unos dispositivos denominados células fotovoltaicas que puede estar fabricada de silicio monocristalino, policristalino o amorfo.

Estos tipos diferentes de células fotovoltaicas se diferencian entre sí principalmente por su eficiencia y su coste económico de fabricación.

Las células fabricadas en silicio monocristalino se obtienen a partir de un único cristal de silicio puro y son las que logran alcanzar eficiencia más alta, entre un 18 % y un 20 % de media. Las células de silicio policristalino se elaboran en bloque a partir de varios cristales, por lo que el coste de fabricación es menor que en el caso de las monocristalinas, y poseen una eficiencia media de entre el 16 % y el 17,5 %. Por último, las células de silicio amorfo presentan una red cristalina desordenada, lo que conlleva peores prestaciones en eficiencia, en torno a un 9 %, pero también tienen un coste de fabricación sensiblemente menor que las de silicio cristalino. Por lo que las células de silicio amorfo suelen ser utilizadas en donde se busque una alternativa más económica sin darle tanta importancia al rendimiento de la célula fotovoltaica, empleándose por ejemplo en instalaciones que requieren muy baja potencia.



Figura 9. Tipos de células fotovoltaicas. Fuente: [13]

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica están compuestas principalmente por un grupo generador formado por paneles solares fotovoltaicos fabricados en células de silicio monocristalino, policristalino o amorfo, un regulador de carga, un grupo acumulador y un inversor de corriente eléctrica. Durante las horas de Sol los módulos fotovoltaicos producen energía eléctrica que es almacenada en los acumuladores, para que en los momentos de consumo energético suministren a los receptores la electricidad acumulada. Para esto es necesario el uso del inversor, ya que la energía generada por los paneles fotovoltaicos llega en forma de corriente continua y se necesita que el inversor transforme dicha corriente en corriente alterna para su uso en la red eléctrica convencional. También es frecuente encontrar este tipo de instalaciones sin acumuladores, consumiendo directamente la energía generada por el panel y vertiendo a la red eléctrica los excedentes.

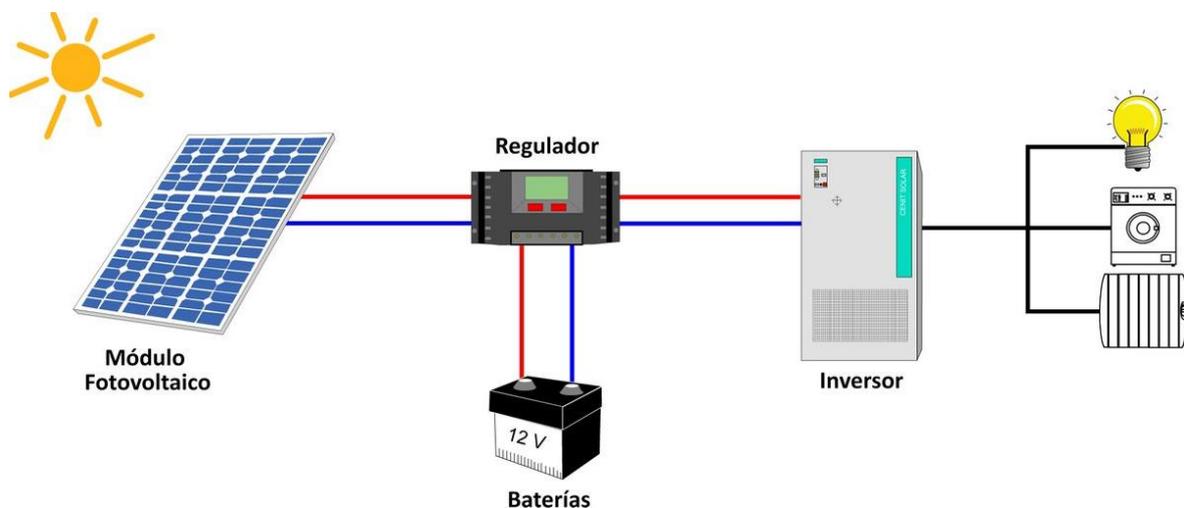


Figura 10. Esquema de sistema fotovoltaico con acumuladores. Fuente: [14]

La energía térmica solar consiste en la transformación de la energía solar en energía térmica. Esta energía térmica generada se puede aprovechar de varias formas, una de ellas consiste en generar electricidad a través de plantas termosolares de alta temperatura. En estas plantas termosolares se concentra la radiación solar para producir vapor que accionará una turbina de vapor conectada a un generador de electricidad. Otra de las formas en la que se aprovecha la energía térmica solar es para instalaciones de baja temperatura en las que se almacena la energía calorífica en un depósito de agua. Este tipo de tecnología se suele usar para instalaciones de agua caliente sanitaria para viviendas, cubriendo entre un 60% o 70% las necesidades de consumo energético para calentar agua.

Los colectores solares (o captadores solares) son los encargados de obtener la energía térmica aprovechando la energía solar. Dependiendo del uso que se le vaya a dar existen 3 tipos de colectores solares:

- Colector solar plano: Es el colector más habitual ya que permite obtener aumentos de temperatura de 60°C a reducido coste.
- Colector solar térmico no vidriado: Estos colectores suelen tener un aumento de temperatura menor que los planos, en torno a unos 30°C. Suelen usarse para producir agua caliente en piscinas y su coste es menor que el de los colectores solares planos.
- Colector solar de vacío: Este tipo de colector consiste en tubos metálicos que recubren el tubo de metal que contiene el fluido caloportador, lo que hace que se quede una cámara aislante entre ambos. Estos colectores son los que tienen mayores rendimientos, pero también el coste de fabricación es más alto.

La instalación de los sistemas solares térmicos de baja temperatura suele tener siempre el mismo esquema básico, compuesto por los paneles solares (colectores solares), un intercambiador de calor, un circuito primario y otro secundario.

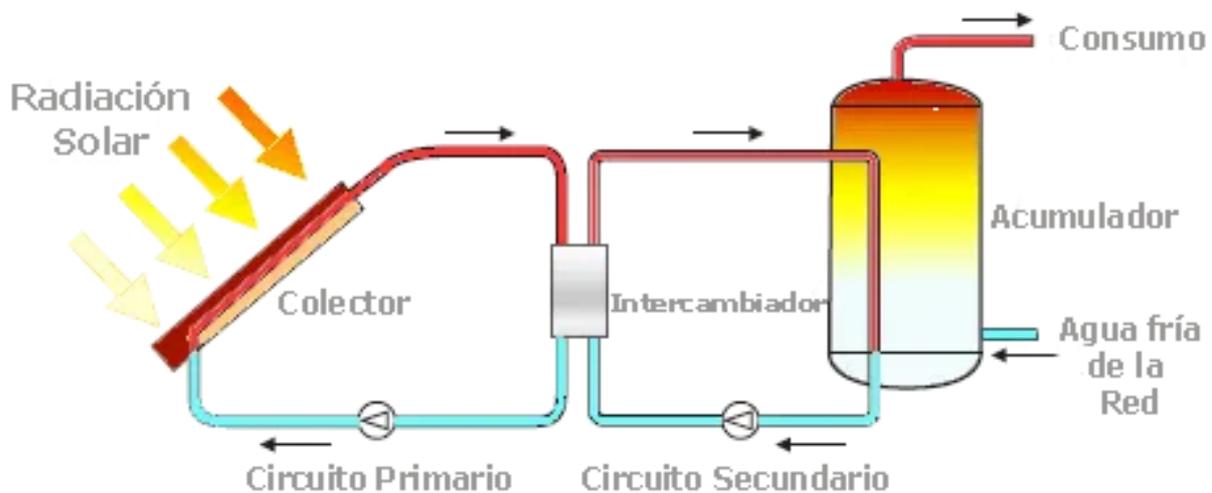


Figura 11. Esquema de sistema termosolar con acumulador. Fuente: [15]

La radiación del Sol calienta el fluido caloportador que pasa a través de los colectores del panel solar del circuito primario, pasando posteriormente por el intercambiador de calor donde cederá la energía térmica al fluido del circuito secundario. En el circuito secundario el fluido va hacia el acumulador, cediendo su energía térmica al agua que almacena en su interior para calentarla.

Hay diferentes alternativas de diseño de las instalaciones solares térmicas dependiendo de la utilidad y de los principios físicos empleados. Se pueden clasificar según los diferentes criterios empleados de la siguiente forma:

<b>PRINCIPIO DE CIRCULACIÓN</b>	<b>SISTEMA DE EXPANSIÓN:</b>	<b>SISTEMA DE INTERCAMBIO</b>	<b>APLICACIÓN</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalaciones por termosifón</li> <li>- Instalaciones por circulación forzada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistemas abiertos</li> <li>- Sistemas cerrados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistemas directos</li> <li>- Sistemas indirectos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistemas solares térmicos para la producción de ACS</li> <li>- Sistemas solares térmicos para calentamiento de piscinas</li> <li>- Sistemas solares térmicos para aplicaciones de refrigeración</li> <li>- Sistemas solares térmicos para apoyo de calefacción</li> </ul>

Tabla 1. Clasificación de instalaciones solares térmicas. Fuente: [1]

# 4 HIDRÓGENO

---

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica con símbolo H, su número atómico es igual a uno y es el elemento químico más ligero. Generalmente se presenta en su forma molecular como un gas diatómico  $H_2$  en condiciones normales de presión y temperatura. Este gas tiene como características principales las siguientes: gas incoloro, inflamable e inodoro. Antoine Lavoisier bautizó este gas con el nombre de “*Hidrógeno*” que quiere decir “*productor de agua*” en 1783.

Este elemento químico que es el más simple de la tabla periódica es el más abundante del universo, ya que constituye aproximadamente el 75% de la materia del universo visible. Su átomo está constituido por un protón y un electrón, siendo estable en forma de molécula diatómica como se ha mencionado anteriormente.

El hidrógeno, aunque sea el elemento más abundante del universo, este solo se encuentra combinado con otros elementos como el oxígeno, formando moléculas de agua, o el carbono, formando diferentes compuestos orgánicos como son los hidrocarburos (gasolina, metanol, gas natural, etc). Por tanto, el hidrógeno no se puede encontrar directamente en la naturaleza como elemento aislado para poder utilizarlo como combustible, sino que se tiene que producir mediante una serie de procesos para aislarlo de los diferentes elementos. La mejor forma de producir hidrógeno sería obtenerlo directamente de la molécula de agua, esta sería la forma ideal ya que el agua es una sustancia presente en el 70% del planeta, llevando a cabo un proceso denominado electrólisis, que consiste en separar de la molécula de agua ( $H_2O$ ), el oxígeno ( $O_2$ ) y el hidrógeno ( $H_2$ ) presente. La parte negativa de este proceso ideal es que se necesita una cantidad considerable de energía eléctrica (que en la mayor parte de los casos no proviene de fuentes de energía renovable) para el funcionamiento de los electrolizadores que son los encargados de realizar el proceso de electrólisis del agua.

Debido a la complejidad del proceso de obtención del Hidrógeno 100% limpio se ha clasificado en función de su sostenibilidad, asociándole una serie de colores para distinguir cada uno de ellos. Principalmente se divide en los siguientes 3 tipos:

- Hidrógeno gris: Es el que tiene la huella de carbono más alta. El proceso de obtención del hidrógeno en este caso se genera mediante combustibles fósiles como el petróleo o el carbón, emitiendo a la atmósfera  $CO_2$ . Su producción supone parte del daño ambiental provocado por los sistemas energéticos, por lo que este hidrógeno será el menos sostenible de todos los tipos de esta clasificación.
- Hidrógeno azul: Este tipo de hidrógeno también conocido como “*hidrógeno bajo en carbono*”, se obtiene de forma similar al hidrógeno gris mediante combustibles fósiles, pero con la particularidad de que se almacena el  $CO_2$  generado, retirándolo con un método de captura y almacenamiento. Al evitar la liberación del  $CO_2$  a la atmósfera, se elimina el daño ambiental y deja de contribuir al cambio climático.
- Hidrógeno verde: La opción más ecológica y sostenible de todas, ya que se obtiene a partir de fuentes de energía 100% renovables, utilizando el proceso químico conocido como electrólisis. En este proceso de obtención del hidrógeno verde, se genera hidrógeno sin emitir  $CO_2$  a la atmósfera, siendo el más limpio de todos.

Hay otros colores para diferenciar la obtención del hidrógeno, pero su uso es menos frecuente ya que los colores anteriormente mencionados también los engloban, como podría ser el caso del hidrógeno negro (procedente de hidrocarburos), el hidrógeno turquesa (procedente por pirólisis de gas natural o metano) o hidrógeno rosa (procedente de energía nuclear)

Las principales propiedades del Hidrógenos se recogen en la siguiente tabla:

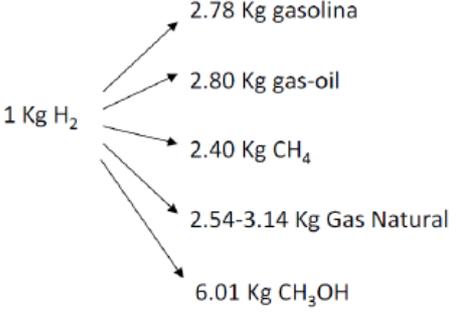
PROPIEDADES DEL HIDRÓGENO	COMPARATIVA CON OTROS COMBUSTIBLES
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incoloro. Gas normalmente; sólido, cúbico.</li> <li>• Punto de fusión: -259,1 °C.</li> <li>• Punto de embullición: -252,7 °C.</li> <li>• Temperatura crítica: -239,8 °C.</li> <li>• Densidad del líquido: 0,0709 g/cm<sup>3</sup>.</li> <li>• Densidad del gas: 0,0899 Kg/m<sup>3</sup>.</li> <li>• Solubilidad en el agua:  {a 0 °C: 2,1 cm<sup>3</sup> – a 80 °C: 0,85 cm<sup>3</sup>} en 100 partes</li> <li>• PCI: 120 MJ/kg</li> <li>• PCS: 141,86 MJ/kg</li> <li>• Límite de inflameabilidad en el aire, % volumen:  4 - 75 % (H<sub>2</sub> en aire)</li> <li>• Límite de detonación en el aire, % volumen:  18,3 - 59 % (H<sub>2</sub> en aire)</li> <li>• Cp: 14,2 J/kg·K</li> </ul>	

Tabla 2. Principales propiedades del hidrógeno. [7]

## 4.1 Métodos de producción de hidrógeno

El hidrógeno presente en el 75% del universo, se puede obtener a través de las materias primas que lo contengan en el planeta, como del agua, de la biomasa o biogás, o de los combustibles fósiles como gas natural, petróleo o carbón. Es fundamental conocer que la molécula de agua es extremadamente estable y que en todos los casos en preciso aportar energía para separar la molécula de agua y obtener hidrógeno.

En la actualidad las fuentes para producción de hidrógeno se fundamentan principalmente en los combustibles fósiles, separando la molécula de hidrógeno por medio de procesos químicos. Además, el hidrógeno también puede obtenerse del agua por medio de producción biológica, por electrolisis, por procesos químicos y por calor (termólisis). Estos últimos métodos están menos desarrollados que los procesos que generan hidrógeno a partir de hidrocarburos, aunque su crecimiento está en alza ya que la producción de hidrógeno a partir de agua permite reducir la contaminación y el efecto invernadero. Actualmente, a nivel mundial se usa gas natural para el 48% de la producción, seguido de petróleo un 30%, carbón gasificado un 18% y electrolisis un 4%.

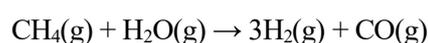
### 4.1.1 Producción de H<sub>2</sub> con gas natural

A partir de gas natural se puede producir hidrógeno por 3 procesos químicos diferentes:

- **Reformado con vapor del gas natural:**

Este reformado con vapor de agua (SMR) es una conversión endotérmica de metano y vapor de agua que pasa a ser hidrógeno y monóxido de carbono. Es el proceso más utilizado actualmente en la producción de hidrógeno, siendo un proceso termoquímico que precisa de altas temperaturas y requiere un purificado de la corriente final. El reformado con vapor generalmente se utiliza metano (CH<sub>4</sub>) aunque es posible alimentarlo con gas licuado de petróleo. En este proceso al ser la reacción endotérmica precisa parte del combustible para generar el aporte de energía que necesitan las reacciones del reformado.

La reacción principal del reformado es:



En este método se utiliza una corriente de vapor de agua a alta temperatura (entre 700 y 1100 °C) que reacciona con el metano en presencia de un catalizador estable a alta presión y temperatura, produciendo de esta forma hidrógeno. La ventaja de este proceso es que tiene una alta eficiencia en torno a uno 70%, siendo también el método de obtención de hidrógeno más barato de todos. En cambio, es un método que produce emisiones de CO<sub>2</sub> perjudicial para el efecto invernadero y la fuente de energía de gas natural es un recurso limitado y no renovable.

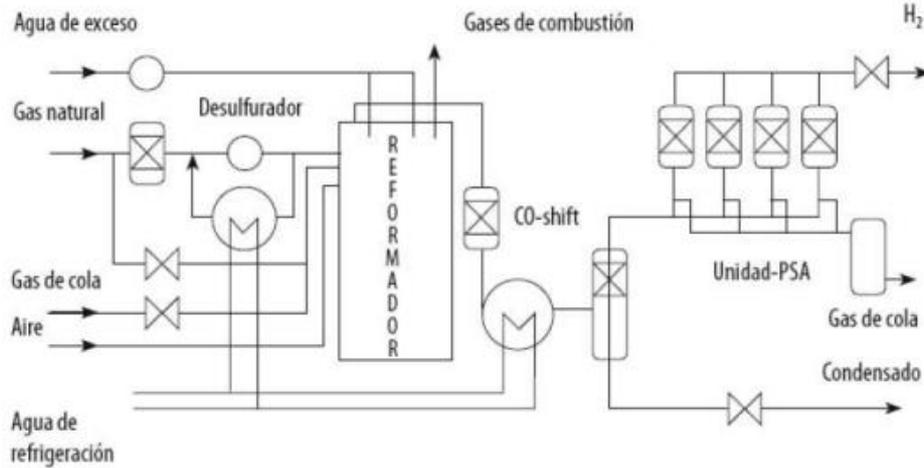
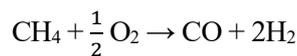


Figura 12. Esquema del proceso de reformado con vapor de agua para gas natural. Fuente: [16]

- **Oxidación parcial**

Este proceso de oxidación parcial (POX) es similar a la reacción de combustión total del metano, pero se distingue de este porque solo se produce una oxidación parcial del metano, ya que reacciona con una cantidad limitada de oxígeno y no llega a producirse la combustión completa, dando lugar a hidrógeno y monóxido de carbono como subproductos. Esta reacción también se lleva a cabo a altas temperaturas, unos 1100 °C. El O<sub>2</sub> de la reacción por un lado tiene un efecto positivo ya que reduce la deposición de carbono a altas temperaturas aumentando así la vida útil del catalizador, pero por otro lado necesita de una unidad de separación de aire para tener el oxígeno puro en la reacción, lo que hace encarecer los costos de la planta de producción.

La reacción de oxidación parcial es:



La eficiencia de esta reacción es elevada, aunque no llega a los niveles de eficiencia del reformado con vapor del gas natural debido a los problemas de recuperación de calor. En este caso al ser una reacción endotérmica no necesita un aporte de energía para que se produzca la reacción.

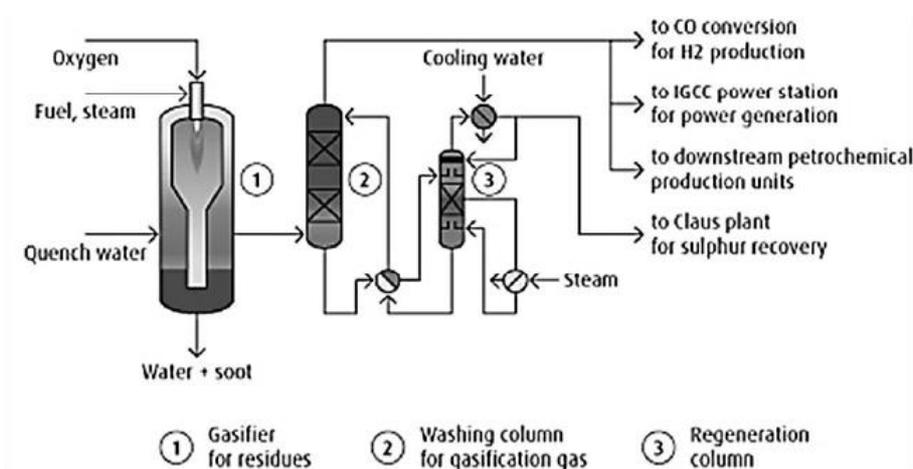


Figura 13. Esquema del proceso de oxidación parcial. Fuente: [16]

- **Reformado autotérmico**

El reformado autotérmico (ATR) es una mezcla del proceso de reformado con vapor de agua y del proceso de oxidación parcial. Este método se caracteriza por usar el calor necesario generado por la reacción de oxidación parcial (exotérmica) en la reacción de reformado con vapor de agua (endotérmica), con lo que queda un proceso autosuficiente térmicamente no requiriendo de ninguna fuente de calor externa para producirse la reacción. Este tipo de reformado autotérmico tiene la capacidad de funcionar para cargas diferentes de los reactores de oxidación parcial con la eficiencia del reformado de vapor, ya que combinan los dos tipos de reactores en uno solo.

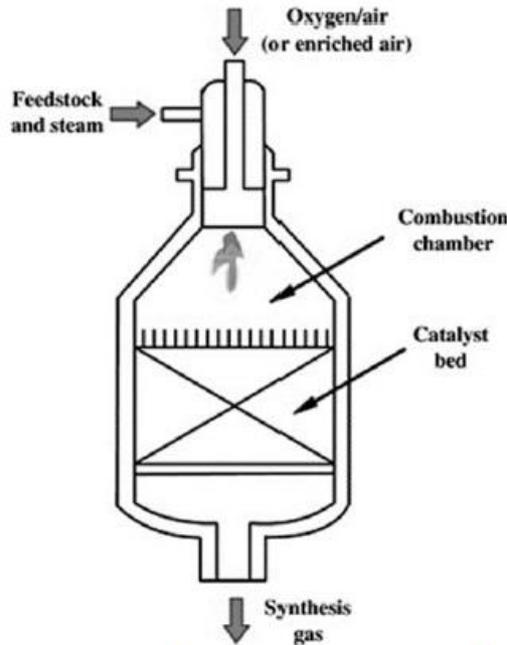


Figura 14. Estructura de un reformador autotérmico. Fuente: [16]

En la primera etapa del proceso el gas entra en reacción con una cantidad limitada de oxígeno (oxidación parcial) provocando una reacción exotérmica que proporcionará el calor necesario para que lo aproveche la reacción del reformado con vapor, dando lugar a un balance de energía neto o autosuficiente, eliminando así la fuente de calor externa para el proceso de reformado con vapor.

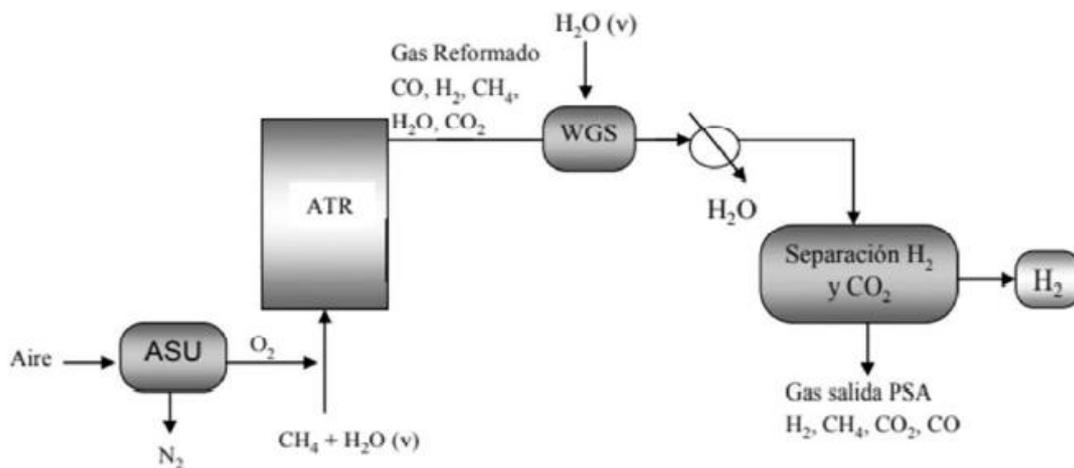
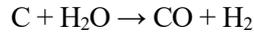


Figura 15. Esquema del proceso de reformado autotérmico. Fuente: [16]

### 4.1.2 Producción de H<sub>2</sub> por gasificación de carbón

Este método de producción de hidrógeno fue el primer método industrial de hidrógeno, consiste en producir hidrógeno a partir de carbón pasando por una variedad de procesos de gasificación (lecho fijo, fluidizado, etc.).

La reacción global que se produce en la gasificación del carbón es:



Esta conversión del carbón sólido en gas es favorecida cuando el proceso químico se produce a alta presión y temperatura, en torno a 800-900 °C. Esta reacción es endotérmica por lo que precisa de un aporte de calor. Hay tres tipos principales de gasificadores, como son los gasificadores de lecho fijo, de lecho fluido y de lecho de arrastre.

Este tipo de proceso de gasificación de carbón para producir hidrógeno es comercialmente viable, aunque es más costoso que a través de gas natural. La ventaja de este método parte de que el carbón es un elemento bastante más abundante que el gas natural. Las desventajas principales son que, como todo combustible fósil, es no renovable, y que además el proceso emite partículas perjudiciales para el efecto invernadero.

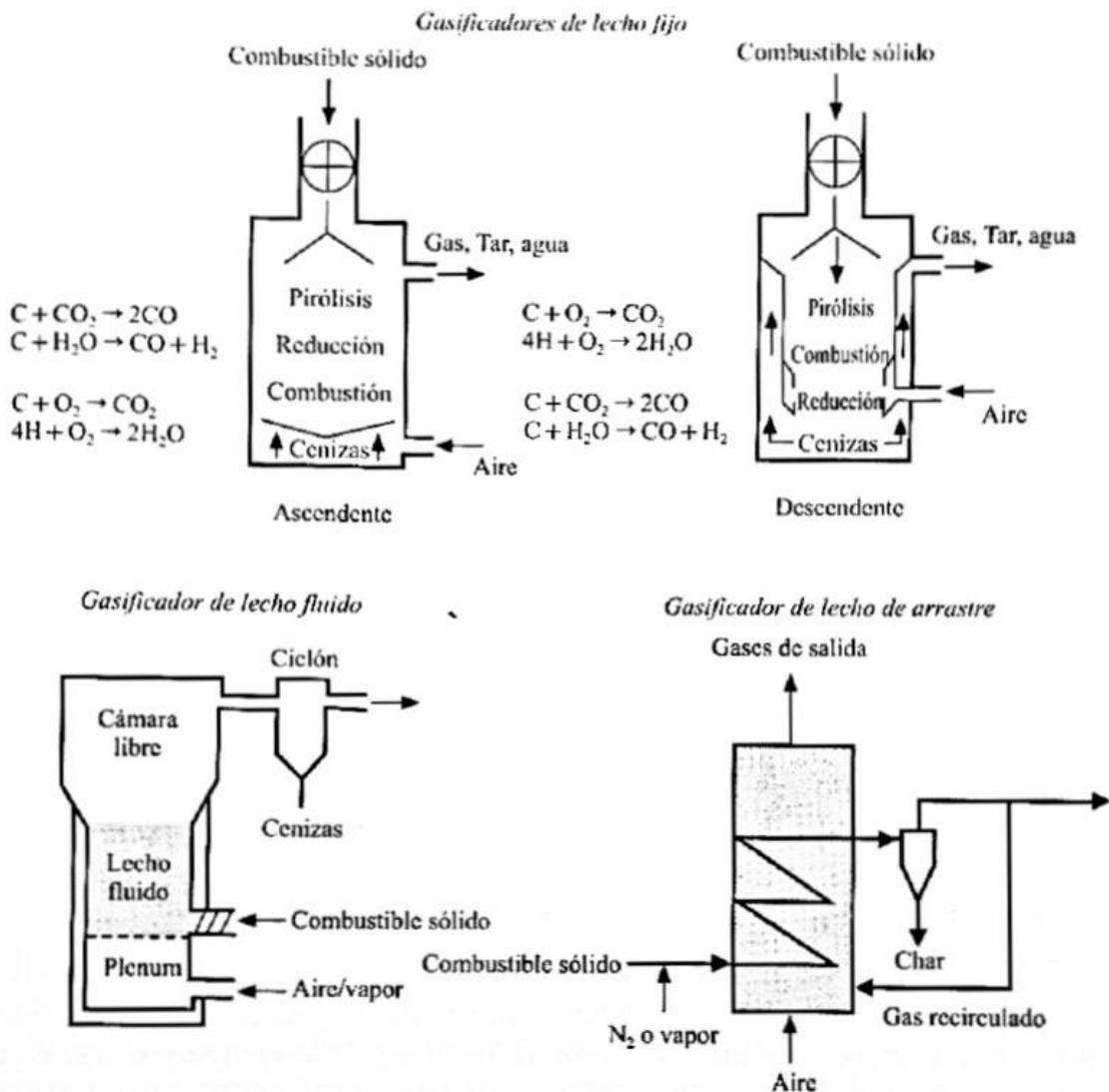
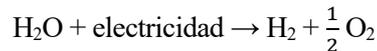


Figura 16. Tipos principales de gasificadores. Fuente: [16]

### 4.1.3 Producción de H<sub>2</sub> por electrólisis

El proceso de electrólisis consiste en la ruptura de la molécula de H<sub>2</sub>O por acción de una corriente eléctrica, obteniendo de la molécula de agua sus elementos por separado de hidrógeno y oxígeno. Este tipo de tecnología permite obtener hidrógeno de gran pureza, además de tener una alta eficiencia del proceso entre el 65% y el 80%. Mediante la electrólisis se elimina cualquier residuo contaminante perjudicial para el efecto invernadero como puede ser el CO<sub>2</sub>, ya que sus productos solo serían H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>. Además de esto la electrólisis tiene la ventaja de depender únicamente de una fuente de electricidad para separar las moléculas de agua, por lo que si se usa la energía renovable como fuente de electricidad del proceso, se conseguirá producir hidrógeno verde de manera sostenible sin generar ningún tipo de residuo contaminante, así como tampoco se consumirá ninguna fuente de energía no renovable.

Para romper la molécula de agua como se ha comentado anteriormente se necesita aplicar una corriente eléctrica, ya que la electrólisis del agua no es un fenómeno espontáneo debido a que el potencial de la reacción estándar es negativo. La reacción global de la electrólisis se escribe de la siguiente forma:



El electrolizador que es la unidad donde se lleva a cabo el proceso de electrólisis de agua consta de un cátodo (electrodo negativo), un ánodo (electrodo positivo), un electrolito y una corriente eléctrica. El electrolito sirve para mejorar la corriente eléctrica del agua ya que a temperatura ambiente la conductividad es muy baja. Este electrolito puede ser de diferentes tipos, como son los electrolitos de soluciones líquidas de hidróxido de potasio o hidróxido de sodio, los de membrana de intercambio de protones (PEM) que usan un electrolito de polímero sólido, o los electrolizadores de óxido sólido (SOEC) que usan un material cerámico sólido.

En este proceso de electrólisis se necesita que se aplique una corriente continua para pasar los electrones desde el ánodo al cátodo, produciendo una reacción electroquímica que generará hidrógeno y oxígeno al separar la molécula del agua en el proceso.

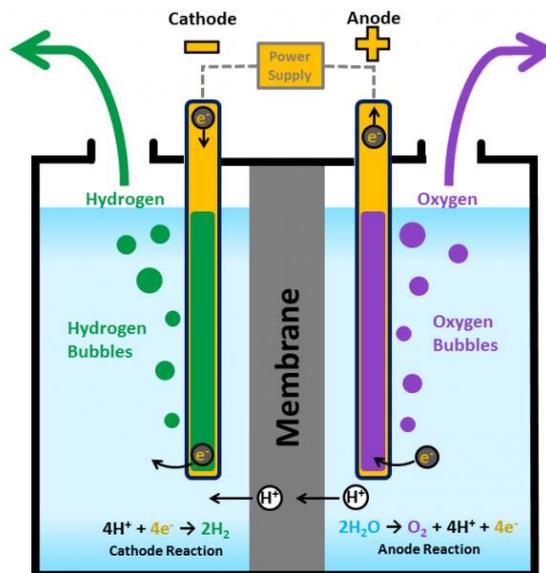


Figura 17. Esquema de electrólisis del agua. Fuente: [17]

Es fundamental el efecto de la temperatura en este proceso, ya que cuanto más grande es la temperatura, mayor conductividad tendrá el electrolito, menores sobrepotenciales de ánodo y cátodo, y mayor eficiencia energética del sistema. Así mismo, cuanto mayor es la temperatura, más rápido se consumirán los materiales del electrolizador por lo que necesitarán emplearse materiales más costosos que soporten mejor la degradación.

Hay que distinguir dos tipos de electrolizadores, los electrolizadores de baja temperatura que llevan a cabo el proceso de electrólisis con temperaturas de operación inferiores a 150 °C, y los electrolizadores de alta temperatura que operan entre 700 °C y 1000 °C. Estos últimos consumen menos electricidad que los de baja temperatura, aunque precisan de vapor de agua y de una fuente térmica de elevada temperatura.

A pesar de que la electrólisis resulta un proceso limpio para generar hidrógeno, ya que no genera gases de efecto invernadero en sí misma, sí que usa electricidad en el proceso por lo que dependiendo del origen de esta electricidad el proceso globalmente será limpio y sostenible o no. Si se usan fuentes de energía no renovables para producir esta electricidad el proceso dejará de ser limpio ya que estaremos produciendo partículas contaminantes indirectamente a la atmósfera. Para que el proceso global sea totalmente limpio se necesita utilizar energías renovables para generar la electricidad que usaremos en el proceso de electrólisis. Sin embargo, actualmente esta tecnología no suele ser muy rentable ya que suelen tener bajas eficiencias reduciendo así la eficiencia global de la electrólisis, además de que son más caras que las tecnologías que usan fuentes de energía no renovables para generar electricidad. Por lo que en la actualidad se está trabajando para solucionar estos problemas de eficiencia y de costes de operación.

Resumen de los métodos principales para producir hidrógeno:

MÉTODO	PROCESO	IMPLEMENTACIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
<i>Reformado de vapor de gas natural (metano)</i>	$\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow 3\text{H}_2 + \text{CO}$	Método más usado para la producción de hidrógeno	-70% aprox. de eficiencia -Más económico -Infraestructura establecida	-Recursos no renovables -Produce emisiones de $\text{CO}_2$
<i>Gasificación de carbón</i>	$\text{C} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2$	Método de producción de hidrógeno en masa	-Recursos baratos	-Recursos no renovables -Produce emisiones $\text{CO}$ -45% aprox. de eficiencia
<i>Electrólisis del agua</i>	$2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{H}_2 + \text{O}_2$	Baja implementación actual debido a los altos costos de electricidad	-Entre 65% y 80% de eficiencia -Sin emisiones (si la electricidad viene de fuentes renovables)	-Alto coste de producción actual

Tabla 3. Principales métodos para producir hidrógeno. Fuente: [42]

Existen otros métodos menos usados para producir hidrógeno a partir de agua como sería la producción biológica de hidrógeno (biohidrógeno) que se produce en un biorreactor de algas, generando en la fotosíntesis hidrógeno en vez de oxígeno. Otro método de producción de oxígeno anteriormente mencionado es la termólisis, que sería el proceso de descomposición del agua por causas estrictamente térmicas, llegando a separar la molécula en sus átomos constitutivos de hidrógeno y oxígeno.

Para los métodos de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles se suele usar en la actualidad diferentes métodos de captura y almacenamiento del  $\text{CO}_2$  ya que es el principal producto de la combustión en el proceso. Este método de captura y almacenamiento se conoce como descarbonización, y hace que se reduzcan considerablemente las emisiones de  $\text{CO}_2$  a la atmósfera. De este forma, se bajan las emisiones provocadas por el uso de estas fuentes de energía no renovables, reduciendo de manera significativa el efecto invernadero que provocaría si no se capturan y almacenan dichas partículas contaminantes.

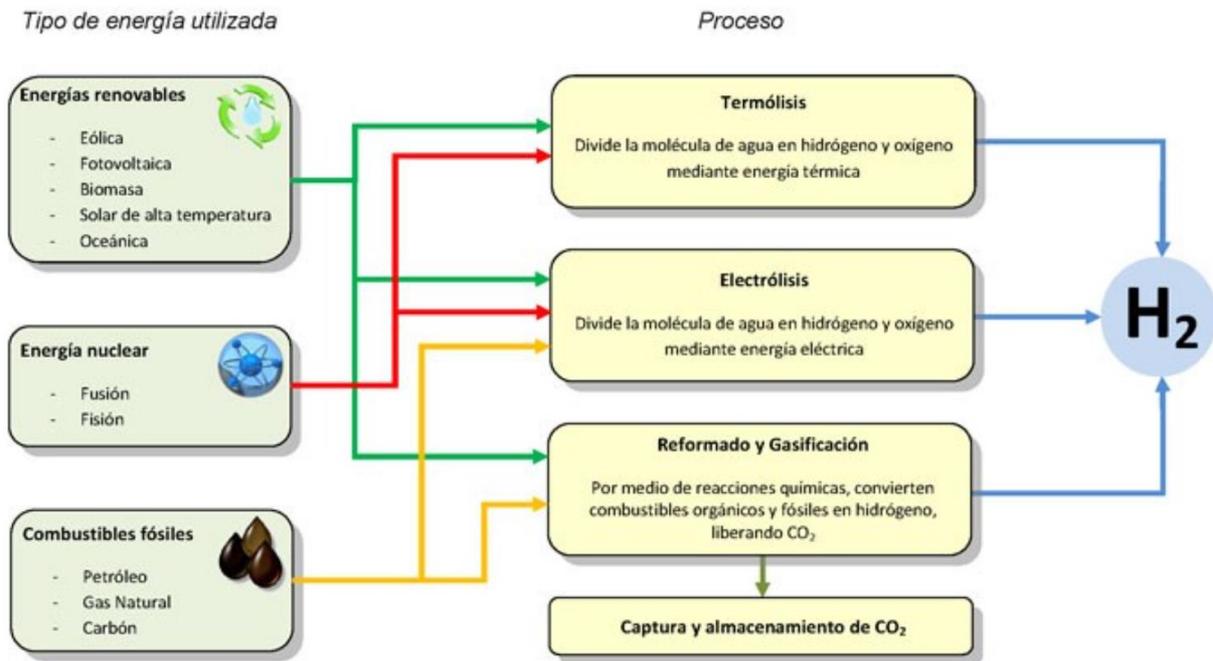


Figura 18. Esquema de los principales procesos de producción del hidrógeno. Fuente: [18]

## 4.2 Almacenamiento de hidrógeno

El almacenamiento de hidrógeno tiene por delante un gran reto tecnológico en su desarrollo como tecnología sostenible y segura, ya que las propiedades de este gas hacen que su almacenamiento sea bastante costoso y complicado por ser un combustible inflamable y volátil.

El hidrógeno tiene una elevada densidad energética por unidad de masa, pero posee una baja densidad energética por unidad de volumen. Esto se traduce en que es un gas que ocupa mucho volumen, por lo que para suministrar energía a grandes procesos con hidrógeno, se necesitan volúmenes muy grandes. Por lo que para que el almacenamiento de hidrógeno sea óptimo hay que aplicar procesos al hidrógeno antes de almacenarlo, para que se pueda acumular la mayor cantidad de gas en el menor espacio posible.

Los principales métodos para procesar el hidrógeno antes de almacenarlo son comprimirlo, transformarlo a estado líquido, o a través de procesos químicos hacer que el hidrógeno forme parte de compuestos sólidos. Dependiendo del uso final que tenga el hidrógeno se usará un método u otro, ya que dependerá de la seguridad y la aplicación que tenga.

### 4.2.1 Almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido

Es la forma más habitual de almacenar hidrógeno y la que cuenta con más experiencia, además esta técnica es accesible y de bajo coste respecto a los otros métodos de almacenaje. Para comprimir el hidrógeno se precisa un gran consumo de energía que dependerá tanto de la presión final a la que se quiera comprimir el gas, como del tipo de tecnología usada en la compresión. El rango de compresión del hidrógeno gaseoso suele estar entre 200 y 700 bar, un rango de altas presiones que tendrá un coste energético alto.

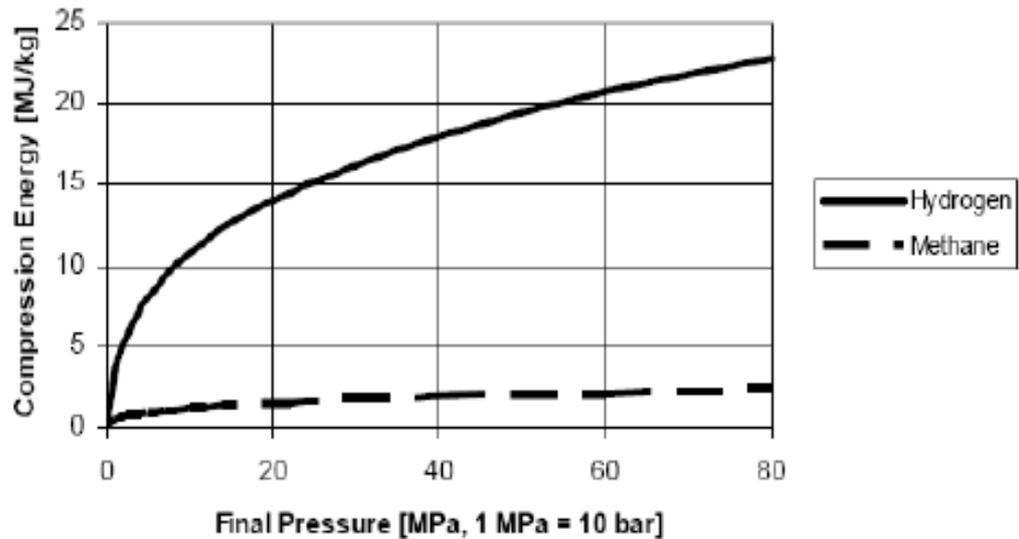


Figura 19. Energía necesaria para comprimir hidrógeno. Fuente: [19]

Al comprimir el hidrógeno a alta presión se almacena en depósitos cilíndricos, formados con materiales resistentes que aseguren la durabilidad del depósito. Actualmente se emplean materiales como fibras de vidrio, carbono, aluminio y otros polímeros. Aunque se ha avanzado mucho en su construcción y diseño aún siguen presentando problemas de seguridad para presiones muy elevadas. Estos depósitos tienen como requisito ser ligeros y muy resistentes para evitar fugas de gas, ya que sería extremadamente peligroso, por ello actualmente son sometidos a severas pruebas de resistencia.

La desventaja de este sistema es que comparándolo con otros sistemas de almacenamiento de hidrógeno, pesa y ocupa unas tres veces más que un sistema de almacenamiento de hidrógeno líquido por ejemplo. Si se compara con un sistema tradicional de almacenamiento de gasolina, el depósito de gas de hidrógeno comprimido pesa unas diez veces más y ocupa un volumen unas 15 veces mayor. Por lo que esto será una gran desventaja cuando se necesite un sistema de almacenaje en el que se requiera poco espacio y peso como pueden ser aplicaciones móviles. En cambio, la ventaja de este tipo de almacenaje además de su reducido coste es que los tiempos de carga del depósito son relativamente cortos. El uso principal de este tipo de almacenamiento se da en sistemas estacionarios en los que el espacio y el peso del depósito no supone ningún problema.

