



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Evaluación y diseño de una instalación de climatización
para un bloque de viviendas basada en bomba de calor,
fotovoltaica y almacenamiento térmico.

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Tecnología Energética para Desarrollo
Sostenible

AUTOR/A: Pallas Vázquez, Borja Tomás

Tutor/a: Navarro Peris, Emilio

Cotutor/a externo: CARNERO MELERO, PABLO

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER
TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE

**“Evaluación y diseño de una
instalación de climatización para un
bloque de viviendas basada en
bomba de calor, fotovoltaica y
almacenamiento térmico”**

AUTOR: PALLAS VÁZQUEZ, BORJA

TUTOR: NAVARRO PERIS, EMILIO

COTUTOR: CARNERO MELERO, PABLO

Curso Académico: 2021-22

07/2022

RESUMEN

En el presente documento se compararán en términos energéticos, económicos y de impacto ambiental dos estrategias de renovación de un edificio residencial de vivienda colectiva existente, respecto a un caso base consistente en instalaciones individuales con consumos eléctricos y de gas natural. La primera estará basada en medidas pasivas de mejora de la envolvente térmica del edificio, y la segunda, basada en la renovación de los sistemas técnicos del edificio, centrada en la electrificación de los consumos a través de una instalación centralizada de bombas de calor para la producción de agua caliente sanitaria y el servicio de climatización y la producción de energía eléctrica de origen renovable *in situ*. Dicho escenario también plantea la instalación de un generador fotovoltaico en la cubierta del edificio, destinado al autoconsumo. Por último, se diseñará un sistema de almacenamiento térmico para aumentar el autoconsumo fotovoltaico, acondicionando agua para el servicio de climatización, que será almacenada durante horas de sobreproducción fotovoltaica, para satisfacer la demanda de climatización en horas posteriores en las que la producción fotovoltaica no sea suficiente.

Obtenidos los resultados en base a las simulaciones energéticas anuales del caso base, como de los diferentes escenarios de mejora, se concluye que los escenarios de renovación centrados en medidas activas alcanzan mejores resultados en cuanto a reducción del impacto ambiental, reducción del consumo energético y rentabilidad económica que el escenario que contempla medidas pasivas. Sin embargo, la reducción del consumo de energía eléctrica de red, alcanzado gracias a la instalación del sistema de almacenamiento térmico, no supone una mejora de su rentabilidad económica suficiente para su implantación. Además, si se contempla en el análisis económico la compensación percibida debido a la inyección a red del excedente fotovoltaico producido, la medida activa sin la instalación de dicho sistema de almacenamiento resulta más atractiva en términos económicos.

Palabras Clave: Autoconsumo, almacenamiento térmico, climatización colectiva, bomba de calor.

RESUM

En el present document es compararan en termes energètics, econòmics i d'impacte ambiental, dues estratègies de renovació d'edificis existents, respecte a un cas base consistent en instal·lacions individuals amb consums elèctrics i de gas natural. La primera estarà basada en mesures passives de millora de l'envolupant tèrmic de l'edifici, i una segona, basada en la renovació dels sistemes tècnics de l'edifici, centrada en l'electrificació dels consums i la producció d'energia elèctrica d'origen renovable in situ, a través d'una instal·lació centralitzada de bombes de calor, per a la producció d'aigua calenta sanitària i el servei de climatització. Aquest escenari també planteja la instal·lació d'un generador fotovoltaic en la coberta de l'edifici, destinat a l'autoconsum. Finalment, es dissenyarà un sistema d'emmagatzematge tèrmic per a augmentar l'autoconsum fotovoltaic, convertint-lo en energia tèrmica, condicionant aigua per al servei de climatització, que serà emmagatzemada durant hores de sobreproducció fotovoltaica, per a satisfer la demanda de climatització en hores posteriors en les quals la producció fotovoltaica no sigui suficient.

Obtinguts els resultats sobre la base de les simulacions energètiques anuals del cas base, com dels diferents escenaris de millora, es conclou que els escenaris de renovació centrats en mesures actives aconseguen millors resultats quant a reducció de l'impacte ambiental, reducció del consum energètic i rendibilitat econòmica que l'escenari que contempla mesures passives. No obstant això, la reducció del consum d'energia elèctrica de xarxa, aconseguit gràcies a la instal·lació del sistema d'emmagatzematge tèrmic, no suposa una millora de la seua rendibilitat econòmica suficient per a la seua implantació. A més, si es contempla en l'anàlisi econòmica la compensació percebuda a causa de la injecció a xarxa de l'excedent fotovoltaic produït, la mesura activa sense la instal·lació d'aquest sistema d'emmagatzematge resulta més atractiva en termes econòmics.

Paraules clau: Autoconsum, emmagatzematge tèrmic, climatització col·lectiva, bomba de calor.

ABSTRACT

In this document, two renovation strategies for existing buildings will be compared in terms of energy, economic and environmental impact, concerning a base case consisting of individual installations with electrical and natural gas consumption. The first will be based on passive measures to improve the thermal envelope of the building, and a second, based on the renovation of the building's technical systems, centred on the electrification of consumption and the production of electricity from renewable sources on-site, through a centralised installation of heat pumps, for the production of domestic hot water and air-conditioning service. This scenario also includes the installation of a photovoltaic generator on the roof of the building for self-consumption. Finally, a thermal storage system will be designed to increase photovoltaic self-consumption, converting it into thermal energy, and conditioning water for the air-conditioning service, which will be stored during hours of photovoltaic overproduction, to meet the demand for air-conditioning in later hours when photovoltaic production is not sufficient.

Based on the results obtained from the annual energy simulations of the base case and the different improvement scenarios, it is concluded that the renovation scenarios focused on active measures achieve better results in terms of environmental impact reduction, energy consumption reduction and economic profitability than the scenario that contemplates passive measures. However, the reduction in grid electricity consumption, achieved by the installation of the thermal storage system, does not lead to a sufficient improvement in economic profitability for its implementation. Furthermore, if the compensation received due to the grid feed-in of the produced PV surplus is taken into account in the economic analysis, the active measure without the installation of the storage system is more attractive in economic terms.

Keywords: Self-consumption, thermal storage, collective air conditioning, heat pump.

ÍNDICE

Capítulo 1: Introducción

1.1. Antecedentes	1
1.2. Objetivo	3
1.3 Planteamiento	3
1.3. Estructura del documento.....	3

Capítulo 2: Herramientas y métodos.

Capítulo 3: Caracterización del edificio

3.1 Descripción general.....	7
3.2 Envoltente térmica.	8
3.2.1 Elementos opacos.	9
3.2.2 Huecos acristalados.....	10
3.2.3 Puentes térmicos.....	12
3.3 Zonificación.	12
3.4 Instalaciones térmicas actuales.....	13

Capítulo 4: Cálculo de demandas

4.1 Demandas térmicas de usos EPB.	15
4.1.1 Demanda de climatización.	15
4.1.2 Demanda de agua caliente sanitaria.....	17
4.1.3 Resumen resultados demanda térmica.	20
4.2 Demanda eléctrica de usos no EPB.	22
4.2.1 Consumo medio diario por electrodoméstico.	23
4.2.2 Perfiles de consumo eléctrico en días laborables.	24
4.2.3 Perfiles de consumo eléctrico en fines de semana.	26
4.2.4 Resultados globales demanda eléctrica.....	28

Capítulo 5: Diseño del sistema fotovoltaico

5.1 Selección del panel fotovoltaico.	32
5.2 Configuración del sistema fotovoltaico.....	33

5.2.1 Distancia mínima entre filas de paneles.	33
5.2.2 Disposición en cubierta.	35
5.2.3 Análisis del ángulo de inclinación de los paneles (β) óptimo.....	36
5.3 Resumen resultados diseño del sistema fotovoltaico.....	37
<u>Capítulo 6: Modelado de bombas de calor</u>	
6.1 Metodología empleada en la estimación de COP/EER horarios.	39
6.2 Análisis de demandas de climatización.	41
6.3 Estimación de COP/EER horarios.	45
<u>Capítulo 7: Diseño de la instalación</u>	
7.1 Visión preliminar de la instalación.	49
7.2 Análisis de patrones de producción-consumo.	51
7.2.1 Análisis en modo calefacción.	51
7.2.2 Análisis en modo refrigeración.	52
7.3 Planteamiento del almacenamiento térmico.	54
7.3.1 Análisis de excedentes y defectos de energía fotovoltaica diarios.....	54
7.3.2 Determinación de la energía térmica diaria a almacenar.	57
7.4 Diseño de equipos emisores de climatización.	63
7.4.1 Dimensionamiento de los equipos.....	64
7.4.2 Funcionamiento fuera del punto de diseño.....	66
7.4.3 Determinación de temperatura mínima de entrada de agua.....	69
7.5 Diseño del sistema de almacenamiento térmico.....	70
7.6 Diseño del esquema hidráulico.	72
7.7 Diseño del sistema de control.....	76
<u>Capítulo 8: Análisis de resultados</u>	
8.1 Resultados energéticos.	84
8.2 Resultados de impacto ambiental.....	89
8.3 Resultados económicos.....	90
<u>Capítulo 9: Conclusiones</u>	
<u>Capítulo 10: Bibliografía</u>	

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Plano en planta interior en archivo fuente (Izq.) y modelo IFC BUIDER (Der.)	7
Figura 2. Perfil, alzado y planta del edificio en IFC BUILDER.....	8
Figura 3. Caracterización de muros exteriores desde edificio de referencia.....	9
Figura 4. Representación gráfica de muro exterior por capas.....	10
Figura 5. Caracterización de huecos acristalados según su orientación.....	11
Figura 6. Datos de hueco acristalado (Este) en el modelo.....	11
Figura 7. Zonificación térmica del modelo (plano en planta).	13
Figura 8. Perfil de uso y temperaturas de consigna en días laborables.....	16
Figura 9. Perfil de uso y temperaturas de consigna en sábados y festivos.....	16
Figura 10. Datos para el cálculo de demanda de ACS diaria.....	17
Figura 11. Consumo horario de ACS (01/01).....	18
Figura 12. Potencia térmica de ACS horaria (01/01).....	20
Figura 13. Demanda térmica media diaria anual total del edificio.....	21
Figura 14. Demanda térmica total anual del edificio.....	21
Figura 15. Consumos eléctricos medios anuales en pisos (España).....	23
Figura 16. Digitalización de perfil de consumo eléctrico horario (Horno).	24
Figura 17. Digitalización de perfil de consumo eléctrico (Lavadora-Secadora).	24
Figura 18. Digitalización de perfil de consumo eléctrico horario (Lavavajillas).	25
Figura 19. Digitalización de perfil de consumo eléctrico horario (Cocina).	25
Figura 20. Digitalización de consumo eléctrico horario (Microondas).	25
Figura 21. Digitalización de consumo eléctrico horario (Iluminación).....	25
Figura 22. Digitalización de consumo eléctrico horario (Frigorífico).	26
Figura 23. Cambio de patrón de laborable (Izq.) a fin de semana (Der.) (Cocina).....	27
Figura 24. Cambio de patrón de laborable (Izq.) a fin de semana (Der.) (Horno).	27
Figura 25. Cambio de patrón de laborable (Izq.) a fin de semana (Der.) (Microondas).	27
Figura 26. Cambio de patrón de laborable (Izq.) a fin de semana (Der.) (Iluminación).....	27
Figura 27. Curva de consumo eléctrico horario del edificio en días laborables.	29

Figura 28. Curva de consumo eléctrico horario del edificio en sábados y festivos.	30
Figura 29. Características principales del panel fotovoltaico seleccionado.....	32
Figura 30. Proyecciones horizontales de paneles y áreas sombreadas.	34
Figura 31. Posibles configuraciones del sistema fotovoltaico en cubierta ($\beta = 37^\circ$).....	35
Figura 32. Configuraciones del sistema fotovoltaico en cubierta $\beta = 40^\circ$ y $\beta = 47^\circ$	35
Figura 33. Perfiles diarios de producción fotovoltaica y demanda eléctrica	38
Figura 34. Distribución de demandas simultáneas de calefacción del edificio.....	42
Figura 35. Distribución de demandas simultáneas de refrigeración del edificio	44
Figura 36. Datos de catálogo de la bomba de calor de referencia en modo calor.	45
Figura 37. Datos de catálogo de la bomba de calor de referencia en modo frío.....	46
Figura 38. SPF promedios anuales según temperaturas objetivo en cada modo.....	48
Figura 39. Diagrama de flujos de energía del sistema	50
Figura 40. Patrones producción-demanda en modo calefacción.	52
Figura 41. Patrones producción-demanda en modo refrigeración.....	53
Figura 42. Energía almacenable y demanda restante horarias (Modo calefacción).....	56
Figura 43. Energía almacenable y demanda restante horarias (Modo refrigeración)	57
Figura 44. Energía térmica diaria a almacenar a lo largo de una semana.	58
Figura 45. Determinación gráfica de temperatura mínima de impulsión.....	69
Figura 46. Frecuencia de demandas según volúmenes de almacenamiento.	70
Figura 47. Energía anual almacenada según volúmenes de almacenamiento (Acumulativo)....	71
Figura 48. Esquema hidráulico funcional.	73
Figura 49. Esquema hidráulico para “N” depósitos.	74
Figura 50. Esquema hidráulico final de la instalación.	75
Figura 51. Esquema de funcionamiento simplificado en modo carga.	77
Figura 52. Esquema de funcionamiento simplificado en modo descarga.	78
Figura 53. Esquema de funcionamiento simplificado en modo directo.	78
Figura 54. Esquema de funcionamiento simplificado en modo acople total (a).	79
Figura 55. Esquema de funcionamiento simplificado en modo acople total (b).	79
Figura 56. Evolución de EER durante un día de verano.	82
Figura 57. Demandas energéticas anuales de los casos de estudio.....	84
Figura 58. Balance energético en depósitos de almacenamiento. (Modo calefacción)	86
Figura 59. Balance energético en depósitos de almacenamiento. (Modo refrigeración)	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de las instalaciones base.....	14
Tabla 2. ΔT necesario en agua de red por mes.	19
Tabla 3. Consumo eléctrico anual disgregado por vivienda.....	23
Tabla 4. Distancia de separación entre filas de paneles fotovoltaicos.	34
Tabla 5. Parámetros considerados en las simulaciones (PVGIS).....	36
Tabla 6. Producción y autoconsumo fotovoltaico anual para distintos β	36
Tabla 7. Análisis de demandas simultáneas de calefacción del edificio	42
Tabla 8. Análisis de demandas simultáneas de refrigeración del edificio.	43
Tabla 9. Eficiencias de Carnot según el modo de funcionamiento.	46
Tabla 10. Valores de COP/EER horarios a lo largo de un día tipo (01/01).	47
Tabla 11. Resumen de cálculos diarios de almacenamiento (Calefacción).....	61
Tabla 12. Resumen de cálculos diarios de almacenamiento (Refrigeración).	62
Tabla 13. Cálculos dimensionamiento UA-DTML.....	65
Tabla 14. Resultados de UA-DTML para diferentes caudales de aire.	65
Tabla 15. Resultados de UA-DTML para diferentes temperaturas de agua.....	66
Tabla 16. Resultados de ε -NTU en el punto de diseño.	67
Tabla 17. Resultados de ε -NTU fuera del punto de diseño (Calefacción).....	68
Tabla 18. Resultados de ε -NTU fuera del punto de diseño (Refrigeración).....	68
Tabla 19. Modos de funcionamiento de la instalación.	76
Tabla 20. Tabla de verdad de válvulas según modo de funcionamiento.	76
Tabla 21. Modos de funcionamiento – Condiciones lógicas.....	80
Tabla 22. Resultados principales del análisis energético.	87
Tabla 23. Cuantificación de energía anual empleada en el servicio de climatización.	88
Tabla 24. Cuantificación de usos de la energía fotovoltaica producida anual.....	88
Tabla 25. Cuantificación de usos de energía eléctrica anual proveniente de red.	89
Tabla 26. Resultados principales del análisis de impacto ambiental.	90
Tabla 27. Resumen del presupuesto de la mejora activa (BC + PV + AT).....	91

Tabla 28. Resumen del presupuesto de la mejora pasiva (SATE + CV)	92
Tabla 29. Datos de entrada del análisis económico.....	93
Tabla 30. Resultados principales del análisis económico.....	94

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

El cambio climático lleva mucho tiempo llamando a nuestra puerta, y se erige como la mayor amenaza a la que debe enfrentarse la humanidad en el siglo XXI, incluso por encima de la pandemia de la COVID-19. Por esta razón, se produce la adhesión al Acuerdo internacional de París [1] y la declaración de emergencia climática y medioambiental por el Parlamento Europeo [2]. En consecuencia, el *European Green Deal* [3] redactó la ambición de responder a dicha crisis climática transformando la UE en una economía justa, moderna, eficiente en recursos y competitiva, basada en una transición justa que no deje a nadie atrás. Todo ello dio lugar a la misión específica de convertir a la UE en una sociedad con cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) en 2050. Para alcanzar tan ambicioso objetivo, el Plan de Objetivos Climáticos 2030 [4] propuso el hito de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la UE en, al menos, un 55% para 2030 en comparación a los niveles de 1990. La evaluación de impactos [5] demostró que esa reducción de emisiones es económicamente factible, estratégica para el liderazgo de la industria tecnológica y que puede crear puestos de trabajo al mismo tiempo [6]. *The Clean Energy for all Europeans Package* [7] preveía las revisiones de los principales instrumentos legislativos, afectando a todos los sectores de la economía y ordenó mediante un reglamento de gobernanza [8] que cada estado miembro desarrollase un Plan Nacional de Energía y Clima 2021. Dicho plan constituye la hoja de ruta estratégica para alcanzar los objetivos nacionales de descarbonización, adaptados a cada contexto regional y deben ser actualizados cada cinco años, además de estar sujetos a informes de progreso bianuales.

Aunque la plena descarbonización de nuestras sociedades requiere un enfoque multidimensional, es ampliamente reconocido que el sector de generación de energía debe desempeñar un papel clave. No sólo por ser el mayor contribuyente a la emisión de GEI en la UE [9], sino por ser la sustitución de los combustibles fósiles por alternativas renovables para la producción de electricidad, su única posibilidad. La descarbonización del sector de generación de energía de la UE comenzó hace más de una década [9] y es "imparable en todo el mundo", según el World Economic Forum [10]. Además, esta generación de electricidad con renovables descarboniza indirectamente otros grandes sectores contaminantes como el transporte, la industria y la edificación [11]. Sin embargo, el prerrequisito para que esto ocurra es que la electrificación en el lado de la demanda se corresponda con el rápido crecimiento de la producción renovable, en el lado de la producción. Según la IEA, la electrificación es el principal motor para la descarbonización del sector de la construcción [6]. A pesar de esto, en 2018 de media en Europa, el 47,55% del consumo de energía final de los hogares se basaba en los combustibles fósiles. Por lo tanto, es necesario un despliegue inmediato y generalizado de la tecnología existente hacia el aumento de la electrificación de los edificios.

Los edificios representan, durante su uso y funcionamiento, aproximadamente el 40% del consumo de energía y más de un tercio de las emisiones directas e indirectas de GEI equivalentes [12]. Las emisiones directas se deben principalmente a sus elevadas necesidades energéticas y a su escasa eficiencia, y las indirectas porque una gran parte de las emisiones del sector de la producción energética se debe a la demanda de los edificios. Aproximadamente el 75% del parque de edificios de la UE no cumple los estándares actuales de construcción [12]; la mayoría carece de aislamiento térmico, utiliza tecnologías antiguas y equipos poco eficientes. Además, muchos de ellos todavía dependen de combustibles fósiles, representando más del 53% del consumo de energía final de los hogares de la UE-28 para calefacción, casi el 60% para la producción de agua caliente sanitaria y más del 50% para cocinar [13]. Además de ser grandes contribuyentes al cambio climático, los edificios ineficientes a menudo implican pobreza energética, e importantes efectos en la salud de los ocupantes [14]. Pese a que existen grandes esperanzas puestas en la renovación a gran escala tras la ola de renovación de la UE [15], y en la revisión de los instrumentos políticos clave [3], hay varias voces que afirman que el cambio directo de los equipos puede ser una mejor opción para acelerar la transición energética [16] y aumentar rápidamente la electrificación en el uso final.

Las intervenciones de media y baja envergadura son las más comunes en la UE [17]. Además, la mayoría de los edificios residenciales cuentan con una duplicidad de suministro energético, teniendo que pagar facturas tanto de electricidad como de combustibles fósiles. Por lo tanto, eliminar el uso directo de combustibles fósiles de los edificios no sólo ayudaría a descarbonizar el entorno urbano, sino que también tendría un efecto positivo en la economía doméstica. Sin embargo, la política de la UE ha contribuido al pensamiento del "granero" [18], poniendo mayor énfasis en el endurecimiento de los requisitos mínimos de rendimiento energético para los nuevos edificios y en el aumento de la eficiencia energética a través de la Directiva revisada sobre la eficiencia energética de los edificios (EPBD) [19]; incrementando la cuota de energía renovable en los edificios y en el mix de producción eléctrica a través de la Directiva de Eficiencia Energética revisada [20] y la Directiva de Energías Renovables [21], respectivamente; y el diseño del mercado energético [22,23] mediante la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad, en lugar de promover directamente la electrificación en los edificios como enfoque transversal horizontal.

Existe una necesidad urgente de eliminar rápidamente los combustibles fósiles de los edificios [6,18]. Mientras que los nuevos desarrollos deberían aspirar al paradigma de los edificios de energía positiva, los edificios existentes necesitan urgentemente planes de acción de renovación específicos. El servicio de calefacción representa el 77,29% del consumo de combustibles fósiles en los edificios de la UE, siendo el gas natural el combustible preferido [13]. El aumento de las tasas de rehabilitación y la renovación profunda, con intervenciones conjuntas que abarcan la mejora de la envolvente y el cambio de los equipos, son estrategias clave para la descarbonización de los edificios [6,24], así como para impulsar las acciones hacia la recuperación económica [15]. Sin embargo, a pesar de que la renovación profunda es la iniciativa estrella, requiere apoyo público para que se extienda y sea rentable [25,26].

Varios investigadores han considerado la cuestión de la electrificación de los edificios como una estrategia de descarbonización [16,18,27-29], centrándose en las tecnologías de bombas de calor eléctricas [27-29], estas además de eliminar directamente los combustibles fósiles, abren

la puerta a una introducción generalizada de almacenamiento de energía térmica, que representa un despliegue de infraestructura clave capaz de proporcionar servicios de flexibilidad al mercado de la electricidad [30] y desplazar la demanda a las horas de menor consumo [31].

1.2. OBJETIVO

El objetivo del presente trabajo es el de estudiar la viabilidad, rentabilidad e impacto de un nuevo paradigma en el sector de la edificación, centrado en la electrificación de sus consumos, en lugar de actuaciones ambiciosas en su envolvente térmica. El estudio se centrará en el análisis de la renovación de los sistemas técnicos individuales basados en combustibles fósiles, en los edificios plurifamiliares, por instalaciones colectivas basadas en el uso de la bomba de calor, así como la instalación de sistemas de generación eléctrica renovable *in situ*, acometiendo una electrificación total del edificio, tanto en el lado de la demanda, como en el lado de la producción.

1.3 PLANTEAMIENTO

Con tal objetivo se diseñará un edificio plurifamiliar como ejemplo de la realidad actual del parque edificatorio español. Para dicho caso de partida se definirán unas calidades en su envolvente térmica y sistemas técnicos individuales alimentados en parte por combustibles fósiles. Posteriormente se planteará el caso de estudio, eliminando los sistemas técnicos individuales y modelando, por una parte, una instalación colectiva basada en bombas de calor “Aire-Agua” para el suministro de los consumos EPB y, por otra parte, una instalación fotovoltaica dedicada al autoconsumo colectivo, alimentando a las bombas de calor y suministrando también los consumos no EPB de las viviendas. Además, se contemplará la instalación de un dispositivo de almacenamiento térmico, en aras de aumentar el autoconsumo, almacenando el excedente generado como energía térmica sensible, utilizada para el acondicionamiento de agua para climatización en depósitos de agua, permitiendo valorar así, el impacto de la posibilidad de flexibilizar la producción *in situ* con el consumo. Por último, se obtendrán los resultados de consumos energéticos anuales para cada caso y se obtendrán conclusiones en el marco energético, económico y del impacto ambiental.

1.3. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

La estructura del documento se dividirá en los siguientes capítulos:

Capítulo 2: Herramientas y métodos.

Se presentan las herramientas de las que se hacen uso en el presente trabajo. También se comentarán los métodos empleados.

Capítulo 3: Caracterización del edificio.

Se define la geometría del edificio de estudio, las calidades de su envolvente térmica, la zonificación en zonas térmicas del modelo y los sistemas técnicos del caso de partida.

Capítulo 4: Cálculo de demandas.

Con este capítulo finaliza la caracterización del caso de partida. Se definen las demandas horarias del edificio, tanto las térmicas de usos EPB, como las eléctricas de usos no EPB.

Capítulo 5: Diseño del sistema fotovoltaico.

A partir de este capítulo comienza el diseño de la renovación de sistemas propuesta. Se diseña el sistema fotovoltaico a instalar en la cubierta del edificio de estudio, también se obtienen las producciones eléctricas horarias de dicho sistema.

Capítulo 6: Modelado de bombas de calor.

Se describe el método empleado para modelar las variaciones en los rendimientos de las bombas de calor según las condiciones del ambiente exterior (foco externo) y las exigencias de impulsión a los equipos emisores (foco interno).

Capítulo 7: Diseño de la instalación.

Se ofrece una visión general de la instalación propuesta y, tras analizar los patrones de producción-consumo, se detalla el diseño de todos los sistemas que son parte necesaria de la misma, tales como: el sistema de almacenamiento térmico, el sistema de emisión, el sistema de distribución y el control de la instalación.

Capítulo 8: Análisis de resultados.

Se resumirán los procedimientos utilizados para la obtención de los resultados para cada uno de los casos planteados, así como comparativas en los planos económico, energético y de impacto ambiental.

Capítulo 9: Conclusiones.

Se presentarán las conclusiones resultantes del presente trabajo en base a los resultados obtenidos.

Capítulo 10: Bibliografía.

CAPÍTULO 2. HERRAMIENTAS Y MÉTODOS

A continuación, se presentan en orden alfabético las diferentes herramientas de las que se harán uso en el presente trabajo y que se mencionarán a lo largo de este documento:

- AutoCAD [32]: Utilizado para el diseño de la configuración del sistema fotovoltaico en la cubierta del edificio, así como para la creación de los diversos esquemas de funcionamiento de la instalación.
- Arquímedes IVE [33]: Utilizado para la confección de presupuestos de los diferentes escenarios mejora
- CYPETHERM HE PLUS [34]: Utilizado para la caracterización de la envolvente térmica del modelo BIM del edificio de estudio previamente definido en IFC BUILDER, así como de sus instalaciones de partida y las exigencias de las condiciones interiores. Se obtiene del mismo los ficheros *.idf* que serán posteriormente tratados con el motor de cálculo de EnergyPlus.
- DHWCalc [35]: Utilizado para el cálculo de demandas horarias de agua caliente sanitaria del edificio, en base a demandas diarias.
- EnergyPlus [36]: Utilizado para la obtención de las demandas horarias de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria, tras la simulación de los archivos *.idf* generados con CYPETHERM HE PLUS.
- Engauge Digitizer [37]: Utilizado para la transcripción de imágenes a datos numéricos, cuantificados y representados posteriormente con ayuda de hojas de cálculo.
- IFC BUILDER [38]: Utilizado para definición geométrica del modelo BIM del edificio de estudio.
- Mendeley [39]: Utilizado para la gestión de las referencias bibliográficas

- PVGIS [40]: Utilizado para la estimación de la producción horaria del sistema fotovoltaico propuesto.

Además de las herramientas específicas mencionadas, también se han empleado plataformas multiherramienta típicas para la elaboración del presente documento, tales como editores de texto u hojas de cálculo para los balances de energía, incluidas en el paquete Office.

Se analizará el cómputo anual de cada caso de estudio, obtenido tras sumatorios horarios de los balances de energía horarios resultantes, teniendo en consideración tanto producciones como consumos energéticos.

Los métodos empleados para la obtención de los vectores horarios de cada uno de los consumos y producciones energéticas mostradas en el documento se detallarán en los apartados correspondientes.

CAPÍTULO 3. CARACTERIZACIÓN DEL EDIFICIO

En el siguiente capítulo se detallarán los distintos elementos relevantes de la edificación, desde su naturaleza, dimensiones y características técnicas de su envolvente térmica e instalaciones. El objetivo del presente capítulo es que, tras la lectura de éste, el lector conozca en detalle la naturaleza del edificio, así como las calidades constructivas de sus elementos principales.

Tal y cómo se ha comentado con anterioridad, la geometría del edificio será definida mediante el software IFC BUILDER, posteriormente, la caracterización técnica del mismo se realizará con la ayuda del software CYPETHERM HE PLUS[34], el cuál es un documento reconocido para la certificación de la eficiencia energética de edificios.

3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El plano de planta del edificio, así como sus dimensiones, han sido tomados de [41] siendo este uno de los edificios denominados *edificios para la calibración de la demanda*, concretamente el edificio 4. Dicha fuente ha sido seleccionada por trabajar sobre un modelo holgadamente contrastado, siendo este uno de los modelos de las pruebas de validación necesarios para la aceptación de los motores de cálculo de programas alternativos de certificación de la eficiencia energética de edificios. En la Figura 1 pueden observarse los planos de planta interiores del fichero base, así como del modelo BIM¹.

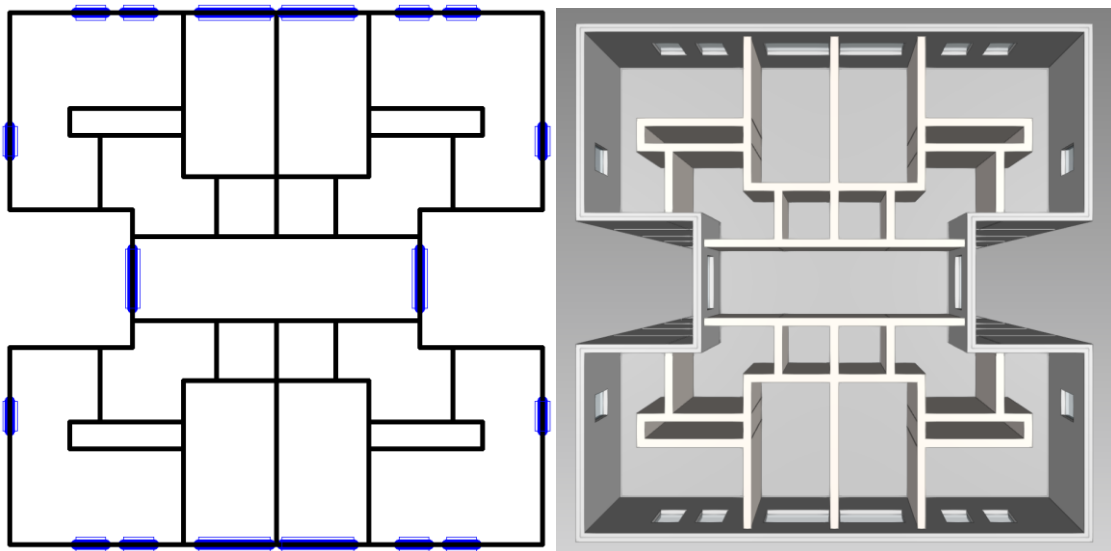


Figura 1. Plano en planta interior en archivo fuente (Izq.) y modelo IFC BUIDER (Der.)

¹ https://public.bimserver.center/es/project/338527/tfm_borja_pallas

Tomando como referencia el plano mostrado en la Figura 1, se propone la configuración de un edificio plurifamiliar de cuatro plantas con garaje colectivo subterráneo, cotando con una altura total de 15 metros, de los cuales 12 son sobre rasante (a razón de 3 metros de altura por planta) y una altura de 3 metros bajo rasante, correspondientes al garaje subterráneo colectivo. La superficie construida total es de aproximadamente 1150 m², con una superficie de cubierta de aproximadamente 290 m². En la Figura 2 se ilustran las proyecciones en perfil, alzado y planta desde el modelado 3D en IFC BUILDER.

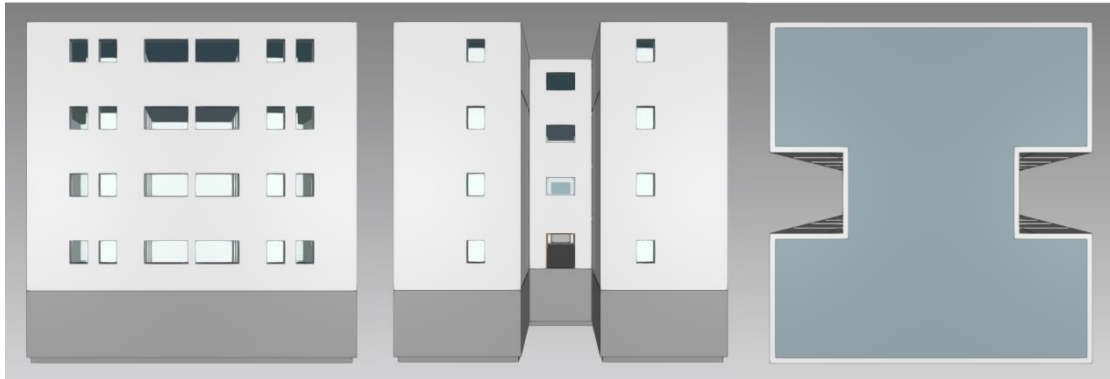


Figura 2. Perfil, alzado y planta del edificio en IFC BUILDER

Dicha configuración resulta en un total de 16 viviendas de aproximadamente 65 m² y contando cada una de ellas con:

- 1 salón/Cocina
- 1 baño
- 1 recibidor
- 2 dormitorios

El edificio se considera exento, es decir, que no comparte muros con otros edificios colindantes (medianeras), suponiendo esto que todos los cerramientos que no se correspondan con particiones interiores, encontrarán en su cara externa el ambiente exterior.

Asumiendo una ocupación media de 3 personas en cada vivienda de 2 dormitorios, relación tomada de [42], se determina una ocupación media de 48 personas en la totalidad del edificio.

Por último, el edificio se ubicará en la ciudad de València y por ello, sometido al clima mediterráneo, que según [42] se corresponde con la zona climática de invierno “B” (severidad baja) y la zona climática de verano “3” (severidad alta), codificada finalmente como zona climática “B3”.

3.2 ENVOLVENTE TÉRMICA.

Con el objetivo de que el edificio modelado sea representativo del parque edificatorio actual de España, se han tomado como calidades de la envolvente térmica del edificio, las calidades correspondientes al edificio de referencia, especificadas en [43].

El motivo de tal asignación reside en la propia naturaleza de este mencionado edificio de referencia, éste se trata de un edificio ficticio que se presenta como la referencia actual del parque edificatorio en España, para cada una de las zonas climáticas. Se entiende como una media representativa de las calidades existentes actualmente, es decir, que las calidades constructivas de su envolvente térmica que, para cada zona climática, cumplen con los pronósticos de demandas analizadas en [44], teniendo en cuenta la totalidad de los edificios actualmente presentes en el territorio español. Dichas calidades constructivas, tales como aislamiento térmico de los cerramientos, factor solar de los huecos, etc., son dependientes de la zona climática en la que se encuentre el edificio, especificadas en [42]. Dicha asignación se ha tenido en consideración, por lo que, para la definición del edificio objeto de estudio, se tomarán los datos de su zona climática: B3.

3.2.1 Elementos opacos.

La metodología aquí representada se corresponde con la caracterización técnica de los muros exteriores del edificio, sin embargo, ha sido también empleada en la configuración de los demás elementos opacos de la envolvente térmica según los datos del edificio de referencia, tales como: cubierta, forjados entre pisos, particiones interiores, muros en contacto con el terreno y suelos en contacto con el terreno.

El proceso se basa en una definición capa por capa de los diferentes elementos que componen el cerramiento, con idénticas resistencias térmicas, cada una de ellas respecto al edificio de referencia. A modo de ejemplo, en la Figura 3, se ilustra el procedimiento seguido para la caracterización técnica de los muros exteriores del modelo energético en el software CYPETHERM HE PLUS, en la zona climática especificada.

Tabla 23: Muros exteriores del edificio de referencia

Material*	e [mm]	λ [W/mK]	R [m ² K/W]	ρ [kg/m ³]	C_p [J/kgK]
Mortero de cemento	15	1,30	0,012	1900	1000
Ladrillo perforado	115	0,50	0,230	900	1000
Aislante	-	-	Zona α , A: 0,526 Zona B: 0,682 Zona C: 0,832 Zona D: 0,977 Zona E: 1,216	-	-
Ladrillo hueco	40	0,40	0,100	920	1000
Enlucido de yeso	15	0,57	0,026	1100	1000

* Capas definidas del exterior al interior. Nivel de aislamiento según zona climática de invierno.

Definición por capas Definición simplificada

+     

Capas	Espesor (cm)	Conductividad (W/(m·K))	Resistencia térmica ((m ² ·K)/W)	Densidad (kg/m ³)	Calor específico (J/(kg·K))
Mortero de cemento	1.50	1.300	0.01	1900.00	1000.00
Ladrillo Perforado	11.50	0.500	0.23	900.00	1000.00
Aislante	2.00	0.029	0.68	40.00	1000.00
Ladrillo Hueco	4.00	0.400	0.10	920.00	1000.00
Enlucido de yeso	1.50	0.570	0.03	1100.00	1000.00

Figura 3. Caracterización de muros exteriores desde edificio de referencia

Por último, en la Figura 4, es posible contemplar la representación gráfica del cerramiento con las diferentes capas que lo conforman, así como los datos más relevantes de su comportamiento térmico, principalmente su transmitancia térmica final resultante (U).

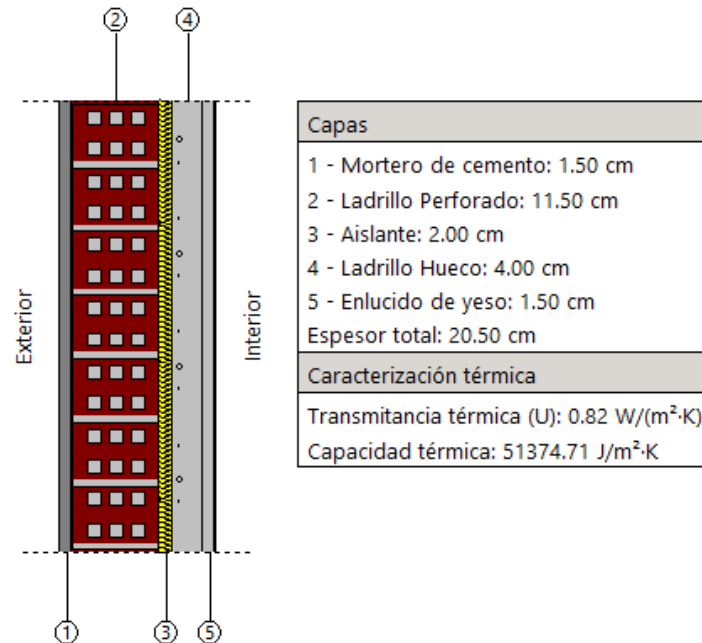


Figura 4. Representación gráfica de muro exterior por capas.

3.2.2 Huecos acristalados.

En relación con las características técnicas de los huecos acristalados, estas difieren según diversos parámetros, tales como: porcentaje de huecos en la envolvente térmica, orientación del hueco y la zona climática de invierno en la que se ubican. Las distintas combinaciones de dichos parámetros darán lugar a distintos valores de los principales parámetros que definen la caracterización térmica de los huecos acristalados, siendo los principales: la transmitancia térmica del hueco, su factor solar y su permeabilidad al aire.

Se han calculado los parámetros necesarios para la caracterización de cada uno de los huecos, según las especificaciones del edificio de referencia. Debido a que el edificio se considera exento, contará con huecos acristalados en las orientaciones norte, sur, este y oeste. El porcentaje de huecos en la envolvente térmica resulta de 18,54% y la zona climática de invierno es B.

En la Figura 5, pueden verse las tablas extraídas de [43] los valores resaltados en amarillo se corresponden con los adscritos a cada uno de los huecos acristalados, según su orientación.

Tabla 30: Transmitancia térmica de huecos del edificio de referencia

% de huecos	α , A			B		
	N/NE/NO	E/O	S/SE/SO	N/NE/NO	E/O	S/SE/SO
de 0 a 10	5,7	5,7	5,7	5,4	5,7	5,7
de 11 a 20	4,7	5,7	5,7	3,8	4,9	5,7
de 21 a 30	4,1	5,5	5,7	3,3	4,3	5,7
de 31 a 40	3,8	5,2	5,7	3,0	4,0	5,6
de 41 a 50	3,5	5,0	5,7	2,8	3,7	5,4
de 51 a 60	3,4	4,8	5,7	2,7	3,6	5,2

Tabla 32: Permeabilidad al aire de huecos del edificio de referencia, según zona climática de invierno

	α	A	B	C	D	E
Permeabilidad al aire de huecos, a 100Pa [$m^3/h \cdot m^2$]	≤ 50	≤ 50	≤ 50	≤ 27	≤ 27	≤ 27

Tabla 33: Factor solar de huecos del edificio de referencia

Transmitancia térmica del hueco U [W/m^2K]	Factor solar del hueco g_{\perp}
5,7	0,86
5,5	0,85
5,3	0,84
5,1	0,83
4,9	0,83
4,7	0,82
4,5	0,81
4,3	0,80
4,1	0,79
3,9	0,78

Figura 5. Caracterización de huecos acristalados según su orientación.

En la Figura 6, se muestran las características de un hueco orientado al este, el procedimiento es análogo para huecos con distintas orientaciones, según los datos resaltados en la Figura 5.

Referencia

Fracción acristalada
 Fracción opaca
 Accesorios
 Elementos de sombra
 Puentes térmicos planos

Coeficiente de transmisión de calor W/(m²·K)

Factor solar

Transmitancia total de energía solar del hueco, con los dispositivos de sombra móviles activados ⓘ

Permeabilidad al aire para una presión de referencia de 100 Pa m³/(h·m²) ⬅

Figura 6. Datos de hueco acristalado (Este) en el modelo.

No se definen en los huecos acristalados del modelo dispositivos de sombra móviles, al no ser estos considerados en [43].

3.2.3 Puentes térmicos.

La longitud lineal de los puentes térmicos del edificio ha sido calculada mediante la herramienta “aristas”, incluida en el software CYPETHERM HE PLUS.

Los valores de la transmitancia térmica lineal considerada en los puentes térmicos del edificio son idénticos a los del edificio de referencia, según la naturaleza de los mismos, detallados en la tabla 29 de [43].

3.3 ZONIFICACIÓN.

Para realizar una correcta simulación del modelo, es necesario diferenciar el mismo en diversas zonas térmicas, dichas zonas térmicas compartirán un balance energético común entre los diversos espacios que las formen, distinguiendo entre los siguientes:

Cada vivienda constituirá una zona térmica acondicionada formada por espacios, todos ellos habitables, por lo que contará con sistemas técnicos que atiendan a sus demandas de calefacción y refrigeración, resultando en 16 zonas térmicas acondicionadas.

Los pasillos distribuidores de cada planta formarán parte de una zona térmica común, dicha zona térmica no estará acondicionada, pero los espacios que la forman son considerados habitables, por estar planteados para el trasiego de personas.

Por último, el garaje colectivo constituirá una zona térmica, no acondicionada y considerada como no habitable, ya que se supone que el tiempo medio de ocupación por personas es el mínimo indispensable.

En resumen, el edificio se dividirá en 18 zonas térmicas diferenciadas, correspondientes a una por cada vivienda (habitables y acondicionadas), una para las zonas comunes del edificio (habitable y no acondicionada) y finalmente una para el garaje colectivo (no habitable y no acondicionada).

En la Figura 7, se observa la zonificación térmica del modelo en el plano, en una de las plantas del edificio. Cada color representa los distintos espacios que forman parte de una misma zona térmica, pudiéndose diferenciar entre las 4 viviendas unifamiliares que conforman la planta, además del pasillo distribuidor común. Las demás plantas del edificio cuentan con una configuración idéntica, salvo la planta subterránea, forma por sólo la zona térmica del garaje, sin división interior alguna.

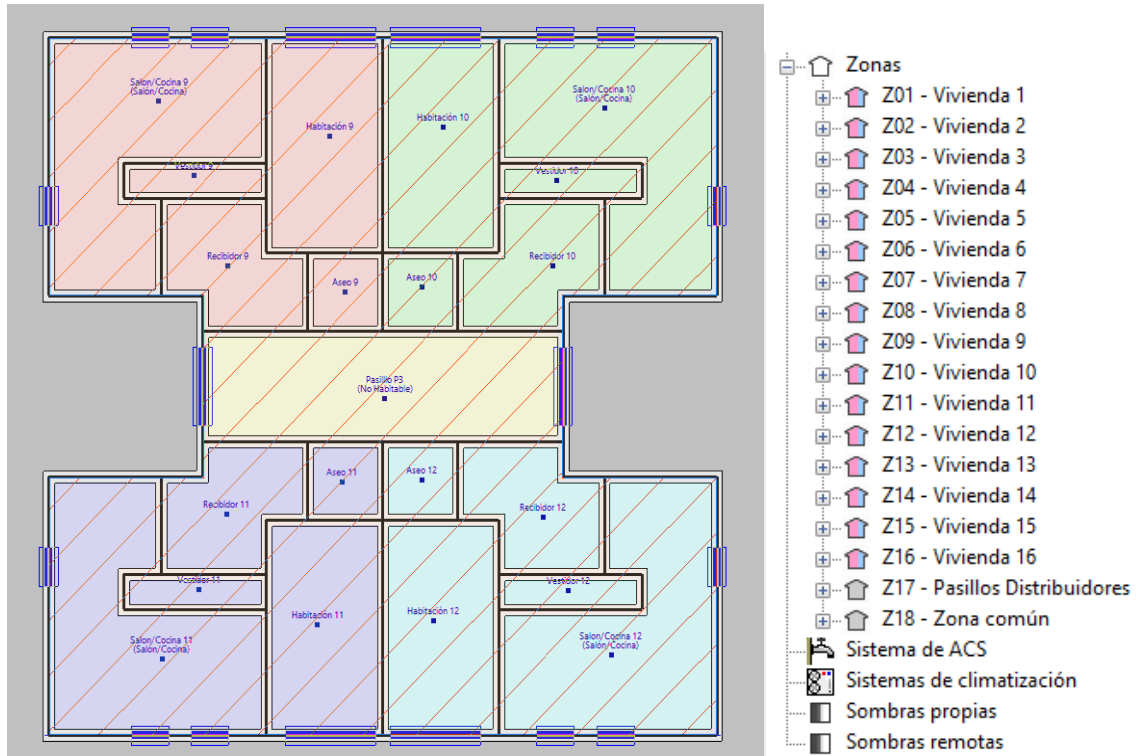


Figura 7. Zonificación térmica del modelo (plano en planta).

3.4 INSTALACIONES TÉRMICAS ACTUALES.

Con el objetivo de seleccionar unas instalaciones térmicas actuales lo más acorde con las instalaciones existentes en el parque edificado actual, se recurre a [45], dado que se corresponde con un exhaustivo estudio llevado a cabo para caracterizar las instalaciones más comunes en el parque edificatorio español, concretamente se utilizarán las relativas a la zona de invierno “B”, correspondientes con la ciudad de València.

Respecto a los servicios de calefacción y agua caliente sanitaria (ACS), según [45] una de las instalaciones más probables en dicha zona climática es la caldera mixta individual (REF 4). Para atender el servicio de calefacción mediante unidades terminales de tipo radiador y al agua caliente sanitaria a través de una producción instantánea y sin acumulación. Esto añadido a la extensa red de canalizaciones de gas existentes en edificios residenciales de la ciudad de València, hace que esta sea la instalación base considerada para el presente estudio.

En relación con las instalaciones suministradoras del servicio de refrigeración, se considerarán equipos tipo split, debido a su extensa implantación en edificios plurifamiliares del parque edificado español.

En cuanto a las características técnicas principales de dichos equipos, se han tenido en cuenta en su definición los siguientes parámetros:

- Caldera de gas natural mixta: debido a que el edificio de referencia cuenta con unas características técnicas similares a la media de los edificios de nueva construcción de la década de 1980, se ha supuesto una renovación de la caldera a los 20 años de uso, por lo que se incorpora una caldera con características técnicas acordes a las instaladas en el año 2000, según el software CYPETHERM HE PLUS. Se ha dimensionado una caldera de tipo convencional atmosférica de 13l/min, acorde al tamaño y número de habitantes de la vivienda, así como al número de puntos de suministro de agua caliente sanitaria de la misma.
- Equipo de refrigeración tipo split: se ha modelado un equipo acorde a las características de la época del edificio de referencia, utilizando para su dimensionado clásicas reglas del sector como el dimensionado de los equipos utilizando la consigna de 80W/m².

A continuación, en la Tabla 1 se muestra un resumen de las características técnicas principales de las instalaciones térmicas consideradas en el edificio base.

Equipo	Servicio	Vector Energético	Potencia Nominal (kW)	Rendimiento nominal
Caldera Mixta	Calefacción + ACS	Gas Natural	24	69%
Equipo Split	Refrigeración	Electricidad	5	300%

Tabla 1. Características de las instalaciones base

Para el caso de estudio se ha considerado que los servicios de ventilación y humidificación/deshumidificación no son atendidos mediante instalaciones específicas.

CAPÍTULO 4. CÁLCULO DE DEMANDAS

En el presente capítulo se detallará el cálculo de cada una de las demandas energéticas que deberán ser satisfechas en el edificio, siendo éstas:

- Demandas térmicas de usos EPB:
 - de climatización (calefacción y refrigeración)
 - de agua caliente sanitaria
- Demanda eléctrica de usos no EPB (iluminación, electrodomésticos, etc.).

En los siguientes subapartados se analizarán los principales parámetros de los que dependen cada una de las demandas mencionadas, así como la metodología de cálculo implementada y el software utilizado.

Con el objetivo de poder sincronizar en el tiempo los valores de las diversas demandas, estas han de calcularse en el mismo intervalo temporal, por ello se ha seleccionado un intervalo temporal horario. En adelante hablaremos de demandas horarias.

4.1 DEMANDAS TÉRMICAS DE USOS EPB.

4.1.1 Demanda de climatización.

La demanda de climatización dependerá principalmente de, por un lado, solicitudes exteriores como la climatología del lugar, y por otro lado de las solicitudes interiores, como perfiles de ocupación, cargas térmicas internas (iluminación o equipos), además de las consignas de temperatura exigidas a lo largo del año.

Respecto a la climatología del lugar, se utilizará el fichero climático correspondiente con la zona climática B3, por ser esta la asociada a la ciudad de València en [42], además de por ser el fichero climático normativo para la evaluación de la eficiencia energética de edificios en España [42].

Con relación a las ganancias internas debidas a equipos e iluminación se han adoptado los valores asociados a dichos servicios en [42]. Análogamente, se han adoptado también los perfiles de ocupación y las condiciones operacionales de espacios acondicionados en uso residencial privado, descritos en el mismo texto.

A continuación, se muestran en la Figura 8 y Figura 9, los perfiles de ocupación porcentual y la temperatura de consigna para cada modo de funcionamiento, para los días laborables y para sábados o festivos respectivamente. Cabe recordar que el período de calefacción se establece entre los meses de octubre a mayo (ambos inclusive) y el período de refrigeración de junio a septiembre (ambos inclusive)

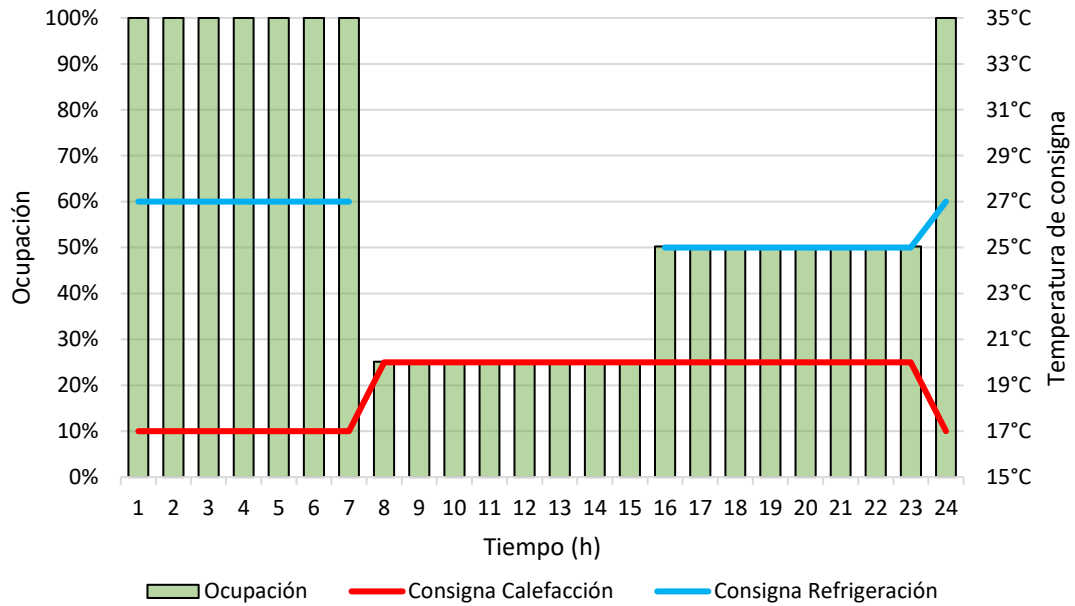


Figura 8. Perfil de uso y temperaturas de consigna en días laborables.

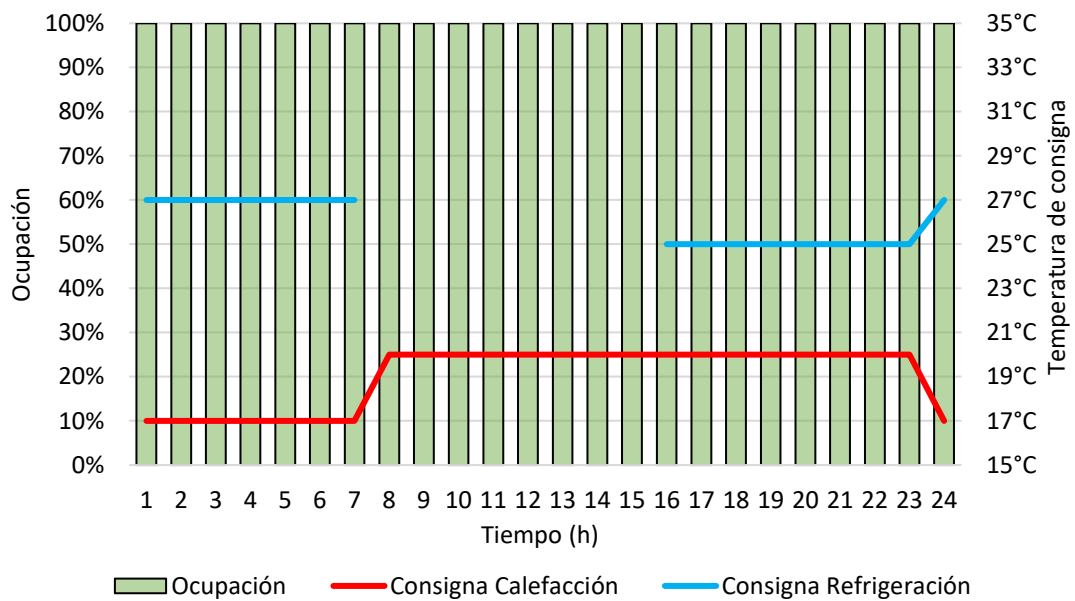


Figura 9. Perfil de uso y temperaturas de consigna en sábados y festivos

Analizando los patrones de ocupación, en los días laborables se observa una ocupación total en las horas nocturnas, una ocupación mínima durante la mañana y una ocupación media durante la tarde, mientras que los sábados y festivos se supone una ocupación total durante todo el día, dicho perfil de ocupación podría corresponder con el de un patrón de trabajo fuera del domicilio en régimen diurno y de jornada partida por distintos miembros de la unidad familiar.

Respecto a exigencias de temperatura de consigna en el interior de la vivienda, se encuentran distintos niveles exigibles a lo largo del día y que varían según el modo de funcionamiento:

En modo calefacción se observan dos niveles de exigencia térmica, una exigencia menor en las horas nocturnas, probablemente debida a la suposición de un mayor aislamiento térmico debido a la ropa de cama (suposición de mayor clo), elevando la exigencia para el resto del día.

En modo refrigeración se observan tres niveles de exigencia térmica, al igual que en el modo calefacción, se observa una menor exigencia durante las horas nocturnas, en este caso probablemente debida a la suposición de un menor valor del índice metabólico (met), posteriormente durante las horas de la mañana y hasta el mediodía la exigencia es nula, esto es que el sistema permanecerá apagado y no se realizará un control de la temperatura de la vivienda, en este caso probablemente por la baja ocupación de la misma, mientras que la máxima exigencia se establece en las horas de la tarde. Cabe destacar que, pese a que durante sábados y festivos la ocupación de la vivienda es total, no se modifica la exigencia térmica nula en modo refrigeración durante las horas de la mañana, lo que podría provocar discrepancias entre la falta de confort calculado y la falta de confort real.

4.1.2 Demanda de agua caliente sanitaria.

Se establecerá un valor de consumo medio diario de agua caliente sanitaria total en el edificio, dicho valor se establecerá en función de lo dispuesto en [42]. En este caso particular, se utilizarán los datos correspondientes a un edificio de 16 viviendas y 3 personas por vivienda, por tratarse de viviendas de 2 dormitorios. Se plantearán dos casos: una situación de partida sin factor de centralización, por tratarse de equipos individuales, y un segundo caso con el factor de centralización correspondiente, por plantearse en él, una instalación colectiva para el edificio plurifamiliar. Teniendo en cuenta estos datos, el consumo medio diario total de ACS resultante para la situación de partida es de 1344 litros y 1209,6 litros para la instalación colectiva. Un extracto de las tablas de la normativa puede observarse en la Figura 10, los datos específicamente relativos al cálculo descrito se encuentran resaltados en amarillo.

Anejo F Demanda de referencia de ACS

- 1 La demanda de referencia de ACS para edificios de uso residencial privado se obtendrá considerando unas necesidades de **28 litros/día·persona** (a 60°C), una ocupación al menos igual a la mínima establecida en la tabla a-Anejo F y, en el caso de viviendas multifamiliares, un factor de centralización de acuerdo a la tabla b-Anejo F, incrementadas de acuerdo con las pérdidas térmicas por distribución, acumulación y recirculación.

Tabla a-Anejo F. Valores mínimos de ocupación de cálculo en uso residencial privado

Número de dormitorios	1	2	3	4	5	6	≥6
Número de Personas	1,5	3	4	5	6	6	7

Tabla b-Anejo F. Valor del factor de centralización en viviendas multifamiliares

Nº viviendas	N≤3	4≤N≤10	11≤N≤20	21≤N≤50	51≤N≤75	76≤N≤100	N≥101
Factor de centralización	1	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70

Figura 10. Datos para el cálculo de demanda de ACS diaria.

No obstante, tal y cómo se especifica en el comienzo del presente capítulo, ha de calcularse la demanda horaria de ACS, intervalo temporal exigido para todas las demandas del edificio, así como para las distintas producciones energéticas.

Para la obtención del vector demanda energética horaria anual de ACS, se recurre al software DHWcalc. Dicho software aplica un modelo estadístico sobre el consumo medio diario de ACS, en el que se tienen en cuenta diversos factores como: diversos patrones de uso, estacionalidad o la variación de la temperatura del agua de red a lo largo del año, para proporcionar finalmente un vector de consumos de ACS a lo largo de todo el año con el intervalo temporal especificado, que en este caso se corresponde con un intervalo horario. En la Figura 11 puede observarse un ejemplo del consumo horario de ACS durante el 1 de enero, obtenido con DHWcalc.

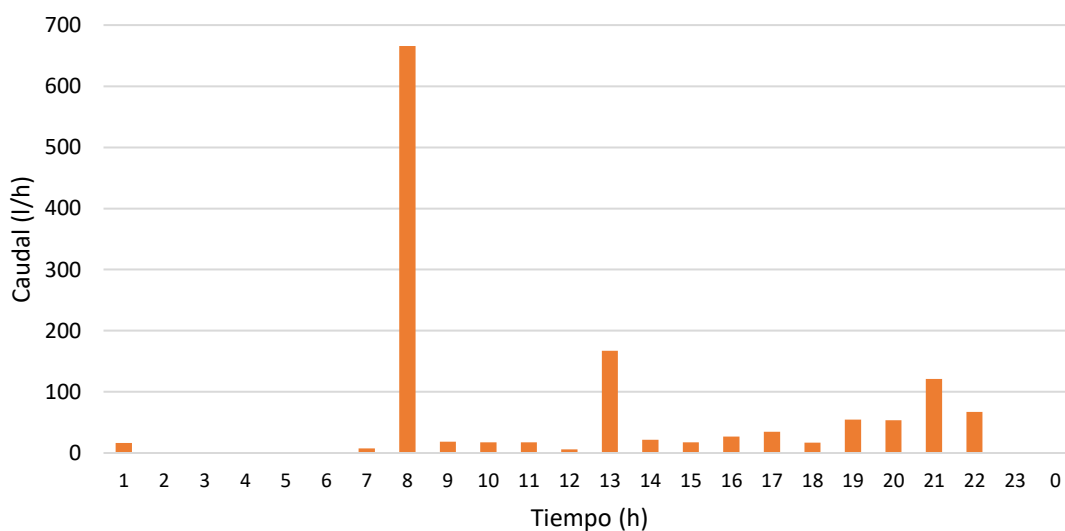


Figura 11. Consumo horario de ACS (01/01).

En dicha Figura 11 puede observarse la tendencia horaria de consumo de ACS a lo largo de un día tipo. Puede apreciarse un consumo prácticamente nulo durante las horas de la noche, seguido por la presencia de un enorme pico de consumo alrededor de las 8:00h de la mañana, provocado en el ámbito doméstico por el uso de duchas principalmente, existen otros picos de consumo observados en las horas del mediodía (13:00h) y la tarde-noche (21:00h), debidos probablemente al uso de ACS en cocina, limpieza y duchas. En las horas restantes se observa un consumo prácticamente constante, con una ligera tendencia incremental según se avanza en las horas del día.

Para el cálculo de la demanda de ACS expresada en unidades de potencia térmica necesaria, se ha considerado una temperatura de preparación constante del agua caliente sanitaria de 60°C, por lo que, con un caudal demandado conocido, tan sólo resta conocer el salto de temperatura que necesariamente habrá de suministrarse al agua de red hasta para acondicionarla hasta la temperatura de preparación fijada en (1). Para ello es necesario conocer la temperatura de llegada del agua de la red de abastecimiento, este dato será tomado de [42], el cuál proporciona la temperatura de llegada del agua de la red de abastecimiento para cada mes del año en la

ciudad de València, por lo que el salto de temperatura necesario variará según el mes. Finalmente los datos utilizados en los cálculos de potencia térmica necesaria para la producción de ACS se encuentran representados en la Tabla 2.

Mes	T Red	T ACS	ΔT
Enero	10	60	50
Febrero	11	60	49
Marzo	12	60	48
Abril	13	60	47
Mayo	15	60	45
Junio	17	60	43
Julio	19	60	41
Agosto	20	60	40
Septiembre	18	60	42
Octubre	16	60	44
Noviembre	13	60	47
Diciembre	11	60	49

Tabla 2. ΔT necesario en agua de red por mes.

Los saltos de temperatura calculados para cada mes (mostrados en la Tabla 2) serán utilizados para el cálculo horario de potencia térmica necesaria para la producción de ACS, una vez conocido el caudal demandado horario y el mes en el que tiene lugar el mismo. Dichos datos serán introducidos en (1), para cada una de las 8760 horas que conforman un año, obteniendo finalmente el vector de demanda de agua caliente sanitaria, expresado en unidades de potencia térmica.

$$P_{ACS}(h) = \dot{V}(h) \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_{ACS} - T_{RED}(m)) \quad (1)$$

En la Figura 12 se muestra el resultado de la aplicación de (1) sobre el mismo día que el representado en la Figura 11 (01/01), una vez conocido el salto térmico necesario durante dicho mes. Tal y como cabía esperar, el perfil diario de potencia necesario obedece al mismo patrón que el consumo horario de ACS, expresado en unidades de caudal horario. La información adicional que proporciona la Figura 12 es la posibilidad de traducir estos picos de consumo de ACS a potencia térmica necesaria.

Se observa que, salvo en los picos de consumo, la potencia media necesaria a lo largo de las horas del día no alcanza los 5 kW, los dos menores de los tres picos de consumo están acotados por arriba por una potencia térmica de 10 kW, mientras que el mayor pico casi llega a alcanzar los 40 kW de potencia térmica en una hora, producido a primera hora de la mañana.

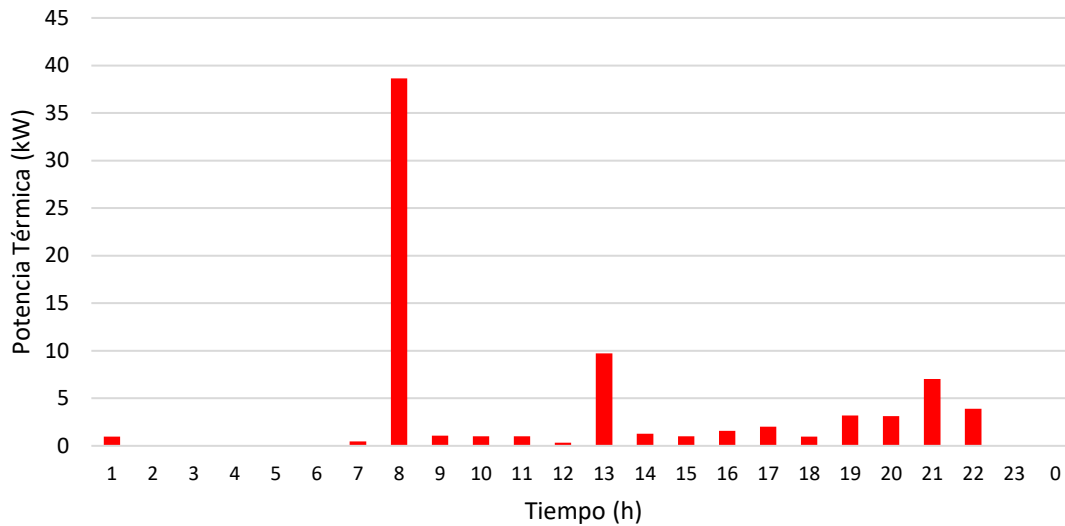


Figura 12. Potencia térmica de ACS horaria (01/01).

Los grandes picos de consumo exigen instalaciones de gran potencia, con sus grandes costes asociados, sin embargo, durante las posteriores horas con consumos bajos o incluso nulos, la instalación contaría con una potencia mucho mayor a la necesaria. Esta gran disparidad en el consumo acarrearía un equipo de grandes potencias, sobredimensionado para la mayoría de las horas de año, lo que conlleva una reducción en el rendimiento y en la vida útil de la instalación por trabajar con numerosos ciclos de arranque y parada, además de incrementar notablemente el coste del sistema.

4.1.3 Resumen resultados demanda térmica.

Tras el cálculo independiente de cada una de las demandas térmicas, se realizan sumatorios de 24 horas consecutivas, obteniendo el perfil de demanda de calefacción, refrigeración y de agua caliente sanitaria diario, a lo largo del año. Dicho perfil de demandas térmicas a lo largo del año es ilustrado en la Figura 13.

En dicha Figura 13 se observan las tendencias esperadas, la demanda de calefacción cuenta con una época de mayor necesidad entre los meses de enero y febrero, con un pico de demanda diaria de entorno a 450 kWh. La demanda de refrigeración cuenta con una época de mayor exigencia entre los meses de julio y agosto, con un pico de demanda diaria de entorno a 270 kWh. Por último la demanda térmica diaria correspondiente al servicio de agua caliente sanitaria es muy estable a lo largo del año, con un leve descenso durante los meses de verano, debido a la mayor temperatura de llegada del agua de la red de abastecimiento, situándose su demanda térmica media diaria entorno a los 60 kWh.

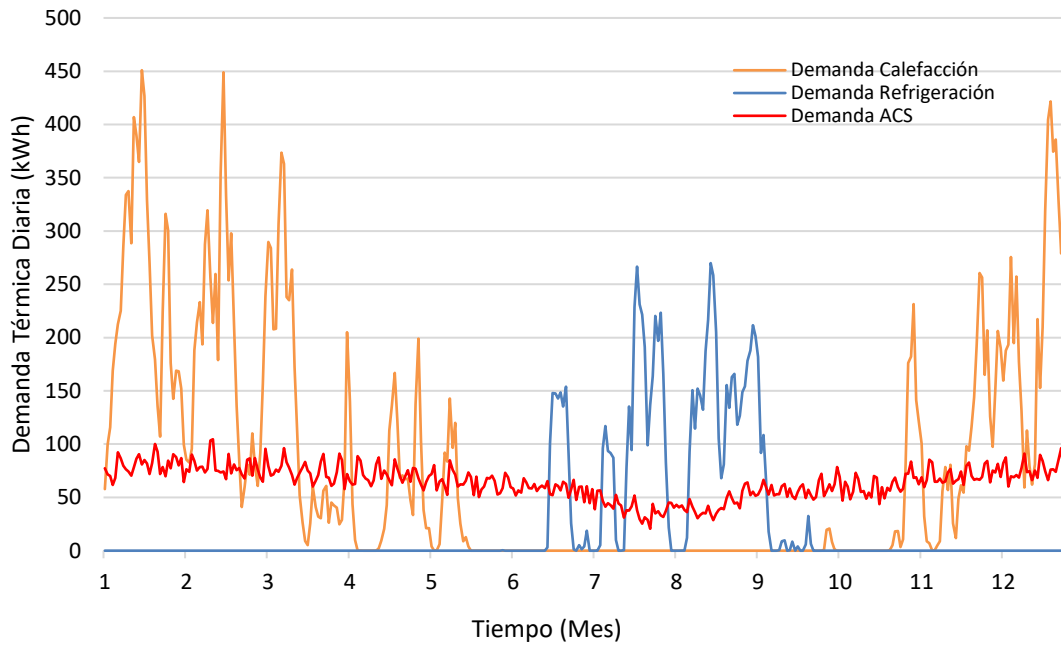


Figura 13. Demanda térmica media diaria anual total del edificio.

Analizando los totales anuales de cada una de las demandas térmicas del edificio, se observa que la mayor de todas es la demanda de calefacción, con un valor de 28.725 kWh, dicha demanda llega a triplicar a su complementaria, la demanda de refrigeración, que alcanza un valor de demanda térmica anual de 9.065 kWh. Por último, la demanda térmica debida a la producción del servicio de ACS se ubica entre las dos mencionadas, y cercana a la demanda de calefacción, con un valor total anual de 26.095 kWh. Los resultados se ilustran en la Figura 14.

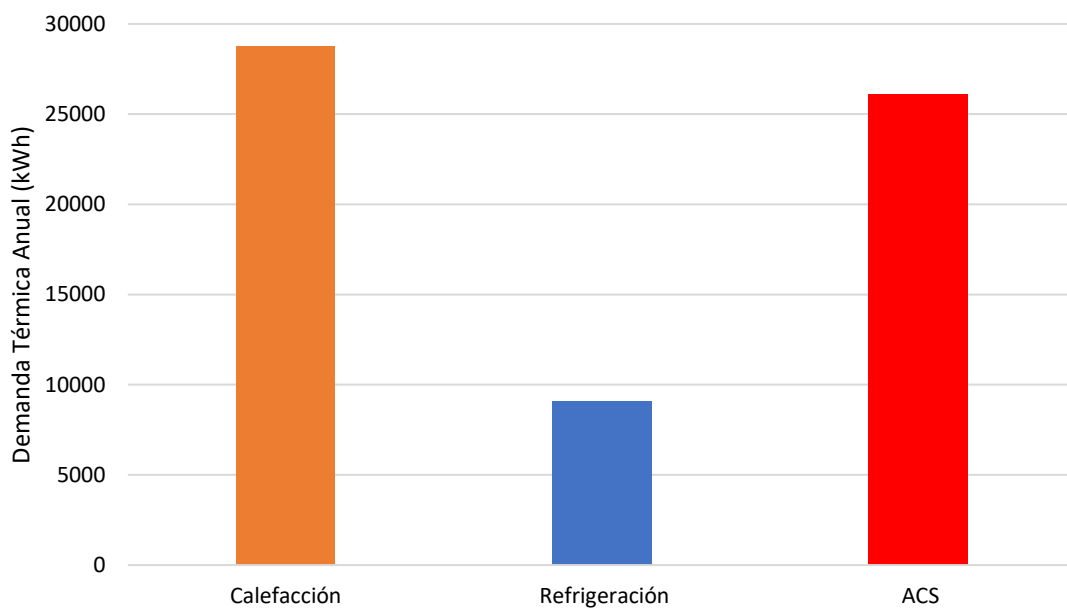


Figura 14. Demanda térmica total anual del edificio.

4.2 DEMANDA ELÉCTRICA DE USOS NO EPB.

La importancia de obtener un vector de consumos eléctricos totales del edificio responde a la necesidad de conocer el potencial real de autoconsumo fotovoltaico directo. Dicho autoconsumo será obtenido al comparar el perfil horario anual de producción eléctrica fotovoltaica con el perfil horario anual de consumo eléctrico total del edificio.

El perfil horario anual de consumo eléctrico total del edificio estará formado por la suma de los 16 perfiles horarios anuales de las viviendas que lo conforman, por lo que no se considerarán los consumos eléctricos colectivos como ascensores o iluminación de zonas comunes.

Ha de resaltarse que los perfiles de consumo eléctrico de las viviendas no serán perfiles estándar extrapolables de otras viviendas típicas. La razón es que, los consumos de calefacción y refrigeración, así como de agua caliente sanitaria, han de ser externos a dichos perfiles de consumo eléctrico, por las siguientes razones:

- Instalaciones base: Pese a que efectivamente, existirán consumos eléctricos como los de las bombas de recirculación de los circuitos de radiadores para calefacción, como los consumos de los equipos tipo split para refrigeración, los consumos de estos sistemas serán calculados externamente con el software CYPETHERM HE PLUS, en base a las demandas calculadas y las instalaciones base definidas.
- Instalación colectiva: Los consumos eléctricos horarios correspondientes al suministro de los servicios de climatización y agua caliente sanitaria, serán calculados de forma externa en base a las demandas calculadas horarias determinadas a través del software EnergyPlus.

Además, los consumos de servicios no EPB no están cubiertos por la normativa de referencia en materia de evaluación de la eficiencia energética de los edificios. Dicha particularidad, exige la creación de un perfil de consumo eléctrico horario, creado *ad hoc*. Por ello, se definirá un patrón de consumo horario agregado de los diversos perfiles de consumo correspondientes a los diferentes consumos eléctricos individuales existentes en cada una de las viviendas. Estos son:

- Lavadora – Secadora
- Cocina
- Lavavajillas
- Horno eléctrico
- Microondas
- Iluminación
- Frigorífico – Congelador
- Televisión – Ordenador
- Modo “Standby”

La confección de este consumo eléctrico *ad hoc* por vivienda se realizará, en primer lugar, definiendo el consumo eléctrico medio diario en los hogares españoles de cada uno de los electrodomésticos anteriormente mencionados. En segundo lugar, se aplicarán patrones de uso horarios específicos de cada uno de los diferentes consumos y, finalmente, se unificarán todos los consumos eléctricos de las 16 viviendas que conforman el bloque de viviendas, obteniendo de esta manera la curva de consumo eléctrico horario del edificio.

4.2.1 Consumo medio diario por electrodoméstico.

Se han tomado de [46] los consumos eléctricos medios por piso en España correspondientes con consumos de cocina, iluminación y total de electrodomésticos, así como el consumo medio anual específico de cada uno de los electrodomésticos, obtenido mediante la aplicación del porcentaje de consumo de cada electrodoméstico respecto al total. En la Figura 15 puede observarse un extracto de los datos utilizados para la asignación del consumo eléctrico medio para cada uno de los diferentes consumidores.

Servicios	España			
Calefacción	2.670	34,0%	Frigoríficos	22,4%
Agua caliente sanitaria	1.958	24,9%	Congeladores	19,1%
Cocina	618	7,9%	Lavadoras	8,6%
Refrigeración	151	1,9%	Lavavajillas	8,3%
Iluminación	397	5,1%	Secadoras	8,6%
Electrodomésticos	1.828	23,3%	Horno	7,8%
Standby	237	3,0%	TV	8,9%
TOTAL	7.859,112	100%	Ordenadores	5,8%
			Standby	7,8%
			Resto Electrodomésticos	2,6%
			TOTAL	100%

Figura 15. Consumos eléctricos medios anuales en pisos (España).

Tomando de la Figura 15 los datos relativos a los consumos eléctricos considerados en las viviendas del edificio objeto de estudio y aplicando los repartos porcentuales establecidos, se obtiene finalmente el consumo eléctrico medio anual que se asignará a cada una de las 16 viviendas que conforman el edificio, dichos valores finales son mostrados en la Tabla 3.