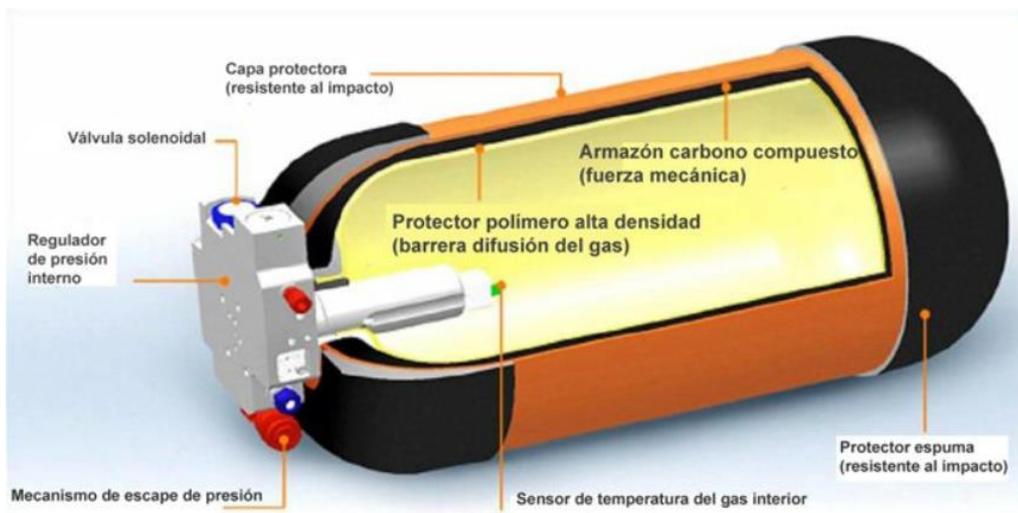


Figura 20. Depósito de almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido. Fuente: [20]

En la actualidad existen principalmente cuatro categorías diferentes de depósitos de hidrógeno:

- **Tipo I:** son las tradicionales botellas de hidrógeno sin costuras, fabricadas completamente de metal. En estos depósitos se puede almacenar hidrógeno hasta presiones de 200 bar si son fabricados en acero. Este tipo de depósitos son los más económicos, pero también son los más pesados. Su uso se suele dar en aplicaciones estacionarias que no requieren altas presiones de compresión de hidrógeno.
- **Tipo II:** son cilindros de metal, normalmente aluminio, sin costuras y reforzados con materiales compuestos (fibra de vidrio o carbono) en la sección cilíndrica del depósito. A diferencia de los de tipo I estos son menos pesados y además pueden superar presiones algo mayores.
- **Tipo III:** están formados por una fina capa metálica (liner) en su interior sin ningún tipo de costura que evita el paso del hidrógeno, en el exterior el depósito está recubierto por materiales compuestos en direcciones distintas que son los que soportan los esfuerzos mecánicos. Su peso es menor que los de tipo I y II ya que se reduce la gruesa metálica, y logran soportan presiones superiores a los de tipo I y II, cerca de los 700 bar. Estos depósitos son más caros que los anteriormente mencionados.
- **Tipo IV:** Similares a los de tipo III pero la capa interior (liner) está fabricada en polímero en lugar de metal. Soportan las mismas presiones que los de tipo III teniendo un peso algo menor. Sin embargo, la difusividad del hidrógeno a través de la capa interior es mayor, lo que puede provocar un problema de seguridad.

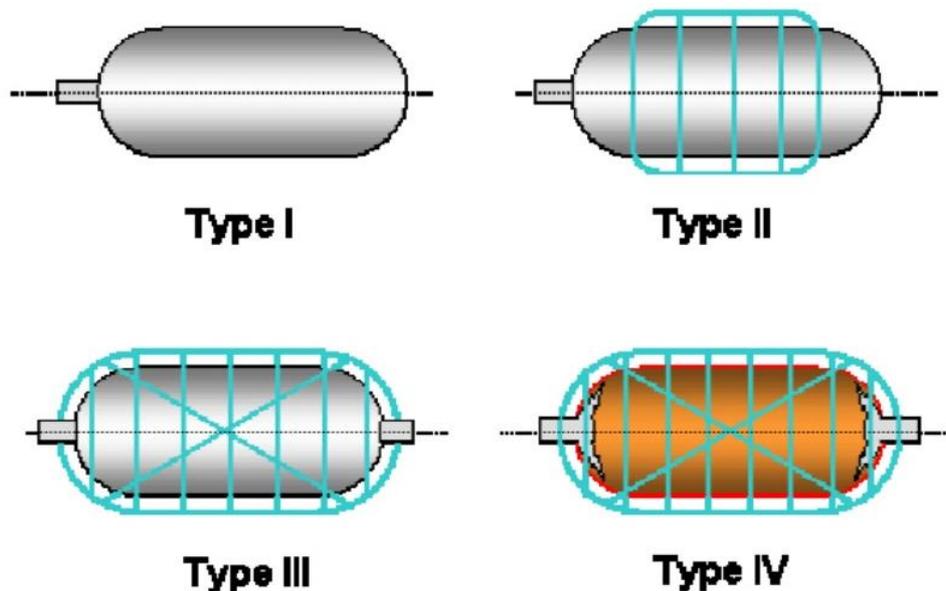


Figura 21. Tipos de depósitos para almacenamiento de hidrógeno comprimido. Fuente: [21]

#### 4.2.2 Almacenamiento de hidrógeno líquido

Otra forma de almacenar hidrógeno es en estado líquido, en el que presenta una densidad energética por unidad de volumen superior que en el caso del hidrógeno comprimido. En este método se consigue una reducción del volumen y el peso mayor que en el almacenamiento de hidrógeno comprimido, por lo que se eliminan los principales problemas asociados.

El problema fundamental de esta tecnología es que por encima de  $-252,87\text{ °C}$  no tenemos hidrógeno líquido, por lo que para llegar a esas temperaturas criogénicas que necesita el hidrógeno para licuarse se consumirá un gasto de energía bastante elevado, alrededor del 30% o 40% del poder calorífico del hidrógeno se pierde en la producción. Es por esto que actualmente se están desarrollando procesos de licuefacción más eficientes.

## Hydrogen Liquefaction: Liquefaction Energy per kg Hydrogen

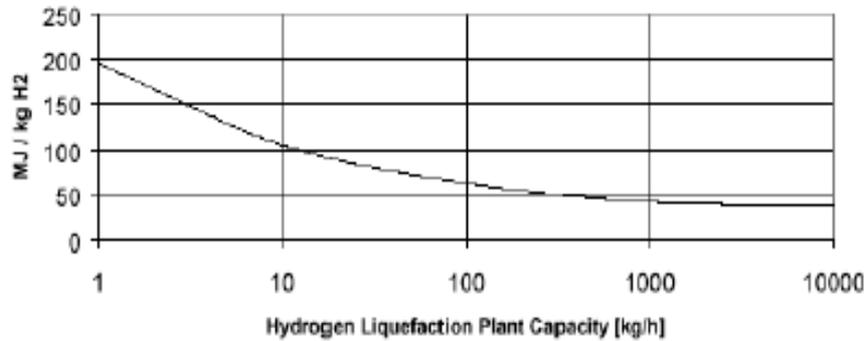


Figura 22. Energía necesaria para licuar hidrógeno. Fuente: [19]

Para almacenar el hidrógeno a temperaturas tan bajas se utilizan depósitos con dos paredes entre las que se hace vacío para evitar así las pérdidas o la transferencia de calor al líquido por conducción, convección o radiación. También se suelen construir tanque de doble capa con un fluido criogénico entre estas capas que actúa como aislante. Estos aislamientos conllevan un aumento significativo del coste del sistema, por lo que económicamente es más caro que el método de compresión.

Un sistema de licuefacción muy extendido es el “*método Linde*” como se muestra en la siguiente figura:

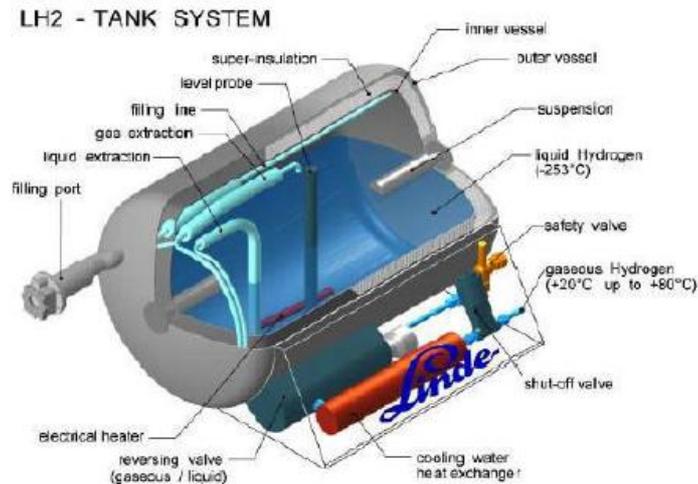


Figura 23. Depósito de almacenamiento de hidrógeno líquido. Fuente: [22]

Estos tanques suelen estar contruidos de acero inoxidable o de aleaciones de aluminio resistentes a la corrosión en las partes exteriores del depósito, teniendo un espesor de las paredes de más de 2 mm. En el interior se suele usar componentes con baja conductividad térmica como fibras de plástico con carbono o vidrio.

El almacenaje de hidrógeno líquido en estos depósitos suele transferir siempre algo de calor al interior, por lo que con el paso del tiempo provocará evaporación de parte del hidrógeno y con ello un aumento de la presión del tanque que tiene siempre una capacidad de sobrepresión. Si se supera está presión máxima en el recipiente se abre una válvula que ventea el interior, evitando así sobrepresiones que conlleven a accidentes.

Estos sistemas de almacenamiento tienen otra serie de problemas debido a las temperaturas criogénicas, como el riesgo de quemaduras por contacto con el hidrógeno licuado a tan baja temperatura. Otro riesgo debido a las bajas temperaturas es que pueden provocar un incendio o explosión si las tuberías y los depósitos del sistema no están bien aislados, ya que condensaría el aire generando una alta concentración de oxígeno que podría reaccionar si cae sobre combustible y provocar un accidente.

### 4.2.3 Almacenamiento de hidrógeno sólido

Se puede almacenar hidrógeno en materiales en estado sólido como hidruros metálicos compuestos y nanoestructuras de carbono.

Los hidruros metálicos son un grupo de compuestos que absorben hidrógeno reversiblemente bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. Tienen rápida cinética de absorciones y liberaciones de hidrógeno. Existen multitud de hidruros metálicos de base zirconio con titanio, vanadio y níquel, otros hidruros activados de magnesio, etc.

La gran importancia de este tipo de hidruros metálicos es que al almacenarse el hidrógeno sobre un sólido se pueden adaptar a las necesidades de cada aplicación haciendo que estos sistemas sean más seguros comparados con otros sistemas de almacenamiento. Aunque también presentan problemas como que suelen romperse en finas partículas después de varias absorciones y liberaciones de hidrógeno, así como también es que son muy sensibles a impurezas, por lo que una cantidad ínfima de oxígeno o monóxido de carbono pueden provocar que estos hidruros dejen de absorber más hidrógeno.

Las nanoestructuras de carbono debido a su gran área superficial, a su baja densidad y a su gran volumen de poros tienen grandes ventajas a la hora de almacenar hidrógeno. Actualmente se estudian diferentes estructuras con base de carbono, como los nanotubos, que además de ser materiales ligeros permiten una alta densidad de almacenamiento de hidrógeno. Esta investigación está aún en fase de desarrollo y se centra en proporcionar diferentes técnicas de fabricación para poder reducir costes. Dentro de las distintas configuraciones de nanoestructuras se están investigando principalmente las nanofibras de grafito, los nanotubos de carbono de pared simple y los de pared compuesta.

Si se compara la forma de almacenar hidrógeno (gaseoso, líquido o sólido), el hidrógeno almacenado en forma sólida tiene como ventajas que ocupa menor volumen, menor presión de almacenamiento y mayor pureza del hidrógeno.

## 4.3 Pilas de combustible

Una pila de combustible es básicamente un dispositivo electroquímico capaz de convertir directamente la energía química en energía eléctrica. Este proceso se da debido a la reacción química controlada que ocurre en el interior de este dispositivo, y que emplea como reactivos el combustible y un elemento oxidante (normalmente oxígeno del aire), al reaccionar generan unos productos (agua) y electricidad (en forma de corriente continua y calor) que se extrae del dispositivo a un circuito externo para su uso. La pila de combustible utiliza por tanto la energía química para producir electricidad de forma limpia y eficiente. Además, estos dispositivos son únicos en cuanto a la variedad de aplicaciones que tienen ya que pueden proporcionar energías tan grandes como para generar la electricidad necesaria en hospitales, zonas residenciales o industria, o en pequeñas aplicaciones portátiles que precisan muy poca energía.

Las pilas de combustible pueden funcionar conectadas a la red como aplicaciones distribuidas o como sistemas auxiliares de energía para garantizar el suministro eléctrico. Otra forma de funcionamiento es la aislada para aplicaciones no conectadas a la red de distribución en lugares donde no existan redes eléctricas, consiguiéndose en estos casos el autoconsumo energético.

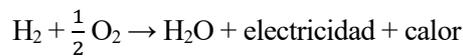
Los beneficios de este tipo de tecnología respecto a los sistemas convencionales basados en la combustión para la obtención de energía son que las pilas de combustible pueden funcionar con eficiencias más altas que los motores de combustión al no estar condicionadas por el ciclo de Carnot, tienen menos emisiones ya que solo emiten agua por lo que no se genera dióxido de carbono, y son más silenciosas en su funcionamiento que los motores de combustión.

El principal inconveniente del uso de pilas de combustible en la actualidad es que son muy costosas debido a que aún no es una tecnología madura en el sector energético, por lo que su fabricación al no hacerse a gran escala es más costosa que otras. Además de que el combustible con el que funcionan (hidrógeno) tiene un proceso de obtención que también es costoso comparado con otros combustibles. Las pilas de combustible pueden presentar inconvenientes debido a que el hidrógeno es un gas que es difícil tanto de almacenar como de distribuir, por lo que hoy en día se está investigando sistemas que optimicen su almacenamiento y distribución.

### 4.3.1 Funcionamiento de las pilas de combustible

El funcionamiento en el que se fundamentan las pilas de combustible es el inverso al funcionamiento del electrolizador, por lo que el hidrógeno y el elemento oxidante reaccionan en un proceso electroquímico generando electricidad, vapor de agua y calor. La pila de combustible funciona como una especie de batería que no se agota ni necesita recargarse siempre que se esté suministrando combustible (hidrógeno). Como en el caso del electrolizador consta de dos electrodos, el ánodo (electrodo negativo) y el cátodo (electrodo positivo), separados por un electrolito sólido o líquido. Cada electrodo de alta conductividad eléctrica está alimentado de forma continua por el combustible y por el elemento oxidante, el ánodo se alimenta continuamente de combustible (hidrógeno) y el cátodo se alimenta del elemento oxidante (oxígeno o aire). En la parte del ánodo el hidrógeno entrante se disocia en protones y electrones por la acción de un catalizador, los protones cruzan el electrolito hacia el cátodo y los electrones viajan por un circuito externo produciendo corriente eléctrica continua. Estos electrones están forzados a pasar a través del circuito externo ya que la membrana interior (electrolito) está aislado eléctricamente.

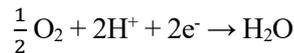
La reacción global de la pila de combustible se escribe de la siguiente forma:



En el ánodo se produce la reacción de oxidación del combustible (hidrógeno) liberando electrones y protones, con la siguiente reacción:



En el cátodo se produce la reducción del oxígeno del aire consumiendo electrones y protones, con la siguiente reacción:



Las pilas de combustible son una suma de pilas individuales (células o celdas de combustible, fuel cell) en serie para lograr la tensión deseada de salida (stack). Para que las pilas de combustible funcionen de manera totalmente sostenible y renovable, se debe usar como combustible hidrógeno verde que no tiene asociado ninguna huella de carbono.

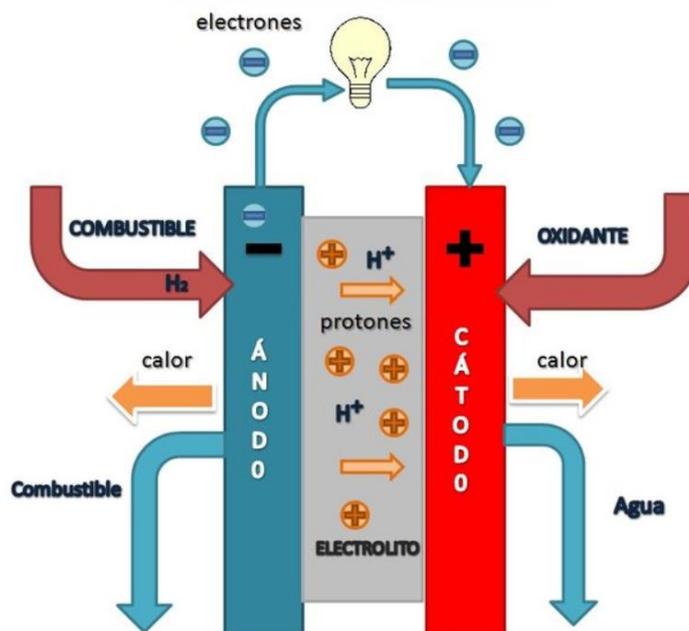


Figura 24. Esquema de pila de combustible. Fuente: [16]

### 4.3.2 Tipos de pilas de combustible

Las pilas de combustible se clasifican generalmente por el tipo de electrolito que utilizan, ya que determinará las características principales que tendrá la pila de combustible. Dependiendo del tipo de electrolito que se use las características de la pila serán diferentes, así como también sus posibles campos de aplicación. Las pilas de combustible más utilizadas son las siguientes:

- Pila de combustible de membrana de intercambio protónico (PEMFC).
- Pila de combustible alcalina (AFC).
- Pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC).
- Pila de combustible de carbonatos fundidos (MCFC).
- Pila de combustible de óxido sólido (SOFC).
- Pila de combustible de metanol (DMFC).

En la tabla que se muestra a continuación se refleja un resumen de las propiedades y características principales de estos tipos de pilas empleadas en la actualidad:

	<b>PEMFC</b>	<b>AFC</b>	<b>PAFC</b>	<b>MCFC</b>	<b>SOFC</b>	<b>DMFC</b>
<b>Electrolito</b>	Membrana de polímero sólido	Solución alcalina	Ácido fosfórico	Carbonatos fundidos	Óxido sólido	Membrana de polímero sólido
<b>Temperatura de operación</b>	60-80 °C	70-220 °C	200-250 °C	600-800 °C	800-1000 °C	50-120 °C
<b>Eficiencia</b>	40-60 %	60 %	40 %	60 %	60 %	30 %
<b>Rango de potencia</b>	5-250 kW	5-150 kW	50 kW - 11 MW	100 kW - 2 MW	100-250 kW	5 kW
<b>Tiempo de encendido</b>	Bajo	Medio	Alto	Alto	Alto	Bajo
<b>Ventajas</b>	Baja temperatura y arranque rápido	Alta eficiencia	Acepta H <sub>2</sub> con impurezas	Alta eficiencia, admite variedad de catalizadores	Alta eficiencia, admite variedad de catalizadores	No hay reformado combustible, transporte metanol
<b>Desventajas</b>	Alto costo del catalizador de platino y sensible a impurezas	Sensible al CO <sub>2</sub> del aire	Alto costo del catalizador, arranque lento y baja densidad de potencia	Arranque lento y corrosión por altas temperaturas	Arranque lento y corrosión por altas temperaturas	Eficiencia baja
<b>Aplicaciones</b>	Transporte, residencial y aplicaciones portátiles	Industria aeroespacial y militar	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Generación eléctrica distribuida y calor	Aplicaciones portátiles de pequeño tamaño

Tabla 4. Propiedades y características de los principales tipos de pilas de combustible. Fuente: [42]

Como se aprecia en esta tabla las aplicaciones de cada tipo de pila son diferentes, ya que se consideran características como el tiempo de arranque, la eficiencia, el costo y el rango de potencia necesario para cada aplicación.

Las características y el funcionamiento de cada pila de combustible citadas en la tabla anterior se muestran aquí:

**- PEMFC:**

Estas pilas de combustible de membrana de intercambio protónico tienen como electrolito un polímero orgánico sólido que contiene ácidos sulfónicos perfluorados, con eficiencias eléctricas entre el 40 y 60 %. Operan a temperaturas en torno a 60 - 80 °C para mantener el electrolito hidratado en todo momento, limitando la temperatura de operación por debajo de los 100 °C. Este rango de temperaturas relativamente bajo de funcionamiento hace que tengan un arranque rápido al necesitar poco tiempo de calentamiento. Este tipo de pilas proporcionan una alta densidad de potencia, siendo menos pesadas y voluminosas que otro tipo de pilas, además responden bien a las variaciones de demanda. Solo necesitan hidrógeno, oxígeno y agua para funcionar, utilizando el polímero sólido como electrolito y un catalizador de aleación de platino.

Esta tecnología al trabajar a temperaturas más bajas tiene un desgaste menor de los componentes que conforman el dispositivo, lo que hace que tengan una mayor durabilidad. Se estima una larga vida útil de este tipo de pilas PEMFC demostrando valores próximos a 80000 horas de funcionamiento con un mantenimiento mínimo. Se puede conseguir hasta un 50% de la potencia producida por la pila de forma inmediata a temperatura ambiente, mientras que tarda unos pocos minutos en alcanzar la temperatura óptima y producir la máxima potencia.

En la siguiente figura se puede ver el esquema básico del funcionamiento de una pila de combustible de tipo PEMFC:

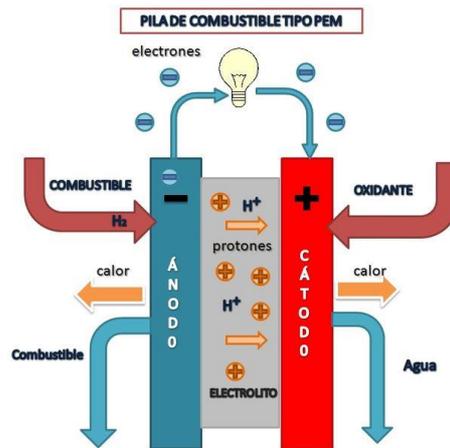
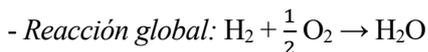
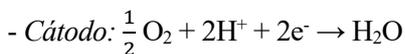
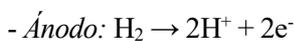


Figura 25. Esquema funcionamiento pila de combustible PEMFC. Fuente: [16]

Las reacciones que se producen en la celda de combustible son las siguientes:



La ventaja principal de este tipo de pilas de combustible es su capacidad para adaptarse a cualquier aplicación, desde potencias muy bajas hasta muy altas, y además se puede usar tanto en aplicaciones estacionarias como estacionarias debido a su rápida puesta en marcha al funcionar a temperaturas relativamente bajas. Esto hace que sea un tipo de pila ideal tanto para vehículos de transporte, debido a su buena relación potencia/peso y alta densidad de potencia, como para otras aplicaciones estacionarias. El inconveniente principal de estas pilas de combustible es que necesitan el catalizador de un metal noble (platino) para su funcionamiento lo que encarece el costo del dispositivo.

- **AFC:**

Las pilas de combustible alcalinas fueron una de las primeras tecnologías de pilas de combustible desarrolladas. Este tipo de pilas usa como electrolito una solución de hidróxido de potasio en agua y pueden usar variedad de metales no preciosos como catalizador en el ánodo y cátodo. Estas pilas funcionan según los fundamentos de las pilas de combustible básicas o alcalinas, a diferencia de las PEM convencionales que trabajan de forma ácida.

Estas pilas pueden trabajar en rangos de altas temperaturas entre 100 – 220 °C, no obstante, en la actualidad también hay pilas AFC que funcionan a rangos de temperatura un poco más bajos.

En la siguiente figura se puede ver el esquema básico del funcionamiento de una pila de combustible de tipo AFC:

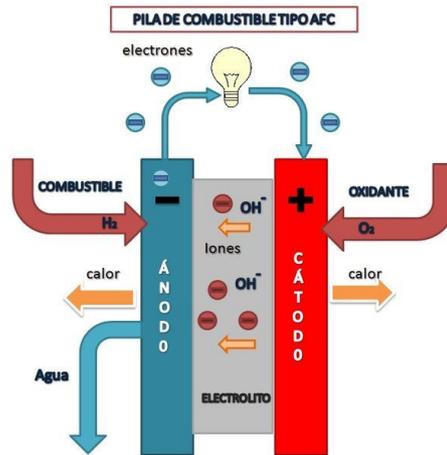
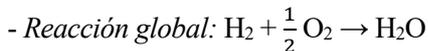
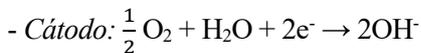


Figura 26. Esquema funcionamiento pila de combustible AFC. Fuente: [16]

Las reacciones que se producen en la celda de combustible son las siguientes:



Las ventajas de este tipo de pilas de combustible son fundamentalmente que las pilas AFC tienen un alto rendimiento dada la velocidad a la que se producen las reacciones en su interior, demostrando eficiencias de más de un 60%. Además de que tienen un menor coste de fabricación debido a que los materiales de construcción son más baratos al no llevar por ejemplo metales nobles. Estas pilas al ser básicas tienen también menores pérdidas de activación. El inconveniente principal de este tipo de pilas es que son susceptibles al envenenamiento por dióxido de carbono, ya que el electrolito que tienen estas pilas reacciona con facilidad con el CO<sub>2</sub>, ocasionando una disminución de la efectividad y afectando a la durabilidad de la celda debido a la formación de carbonatos. Por lo que hay que es necesario purificar tanto el hidrógeno como el oxígeno utilizados con lo que aumenta el coste de la pila.

- **PAFC:**

Las pilas de combustible de ácido fosfórico utilizan como electrolito ácido fosfórico líquido, su funcionamiento es similar a las pilas de membrana, pero a una temperatura muy superior, aproximadamente de 200 °C. A temperaturas más bajas de 150 °C el ácido fosfórico es un pobre conductor iónico. Las pilas PAFC son consideradas como las pilas de primera generación modernas, fueron de las primeras en comercializarse y su nivel de madurez tecnológica actualmente es alto. En sus electrodos usan carbono poroso que contiene un catalizador de platino.

En la siguiente figura se puede ver el esquema básico del funcionamiento de una pila de combustible de tipo PAFC, similar al de tipo PEMFC:

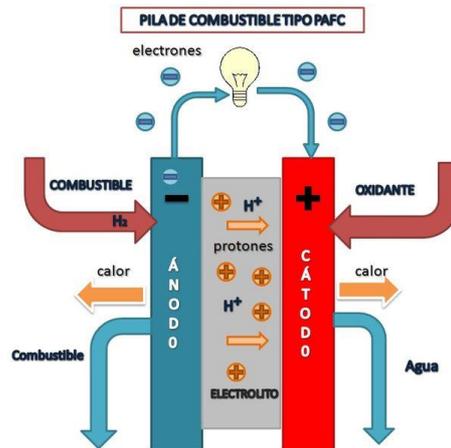


Figura 27. Esquema funcionamiento pila de combustible PAFC. Fuente: [16]

Este tipo de pilas son utilizadas frecuentemente en sistemas de cogeneración, se suelen instalar en edificios con alta demanda energética ya que pueden proporcionar potencias del orden de 10 MW. Además, las pilas PAFC son más tolerantes a las impurezas de CO que otros tipos de pilas. La eficiencia que presentan estas pilas ronda valores cercanos al 40% de electricidad, pero cuando se utilizan con cogeneración presentan eficiencias de hasta un 85% de electricidad y calor. La eficiencia de las PAFC como generadoras de electricidad supera por poco a las centrales eléctricas de combustión. Como principales inconvenientes las pilas PAFC son menos potentes que otras pilas del mismo tamaño, por lo que para conseguir potencias similares se necesita una pila más grande y pesada. Estas pilas al poseer un catalizador de platino encarecen el precio de coste de fabricación final comparado con otro tipo de pilas que no necesitan metales nobles. Sus usos suelen ser para aplicaciones estacionarias y constantes ya que necesitan un largo periodo de arranque para alcanzar la temperatura de funcionamiento adecuada.

#### - MCFC:

Las pilas de combustible de carbonato fundido son pilas que funcionan a alta temperatura utilizando una mezcla de sal de carbonato fundido en óxido de aluminio y litio de cerámica porosa. Estas pilas funcionan en un rango de altas temperaturas entre 600 - 800 °C, que hace que se puedan utilizar metales no preciosos como catalizadores abaratando así el coste de fabricación.

La eficiencia eléctrica actual de esta pila puede alcanzar un 60% con generaciones de potencia que pueden llegar hasta los 2 MW. Cuando se captura y se utiliza el calor residual que genera la pila en su funcionamiento se logran eficiencias globales de hasta el 85%.

A diferencia de otras pilas las MCFC no necesitan un reformador externo para extraer el hidrógeno de combustibles como el gas natural, ya que al trabajar a altas temperaturas el metano y otros hidrocarburos se transforman en hidrógeno dentro de la propia celda de combustible (reformado interno) lo que hace que se reduzcan los costos.

En la siguiente figura se puede ver el esquema básico del funcionamiento de una pila de combustible de tipo MCFC:

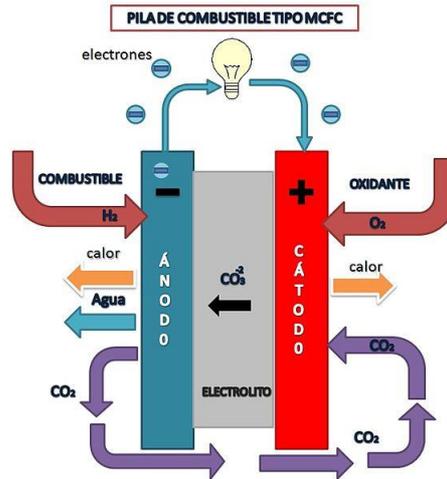
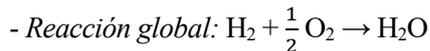
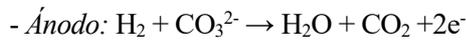


Figura 28. Esquema funcionamiento pila de combustible MCFC. Fuente: [16]

Las reacciones que se producen en la celda de combustible son las siguientes:



Las grandes ventajas de este tipo de pilas es que son bastante eficientes y menos costosas que las que usan catalizadores con metales nobles, además de que no son propensas a las contaminaciones por  $\text{CO}_2$  o  $\text{CO}$ . Las desventajas principales es la durabilidad de la pila, ya que a trabajar a alta temperatura se acelera la corrosión de los componentes del dispositivo, reduciendo así la vida útil de la pila de combustible. Además, otro efecto de trabajar a alta temperatura es su elevado tiempo de puesta en marcha, por lo que este tipo de pila se suele utilizar para aplicaciones estacionarias que no requieran encendidos y apagados continuos.

- **SOFC:**

Las pilas de combustible de óxido sólido usan como electrolito un material sólido cerámico fabricado a base de cerámica de metal (como calcio o circonio) y óxidos. El rango de temperatura de funcionamiento es muy alto, alcanzando temperaturas entre 800 - 1000 °C. Estos valores tan altos de temperaturas eliminan la necesidad de usar catalizadores de metales nobles, reduciendo de este modo el costo. Este tipo de pilas también permite el reformado de combustibles internamente lo que permite utilizar una mayor variedad de combustibles sin tener que reformar el combustible externamente, eliminando de este modo el costo del reformado en el caso que sea necesario.

Estas pilas pueden generar potencias de hasta 250 kW con eficiencias eléctricas cerca del 60%, pero en aplicaciones en los que se reutiliza el calor que desprende la pila (cogeneración), la eficiencia global del combustible puede llegar hasta el 80%.

En la siguiente figura se puede ver el esquema básico del funcionamiento de una pila de combustible de tipo SOFC:

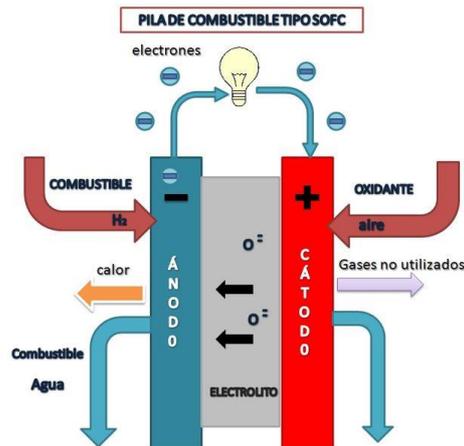
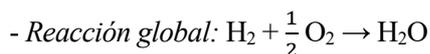
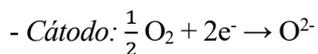
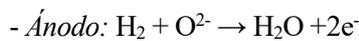


Figura 29. Esquema funcionamiento pila de combustible SOFC. Fuente: [16]

Las reacciones que se producen en la celda de combustible son las siguientes:



Algunas ventajas de este tipo de pilas son que no se contaminan con el CO, incluso pueden llegar a utilizarlo como combustible, permitiendo el uso de gases que provienen del carbón. Además, como se ha mencionado anteriormente poseen una alta eficiencia de generación de potencia a un bajo coste de fabricación por no utilizar metales nobles. Las desventajas principales son que al funcionar a tan alta temperatura tienen grandes problemas de durabilidad, asimismo debido a la elevada temperatura de funcionamiento tiene como consecuencia un arranque lento y necesitan un blindaje térmico importante para retener el calor y proteger al personal. Con lo que limita las aplicaciones móviles como el transporte. Su principal uso es en aplicaciones estacionarias que puedan controlar estas altas temperaturas sin ningún tipo de problema.

#### - DMFC:

Las pilas de combustible de metanol de forma similar que las PEMFC usan una membrana polimérica de electrolito, pero este tipo de pila funciona con metanol puro que se mezcla con agua alimentando directamente el ánodo de la celda de combustible. Tiene una eficiencia eléctrica relativamente baja de un 30% aproximadamente, con un rango de temperatura de funcionamiento entre 50 – 120 °C.

La ventaja principal de este tipo de pilas es que no tienen los problemas asociados del hidrógeno en cuanto a almacenamiento y transporte, ya que el metanol tiene mayor densidad de energía que el hidrógeno. Al ser líquido su transporte y almacenamiento es más sencillo ya que se puede usar la infraestructura de la gasolina que existe actualmente. Además, debido a su baja temperatura de funcionamiento tiene un arranque rápido por lo que se suele utilizar este tipo de pilas de combustible en aplicaciones portátiles de pequeño tamaño debido a que genera poca potencia eléctrica, su uso es utilizado por ejemplo en teléfonos móviles, portátiles y pequeños dispositivos electrónicos.

En la siguiente figura se puede ver el esquema básico del funcionamiento de una pila de combustible de tipo DMFC:

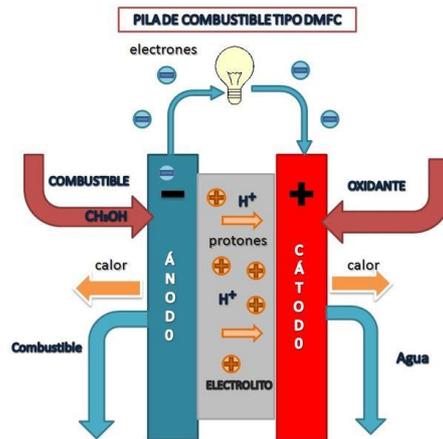


Figura 30. Esquema funcionamiento pila de combustible DMFC. Fuente: [16]

#### 4.4 Aplicaciones del hidrógeno

El área de aplicación de los sistemas basados en hidrógeno engloba a todas aquellas tecnologías que utilizan de alguna forma u otra el hidrógeno una aplicación final. Pueden ser aplicaciones estacionarias, móviles, sistemas de transporte e integración en dispositivos de bajas potencias.

El hidrógeno es usado en muchas aplicaciones de tipo industrial, tanto aplicaciones convencionales más tradicionales como en aplicaciones más novedosas. Algunas de estas aplicaciones del hidrógeno más tradicionales son la síntesis de amoníaco, refinerías de petróleo, plantas de producción de metanol, industria farmacéutica, industria de alimentación, industria de electrónica, etc. Otras aplicaciones de uso más novedoso del hidrógeno son las pilas de combustible o como utilización directa de combustible en motores o turbinas de gas. Las aplicaciones del hidrógeno son muy amplias y actualmente se encuentra en un punto de expansión debido a que es una alternativa para la descarbonización del planeta como para la acumulación de energía.

Estas aplicaciones del hidrógeno pretenden mejorar la eficiencia energética y reducir los gases contaminantes de efecto invernadero, por lo que tienen como objeto común los siguientes puntos:

- Investigación, desarrollo y optimización de sistemas de hidrógeno en redes eléctricas basadas en energías renovables para almacenamiento de energía y generación.
- Desarrollo, experimentación e innovación en vehículos propulsados por hidrógeno, así como la integración de pilas de combustible en pequeñas aplicaciones móviles.
- Modelado e implementación de sistemas energéticos que incorporen sistemas de hidrógeno.

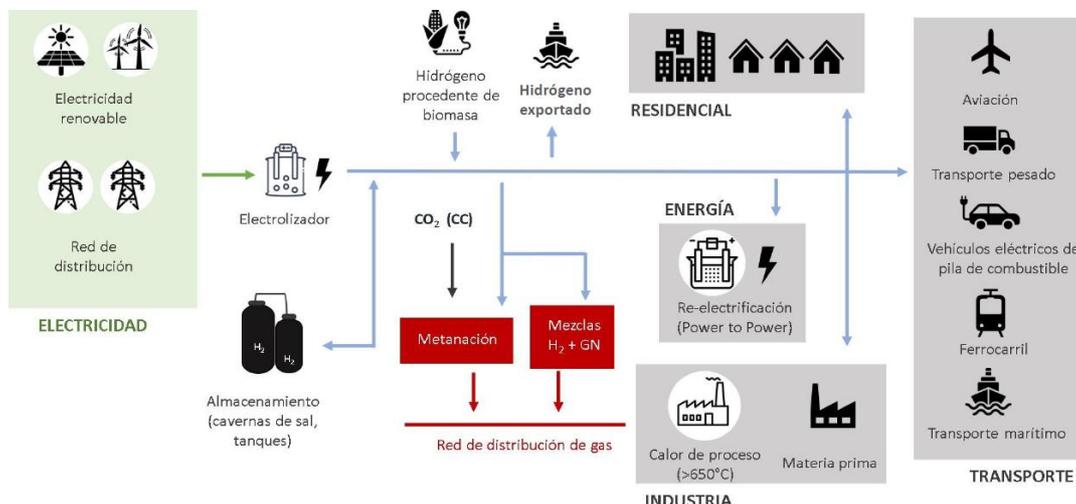


Figura 31. Cadena de valor del hidrógeno. Fuente: [23]

La ventaja principal del hidrógeno por la que se puede considerar la energía del futuro es que el hidrógeno es un vector energético muy versátil y no contaminante, a partir de él se puede producir energía eléctrica, mecánica o térmica, con rendimientos bastante altos respecto a otras tecnologías y sin ningún tipo de emisión de CO<sub>2</sub> ya que solo produce agua como producto.

Uno de los usos del hidrógeno que en el futuro podría jugar un papel fundamental es su uso residencial y doméstico, ya que si esta tecnología logrará abarataarse, se utilizarían pilas de combustible y electrolizador para almacenar en forma de hidrógeno la energía eléctrica sobrante de las placas fotovoltaicas y posteriormente usarla cuando haya demanda. Esta aplicación del hidrógeno podría generar toda la energía necesaria para la vivienda, haciendo este método totalmente sostenible.

Actualmente también se están desarrollando buques marinos propulsados por hidrógeno con cero emisiones, ya que son uno de los principales contribuyentes en el transporte de las emisiones de gases de efecto invernadero. También se están desarrollando vehículos que funcionan con pilas de combustible, principalmente de hidrógeno, ya que permiten recorrer más distancia empleando menos combustible que un vehículo tradicional debido a la gran eficiencia energética que ofrecen las pilas. Su uso se está aplicando cada vez más a vehículos de gran tamaño debido a que pueden almacenar más cantidad de hidrógeno sin que suponga un aumento considerable del peso del vehículo.

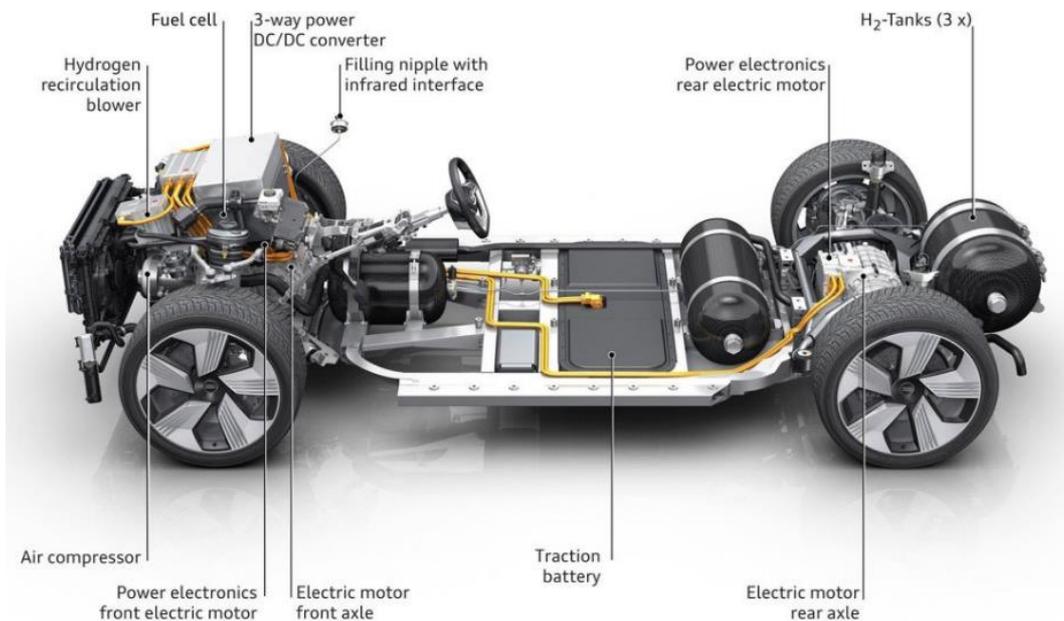


Figura 32. Vehículo propulsado por pila de combustible de hidrógeno. Fuente: [24]



## 5 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES

En este capítulo se explicarán los dispositivos principales que se utilizarán en el sistema híbrido del proyecto, que incluye paneles fotovoltaicos, electrolizador, pila de combustible y depósito de hidrógeno. Además, se comentarán algunos aspectos básicos que afectan al sistema, aspectos climáticos y técnicos que justificarán la elección de cada componente. En el apartado séptimo, “*Modelización en TRNSYS*”, se procederá a entrar en detalle y dimensionar cada dispositivo de todo el sistema, tanto de los componentes principales mostrados en este apartado como otros elementos necesarios para su funcionamiento.

El esquema básico de los componentes principales del sistema híbrido es el siguiente:

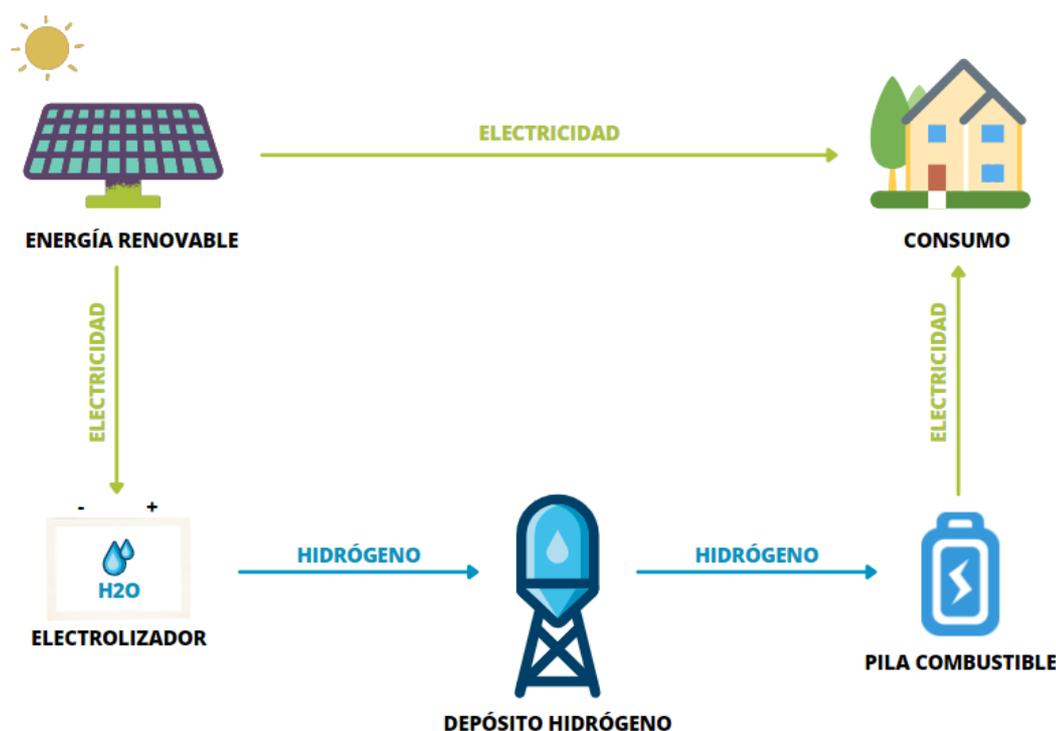


Figura 33. Esquema básico sistema híbrido. Fuente: [42]

### 5.1 Paneles fotovoltaicos

El sistema de paneles solares fotovoltaicos es el sistema encargado de generar energía eléctrica renovable de manera sostenible.

Los paneles fotovoltaicos están formados por células fotosensibles conectadas entre sí que aprovechan la energía del Sol, transformando la radiación solar lumínica en energía eléctrica. Para ello usan materiales semiconductores que absorberán los fotones de luz convirtiéndolos en una corriente de electricidad. Tal y como se explicó en los apartados anteriores existen varios tipos de células fotovoltaicas, en este proyecto se ha optado por utilizar paneles contruidos con silicio monocristalino, por su buen rendimiento respecto a los demás.

Las placas de silicio monocristalino fabricadas suelen tener similares características y constitución, dependiendo del fabricante difieren entre sí aspectos como la calidad de los materiales usados y la tecnología que lleva la placa. Esto afectará al rendimiento, durabilidad y potencia eléctrica generada del panel, existiendo en el mercado una amplia variedad de placas monocristalinas de diferentes características.

La orientación e inclinación de instalación de los paneles es una parte fundamental para que el panel fotovoltaico funcione al máximo rendimiento posible. El ángulo de inclinación es el ángulo que forma la superficie de la placa con el plano horizontal, siendo  $0^\circ$  para un panel horizontal y  $90^\circ$  para un panel vertical. El acimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol. Determinar estos ángulos apropiados para la latitud en donde se vaya a instalar el sistema fotovoltaico es fundamental para que la radiación solar llegue perpendicularmente al panel y de esta forma aprovechar la máxima radiación. Lo ideal sería instalar paneles en una estructura que se adapte tanto en inclinación como en orientación a las diferentes horas del día y a cada día del año, para estar de este modo siempre perpendicular a la radiación que llega al panel. Sin embargo, este tipo de instalaciones con seguidores solares son mucho más costosas teniendo además un mantenimiento elevado. Por este motivo en este proyecto se utilizará una estructura con una orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos fija.

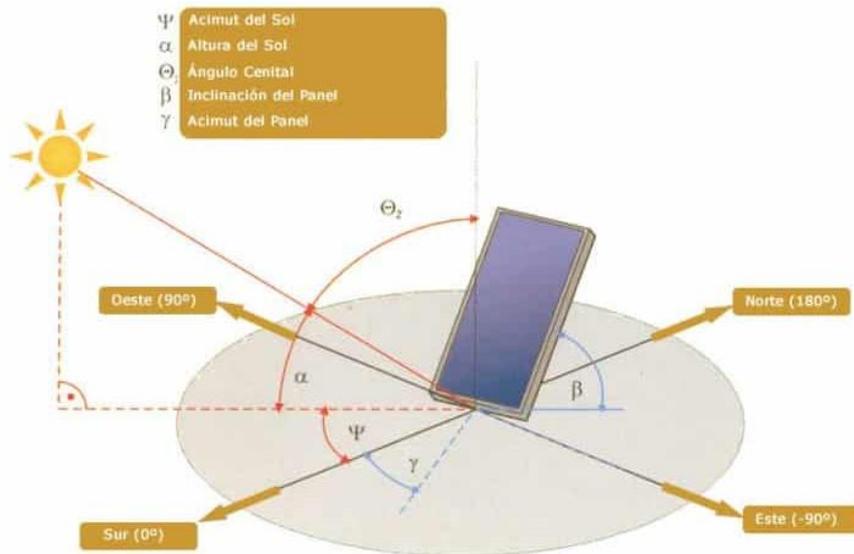


Figura 34. Esquema de orientación e inclinación de un panel fotovoltaico. Fuente: [25]

La corriente eléctrica que genera un panel fotovoltaico es corriente eléctrica continua a una tensión constante, por lo que necesitan un inversor de corriente para transformar la energía generada antes de usarla en hogar a corriente alterna. Cada panel se fabrica para generar una potencia máxima que se conoce como watio-pico ( $W_p$ ), siendo la potencia que puede proporcionar la placa a una intensidad de radiación constante de  $1000 \text{ W/m}^2$ , a una temperatura de las celdas fotovoltaicas de  $25^\circ \text{C}$  y un coeficiente de masa de aire AM1.5. Estos paneles solares se pueden conectar tanto en paralelo como en serie, variando de esta forma la tensión y la intensidad dependiendo de la aplicación del sistema fotovoltaico.



Figura 35. Panel fotovoltaico de silicio monocristalino genérico. Fuente: [26]

## 5.2 Pila de combustible de membrana de intercambio protónico (PEMFC)

La pila de combustible será la encargada de generar electricidad y calor cuando el sistema híbrido lo requiera, esto sucederá cuando los paneles fotovoltaicos no satisfagan la demanda energética del edificio.

En este caso debido a la variedad de pilas de combustible que existen, se ha elegido la pila de combustible de membrana de intercambio protónico (PEMFC), debido a las siguientes ventajas en este proyecto:

- Simplicidad de funcionamiento y bajo mantenimiento.
- Rango de temperatura de funcionamiento bajo, arranque rápido y menor desgaste.
- Alta densidad de potencia, pila menos voluminosa y pesada.
- Eficiencia eléctrica entre el 40-60 %.
- Vida útil larga, hasta 65000 horas de funcionamiento con bajo mantenimiento.

Estas son algunas de las razones principales por las que se usa este tipo de tecnología para la pila de combustible. Este tipo de pila, aunque no es la de menor coste, si que proporciona para nuestro proyecto la mejor opción en cuanto a coste-rendimiento, ya que es capaz de generar las potencias demandas rápidamente, con un bajo mantenimiento y un coste aceptable respecto a otros tipos de pilas de combustible que satisfagan la exigencia del proyecto.

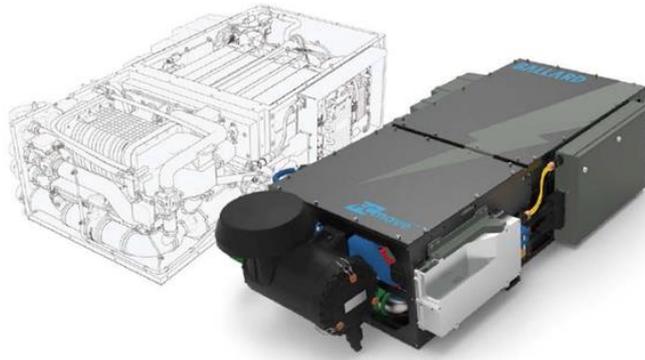


Figura 36. Pila de combustible PEMFC de BALLARD. Fuente: [27]

## 5.3 Electrolizador

El electrolizador es otro componente fundamental del sistema híbrido del proyecto, ya que es el encargado de generar hidrógeno a partir de agua y una corriente eléctrica. Dicho hidrógeno será necesario para el funcionamiento de la pila de combustible.

En apartados anteriores se vieron los diferentes métodos de obtención de hidrógeno, para este proyecto se utilizará el método de la electrólisis del agua, ya que de esta forma generaremos un hidrógeno verde totalmente sostenible. El proceso de electrólisis del agua es inverso al de la pila de combustible, por lo que se necesita agua y una corriente eléctrica para obtener hidrógeno y oxígeno. Este hidrógeno generado en el electrolizador se almacenará en un acumulador (depósito) apropiado para este gas. Se utilizará un electrolizador con membrana polimérica ya que presenta las siguientes ventajas:

- Solo necesita agua y electricidad.
- Sin emisiones de gases contaminantes (si la electricidad proviene de fuentes renovables).
- No precisa de sustancias corrosivas y tiene un rango de temperatura relativamente bajo.
- Pureza del hidrógeno muy alta con este proceso.
- Construcción modular, adaptabilidad para diferentes situaciones.
- Eficiencia alta de los electrolizadores, entre un 65 – 80 %.



Figura 37. Electrolizador PEM de NEL HYDROGEN. Fuente: [28]

El funcionamiento que tendrá este electrolizador de membrana polimérica en el sistema es fundamental ya que generará hidrógeno, con la corriente eléctrica sobrante del sistema fotovoltaico y con una corriente entrante de agua, que se almacenará en un acumulador para transformarlo mediante una pila de combustible cuando sea necesario en electricidad. De esta forma el sistema híbrido aprovecha el exceso de energía eléctrica generada por las placas fotovoltaicas para generar el hidrógeno necesario para la pila de combustible, por lo que el sistema será autosuficiente. La gran ventaja de usar un electrolizador en un sistema combinado de placas fotovoltaicas y pila de combustible es que no haría falta comprar el hidrógeno necesario para el funcionamiento de la pila. Además del ahorro económico que supone no tener que comprar hidrógeno, se generará un hidrógeno verde sin huella de carbono con lo que se tendrán beneficios ambientales además de económicos.

## 5.4 Depósito de hidrógeno

El depósito o acumulador de hidrógeno será el dispositivo del sistema que almacene el hidrógeno generado por el electrolizador, que proporcione  $H_2$  a la pila de combustible cuando el controlador lo requiera. Este elemento es necesario para almacenar el exceso de energía en forma de hidrógeno del sistema. Como se vio anteriormente el hidrógeno es un gas que necesita en comparación con otros combustibles depósitos de mayor volumen para almacenar la misma cantidad de energía debido a su baja densidad energética por unidad de volumen.

En este proyecto se utilizará un depósito de hidrógeno gaseoso comprimido, ya que aunque existen otros métodos de almacenamiento de hidrógeno en forma líquida o sólida, se opta por la opción de gas comprimido ya que es la forma más habitual de almacenar hidrógeno y la que cuenta con mayor experiencia. Este método de almacenamiento de gas comprimido es accesible y de bajo coste respecto a otros métodos diferentes. La ventaja principal de este tipo de almacenamiento es que los tiempos de carga y descarga del depósito son cortos, ideal para el sistema híbrido del proyecto ya que responderá rápidamente a las variaciones de carga tanto de la pila de combustible como del electrolizador. A pesar de que estos depósitos de hidrógeno gaseoso son más voluminosos y pesados que otros, son ideales para este tipo de aplicaciones estacionarias en los que tales dimensiones no suponen ningún problema.

Aunque existen diferentes tipos de acumuladores de hidrógeno gaseoso comprimido para este proyecto se ha elegido un depósito de tipo IV:



Figura 38. Depósito de hidrógeno comprimido tipo IV. Fuente: [29]

## 6 EDIFICIO, ZONAS CLIMÁTICAS Y DEMANDAS

En este capítulo se describe el edificio que se toma como modelo para este proyecto, y se definirán las demandas energéticas que tendrá dependiendo de la zona climática en la que se encuentre. Sobre este edificio de estudio se realizarán posteriormente las simulaciones de la instalación híbrida, por lo que se han tenido en cuenta las zonas climáticas más representativas de España.

### 6.1 Descripción del edificio

El edificio de estudio se trata de un bloque de tipo residencial. Sobre este edificio se realizarán una serie de simulaciones posteriormente para analizar la viabilidad del proyecto. El bloque de viviendas representado tiene una superficie total de  $1304 \text{ m}^2$  y 6 plantas, con un total de 12 viviendas, 2 viviendas por planta. Las dimensiones del edificio son las siguientes:

- 17 metros de altura.
- 17,7 metros de ancho.
- 12,5 metros de profundidad.

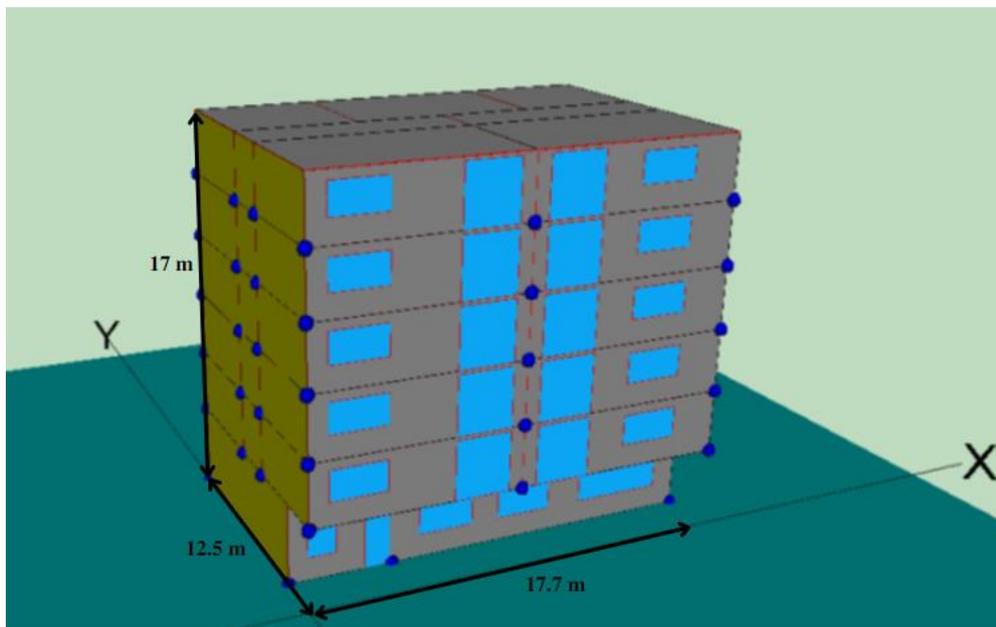


Figura 39. Representación 3D del edificio de estudio. Fuente: [1]

Cada vivienda está compuesta por un salón/comedor, un baño, una cocina y tres dormitorios. La cubierta del edificio se supone totalmente libre por lo que se tendrían unos  $221,25 \text{ m}^2$  ( $17,7 \text{ m} \times 12,5 \text{ m}$ ) de superficie.

Este edificio planteado en el proyecto tendrá una serie de demandas diferentes dependiendo de la ubicación en la que se encuentre, por lo que a pesar de ser el mismo edificio las demandas de refrigeración y calefacción serán diferentes para cada zona climática. De esta manera se podrá analizar el consumo y la rentabilidad del sistema propuesto en el estudio para cada clima.

## 6.2 Zonas climáticas

En este proyecto se han considerado cinco ciudades españolas diferentes las cuales abarcan el abanico climático más representativo de España. Estas ciudades tienen unas características diferentes entre sí y unos valores promedio que coinciden con la zona climática en la que se encuentran. Las ciudades elegidas han sido las siguientes:

CIUDAD	ZONA CLIMÁTICA
Cádiz	A3
Sevilla	B4
Barcelona	C2
Madrid	D3
Burgos	E1

Tabla 5. Ciudades y zonas climáticas de estudio. Fuente: [42]

Estas zonas climáticas asociadas con una letra (severidad climática de invierno) y un número (severidad climática de verano) dividen el mapa de España en doce zonas diferentes.

MAPA NACIONAL DE ZONAS CLIMÁTICAS

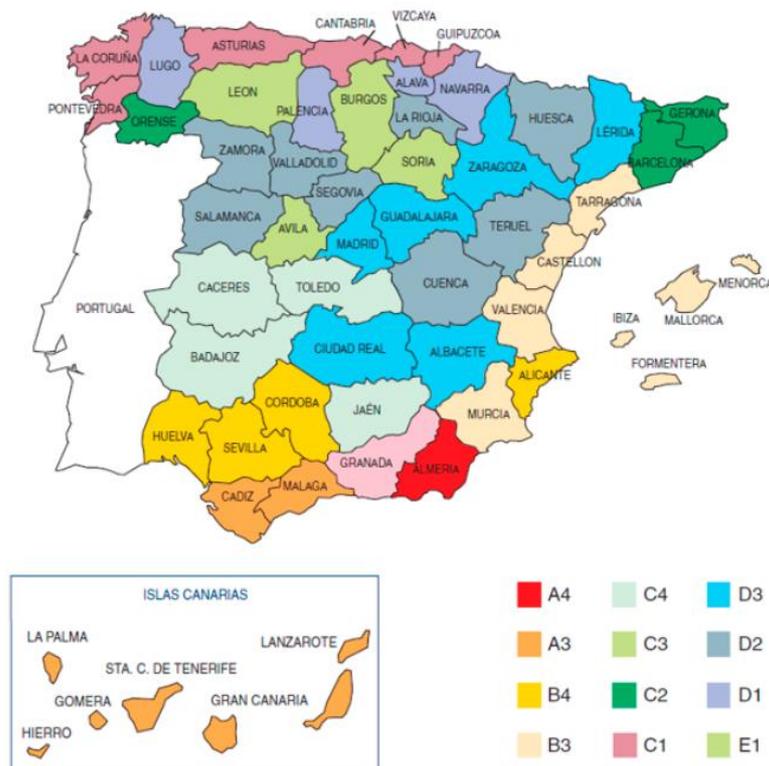


Figura 40. Mapa zonas climáticas de España. Fuente: [30]

### - Zona A3 – Cádiz

La ciudad de Cádiz se sitúa al sur de la península a una altura de 11 metros sobre el nivel del mar (las coordenadas son latitud 36,32 ° y longitud – 6,17 °), con un clima típico mediterráneo, pero influenciado por una serie de particularidades. Temperaturas de carácter suave y moderado, pero con variaciones según la cota sobre el nivel del mar. La temperatura media anual es de 18,6 °C siendo una de las capitales más cálidas de España. Cádiz promedia unas 2970 horas de sol al año.

Resumen de horas de sol mensuales:

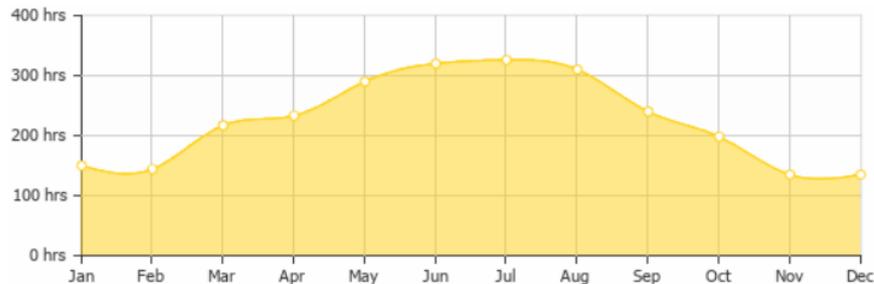


Figura 41. Valores medios de horas de Sol en Cádiz. Fuente: [31]

Resumen de temperaturas y precipitaciones a lo largo del año:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	11.7	12.6	14.6	16.5	19.7	23.4	25.6	26.1	23.4	20.1	15.2	12.7
Temperatura mín. (°C)	8.3	8.9	11	12.8	15.6	19	20.9	21.5	19.5	16.7	12	9.6
Temperatura máx. (°C)	15.6	16.5	18.5	20.4	24	28.1	30.8	31.3	28	24.1	18.8	16.4
Precipitación (mm)	76	67	66	61	32	7	1	4	29	89	89	105
Humedad(%)	75%	70%	68%	66%	58%	55%	53%	55%	63%	70%	71%	76%
Días lluviosos (días)	6	5	5	5	4	1	0	0	3	6	6	7

Tabla 6. Valores medios temperaturas y precipitaciones en Cádiz. Fuente: [31]

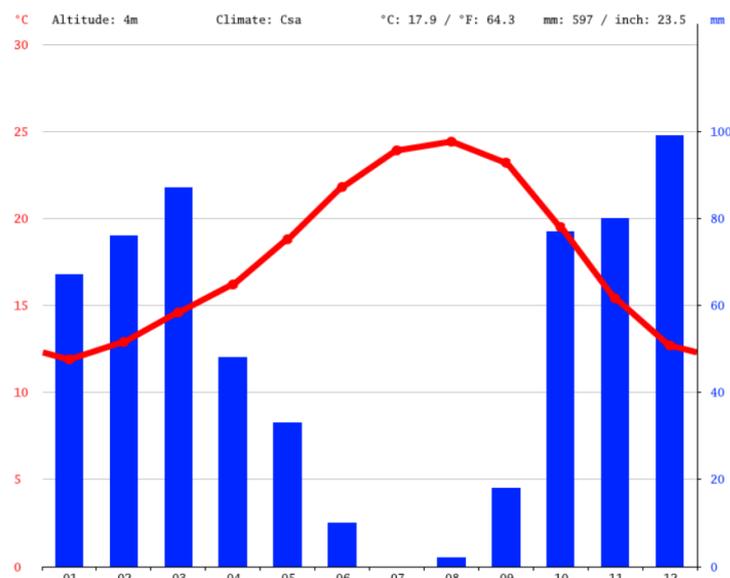


Figura 42. Climograma de Cádiz. Fuente: [31]

**- Zona B4 – Sevilla**

La ciudad de Sevilla se sitúa al sur de la península a una altura de 7 metros sobre el nivel del mar (las coordenadas son latitud 37,23 ° y longitud -5,59 °), con un clima mediterráneo, aunque está levemente continentalizado, con precipitaciones variables, veranos secos y muy cálidos e inviernos suaves y algo lluviosos. La temperatura media anual es de 19,2 °C, una de las mayores de Europa y la más alta de las capitales peninsulares. Sevilla promedia unas 2906 horas de sol al año.

Resumen de horas de sol mensuales:

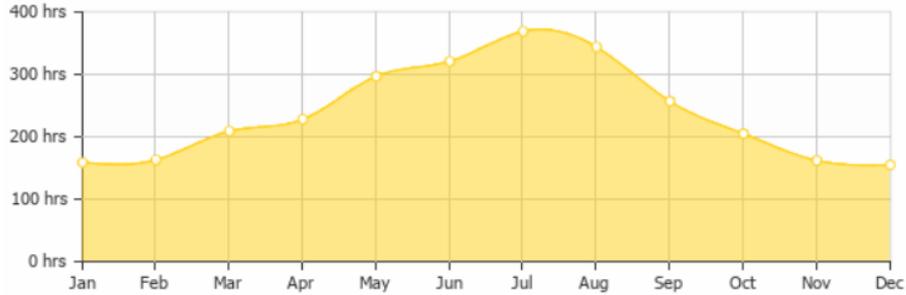


Figura 43. Valores medios de horas de Sol en Sevilla. Fuente: [31]

Resumen de temperaturas y precipitaciones a lo largo del año:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	10.3	11.6	14.2	16.6	20.7	25.7	28.2	28.4	24.5	20	14	11.3
Temperatura min. (°C)	5.9	6.8	9	11.2	14.7	19.1	21.3	21.8	19	15.2	9.9	7.4
Temperatura máx. (°C)	15.4	17	19.7	22.2	26.7	32.3	35.3	35.3	30.6	25.2	18.8	16
Precipitación (mm)	50	47	54	51	35	8	2	2	27	69	61	77
Humedad(%)	74%	67%	63%	60%	51%	42%	39%	41%	52%	63%	69%	75%
Días lluviosos (días)	5	4	4	5	4	1	0	0	3	5	5	5

Tabla 7. Valores medios temperaturas y precipitaciones en Sevilla. Fuente: [31]

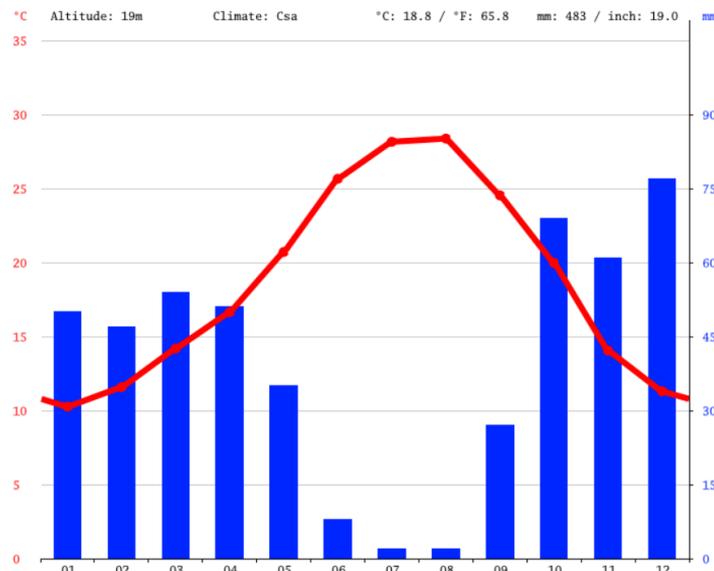


Figura 44. Climograma de Sevilla. Fuente: [31]

## - Zona C2 – Barcelona

La ciudad de Barcelona se sitúa en el noreste de la península a una altura de 12 metros sobre el nivel del mar (las coordenadas son latitud 41,23 ° y longitud 2,10 °), con un clima mediterráneo de carácter subhúmedo. La sequía estival propia del clima mediterráneo es matizada por las tormentas estivales. La irregularidad e intensidad de las precipitaciones a lo largo del año son claramente una de las principales características. La temperatura media anual es de 18 °C. Barcelona promedia unas 2530 horas de sol al año.

Resumen de horas de sol mensuales:

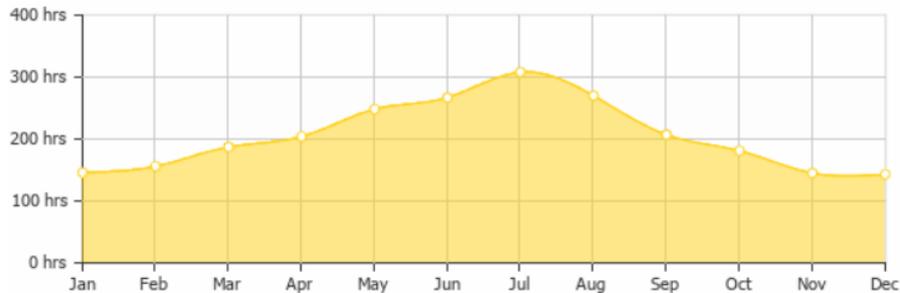


Figura 45. Valores medios de horas de Sol en Barcelona. Fuente: [31]

Resumen de temperaturas y precipitaciones a lo largo del año:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	7.9	8.5	10.9	13.5	17	21.3	23.8	23.9	20.9	17.4	12.1	8.6
Temperatura min. (°C)	4	4.3	6.5	9.1	12.7	17	19.8	20.2	17.5	14.2	8.5	5
Temperatura máx. (°C)	12.3	12.9	15.5	17.6	20.9	25.3	27.6	27.6	24.2	20.7	15.9	12.9
Precipitación (mm)	39	39	43	54	48	37	27	43	82	94	64	44
Humedad(%)	79%	76%	74%	75%	74%	72%	70%	73%	77%	80%	79%	79%
Días lluviosos (días)	5	5	5	7	6	4	4	5	8	8	6	5

Tabla 8. Valores medios temperaturas y precipitaciones en Barcelona. Fuente: [31]

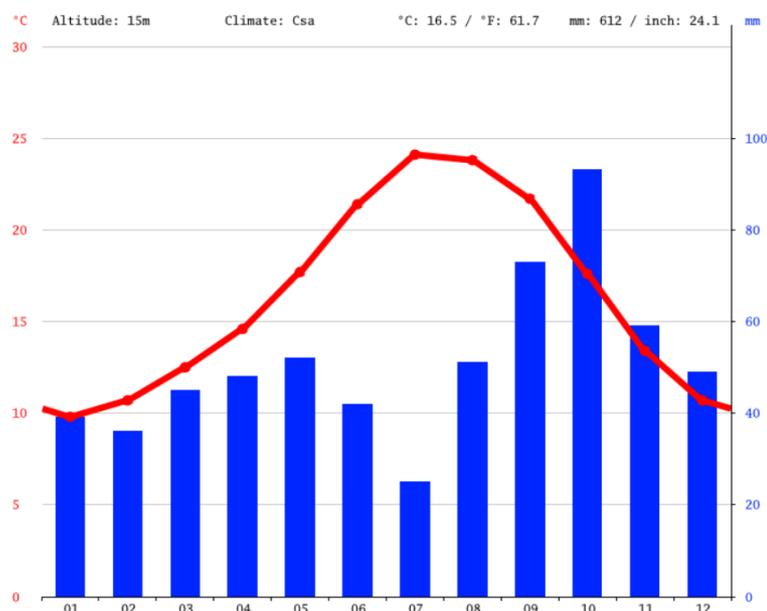


Figura 46. Climograma de Barcelona. Fuente: [31]

### - Zona D3 – Madrid

La ciudad de Madrid se sitúa en el centro de la península a una altura de 667 metros sobre el nivel del mar (las coordenadas son latitud 40,30° y longitud -3,40 °), su clima es un clima mediterráneo continental pero muy influido por las condiciones urbanas. Los inviernos son fríos y traen frecuentes heladas, las nevadas son menos frecuentes. Los veranos son calurosos sobre todo los meses de julio y agosto. La temperatura media anual es de 15,0 °C. Madrid promedia unas 2740 horas de sol al año.

Resumen de horas de sol mensuales:

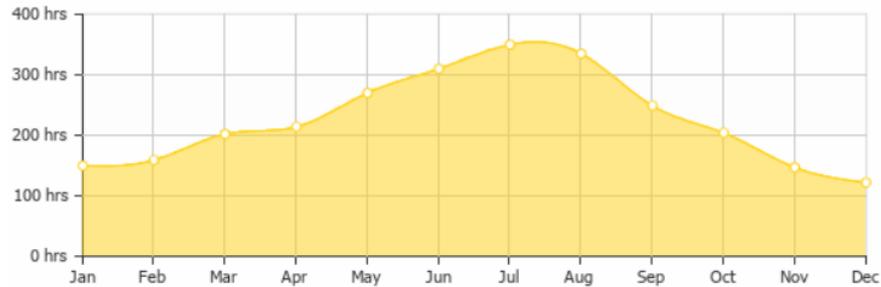


Figura 47. Valores medios de horas de Sol en Madrid. Fuente: [31]

Resumen de temperaturas y precipitaciones a lo largo del año:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	4.8	6	9.2	12.2	16.7	22.8	26	25.6	20.9	15.1	8.6	5.5
Temperatura min. (°C)	0.9	1.4	3.8	6.4	10.3	15.7	18.8	18.5	14.8	10.2	4.7	1.8
Temperatura máx. (°C)	9.5	11.4	15	17.9	22.6	29	32.4	31.9	26.8	20.3	13.2	10.1
Precipitación (mm)	41	34	40	47	39	16	6	8	22	61	55	46
Humedad(%)	77%	69%	60%	57%	48%	35%	28%	30%	41%	60%	72%	77%
Días lluviosos (días)	5	4	4	6	5	3	1	2	3	5	5	5

Tabla 9. Valores medios temperaturas y precipitaciones en Madrid. Fuente: [31]

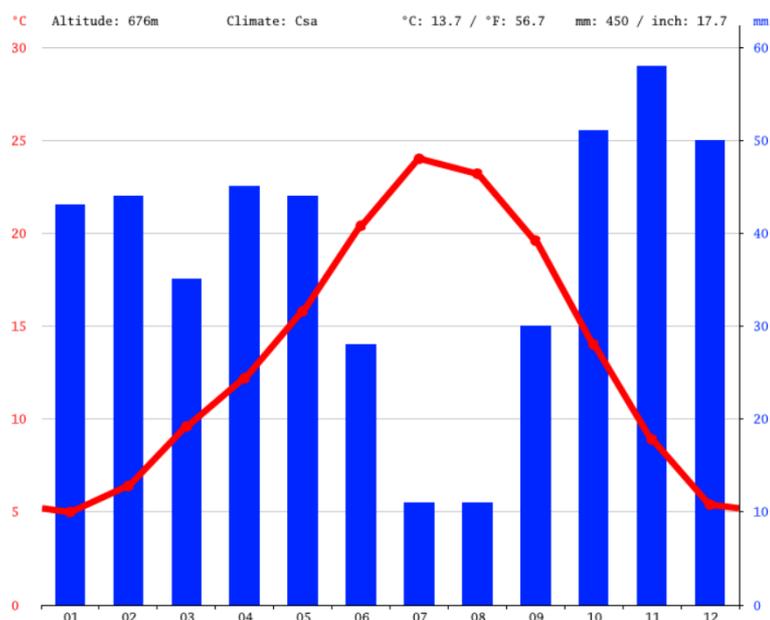


Figura 48. Climograma de Madrid. Fuente: [31]

## - Zona E1 – Burgos

La ciudad de Burgos se sitúa al norte de la península a una altura de 856 metros sobre el nivel del mar (las coordenadas son latitud 42,20 ° y longitud -3,41 °), con un clima mediterráneo moderadamente continentalizado con influencias mediterráneas en el régimen de precipitaciones. La estación más lluviosa es primavera mientras que en verano el clima es suave y mucho menos húmedo que en la España atlántica. Los inviernos son muy fríos con temperaturas mínimas que en ocasiones descienden de los -10 °C. El clima de Burgos presenta unas temperaturas aproximadamente de dos a cinco grados más bajas que en el resto de las zonas con este mismo clima, principalmente causado por la gran altura en la que se encuentra la ciudad. La temperatura media anual es de 14,5 °C. Burgos promedia unas 2230 horas de sol al año.

Resumen de horas de sol mensuales:

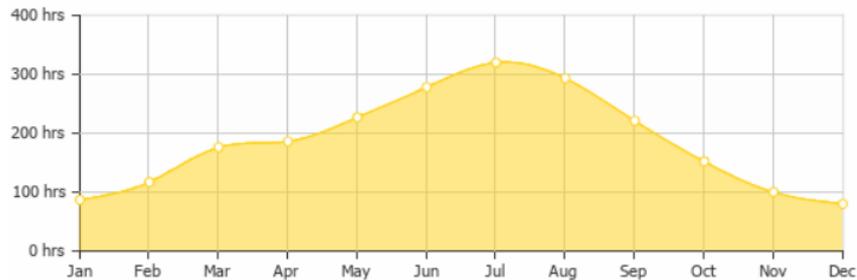


Figura 49. Valores medios de horas de Sol en Burgos. Fuente: [31]

Resumen de temperaturas y precipitaciones a lo largo del año:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	3	3.5	6.3	8.6	12.2	16.8	19.1	19.4	16.3	12.2	6.3	3.7
Temperatura mín. (°C)	0.1	-0.1	2	3.9	7	11.1	13	13.5	11.1	7.9	3.2	0.6
Temperatura máx. (°C)	6.5	7.7	11.2	13.7	17.5	22.7	25.7	26.2	22.4	17.1	10	7.4
Precipitación (mm)	60	49	53	69	69	46	24	21	41	65	70	60
Humedad(%)	85%	79%	73%	72%	70%	63%	57%	54%	60%	70%	81%	82%
Días lluviosos (días)	8	7	8	9	9	6	3	3	5	7	9	8

Tabla 10. Valores medios temperaturas y precipitaciones en Burgos. Fuente: [31]

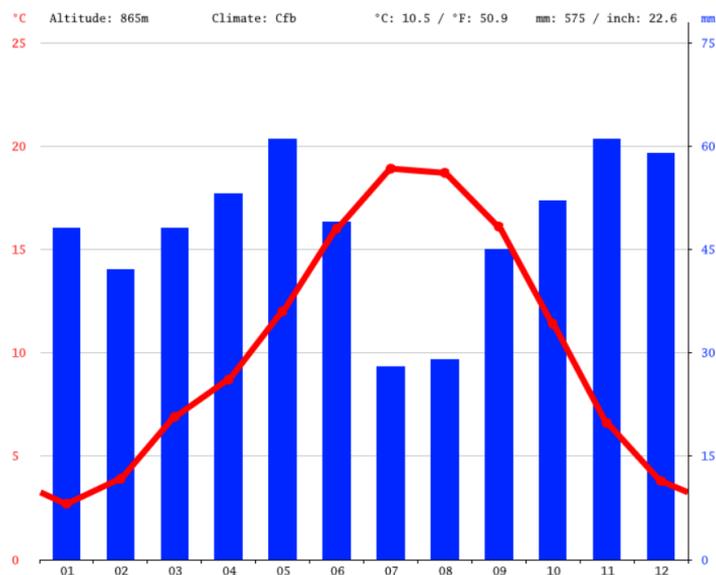


Figura 50. Climograma de Burgos. Fuente: [31]

### 6.3 Demandas energéticas del edificio

Las demandas energéticas del edificio de estudio dependerán de la zona climática donde se encuentre, ya que tendrán una variación considerable de demandas de calefacción y refrigeración entre las zonas más frías y las más cálidas. Las demandas que son independientes de la zona climática en la que se encuentre el edificio son la demanda de ACS y la demanda de equipos eléctricos, por lo que estas dos demandas no cambian y se consideran las mismas para los diferentes tipos de climas. Para el cálculo de las demandas variables según el tipo de clima se utiliza el software LIDER cuyo objetivo es mostrar el consumo energético, definiendo las características y dimensiones del edificio de estudio. En la siguiente tabla se muestran las demandas anuales energéticas que tiene el edificio:

ZONA CLIMÁTICA	DEMANDA CALEFACCIÓN [kWh]	DEMANDA REFRIGERACIÓN [kWh]	DEMANDA ACS [kWh]	DEMANDA EQ. ELÉCTRICOS [kWh]
A3 – Cádiz	6430	19987	314	34116
B4 - Sevilla	11030	36855	314	34116
C2 - Barcelona	24587	10717	314	34116
D3 - Madrid	38944	25514	314	34116
E1 - Burgos	56107	2801	314	34116

Tabla 11. Demanda energética anual del edificio según las zonas climáticas. Fuente: [42]

Estas demandas anuales calculadas por unidad de superficie del edificio (1304 m<sup>2</sup>) son las siguientes:

ZONA CLIMÁTICA	DEMANDA CALEFACCIÓN [kWh/m <sup>2</sup> ]	DEMANDA REFRIGERACIÓN [kWh/m <sup>2</sup> ]	DEMANDA ACS [kWh/m <sup>2</sup> ]	DEMANDA EQ. ELÉCTRICOS [kWh/m <sup>2</sup> ]
A3 – Cádiz	4,93	15,33	0,25	26,16
B4 - Sevilla	8,46	28,27	0,25	26,16
C2 - Barcelona	18,85	8,22	0,25	26,16
D3 - Madrid	29,87	19,57	0,25	26,16
E1 - Burgos	43,03	2,15	0,25	26,16

Tabla 12. Demanda energética anual por unidad de superficie según las zonas climáticas. Fuente: [42]

En ambas tablas se observa como la demanda de calefacción para climas fríos como Burgos es bastante superior que, para los climas cálidos como Sevilla. Así mismo, también se ve como ocurre lo contrario con respecto a la demanda de refrigeración, aumenta en climas cálidos como Sevilla y disminuye en climas más fríos como Burgos.

# 7 MODELIZACIÓN EN TRNSYS

---

Este proyecto se modela en TRNSYS, programa de simulación desarrollado por la Universidad de Wisconsin, es un entorno de software gráfico muy flexible utilizado para simular el comportamiento de sistemas transitorios. Principalmente lo usan investigadores o ingenieros para validar sistemas energéticos que van desde sencillos sistemas de agua caliente hasta simulaciones complejas de sistemas energéticos en edificios. Este software además permite utilizar estrategias de control de los sistemas simulados, configurar sistemas de energía alternativa y ver el comportamiento del modelo a través de su simulación.

A continuación, se va a tratar como se ha diseñado la instalación del sistema en TRNSYS versión 16, y como se ha confeccionado los archivos que necesita el software de demandas, climatología, etc.

## 7.1 Climatología y demandas en TRNSYS

### 7.1.1 Obtención datos climáticos

Para este estudio se han proporcionado los datos climáticos de las diferentes zonas climáticas elegidas siendo respectivamente las zonas A3, B4, C2, D3 y E1. Dichos datos se han guardado en forma de archivo de texto (.txt) para su correcta utilización en TRNSYS. Cada línea del archivo corresponde a un dato específico medido por hora, por lo que hay un total de 8760 líneas que serán las horas totales que corresponden a un año (365 días x 24h) más la primera línea que será el nombre de cada variable.

Los valores se dan para un año completo e incluyen datos que serán de utilidad para la posterior simulación en TRNSYS, dichos datos serán por un lado un archivo con información de temperatura ambiente y radiación, y otro archivo con información sobre la temperatura del agua de la red.

Para el caso de temperatura ambiente y radiación, los datos para cada zona climática por horas incluyen la siguiente información:

- Temperatura ambiente [°C].
- Temperatura del cielo [°C].
- Radiación directa [W/m<sup>2</sup>].
- Radiación difusa [W/m<sup>2</sup>].
- Radiación global [W/m<sup>2</sup>].
- Ángulo de incidencia de la radiación directa [°].

Temp. Amb.	Temp. Cielo	Rad. Directa	Rad. Difusa	Rad. Global	Ángulo
9.70	-6.01	0.00	0.00	0.00	0.00
9.00	-6.71	0.00	0.00	0.00	0.00
8.70	-7.01	0.00	0.00	0.00	0.00
8.00	-7.65	0.00	0.00	0.00	0.00
7.40	-8.18	0.00	0.00	0.00	0.00
6.30	-9.15	0.00	0.00	0.00	0.00
5.50	-9.83	0.00	0.00	0.00	0.00
5.70	-9.55	0.00	36.34	36.34	0.00
7.10	-8.13	71.67	81.63	153.30	63.43
8.50	-6.72	232.76	126.63	359.39	50.44
11.00	-4.27	518.92	105.57	624.49	38.56
13.40	-1.93	678.25	85.65	763.90	29.24
15.20	-0.18	678.25	85.65	763.90	25.49
16.40	1.96	482.23	113.95	596.18	29.55
16.50	2.49	228.98	127.56	356.54	39.02
15.90	2.26	117.90	83.76	201.67	50.97
14.70	1.36	0.00	30.60	30.60	63.99
13.00	-0.07	0.00	0.00	0.00	0.00
11.80	-1.09	0.00	0.00	0.00	0.00
10.50	-2.25	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura 51. Muestra de archivo .txt de datos de radiación para TRNSYS. Fuente: [42]

Esta información proporcionada sobre las temperaturas se utilizará posteriormente como dato de entrada de la enfriadora, y los datos sobre radiaciones y ángulo de incidencia serán útiles para la simulación del sistema fotovoltaico ya que toda esta información obtenida para cada zona climática es necesaria para una correcta simulación del sistema.

La inclinación y el azimut son elementos necesarios para la captación máxima de la energía solar, por lo que se ha optado por los siguientes criterios para elegir la dirección óptima en el montaje de la instalación fotovoltaica en cada zona climática:

ZONA CLIMÁTICA	INCLINACIÓN [°]	AZIMUT FIJO [°]
A3 – CÁDIZ	26	0 (Sur)
B4 - SEVILLA	27	0 (Sur)
C2 - BARCELONA	31	0 (Sur)
D3 - MADRID	30	0 (Sur)
E1 - BURGOS	32	0 (Sur)

Tabla 13. Inclinación y azimut de cada zona climática. Fuente: [42]

Para el caso de la temperatura del agua de la red se necesita conocer las temperaturas del agua durante los diferentes meses del año para cada zona climática ya que influirá en cierta medida en el consumo de ACS del edificio. Los datos proporcionados en este caso para las diferentes zonas climáticas serán mensuales por lo que la temperatura se considerará constante mensualmente, considerando una media mensual de estos valores de temperatura.

En la siguiente gráfica se muestran los valores medios mensuales de temperatura del agua de la red de un año completo para el caso de Sevilla (zona B4):

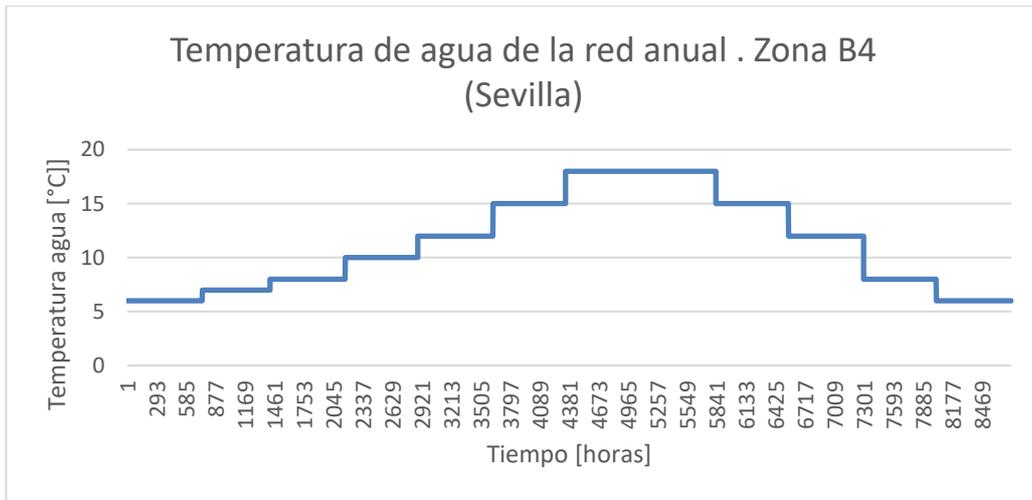


Figura 52. Temperatura del agua de la red en Sevilla (Zona B4). Fuente: [42]

### 7.1.2 Demanda eléctrica del edificio

En la demanda eléctrica del edificio de estudio se incluyen el perfil de consumos de iluminación y equipos eléctricos del bloque de viviendas, como por ejemplo electrodomésticos, dispositivos de iluminación, dispositivos tecnológicos, etc. No se incluyen en esta demanda refrigeración y calefacción del edificio, ya que se consideran a continuación por separado.

Esta demanda eléctrica se considerará igual para cualquier zona climática, ya que los consumos de equipos eléctricos e iluminación de una vivienda en España son similares, sin contar con los equipos de refrigeración y calefacción que si dependen en mayor medida de la zona climática donde se encuentre el edificio.