Servicio	C. Agregado	% Individual	kWh/año
Cocina			618
Iluminación			397
Electrodomésticos	1828		
Frigorífico - Congelador		41,5%	759
Lavadora - Secadora		17,3%	316
Lavavajillas		8,3%	152
Horno		7,8%	143
TV - PC		14,7%	269
Microondas		2,6%	48
Standby		7,8%	143
		100%	2.843

Tabla 3. Consumo eléctrico anual disgregado por vivienda.

4.2.2 Perfiles de consumo eléctrico en días laborables.

Se toman de [47] los diversos perfiles de uso horarios para cada uno de los electrodomésticos considerados en días laborables, es decir, que será posible descomponer para cada electrodoméstico el valor de su consumo eléctrico medio diario en los 24 valores horarios que en conjunto suman dicho valor.

Debido a la falta de perfiles horarios de consumo para todos los electrodomésticos considerados, algunos han sido agrupados, bajo patrones de uso comunes, como por ejemplo: televisión y ordenadores, que se adaptarán al perfil de consumo de iluminación, por ser todos ellos dependientes de la ocupación y más acusados durante las horas de la tarde-noche, como también los patrones de los consumos en modo standby, asociados al frigorífico-congelador, por ser ambos prácticamente constantes e independientes de la ocupación, a lo largo de la jornada.

Para la transcripción de la información relativa a los perfiles horarios de consumo eléctrico de cada uno de los electrodomésticos desde imágenes, se ha utilizado el software Engauge Digitizer, que se trata de un software de digitalización de gráficas, con él se obtiene una mayor precisión a la hora de la transcripción de datos. En las siguientes figuras, se mostrarán los diversos perfiles de consumo eléctrico horario, obtenidos mediante el proceso mencionado.

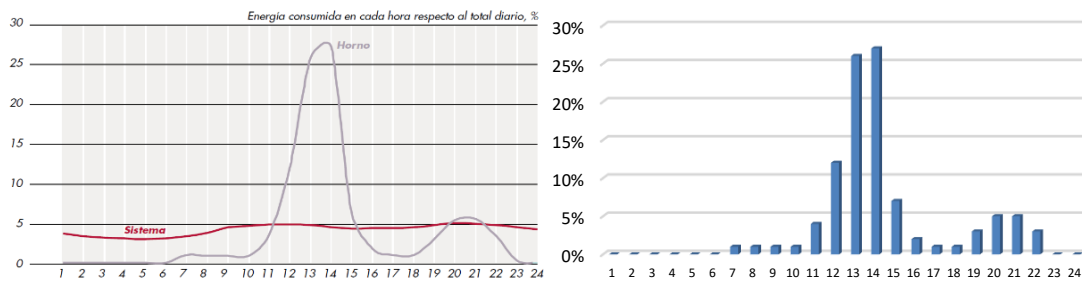


Figura 16. Digitalización de perfil de consumo eléctrico horario (Horno).

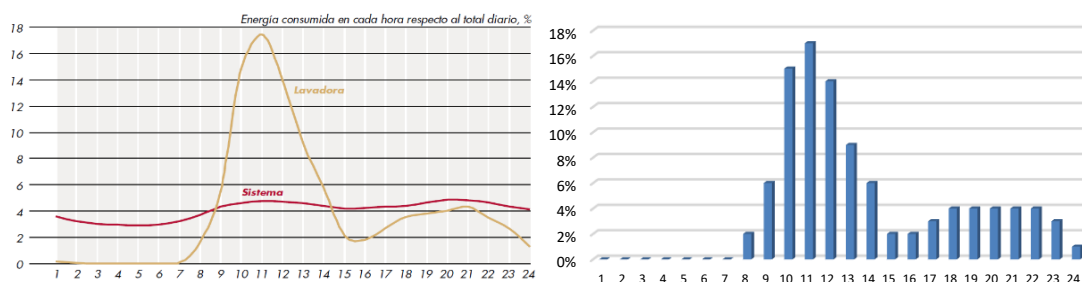


Figura 17. Digitalización de perfil de consumo eléctrico (Lavadora-Secadora).

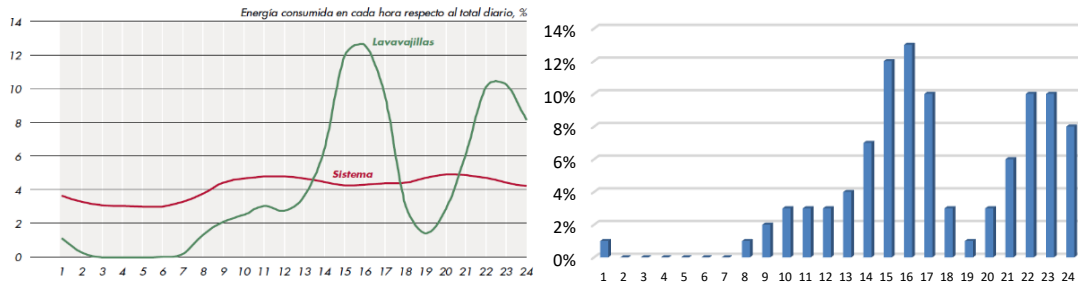


Figura 18. Digitalización de perfil de consumo eléctrico horario (Lavavajillas).

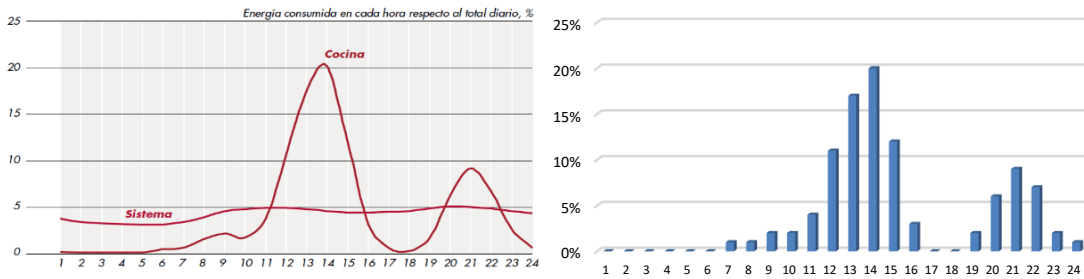


Figura 19. Digitalización de perfil de consumo eléctrico horario (Cocina).

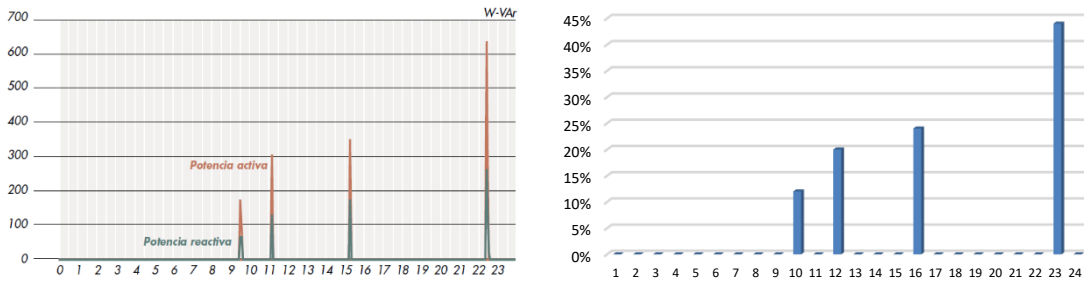


Figura 20. Digitalización de consumo eléctrico horario (Microondas).

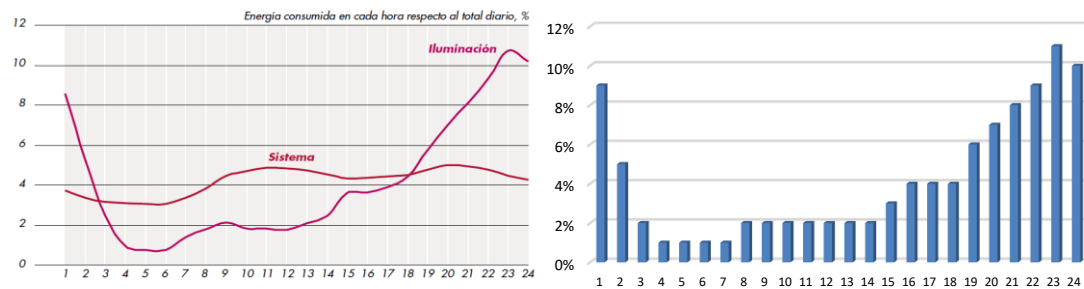


Figura 21. Digitalización de consumo eléctrico horario (Iluminación).

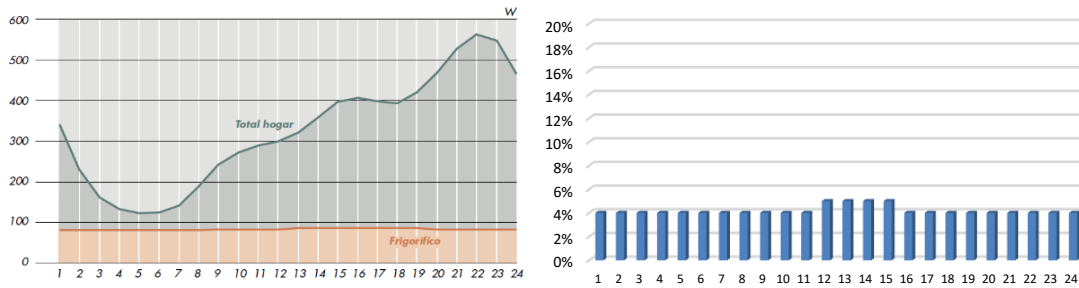


Figura 22. Digitalización de consumo eléctrico horario (Frigorífico).

Una vez digitalizadas las gráficas de consumos eléctricos horarios de todos los electrodomésticos considerados, a cada una de ellas se le aplica el consumo eléctrico medio diario correspondiente, con esto se obtiene el perfil diario agregado de consumo eléctrico por cada vivienda para los usos determinados. Dicho perfil agregado de consumo eléctrico por vivienda se multiplica por las 16 viviendas que conforman el bloque de viviendas, obteniendo así el perfil agregado de consumo eléctrico del edificio. Ha de tenerse en cuenta que los perfiles digitalizados se corresponden sólo con días laborables, por lo que será necesario agregar variabilidad en dichos perfiles para fines de semana, cuyo proceso será detallado en el siguiente subapartado.

4.2.3 Perfiles de consumo eléctrico en fines de semana.

Debido al cambio de patrones de ocupación en la vivienda, acontecidos durante el fin de semana, se ha agregado dicha variabilidad a aquellos electrodomésticos que, por su naturaleza, son más dependientes de dichos patrones, como son: cocina, horno, microondas e iluminación.

Tal y como puede observarse comparando la Figura 8 y la Figura 9, el patrón de ocupación durante los fines de semana se torna completamente constante debido a asumir una ocupación del 100% para todas las horas del día. Este cambio de patrón de ocupación, unido al dato de consumo eléctrico medio diario por vivienda, resulta en la necesidad de un aplanamiento de los perfiles de consumo eléctrico horario de los electrodomésticos mencionados, por estar un mismo consumo total sujeto a un reparto entre un mayor número de horas.

En las siguientes figuras se muestra el cambio de los perfiles de consumo eléctrico horario de cada uno de los electrodomésticos implicados para los fines de semana, en comparación al perfil preestablecido en días laborables.

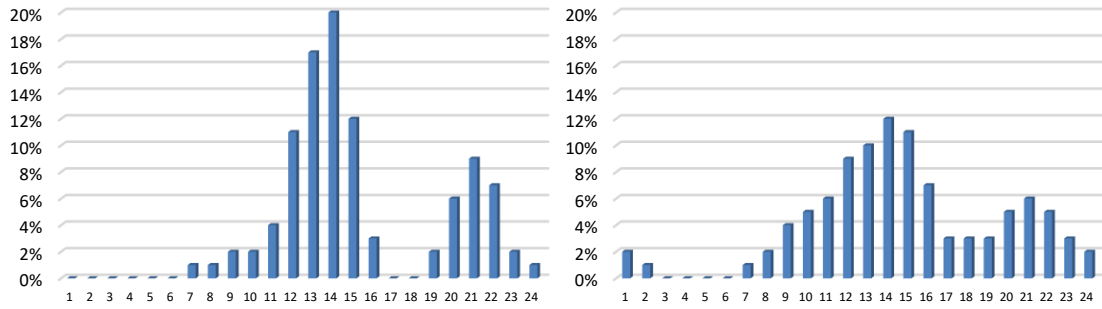


Figura 23. Cambio de patrón de laborable (Izq.) a fin de semana (Der.) (Cocina).

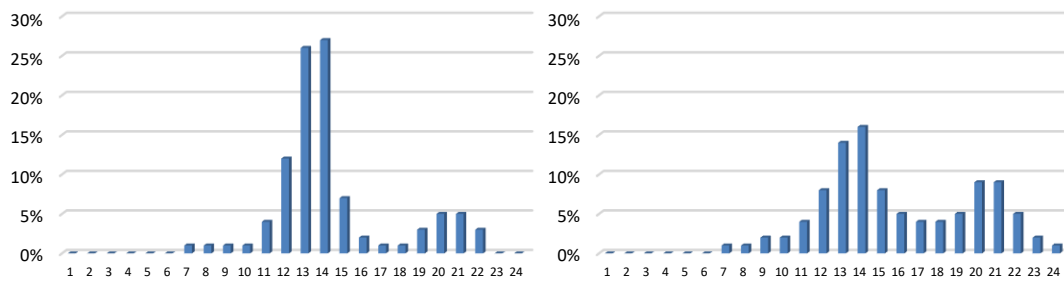


Figura 24. Cambio de patrón de laborable (Izq.) a fin de semana (Der.) (Horno).

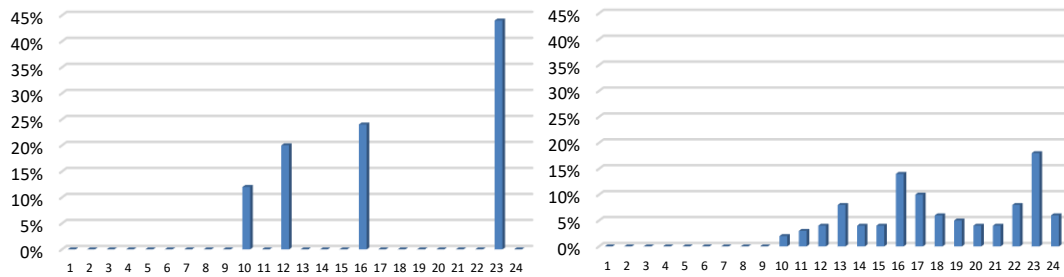


Figura 25. Cambio de patrón de laborable (Izq.) a fin de semana (Der.) (Microondas).

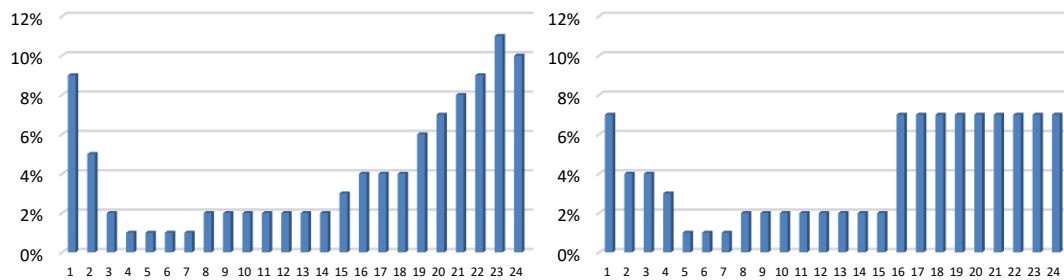


Figura 26. Cambio de patrón de laborable (Izq.) a fin de semana (Der.) (Iluminación).

Como puede observarse, tras los mencionados cambios, las curvas de consumo han sido achatadas, reduciéndose sus valores de consumo durante los picos y aumentando durante los valles, debido a un perfil de ocupación monótono.

De la misma forma en la que se procedió para la obtención de la curva horaria de consumo eléctrico del edificio en los días laborables, se procederá para la confección de la misma, referente a los días correspondientes con fines de semana. Se aplicará el consumo medio diario por electrodoméstico al reparto porcentual horario, se sumarán todos ellos creando la curva agregada de la vivienda y, posteriormente, se multiplicará por 16 para contar con la totalidad de viviendas que conforman el bloque de viviendas.

4.2.4 Resultados globales demanda eléctrica.

Los resultados globales arrojan un consumo eléctrico medio anual por vivienda de 2.843 kWh (véase Tabla 3), lo que equivale a un consumo total anual del edificio de 45.488 kWh

El consumo eléctrico diario medio por vivienda resulta de 7,8 kWh aproximadamente, mientras que el consumo eléctrico medio diario total del edificio es de 124,8 kWh.

En la Figura 27 y Figura 28, se muestran finalmente las curvas de consumo eléctrico horario del edificio para días laborables y fines de semana respectivamente, en los que se reparten de forma horaria los 124,8 kWh de consumo eléctrico medio diario total del edificio.

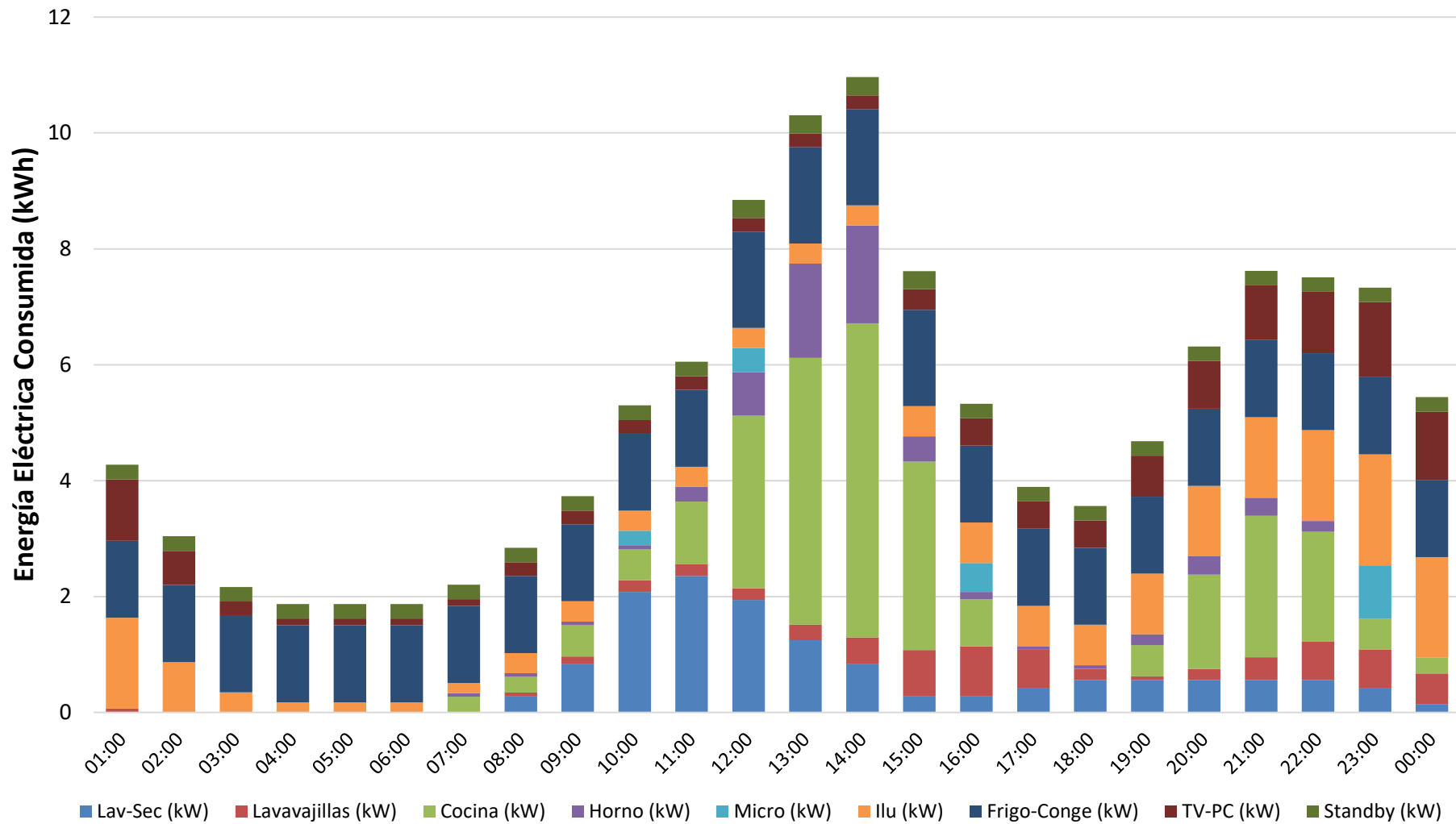


Figura 27. Curva de consumo eléctrico horario del edificio en días laborables.

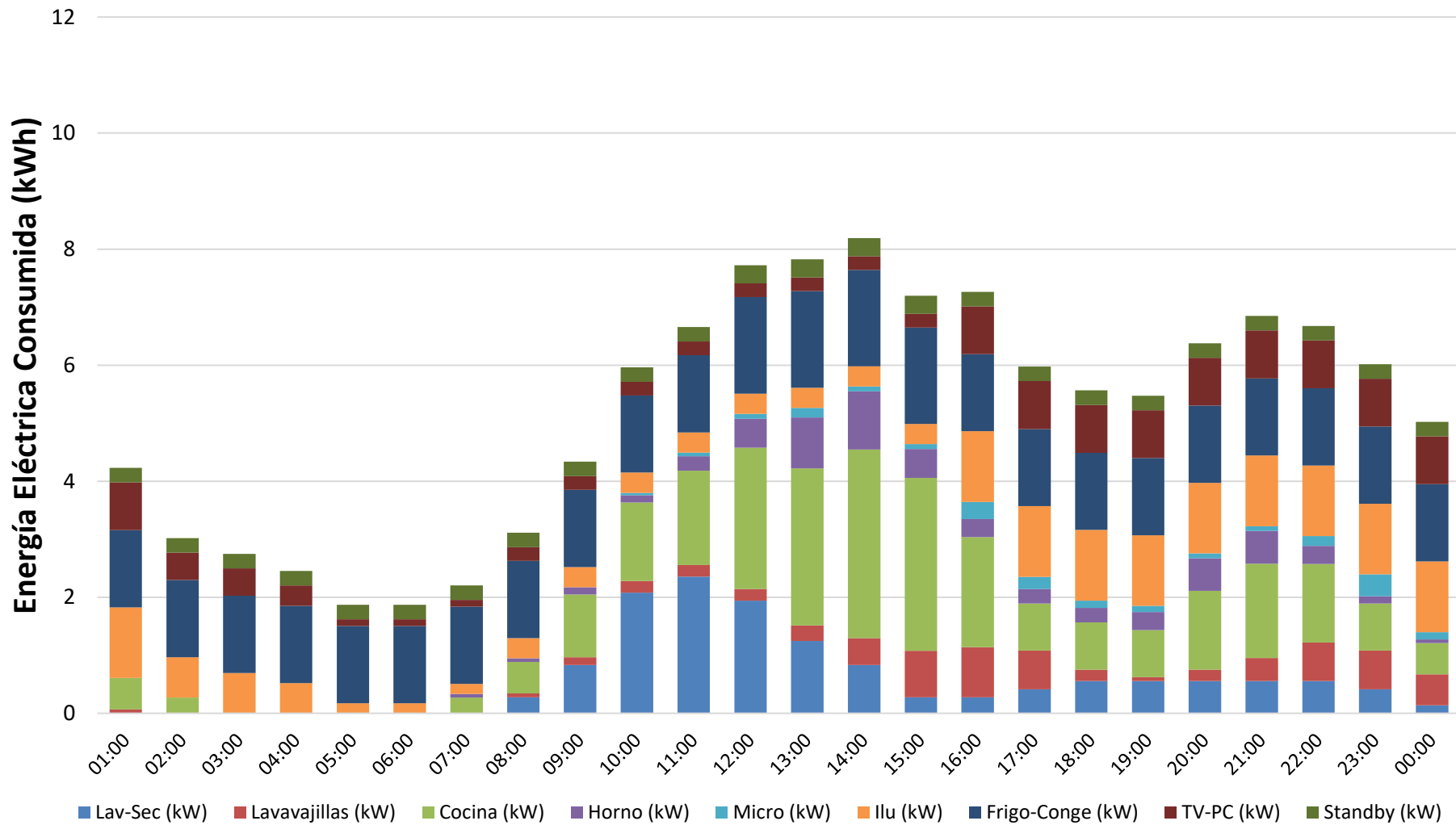


Figura 28. Curva de consumo eléctrico horario del edificio en sábados y festivos.

Puede apreciarse la misma tendencia de consumo, caracterizada por un bajo y prácticamente constante consumo durante las horas de la noche, seguido por un aumento paulatino hasta alcanzar el mayor pico de consumo, acontecido al mediodía en ambos casos. Posteriormente se produce un descenso del consumo hasta alcanzar una zona valle comprendida entre las horas de la tarde, rompiendo dicha tendencia de nuevo con un incremento del consumo hasta alcanzar el segundo y último pico de consumo, acontecido en torno a las 21:00h, por último, un nuevo descenso paulatino del consumo se produce hasta alcanzar el consumo prácticamente constante característico de las horas nocturnas, volviendo a reiniciarse con el inicio de un nuevo día.

Pese a que dicha tendencia es aplicable a ambos casos, los valores relativos a picos y valles cambian significativamente. Mientras que en los días laborables se alcanzan picos de consumo en torno a 10 y 8 kWh en una hora, y una zona valle en las horas de la tarde correspondiente con un consumo menor a 4 kWh en una hora, los perfiles correspondientes a fines de semana muestran consumos pico menores, en torno a 8 y 7 kWh en una hora y un mayor consumo medio en la zona valle de la tarde correspondiente a unos 5 kWh en una hora, aproximadamente.

Por último, se realiza la concatenación de dichas curvas de consumo eléctrico horario, con el objetivo de confeccionar un año natural, es por ello por lo que, dichos patrones se unen en ciclos de 5 a 2, es decir se repetirán 5 curvas de consumos eléctricos horarios para días laborables, seguidos por 2 curvas correspondientes a fines de semana. Se asume un comienzo del año en lunes y se repetirá cíclicamente el mencionado patrón de 5 a 2 hasta completar las 8760 horas que conforman un año.

CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Aquí finaliza la definición del caso de partida y se da paso a la configuración de la situación de mejora. En el presente capítulo se detallarán los diversos aspectos relacionados con la configuración final del sistema de generación eléctrica renovable a través de la tecnología fotovoltaica. Desde la selección de los equipos, los criterios de diseño considerados, su integración espacial en la estructura del edificio, hasta la obtención de la producción eléctrica horaria anual del sistema, para lo que se hará uso de herramientas de cálculo de referencia en la UE, tal como [40].

El objetivo final de este capítulo es que el lector conozca al detalle el sistema fotovoltaico modelado, así como los pasos seguidos de cara a la obtención de un vector de producción eléctrica fotovoltaica a lo largo de todo el año, es decir, constituido por 8760 valores. Dichos datos serán posteriormente comparados con las diversas demandas del bloque de viviendas, obteniendo así, los porcentajes de autoconsumo y excedente fotovoltaicos, respecto a la producción total anual.

5.1 SELECCIÓN DEL PANEL FOTOVOLTAICO.

El panel solar fotovoltaico que se ha seleccionado para su modelo en el presente estudio es el ESPHSC450M, del fabricante ERASOLAR. Los motivos que han motivado su selección es su elevada potencia pico de 450 Wp, seguido por su alta eficiencia de hasta el 20,7%. Se trata de un panel constituido por 144 células, lo que implica una tensión de trabajo del sistema fotovoltaico de 48V. Su ficha técnica puede encontrarse en [48], fuente de la que se han extraído sus datos técnicos más relevantes del mismo, así como sus dimensiones, ilustrados en la Figura 29.

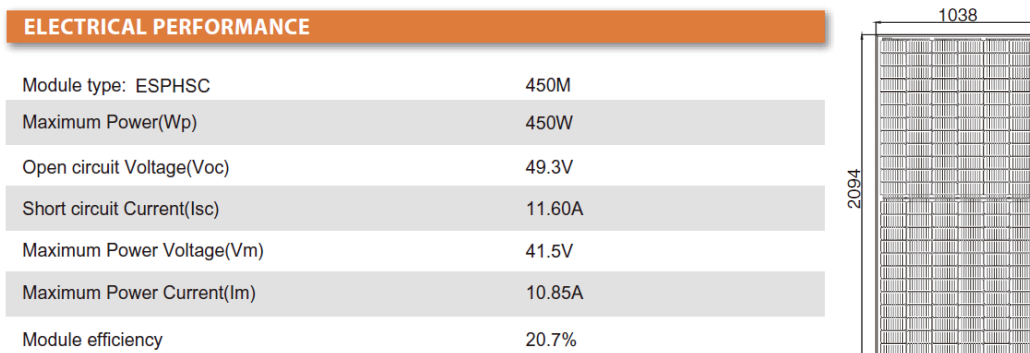


Figura 29. Características principales del panel fotovoltaico seleccionado.

5.2 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

El sistema fotovoltaico se ubicará en la cubierta y cubrirá toda el área disponible para la producción de electricidad renovable, salvaguardando las distancias mínimas necesarias por mantenimiento o sombras, ya que el objetivo es obtener un máximo aprovechamiento energético de la cubierta, propiciado por la posibilidad de gestionar el excedente energético gracias a la existencia de un sistema de almacenamiento térmico. Para ello se calcularán las distancias mínimas entre filas para evitar sombreadamientos entre paneles, así como seleccionar el ángulo de inclinación (β) óptimo.

Debido a que el edificio cuenta con la orientación sur perpendicular a uno de los tramos de fachada con plano continuo (tal y como se muestra en la imagen derecha de la Figura 2), las diferentes filas de paneles contarán con orientación sur, es decir, con un ángulo azimutal de 0° y se dispondrán de forma paralela a dicha fachada.

Respecto al ángulo de inclinación de las distintas filas de paneles, se realizará un estudio a dos bandas, en primer lugar un estudio geométrico en cubierta que cuantificará el número de paneles fotovoltaicos libres de sombra que sería posible colocar, para cada ángulo de inclinación analizado, una vez conocido el número de paneles máximo para cada orientación, y con ello, su potencia total y su producción eléctrica anual estimada, se analizará el porcentaje de autoconsumo eléctrico que muestra, al comparar la demanda eléctrica horaria del edificio, con dicha producción.

La configuración que arroje una mayor producción eléctrica anual estimada y con un mayor porcentaje de autoconsumo fotovoltaico, será seleccionada con la configuración definitiva del sistema fotovoltaico propuesto.

5.2.1 Distancia mínima entre filas de paneles.

Para cálculo de la distancia mínima entre una fila de paneles y la siguiente se ha utilizado el método del solsticio de invierno. Dicho método proporciona la distancia mínima entre filas de paneles que garantiza al menos 4 horas de incidencia solar en el panel en el caso más desfavorable, es decir, en el solsticio de invierno, que en el hemisferio norte se corresponde con el 21 de diciembre. Dicha distancia expresada en metros es calculada introduciendo las medidas físicas del panel, así como su ángulo de inclinación en (2).

$$Distancia\ entre\ filas\ (m) = \frac{Altura\ Panel\ (m)}{61^\circ - latitud\ (^\circ)} \quad (2)$$

La distancia resultante de (2) establece la distancia mínima necesaria entre el final de una fila y el comienzo de la siguiente, por lo que habrá que sumar la distancia cubierta por el panel, que será la medida de largo por el coseno del ángulo de inclinación. Cabe destacar también que la altura del panel estará afectada por el seno de su ángulo de inclinación, esto significa que para cada valor de ángulo de inclinación se obtendrá un valor de distancia mínima necesaria entre filas distinto.

En la Tabla 4 se muestran los resultados de los cálculos de distancias mínimas necesarias para diversos ángulos de inclinación de los paneles, los ángulos de estudio se encuentran en el intervalo de la latitud del lugar ($\approx 40^\circ \pm 10^\circ$). Se evalúa según sea la colocación de los paneles, horizontal (H) si el lado de mayor longitud del panel es el que se apoya en el suelo o vertical (V) si el apoyo se realiza sobre el lado más corto. Las medidas D1 son las correspondientes con la proyección horizontal del panel sobre el suelo para ambas posiciones. Las medidas D2 corresponden con los resultados de (2), por lo tanto, cuantifican la separación mínima entre el fin de una fila y el comienzo de la siguiente para cada modo, por lo tanto, la distancia total entre inicios de filas de paneles será la suma de ambas cantidades, denominadas simplemente como DH y DV en la Tabla 4. En los resultados mostrados en la tabla puede observarse como a medida que el ángulo de inclinación de los paneles aumenta, también lo hará la distancia total mínima entre inicios de filas.

Distancia (m)	Disposición Horizontal			Disposición Vertical		
	DH1	DH2	DH	DV1	DV2	DV
30°	0,90	1,32	2,21	1,81	2,65	4,47
37°	0,83	1,58	2,41	1,67	3,19	4,87
40°	0,80	1,69	2,49	1,60	3,41	5,02
47°	0,80	1,69	2,49	1,60	3,41	5,02
50°	0,67	2,02	2,68	1,35	4,07	5,41

Tabla 4. Distancia de separación entre filas de paneles fotovoltaicos.

Para el estudio geométrico de la instalación de los paneles en cubierta, se ha recurrido al uso del software AutoCAD. En el entorno de AutoCAD se han creado áreas proyectadas sobre el plano de los paneles fotovoltaicos en las inclinaciones mostradas en la Tabla 4, además del área de separación de cada uno de los diversos casos. En la Figura 30 se muestra un ejemplo de dichas proyecciones con cotas, para los casos con inclinaciones 37° (verde), 40° (azul) y 47° (cian). Las áreas sin rallar corresponden con la protección horizontal del propio panel, mientras que las áreas ralladas corresponden con las zonas sombreadas por éstos.

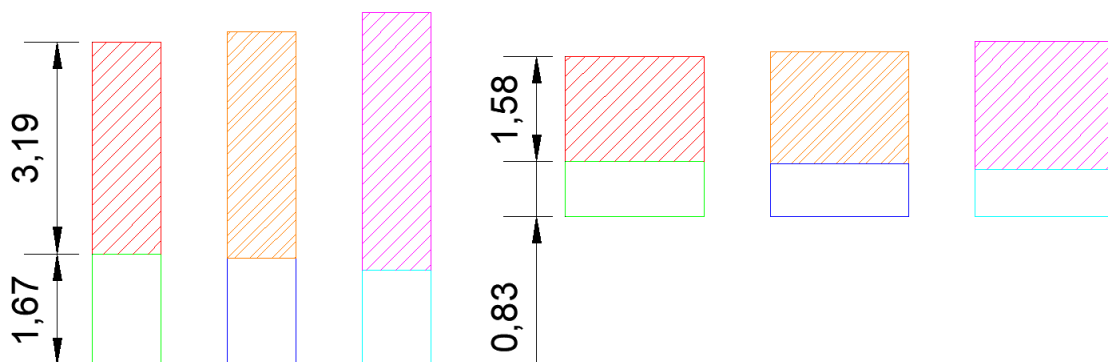


Figura 30. Proyecciones horizontales de paneles y áreas sombreadas.

5.2.2 Disposición en cubierta.

De nuevo con la ayuda del software AutoCAD, se comprobarán los requisitos espaciales para el ángulo de inclinación de los paneles coincidente con el ángulo de mayor producción solar, que es de 37°. En la Figura 30 se muestran las diversas configuraciones planteadas para la disposición de paneles en cubierta, situando en diversas configuraciones (horizontal, vertical y mixto) las proyecciones horizontales de los paneles con inclinación de 37° ilustradas en la Figura 30.

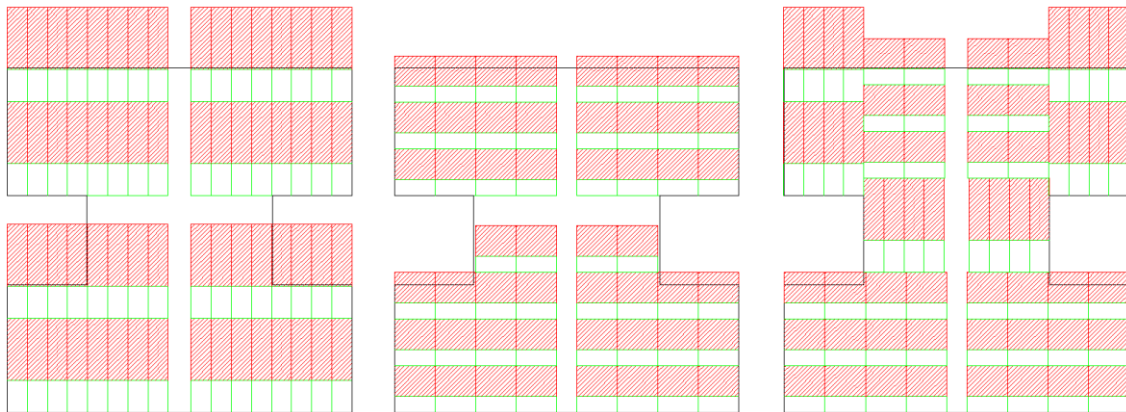


Figura 31. Posibles configuraciones del sistema fotovoltaico en cubierta ($\beta = 37^\circ$)

En la Figura 31, se observa que la configuración vertical (izquierda) es la que más aprovecha la superficie de cubierta sin acarrear sombreamientos entre filas de paneles, pudiendo instalar hasta 64 paneles de 450 Wp de potencia cada uno, configurando un sistema fotovoltaico total de 28,8 kWp de potencia instalada. Debido a que ángulos menores no presentarán problemas de sombras (a causa de que la distancia de separación necesaria decrece con el ángulo de inclinación de los paneles), se realizará el mismo estudio para ángulos de inclinación mayores. En la Figura 32 se muestra la misma disposición de paneles para los ángulos de inclinación de 40° y 47°, respectivamente.

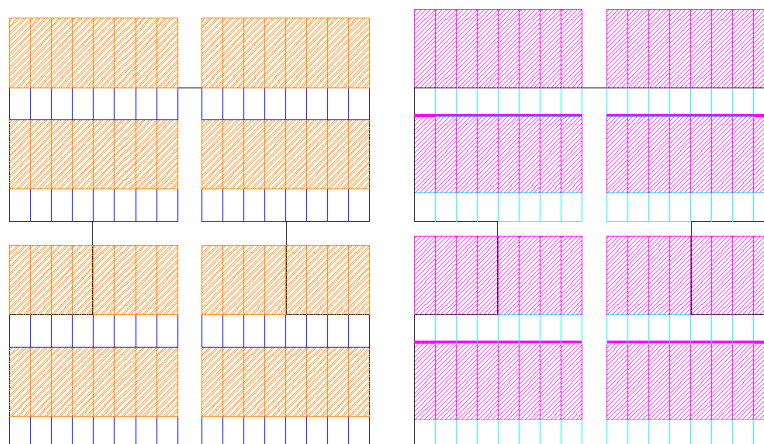


Figura 32. Configuraciones del sistema fotovoltaico en cubierta $\beta = 40^\circ$ y $\beta = 47^\circ$

Las áreas completamente coloreadas en lila, en la imagen derecha de la Figura 32, corresponden con área efectiva de los paneles sombreada, por lo que con esta disposición de paneles fotovoltaicos con un ángulo de inclinación de 47° ya se computan pérdidas por sombras, en este caso de un 4,85%, por lo que se descarta la instalación de paneles fotovoltaicos con dicho ángulo de inclinación o ángulos mayores.