El perfil de demanda horaria de electricidad del edificio para un año es el siguiente:

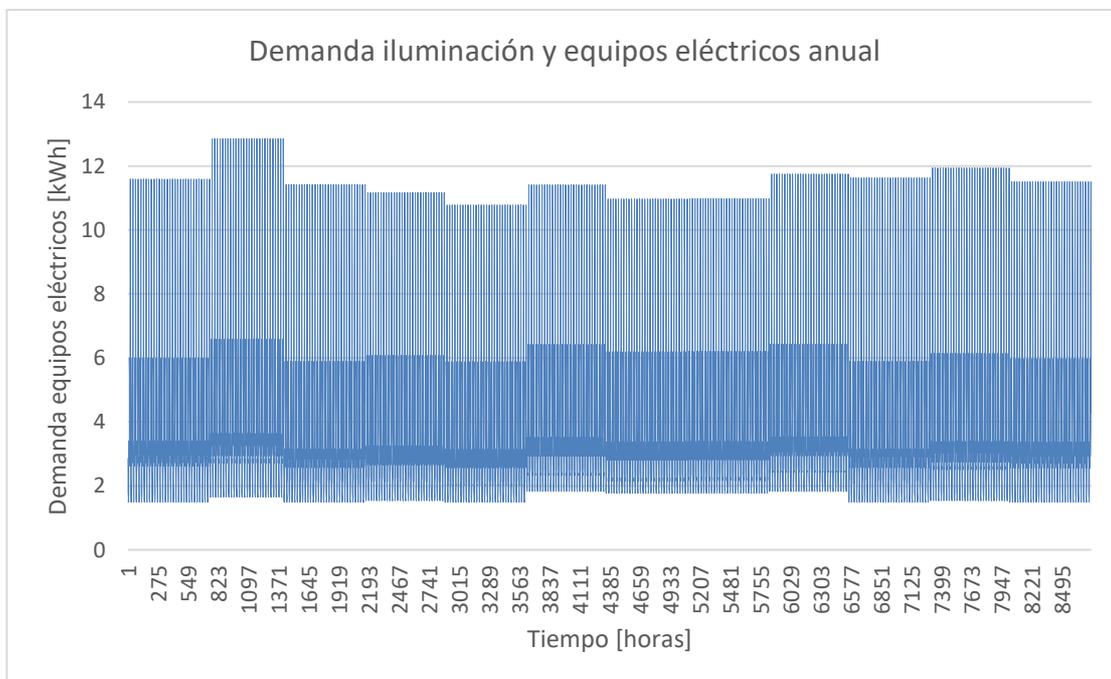


Figura 53. Demanda horaria de electricidad de iluminación y equipos eléctricos. Fuente: [42]

### 7.1.3 Demanda calefacción del edificio

La demanda de calefacción del edificio ha sido proporcionada a través del software LIDER para cada zona climática de estudio en este proyecto. Estas demandas de calefacción serán por tanto diferentes para cada territorio, teniendo mayores demandas en climas más fríos.

El perfil de demanda horaria de calefacción del edificio para un año en Sevilla (Zona B4) que se muestra como ejemplo es el siguiente:

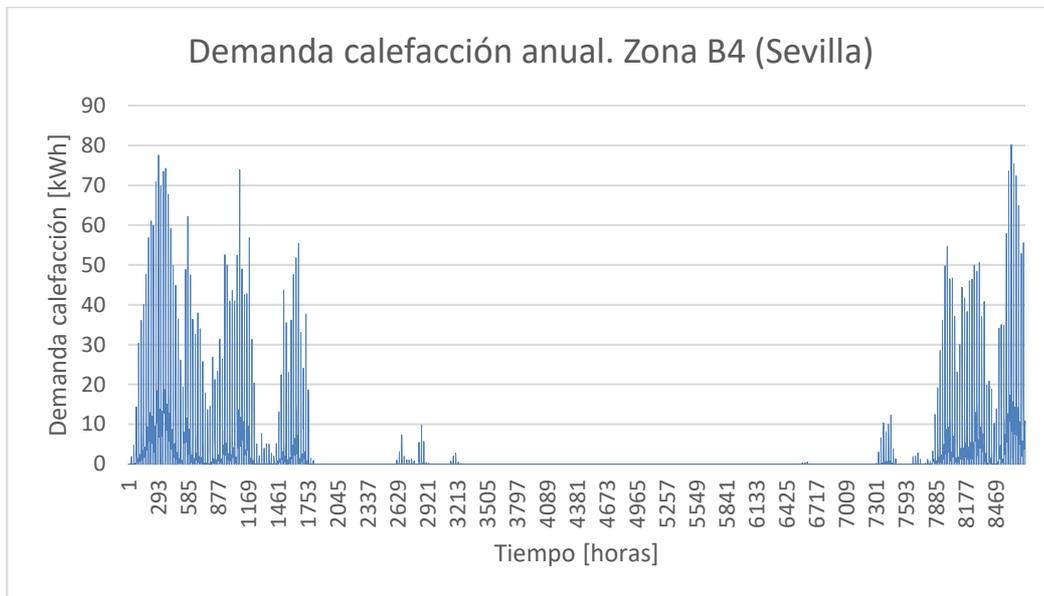


Figura 54. Demanda horaria de calefacción en Sevilla (Zona B4). Fuente: [42]

### 7.1.4 Demanda refrigeración del edificio

La demanda de refrigeración del edificio ha sido proporcionada también a través del software LIDER para cada zona climática de estudio en este proyecto. Estas demandas de refrigeración serán por tanto diferentes para cada territorio, teniendo mayores demandas en climas más cálidos.

El perfil de demanda horaria de refrigeración del edificio para un año en Sevilla (Zona B4) que se muestra como ejemplo es el siguiente:

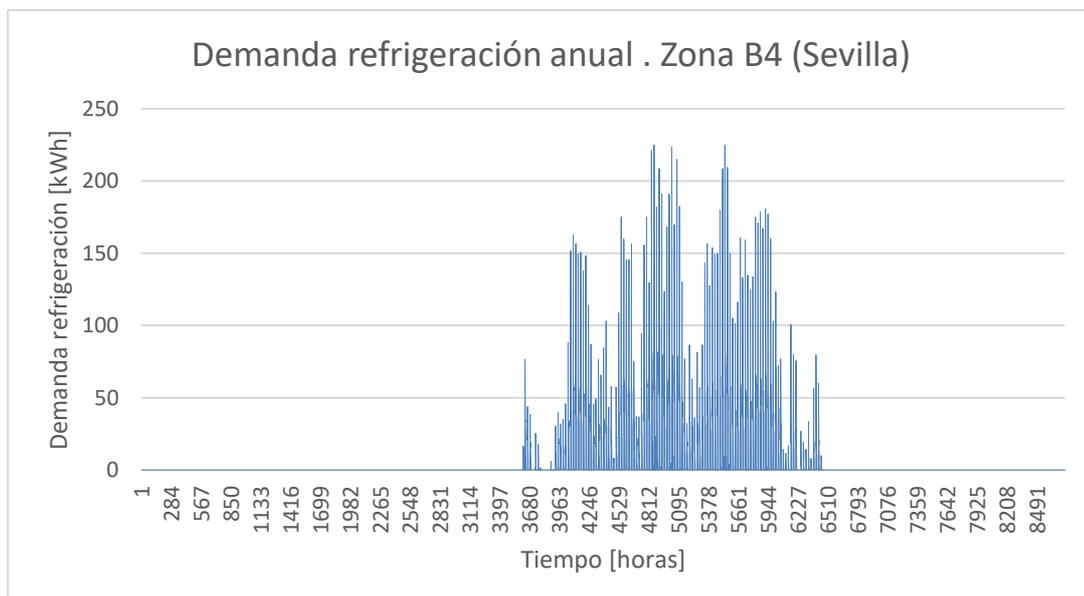


Figura 55. Demanda horaria de refrigeración en Sevilla (Zona B4). Fuente: [42]

### 7.1.5 Demanda ACS del edificio

Para calcular la demanda de Agua Caliente Sanitaria del edificio es preciso conocer la temperatura del agua de la red y el caudal necesario para cada hora del año. Para determinar el perfil de caudal de ACS que se requiere se ha empleado la siguiente tabla:

Viviendas																									
Ventilación invierno <sup>3</sup>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Laboral, sábado y festivo	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Agua Caliente Sanitaria (%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Perfil Diario (% del Máximo)	12	5	4	2	2	6	27	100	70	75	62	56	48	48	41	33	39	38	52	70	57	63	48	52	

<sup>2</sup> En régimen de verano, durante el periodo comprendido entre la 1 y las 8 horas, ambas incluidas, se supondrá que los espacios habitables de los edificios destinados a vivienda presentan una infiltración originada por la apertura de ventanas de 4 renovaciones por hora. El resto del tiempo, indicados con \* en la tabla, el número de renovaciones hora será constante e igual al calculado según el procedimiento del apartado 4.7.4.

<sup>3</sup> El número de renovaciones hora, indicado con \* en la tabla, será constante e igual al calculado según el procedimiento del apartado 4.7.4.

Tabla 14. Consumo horario ACS para las horas de un día estándar. Fuente: [1]

Con estos datos se ha sacado el caudal horario de demanda de ACS en un día estándar, teniendo en cuenta que se han supuesto tres personas por cada 100 m<sup>2</sup> de edificio y con una demanda de 22 litros por persona al día.

Esta demanda de ACS diaria se mantendrá constante para todos los días del año.

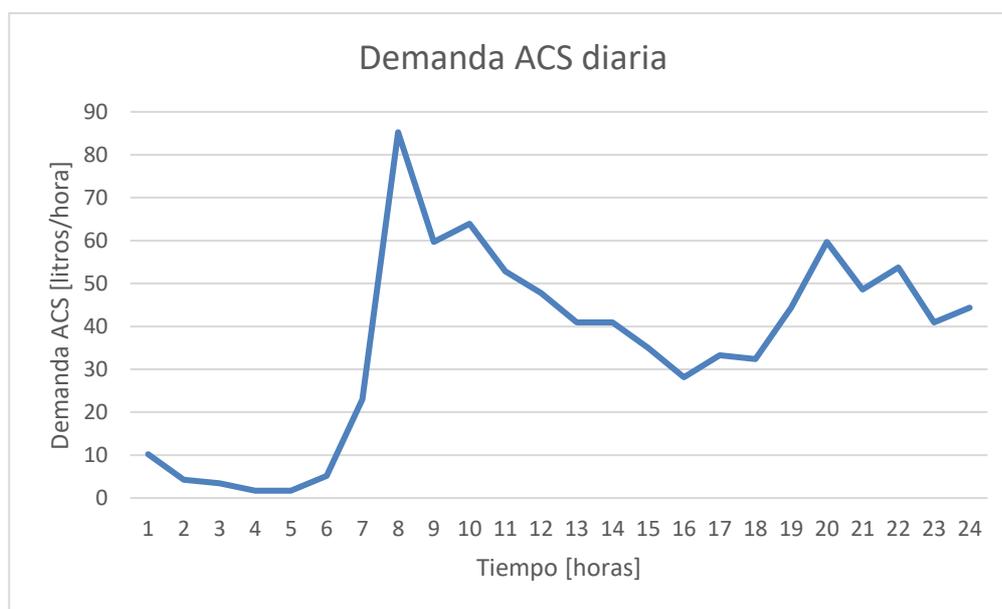


Figura 56. Demanda horaria de ACS en un día estándar. Fuente: [42]

## 7.2 Dimensionado de la instalación

Se necesita conocer los equipos que se van a usar en este proyecto, por lo que es adecuado recopilar toda la información necesaria sobre los mismos. Para ello se recogerá información sobre los diferentes componentes que se encuentran en el mercado, buscando entre los diferentes fabricantes los parámetros apropiados de los dispositivos para la instalación. Además, en este apartado se dimensionarán todos los dispositivos para las necesidades del edificio de estudio. Posteriormente se diseñarán estos equipos en TRNSYS con los datos y las características recopiladas, siendo de esta forma lo más real posible pese a ser una simulación.

Los diferentes componentes necesarios para la modelización del sistema convencional e híbrido son los siguientes:

- Enfriadora de refrigeración.
- Caldera de calefacción.
- Acumulador de calefacción.
- Bombas de circulación.
- Caldera de ACS.
- Acumulador de ACS.
- Paneles solares térmicos.
- Paneles fotovoltaicos.
- Inversores.
- Pila de combustible.
- Electrolizador.
- Acumulador de hidrógeno.

A continuación, se explicarán detalladamente cada uno de estos elementos utilizados, estos elementos se agruparán conforme a los siguientes bloques:

REFRIGERACIÓN	CALEFACCIÓN	ACS	CAMPO SOLAR FOTOVOLTAICO	PILA DE COMBUSTIBLE
·Enfriadora	·Caldera ·Acumulador ·Bombas	·Caldera ·Acumulador ·Bombas ·Paneles solares térmicos	·Paneles fotovoltaicos ·Inversor	·Pila de combustible ·Electrolizador ·Tanque hidrógeno ·Inversor

Tabla 15. Clasificación de componentes de la instalación. Fuente: [42]

### 7.2.1 Dimensionado del bloque de refrigeración

- **Dimensionado enfriadora:**

En el dimensionado que corresponde con la parte de refrigeración del sistema, sólo se tendrá en cuenta para este proyecto el equipo de la enfriadora. Para su dimensionado se ha tenido en cuenta que debido a los arranques existen grandes picos de demanda, por lo que en este proyecto se ha optado por que la potencia de la enfriadora cubra el 90% de la carga máxima anual. De esta forma se evita el sobredimensionado reduciendo de esta forma los costes asociados que conlleva. Así mismo, la enfriadora funcionará solo cuando la temperatura ambiente sea mayor de 25 °C, con lo que si la temperatura es menor no se va a satisfacer la demanda de refrigeración ya que la enfriadora permanecerá apagada por debajo de esa temperatura.

En este estudio se han elegido las enfriadoras de la marca CARRIER para todas las zonas climáticas, aunque no serán el mismo modelo ya que dependiendo de los valores de la demanda de refrigeración de la zona se escogerá una potencia adecuada de la máquina. Estos modelos de enfriadoras CARRIER van desde los 15 hasta los 250 kW de potencia frigorífica.

La siguiente figura muestra una enfriadora CARRIER de agua condensada por aire:



Figura 57. Enfriadora Carrier. Fuente: [32]

Se deben tener en cuenta los siguientes parámetros fundamentales para mantenerlos dentro de unos márgenes confortables:

- Temperatura: el rango de temperatura confortable está entre los 19 – 26 °C.
- Humedad: la humedad relativa deberá estar entre 30 – 70 % para cumplir los requisitos de confort.
- Calidad del aire: se debe renovar el aire del interior de una sala cumpliendo unas medidas de ventilación para que el aire esté dentro de unos márgenes aceptables de pureza.

La enfriadora CARRIER utilizada tiene como objetivo cumplir estos parámetros de confort para mantener el edificio dentro de estos valores. Para ello se utilizará una enfriadora de agua condensada por aire, teniendo como fluido caloportador el agua.

En la siguiente tabla se muestran el modelo de enfriadora CARRIER elegida para las diferentes zonas climáticas del proyecto, así como también la potencia nominal del modelo de enfriadora y el coeficiente de eficiencia energética (EER):

ZONA CLIMÁTICA	MODELO ENFRIADORA	POTENCIA NOMINAL [kW]	EER NOMINAL
A3 – Cádiz	CARRIER 040	41,4	2,96
B4 - Sevilla	CARRIER 070	67	2,72
C2 - Barcelona	CARRIER 040	41,4	2,96
D3 - Madrid	CARRIER 060	58	2,66
E1 - Burgos	CARRIER 033	33,3	3,28

Tabla 16. Características de la enfriadora para cada zona climática. Fuente: [42]

Las características técnicas de las enfriadoras del edificio son las siguientes:

30RB	017	021	026	033	040	
<b>Refrigeración</b>						
<b>Unidad Standard.</b>						
CA1 Capacidad nominal kW	16,4	21,4	27,3	33,3	41,4	
CA1 EER	3,04	3,11	3,08	3,28	2,96	
CA1 Clase Eurovent	B	A	B	A	B	
<b>Rendimiento a plena carga (1)</b>						
CA2 Capacidad nominal kW	22,7	29,5	38,6	45,8	56,9	
CA2 EER	3,80	3,86	4,01	4,11	3,52	
CA2 Clase Eurovent	A	A	A	A	C	
<b>Eficiencia estacional (1)</b>						
SEPR <sub>12h</sub> Proceso media temp.	2,99	3,03	3,16	3,02	3,07	
SEPR <sub>12h</sub> Proceso alta temp.	5,29	5,28	5,13	5,16	5,13	
SEPR <sub>12h</sub> Confort baja temp.	3,37	3,37	3,30	3,51	3,44	
SEPR <sub>12h</sub> Confort media temp.	3,99	3,92	3,92	4,04	3,95	
<b>Carga parcial integrada</b>						
IPVLSI	4,35	4,34	4,34	4,54	4,03	
<b>Nivel de potencia sonora</b>						
Unidad estándar (con módulo hidrónico)	kg	189	208	255	280	291
Unidad estándar (sin módulo hidrónico)	kg	173	193	237	262	273
<b>Refrigerante</b>						
Compressor	Un compresor scroll hermético					
Control	Pico Dialog					
Ventiladores	Dos ventiladores axiales de dos velocidades con 3 palas					
Caudal de aire	2212	2212	3530	3530	3530	
Evaporador	Intercambiador de calor de placas					
Condensador	Tubos de cobre y alambres de aluminio					
<b>Unidad con módulo hidrónico Bomba</b>						
Conexión para agua de entrada	Una bomba de una sola velocidad, filtro de rejilla, depósito de aireación, interruptor del caudal, manómetro, válvula de purga de aire automática, válvula de seguridad					
Conexión para agua de salida	1-1/4"					
Intensidad nominal operativa	1,30	1,4	2,4	2,6	2,8	
<b>Dimensiones</b>						
Longitud	mm	1136	1136	1002	1002	1002
Fondo	mm	584	584	624	624	624
Altura	mm	1579	1579	1700	1700	1700
<b>Datos Eléctricos</b>						
Tensión de alimentación nominal	V-fases-Hz 400-3-50 ± 10%					
Alimentación del circuito de control	24 V mediante transformador interno					
Intensidad máxima de arranque (L <sub>in</sub> ) <sup>†</sup>	A	75	95	118	118	176
Consumo máximo en orden de funcionamiento**	kW	7,8	9,1	11	13,8	17,5
Intensidad nominal de la unidad en orden de funcionamiento***	A	8	12	16	17	25

30RBS	039	045	050	060	070	080	090	100	120	140	160
<b>Refrigeración</b>											
<b>Rendimiento a plena carga (1)</b>											
CA1 Capacidad nominal kW	40	44	51	58	67	79	87	97	114	135	156
CA1 EER	2,87	2,76	2,67	2,66	2,72	2,70	2,73	2,73	2,67	2,70	2,65
CA1 Clase Eurovent	C	C	D	D	C	C	C	C	D	C	D
CA2 Capacidad nominal kW	53	59	69	81	95	99	114	126	151	171	194
CA2 EER	3,44	3,32	3,12	3,31	2,97	3,06	3,18	3,09	3,10	2,99	3,01
<b>Eficiencia estacional (1)</b>											
SEPR <sub>12h</sub> Confort baja temp.	3,95	4,11	4,21	4,10	3,90	4,02	4,21	4,19	4,10	3,93	4,18
SEPR <sub>12h</sub> Confort alta temp.	155	161	166	161	153	158	165	165	161	154	164
SEPR <sub>12h</sub> Confort media temp.	4,65	5,07	4,94	4,90	4,74	5,13	5,09	4,96	5,24	4,71	5,11
SEPR <sub>12h</sub> Confort media temp.	5,27	5,31	5,26	5,09	4,92	5,16	4,95	5,12	5,51	4,90	5,30
SEPR <sub>12h</sub> Confort media temp.	2,77	3,18	2,85	2,79	3,02	2,83	2,88	2,97	3,03	3,04	2,90
<b>Carga parcial integrada</b>											
IPVLSI	4,54	4,71	4,81	4,58	4,26	4,39	4,55	4,53	4,55	4,29	4,64
<b>Potencia sonora, unidad de serie</b>											
Potencia sonora unidad de serie + Opción 16LS	dB(A)	79	80	80	80	80	80	83	83	83	83
<b>Peso en orden de funcionamiento (con intercambiadores de calor MCH®)</b>											
Unidad estándar sin módulo hidrónico	kg	429	436	442	454	454	471	766	776	789	896
Unidad estándar con módulo hidrónico	kg	459	466	472	484	484	501	798	808	825	935
Bomba de alta presión	kg	484	492	497	510	510	527	843	853	873	972
<b>Compresores</b>											
Circuitos A/B	Compresores scroll herméticos, 48,3 r/s										
Refrigerante	R-410A										
Control de capacidad	Touch Pilot Junior										
<b>Condensadores</b>											
Intercambiador de calor totalmente de aluminio con microcanales (MCH®)											
<b>Ventiladores</b>											
Flying Bird M axiales con cubierta giratoria											
Caricida	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
<b>Caudal de aire total (a velocidad alta)</b>											
IPVLSI	3985	3983	3987	3908	5013	5278	6340	6926	7370	10026	10556
<b>Evaporador</b>											
Intercambiador de calor de placas de expansión directa											
<b>Módulo hidrónico (opcional)</b>											
Bomba simple o doble, filtro de rejilla Victaulic, válvula de seguridad, depósito de expansión, válvulas de purga (agua y aire), sensores de presión											
<b>Dimensiones</b>											
Longitud	mm	1061						2258			
Fondo	mm	2050						2050			
Altura	mm	1530						1530			
<b>Datos Eléctricos</b>											
Tensión de alimentación nominal	V-fases-Hz 400-3-50 ± 10%										
Alimentación del circuito de control	24 V mediante transformador interno										
Intensidad máxima de arranque (L <sub>in</sub> ) <sup>†</sup>											
Unidad estándar	A	114	135	143	146	176	213	174	208	248	296
Unidad con la opción de arranque electrónico	A	75	87	94	95	114	140	125	150	176	215
Consumo máximo en orden de funcionamiento**	kW	20	22	25	29	31	36	42	46	53	62
Intensidad nominal de la unidad en orden de funcionamiento***	A	26	29	33	36	42	53	55	62	77	85

Figura 58. Ficha técnica enfriadoras de CARRIER. Fuente: [32]

## 7.2.2 Dimensionado del bloque de calefacción

En este bloque de calefacción se dimensionarán los equipos correspondientes como son la caldera de calefacción, el acumulador de calefacción y las bombas de circulación para el sistema de calefacción.

### • Dimensionado caldera calefacción:

Para el caso de la caldera de calefacción hay que decir que el equipo ya se encontraba instalado y dimensionado en base a la potencia máxima de calefacción demandada por el edificio para cada zona, quitando las horas de arranque. Estas calderas son de condensación por lo que producen agua caliente en torno a 40 – 60 °C quemando Gas Natural, teniendo un alto rendimiento y menores emisiones de CO<sub>2</sub> que las calderas corrientes. Por tanto, este tipo de calderas ofrecen mejores rendimientos con menor consumo de combustible, funcionando también bien cuando trabajan a cargas parciales. La tecnología de las calderas de calefacción se fundamenta principalmente en recuperar el calor que se va por la chimenea en las calderas convencionales, siendo de esta forma un proceso muy eficiente y con menos emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

ZONA CLIMÁTICA	POTENCIA DEMANDADA [kW]	POTENCIA INSTALADA [kW]
A3 – Cádiz	18,48 kW	20 kW
B4 - Sevilla	21,39 kW	24 kW
C2 - Barcelona	26,34 kW	30 kW
D3 - Madrid	30,12 kW	35 kW
E1 - Burgos	37,32 kW	40 kW

Tabla 17. Características de la caldera de calefacción para cada zona climática. Fuente: [42]

- **Dimensionado acumulador calefacción:**

Para esta instalación es necesario el uso de un depósito de acumulación para el sistema de calefacción, ya que disminuirá el número de encendidos de la caldera cuando se produzcan rápidas variaciones de temperatura. De esta forma, se conseguirá reducir los encendidos bruscos de la caldera evitando que trabaje de forma discontinua, ahorrando grandes cantidades de combustible. Además, al instalar un depósito de acumulación en esta instalación en el bloque de calefacción se consigue almacenar agua caliente procedente del circuito que pasa por las pilas de combustible en el caso del sistema híbrido, recuperando el calor y reduciendo el consumo de energía de la caldera.

El depósito elegido para esta instalación será un depósito vertical de 2 m<sup>3</sup> de la marca Chromagen construido en acero al carbono y provisto de un aislamiento de poliuretano. Este depósito soporta una temperatura máxima de trabajo de 95 °C y una presión de 6 bar. Las dimensiones del depósito se han elegido conforme a la demanda y al mayor ahorro energético.

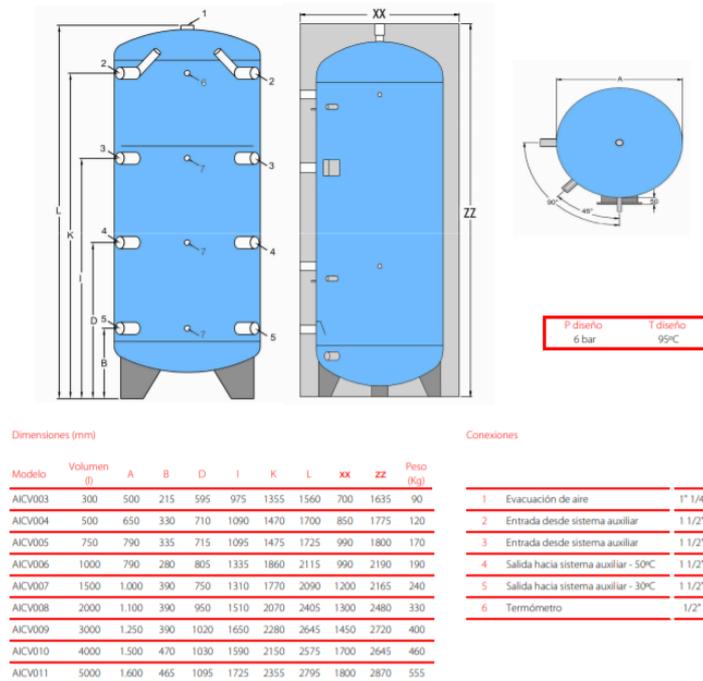


Figura 59. Ficha técnica acumulador calefacción. Fuente: [33]

- **Dimensionado bombas de circulación calefacción:**

Para poder dimensionar las bombas de circulación del sistema de calefacción se necesita calcular el caudal de calefacción. Para ello se pasa de kW a kJ/h la potencia de calefacción, y luego se calcula el caudal de la siguiente forma:

$$Potencia \left( \frac{kJ}{h} \right) = Potencia (kW) \cdot 3600$$

$$Caudal \left( \frac{kg}{h} \right) = \frac{Potencia \left( \frac{kJ}{h} \right)}{\Delta T \cdot C_p}$$

Siendo  $\Delta T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $C_p = 4.186 \text{ kJ/kg}\cdot^\circ\text{C}$ . Con esto se obtienen los caudales de las bombas para cada zona climática que aparecen en la siguiente tabla:

ZONA CLIMÁTICA	CAUDAL DE BOMBA [kg/h]
A3 – Cádiz	860,01
B4 - Sevilla	1032,01
C2 - Barcelona	1290,01
D3 - Madrid	1505,02
E1 - Burgos	1720,02

Tabla 18. Caudal de bomba para cada zona climática. Fuente: [42]

Con estos datos de caudales para cada zona climática se elige la potencia de la bomba adecuada para cada situación. En la ficha técnica de las siguientes bombas se muestra la potencia en función del caudal que mueve:

<p>Star-Z 20/1</p> <p><b>Ficha técnica</b></p> <p><b>Datos hidráulicos</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Presión máxima de trabajo <math>P_N</math></td> <td>10 bar</td> </tr> <tr> <td>Altura máxima de impulsión <math>H_{Qmin}</math></td> <td>1,0 m</td> </tr> <tr> <td>Caudal máximo <math>Q_{max}</math></td> <td>1,6 m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>Temperatura mínima del fluido <math>T_{min}</math></td> <td>2 °C</td> </tr> <tr> <td>Temperatura máxima del fluido <math>T_{max}</math></td> <td>65 °C</td> </tr> <tr> <td>Temperatura ambiente mínima <math>T_{min}</math></td> <td>0 °C</td> </tr> <tr> <td>Temperatura ambiente máxima <math>T_{max}</math></td> <td>40 °C</td> </tr> </table> <p><b>Materiales</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Carcasa de la bomba</td> <td>Bronze</td> </tr> <tr> <td>Rodete</td> <td>PPE-GF30</td> </tr> <tr> <td>Eje</td> <td>Cerámica de óxido</td> </tr> <tr> <td>Material del cojinete</td> <td>Carbón, impregnado de resina</td> </tr> </table> <p><b>Dimensiones de instalación</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Conexión de tubería del lado de aspiración <math>D_Ns</math></td> <td>G 1</td> </tr> <tr> <td>Conexión de tubería del lado de impulsión <math>D_Nd</math></td> <td>G 1</td> </tr> <tr> <td>Longitud entre roscas <math>l_0</math></td> <td>140 mm</td> </tr> </table>	Presión máxima de trabajo $P_N$	10 bar	Altura máxima de impulsión $H_{Qmin}$	1,0 m	Caudal máximo $Q_{max}$	1,6 m <sup>3</sup> /h	Temperatura mínima del fluido $T_{min}$	2 °C	Temperatura máxima del fluido $T_{max}$	65 °C	Temperatura ambiente mínima $T_{min}$	0 °C	Temperatura ambiente máxima $T_{max}$	40 °C	Carcasa de la bomba	Bronze	Rodete	PPE-GF30	Eje	Cerámica de óxido	Material del cojinete	Carbón, impregnado de resina	Conexión de tubería del lado de aspiración $D_Ns$	G 1	Conexión de tubería del lado de impulsión $D_Nd$	G 1	Longitud entre roscas $l_0$	140 mm	
Presión máxima de trabajo $P_N$	10 bar																												
Altura máxima de impulsión $H_{Qmin}$	1,0 m																												
Caudal máximo $Q_{max}$	1,6 m <sup>3</sup> /h																												
Temperatura mínima del fluido $T_{min}$	2 °C																												
Temperatura máxima del fluido $T_{max}$	65 °C																												
Temperatura ambiente mínima $T_{min}$	0 °C																												
Temperatura ambiente máxima $T_{max}$	40 °C																												
Carcasa de la bomba	Bronze																												
Rodete	PPE-GF30																												
Eje	Cerámica de óxido																												
Material del cojinete	Carbón, impregnado de resina																												
Conexión de tubería del lado de aspiración $D_Ns$	G 1																												
Conexión de tubería del lado de impulsión $D_Nd$	G 1																												
Longitud entre roscas $l_0$	140 mm																												
<p>Star-Z 25/6-3</p> <p><b>Ficha técnica</b></p> <p><b>Datos hidráulicos</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Presión máxima de trabajo <math>P_N</math></td> <td>10 bar</td> </tr> <tr> <td>Altura máxima de impulsión <math>H_{Qmin}</math></td> <td>3,4 m</td> </tr> <tr> <td>Caudal máximo <math>Q_{max}</math></td> <td>2,5 m<sup>3</sup>/h</td> </tr> <tr> <td>Temperatura mínima del fluido <math>T_{min}</math></td> <td>2 °C</td> </tr> <tr> <td>Temperatura máxima del fluido <math>T_{max}</math></td> <td>65 °C</td> </tr> <tr> <td>Temperatura ambiente mínima <math>T_{min}</math></td> <td>0 °C</td> </tr> <tr> <td>Temperatura ambiente máxima <math>T_{max}</math></td> <td>40 °C</td> </tr> </table> <p><b>Materiales</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Carcasa de la bomba</td> <td>Bronze</td> </tr> <tr> <td>Rodete</td> <td>PPE-GF30</td> </tr> <tr> <td>Eje</td> <td>Cerámica de óxido</td> </tr> <tr> <td>Material del cojinete</td> <td>Carbón, impregnado de resina</td> </tr> </table> <p><b>Dimensiones de instalación</b></p> <table border="1"> <tr> <td>Conexión de tubería del lado de aspiración <math>D_Ns</math></td> <td>G 1½</td> </tr> <tr> <td>Conexión de tubería del lado de impulsión <math>D_Nd</math></td> <td>G 1½</td> </tr> <tr> <td>Longitud entre roscas <math>l_0</math></td> <td>180 mm</td> </tr> </table>	Presión máxima de trabajo $P_N$	10 bar	Altura máxima de impulsión $H_{Qmin}$	3,4 m	Caudal máximo $Q_{max}$	2,5 m <sup>3</sup> /h	Temperatura mínima del fluido $T_{min}$	2 °C	Temperatura máxima del fluido $T_{max}$	65 °C	Temperatura ambiente mínima $T_{min}$	0 °C	Temperatura ambiente máxima $T_{max}$	40 °C	Carcasa de la bomba	Bronze	Rodete	PPE-GF30	Eje	Cerámica de óxido	Material del cojinete	Carbón, impregnado de resina	Conexión de tubería del lado de aspiración $D_Ns$	G 1½	Conexión de tubería del lado de impulsión $D_Nd$	G 1½	Longitud entre roscas $l_0$	180 mm	
Presión máxima de trabajo $P_N$	10 bar																												
Altura máxima de impulsión $H_{Qmin}$	3,4 m																												
Caudal máximo $Q_{max}$	2,5 m <sup>3</sup> /h																												
Temperatura mínima del fluido $T_{min}$	2 °C																												
Temperatura máxima del fluido $T_{max}$	65 °C																												
Temperatura ambiente mínima $T_{min}$	0 °C																												
Temperatura ambiente máxima $T_{max}$	40 °C																												
Carcasa de la bomba	Bronze																												
Rodete	PPE-GF30																												
Eje	Cerámica de óxido																												
Material del cojinete	Carbón, impregnado de resina																												
Conexión de tubería del lado de aspiración $D_Ns$	G 1½																												
Conexión de tubería del lado de impulsión $D_Nd$	G 1½																												
Longitud entre roscas $l_0$	180 mm																												

Figura 60. Ficha técnica bomba de circulación WILO. Fuente: [34]

Observando la ficha técnica de las diferentes bombas se elige la que satisfaga el caudal necesario para cada zona climática:

ZONA CLIMÁTICA	MODELO BOMBA	POTENCIA NOMINAL (W)
A3 – Cádiz	WILO STAR-Z 20/1	30
B4 - Sevilla	WILO STAR-Z 20/1	30
C2 - Barcelona	WILO STAR-Z 20/1	30
D3 - Madrid	WILO STAR-Z 20/1	30
E1 - Burgos	WILO STAR-Z 25/6-3	99

Tabla 19. Características bombas de circulación de calefacción para cada zona climática. Fuente: [42]

### 7.2.3 Dimensionado del bloque de ACS

Este bloque es muy similar al dimensionado del bloque de calefacción ya que los equipos usados serán los equivalentes. Por tanto, se dimensionarán los equipos de caldera de ACS, acumulador de ACS y bombas de circulación para el sistema de ACS. Además, en este apartado se dimensionará los paneles solares térmicos que se usaran para reducir el consumo de la caldera de ACS.

- **Dimensionado caldera ACS:**

Se utilizará una caldera auxiliar de agua caliente sanitaria existente en la instalación, cuya potencia es de 24 kW, suficiente para satisfacer la demanda de ACS que tiene el edificio de estudio. La potencia de la caldera es superior a la potencia necesaria en base al caudal de consumo en litros/hora de ACS debido a que se pueden dar situaciones que se consuma el mismo caudal en menor tiempo, por lo que es necesario que la caldera llegue a satisfacer estos picos de potencia concretos.



Figura 61. Caldera de ACS. Fuente: [35]

- **Dimensionado acumulador ACS:**

El sistema de ACS al igual que el sistema de calefacción necesitará un acumulador de Agua Caliente Sanitaria. Este acumulador está constituido de un circuito de agua primario conectado a un circuito de calentamiento, al igual que el acumulador de calefacción disminuye los transitorios siendo recomendables en circuitos cerrados de calefacción. El acumulador de ACS aprovechará el calor generado por los paneles solares para reducir el consumo de la caldera de ACS, disminuyendo de esta forma el número de arranques.

El acumulador elegido de ACS será de 2 m<sup>3</sup> modelo COMBI-3 de Cordivari construido en acero al carbono con revestimiento de Polywarm, capaz de trabajar hasta los 90 °C y 6 bar.

## DIMENSIONES

Volumen (litros)	Dimensiones (mm)													
	Df	De	H	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12
500	650	750	1670	247	260	533	629	744	841	930	1011	1231	1231	1343
600	650	750	1920	247	260	582	695	855	915	1060	1144	1500	1382	1593
800	790	990	1890	265	278	584	690	762	823	988	1115	1428	1332	1541
1000	790	990	2180	265	284	656	787	953	998	1188	1309	1748	1588	1831
1500	950	1150	2300	313	336	736	845	1006	1061	1286	1377	1805	1653	1909
2000	1100	1300	2370	347	370	770	879	1001	1060	1300	1411	1830	1687	1943

## DATOS TÉCNICOS Y DE FUNCIONAMIENTO

Volumen (litros)	Vol. acumulación ACS (litros)	Sup. circuito sanitario (m²)	Vol. serpentín inferior (litros)	Sup. serpentín inferior (m²)	Vol. serpentín superior (litros)	Sup. serpentín superior (m²)	Peso (kg)		
							CB1	CB2	CB3
500	99	1,1	11,5	1,9	8	1,3	97	116	145
600	146	1,3	18	2,8	12	1,9	109	131	162
800	191	1,6	20	3,1	16	2,4	133	160	195
1000	226	1,8	24	3,7	20	3,1	150	184	226
1500	412	2,5	32	4,9	23	3,5	228	267	322
2000	566	3,1	35	5,4	27	4,1	290	336	397



### Parámetros técnicos según Reglamentos 812-814/2013

Código	Vol. neto (lts)	Pérdida calor (W)	Clase energética
CB*050ACPW03RG	485	107	C

Figura 62. Ficha técnica acumulador ACS. Fuente: [36]

- **Dimensionado bombas de ACS:**

Como en el caso de las bombas de calefacción para dimensionar las bombas de ACS se procederá de la misma manera. En este dimensionado al usar la misma caldera de 24 kW para todas las zonas climáticas se llega a la misma conclusión que antes, por lo que se usará una bomba WILO STAR-Z 20/1 de potencia nominal 30 W para todos los casos posibles.

- **Dimensionado paneles solares térmicos para ACS:**

Para el dimensionado de los paneles solares térmicos para Agua Caliente Sanitaria se han elegido los captadores solares térmicos de placa plana. El modelo elegido concretamente es el FUJI-C Titanium-plus-w de 2,5 m² de superficie, que cuenta con un buen rendimiento y con unas características convenientes para su instalación. Se han instalado un total de 12 paneles solares para reducir el consumo de ACS en este proyecto.



Figura 63. Captador solar térmico placa plana FUJI-C Titanium-plus-w. Fuente: [37]

	<b>FUJI-P Titanium-plus</b>	<b>FUJI-P Titanium-plus-w</b>
Dimensiones L*W*A(mm)	2000*1000*80	2000*1250*80
Area bruta (m2 )	2.00m <sup>2</sup>	2.50m <sup>2</sup>
Area de apertura/absorbedor (m2 )	1.84/1.839m <sup>2</sup>	2.28/2.26m <sup>2</sup>
Conductos de cobre y cantidad(mm)	Φ8 * 60.60 * 1886*8uni. Cobre TP2	Φ8 * 60.60 * 1886*10uni Cobre TP2
Cabezales de cobre y cantidad(mm)	Φ22 * 60.6 * 1060*2uni. Cobre TP2	Φ22 * 60.6 * 1310*2uni Cobre TP2
Tratamiento del absorbedor	Titanio	Titanio
Rendimiento óptico	Absorción 95±2%	Absorción 96±3%
Potencia Máxima (G=1000W/m <sup>2</sup> ) por captador	1.12kw	1.45kw
Eficiencia térmica	0.76	0.788
Temperatura de estancamiento (1000W/m <sup>2</sup> y 30°C)	140°C	160°C
Material de aislamiento y espesor	30 mm lana de vidrio	
Estructura y espesor	Aluminio 1.2mm	
Cristal y transmisión% y espesor(mm)	Cristal de bajo contenido en hierro templado y texturizado. 91,7%. 3.2mm	
Presión de trabajo / peso	6 bar / 36,8 kg	6 bar /41,4 kg

Figura 64. Ficha técnica captador solar FUJI-C Titanium-plus-w. Fuente: [37]

## 7.2.4 Dimensionado del bloque fotovoltaico

En el dimensionado del bloque solar se dimensionarán por un lado los paneles fotovoltaicos que se usarán para aprovechar la electricidad generada en el sistema y los inversores que serán necesarios para transformar la energía generada por los paneles. Este bloque es el principal generador de energía eléctrica del sistema, ya que proporcionará la energía eléctrica necesaria para satisfacer el consumo eléctrico del hogar (refrigeración, iluminación, dispositivos eléctricos, etc.) así como para producir la energía necesaria para el funcionamiento del electrolizador que genera el hidrógeno necesario para la pila de combustible.

- **Dimensionado paneles fotovoltaicos:**

Para este tipo de instalaciones de paneles fotovoltaicos se ha elegido un módulo de silicio monocristalino de 455 W de potencia nominal, concretamente el modelo RSM156-6-455M de la marca JAGER PLUS. Este tipo de paneles monocristalinos promedian unos buenos rendimientos y alta potencia pico, además es un panel fiable con alta durabilidad en cualquier condición ambiental. Estos paneles se encargarán de generar la electricidad necesaria para el funcionamiento del electrolizador y para satisfacer las demandas consumo de electricidad del hogar. Los módulos solares se orientarán con una posición fija para reducir los costes de instalación y mantenimiento, por lo que se orientarán hacia el Sur ya que es la orientación óptima.

Hay que puntualizar que la instalación de este sistema fotovoltaico precisará de un inversor para transformar la corriente continua que producen los paneles en corriente alterna necesaria para el consumo de la mayoría de los dispositivos eléctricos.

El sistema híbrido para el que los paneles fotovoltaicos generan la energía eléctrica podrá funcionar en paralelo con la energía eléctrica de la red, siendo esta instalación interconectada, por lo que si fuera preciso el sistema trabajaría con electricidad procedente de la red eléctrica.

El sistema de paneles fotovoltaicos se dimensiona para que el sistema precise extraer de la red la menor cantidad posible de electricidad, intentando en todo momento ser un sistema autosuficiente menos en algún momento pico que se dé esporádicamente. Las placas fotovoltaicas se instalarán en la cubierta del edificio que cuenta con una superficie de 221,25 m<sup>2</sup>.

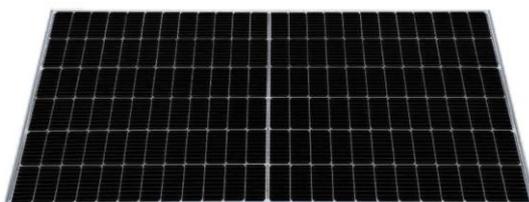


Figura 65. Panel fotovoltaico monocristalino RSM156-6-455M de JAGER PLUS. Fuente: [26]

Las características técnicas del panel fotovoltaico elegido se muestran a continuación:

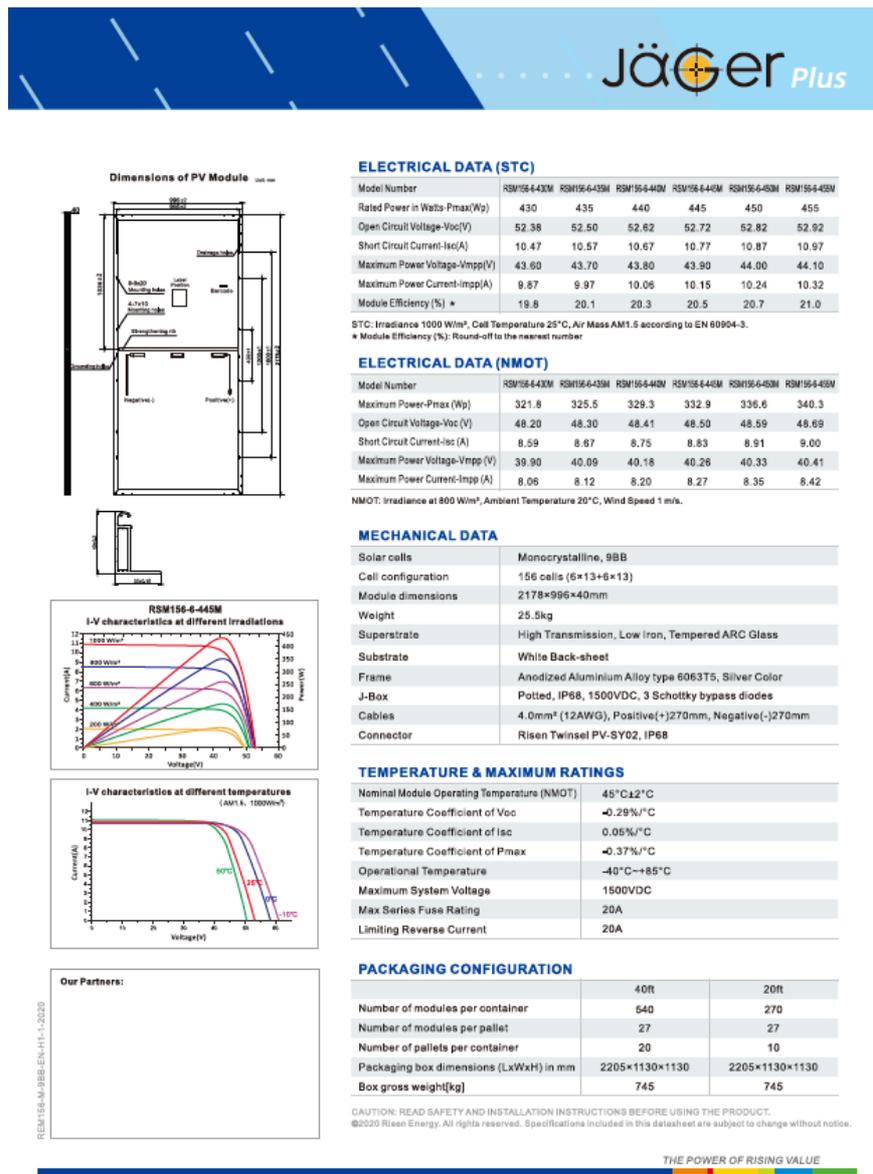


Figura 66. Ficha técnica panel fotovoltaico RSM156-6-455M de JAGER PLUS. Fuente: [26]

Conociendo la superficie de la cubierta y la superficie que ocupa un panel fotovoltaico RSM156-6-455M se consigue el número máximo de paneles que pueden instalarse en la cubierta:

$$N_{tp \text{ máximo}} = \frac{\text{Área cubierta}}{\text{Área panel}}$$

Sabiendo el número total de paneles que se pueden instalar y la potencia nominal de cada panel se calcula la máxima potencia del campo solar con la siguiente expresión:

$$P_{cs \text{ máxima}} = P_n * N_{tp \text{ máximo}}$$

Con este cálculo se obtendrá la potencia del campo solar máxima instalable, sabiendo que la potencia nominal por panel es de 455W.

Se necesita conocer la disposición de los paneles fotovoltaicos, tanto el número de paneles en serie (máximo y mínimo) como el número de hileras en paralelo para cada zona climática. Todos estos cálculos de dimensionamiento se detallan en el anexo *Dimensionado de Instalación Fotovoltaica*, y los resultados de este cálculo se observan en la siguiente gráfica:

ZONA CLIMÁTICA	Npaneles, serie_min	Npaneles, serie_max
A3 – Cádiz	16	19
B4 - Sevilla	17	19
C2 - Barcelona	16	19
D3 - Madrid	16	19
E1 - Burgos	16	18

Tabla 20. N° de paneles en serie para cada zona climática. Fuente: [42]

ZONA CLIMÁTICA	Nhileras, paralelo
A3 – Cádiz	5
B4 - Sevilla	5
C2 - Barcelona	5
D3 - Madrid	5
E1 - Burgos	5

Tabla 21. N° de hileras de paneles en paralelo para cada zona climática. Fuente: [42]

La mejor solución adoptada para este proyecto es la siguiente para todas las zonas climáticas:

<b>N° panles fotovoltaicos</b>	<b>90</b>
N° paneles en serie	18
N° hileras en paralelo	5
<b>Potencia campo solar instalada</b>	<b>40,95 kWp</b>

Tabla 22. Campo solar fotovoltaico instalado. Fuente: [42]

Los paneles fotovoltaicos como se ha comentado anteriormente se colocarán orientados al Sur (azimut 0 °) ya que la cubierta lo permite siendo está la orientación óptima.

El ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos será la latitud de la ciudad en la que se encuentre menos 10 °, ya que se considera que es el ángulo óptimo para instalaciones fijas fotovoltaicas. Por tanto, los ángulos de inclinación con los que se instalarán los paneles en la cubierta serán los siguientes:

ZONA CLIMÁTICA	ÁNGULO DE INCLINACIÓN
A3 – Cádiz	26 °
B4 - Sevilla	27 °
C2 - Barcelona	31 °
D3 - Madrid	30 °
E1 - Burgos	32 °

Tabla 23. Ángulos de inclinación de los paneles fotovoltaicos para cada zona climática. Fuente: [2]

- **Dimensionado inversor:**

La instalación del inversor es necesaria para transformar la corriente continua producida por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna, que es la que se consume en el edificio. La única condición que se impone es que la potencia del inversor tendrá que ser mayor o igual al 80% de la potencia del campo solar:

$$P_i \geq 0.8 * P_{cs}$$

$$P_i \geq 32,03 \text{ kW}$$

Por tanto, la potencia del inversor se deberá elegir conforme a esta condición, por lo que se sondea en el mercado un inversor de estas características. El inversor seleccionado para este proyecto es el modelo 3Play 33TL de la marca INGECON SUN.

Los datos técnicos del inversor elegido son los siguientes:

INGECON SUN		3Play Serie TL	
	20TL	33TL	
<b>Valores de Entrada (DC)</b>			
Rango pot. campo FV recomendado <sup>1)</sup>	20,6 - 26,8 kW	34 - 45 kW	
Rango de tensión MPPT <sup>2)</sup>		560 - 820 V	
Tensión mín. para Prom a Vac nominal		560 V	
Tensión máxima <sup>3)</sup>		1.000 V	
Corriente máxima <sup>4)</sup>	37 A	61 A	
Número de entradas		1	
MPPT		1	
<b>Valores de Salida (AC)</b>			
Potencia nominal	20 kW	33 kW	
Máx. temperatura a potencia nominal <sup>5)</sup>	55 °C	51 °C	
Corriente máxima	29 A	48 A	
Tensión nominal		400 V	
Rango de tensión	187 - 528 V	304 - 528 V	
Frecuencia nominal		50 / 60 Hz	
Tipo de red <sup>6)</sup>		TT / TN	
Factor de Potencia		1	
Factor de Potencia ajustable <sup>7)</sup>	Si: S <sub>max</sub> =20 kVA; Q <sub>max</sub> =20 kVAR	Si: S <sub>max</sub> =33 kVA; Q <sub>max</sub> =20 kVAR	
THD		<3%	
<b>Rendimiento</b>			
Eficiencia máxima		98,5%	
Euroeficiencia		98,3%	
<b>Datos Generales</b>			
Sistema de refrigeración		Ventilación forzada	
Caudal de aire	200 m <sup>3</sup> /h	400 m <sup>3</sup> /h	
Consumo en stand-by <sup>8)</sup>		10 W	
Consumo nocturno		1 W	
Temperatura de funcionamiento		-25 °C a 65 °C	
Humedad relativa (sin condensación)		0 - 100%	
Grado de protección		IP65	
Marcado		CE	
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100		
Normativa de conexión a red	RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-16 Ed. III, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105:2011-08, C99/2, GR32 <sup>9)</sup> , P.0.12.3, AS4777.2, AS4777.3, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, South African Grid code, Chilean Grid Code, Romanian Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, IEEE 929, Thailand MEA & PEA requirements, DEWA (Dubai) Grid Code, Jordan Grid Code		

Figura 67. Ficha técnica inversor 3Play 33TL de INGECON SUN. Fuente: [38]

## 7.2.5 Dimensionado del bloque de pila de combustible

En este último bloque se dimensiona toda la parte del sistema híbrido del proyecto relacionado con el hidrógeno. Por lo que en este apartado se dimensionará la pila de combustible, el electrolizador y el tanque (acumulador) de hidrógeno.

- **Dimensionado pila de combustible:**

La pila de combustible instalada en el sistema será la encargada de producir electricidad en los momentos de demanda cuando los paneles fotovoltaicos no sean capaces de generar la potencia eléctrica que precisa el sistema. Además, estas pilas generarán energía térmica que se aprovechará calentando el fluido de pasa por el acumulador de calefacción reduciendo de esta forma el consumo de la caldera de calefacción. La pila de combustible elegida deberá por tanto cubrir lo máximo posible la demanda eléctrica del sistema total y deberá a su vez ayudar a reducir el consumo de la caldera de calefacción, por lo que su dimensionado deberá cumplir principalmente la demanda eléctrica del edificio en los momentos que no se genere electricidad a través de los paneles fotovoltaicos.

Para este proyecto se ha elegido una pila de combustible de tipo PEMFC de la marca BALLARD modelo FCvelocity-MD con una potencia nominal de 30 kW capaz de proporcionar la demanda de electricidad en cualquier situación. Este modelo de pila de combustible es capaz de obtener un rendimiento eléctrico de hasta el 56% y potencias eléctricas de hasta 30 kW, suficientes para satisfacer las demandas del edificio. Esta pila funcionará con combustible hidrógeno procedente del del depósito que se instalará en el sistema para almacenar el gas procedente del electrolizador, y necesitando además aire exterior como oxidante. Este modelo de pila tiene una durabilidad probada con más de 65 mil horas de funcionamiento, con una eficiencia y durabilidad muy alta.

Esta pila de combustible seleccionada tendrá una temperatura de funcionamiento relativamente baja por lo que no tendrá problemas asociados al funcionamiento en altos rangos de temperatura como la corrosión, se tendrá un escaso mantenimiento y un funcionamiento simple con los que el coste de conservación de la pila en el tiempo de vida útil será bajo. El rápido arranque en frío proporcionará satisfacer demandas rápidamente, por lo que será ideal en este tipo de instalación ya que no precisará de un periodo largo para que la pila genere la energía que demanda el edificio. Otro aspecto a tener en cuenta es que su funcionamiento no genera ruido ni emisiones contaminantes, con lo cual ideal para el bloque de viviendas.

Las características técnicas la pila de combustible seleccionada se muestran a continuación:



**PRELIMINARY PRODUCT SPECIFICATIONS**

<b>Technology</b>	Fuel cell	Proton exchange membrane
<b>Performance</b>	Rated net power	30 kW
	Operating DC voltage range	85 - 180V
	Current	0-300 A
<b>Physical</b>	Dimensions (l x w x h)	900 x 480 x 375 mm <sup>3</sup>
	Weight	125 kg (fuel cell module)
<b>Fuel</b>	Type	Gaseous hydrogen
	Composition	As per SAE specification J2719
<b>Operation</b>	Oxidant	Air
	Stack coolant	50/50 pure ethylene glycol and deionized water WEG 60 <sup>o</sup> to 70 <sup>o</sup> C
	Fuel supply pressure	8 barg nominal
	Fuel flow rate	0.7 g/s maximum
<b>Safety Compliance</b>	Design Standards	ISO 6469-2:2009 <sup>2</sup> , ISO 6469-3:2009 <sup>2</sup> and ISO 23273:2013 <sup>2</sup>
	Enclosure	IP55
<b>Monitoring</b>	Control interface	CANbus
<b>Emissions</b>	Exhaust	Zero-emissions (no PM, NOx, SOx, CO or CO <sub>2</sub> )
	Sound level	Less than 75 dBA

Figura 68. Ficha técnica pila de combustible PEMFC de BALLARD. Fuente: [27]

- **Dimensionado electrolizador:**

El electrolizador del sistema deberá proporcionar con el exceso de electricidad de las placas fotovoltaicas el hidrógeno que se almacenará en un depósito, por lo que la cantidad de hidrógeno que se necesita producir es similar a la que se consumirá por la pila de combustible. En este proyecto se usará un electrolizador de membrana polimérica debido a su simplicidad y bajo mantenimiento. Se instalará el mismo electrolizador para todas las regiones geográficas donde se analiza el edificio, ya que la cantidad de hidrógeno demandado será aproximadamente similar en todas las zonas, con una producción pico parecida.

Se ha optado por instalar un electrolizador de la marca NEL modelo Proton PEM H4, capaz de generar 4 Nm<sup>3</sup>/h de hidrógeno con una pureza del 99.99%, suficiente para abastecer la demanda de hidrógeno del sistema.

Las características técnicas del electrolizador seleccionado se muestran a continuación:

MODEL	H2	H4	H6
Description	On-site hydrogen generator in an integrated, automated, site-ready enclosure Load Following operation automatically adjusts output to match demand Full differential pressure, H <sub>2</sub> over O <sub>2</sub>		
Electrolyte	Proton Exchange Membrane (PEM) – Caustic-Free		
<b>HYDROGEN PRODUCTION</b>			
Nominal Production Rate Nm <sup>3</sup> /h @ 0°C, 1 bar SCF/h @ 70°F, 1 atm SLPM @ 70°F, 1 atm kg/24 h	2 Nm <sup>3</sup> /h 76 SCF/h 35.8 SLPM 4.31 kg/24 h	4 Nm <sup>3</sup> /h 152 SCF/h 71.7 SLPM 8.63 kg/24 h	6 Nm <sup>3</sup> /h 228 SCF/h 107.6 SLPM 12.94 kg/24 h
Delivery Pressure – Nominal	15 barg (218 psig); Optional 30 barg (435 psig)		
Power Consumption by System per Volume of H <sub>2</sub> Gas Produced <sup>1</sup>	7.3 kWh/Nm <sup>3</sup> (19.2 kWh/100 ft <sup>3</sup> )	7.0 kWh/Nm <sup>3</sup> (18.5 kWh/100 ft <sup>3</sup> )	6.8 kWh/Nm <sup>3</sup> (17.8 kWh/100 ft <sup>3</sup> )
Purity (Concentration of Impurities)	99.9995% [H <sub>2</sub> O < 5 ppm, -65°C (-85°F) Dew Point, N <sub>2</sub> < 2 ppm, O <sub>2</sub> < 1 ppm, all others undetectable]		
Turndown Range	0-100% net product delivery (automatic)		
Upgradeability	Field upgradeable to a maximum of 6 Nm <sup>3</sup> /h (228 SCF/hr)	N/A	
<b>DI WATER REQUIREMENT</b>			
Consumption Rate at Maximum Production	1.83 L/h (0.50 gal/h)	3.66 L/h (0.96 gal/h)	5.50 L/h (1.42 gal/h)
Temperature	5-50°C (41-122°F)		
Pressure	1.5-4 barg (21.8 to 58 psig)		
Input Water Quality	Required: ASTM Type II Deionized Water, < 1 µS/cm (> 1 MQ-cm) Preferred: ASTM Type I Deionized Water, < 0.1 µS/cm (> 10 MQ-cm)		
<b>HEAT LOAD AND COOLANT REQUIREMENT</b>			
Coolant <sup>2</sup>	Liquid-cooled; non-freezing, non-fouling; 5-35°C (41-95°F); 25°C cooling water maximum for ambient temperatures above 40°C		
Maximum Heat Load (Cooling Requirement)	8.1 kW (27,368 BTU/h) (2.3 tons refrigeration)	16.1 kW (54,936 BTU/h) (4.6 tons refrigeration)	23.7 kW (80,868 BTU/h) (6.8 tons refrigeration)
Coolant Flowrate	Up to 45 L/min (12 gal/min)	Up to 68 L/min (18 gal/min)	Up to 87 L/min (23 gal/min)
Pressure Drop (at Full Flow)	Up to -3.4 barg (-50 psig)	Up to -3.4 barg (-50 psig)	Up to -3.4 barg (-50 psig)
<b>ELECTRICAL SPECIFICATIONS</b>			
Maximum Power Required within Expected System Life	22 kVA	38 kVA	55 kVA
Electrical Requirements	480 VAC, three phase, 60 Hz or 380-415 VAC, three phase, 50 Hz		

Figura 69. Ficha técnica electrolizador modelo Proton PEM H4 de NEL. Fuente: [28]

- **Dimensionado acumulador de hidrógeno:**

El tanque de almacenamiento de hidrógeno del sistema híbrido será fundamental para almacenar el gas producido por el electrolizador para utilizarlo posteriormente como combustible en la pila de combustible cuando el sistema de control general lo requiera. Este depósito elegido tiene una vida útil de 10 años y es del tipo IV de tanques de hidrógeno anteriormente detallados. Se ha diseñado un tanque que estará compuesto de diez depósitos de 300L en un rack, a una presión máxima de trabajo de 500 bar. Se instalará el mismo tanque para cualquier zona climática de estudio.



Figura 70. Rack con acumuladores de hidrógeno. Fuente: [39]

Can be installed/packaged in a rack or container by 1, 2, 3...

TERMS OF SERVICE					
Maximum working pressure (PS)	500bar				
Maximum refilling pressure	500bar				
Temperature of use	From -40°C to 65°C				
Position of use	Vertical or horizontal				
Permeation rate	0.1Ncm <sup>2</sup> /h/L				
DIMENSIONS					
Inner volume	140L	160L	200L	250L	300L
Mass of empty tank	130Kg	150Kg	180Kg	210Kg	240Kg
Mass of hydrogen stored at 500b (15°C)	4.5Kg	5Kg	6.5Kg	8Kg	9.5Kg
External dimensions (cm) (without support)	Ø 48 L 158	Ø 48 L 180	Ø 48 L 222	Ø 48 L 263	Ø 48 L 307
Thread Int.	1" - 1/2 - 12UNF				
MATERIALS					
Body material	Type IV polymer liner with carbon composite				
Boss (x2)	Stainless steel - Aluminum alloy				
REGULATION TEST					
Service life	10 years / 5,000 cycles				
Hydraulic pressure proof test	750bar				
Approved according to	EN12245 - PED 2014/68/EU & TPED 2010/35/EU				
OPTIONS					
Plug	Thread on request				
Valve	PED or TPED				
PRV	Maximum 500 bar				
Fitting rack	Simple (configuration in bundle possible)				

Figura 71. Ficha técnica depósito de hidrógeno gaseoso de MAHYTEC. Fuente: [39]

- Dimensionado inversores pila de combustible y electrolizador

Los inversores que se instalan tanto para el electrolizador como para la pila de combustible son iguales, en este caso se ha optado por dos inversores con una potencia nominal de 30 kW modelo SUN2000-33KTL-A de HUAWEI.

## Inversor de String Inteligente (SUN2000-33KTL-A)



Especificaciones técnicas	SUN2000-33KTL-A
<b>Eficiencia</b>	
Eficiencia máxima	98.6%
Eficiencia europea	98.4%
<b>Entrada</b>	
Máx. tensión de entrada	1,100 V
Máx. intensidad por MPPT	22 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	30 A
Tensión de entrada inicial	250 V
Rango de tensión de operación de MPPT	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal de entrada	620 V
Máx. cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPT	4
<b>Salida</b>	
Potencia nominal activa de CA	30,000 W
Máx. potencia aparente de CA	33,000 VA
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	30,000 W
Tensión nominal de salida	230V / 400V, default 3W-N-PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	43.3 A
Máx. intensidad de salida	48 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	< 3%
<b>Protección</b>	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección contra funcionamiento en isla	Si
Protección contra sobretensión de CA	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si
Monitorización de fallos en strings de sistemas fotovoltaicos	Si
Protector contra sobretensión de CC	Tipo II
Protector contra sobretensión de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Si
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Si
<b>Comunicación</b>	
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Si
USB	Si
Comunicación por líneas de alimentación eléctrica (PLC)	Si
<b>General</b>	
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	62 kg (136.7 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Convección natural
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Amphenol Helios H4
Conector de CA	Terminal de PG resistente al agua + Conector OT
Clase de protección	IP65
Topología	Sin transformador
<b>Cumplimiento de normas (Más información disponible pedida)</b>	
Certificado	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC62116
Código de red	IEC 61727, NBT 32004-2013, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, BDEW, (59)3, UTE C 15-112-1, CEI 0-16, CEI 0-21, C10111, EN 50438-Turkey

Figura 72. Ficha técnica inversor sistema pila de combustible de Huawei. Fuente: [40]

## 7.3 Diseño del sistema en TRNSYS

En este apartado se expone cómo se ha implementado el sistema en TRNSYS. Se explicará cómo se han modelado los elementos de la instalación necesarios para la simulación del sistema, para posteriormente evaluar dicha simulación. Este apartado se divide en dos bloques principales, el bloque del sistema eléctrico que abarcará toda la parte eléctrica del sistema, y el bloque del sistema térmico que contemplará la parte de calefacción y ACS. Además, consta de un tercer apartado en el que se representan los esquemas completos tanto de la instalación convencional como de la instalación híbrida, que será la de objeto de estudio y de principal interés del proyecto. Para el diseño del subsistema eléctrico y térmico se ha considerado el sistema híbrido completo ya que el caso convencional es una simplificación del híbrido.

### 7.3.1 Subsistema eléctrico

El primer diseño que se modela en TRNSYS es la parte eléctrica de la instalación. Consta de los siguientes elementos:

- **Enfriadora para refrigeración**

En TRNSYS no hay un componente (type) específico para este elemento del sistema, por lo tanto, se usarán una serie de types de TRNSYS diferentes que simule una enfriadora condensada por aire. Como primer elemento para componer la enfriadora se usará el type 42 que tendrá en cuenta las variaciones de rendimiento debido a los cambios de la temperatura ambiente, de esta forma tendrá en cuenta la influencia de la temperatura en su funcionamiento. El segundo elemento será el type 43 que tendrá en cuenta los factores de carga parcial después de haber suministrado la demanda de refrigeración. Dicha demanda de refrigeración se introduce a través de un type 9 que se usa como lector de datos.

Después de tener en cuenta la temperatura ambiente y el factor de carga parcial, se obtiene tanto la potencia frigorífica final que suministra la máquina como el consumo de potencia eléctrica que necesitará la enfriadora para proporcionar dicha potencia. Estos cálculos finales necesarios se realizarán en calculadores de TRNSYS como componentes auxiliares.

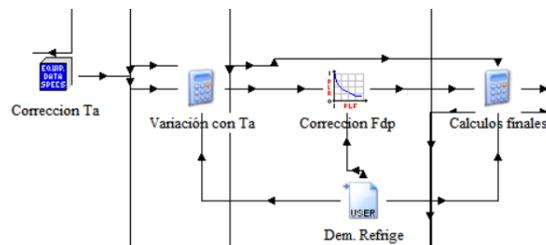


Figura 73. Diseño enfriadora TRNSYS. Fuente: [42]

- **Paneles fotovoltaicos**

Para insertar en TRNSYS el componente de paneles fotovoltaicos se ha elegido en este caso el type 94, en el que se han introducido los valores apropiados del panel según la ficha técnica del fabricante elegido. Para adaptar los valores correctos a este type se utiliza una calculadora como paso intermedio para convertir las unidades de los datos climáticos que se obtienen a través de un type 9 (Clima), que contiene los valores para cada zona climática de estudio de radiación directa, radiación difusa, radiación global, temperatura ambiente y ángulo de incidencia.

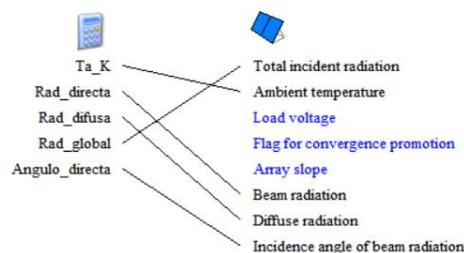


Figura 74. Conexión de datos paneles fotovoltaicos TRNSYS. Fuente: [42]

- **Inversor**

Para implementar el inversor en TRNSYS se utiliza el type 175 fijando los parámetros indicados por el fabricante y su potencia nominal. La entrada del inversor está conectada con la salida del type 94 que son los paneles fotovoltaicos, y su la salida del inversor se conectan con el componente de TRNSYS que hace el balance eléctrico del sistema, así como con el type 105 que es el controlador responsable del funcionamiento del electrolizador y de la pila de combustible.

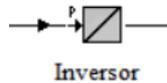


Figura 75. Inversor TRNSYS. Fuente: [5]

Además, se utilizarán dos inversores más en el sistema, solo que estarán en la parte del bloque de pila de combustible. Uno formará parte del electrolizador y el otro de la pila, ambos irán conectados a sus respectivos componentes para transformar la electricidad.

- **Controladores del sistema**

Para que el sistema funcione correctamente necesita varios controladores como será por un lado el controlador del “Balance eléctrico del sistema” que será introducido como un elemento en TRNSYS tipo calculadora, y por otro lado estará el controlador responsable del funcionamiento del electrolizador y la pila de combustible que se modela en TRNSYS con un type 105 como se ha especificado anteriormente. Por lo tanto, en este punto se diferencian dos controladores principales del sistema:

- *Controlador del balance eléctrico:*

Se modela con una calculadora de TRNSYS y sirve para obtener el balance entre la electricidad que produce el campo fotovoltaico y la pila de combustible con la electricidad que necesita la enfriadora, las bombas, los equipos eléctricos y el electrolizador. Por lo tanto, este balance también proporciona la información de cuando el sistema necesita consumir energía eléctrica de la red y en qué cantidad.



Figura 76. Balances TRNSYS. Fuente: [5]

- *Controlador type 105:*

Este controlador que se modela con un type 105 en TRNSYS, regula el funcionamiento tanto del electrolizador como el de la pila de combustible. Para ello observa el nivel del tanque de hidrógeno del sistema que es el que controlará el funcionamiento del electrolizador, además el controlador también regulará el funcionamiento de la pila de hidrógeno dependiendo de la demanda del sistema.



Figura 77. Controlador del sistema TRNSYS. Fuente: [5]

- **Electrolizador**

El electrolizador se implementa en TRNSYS con el type 160, se fijan los parámetros indicados por el fabricante. En este caso hay que indicar el área del electrodo, el número de celdas en serie por stack, el número de stack en paralelo por unidad, densidad de corriente máxima permitida, etc. Este type simulará el funcionamiento de un electrolizador por lo que tendrá una entrada de energía eléctrica conectada al sistema y una salida hidrógeno conectado al depósito de acumulación de H<sub>2</sub>. Hay que mencionar que este electrolizador en modelado en TRNSYS estará conectado a un inversor type 175 como se ha visto anteriormente. El electrolizador en TRNSYS proporcionará el hidrógeno y oxígeno generado, así como la potencia consumida para realizar el proceso de electrolisis.

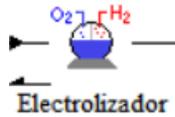


Figura 78. Electrolizador TRNSYS. Fuente: [5]

- **Pila de combustible**

La pila de combustible se implementa en TRNSYS con el type 170, que es el elemento representativo de una pila de combustible de tipo PEM. Para este elemento se vuelven a fijar los parámetros indicados por el fabricante. Dichos parámetros son el número de celdas en serie por stack, el número de stacks en paralelo por unidad, el área del electrodo, el espesor de la membrana de intercambio de protones, etc. Al igual que en el caso del electrolizador estará conectado a un inversor type 175 como se ha visto anteriormente. Este elemento proporcionará los valores de potencia de la pila de combustible, intensidad, voltaje, cantidad de hidrógeno y aire consumidos, y calor generado entre otros.

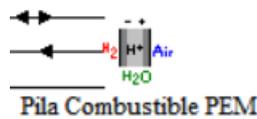


Figura 79. Pila de combustible TRNSYS. Fuente: [5]

- **Depósito de almacenamiento de hidrógeno**

El tanque de almacenamiento de hidrógeno se implementa en TRNSYS con el type 164. Básicamente es un acumulador de hidrógeno específico del programa, por lo que se fijarán los datos apropiados aportados por el fabricante elegido. Dichos parámetros son la presión máxima permitida en el depósito, el volumen del tanque, el peso molar del gas en cuestión, la temperatura y la presión crítica del gas. A pesar de no ser un elemento en el que haya intercambio de energía eléctrica es fundamental incluirlo en el subsistema eléctrico ya que a través del nivel de hidrógeno se controla todo el funcionamiento tanto del electrolizador como de la pila de hidrógeno.

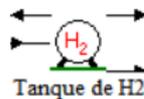


Figura 80. Acumulador de hidrógeno TRNSYS. Fuente: [5]

- **Otros elementos específicos para el tratamiento de datos del sistema**

Se usan varios lectores de datos para obtener las demandas del sistema con types 9 además de algunas calculadoras adicionales para el tratamiento de datos y cálculos intermedios.

El esquema estrictamente de la parte eléctrica del sistema queda de la siguiente forma:

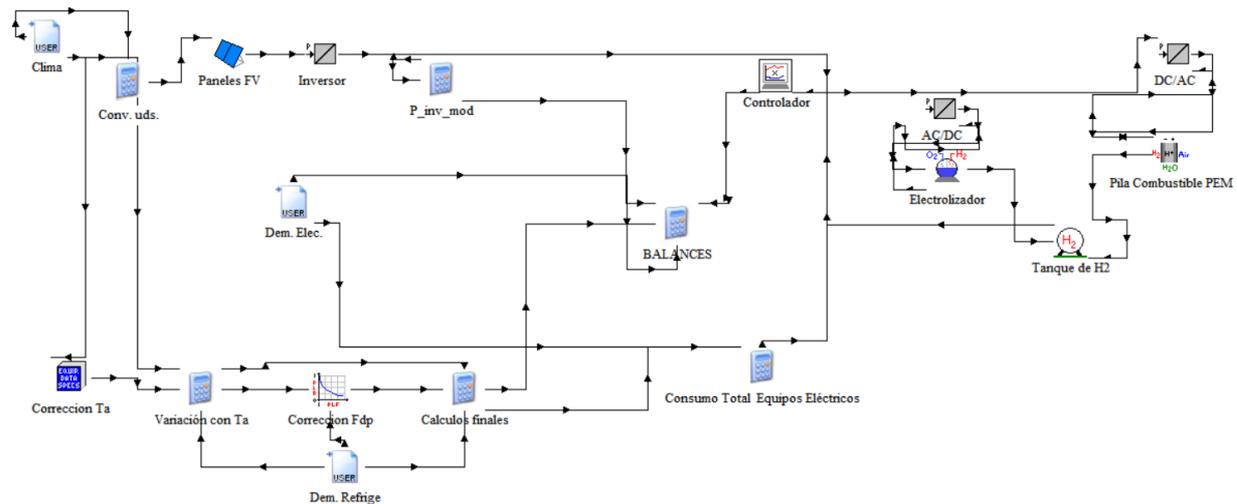


Figura 81. Subsistema eléctrico del sistema híbrido TRNSYS. Fuente: [42]

### 7.3.2 Subsistema térmico

En esta parte se modela en TRNSYS todo lo relacionado tanto con calefacción como con agua caliente sanitaria del sistema. Consta de los siguientes elementos:

#### Abastecimiento de calefacción:

- **Caldera de calefacción**

La caldera de calefacción se ha diseñado en TRNSYS con el componente type 6 que simula una caldera con una temperatura de salida determinada, para este proyecto se ha marcado una temperatura de 80 °C. La conexión de entrada de esta caldera será el flujo y la temperatura del fluido que proviene de los acumulados de calefacción. Este elemento está diseñado para que, si la temperatura a la entrada de la caldera es menor que la de consigna, suministrará la energía precisa para calentar el fluido hasta que se consiga dicha temperatura. Esta caldera de calefacción se ha supuesto con un rendimiento del 92%.

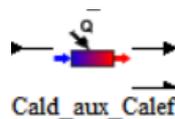


Figura 82. Caldera de calefacción TRNSYS. Fuente: [5]

- **Depósito de almacenamiento de agua caliente**

El acumulador de agua caliente se ha diseñado en TRNSYS con un type 4, indicando en los parámetros la altura de los nodos en la que se va a dividir, siendo la suma la altura total del depósito. Además, se especifican el coeficiente de pérdidas por unidad de área y el volumen de acumulación del depósito.

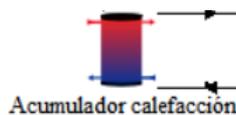


Figura 83. Acumulador de calefacción TRNSYS. Fuente: [5]

- **Controlador y bombas**

Para el sistema de calefacción son necesarias dos bombas y un controlador. La bomba 4 se activará cuando exista demanda de calefacción. Su caudal ha sido calculado conforme a la demanda máxima de calefacción suponiendo un salto térmico de 20 °C en los radiadores.



Figura 84. Controlador y bombas para calefacción TRNSYS. Fuente: [5]

- **Otros elementos específicos para el tratamiento de datos del sistema**

Otros elementos presentes en el sistema de calefacción son los datos de entrada de la demanda de calefacción como un type 9, además del componente de la pila PEM anteriormente detallado en la parte eléctrica que generará calor aprovechable para el sistema de calefacción.

El esquema en TRNSYS de la parte térmica para el caso de calefacción queda de la siguiente forma:

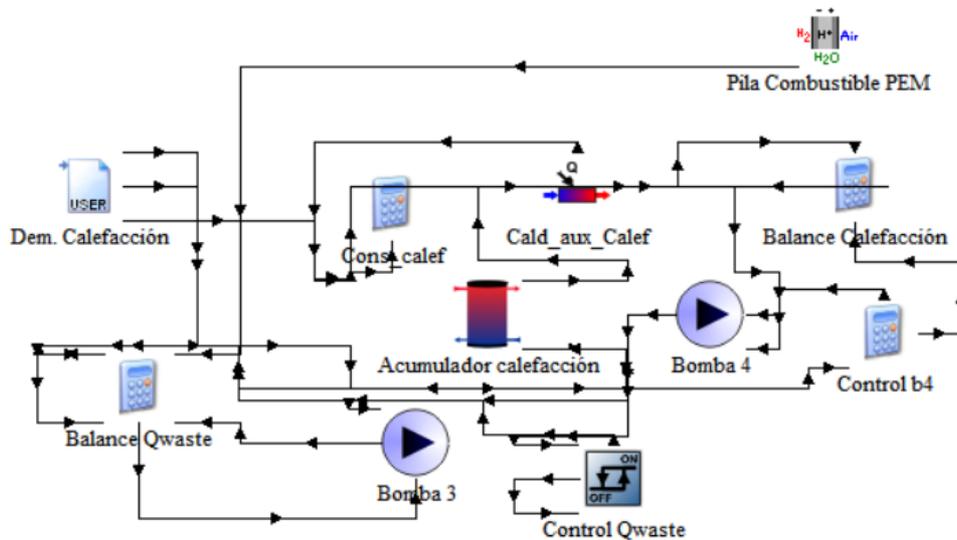


Figura 85. Diseño calefacción TRNSYS. Fuente: [42]

**Abastecimiento de ACS**

- **Caldera auxiliar de ACS**

La caldera auxiliar de ACS que estaba en la instalación se ha diseñado en TRNSYS con el componente type 6 que simula una caldera con una temperatura de salida determinada, para este proyecto se ha marcado una temperatura de 60 °C. La conexión de entrada de esta caldera será el flujo y la temperatura del fluido que proviene del acumulados de ACS. Este elemento está diseñado para que, si la temperatura a la entrada de la caldera es menor que la de consigna, suministrará la energía precisa para calentar el fluido hasta que se consiga dicha temperatura.

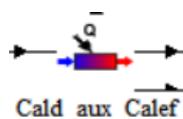


Figura 86. Caldera ACS TRNSYS. Fuente: [5]

- **Paneles solares térmicos**

Este elemento se ha diseñado en TRNSYS con un type 73, usando los parámetros adecuados para su simulación incluidas en la ficha técnica de los captadores seleccionados. Este elemento tendrá como entrada el type 9 de las condiciones climáticas de radiación.

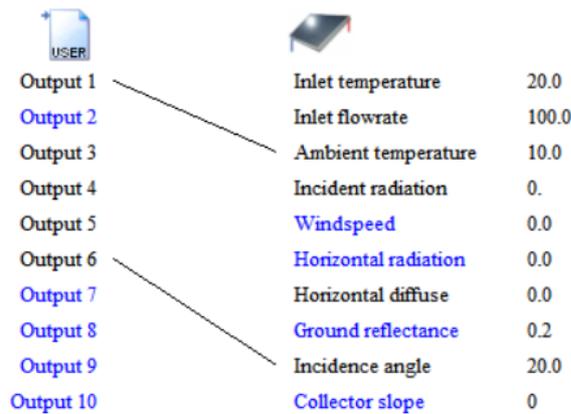


Figura 87. Conexión de datos paneles solares térmicos TRNSYS. Fuente: [42]

- **Intercambiador**

Se incluye en la instalación de ACS el intercambiador ya que en esta instalación se tiene el fluido anticongelante y agua. Este intercambiador se supone con una eficiencia de 0.7, y se diseña en TRNSYS con un type 91.

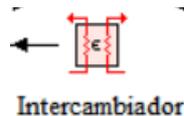


Figura 88. Intercambiador TRNSYS. Fuente: [5]

- **Depósito de almacenamiento de agua caliente ACS**

Similar al acumulador de calefacción variando algunos parámetros específicos.

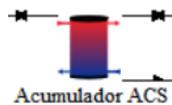


Figura 89. Acumulador ACS TRNSYS. Fuente: [5]

- **Controlador y bombas**

Para el sistema de ACS son necesarias dos bombas para el movimiento del fluido, una a la entrada y otra a la salida del intercambiador, activándose a través del controlador de ACS. Este controlador examina los valores de salida de temperatura de los captadores y los valores de temperatura de regreso del acumulador hacia el intercambiador. Se activarán cuando la diferencia entre ambas temperaturas sea mayor de 8 °C, parándose cuando esa diferencia sea menor de 2 °C.

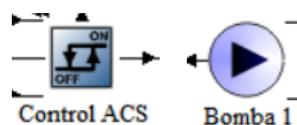


Figura 90. Controlador y bombas para ACS TRNSYS. Fuente: [5]

- **Otros elementos específicos para el tratamiento de datos del sistema**

Los valores de la temperatura del agua de la red y del flujo de abastecimiento vienen dados por dos archivos type 9. Además, en el sistema se diseña un desviador de flujo encargado de cuanta agua debe entrar en el acumulador y cuanta mezclarse en la salida para bajar la temperatura de consigna en caso de que fuera superior.

El esquema en TRNSYS de la parte térmica, queda de la siguiente forma para el caso de ACS:

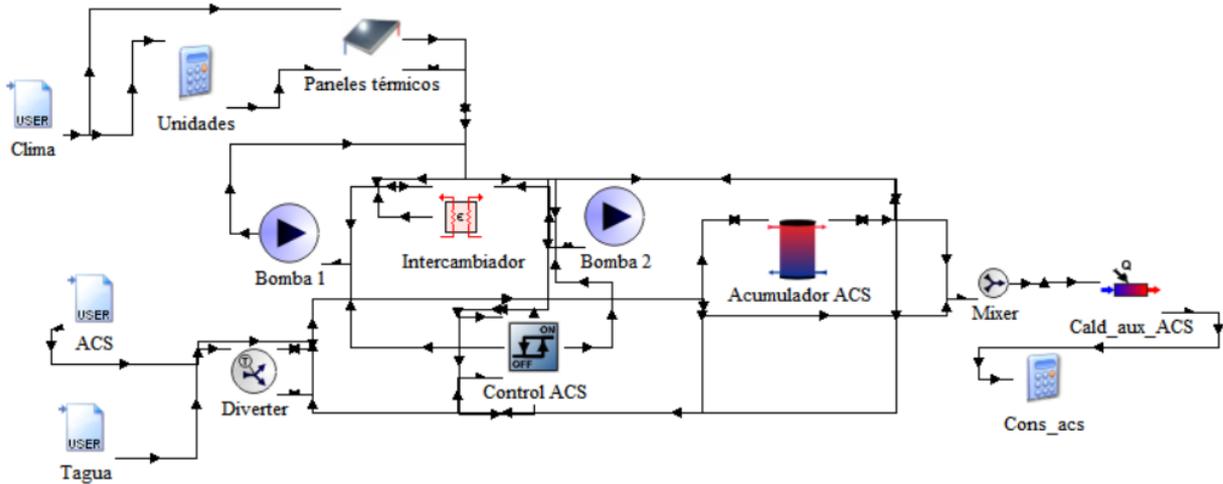


Figura 91. Diseño ACS TRNSYS. Fuente: [42]

Por tanto, el esquema de la parte térmica del sistema queda de la siguiente forma:

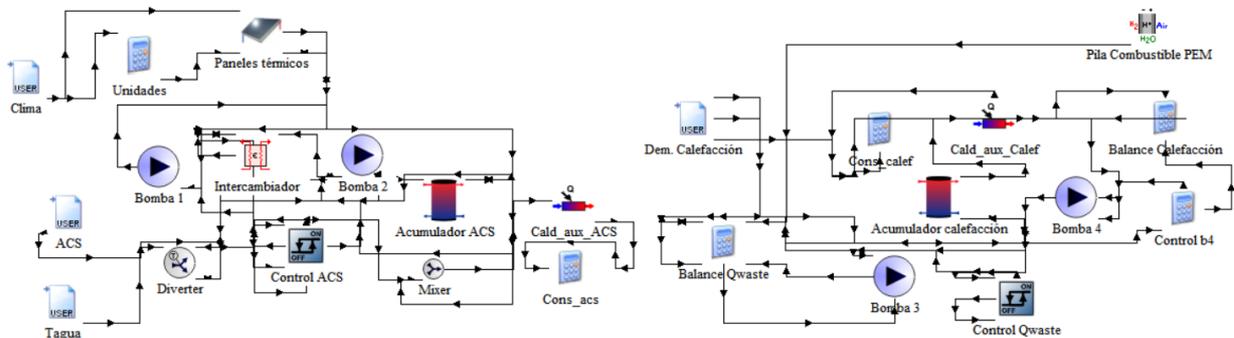


Figura 92. Subsistema térmico del sistema híbrido TRNSYS. Fuente: [42]

### 7.3.3 Esquemas completos de la instalación: convencional e híbrida

En este subapartado se verán los diferentes esquemas modelados en TRNSYS de la instalación, tanto para el caso convencional como para el sistema híbrido. Además, en cada caso se mostrarán los diferentes subsistemas eléctricos y térmicos detallando cada conexión modelada en el programa.

#### 7.3.3.1 Esquemas caso convencional

Aquí se representa el sistema convencional completo, tanto con el subsistema eléctrico como térmico. Este caso es una versión simplificada del caso híbrido, ya que en este sistema convencional se eliminan los paneles fotovoltaicos, paneles térmicos, electrolizador, pila de hidrógeno, etc. Por lo que este caso es el más simple de todos y hace referencia a un edificio con un sistema convencional de consumo de energía enganchado a la red.

### SISTEMA CONVENCIONAL COMPLETO

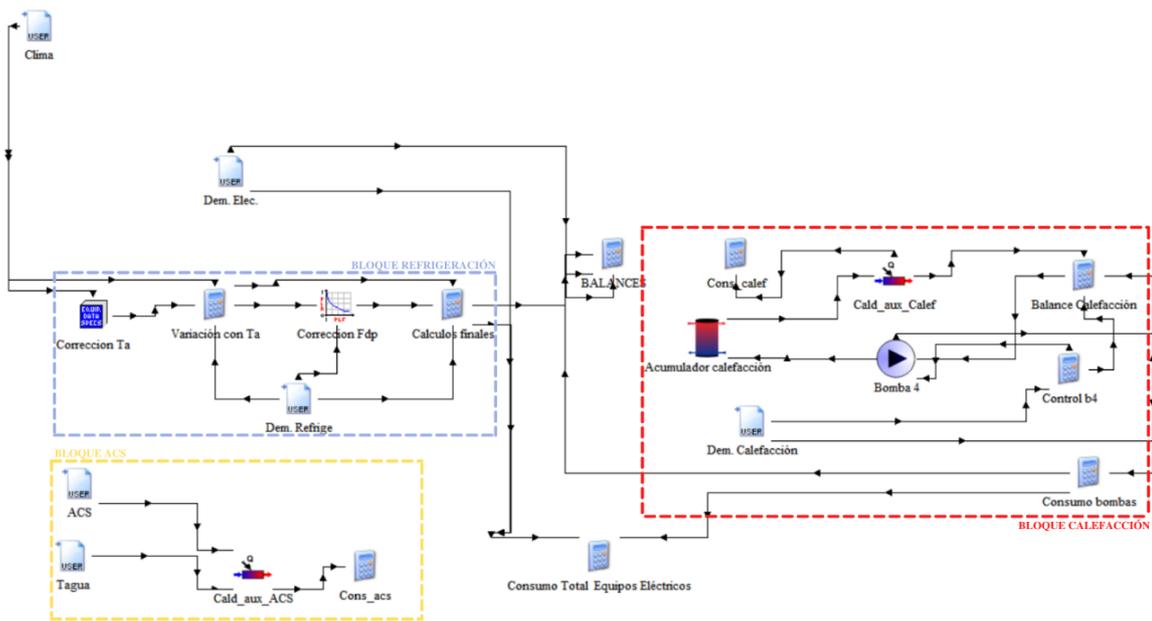


Figura 93. Esquema completo sistema convencional TRNSYS. Fuente: [42]

#### 7.3.3.2 Esquemas caso híbrido

En este caso se representa el sistema híbrido completo, tanto con el subsistema eléctrico como térmico. Se compone por los bloques de fotovoltaica, pila de combustible, refrigeración, calefacción y ACS.