5.2.3 Análisis del ángulo de inclinación de los paneles (β) óptimo.

Teniendo en cuenta la información recabada en los subcapítulos anteriores, se realizará un estudio para seleccionar el β óptimo del sistema, en base a la producción eléctrica fotovoltaica anual y su porcentaje de autoconsumo fotovoltaico reducido al análisis de los ángulos de la Figura 30: 37°, 40° y 47°.

Como se ha comentado anteriormente, la producción eléctrica fotovoltaica horaria anual se ha obtenido con el uso de la herramienta PVGIS, a continuación, se ilustran en la Tabla 5 los parámetros considerados en las simulaciones.

Tipo de Simulación	Horaria
Base de Datos	PVGIS_SARAH
Tecnología FV	Silicio Cristalino
Tipo de Montaje	Fijo
Inclinación (°)	30, 37, 40
Azimut (°)	0
Potencia instalada (kWp)	28,8
Pérdidas sistema (%)	15

Tabla 5. Parámetros considerados en las simulaciones (PVGIS).

Una vez realizadas las simulaciones en PVGIS, se obtienen los tres vectores (uno por cada ángulo de inclinación analizado) con los 8760 valores de energía eléctrica fotovoltaica producida, para calcular el autoconsumo fotovoltaico anual de usos no EPB, se cruzan dicha curva de producción con la curva de demanda eléctrica anual del edificio, calculada en el subapartado 3.2. A continuación, en la Tabla 6 se muestran los resultados del sumatorio total anual de ambos valores, para cada uno de los ángulos de inclinación analizados.

β	Producción Fotovoltaica Anual (kWh)	Autoconsumo Fotovoltaico Anual (kWh)
30°	45.891	22.259
37°	46.115	22.207
40°	46.043	22.180

Tabla 6. Producción y autoconsumo fotovoltaico anual para distintos β .

Tras analizar los resultados ilustrados en la Tabla 6, se selecciona finalmente el ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos en 37°, debido a ser el ángulo óptimo en cuanto a producción total anual se refiere, y por conllevar un autoconsumo fotovoltaico anual elevado. La mayor producción anual, compensa el leve menor autoconsumo respecto al ángulo de inclinación de 30°.

5.3 Resumen resultados diseño del sistema fotovoltaico.

Como corolario de este capítulo, se ha seleccionado un panel fotovoltaico de 450 Wp. Conociendo sus dimensiones y características técnicas, se ha realizado un estudio geométrico de optimización en cubierta maximizando la producción eléctrica fotovoltaica anual, valorando diversas configuraciones y ángulos de inclinación entre filas de paneles fotovoltaicos. Finalmente se ha configurado un generador fotovoltaico constituido por 64 paneles de 450 Wp cada uno, con una inclinación de 37° y respetando la distancia mínima de separación entre filas, de manera que no se contemplan pérdidas por sombreados entre filas de paneles. La potencia pico instalada del sistema es de 28,8 kWp, con una producción eléctrica fotovoltaica anual de 46.115 kWh, de los cuales más del 48% (22.207 kWh) son dedicados al autoconsumo eléctrico de usos no EPB, por ser dicha cantidad la energía eléctrica total coincidente en el tiempo a la demanda eléctrica del edificio, considerando un intervalo temporal horario.

En la Figura 33 se muestran los perfiles de producción eléctrica fotovoltaica diarios en el solsticio de invierno (SI) y en el solsticio de verano (SV), además de los perfiles de demanda eléctrica diaria del edificio en los días laborables y en sábados y festivos. Se observa un buen acople en el binomio producción-demanda eléctrica, manifestando un autoconsumo total durante las horas centrales del día, además de la existencia de excedente fotovoltaico en todos los casos (considerando días libres de nubosidad).

El objetivo del sistema de producción centralizado de calefacción y refrigeración, a través de bomba de calor y con un sistema de almacenamiento térmico, será transformar el excedente eléctrico fotovoltaico observado durante las horas centrales del día en energía térmica y almacenarla como calor sensible en un fluido, calentando depósitos de agua. Posibilitando la utilización de esta energía durante horas en las que no existe tal excedente de producción fotovoltaica. De esta manera se conseguirá aumentar el porcentaje de autoconsumo eléctrico fotovoltaico alcanzado en el edificio, reduciendo también la cantidad de energía eléctrica sobrante y por tanto vertida a red.

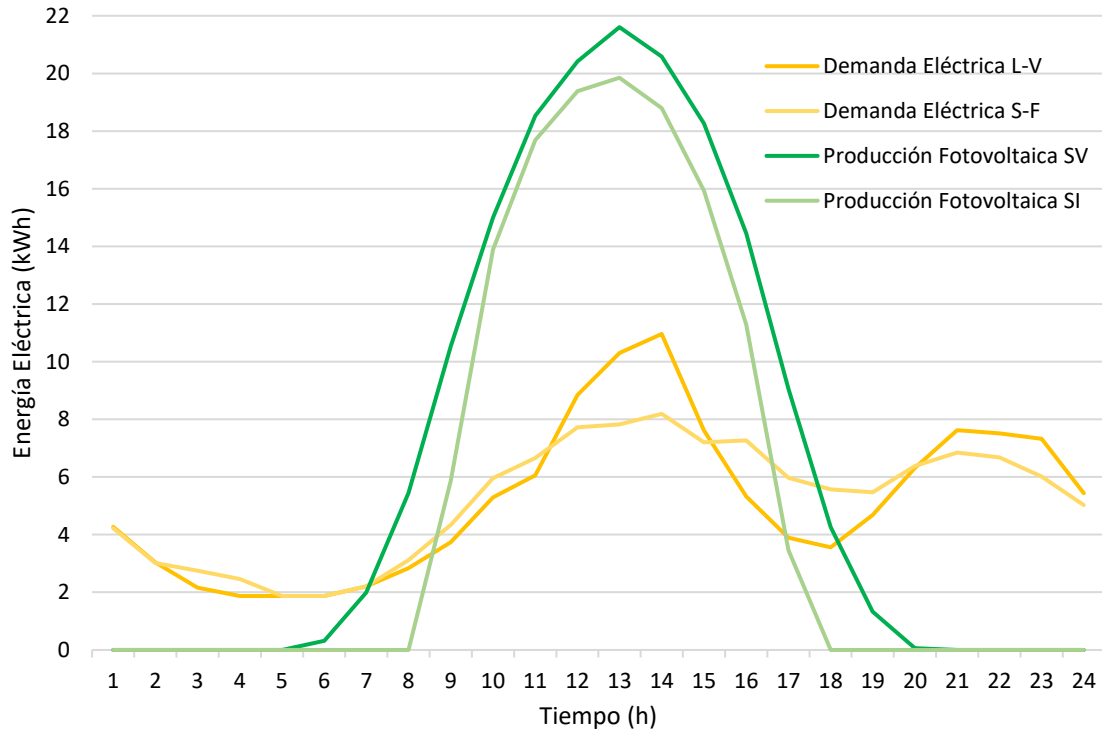


Figura 33. Perfiles diarios de producción fotovoltaica y demanda eléctrica

CAPÍTULO 6. MODELADO DE BOMBAS DE CALOR.

Una vez conocidas tanto las demandas térmicas como eléctricas y la producción eléctrica fotovoltaica, todas ellas en un intervalo temporal horario, es necesario conocer con el mismo intervalo temporal, el comportamiento de los equipos que serán los encargados de la transformación de energía eléctrica en energía térmica.

En el presente estudio se contempla una instalación de aerotermia colectiva, es decir, que los equipos de producción de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria estarán constituidos por bombas de calor aire-agua comunes para todas las viviendas que constituyen el edificio plurifamiliar de estudio.

Los parámetros que se desean obtener respecto al comportamiento horario de estos equipos son sus coeficientes de eficiencia energética horarios, denominados COP para el funcionamiento en modo calefacción, EER para el funcionamiento en modo refrigeración y COP_{ACS} para el funcionamiento en modo producción de agua caliente sanitaria. Una vez conocidos estos datos, podrán introducirse en el análisis horario de demanda-producción, identificando patrones y definiendo las estrategias para el diseño del sistema de almacenamiento térmico del excedente fotovoltaico, así como su operación y control.

El objetivo final del presente capítulo es ilustrar los métodos utilizados para la caracterización del funcionamiento de las bombas de calor, consistente en una estimación horaria del rendimiento en la transformación de energía eléctrica en energía térmica para el abastecimiento de los diferentes servicios. Esto permitirá un análisis global del binomio producción-demanda, que sentará las bases de las estrategias de diseño del sistema de almacenamiento térmico.

6.1 METODOLOGÍA EMPLEADA EN LA ESTIMACIÓN DE COP/EER HORARIOS.

En primer lugar, se realizarán estudios de demandas horarias del edificio correspondientes con los servicios de calefacción y refrigeración. Con ello se establecerá la potencia térmica de diseño a instalar de la bomba de calor.

Posteriormente, se seleccionará del catálogo de un fabricante un modelo de bomba de calor en el rango de potencias necesario, según los estudios de demandas horarias del edificio realizados anteriormente. Se tomarán como referencia el COP, EER y COP_{ACS} del catálogo del fabricante, así como las temperaturas de los focos térmicos con las que se han obtenido dichos valores.

Una vez conocidos el COP/EER y las temperaturas de los focos térmicos en dichas condiciones de cálculo se calculará el rendimiento máximo teórico de una bomba de calor ideal trabajando entre los mismos focos térmicos, denominado el COP y el EER de Carnot, mediante (3) y (4), respectivamente.

$$COP_{CARNOT} = \frac{T_{Foco\ Caliente} [K]}{T_{Foco\ Caliente} - T_{Foco\ Frío}} \quad (3)$$

$$EER_{CARNOT} = \frac{T_{Foco\ Frío} [K]}{T_{Foco\ Caliente} - T_{Foco\ Frío}} \quad (4)$$

Una vez obtenido el COP/EER de Carnot de la bomba de calor en las condiciones especificadas en el catálogo, se comparará éste con el alcanzado por la bomba de calor real según los datos de catálogo, obteniendo un porcentaje que ilustra cuán cerca del rendimiento máximo teórico se encuentra la bomba de calor real, dicho porcentaje se denomina la eficiencia de Carnot, según (5), para el caso de funcionamiento en modo refrigeración el cálculo sería análogo pero utilizando los datos de EER en lugar de los datos de COP.

$$Eff_{COP} = \frac{COP_{CATÁLOGO}}{COP_{CARNOT}} \quad (5)$$

Una vez obtenidos dichos parámetros relativos a la idealidad de la bomba de calor en cada uno de los diferentes modos de funcionamiento, este se asumirá como constante para el cálculo de los valores de COP y EER horarios variando las temperaturas de los focos térmicos entre los que operará el equipo. Dicha simplificación permitirá conocer la variabilidad en el rendimiento de la bomba de calor a lo largo de las diferentes condiciones de funcionamiento a las que será sometida la bomba de calor en un año, sin la necesidad de implementar un modelado térmico complejo.

Una vez fijado el valor de eficiencia de Carnot para cada modo de funcionamiento, se calcula para cada hora de año, el COP/EER de Carnot con la temperatura del foco externo (aire exterior) correspondiente a cada hora del año, extraída del fichero climático B3. Una vez conocido el COP de Carnot horario y la eficiencia de Carnot, considerada constante, se obtiene el COP correspondiente con cada una de las 8760 horas del año, según (6).

$$COP(h) = Eff_{COP} \cdot COP_{CARNOT}(h) \quad (6)$$

La misma lógica se implementará para el cálculo del EER horario, sustituyendo los valores de COP por los de EER, en (6). De esta manera se obtendrán los 3 vectores de 8760 valores con los rendimientos horarios de la bomba de calor, correspondientes con cada uno de los diferentes modos de funcionamiento.

6.2 ANÁLISIS DE DEMANDAS DE CLIMATIZACIÓN.

Tras la creación del modelo del edificio en el software CYPETHERM HE PLUS, con los datos de la envolvente térmica mostrados en el subcapítulo 3.2 Envolvente térmica., así como las solicitudes térmicas exigidas en el interior de las viviendas en base a los perfiles de ocupación, mostradas en el subcapítulo 4.1 demandas térmicas de usos EPB., se simula el modelo en su extensión .idf con el software EnergyPlus, junto al archivo climático B3. Se obtienen de esta manera las demandas térmicas horarias de calefacción y refrigeración para cada una de las zonas térmicas habitables y acondicionadas modeladas, es decir, para cada una de las 16 viviendas. Tras la suma de estos 16 vectores horarios de demandas térmicas, resulta el vector horario de demandas térmicas de calefacción y refrigeración total del bloque de viviendas.

Para el análisis de las demandas térmicas se realizará un estudio de frecuencia acumulada, esto es, se agruparán las distintas demandas térmicas horarias para cada modo de funcionamiento a lo largo del año en intervalos de 2 kW, y se analizará cuántas horas del año operan dentro del rango analizado de demanda térmica, excluyendo los rangos inferiores y superiores. El último y más elevado de los intervalos de demandas en el que se den horas de funcionamiento, constituirá la demanda pico del edificio.

Como criterio de dimensionamiento en la selección de la potencia de la bomba de calor, y con el objetivo de no sobredimensionar en exceso el equipo, se utilizará el criterio del 99%, es decir, en lugar de seleccionar una bomba de calor con una potencia térmica igual o superior a la demanda pico simultánea del edificio, se seleccionará una bomba de calor con una potencia térmica que cubra la demanda en el 99% de las horas en funcionamiento de la bomba de calor, por lo que sólo el 1% de las horas de ocupación del año podrían darse situaciones de desconfort térmico en el interior de las viviendas.

A continuación, se muestra en la tabla 7 la distribución en frecuencia de la demanda térmica simultánea de calefacción del bloque de viviendas, distribuida en intervalos de 2 kW.

<i>Demanda Calefacción (kW)</i>	<i>Frecuencia (Días)</i>	<i>Frec. Acumulada (%)</i>
2	6386	72,90%
4	391	77,36%
6	341	81,26%
8	285	84,51%
10	199	86,78%
12	188	88,93%
14	166	90,82%
16	158	92,63%
18	152	94,36%
20	110	95,62%
22	79	96,52%
24	66	97,27%
26	62	97,98%
28	32	98,34%
30	35	98,74%
32	35	99,14%

34	21	99,38%
36	17	99,58%
38	14	99,74%
40	9	99,84%
42	7	99,92%
44	4	100,0%
46	2	100,0%
48	1	100,0%
50	0	100,0%
> 50	0	100,0%

Tabla 7. Análisis de demandas simultáneas de calefacción del edificio

La Tabla 7 muestra una demanda pico simultánea de calefacción de 48 kW, debido a ser el mayor de los rangos de demanda en contar con horas de funcionamiento. Se observa que la demanda térmica simultánea de calefacción que cubre, al menos, el 99% de las horas de funcionamiento de la bomba de calor es de 32 kW (resaltado en rojo en la Tabla 7), por lo que ésta será la potencia térmica de dimensionamiento de la bomba de calor de climatización para suministrar el servicio de calefacción.

Con el objetivo de una mejor interpretación de la distribución de la demanda térmica de calefacción a lo largo del año, en la Figura 34 se representarán de manera gráfica los datos recopilados en la Tabla 7.

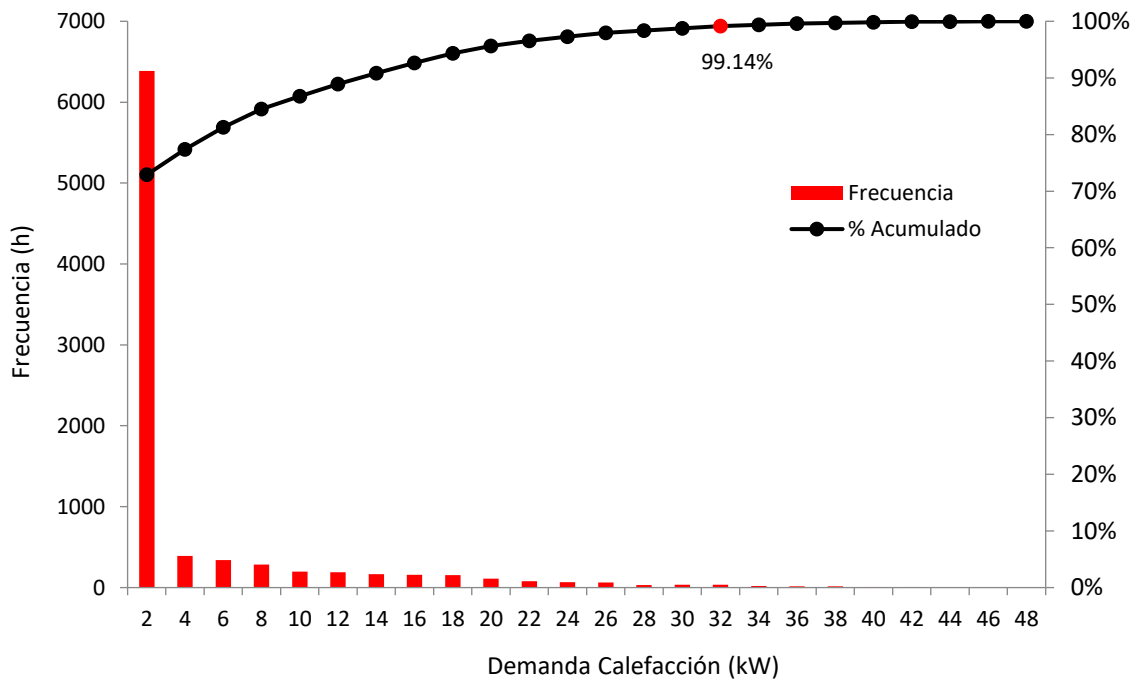


Figura 34. Distribución de demandas simultáneas de calefacción del edificio.

Analizando en conjunto los datos de la Tabla 7 y la gráfica mostrada en la Figura 34, se observan tres tramos de potencias diferenciados. El primero de ellos ocurre durante aproximadamente el 70% de las horas de funcionamiento en modo calefacción, y se corresponde con una demanda térmica igual o menor a 2 kW. El segundo de los tramos abarca los rangos de demanda térmica comprendidos entre 4 y 24 kW, que presentan un porcentaje medio del 3% de las horas de funcionamiento en modo calefacción cada uno de ellos, representado en conjunto un 25% del total de horas. El último de los tramos acontece con demandas térmicas iguales o mayores a 26 kW, los porcentajes de representación horaria de cada uno de los rangos pertenecientes a este último tramo son menores al 1% del total, es decir que se corresponden con horas de funcionamiento pico del sistema.

A continuación, se aplicará el mismo análisis sobre los datos de demanda térmica simultánea en modo refrigeración. En la Tabla 8 se muestra la distribución en frecuencia de la demanda térmica simultánea de refrigeración del bloque de viviendas, distribuida en intervalos de 2 kW.

<i>Demanda Refrigeración (kW)</i>	<i>Frecuencia (Días)</i>	<i>Frec. Acumulada (%)</i>
2	8248	94,16%
4	26	94,45%
6	13	94,60%
8	6	94,67%
10	36	95,08%
12	47	95,62%
14	51	96,20%
16	41	96,67%
18	50	97,24%
20	65	97,98%
22	46	98,50%
24	24	98,78%
26	30	99,12%
28	24	99,39%
30	27	99,70%
32	9	99,81%
34	9	99,91%
36	4	100,0%
38	2	100,0%
40	2	100,0%
42	0	100,0%
> 42	0	100,0%

Tabla 8. Análisis de demandas simultáneas de refrigeración del edificio.

La Tabla 8 muestra una demanda pico simultánea de refrigeración de 40 kW, debido a ser el mayor de los rangos de demanda en contar con horas de funcionamiento. Se observa que la demanda térmica simultánea de refrigeración que cubre, al menos, el 99% de las horas de funcionamiento de la bomba de calor es de 26 kW (resaltado en azul en la Tabla 8), por lo que

ésta será la potencia térmica de dimensionamiento de la bomba de calor de climatización para suministrar el servicio de refrigeración.

De nuevo, y con el objetivo de una mejor interpretación de la distribución de la demanda térmica de refrigeración a lo largo del año, en la Figura 35, se representarán de manera gráfica los datos recopilados en la Tabla 8.

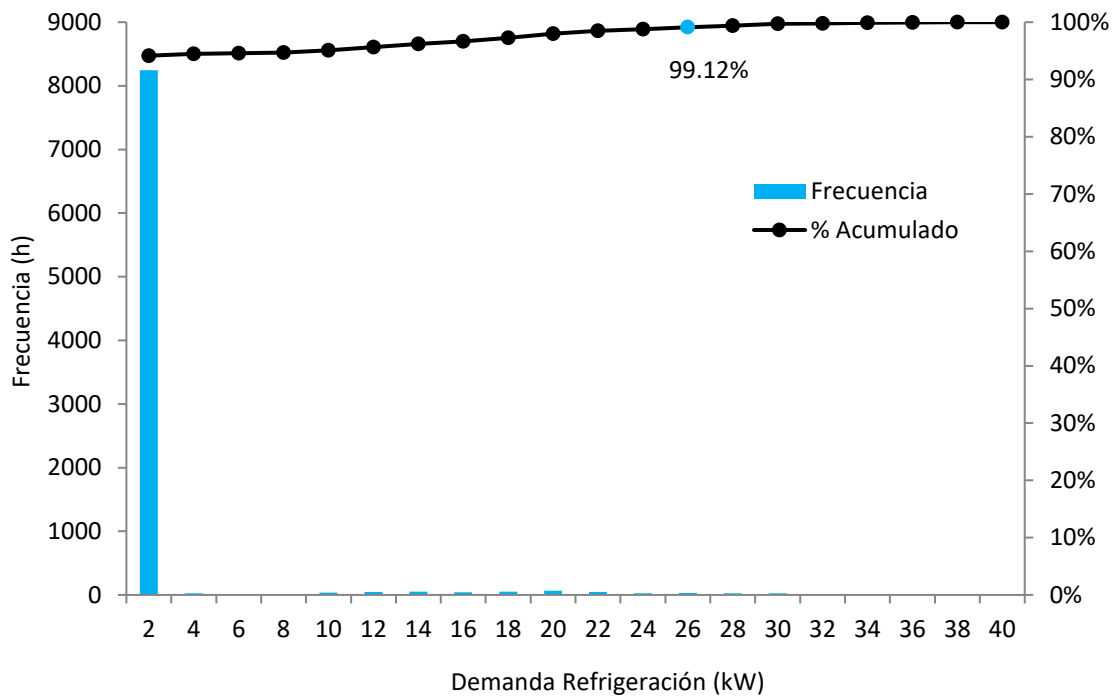


Figura 35. Distribución de demandas simultáneas de refrigeración del edificio

Analizando en conjunto los datos de la Tabla 8 y la gráfica mostrada en la Figura 35, se observa un cambio en el patrón de distribución horaria de la demanda térmica de refrigeración respecto a la de calefacción. El cambio principal es la desaparición del tramo intermedio, correspondiente con rangos de demanda térmica con un porcentaje de horas de funcionamiento representativo. En este caso, los tramos de potencias diferenciables se reducen a dos. El primero de ellos, que se corresponde con una demanda base, ocurre durante aproximadamente el 94% de las horas de funcionamiento en modo refrigeración, y se corresponde con una demanda térmica igual o menor a 2 kW. El siguiente de los tramos abarca el 6% restante de las horas de funcionamiento y comprende los rangos de potencia desde 4 kW hasta la potencia pico simultánea de refrigeración del edificio de 40 kW, cada uno de los diferentes rangos de potencia suponen menos del 1% de las horas de funcionamiento. Se deduce de esta distribución que la demanda térmica de refrigeración base a lo largo del año es menor a 2 kW, resultando las restantes en una distribución de diferentes picos de demanda.

Tras analizar la distribución de las demandas térmicas simultáneas de calefacción y refrigeración del edificio a lo largo del año, mediante el análisis de la Tabla 7 y Tabla 8 así como de la Figura 34 y Figura 35, y aplicando el criterio de dimensionado de la bomba de calor del 99% de las horas de funcionamiento, se define una potencia térmica de calefacción de diseño de la bomba de calor de 32 kW, y una potencia térmica de refrigeración de diseño de la bomba de calor de 26 kW. Éstos últimos valores serán los considerados para el dimensionado de potencias térmicas de la bomba de calor para el servicio de climatización.

6.3 ESTIMACIÓN DE COP/EER HORARIOS.

Con el conocimiento de la potencia térmica necesaria de la bomba de calor, para el abastecimiento de los servicios de calefacción y refrigeración, es posible aplicar la metodología descrita en el subcapítulo 6.1 metodología empleada en la estimación de COP/EER horarios.. Para ello será necesario acudir a algún catálogo técnico de fabricantes de bomba de calor.

En este caso, se ha acudido a [49] y tras analizar los diversos modelos, se ha verificado que las potencias térmicas en ambos modos de funcionamiento entran en los rangos especificados y, por lo tanto, se ha seleccionado como referencia la siguiente bomba de calor Aire-Agua del catálogo:

- Fabricante: Mitsubishi Electric
- Gama: ECODAN
- Modelo: PUAZ-SW200YKA(-BS)

En la Figura 36 se muestra un recorte de las tablas del catálogo con los datos técnicos de la bomba de calor correspondientes al modelo seleccionado para el funcionamiento en modo calor, que se utilizará para la obtención del COP y COP_{ACS} horarios, según la metodología descrita en el subcapítulo 6.1 metodología empleada en la estimación de COP/EER horarios..

Modelo Exterior	Régimen	T° Ambiente [°C]	T° Agua [°C]							
			35		45		55		60	
			kW	COP	kW	COP	kW	COP	kW	COP
PUAZ-SW200YKA(-BS)	Máx	-20	13.1	2.19	10.9	1.70				
		-7	15.3	2.67	14.3	2.17	13.6	1.69		
		2	21.5	2.70	20.8	2.19	20.1	1.73	19.6	1.53
		7	30.1	3.66	29.1	2.93	28.0	2.31	27.6	2.07
	Nominal	-20	13.1	2.19	10.9	1.70				
		-7	15.3	2.67	14.3	2.17	13.6	1.69		
		2	20.0	2.80	20.0	2.20	20.0	1.73	19.6	1.53
		7	25.0	4.00	25.0	3.10	25.0	2.45	24.9	2.14
	Min	-20	9.4	2.24	8.0	1.74				
		-7	11.6	2.86	10.8	2.30	10.1	1.77		
		2	10.5	3.41	9.8	2.66	9.0	2.03	8.5	1.77
		7	5.8	3.87	5.5	3.08	5.2	2.43	5.0	2.16

Figura 36. Datos de catálogo de la bomba de calor de referencia en modo calor.

De igual manera, en la Figura 37 se muestra un recorte de las tablas del catálogo con los datos técnicos de la bomba de calor correspondientes al modelo seleccionado para el funcionamiento en modo frío, que se utilizará para la obtención del EER horario, según la metodología descrita en el subcapítulo 6.1 metodología empleada en la estimación de COP/EER horarios.

Modelo Exterior	Régimen	Tª Ambiente [°C]	Tª Agua [°C]			
			7		18	
			kW	EER	kW	EER
PUHZ-SW200YKA (-BS)	Máx	30	21,2	2,40	25,6	3,58
		35	20,3	2,19	27,8	2,95
	Nominal	30	20,0	2,63	22,0	4,46
		35	20,0	2,25	22,0	4,10
	Mín	30	8,2	3,59	11,3	5,45
		35	7,7	3,22	11,1	5,05

Figura 37. Datos de catálogo de la bomba de calor de referencia en modo frío.

Tomando de la Figura 36 y Figura 37 los datos necesarios para el cálculo del COP, EER y COP_{ACS} de Carnot según (3) y (4), así como la eficiencia de Carnot en cada modo de funcionamiento según (5). Se muestran los resultados de los cálculos realizados en la Tabla 9.

PUHZ-SW200YKA(-BS)						
Modo	Potencia (kW)	T Foco Caliente (°C)	T Foco Frío (°C)	COP_{CAT} EER_{CAT}	COP_{CARNOT} EER_{CARNOT}	Eff_{CARNOT}
Calefacción	25	45	7	3,1	8,4	37,0%
Refrigeración	20	35	7	2,25	10,0	22,5%
ACS	24,9	60	7	2,14	6,3	34,0%

Tabla 9. Eficiencias de Carnot según el modo de funcionamiento.

Conocidos los valores de eficiencia de Carnot de la bomba de calor de referencia en cada uno de los diferentes modos de funcionamiento, es momento de aplicar (3) y (4) a cada una de las 8760 horas del año, añadiendo al cálculo la variabilidad de la temperatura seca del aire exterior, que corresponderá con la temperatura del foco frío en los modos de funcionamiento en calefacción y producción de ACS, mientras que corresponderá con la del foco caliente en el modo de funcionamiento en refrigeración. Además, se fijarán para dicho análisis unas temperaturas fijas objetivo de: 45°C para calefacción, 60°C para producción de ACS y 7°C para refrigeración. Finalmente, se obtendrán los datos de COP/EER horarios mediante la aplicación de (5).

En la Tabla 10 se muestran los resultados de los cálculos de COP/EER de Carnot para cada hora del día 1 de enero, en base a la temperatura exterior seca horaria, así como el COP para cada modo de funcionamiento y el EER horario, en base a las eficiencias de Carnot mostradas en la Tabla 9. Las tendencias generales son las esperadas, conforme la temperatura seca del ambiente exterior desciende, los valores de rendimiento en modo calor (COP y COP_{ACS}) disminuyen, mientras que los valores de rendimiento en modo frío (EER) mejoran. La tendencia es la opuesta si la temperatura seca del ambiente exterior aumenta, los valores de rendimiento en modo calor aumentan, mientras que en modo frío disminuyen.

Fecha/Hora	T Exterior Seca (°C)	CARNOT			ESTIMADO		
		COP	EER	COP _{ACS}	COP	EER	COP _{ACS}
01/01 01:00	14,65	10,48	36,62	7,35	3,88	8,24	2,50
01/01 02:00	15,04	10,62	34,86	7,41	3,93	7,84	2,52
01/01 03:00	14,69	10,50	36,44	7,35	3,89	8,20	2,50
01/01 04:00	14,19	10,33	38,98	7,27	3,82	8,77	2,48
01/01 05:00	13,62	10,14	42,29	7,18	3,75	9,51	2,45
01/01 06:00	13,09	9,97	46,02	7,10	3,69	10,35	2,42
01/01 07:00	12,59	9,82	50,14	7,03	3,63	11,28	2,39
01/01 08:00	12,21	9,70	53,75	6,97	3,59	12,09	2,37
01/01 09:00	12,35	9,74	52,36	6,99	3,61	11,78	2,38
01/01 10:00	13,31	10,04	44,38	7,14	3,72	9,98	2,43
01/01 11:00	14,80	10,53	35,92	7,37	3,90	8,08	2,51
01/01 12:00	16,28	11,08	30,20	7,62	4,10	6,79	2,59
01/01 13:00	17,68	11,64	26,24	7,87	4,31	5,90	2,68
01/01 14:00	18,39	11,95	24,60	8,01	4,43	5,53	2,73
01/01 15:00	18,63	12,06	24,10	8,05	4,47	5,42	2,74
01/01 16:00	18,51	12,01	24,33	8,03	4,45	5,47	2,73
01/01 17:00	17,84	11,71	25,85	7,90	4,34	5,81	2,69
01/01 18:00	16,94	11,34	28,19	7,74	4,20	6,34	2,63
01/01 19:00	16,29	11,08	30,16	7,62	4,10	6,78	2,59
01/01 20:00	15,85	10,91	31,66	7,55	4,04	7,12	2,57
01/01 21:00	15,45	10,77	33,15	7,48	3,99	7,46	2,55
01/01 22:00	14,99	10,60	35,07	7,40	3,93	7,89	2,52
01/01 23:00	14,55	10,45	37,11	7,33	3,87	8,34	2,50
01/01 24:00	14,09	10,29	39,53	7,26	3,81	8,89	2,47

Tabla 10. Valores de COP/EER horarios a lo largo de un día tipo (01/01).

Por último, resta definir las temperaturas de producción de las bombas de calor para los servicios de calefacción, refrigeración y producción de ACS, para ello, se han recalculado los vectores de valores de COP/EER horarios para diversas temperaturas objetivo de cada servicio, posteriormente se han cruzado dichos vectores con los vectores de cada servicio, y se ha realizado una media ponderada respecto a la demanda térmica total anual de cada servicio, obteniendo así un *seasonal performance factor* (SPF) promedio para cada servicio.

En la Figura 38 se muestra la representación gráfica de los resultados de diversas simulaciones con diferentes temperaturas objetivo para cada uno de los servicios. Las tendencias observadas en dicha figura son las esperadas, conforme las temperaturas de preparación son más exigentes, los SPF ponderados estimados decrecen de manera exponencial.

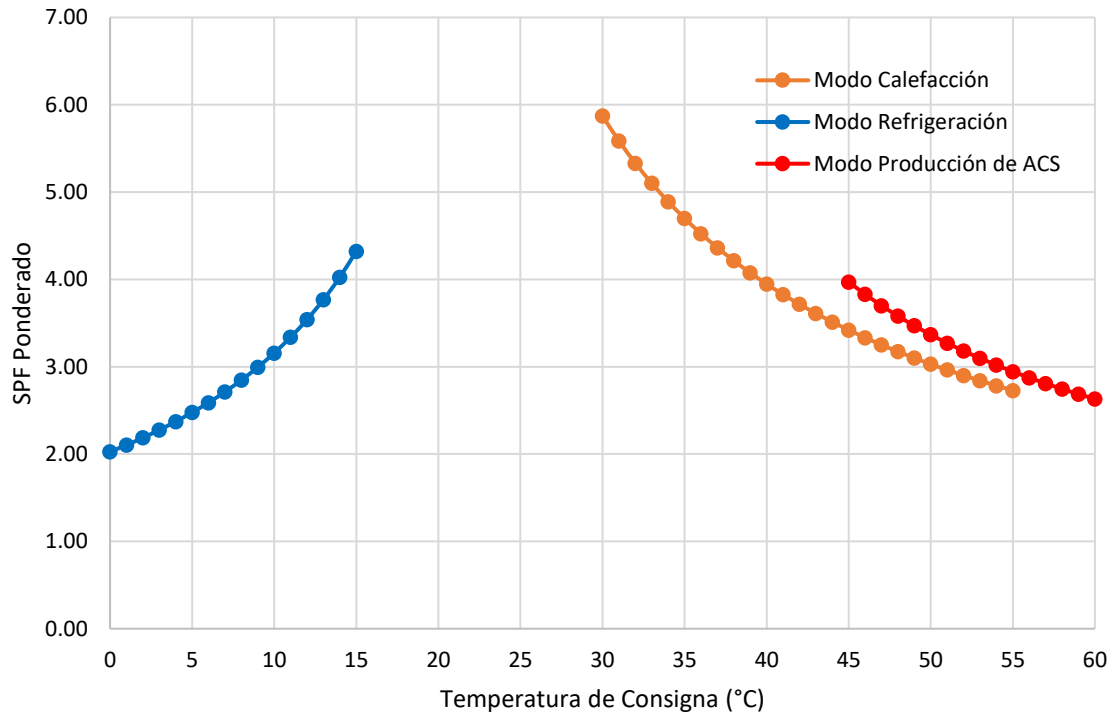


Figura 38. SPF promedios anuales según temperaturas objetivo en cada modo.

Finalmente, velando por unos valores de eficiencia altos para todos los modos de calefacción, atendiendo a las tendencias ilustradas en la Figura 38 y, tomando como referencia valores de consigna extensamente utilizados [50] en el dimensionamiento de instalaciones basadas en bombas de calor aire-agua, basadas en las condiciones Eurovent. Las temperaturas de consigna de preparación de las bombas de calor para cada modo de funcionamiento serán:

- Calefacción: 45°C
- Refrigeración: 7°C
- ACS: 50°C

CAPÍTULO 7. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

Obtenidos los patrones horarios referentes a las demandas térmicas y eléctricas totales del edificio, así como el patrón horario de producción eléctrica renovable, a través del sistema fotovoltaico, y el comportamiento dinámico de la bomba de calor, ilustrado mediante los rendimientos horarios de transformación de energía eléctrica a energía térmica para calefacción, refrigeración y producción de ACS respectivamente, es el momento de analizar el acoplamiento de los mencionados patrones y establecer una estrategia en cuanto al diseño de una instalación de aerotermia colectiva. Esta, estará alimentada, en parte, por la energía eléctrica producida por el sistema fotovoltaico, que contará con un dispositivo de almacenamiento térmico para gestionar el excedente fotovoltaico y suministrar la demanda de calefacción o refrigeración (según la época del año) cuando no exista un acople temporal entre ésta y la generación eléctrica.

En el presente capítulo, se diseñará el conjunto de la instalación, en base a una estrategia fruto del análisis previo de los patrones de producción y demandas térmicas y eléctricas horarias. Quedarán definidos por tanto en los distintos subcapítulos: una visión preliminar de la instalación, el análisis de patrones de uso, la estrategia de gestión del excedente fotovoltaico, los elementos que conforman el sistema de emisión de energía térmica, los elementos que conforman el sistema de distribución térmica y, por último, los elementos que conforman el sistema de almacenamiento térmico.

Se advierte al lector de que el presente trabajo de fin de máster tiene como objetivo el diseño de una instalación de climatización completa, satisfaciendo parte de la demanda térmica de climatización, a través de la producción fotovoltaica excedentaria, es por ello por lo que, el diseño detallado será aplicado específicamente a los elementos involucrados en la satisfacción de dicho servicio y no a otros equipos como, por ejemplo, la instalación de producción de agua caliente sanitaria.

7.1 VISIÓN PRELIMINAR DE LA INSTALACIÓN.

Como se ha comentado anteriormente, se contempla una instalación de aerotermia colectiva, por lo que los sistemas de producción serán comunes para todas las viviendas. Dichos sistemas estarán constituidos por bombas de calor Aire-Agua, tanto para la producción de climatización, como para la de agua caliente sanitaria. En la Figura 39 se muestra un diagrama con los principales protagonistas del sistema representados y con los intercambios de flujos de energía entre estos.

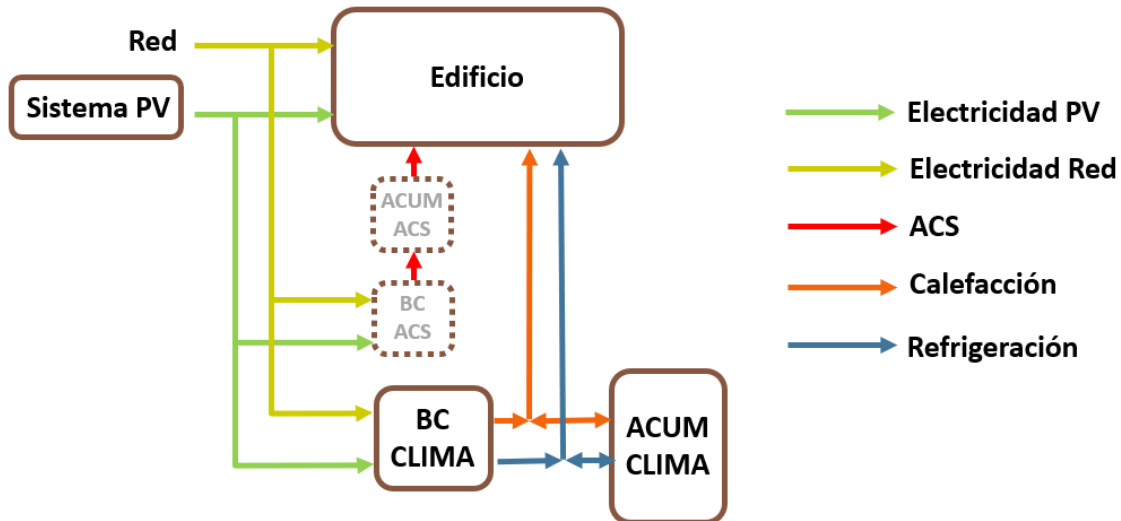


Figura 39. Diagrama de flujos de energía del sistema

Se observa en la Figura 39, la existencia de una bomba de calor exclusiva para la producción de ACS y otra bomba de calor para la producción de agua para climatización. El motivo es que, tras el análisis de los diferentes patrones de demanda horaria de climatización y de agua caliente sanitaria, y aplicando las conclusiones observadas en [51], se deduce que la producción de ambos servicios a través de una única bomba de calor sería menos eficiente que la producción de manera separada a través de dos bombas de calor independientes. Este hecho es acentuado por un patrón de consumo de ACS con grandes picos de consumo, ya que tal y como se concluye en [51] cuanto mayor sea el caudal de ACS demandado mayor penalización del rendimiento del sistema conjunto. Por lo que se contempla la instalación de dos bombas de calor independientes que suministrarán los servicios de producción de ACS y climatización de forma separada.

El sistema de producción de agua caliente sanitaria estaría formado por una bomba de calor dedicada con un depósito de almacenamiento adecuado para el almacenamiento térmico. Esto es debido a que, pese a tener un consumo diario prácticamente constante a lo largo del año, el perfil de consumo horario a lo largo del día se ve caracterizado por pronunciados picos y extensos valles de consumo (ver Figura 12 y Figura 13). La instalación de dicho depósito de almacenamiento logra el desacople entre la producción y el consumo instantáneo de ACS, dando la posibilidad de operar durante las horas previas a los picos de consumo, a potencias bajas y almacenar un volumen de ACS que podrá ser suministrado posteriormente, cuando se produzcan dichos picos de consumo. Esta configuración permite la instalación de una bomba de calor con una potencia cercana a la media necesaria durante el día, en lugar de una potencia cercana a la de los picos, logrando un menor coste de los equipos, así como un mayor rendimiento anual de las instalaciones, por trabajar durante un mayor número de horas a carga constante, en lugar de trabajar durante pocas horas, pero con numerosos ciclos de arranque y parada, lo que, por otra parte, disminuiría la vida útil de la instalación. El depósito de almacenamiento de ACS será totalmente independiente del que posteriormente se diseñará para el aprovechamiento del excedente fotovoltaico producido como energía térmica de climatización.

El sistema de producción térmica para el servicio de calefacción y refrigeración contará con un sistema de almacenamiento térmico para la gestión de la producción fotovoltaica excedentaria, así como sistemas de distribución y emisión, que transportarán la energía térmica desde los equipos de producción a las diferentes estancias de las viviendas que conforman el edificio.

El sistema fotovoltaico, descrito en el capítulo 4, suministrará energía eléctrica renovable al edificio comportándose como una instalación fotovoltaica dedicada al autoconsumo colectivo. El edificio hará uso de dicha energía siempre que sea posible, obteniendo el restante de la red eléctrica de abastecimiento cuando sea necesario. En los casos en los que el excedente fotovoltaico no pueda aprovecharse de una forma útil, se inyectará a red, acogiéndose a la correspondiente compensación.

Las cargas eléctricas a las que alimentará el sistema fotovoltaico se agruparán en distintos grupos con un orden de prioridad entre ellos, de este modo se conseguirá un mejor aprovechamiento del sistema fotovoltaico, aumentando el porcentaje de autoconsumo. El orden de prioridad de las diferentes cargas será:

1. Demanda eléctrica total del edificio.
2. Demanda térmica simultánea de ACS.
3. Demanda térmica simultánea de climatización.
4. Demanda térmica de climatización a almacenar.
5. Inyección a red eléctrica de abastecimiento.

Dicho orden de preferencia ha sido seleccionado en base a maximizar la eficiencia. Los procesos que necesiten un menor número de transformaciones energéticas serán prioritarios. Es por ello por lo que se prioriza la satisfacción de las demandas eléctricas sobre las térmicas. También se priorizan los consumos simultáneos térmicos como la producción de ACS o el acondicionamiento de agua para climatización. Por último y como medida de aumento aprovechamiento fotovoltaico, previamente a la inyección a la red eléctrica de abastecimiento, se valorará el almacenamiento del excedente fotovoltaico en energía térmica para climatización en la medida en la que se considere útil dicho almacenamiento.

7.2 ANÁLISIS DE PATRONES DE PRODUCCIÓN-CONSUMO.

En el presente subcapítulo se analizarán los patrones horarios de producción y demanda tanto térmicas como eléctricas, distinguiendo entre los modos de funcionamiento en calefacción y refrigeración, con el objetivo de identificar horas de carga y descarga del sistema de almacenamiento térmico.

7.2.1 Análisis en modo calefacción.

En la Figura 40 se muestran dichas producciones y demandas horarias durante un día representativo de invierno (1 de diciembre), en él se verifican los patrones de producción y demandas totales del edificio, descritos en los capítulos 3 y 4, y que tienen lugar a lo largo de un día funcionando en modo calefacción, como son: la demanda de calefacción, la demanda eléctrica, la demanda de ACS y la producción de electricidad renovable a través del sistema fotovoltaico.

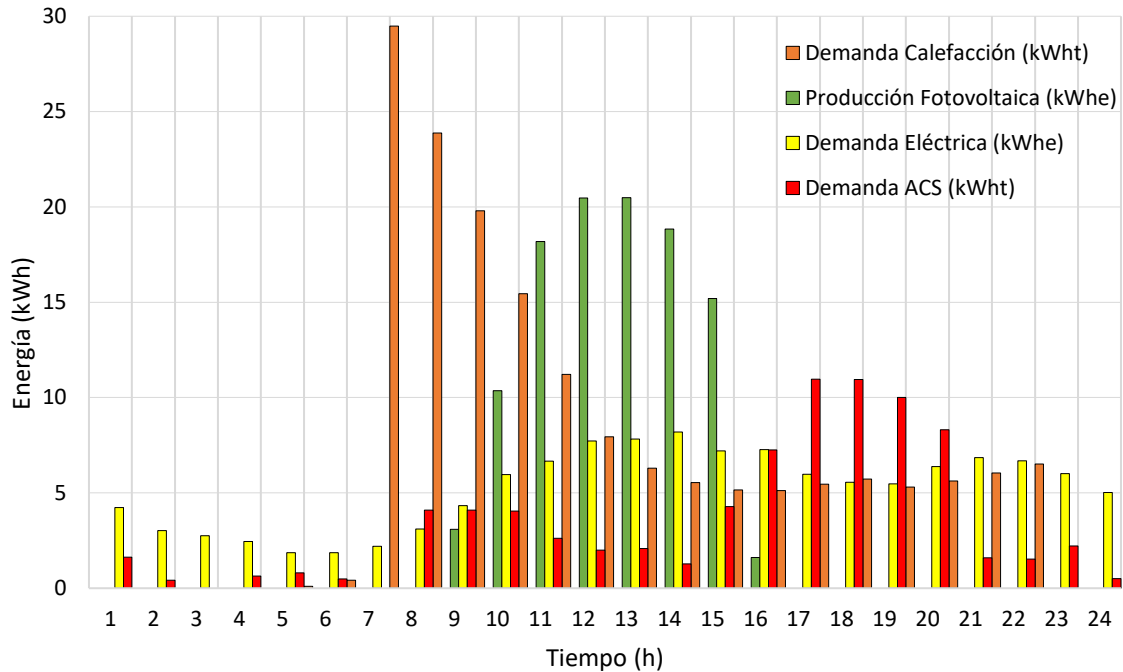


Figura 40. Patrones producción-demanda en modo calefacción.

Se observan durante las horas de la madrugada, pequeños consumos eléctricos y de ACS. A partir de las 8:00h aparece un gran pico de demanda de calefacción, producido por el cambio de consigna de 17°C a 20°C, que descenderá acusadamente hasta el mediodía y alcanzará un valor prácticamente constante, que se mantendrá hasta las horas de la noche, cuando se reestablece el cambio de la temperatura de consigna. La producción fotovoltaica se materializa entre las 9:00h y las 16:00h, por lo tanto, estas serían las horas en las que cabría la posibilidad de cargar el sistema de almacenamiento térmico. La demanda de agua caliente sanitaria toma protagonismo durante las primeras horas de la mañana y durante las horas de la tarde-noche.

A la espera de un análisis técnico más detallado, puede deducirse que las horas en las que se puedan producir excedentes en la generación eléctrica fotovoltaica, sean entre las 11:00h y las 15:00h. También puede deducirse de la Figura 40 que las horas en las que la demanda de calefacción pueda no ser totalmente satisfecha por la producción fotovoltaica simultánea, sean en los tramos horarios entre las 8:00h y las 10:00h y entre las 16:00h y las 23:00h, por ser dicho valor de demanda térmica mucho mayor al valor de la producción eléctrica para esas horas. Para justificarlo será necesario cuantificar el total de energía térmica calorífica que puede producirse con la generación fotovoltaica excedente para su almacenamiento, y cuánta energía sería necesario almacenar en los depósitos de almacenamiento, para cubrir la demanda de calefacción durante las horas en las que la producción eléctrica fotovoltaica no sea suficiente.

7.2.2 Análisis en modo refrigeración.

En la Figura 41 se muestran las producciones y demandas horarias durante un día representativo de verano (23 de julio), en él se verifican los patrones de producción y demandas totales del edificio, descritos en los capítulos 3 y 4, y que tienen lugar a lo largo de un día funcionando en modo refrigeración, como son: la demanda de refrigeración, la demanda eléctrica, la demanda de ACS y la producción de electricidad renovable a través del sistema fotovoltaico.

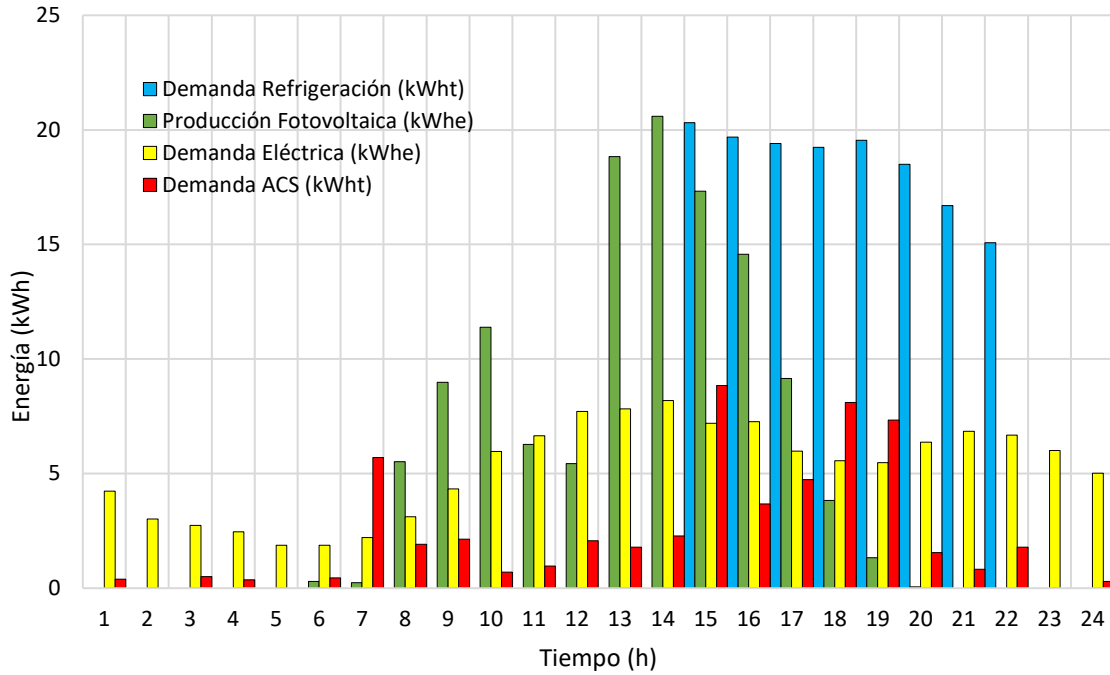


Figura 41. Patrones producción-demanda en modo refrigeración.

Se observan durante las horas de la madrugada únicamente pequeños consumos eléctricos y de ACS. A partir de las 15:00h aparece un gran pico de demanda de refrigeración, producido por el arranque del sistema con una consigna de 25°C, se mantendrá prácticamente constante hasta las 23:00h, cuando se efectúa un cambio en la temperatura de consigna de 25°C a 27°C. La producción fotovoltaica se materializa entre las 7:00h y las 21:00h, por lo tanto, estas serían las horas en las que cabría la posibilidad de cargar el sistema de almacenamiento térmico. La demanda de agua caliente sanitaria toma protagonismo durante las primeras horas de la mañana y durante las horas de la tarde-noche con picos de consumo repartidos a lo largo del día.

A la espera de un análisis técnico más detallado, puede deducirse que las horas en las que se puedan producir excedentes en la generación eléctrica fotovoltaica, serán entre las 8:00h y las 15:00h, aunque en este día ejemplo concreto se observa una disminución en la producción eléctrica fotovoltaica entre las 11:00h y las 12:00h, causado por un posible episodio de cielo parcialmente nublado. También puede deducirse que las horas en las que la demanda de refrigeración no pueda ser totalmente satisfecha por dicha producción fotovoltaica simultánea, sea en los tramos horarios entre las 16:00h y las 23:00h. Por lo que será necesario cuantificar el total de energía térmica frigorífica que puede producirse con la generación fotovoltaica excedente para su almacenamiento, y cuánta es necesario almacenar para cubrir la demanda de refrigeración durante las horas en las que la producción eléctrica fotovoltaica no sea suficiente.

7.3 PLANTEAMIENTO DEL ALMACENAMIENTO TÉRMICO.

El sistema de almacenamiento térmico será diseñado para satisfacer la demanda de climatización en horas en las que la producción eléctrica fotovoltaica no sea suficiente, dimensionada para un intervalo temporal diario, es decir, que se tratará de almacenar cada día, únicamente la energía que podría ser necesaria suministrar en ese mismo día. En el presente subcapítulo se describirá la lógica implementada y los cálculos realizados para lograr tal objetivo en ambos modos de funcionamiento.

La energía térmica será almacenada en forma sensible en depósitos de agua con un volumen adecuado, según las exigencias del edificio. El funcionamiento será el siguiente: en modo calefacción la bomba de calor calentará agua de un depósito hasta una temperatura de consigna fijada, mediante el empleo de energía eléctrica fotovoltaica excedentaria, en las horas centrales del día, si se diera el caso. Posteriormente, cuando exista demanda de calefacción y la producción eléctrica fotovoltaica sea insuficiente o nula, se suministrará a los equipos emisores agua caliente, procedente del depósito calentado previamente con la energía eléctrica fotovoltaica excedente. El funcionamiento del sistema en modo refrigeración será idéntico, pero en este caso, la bomba de calor operaría enfriando el agua contenida en el depósito, en lugar de calentándola.

En los siguientes puntos se detallarán los diferentes análisis energéticos desarrollados con el objetivo de definir la energía de almacenamiento diaria necesaria, las hipótesis de cálculo consideradas y, finalmente, los parámetros operativos del sistema de almacenamiento.

7.3.1 Análisis de excedentes y defectos de energía fotovoltaica diarios.

Una vez conocidos y analizados los patrones de demandas y producciones horarias en cada modo de funcionamiento de la instalación, se aplicará un balance energético horario, siguiendo el orden de prioridad establecido para el reparto de la producción fotovoltaica en el subcapítulo 7.1 visión preliminar de la instalación.. Por lo tanto, se calculará la energía térmica calorífica almacenable horaria en modo calefacción, alimentada por la producción eléctrica fotovoltaica excedente, mediante la expresión ilustrada en (7).

$$E. Able_{CAL}(h) = \left(P_{PV}(h) - Dem_{ELEC}(h) - \frac{Dem_{ACS}(h)}{COP_{ACS}(h)} - \frac{Dem_{CAL}(h)}{COP(h)} \right) \cdot COP(h) \quad (7)$$

En (8) se muestra el procedimiento de cálculo de la energía térmica frigorífica almacenable horaria en modo refrigeración, alimentada por la generación eléctrica fotovoltaica excedente.

$$E. Able_{REF}(h) = \left(P_{PV}(h) - Dem_{ELEC}(h) - \frac{Dem_{ACS}(h)}{COP_{ACS}(h)} - \frac{Dem_{REF}(h)}{EER(h)} \right) \cdot EER(h) \quad (8)$$

Ambas ecuaciones no son más que la expresión matemática del reparto de la energía eléctrica producida por el sistema fotovoltaico, aplicando la prioridad en el reparto entre las diversas cargas. Dichas expresiones rezan que, una vez se ha sustraído del total de energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico: la energía eléctrica dedicada a satisfacer la demanda eléctrica de las diversas viviendas, la energía eléctrica solicitada por la bomba de calor productora del ACS para satisfacer la demanda de ACS simultánea y la energía eléctrica solicitada por la bomba de calor productora de agua para el servicio de climatización para satisfacer la demanda de climatización simultánea, se obtendrá la energía eléctrica restante.

Dicha energía eléctrica restante (en caso de que exista) será la disponible para, o bien, transformar en energía térmica para su almacenamiento y posterior uso cuando el recurso solar ya no se encuentre disponible, o bien para su inyección a la red eléctrica de abastecimiento si su almacenamiento como energía térmica no se considerase oportuno. Al multiplicar dicha energía eléctrica denominada como “restante” por el COP/EER horario de la bomba de calor según su modo de funcionamiento, se obtiene la energía térmica horaria disponible para almacenar y posteriormente satisfacer la demanda de climatización.

Conocida la energía térmica horaria disponible para su almacenamiento, resta calcular la demanda de climatización denominada como “restante”, que será el resultado de la resta hora a hora de la demanda de climatización menos la energía térmica proporcionada por la bomba de calor para satisfacer el servicio de climatización, mientras esta es alimentada por la producción eléctrica simultánea del generador fotovoltaico. Dicha demanda restante tendrá lugar en horas con una relación generación/consumo muy baja o directamente nula.

A continuación, en (9) y (10), se muestran las expresiones matemáticas utilizadas para el cálculo de las demandas restantes horarias de calefacción y refrigeración, respectivamente.

$$Dem_{R_CAL}(h) = Dem_{CAL}(h) - \left(P_{PV}(h) - Dem_{ELEC}(h) - \frac{Dem_{ACS}(h)}{COP_{ACS}(h)} \right) \cdot COP(h) \quad (9)$$

$$Dem_{R_REF}(h) = Dem_{REF}(h) - \left(P_{PV}(h) - Dem_{ELEC}(h) - \frac{Dem_{ACS}(h)}{COP_{ACS}(h)} \right) \cdot EER(h) \quad (10)$$

Una vez identificadas las horas en las que se podrían producir energía térmica para su almacenamiento y otras en las que se podría satisfacer la demanda restante con la energía previamente almacenada, se han cuantificado dichas energías térmicas horarias puestas en juego y se graficarán para comprobar las tendencias en los días tomados como representativos en los modos de funcionamiento en calefacción y en refrigeración. En la Figura 42 se muestra la energía calorífica almacenable horaria en modo calefacción junto con la demanda restante de calefacción horaria, el día representativo de invierno.

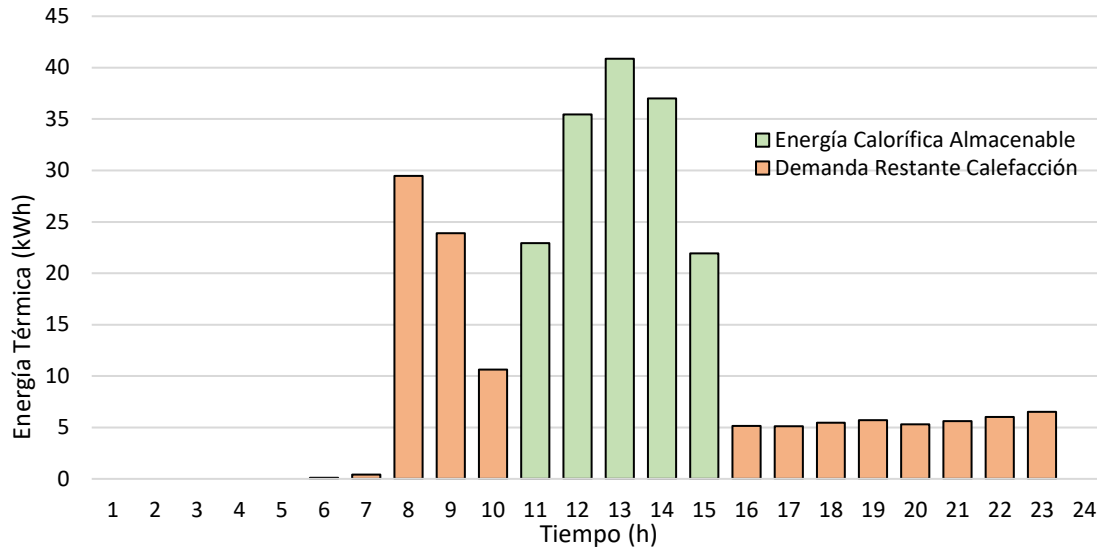


Figura 42. Energía almacenable y demanda restante horarias (Modo calefacción)

Observando la Figura 42, se confirman las tendencias deducidas de la Figura 40, por lo que la estrategia de almacenamiento de energía en el modo de calefacción será la de almacenar, en forma de energía térmica, la producción eléctrica fotovoltaica excedente necesaria (la cual podría producirse durante las horas centrales del día) para satisfacer la demanda restante de calefacción acontecida entre la tarde-noche del mismo día y la acontecida durante la madrugada del día siguiente, y que no podrá ser satisfecha directamente por la generación eléctrica fotovoltaica simultánea.

Si se realiza el sumatorio diario de la energía térmica almacenable durante este día, considerado como representativo del funcionamiento en modo calefacción, se obtiene un total de 158,2 kWh, mientras que el sumatorio de la demanda restante de calefacción que podría satisfacerse con dicha energía térmica almacenada, arroja un montante de 109,45 kWh. Comparando ambos datos se observa que para el día analizado la energía térmica almacenable es mayor a la demanda térmica de calefacción restante, por lo tanto, sería posible satisfacer toda la demanda de calefacción restante, también con energía eléctrica producida por la instalación fotovoltaica, a coste cero, incluso sobraría energía térmica almacenable. Dicha energía térmica sobrante no tendría lugar realmente, ya que un algoritmo de control de la instalación será el encargado de determinar finalmente, la energía a almacenar necesaria. Por lo tanto, dicha energía se mantendría como energía eléctrica sobrante, que sería inyectada a la red eléctrica de abastecimiento. El cálculo de la energía térmica diaria a almacenar será definido en el siguiente subcapítulo.

Para abordar un análisis análogo, pero enfocado ahora en día considerado como representativo del modo de funcionamiento en refrigeración, se muestra en la Figura 43, la energía frigorífica almacenable horaria en modo refrigeración junto con la demanda restante de refrigeración horaria, a lo largo del día.

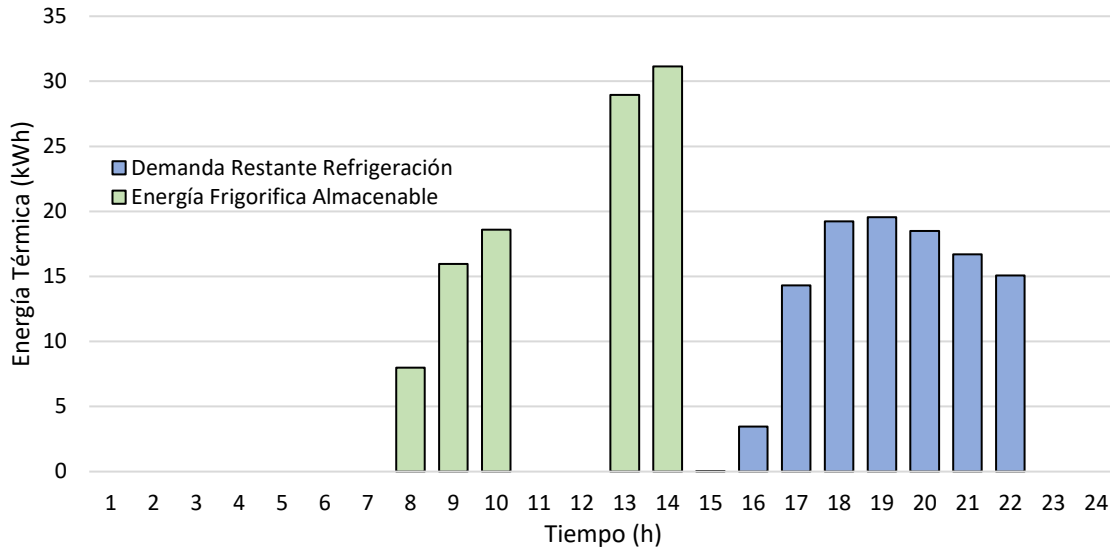


Figura 43. Energía almacenable y demanda restante horarias (Modo refrigeración)

Una vez más, y observando la Figura 43, se confirman las tendencias deducidas de la Figura 41, por lo que la estrategia de almacenamiento de energía en el modo de refrigeración será la de almacenar en forma de energía térmica, la producción eléctrica fotovoltaica excedente necesaria (que podría producirse durante las horas centrales del día) para satisfacer la demanda restante de refrigeración acontecida durante la tarde-noche del mismo día y que no podrá ser satisfecha directamente por la generación eléctrica fotovoltaica simultánea.

En este caso, realizando el sumatorio diario de la energía térmica almacenable, durante el día considerado como representativo del funcionamiento en modo refrigeración, se obtiene un total de 102,65 kWh, mientras que el sumatorio de la demanda restante de refrigeración que podría satisfacerse con dicha energía térmica almacenada, arroja un montante de 106,87 kWh. Comparando ambos datos se observa que para el día analizado la energía térmica almacenable es menor a la demanda térmica de refrigeración restante, por lo tanto, no sería posible satisfacer totalmente la demanda de refrigeración restante con energía eléctrica producida por la instalación fotovoltaica, aunque sólo sería necesario suministrar una pequeña cantidad de energía eléctrica a través de la red de abastecimiento para satisfacer la demanda térmica de refrigeración restante.

7.3.2 Determinación de la energía térmica diaria a almacenar.

Comparando los totales de energía térmica almacenable y los de demanda restante de climatización en cada uno de los diferentes modos de funcionamiento de la instalación, se observa que, durante el año, existirán días en los que el sumatorio diario de energía almacenable será menor que el sumatorio diario de la demanda restante de climatización, por lo que, durante dicho día será necesario absorber energía eléctrica de la red, para satisfacer dicha diferencia. Por otro lado, existirán días en los que el sumatorio diario de energía térmica almacenable será mayor que el sumatorio diario de la demanda restante de climatización, en dichos días se deberá fijar la energía diaria a almacenar igual al sumatorio de demanda restante de climatización.

Profundizando sobre el párrafo anterior, se concluye que el cálculo de la energía diaria a almacenar por el sistema de almacenamiento térmico vendrá dado por el mínimo de ambos sumatorios diarios, el de energía térmica diaria almacenable y el de la demanda restante de climatización. Las expresiones matemáticas del cálculo descrito, para los modos de funcionamiento de calefacción y refrigeración se muestran en (11) y (12), respectivamente.

$$E. Alm_{CAL}(d) = \min \left(\sum_{h=1}^{24} (E. Able_{CAL}(h)); \sum_{h=1}^{24} (Dem_{R_CAL}(h)) \right) \quad (11)$$

$$E. Alm_{REF}(d) = \min \left(\sum_{h=1}^{24} (E. Able_{REF}(h)); \sum_{h=1}^{24} (Dem_{R_REF}(h)) \right) \quad (12)$$

Cabe recordar que, debido a que los modos de funcionamiento en calefacción y refrigeración están definidos según el mes del año, y que ambos modos nunca se dan simultáneamente (Modo de calefacción activo de enero a mayo y de octubre a diciembre, todos inclusive. Modo de refrigeración activo de junio a septiembre, ambos inclusive), la intersección entre la energía térmica a almacenar de calefacción y de refrigeración será siempre nula. Este hecho permite sumar ambos valores diarios a lo largo del año completo, obteniendo así el vector de energía térmica a almacenar, para los 365 días del año.

Calculados los valores de energía térmica a almacenar diarios, para cada día del año, puede observarse una gran variabilidad de dicho valor para los distintos días, por ejemplo, en la Figura 44 se muestra un gráfico con la energía térmica diaria a almacenar a lo largo de una semana.

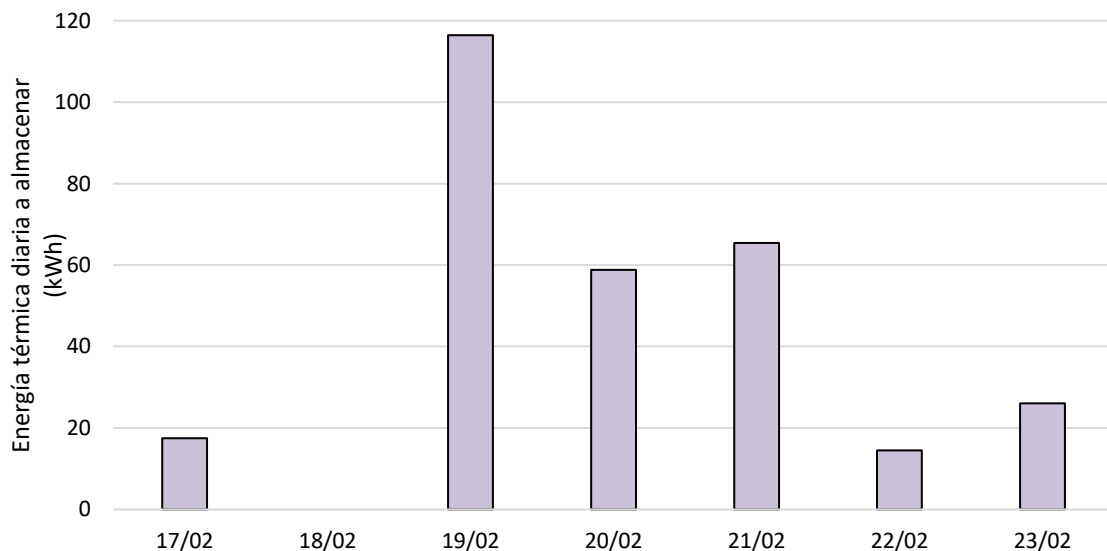


Figura 44. Energía térmica diaria a almacenar a lo largo de una semana.

Estudiando los datos diarios de energía térmica a almacenar, mostrados en la Figura 44, se observa una gran variabilidad entre ellos en el transcurso de tan sólo una semana, llegando a multiplicarse por ocho el valor de la energía térmica a almacenar entre el día con mayor y menor necesidad de almacenamiento energético. Si se extrapolan dichos datos a lo largo del transcurso del año completo, se manifiesta la necesidad de un sistema de almacenamiento térmico con gran flexibilidad, capaz de almacenar la energía térmica diaria necesaria para cada día del año, adaptándose a su gran variabilidad.

Debido a que el sistema de almacenamiento térmico se realizará en forma de energía térmica sensible en depósitos de agua, cuyo volumen será calentado o enfriado por la bomba de calor de climatización, según sean las necesidades diarias, el modelado matemático de la energía almacenada por el sistema estará determinado por (13) y (14), según el modo de funcionamiento de la instalación.

$$E. Alm_{CAL} = Vol_{agua} \cdot Cp_{agua} \cdot (T_{prep_CAL} - T_{min_DEP}) \quad (13)$$

$$E. Alm_{REF} = Vol_{agua} \cdot Cp_{agua} \cdot (T_{max_DEP} - T_{prep_REF}) \quad (14)$$

Estudiando (13) y (14) se observa que los únicos parámetros que pueden variarse según las necesidades de almacenamiento térmico diarias son el volumen de agua y los saltos de temperatura del agua de dicho volumen. La hipótesis inicial es la de mantener el volumen de agua fijo y variar la temperatura de preparación diaria del volumen de agua fijo, según las necesidades diarias (en modo calefacción, días con necesidades de almacenamiento menores el volumen de agua se calentará a menor temperatura que a la consigna marcada de 45°C, el mismo caso se daría con modo refrigeración, pero aumentando la temperatura de preparación del volumen de agua por encima de la consigna establecida en 7°C).

La cantidad de energía térmica almacenada será directamente proporcional al salto térmico al que se someta el volumen de agua y, debido a la gran variabilidad mostrada en la energía térmica diaria a almacenar a lo largo del año, tratar de almacenar la energía adecuada para cada día podría no ser efectivamente útil, debido a que el salto térmico en días de baja necesidad de almacenamiento podría ser tan pequeño que los equipos de emisión situados en las viviendas, no fuesen capaces de transmitir dicha energía de forma útil a las viviendas.

Por lo tanto, con el objetivo de que los equipos de emisión de las viviendas trabajen en un rango de temperaturas que permitan asegurar su funcionamiento bajo condiciones operativas, se fragua la necesidad de establecer unos límites en las temperaturas base del cálculo de la energía térmica a almacenar para cada modo de funcionamiento de la instalación, se trata de la temperatura mínima del depósito que se considera útil en términos de energía útil transferible en modo calefacción, y también de la temperatura máxima en el modo refrigeración, se trata de las variables denominadas T_{max_DEP} y T_{min_DEP} en (13) y (14).

No obstante, determinar unas temperaturas base para el cálculo del contenido energético del depósito demasiado exigentes (ya que los equipos de emisión, pese a ser posible su sobredimensionamiento, no pueden contar con áreas de transferencia de calor infinitas)

supondría un calentamiento o enfriamiento inútil de un gran volumen de agua hasta una temperatura mínima, la cual, a partir de ella cada grado de temperatura añadido o sustraído se considere como energía realmente útil.

Por ello se plantea dotar al sistema de un grado más de libertad, dividiendo el volumen total de almacenamiento en dos volúmenes de diferente capacidad, de tal manera que durante días con necesidades de almacenamiento térmico bajas, se actúe sobre el depósito de almacenamiento pequeño con saltos de temperatura aceptables; días con necesidades de almacenamiento térmico intermedias, se actúe sobre el depósito de almacenamiento grande, manteniendo los rangos de salto de temperatura y los días con las mayores necesidades de almacenamiento térmico, se actúe sobre ambos depósitos de almacenamiento de forma simultánea, manteniendo los rangos de salto de temperatura.

En consecuencia, para poder determinar finalmente cuáles serán los volúmenes de agua de los depósitos de almacenamiento, es necesario establecer las denominadas temperaturas base para el cálculo del contenido energético en el volumen de almacenamiento (T_{\max_DEP} y T_{\min_DEP} en (13) y (14). Para ello, es necesario conocer cuáles serán los límites de los sistemas de emisión térmica de la instalación, por consiguiente, debe realizarse previamente el dimensionamiento de dichos equipos.

En relación con la justificación y comprobación de los cálculos expresados en el presente subcapítulo, los cuales han permitido la confección de los gráficos representados en las pertinentes figuras, se muestran en la Tabla 11 y Tabla 12 los resúmenes de los cálculos más relevantes, aplicados en los días considerados como representativos de los modos de funcionamiento en calefacción y en refrigeración, respectivamente. Cabe recordar que dichos reportes son resúmenes centrados en dos días considerados como representativos de cada modo de funcionamiento, dicha metodología de cálculo ha sido aplicada a los 365 días del año.

Climatización colectiva con bomba de calor, fotovoltaica y almacenamiento térmico

Tiempo h	Ppv kWhe	DemELEC kWht	DemACS kWht	COPACS -	Ppv_REST kWhe	DemCAL kWht	COP -	DemCAL_A kWht	E.AbleCAL kWht	DemCAL_R kWht	E.AlmCAL (d) kWht
1:00	0,0	4,2	1,6	2,3	0,0	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	
2:00	0,0	3,0	0,4	2,3	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	
3:00	0,0	2,7	0,0	2,2	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	
4:00	0,0	2,5	0,6	2,2	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	
5:00	0,0	1,9	0,8	2,2	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	
6:00	0,0	1,9	0,5	2,2	0,0	0,1	3,3	0,0	0,0	0,1	
7:00	0,0	2,2	0,0	2,2	0,0	0,4	3,3	0,0	0,0	0,4	
8:00	0,0	3,1	4,1	2,2	0,0	29,5	3,3	0,0	0,0	29,5	
9:00	3,1	4,3	4,1	2,2	0,0	23,9	3,3	0,0	0,0	23,9	
10:00	10,4	6,0	4,0	2,3	2,6	19,8	3,5	9,2	0,0	10,6	
11:00	18,2	6,7	2,6	2,4	10,4	15,4	3,7	15,4	22,9	0,0	
12:00	20,5	7,7	2,0	2,5	12,0	11,2	3,9	11,2	35,5	0,0	
13:00	20,5	7,8	2,1	2,6	11,9	7,9	4,1	7,9	40,9	0,0	
14:00	18,8	8,2	1,3	2,7	10,2	6,3	4,3	6,3	37,0	0,0	
15:00	15,2	7,2	4,3	2,7	6,4	5,5	4,3	5,5	21,9	0,0	
16:00	1,6	7,3	7,3	2,7	0,0	5,2	4,3	0,0	0,0	5,2	
17:00	0,0	6,0	11,0	2,6	0,0	5,1	4,1	0,0	0,0	5,1	
18:00	0,0	5,6	11,0	2,6	0,0	5,5	4,0	0,0	0,0	5,5	
19:00	0,0	5,5	10,0	2,5	0,0	5,7	3,9	0,0	0,0	5,7	
20:00	0,0	6,4	8,3	2,5	0,0	5,3	3,8	0,0	0,0	5,3	
21:00	0,0	6,8	1,6	2,4	0,0	5,6	3,8	0,0	0,0	5,6	
22:00	0,0	6,7	1,5	2,4	0,0	6,0	3,7	0,0	0,0	6,0	
23:00	0,0	6,0	2,2	2,4	0,0	6,5	3,6	0,0	0,0	6,5	
0:00	0,0	5,0	0,5	2,4	0,0	0,0	3,6	0,0	0,0	0,0	
SUMA	108,2	124,6	81,8	-	53,5	165,1	-	55,6	158,2	109,4	109,4

Tabla 11. Resumen de cálculos diarios de almacenamiento (Calefacción).