### SISTEMA HÍBRIDO COMPLETO

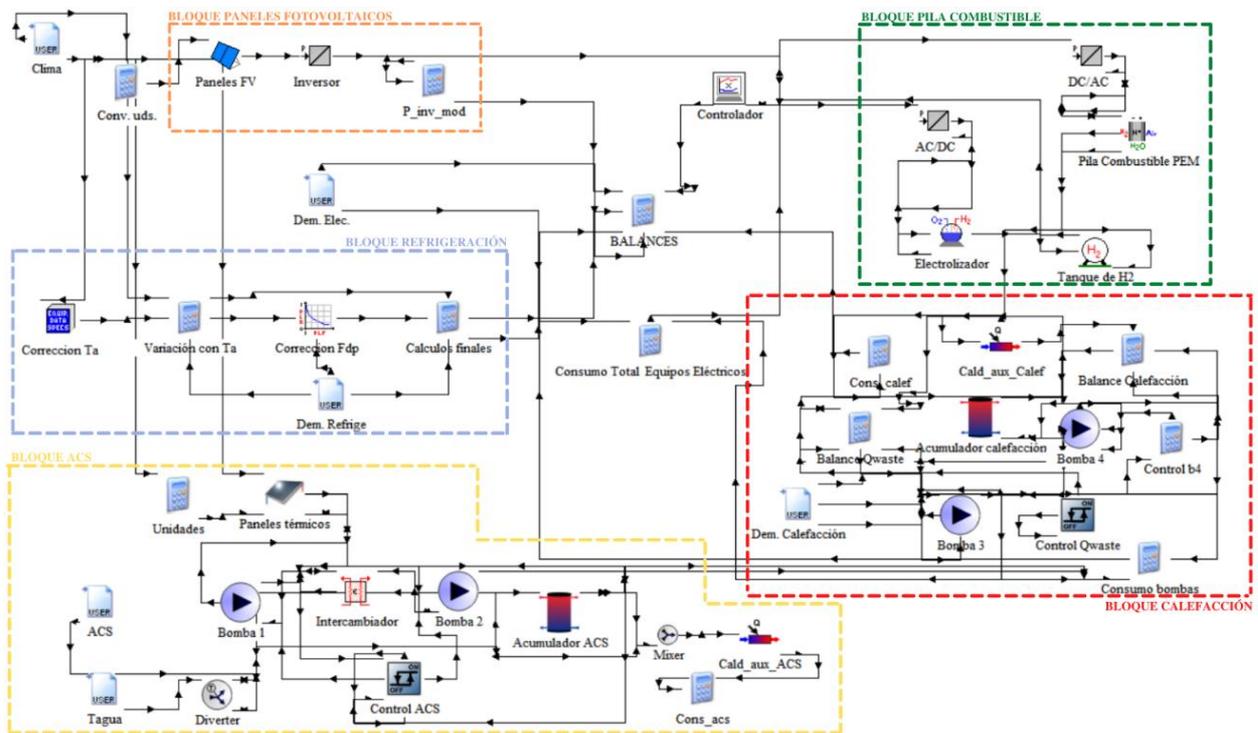


Figura 94. Esquema completo sistema híbrido TRNSYS. Fuente: [42]



# 8 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Este proyecto modelado en TRNSYS se simula en cinco zonas climáticas con un horario de funcionamiento de 24 horas, tanto para el sistema convencional como para el sistema híbrido. En primer lugar, se simulará el caso convencional del edificio descrito con anterioridad para cada zona climática, y posteriormente se simulará el caso híbrido también para cada zona. Por último, se compararán los resultados obtenidos de ambos sistemas y se calculará el Coste del Ciclo de Vida para todos los casos posibles.

## 8.1 Simulación del sistema en TRNSYS

En primer lugar, se procede a la simulación en TRNSYS para obtener los resultados de todos los casos de estudio, el programa exportará los resultados a un fichero para su posterior modelación en excel. La simulación en TRNSYS está diseñada para que el programa muestre las gráficas correspondientes justo después de que se ejecute la simulación. A continuación se mostraran algunas de las gráficas a modo de ejemplo que el programa TRNSYS expone al finalizar cada simulación, en estas gráficas se observaran los diferentes consumos energéticos del sistema en cada caso.

### 8.1.1 Caso sistema convencional

La simulación en TRNSYS para el caso convencional de un año completo del edificio sin paneles fotovoltaicos, paneles térmicos ni el sistema de pila de combustible, muestra la siguiente gráfica en el caso de Sevilla (zona B4):

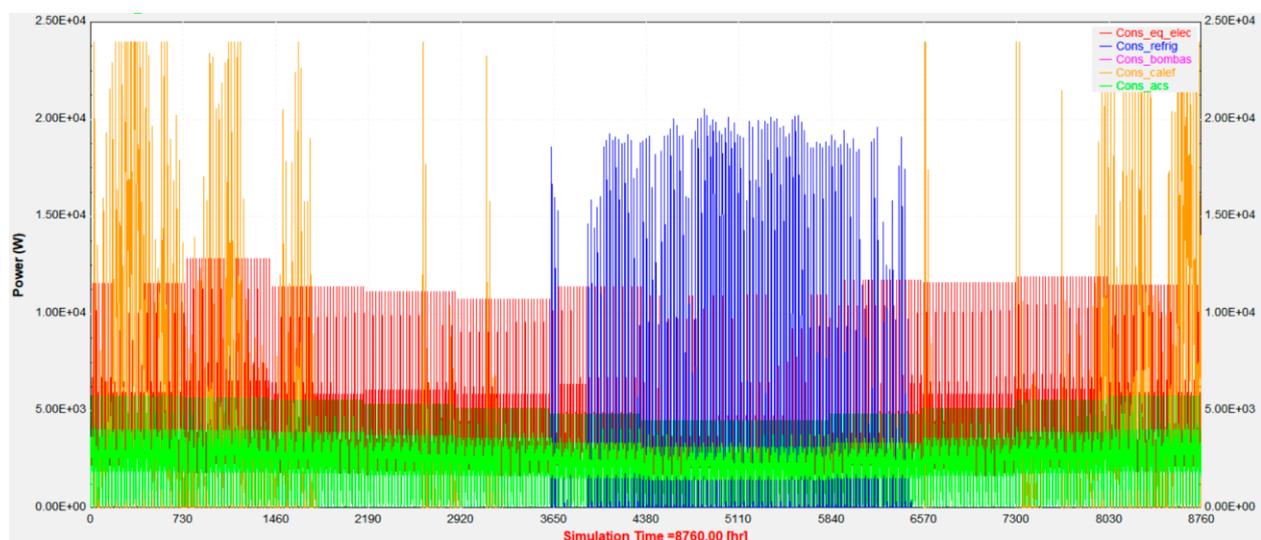


Figura 95. Gráfica resultados sistema convencional en TRNSYS para zona B4 (Sevilla). Fuente: [42]

Esta gráfica a modo de ejemplo para el caso de Sevilla muestra los consumos energéticos del edificio a lo largo de un año completo en dicha zona climática. En esta imagen se diferencian los consumos de refrigeración (línea azul “Cons\_refrig”) y calefacción (línea naranja “Cons\_calef”) que se dan principalmente en los meses de verano e invierno respectivamente. También se observa en esta gráfica el consumo de equipos eléctricos (línea roja “Cons\_eq\_elec”) y el consumo de Agua Caliente Sanitaria (línea verde “Cons\_acs”), siendo ambos prácticamente constantes a lo largo del año. El consumo de bombas no se aprecia en la gráfica ya que es muy inferior a los demás consumos.

### 8.1.2 Caso sistema híbrido

Para el caso de la instalación híbrida que cuenta con los paneles fotovoltaicos, térmicos, pila de combustible y electrolizador, la simulación en TRNSYS para un año completo en el caso de la zona climática de Sevilla (zona B4) muestra la siguiente gráfica:

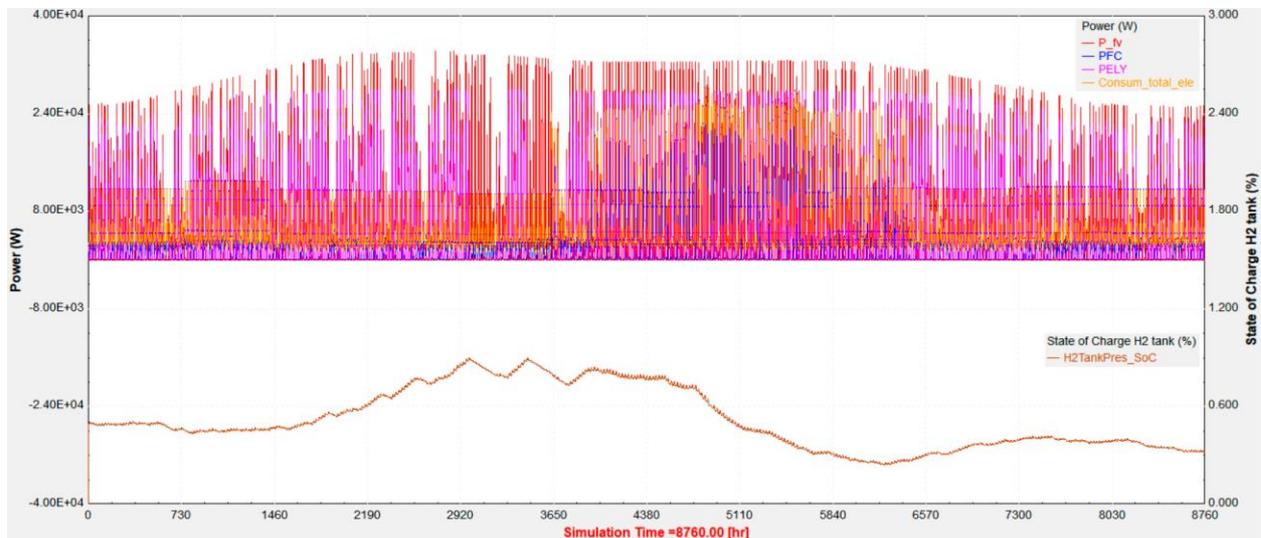


Figura 96. Gráfica resultados del sistema híbrido en TRNSYS para zona B4 (Sevilla). Fuente: [42]

La parte inferior de esta gráfica corresponde al estado de carga del depósito de hidrógeno que controla el funcionamiento del sistema. El controlador está diseñado para que cuando el tanque de hidrógeno llegue al 90% de su capacidad se desactive la producción de hidrógeno, es decir, el electrolizador dejará de funcionar hasta que la capacidad del tanque llegue al 80%, en dónde reanudará su funcionamiento. En el anexo “Estado de carga del depósito de hidrógeno” se muestra la evolución para cada zona climática del nivel del tanque de hidrógeno.

En la parte superior de la gráfica se aprecia la evolución de los consumos y de la producción energética del sistema, en el que se observa como el electrolizador (línea rosa “PELY”) deja de funcionar cuando el depósito de hidrógeno llega al 90% de su capacidad.

Si se simula un día concreto del sistema híbrido en la zona climática de Sevilla el programa TRNSYS muestra una gráfica de este tipo:

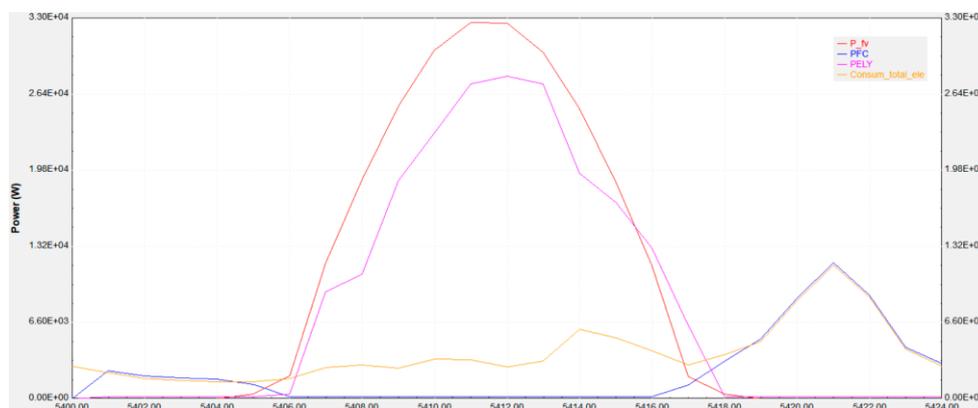


Figura 97. Gráfica sistema híbrido para día concreto en TRNSYS para zona B4 (Sevilla). Fuente: [42]

Como se puede observar el sistema produce energía eléctrica fotovoltaica (línea roja “P\_fv”) en las horas de sol que proporciona la electricidad necesaria para abastecer el consumo eléctrico total del sistema, tanto del consumo eléctrico del hogar (línea amarilla “Consum\_total\_ele”) como del electrolizador (rosa “PELY”) en del sistema híbrido. En las horas en las que no hay sol, se observa que la pila de combustible (línea azul “PFC”) entra en acción, proporcionando la electricidad necesaria para el consumo de energía eléctrica del hogar.

## 8.2 Resultados de la simulación en TRNSYS

En este apartado de recogen los todos los datos correspondientes a la simulación en TRNSYS tanto del caso del sistema convencional como el del sistema híbrido. Se comparan en cada caso los valores obtenidos para cada zona climática, y posteriormente se compararán el estudio del sistema convencional con el del sistema híbrido.

### 8.2.1 Resultados caso sistema convencional

En la simulación del sistema convencional la demanda eléctrica total de la red que tendrá el edificio será la suma del consumo de equipos eléctricos, el consumo de refrigeración y el consumo de la bomba de circulación necesaria para el sistema de calefacción. Cada zona climática estudiada tiene igual consumo de los equipos eléctricos del edificio ya que se consideró igual para cualquier localidad, pero no será igual el consumo de refrigeración ni el consumo de la bomba de circulación. Por lo que se tiene que el balance de energía eléctrica, que será la demanda eléctrica total de la red, es:

$$\text{Balance de energía eléctrica} = \text{Cons. Eq. Eléctricos} + \text{Cons. Refrigeración} + \text{Cons. Bombas}$$

El consumo de los equipos eléctricos es igual en cualquier zona climática como se ha comentado anteriormente, siendo este un consumo anual de 34118 kWh, como se observa en la siguiente gráfica:

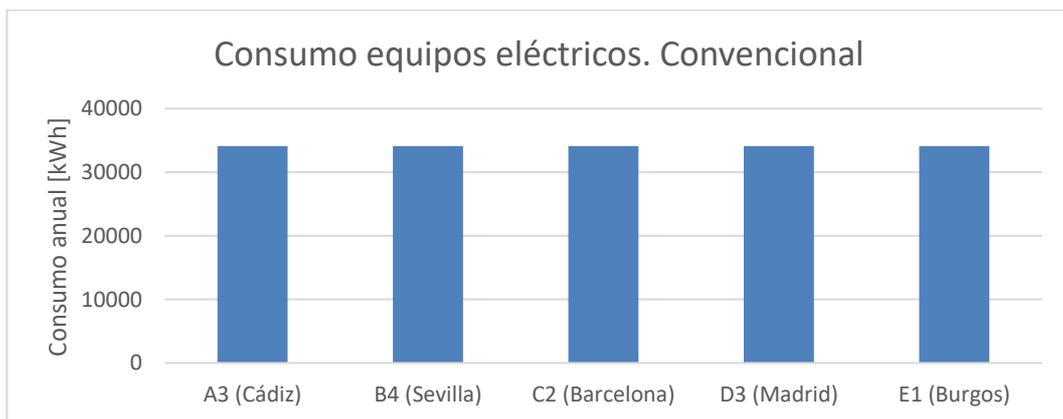


Figura 98. Consumo anual de equipos eléctricos en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]

El consumo de refrigeración variará dependiendo de la zona en la que esté situado el edificio, observando los valores más altos de consumo anual en la zona B4 (Sevilla) al tener un clima más cálido

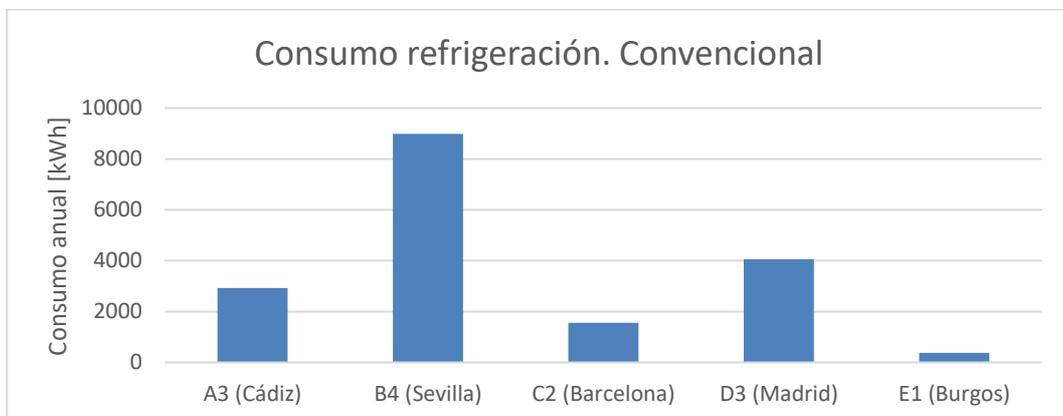


Figura 99. Consumo anual de refrigeración en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]

En el caso de las bombas eléctricas el consumo está relacionado con la demanda de calefacción del edificio, cuanto mayor sean las demandas de calefacción mayor será el consumo eléctrico de las bombas, por lo que dependerá a su vez de la zona climática en la que se encuentre:

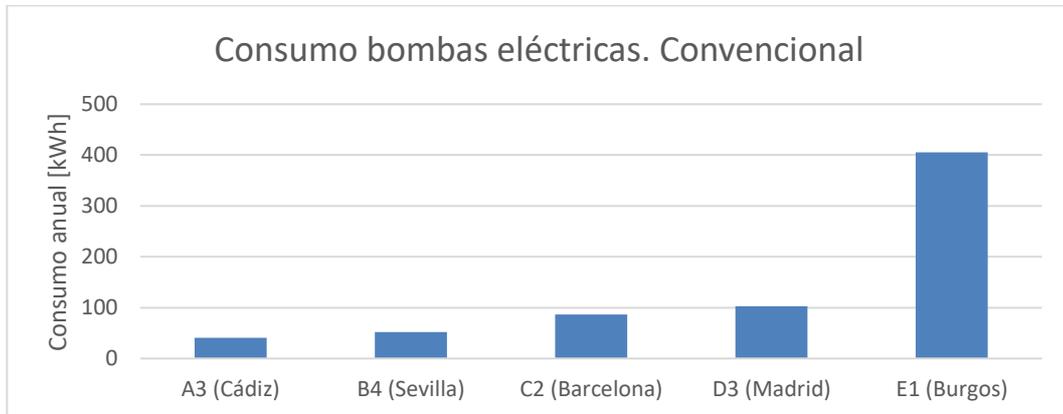


Figura 100. Consumo anual de bombas eléctricas en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]

Como se ha detallado anteriormente la demanda eléctrica que tendrá el sistema convencional será la suma del consumo de equipos del edificio, consumo de refrigeración y consumo de bombas, siendo éste el balance de energía eléctrica del sistema convencional y obteniéndose los siguientes resultados para el mismo:

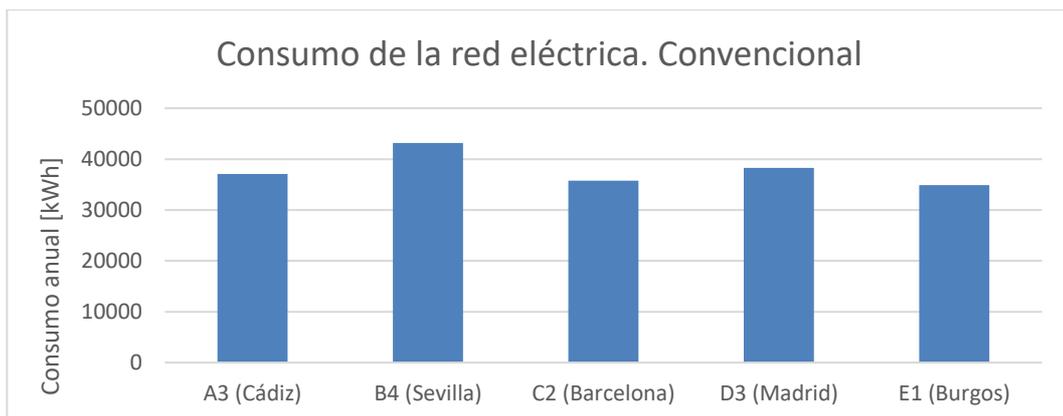


Figura 101. Consumo anual red eléctrica en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]

El consumo de Agua Caliente Sanitaria para el caso convencional dependerá da la zona climática en la que se encuentre el edificio. La siguiente gráfica expone los resultados obtenidos para cada zona:

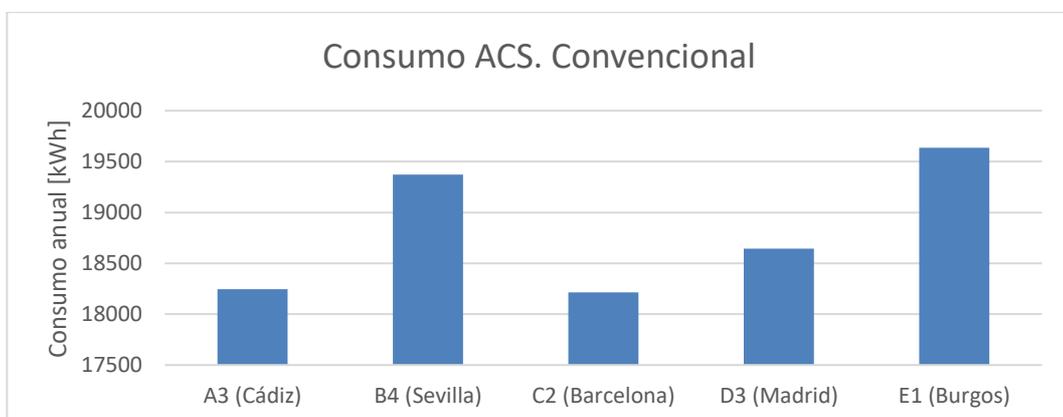


Figura 102. Consumo anual energético de ACS en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]

El consumo de calefacción para el caso convencional también dependerá de la zona climática en la que se encuentre el edificio. La gráfica muestra un mayor consumo de calefacción en los climas más fríos, donde se necesita que la caldera trabaje más horas para satisfacer la demanda de calefacción del edificio. En este caso para la zona E1 (Burgos) el consumo de calefacción es bastante mayor al de la zona A3 (Cádiz) en el que la caldera apenas tiene que ponerse en marcha. La gráfica que se tiene a continuación expone estos resultados del sistema convencional para cada zona climática:

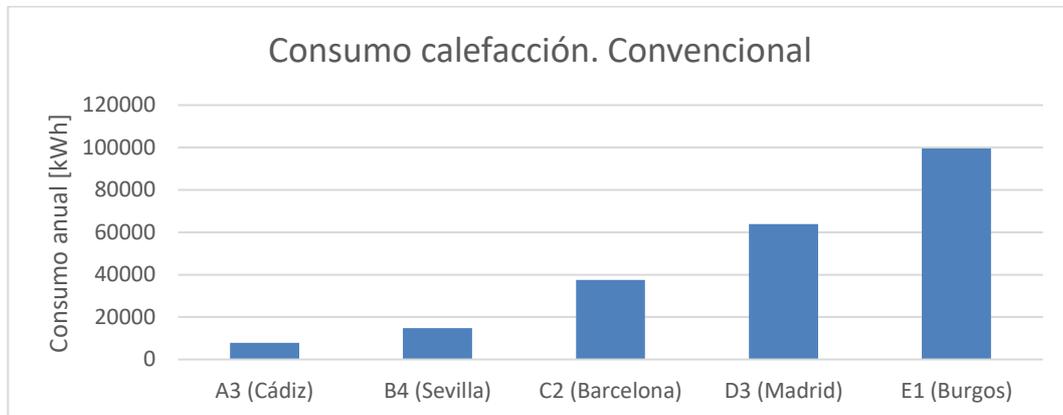


Figura 103. Consumo anual energético de calefacción en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]

El volumen total de Gas Natural que consume el edificio será la suma del Gas Natural consumido por la caldera de ACS más el Gas Natural consumido por la caldera de calefacción. En la siguiente gráfica se puede ver la cantidad de gas consumido por la caldera de ACS y la de calefacción, siendo la suma de ambos la cantidad total de gas consumido:

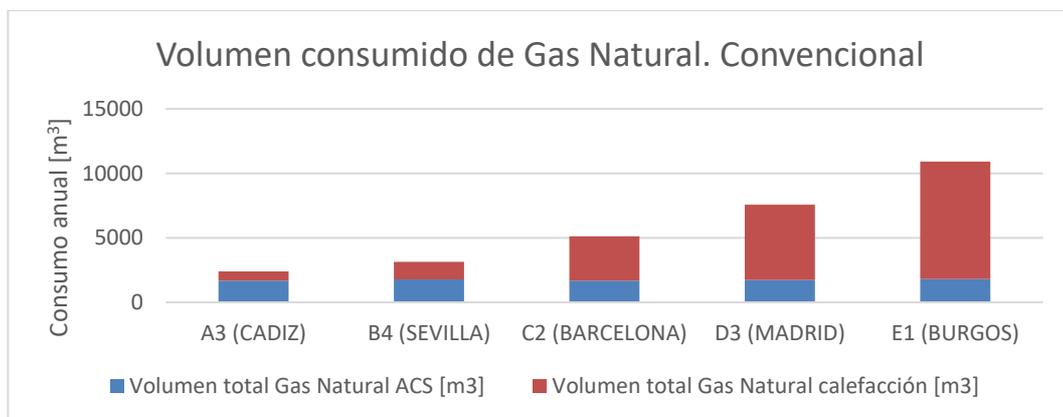


Figura 104. Volumen anual consumido de Gas Natural en cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]

Todas estas gráficas del caso convencional han sido elaboradas con los datos obtenidos de la simulación en TRNSYS. Los resultados anuales obtenidos para todas las zonas climáticas de este caso se muestran a continuación en una tabla con el resumen de todos los valores que da el sistema convencional. Como se ha comentado anteriormente, estos valores son para un año completo de simulación, unas 8760 horas simuladas en el programa de TRNSYS con los datos de cada zona.

Los resultados anuales para el caso convencional han sido recogidos en la siguiente tabla:

	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Consumo total eq. eléctricos [kWh]	34118,04	34118,04	34118,04	34118,04	34118,04
Consumo total refrigeración [kWh]	2926,62	8991,69	1562,64	4047,98	381,13
Consumo total bombas [kWh]	40,50	51,99	86,25	102,75	405,21
Demanda total eléctrica red [kWh]	37085,17	43161,73	35766,93	38268,77	34904,38
Consumo total ACS [kWh]	18246,79	19372,04	18214,11	18644,38	19636,74
Consumo total calefacción [kWh]	7841,05	14754,21	37512,98	63844,21	99499,06
Volumen total Gas Natural ACS [m3]	1684,84	1788,74	1681,82	1721,55	1813,18
Volumen total Gas Natural calefacción [m3]	717,24	1349,61	3431,42	5840,01	9101,47
Volumen total Gas Natural [m3]	2402,08	3138,35	5113,24	7561,56	10914,65
Consumo final electricidad [kWh]	37085,17	43161,73	35766,93	38268,77	34904,38
Consumo final Gas Natural [kWh]	26087,84	34126,24	55727,10	82488,59	119135,80
Consumo final de energía [kWh]	63173,01	77287,97	91494,03	120757,36	154040,18

Tabla 24. Resultados anuales simulación para cada zona climática. Caso convencional. Fuente: [42]

## 8.2.2 Resultados caso sistema híbrido

En la simulación del sistema híbrido a diferencia del caso convencional el balance de energía eléctrica del edificio será la suma del consumo de equipos eléctricos, el consumo de refrigeración, el consumo de las bombas de circulación, el consumo del electrolizador, menos la producción de electricidad del sistema fotovoltaico y la producción de electricidad de la pila de combustible. Cada zona climática estudiada al igual que en el caso convencional tendrá igual consumo de los equipos eléctricos del edificio, pero todos los demás consumos eléctricos serán diferentes para cada localidad. El balance de energía eléctrica es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 \text{Balance de energía eléctrica} &= \\
 &= (\text{Cons. Eq. Eléctricos} + \text{Cons. Refrigeración} + \text{Cons. Bombas} \\
 &+ \text{Cons. Electrolizador}) - \text{Prod. Fotovoltaica} - \text{Prod. Pila Combustible}
 \end{aligned}$$

En este caso, a diferencia del caso convencional el sistema también produce energía por lo que se representa en el balance con signo opuesto a los consumos que tiene el sistema.

El consumo de los equipos eléctricos y el consumo de refrigeración será similar al caso convencional ya que es el mismo para los dos casos estudiados, obteniendo los mismos resultados en el caso híbrido.

El consumo eléctrico de las bombas de circulación será diferente en este caso ya que en el sistema híbrido se instalarán un total de cuatro bombas para su correcto funcionamiento, dos bombas en el bloque de ACS y otras dos en el bloque de calefacción. Por tanto, el consumo eléctrico de estas bombas será mayor que para el caso convencional. La siguiente gráfica muestra los consumos totales anuales de las bombas eléctricas de circulación del sistema híbrido para cada zona climática de estudio:

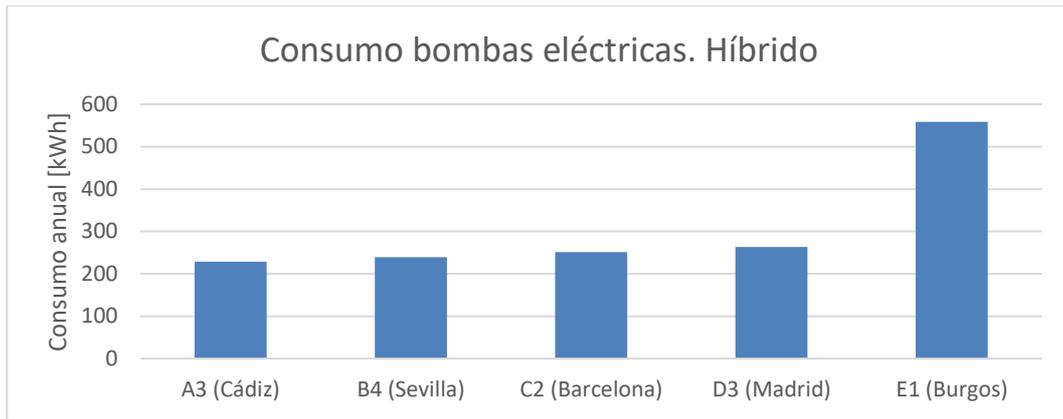


Figura 105. Consumo anual de bombas eléctricas en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]

En el caso del sistema híbrido hay que añadir un consumo de energía eléctrica importante como es el consumo del electrolizador, ya que precisa electricidad para transformar el agua de la red en moléculas separadas de hidrógeno y oxígeno. Este consumo eléctrico no se tenía en cuenta en el caso convencional ya que el sistema no poseía este tipo de dispositivo. Los consumos del electrolizador varían según la zona climática en la que se encuentre el sistema, se pueden observar en la siguiente gráfica dichos consumos anuales:

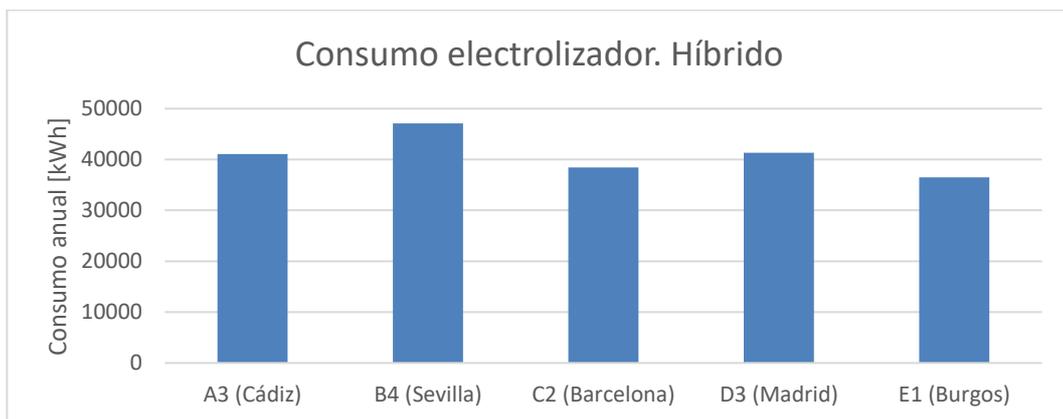


Figura 106. Consumo anual del electrolizador en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]

El sistema fotovoltaico instalado con el objetivo de la reducción del consumo de eléctrico de la red, muestra los siguientes valores de producción total de energía eléctrica anual en cada zona climática:

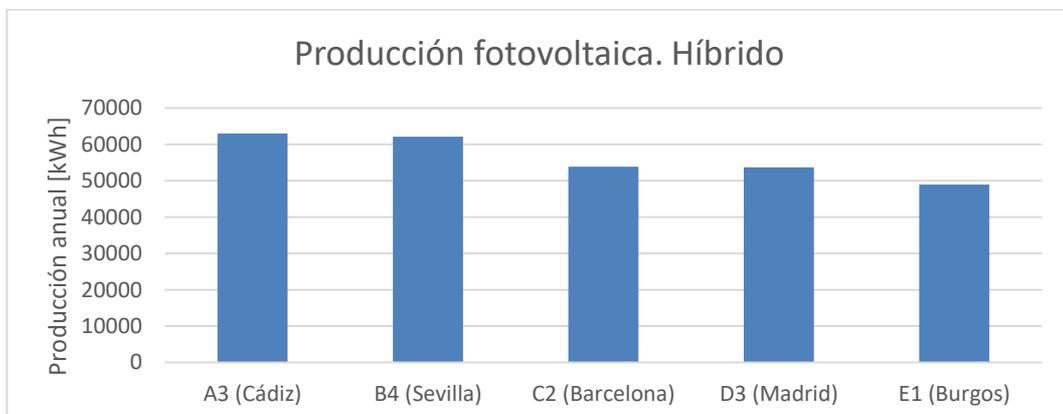


Figura 107. Producción anual fotovoltaica en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]

La pila de combustible del sistema producirá la energía eléctrica necesaria para que la demanda eléctrica de la red sea lo menor posible, es decir, para que la pila produzca la electricidad para cubrir lo máximo posible las necesidades energéticas del edificio en todo momento. Su funcionamiento será principalmente en las horas en las que no haya energía solar aprovechable o en los momentos en los que el sistema fotovoltaico no pueda soportar la demanda de electricidad. La producción de la pila de combustible anual de electricidad se refleja en la siguiente gráfica:

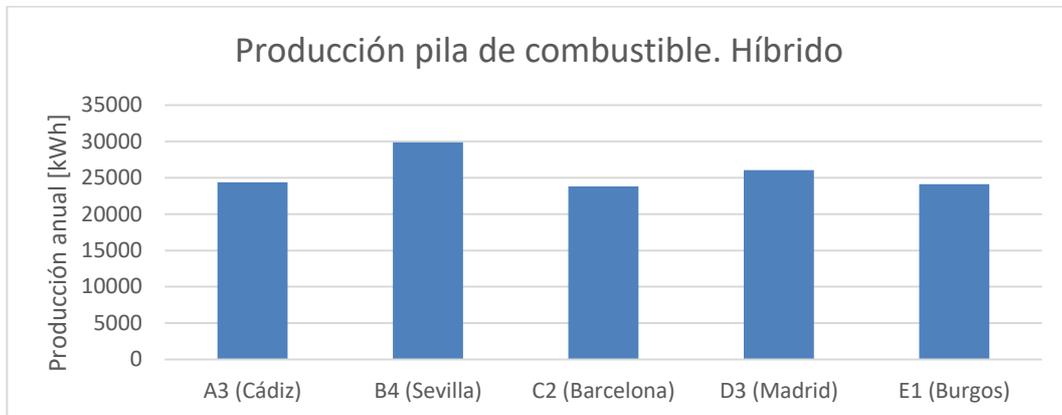


Figura 108. Producción anual de la pila de combustible en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]

En el caso del sistema híbrido la demanda eléctrica de red que tendrá el sistema será el consumo de la red eléctrica que necesita el sistema en algunos momentos puntuales para funcionar. En esta gráfica no se tiene en cuenta el excedente de electricidad del sistema que se vierte a la red, solo se tiene en cuenta el consumido de la red. En la gráfica se observan los diferentes consumos eléctricos de la red para cada caso climático estudiado:

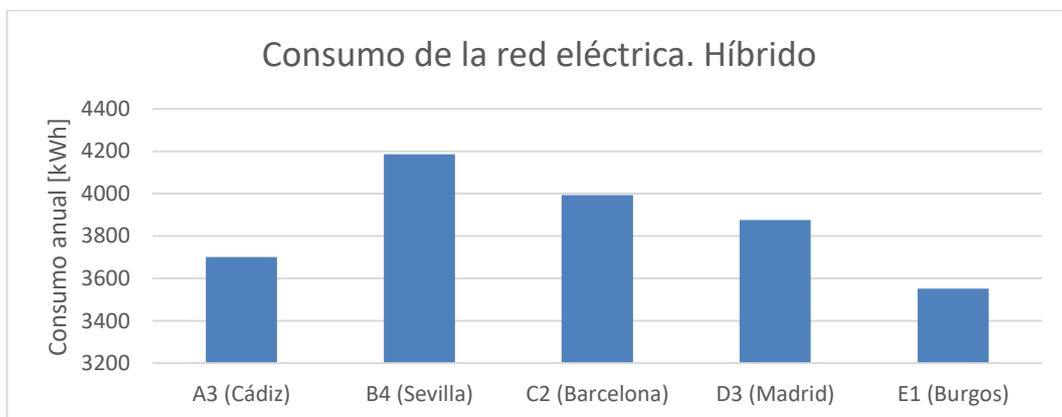


Figura 109. Consumo anual de la red eléctrica en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]

La pila de combustible consumirá el hidrógeno generado en el electrolizador, que estará almacenado en el acumulador de hidrógeno. El consumo de hidrógeno dependerá como se observa en la gráfica de la producción de electricidad de la pila de combustible, por lo que tienen proporciones similares las gráficas de producción de electricidad y de consumo de hidrógeno:

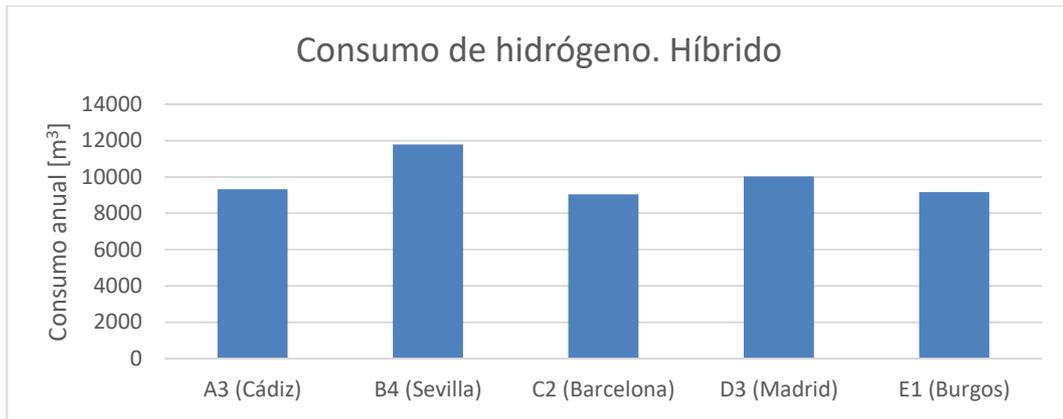


Figura 110. Consumo anual de hidrógeno en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]

El consumo de hidrógeno anual será similar al hidrógeno producido por el electrolizador por lo que se ha diseñado la instalación para que no haya excedente ni escasez de hidrógeno en el sistema, por tanto se consumirá en la pila de combustible la misma cantidad total de hidrógeno que se produce en el electrolizador.