Climatización colectiva con bomba de calor, fotovoltaica y almacenamiento térmico

Tiempo	Ppv	DemELEC	DemACS	COPACS	Ppv_REST	DemREF	EER	DemREF_A	E.AbleREF	DemREF_R	E.AlmREF (d)
h	kWhe	kWht	kWht	-	kWhe	kWht	-	kWht	kWht	kWht	kWht
1:00	0,0	4,2	0,4	3,0	0,0	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0	
2:00	0,0	3,0	0,0	3,0	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0	
3:00	0,0	2,7	0,5	2,9	0,0	0,0	4,6	0,0	0,0	0,0	
4:00	0,0	2,5	0,4	2,8	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	
5:00	0,0	1,9	0,0	2,7	0,0	0,0	5,5	0,0	0,0	0,0	
6:00	0,3	1,9	0,4	2,7	0,0	0,0	5,9	0,0	0,0	0,0	
7:00	0,2	2,2	5,7	2,8	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	0,0	
8:00	5,5	3,1	1,9	2,9	1,7	0,0	4,6	0,0	8,0	0,0	
9:00	9,0	4,3	2,1	3,0	3,9	0,0	4,1	0,0	16,0	0,0	
10:00	11,4	6,0	0,7	3,2	5,2	0,0	3,6	0,0	18,6	0,0	
11:00	6,3	6,7	1,0	3,4	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	
12:00	5,4	7,7	2,1	3,6	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	
13:00	18,8	7,8	1,8	3,8	10,5	0,0	2,7	0,0	29,0	0,0	
14:00	20,6	8,2	2,3	3,9	11,8	0,0	2,6	0,0	31,1	0,0	
15:00	17,3	7,2	8,8	4,0	7,9	20,3	2,6	20,3	0,0	0,0	
16:00	14,6	7,3	3,7	4,0	6,4	19,7	2,5	16,2	0,0	3,5	
17:00	9,2	6,0	4,7	4,0	2,0	19,4	2,6	5,1	0,0	14,3	
18:00	3,8	5,6	8,1	3,9	0,0	19,2	2,6	0,0	0,0	19,2	
19:00	1,3	5,5	7,3	3,8	0,0	19,5	2,8	0,0	0,0	19,5	
20:00	0,1	6,4	1,5	3,6	0,0	18,5	2,9	0,0	0,0	18,5	
21:00	0,0	6,8	0,8	3,4	0,0	16,7	3,1	0,0	0,0	16,7	
22:00	0,0	6,7	1,8	3,3	0,0	15,1	3,4	0,0	0,0	15,1	
23:00	0,0	6,0	0,0	3,2	0,0	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	
0:00	0,0	5,0	0,3	3,1	0,0	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0	
SUMA	123,9	124,6	56,4	-	49,5	148,5	-	41,6	102,6	106,9	102,6

Tabla 12. Resumen de cálculos diarios de almacenamiento (Refrigeración).

7.4 DISEÑO DE EQUIPOS EMISORES DE CLIMATIZACIÓN.

La instalación planteada, se trata de una instalación de climatización colectiva con una producción basada en una bomba de calor Aire-Agua. La energía térmica producida por la bomba de calor de climatización es transmitida al agua, en forma de calor sensible, calentándola durante el funcionamiento en modo calefacción o enfriándola, durante el funcionamiento en modo refrigeración.

Posteriormente, dicha energía térmica contenida en el agua de climatización deberá ser transmitida al aire de cada una de las 16 viviendas, según sean sus necesidades de climatización. Para ello, un circuito hidráulico cerrado conducirá el agua de climatización hasta el equipo emisor situado en cada una de las viviendas, gracias a la acción de las bombas de circulación ubicadas en dicho circuito. Dicho equipo emisor es el encargado de transferir la energía térmica contenida en el agua enviada desde la bomba de calor, al ambiente interior en forma de energía útil, combatiendo las cargas térmicas que se den en cada vivienda, manteniendo unas condiciones de confort en la zona de ocupación [52], en el interior de las viviendas.

El equipo planteado para dicha instalación será un fancoil a dos tubos con impulsión por conductos. Este equipo se integrará en el falso techo de la estancia central de la vivienda, en el cual, se ubicarán los conductos de impulsión (retorno directo a través del falso techo), así como las rejillas de impulsión y retorno, a las diferentes dependencias de la vivienda. La instalación en el centro de la vivienda permitirá una longitud mínima de los conductos de impulsión. Por último, el motivo principal de la selección de un equipo a dos tubos es la determinación de dos modos de funcionamiento que no comparten intervalo temporal, debido a las solicitaciones interiores, en forma de consignas de temperatura operativa interior, establecidas en el capítulo 4.

Debido a la innovación de la instalación propuesta, caracterizada por un almacenamiento térmico del excedente fotovoltaico, para suministrar el servicio de climatización a través del calor sensible contenida en el agua de los depósitos de almacenamiento, en horas donde la producción fotovoltaica sea insuficiente o nula, y con el objetivo de rebajar las exigencias de temperatura en los depósitos manteniendo en un rango útil la capacidad de transferencia de energía térmica al ambiente interior de las viviendas, tratarán de sobredimensionarse los fancoils disminuyendo así los requerimientos de salto de temperatura a igual potencia térmica transferida.

En los siguientes puntos se dimensionarán los 16 fancoils del edificio (uno por cada vivienda) y se analizará cómo se reducirá su capacidad de transferir energía térmica a las viviendas según se atenúe la temperatura de entrada del agua cuando se satisfaga la demanda de climatización con la energía térmica contenida en los depósitos. Una vez dimensionados los equipos emisores y analizado su comportamiento con temperaturas de impulsión de agua más desfavorables, es decir, su funcionamiento fuera de las condiciones de diseño podrá definirse la temperatura mínima necesaria de impulsión de agua en modo calefacción y en modo refrigeración. Dicha temperatura será la misma que determine la temperatura base para el cálculo del contenido energético de los depósitos de almacenamiento, en cada uno de los modos de funcionamiento.

7.4.1 Dimensionamiento de los equipos.

Para dimensionar el fancoil, es decir, calcular el área de transferencia efectiva necesaria para operar según las condiciones de diseño, se aplicará el método conocido como UA-DTML [53], el cual en base a unas exigencias de potencia térmica entregada y de saltos de temperatura establecidos, permite calcular el tamaño necesario del intercambiador de calor (fancoil en este caso), a través del concepto de área de transferencia efectiva (UA).

A continuación, se exponen las ecuaciones empleadas para el dimensionamiento, mediante el método UA-DTML:

$$\dot{Q}_{agua} = \dot{m}_{agua} \cdot Cp_{agua} \cdot \Delta T_{agua} \quad (15)$$

$$\dot{Q}_{aire} = \dot{m}_{aire} \cdot Cp_{aire} \cdot \Delta T_{aire} \quad (16)$$

$$\dot{Q}_{FC} = UA \cdot DTML \quad (17)$$

$$DTML = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} \right)} \quad (18)$$

Aplicando un balance energético en el fancoil, considerando pérdidas térmicas nulas en el fancoil, se igualan (15), (16) y (17). En la Tabla 13, se muestran los datos empleados en los cálculos. Se establecen como temperaturas de referencia (temperaturas de entrada de aire en el fancoil) de cada modo, las temperaturas de consigna determinadas en el subcapítulo 4.1.1 Demanda de climatización. para cada modo de funcionamiento y como temperaturas de impulsión de agua las determinadas en el subcapítulo 6.3 Estimación de COP/EER horarios., el salto térmico esperado en el fancoil será de 5K. Por último la potencia térmica de diseño media que un fancoil tendrá que vencer en la vivienda será demanda térmica calculada en el subcapítulo 6.2 análisis de demandas de climatización. para cada modo de funcionamiento, dividido entre el número de viviendas del edificio, no obstante, se ha de recalcar que esta suposición supone una simplificación en el diseño, ya que probablemente viviendas orientadas a sur en plantas superiores presentarán demandas pico de refrigeración mayores, mientras que viviendas orientadas a norte en plantas inferiores presentarán demandas pico de calefacción mayores, además viviendas con menor envolvente al exterior presentarán mejores condiciones.

Variables	Calefacción	Refrigeración
Q Total (kW)	32	26
N° Viviendas	16	16
Q/Viv (kW)	2	1,63
T Referencia (°C)	20	25
ΔT Agua (K)	5	5
T Imp Agua (°C)	45	7
Datos	Aire	Agua

Cp (kJ/kg·K)	1,024	4,18
Densidad (kg/m ³)	1,2	1000
Resultados	Aire	Agua
m·ΔT Aire (kg·C/s)	2,0	1,6

Tabla 13. Cálculos dimensionamiento UA-DTML

Aplicando los valores de las variables de la Tabla 13, en (15) y (16) se obtiene, por un lado, el caudal de agua necesario a través del fancoil y por otro, el valor del producto del caudal de aire necesario por el fancoil por el salto de temperatura experimentado por este. Sin embargo, el mismo valor podría conseguirse con grandes caudales de aire y pequeños saltos térmicos en dicho aire y viceversa. Con el objetivo de fijar valores del binomio caudal-salto térmico adecuados, se aplicará la metodología a diversos valores de caudal de aire y se calcularán todos los datos de las variables mostradas en (15), (16), (17) y (18). En la Tabla 14 se muestran dichos resultados para caudales de aire de impulsión del fancoil entre 100 y 200 l/s.

V _{Aire} l/s	Calefacción					Refrigeración				
	ΔT _{Aire} K	T _{Imp_Aire} °C	V _{Agua} l/h	DTML °C	UA W/K	ΔT _{Aire} K	T _{Imp_Aire} °C	V _{Agua} l/h	DTML °C	UA W/K
100	16,3	36,3	344	13,6	147	13,2	11,8	280	8,2	198
120	13,6	33,6	344	15,3	131	11,0	14,0	280	9,7	168
140	11,6	31,6	344	16,5	121	9,4	15,6	280	10,6	153
160	10,2	30,2	344	17,3	116	8,3	16,7	280	11,3	144
180	9,0	29,0	344	17,9	112	7,3	17,7	280	11,8	138
200	8,1	28,1	344	18,4	109	6,6	18,4	280	12,2	133

Tabla 14. Resultados de UA-DTML para diferentes caudales de aire.

Con el fin de evitar asimetrías térmicas significativas en la zona de ocupación, se desea que la diferencia entre la temperatura de consigna de la estancia (temperatura de referencia) y el aire de impulsión del fancoil no supere los 10K, esto, además contribuirá a prevenir las condensaciones en la parte exterior de los elementos de la instalación cuando esta trabaje en modo refrigeración. Por ello, se selecciona un caudal de aire de impulsión de diseño en el fancoil de 160 l/s por vivienda, así los saltos térmicos entre el aire de impulsión y la consigna de la estancia se mantendrán en los rangos deseados. Se establecen así, unas temperaturas de impulsión en el fancoil de 30,2°C en calefacción y de 16,7°C en modo refrigeración.

Pese a que a priori, el dimensionado del fancoil pudiese darse como finalizado, tal como se mencionó en la introducción del presente subcapítulo, se procederá a un sobredimensionamiento intencionado de los mismos. Para ello se recalcularán los valores de UA necesarios con temperaturas de entrada de agua al fancoil más desfavorables, en cada uno de los modos de funcionamiento. Posteriormente se seleccionará el valor de UA más exigente. En la Tabla 15 se muestran los resultados de dicho cálculo.

V Aire = 160 (l/s)					
Punto de Trabajo	ΔT Agua (K)	Calefacción		Refrigeración	
		T Imp (°C)	UA (W/K)	T Imp (°C)	UA (W/K)
Real	5	45	116	7	144
Hipotético	5	40	164	10	197

Tabla 15. Resultados de UA-DTML para diferentes temperaturas de agua.

Puede observarse en la Tabla 15 que finalmente, el valor UA para el dimensionado del fancoil será de 197, lo que indica que dicho fancoil será capaz de transmitir la potencia térmica solicitada, bajo las condiciones de temperatura y caudales establecidos, incluso cuando la temperatura de entrada del agua en el fancoil sea de 10°C en lugar de 7°C (condiciones más desfavorables) en modo refrigeración, mientras que será capaz de transmitir incluso mayor potencia térmica de la solicitada con temperaturas de entrada de agua en el fancoil de 40°C en lugar de 45°C.

7.4.2 Funcionamiento fuera del punto de diseño.

Debido a la degradación de la temperatura de entrada del agua en la batería del fancoil, cuando se esté trabajando en modo descarga de los depósitos de acumulación térmica para climatización (según el agua del depósito satisfaga las demandas térmicas de climatización de las distintas viviendas, el agua de retorno de los fancoils, que retornará a una temperatura más cercana a la del aire de las viviendas, la temperatura del depósito irá acercándose paulatinamente a la del aire de las viviendas, siendo la temperatura del agua enviada desde este, más desfavorable según disminuya el contenido energético del depósito), es necesario un análisis sobre la capacidad de los fancoil para asumir dicha degradación térmica.

Se abordará el análisis del comportamiento de los fancoils, fuera del punto de trabajo para el que fueron dimensionados, aplicando el método ϵ -NTU [53]. Se conseguirá así, obtener la pérdida de capacidad de transferencia de calor útil a la vivienda en función de la degradación de la temperatura del agua en la batería del fancoil. A continuación, se exponen las ecuaciones empleadas en dichos cálculos, aplicando el método ϵ -NTU:

$$C = \dot{m} \cdot C_p \quad (19)$$

$$C_R = \frac{C_{min}}{C_{MAX}} \quad (20)$$

$$NTU = \frac{UA}{C_{min}} \quad (21)$$

$$\dot{Q} = \epsilon \cdot \dot{Q}_{MAX} \quad (22)$$

$$\dot{Q}_{MAX} = C_{min} \cdot (T_{IN_aire} - T_{IN_agua}) \quad (23)$$

Será necesario una ecuación adicional, que permitirá calcular la eficiencia del intercambiador de calor, dicho dato será necesario para el cálculo del calor real transferido en (22). La expresión de la eficiencia mostrada en (24) corresponde a la de un intercambiador de calor de flujo cruzado con ambos fluidos sin mezclar, representativo del fancoil planteado en la instalación.

$$\varepsilon = 1 - \exp \left[\frac{NTU^{0.22}}{C_R} \cdot \{ \exp(-C_R \cdot NTU^{0.78}) - 1 \} \right] \quad (24)$$

Una vez aplicados los datos de diseño a las ecuaciones del método, se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 16.

	Calefacción		Refrigeración	
UA (W/K)	197		197	
C _R	0,49		0,60	
Q _{MAX} (kW)	3,93		2,95	
NTU	1,00		1,00	
ε	0,55		0,53	
Q (kW)	2,15		1,56	
C	C _{MAX}	C _{min}	C _{MAX}	C _{min}
Fluido	Agua	Aire	Agua	Aire
m (kg/s)	0,096	0,19	0,078	0,192
C _p (kJ/kg·K)	4,18	1,02	4,18	1,024
C (kW/K)	0,40	0,20	0,33	0,20

Tabla 16. Resultados de ε-NTU en el punto de diseño.

Una vez obtenidos todos los parámetros necesarios para caracterizar el fancoil, siguiendo el método ε-NTU, se puede calcular la disminución de la capacidad de transferencia de energía térmica del fancoil a la vivienda, según se degrade la temperatura de entrada de agua en la batería del mismo. Para ello, se variará la temperatura de entrada del agua en el fancoil en (23), lo que provocará una disminución en la potencia térmica transferible por el fancoil, calculada por (22). Se muestran en la Tabla 17 y Tabla 18, los resultados de dicho cálculo en los modos de calefacción y refrigeración, respectivamente.

Las tendencias observadas en sendas tablas son las esperadas. Conforme la temperatura de entrada del agua en batería del fancoil se degrada, también lo hace su capacidad para transferir potencia térmica al aire del interior de la vivienda. Se confirma el planteamiento del sobredimensionamiento del fancoil descrito en el punto anterior, debido a que el fancoil es capaz de transferir la potencia de diseño de 1,6 kW térmicos, en modo refrigeración, con una temperatura de entrada de agua de 10°C en lugar de los 7°C, que se corresponde con su punto de trabajo de diseño. Debido a que el UA máximo seleccionado para el sobredimensionamiento del fancoil se corresponde con su funcionamiento en modo refrigeración, en modo calefacción es capaz de transferir la potencia térmica de diseño al aire del interior de la vivienda, incluso a una temperatura de entrada de agua en el fancoil más desfavorable que la calculada en el punto hipotético de la Tabla 15, siendo esta de 39°C en lugar de los 45°C, que se corresponde con su punto de trabajo de diseño.

T_{IN_agua} (°C)	T_{IN_aire} (°C)	Q_{MAX} (kW)	ϵ	Q (kW)
45	20	4,9	0,55	2,7
44	20	4,7	0,55	2,6
43	20	4,5	0,55	2,5
42	20	4,3	0,55	2,4
41	20	4,1	0,55	2,3
40	20	3,9	0,55	2,1
39	20	3,7	0,55	2,0
38	20	3,5	0,55	1,9
37	20	3,3	0,55	1,8
36	20	3,1	0,55	1,7
35	20	2,9	0,55	1,6
34	20	2,8	0,55	1,5
33	20	2,6	0,55	1,4
32	20	2,4	0,55	1,3
31	20	2,2	0,55	1,2
30	20	2,0	0,55	1,1
29	20	1,8	0,55	1,0
28	20	1,6	0,55	0,9
27	20	1,4	0,55	0,8
26	20	1,2	0,55	0,6
25	20	1,0	0,55	0,5
24	20	0,8	0,55	0,4

Tabla 17. Resultados de ϵ -NTU fuera del punto de diseño (Calefacción).

T_{IN_agua} (°C)	T_{IN_aire} (°C)	Q_{MAX} (kW)	ϵ	Q (kW)
7	25	3,5	0,53	1,9
8	25	3,3	0,53	1,8
9	25	3,1	0,53	1,7
10	25	2,9	0,53	1,6
11	25	2,8	0,53	1,5
12	25	2,6	0,53	1,3
13	25	2,4	0,53	1,2
14	25	2,2	0,53	1,1
15	25	2,0	0,53	1,0
16	25	1,8	0,53	0,9
17	25	1,6	0,53	0,8
18	25	1,4	0,53	0,7
19	25	1,2	0,53	0,6
20	25	1,0	0,53	0,5
21	25	0,8	0,53	0,4

Tabla 18. Resultados de ϵ -NTU fuera del punto de diseño (Refrigeración).

7.4.3 Determinación de temperatura mínima de entrada de agua.

Conocida la potencia térmica transferible por el fancoil con temperaturas de entrada de agua fuera de su punto de trabajo de diseño, se torna necesario el establecer una potencia térmica mínima transferible por el fancoil, de esta manera, el último valor de temperatura de entrada de agua que cumpla con dicha potencia mínima será considerada como la temperatura mínima de entrada de agua en el fancoil aceptable, fijando también la temperatura base para el cálculo del contenido energético en el volumen de almacenamiento, para cada uno de los modos de funcionamiento.

Se calcula el promedio anual de la demanda restante de climatización de una vivienda, que corresponde con la demanda promedio que tendrá que hacer frente el sistema, funcionando exclusivamente con la energía térmica almacenada en los depósitos, en cada uno de los modos de funcionamiento, dichas variables serán denominadas como: demanda restante promedio de calefacción (Dem_{RP_CAL}) y demanda restante promedio de refrigeración (Dem_{RP_REF}). Tras el cálculo de ambos valores, se obtienen los siguientes resultados:

- $Dem_{RP_CAL} = 0,58 \text{ kWt}$
- $Dem_{RP_REF} = 0,73 \text{ kWt}$

Cruzando estos resultados con los obtenidos en la Tabla 17 y Tabla 18, se obtiene la gráfica mostrada en la Figura 45.

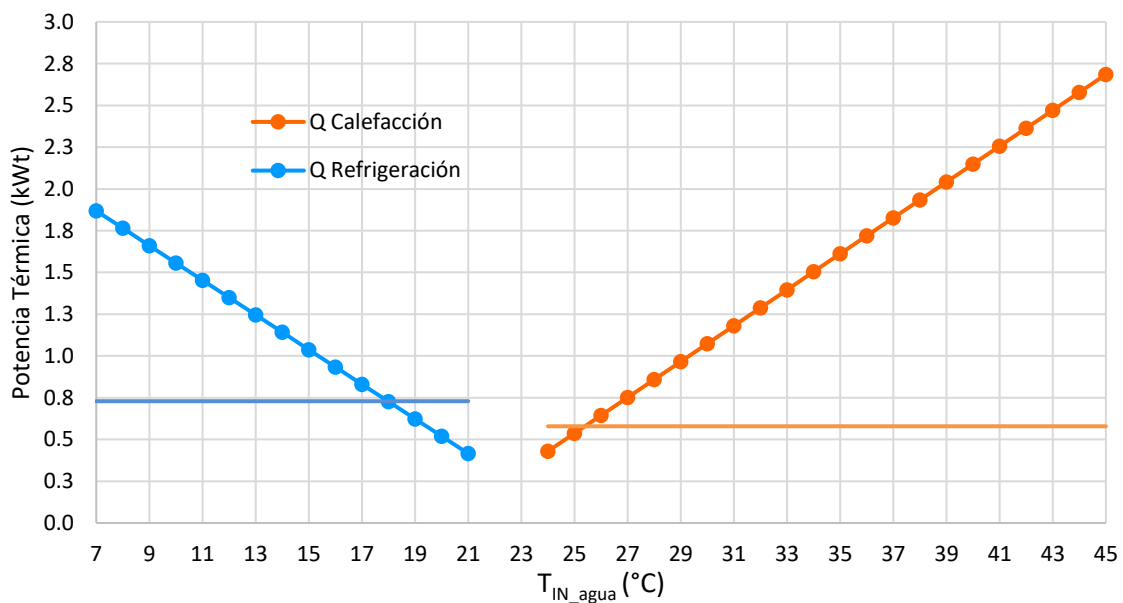


Figura 45. Determinación gráfica de temperatura mínima de impulsión.

De la Figura 45, se obtienen las temperaturas mínimas de agua en la entrada de los fancoil necesarias para hacer frente a la demanda térmica de climatización promedio durante las horas en las que se satisfarán las demandas con el contenido energético de los depósitos de almacenamiento, resultando estas de 26°C en modo calefacción y 18°C en modo refrigeración.

7.5 DISEÑO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO.

Conociendo los valores de energía térmica a almacenar en cada uno de los 365 días del año, calculados mediante (11) y (12), y una vez obtenidos todos los datos necesarios para calcular el volumen total de los depósitos, necesario para almacenar una cierta cantidad de energía térmica, bajo las condiciones en las que se ha dimensionado la instalación, empleando para ello (13) y (14), se obtienen los valores de volumen total de almacenamiento necesario para cada día del año.

Para definir el volumen total que finalmente contemplará el sistema de almacenamiento térmico, se analizan las necesidades de volumen de almacenamiento diario del siguiente modo: se realiza un conteo del número de días que el volumen necesario de almacenamiento (con las temperaturas máximas y mínimas ya establecidas) se sitúa dentro de ciertos rangos, diferenciando en modo calefacción y modo refrigeración. En la Figura 46 se muestra dicho análisis, con el volumen de almacenamiento dividido en intervalos de $0,5 \text{ m}^3$ en el eje de abscisas y, en el eje de ordenadas, el número de días a lo largo del año, cuyas necesidades de almacenamiento energético serían plenamente satisfechas con un volumen de dicho valor. Tal y como se deduce de dicha figura, los intervalos son excluyentes, es decir, que cuentan únicamente los días cuyo volumen necesario está estrictamente comprendido en el intervalo descrito y no un acumulado de días totales satisfechos con dicho volumen total de almacenamiento. Esto permitirá establecer un reparto anual de las necesidades de almacenamiento y los regímenes de trabajo a lo largo del año.

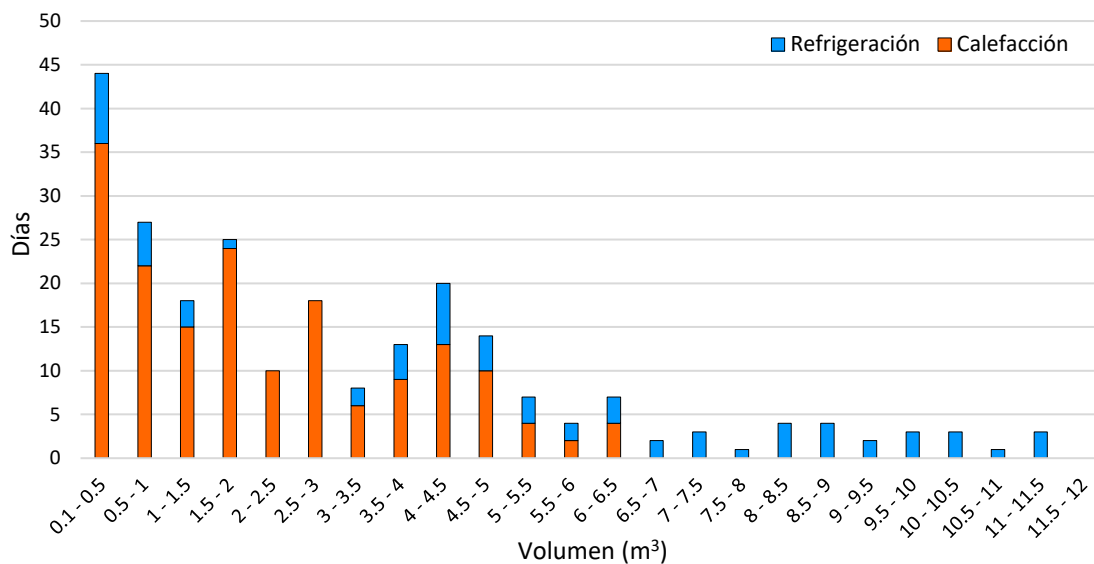


Figura 46. Frecuencia de demandas según volúmenes de almacenamiento.

Se deduce de la Figura 46 unas demandas de almacenamiento de calefacción más acotadas, con demandas de hasta $6,5 \text{ m}^3$ de volumen, concentrándose con mayor frecuencia en volúmenes de hasta 2 m^3 . En modo refrigeración las demandas de volumen de almacenamiento se muestra más dispersa con necesidades pico de hasta $11,5 \text{ m}^3$.

Dicho análisis de frecuencia mostrado en la Figura 46, ha de ser complementado por otro análisis en el que se evidencie el montante total de energía almacenada acumulada en el sistema, tras un sumatorio anual. Para ello se pondera la energía almacenada en cada uno de los intervalos, evaluada con un volumen de acumulación situado en el centro de los intervalos (la media entre sus valores límite) entre las temperaturas establecidas, para cada día y modo de funcionamiento, posteriormente dichos valores de energía se multiplicarán por la frecuencia anual esperada de cada intervalo de volúmenes considerado, mostrada en la Figura 46 y se sumará a cada intervalo, el valor de energía resultante de todos sus intervalos anteriores. En la Figura 47 se muestra la energía aproximada almacenada en dicho volumen de acumulación a lo largo del año, por ello en este caso los intervalos sí son incluyentes, es decir, un intervalo de volúmenes será capaz de almacenar a lo largo del año tanta energía o más que su intervalo anterior, por tratarse de totales anuales de energía almacenada.

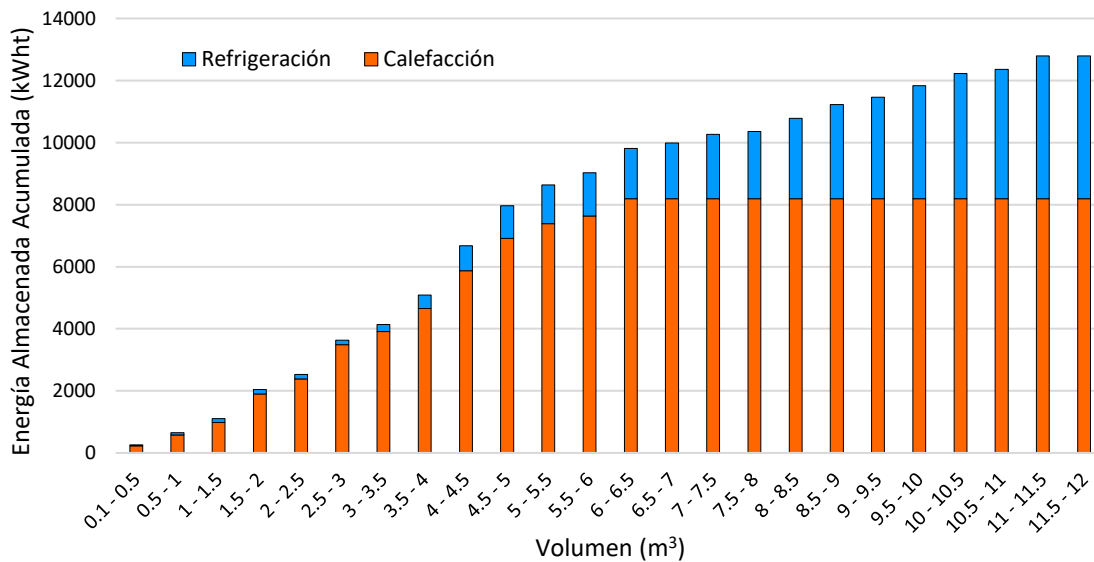


Figura 47. Energía anual almacenada según volúmenes de almacenamiento (Acumulativo).

Se deduce de la Figura 47, un gran crecimiento en la energía anual acumulada en calefacción hasta un volumen de almacenamiento de 6,5 m³, en relación con la energía anual acumulada en refrigeración se observa un gran crecimiento entre 4 m³ y 7,5 m³. En conjunto puede apreciarse una zona de gran aprovechamiento de los volúmenes de acumulación hasta aproximadamente un valor de 7 m³ a partir de dicho valor, un aumento en los costes de los depósitos de almacenamiento no conllevará un aumento en la energía anual almacenada acorde.

Analizando en conjunto la Figura 46 y la Figura 47 y las soluciones comerciales existentes de depósitos de acumulación, se selecciona un depósito de 2,5 m³, sobre el que se operará con saltos de temperatura adecuados, aproximadamente 120 días al año según la Figura 46. Otro depósito de 5 m³ asegurará unas condiciones de almacenamiento óptimas durante aproximadamente 80 días al año, mientras que se cubrirán los 25 días restantes operando sobre ambos depósitos, aprovechando el volumen total de almacenamiento térmico, finalmente fijado en 7,5 m³.

Dichos análisis arrojan un valor total de energía térmica para climatización, alimentada desde excedente fotovoltaico de más de 10.000 kWh con un volumen total de 7,5 m³ dividido en dos depósitos de 2,5 m³ y 5 m³ que asegurarán unos saltos térmicos en los depósitos adecuados. El valor de energía térmica anual aprovechada gracias al sistema de almacenamiento térmico podrá variar ligeramente tras el análisis del balance energético horario de los depósitos de acumulación (que se realizará en detalle posteriormente), por ser éste una aproximación preliminar calculado a través del punto medio del intervalo.

7.6 DISEÑO DEL ESQUEMA HIDRÁULICO.

La naturaleza poco convencional de la instalación planteada en el edificio motivará el diseño de un sistema de distribución planteado *ad hoc*, el cual deberá hacer frente a las diversas necesidades especiales que el sistema manifiesta.

Por ejemplo, el circuito hidráulico deberá permitir, además de los flujos energéticos salientes de la bomba de calor y entrantes las viviendas del edificio, flujos energéticos entrantes y salientes de los depósitos de almacenamiento, los cuales podrán darse de forma única, suministrando energía al edificio cuando esté cargado, o recibiendo energía de la bomba de calor cuando existe excedente fotovoltaico, o de forma simultánea con la producción térmica, esto es, los depósitos de almacenamiento deberán ser capaces de cargarse o descargarse de energía al mismo tiempo que la bomba de calor de climatización se encuentre satisfaciendo la demanda de climatización instantánea y todavía exista excedente fotovoltaico para almacenar en los depósitos.

Por otra parte, el sistema ha de ser capaz de manejar, además de la demanda variable de los 16 puntos de consumo, la degradación de la temperatura de entrada del agua a la batería de los fancoils cuando el sistema opere en modo descarga de los depósitos de almacenamiento.

Teniendo en cuenta dichas necesidades especiales del sistema, se ha diseñado un sistema de distribución de la energía térmica que conectará el equipo de producción térmica colectivo, la bomba de calor aire-agua para climatización, ubicada en el garaje subterráneo del edificio, con los 16 puntos de consumo, correspondientes a los fancoil a 2 tubos ubicados en los falsos techos de cada una de las viviendas del bloque, a los que proveerá de agua caliente o fría según el modo de funcionamiento del sistema, que estará fijado por el mes en curso. A continuación, se describen los criterios de diseño aplicados a los principales elementos que conformarán el circuito hidráulico de la instalación.

- Circuito primario de caudal constante: Contará con una bomba de recirculación de caudal constante que impulsará el agua de climatización directamente hacia el intercambiador de calor agua-refrigerante de la bomba de calor. El mantenimiento de un caudal constante a través de dicho intercambiador asegurará un funcionamiento adecuado de la bomba de calor a lo largo del año. Velando por la seguridad de la misma, sobre todo cuando esta se encuentre en funcionamiento en modo de refrigeración, ya que la disminución del caudal de agua a su paso por el intercambiador agua-refrigerante (funcionando en dicho modo como evaporador) podría causar la congelación de la misma en el interior del intercambiador, poniendo en serio peligro la instalación al completo.

- Circuito secundario de caudal variable: Contará con una bomba de recirculación de caudal variable, pudiendo adaptar el caudal impulsado hacia las baterías de los fancoil según varíe la demanda térmica de climatización de cada uno de ellos mediante un variador de frecuencia acoplado eléctricamente a la bomba. La posibilidad de variar el caudal trasegado a través del circuito secundario no sólo mejorará la eficiencia de la instalación por reducir los costes de bombeo cuando la demanda térmica de calefacción sea menor la carga de diseño, sino que también permitirá ajustar el caudal de agua a través de los fancoil, cuando la temperatura de entrada de agua a los mismos se degrade por funcionar en modo descarga de los depósitos de almacenamiento, combatiendo la pérdida de potencia térmica transferible por estos.
- Válvulas reguladoras de 2 vías proporcionales motorizadas: Se instalarán 16 válvulas de 2 vías con cierre proporcional motorizado (una por cada fancoil). Estas se encargarán de variar el caudal de agua a través de la batería de los fancoil en base a la demanda térmica de climatización que muestre cada uno de ellos. En lugar de las clásicas válvulas de 3 vías que mantienen un caudal constante a su paso por la batería de los fancoil (montaje clásico en circuitos secundarios de caudal constante) estas mantienen un salto térmico fijo entre la entrada y la salida del agua del fancoil (típicamente 5K), adaptando así el caudal de agua de climatización necesaria a través del fancoil según la demanda instantánea de climatización de la vivienda.
- Desacople mediante aguja hidráulica: Debido a la posibilidad de diferentes caudales de agua de climatización en el circuito primario (de caudal constante) y el circuito secundario (de caudal variable según demanda), es necesario el desacople hidráulico entre ambos circuitos. En el presente proyecto se considera la unión entre ambos circuitos a través de una aguja hidráulica, la cual servirá como baipás de realimentación al circuito primario cuando el secundario reduzca su caudal debido a la disminución de la demanda térmica de climatización en las viviendas.

Añadiendo a los equipos descritos anteriormente, el sistema de almacenamiento térmico basado en depósitos de agua en paralelo se muestra en la Figura 48 y en la Figura 49 el esquema hidráulico simplificado planteado para el sistema y el detallado para “N” depósitos, respectivamente.

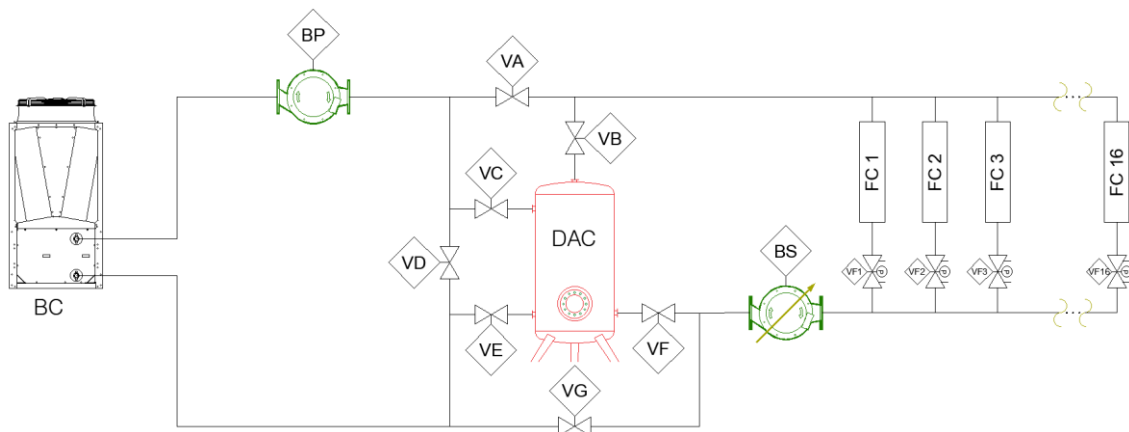


Figura 48. Esquema hidráulico funcional.

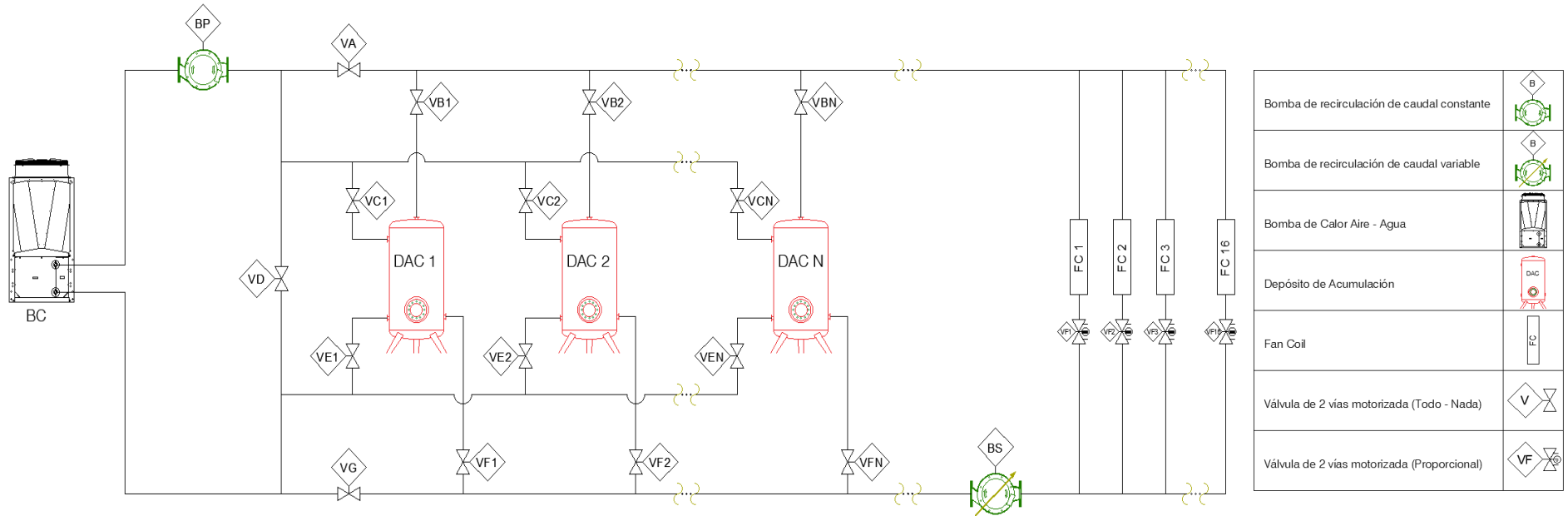


Figura 49. Esquema hidráulico para "N" depósitos.

El esquema simplificado, mostrado en la Figura 48, permite identificar fácilmente el conexionado del sistema de almacenamiento térmico que podrá estar formado por 1 o más depósitos. Dicho sistema se conecta a la impulsión y al retorno del circuito primario a través de las válvulas VA y VG, se comunica con la impulsión y el retorno del circuito secundario a través de las válvulas VB y VF y, por último, también se conecta a la aguja hidráulica mediante las válvulas VC y VE. La válvula VD opera controlando el paso de caudal de agua a través de la aguja hidráulica. Todas las válvulas descritas se tratan de válvulas de 2 vías todo-nada motorizadas, que operarán según el algoritmo de control que se describirá en el subcapítulo siguiente.

El esquema mostrado en la Figura 49, es el esquema de la instalación modulable según se desee parcializar el volumen total de almacenamiento, dividiéndolo en “N” depósitos. Como puede observarse en dicha figura, se trata de un sistema de depósitos en paralelo que el mismo conexionado que el descrito en el párrafo anterior. No obstante, con el fin de que pudieren operar cada uno de ellos por separado, cuentan con tramos propios, gobernados por válvulas independientes. Por este motivo se han de montar tantas válvulas VB, VC, VE y VF como depósitos de almacenamiento se prevean, ya que las válvulas VA, VD y VG conectan tramos generales entre primario y almacenamiento, por lo que no será necesario duplicarlas. Deberán instalarse un número total de $3 + 4N$ válvulas de dos vías todo-nada motorizadas.

Finalmente, el circuito hidráulico final que se propone en el edificio es el que se muestra en la Figura 50. En él se muestran los 2 depósitos de acumulación proyectados de distintas capacidades, el depósito de acumulación de clima 1 contará con un volumen de $2,5 \text{ m}^3$, mientras que el depósito de acumulación de clima 2 contará con un volumen de 5 m^3 , alcanzando un volumen total de acumulación de $7,5 \text{ m}^3$. Se instalarán $(3 + 4 \cdot 2)$ 11 válvulas de dos vías todo-nada motorizadas que serán las encargadas de gestionar los flujos energéticos según el modo de funcionamiento del sistema. Se instalarán también 16 fancoil en los falsos techos de las viviendas con válvulas de dos vías proporcionales motorizadas. La distribución en el edificio se realizará a través de montantes en los patinillos técnicos. Se instalará una bomba de recirculación de caudal variable en el circuito secundario, y una de caudal constante en el circuito primario, cuyos caudales estarán desacoplados por una aguja hidráulica.

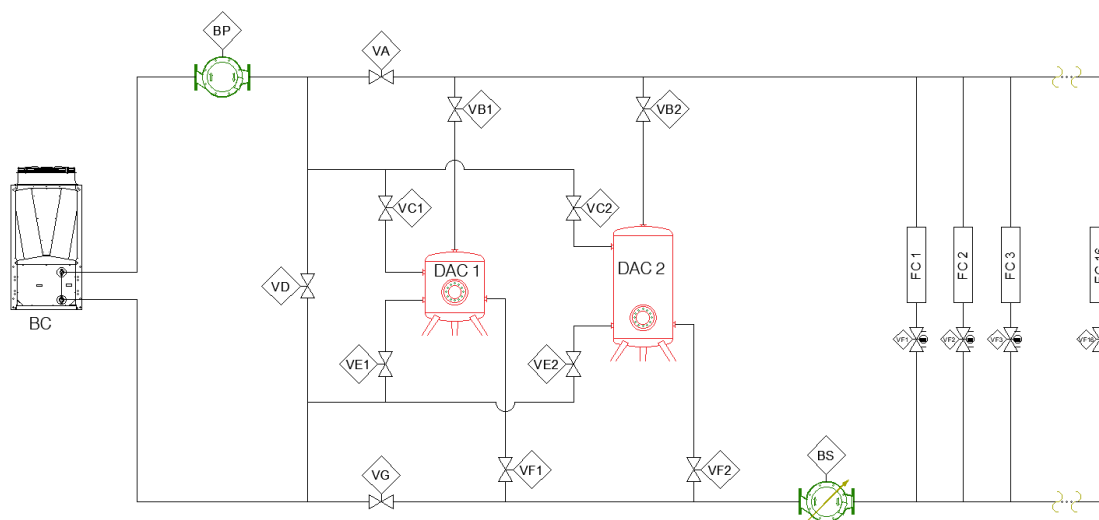


Figura 50. Esquema hidráulico final de la instalación.

7.7 DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL.

En el presente subcapítulo se presentará la lógica de control que gobernará el sistema. Debido a las necesidades especiales en cuanto a flujos de energía térmica que han de intercambiarse entre los distintos elementos, el sistema de control de la instalación contará con diversos modos de funcionamiento. La selección de un modo de funcionamiento u otro dependerá de variables que el sistema monitoreará y analizará, para esto es necesaria la instalación de ciertos sensores que permitan caracterizar las variables que determinarán el modo de funcionamiento del sistema. A continuación, en los siguientes puntos se detallarán cada uno de los elementos que conforman el sistema de control de la instalación.

Con el fin de gestionar adecuadamente el excedente fotovoltaico, almacenado como energía térmica en los depósitos de acumulación de agua de climatización, el circuito hidráulico debe operar en distintos modos de funcionamiento, según las exigencias del sistema. La apertura o cierre de las válvulas de dos vías todo-nada motorizadas, junto con el paro y marcha de las bombas de recirculación del circuito primario y secundario, harán posible la operación en distintos modos.

En la Tabla 19 y Tabla 20 se muestra un resumen de los modos de funcionamiento y su función en la instalación, así como la tabla de verdad de las válvulas que gobernarán los flujos energéticos.

Modos	Función
1	Carga Almacenamiento
2	Descarga Almacenamiento
3	Suministro Directo: Bomba de Calor - Fancoils
4	Acople Total: Bomba de Calor + Almacenamiento + Fancoils

Tabla 19. Modos de funcionamiento de la instalación.

Modos	VA	VB	VC	VD	VE	VF	VG
1	0	0	1	0	1	0	0
2	0	1	0	1	0	1	0
3	1	0	0	1	0	0	1
4.a	0	1	1	0	1	1	0
4.b	1	1	0	0	0	1	1

Tabla 20. Tabla de verdad de válvulas según modo de funcionamiento.

A continuación, se abordará el análisis de los distintos flujos en el circuito hidráulico para cada modo de funcionamiento. Para ello se aplicará los valores lógicos de la Tabla 20, en el esquema simplificado (por simplicidad en los esquemas) de la instalación mostrado en la Figura 48, teniendo en cuenta que, en las válvulas duplicadas, el valor lógico correspondiente se aplicaría siempre a ambas conjuntamente.

Modo 1: Cuando no exista demanda de climatización en las viviendas, exista un excedente fotovoltaico y los depósitos de acumulación térmica no estén saturados, deberá procederse a la carga de estos. El funcionamiento sería el siguiente (ver Figura 51): se activaría la bomba de recirculación del circuito primario, que impulsará agua desde la bomba de calor a los depósitos gracias a la apertura de las válvulas VC y VE, mientras que las válvulas que comunican con el circuito secundario permanecerán cerradas, así como la aguja hidráulica, que no será necesaria debido a un caudal de circulación nulo en el circuito secundario, razón por la cual, la bomba de recirculación del mismo permanecerá desconectada. De esta forma la bomba de calor actuará sobre la temperatura del agua de los depósitos de acumulación hasta alcanzar la temperatura de consigna de acumulación fijada para ese día.

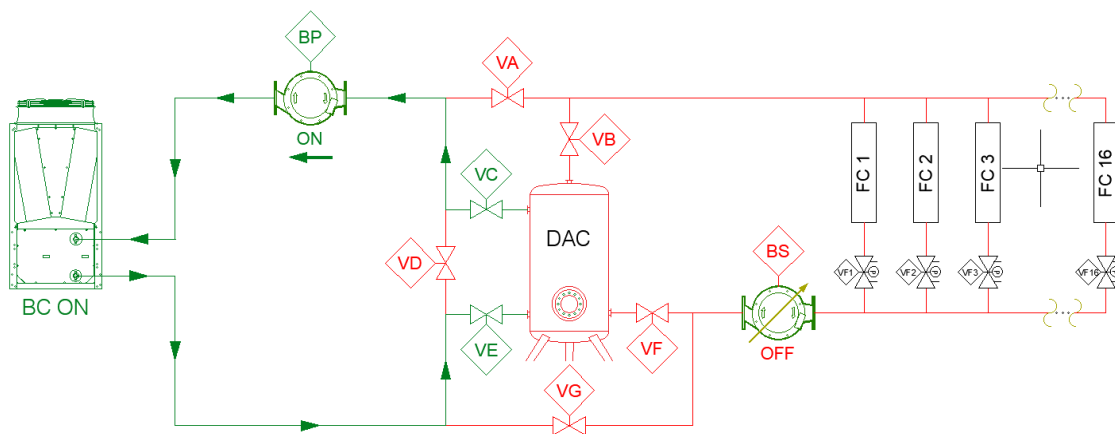


Figura 51. Esquema de funcionamiento simplificado en modo carga.

Modo 2: El caso inverso al planteado anteriormente sucede en el caso de que no exista excedente fotovoltaico, exista una demanda de climatización en las viviendas y los depósitos de acumulación térmica cuenten con energía disponible, podrá procederse al suministro de la demanda térmica de climatización a las viviendas desde los depósitos de acumulación, descargándolos. El funcionamiento sería el siguiente (ver Figura 52): se activaría la bomba de recirculación del circuito secundario, que impulsará agua desde los depósitos de almacenamiento a los fancoil de las viviendas, gracias a la apertura de las válvulas VB Y VF, mientras la bomba de recirculación del circuito primario permanecería desconectada. Conforme la temperatura del agua de los depósitos de almacenamiento se degrade, la bomba del secundario podrá aumentar el caudal de agua enviada a los fancoil, con el objeto de paliar la pérdida de potencia térmica transferible por estos debido a la disminución del salto térmico entre la batería de agua y el ambiente interior de la vivienda.

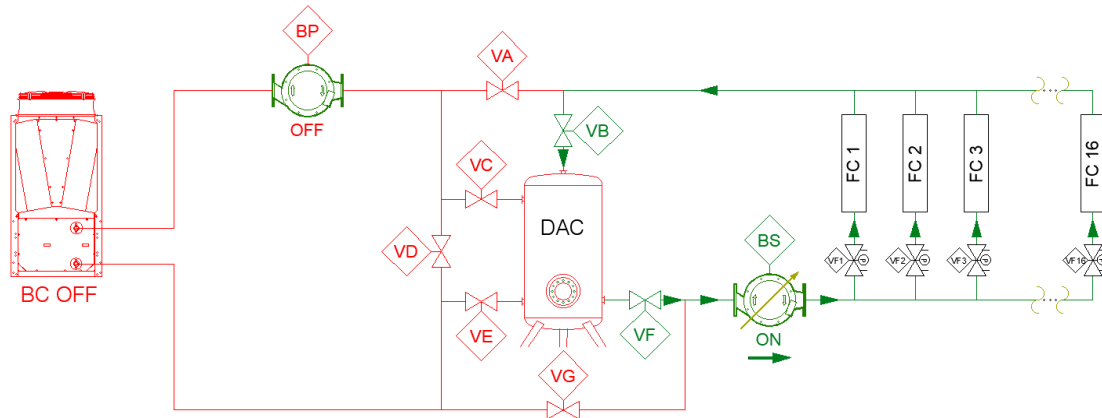


Figura 52. Esquema de funcionamiento simplificado en modo descarga.

Modo 3: En el caso de no exista excedente fotovoltaico, exista demanda de climatización en las viviendas y los depósitos de almacenamiento no cuenten con energía térmica útil almacenada, es el momento de trabajar con el sistema en modo directo, esto es, sin conectar el sistema de acumulación, por lo que el sistema ha de ser capaz de trabajar como una instalación convencional, en la que no se haya planteado un sistema de almacenamiento térmico, suministrando directamente a los fancoil desde la bomba de calor. El funcionamiento sería el siguiente (ver Figura 53): se activarían las bombas de recirculación de los circuitos primario y secundario, así como las válvulas que conectan dichos circuitos: VA y VG, se habilitará el paso a través de la aguja hidráulica, gracias a la apertura de la válvula VD. De esta manera la bomba de calor enviará agua de climatización directamente a los fancoil, la bomba de recirculación del secundario podrá adaptar el caudal a través de los fancoil en base a la demanda de estos, dicho desajustes entre los caudales de los circuitos primario y secundario se compensaría a través de la aguja hidráulica.

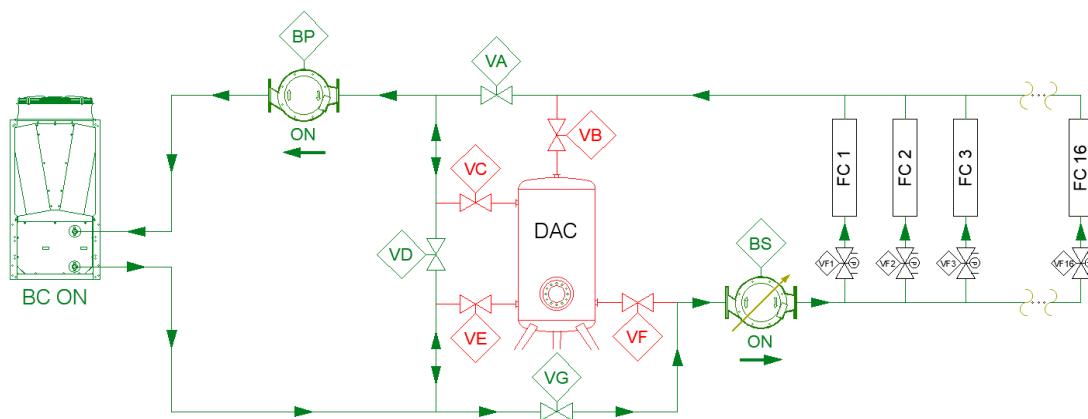


Figura 53. Esquema de funcionamiento simplificado en modo directo.

Modo 4: También podría resultar interesante un modo de funcionamiento con un acople total del sistema, es decir, conectar los elementos productores, consumidores y de almacenamiento simultáneamente. Esta sería una situación que parte del funcionamiento en modo 3, y en la que entra en juego el excedente fotovoltaico, por lo tanto, con la instalación funcionando en modo directo, se conecta el sistema de almacenamiento térmico (desconectado por no poseer energía suficiente para satisfacer carga de climatización), suministrando ahora directamente agua desde la bomba de calor a los fancoil de las viviendas, así como al agua acumulada en los depósitos, aumentando su temperatura hasta la temperatura de impulsión de los fancoil. En resumen, se trata de un funcionamiento en modo directo y carga (modos 1 y 3). En la Figura 54 y Figura 55 se muestran dos configuraciones distintas del sistema que habilitan para la operación en modo acople total.

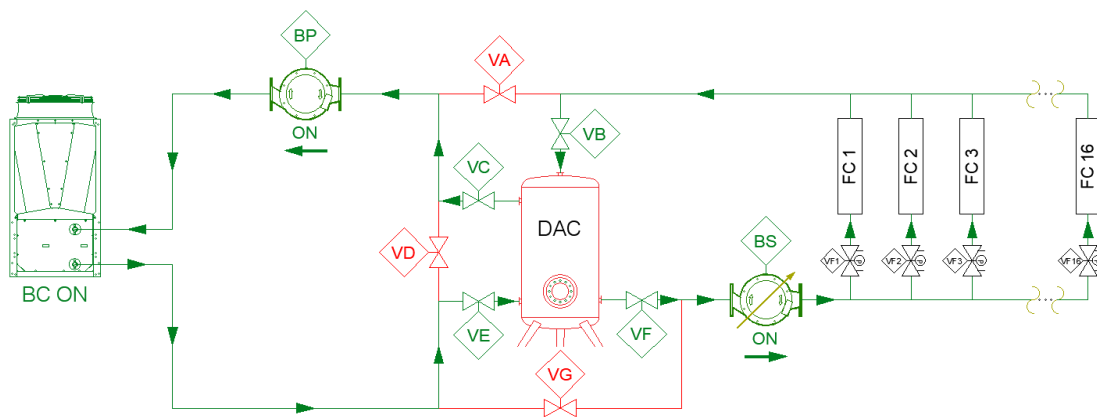


Figura 54. Esquema de funcionamiento simplificado en modo acople total (a).

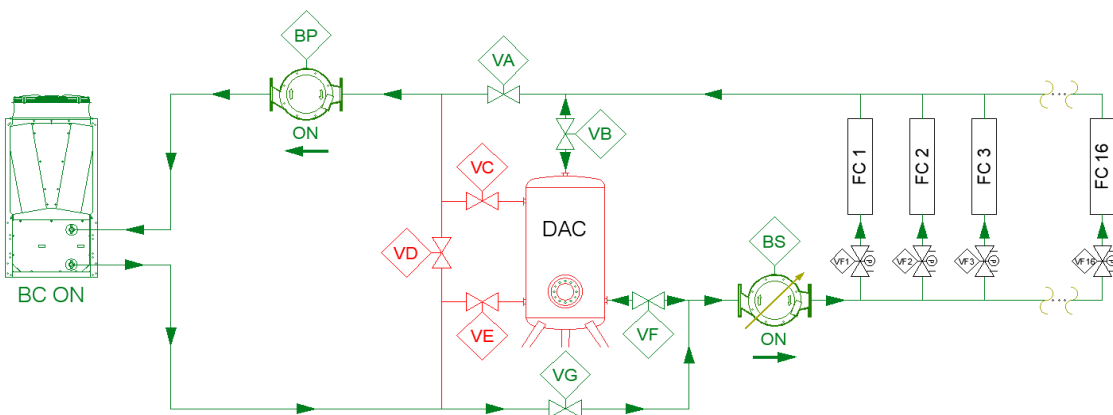


Figura 55. Esquema de funcionamiento simplificado en modo acople total (b).

En ambos esquemas el principio de funcionamiento es el mismo, se conectan los circuitos primario y secundario con sus correspondientes bombas de recirculación activadas y utilizando los depósitos de almacenamiento como aguja hidráulica.

La diferencia entre ambos reside en la conexión del sistema de almacenamiento, en la alternativa “a” se realiza a través de la apertura de las válvulas VB, VC y VE, VF. En la alternativa “b” el conexionado se realiza a través de la apertura de las válvulas VA, VB y VF, VG. Puede deducirse que, en la alternativa “b”, en caso de que los caudales del circuito primario y del secundario sean iguales, el paso de caudal de agua a través de los depósitos de almacenamiento sería nulo y, por lo tanto, no se procedería a la carga de estos. Mientras que la alternativa “a”, aunque el caudal en los circuitos primario y secundario fuese el mismo, sí se forzaría el paso de caudal de agua a través del interior de los depósitos de almacenamiento, por lo que finalmente, se implementará la alternativa “a” para el funcionamiento del sistema en modo acople total.

A modo de resumen, se muestran en la Tabla 21, las condiciones lógicas necesarias para la puesta en marcha de cada uno de los diferentes modos de funcionamiento del sistema, así como la función principal que desempeñan cada uno de ellos.

Modos	Función	Variable	Valor
1	Carga Almacenamiento	Demanda Clima	= 0
		Excedente Fotovoltaico	> 0
		T Almacenamiento	< T Consigna
2	Descarga Almacenamiento	Demanda Clima	> 0
		Excedente Fotovoltaico	= 0
		T Almacenamiento	> T Útil
3	Suministro Directo	Demanda Clima	> 0
		Excedente Fotovoltaico	= 0
		T Almacenamiento	< T Útil
4	Acople Total	Demanda Clima	> 0
		Excedente Fotovoltaico	> 0
		T Almacenamiento	< T Consigna

Tabla 21. Modos de funcionamiento – Condiciones lógicas.

La sensorización de dichas variables se realizarán mediante sensores de temperatura del tipo termopar, ubicados en los depósitos de almacenamiento para la temperatura de almacenamiento y temperaturas del interior de las viviendas, junto con la señal de marcha de clima para la demanda de clima. El dato del excedente fotovoltaico se tomará del inversor.

Pese a que en el presente trabajo se han calculado de forma teórica los datos de energía a almacenar, la selección del depósito a utilizar, así como la temperatura de consigna de almacenamiento para cada día del año, la operación real del sistema precisará de un algoritmo de control más o menos complejo que permita adaptarse de manera dinámica y precisa a las condiciones reales de funcionamiento.

Pese a que un control adaptativo optimizado de dicho sistema queda fuera del alcance del presente estudio, sí se darán algunas directrices de cómo este podría operar.

En el nivel más básico podrían fijarse manualmente los depósitos a utilizar, así como las temperaturas de consigna de los depósitos de almacenamiento para cada mes de año, en base a un cálculo previo de los patrones observados. Sin embargo, las tendencias actuales del mercado y de la industria 5.0, así como la implementación de *IoT* brindan la oportunidad de alcanzar sistemas de control más inteligentes y adaptativos, un ejemplo de control inteligente para esta instalación sería el siguiente:

El sistema de control estaría conectado a previsiones meteorológicas, que con datos previstos de temperatura seca y humedad relativa podría establecer perfiles de COP y EER en el intervalo de tiempo que sea capaz de proveer el parte meteorológico. Por otra parte, datos del porcentaje de cobertura del cielo, índice UV y el vector solar (con datos de fecha y hora) podría estimar la producción fotovoltaica esperada para el día siguiente. Además, un sistema inteligente que en base a datos históricos crease perfiles de demanda de climatización, ACS y electricidad podría estimar con bastante precisión la demanda esperada futura. Con la obtención de los datos aquí descritos, el sistema sería conocedor de las demandas y producciones esperadas, pudiendo definir para cada día del año, la energía térmica necesaria para almacenar en los depósitos y la forma óptima de hacerlo, fijando el volumen de agua sobre el que actuar y la temperatura de consigna de almacenamiento de dicho volumen.

Por último, se ha de señalar que en el presente trabajo se ha focalizado en un control que abogue por el aumento de autoconsumo fotovoltaico, almacenando en depósitos de agua dedicados agua para satisfacer el servicio de climatización, calentada o enfriada por una bomba de calor haciendo uso del excedente fotovoltaico. Sin embargo, pase a que en principio pudiera parecer que el beneficio es más económico que energético, debido a estar acondicionando agua para el servicio de climatización a coste nulo, que en otro caso tendría que abastecerse desde la red de abastecimiento, con los costes asociados, se observa un beneficio energético, basado en la mejora de la eficiencia en la producción de la instalación.

En la Figura 56, se observan los patrones de EER horarios a lo largo un día de verano, también pueden observarse las potencias demandas de refrigeración y la potencia excedente fotovoltaica. Se deduce cómo, además de producir energía térmica a coste eléctrico 0, gracias al sistema fotovoltaico, el consumo de energía eléctrica final para satisfacer la demanda de refrigeración también será menor, se observa cómo el EER medio durante las horas en las que existe demanda de refrigeración es de aproximadamente 4, mientras que en las horas en las que existe excedente fotovoltaico podría ascender a 5. No obstante, quizás podría almacenarse toda la energía térmica necesaria para refrigeración durante las 2 primeras horas del día (dependiendo del volumen de acumulación disponible), en las que el EER medio sería de 6,5.

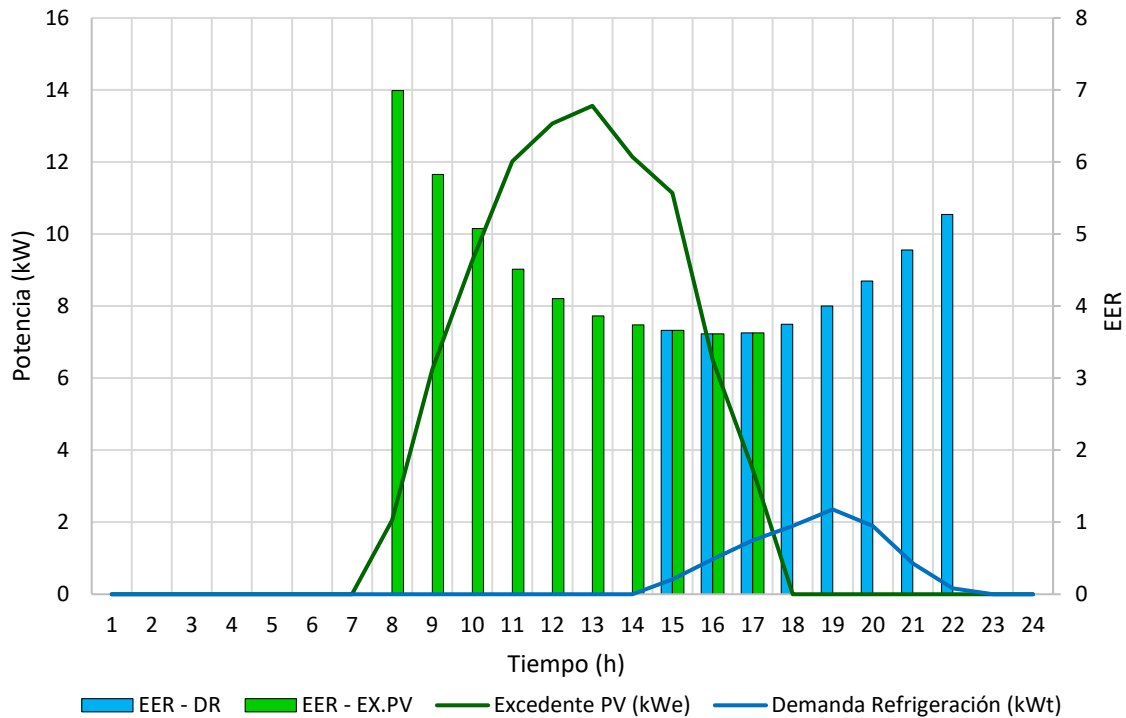


Figura 56. Evolución de EER durante un día de verano.

La posibilidad de desacoplar producción y consumo permite producir energía térmica en horas más favorables, y suministrarla en horas en las que su producción sería más desfavorable. Resaltar que este beneficio existirá, aunque el sistema no cuente con una instalación fotovoltaica.

En la práctica, dicha tendencia se traducirá en el modo refrigeración en producir agua acondicionada para refrigeración durante las primeras horas del día (perfecto acople con sistemas tipo free-cooling) para abastecer la demanda térmica del mediodía y de la tarde, mientras que, en lo modo de calefacción, principalmente se producirá agua acondicionada para calefacción durante las horas del mediodía para abastecer la demanda energética durante las horas de la tarde y tarde-noche.

CAPÍTULO 8. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En el presente capítulo se mostrarán y analizarán los resultados obtenidos tras las simulaciones de los diversos casos de estudio. El primero de los casos de estudio se corresponderá con el caso base, consistente en el edificio con la envolvente y los sistemas técnicos de la situación de partida. Posteriormente se analizarán los resultados de la instalación centralizada propuesta, basada en bombas de calor separadas para producción de ACS y climatización, instalación fotovoltaica destinada al autoconsumo y tanques de almacenamiento térmico para gestionar el excedente fotovoltaico. Con el objetivo de un análisis más detallado, se analizará la instalación centralizada propuesta de forma duplicada, en primer lugar, se analizará la instalación propuesta sin la instalación del sistema de almacenamiento térmico destinado a aumentar el autoconsumo fotovoltaico y, en segundo lugar, se analizará la instalación propuesta al completo, considerando también la instalación del sistema de almacenamiento térmico, permitiendo así, identificar las mejoras específicas introducidas exclusivamente por dicho sistema. Además, una comparación con una reforma integral de la envolvente del edificio arrojará luz sobre el planteamiento del cambio de paradigma en la renovación de los edificios residenciales, centrada en medidas activas de sustitución de equipos hacia una electrificación de los usos finales de energía, en lugar de medidas pasivas enfocadas a la reducción de las demandas y así, de los consumos.

La reforma integral del edificio se corresponde con la instalación de un sistema de aislamiento térmico por el exterior (SATE) y el cambio de ventanas tales que, tras su instalación, el edificio cumplirá con las exigencias establecidas en materia de limitación [42] de la demanda energética en edificios existentes con más de un 25% de área de la envolvente térmica intervenida. El caso resultante consiste en la instalación de SATE en cubierta y fachada, con un espesor de EPS de 12cm y la sustitución por ventanas con marcos de PVC y vidrios triples y doble cámara de aire, para información más detalla, consultar el modelo [BIM](#).

El análisis de resultados contemplará 3 enfoques principales:

- Análisis energético: en él cuál se calcularán los consumos de energía final de cada uno de los vectores energéticos para todos los casos, siendo el caso de partida la referencia y se compararán los ahorros alcanzados por los casos restantes en el marco del consumo de energía final anual.
- Análisis de impacto ambiental: conocidos los consumos anuales de energía final para cada vector energético, se calcularán los consumos de energía primaria no renovable, así como las emisiones de CO₂ equivalentes, asociadas a dichos consumos energéticos. Estableciendo el caso de partida como referencia y calculando la reducción en emisiones obtenida por cada caso de estudio. Para ello se utilizarán los factores de paso definidos en [54].

- Análisis económico: se estimarán los presupuestos de cada escenario de mejora, así como los ahorros económicos anuales alcanzados por la reducción de los consumos energéticos alcanzados por cada uno de ellos. Estableciendo los costes anuales del caso de partida como referencia, se calculará el valor neto actual (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de amortización de cada uno de los escenarios de mejora.

En cada uno de los siguientes subcapítulos, se abordarán los diferentes análisis de resultados planteados.

8.1 RESULTADOS ENERGÉTICOS.

En primer lugar, antes de analizar los posibles ahorros en materia de consumos energéticos anuales que puedan producirse en los escenarios de mejora, es necesario conocer las demandas energéticas anuales de los usos EPB, para los distintos escenarios de mejora, estas se muestran en la Figura 57.

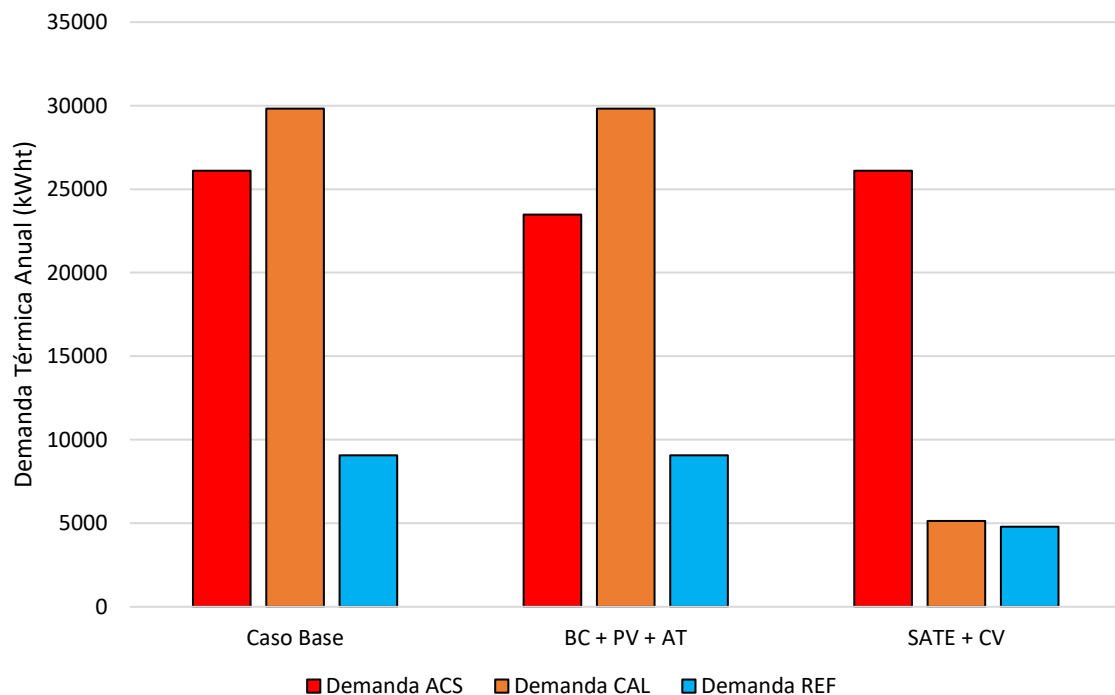


Figura 57. Demandas energéticas anuales de los casos de estudio.

En dicha figura se observan las demandas del caso base (ya vistas en la Figura 14), que son idénticas a las de la medida activa, de instalación colectiva con bombas de calor, fotovoltaica y almacenamiento térmico (BC + PV + AT), salvo en la demanda de ACS, ya que, al tratarse de una instalación centralizada, se aplica el factor de centralización 0,9 [42], mostrado en la Figura 10.

Sin embargo, la medida pasiva consistente en la instalación de un SATE y cambio de ventanas generalizado en el edificio (SATE +CV), mantiene la misma demanda energética de ACS que el

caso base, pero descienden notablemente las demandas de climatización, especialmente la asociada al servicio de calefacción.

Analizada la Figura 57, se puede afirmar que la reducción del consumo energético anual alcanzados por la implementación de la medida activa se deberá a un mayor rendimiento de las instalaciones, una electrificación de los consumos y una producción eléctrica renovable *in situ*. Mientras que, la reducción de los consumos energéticos anuales logrados gracias a la implementación de la medida pasiva, serán debidos a una menor demanda energética a la que deberán hacer frente las instalaciones térmicas existentes.

Mientras los resultados de consumos energéticos anuales correspondientes al escenario de la medida pasiva han podido obtenerse con la simulación directa en el software CYPETHERM HE PLUS, los consumos correspondientes al escenario de la medida activa han sido calculados con la metodología descrita en el capítulo 7.

Se realizan balances de energía horarios a lo largo del año en el depósito de almacenamiento. Cuando la demanda restante de climatización (la no satisfecha por la producción fotovoltaica simultánea) es menor que la energía existente en los depósitos de almacenamiento, se suministrará la energía térmica necesaria desde éstos, demandando energía eléctrica de la red de abastecimiento para alimentar a la bomba de calor de climatización, cuando la energía térmica de los depósitos de almacenamiento no sea suficiente para satisfacer dicha demanda restante.

Para ayudar al lector a visualizar cómo es posible alcanzar una reducción en el consumo energético del servicio de climatización gracias a la acción de los depósitos de almacenamiento térmico, se muestran en la Figura 58 y Figura 59 gráficas que muestran el balance energético horario del sistema de acumulación, a lo largo de una jornada completa, en los modos de funcionamiento en calefacción y refrigeración, respectivamente.

En la Figura 58 se observa el funcionamiento a lo largo de un día en modo calefacción. El sistema de almacenamiento comienza el día con energía almacenada en su interior del día anterior, aproximadamente 26 kWh, con ella es posible hacer frente a la demanda de calefacción de las 7:00h y a parte de la de las 8:00h, a partir de este momento el sistema de almacenamiento térmico no es capaz de proporcionar energía, por lo que se consume de red durante el resto del día. Parece que el excedente fotovoltaico durante dicho día ha sido nulo, debido a que no ha sido posible dejar el sistema cargado con energía térmica para satisfacer la demanda térmica de calefacción de primera hora de la mañana del día siguiente. No obstante, sí ha sido posible reducir el consumo eléctrico desde la red de abastecimiento de las horas críticas del día, las horas de arranque del sistema.