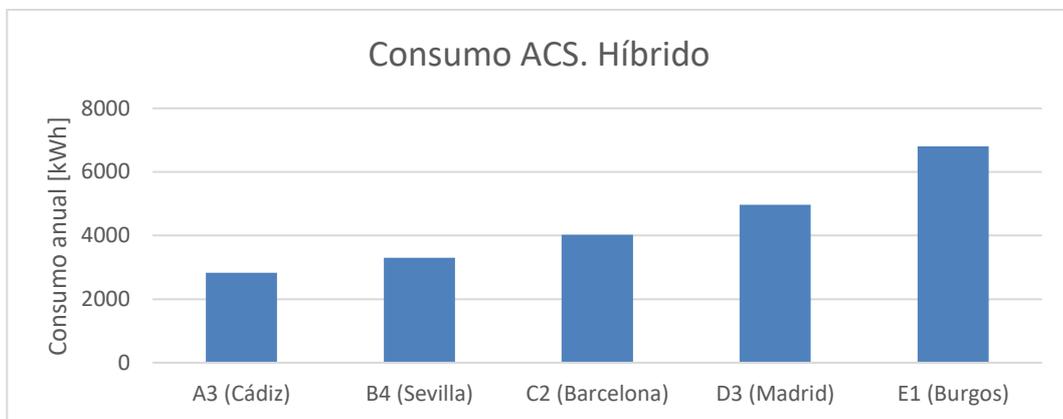


Figura 111. Consumo anual energético de ACS en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]

El consumo de calefacción para el caso híbrido se reduce al aprovechar el calor residual de la pila de combustible en el acumulador de calefacción, de esta forma el consumo de calefacción es menor que en el caso convencional. La gráfica muestra los siguientes valores obtenidos para cada caso:

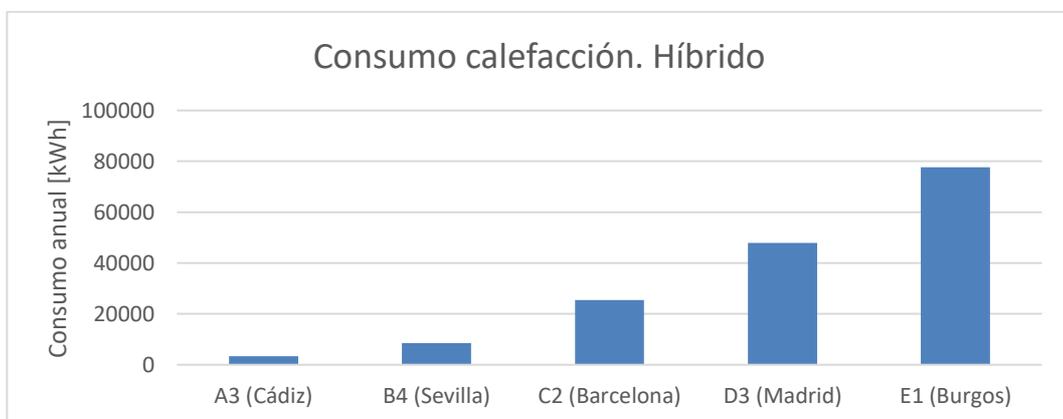


Figura 112. Consumo anual energético de calefacción en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]

Al igual que en el caso convencional el volumen de Gas Natural consumido será la suma del gas que consume la caldera de ACS y la caldera de calefacción. Estos resultados se muestran en la siguiente gráfica:

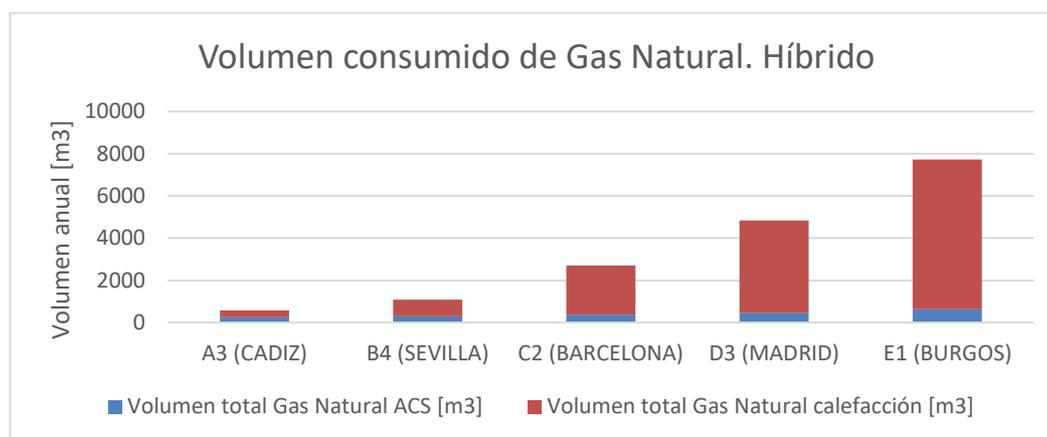


Figura 113. Volumen anual consumido de Gas Natural en cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]

Los resultados anuales obtenidos para todas las zonas climáticas de este caso se muestran a continuación en una tabla con el resumen de todos los valores que da el sistema híbrido. Como se ha comentado anteriormente, estos valores son para un año completo de simulación, unas 8760 horas simuladas en TRNSYS. Los resultados anuales para el caso convencional han sido recogidos en la siguiente tabla:

	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
<b>Consumo total eq. eléctricos [kWh]</b>	34118,04	34118,04	34118,04	34118,04	34118,04
<b>Consumo total refrigeración [kWh]</b>	2926,62	8991,69	1562,64	4047,98	381,13
<b>Consumo total bombas [kWh]</b>	228,42	238,95	251,34	263,13	558,26
<b>Consumo total electrolizador [kWh]</b>	41050,63	47077,70	38435,49	41331,16	36497,77
<b>Producción total fotovoltaica [kWh]</b>	63007,11	62135,48	53838,16	53686,83	48970,55
<b>Producción total pila combustible [kWh]</b>	24370,01	29879,39	23808,05	26072,23	24107,13
<b>Demanda total eléctrica red [kWh]</b>	3701,19	4186,44	3992,50	3874,97	3551,52
<b>Excedente electricidad [kWh]</b>	12754,60	5774,93	7271,20	3873,70	5074,00
<b>Consumo total ACS [kWh]</b>	2828,52	3301,92	4024,00	4968,36	6802,25
<b>Consumo total calefacción [kWh]</b>	3360,45	8529,78	25432,53	47883,15	77609,26
<b>Volumen total Gas Natural ACS [m3]</b>	261,17	304,89	371,56	458,76	628,09
<b>Volumen total Gas Natural calefacción [m3]</b>	307,39	780,24	2326,39	4380,01	7099,14
<b>Volumen total Gas Natural [m3]</b>	568,56	1085,13	2697,95	4838,77	7727,24
<b>Consumo final electricidad [kWh]</b>	3701,19	4186,44	3992,50	3874,97	3551,52
<b>Consumo final Gas Natural [kWh]</b>	6188,97	11831,70	29456,53	52851,51	84411,52
<b>Consumo final de energía [kWh]</b>	9890,16	16018,14	33449,03	56726,48	87963,04

Tabla 25. Resultados anuales simulación para cada zona climática. Caso híbrido. Fuente: [42]

### 8.2.3 Consumos de energía primaria y emisiones de CO<sub>2</sub>

La energía primaria es la energía suministrada al edificio procedente de fuentes renovables y no renovables, que no ha sufrido ningún proceso previo de conversión o transformación. La energía consumida llevará asociada una producción de emisiones de CO<sub>2</sub> dependiendo de la fuente de la que provenga la energía. Para poder realizar el cálculo de la energía primaria consumida y las emisiones de CO<sub>2</sub> de cada caso se necesitan los factores de conversión recogidos en el documento del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Estos valores han sido aprobados en la Comisión Permanente de Certificación Energética de Edificios el 27 de junio de 2013, y están actualizados al periodo considerado:

Factores de conversión de energía final a primaria					
	Fuente	Valores aprobados			Valores previos (****)
		kWh E.primaria renovable /kWh E. final	kWh E.primaria no renovable /kWh E. final	kWh E.primaria total /kWh E. final	kWh E.primaria /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,396	2,007	2,403	
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,414	1,954	2,368	2,61
Electricidad convencional extrapeninsular	(**)	0,075	2,937	3,011	3,35
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,082	2,968	3,049	
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,070	2,924	2,994	
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,072	2,718	2,790	
Gasóleo calefacción	(***)	0,003	1,179	1,182	1,08
GLP	(***)	0,003	1,201	1,204	1,08
Gas natural	(***)	0,005	1,190	1,195	1,01

Factores de emisiones de CO <sub>2</sub>			
	Fuente	Valores aprobados	Valores previos (****)
		kg CO <sub>2</sub> /kWh E. final	kg CO <sub>2</sub> /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,357	
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,331	0,649
Electricidad convencional extrapeninsular	(**)	0,833	0,981
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,932	
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,776	
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,721	
Gasóleo calefacción	(***)	0,311	0,287
GLP	(***)	0,254	0,244
Gas natural	(***)	0,252	0,204

Figura 114. Factores de conversión de energía primaria y emisiones de CO<sub>2</sub> del IDAE. Fuente: [41]

Estos valores recogidos en el documento y elegidos para este proyecto son los siguientes:

	ELECTRICIDAD	GAS NATURAL
<b>Factor de conversión de energía final a primaria</b>	2,4	1,19
<b>Factor de emisiones de CO<sub>2</sub></b>	0,357	0,25

Tabla 26. Factores de conversión de energía primaria y de emisiones de CO<sub>2</sub>. Fuente: [42]

Para obtener los valores de consumo primario se procede de la siguiente forma:

$$\text{Cons. primario electricidad} = \text{Cons. electricidad} \cdot 2.4$$

$$\text{Cons. primario GN} = \text{Cons. Gas Natural} \cdot 1.19$$

Siendo el consumo total de energía primaria:

$$\text{Cons. primario energía} = \text{Cons. primario electricidad} + \text{Cons. primario GN}$$

Para el caso de las emisiones de CO<sub>2</sub> se procede de forma similar sabiendo los coeficientes del factor de emisiones, por lo que se calcularán de la siguiente manera:

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ electricidad} = \text{Cons. electricidad} \cdot 0.357$$

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ GN} = \text{Cons. Gas Natural} \cdot 0.25$$

Siendo las emisiones de CO<sub>2</sub> totales:

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ final energía} = \text{Emisiones CO}_2 \text{ electricidad} + \text{Emisiones CO}_2 \text{ GN}$$

**Consumos energía primaria y emisiones del sistema convencional:**

Los consumos de energía primaria del sistema convencional calculados son los siguientes:

CONSUMOS PRIMARIOS	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Consumo primario electricidad [kWh]	89004,40	103588,15	85840,63	91845,05	83770,52
Consumo primario Gas Natural [kWh]	31044,53	40610,23	66315,25	98161,42	141771,60
Consumo primario energía [kWh]	120048,94	144198,37	152155,87	190006,47	225542,12

Tabla 27. Consumos anuales de energía primaria. Caso convencional. Fuente: [42]

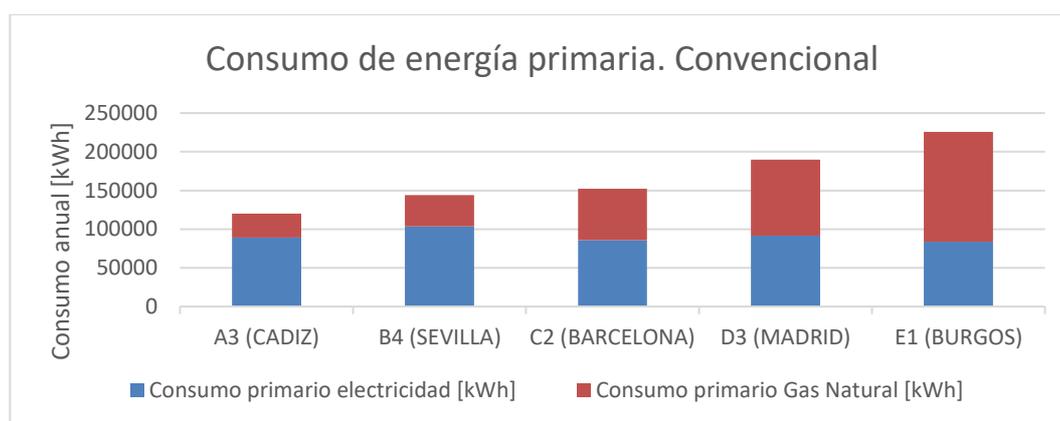


Figura 115. Consumo anual de energía primaria. Caso convencional. Fuente: [42]

Las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema convencional calculadas son las siguientes:

EMISIONES CO <sub>2</sub>	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Emisiones CO <sub>2</sub> por electricidad [kg CO <sub>2</sub> ]	13239,40	15408,74	12768,79	13661,95	12460,87
Emisiones CO <sub>2</sub> por Gas Natural [kg CO <sub>2</sub> ]	6521,96	8531,56	13931,77	20622,15	29783,95
Emisiones CO <sub>2</sub> final de energía [kg CO <sub>2</sub> ]	19761,37	23940,30	26700,57	34284,10	42244,81

Tabla 28. Emisiones anuales de CO<sub>2</sub>. Caso convencional. Fuente: [42]

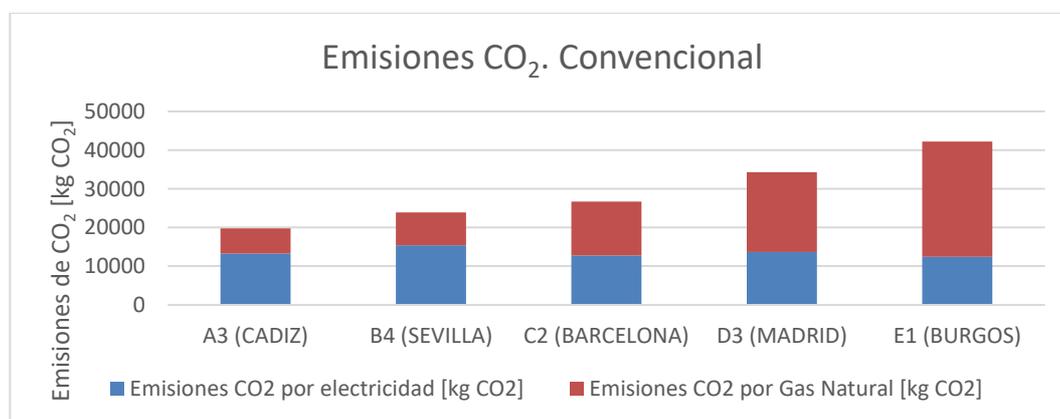


Figura 116. Emisiones anuales de CO<sub>2</sub>. Caso convencional. Fuente: [42]

**Consumos energía primaria y emisiones del sistema híbrido:**

Los consumos de energía primaria del sistema híbrido calculados son los siguientes:

CONSUMOS PRIMARIOS	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Consumo primario electricidad [kWh]	8882,85	10047,45	9582,01	9299,92	8523,65
Consumo primario Gas Natural [kWh]	7364,88	14079,72	35053,27	62893,30	100449,71
Consumo primario energía [kWh]	16247,72	24127,17	44635,28	72193,22	108973,36

Tabla 29. Consumos anuales de energía primaria. Caso híbrido. Fuente: [42]

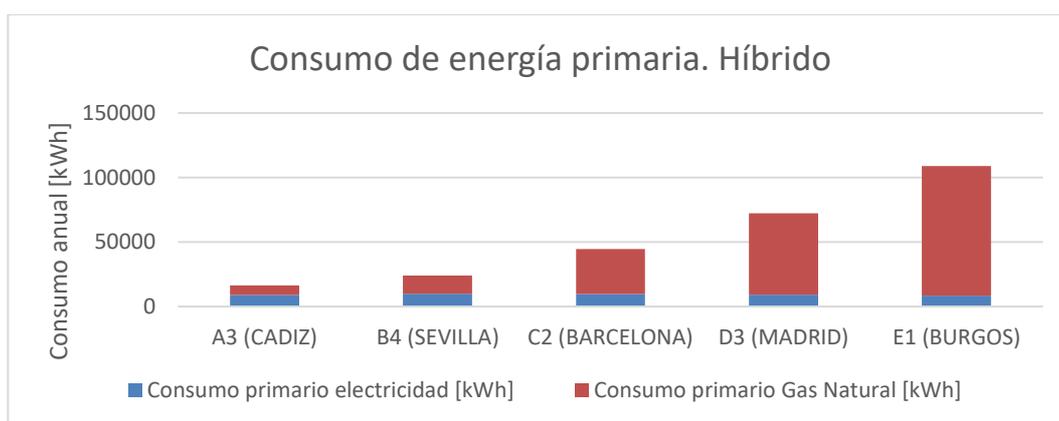


Figura 117. Consumo anual de energía primaria. Caso híbrido. Fuente: [42]

Las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema híbrido calculadas son las siguientes:

EMISIONES CO <sub>2</sub>	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Emisiones CO <sub>2</sub> por electricidad [kg CO <sub>2</sub> ]	1321,32	1494,56	1425,32	1383,36	1267,89
Emisiones CO <sub>2</sub> por Gas Natural [kg CO <sub>2</sub> ]	1547,24	2957,92	7364,13	13212,88	21102,88
Emisiones CO <sub>2</sub> final de energía [kg CO <sub>2</sub> ]	2868,57	4452,48	8789,46	14596,24	22370,77

Tabla 30. Emisiones anuales de CO<sub>2</sub>. Caso híbrido. Fuente: [42]

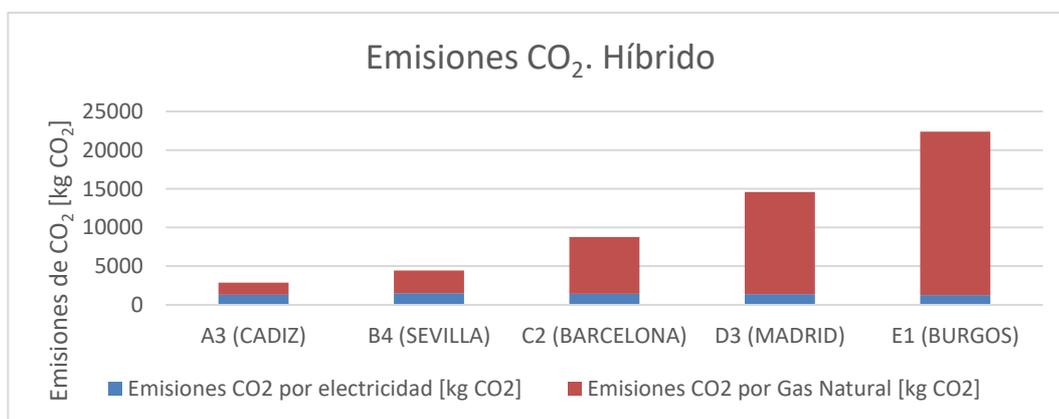


Figura 118. Emisiones anuales de CO<sub>2</sub>. Caso híbrido. Fuente: [42]

## 8.2.4 Comparativa de resultados

En este punto se hace una comparativa de los diferentes datos obtenidos en las simulaciones de TRNSYS para un año completo. Este estudio proporcionará la información necesaria para sacar las conclusiones de este proyecto de viabilidad en cuanto a la instalación de un sistema híbrido en un edificio de viviendas convencional. Por tanto, en este apartado se compararán los resultados obtenidos del edificio para el caso convencional con los del caso híbrido.

Los porcentajes de reducción desde el caso convencional al híbrido se observan en la siguiente tabla:

	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
<b>Consumo total bombas [kWh]</b>	-464,00%	-359,61%	-191,41%	-156,09%	-37,77%
<b>Demanda total eléctrica red [kWh]</b>	90,02%	90,30%	88,84%	89,87%	89,83%
<b>Consumo total ACS [kWh]</b>	84,50%	82,96%	77,91%	73,35%	65,36%
<b>Consumo total calefacción [kWh]</b>	57,14%	42,19%	32,20%	25,00%	22,00%
<b>Consumo final electricidad [kWh]</b>	90,02%	90,30%	88,84%	89,87%	89,83%
<b>Consumo final Gas Natural [kWh]</b>	76,28%	65,33%	47,14%	35,93%	29,15%
<b>Volumen total Gas Natural [m3]</b>	76,33%	65,42%	47,24%	36,01%	29,20%
<b>Consumo final de energía [kWh]</b>	84,34%	79,27%	63,44%	53,02%	42,90%
<b>Consumo primario electricidad [kWh]</b>	90,02%	90,30%	88,84%	89,87%	89,83%
<b>Consumo primario Gas Natural [kWh]</b>	76,28%	65,33%	47,14%	35,93%	29,15%
<b>Consumo primario energía [kWh]</b>	86,47%	83,27%	70,66%	62,00%	51,68%
<b>Emisiones CO2 por electricidad [kg CO2]</b>	90,02%	90,30%	88,84%	89,87%	89,83%
<b>Emisiones CO2 por Gas Natural [kg CO2]</b>	76,28%	65,33%	47,14%	35,93%	29,15%
<b>Emisiones CO2 final de energía [kg CO2]</b>	85,48%	81,40%	67,08%	57,43%	47,04%

Tabla 31. Porcentajes reducción del caso convencional al híbrido en cada zona climática. Fuente: [42]

En esta tabla se puede ver como todos los valores de consumo se reducen a excepción del consumo total de las bombas de circulación eléctricas que aumenta, esto es debido a que en el caso híbrido se necesitan más bombas para la correcta circulación del sistema de calefacción y ACS, por lo que el consumo de electricidad asociado aumentará. Aun así, al ser este consumo eléctrico de las bombas tan bajo no afecta prácticamente en el consumo total de electricidad de la red, con lo que esta se reduce considerablemente en el caso híbrido, logrando reducir el consumo eléctrico de red en torno a un 90% aproximadamente.

En cuanto al consumo de Gas Natural del sistema se logra reducir en el caso híbrido hasta un 76.28% para la zona climática A3 (Cádiz), y hasta un 29.15% para la zona E1 (Burgos). Esta reducción de consumo de Gas Natural es considerable al aprovechar el calor residual de la pila de combustible y el calor generado por los paneles térmicos solares.

A continuación se muestran una serie de gráficas que compararán todos consumos y emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema convencional contra el sistema híbrido para cada zona climática:

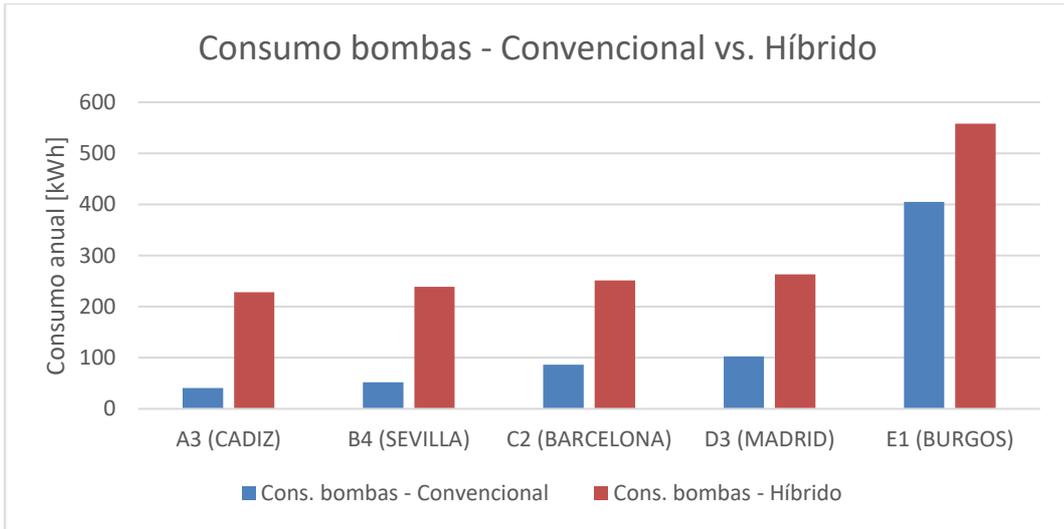


Figura 119. Comparación convencional vs. híbrido de consumo anual bombas eléctricas. Fuente: [42]

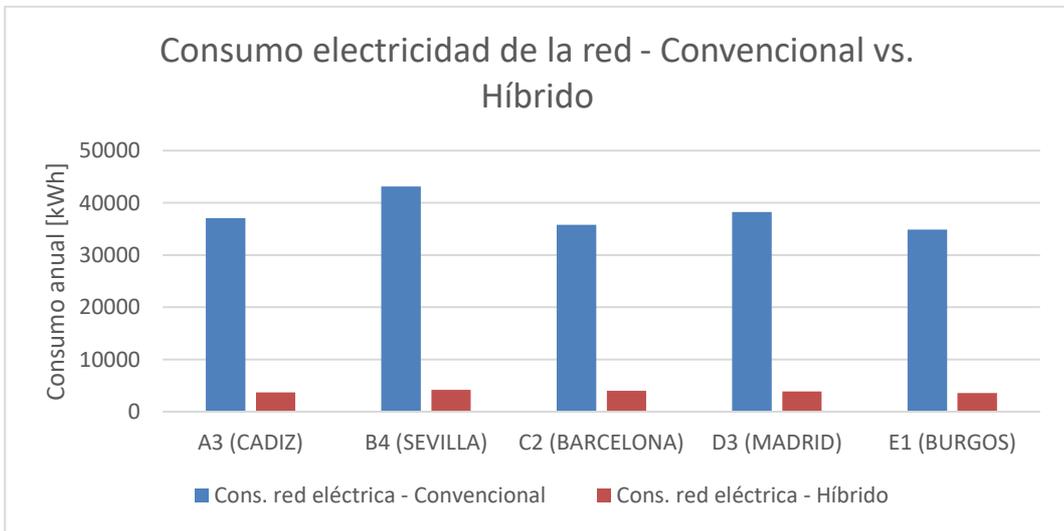


Figura 120. Comparación convencional vs. híbrido consumo anual de la red eléctrica. Fuente: [42]

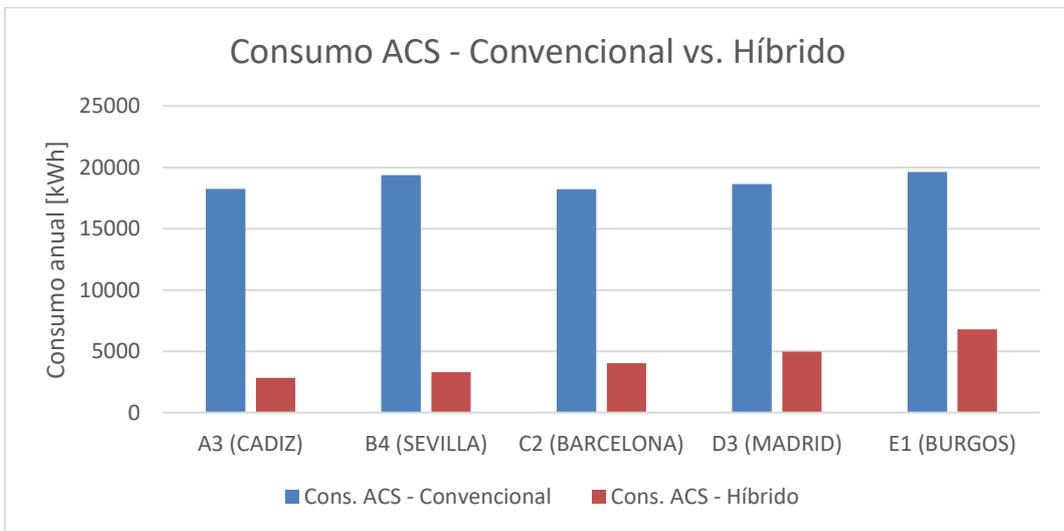


Figura 121. Comparación convencional vs. híbrido consumo anual ACS. Fuente: [42]

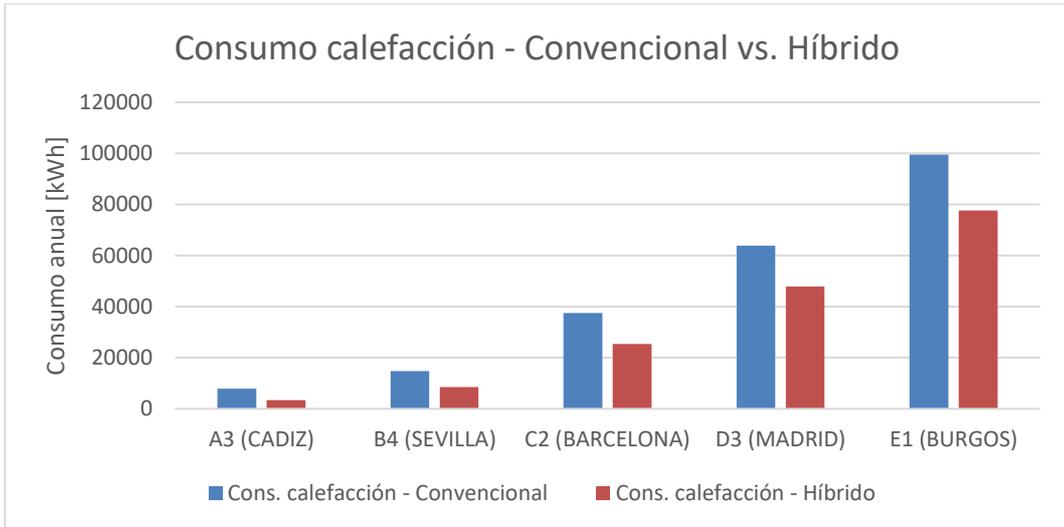


Figura 122. Comparación convencional vs. híbrido consumo anual calefacción. Fuente: [42]

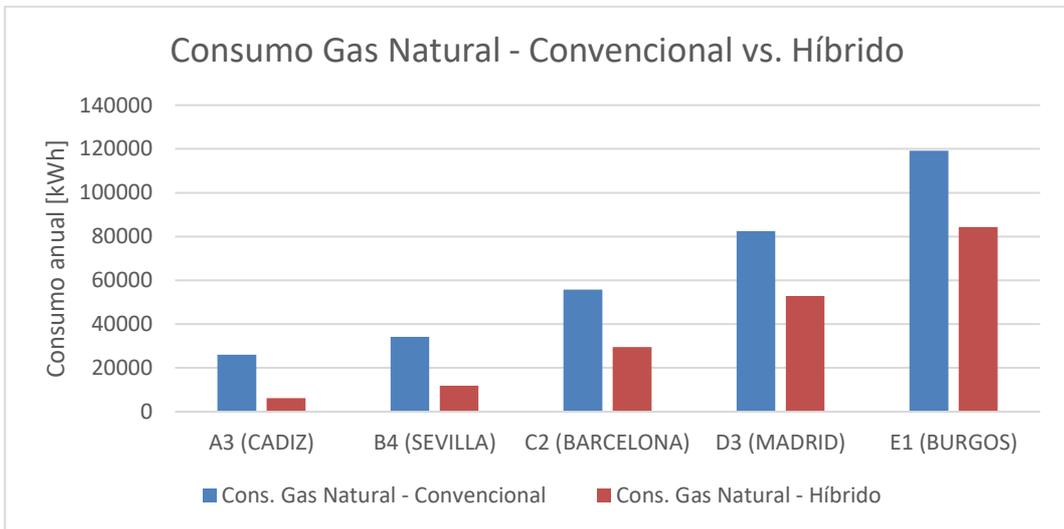


Figura 123. Comparación convencional vs. híbrido consumo anual Gas Natural. Fuente: [42]

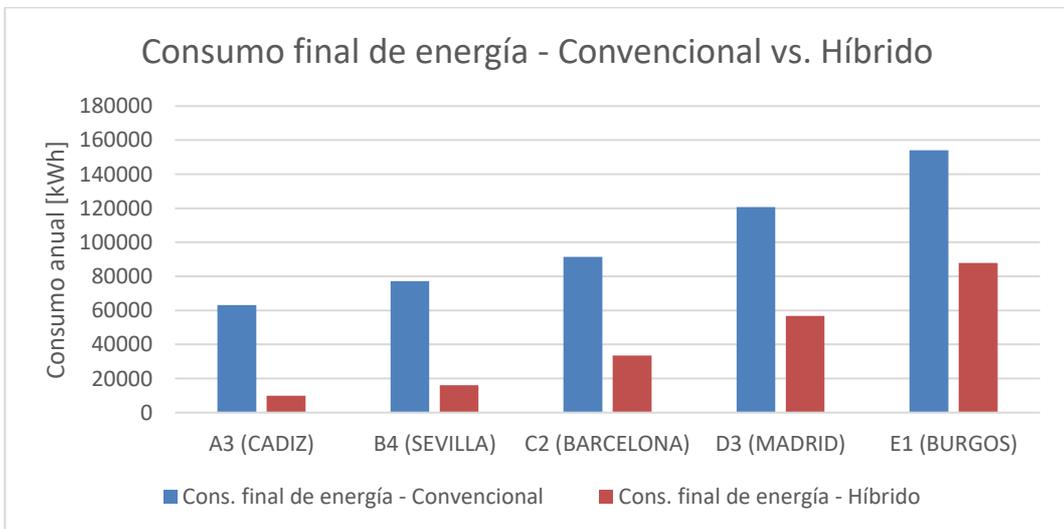


Figura 124. Comparación convencional vs. híbrido consumo anual final de energía. Fuente: [42]

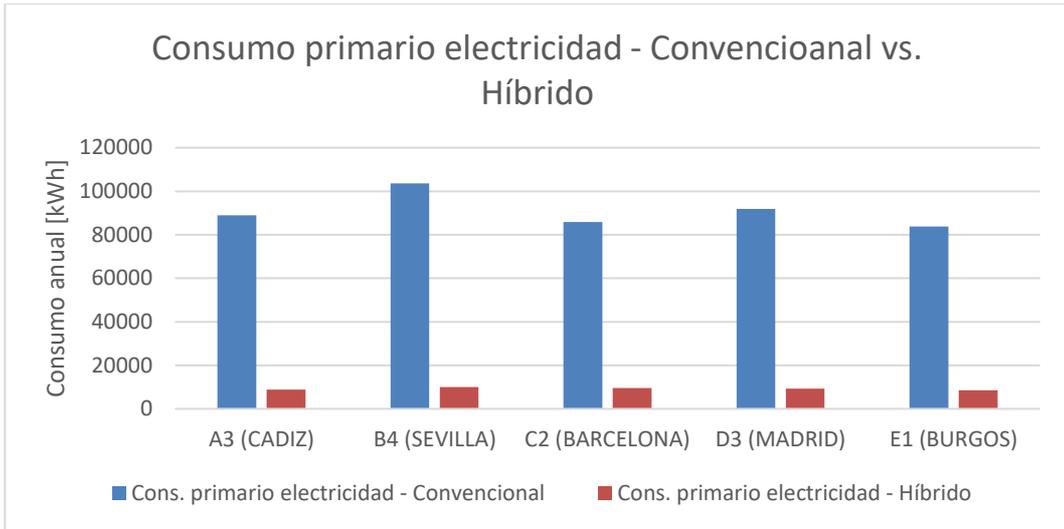


Figura 125. Comparación convencional vs. híbrido consumo primario de electricidad. Fuente: [42]

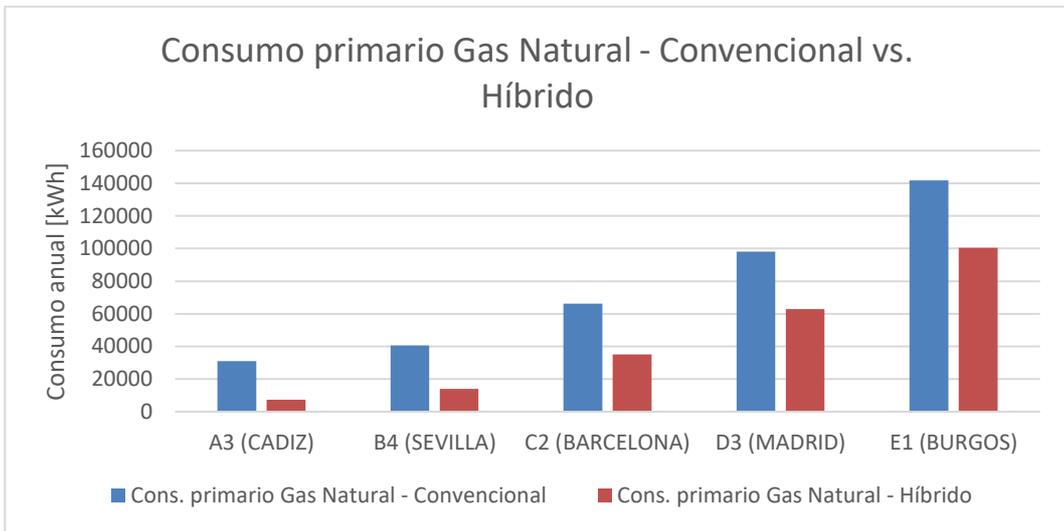


Figura 126. Comparación convencional vs. híbrido consumo primario de Gas Natural. Fuente: [42]

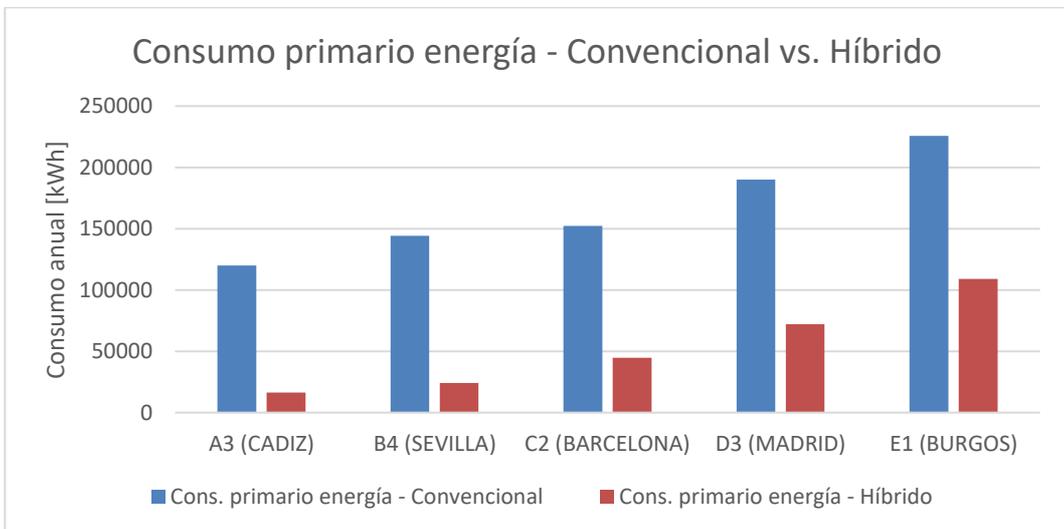


Figura 127. Comparación convencional vs. híbrido consumo primario de energía. Fuente: [42]

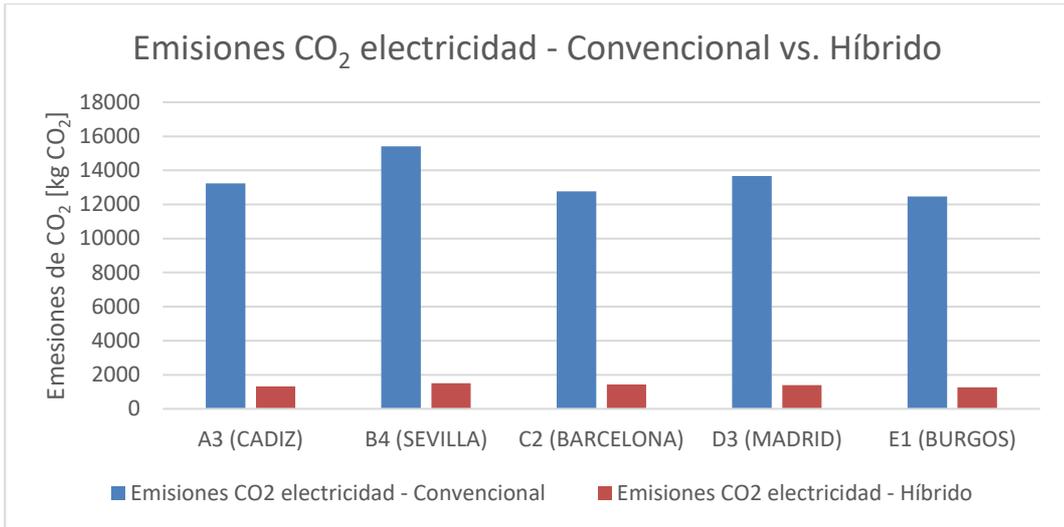


Figura 128. Comparación convencional vs. híbrido emisiones CO<sub>2</sub> por electricidad. Fuente: [42]

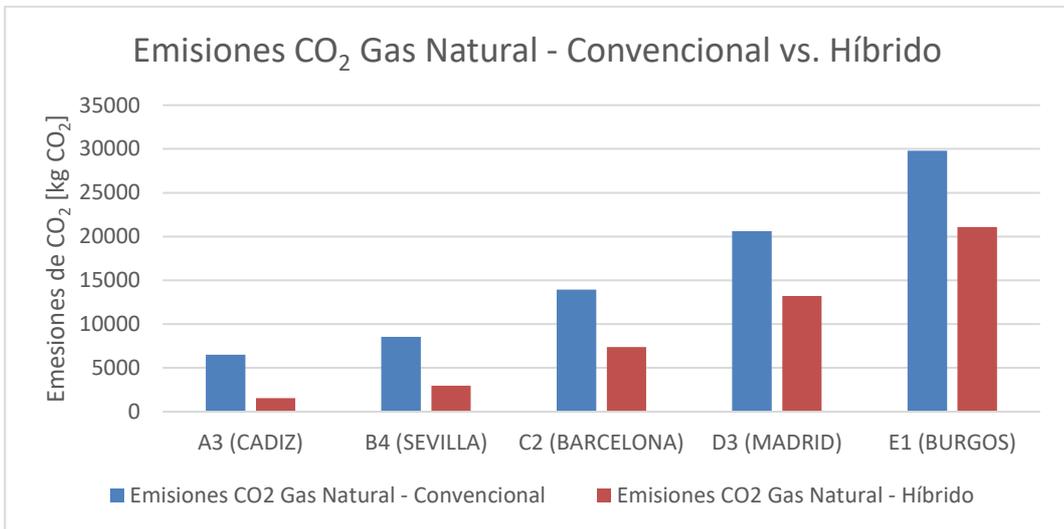


Figura 129. Comparación convencional vs. híbrido emisiones CO<sub>2</sub> por Gas Natural. Fuente: [42]

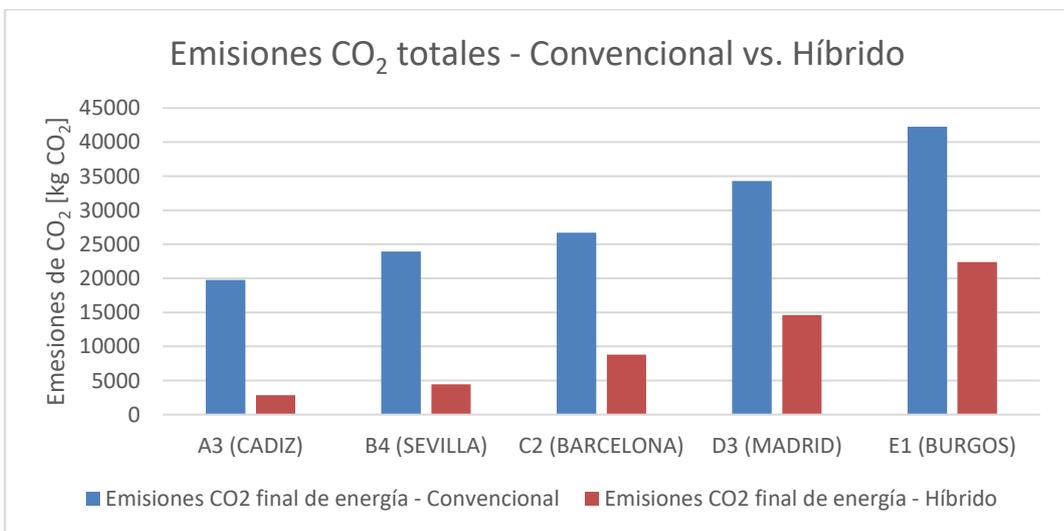


Figura 130. Comparación convencional vs. híbrido emisiones CO<sub>2</sub> totales. Fuente: [42]

## 8.2.5 Conclusiones de los resultados

Haciendo un análisis a las gráficas anteriores comparativas se puede llegar a una serie de conclusiones después de observar todos los consumos y emisiones del sistema:

- El consumo eléctrico de las bombas de circulación aumenta considerablemente respecto al caso convencional, y esto es debido a que el sistema híbrido incorpora un mayor número de bombas que llevará asociado un mayor número de horas de funcionamiento. Esto hace que el consumo eléctrico aumente en el caso híbrido. Además si se compara el consumo que tienen las bombas para cada clima estudiado se ve como aumenta en climas más fríos, teniendo una subida considerable en la zona climática E1 (Burgos). Y estos resultados son razonables ya que las bombas trabajarán por más tiempo en climas más fríos en donde la demanda de calefacción que necesitan es mucho mayor que en climas cálidos.

- El consumo de ACS se reduce en el caso híbrido ya con el sistema térmico solar se reduce hasta un 84,5% el consumo. La caldera de ACS necesitará menos horas de trabajo con lo que reducirá el gasto de Gas Natural así como las emisiones asociadas de CO<sub>2</sub> que tiene.

- El consumo de calefacción se verá reducido en el caso híbrido debido a que el sistema de calefacción aprovechará el calor residual de la pila de combustible, logrando reducir el consumo de Gas Natural en la caldera de calefacción. Esta reducción del consumo de calefacción se ve reducida hasta un 57,14% para la zona A3 (Cádiz). Si se comparan el consumo de calefacción por zonas climáticas se observa que para climas más fríos el consumo es mayor debido a que la caldera necesita más horas de funcionamiento a plena carga para satisfacer la demanda. En este caso al igual que en el de la caldera de ACS las emisiones de CO<sub>2</sub> se reducen al quemar menos cantidad de Gas Natural.

- El consumo de electricidad de la red disminuye considerablemente en el caso híbrido, ya que el sistema está diseñado para que funcione todo el tiempo posible como un sistema de autoconsumo. De esta forma se consiguen reducciones de hasta un 90%, siendo posible gracias al uso de la energía fotovoltaica combinada con la pila de combustible. Se observa que para la zona climática B4 (Sevilla) el consumo de la red es mayor que en el resto debido a que tiene una gran demanda de refrigeración superior al resto en las horas de verano.

- En cuanto a las emisiones totales de CO<sub>2</sub> el sistema híbrido logra reducir hasta un 85,48% las emisiones en algunos casos. Esto es debido al menor consumo de Gas Natural en las calderas de calefacción y ACS, además de que se consume menos energía eléctrica de la red que tiene asociada una emisión de CO<sub>2</sub>. Estas emisiones en el caso de la zona E1, solo se reducen un 47,04% ya que se necesita mayor gasto de Gas Natural para poder satisfacer la demanda de este clima más frío.

- El consumo primario de energía al reducirse el consumo de Gas Natural y el consumo de electricidad de la red, se ve reducido considerablemente para el sistema híbrido independientemente de la zona climática en la que se encuentre el edificio. Por tanto, se puede decir que el sistema híbrido llega a consumir hasta un 86,47% menos de energía en algunos casos que en el caso convencional.

Después de realizar el análisis comparativo a los resultados obtenidos por el programa TRNSYS, se llega a la conclusión de que el caso híbrido mejora en términos generales considerablemente al caso convencional. Ya que además de ser un sistema sostenible de autoconsumo que consumirá hasta un 90,02% menos de electricidad de la red y hasta un 76,28% menos de Gas Natural, generará hasta un 85,48% menos de emisiones de CO<sub>2</sub>. Por tanto, este tipo de tecnología combinada hace que sea una buena opción tanto para términos de consumo energético como para el medio ambiente, ya que logra reducir ambos términos considerablemente.

### 8.3 Cálculo del Coste del Ciclo de Vida (LCC)

El Coste del Ciclo de Vida, conocido como Life Cycle Costing (LCC), es un método que analiza la evolución de los costes (directos o indirectos) de un producto o servicio en concreto a lo largo del tiempo, desde su inicio hasta el final de su vida útil. Esta herramienta proporciona la información necesaria para decidir si es rentable la inversión en dicho producto o servicio, por tanto, el LCC dará datos muy relevantes para la toma de decisiones en la ejecución del proyecto.

El Coste del Ciclo de Vida en este proyecto permitirá analizar los costes de la instalación considerando una vida útil de 30 años, para cada caso y zona climática. La fórmula del Coste del Ciclo de Vida empleada es la siguiente:

$$LCC = Inv_{Inicial} + Coste_{Sustitución} + (Coste_{Operación} + Coste_{Mantenimiento}) \cdot \sum_{t=1}^{30} \frac{1}{(1+r)^t}$$

Hay saber que la inversión inicial y el coste de sustitución solo se producen una vez, a diferencia de los costes de operación y de los de mantenimiento que se producen cada año. La tasa de actualización del dinero de la fórmula (r) se considera del 3%.

Para proceder al cálculo del Coste del Ciclo de Vida es necesario calcular antes la inversión inicial, costes de sustitución, costes de operación y costes de mantenimiento. Todos estos cálculos para llegar al LCC se detallan en los siguientes puntos del proyecto.

Antes de proceder al cálculo del Coste del Ciclo de Vida se ha estimado el precio de la electricidad de la red y del Gas Natural para el año 2021 aplicando el impuesto sobre la electricidad del 5,113 % y el 21% del IVA. El precio de compra de la electricidad y del Gas Natural actual será de:

	PRECIO
Electricidad [€/kWh]	0,209
Gas Natural [€/kWh]	0,07

Tabla 32. Precios de electricidad y Gas Natural 2021. Fuente: [42]

#### 8.3.1 Cálculo de costes de inversión inicial

En este apartado se procederá a calcular la inversión total inicial teniendo en cuenta que se parte de la situación del caso convencional del edificio, por lo que se necesitará solo una ampliación de la instalación para llegar al sistema híbrido. Esto quiere decir que no hay que hacer la inversión en la caldera de ACS, caldera de calefacción, enfriadora, depósito de acumulación de calefacción y bombas.