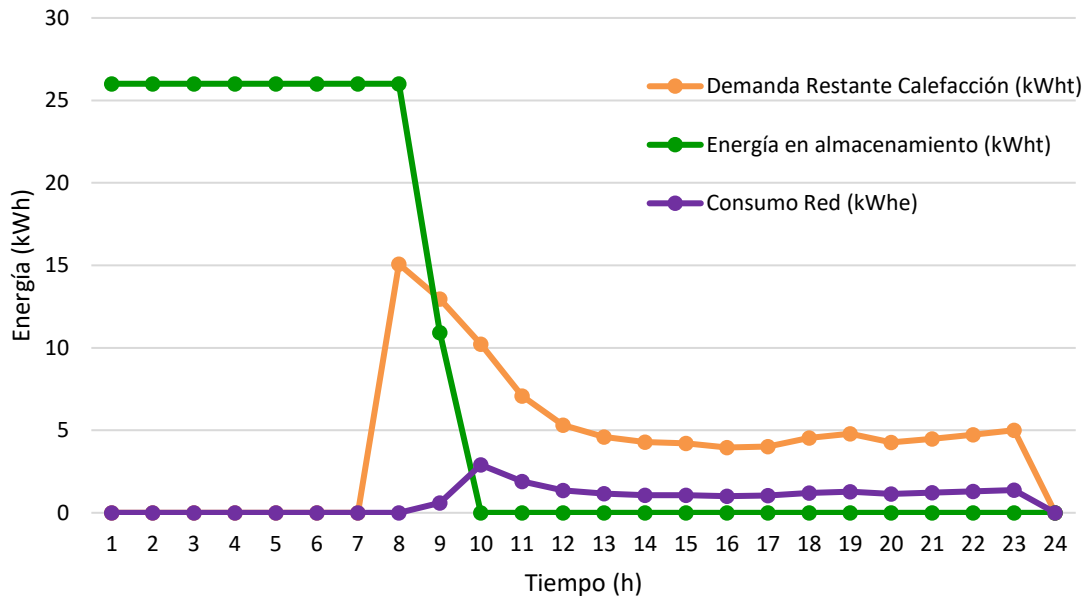


Figura 58. Balance energético en depósitos de almacenamiento. (Modo calefacción)

En la Figura 59, se observa el funcionamiento del mismo, durante un día en modo refrigeración. En este caso se observa que la estrategia del almacenamiento es distinta, a primeras horas de la mañana aprovecha para introducirse energía térmica en el depósito, por existir un excedente de producción en el sistema fotovoltaico, dicha cantidad de energía a almacenar ha sido calculada previamente en base a las previsiones de demanda posterior, en las horas de la tarde-noche, cuando ya no exista producción eléctrica fotovoltaica. Dicha energía es almacenada durante el día, mientras la demanda de refrigeración es alimentada por el sistema fotovoltaico. Cuando se alcanzan las 18:00h, la producción fotovoltaica ya no es suficiente para satisfacer la demanda térmica de refrigeración, por lo que el depósito comienza a suministrar dicha energía térmica, dicha cesión continúa hasta las 00:00h en las que el depósito agota su contenido energético junto al cese de la demanda de refrigeración. Se observa que, gracias al sistema de almacenamiento térmico, han podido ser suministrados casi 60 kWh, que de otro modo deberían haber sido producidos por la bomba de calor, alimentándose de energía eléctrica proveniente de la red de abastecimiento, con sus costes asociados.

El cálculo exacto de energía a almacenar por la mañana para satisfacer la demanda acontecida durante las horas de la tarde-noche, sin que se almacene más o menos energía de la necesaria, sólo sería posible con un sistema de control inteligente, como el descrito en el subcapítulo 7.7 diseño del sistema de control.

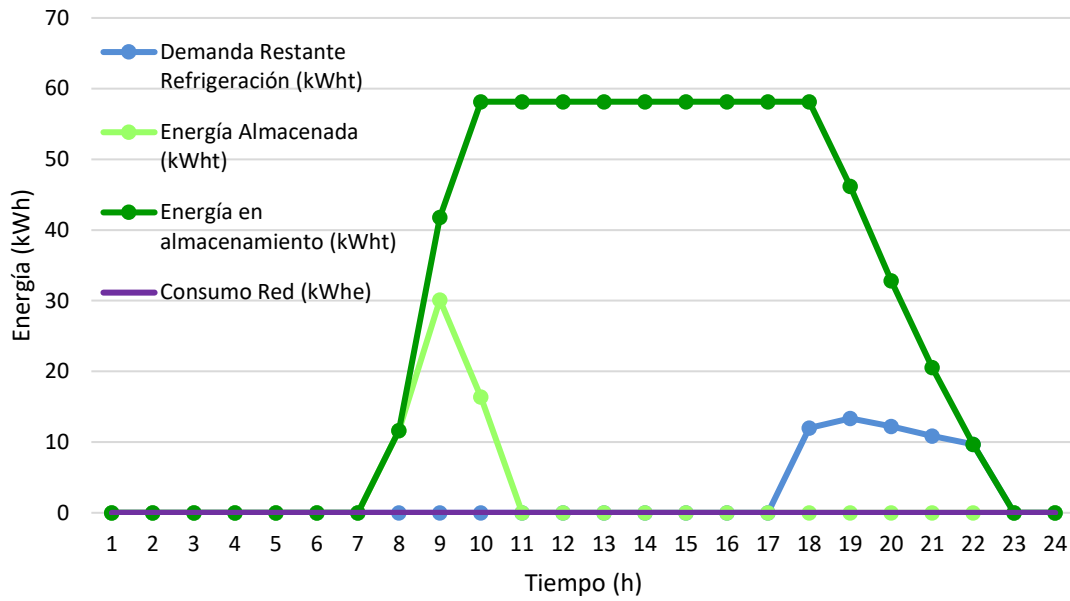


Figura 59. Balance energético en depósitos de almacenamiento. (Modo refrigeración)

Tras el análisis completo de los balances horarios para el año completo, aplicando la metodología descrita, se muestran en la Tabla 22 ,los resultados principales en material de consumo de energía final anual.

Escenario	Consumo GN (kWh)	Consumo ELEC de Red (kWh)	Vertido ELEC a Red (kWh)
Caso Base	80.626	50.155	-
SATE + CV	47.449	47.942	-
BC + PV	0	38.291	17.854
BC + PV + AT	0	34.028	14.235

Tabla 22. Resultados principales del análisis energético.

Como cabía esperar, el caso SATE + CV, el consumo energético de gas natural desciende notablemente por la drástica reducción en la demanda de calefacción mostrada en la Figura 57, también se observa un descenso en el consumo de energía eléctrica, aunque este es leve, por ser el consumo asociado al servicio de refrigeración mucho menor que la demanda eléctrica del edificio debida a usos no EPB.

Los escenarios con medidas activas eliminan por completo el consumo de gas natural y reducen drásticamente el consumo de energía eléctrica, además son capaces de verter a red el

excedente. Se observa también, un menor consumo eléctrico del sistema con almacenamiento térmico (AT), al ser capaz de gestionar el excedente fotovoltaico, aumentando el autoconsumo.

Para cuantificar de manera más exacta el beneficio debido a la instalación del sistema de almacenamiento térmico, en la Tabla 23, se muestra un recuento energético anual de las diversas fuentes de energía que han proporcionado energía para satisfacer la demanda de climatización a lo largo del año.

Dem _{CLIMA} (kWht)	De PV (kWht)	De Almacenamiento (kWht)	De Red (kWht)
37.790	12.127	13.055	12.608
100%	32,1%	34,5%	33,4%

Tabla 23. Cuantificación de energía anual empleada en el servicio de climatización.

Se observa en dicha tabla que tan sólo la tercera parte de la demanda térmica anual del servicio de climatización ha sido satisfecha consumiendo energía eléctrica desde la red de abastecimiento, Otro tercio se alimenta con energía eléctrica proveniente de la instalación fotovoltaica de manera simultánea, es decir, en los momentos en los que producción y demanda se dan a la vez. Por último, la mayor aportación energética del servicio de climatización se produce desde el sistema de almacenamiento térmico, lo que verifica un planteamiento correcto de dicho sistema.

A continuación, se realizará un seguimiento cuantitativo de los usos finales a los que se suministran con la producción fotovoltaica anual, este se muestra en la Tabla 24.

P _{PV} (kWhe)	Dem _{ELEC} (kWhe)	Dem _{ACS} (kWhe)	Dem _{CLIMA-DIRECTO} (kWhe)	Dem _{CLIMA-ALM} (kWhe)	A Red (kWhe)
46.115	22.207	2.321	3.732	3.618	14.235
100%	48,2%	5,0%	8,1%	7,8%	30,9%

Tabla 24. Cuantificación de usos de la energía fotovoltaica producida anual.

En dicha tabla se observa que prácticamente la mitad de la producción anual de energía fotovoltaica se destina a satisfacer la demanda eléctrica de las viviendas de usos no EPB. Un dato clave es que el depósito de almacenamiento térmico es alimentado por energía fotovoltaica en la misma medida que alimenta a la bomba de calor de climatización con demanda simultánea, finalmente, casi un tercio de la energía producida por el sistema fotovoltaico es inyectado a red.

Como broche final de este análisis energético, se desglosarán los distintos servicios que demandan energía eléctrica de la red de abastecimiento, y se cuantificarán dichos consumos, con el objetivo de identificar posibles mejoras en cuanto a gestión de la demanda. En la Tabla 25 se muestran los resultados del análisis.

ELEC de red (kWhe)	A Dem _{CLIMA} (kWhe)	A Dem _{ACS} (kWhe)	A Dem _{ELEC} (kWhe)
34.028	3.890	6.858	23.281
100%	11,4%	20,2%	68,4%

Tabla 25. Cuantificación de usos de energía eléctrica anual proveniente de red.

A la vista de los resultados y observando que el sistema de almacenamiento es capaz de proveer tanta demanda térmica como la que se satisface haciendo uso de energía eléctrica de la red (ver Tabla 23), aproximadamente el sistema de almacenamiento es capaz de reducir a la mitad la energía eléctrica consumida de red para el servicio de climatización. Se observa que, pese a que existe la posibilidad de estudiar una mejora en el autoconsumo, centrado en la gestión de la demanda térmica de producción de ACS, el principal potencial de mejora se encuentra en las demandas eléctricas de usos no EBP del edificio, ya que casi el 70% de su consumo eléctrico es suministrado desde la red de abastecimiento. Debido a que el sistema de almacenamiento térmico propuesto no será capaz de mejorar el porcentaje de autoconsumo fotovoltaico actual correspondiente a este servicio (31,6%), un trabajo futuro necesario sería el de comparar con análisis energéticos, económicos y de impacto ambiental, el sistema propuesto en el presente documento, pero con un sistema de almacenamiento eléctrico para la gestión del excedente fotovoltaico, en lugar de un sistema de almacenamiento térmico.

8.2 RESULTADOS DE IMPACTO AMBIENTAL.

Una vez conocidos los consumos de energía final por vector energético de cada uno de los casos de estudio, mostrados en la Tabla 22, es posible calcular las emisiones equivalentes de CO₂ asociadas al consumo energético, así como el consumo energético de energía primaria de origen no renovable (EP_{nren}).

Para ello, serán aplicados los factores de paso de energía final a energía primaria de origen no renovable y emisiones de CO₂ equivalentes, vigentes en la normativa española y recogidos en [54].

Mientras que en el caso base y en el escenario de mejora pasiva, sólo se contemplarán los consumos energéticos, correspondientes a los vectores energéticos de gas natural y electricidad, en los escenarios de mejora activa, es decir, los que cuentan con la instalación de un sistema fotovoltaico, será necesario también cuantificar el excedente eléctrico producido por la instalación fotovoltaica, que es inyectado a la red.

Dicha energía eléctrica inyectada computará como una reducción del impacto ambiental del edificio, respecto al consumo energético del mismo, ya que se concibe esta como una energía de origen 100% renovable que se vierte a la red eléctrica, sustituyendo energía de la red con los factores de paso asociados correspondientes [54]. Los resultados de impacto ambiental para cada uno de los casos de estudio se muestran en la Tabla 26.

	ELEC _{DE_RED} (kWh)	ELEC _{A_RED} (kWh)	GN (kWh)	CO ₂ Eq. (Tn)	Redu CO ₂ (%)	EP _{nren} (kWh)	Redu EP _{nren}
Caso Base	50155	-	80626	36919	-	217229	-
SATE + CV	47941.6	-	47448.9	27826	24.6%	149766	31.1%
BC + PV	38291	17854	-	6765	81.7%	39934	81.6%
BC + PV + AT	34028	14235	-	6551	82.3%	38675	82.2%

Tabla 26. Resultados principales del análisis de impacto ambiental.

Examinando los resultados mostrados en la Tabla 26, se observa una reducción del impacto ambiental del edificio, asociado a sus consumos energéticos, mucho mayor de los escenarios de mejora activa en comparación con el escenario de mejora pasiva. Mientras que el escenario de medida pasiva tan sólo logra una reducción de casi el 25% de las emisiones de CO₂ equivalentes asociadas, los escenarios que contemplan medidas activas logran superar el 80% de reducción de las emisiones de CO₂ equivalentes asociadas en ambos casos, lo que supone la supresión de más de 30.000 toneladas de estas emisiones, cada año.

Finalmente, comparando los dos escenarios que contemplan medidas activas, el sistema que cuenta con dispositivos de almacenamiento térmico para gestionar la producción fotovoltaica excedentaria logra una reducción de más de 200 toneladas de CO₂ equivalente asociado, respecto al caso que no cuenta con dicho sistema de almacenamiento térmico.

8.3 RESULTADOS ECONÓMICOS.

Por último, se abordará el análisis económico de cada uno de los diferentes casos de estudio. Para ello, se deberá estimar el coste de la inversión de cada uno de los escenarios de mejora, a través de la confección de presupuestos. Posteriormente, se procederá al cálculo de los ahorros económicos anuales de cada uno de los escenarios de mejora, en comparación con los costes anuales del escenario de partida. Finalmente se realizará un estudio económico detallado del que se obtendrán los periodos de amortización (PA) estimados, el valor actualizado neto (VAN) del proyecto y la tasa interna de retorno (TIR) para cada uno de los escenarios de mejora planteados.

Los presupuestos de los diferentes escenarios serán realizados con los datos obtenidos de la base de datos de la construcción 2021 del Instituto Valenciano de la Edificación (IVE) [55] para la provincia de València, y confeccionados con la herramienta Arquímedes IVE [33].

En la Tabla 27 se muestra un resumen del presupuesto de la medida de mejora activa completa del edificio, desglosado según capítulos. Este contempla la instalación de dos bombas de calor, una para climatización y otra para producción de ACS (Producción), 16 fancoils de techo por conductos a dos tubos (Emisión), 2 bombas de recirculación correspondientes a la bomba de recirculación del circuito primario, a velocidad constante, y la otra correspondiente a la bomba de recirculación del circuito secundario, a velocidad variable (Distribución). También contempla la instalación de los dos depósitos, según el dimensionamiento del sistema de almacenamiento térmico planteado y 7 válvulas de 2 vías proporcionales motorizadas (Almacenamiento). Por último, se incluye la instalación de un sistema fotovoltaico de 28,8 kWp (Sistema PV).

Capítulo	Descripción	Ud.	Importe (€)
Producción	Equipos de producción térmica		16.878,62
EIBI.2bd	Bom cal reve ext frio/cal 29/33 kWc/grup hidr	1	8.757,29
EIBI.2ca	Bom cal reve ext frio/cal 19.5/22 kW c/grup hidr y deps inerc	1	8.121,33
Emisión	Equipos emisores		8.569,12
EIBJ.1aaca	Fan coil tch cdto rct 2tb 2/2.7 kW (fr/cal)	16	535,57
Distribución	Equipos del sistema de distribución		7.716,00
EIBR.2bacij	Bom circu e/lin rtr hmdo clif/clima 5 m³/h - 5 mca monof	2	994,96
EIBR17aaba	Valv lat 2 vías PN 6 atm ø 1"	16	357,88
Almacenamiento	Equipos de almacenamiento térmico		7.143,63
EIBK.7I	Deps inerc acr carbn 5000 l	1	4.061,87
EIBK.7i	Deps inerc acr carbn 2500 l	1	2.165,53
EIBR15acb	Valv z td/nd 1" 2vías c/micro	7	130,89
Sistema PV	Equipos del sistema fotovoltaico		30.723,36
EINK.3f	Kit fotov autoconsumo trifásico 14,5 kWp	2	15.361,68
TOTAL			71.030,73

Tabla 27. Resumen del presupuesto de la mejora activa (BC + PV + AT)

En la Tabla 28 se muestra un resumen del presupuesto de la medida de mejora pasiva del edificio, desglosado según capítulos. Este contempla la instalación de un SATE, basado en EPS de 12 cm de espesor, en la fachada y cubierta del edificio, que según las mediciones suponen una superficie total de 985,04 m² (SATE), así como la sustitución de todas las ventanas del edificio, clasificadas en 3 tipologías (Ventanas).

Capítulo	Descripción	Ud.	Importe (€)
SATE	Sistema de Aislamiento Térmico por el Exterior		71.543,46
	ENTA.1bchaaa SATE EPS 0.036 e120mm rev min (m2)	985	72,63
Ventanas	Cambio de ventanas		26.458,12
	EFTP41aahc Vent 2hj 100x100 4-12-6sol guia	48	310,05
	EFTP41kahc Vent 2hj 200x100 4-12-6sol guia	6	433,66
	EFTP41kfhc Vent 2hj 200x150 4-12-6sol guia	16	560,86
TOTAL			98.001,58

Tabla 28. Resumen del presupuesto de la mejora pasiva (SATE + CV)

Cabe destacar que en ambos presupuestos no se ha incluido el IVA (21%), que deberá ser añadido para cuantificar el coste real de cada instalación al cliente final. A continuación, se muestran los costes de inversión finales para cada uno de los tres escenarios de mejora analizados, pueden encontrarse los presupuestos detallados en la carpeta del modelo [BIM](#).

- BC + PV: 77.303 €
- BC + PV + AT: 85.947 €
- SATE + CV: 118.582 €

A continuación, se realizarán el análisis económico basado en el método de flujos de caja descontados [56], es decir, teniendo en cuenta el factor tiempo, durante un periodo de estudio de 25 años. Para ello es necesario establecer algunos datos de entrada, como tasas de inflación, interés actual del mercado, incremento anual estimado de los diferentes vectores energéticos, coste de los mismos, así como otros gastos anuales de las instalaciones debidos a mantenimiento, etc.

Debido a incertidumbre actual del mercado, ocasionada en parte por la guerra de Ucrania, y las restricciones a las importaciones desde Rusia, afectando gravemente los precios de la electricidad y el gas actual, estimar unas tasas de inflación de los distintos elementos sería objeto de un trabajo de investigación profundo, que queda fuera del alcance del presente proyecto, por ello se han tomado datos de inflación previamente utilizados en las asignaturas de carácter económico del máster. Respecto a los costes de los vectores energéticos, se ha supuesto un coste de 0,07 €/kWh para el gas natural y un coste de 0,21 €/kWh para la electricidad. También se ha supuesto un coste anual por mantenimiento de 200€ por equipo en el caso de partida, y un coste anual total de 1.500 € en concepto de mantenimiento para la instalación centralizada propuesta. En la Tabla 29 se muestra un resumen de los valores tomados para el cálculo del método de flujos de caja descontados.

Tasa de inflación del Gas Natural	3%
Tasa de inflación de la Electricidad	5%
Tasa de interés del mercado	4%
Tasa de inflación estimada	2%
Coste del Gas natural (€/kWh)	0,07
Coste de la Electricidad (€/kWh)	0,21
Coste mantenimiento Instalaciones Térmicas Base (€/año)	3.200
Coste mantenimiento Instalación Colectiva (€/año)	1.500

Tabla 29. Datos de entrada del análisis económico.

Se advierte al lector, de que en este análisis se han seguido dos estrategias para evaluar los escenarios con mejora activa. La primera de ellas considerará al edificio como mero consumidor, es decir, tan sólo contemplará la energía eléctrica consumida de la red eléctrica de abastecimiento, mientras que la segunda (COMP PV), considerará al edificio como prosumidor, es decir, que contemplará también la compensación económica que el cliente recibirá en base a la energía eléctrica inyectada a red.

Observando las tendencias del mercado durante el último año [57], se observa cómo la compensación económica percibida corresponde con, aproximadamente, la mitad del precio del término de potencia activa en el mercado regulado (PVPC), por lo tanto, este será el ratio de compensación establecido para el presente análisis, con una compensación de 0,115 € por kWh inyectado a la red. Dicha compensación alcanzará un tope máximo cuando la energía consumida de red sea superior a la inyectada, es decir, que en ningún caso el coste asociado al consumo energético (término variable) puede ser inferior a cero, en este caso no sucede este fenómeno, tal y como escenifican los resultados mostrados en la Tabla 22.

Tras realizar el análisis económico basado en el método de flujos de caja descontados, para los escenarios planteados y con las variaciones descritas previamente, se muestran los resultados obtenidos en la Tabla 30.

	Coste Inversión (€)	PB (años)	VAN (€)	TIR (%)
SATE + CV	118.582	57,6	-56.180	-0,7%
BC + PV	77.303	8,4	143.839	15,3%
BC + PV + AT	85.947	8,5	159.391	15,1%
BC + PV (COMP PV)	77.303	6,9	194.506	18,2%
BC + PV + AT (COMP PV)	85.947	7,4	199.790	17,3%

Tabla 30. Resultados principales del análisis económico.

A la vista de los resultados mostrados en la Tabla 30, se observa que todos los escenarios que contemplan medidas activas alcanzan resultados mucho mejores que el escenario que contempla medidas pasivas, con periodos de amortización entorno a los 7-8 años, frente a los más de 57 de la medida pasiva. En los análisis que no contemplan la compensación económica de la energía eléctrica inyectada a red se observan periodos de amortización y tasas interna de retorno semejantes. Mientras que, en los análisis que sí contemplan la compensación económica de la energía eléctrica inyectada a red, se observa un periodo de amortización menor y una tasa interna de retorno mayor del sistema sin almacenamiento térmico respecto al que sí cuenta con almacenamiento térmico.

Como corolario de esta sección, se deduce que la reforma integral de la envolvente térmica del edificio no es rentable por sí misma y necesitaría de ayuda económica por parte de las instituciones para llevarse a cabo, mientras que los escenarios que contemplan medidas activas han sido amortizados en un plazo menor a 9 años para todos los casos, no obstante, la compensación económica del excedente inyectado a la red desincentiva la instalación del sistema de almacenamiento térmico para la gestión del excedente fotovoltaico y el aumento del autoconsumo.

CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES

Tras el estudio de los resultados de los análisis energéticos, económicos y de impacto ambiental del escenario de partida, así como de los escenarios de mejoras activas y pasivas, se han obtenido las siguientes conclusiones:

La estrategia de renovación de edificios basado en medidas activas que se centren en la electrificación de los consumos energéticos, junto con la instalación de sistemas de producción eléctrica renovable *in situ*, se erige como el nuevo paradigma de renovación de edificios, actualmente basado en medidas pasivas de renovación de la envolvente térmica. Los resultados mostrados en la Tabla 22, Tabla 26 y Tabla 30, arrojan resultados de ahorro en el consumo energético, reducción del impacto ambiental y rentabilidad económica, ampliamente más beneficiosos para los escenarios con medidas activas que para el escenario con medidas pasivas. Además, el análisis económico del escenario basado en medidas pasivas requiere de altos costes inversión con periodos de amortización mayores a 50 años (ver Tabla 30), lo que reduce la rentabilidad de dichas medidas y requiere la concesión de ayudas por parte de las administraciones públicas para su implantación, por otra parte, la alta rentabilidad observada en los escenarios de medidas activas, con periodos de amortización en torno a los 8 años, muestran la necesidad de un nuevo protagonista en el eje vertebral de la renovación de edificios, que debe ser extendida e incentivada.

En los escenarios de renovación que contemplan mejoras activas, el sistema de almacenamiento térmico, sí ha logrado un incremento del autoconsumo fotovoltaico, disminuyendo así el consumo de energía eléctrica proveniente de la red de abastecimiento, consiguiendo una reducción de dicho consumo de aproximadamente 3.500 kWh anuales respecto al caso que no contempla almacenamiento térmico (ver Tabla 22). No obstante, los resultados del análisis económico no reflejan un aumento considerable de la rentabilidad económica respecto al caso que no contempla dicho almacenamiento. Por último, la compensación por inyección del excedente fotovoltaico a la red desincentiva la instalación de dicho sistema de almacenamiento, siendo más rentable el caso que no contempla tal sistema (ver Tabla 30).

Tras el análisis de los usos finales del consumo eléctrico proveniente de red, se observa que casi un 70% de dicho consumo se destina a usos no EPB (ver Tabla 25), por lo que existe un gran potencial de mejora del autoconsumo eléctrico en edificios residenciales que podría ser analizado en un trabajo posterior, con la implementación de un sistema de almacenamiento en acumuladores eléctricos, para ser comparado en términos energéticos, económicos y de impacto ambiental, con el caso de almacenamiento térmico aquí expuesto.

No obstante, ha de recalcar que en el presente estudio y con el objetivo de reproducir de la manera más fidedigna posible los consumos reales de las viviendas, se han incluido los consumos eléctricos asociados a usos no EBP. Dichos consumos no se contemplan en los procedimientos para la certificación de la eficiencia energética de los edificios en España, esto añadido al método de cálculo del autoconsumo, basado el cómputo de sumatorios de producción-consumo mensual en lugar de balances horarios, resulta en una enorme sobreestimación del autoconsumo llegando a saturar con frecuencia el autoconsumo obtenido en los certificados de eficiencia energética de los edificios, desincentiva por completo la instalación de sistemas de aumento del autoconsumo como los sistemas de control y almacenamiento, entre otros. Por lo que para desbloquear esta situación sería necesario el cambio de los procedimientos de cálculo para la certificación de la eficiencia de los edificios, realizando balances horarios de producción-demanda e incluyendo los consumos energéticos asociados a usos no EBP para el sector residencial.

Pese a que el almacenamiento eléctrico parece presentar mayor potencial en cuanto al incremento del autoconsumo (ver Tabla 25), se observa un potencial de implantación de sistemas de almacenamiento térmico destinado a mejorar la eficiencia energética de los sistemas basados en bomba de calor, que permita generar en horas con condiciones exteriores más favorables y almacenar, para suministrar posteriormente en horas en las que el sistema contaría con una menor eficiencia (ver Figura 56). Dicha estrategia abre la puerta a una vía de investigación en el desarrollo de sistemas de control y algoritmos que potencien sinergias con otras medidas de eficiencia energética clásica, como estrategias de free-cooling, etc.

Por último, pese a los buenos resultados generalizados de escenario con medidas activas propuesto, es necesario diferenciar los beneficios obtenidos por la aplicación de cada una de las medidas de forma independiente. Si se estudiaran por separado cada una de las medidas adoptadas, es decir, por un lado, la instalación de un sistema centralizado para la producción de ACS y agua de climatización, a través de bombas de calor y, por otro lado, la instalación de un sistema fotovoltaico para la producción de electricidad de origen renovable *in situ*, se podría comprobar como la instalación exclusiva del sistema basado en bombas de calor no conseguiría unos resultados tan prometedores en cuanto a impacto ambiental. Esto es debido a unos factores de paso de energía final a energía primaria de origen no renovable que penalizan gravemente la energía eléctrica frente al uso de gas natural, siendo aproximadamente el doble al del aplicado al consumo de gas natural. Al basarse, en muchos casos, las ayudas económicas otorgadas por las instituciones públicas para la renovación de edificios en el porcentaje de ahorro de energía primaria de origen no renovable, las instalaciones de bomba de calor por sí mismas no logran alcanzar dichas ayudas si no se acompañan de la instalación de sistemas de producción de energía eléctrica de origen renovable *in situ*, lo que hace una necesaria una revisión de dicho factor de paso para la electricidad, si se pretende incentivar la electrificación de los usos finales de la energía en el sector de la edificación.

CAPÍTULO 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] The Council of the European Union, *Council Decision (EU) 2016/1841 of 5 October 2016 on the conclusion, on behalf of the European Union, of the Paris Agreement adopted under the United Nations Framework Convention on Climate Change*. Brussels: The Council of the European Union, 2016, pp. 1–3. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/dec/2016/1841/oj>
- [2] T. Haahr, “The European Parliament declares climate emergency,” *European Parliament press room*. European Parliament, Nov. 29, 2019. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20191121IPR67110/the-european-parliament-declares-climate-emergency>
- [3] The European Commission, “The European Green Deal,” *COM/2019/640 final*. The European Commission, Brussels, Dec. 11, 2019. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1588580774040&uri=CELEX:52019DC0640>
- [4] The European Commission, “Impact Assessment - Stepping up Europe’s 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people,” Brussels, SWD(2020) 178 final, Sep. 2020. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020SC0176>
- [5] The European Commission, “Stepping up Europe’s 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people,” *COM(2020) 562 final*. The European Commission, Brussels, Sep. 17, 2020. Accessed: May 02, 2021. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030_ctp_en
- [6] IEA, “Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector,” *Int. Energy Agency*, p. 224, 2021.
- [7] The European Commission, “Clean Energy for All Europeans,” *COM/2016/0860*. The European Commission, Brussels, Nov. 30, 2016. Accessed: Jul. 09, 2020. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016DC0860&from=EN>
- [8] European Parliament and European Council, *Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Governance of the Energy Union and Climate Action*. Strasbourg: The European Parliament and the Council of the European Union, 2018, pp. 1–77. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/reg/2018/1999/oj>
- [9] European Environment Agency, “Greenhouse Gas Emissions by Aggregated Sector,” 2019. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/ghg-emissions-by-aggregated-sector-5#tab-dashboard-02>
- [10] World Economic Forum, “Fostering Effective Energy Transition.,” 2021. <https://www.weforum.org/>
- [11] N. Fabra, “The energy transition: An industrial economics perspective,” *Int. J. Ind. Organ.*, vol. 79, p. 102734, 2021, doi: 10.1016/j.ijindorg.2021.102734.

- [12] The European Parliament and The Council of the European Union, *Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings*. Strasbourg: The European Parliament and the Council of the European Union, 2010, pp. 13–35.
- [13] Eurostat, “Disaggregated Final Energy Consumption in Households for EU28,,” 2021. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_D_HHQ__custom_937958/default/table?lang=en
- [14] EU Energy Poverty Observatory, *Member State Reports on Energy Poverty 2019*. 2019. doi: 10.2833/81567.
- [15] The European Commission, “A Renovation Wave for Europe - greening our buildings, creating jobs, improving lives,” *COM(2020) 662 final*. The European Commission, Brussels, Oct. 14, 2020. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu_renovation_wave_strategy.pdf
- [16] B. D. Leibowicz, C. M. Lanham, M. T. Brozynski, J. R. Vázquez-Canteli, N. C. Castejón, and Z. Nagy, “Optimal decarbonization pathways for urban residential building energy services,” *Appl. Energy*, vol. 230, no. September, pp. 1311–1325, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.09.046.
- [17] The European Commission, “EU Building Stock Observatory,” 2021. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/eu-building-stock-observatory_en
- [18] S. L. Penttinen, K. Kallioharju, J. Sorri, J. Heljo, and P. Harsia, “Electrification and energy efficiency in buildings: Policy implications and interactions,” *Electrif. Accel. Energy Transit.*, pp. 175–196, 2021, doi: 10.1016/B978-0-12-822143-3.00004-4.
- [19] The European Parliament and The Council of the European Union, *Directive (EU) 2018/844 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 amending Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings and Directive 2012/27/EU on energy efficiency*, vol. 276 LNCS, no. May 2010. Strasbourg: The European Parliament and the Council of the European Union, 2018, pp. 75–91. Accessed: Jun. 16, 2022. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/844/oj>
- [20] European Parliament, “Directive 2018/2002/EU,” *Off. J. Eur. Union*, vol. 328, no. November, pp. 210–230, 2018, [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2002&from=EN>
- [21] EU, “Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources,” *Off. J. Eur. Union*, vol. 2018, no. L 328, pp. 82–209, 2018.
- [22] European Parliament, “Directive 2019/944 on Common Rules for the Internal Market for Electricity,” *Off. J. Eur. Union*, no. L 158/125, p. 18, 2019, [Online]. Available: http://www.omel.es/en/files/directive_celex_32019l0944_en.pdf
- [23] The European Parliament and the Council of the European Union, “Imed 2019/943,” *Off. J. Eur. Union*, vol. 62, no. L158, pp. 54–191, 2019.
- [24] D. Staniaszek, J. Kockat, and A. Vitali Roscini, “A Review of EU Member States’ Long-Term Renovation Strategies,” Brussels, Sep. 2020. [Online]. Available: https://www.bpie.eu/wp-content/uploads/2020/09/LTRS-Assessment_Final.pdf
- [25] Recomendação da Comissão (EU) 2019/786 de 8 de Maio sobre renovação de edifícios, “Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia,” *J. Of. da União Eur.*, vol. 18, no.

- 6, p. 75, 2019, [Online]. Available: <https://op.europa.eu/pt/publication-detail/-/publication/4a4ce303-77a6-11e9-9f05-01aa75ed71a1/language-en>
- [26] L. Castellazzi, P. Zangheri, and D. Paci, *Synthesis Report on the assessment of Member States' building renovation strategies*, no. March. 2016. doi: 10.2790/557013.
- [27] F. Mancini and B. Nastasi, "Energy retrofitting effects on the energy flexibility of dwellings," *Energies*, vol. 12, no. 14, 2019, doi: 10.3390/en12142788.
- [28] J. Deason and M. Borgeson, "Electrification of Buildings: Potential, Challenges, and Outlook," *Curr. Sustain. Energy Reports*, vol. 6, no. 4, pp. 131–139, 2019, doi: 10.1007/s40518-019-00143-2.
- [29] G. Thomaßen, K. Kavvadias, and J. P. Jiménez Navarro, "The decarbonisation of the EU heating sector through electrification: A parametric analysis," *Energy Policy*, vol. 148, no. August 2020, 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111929.
- [30] L. Glover, M. Villa, L. Murley, J. Coelho, R. Adey-Johnson, and A. Pinto-Bello, "Eu Market Monitor for Demand Side Flexibility 2020," p. 32, 2021, [Online]. Available: www.delta-ee.com
- [31] J. Matevosyan *et al.*, *DEMAND-SIDE FLEXIBILITY FOR POWER SECTOR TRANSFORMATION Analytical Brief DEMAND-SIDE FLEXIBILITY FOR POWER SECTOR TRANSFORMATION*. 2019. [Online]. Available: www.irena.org
- [32] Autodesk, "AutoCAD 2022," 2021. <https://www.autodesk.es/products/autocad/free-trial>
- [33] CYPE and IVE, "Arquímedes Edición IVE." 2021. [Online]. Available: <https://info.cype.com/es/producto/arquimedes-edicion-ive/>
- [34] CYPE, "CYPETHERM HE PLUS," 2021. https://store.bimserver.center/es/app/6/cypetherm_he_plus_cte_2019
- [35] U. Jordan and K. Vajen, "DHWcalc: Program to generate Domestic Hot Water profiles with statistical means for user defined conditions," *Proc. Sol. World Congr. 2005 Bringing Water to World, Incl. Proc. 34th ASES Annu. Conf. Proc. 30th Natl. Passiv. Sol. Conf.*, vol. 3, pp. 1525–1530, 2005, [Online]. Available: <https://www.uni-kassel.de/maschinenbau/institute/thermische-energietechnik/fachgebiete/solar-und-anlagentechnik/downloads>
- [36] National Renewable Energy Laboratory, "EnergyPlus." 2021. [Online]. Available: <https://energyplus.net/>
- [37] M. Mitchell, B. Muftakhidinov, and T. Winchen, "Engauge Digitizer Software." [Online]. Available: <http://markummitchell.github.io/engauge-digitizer/>
- [38] CYPE, "IFC BUILDER," 2021. https://store.bimserver.center/es/app/1/ifc_builder
- [39] J. Reichelt, V. Henning, and P. Foeckler, "Mendeley." 2022. [Online]. Available: <https://www.mendeley.com/download-reference-manager/windows>
- [40] European Commission and Joint Research Centre, "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)." https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [41] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Documentos reconocidos." <https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/DocumentosReconocidos/Paginas/documentosreconocidos.aspx> (accessed May 17, 2022).
- [42] Ministerio de Fomento, *Documento Básico HE Ahorro de Energía*. 2019, pp. 40–50.

- [43] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico and Ministerio de Transportes Movilidad y Agenda Urbana, *Condiciones Técnicas de los Procedimientos para la Evaluación de la Eficiencia Energética*. 2020, pp. 18–30.
- [44] Idae -Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - Departamento de Planificación y Estudios, “Escala de calificación,” *Idae*, vol. 5, no. 1, pp. 7–8, 2011.
- [45] Ministerio de Fomento, Dirección General de Arquitectura Vivienda y Suelo, and Subdirección General de Políticas Urbanas, “Informe sobre prospectiva y evolución futura de los sistemas de climatización y ACS en la edificación residencial.” p. 28, 2019.
- [46] I. Eurostat, Ministerio de Industria Energía y Turismo, “Consumos del Sector Residencial en España. Resumen de Información Básica,” *1*, vol. 1, pp. 1–16, 2016.
- [47] Red Eléctrica de España, “PROYECTO INDEL - Atlas de la Demanda Eléctrica española.,” *Programa Investig. y Desarro. electrotécnico*, p. 163, 1998, [Online]. Available: https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/atlas_indel_ree.pdf
- [48] ERA Solar, “Mono-crystalline Solar Module ESPHSC 450 DataSheet.” p. 2, 2019. [Online]. Available: <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-solar-450w-24v-monocristalino-era>
- [49] Mitsubishi Electric, “Bombas de calor aerotérmicas para uso residencial e industrial. Gama ECODAN.” pp. 58–63, 2021. [Online]. Available: <https://catalogo.lowcostclima.es/download/calefaccion-aeroterminia-ecodan-mitsubishi-feb2021.pdf>
- [50] ATECYR, “Guía Técnica. Instalaciones de Climatización por agua,” *IDAE (2016). Ahorr. y Efic. Energética en Clim.*, 2012, [Online]. Available: https://www.idae.es/sites/default/files/publications/documents/documentos_18_Guia_tecnica_instalaciones_de_climatizacion_por_agua_ed78f988.pdf
- [51] F. Tello-Oquendo, D. C. Vázquez-Núñez, E. Navarro-Peris, and J. M. Corberán, “Theoretical study of the heat pump performance for simultaneous production of space heating and domestic hot water,” 2021. [Online]. Available: <https://docs.lib.purdue.edu/iracc>
- [52] Gobierno de España, “Real Decreto 178/2021, de 23 de marzo, de Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios,” *Boletín Of. del Estado*, pp. 61561–61567, 2021.
- [53] Ç. Yunus A. and G. Afshin J., *Transferencia de Calor y Masa*, vol. 1, no. 9. 2013. [Online]. Available: <https://itscv.edu.ec/wp-content/uploads/2019/06/Transferencia-de-calor-y-masa.-Fundamentos-y-aplicaciones-Cuarta-Edición.pdf>
- [54] Ministry of Industry, “CO2 emission factors and step coefficients to primary energy from different final energy sources consumed in the building sector in Spain (in Spanish),” *Doc. Reconocido del Reglam. Instal. Térmicas en los Edif.*, pp. 16, 17, 18, 2016, [Online]. Available: http://www.minetad.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Otros documentos/Factores_emision_CO2.pdf
- [55] IVE, “Base de datos de la Construcción,” 2021. <https://bdc.f-ive.es/BDC21/1>
- [56] J. A. D. Deceased and W. A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*, vol. 3, no. 3. 1982. doi: 10.1016/0142-694x(82)90016-3.
- [57] Red Eléctrica - ESIOs, “COOMPARATIVO PRECIO DE LA ENERGÍA EXCEDENTARIA DEL AUTOCONSUMO PARA EL MECANISMO DE COMPENSACIÓN SIMPLIFICADA (PVPC),” 2022. https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=01-06-

2021T00%3A00&end_date=01-06-2022T23%3A55&compare_start_date=31-05-
2021T00%3A00&groupby=day&compare_indicators=1001