Por tanto, se llevará a cabo la inversión de los siguientes componentes:

##### - Inversión en sistema fotovoltaico:

La inversión del sistema fotovoltaico incluirá la adquisición de los paneles fotovoltaicos elegidos, el inversor, las estructuras de soporte para la instalación de los paneles en la cubierta, cableado eléctrico, regulador, protecciones eléctricas y otros accesorios empleados en la instalación. Por tanto la inversión para la instalación del sistema fotovoltaico será la siguiente:

ARTÍCULO	UNIDADES	PRECIO UNIDAD [€]	TOTAL [€]
Paneles fotovoltaicos 455W	90	150	13500
Inversor 3Play 33TL INGECON	1	2300	2300

Estructura aluminio coplanar 5 placas EN AW-6005AT6	18	70	1260
Sistema de cableado, regulador, protecciones eléctricas y otros accesorios	-	800	800
<b>Inversión en sistema fotovoltaico</b>			<b>17860</b>

Tabla 33. Inversión inicial del sistema fotovoltaico. Fuente: [42]

**- Inversión en sistema pila de combustible y electrolizador:**

La inversión inicial del sistema de pila de combustible para el sistema híbrido incluirá la pila de combustible, el electrolizador, el acumulador de hidrógeno y los inversores necesarios para transformar la corriente eléctrica.

ARTÍCULO	UNIDADES	PRECIO UNIDAD [€]	TOTAL [€]
Pila de combustible BALLARD modelo FCvelocity-MD 30 kW	1	18500	18500
Electrolizador NEL modelo Proton PEM H4	1	17000	17000
Depósito de hidrógeno 300 l MAHYTEC	10	1050	10500
Inversor SUN2000-33KTL-A de HUAWEI	2	2100	4200
<b>Inversión en sistema pila combustible y electrolizador</b>			<b>50200</b>

Tabla 34. Inversión inicial del sistema de pila de combustible y electrolizador. Fuente: [42]

**- Inversión en sistema solar térmico:**

Para el sistema solar térmico será necesario la compra de los captadores solares, las estructuras de soporte para los paneles, acumulador de ACS, sistema de control y otros accesorios.

ARTÍCULO	UNIDADES	PRECIO UNIDAD [€]	TOTAL [€]
Captadores solares	12	450	5400
Estructura metálica Saclima E-21 4 paneles solares térmicos	3	230	690
Acumulador ACS vertical con serpentín 2000 litros	1	3425	3425
Sistema de control y otros accesorios	-	550	550
<b>Inversión en sistema solar térmico</b>			<b>10065</b>

Tabla 35. Inversión inicial del sistema solar térmico. Fuente: [42]

La inversión total inicial será la siguiente:

$$Inv_{Inicial} = Inv_{Fotovoltaica} + Inv_{Pila\ combustible+Electrolizador} + Inv_{Solar\ Térmica}$$

$$Inv_{Inicial} = 78125 \text{ €}$$

### 8.3.2 Cálculo de costes de sustitución

Los costes de sustitución serán los costes asociados al reemplazo de equipos al finalizar su vida útil. En el caso convencional solo habría que sustituir una vez el equipo de la enfriadora que tiene una vida útil de 15 años, ya que se considera que la instalación tendrá una vida útil de 30 años. Los costes de sustitución para el caso convencional de cada zona son los siguientes:

CASO CONVENCIONAL	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Coste sustitución enfriadora [€]	14379,00	18504,00	14379,00	16930,00	14076,00
<b>Coste Sustitución [€]</b>	<b>14379,00</b>	<b>18504,00</b>	<b>14379,00</b>	<b>16930,00</b>	<b>14076,00</b>

Tabla 36. Costes de sustitución para cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]

En el caso híbrido, los costes de sustitución para el ciclo de vida útil de la instalación de 30 años serán al igual que en el caso convencional el coste de sustitución de la enfriadora (15 años de vida útil) al reemplazar una vez el equipo, además en este caso también se incluye una vez el coste de sustitución de los paneles fotovoltaicos y del inversor (25 años paneles y 15 años inversor de vida útil), el coste de sustitución del sistema de pila de combustible y electrolizador, y el coste de los captadores solares térmicos (20 años de vida útil). La pila de combustible y el electrolizador se estima que funcionan unas 4300 horas, por lo que pueden tener una vida útil en este caso de hasta 15 años, por lo que se reemplazan una sola vez en 30 años. Los costes de sustitución para el caso híbrido calculados en cada zona son los siguientes:

CASO HÍBRIDO	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Coste sustitución enfriadora [€]	14379,00	18504,00	14379,00	16930,00	14076,00
Coste sustitución sist. fotovoltaico [€]	15800,00	15800,00	15800,00	15800,00	15800,00
Coste sustitución sist. pila de combustible y electrolizador [€]	46200,00	46200,00	46200,00	46200,00	46200,00
Coste sustitución sist. solar térmico [€]	5400,00	5400,00	5400,00	5400,00	5400,00
<b>Coste Sustitución [€]</b>	<b>81779,00</b>	<b>85904,00</b>	<b>81779,00</b>	<b>84330,00</b>	<b>81476,00</b>

Tabla 37. Costes de sustitución para cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]

### 8.3.3 Cálculo de costes de operación

Estos costes de operación son debidos al consumo de energía eléctrica de la red para satisfacer la demanda de electricidad del sistema híbrido y al consumo de energía térmica al alimentar las calderas de ACS y calefacción. Este coste será continuo en los 30 años que tendrá de vida útil la instalación y se verá modificado debido a la tasa de actualización del dinero en la fórmula del Coste del Ciclo de Vida.

El coste de operación se calculará de la siguiente forma:

$$Coste_{Operación} = Coste_{Electricidad} + Coste_{Gas\ Natural}$$

Obteniéndose el coste de energía eléctrica de la red como:

$$Coste_{Electricidad} = Consumo_{Final\ de\ Electricidad} [kWh] \cdot Precio_{Electricidad} \left[ \frac{\text{€}}{kWh} \right]$$

Y el coste de Gas Natural como:

$$Coste_{Gas\ Natural} = Consumo_{Final\ de\ Gas\ Natural} [kWh] \cdot Precio_{Gas\ Natural} \left[ \frac{\text{€}}{kWh} \right]$$

Por tanto, los costes de operación para el caso convencional serán los siguientes:

CASO CONVENCIONAL	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Cons. red eléctrica [kWh]	37085,17	43161,73	35766,93	38268,77	34904,38
Precio electricidad [€/kWh]	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209
Coste electricidad [€]	7750,80	9020,80	7475,29	7998,17	7295,02
Cons. Gas Natural [kWh]	26087,84	34126,24	55727,10	82488,59	119135,80
Precio Gas Natural [€/kWh]	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Coste Gas Natural [€]	1773,97	2320,58	3789,44	5609,22	8101,23
<b>Coste Operación [€]</b>	<b>9524,77</b>	<b>11341,39</b>	<b>11264,73</b>	<b>13607,40</b>	<b>15396,25</b>

Tabla 38. Costes de operación para cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]

Para el caso híbrido los costes de operación son:

CASO HÍBRIDO	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Cons. red eléctrica [kWh]	3701,19	4186,44	3992,50	3874,97	3551,52
Precio electricidad [€/kWh]	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209
Coste electricidad [€]	773,55	874,97	834,43	809,87	742,27
Excedente electricidad [kWh]	12754,60	5774,93	7271,20	3873,70	5074,00
Precio excedente [€]	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Excentes [€]	637,73	288,75	363,56	193,69	253,70
Cons. Gas Natural [kWh]	6188,97	11831,70	29456,53	52851,51	84411,52
Precio Gas Natural [€/kWh]	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Coste Gas Natural [€]	420,85	804,56	2003,04	3593,90	5739,98
<b>Coste Operación [€]</b>	<b>556,67</b>	<b>1390,77</b>	<b>2473,92</b>	<b>4210,09</b>	<b>6228,55</b>

Tabla 39. Costes de operación para cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]

En el cálculo de operación del caso híbrido se incluyen las compensaciones por el excedente de electricidad que se vierte a la red en los momentos en los que el sistema no puede aprovechar esa energía para el electrolizador.

### 8.3.4 Cálculo de costes de mantenimiento

Los costes de mantenimiento serán al igual que los costes de operación un coste continuo durante los 30 años que tendrá de vida útil la instalación actualizándose cada año con la tasa de actualización del dinero. Estos costes se consideran un 3% del valor de la inversión inicial, por tanto, los costes de mantenimiento serán los siguientes:

Los costes de mantenimiento calculados para el caso convencional en cada zona son:

CASO CONVENCIONAL	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Coste inversión inicial [€]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Factor mantenimiento	3%	3%	3%	3%	3%
<b>Coste Mantenimiento [€]</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

Tabla 40. Costes de mantenimiento para cada zona. Caso convencional. Fuente: [42]

Los costes de mantenimiento calculados para el caso híbrido en cada zona son:

CASO HÍBRIDO	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Coste inversión inicial [€]	78125,00	78125,00	78125,00	78125,00	78125,00
Factor mantenimiento	3%	3%	3%	3%	3%
<b>Coste Mantenimiento [€]</b>	<b>2343,75</b>	<b>2343,75</b>	<b>2343,75</b>	<b>2343,75</b>	<b>2343,75</b>

Tabla 41. Costes de mantenimiento para cada zona. Caso híbrido. Fuente: [42]

Una vez que se obtienen todos los parámetros correspondientes para el cálculo del Coste del Ciclo de Vida (LCC) se procede a su resolución para cada zona climática.

### 8.3.5 Resultados del Coste de Ciclo de Vida (LCC)

A continuación, se muestran los resultados de los cálculos del Coste del Ciclo de Vida para cada zona climática y para cada caso de estudio, tanto para el caso convencional como para el caso híbrido.

Los resultados del cálculo del LCC para el caso convencional en cada zona climática son los siguientes:

CASO CONVENCIONAL	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Inversión Inicial [€]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coste Sustitución [€]	14379,000	18504,000	14379,000	16930,000	14076,000
Coste Operación [€]	9524,77	11341,39	11264,73	13607,40	15396,25
Coste Mantenimiento [€]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>LCC [€]</b>	<b>201068,76</b>	<b>240800,16</b>	<b>235172,69</b>	<b>283640,98</b>	<b>315849,30</b>
<b>LCC [€/m2]</b>	<b>154,19</b>	<b>184,66</b>	<b>180,35</b>	<b>217,52</b>	<b>242,22</b>

Tabla 42. Resultados del LCC. Caso convencional. Fuente: [42]

Los resultados del cálculo del LCC para el caso híbrido en cada zona climática son los siguientes:

CASO HÍBRIDO	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
Inversión Inicial [€]	78125,00	78125,00	78125,00	78125,00	78125,00
Coste Sustitución [€]	81779,00	85904,00	81779,00	84330,00	81476,00
Coste Operación [€]	556,67	1390,77	2473,92	4210,09	6228,55
Coste Mantenimiento [€]	2343,75	2343,75	2343,75	2343,75	2343,75
<b>LCC [€]</b>	<b>216753,47</b>	<b>237227,33</b>	<b>254332,40</b>	<b>290913,08</b>	<b>327621,89</b>
<b>LCC [€/m2]</b>	<b>166,22</b>	<b>181,92</b>	<b>195,04</b>	<b>223,09</b>	<b>251,24</b>

Tabla 43. Resultados del LCC. Caso híbrido. Fuente: [42]

### 8.3.6 Comparativa del Coste de Ciclo de Vida (LCC)

Si se comparan los resultados del caso convencional con el híbrido la inversión inicial sólo se tendría en cuenta en el caso híbrido ya que en el caso convencional no es necesario desembolsar nada debido a que ya se encuentran instalados los diferentes equipos de refrigeración y calefacción. Por tanto, en la gráfica que se muestra a continuación solo se verá la inversión inicial en el caso híbrido debido a que para el caso convencional es cero. Sucede lo mismo con el coste de mantenimiento ya que dependen de la inversión inicial como se ha visto anteriormente.

Los porcentajes de reducción desde el caso convencional al híbrido del LCC se observan en la siguiente tabla:

	A3 (CADIZ)	B4 (SEVILLA)	C2 (BARCELONA)	D3 (MADRID)	E1 (BURGOS)
<b>Inversión inicial [€]</b>	-	-	-	-	-
<b>Coste sustitución [€]</b>	-468,74%	-364,25%	-468,74%	-398,11%	-478,83%
<b>Coste operación [€]</b>	94,16%	87,74%	78,04%	69,06%	59,55%
<b>Coste mantenimiento [€]</b>	-	-	-	-	-
<b>LCC [€]</b>	-7,80%	1,48%	-8,15%	-2,56%	-3,73%

Tabla 44. Reducción del LCC del caso convencional al híbrido en cada zona climática. Fuente: [42]

Los signos negativos que se muestran en la tabla indican que los costes aumentan para el caso híbrido, por tanto en el caso híbrido tendrá costes de sustitución y LCC más altos que en el caso convencional. A diferencia de los costes de operación que serán más bajos para el caso híbrido que para el caso convencional.

A continuación se detallan las gráficas que compararán todos los costes y el LCC del sistema convencional contra el sistema híbrido para cada zona climática:

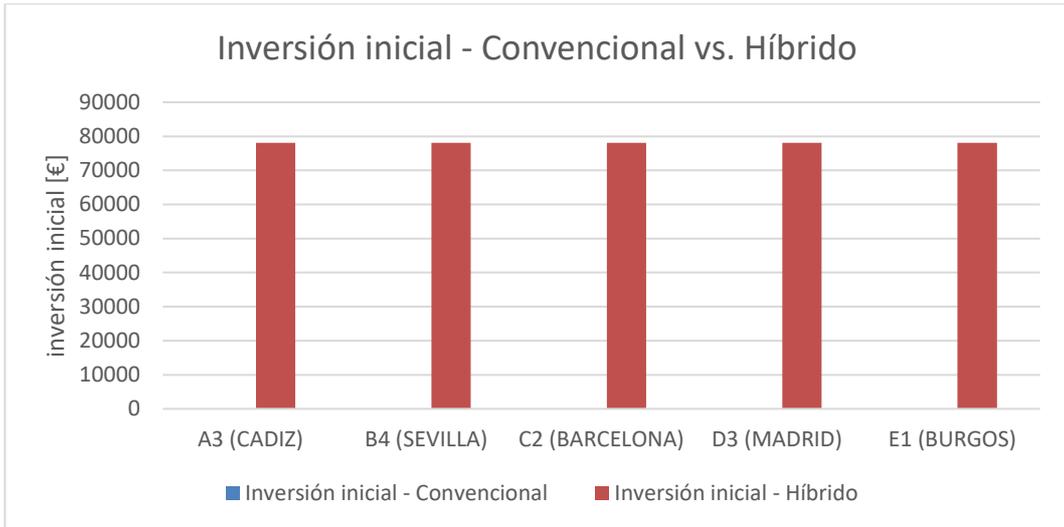


Figura 131. Comparación convencional vs. híbrido inversión inicial. Fuente: [42]

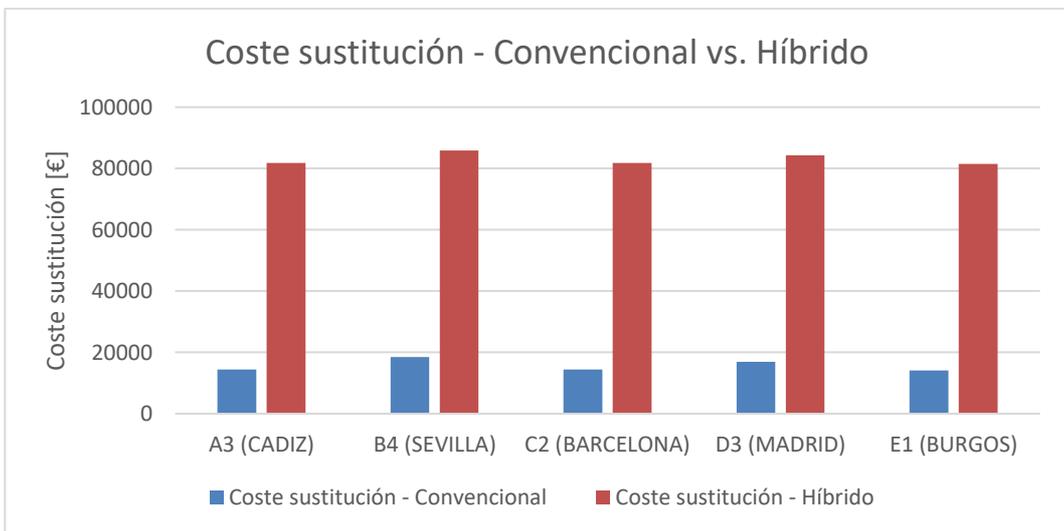


Figura 132. Comparación convencional vs. híbrido coste sustitución. Fuente: [42]

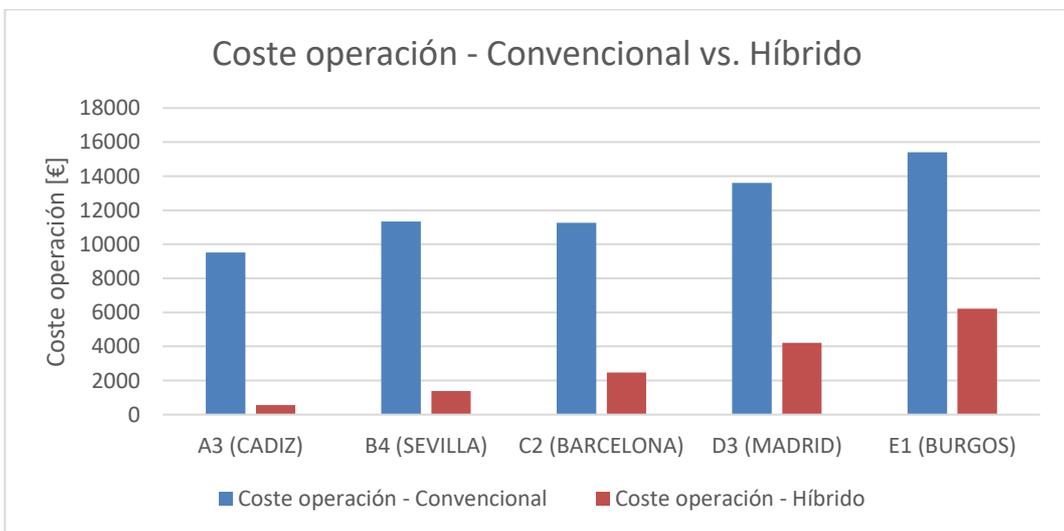


Figura 133. Comparación convencional vs. híbrido coste operación. Fuente: [42]

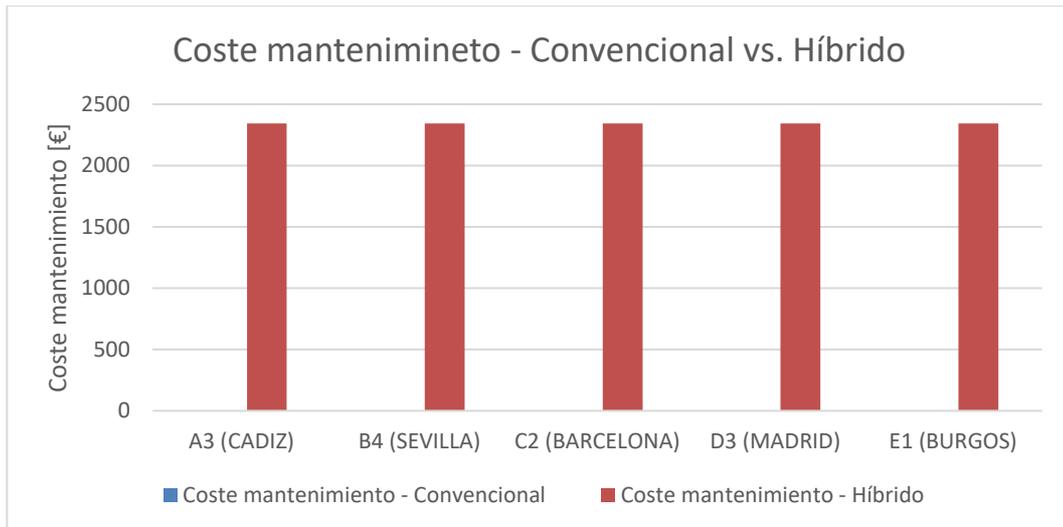


Figura 134. Comparación convencional vs. híbrido coste mantenimiento. Fuente: [42]

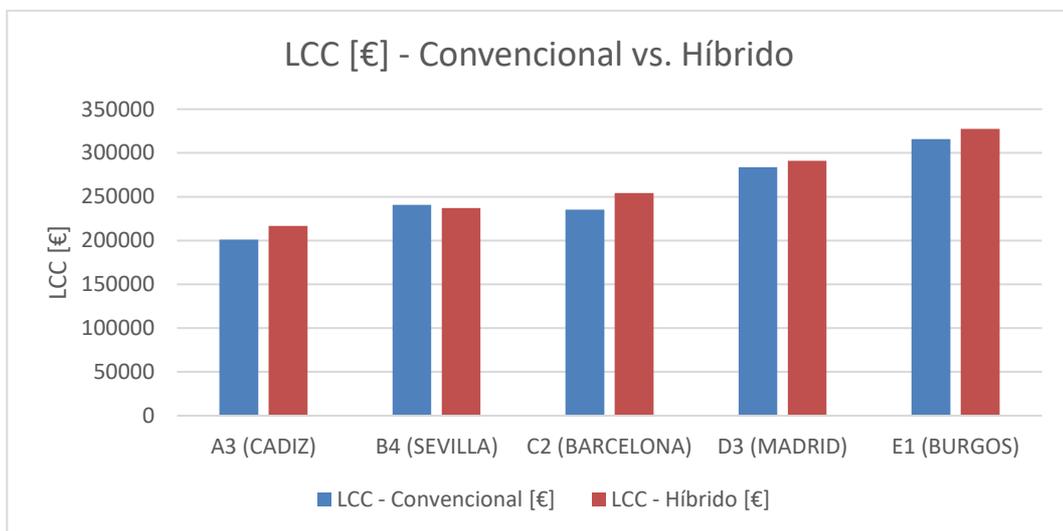


Figura 135. Comparación convencional vs. híbrido del LCC. Fuente: [42]

### 8.3.7 Conclusiones del Coste de Ciclo de Vida (LCC)

Haciendo un análisis a las gráficas anteriores se puede llegar a una serie de conclusiones después de observar los diferentes costes y el LCC de ambos sistemas:

- En primer lugar, se puede apreciar que la inversión inicial solo habría que llevarla a cabo en el caso híbrido ya que en el convencional no habría que desembolsar ninguna cantidad de dinero debido a que los equipos ya se encontrarían instalados en el edificio.
- El coste de sustitución de los equipos sería bastante mayor en el caso del sistema híbrido. Esto se debe a que en el caso convencional solo se necesitaría reemplazar la enfriadora, a diferencia del caso híbrido en el que se deben reemplazar paneles fotovoltaicos, térmicos, pila de combustible, electrolizador, tanque de hidrógeno e inversores. Esto conlleva un coste considerablemente superior en el caso híbrido, por lo que estos costes de sustitución aumentarán bastante el LCC del caso híbrido.
- El coste de operación se observa que en algunos casos llega a reducirse un 94,16%, esto es debido a que el sistema funciona la mayor parte del tiempo como un sistema autosuficiente por lo que no necesita consumir energía de la red, además el consumo de Gas Natural se reduce bastante. Este coste de operación para el caso híbrido incluye la compensación por el excedente de electricidad que genera el sistema, por esto el coste de

operación para algunas zonas climáticas se reduce tanto debido a que se compensa la energía que se vierte a la red eléctrica con unos incentivos económicos. El coste de operación más alto será el de la zona E1, debido a su alto consumo de Gas Natural para satisfacer la demanda de calor en el edificio.

- El coste de mantenimiento sólo se tendrá en cuenta en el caso híbrido, ya que depende de la inversión inicial como se comentó anteriormente. En el caso del sistema convencional, al no existir inversión inicial no tenemos este coste de mantenimiento.

- Por último, si se hace un análisis del Coste del Ciclo de Vida para el caso híbrido comparado con el convencional, se llega a conclusiones diferentes respecto a la zona climática en donde se encuentre el edificio. Para la zona A3, C2, D3 y E1, el LCC comparativo da negativo, con lo que significa que el LCC del caso convencional será menor que el del caso híbrido. Esto quiere decir que el Coste del Ciclo de Vida en el caso híbrido de estas zonas climáticas será mayor que en el caso convencional para un periodo de 30 años. Pese a esto, el LCC del caso híbrido solo es ligeramente superior, con lo que en el momento que se reduzcan un poco los costes de inversión será menor que para el caso convencional. Por otro lado, para la zona B4 el LCC del caso híbrido se reduce un 1.48% por lo que en este caso si tendremos un Coste del Ciclo de Vida a 30 años favorable para esta zona. Esto se debe principalmente a que el sistema híbrido en la zona B4 se ahorra una gran cantidad de consumo eléctrico debido a la demanda de refrigeración, por lo que el LCC en 30 años se reducirá respecto al sistema convencional.

Después de realizar el análisis comparativo de los aspectos económicos obtenidos a través del cálculo del Coste del Ciclo de Vida (LCC), se llega a la conclusión de que el caso híbrido solo mejora al caso convencional en aspectos económicos si se instala el sistema en la zona B4 (Sevilla), reduciendo el LCC a 30 años un 1,48%. Para las demás zonas climáticas estudiadas, no mejora económicamente el LCC a 30 años, por lo que la mejor solución en estos casos es aún el sistema convencional. Aun así, hay que decir que en términos económicos en cuanto se reduzcan los costes de inversión del sistema híbrido un poco, se conseguirá que sea rentable su instalación. Este tipo de tecnología combinada aun en desarrollo está intentando abaratar costes de producción de equipos para que sean viables económicamente proyectos como este.

## 9 CONCLUSIONES

---

Este proyecto ha demostrado cómo un bloque de viviendas puede reducir su consumo energético de electricidad de la red y de combustibles fósiles, instalando un sistema combinado de energía fotovoltaica y de pila de hidrógeno. De esta forma se disminuirá de forma drástica la dependencia que tienen los actuales edificios de viviendas del país de los combustibles fósiles. Esto supondrá una mejora a nivel medioambiental al reducir emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a los sistemas convencionales, además de en algunos casos disminuir el coste económico.

Con el uso del programa TRNSYS se han afianzado conceptos teóricos en sus simulaciones, profundizando en el manejo de la herramienta que muestra un enfoque del problema más real. Así mismo, se han consolidado nociones sobre los diferentes sistemas de energía renovables y su potencial en el futuro. Elementos básicos como el hidrógeno que pueden ayudar a superar las barreras energéticas de la actualidad, siendo desarrollados como vectores energéticos en el futuro para todo tipo de aplicaciones, con la ventaja de ser un elemento sostenible sin emisiones asociadas si se genera con sistemas de energía renovables.

Con este estudio se ha demostrado que con un sistema combinado de fotovoltaica y pila de combustible se puede reducir hasta un 85% las emisiones de CO<sub>2</sub> del edificio, siendo esto fundamental para las generaciones del futuro. Con este tipo de tecnología se conseguiría llegar a un horizonte prácticamente sin emisiones, además de disminuir la dependencia de combustibles fósiles de terceros países.

Aunque en la actualidad el uso del hidrógeno como vector energético aún no está lo suficientemente maduro, está muy cerca de convertirse en el combustible del futuro. Para ello se deben abaratar costes de producción y desarrollar tecnologías más eficientes, con ello se conseguirá implantar este combustible en diferentes aplicaciones tales como este sistema combinado sostenible, abaratando la energía y reduciendo las emisiones del planeta.



# REFERENCIAS

- [1] Laura Romero Rodríguez. “Análisis de la reducción de consumos energéticos en un edificio al integrar un sistema fotovoltaico y de micro-cogeneración mediante TRNSYS”. Departamento de Ingeniería Energética. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla. 2014
- [2] Francisco Durán Parejo. “Análisis de viabilidad económica y reducción del consumo de energía de un edificio terciario al integrar un sistema fotovoltaico y de micro-cogeneración mediante TRNSYS”. Departamento de Ingeniería Energética. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla. 2018
- [3] Luis Gutiérrez Jodra. “El hidrógeno, combustible del futuro”. Rev. R. Acad. Cienc. Exact. Fís. Nat. Vol. 99, Nº. 1, pp 49-67, 2005
- [4] TRNSYS 16 MANUAL. Getting started. Vol. 1. 2007
- [5] TRNSYS 16 MANUAL. Using the Simulation Studio. Vol. 2. 2007
- [6] “Documento Básico HE Ahorro de Energía”. 2019
- [7] E. M. Llera Sastresa y I. Zabalza Bribián. “Hidrógeno: producción, almacenamiento y usos energéticos”. 2011.
- [8] <https://climate.copernicus.eu/2020-warmest-year-record-europe-globally-2020-ties-2016-warmest-year-recorded>
- [9] <https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20180301STO98928/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-por-pais-y-sector-infografia>
- [10] [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es)
- [11] <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>
- [12] <https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study>
- [13] <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>
- [14] [http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica\\_esquema.php](http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_esquema.php)
- [15] <https://solar-energia.net/energia-solar-termica>
- [16] José Cordero García. “Análisis comparativo entre el reformado de combustibles fósiles a partir de diésel y peróxido de hidrógeno”. Dep. Ingeniería Energética. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla. 2018
- [17] <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>
- [18] <https://www.divulgah2.es/aprende-sobre/hidrogeno/produccion/>
- [19] Antonio Dumas, Stefano Anzillotti, Mauro Madonia, Michele Trancossi. “Effects of altitude on photovoltaic production of hydrogen”. Proceedings of the ASME 2011 5th International Conference on Energy Sustainability. 2011
- [20] Rittmar Von Helmholt, Ulrich Eberle. “Fuel cell vehicles”. Journal of Power Sources, Vol. 165. 2007
- [21] Durbin, D. J., Cecile Malardier-Jugroot. “Review of hydrogen storage techniques for on board vehicle applications”. International journal of hydrogen energy Vol. 38. 2013
- [22] [https://www.linde-gas.com/en/processes/hydrogen\\_energy\\_h2/h2\\_one\\_stop\\_shop/h2\\_distribution\\_and\\_storage/index.html](https://www.linde-gas.com/en/processes/hydrogen_energy_h2/h2_one_stop_shop/h2_distribution_and_storage/index.html)

- [23] <https://www.aeh2.org/hidrogeno/>
- [24] <https://www.greencarcongress.com/2018/06/20180612-ballard.html>
- [25] <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>
- [26] <https://betsolar.es/producto/modulos-fotovoltaicos-ja-solar/>
- [27] <https://www.ballard.com/fuel-cell-solutions/fuel-cell-power-products/motive-modules>
- [28] <https://nelhydrogen.com/product/h-series/>
- [29] <https://www.doosanmobility.com/en/products/hydrogen-tank/>
- [30] [https://www.construmatica.com/construpedia/Espa%C3%B1a: Zonas Clim%C3%A1ticas\\_p or Provincia](https://www.construmatica.com/construpedia/Espa%C3%B1a: Zonas Clim%C3%A1ticas_p or Provincia)
- [31] <https://es.climate-data.org/>
- [32] <https://www.carrier.com/commercial/es/es/soluciones/enfriadoras/enfriadoras-aire-agua/>
- [33] <https://chromagen.es/acumulacion/acumuladores-e-interacumuladores-de-inercia/>
- [34] <https://wilo.com/es/es/Productos-y-campos-de-aplicaci%C3%B3n/es/productos-y-experiencia/wilo-star-z>
- [35] <https://www.onatermia.com/calderas-a-gas-condensaci%C3%B3n/380-caldera-vaillant-protherm-puma-1824-mkv-as1.html>
- [36] [https://www.cordivari.it/Bollitori\\_Solari/Termoaccumulatori/combi\\_3](https://www.cordivari.it/Bollitori_Solari/Termoaccumulatori/combi_3)
- [37] [https://fujisol.com/tienda\\_fujisol/inicio/58-colector-plano-fuji-p.html](https://fujisol.com/tienda_fujisol/inicio/58-colector-plano-fuji-p.html)
- [38] [https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15\\_24\\_274\\_31/tl-series.aspx](https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15_24_274_31/tl-series.aspx)
- [39] <https://www.mahytec.com/en/compressed-hydrogen-storage/>
- [40] <https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fes%2Fdatasheet%2FSUN2000-33KTL-A.pdf>
- [41] [https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Otros%20documentos/Factores\\_emision\\_CO2.pdf](https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf)
- [42] Elaboración propia.

## DIMENSIONADO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA:

Para calcular el número de paneles máximos que se pueden instalar en el edificio, es necesario conocer la superficie de la cubierta (221,25 m<sup>2</sup>) y la superficie que ocupa un panel fotovoltaico. En este caso se instala un panel modelo RSM156-6-455M (2,178x0,996 m) con una superficie total de 2,17 m<sup>2</sup>. Por tanto, el número máximo de paneles que se pueden instalar en la cubierta del edificio es:

$$N_{tp \text{ máximo}} = \frac{\text{Área cubierta}}{\text{Área panel}} = \frac{221,25}{2,17} = 101 \text{ paneles}$$

Sabiendo el número total de paneles que se pueden instalar y la potencia nominal de cada panel (455W) se calcula la máxima potencia del campo solar instalable con la siguiente expresión:

$$P_{cs \text{ máxima}} = P_n * N_{tp \text{ máximo}} = 455 \cdot 101 = 45955 \text{ Wpico} = 45,955 \text{ kWp}$$

Para saber el número máximo y mínimo de paneles en serie se precisa conocer primero las temperaturas máximas y mínimas que alcanzarán los paneles fotovoltaicos en cada zona climática de estudio, en función de la temperatura ambiente de la zona y la temperatura nominal de la célula (TONC):

$$T_{max_{panel}} = T_{amb_{max}} + \frac{TONC - 20}{800} \cdot I_{max}$$

$$T_{min_{panel}} = T_{amb_{min}} + \frac{TONC - 20}{800} \cdot I_{min}$$

Donde Tamb\_max y Tamb\_min son las temperaturas de ambiente máximas y mínimas respectivamente obtenidas de las diferentes zonas climáticas, TONC será un dato proporcionado por el fabricante del panel, y los valores de intensidad serán I<sub>max</sub>=1000 e I<sub>min</sub>=100.

Los valores de temperatura ambiente para cada zona climática obtenidos son los siguientes:

ZONA CLIMÁTICA	Tamb_min [°C]	Tamb_max [°C]
A3 - Cádiz	6,3	31,8
B4 - Sevilla	2	41,2
C2 - Barcelona	0,8	32,5
D3 - Madrid	-0,7	36,1
E1 - Burgos	-4,4	34,4

Con estos valores se obtienen las siguientes temperaturas máximas y mínimas del panel para cada zona:

ZONA CLIMÁTICA	Tmin_panel [°C]	Tmax_panel [°C]
A3 - Cádiz	9,43	63,05
B4 - Sevilla	5,13	72,45
C2 - Barcelona	3,93	63,75
D3 - Madrid	2,43	67,35
E1 - Burgos	-1,28	65,65

Conociendo estas temperaturas máximas y mínimas se pueden calcular las tensiones de seguimiento del punto de máxima potencia tanto máximas como mínimas del panel de la siguiente forma:

$$V_{spmp_{min}} = V_{spmp} \cdot \left( 1 - \frac{\partial V_{mp}}{\partial T} \cdot (T_{max_{panel}} - 25) \right)$$

$$V_{spmp_{max}} = V_{spmp} \cdot \left( 1 - \frac{\partial V_{mp}}{\partial T} \cdot (T_{min_{panel}} - 25) \right)$$

También se pueden obtener las tensiones a circuito abierto máxima de la siguiente forma:

$$V_{ca_{max}} = V_{ca} \cdot \left( 1 - \frac{\partial V_{ca}}{\partial T} \cdot (T_{min_{panel}} - 25) \right)$$

Donde tenemos como datos del fabricante  $V_{spmp}=40,41$  V,  $\partial V_{mp}/\partial T=0,0029$ ,  $V_{ca}=48,69$  V y  $\partial V_{ca}/\partial T=0,0029$

ZONA CLIMÁTICA	Vspmp_min [V]	Vspmp_max [V]	Vca_max [V]
A3 – Cádiz	35,96	42,23	50,89
B4 - Sevilla	34,85	42,74	51,50
C2 - Barcelona	35,87	42,88	51,67
D3 - Madrid	35,45	43,05	51,87
E1 - Burgos	35,65	43,49	52,40

Con estos resultados para cada zona climática se pueden calcular el número máximo y mínimo de paneles fotovoltaicos en serie de la siguiente manera:

$$N_{paneles, serie_{min}} \geq \frac{V_{spmp_{min}, inversor}}{V_{spmp_{min}}}$$

$$N_{paneles, serie_{max}} \leq \frac{V_{spmp_{max}, inversor}}{V_{spmp_{max}}}$$

$$N_{paneles, serie_{max}} \leq \frac{V_{max, inversor}}{V_{ca_{max}}}$$

ZONA CLIMÁTICA	Npaneles, serie_min	Npaneles, serie_max
A3 – Cádiz	16	19
B4 - Sevilla	17	19
C2 - Barcelona	16	19
D3 - Madrid	16	19
E1 - Burgos	16	18

Para saber el número máximo de paneles fotovoltaicos en paralelo se tiene que cumplir la siguiente condición:

$$N_{hileras, paralelo} \leq \frac{I_{max, inversor}}{I_{cc_{panel}}}$$

<b>ZONA CLIMÁTICA</b>	<b>Nhileras, paralelo</b>
A3 – Cádiz	5
B4 - Sevilla	5
C2 - Barcelona	5
D3 - Madrid	5
E1 - Burgos	5

Estos datos son fundamentales para obtener la mejor configuración de la instalación, por lo que deberán instalarse entre 16 y 19 paneles fotovoltaicos en serie, y hasta un máximo de 5 hileras de paneles en paralelo. Aunque la potencia del campo solar máxima instalable sea de 45.955 kWp que suponen un total de 101 paneles fotovoltaicos, para este proyecto se ha elegido una instalación de 90 paneles fotovoltaicos, lo que supone una potencia del campo solar instalada de 40.95 kWp suficiente para satisfacer las demandas energéticas de la instalación. Estos 90 paneles tendrán una distribución de 18 paneles en serie y 5 hileras en paralelo.

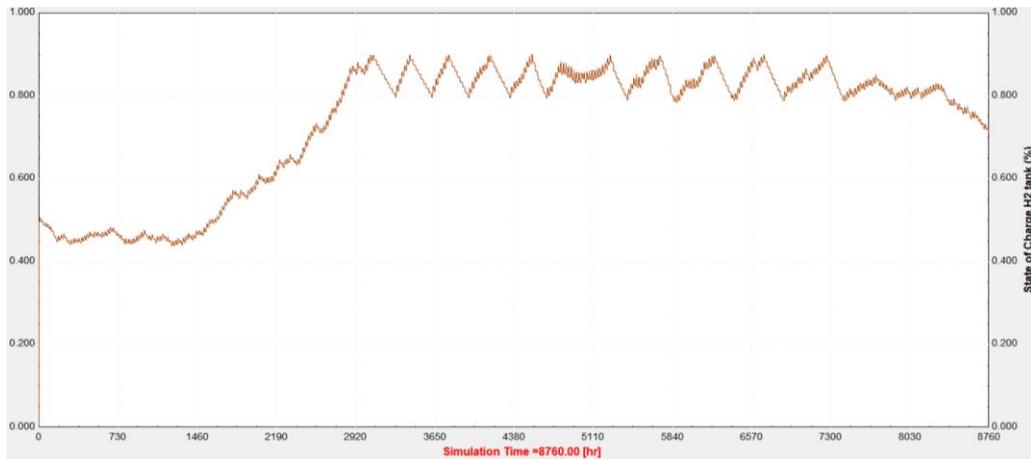
Por tanto, para todas las zonas climáticas se tiene la misma instalación de paneles fotovoltaicos:

<b>Nº panles fotovoltaicos</b>	<b>90</b>
Nº paneles en serie	18
Nº hileras en paralelo	5
<b>Potencia campo solar instalada</b>	<b>40,95 kWp</b>

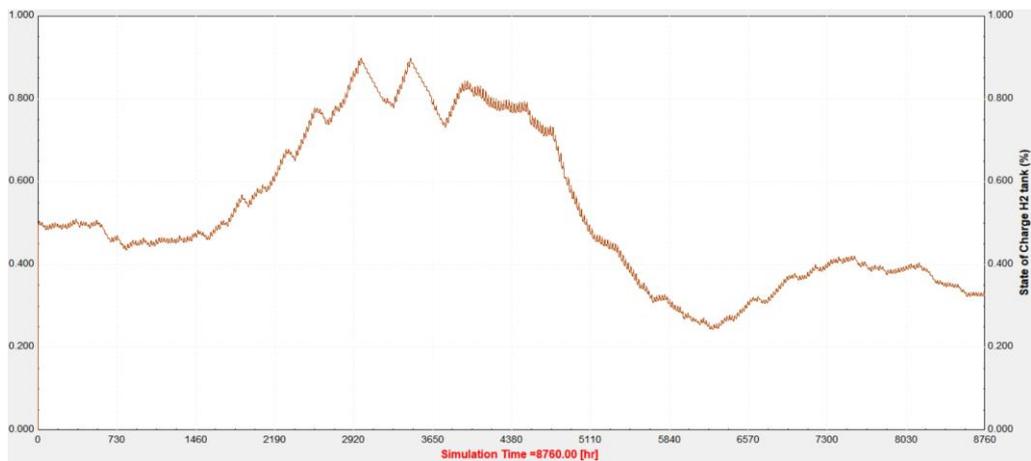
### **ESTADO DE CARGA DEL DEPÓSITO DE HIDRÓGENO:**

En este apartado del anexo se muestran las gráficas correspondientes al depósito de hidrógeno del sistema y como evoluciona su nivel de hidrógeno para un año completo en cada una de las zonas climáticas de estudio. Las siguientes gráficas exponen como se carga y descarga el tanque dependiendo de cada zona climática:

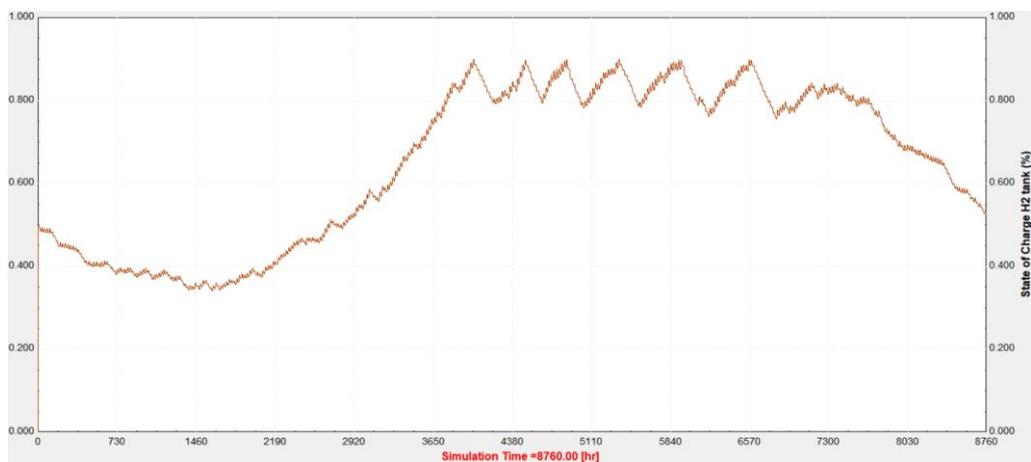
-Zona de Cádiz:



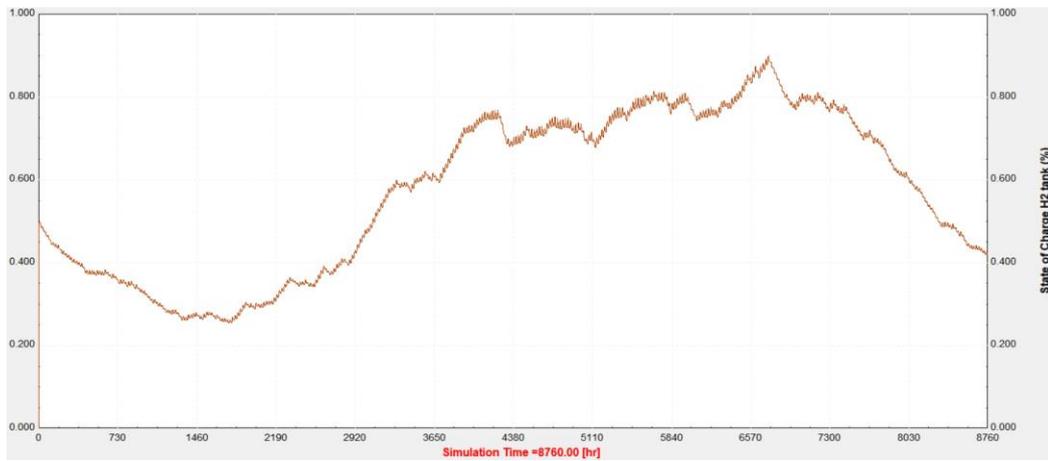
-Zona de Sevilla:



-Zona de Barcelona:



-Zona de Madrid:



-Zona de Burgos:

