

eman ta zabal zazu



The University of the Basque Country
Universidad del País Vasco
Euskal Herriko Unibertsitatea

Desarrollo de un método simple para la optimización del diseño de las instalaciones en edificios residenciales de consumo energético casi nulo en el País Vasco

Eneko Iturriaga Hidalgo

(Ingeniero Industrial)

Disertación presentada en la Universidad del País Vasco (UPV / EHU) en cumplimiento de los requisitos para el grado de doctorado, del programa de Doctorado en Ingeniería Térmica del Departamento de Ingeniería Térmica.

Bajo la supervisión de:

Prof. José M^a Pedro Sala Lizarraga

Prof. Álvaro Campos Celador

Bilbao, Junio2017

RESUMEN

La presente tesis trata el desarrollo de un método simple para la optimización del diseño de instalaciones de abastecimiento de energía en edificios residenciales del País Vasco.

La escasez de fuentes de energía convencionales y los problemas medioambientales asociados al consumo de combustibles fósiles, motivados por el creciente consumo energético de los países desarrollados, provocan importantes problemas relacionados con la seguridad del suministro de energía y la sostenibilidad del sector energético. Esta situación invita a reflexionar acerca de la necesidad de transformar el modelo energético actual hacia uno con mayor diversificación de las fuentes de energía y menos dependiente de energías no renovables.

La Unión Europea quiere liderar dicha transformación y se ha impuesto importantes objetivos en esta materia, como son los objetivos 20/20/20: (i) reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 20%, (ii) ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética y (iii) conseguir que al menos el 20 % del consumo energético sea cubierto mediante fuentes renovables.

Para conseguir estos objetivos el sector de la edificación es clave, debido a su elevado potencial de ahorro. Los edificios en la Unión Europea representan el 40% del consumo de energía final, y por ello se necesita actuar para mejorar su eficiencia y fomentar el uso que hacen de las fuentes de energía renovables.

En este contexto la Unión Europea insta a los Estados Miembros a definir y desarrollar el concepto de edificio de consumo casi nulo (EECN), que inicialmente describe como “un edificio con un nivel de eficiencia energética muy alto en el que la cantidad casi nula o muy baja de energía requerida debería estar cubierta, en muy amplia medida, por energía procedente de fuentes renovables producida in situ o en el entorno”.

El objetivo de la tesis es plantear una metodología de fácil aplicación que sea útil para la optimización del diseño de las instalaciones de abastecimiento de energía a los edificios, y a partir de este modelo general, desarrollar una herramienta particularizada para su aplicación a los edificios residenciales del País Vasco.

Para el desarrollo de esta herramienta ha sido necesario recorrer un camino que implica la consecución de otros retos. La optimización está a sujeta a una serie de restricciones relacionadas con las tecnologías, con las demandas energéticas del edificio estudiado, con los precios de las energías y los combustibles o con restricciones normativas de tipo legal, por lo que para desarrollar la herramienta es necesario estudiar estos aspectos.

Se han analizado las tecnologías disponibles en el mercado para el abastecimiento de energía a edificios, seleccionando las más apropiadas y recopilando en bases de datos sus características principales. También se han analizado y propuesto en el modelo los precios para la compra y venta de energía y combustibles.

En ocasiones, no se conocen las demandas energéticas del edificio y menos aún su distribución a lo largo del año. Para el caso en el que esto suceda, se propone en esta tesis un método simplificado para la obtención de las curvas de distribución horaria de la demanda de energía, tanto térmica como eléctrica. También se ha incluido un método de cálculo para obtener la producción de colectores solares térmicos y paneles fotovoltaicos a partir de datos climáticos de fácil obtención (temperaturas y radiación) y poder así, introducir todos estos parámetros en la herramienta.

Se ha utilizado Matlab y CPLEX como *solver* de optimización, consiguiendo una herramienta que permite evaluar cuáles son las soluciones más competitivas a la hora de diseñar el sistema de suministro de energía para cada edificio. Los tiempos de procesamiento son razonables, oscilando para los casos de estudio presentados en esta tesis, entre los 15 y los 60 minutos.

La herramienta ha permitido en todos los casos de estudio seleccionar el conjunto de tecnologías óptimo para, satisfaciendo la demanda de calefacción, agua caliente sanitaria y electricidad, minimizar los costos bajo las restricciones impuestas. Cabe indicar que, si bien el objetivo marcado en este trabajo es minimizar el costo económico a lo largo de la vida útil de la instalación, el modelo permite que se establezcan otros objetivos diferentes.

La herramienta desarrollada para la optimización se ha mostrado muy útil para el análisis los aspectos que limitan la viabilidad de edificios de baja energía. Bien sea viabilidad económica o técnica, por ejemplo debida a las limitaciones de disponibilidad de espacio en cubiertas para la instalación de tecnologías renovables. Asimismo ha mostrado su capacidad para analizar el efecto que puedan tener legislaciones específicas, sobre los límites alcanzables en la definición del EECN. Por ejemplo, el efecto que tienen las políticas de autoconsumo de los distintos países sobre el concepto de EECN.

Más allá de la aplicación de esta herramienta para la optimización de las instalaciones de abastecimiento energético a edificios, resulta también de utilidad a la hora de analizar la mejor solución de rehabilitación de los mismos.

Actuar sobre la eficiencia energética de las instalaciones es algo habitual cuando se están diseñando edificios nuevos, ya que en una fase anterior del proyecto ya se ha analizado la envolvente con el objetivo de minimizar la demanda. Sin embargo, para el caso de rehabilitaciones integrales de edificios, resulta muy interesante la optimización conjunta (simultánea) de instalaciones y envolventes. De modo que, la optimización resolverá hasta qué punto es resulta más ventajoso mejorar la eficiencia de las instalaciones y hasta qué punto la envolvente.

El modelo propuesto es lo suficientemente flexible como para admitir las modificaciones necesarias que lo hagan aplicable también a la rehabilitación de edificio. La aplicación de esta herramienta modificada, en la que se incluyen distintas alternativas de rehabilitación de envolventes, a un caso de estudio, arroja resultados satisfactorios que avalan su validez para analizar la rehabilitación de edificios.

Dada la importancia que las políticas de ahorro y eficiencia energética de la Unión Europea conceden a la cogeneración de alta eficiencia y a los sistemas urbanos de calefacción, se ha analizado también la aplicabilidad de la herramienta para la optimización del diseño de redes de calefacción urbana, mostrándose igualmente útil en este campo.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN.....	3
ÍNDICE DE CONTENIDOS	6
ÍNDICE DE FIGURAS.....	10
ÍNDICE DE TABLAS	13
NOMENCLATURA	16
CAPÍTULO 1: Introducción.....	19
1. La importancia del ahorro energético.....	20
2. Las políticas europeas, nacionales y regionales	22
2.1 Políticas europeas	23
2.1.1 <i>Objetivos de la Unión Europea en materia de energía.....</i>	<i>23</i>
2.1.2 <i>Evolución del concepto de EECN a través de las políticas energéticas europeas.....</i>	<i>24</i>
2.2 El edificio de consumo casi nulo en Europa	30
2.2.1 <i>El concepto de edificio de consumo casi nulo a nivel europeo.....</i>	<i>30</i>
2.2.2 <i>La curva de coste, el óptimo económico y la zona de diseño para EECN.....</i>	<i>34</i>
2.3 Políticas nacionales.....	36
2.3.1 <i>Objetivos de política energética en España.....</i>	<i>36</i>
2.3.2 <i>Trasposición de las directivas europeas a la legislación española</i>	<i>37</i>
2.3.3 <i>Definición de edificio de consumo casi nulo en España.....</i>	<i>39</i>
2.4 Políticas regionales y locales.....	42
3. El ahorro energético en la edificación.....	44
4. El enfoque de la tesis. Sus objetivos	45
4.1 Objetivos	45
4.2 Estructura del trabajo	46
CAPÍTULO 2: Desarrollo del modelo de optimización.....	49
1. Introducción	50
2. El modelo matemático general	51
2.1 El modelo energético	54

2.2	El modelo económico.....	60
2.3	El problema de optimización	61
2.4	Implementación del modelo a edificios residenciales en el País Vasco	62
3.	Modelos de estimación de costes y prestaciones.....	64
3.1	Colectores solares térmicos.....	65
3.2	Paneles fotovoltaicos	68
3.3	Ciclo Orgánico de Rankine (ORC)	69
3.4	Motor de combustión interna.....	70
3.5	Turbina de gas.....	71
3.6	Caldera de biomasa.....	72
3.7	Caldera de gas natural. De condensación y convencional.....	73
3.8	Bomba de calor aire/agua	74
3.9	Almacenamiento térmico.....	75
3.10	Resumen.....	76
4.	Precios de energía eléctrica, combustibles y emisiones.....	77
4.1	Precio de compra de energía eléctrica	77
4.2	Precio de venta de energía eléctrica.....	78
4.3	Precio de compra de gas natural	79
4.4	Precio de compra de biomasa.....	79
4.5	Precio de las emisiones de CO2	80
4.6	Resumen.....	80
5.	Costes de operación y mantenimiento, interés y vida útil	81
6.	Método simple para la obtención de curvas de demanda	81
6.1	Obtención de la distribución horaria de la temperatura en los días tipo mensuales... ..	81
6.2	Obtención de la distribución horaria de la demanda térmica para los días tipos mensuales	82
6.2.1	<i>Distribución horaria de la demanda de calefacción.....</i>	82
6.2.2	<i>Distribución horaria de la demanda para producción de agua caliente sanitaria</i>	86
6.3	Obtención de la distribución horaria de la demanda eléctrica.....	88
6.4	Cálculo de la potencia pico de demanda.....	91
7.	Cálculo de la producción de colectores solares térmicos y paneles fotovoltaicos.....	93

7.1	Obtención de la distribución horaria de la radiación sobre superficies inclinadas	93
7.1.1	<i>Distribución de la radiación total diaria entre las distintas horas del día</i>	93
7.1.2	<i>Distribución de la radiación difusa diaria entre las distintas horas del día</i>	94
7.1.3	<i>Distribución de la radiación directa diaria entre las distintas horas del día</i>	95
7.1.4	<i>Radiación total diaria sobre una superficie inclinada</i>	95
7.2	Estimación de producción de colectores solares térmicos	96
7.3	Estimación de producción de paneles fotovoltaicos	97
8.	El nuevo CTE	99
8.1	El nuevo contexto normativo	100
8.2	Modificaciones necesarias del método de optimización	102
9.	Caso de estudio	102
10.	Resultados	111
11.	Introducción al análisis del efecto de las políticas de autoconsumo	117
12.	Las políticas para el autoconsumo en la Unión Europea	118
12.1	La iniciativa “Energía limpia para todos los europeos”:	118
12.2	Análisis de las políticas de autoconsumo en 10 Estados Miembros	119
13.	Análisis de la influencia de las políticas de autoconsumo sobre el modelo de optimización	122
14.	Conclusiones	127
	CAPÍTULO 3: Aplicación del modelo a la rehabilitación de edificios	130
1.	Introducción.	131
2.	Modificaciones en el modelo matemático	133
3.	Caso de estudio	135
3.1	Definición del edificio	135
3.2	Definición de alternativas para la envolvente	136
3.3	Obtención del ahorro energético equivalente para cada envolvente	140
3.4	Obtención de la demanda pico de calefacción para cada envolvente	142
4.	Resultados	146
5.	Conclusiones	151
	CAPÍTULO 4: Aplicación del modelo a nivel de distrito	153
1.	Introducción	154

2.	Metodología para la caracterización de la demanda.....	156
2.1	Definición del barrio	158
2.2	Alternativas para la envolvente y tecnologías consideradas	162
2.3	Demanda energética anual.....	163
2.3.1	<i>Demanda térmica anual de calefacción:</i>	163
2.3.2	<i>Demanda térmica anual para preparación de agua caliente sanitaria:</i>	166
2.3.3	<i>Demanda anual de electricidad:</i>	167
2.4	Demanda pico de calefacción para cada envolvente	167
2.5	Topología de la red urbana	167
2.6	Adaptación del modelo a la inclusión de redes de distrito.....	169
3.	Resultados	170
4.	Conclusiones.....	175
	CAPÍTULO 5: Conclusiones	177
1.	Síntesis	178
2.	Contribuciones	181
3.	Futuras líneas de investigación.....	182
	REFERENCIAS.....	184

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Consumo de energía vs Producto Interior Bruto	20
Figura 2. Consumo energético mundial 1900-2050.....	21
Figura 3. Consumo de energía primaria mundial por fuente de energía (MTep).....	21
Figura 4. Consumo de energía primaria mundial por regiones (MTep).....	22
Figura 5. Indicadores de consumo de energía primaria (en kWh/m ² año), para edificios residenciales nuevos en distintos países de la UE.....	32
Figura 6. Evolución del consumo de energía primaria en los edificios en Dinamarca.	33
Figura 7. Curva de coste global vs consumo energía primaria no renovable para un determinado edificio.....	35
Figura 8. Esquema de directivas europeas relacionadas con la eficiencia energética de los edificios y su transposición a la legislación española	41
Figura 9. Superestructura general para los sistemas de abastecimiento de energía a edificios	55
Figura 10. Balance de energías a nivel de tecnología en cualquier intervalo de tiempo	56
Figura 11. Ejemplos de balances de energía a nivel de tecnología.....	58
Figura 12. Balance de energías a nivel de módulo	58
Figura 13. Curva de rendimiento medio de colectores planos (FPC)	66
Figura 14. Curva de rendimiento medio de colectores tipo tubo de vacío (ETC).....	66
Figura 15. Curva de rendimiento medio de colectores tipo concentrador parabólico (CPC)	67
Figura 16. Curva de rendimientos de colectores planos (con y sin absorbedor selectivo), con concentrador parabólico y tubos de vacío.	67
Figura 17. Gráfico de costes de inversión de distintos tipos de colectores solares en función del número de unidades.....	68
Figura 18. Gráfico de costes de inversión de distintos tipos de paneles fotovoltaicos en función su potencia pico.....	69
Figura 19. Gráfico de prestaciones del Ciclo Orgánico de Rankine (ORC): Rendimientos y coste vs potencia nominal eléctrica.	70
Figura 20. Gráfico de prestaciones del motor de cogeneración: Rendimientos y coste vs potencia nominal eléctrica.....	71
Figura 21. Gráfico de prestaciones de la microturbina de gas: Rendimientos y coste vs potencia nominal eléctrica.....	72
Figura 22. Gráfico de prestaciones de la caldera de biomasa: Rendimiento y coste vs potencia térmica nominal.	73
Figura 23. Gráfico de prestaciones de la caldera de condensación de gas natural: Rendimiento y coste vs potencia térmica nominal	74
Figura 24. Gráfico de prestaciones de la caldera de gas natural convencional: Rendimiento y coste vs potencia térmica nominal.....	74

Figura 25. Gráfico de prestaciones de la bomba de calor: Rendimiento y coste vs potencia térmica nominal.....	75
Figura 26. Gráfico de costes de inversión del almacenamiento térmico en función la energía que es capaz de almacenar.....	76
Figura 27. Gráfico de la distribución de la demanda de agua caliente sanitaria a lo largo del día, según IDAE.....	88
Figura 28. Edificio objeto del caso de estudio y vista aérea.....	103
Figura 29. Vista de la cubierta del edificio.....	104
Figura 30. Distribución horaria de la demanda energética para calefacción para los días tipo representativos de cada mes.....	105
Figura 31. Distribución horaria de la demanda energética para preparación de ACS para los días tipo representativos de cada mes.....	106
Figura 32. Distribución horaria de la demanda de electricidad para los días tipo representativos de cada mes.....	107
Figura 33. Factor de autoconsumo en función de los límites de consumo NRPE.....	114
Figura 34. Inversión para cada caso de estudio y aportaciones de cada tecnología.....	115
Figura 35. Coste anual mínimo para diferentes valores de NRPE.....	116
Figura 36. Inversión y aportaciones de cada tecnología para los distintos casos analizados.....	125
Figura 37. Coste anual mínimo para diferentes valores de NRPE para los distintos casos de analizados.....	127
Figura 38. Ejemplos de balances de energía a nivel de la tecnología virtual correspondiente a una acción de rehabilitación sobre la envolvente.....	133
Figura 39. Vista aérea del edificio de referencia.....	136
Figura 40. Planta de la vivienda monitorizada.....	137
Figura 41. Temperaturas de encendido y apagado a lo largo del año y temperatura base para el caso de la Alternativa 0 (edificio actual sin rehabilitar).....	141
Figura 42. Tasa de ventilación e infiltración a 4 m/s vs Tasa ventilación según CTE, para alternativas seleccionadas.....	145
Figura 43. Inversión para cada caso de estudio y aportaciones de cada tecnología y de la envolvente.....	149
Figura 44. Coste anual mínimo para diferentes valores de NRPE.....	150
Figura 45. Evolución de las redes de calefacción y refrigeración urbanas en España (fuente ADHAC).....	155
Figura 46. Mapa de los edificios de Euskadi y mapa de los edificios del barrio de Otxarkoaga (Bilbao).....	156
Figura 47. Tipologías de edificios en diferentes orientaciones.....	157
Figura 48. Vista aérea del barrio objeto de análisis.....	159
Figura 49. Mapa de los edificios incluidos en el caso de estudio.....	159
Figura 50. Mapa de morfología de los edificios del barrio.....	160
Figura 51. Mapa de orientación de los edificios del barrio.....	161
Figura 52. Mapa de número de plantas de los edificios del barrio.....	162

Figura 53. Edificio de referencia tipo A y su orientación original	165
Figura 54. Gráfico del efecto del giro del edificio sobre la demanda térmica anual de calefacción.....	166
Figura 55. Topología de la red urbana considerada para el caso de estudio	168
Figura 56. Inversión para cada caso de estudio y aportaciones de cada tecnología y de la envolvente, para el caso de estudio a nivel de barrio.	173
Figura 57. Coste anual mínimo para diferentes valores de NRPE	174

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Definición del concepto de EECN en los países de la Unión Europea más Noruega	31
Tabla 2. Evolución de valores límite de consumo de energía primaria (en kWh/m ² año), para edificios residenciales en Dinamarca.....	33
Tabla 3. Ahorros de energía final en el sector Edificación y equipamiento (ktep) y distribución porcentual de ahorros.....	38
Tabla 4. . Valores límite de consumo de energía primaria (en kWh/m ² año), para bloque existente de viviendas con clasificación energética A en capitales de provincia del País Vasco.....	40
Tabla 5. Tecnologías consideradas	64
Tabla 6. Tecnologías consideradas	77
Tabla 7. Coeficientes de paso de energía final a emisiones	80
Tabla 8. Costes de las emisiones para distintas fuentes de energía	80
Tabla 9. Tabla resumen de coste de distintas fuentes de energía y sus emisiones	80
Tabla 10. Valor base de la demanda energética de calefacción, según CTE, para las distintas zonas climáticas de invierno del País Vasco.....	83
Tabla 11. Zonas climáticas asignadas por el CTE a municipios de las provincias de la CAPV en función de su altitud.....	83
Tabla 12. Consumos de agua caliente sanitaria (a una temperatura de referencia de 60°C) por persona para un edificio de viviendas, según CTE	86
Tabla 13. Ocupación de viviendas según el número de dormitorios, según CTE.....	86
Tabla 14. Distribución de la demanda de agua caliente sanitaria a lo largo del día, según IDAE.	87
Tabla 15. Resumen de demanda energética de electricidad anual y por estaciones para una vivienda social en el Reino Unido.	89
Tabla 16. Resumen de demanda energética de electricidad media anual para viviendas en el País Vasco y por provincias, según EVE.....	89
Tabla 17. Comparación entre demanda energética de electricidad media anual para viviendas en el País Vasco y en el Reino Unido.	90
Tabla 18. Limitaciones y/o carencias detectadas en el DB-HE del CTE del año 2013.....	101
Tabla 19. Relación entre nuevos indicadores y sus exigencias.....	101
Tabla 20. Superficies y transmitancias de los cerramientos del edificio del caso de estudio.	104
Tabla 21. Demanda energética para calefacción (kWh/h). Distribución horaria para los días tipo representativos de cada mes.....	106
Tabla 22. Demanda energética para ACS (kWh/h). Distribución horaria para los días tipo representativos de cada mes.	107

Tabla 23. Demanda de electricidad (kWh/h). Distribución horaria para los días tipo representativos de cada mes.....	108
Tabla 24. Irradiancia global (kWh/h m ²) sobre una superficie inclinada 45°. Distribución horaria para los días tipo representativos de cada mes.....	109
Tabla 25. Costes variables considerados.....	110
Tabla 26. PES mínimo en función de la cogeneración.....	110
Tabla 27. Valores de referencia <i>Ref Hη</i> y <i>Ref Eη</i>	110
Tabla 28. Configuración del sistema de abastecimiento de energía para los tres casos analizados.....	112
Tabla 29. Resultados de operación para los tres casos analizados.....	113
Tabla 30. Resultados económicos para los tres casos analizados.....	115
Tabla 31. Configuración del sistema de abastecimiento de energía para los distintos casos analizados.....	123
Tabla 32. Resultados de operación para los distintos casos analizados.....	124
Tabla 33. Resultados económicos para los distintos casos analizados.....	126
Tabla 34. Ahorro de energía final previsto para el año 2020, desglosado por sectores.....	131
Tabla 35. Alternativas de envolventes consideradas y sus características.....	138
Tabla 36. Superficies de los cerramientos del edificio.....	139
Tabla 37. Costes de implantación de las distintas soluciones de envolventes.....	139
Tabla 38. Demanda anual de calefacción en función de la envolvente.....	140
Tabla 39. Permeabilidades de ventanas y cerramientos opacos.....	143
Tabla 40. Permeabilidad global del edificio a 50 Pa, para las distintas alternativas de envolventes consideradas.....	144
Tabla 41. Tasa equivalente de ventilación y Caudal de aire de ventilación más infiltraciones, para las distintas alternativas de envolventes consideradas.....	145
Tabla 42. Potencia pico de calefacción (kW) para cada alternativa de envolvente.....	146
Tabla 43. Configuración del sistema de abastecimiento de energía y envolventes seleccionadas para los tres casos analizados.....	147
Tabla 44. Resultados de operación para los tres casos analizados.....	148
Tabla 45. Resultados económicos para los tres casos analizados.....	149
Tabla 46. Superficie máxima y mínima de los edificios para cada morfología.....	161
Tabla 47. Superficies totales de los cerramientos que componen todos los edificios del barrio.....	163
Tabla 48. Demanda anual de calefacción de los edificios de referencia en función de la envolvente.....	164
Tabla 49. Efecto del giro del edificio sobre la demanda térmica anual de calefacción para el edificio de referencia tipo A.....	165
Tabla 50. Potencia pico de calefacción (kW) para cada alternativa de envolvente.....	167
Tabla 51. Justificación de la inversión para la red urbana del caso de estudio.....	169
Tabla 52. Configuración del sistema de abastecimiento de energía y envolventes seleccionadas para los tres casos analizados, a nivel de barrio.....	171

Tabla 53. Resultados de operación para los tres casos analizados	172
Tabla 54. Resultados económicos para los tres casos analizados a nivel de barrio	174

NOMENCLATURA

CONJUNTOS E ÍNDICES:

Conjunto	Índice	Descripción
K	k	Tecnologías
K_{MAN}	k	Tecnologías gestionables ($K_{MAN} \subseteq K$)
K_{FR}	k	Tecnologías con plena regulación de carga ($K_{FR} \subseteq K$)
K_{RR}	k	Tecnologías con limitación en la regulación de carga ($K_{RR} \subseteq K$)
S	s	Módulos
	p_k	Producto principal de una tecnología ($p_k \in S$)
S_{NE}	k	Módulos, excluyendo electricidad ($S_{NE} \subseteq S$)
F_{MAN}	f	Fueles gestionables
F_{NMAN}	f	Fueles no gestionables
D	d	Días de referencia
H_d	h	Intervalos en un día de referencia
J	j	Ubicación de la instalación

VARIABLES:

Símbolo	Descripción	Unidades
n_k	Número de unidades instaladas de una tecnología	(ud)
$u_k^{d,h}$	Estado de una unidad (encendido / apagado)	(1/0)
$e_{s,k,d,h}^{OUT}$	Energía total producida	(kWh/h)
$e_{s,k,d,h}^{IN}$	Energía total consumida	(kWh/h)
$e_{s,d,h}^{BUY}$	Energía comprada por el sistema	(kWh/h)
$e_{s,d,h}^{SELL}$	Energía vendida por el sistema	(kWh/h)
$e_{s,d,h}^{STO}$	Energía transferida a almacenamiento	(kWh/h)
$e_{f,k,d,h}^{MAN}$	Entrada de fuel gestionable	(kWh/h)
$q_s^{d,h}$	Energía almacenada al comienzo de un intervalo	(kWh)

PARÁMETROS CONSTANTES:

Simbolo	Descripción	Unidades
N_d	Número de días anuales de un día de referencia	(ud)
$L_s^{d,h}$	Demanda	(kWh/h)
L_s^{PEAK}	Potencia pico	(kW)
$E_{s,k}^{MAX}$	Potencia a carga máxima	(kW)
$E_{s,k}^{MIN}$	Potencia a carga mínima	(kW)
$Q_{s,k}^{MAX}$	Máxima capacidad de almacenamiento	(kWh)
$NPRES^{LIM}$	Límite consumo NRPE, excluyendo electricidad	(kWh/año)
$NPRES'^{LIM}$	Límite consumo NRPE, incluyendo electricidad	(kWh/año)
A_j^{MAX}	Área disponible en la ubicación de la instalación	(m ²)
$A_{j,k}$	Superficie ocupada por una tecnología	(m ²)
W_s	Coefficiente de conversión a energía primaria, nivel módulo	
$W_{s,k}$	Coefficiente de conversión a energía primaria, nivel módulo y tecnología	
$E_{f,k,d,h}^{NMAN}$	Entrada de fuel no gestionable	(kWh/h)
η_s^Q	Eficiencia en el almacenamiento	(%)
$\eta_{s,k}^{OUT}$	Ratio de producción con respecto al producto principal	(%)
$\eta_{s,k}^{IN}$	Ratio de consumo con respecto al producto principal	(%)
$\eta_{f,k}^{MAN}$	Ratio de entrada de fuel gestionable con respecto al producto principal	(%)
$\eta_{f,k}^{NMAN}$	Ratio de entrada de fuel no gestionable con respecto al producto principal	(%)
C_k^{INV}	Costes de inversión inicial	(€)
C_s^{BUY}	Coste de compra de energía	(€/kWh)
C_s^{SELL}	Ingreso por venta de energía	(€/kWh)
C_f^{MAN}	Coste de compra de fueles gestionables	(€/kWh)
C_s^{INI}	Suma de la amortización anual de las tecnologías	(€)

$f_k^{O\&M}$	Coste de operación y mantenimiento (en % de la inversión)	(%)
C_k^{OP}	Coste variables anuales de cada tecnología	(€)
R_i	Tasa de descuento para el año i	(%)
V	Valor residual de cada tecnología al final de la vida útil de la planta	(€)

CAPÍTULO

1

Introducción

1. La importancia del ahorro energético

La energía juega un papel fundamental en el desarrollo económico y social de los países, está presente en cualquier actividad económica en el mundo desarrollado ya que cualquier actividad industrial, comercial o de transportes está íntimamente ligada al consumo de energía. Su necesidad está también relacionada con el estado de bienestar, ya que resulta indispensable para el acondicionamiento y comodidades presentes en los hogares.

Pero la necesidad de la energía también acarrea enfrentarse con una serie de problemas:

- Existe una **relación entre la riqueza de un país y su consumo energético**, tal y como se muestra en la Fig.1 [1] es decir, un consumo de energía desigual entre países desarrollados y no desarrollados. Esta diferencia se ha visto incrementada debido a un aumento exponencial de la demanda energética por parte de los países desarrollados desde principios de siglo (ver Fig.2) [2]

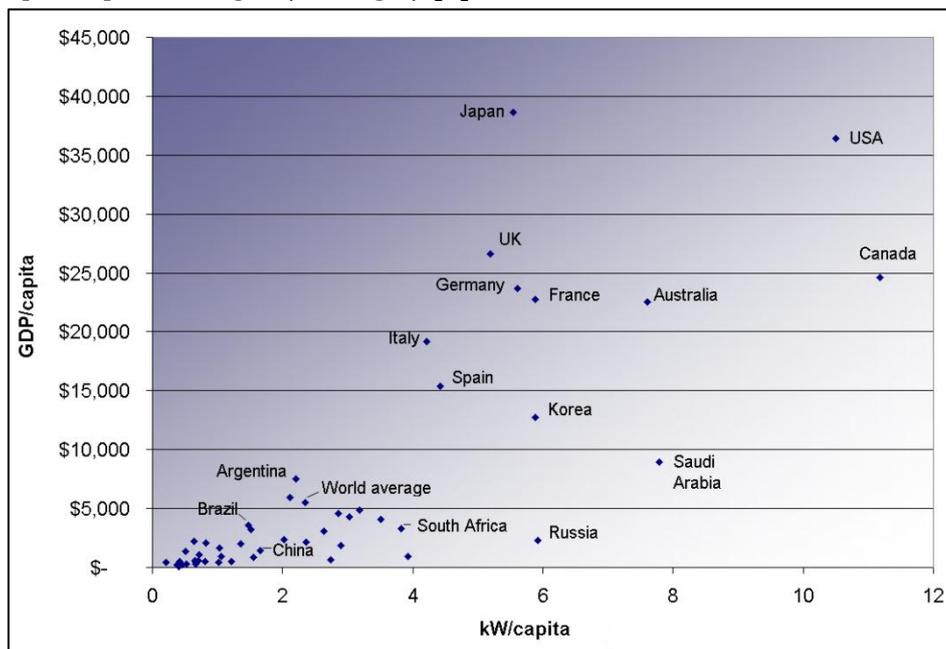


Figura 1. Consumo de energía vs Producto Interior Bruto

- Una **cada vez mayor escasez de las fuentes de energía convencionales**. Las más utilizadas son las basadas en combustibles fósiles (ver Fig.3 [3]), las cuales se concentran en unas zonas geográficas concretas. Esto genera tensiones por la explotación de dichos recursos resultando en tensiones geopolíticas entre los países que más energía demandan y los países productores. Entre otros efectos, esto incide sobre los precios de estas fuentes de energía, los cuales son elevados y volátiles.

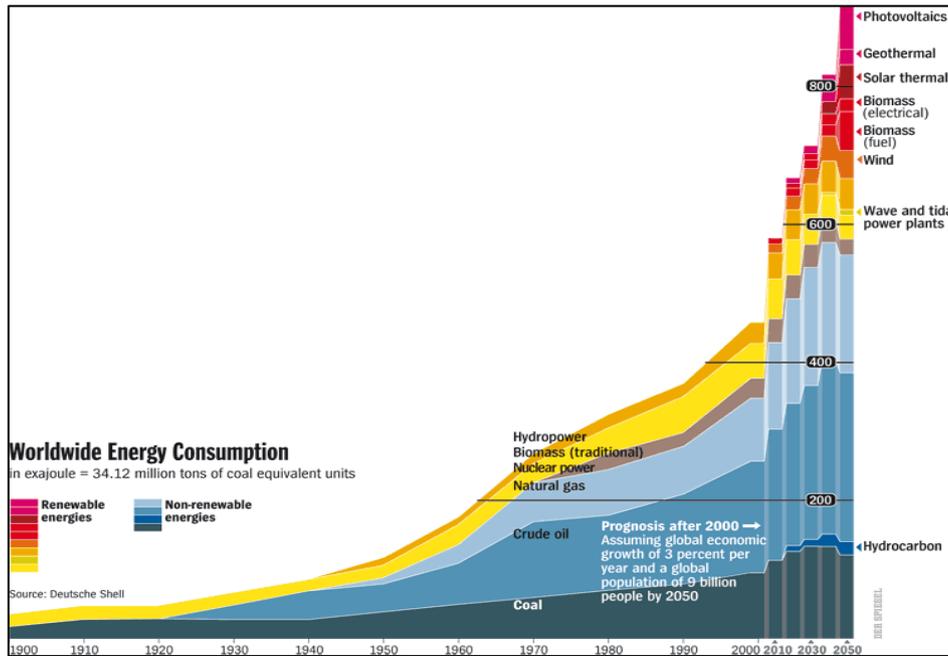


Figura 2. Consumo energético mundial 1900-2050

- El empleo de dichos **combustibles fósiles genera importantes problemas medioambientales** derivados de las emisiones contaminantes producidas durante la combustión.

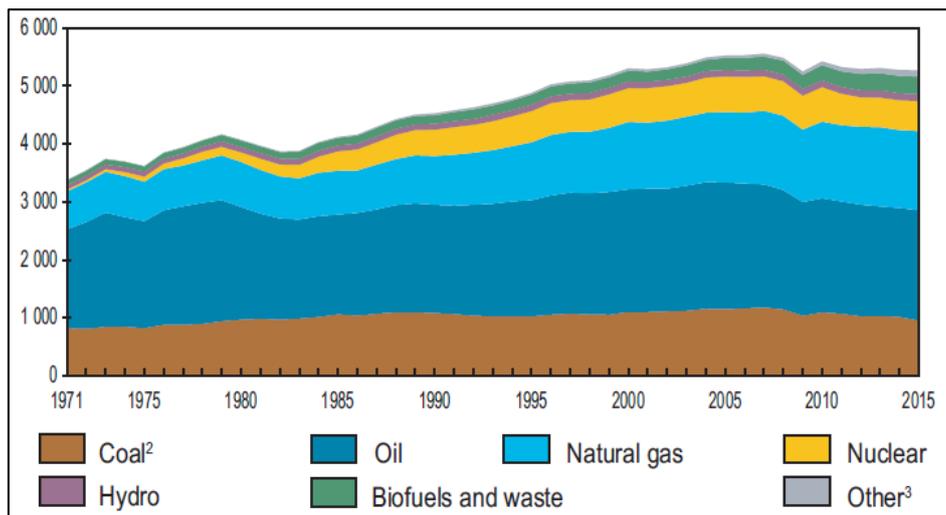


Figura 3. Consumo de energía primaria mundial por fuente de energía (MTep)

La solución para paliar los efectos de estos problemas pasa por cambiar el modelo energético existente diversificando las fuentes de energía, en favor de fuentes de energía menos contaminantes y en concreto por el fomento del empleo de energías renovables.

En paralelo se deben tomar medidas para disminuir el consumo de energía primaria, especialmente por parte de los países más desarrollados, ya que son estos los que más consumen (ver Fig.4 [3]) y para ello se puede actuar sobre los dos factores clave en los que se basa nuestro consumo energético:

- La demanda de energía. El consumo energético se ha incrementado exponencialmente en los países desarrollados, debido a los hábitos adquiridos en los que nuestras necesidades son cada vez mayores. Por ello nuestra demanda de energía final ha aumentado hasta niveles insostenibles.
- La eficiencia que se consigue en los procesos de transformación de la energía, es decir, el rendimiento que se consigue en las transformaciones producidas desde el origen de la energía primaria hasta el uso de la energía final.

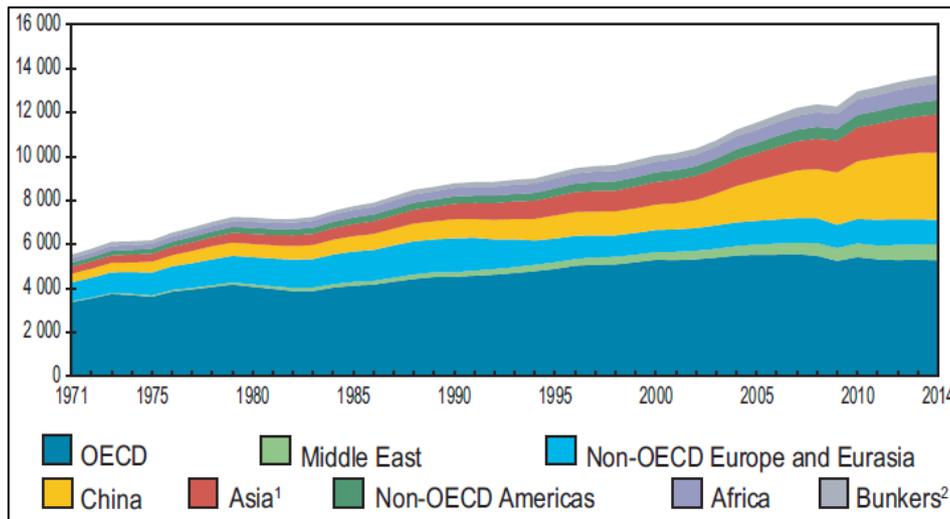


Figura 4. Consumo de energía primaria mundial por regiones (MTep)

Cada uno de estos dos factores invita a una reflexión encaminada a la reducción del consumo de energía primaria:

- La energía más barata es aquella que no se consume. Esto se traduce en la necesidad de reducir la demanda de energía final a la considerada necesaria.
- Analizar el modo en que estamos consumiendo esa energía para saber si es el óptimo o existe otra forma mejor de obtener el mismo resultado. Es decir, es necesario optimizar el cómo se usa la energía primaria para satisfacer dicha demanda de energía final necesaria.

2. Las políticas europeas, nacionales y regionales

A la vista de los problemas antes planteados, los países más desarrollados han sido pioneros en el desarrollo de políticas energéticas destinadas a conseguir principalmente la seguridad

del suministro y la sostenibilidad del sector energético. En concreto, el caso de Europa es paradigmático en la consecución de estos objetivos.

En el presente apartado se van a exponer en primer lugar cuales son los objetivos de la unión europea en materia de energía para particularizar después dichos objetivos al sector de la edificación. Para ello se presentará un pequeño desarrollo histórico de cómo y porqué se han ido creando las distintas directivas europeas, que condicionan el funcionamiento de los edificios y que confluyen hacia la definición del edificio de consumo casi nulo (EECN). Se incluye también una sección explicando cómo se entiende en los distintos países de la Unión Europea el concepto de edificio de consumo casi nulo.

Posteriormente se presentan los objetivos a nivel nacional en materia de energía y se expone de qué manera se han ido transponiendo las distintas directivas europeas que afectan al funcionamiento de los edificios, a la legislación nacional. Por último se exponen los objetivos propuestos para los próximos años del sector energético vasco y se comenta la existencia de otros planes energéticos de ámbito territorial y/o local.

Conocer cómo y porqué ha sido este desarrollo histórico de las políticas europeas y nacionales en materia de energía, resulta relevante para el desarrollo de esta tesis, ya que:

- Ayuda a comprender la importancia que tiene el ahorro de energía y el peso que tiene en el sector de edificación para conseguir los objetivos fijados
- Ayuda a comprender la evolución del funcionamiento de los edificios, y como a lo largo de los años se ido paulatinamente limitando su consumo energético.
- Conocer la definición de edificio de consumo casi nulo, es la base sobre la que se va a construir el método simple de optimización que se presenta en esta tesis.

2.1 Políticas europeas

2.1.1 Objetivos de la Unión Europea en materia de energía

De conformidad con el Tratado de Lisboa, los principales objetivos de la política energética de la Unión Europea son:

- Garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión Europea;
- Fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético, así como el desarrollo de formas de energía nuevas y renovables;

Para garantizar la seguridad del abastecimiento energético la Unión Europea, se actúa en un doble frente: por un lado actuando para intensificar las relaciones exteriores en el sector de la energía [4], con el objetivo de promover una mayor cooperación transfronteriza de la Unión con sus países vecinos, y por otro evaluar y desarrollar planes preventivos adecuados para situaciones de emergencia [5][6]

En materia de eficiencia energética, ahorro energético y desarrollo de formas de energía renovable, en el Consejo Europeo de Marzo de 2007, se marcaron los objetivos para la Unión Europea para el año 2020:

- 20% de reducción de gases de efecto invernadero por debajo de los niveles de 1990
- 20% del consumo energético final de energías renovables
- 20% de reducción de consumo en energía primaria comparado con los niveles tendenciales

Para encaminar a los estados miembros hacia el cumplimiento de los objetivos del 2020, nacen la Directiva 2012/27/UE [7], con el propósito fomentar la eficiencia energética, la directiva 2010/30/CE [8], para el etiquetado energético y la directiva 2009/28/CE [9], para el fomento del uso de fuentes de energía renovables.

Asimismo, la Unión europea promueve proyectos de investigación, desarrollo y demostración, siendo el programa Horizonte 2020 el principal instrumento para fomentar la investigación en materia de energía. Se propone acelerar la introducción en el mercado y la asimilación por parte de tecnologías energéticas eficientes y con baja emisión de carbono [10] y definir una estrategia futura que permita a la Unión tener una tecnología de nivel mundial y un sector de la innovación adecuado para hacer frente a los retos más allá del 2020 [11].

2.1.2 Evolución del concepto de EECN a través de las políticas energéticas europeas

El origen: Passivehaus:

El concepto de casa pasiva como aquella que aprovecha los recursos naturales de su entorno y que cuenta con una eficiencia energética superior a la construcción tradicional, nació en EEUU en los años 80, pero el concepto de un estándar de casa pasiva (en alemán passivhaus) fue desarrollado a finales de los años 80 por los profesores Bo Adamson y Wolfgang Feist.

Entre los objetivos estándar de los edificios pasivos [12] se encuentran la limitación de la demanda de energía para calefacción a 15 kWh/m² año e igualmente para refrigeración. Además la energía primaria total demandada por el edificio (incluyendo calefacción, ACS, climatización, iluminación y electrodomésticos) no debe superar los 120 kWh/m² año.

El primer edificio diseñado bajo este estándar fue construido en el año 1990 en Darmstadt (Alemania) [13]. En 1998 nace el proyecto europea CEPHEUS (Cost Efficient Passive Houses as European Standards), cuyo objetivo es la realización de proyectos demostrativos de nuevos edificios residenciales en los que se consigue una reducción rentable del consumo total de energía (para calefacción, agua caliente sanitaria y electricidad) de un 75% como mínimo. [14]. Bajo este programa, que finaliza en el año 2001 se construyeron 221 viviendas en cinco países europeos, bajo respaldo científico y evaluando su construcción mediante programas de mediciones sistemáticas [15].

En la actualidad el Passivehaus Institute asegura en su página web tener certificados 4.063 edificios, principalmente localizados en Alemania, Austria y los países escandinavos [16].

Directiva 93/76/CEE (SAVE)

El estándar passivehaus es sin duda el germen del que nació la primera normativa europea que trata el tema de la eficiencia energética de los edificios con cierta intensidad: la Directiva 93/76/CEE (SAVE) relativa a la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante la mejora de la eficacia energética [17].

Esta directiva tenía por objeto la limitación de las emisiones de dióxido de carbono provenientes de la edificación, mediante la mejora de la eficiencia energética y para ello establecía los siguientes puntos de mejora:

- La certificación energética de los edificios
- La facturación de los gastos de calefacción, climatización y ACS en función del consumo real
- La financiación por terceros de las inversiones en eficiencia energética en el sector público
- El aislamiento térmico de los edificios nuevos
- La inspección periódica de las calderas
- Las auditorías energéticas en las empresas de elevado consumo de energía

No obstante, como se cita en la propia directiva, ningún artículo del Tratado constitutivo de la Comunidad Económica Europea otorga poderes necesarios al Consejo para legislar sobre aspectos relacionados con este ámbito, por lo que la directiva no establecía verdaderas obligaciones.

Esta directiva fue actualizada por la Directiva 2006/32/CE, sobre la que posteriormente se habla.

Protocolo Kyoto

En 1997, en la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático se adopta el Protocolo de Kyoto [18], cuyo objetivo es reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global de la tierra, al menos en un 5% en el periodo comprendido entre 2008 y 2012.

El compromiso que adoptó la unión europea fue aún mayor, comprometiéndose a que su reducción llegara hasta un 8%.

El protocolo de Kyoto entra en vigor en el año 2005.

En el artículo 2 del protocolo se insta al fomento de la eficiencia energética en los sectores pertinentes de las economías nacionales. La edificación (construcción) se considera una

dichos sectores ya que en la Unión Europea los edificios son responsables del 40% del consumo total de energía final [19], alcanzado en España casi el 30% de la energía final consumida (23.561 kTep), en el año 2015 [20] A través del fomento de la eficiencia energética en los edificios se debe contribuir a conseguir una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, en particular de las de dióxido de carbono.

Directiva 2002/91/CE

Inspirada en el Protocolo de Kyoto, nace la Directiva 2002/91/CE relativa a la eficiencia energética de los edificios (EPBD de sus siglas en inglés) [21], con el objetivo de fomentar la eficiencia energética de los edificios, teniendo en cuenta las condiciones climáticas exteriores, las particularidades locales, los requisitos ambientales interiores y la relación coste-eficacia.

Esta Directiva establece herramientas concretas, como son:

- el establecimiento de **requisitos mínimos de eficiencia energética** en edificios nuevos, y existentes que lleven a cabo grandes obras de renovación;
- la introducción de **certificados de eficiencia energética**;
- las **inspecciones de sistemas de climatización** de tamaño medio y grande.

Cabe destacar que es la primera directiva que establece una metodología de cálculo de la eficiencia energética integrada de los edificios.

Esta directiva fue *derogada* por la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios.

Directiva 2006/32/CE

Posteriormente el parlamento europeo y el consejo de la unión europea adoptan la Directiva 2006/32/CE sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos [22]. Esta directiva deroga la Directiva 93/76/CEE (SAVE) relativa a la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante la mejora de la eficacia energética.

Tiene como objetivo aumentar, de una manera rentable, la eficiencia del uso final de la energía:

- estableciendo **objetivos orientativos y normas generales** para eliminar obstáculos existentes en el mercado y fallos actuales en el uso eficiente de la energía.
- creando condiciones propicias para el **fomento de un mercado de servicios energéticos, programas de ahorro energético y otras medidas de eficiencia energética** destinadas a los usuarios finales.

Establece un objetivo orientativo de ahorro de energía de un 9 % desde la aprobación de la directiva hasta el año 2016, en el contexto de un plan de acción para la eficiencia energética (PAEE).

Promociona la eficiencia del uso final de la energía y de los servicios energéticos, mediante una serie de obligaciones a los Estados Miembros, que deberán:

- garantizar que los distribuidores de energía, los operadores de sistemas de distribución y las empresas minoristas de venta de energía proporcionen la **información sobre sus clientes finales a las autoridades** para diseñar y aplicar adecuadamente los programas de **mejora de la eficiencia energética**.
- garantizar la **información sobre programas para la mejora de la eficiencia energética** ante los agentes del mercado.
- **modificar la legislación** y las normativas nacionales **que impidan el uso de medidas para el ahorro de energía** en el mercado de servicios energéticos.
- asegurarán la **existencia de auditorías energéticas** (para determinar potenciales medidas de mejora de la eficiencia energética)
- **proporcionar**, siempre que sea posible, a los usuarios finales **contadores individuales** a precios competitivos y **que reflejen el consumo real** de energía.

Impone a los Estados miembros la presentación de Planes de Acción de Eficiencia energética (PAEEs) en 2007, 2011 y 2014 incluyendo las medidas previstas para alcanzar los objetivos, y la evaluación del PAEE anterior.

Esta directiva fue derogada por la Directiva 2012/27/UE.

Directiva 2010/31/UE

El Consejo Europeo de marzo de 2007 puso de relieve la necesidad de aumentar la eficiencia energética en la Unión para alcanzar el objetivo de reducir su consumo energético en un 20 % para 2020, y abogó por una aplicación rápida de las prioridades establecidas en la Comunicación de la Comisión «Plan de acción para la eficiencia energética: realizar el potencial»[23]. Este Plan de acción determinó el considerable potencial de ahorro energético rentable que posee el sector de los edificios. En su Resolución de 31 de enero de 2008, el Parlamento Europeo abogó por un refuerzo de las disposiciones de la Directiva 2002/91/CE y se ha pronunciado a favor de que el objetivo del 20 % de eficiencia energética para 2020 sea vinculante. Por ello y ante la necesidad de modificaciones sustantivas de la anterior Directiva 2002/91/CE, se procede a su refundición en la nueva Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios [24]

Es en esta directiva cuando se establece una primera definición de “edificio de consumo de energía casi nulo (EECN)”: es un edificio con un nivel de eficiencia energética muy alto, (la directiva en uno de sus anexos detalla cómo determinar dicho nivel). La cantidad casi nula o

muy baja de energía requerida debería estar cubierta, en muy amplia medida, por energía procedente de fuentes renovables producida in situ o en el entorno.

No obstante, la directiva emplaza a los estado miembros a que definan qué es consumo casi nulo y que incluyan un indicador numérico de uso de energía primaria expresado en kWh/m² al año.

La definición de estos indicadores, supone introducir una nueva manera de concebir el diseño de los edificios que, como se explica más adelante para el caso de España, pasa a ser un diseño facultativo (es decir garantizar que el conjunto del edificio no superar el indicador establecido de energía primaria).

La directiva obliga a los estados miembros a que a partir del 31 de diciembre del 2020 todos los edificios nuevos sean EECN. Además los edificios nuevos de uso público deberán ser EECN a partir del 31 de diciembre del 2018.

También obliga a los Estados Miembros a que elaboren planes nacionales con el objetivo de aumentar el número de edificios de consumo de energía casi nulo. Estos planes nacionales deben incluir (además de la definición de consumo casi nulo con el indicador numérico correspondiente antes citado), objetivos intermedios para mejorar la eficiencia energética de los edificios nuevos en 2015, e información sobre las políticas y medidas financieras para promover los edificios de consumo de energía casi nulo

La Comisión se compromete a la publicar periódicamente informes en los que se recojan los avances efectuados por los Estados miembros a la hora de aumentar el número de edificios de consumo de energía casi nulo y en los que propongan medidas para aumentar el número de este tipo de edificios y para fomentar las mejores prácticas en materia de transformación rentable de edificios existentes en edificios de consumo de energía casi nulo.

El término transformación “rentable”, se explica porque la directiva exige a los Estados miembros que establezcan unos requisitos mínimos de eficiencia energética, pero siempre que resulten rentables a lo largo del ciclo de vida útil estimada. Para establecer dichos requisitos mínimos, los Estados Miembros podrán distinguir entre edificios nuevos o existentes así como categorías de edificios.

En este sentido, la Directiva insta a los Estados Miembros a aplicar una metodología de cálculo de la eficiencia energética de los edificios. Complementando a esta directiva, la Comisión europea presenta en el Reglamento delegado (UE) nº 244/2012 [25], en el que se establece un marco metodológico comparativo para calcular los niveles óptimos de rentabilidad (metodología de coste óptimo) de los requisitos mínimos de eficiencia energética de los edificios.

Esta metodología abarca los siguientes pasos:

- 1) Establecimiento de edificios de referencia
- 2) Identificación de las medidas de eficiencia energética, de las medidas basadas en fuentes de energía renovables y/o de los paquetes y variantes de unas y otras medidas., aplicables a cada edificio de referencia
- 3) Cálculo de la demanda de energía primaria resultante de la aplicación a los edificios de referencia de las medidas
- 4) Cálculo de costes globales (Considerando inversión inicial, valor residual, costes de sustitución, de mantenimiento, de la energía y de desmantelamiento, si procede).
- 5) Determinación de los niveles de coste óptimo
- 6) Análisis de sensibilidad

Los requisitos mínimos de eficiencia energética se revisarán periódicamente a intervalos no superiores a cinco años

Directiva 2012/27/UE

En el año 2006 la Comisión redactó el Plan de acción para la eficiencia energética: realizar el potencial (COM(2006) 545) [23], con el objetivo de controlar y reducir la demanda de energía, y tomar medidas específicas relativas al consumo y el suministro para ahorrar un 20 % en el consumo anual de energía primaria desde el año 2007 al 2020 (frente a las previsiones de consumo de energía para ese mismo año). De momento, este plan no lleva camino de cumplirse.

Así lo reconoce la Comisión, en su Comunicación relativa a un Plan de Eficiencia Energética 2011 (COM(2011) 109) [26], en la cual indica que a pesar de los progresos conseguidos en las políticas nacionales de eficiencia energética, en cumplimiento de lo indicado en la Directiva 2006/32/CE, la Unión Europea no alcanzaría su objetivo de eficiencia energética.

En este contexto y debido a la necesidad de actualizar el marco legal de la Unión Europea para alcanzar el objetivo de lograr en 2020 un ahorro del 20% en el consumo de energía primaria de la Unión Europea, nace la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética [7]

Esta nueva Directiva deroga entre otras a la Directiva 2006/32/CE y nace con los objetivos de:

- Establecer **un marco común de medidas para el fomento de la eficiencia energética** dentro de la Unión a fin de asegurar la consecución del objetivo principal de eficiencia energética de un 20% de ahorro para 2020, y preparar el camino para conseguir nuevas mejoras de eficiencia energética más allá del 2020.
- Establecer normas destinadas a **eliminar barreras en el mercado de la energía** y a superar deficiencias del mercado que obstaculizan la eficiencia en el abastecimiento y el consumo de energía.
- Fomentar el acceso a **auditorías energéticas**

- Disponer el establecimiento de **objetivos nacionales** orientativos de **eficiencia energética** para 2020.

En lo referente a los edificios esta directiva destaca los siguientes requisitos:

- Los Estados Miembros deberán afrontar, a modo ejemplarizante, de la **reforma anual de al menos el 3 % del parque inmobiliario** propiedad de las administraciones centrales a partir de 2014, y la adquisición de edificios, servicios y productos con un elevado rendimiento en términos de eficiencia energética.
- Los Estados Miembros deberán establecer **estrategias nacionales a largo plazo para fomentar la inversión en la renovación de inmuebles residenciales y comerciales**, y elaborar regímenes nacionales de obligaciones en materia de eficiencia energética o medidas equivalentes que garanticen un ahorro anual de energía del 1,5 % para los usuarios finales;
- Los Estados Miembros deberán evaluar a finales de 2015 el **potencial de aplicación de la cogeneración de alta eficiencia** y sistemas urbanos eficientes de calefacción y refrigeración.

2.2 El edificio de consumo casi nulo en Europa

2.2.1 El concepto de edificio de consumo casi nulo a nivel europeo

El Building Performance Institute Europe (BPIE) resume el estado actual de los diferentes enfoques e indicadores usados por los Estados Miembros (y Noruega) para la definición de edificio de consumo casi nulo, tanto para edificios nuevos como para existentes [27].

En él, se aprecia los diferentes niveles de exigencia de los distintos países en la definición de edificio de consumo casi nulo.

De los 28 Estados Miembros (más Noruega) en 15 países se dispone de definición de edificio de consumo casi nulo (Austria, Bélgica, Croacia, Chipre, Chequia, Dinamarca, Estonia, Irlanda, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Holanda, Rumania, Eslovaquia y Reino Unido). En 3 países se han definido los requisitos para que un edificio sea EECN, pero se está aún a la espera de su implementación en la legislación nacional (Bulgaria, Italia y Eslovenia). En los restantes 11 países la definición se encuentra en estudio, si bien 5 de ellos ya aportan indicadores de lo que puede ser un EECN (Francia, Malta, Hungría, Polonia y Suecia), frente a los otros 6 (Finlandia, Alemania, Grecia, Noruega, Portugal y España) que no lo hacen. Estos datos quedan resumidos en la Tabla 1

País	Definición EECN disponible	Consumo electrodomésticos incluido ¹	Indicador consumo energía primaria (kWh/m ² año)
Alemania	En estudio. Sin indicadores	No	No disponible
Austria	Si	Si	160
Bélgica	Si	No	45 ³
Bulgaria	Pendiente implementar en legislación nacional	No	30-50
Croacia	Si	No	33-41
Chipre	Si	No	100
Chequia	Si	No	No disponible
Dinamarca	Si	No	20
Eslovaquia	Si	No ²	32-54
Eslovenia	Pendiente implementar en legislación nacional	No	45-50
Estonia	Si	No	50-100
España	En estudio. Sin indicadores	No	No disponible
Finlandia	En estudio. Sin indicadores	Si	No disponible
Francia	En estudio pero disponen indicadores	No	40-65
Grecia	En estudio. Sin indicadores	No disponible	No disponible
Holanda	Si	No	No disponible
Hungría	En estudio pero disponen indicadores	No	50-72
Irlanda	Si	No	45
Italia	Pendiente implementar en legislación nacional	No	No disponible
Letonia	Si	No	95
Lituania	Si	No	No disponible
Luxemburgo	Si	No ²	No disponible
Malta	En estudio pero disponen indicadores	No	40
Noruega	En estudio. Sin indicadores	No	No disponible
Polonia	En estudio pero disponen indicadores	No	60-75
Portugal	En estudio. Sin indicadores	No	No disponible
Reino Unido	Si	No	44
Rumania	Si	No	93-217
Suecia	En estudio pero disponen indicadores	No	30-75

¹ Además de consumo de para calefacción, refrigeración, ventilación y agua caliente sanitaria

² No se incluye el consumo de refrigeración

³ Dato para la región de Bruselas

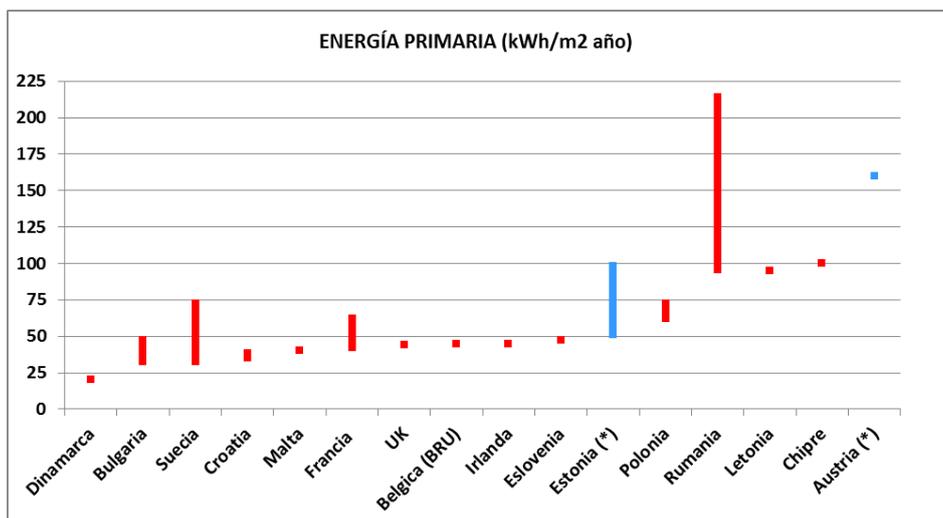
Tabla 1. Definición del concepto de EECN en los países de la Unión Europea más Noruega

La definición de edificio de energía casi nula difiere en los distintos países. En la mayoría de los países se incluye el consumo por calefacción, agua caliente sanitaria, ventilación y climatización e iluminación (principalmente para edificios no residenciales). Sin embargo en algunos países (como Austria, Estonia o Finlandia) se considera también el consumo de los electrodomésticos.

Algunos Estados Miembros han establecido indicadores (expresados como consumo de energía primaria expresado en kWh/m² año), para definir los edificios de consumo casi nulo. No en todos los casos están aprobados pero aportan una idea acerca de los rangos de consumo de energía primaria exigibles.

En el caso de edificios nuevos, 16 países han definido dichos indicadores, aunque para edificios existentes la situación está más retrasada, ya que hasta la fecha sólo 9 países han establecido de manera oficial los requisitos exigibles.

En la Fig. 5 se representan los indicadores en kWh/m² año disponibles, que cada país establece para definir edificio de consumo casi nulo, para el caso de edificios residenciales y de obra nueva.



(*) Estonia y Austria consideran el consumo de electrodomésticos dentro del valor límite establecido para consumo de energía primaria de los edificios.

Figura 5. Indicadores de consumo de energía primaria (en kWh/m² año), para edificios residenciales nuevos en distintos países de la UE

Atendiendo a los indicadores publicados hasta la fecha, se observa que el rango de consumo de energía primaria para edificios residenciales de nueva construcción en la UE, está comprendido entre 20 y 217 kWh/m² año. Este rango se estrecha en la mayoría de los países a valores comprendidos entre 40 y 50 kWh/m² año.

En algunos países se puede observar la evolución histórica de los valores de consumo límite de energía primaria no renovable exigibles por normativa, apreciándose una creciente tendencia a limitar cada vez más ese consumo.

A modo de ejemplo cabe destacar el caso de Dinamarca [28]:

Tomando como referencia el consumo límite de energía primaria en edificios en el año 2006, (fecha límite para la entrada en vigor de la primera directiva de eficiencia energética en los edificios - Directiva 2002/91/CE), la legislación nacional danesa en el año 2010 (Danish Building Regulation 2010 - BR10), ajustaba dicho límite de energía primaria como mínimo en un 25%.

Pero además, esa normativa nacional, adicionalmente establecía requisitos mínimos para lograr dos clasificaciones voluntarias de bajo consumo energético: Una era Low Energy Class 2015 y la otra Building Class 2020 (EECN2020).

La Low Energy Class 2015, implica un ajuste del consumo límite de energía primaria en un 50% respecto de la línea base del año 2006 y para la Building Class 2020 el ajuste alcanza el 75%.

En números y para un edificio residencial, los requerimientos de cada caso se muestran en la Tabla 2. En la Fig.6 se muestra la evolución del consumo de energía primaria en los edificios en Dinamarca, tomando como referencia el año 2006.

Año 2006	Año 2010	Año 2015	Año 2020
(Dir 202/91/CE)	(BR10)	(BR10)	(BR10)
Línea Base	52,5 + 1650/A (kWh/m ²)	30+1000/A (kWh/m ²)	20 (kWh/m ²)

(A: superficie calefactada en m²)

Tabla 2. Evolución de valores límite de consumo de energía primaria (en kWh/m² año), para edificios residenciales en Dinamarca.

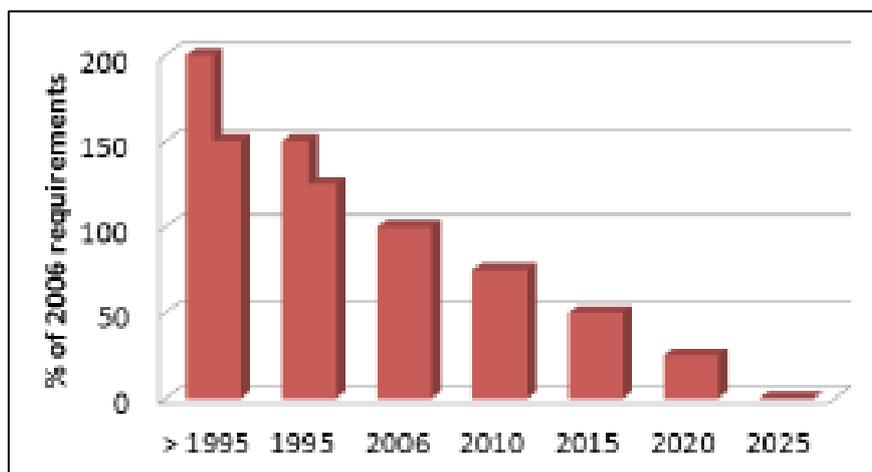


Figura 6. Evolución del consumo de energía primaria en los edificios en Dinamarca.

Estos números se corresponden con el caso de Dinamarca, pero sucede también en el resto de los Estados Miembros y muestran el considerable progreso realizado en los últimos años.

En el caso de España, el primer paso normativo encaminado a reducir el consumo de energía de los edificios se produce con la aparición de la norma básica de condiciones térmicas en los edificios (NBE-CT-79), ya que exige la colocación de aislamiento térmico, hasta ese momento no obligatorio.

No se produce ninguna novedad en esta materia hasta el año 2007, con la aprobación del Código Técnico de la Edificación. Su documento básico de ahorro de energía establece unas exigencias en la disminución de la demanda de energía, mejoras en la eficiencia energética de las instalaciones térmicas e iluminación, así como la aportación de un mínimo de energías renovables para la producción de agua caliente sanitaria. Estos cambios normativos suponen una mejora entre el 25% y el 30 % en la demanda de energía.

En el año 2014, entra en vigor el nuevo CTE, que en su documento básico de ahorro de energía establece unos valores más exigentes en las transmitancias térmicas de cerramientos y limita el consumo energético de los edificios.

A título ilustrativo, señalar que antes de la aparición de la NBE-CT-79, el valor de la transmitancia térmica de fachadas debía de ser inferior a $3 \text{ W/m}^2 \text{ K}$. Posteriormente y hasta la aparición de la primera versión de CTE debía ser inferior a $1,40 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ y tras su aprobación no debía superar $0,66 \text{ W/m}^2 \text{ K}$. Con el nuevo CTE ésta debe de ser inferior a $0,27 \text{ W/m}^2 \text{ K}$. Esto quiere decir que se requiere un mayor aislamiento térmico en las fachadas.

Dado que la Directiva 2010/31/UE indica que los estados Miembros deberán revisar periódicamente, a intervalos no superiores a cinco años, los requisitos mínimos de eficiencia energética, es previsible que futuras revisiones del CTE, revisen a la baja las limitaciones al consumo energético de los edificios, junto con nuevas imposiciones.

2.2.2 La curva de coste, el óptimo económico y la zona de diseño para EECN

Supongamos que disponemos de un determinado edificio de referencia, y analizamos los efectos que tiene sobre los costes globales de sus instalaciones (inversión y explotación), considerar distintas exigencias de consumo límite de energía primaria al mismo.

Al representar en unos ejes cartesianos en abscisas los valores del consumo de energía primaria del edificio (en kWh/m^2) para cada una de las medidas y en el de coordenadas su coste económico correspondiente (en $\text{€}/\text{m}^2$), se obtiene una curva de la forma: [29], mostrada en la Fig.7

La Directiva 2010/31/EU, sugiere como método para realizar la evaluación económica, el valor actualizado neto (VAN). La norma EN 15459 [30] describe este método de cálculo de costes globales a través de la fórmula:

$$C^{\text{annual}} = C^{\text{INI}} + \sum_{i=0}^{LS} (C_i^{\text{OP}} \cdot R_i) - V \quad (\text{Eq.1.1})$$

Donde:

- C^{annual} : Costes globales referidos al primer año
- C^{INI} : Inversión inicial
- C_i^{OP} : Costes anuales para el año i (coste de energía, operación, sustitución y mantenimiento)
- R_i : Tasa de descuento para el año i (dependiendo de la tasa de interés)
- V : Valor residual

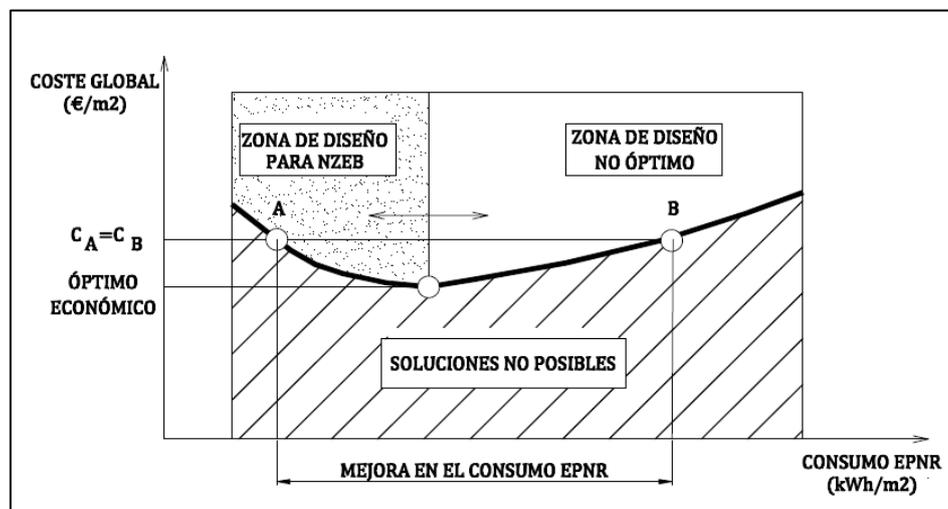


Figura 7. Curva de coste global vs consumo energía primaria no renovable para un determinado edificio

En la parte izquierda de la curva, para exigencias de consumo de energía primaria muy bajas (próximas a cero), las medidas a tomar implican costes económicos elevados (imputables no tanto a costes de operación y mantenimiento, sino a altas inversiones en equipos). En la parte derecha de la curva, los costes económicos vuelven a crecer a medida que crece el consumo de energía primaria del edificio (en este caso no imputables a inversiones en equipos pero sí a elevados gastos de operación y mantenimiento).

La curva representa los costes globales mínimos para distintas exigencias de consumo de energía primaria, planteables como objetivo de diseño. En la zona central de la curva se encuentra el mínimo coste económico absoluto para el edificio objeto de estudio (óptimo económico).

En un diseño del edificio puramente economicista, este punto sería el objetivo de diseño. Toda la zona que queda en la parte superior de la curva son puntos de posibles soluciones, mientras que la inferior son soluciones EPNR/Coste no alcanzables. Desde el óptimo económico hacia la derecha de la curva son soluciones no deseables (ya que representan consumos de energía primaria del edificio mejorables para un mismo coste económico. En la Fig.7 se observa como los A y B representan diseños con iguales costes globales, sin embargo el punto A es una mejor solución porque supone menores consumos energéticos. Por lo tanto la parte de la curva que queda a la izquierda del óptimo económico es la zona en la que se encuentran las soluciones para los EECN.

De aquí que en la normativa hable de soluciones “económicamente factibles”. No se va a obligar a diseñar en la zona extrema a la izquierda de la curva, pero sí a la izquierda del óptimo económico, por lo que se debe asumir un sobrecoste económico.

2.3 Políticas nacionales

2.3.1 *Objetivos de política energética en España*

Al igual que sucede a nivel europeo, la demanda energética en España tiene una fuerte dependencia de las importaciones, especialmente de combustibles de origen fósil. La penetración del gas natural es notable y las energías renovables han alcanzado un nivel relevante. Casi una cuarta parte de la demanda eléctrica del país se cubre mediante energía nuclear, mientras que en la actualidad las plantas de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles se encuentran muy infrautilizadas.

La política energética de España, viene marcada por las directrices europeas, y se centran en las siguientes áreas de actuación: diversificación de las fuentes de aprovisionamiento de energía y promoción de las energías renovables, ahorro y eficiencia energética y cambio climático.

El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 [31], en concordancia con la Directiva 2009/28/CE, establece el objetivo de que las renovables alcance una participación en el 2020 del 20,8%.

El Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) 2010-2020 [32] define una serie de medidas encaminadas al cumplimiento de los retos asumidos en el Consejo Europeo de 2007. El objetivo de este PAEE 2010-2020, es conseguir un ahorro de energía primaria, a través de las medidas propuestas, de un 20% en el consumo de energía primaria en el año 2020, respecto del esperable en caso de no emplear dichas medidas.

2.3.2 *Trasposición de las directivas europeas a la legislación española*

Las directivas europeas relacionadas con la eficiencia energética de los edificios que han sido repasadas anteriormente han sido traspuestas a la legislación española tal como sigue:

La **Directiva 93/76/CEE (SAVE)** relativa a la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante la mejora de la eficacia energética (SAVE), se transpone a la legislación española mediante el R.D. 1751/1998 por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE) [33], particularmente en lo relativo a la facturación de los gastos de calefacción, climatización y ACS en función del consumo real.

Sin embargo, este real decreto no habla del resto de los objetivos de la directiva europea (certificación energética, financiación por terceros de las inversiones en eficiencia energética en el sector público, aislamiento térmico de los edificios nuevos, inspección periódica de calderas o auditorías energéticas en las empresas de elevado consumo de energía).

La **Directiva 2002/91/CE** relativa a la eficiencia energética de los edificios ha sido transpuesta mediante tres Reales Decretos:

- R.D. 1027/2007 por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE nuevo),[34]
- R.D. 314/2006 por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE) [35]
- R.D. 47/2007 por el que se aprueba el Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción (CEE) [36]

El nuevo RITE transpone la citada directiva europea en lo referente a:

- Establecer los requisitos mínimos de eficiencia para edificios nuevos (junto con el HE del CTE)
- Establece la obligatoriedad de la inspecciones periódicas de calderas y de sistemas de aire acondicionado
- Establece la obligación de evaluar el estado de la instalaciones de calefacción con calderas de más de 15 años

El Código Técnico de la Edificación, en su documento básico HE referente al ahorro energético, plantea una metodología de cálculo de la eficiencia energética de los edificios (Calener).

Por último el Real Decreto 47/2007 determina la metodología de cálculo para la calificación energética de los edificios y aprueba la etiqueta de eficiencia energética para edificios de nueva construcción.

La **Directiva 2006/32/CE** sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos fija un objetivo mínimo orientativo de ahorro energético del 9% en 2016; Este objetivo sigue vigente, ya que la nueva Directiva 2012/27/UE no deroga este objetivo.

Ambas directivas indican en la obligatoriedad de los estados miembros de presentar Planes nacionales de acción para la eficiencia energética, en los que se fijan las actuaciones y mecanismos para conseguir los objetivos marcados.

En cumplimiento de esto, España ha enviado a la comisión el último de estos planes: Plan de ahorro y eficiencia energética 2011-2020 [32]

En lo relativo al sector de la edificación, este plan indica los siguientes aspectos relevantes:

- Los ahorros previstos se encuentran más localizados en el sector terciario que en el sector de la vivienda
- En lo referente a la vivienda se prevén ahorros derivados de una mejor envolvente y de una mejora de la eficiencia de los sistemas empleados. Sin embargo este efecto se verá en parte paliado por una mayor demanda de equipos de aire acondicionado domésticos.
- Se prevé una mejora en los rendimientos de instalaciones, debido a una mayor presencia de redes de frío y calor a nivel urbano gestionadas por las empresas de servicios energéticos, en las que estén presentes fuentes de energía renovable y/o cogeneraciones
- Desarrollo de Smart grids, optimización de los sistemas de gestión y desarrollo de elementos de medición y control
- Los ahorros esperables en el períodos 2011-2020 en el conjunto de edificios de usos vivienda y terciarios son en un 73% atribuibles a mejoras en la envolvente e instalaciones térmicas y en un 29% a mejoras de eficiencia energética en la iluminación (fundamentalmente en edificios terciarios), tal y como se muestra en la Tabla 3.

	2010		2016		2020	
	(ktep)	(%)	(ktep)	(%)	(ktep)	(%)
EDIFICACIÓN Y EQUIPAMIENTO	2.529	53,6	2.674	20,3	2.867	16,1
Residencial:	752	15,9	119	0,9	211	1,2
<i>Envolvente y equipos térmicos</i>	699	14,8	85	0,6	161	0,9
<i>Iluminación</i>	53	1,1	34	0,3	50	0,3
Terciario:	1.570	33,3	2.497	19,0	2.736	15,3
<i>Envolvente y equipos térmicos</i>	1.322	28,0	1.858	14,1	1.944	10,9
<i>Iluminación</i>	248	5,3	639	4,9	792	4,4
Equipamiento:	207	4,4	57	0,4	-80	-0,4

Tabla 3. Ahorros de energía final en el sector Edificación y equipamiento (ktep) y distribución porcentual de ahorros

Posteriormente nació la **Directiva 2010/31/UE** relativa a la eficiencia energética en edificios, como refundición de la anterior directiva 2002/91/CE, por lo que para su transposición a la legislación española ha sido necesaria la modificación del Reglamento de Instalaciones

Térmicas en los Edificios y del Código Técnico de la Edificación, modificaciones que se recogen en el RD 238/2013 [37].

La entrada en vigor de esta Directiva europea representa un cambio muy significativo, en el diseño y la concepción de los edificios en España. Hasta la fecha la normativa en el ámbito de la edificación tenía un carácter claramente prescriptivo, obligando a los diseñadores a justificar que los edificios cumplieran unas propiedades mínimas. Sin embargo a partir de la transposición de esta directiva, la normativa pasa a tener un carácter más facultativo, es decir el edificio en su totalidad debe tener un impacto menor o igual que un cierto valor, generalmente medido en términos de energía primaria.

Adicionalmente también ha sido necesario modificar la certificación energética de los edificios. El Real Decreto 235/2013 aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios [38] y deroga al anterior Real Decreto 47/2007, teniendo en cuenta lo dictado en la directiva 2010/31/UE e incluyendo la certificación energética de edificios existentes.

La **Directiva 2012/27/UE** se transpone parcialmente a la legislación española mediante el Real Decreto 56/2016

Este real decreto transpone principalmente lo relativo a auditorías energéticas, sistemas de acreditación para proveedores de servicios energéticos y auditores energéticos y la promoción de la eficiencia energética en los procesos de producción y uso del calor y del frío.

Pero este Real Decreto no dice nada, y por lo tanto quedan pendientes de transposición los aspectos de la directiva relacionados con:

- La **renovación de los edificios públicos** (a modo ejemplarizante y con el objetivo de que la administración disponga de edificios, servicios y productos de elevado rendimiento en términos de eficiencia energética)
- La evaluación del **potencial de aplicación de la cogeneración de alta eficiencia** y sistemas urbanos de calefacción y refrigeración

En la Fig.8, se recoge un esquema de las directivas europeas relacionadas con la eficiencia energética de los edificios y cómo se transponen a la legislación española.

2.3.3 Definición de edificio de consumo casi nulo en España.

La definición del edificio de consumo casi nulo se realiza de forma progresiva. Así lo indica la directiva 2010/31/UE, instando a los Estados Miembros a revisar periódicamente a intervalos no superiores a cinco años los requisitos mínimos de eficiencia energética.

En el caso de España, el marco normativo actual aplicable es el DB-HE CTE de septiembre de 2013, que constituye el marco normativo en el que se encuadra esta tesis. Se espera por lo

tanto una nueva actualización normativa antes de septiembre de 2018. En esta línea, el Ministerio de Fomento ha publicado un nuevo documento donde se presentan las bases sobre las que se apoyará dicha actualización. En el apartado 8 del Capítulo 2 se analizan las implicaciones del que presumiblemente será el nuevo marco normativo que defina el edificio de consumo casi nulo.

Por lo tanto a día de hoy, aún está pendiente en España la definición de qué es un edificio de consumo casi nulo, así como la definición del indicador numérico que limite el uso de energía primaria.

No obstante, la publicación del antes citado RD 47/2007 y posteriormente del RD235/2013 hace que en España se realice un estudio para el diseño de la etiqueta energética de los edificios [39] y [40].

Estos documentos aportan una idea de cuáles pueden ser las exigencias a las limitaciones del consumo de energía de los edificios, ya que establecen los valores límites de energía primaria consumida que configuran cada uno de los distintos escalones de calificación energética de un edificio (desde A, la más eficiente hasta G la menos).

Si bien habrá que esperar, esta línea se apunta desde algunas comunidades autónomas, por ejemplo en el País Vasco, el Decreto 178/2015 sobre la sostenibilidad energética del sector público de la Comunidad Autónoma de Euskadi [41], indica que mientras no se establezca la normativa o metodología concreta para cuantificarlo, el consumo de energía casi nulo en un edificio se considera equivalente a:

- disponer de calificación energética tipo A (como mínimo) , y
- contar con un 70% de su consumo de energía primaria, proveniente de fuentes renovables.

Como es lógico (y así lo permite la Directiva 2010/31/UE) los valores límites de una determinada calificación energética dependen de la localización geográfica del edificio. Para disponer de unos valores orientativos de lo que puede ser el consumo límite de energía primaria de un edificio existente de bloques de viviendas de clasificación A, se aportan en la Tabla 4 los valores para las capitales de provincia del País Vasco, por ser el contexto en el que se encuadra esta tesis.

Consumo límite de energía primaria (edificio clasificación A)		
Bilbao	San Sebastián	Vitoria-Gasteiz
28,8 kWh/m ²	36,4 kWh/m ²	47,6 kWh/m ²

Tabla 4. . Valores límite de consumo de energía primaria (en kWh/m² año), para bloque existente de viviendas con clasificación energética A en capitales de provincia del País Vasco

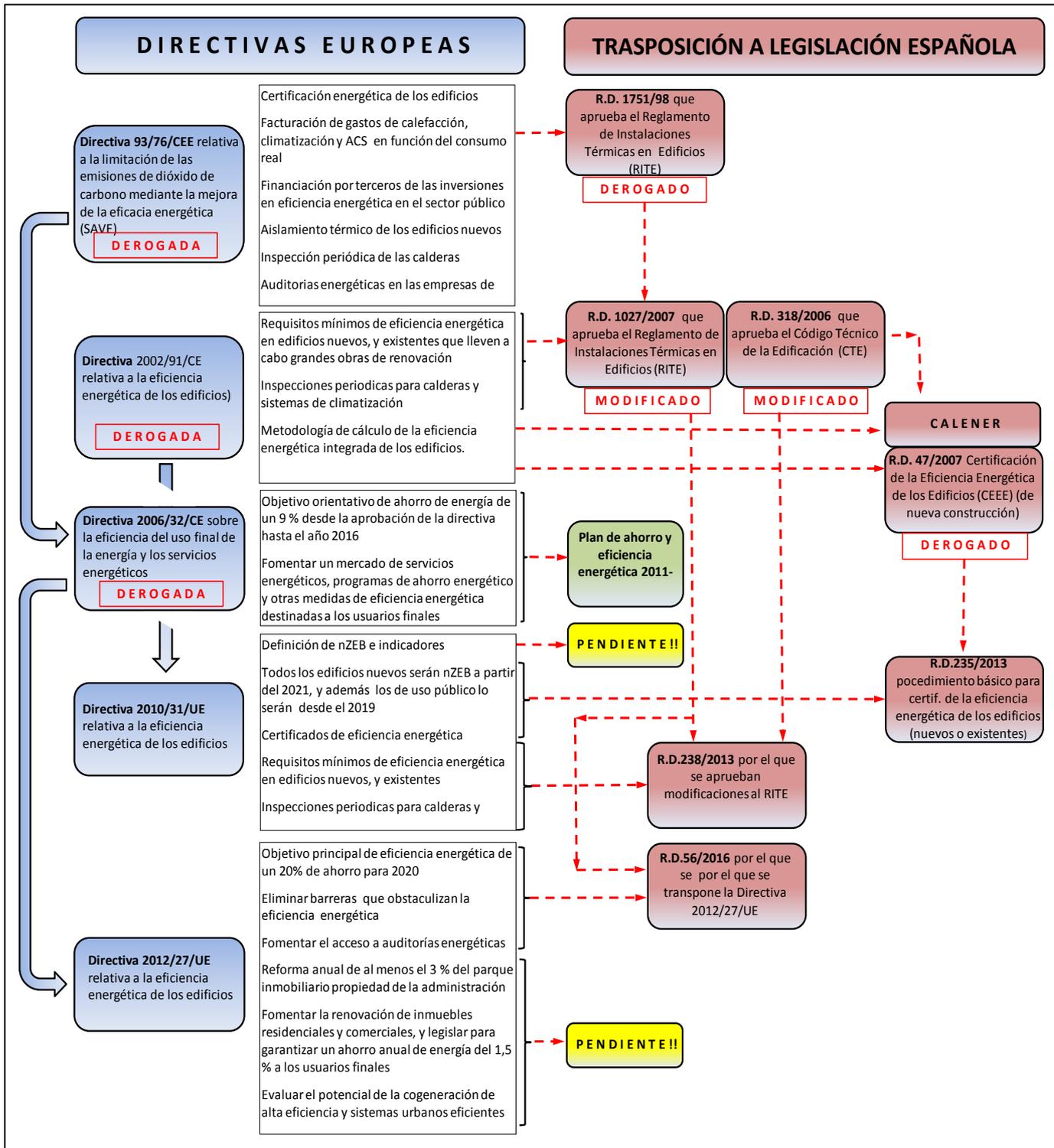


Figura 8. Esquema de directivas europeas relacionadas con la eficiencia energética de los edificios y su transposición a la legislación española

2.4 Políticas regionales y locales

A nivel regional, la visión a largo plazo del sistema energético vasco [42] apunta hacia una evolución progresiva del modelo socioeconómico, en especial en lo referido a la industria, los edificios y el transporte, hacia uno de menor consumo energético, en el que se incorporen progresivamente las energías renovables, y en el que la energía eléctrica sea el principal vector energético.

Los objetivos a largo plazo son [43]:

- Consumo cero de petróleo para usos energéticos en el 2050
- Reducir las emisiones de GEI de Euskadi en al menos un 40% a 2030 y en al menos un 80% a 2050, respecto al año 2005.
- Alcanzar en el año 2050 un consumo de energía renovable del 40% sobre el consumo final.
- Desvinculación total de los combustibles fósiles y emisiones netas cero de GEIs a lo largo de este siglo, con las energías renovables como único suministro energético

Para la alineación con estos objetivos, el Gobierno Vasco ha trazado unas políticas sectoriales, que en relación con la energía indican:

Sostenibilidad:

La estrategia de desarrollo sostenible – Ecoeuskadi 2020 [44], define dos objetivos en relación con la estrategia energética:

- Preservar nuestros recursos naturales abordando una ordenación respetuosa y equilibrada.
- Minimizar la dependencia energética frente a las energías de origen fósil y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y los efectos del Cambio Climático

Ordenación del territorio:

El documento “Modificación de las DOT como consecuencia de su reestudio - documento para la aprobación inicial” [45] indica que resulta prioritario emprender acciones destinadas a aumentar la eficiencia energética

Los objetivos que se proponen en el documento para la revisión de las Directrices de Ordenación Territorial en el área energética se centran en:

- Orientar los objetivos del entorno urbano en vivienda y movilidad hacia emisiones cero de gases de efecto invernadero, mediante un aumento importante de la eficiencia energética, la generalización del uso de fuentes de energías renovables y el impulso del autoconsumo.
- Avanzar en soluciones de edificación de consumo casi nulo.

- Fomentar el uso del transporte público con sistemas de transporte colectivo eficaces y limpios.

Movilidad:

El Plan Director de Movilidad Sostenible Euskadi 2020 [46] busca la mejora de la calidad ambiental y la preservación del entorno natural, apostando por alternativas energéticamente más eficientes y menos contaminantes.

Vivienda:

Debido al elevado número de edificios de viviendas con necesidades de rehabilitación, el Plan Director de Vivienda 2013-2016 [47] pretende impulsar la rehabilitación, renovación y regeneración urbana, poniendo en valor la ciudad construida, en especial aquellas actuaciones que tienen como objetivo la mejora de la sostenibilidad y el ahorro energético.

Medioambiente:

Entre los objetivos estratégicos fijados en el Programa Marco Ambiental 2015-2020 [48] destaca por su alineación con los objetivos de la estrategia energética uno: el de progresar hacia una economía competitiva, innovadora, baja en carbono y eficiente en el uso de los recursos

Plan de sostenibilidad energética de edificios:

El Decreto 178/2015 sobre la sostenibilidad energética del sector público de la Comunidad Autónoma de Euskadi [41], trata de regular el ahorro, la eficiencia energética y el uso de energías renovables en el sector público de la Comunidad Autónoma de Euskadi, recalcando así el papel ejemplarizante de la administración en esta materia.

Fija objetivos cuantificables para el sector público, como son la reducción del consumo de energía un 12% para el año 2020 y un 25% en el año 2025 y que al menos un 32% de sus edificios, en el año 2020, y un 40%, en el año 2025, habrán de disponer de instalaciones de aprovechamiento de energías renovables.

Además este decreto da una primera idea concreta de lo que es un EECN.

Cabe por último hacer mención a la existencia de otros planes energéticos de ámbito territorial y/o local:

- El Plan Mugarri 2010-2020 en el territorio histórico de Álava, la Estrategia de Energía Sostenible de Bizkaia EESB – 2020 o el Plan Gipuzkoa Energía 2012-2015, definen estrategias y planes de acción para la promoción del desarrollo de energías renovables, el ahorro y la mejora de la eficiencia energética.
- El Pacto de los Alcaldes y las Alcaldesas promovido por la Comisión Europea reconoce el importante papel de los municipios y gobierno local en las políticas de energía

sostenible y emplaza a los firmantes a la elaboración de planes de acción a nivel local para la energía sostenible.

3. El ahorro energético en la edificación

El sector de la construcción tiene una gran importancia en la economía tanto si se considera a nivel de la Unión Europea, como a nivel nacional o a nivel regional para el caso del País Vasco. Así lo demuestran los datos porcentuales de empleo o Valor Añadido Bruto (VAB), que representa la construcción sobre el total de la economía.

En la Unión Europea, en el año 2013 la construcción representaba un valor añadido bruto del 5,7% respecto al total [49] y el 6,9% del empleo total [50]

A nivel nacional, en España, la aportación del sector de la construcción al valor añadido bruto y al empleo ha caído drásticamente como consecuencia de la crisis económica.

En el año 2007 representaba un valor añadido bruto (VAB) del 11% respecto del total, que ha descendido hasta el entorno del 8,5% que representa actualmente. De igual manera el peso de la construcción sobre el total del empleo en la población activa ha descendido desde el comienzo de la crisis donde representaba cerca del 13% en el año 2007 hasta no alcanzar el 6% en el año 2012, si bien se aprecia que desde entonces se está produciendo un muy ligero ascenso [51].

La situación a nivel regional del País Vasco ha mostrado una tendencia similar a la del conjunto de España, si bien porcentualmente representa un menor impacto sobre el total de la economía.

En 2007 la aportación del sector de la Construcción al VAB en Euskadi llegó a un 10,6% alcanzando su máximo histórico en los últimos treinta años. Desde entonces mantiene una caída constante hasta la actualidad, en la que representa el 6,1% del VAB. [52] En el año 2008 el sector de la construcción absorbía el 10,4% de la población activa, mientras que en el año 2014 ese porcentaje ha descendido hasta el 6,9%. [53] [54].

El declive del sector de la construcción de los últimos años ha conducido a una reflexión acerca de la necesidad de un cambio en el modelo de negocio, que en particular, para el subsector de los edificios se focalice hacia la rehabilitación de edificios frente a la obra nueva. Esta idea, se alinea a la perfección con la visión Europea para la recuperación del crecimiento económico del sector cuya línea de acción principal son las actuaciones encaminadas a fomentar el potencial de los edificios de bajo consumo de energía, dirigiendo las inversiones prioritariamente hacia la renovación y mantenimiento de edificios existentes, con el fin de aumentar su eficiencia energética y contribuir así a alcanzar los objetivos de la Estrategia europea a 2020.

Tomar acciones en la edificación resulta imprescindible si se quieren conseguir dichos objetivos. Por una parte debido a que su consumo energético representa un peso significativo sobre el total de las actividades, tanto a nivel europeo como nacional o regional.

En la Unión Europea los edificios son responsables del 40% del consumo total de energía final, de la cual correspondía a los hogares el 26,7 % [19].

Este porcentaje es algo menor en España, que según el IDAE para el año 2015 [20], alcanza el 29,8% de la energía final consumida (que significa un consumo de 23.561 kTep). En concreto el sector residencial representa el 18,6% del consumo mientras que la edificación de servicios (hospitales, escuelas, comercios, oficinas y restaurantes) representa el restante 11,2%.

El peso relativo en el consumo final de energía es sensiblemente inferior en el País Vasco, ya que según el EVE [55] para el año 2014, se quedó en el 19,6% (lo que se traduce en 976 kTep). El 11% de la energía final consumida se corresponde con el sector residencial, y el 8,6% restante a los edificios de servicios.

Las políticas de ahorro y eficiencia energética a nivel de la Unión Europea consideran la edificación como el sector que presenta un mayor potencial de ahorro de energía [26]. En concreto la Comisión cuantifica el mismo para los edificios de viviendas en un 27% y para los edificios comerciales en un 30 % [23].

A nivel nacional, el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2010-2020 [32] indica que deben priorizarse las medidas sobre aquellos sectores que tienen más dificultad para acometer medidas de eficiencia energética, como los sectores difusos. En este sentido, el sector prioritario es el de la Edificación y Equipamiento para el que establece como objetivo general un ahorro de energía primaria de 5.567 ktep en el año 2020 (lo que representa un 15,6% sobre el total de ahorro de energía primaria previsto considerando todos los sectores incluyendo la transformación de la energía).

4. El enfoque de la tesis. Sus objetivos

4.1 Objetivos

Los objetivos principales de esta tesis doctoral son dos:

- Proponer un modelo matemático general que establezca de manera conceptual una metodología de fácil aplicación para la optimización de los sistemas de abastecimiento de energía a edificios. De una manera general el modelo permite la optimización de una determinada función (por ejemplo: minimizar los costes económicos anuales de la instalación, minimizar las emisiones u otros).

- Particularizar dicho modelo general al caso concreto de edificios residenciales del País Vasco y desarrollar una herramienta sencilla de cálculo que permita la optimización del diseño de los sistemas de abastecimiento de dichos edificios, con el objetivo de minimizar el coste económico de la planta a lo largo de su vida útil.
- Aplicar el método desarrollado a un caso de estudio para un edificio residencial seleccionado. Con ello se pretende mostrar la utilidad de esta herramienta a la hora de determinar los límites económicamente alcanzables de las exigencias de su consumo de energía primaria

Sin embargo en el camino recorrido para desarrollar la herramienta ha sido necesaria la consecución de los siguientes objetivos parciales:

- Analizar las posibles tecnologías a emplear, y preparar bases de datos de las mismas y curvas de interrelación entre rendimientos, costes de inversión y potencias nominales.
- Proponer un método simple para, en caso de no ser conocida, obtener las curvas de demanda térmica y demanda eléctrica de un edificio de viviendas a lo largo de las horas de un día tipo, a partir de datos climáticos de fácil acceso.
- Proponer un método de cálculo para obtener la producción de colectores solares térmicos y paneles fotovoltaicos a partir de datos climáticos de radiación conocidos.

Una vez preparada la herramienta de optimización, se han ido planteado otros objetivos secundarios, que ha sido necesario afrontar, como son:

- Analizar a través de la herramienta la influencia que ejercen las políticas de autoconsumo de los distintos países de la Unión Europea sobre el concepto de edificio de consumo casi nulo alcanzable.
- Analizar la aplicabilidad de la herramienta desarrollada a la rehabilitación de edificios. Esto supone la realización de algunas modificaciones en el modelo, de manera que sea posible realizar una optimización conjunta de instalaciones y envolventes del edificio.
- Estudiar la aplicabilidad de la herramienta a los sistemas de calefacción urbanos. Para ello es necesario, preparar una metodología para caracterizar la demanda.

4.2 Estructura del trabajo

Este primer capítulo ha servido para destacar la importancia del ahorro energético en nuestro mundo. La escasez de fuentes de energía tradicionales, genera fuertes tensiones geopolíticas y el uso de combustible de origen fósil deriva en importantes problemas medioambientales. La Unión Europea viene desarrollando políticas energéticas destinadas a conseguir la seguridad del suministro y la sostenibilidad del sector energético. Por ello se ha fijado exigentes objetivos relacionados con el ahorro de energía, la mejora de la eficiencia energética y el desarrollo de fuentes de energía renovable.

En el capítulo se expone que el sector de la edificación es clave para la consecución de estos objetivos, ya que presenta un destacable potencial de ahorro. Por ello la Unión Europea a

través de las distintas directivas (y los Estados Miembros, con las trasposiciones de las mismas a los derechos nacionales), conduce al sector de la edificación, mediante exigencias cada vez mayores en la limitación del consumo energético de los edificios, hacia el concepto de edificio de consumo casi nulo.

En este primer capítulo se profundiza en lo que es un edificio de consumo casi nulo. Teniendo en cuenta que las directivas europeas dejan en mano de cada Estado Miembro una definición más detallada del EECN, se recoge en este capítulo un enfoque global de la visión de los distintos países europeos e este respecto. Se analiza sobre una curva de coste global vs consumo de energía primaria, cual es el óptimo económico y cuál es la zona de trabajo para conseguir un EECN.

Para terminar este capítulo se expone cómo se han transpuesto estas directivas europeas a la legislación nacional y se aporta una primera idea de hacia donde se orienta el concepto de EECN en España.

Por lo tanto en este capítulo se fija el objetivo a lograr en el diseño de los edificios.

El Capítulo 2 es el núcleo de la tesis. En él se define un modelo matemático que sirve para la optimización de los sistemas de abastecimiento de energía a edificios. En el modelo matemático general se propone una superestructura que comprende todos los casos (utilizando todas las posibles tecnologías) que puedan darse para sistemas de abastecimiento de energía en edificios. Se plantean balances energéticos en cada tecnología y en cada nudo de la superestructura que configuran restricciones matemáticas al modelo. Por último se emplea la programación lineal entera mixta (MILP) para solucionar el problema de la optimización de la función coste anual de la instalación.

Este modelo general se particulariza para el caso de edificios de viviendas en el País Vasco. La aplicación de este modelo a un caso concreto implica la necesidad de profundizar y concretar algunos aspectos que aportan datos a incluir en el modelo para su resolución. Por ello en este Capítulo 2, también se recoge:

- Un estudio de las posibles tecnologías a emplear, que incluye la preparación de curvas de interrelación entre rendimientos, costes de inversión y potencias nominales.
- Una evaluación de los precios de la energía, de los combustibles empleados y de los costes de sus emisiones.
- Una definición de los costes de operación y mantenimiento, interés y vida útil de la planta.
- Se incluye un método simple para, en caso de no ser conocida, poder estimar las curvas de demanda térmica y demanda eléctrica de un edificio de viviendas a lo largo de las horas de un día tipo, a partir de datos climáticos de fácil acceso.

- Por último también se incluye un método de cálculo para estimar la producción de colectores solares térmicos y paneles fotovoltaicos a partir de datos climáticos de radiación conocidos.

En el mismo capítulo se incluye la aplicación del modelo propuesto a un caso de estudio. Se trata de un edificio de viviendas en Bilbao. Se presentan y discuten los resultados obtenidos.

Para terminar, se analizan las distintas maneras de concebir las políticas de auto consumo por parte de distintos países de la Unión Europea. Se aprecia que presentan diferencias relevantes que influyen, tanto sobre el modelo de optimización de sistemas de abastecimiento de energía en edificios que se presenta en este trabajo, como sobre el concepto de lo que es un EECN para cada Estado Miembro. Para demostrarlo se analizan distintos casos de limitación de consumo de energía primaria no renovable de un mismo edificio, estudiado bajo dos escenarios opuestos de políticas de autoconsumo.

El diseño óptimo de un edificio se obtiene cuando, por un lado, se optimiza la demanda (lo cual se consigue mediante medidas sobre la envolvente), y posteriormente, se optimiza la instalación de abastecimiento de energía para que sea más eficiente. Si bien el objeto principal de la tesis es trabajar en esta segunda línea, se ha incluido en el Capítulo 3, un método de optimización a dos niveles: control de demanda y optimización de instalaciones. Y se ha aplicado a un caso de estudio.

Considerando la importancia que las políticas de ahorro y eficiencia energética de la Unión Europea conceden a la cogeneración de alta eficiencia y a los sistemas urbanos de calefacción, por entender que son sectores con un gran potencial de ahorro que están en la actualidad muy poco explotados, resulta de interés analizar la aplicabilidad del método presentado en la presente tesis, escalándolo desde el nivel edificio al nivel de distrito. Este es el objetivo del Capítulo 4.

Este salto, implica la necesidad de disponer de una buena caracterización de la demanda, y de un buen número de datos relativos al barrio objeto de análisis. Se ha propuesto una metodología general de cómo llegar a una buena caracterización de la demanda.

Se ha particularizado esta metodología a un caso de estudio en un barrio de Bilbao y posteriormente, se ha aplicado el método de optimización desarrollado en la presente tesis, concluyendo que el modelo se presenta como una herramienta válida para estudios de redes urbanas de calefacción.

Por último en el Capítulo 5 se resumen las conclusiones principales de este trabajo se establecen cuáles son las posibles líneas de investigación a futuro.

CAPÍTULO

2

Desarrollo del modelo de optimización

1. Introducción

Como ya se ha desarrollado anteriormente en el Capítulo 1 de esta tesis, el cambio climático y la escasez de recursos han conducido a la necesidad de una transición energética basada en la reducción del consumo de energía primaria, a través de la mejora la eficiencia energética y la promoción del empleo de energías renovables. Esta transición energética afecta de manera directa a los edificios, que son responsables del 40% del consumo total de energía primaria de la Unión Europea [56]. La directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios [24] pretende reducir este consumo haciendo cumplir que, en la siguiente década, todos los edificios nuevos y una parte de los edificios existentes, sean edificios de consumo casi nulo (EECN). Se define EECN como un edificio de muy alta eficiencia energética, en el que la casi nula cantidad de energía requerida debe ser cubierta en medida muy significativa mediante fuentes de energía renovables. La definición específica de EECN es labor de cada Estado Miembro, y deberá estar de acuerdo con el concepto de óptimo económico establecido en cada uno de ellos.

Para lograr diseños óptimos que cumplan con los requisitos de EECN, es necesario identificar los mejores diseños que cumpliendo con las distintas restricciones técnicas o legales aseguran una reducción del consumo de energía primaria no renovable (NRPE) por debajo de ciertos límites. Los mejores diseños resultan de la evaluación de las innumerables combinaciones de tecnologías posibles. En concreto, la optimización en el diseño de edificios comprende dos niveles diferenciados: (i) nivel de demanda, para el cual se actúa sobre la envolvente y la ventilación mediante métodos de ahorro de energía [57] o (ii) nivel de consumo, actuando sobre los sistemas de abastecimiento de energía [58].

En esta tesis se aborda el segundo de los niveles, desarrollando un modelo general para el diseño y operación óptimo de instalaciones de abastecimiento energético de edificios para el desarrollo del concepto EECN. Este capítulo se divide en 14 apartados, que se describen brevemente a continuación.

En el apartado 2, se dedica al desarrollo del modelo matemático general de optimización. Se trata de un modelo basado en una superestructura que comprende todos los posibles casos que puedan encontrarse para sistemas de abastecimiento de energía en edificios. Se trata de un modelo lo suficientemente flexible como para considerar que cualquier caso posible de sistema de abastecimiento de energía a un edificio, es un caso particular de dicha superestructura.

En el apartado 3, se presentan los modelos de estimación de costes y prestaciones desarrollados para las tecnologías seleccionadas y se justifican los datos empleados en el modelo, relativos a sus inversiones y prestaciones. En el apartado 4, se definen los precios de la energía eléctrica, combustibles y emisiones, y en el apartado 5, se incluyen los costes de operación y mantenimiento considerados, la tasa de interés y la vida útil de la instalación.

En relación con las curvas de demanda térmica y eléctrica, indicar que en caso de ser conocidas se pueden introducir dichos datos en el modelo, pero por si no fueran conocidas, se incluye en el apartado 6 un método para obtener unas curvas aproximadas, a partir algunos datos climáticos de fácil acceso. Se incluye también en el apartado 7 una justificación de cómo calcular la producción de energía solar térmica y fotovoltaica, a partir de datos de radiación.

En el apartado 8, se analiza las implicaciones del que presumiblemente será el nuevo marco normativo que a nivel estatal servirá (nuevo Código Técnico de la Edificación) para definir el edificio de consumo casi nulo, así como las modificaciones que resultarían necesarias aplicar al modelo presentado en esta tesis para tener en cuenta dicho nuevo marco normativo.

En los apartados 9 y 10, se aplica el modelo presentado a un caso de estudio, describiendo el edificio analizado y discutiendo los resultados obtenidos, respectivamente.

En apartados 11 a 13, se afronta el análisis de cómo afectan las distintas políticas relativas al autoconsumo de energía, al modelo de optimización propuesto en esta tesis. Tras introducir la problemática en el apartado 11, el apartado 12 se dedica a exponer cuales son las políticas europeas en relación al autoconsumo y cómo se aplican en la actualidad en los distintos Estados Miembros. Finalmente el apartado 13, se analiza su influencia sobre el modelo presentado, estudiando para ello un caso de estudio de un edificio, pero considerando dos escenarios de políticas de autoconsumo antagónicos.

En el apartado 14 se presentan las conclusiones de este Capítulo.

2. El modelo matemático general

La optimización dirigida a los sistemas de abastecimiento de energía comprende dos aspectos íntimamente relacionados: (1) diseño o selección de las tecnologías y (2) operación de las tecnologías seleccionadas. Debe considerarse que ambos aspectos están relacionados, ya que la selección de un determinado equipo lleva consigo una forma adecuada de operarlo. Sin embargo, la optimización conjunta aumenta de forma exponencial la dificultad del problema de optimización.

Hasta la fecha numerosos autores han estudiado este problema para la definición del edificio de consumo casi nulo (EECN) mediante simulaciones paramétricas, lo cual nos permite el uso de herramientas estándar de simulación de energía en edificios. Este tipo de optimización en esencia no requiere más que la ejecución secuencial de múltiples simulaciones para las cuales se varían ciertos parámetros o variables operativas. Noris et al llevaron a cabo una optimización paramétrica de sistemas de abastecimiento de energía para diferentes edificios de consumo de energía neta cero y bajo diferentes condiciones climáticas, incluyendo 6 posibles alternativas de sistemas de abastecimiento de energía [59]. Hamdy et al. presentaron una optimización conjunta de métodos de ahorro de energía y sistemas de abastecimiento de energía, mediante análisis paramétrico, y encontraron el óptimo económico para una vivienda

unifamiliar en Finlandia [60]. Para este análisis consideraron 8 posibles alternativas de sistemas de abastecimiento que incluían producción de calor, de frío y de electricidad. De manera análoga, Becchio et al. evaluaron el óptimo económico para la renovación de un antiguo edificio industrial considerando 4 posibles sistemas de producción de energía y energías renovables [61]. Debido a los costes computacionales de cada evaluación y a que estas se realizan de forma secuencial, las optimizaciones paramétricas solo consideran un número limitado de alternativas que debe ser previamente definido por el usuario. Este coste computacional puede reducirse mediante la implementación de técnicas de computación paralela, siendo la reducción proporcional al número de núcleos disponibles.

Esta limitación se puede superar mediante el uso de rutinas de optimización más sofisticadas, por ejemplo algoritmos genéticos. En concreto, los algoritmos genéticos simples han sido muy utilizados para resolver muchos problemas relacionados con el diseño y el control en edificios con relativa facilidad [62]. En la literatura, se pueden encontrar varios trabajos en los que se juntan algoritmos genéticos con programas de vanguardia de simulación de energía de edificios con el objetivo de minimizar el número de evaluaciones. Ferrara et al. utilizan una combinación entre TRNSYS (entorno de simulación de edificios), y GenOpt®, (programa de optimización genérica), para obtener un diseño optimizado en costes y lo aplican a un caso de estudio situado en Francia [63]. Para este propósito utilizaron 4 posibles sistemas para el abastecimiento de energía, que combinados con otras variables de decisión, aportaron más de diez mil configuraciones posibles para evaluar. De manera análoga Ascione et al. analizaron la rehabilitación energética óptima de un hospital situado en sur de Italia, usando algoritmos genéticos mediante una combinación entre EnergyPlus y MATLAB [64]. No obstante, a pesar de que este enfoque reduce el número de simulaciones energéticas requeridas, estas son aún muy costosas, y necesitan tanto de una definición detallada del edificio, como de una definición previa ad-hoc de las soluciones por parte del usuario, esto es, la configuración del sistema y la estrategia de operación. Además, estas técnicas no evalúan todo el espacio de las soluciones posibles, lo que impide asegurar que los óptimos así obtenidos sean óptimos globales.

Un enfoque diferente para afrontar estas limitaciones es la programación matemática, como por ejemplo la programación lineal entera mixta (Mixed-Integer Linear Programming, MILP). Los problemas de optimización basados en MILP han sido extensamente utilizados en el diseño y operación de edificios. Existe abundante literatura relativa a algoritmos utilizados por modernos motores cálculo de optimización para resolver modelos basados en MILP, ver trabajo seminal [65], una revisión de los últimos cincuenta años [66] y algoritmos y ejemplos computacionales [67]. En general, las variables de decisión son, esquemáticamente, el número de unidades de cada tecnología que formará parte del sistema (variables enteras) y su condición de carga para cada periodo de tiempo (variables continuas). Wang et al. presentaron la optimización del abastecimiento de energía de un hotel en Pekín usando el consumo de energía y las emisiones de CO₂ como dos funciones objetivo diferentes [68]. Por

otra parte Rezvan et al. calcularon la instalación óptima que minimiza los costes de operación de un sistema de generación distribuida para un hospital de Teheran [69]. Milan et al. presentaron un enfoque para determinar, mediante programación lineal, un sistema de abastecimiento de energía óptimo configurado mediante sistemas solares, almacenamiento de energía y bomba de calor, con el objetivo de lograr un edificio de consumo neto de energía cero para un caso de estudio en Dinamarca [70]. Además Lindberg et al. presentaron un modelo de optimización basado en MILP para el diseño y la operación de sistemas de abastecimiento de energía teniendo en cuenta un mayor abanico de tecnologías [71]. No obstante, el conjunto de tecnologías e interconexiones preestablecidas entre ellas fueron definidas a priori y solo se consideró una regulación continua de la carga de las tecnologías.

Este Capítulo tiene como propósito, presentar un modelo general basado en MILP para la optimización de sistemas de abastecimiento de energía en edificios y dentro del marco de trabajo del estándar de edificios de consumo casi nulo. La contribución más significativa es el desarrollo de un modelo matemático de optimización simple y flexible que permita tanto seleccionar los mejores diseños como su operación horaria a partir de un conjunto de soluciones cuasi infinito. El modelo incluye también variables binarias para representar el estado de operación de aquellas tecnologías que presentan restricciones a la regulación de carga mediante la inclusión del encendido y apagado de los equipos. Este aspecto, aunque aumenta significativamente el coste computacional, permite incluir el comportamiento real de los equipos, lo cual tendrá importancia en los óptimos que arroje el modelo.

El modelo que aquí se plantea se basa en la definición de una superestructura general que representa todas las posibles tecnologías, modos de integración y estrategias de operación para el suministro energético de edificios. El modelo matemático divide el sistema de abastecimiento de energía del edificio en diferentes módulos (subsistemas) que de forma interrelacionada resultan en la superestructura general. Con esto se pretende incluir todas las tecnologías disponibles en el mercado, presentes y futuras, permitiendo interacciones de flujo de energía entre estos módulos y el entorno del edificio (por ejemplo redes eléctricas, calefacción o refrigeración de distrito). El horizonte temporal ha sido discretizado en un conjunto de días de referencia, lo que permite optimizar el modelo mediante *solvers* de última generación con tiempos de computación aceptables.

El modelo permite la operación a carga parcial de las diferentes tecnologías, dentro de ciertos rangos que dependen tanto de las propias tecnologías como del encendido y apagado de las mismas. Si bien esto rompe con la continuidad en la búsqueda de soluciones, y por lo tanto, implica unos costes computacionales significativamente superiores, representa el funcionamiento real de muchos equipos como por ejemplo los equipos de cogeneración. Se considera que omitir este efecto arrojaría resultados que difícilmente representarían el funcionamiento real del sistema. El problema del encendido y apagado de equipos ha sido ampliamente estudiado en las últimas décadas, véase [72] para una formulación general del

problema. Algunos trabajos [73] [74] han presentado modelos particulares para una amplia variedad de condiciones de trabajo.

El modelo que se presenta en esta tesis integra un modelo energético, un modelo económico y el problema de optimización propiamente dicho. En los siguientes apartados se pasa secuencialmente a desarrollar cada uno de ellos.

Para la optimización se ha utilizado MatLab R2014a [75] y CPLEX v12.6.2 [76] como MILP solver de última generación. Matlab es un entorno muy potente como integrador (tiene muchas librerías de cálculo, tiene paquetes específicos para ingeniería y tiene un fácil enlace con otros *softwares* como Excel y CPLEX por ejemplo). Su uso está muy extendido en departamentos de I+D de empresas de ingeniería y centros tecnológicos. Presenta la desventaja de que es un programa de pago. Una alternativa libre sería el programa R [77] que está teniendo un potente desarrollo y que pronto puede convertirse en una alternativa comparable a Matlab en cuanto a eficiencia. Por su parte CPLEX es una librería de optimización estado del arte desarrollado por IBM. Tiene la ventaja de ser multiplataforma y multilenguaje (C, Phyton, Matlab, Excel).

2.1 El modelo energético

A continuación, se presenta un modelo matemático para la optimización de los sistemas de abastecimiento de energía a edificios. Para desarrollar un enfoque sistemático, se propone una superestructura que comprende todos los posibles casos que puedan encontrarse para sistemas de abastecimiento de energía en edificios. Por lo tanto, cualquier sistema de abastecimiento de energía a un edificio, es un caso particular de dicha superestructura.

Cualquier sistema de abastecimiento de energía a edificios se puede entender como la suma de diferentes módulos de energía integrados para satisfacer las demandas del edificio (calefacción, agua caliente sanitaria (ACS), refrigeración y electricidad). Por ello, se identifican en el modelo los siguientes módulos: módulo de calefacción de alta temperatura (HT) que trabaja en un rango de temperaturas de 110-130°C, módulo de calefacción de media temperatura (MT) que opera en el rango de 60-80°C, módulo de calefacción de baja temperatura (LT) en el rango de 40-55°C, módulo de refrigeración y módulo de electricidad. Estos módulos se integran entre sí de diferentes modos dependiendo de las diferentes tecnologías en consideración. La interacción entre módulos se representa en la Fig.9. En este esquema que representa la superestructura general para sistemas de abastecimiento de energía a edificios, están consideradas las tecnologías de vanguardia actuales y las interacciones entre ellas.

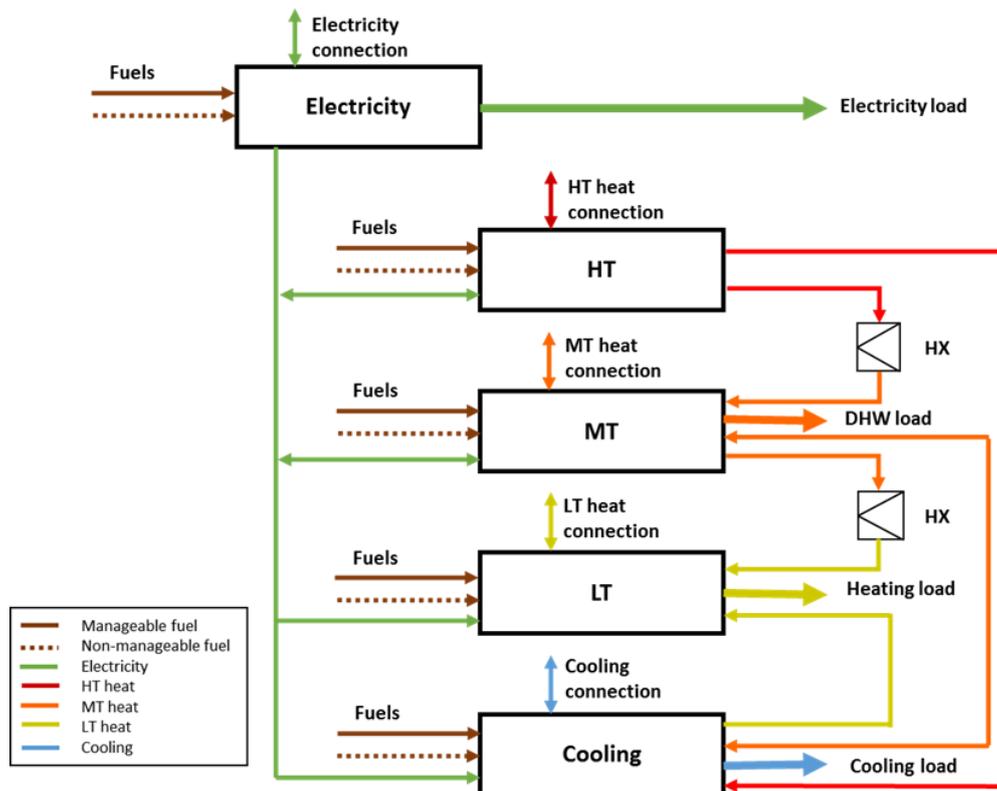


Figura 9. Superestructura general para los sistemas de abastecimiento de energía a edificios

Las diferentes demandas del edificio son salidas de los distintos módulos. Las demandas de refrigeración y de electricidad son salidas de los módulos de refrigeración y de electricidad. La demanda de agua caliente sanitaria es una salida del módulo de calefacción de media temperatura (MT), y la demanda de calefacción es una salida del módulo de calefacción de baja temperatura (LT), lo cual es una tendencia común hoy en día considerando la promoción de sistemas de calefacción de baja temperatura. En cualquier caso, la superestructura podría adaptarse antiguos edificios existentes situando la demanda de calefacción a la salida de los módulos MT o HT. Los fueles se han considerado divididos en dos tipos: gestionables y no gestionables. Fuentes renovables como la solar o eólica pertenecen al segundo grupo, ya que su operación no puede ser optimizada.

Los distintos módulos se encuentran interrelacionados de manera que las salidas de algunos módulos pueden ser entradas de otros. Mediante intercambiadores de calor (HX) es posible reducir el nivel de temperatura de un módulo de calefacción de un nivel superior a uno inferior. El flujo de calor entre el módulo de media temperatura y el módulo de refrigeración se representa como bidireccional dado que puede salir, bien del módulo de refrigeración por ejemplo como calor condensación en una enfriadora condensada por agua o bien del módulo de calefacción de media temperatura (MT) como, por ejemplo, entrada para una enfriadora de absorción de simple efecto.

Todos los módulos presentan una conexión bidireccional con el entorno del edificio. Esto permite la compra (o venta) de parte de la producción a otros usuarios o la conexión a una red de calefacción o refrigeración de distrito o a cualquier otra fuente o sumidero de energía. En el caso del módulo de electricidad, esta conexión representa la interconexión con la red eléctrica.

La representación de la superestructura propuesta trata de incluir todas las configuraciones posibles de sistemas de abastecimiento de energía, para cada uno de los módulos, a partir de las tecnologías existentes. A continuación se ilustra un modelo matemático compacto que permite modelar todas esas posibles configuraciones, para los diferentes niveles: tecnología, módulo y edificio.

Modelo a nivel de tecnología:

Las diferentes tecnologías, en función de su producto, se integran en los módulos presentados anteriormente. Para cada tecnología k existe una serie de relaciones entre sus entradas y sus salidas, como se muestra en la Fig.10

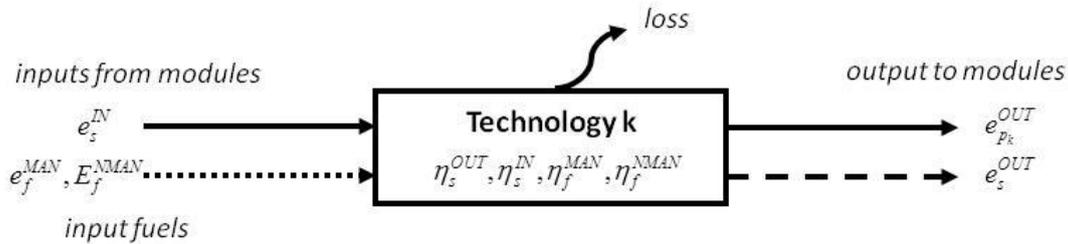


Figura 10. Balance de energías a nivel de tecnología en cualquier intervalo de tiempo

Para modelizar la operación de las distintas tecnologías, el usuario define un producto final, p_k , para cada una de ellas de manera que el resto de entradas y salidas queden definidas mediante relaciones con respecto a la primera.

$$e_{p_k,k,d,h}^{OUT} = \eta_{s,k}^{OUT} \cdot e_{s,k,d,h}^{OUT} \quad \forall s \in S, k \in K, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.1})$$

$$e_{p_k,k,d,h}^{OUT} = \eta_{s,k}^{IN} \cdot e_{s,k,d,h}^{IN} \quad \forall s \in S, k \in K, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.2})$$

$$e_{p_k,k,d,h}^{OUT} = \eta_{f,k}^{MAN} \cdot e_{f,k,d,h}^{MAN} \quad \forall f \in F_{MAN}, k \in K, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.3})$$

$$e_{p_k,k,d,h}^{OUT} = \eta_{f,k}^{NMAN} \cdot E_{f,k,d,h}^{NMAN} \quad \forall f \in F_{NMAN}, k \in K, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.4})$$

La ecuación (Eq.2.1) define la relación entre el producto principal y el resto de los productos. La ecuación (Eq.2.2), de manera análoga, calcula la necesidad de consumo de energía de otros módulos, la ecuación (Eq.2.3) define la necesidad de consumo de fueles gestionables y finalmente la ecuación (Eq.2.4) define la necesidad de consumo de fueles no gestionables, todos ellos de cara a producir el producto principal, (p_k).

Además, la ecuación (Eq.2.5) limita la producción máxima para cada tecnología, considerando el número de unidades instaladas. Nótese que se han añadido al modelo aquellas tecnologías cuya producción admite regulación total de carga:

$$e_{s,k,d,h}^{OUT} \leq E_{s,k}^{MAX} \cdot n_k \quad \forall s \in S, k \in K_{FR}, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.5})$$

De cualquier modo, la producción de aquellas tecnologías con regulación de carga es limitada, K_{RR} , está restringida mediante variables unitarias de compromiso (variables usadas para representar el encendido y apagado), ($u_k^{d,h}$), véase ecuación (Eq.2.6). Como muestra la ecuación (Eq.2.7), las tecnologías se desglosan en una perspectiva unitaria. Por lo tanto se debe proveer al modelo de réplicas de unidades, para permitir soluciones con múltiples unidades de estas tecnologías. El límite inferior del número de unidades instaladas n_k , es 1 si una unidad está en funcionamiento al menos en un intervalo de tiempo ó 0 en otro caso.

$$E_{s,k}^{MIN} \cdot u_k^{d,h} \leq e_{s,k,d,h}^{OUT} \leq E_{s,k}^{MAX} \cdot u_k^{d,h} \quad \forall s \in S, k \in K_{RR}, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.6})$$

$$u_k^{d,h} \leq n_k \leq 1 \quad \forall k \in K_{RR}, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.7})$$

Gracias a este enfoque, es posible simular cualquier tipo de sistema. Por ejemplo, como se muestra en la Fig.11, una caldera de gas natural convierte fuel gestionable (e^{MAN}) en calor a media o baja temperatura (e^{OUT}), en función de su rendimiento (η^{MAN}); siendo en este caso η^{OUT} , η^{IN} y η^{NMAN} igual a cero. De manera análoga una enfriadora con compresor eléctrico convierte electricidad recibida del módulo de electricidad (e^{IN}), en dos productos: refrigeración y calor de baja temperatura (e^{OUT}), a través de su EER (η^{IN}) y del ratio de relación enfriamiento a calor (η^{OUT}); resultando η^{MAN} y η^{NMAN} igual a cero. Por lo tanto, η^{OUT} , η^{IN} , η^{MAN} y η^{NMAN} son ratios genéricos que pueden representar el funcionamiento de diferentes tecnologías a considerar en el modelo.

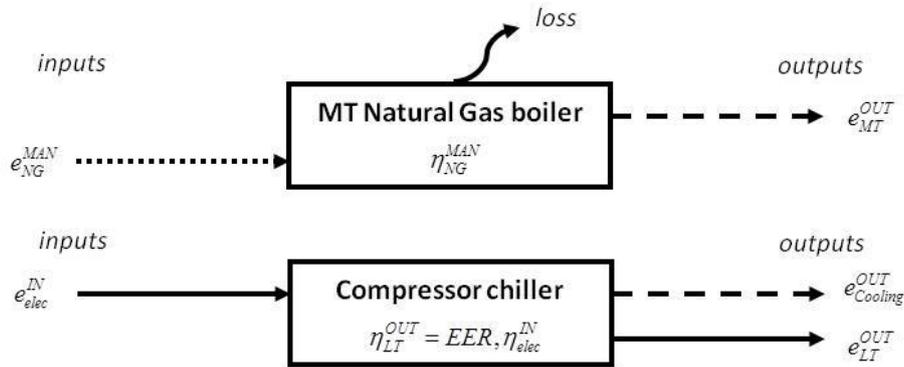


Figura 11. Ejemplos de balances de energía a nivel de tecnología

Modelo a nivel de módulo:

Los diferentes módulos incluyen tecnologías que tienen el mismo producto. Además los módulos pueden incluir algún dispositivo de almacenamiento que permita desacoplar la producción y la demanda. La integración de los productos de las distintas tecnologías con el almacenamiento y con las salidas del módulo, se representan esquemáticamente en la Fig.12.

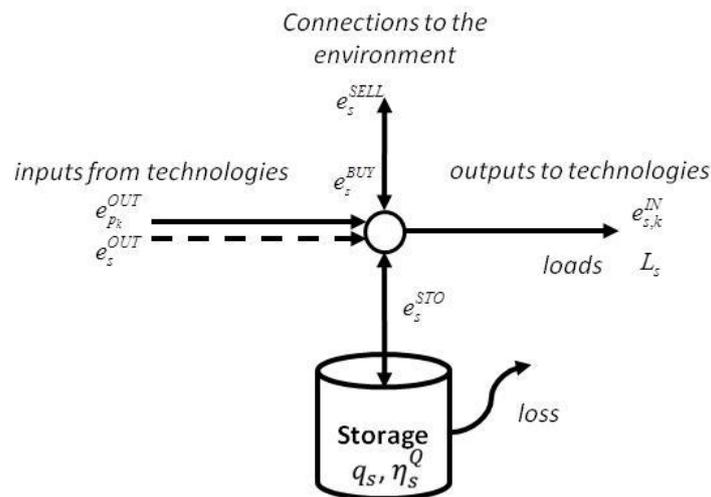


Figura 12. Balance de energías a nivel de módulo

Cada módulo debe satisfacer la demanda ($L_s^{d,h}$) en cada intervalo h de cada día de referencia d (para el módulo de calefacción de alta temperatura, esto debe ser igual a cero para edificios nuevos o de reciente construcción). La ecuación (Eq.2.8) define el balance de energía a nivel de módulo, donde la demanda debe ser igual a la suma de la energía producida ($e_{s,k,d,h}^{OUT}$), más la resultante de la energía intercambiada con su entorno exterior (energía comprada $e_{s,d,h}^{BUY}$

menos energía vendida $e_{s,d,h}^{SELL}$), menos el consumo de energía en el propio sistema ($e_{s,k,d,h}^{IN}$), más la energía transferida a las unidades de almacenamiento $e_{s,d,h}^{STO}$.

$$\sum_{k \in K} e_{s,k,d,h}^{OUT} + e_{s,d,h}^{BUY} - e_{s,d,h}^{SELL} - \sum_{k \in K} e_{s,k,d,h}^{IN} - e_{s,d,h}^{STO} = L_s^{d,h} \quad \forall s \in S, d \in D, h \in H_d \text{ (Eq.2.8)}$$

En el presente planteamiento, la disipación de energía se considera como energía vendida a precio cero. Este sería el caso que ocurre si la producción excede la demanda y la diferencia no puede ser almacenada por falta de capacidad. La energía intercambiada a precio distinto que cero, permite representar la conexión con la red eléctrica o con redes de calefacción o refrigeración urbanas si fuera el caso.

Además, desde el punto de vista de diseño, se puede requerir que la potencia térmica instalada de tecnologías gestionables, sea superior a una determinada potencia pico (L_s^{PEAK}), valor a introducir por el usuario, ver ecuación (Eq.2.9). Esto suele suceder, cuando se diseña instalaciones de calefacción o refrigeración, en las cuales la potencia instalada debe ser lo suficientemente elevada como para afrontar condiciones de demanda más desfavorables.

$$\sum_{k \in K_{MAN}} E_{s,k}^{MAX} \cdot n_k \geq L_s^{PEAK} \quad \forall s \in S \quad \text{(Eq.2.9)}$$

Cualquier módulo s , puede incluir un sistema de almacenamiento cuyo balance de energía se describe mediante la ecuación (Eq.2.11). La energía almacenada al comienzo del intervalo de tiempo ($q_s^{d,h}$), más la energía transferida durante el intervalo ($e_{s,d,h}^{STO}$), es igual a la energía disponible en el almacenamiento para el siguiente intervalo de tiempo ($q_s^{d,h+1}$), multiplicada por el correspondiente factor de eficiencia que contabiliza las pérdidas en el almacenamiento (η_s^Q). Es importante indicar que, de cara a conseguir series continuas de ciclos diarios, los almacenamientos deben encontrarse completamente descargados en el primer y último intervalo de tiempo $|H_d|$, de cada día de referencia, ver ecuaciones (Eq.2.10) y (Eq.2.12). Finalmente indicar que el límite máximo de energía almacenada viene definido por la suma de las capacidades de almacenamiento máximo, ver ecuación (Eq.2.13), donde n_{TES_s} es el número de unidades de almacenamiento instaladas.

$$q_s^{d,0} = 0 \quad \forall s \in S, d \in D \quad \text{(Eq.2.10)}$$

$$q_s^{d,h} + e_{s,d,h}^{STO} = \eta_s^Q q_s^{d,h+1} \quad \forall s \in S, d \in D, h \in H_d | 0 < h < |H_d| \text{ (Eq.2.11)}$$

$$q_s^{d,|H_d|} + e_{s,d,|H_d|}^{STO} = 0 \quad \forall s \in S, d \in D \quad \text{(Eq.2.12)}$$

$$q_s^{d,h} \leq Q_s^{MAX} \cdot n_{TES_s} \quad \forall s \in S, d \in D, h \in H_d \quad \text{(Eq.2.13)}$$

Restricciones a nivel de edificio:

A nivel de edificio pueden aparecer algunas restricciones adicionales, como son un objetivo de consumo de energía primaria no renovable o la disponibilidad de superficies para instalaciones, por ejemplo en cubierta para colocación de tecnologías renovables o de cuartos técnicos para la implantación de las distintas tecnologías.

El objetivo de consume de energía primaria no renovable, se representa como una nueva restricción en las ecuaciones (Eq.2.14a) o (Eq.2.14b), donde los valores de energía final se correlacionan con los valores de energía primaria de acuerdo con [78], mediante coeficientes de conversión en función del módulo y de la tecnología empleados $W_{s,k}$ y W_s . La ecuación (Eq.2.14a) excluye el módulo de electricidad del balance (utiliza el conjunto S_{NE}), mientras que la ecuación (Eq.2.14b) lo incluye.

$$\sum_{s \in S_{NE}} \sum_{d \in D} \sum_{h \in H_d} [(e_{s,d,h}^{BUY} - e_{s,d,h}^{SELL}) \cdot W_s + \sum_{k \in K} e_{s,k,d,h}^{OUT} \cdot W_{s,k}] \leq NRPE^{LIM} \quad (\text{Eq.2.14a})$$

$$\sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{h \in H_d} [(e_{s,d,h}^{BUY} - e_{s,d,h}^{SELL}) \cdot W_s + \sum_{k \in K} e_{s,k,d,h}^{OUT} \cdot W_{s,k}] \leq NRPE'^{LIM} \quad (\text{Eq.2.14b})$$

Por otra parte la superficie utilizada para cada tecnología para su implantación está limitada por la disponibilidad de superficie para instalaciones en el edificio A_j^{MAX} , ver ecuación (Eq.2.15).

$$\sum_{k \in K} A_{j,k} \cdot n_k \leq A_j^{MAX} \quad \forall j \in J \quad (\text{Eq.2.15})$$

Además de estas, el modelo podría admitir la inclusión de restricciones adicionales, para representar otros requerimientos específicos por parte de los diseñadores.

2.2 El modelo económico

El impacto económico de la implantación de sistemas de abastecimiento de energía es la resultante de considerar los costes fijos y los costes variables. En este trabajo, se ha considerado la metodología que propone el BPIE [29]. Esta metodología se basa en el método del Valor Actual Neto, VAN (o Net Present Value, NPV), definido en la EN15459 [30]. En ella, se define el coste anual (C^{annual}), considerando una esperanza de vida (LS), como:

$$C^{annual} = \frac{1}{LS} [C^{INI} + \sum_{i=0}^{LS} (C_i^{OP} \cdot R_i) - V] \quad (\text{Eq.2.16})$$

Donde:

$$C^{INI} = \sum_{k \in K} C_k^{INV} \cdot n_k \cdot (1 + f_k^{O\&M}) \quad (\text{Eq.2.17})$$

$$C_i^{OP} = \sum_{d \in D} N_d \sum_{h \in H_d} [\sum_{s \in S} (C_s^{BUY} \cdot e_{s,d,h}^{BUY} - C_s^{SELL} \cdot e_{s,d,h}^{SELL}) + \sum_{f \in F_{MAN}} \sum_{k \in K} C_f^{MAN} \cdot e_{f,k,d,h}^{MAN}] \quad (\text{Eq.2.18})$$

$$R_i = (1 + r^i)^{-1} \quad (\text{Eq.2.19})$$

$$V = \sum_{k \in K} C_k^{INV} \cdot n_k \cdot \left(\frac{LS_k}{LS} - 1 \right) \cdot \frac{1}{(1+r)^{LS}} \quad (\text{Eq.2.20})$$

C^{INI} es la inversión inicial, que es la suma de la amortización anual de las tecnologías, C_k^{INV} , multiplicada por el número de unidades instaladas correspondiente a cada tecnología, n_k . Los costes de operación y mantenimiento se añaden considerándose como un porcentaje de la inversión para cada tecnología ($f_k^{O\&M}$).

C_i^{OP} son los costes variables anuales de cada tecnología y consideran los costes e ingresos derivados de la operación del sistema a lo largo del horizonte de tiempo considerado. En este caso estos costes han sido discretizados en días de referencia d e intervalos h . Se calculan como la suma la energía comprada en cada módulo $e_{s,d,h}^{BUY}$, multiplicada por su correspondiente precio de compra, C_s^{BUY} , menos la energía vendida, $e_{s,d,h}^{SELL}$, multiplicada por su precio de venta, C_s^{SELL} , y más el fuel gestionable consumido, $e_{f,k,d,h}^{MAN}$, multiplicado por el correspondiente precio de cada fuel, C_f^{MAN} .

Por último, R_i es la tasa de descuento para el año i y V , el valor residual de cada tecnología j , al final de la esperanza de vida del proyecto, lo cual asigna un extra coste o beneficio cuando la esperanza de vida de una determinada tecnología, LS_k , es inferior o superior que la esperanza de vida del proyecto.

2.3 El problema de optimización

A continuación, se presenta el problema de optimización mediante la definición de la función objetivo y de los límites de las variables utilizadas en el modelo. El problema de optimización está sujeto a las restricciones definidas por las ecuaciones (Eq.2.1) a (Eq.2.15), las cuales representan los balances energéticos de los diferentes elementos presentes en la superestructura.

Función objetivo:

La función objetivo (Eq.2.21) minimiza el coste anual que supone satisfacer las demandas de los distintos módulos. Por lo tanto, el problema de optimización integra el modelo energético y el modelo económico de manera holística.

$$\min C^{\text{annual}} \quad (\text{Eq.2.21})$$

Sujeto a:

- Restricciones de balances de energía a nivel de tecnologías (Eq.2.1) a (Eq.2.7)
- Restricciones de sistemas de suministro de energía (Eq.2.8) a (Eq.2.13)
- Restricciones a nivel de edificio (Eq.2.14) a (Eq.2.15)
- Límites de las variables (Eq.2.22) a (Eq.2.27)

Límites de las variables:

La variable n_k , contabiliza el número de unidades instaladas de cada tecnología, por lo tanto, es una variable entera y mayor que cero, véase ecuación (Eq.2.22). La variable binaria $u_k^{d,h}$ define el estado (encendida o apagada) de una unidad, véase ecuación (Eq.2.23). La variable $e_{s,d,h}^{STO}$ realiza un seguimiento de la energía transferida hacia las unidades de almacenamiento y puede ser positiva (en caso de carga) o negativa (en caso de descarga), véase ecuación (Eq.2.24). El resto de las variables son continuas y positivas, véase restricciones (Eq.2.25) a (Eq.2.27).

$$n_k \in \mathbb{Z}, n_k \geq 0 \quad \forall k \in K \quad (\text{Eq.2.22})$$

$$u_k^{d,h} \in \{0,1\} \quad \forall k \in K, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.23})$$

$$e_{s,d,h}^{STO} \in \mathbb{R} \quad \forall s \in S, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.24})$$

$$e_{s,k,d,h}^{OUT}, e_{s,k,d,h}^{IN} \geq 0 \quad \forall s \in S, k \in K, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.25})$$

$$e_{s,d,h}^{BUY}, e_{s,d,h}^{SELL}, q_s^{d,h} \geq 0 \quad \forall s \in S, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.26})$$

$$e_{f,k,d,h}^{MAN} \geq 0 \quad \forall f \in F_{MAN}, k \in K, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.27})$$

2.4 Implementación del modelo a edificios residenciales en el País Vasco

En este apartado, se va a particularizar el modelo general previamente definido, al caso de edificios residenciales del País Vasco. Esto implica incluir restricciones tanto de ámbito estatal como autonómico.

Antes de nada, se debe tener en cuenta que los edificios residenciales en el País Vasco, por lo general demandan, como energía final, electricidad, energía térmica para calefacción y agua caliente sanitaria, es decir, no incluyen carga de refrigeración. Esto constituye una primera particularización del modelo anteriormente presentado. Además, dicha particularización tiene efectos sobre:

- La legislación aplicable en materia de energía: el CTE HE 2013
- La selección de posibles tecnologías que componen el modelo
- Los costes de inversión de las tecnologías partícipes
- Los costes de electricidad, combustibles y emisiones
- Las curvas de demandas térmicas y eléctrica de las viviendas
- La producción de energía solar térmica y fotovoltaica
- La adición de otras restricciones al modelo matemático general

En los siguientes apartados 3 a 8, se explican en profundidad cada una estas cuestiones. En el apartado 3, se detallan las tecnologías seleccionadas y se justifican los datos empleados en el modelo, relativos a sus inversiones y prestaciones. En el apartado 4, se definen los precios de la energía eléctrica, combustibles y emisiones, y en el apartado 5, se incluyen los costes de operación y mantenimiento considerados, la tasa de interés y la vida útil de la instalación.

En relación con las curvas de demanda térmica y eléctrica, indicar que en caso de ser conocidas se pueden introducir dichos datos en el modelo, pero por si no fueran conocidas, se incluye en el apartado 6 un método para obtener unas curvas aproximadas, a partir algunos datos climáticos de fácil acceso. Se incluye también en este apartado 7 una justificación de cómo calcular la producción de energía solar térmica y fotovoltaica, a partir de datos de radiación. Finalmente en el apartado 8, se aporta un avance de la previsión del concepto de EECN en España, mediante la revisión de CTE prevista para el año 2008. Sin embargo el enfoque de esta tesis se ha realizado con el marco normativo actual, que es el CTE del año 2013.

Por último indicar que en la particularización del modelo general al caso de viviendas residenciales en el País Vasco, se han incluido en el modelo algunas nuevas restricciones dispuestas en la legislación y normativa nacional, y que por ser específicas no han sido consideradas dentro del modelo general.

La legislación nacional [79] obliga a que las cogeneraciones presenten un ahorro de energía primario mínimo (PES – *Primary Energy Save*) en función de la potencia y de la tecnología empleada. El cumplimiento de este valor mínimo limita la cantidad de calor disipado por la instalación.

Respecto a las instalaciones de colectores solares [80], la legislación nacional también obliga a que se limite el dimensionado de la instalación por el cumplimiento de la condición de que en ningún mes del año la energía producida por la instalación podrá superar el 110 % de la

demanda energética y en no más de tres meses el 100 %. Esta restricción se ha incluido de una manera simplificada en el modelo considerando que en ningún mes del año la energía producida por la instalación se supere el 100% de la demanda energética.

3. Modelos de estimación de costes y prestaciones

Las tecnologías consideradas para la optimización se recogen en la Tabla 5, agrupadas en los diferentes módulos, tal y como se ha definido anteriormente en el apartado del modelo matemático general.

Sólo se han considerado tecnologías suficientemente maduras e implantadas en el mercado.

Los costes de inversión y eficiencias consideradas en el modelo para cada tecnología se recogen en unas curvas de elaboración propia (Fig. 13 a 26), obtenidas a partir de datos publicados por distintos fabricantes de equipos [81 a 136].

Estas curvas son no lineales y considerarlas como tal dentro del modelo implicaría introducir una gran complejidad matemática a la hora de resolver el problema, y la necesidad de un motor de cálculo considerable. Lo cual no sería compatible con la idea de método simple que pretende el presente trabajo.

Con la finalidad de evitar introducir estas no linealidades, la curva de tendencia continua de cada tecnología, se ha discretizado a un número finito de potencias nominales. En el caso de tecnologías solares, la discretización se ha hecho al número de unidades o paneles.

Módulo calor de alta temperatura (HT)	Módulo calor de media temperatura (MT)	Módulo calor de baja temperatura (LT)	Módulo Electricidad
Colector solar [Fig.17]	Colector solar [Fig.17]	Colector solar[Fig.17]	Panel fotovoltaico [Fig.18]
Ciclo orgánico Rankine [Fig. 19]	Motor de combustión interna [Fig. 20]	Caldera de condensación gas natural [Fig.23]	
Almacenamiento energía térmica [Fig.26]	Turbina de gas [Fig.21]	Bomba de calor aire/agua [Fig.25]	
	Calderas biomasa [Fig.22]	Almacenamiento energía térmica [Fig.26]	
	Caldera convencional de gas natural [Fig. 24]		
	Almacenamiento energía térmica [Fig.26]		

Tabla 5. Tecnologías consideradas

En el modelo se ha considerado que todas las tecnologías son capaces de regular su capacidad de carga desde 0 hasta 100 %, excepto unidades de cogeneración (turbinas y motores), las cuales sólo pueden regular entre el 60% y el 100%

3.1 Colectores solares térmicos

Se han analizado 39 colectores solares, de tres tecnologías diferentes (colectores planos, colectores con concentrador parabólico y tubos de vacío), pertenecientes a 16 fabricantes distintos (Adisa, AS Solar, Baxi, Buderus, Consolar, Emmeti, Evoenergy, Helvetic Energy, MHG, Ritter Solar, Roth, Solarbayer, Sonnenkraft, Thermomax, Viessmann y Wolf) [81 a 96].

Se han recogido los datos publicados por los fabricantes, relativos a rendimiento óptico, coeficientes de pérdida de calor (K_1 y K_2), para poder obtener así las curvas de rendimiento a diferentes temperaturas.

A partir de estos datos es posible conocer las curvas de rendimiento de los distintos colectores en función del ΔT (diferencia entre temperatura media del fluido en el captador (entrada / salida) y temperatura ambiente), ya que el rendimiento de los captadores viene dado por la siguiente expresión:

$$\eta = \eta_0 - \frac{k_1 \cdot (T_m - T_{amb})}{G} - \frac{k_2 \cdot (T_m - T_{amb})^2}{G} \quad (\text{Eq.2.28})$$

Donde:

- η (%): Rendimiento del captador
- η_0 (%): Rendimiento óptico del captador (dato del fabricante)
- G (w/m^2): Irradiancia. Radiación global por unidad de tiempo y unidad de área del captador
- k_1 y k_2 : Coeficientes de pérdida de calor del captador (datos del fabricante)
- T_m ($^{\circ}\text{C}$): Temperatura media del fluido en el captador (entrada / salida)
- T_{amb} ($^{\circ}\text{C}$): Temperatura ambiente

En las Fig.13, 14 y 15, se muestran las curvas de rendimiento medias para cada tipo de captador. Se han obtenido como media entre todos los captadores analizados y considerando una radiación global recibida por unidad de tiempo y unidad de área del captador de $800 \text{ w}/\text{m}^2$

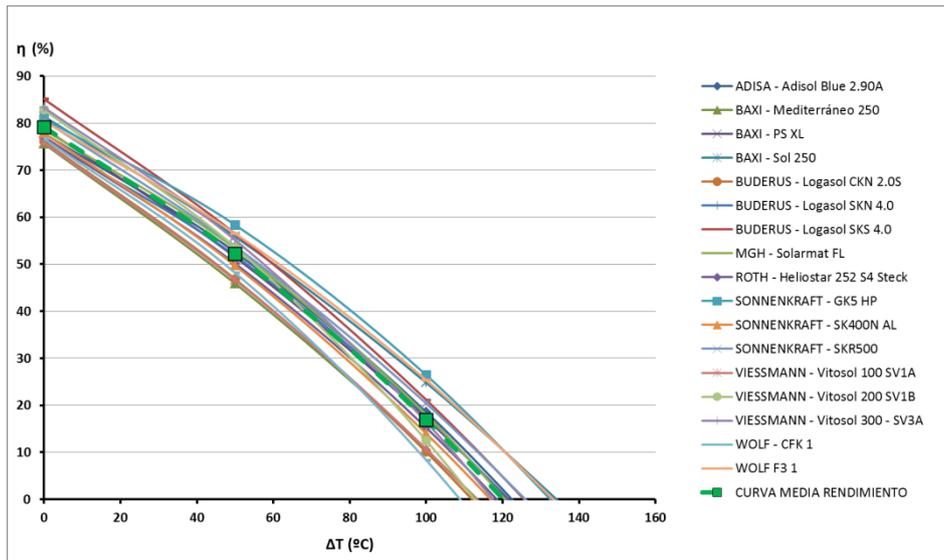


Figura 13. Curva de rendimiento medio de colectores planos (FPC)

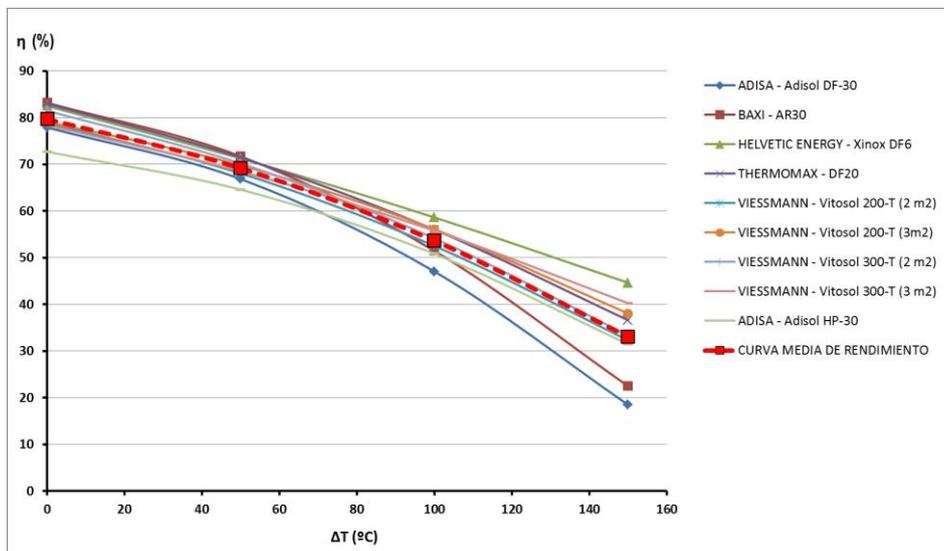


Figura 14. Curva de rendimiento medio de colectores tipo tubo de vacío (ETC)

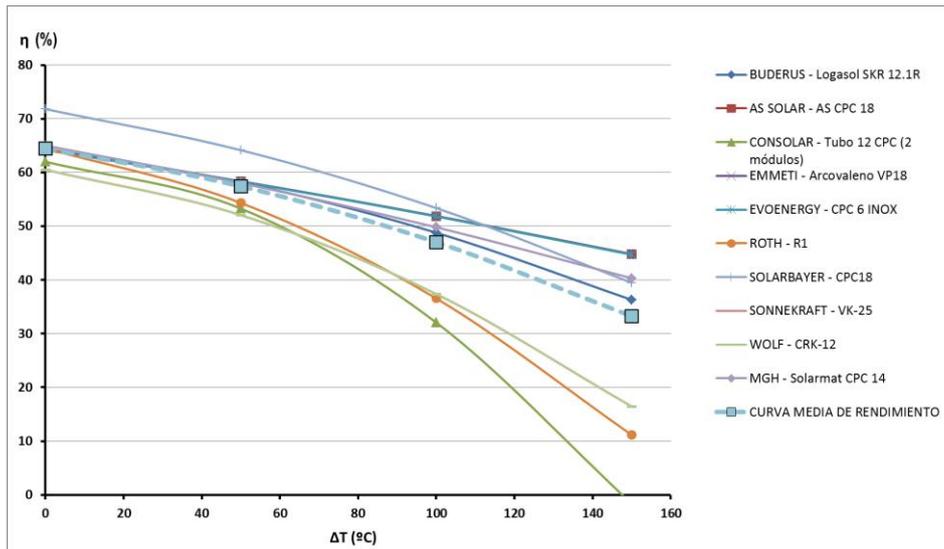


Figura 15. Curva de rendimiento medio de colectores tipo concentrador parabólico (CPC)

En la gráfica de la Fig.16, se superponen los rendimientos de los distintos tipos de colectores: planos con absorbedor no selectivo, planos con absorbedor selectivo, con concentrador parabólico y tubos de vacío.

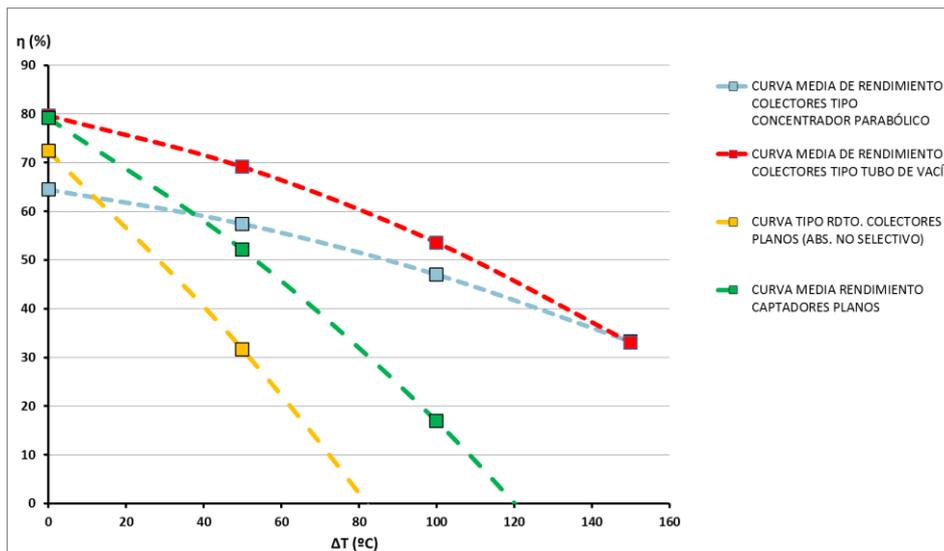


Figura 16. Curva de rendimientos de colectores planos (con y sin absorbedor selectivo), con concentrador parabólico y tubos de vacío.

En la Fig. 17 se recogen las curvas relativas a los costes de inversión para cada tipología de colector, estableciendo unos valores promedio en función del número de colectores instalados.

En la curva de inversión se ha considerado el precio de los colectores, con parte proporcional de soportación y accesorios para su instalación, circuito de tuberías aisladas en el circuito

primario, bomba de recirculación, intercambiador en primario y parte proporcional de acumulación.

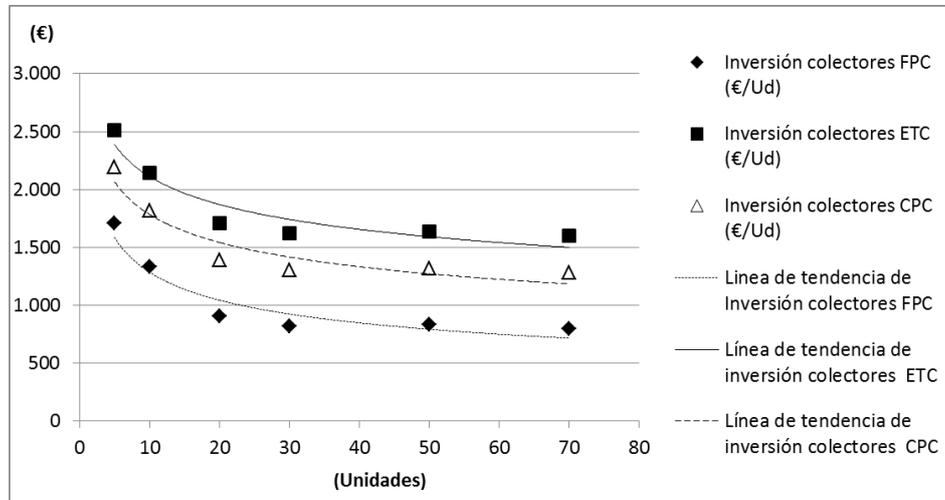


Figura 17. Gráfico de costes de inversión de distintos tipos de colectores solares en función del número de unidades

3.2 Paneles fotovoltaicos

Se han analizado 23 colectores fotovoltaicos, de tres tecnologías diferentes (monocristalinos, policristalinos y amorfos) pertenecientes a 13 fabricantes distintos (Conergy, IBC, Isofotón, Jetion, Mitsubishi Electric, Panasonic, Schott, Schüco, Sharp, Solarworld, Solon, Sunpower y Viessmann) [97 a 106].

En la Fig. 18 se recogen las curvas relativas a los costes de inversión para cada tipología de colector, estableciendo unos valores promedio en función del número de colectores instalados.

En la curva de inversión se ha considerado el precio de los captadores, con parte proporcional de soportación y accesorios para su instalación, inversor, cuadros eléctricos, cableado y conexionado y contadores eléctricos.

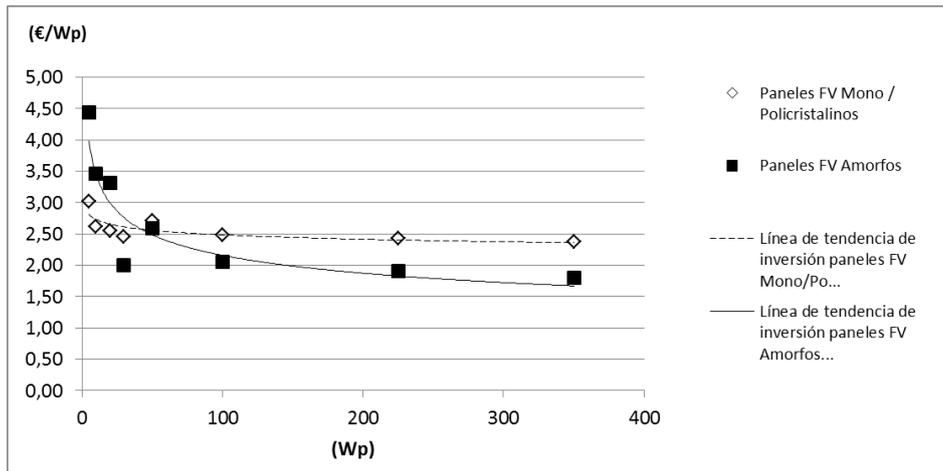


Figura 18. Gráfico de costes de inversión de distintos tipos de paneles fotovoltaicos en función su potencia pico

3.3 Ciclo Orgánico de Rankine (ORC)

Se han analizado 17 ORCs con rangos de potencias nominales comprendidos entre 3 kWe y 103 kWe pertenecientes a 6 fabricantes (Conpower, Calnetix, Electratherm, Eneftec, General Electric, y Rank) [107 a 122].

En la Fig. 19, se recogen los datos publicados por los fabricantes, relativos a la inversión, y a rendimientos (eléctrico y térmico).

Para la elaboración de estas curvas se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Sólo se están considerando valores nominales (a plena carga) y no a cargas parciales.
- Los datos ofrecidos por los fabricantes son referidos a unas determinadas temperaturas del foco frío y foco caliente. Sin embargo para el caso de una posible aplicación de un ciclo ORC en edificación la temperatura del foco caliente viene limitada por la capacidad de conseguir dicha temperatura mediante colectores solares, y la temperatura del foco frío es deseable que sea aprovechable para uso de calefacción a baja temperatura. Por ello los rendimientos de los fabricantes han sido corregidos para adaptarlos a las siguientes condiciones de operación:
 - Foco caliente: ($T_{\text{entrada}} = 110^{\circ}\text{C}$ y $T_{\text{salida}} = 95^{\circ}\text{C}$)
 - Foco frío: ($T_{\text{entrada}} = 30^{\circ}\text{C}$ y $T_{\text{salida}} = 35^{\circ}\text{C}$)
- La corrección en los rendimientos se ha hecho de la siguiente manera:
 - Se han considerado las temperaturas de foco frío y foco caliente a las que se define el rendimiento nominal del equipo y se ha calculado con ellas el rendimiento teórico máximo (ciclo de Carnot).
 - Dividiendo el rendimiento nominal del equipo entre el rendimiento teórico máximo de Carnot, se ha obtenido un coeficiente.

- Se ha calculado el rendimiento teórico máximo de Carnot, considerando las temperaturas de operación deseadas (110°C de foco caliente y 30°C de foco frío).
- Se ha aplicado sobre este rendimiento el coeficiente antes calculado y se ha obtenido así el rendimiento esperado a las temperaturas de operación deseadas.
- En la curva de inversión se incluye el equipo y la instalación del mismo, como precio “llave en mano” incluyendo conexiones al foco frío y foco caliente y conexión eléctrica.

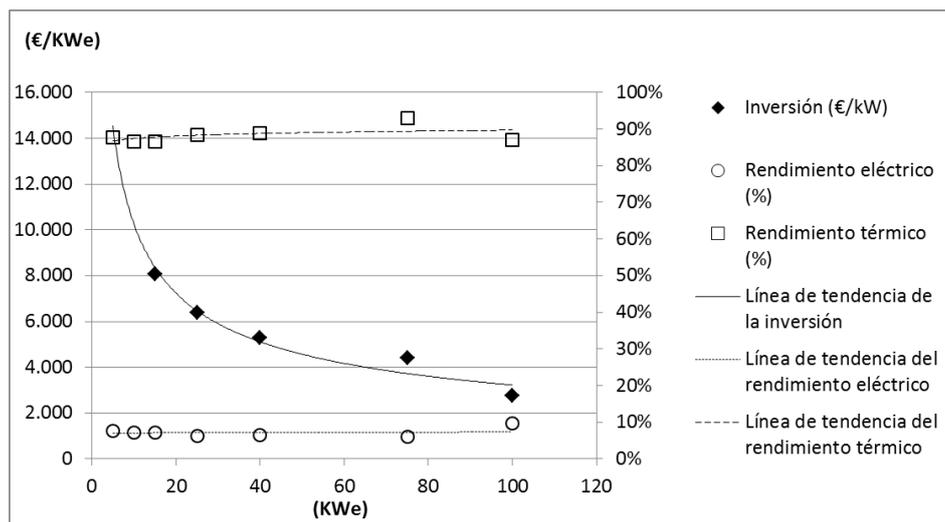


Figura 19. Gráfico de prestaciones del Ciclo Orgánico de Rankine (ORC): Rendimientos y coste vs potencia nominal eléctrica.

3.4 Motor de combustión interna

Se han analizado 15 motores de cogeneración de combustión interna con rangos de potencias nominales comprendidas entre 3 kWe y 50 kWe pertenecientes a 6 fabricantes (KWE, Bosch/Buderus, Senertec, Toyota, Vaillant y Viessmann) [113 a 119].

En la Fig. 20, se recogen los datos publicados por los fabricantes, relativos a la inversión, y a rendimientos (eléctrico y térmico).

Para la elaboración de estas curvas se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Sólo se están considerando valores nominales (a plena carga) y no a cargas parciales.
- PCI del gas natural = 10,10 kWh/Nm³
- Para la curva de inversión, se ha considerado el precio del motor de cogeneración (motor y alternador), la rampa de gas para su alimentación, el cuadro eléctrico de conexión, y la chimenea de evacuación de humos.

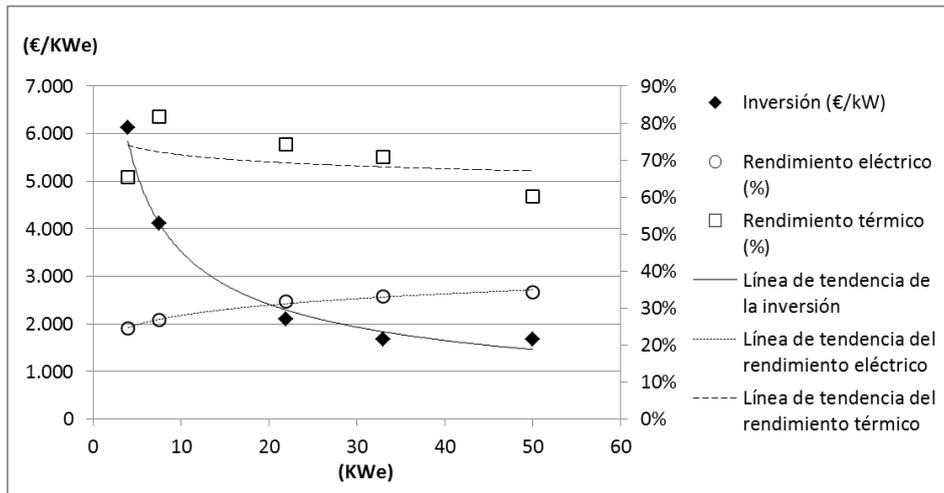


Figura 20. Gráfico de prestaciones del motor de cogeneración: Rendimientos y coste vs potencia nominal eléctrica.

3.5 Turbina de gas

Se han analizado 10 microturbinas de gas de con rangos de potencias nominales comprendidos entre 28kWe y 100 kWe, pertenecientes a 6 fabricantes (Capstone, Elliott, Ingersoll-Rand, Turbec, Bowman, y Honeywell) [120 a 123].

En la Fig. 21, se recogen los datos publicados por los fabricantes, relativos a la inversión, y a rendimientos (eléctrico y térmico).

Para la elaboración de estas curvas se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Sólo se están considerando valores nominales (a plena carga) y no a cargas parciales.
- PCI del gas natural = 10,10 kWh/Nm³
- Para la curva de inversión, se ha considerado el precio de la microturbina de gas (incluido el alternador), la rampa de gas para su alimentación, el cuadro eléctrico de conexión, y la chimenea de evacuación de humos.

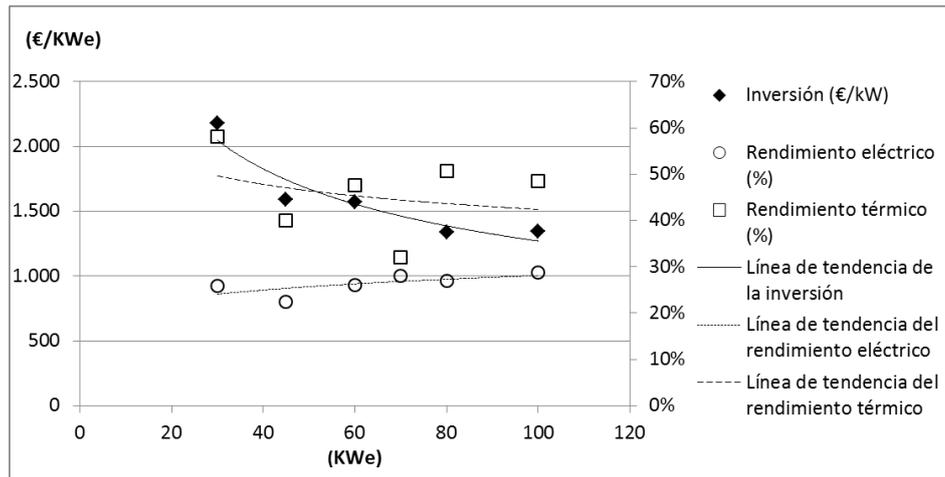


Figura 21. Gráfico de prestaciones de la microturbina de gas: Rendimientos y coste vs potencia nominal eléctrica

3.6 Caldera de biomasa

Se han analizado 10 calderas de biomasa con rangos de potencias nominales comprendidas entre los 100 kWth y los 500 kWth, pertenecientes a 2 fabricantes (Fröling y Herz) [124 a 126].

En la Fig. 22, se recogen los datos publicados por los fabricantes, relativos a la inversión, y a rendimiento térmico.

Para la elaboración de estas curvas se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Sólo se están considerando valores nominales (a plena carga) y no a cargas parciales.
- Aunque las calderas estudiadas puedan ser policombustible (admitiendo astillas y pellet), sólo se ha considerado el caso de utilizar el pellet como combustible
- PCI del pellet = 5 kWh/kg
- Las condiciones de funcionamiento son temperatura de impulsión 80°C y temperatura de retorno 65°C.
- Para la curva de inversión se ha considerado la caldera con quemador, silo, sistema de alimentación, chimenea y conexiones hidráulicas.

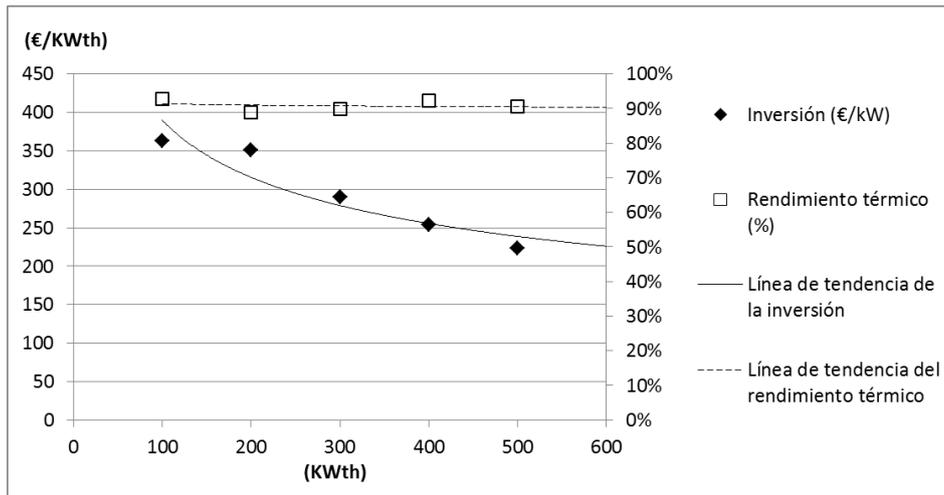


Figura 22. Gráfico de prestaciones de la caldera de biomasa: Rendimiento y coste vs potencia térmica nominal.

3.7 Caldera de gas natural. De condensación y convencional

Se han analizado 36 calderas de condensación de gas natural y otras tantas convencionales, con rangos de potencias nominales comprendidos entre los 100 kWth y los 600 kWth, pertenecientes a 4 fabricantes (Viessmann, Bosch-Buderus, Ygnis y Wolf) [127 a 130].

En las Fig. 23 y 24, se recogen los datos publicados por los fabricantes, relativos a la inversión, y a rendimiento térmico, para calderas de condensación y convencional

Para la elaboración de estas curvas se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Sólo se están considerando valores nominales (a plena carga) y no a cargas parciales.
- Se ha considerado un PCI para el gas natural de $10,10 \text{ kWh/Nm}^3$
- En todos los casos se han considerado el funcionamiento con quemadores modulantes.
- Las condiciones de funcionamiento son: para las calderas de condensación temperatura de impulsión 40°C y temperatura de retorno 30°C ., mientras que para las convencionales son $80^\circ\text{C} / 60^\circ\text{C}$.
- Para la curva de inversión se ha considerado la caldera, el quemador, la rampa de gas, la chimenea y las conexiones hidráulicas

A partir de los datos recogidos de los fabricantes se han obtenido los siguientes gráficos para el rendimiento y el coste económico, estableciendo unos valores promedio por kW térmico de potencia instalada:

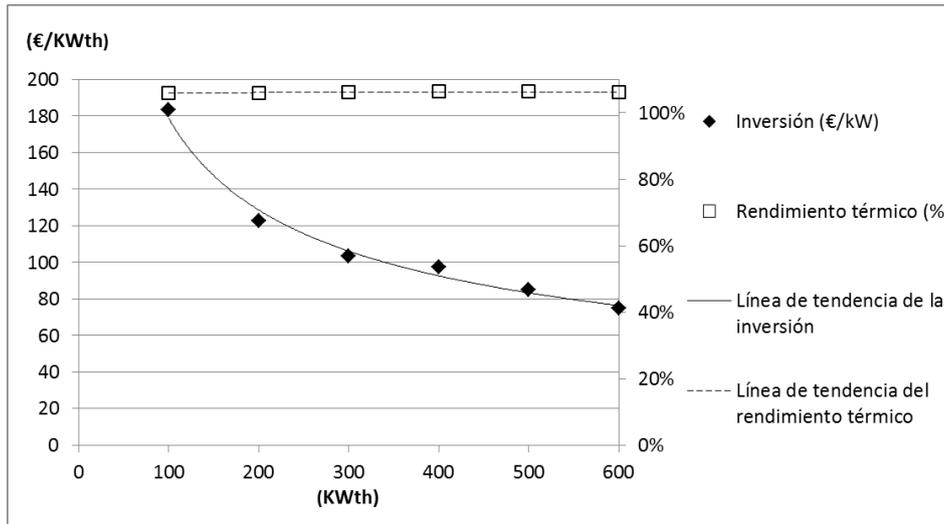


Figura 23. Gráfico de prestaciones de la caldera de condensación de gas natural: Rendimiento y coste vs potencia térmica nominal

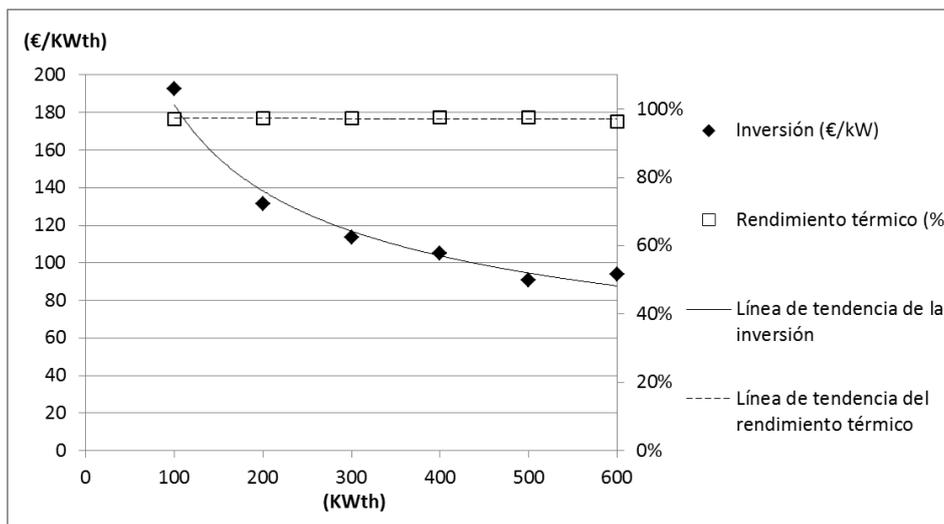


Figura 24. Gráfico de prestaciones de la caldera de gas natural convencional: Rendimiento y coste vs potencia térmica nominal.

3.8 Bomba de calor aire/agua

Se han analizado 43 bombas de calor condensadas por aire, con diferentes compresores, refrigerantes y rangos de potencias nominales comprendidos entre los 100 kWth y los 600 kWth, pertenecientes a 5 fabricantes (Aermec, Climaveneta, Daikin, Carrier y York / Johnson & Controls) [131 a 135].

En la Fig. 25 se recogen los datos publicados por los fabricantes, relativos a la inversión, y al COP.

Para la elaboración de estas curvas se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Sólo se están considerando valores nominales (a plena carga) y no a cargas parciales.
- Los rendimientos de las máquinas están considerados en las condiciones que marca Eurovent:
 - Circuito condensación (agua): entrada 40°C / salida 45°C
 - Circuito evaporación (agua): entrada 7°C (b.s.) y 6°C (b.h.)
- En la curva de inversión se incluye la bomba de calor, el depósito de inercia y conexiones hidráulicas y eléctricas

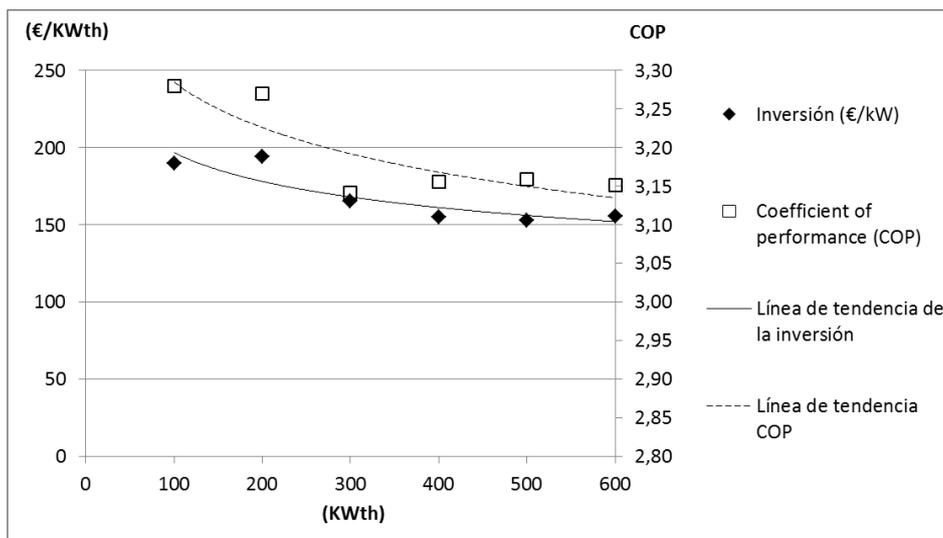


Figura 25. Gráfico de prestaciones de la bomba de calor: Rendimiento y coste vs potencia térmica nominal..

3.9 Almacenamiento térmico

Por último indicar que se han analizado el coste económico que supone el suministro e instalación de depósitos de acumulación térmica de capacidades comprendidas entre 500 y 5000 litros (con serpentín interior).

El almacenamiento se puede hacer a distintos niveles de temperatura. Para el modelo que se propone, se han seleccionado 3 niveles: a alta temperatura (en el entorno de 120°C), a media temperatura (70°C) y a baja temperatura (50°C). Cuanto mayor sea la temperatura mayor energía almacena el depósito.

En la Fig.26 se recoge el coste económico del almacenamiento térmico en función de la energía que almacena, basado en los datos publicados por un fabricante [136]:

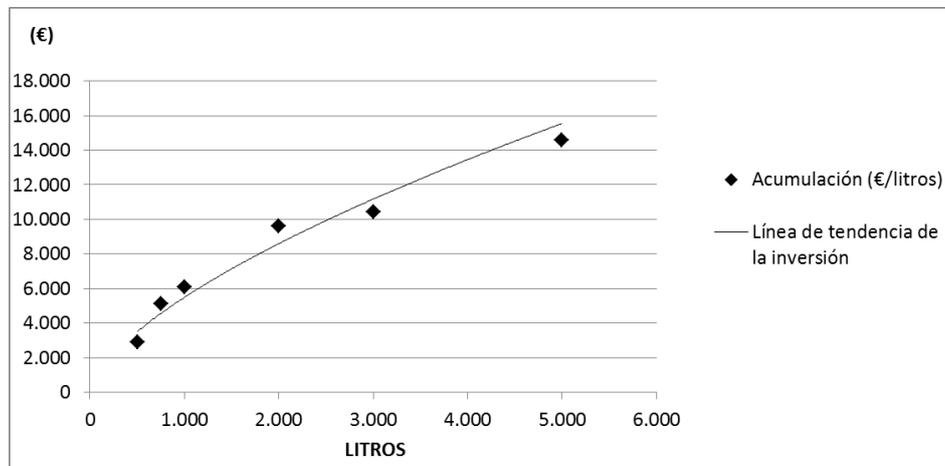


Figura 26. Gráfico de costes de inversión del almacenamiento térmico en función la energía que es capaz de almacenar

3.10 Resumen

Las posibles tecnologías que se han considerado en los modelos de estimación de costes y prestaciones, se recogen en la Tabla 6, agrupadas según los distintos módulos definidos en el modelo matemático general. La tabla recoge los valores de inversión y rendimientos de cada tecnología, utilizando para ello unas ecuaciones de elaboración propia obtenidas tras el analizar el mercado de estas tecnologías en España.

Tecnología	Eficiencia	Inversión	Modulo
Colector parabólico compuesto	$\eta_0 = 64,5 \%$; $k_1 = 0,858$; $k_2 = 0,005$	$c = 2.900,8 n^{-0,211}$ (€/u)	HT
Ciclo Orgánico Rankine	$0,8517 P_e^{0,0112}$ (térmico) $0,0675 P_e^{0,0177}$ (eléctrico)	$c = 32.617 P_e^{-0,503}$ (€/kWe)	HT
Almacenamiento energía térmica	-	$c = 63,353 V^{0,646}$ (€/L)	HT, MT, LT
Colector de tubo de vacío	$\eta_0 = 79,6 \%$; $k_1 = 1,282$; $k_2 = 0,008$	$c = 3.169,4 n^{-0,176}$ (€/u)	MT
Motor de combustión interna	$0,7805 P_e^{-0,039}$ (térmico) $0,2042 P_e^{0,1367}$ (eléctrico)	$c = 12.480 P_e^{-0,548}$ (€/kWe)	MT
Turbina de Gas	$0,7754 P_e^{-0,131}$ (térmico) $0,1551 P_e^{0,129}$ (eléctrico)	$c = 7.900,2 P_e^{-0,397}$ (€/kWe)	MT
Caldera de biomasa	$0,9391 P_t^{-0,006}$	$c = 1.584,4 P_t^{-0,305}$ (€/kWth)	MT
Caldera convencional de gas natural	$0,9833 P_t^{-0,002}$	$c = 1.243,2 P_t^{-0,415}$ (€/kWth)	MT
Colector plano	$\eta_0 = 79,2 \%$; $k_1 = 3,666$; $k_2 = 0,013$	$c = 2.574,7 n^{-0,302}$ (€/u)	LT
Caldera condensación de gas natural	$1,0492 P_t^{0,0021}$	$c = 1.589,7 P_t^{-0,475}$ (€/kWth)	LT
Bomba de calor aire-agua	$3,7035 P_t^{-0,026}$	$c = 381,99 P_t^{-0,144}$ (€/kWth)	LT
Módulos fotovoltaicos amorfos	$\eta_0 = 7,83 \%$; $\gamma = -0,19$ %/°C	$c = 553,48 n^{-0,205}$ (€/u)	Electricidad
Módulos fotovoltaicos mono y policristalinos	$\eta_0 = 15,3 \%$; $\gamma = -0,40$ %/°C	$c = 719,34 n^{-0,042}$ (€/u)	Electricidad

¹ La eficiencia de los colectores solares térmicos viene dada por la expresión $\eta = \eta_0 - \frac{k_1(T_m - T_{amb})}{G} - \frac{k_2(T_m - T_{amb})^2}{G}$ [137]

² La eficiencia de los paneles fotovoltaicos viene dada por la expresión $\eta = \eta_0 \cdot \{1 + \gamma \cdot (T_C - T_{REF})\}$ [138]

Tabla 6. Tecnologías consideradas

4. Precios de energía eléctrica, combustibles y emisiones

Un factor importante a la hora de crear el modelo es establecer los costes de la energía consumida, bien sea energía eléctrica o de los combustibles empleados.

Dentro de los precios unitarios tenidos en cuenta, se han incluido tanto el propio coste de la energía como el coste de las emisiones de CO2 que supone utilizar esa fuente de energía.

4.1 Precio de compra de energía eléctrica

Se ha partido de la premisa de un consumo anual por vivienda de 4.000 kWh (considerando un ratio de 40 kWh/m² de vivienda, tal y como se define en el apartado 6.3 del presente

Capítulo, y una superficie de 75 m²), una potencia contratada de 3,5 kW, y sin discriminación horaria.

Según las tarifas publicadas por las distintas compañías [139], el precio de compra de la energía eléctrica es la suma de los siguientes conceptos

- Término de energía: 0,154455 €/kWh x 3000 kWh =	463,36 €
- Término de potencia: 45,3681 €/kW x 3,5 kW =	158,79 €
- Impuesto sobre electricidad (5,11%) =	31,81 €
Subtotal:	653,96 €
Alquiler equipos: 0,000986 €/día x 365 días=	0,36 €
Total:	654,32 €

Total precio compra de la energía eléctrica= 0,2181 €/kWh

A este precio se le debe añadir el coste que supone las emisiones de CO₂, derivados del consumo de energía eléctrica.

4.2 Precio de venta de energía eléctrica

El precio de venta de la energía eléctrica depende muchos factores tales como la tecnología empleada, el rango de potencia y el año de puesta en funcionamiento [140].

Para simplificar el modelo matemático se ha considerado un precio medio ponderado considerando que la generación de energía eléctrica se realiza mediante motor de cogeneración e instalación solar fotovoltaica, atribuyendo al primero una ponderación del 60% y a la segunda del 40%.

Para obtener los precios de venta, se han supuesto las siguientes instalaciones:

Instalación de motor de cogeneración:

- Grupo:	a.1.1.
- Combustible:	Gas natural
- Tecnología:	Motor
- Año:	2016
- Rango de potencia:	<0,5 MW
- Código (s/Orden IET/1045/2014):	IT-01365
- Ingresos (s/Orden IET/1045/2014):	47,27 €/MWh
- Peso ponderación:	60%

Instalación fotovoltaica:

- Grupo:	b.1.1.
----------	--------

- Tecnología:	Fotovoltaica
- Año:	2016
- Rango:	-
- Zona climática:	-
- Código (s/Orden IET/1045/2014):	IT-00571
- Ingresos (s/Orden IET/1045/2014):	53,08 €/MWh
- Peso ponderación:	40%

Total precio venta de la energía eléctrica= 0,0496 €/kWh

4.3 Precio de compra de gas natural

Se ha partido de la premisa de un consumo anual por vivienda de 9.080 kWh. Se ha obtenido de considerar una superficie de 100 m² y un ratio de 90,8 kWh/m². Se ha tomado este ratio como un valor medio para un edificio bloque de viviendas situado en Bilbao y con clasificación energética entre C y D para consumo de energía primaria.

Según las tarifas publicadas por las distintas compañías [139], el precio de compra del gas natural es la suma de los siguientes conceptos

- Término de energía: 0,0399775 €/kWh x 9080 kWh =	363,00 €
- Término fijo: 7,89 €/mes x 12 mes =	94,68 €
- Impuesto sobre hidrocarburos (0,65€/GJ) =	21,25 €
Total:	478,93 €

Total precio compra gas natural = 0,05274 €/kWh

4.4 Precio de compra de biomasa

A partir de datos de empresas comercializadoras de biomasa [141], se ha obtenido el siguiente precio de compra:

- Combustible:	Pellet DIN+
- Cantidad (70 sacos de 15 kg)	1050 kg
- Poder calorífico	4,75 kWh/kg
- Energía total:	4987,5 kWh
- Precio (material)	204,7 €

Total precio compra biomasa = 0,041 €/kWh

4.5 Precio de las emisiones de CO2

Las distintas fuentes energéticas utilizadas tienen asignadas unas emisiones medias [40], que se recogen en la Tabla 7:

Energía Térmica	
Gas natural	204 gr CO2/kWh
Gasóleo C	287 gr CO2/kWh
GLP	244 gr CO2/kWh
Carbón	347 gr CO2/kWh
Biomasa	0 gr CO2/kWh
Electricidad convencional	
Península	649 gr CO2/kWh
Islas	971 gr CO2/kWh

Tabla 7. Coeficientes de paso de energía final a emisiones

Aplicando a las fuentes de energía empleadas en el modelo, el coste de la tonelada de CO2 emitido [142], se obtienen los costes de referencia imputables a las emisiones, que se recogen en la Tabla 8

Fuente de energía	Coste referencia (€/T CO2)	Coef. de paso (grCO2/kWh)	Coste emisiones (€/kWh)
Electricidad	7,5	649	0,00487
Gas Natural		204	0,00153
Biomasa		Neutro	0

Tabla 8. Costes de las emisiones para distintas fuentes de energía

4.6 Resumen

En la Tabla 9 se resumen los precios finales considerados en el modelo, como suma de los precios imputados al coste de la energía, más los precios imputados al coste de las emisiones:

Fuente de energía		Coste energía (€/kWh)	Coste emisiones (€/kWh)	Coste total (€/kWh)
Electricidad	Compra	0,2181	0,00487	0,22297
	Venta	0,0496		0,0496
Combustible	Gas Natural	0,05274	0,00153	0,05427
	Biomasa	0,041	0	0,041

Tabla 9. Tabla resumen de coste de distintas fuentes de energía y sus emisiones

5. Costes de operación y mantenimiento, interés y vida útil

Los costes de operación y mantenimiento anuales considerados incluidos en el modelo son el 2,5% de la inversión de las instalaciones.

Se ha considerado para el modelo un interés del 2,5% anual y una vida útil de 20 años para las tecnologías.

6. Método simple para la obtención de curvas de demanda

6.1 Obtención de la distribución horaria de la temperatura en los días tipo mensuales

Tomando un día representativo para cada mes, según Erbs et al. [143] y [144], la temperatura media a lo largo del día se puede calcular según:

$$T = T_m + (T_{max} - T_{min}) \cdot \sum_{k=1}^4 a_k \cdot \cos(k \cdot \tau - b_k) \quad (\text{Eq.2.29})$$

Donde:

T (°C) Temperatura que se desea conocer

T_{max} (°C) Media mensual de las temperaturas máximas

T_{min} (°C) Media mensual de las temperaturas mínimas

τ Hora angular del día para la que se quiere calcular la temperatura

$$\tau = \frac{2\pi \cdot (\theta - 1)}{24} \quad (\text{donde } \theta \text{ es la hora del día, siendo 12 al mediodía})$$

a_k y b_k Constantes definidas por Erbs [143]

K	1	2	3	4
Ak	0,4632	0,0984	0,0168	0,0138
Bk	3,805	0,360	0,822	3,513

Dado que las medias mensuales de las temperaturas máximas y mínimas para cada localización son conocidas (datos obtenidos de las tablas F-Chart), se puede obtener mediante la expresión anterior una distribución aproximada de la temperatura ambiente para las distintas horas del día tipo para cada mes.

Estas curvas de distribución horaria de la temperatura para los distintos días tipos anuales, van a ser de utilidad para la obtención de la curva de distribución horaria de la demanda energética de calefacción.

6.2 Obtención de la distribución horaria de la demanda térmica para los días tipos mensuales

La demanda térmica de un edificio viene fuertemente ligada a la ubicación del edificio y al uso que tenga el mismo. El alcance del presente trabajo queda restringido al ámbito geográfico de la Comunidad Autónoma del País Vasco (CAPV) y a edificios de tipo residencial privado (viviendas).

La demanda térmica de esta tipología de edificios se subdivide en demanda de calefacción y demanda para producción de agua caliente sanitaria. Téngase en cuenta que la Comunidad Autónoma del País Vasco, según Código Técnico de la Edificación (Documento Básico HE – sección 1, apéndice B) [35], queda íntegramente clasificada en las zonas climáticas C1, D1 y E1 y que para ninguna de las mismas se prevé necesidad de refrigeración. Por lo tanto la demanda de refrigeración está justificadamente excluida del presente trabajo.

6.2.1 Distribución horaria de la demanda de calefacción

El Código Técnico de la Edificación (CTE), en su Documento Básico HE relativo al Ahorro de Energía, limita, en la sección HE-1, la demanda energética de calefacción en edificios nuevos de uso residencial privado. Esta limitación, que es función de la zona climática en la que se localice el edificio, se calcula mediante la fórmula:

$$D_{cal,lim} = D_{cal,base} + \frac{F_{cal,sup}}{S} \quad (\text{Eq.2.30})$$

Donde:

$D_{cal,lim}$: Valor límite de la demanda energética de calefacción ($\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2\cdot\text{año}$), considerada la superficie útil de los espacios habitables.

$D_{cal,base}$: Valor base de la demanda energética de calefacción, para cada zona climática de invierno correspondiente al edificio, que toma los valores de la tabla 2.1. del CTE-DB-HE 0 [35]

$F_{cal,sup}$: Factor corrector por superficie de la demanda energética de calefacción, que toma los valores de la tabla 2.1 del CTE-DB-HE 0 [35]

S : Superficie útil (m^2) de los espacios habitables del edificio.

El valor base de la demanda energética de calefacción ($D_{cal,base}$) y el factor corrector por superficie de la demanda energética de calefacción ($F_{cal,sup}$), quedan definidos en la misma sección del código técnico. La Tabla 10 recoge estos valores para las zonas climáticas que afectan a la CAPV:

	Zona Climática de Invierno		
	C	D	E
$D_{cal,base}$ (kWh/m ² año)	20	27	40
$F_{cal,sup}$	1000	2000	3000

Tabla 10. Valor base de la demanda energética de calefacción, según CTE, para las distintas zonas climáticas de invierno del País Vasco.

Se debe tener en cuenta que lo que el CTE clasifica en zonas climáticas son las capitales de provincia, de manera que para obtener la zona climática de cualquier otro municipio será necesario conocer su altitud respecto del nivel del mar. En la Tabla 11 se reflejan las zonas climáticas asignadas por el CTE a otros municipios de las provincias de la CAPV en función de su altitud:

Provincia	Capital	Altitud (m)	Zona Climática de Invierno		
			C	D	E
Vizcaya	Bilbao	214	(h<250 m)	(h≥250 m)	
Guipúzcoa	San Sebastián	5		(h<400 m)	(h≥400 m)
Álava	Vitoria-Gasteiz	512		(h<500 m)	(h≥500 m)

Tabla 11. Zonas climáticas asignadas por el CTE a municipios de las provincias de la CAPV en función de su altitud

Tomando los datos publicados por Eustat [145], referidos a las altitudes de cada municipio sobre el nivel del mar, es posible conocer la zona climática asignada a cada uno de ellos y por lo tanto el valor base de la demanda energética de calefacción ($D_{cal,base}$).

El otro parámetro que aparece en la expresión (Eq.2.30) es el factor corrector por superficie de la demanda energética de calefacción ($F_{cal,sup}$), y depende de la superficie útil (m²) de los espacios habitables del edificio y por lo tanto es un dato de partida conocido.

Tratándose de edificios de viviendas, la superficie útil de espacios habitables de un edificio será la suma de las superficies útiles de cada vivienda. En caso de querer obtener el factor corrector ($F_{cal,sup}$), para un edificio de viviendas y no se conozcan las superficies útiles de cada vivienda, pero sí el número total de viviendas del edificio, se podrá considerar que el valor medio de superficie útil de una vivienda en el País Vasco es 87 m² [146].

Una vez conocido el valor límite de la demanda energética de calefacción $D_{cal,lim}$ (kWh/ m² año), y conociendo la superficie útil de los espacios habitables del edificio (m²), se conoce la demanda de energía de calefacción anual del edificio (kWh/año).

La cuestión ahora es cómo conocer una distribución horaria a lo largo de todo el año de dicha demanda de energía de calefacción anual.

A partir de la temperatura ambiente media, la media mensual de las temperaturas máximas y la media mensual de las temperaturas mínimas para un día representativo del mes, es posible, según se ha descrito en el apartado anterior, obtener una distribución aproximada de la temperatura ambiente para las distintas horas de dicho día representativo.

Conocidas las temperaturas aproximadas en cada intervalo horario de los días representativos de cada mes del año, es inmediato obtener los grados-día anuales y los grados-día correspondientes a cada intervalo horario. Para el caso de 12 días representativos anuales (uno por cada mes) y 24 intervalos horarios, se calcula mediante:

$$GD_{T_a(\text{anuales})} = \sum_{d=1}^{d=12} \sum_{h=1}^{h=24} (T_a - T(d, h)) \cdot \frac{nd(d)}{24} \cdot C_{\log} \quad (\text{Eq.2.31})$$

Siendo:

T_a	Base de temperatura de calefacción ($^{\circ}\text{C}$)
$(T_a - T(d, h))$	Grados-día del intervalo (d,h)
$nd(d)$	Número de días del mes “d”
$C_{\log} = 1$	Si $(T_a - T(d, h)) > 0$
$C_{\log} = 0$	Si $(T_a - T(d, h)) \leq 0$

Para el caso del modelo de optimización de este trabajo, se han considerado 24 intervalos horarios para 12 días tipo representativos de cada día del año, pero no existe ninguna limitación en poder considerar los 365 días del año.

Asumiendo que existe una relación de proporcionalidad entre la demanda de energía anual de calefacción y los grados-día anuales y aplicando esta misma proporcionalidad sobre los grados-día de cada intervalo, se obtienen las curvas de demanda de energía de calefacción para cada intervalo horario para cada día representativo.

Si se aplicara este criterio para una base de temperatura de calefacción (T_a) constante a lo largo de las 24 horas del día, se observaría que se obtiene un máximo de la demanda de calefacción durante la noche, coincidiendo con el mínimo diario de temperatura. Sin embargo esta situación no es real, dado que el máximo de demanda no suele estar por la noche.

Para solventar esto se ha tenido en cuenta lo indicado en el documento de “Condiciones de aceptación de procedimientos alternativos a LIDER y CALENER” [147], respecto a las condiciones operacionales. En este documento se plantea una estrategia de control para el sistema de calefacción consistente en que por la noche (entre las 23h y las 7 h) arranque la calefacción sólo cuando la temperatura exterior cae por debajo de un determinado valor (T_a) para mantener una temperatura mínima de noche (T_n), mientras que por el día (entre las 7 h

y las 23 h), la calefacción se ponga en marcha cuando la temperatura exterior cae por debajo de (T_a) para mantener una temperatura mínima de día (T_d) (siendo $T_d > T_n$).

Los valores umbral que se considerarán en el cálculo son ($T_n = 17^\circ\text{C}$) y ($T_d = 20^\circ\text{C}$), siendo la base de temperatura de calefacción ($T_a = 15^\circ\text{C}$). Esto quiere decir que:

- Si por la noche (entre las 23 h y las 7 h) la temperatura exterior es menor que 15°C , la calefacción arranca para mantener 17°C
- Si por la noche (entre las 23 h y las 7 h) la temperatura exterior es mayor que 15°C , la calefacción no arranca
- Si por el día (entre las 7 h y las 23 h) la temperatura exterior es menor que 15°C , la calefacción arranca para mantener 20°C
- Si por el día (entre las 7 h y las 23 h) la temperatura exterior es mayor que 15°C , la calefacción no arranca

Teniendo en cuenta esto, las los grados-día anuales y los grados-día de cada intervalo se calcularán mediante la fórmula:

$$GD_{T_n, T_d}(\text{anuales}) = \sum_{d=1}^{d=12} \left(\sum_{h=24}^{h=7} (T_n - T(d, h)) \cdot \frac{nd(d)}{8} \cdot C_{\log_n} + \sum_{h=8}^{h=23} (T_d - T(d, h)) \cdot \frac{nd(d)}{16} \cdot C_{\log_d} \right) \quad (\text{Eq.2.32})$$

Siendo:

T_a	Base de temperatura de calefacción ($^\circ\text{C}$)
T_n	Temperatura mínima de calefacción nocturna ($T_n = 17^\circ\text{C}$)
T_d	Temperatura mínima de calefacción diurna ($T_d = 20^\circ\text{C}$)
$(T_n - T(d, h))$	Grados-día del intervalo (d,h), en periodo nocturno
$(T_d - T(d, h))$	Grados-día del intervalo (d,h), en periodo diurno
$nd(d)$	Número de días del mes "d"
$C_{\log_n} = 1$	Si $(T_n - T_a(d, h)) > 0, \forall h \in (24 \text{ y } 7)$
$C_{\log_n} = 0$	Si $(T_n - T_a(d, h)) \leq 0, \forall h \in (24 \text{ y } 7)$
$C_{\log_d} = 1$	Si $(T_d - T_a(d, h)) > 0, \forall h \in (8 \text{ y } 23)$
$C_{\log_d} = 0$	Si $(T_d - T_a(d, h)) \leq 0, \forall h \in (8 \text{ y } 23)$

Aplicando la relación de proporcionalidad existente entre la demanda de energía anual de calefacción y los grados-día anuales, sobre los grados-día obtenidos de esta forma para cada intervalo, se obtienen las curvas de demanda de energía de calefacción para cada intervalo horario de cada día representativo.

6.2.2 Distribución horaria de la demanda para producción de agua caliente sanitaria

El Código Técnico de la Edificación (CTE) [35], en su Documento Básico HE relativo al Ahorro de Energía, asigna, en la sección HE-4, los consumos de agua caliente sanitaria por persona para un edificio de viviendas. Son los que se recogen en la Tabla 12.

Demanda de referencia a 60°C		
Criterio de demanda	Litros/día unidad	Unidad
Viviendas	28	Persona

Tabla 12. Consumos de agua caliente sanitaria (a una temperatura de referencia de 60°C) por persona para un edificio de viviendas, según CTE

Para conocer la demanda de agua caliente sanitaria del conjunto de un edificio de viviendas, es necesario conocer el número de personas que lo habita. Y para ello el número de viviendas y la tipología de las viviendas, es decir el número de dormitorios. Ambos serán datos conocidos.

Para el caso de uso residencial privado (que es el objeto del presente trabajo), el CTE en su sección HE-4, define una ocupación según el número de dormitorios, la cual se recoge en la Tabla 13

Nº dormitorios	1	2	3	4	5	6	>6
Nº personas	1,5	3	4	5	6	6	7

Tabla 13. Ocupación de viviendas según el número de dormitorios, según CTE.

Con estos datos se obtiene la demanda diaria de agua caliente sanitaria.

El siguiente paso es obtener la demanda energética para producir dichos caudales de agua caliente, que se calcula mediante la expresión:

$$DACS = \sum_{d=1}^{d=12} \frac{1}{860} \cdot nd_d \cdot D_d \cdot (T_{ACS} - T_{red,Y_d}) \cdot C_p \quad (\text{Eq.2.33})$$

Donde:

$DACS \left(\frac{\text{Kcal}}{\text{h}} \right)$	Demanda energética para producción de agua caliente
nd_d (días)	Número de días del mes “d”
$D_d \left(\frac{\text{l}}{\text{día}} \right)$	Demanda de agua caliente del día tipo representativo del mes “d”.
T_{ACS} (°C)	Temperatura de referencia de agua caliente $T_{ACS} = 60^\circ\text{C}$
T_{red,Y_d} (°C)	Temperatura del agua de red para la localidad “Y”, para el día representativo del mes “d”

C_p ($\frac{\text{kcal}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}$) Calor específico del agua. (Se asumirá que la densidad del agua es 1 Kg/l)

La temperatura del agua de red para una determinada localidad se puede calcular, según se determina en el CTE, sección HE-4, a partir de la temperatura de agua de red de la capital de provincia y de la diferencia de alturas entre la localidad y la capital de provincia:

$$T_{\text{red},Y} = T_{\text{red},\text{CP}} - B \cdot \Delta z \quad (\text{Eq.2.34})$$

Donde:

$T_{\text{red},\text{CP}}$ ($^\circ\text{C}$) Temperatura del agua de red para la capital de provincia

B Coeficiente. $B=0,010$ para los meses de octubre a marzo y $B=0,005$ para los meses de abril a septiembre

Δz Diferencia de altura entre la localidad “Y” y la capital de provincia

Los datos relativos a las altitudes de los municipios del País Vasco, han sido tomados para este modelo, de los publicados por Eustat [145]

Conocida la demanda energética de cada mes, para la producción de agua caliente sanitaria y considerando el número de días del mes, se conoce la demanda energética para la producción de ACS del día tipo representativo de cada mes.

Ahora la cuestión es cómo obtener una distribución horaria de esa demanda a lo largo del día.

El IDAE ha publicado [148], una curva de distribución de demanda de agua caliente sanitaria a lo largo del día, que se recoge en la Tabla 14y en la Fig.27:

Hora del día	Agua Caliente Sanitaria											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Perfil diario (% del máximo)	12	5	4	2	2	6	27	100	70	75	62	56
Hora del día	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Perfil diario (% del máximo)	48	48	41	33	39	38	52	70	57	63	48	52

Tabla 14. Distribución de la demanda de agua caliente sanitaria a lo largo del día, según IDAE.

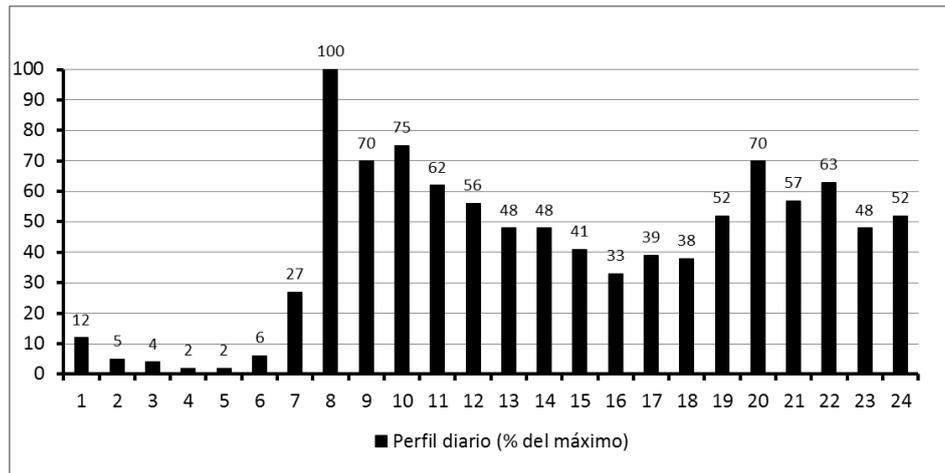


Figura 27. Gráfico de la distribución de la demanda de agua caliente sanitaria a lo largo del día, según IDAE.

Aplicando este perfil de distribución sobre la demanda de agua caliente sanitaria y sobre la demanda energética para producirla, se obtienen la distribución de la demanda energética para producción de agua caliente sanitaria para cada intervalo horario de cada día representativo.

6.3 Obtención de la distribución horaria de la demanda eléctrica

Para la selección de los perfiles de demanda eléctrica en viviendas, se han considerado los valores presentados en el Annex 42, European Electrical Standard Profiles [149], [150].

En dicha publicación, se recogen los datos de consumos eléctricos tras una monitorización de 90 viviendas sociales en el Reino Unido durante dos años. El tamaño media de la vivienda era de 75 m² y la ocupación media, de 2,4 personas /vivienda.

Como resultado de la monitorización, dicho estudio presenta los valores de potencias medias consumidas en intervalos de cinco minutos para 6 días tipo al año:

- Día entre semana – Invierno (meses de Diciembre, Enero y Febrero)
- Fin de semana –Invierno (meses de Diciembre, Enero y Febrero)
- Día entre semana – Época intermedia: Primavera -Otoño (meses de Marzo, Abril, Mayo, Septiembre, Octubre y Noviembre)
- Fin de semana – Época intermedia: Primavera -Otoño (meses de Marzo, Abril, Mayo, Septiembre, Octubre y Noviembre)
- Día entre semana – Verano (meses de Junio, Julio y Agosto)
- Fin de semana –Verano (meses de Junio, Julio y Agosto)

A partir de estos datos, se han agrupado las potencias demandadas en periodos de tiempo de un día, y se han obtenido así las demandas energéticas medias de cada franja horaria para cada día tipo.

Para el presente trabajo se está considerando el año dividido en 12 días tipo (uno por mes), ya que tratándose de un método simple y según Domínguez et al. [151], pueden ser suficientemente representativos. Por ello, se han fusionado los resultados relativos a días entre semana y a días en fines de semana, de una manera ponderada, para obtener así un perfil único de demanda para cada estación:

- Invierno (meses de Diciembre, Enero y Febrero)
- Época intermedia: Primavera -Otoño (meses de Marzo, Abril, Mayo, Septiembre, Octubre y Noviembre)
- Verano (meses de Junio, Julio y Agosto)

A partir de estos perfiles, en la Tabla 15 se resume la demanda energética de electricidad anual y por estaciones:

Periodo	Nº días	Demanda energía/día (Wh/día)	Demanda energía/año (kWh/año)	% de la demanda correspondiente a un mes
Invierno	90	9562,00	860,6	9,28%
Primavera y Otoño	183	8264,29	1.512,4	8,16%
Verano	92	7799,83	717,6	7,74%
Total Año			3.090,5	

Tabla 15. Resumen de demanda energética de electricidad anual y por estaciones para una vivienda social en el Reino Unido.

Pero estos datos publicados, son referidos a viviendas del Reino Unido. Para comprobar y poder extrapolar estos datos a viviendas localizadas en el País Vasco, se analizarán los datos de consumos eléctricos en viviendas del País Vasco publicados por el Ente Vasco de la Energía [146], que se recogen en la Tabla 16

	Vizcaya	Guipúzcoa	Álava	País Vasco
Demanda energía/año (kWh/año)	3.500	3.370	3.100	3.370
Superficie media/vivienda (m ²)	85	87	92	87
Ocupación/Vivienda (personas/vivienda)	2,63	2,63	2,65	2,6
Demanda energía/año por m ² (kWh/año m ²)	41,2	38,7	33,7	38,7
Demanda energía/año por pers, (kWh/año pers)	1330,8	1281,4	1169,8	1296,2

Tabla 16. Resumen de demanda energética de electricidad media anual para viviendas en el País Vasco y por provincias, según EVE.

En la siguiente Tabla 17 se comparan los datos de consumos de viviendas del País Vasco con los de consumo de viviendas del Reino Unido.

	País Vasco	Reino Unido	Desviación
Demanda energía/año (kWh/año)	3.370	3.090,5	109%
Superficie media/vivienda (m ²)	87	75	116%
Ocupación/Vivienda (personas/vivienda)	2,6	2,4	108%
Ratio de Ocupación (m ² /persona)	33,5	31,2	107%
Demanda energía/año por m ² (kWh/año m ²)	38,7	41,2	94%
Demanda energía/año por pers, (kWh/año pers)	1296,2	1287,7	101%

Tabla 17. Comparación entre demanda energética de electricidad media anual para viviendas en el País Vasco y en el Reino Unido.

Se observa que las viviendas estudiadas del País Vasco tienen una demanda eléctrica anual entorno a un 9% superior a las estudiadas en el Reino Unido, pero la superficie media de las viviendas analizadas es también un 16% superior. Estos datos repercuten en un ratio de energía eléctrica consumida por metro cuadrado de vivienda menor (un 6%) para las viviendas del País Vasco respecto de las del Reino Unido.

La ocupación media por vivienda es muy similar, aunque la superficie de vivienda por persona es algo mayor en las del País Vasco (7% más), lo que indica que están menos ocupadas que las del reino Unido

La demanda de energía eléctrica anual por persona es prácticamente la misma. Por ello y asumiendo un porcentaje de error admisible, se considerará como demanda de energía eléctrica en las viviendas del País Vasco un ratio de 40 kWh/m² de vivienda.

La distribución de la demanda de energía eléctrica a lo largo de las horas del día, viene fuertemente marcada por los usos y costumbres, y por lo tanto la aceptación de los perfiles de demandas de las viviendas del Reino Unido pueden ser cuando menos objeto de debate. Sin embargo la falta de disponibilidad de datos específicos para las viviendas del País Vasco y la concordancia en los datos disponibles antes comparados, invita a validar estos perfiles de demanda como válidos.

6.4 Cálculo de la potencia pico de demanda

El modelo matemático, tal y como se ha explicado en el apartado 2, está basado en balances energéticos en cada intervalo de tiempo considerado. Las demandas energéticas (tanto térmicas como eléctricas) a satisfacer en cada intervalo horario se pueden obtener, en caso de no ser conocidas, mediante el método simple que se ha propuesto en los apartados 6.2 y 6.3.

Pero, al igual que sucede con la demanda eléctrica, en la que además de conocer la demanda de energía se conoce la potencia eléctrica suministrada (la contratada a la compañía suministradora), con la demanda térmica se debe definir para completar las ecuaciones del modelo matemático, cuál es la potencia térmica a instalar.

En caso de no ser conocida o poder calcularla por otros métodos, se propone a continuación una forma sencilla para su estimación.

La potencia térmica será la suma de la potencia térmica para calefacción más la potencia térmica para la producción de agua caliente sanitaria, ambas calculadas en el momento más crítico.

Potencia para calefacción:

La potencia necesaria para calefacción se calcula como la suma de la potencia para compensar las pérdidas térmicas a través de los cerramientos más la potencia para compensar las pérdidas térmicas por ventilación o infiltración de aire.

Las pérdidas térmicas a través de los cerramientos, se calculan mediante:

$$P_T = f \cdot A \cdot U \cdot (T_{int} - T_e) \quad (\text{Eq.2.35})$$

Donde:

f Factor de corrección de la temperatura (tabla D.11 de la UNE-EN 12831)

A Superficie del cerramiento atravesado por el flujo de calor (m^2)

U Transmitancia térmica ($\text{W}/\text{m}^2 \text{K}$)

T_{int} Temperatura interior del local ($^{\circ}\text{C}$)

T_e Temperatura exterior de cálculo ($^{\circ}\text{C}$), según [152]

Las pérdidas térmicas por ventilación o infiltración de aire, se calculan mediante:

$$P_V = 0,34 \cdot \dot{V}_{min} \cdot (T_{int} - T_e) \quad (\text{Eq.2.36})$$

Donde:

\dot{V}_{min} Caudal mínimo de ventilación / infiltración de aire (m^3/h). Para viviendas nuevas según [153]

T_{int} Temperatura interior del local ($^{\circ}\text{C}$)

T_e Temperatura exterior de cálculo ($^{\circ}\text{C}$), según [152]

Potencia para producción de agua caliente sanitaria:

La producción de ACS está determinada por el binomio “potencia/capacidad de la acumulación”. A mayor acumulación será necesaria una menor potencia instantánea y viceversa.

La relación entre la potencia instalada y la acumulación se obtiene a partir del siguiente balance de energías:

$$E_{\text{Demanda}} = E_{\text{Producción}} + E_{\text{Acumulación}} \quad (\text{Eq.2.37})$$

Siendo:

$$E_{\text{Demanda}}(\text{kWh}) = Q_p(l) \cdot (T_{\text{ACS}} - T_{\text{red}})(^{\circ}\text{C}) \cdot \left(\frac{\text{KW}}{860 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}} \right) \quad (\text{Eq.2.38})$$

$$E_{\text{Producción}}(\text{kWh}) = P_{\text{ACS}}(\text{kW}) \cdot 1 (h) \cdot \eta_{\text{Prod-ACS}} \quad (\text{Eq.2.39})$$

$$E_{\text{Acumulación}}(\text{kWh}) = V_{\text{Acum}}(l) \cdot (T_{\text{Acum}} - T_{\text{red}})(^{\circ}\text{C}) \cdot \left(\frac{\text{KW}}{860 \frac{\text{Kcal}}{\text{h}}} \right) \cdot F_{\text{Uso-Acum}} \quad (\text{Eq.2.40})$$

De donde se obtiene la expresión:

$$P_{\text{ACS}}(\text{kW}) = \frac{1}{\eta_{\text{Prod-ACS}}} \cdot \frac{1}{860} \cdot \{ Q_p(T_{\text{ACS}} - T_{\text{red}}) - V_{\text{Acum}}(T_{\text{Acum}} - T_{\text{red}}) \cdot F_{\text{Uso-Acum}} \} \quad (\text{Eq.2.41})$$

En la que:

Q_p Caudal de ACS consumido en la hora punta (en litros)

T_{ACS} Temperatura de preparación de ACS (60°C)

T_{red} Temperatura del agua de red ($^{\circ}\text{C}$)

V_{Acum} Volumen de acumulación de ACS

T_{Acum} Temperatura de acumulación de ACS (70°C)

$\eta_{\text{Prod-ACS}}$ Rendimiento de la producción de ACS, incluye pérdidas por intercambio, distribución, acumulación y recirculación. (se ha considerado 0,75)

$F_{\text{Uso-Acum}}$ Factor de uso del volumen de acumulación (se ha considerado 0,85)

A partir de la expresión (Eq.2.41), el diseñador de la instalación debe proponer una hipótesis de consumo en hora punta y de porcentaje de acumulación.

Siguiendo los criterios establecidos por el IDAE [154], se ha supuesto la hipótesis conservadora de tomar como consumo en la hora punta Q_p , el 50% del consumo medio diario para edificios como viviendas.

En el modelo se ha propuesto que la acumulación sea como mínimo igual a un 30% del caudal punta de ACS.

7. Cálculo de la producción de colectores solares térmicos y paneles fotovoltaicos

En el modelo propuesto la producción de energía térmica en los colectores solares y de energía eléctrica en los paneles fotovoltaicos es un dato conocido. Sin embargo debe ser calculado previamente para su introducción en el modelo.

Su cálculo se hace a partir de datos climáticos conocidos (tales como la radiación y la temperatura), datos de localización de la instalación (longitud y latitud), y datos de diseño de la instalación (orientación e inclinación de los colectores).

Para su cálculo se requiere primero conocer cuál es la distribución horaria de la radiación sobre una superficie inclinada, para ello se ha tomado el método propuesto por Guadalfajara [155]

7.1 Obtención de la distribución horaria de la radiación sobre superficies inclinadas

7.1.1 Distribución de la radiación total diaria entre las distintas horas del día

Conocida la radiación media mensual (H) en una determinada localidad se puede estimar la fracción correspondiente a cada hora del día (r_t), mediante el método propuesto por Collares-Pereira y Rabl [156]

$$r_t = \frac{I}{H} \quad (\text{Eq.2.42})$$

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\text{sen} \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \quad (\text{Eq.2.43})$$

Donde:

$$a = 0,4090 + 0,5016 \text{ sen } (\omega_s - 60) \quad (\text{Eq.2.44})$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \text{ sen } (\omega_s - 60) \quad (\text{Eq.2.45})$$

ω Ángulo horario correspondiente a la mitad de la hora en cuestión. Se calcula como:

$\omega = 15^\circ (h - 12)$ donde h es el día del año correspondiente al día representativo del mes en cuestión.

ω_s Ángulo horario correspondiente a la puesta del sol del día en cuestión. Se calcula como:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan\phi \tan \delta) \quad (\text{Eq.2.46})$$

Siendo:

ϕ Latitud de la localidad

δ Declinación. Se calcula con la ecuación de Cooper [157]:

$$\delta = 23,45 \text{ sen } \left\{ (284 + n) \frac{360}{365} \right\} \quad (\text{Eq.2.47})$$

n es el día del año correspondiente al día representativo del mes en cuestión

Una vez obtenida la fracción da radiación correspondiente a cada hora del día, se obtendrá la distribución horaria de la radicación total diaria mediante:

$$I = r_t \cdot H \quad (\text{Eq.2.48})$$

7.1.2 Distribución de la radiación difusa diaria entre las distintas horas del día

De una manera análoga al caso anterior se puede obtener la fracción de radiación difusa correspondiente a cada una de las horas del día, mediante el procedimiento propuesto por Liu y Jordan [158], a partir del dato conocida de la radiación difusa H_d .

$$r_d = \frac{I_d}{H_d} \quad (\text{Eq.2.49})$$

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\text{sen } \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (\text{Eq.2.50})$$

$$H_d = H \cdot (1,391 - 3,560 \cdot K_T + 4,189 \cdot K_T^2 - 2,137 \cdot K_T^3) \text{ si } \omega_s \leq 81,4^\circ \quad (\text{Eq.2.51})$$

$$H_d = H \cdot (1,311 - 3,022 \cdot K_T + 3,427 \cdot K_T^2 - 1,821 \cdot K_T^3) \text{ si } \omega_s > 81,4^\circ \quad (\text{Eq.2.52})$$

Donde:

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (\text{Eq.2.53})$$

Siendo:

H : Radiación media mensual (dato conocido - por ejemplo de tablas F-chart)

H_0 : Radiación extraterrestre diaria sobre una superficie horizontal. Se calcula como:

$$H_0 = \frac{24 \cdot 3600 \cdot G_{on}}{\pi} \left(\cos \phi \cos \delta \text{ sen } \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \text{ sen } \phi \text{ sen } \delta \right) \quad \text{Eq.2.54}$$

Siendo:

G_{on} Radiación solar extraterrestre. Se calcula como:

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360 n}{365} \right) \quad (\text{Eq.2.55})$$

Siendo n el día del año y G_{sc} es la constante solar (energía solar radiante por unidad de tiempo y por unidad de superficie perpendicular a la radiación solar). $G_{sc} = 1367 \text{ w/m}^2$

Mediante estas expresiones se puede obtener la distribución horaria de la radiación difusa a lo largo de las distintas horas del día.

7.1.3 Distribución de la radiación directa diaria entre las distintas horas del día

Conocidas las distribuciones horarias de la radiaciones total y difusa, la distribución horaria de la radiación directa se calcula como la diferencia entre las anteriores:

$$I_b = I - I_d \quad (\text{Eq.2.56})$$

Donde:

- I Radiación total
- I_b Radiación directa
- I_d Radiación difusa

7.1.4 Radiación total diaria sobre una superficie inclinada

La radiación total recibida en una superficie inclinada en una hora viene determinada por la siguiente expresión:

$$I_t = I_b \cdot R_b + I_d \cdot \frac{(1+\cos \beta)}{2} + I \cdot \rho_g \cdot \frac{(1-\cos \beta)}{2} \quad (\text{Eq.2.57})$$

Donde:

- I_t Radiación total sobre una superficie inclinada un ángulo β
- I, I_b e I_d Radiación total, radiación directa y radiación difusa (sobre una superficie horizontal). Calculadas antes
- β Ángulo de la superficie inclinada sobre la horizontal
- ρ_g Albedo

$$R_b \quad \text{Se calcula como: } R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (\text{Eq.2.58})$$

Siendo:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \\ & \text{sen} \delta \text{sen} \phi \cos \beta - \text{sen} \delta \cos \phi \text{sen} \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \\ & \cos \delta \text{sen} \phi \text{sen} \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \text{sen} \beta \text{sen} \gamma \text{sen} \omega \end{aligned} \quad (\text{Eq.2.59})$$

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \text{sen} \phi \text{sen} \delta \quad (\text{Eq.2.60})$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación (Eq.2.57) se obtiene una distribución horaria para la radiación incidente sobre una superficie inclinada.

7.2 Estimación de producción de colectores solares térmicos

El calor útil generado por los colectores solares viene definido por:

$$S_{cs} = \eta \cdot A_{cs} \cdot I_t \quad (\text{Eq.2.61})$$

Donde:

$S_{cs} \left(\frac{w}{\text{colector}} \right)$ Calor útil generado por cada colector solar

$\eta(\%)$ Rendimiento del captador

$A_{cs} \left(\frac{m^2}{\text{colector}} \right)$ Área del colector

$I_t \left(\frac{w}{m^2} \right)$ Radiación total sobre una superficie inclinada

Sustituyendo en la ecuación (Eq.2.61) el valor del rendimiento óptico (η) definido en la expresión del rendimiento del captador (véase ecuación (Eq.2.28) en el apartado 3.1), se obtiene una expresión para calcular el calor útil generado en cada colector solar y en cada intervalo horario del día.

$$S_{cs} = A_{cs} \cdot \{ \eta_0 \cdot I_t - k_1 \cdot (T_m - T_{amb}) - k_2 \cdot (T_m - T_{amb})^2 \} \quad (\text{Eq.2.62})$$

Nótese que S_{cs} , I_t y T_{amb} son variables que cambian para cada intervalo de tiempo, mientras que A_{cs} , η_0 , k_1 y k_2 son constantes definidas por el fabricante del colector y T_m (temperatura media del fluido en el captador) es un dato que se conoce que se corresponde con la temperatura a la que se quiere que trabaje el captador.

7.3 Estimación de producción de paneles fotovoltaicos

Se asumirá como válido el modelo simplificado, propuesto por M. Alonso y F. Chenlo [138], según el cual el rendimiento de los módulos fotovoltaicos queda definido por la expresión:

$$\eta_G = \eta_{stc} \cdot F_{TempCorr} \quad (\text{Eq.2.63})$$

$$F_{TempCorr} = 1 + \gamma \cdot (T_c - T_{Ref}) \quad (\text{Eq.2.64})$$

Donde:

η_G (%): Rendimiento del panel en las condiciones de trabajo que se analizarán

η_{stc} (%): Rendimiento del panel en condiciones estándar. Las condiciones estándar son:

- Irradiancia $G=1000 \text{ w/m}^2$
- Temperatura de célula $T=25^\circ\text{C}$
- Masa de aire espectral $AM=1,5$

γ ($\%/^\circ\text{C}$): Constante dependiente del tipo de panel. Dato del fabricante

T_c ($^\circ\text{C}$): Temperatura de la célula

T_{ref} ($^\circ\text{C}$): Temperatura de referencia ($T_{ref}=25^\circ\text{C}$)

La temperatura de la célula T_c , se puede obtener mediante la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + G \cdot \left(\frac{T_{ONC}-20}{800} \right) \quad (\text{Eq.2.65})$$

siendo:

T_{ONC} ($^\circ\text{C}$): Temperatura de operación nominal de la célula. Dato del fabricante

T_{amb} ($^\circ\text{C}$): Temperatura ambiente.

G (W/m^2): Irradiancia. Radiación global por unidad de tiempo y unidad de área del captador

Sin embargo y para los objetivos que se plantea en este trabajo, es aceptable calcular la temperatura de la célula mediante la siguiente expresión simplificada:

$$T_c = T_{amb} + 20 \quad (\text{Eq.2.66})$$

Teniendo en cuenta que los rendimientos (η_G) y (η_{stc}) se corresponden con la relación entre potencias generadas por los paneles (bien en las condiciones de trabajo o en las condiciones

estándar) e irradiancias recibidas en cada caso, y sustituyendo también en dicha expresión (Eq.2.63) los valores obtenidos en las expresiones (Eq.2.64), y (Eq.2.66), se obtiene:

$$\frac{P_{\text{panel}}}{G} = \frac{P_{\text{pico}}}{G_{\text{ref}}} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_{\text{amb}} - 5)] \quad (\text{Eq.2.67})$$

Donde:

$P_{\text{panel}}(\text{W})$ Potencia generada por el panel fotovoltaico en las condiciones de trabajo

$G (\text{W}/\text{m}^2)$: Irradiancia en las condiciones de trabajo

$P_{\text{pico}}(\text{W})$ Potencia generada por el panel fotovoltaico en las condiciones estándar

$G_{\text{ref}} (\text{W}/\text{m}^2)$ Irradiancia en las condiciones estándar ($G=1000 \text{ w}/\text{m}^2$)

Si se integrara esta expresión a lo largo de un periodo de tiempo determinado se obtendría el valor de la energía generada por un panel fotovoltaico:

$$\frac{E_{\text{panel}}}{H} = \frac{E_{\text{stc}}}{H_{\text{ref}}} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_{\text{amb}} - 5)] \quad (\text{Eq.2.68})$$

Siendo:

$E_{\text{panel}}(\text{Wh})$ Energía generada por el panel fotovoltaico en las condiciones de trabajo a lo largo del periodo de tiempo considerado

$H (\text{Wh}/\text{m}^2)$: Radiación media mensual sobre superficie horizontal

$E_{\text{stc}}(\text{Wh})$ Energía generada por el panel fotovoltaico en las condiciones estándar a lo largo del periodo de tiempo considerado

$H_{\text{ref}}(\text{Wh}/\text{m}^2)$ Radiación media mensual horizontal en las condiciones estándar ($H_{\text{ref}}=1000 \text{ Wh}/\text{m}^2$)

Todos estos parámetros son conocidos (bien sean datos de fabricante o datos meteorológicos), por lo que se puede calcular la energía generada por un panel fotovoltaico. Se debe tener en cuenta que los datos meteorológicos varían para cada hora y cada mes del año.

En el anterior apartado 6.1 se ha descrito la manera de obtener una distribución de la temperatura ambiente a lo largo de las distintas horas del día, a partir de datos mensuales de temperaturas máximas y mínimas para una determinada localización.

Asimismo, en el apartado 7.1 se ha descrito la manera de obtener una distribución horaria de la radiación diaria, y más aún de la radiación diaria incidente sobre una superficie inclinada

Pero antes de aplicar la expresión (Eq.2.68) se deben considerar algunos factores de ajuste:

Los inversores de conexión a red precisan que la potencia instantánea aportada sea superior a un determinado umbral de funcionamiento. Por ello se debe pensar que en los primeros y en los últimos momentos del día no se aporta radiación suficiente para vencer este umbral. Estas pérdidas se cuantifican en un 6% de la radiación total diaria incidente.

Se deben tener además otros factores de ajuste asociados al rendimiento del inversor (entre el 80 y el 95%) y a pérdidas eléctricas en otros componentes (un 5%).

$$FA = FA_{umbral} \cdot FA_{inv} \cdot FA_{perd} \quad (\text{Eq.2.69})$$

$$FA = 0.94 \cdot 0.90 \cdot 0.95 = 0,80$$

Teniendo en cuenta, que en el modelo matemático se están considerando intervalos horarios de una hora, la expresión que determina el cálculo de energía generada por un panel fotovoltaico es:

$$E_{panel} = FA \cdot \sum_{m=1}^{m=12} \sum_{i=1}^{i=24} S_{pvi} \cdot \left(\frac{P_{pico}}{G_{ref}} \cdot [1 + \gamma \cdot (T_{amb_i} - 5)] \right) \quad (\text{Eq.2.70})$$

Donde S_{pvi} es fracción horaria de la radiación total diaria sobre la superficie inclinada de los paneles fotovoltaicos.

A partir de las expresiones anteriores es posible determinar la energía generada por un campo de paneles fotovoltaicos.

Pero en una determinada instalación la potencia del campo fotovoltaico viene dado por la expresión:

$$E_{GPV} = N_s \cdot N_p \cdot E_{panel} \quad (\text{Eq.2.71})$$

Donde:

E_{GPV} (kWh) Energía generada por el campo generador fotovoltaico

N_s Número de paneles fotovoltaicos conectados en serie

N_p Número de paneles fotovoltaicos conectados en paralelo

E_{panel} (kWh) Energía generada por un panel fotovoltaico

8. El nuevo CTE

Como se ha comentado anteriormente en este trabajo, la definición del edificio de consumo casi nulo se realiza de forma progresiva. De este modo, cada Estado Miembro, a través de sucesivas normativas, debe ir especificando los indicadores cualitativos y los valores

numéricos límite de los mismos que terminen definiendo dicho concepto. Tal como especifica la directiva 2010/31/UE, los periodos de revisión normativa no serán superiores a 5 años.

En el caso del estado español, en la actualidad el marco normativo aplicable es el DB-HE CTE de septiembre de 2013, que constituye el marco normativo en el que se encuadra esta tesis. Es por tanto que queda una nueva actualización normativa antes de septiembre de 2018. De cara a ir definiendo dicho nuevo documento básico, el Ministerio de Fomento ha publicado un nuevo documento donde se presentan las bases sobre las que se apoyará dicha actualización [159].

Este nuevo documento incluye ciertas modificaciones que afectan ligeramente al planteamiento seguido en esta tesis. El objetivo de este apartado analiza las implicaciones del que presumiblemente será el nuevo marco normativo que a nivel estatal servirá para definir el edificio de consumo casi nulo, así como las modificaciones necesarias del método de optimización propuesto en esta tesis para tener en cuenta dicho nuevo marco normativo.

8.1 El nuevo contexto normativo

El documento base para la modificación del DB-HE publicado en diciembre de 2016 justificaba la pertinencia para cambiar el marco de evaluación. En concreto, identifica una serie de limitaciones y/o carencias que se resumen en la Tabla 18 y que se relacionan con el modelo, en base a cómo afecta a los supuestos realizados hasta ahora.

Con el objetivo de hacer frente a estas limitaciones y/o carencias, se proponen una serie enmiendas que doten de mayor robustez y flexibilidad al marco legislativo.

Todas estas propuestas se integran en un contexto normativo que, al igual que el estatal, es dinámico y se ha ido reconfigurando y adaptando a lo largo de los últimos años. En concreto, la reducción del consumo de energía y recursos fósiles, así como el aumento del uso de energías renovables son objetivos explícitos de la Directiva 2010/31/UE. Esto conlleva a la necesidad de que los distintos Estados Miembros vayan convergiendo la reglamentación y caracterización de la eficiencia energética y con ello, a que la mayoría de países hayan consolidado el uso de una serie de indicadores: (1) un indicador de consumo de energía primaria no renovable, (2) un indicador de calidad de la envolvente térmica y (3) un indicador de uso de energías renovables o en su caso, una limitación del consumo total de energía primaria. En concreto, la metodología de cálculo armonizada por la EN 15603 [160] (futura EN ISO 52000-1) introduce procedimientos de cálculos y una relación orientativa de estos indicadores, que además de lo comentado incluye un indicador de la energía primaria renovable producida considerando el efecto de su exportación.

Categoría	Limitación
Limitaciones relativas al consumo	El indicador de EPNR solo considera el uso de energía renovable en la medida de que reduce el consumo de energía no renovable. La producción renovable justifica grandes consumos brutos.
	El uso de indicadores de consumo cualitativamente distintos para distintas tipologías (residencial, terciario, rehabilitaciones) dificulta la comparación entre casos.
	Problemas a la hora de evaluar edificios de uso mixto (por ejemplo, doméstico y terciario)
Limitaciones relativas a la demanda (necesidades de energía)	La ventilación está acoplada con la definición de la demanda, por lo que requiere la definición de unos límites de eficiencia específicos.
	Un único indicador de demanda no es suficiente para evaluar las prestaciones del diseño pasivo del edificio y de la envolvente.
	Un único indicador de demanda no considera la importancia energética de los distintos servicios que puede haber en un edificio, ni la posible interacción entre ellos.
	El uso de indicadores de demanda cualitativamente distintos para distintas tipologías (residencial, terciario, rehabilitaciones) dificulta la comparación entre casos.
Limitaciones relativas a la demanda (calidad de la envolvente térmica)	El indicador de transmitancia (U) elemento a elemento no tiene en cuenta la interacción entre elementos y no es suficiente para la evaluación de algunas soluciones tecnológicas.
	No se evalúa la existencia ni las prestaciones de las protecciones solares
Limitaciones relativas a la eficiencia de las instalaciones y al uso de energía procedente de fuentes renovables	La producción de energía renovable (HE4 y HE5) se particulariza por servicios y tecnologías, y no facilita un tratamiento conjunto.

Tabla 18. Limitaciones y/o carencias detectadas en el DB-HE del CTE del año 2013

En este contexto, el documento base para la modificación del DB-HE hace frente a las distintas exigencias en materia energética de los edificios a través de una serie de indicadores, en sintonía con lo anteriormente expuesto. La relación entre estos nuevos indicadores y sus exigencias se presentan en la Tabla 19.

Exigencia	Indicadores y/o nuevos criterios
Uso de energía	Consumo de energía primaria no renovable ($NRPE^{LIM}$)
	Consumo de energía primaria total (RPE^{LIM})
	Uso de energía de fuentes renovables: <ul style="list-style-type: none"> - Aportación mínima de energía precedente de fuentes renovables
Características de la envolvente térmica	Transmitancia térmica global (K)
	Control solar ($Q_{sol;jul}/A_{util}$)
	Limitación de descompensaciones en edificios de uso residencial privado (U)
	Limitación de condensaciones en la envolvente térmica
Características de las instalaciones	Instalaciones térmicas
	Instalaciones de iluminación

Tabla 19. Relación entre nuevos indicadores y sus exigencias

8.2 Modificaciones necesarias del método de optimización

Estos nuevos indicadores no están contemplados en el desarrollo del modelo de optimización ya que, como se ha explicado antes aún no están recogidos en el marco normativo actual. Sin embargo el modelo de optimización propuesto es suficientemente flexible como para incorporarlos. Para ello se deben considerar las modificaciones que aquí se exponen.

En el modelo de optimización presentado, la limitación al uso de la energía se recogía en la ecuación (Eq.2.14a), en la que se limitaba el consumo de energía primaria no renovable. Incluir sólo esta ecuación en el modelo en relación al consumo de energía primaria provoca, tal y como se ha comentado en la Tabla 18, que el modelo solo considere el uso de energía renovable en la medida de que reduce el consumo de energía no renovable y por lo tanto la producción renovable justifica grandes consumos brutos.

$$\sum_{s \in S_{NE}} \sum_{d \in D} \sum_{h \in H_d} [(e_{s,d,h}^{BUY} - e_{s,d,h}^{SELL}) \cdot W_s + \sum_{k \in K} e_{s,k,d,h}^{OUT} \cdot W_{s,k}] \leq NRPE^{LIM} \quad (\text{Eq.2.14a})$$

Por lo tanto esta ecuación se debe sustituir por las dos siguientes:

$$\sum_{s \in S_{NE}} \sum_{d \in D} \sum_{h \in H_d} [(e_{s,d,h}^{BUY} - e_{s,d,h}^{SELL}) \cdot W_s + \sum_{k \in K_{MAN}} e_{s,k,d,h}^{OUT} \cdot W_{s,k}] \leq NRPE^{LIM} \quad (\text{Eq.2.72})$$

$$\sum_{s \in S_{NE}} \sum_{d \in D} \sum_{h \in H_d} [(e_{s,d,h}^{BUY} - e_{s,d,h}^{SELL}) \cdot W_s + \sum_{k \in K_{NMAN}} e_{s,k,d,h}^{OUT} \cdot W_{s,k}] \leq RPE^{LIM} \quad (\text{Eq.2.73})$$

La ecuación (Eq.2.72), limita el consumo de energía primaria no renovable y aplica sobre el conjunto de tecnologías gestionables ($k \in K_{MAN}$), por su parte la ecuación (Eq.2.73), limita el consumo de energía primaria renovable y aplica sobre el conjunto de tecnologías no gestionables ($k \in K_{NMAN}$). La consideración de ambas ecuaciones en el modelo limitan el consumo total de energía primaria del edificio.

9. Caso de estudio

En el presente apartado se aplica el método de optimización propuesto a un caso de estudio. Para ello se ha seleccionado un edificio de viviendas de reciente construcción localizado en Bilbao (España). La finalidad de este análisis es mostrar el potencial de la herramienta mediante la evaluación del diseño y la operación óptimos de entre las posibles instalaciones de abastecimiento de energía para edificio, considerando diferentes límites de consumo de energía primaria no renovable (NRPE). Para el caso de estudio y en aras de una mayor claridad en la exposición, solamente se tienen demandas de calefacción, agua caliente sanitaria y electricidad, consideraciones habituales para edificios residenciales situados en el norte de España.

En la Fig.28, se muestra el edificio objeto del caso de estudio y una foto aérea de la zona.



Figura 28. Edificio objeto del caso de estudio y vista aérea.

El edificio se encuentra conectado a la red eléctrica de baja tensión con la que puede interactuar importando y/o exportando energía eléctrica. Sin embargo, no existe conexión con ninguna red de calefacción de distrito para la compra o venta de calor, lo que es también habitual para el sector de la edificación en España. Esto hace que en el caso de que la producción sea eventualmente mayor que la demanda, el calor excedente se trate a efectos de modelo como una “venta virtual” de calor a precio 0 €/kWh.

El edificio, de reciente construcción, consta de nueve plantas con 72 viviendas en total (es decir 8 viviendas por planta), su calificación energética es B, según el CTE del año 2013. La superficie útil media por vivienda es de 80,6 m², lo cual resulta en una superficie total considerada de 5.805 m². La superficie total de cubierta del edificio es de 687,5 m², sin embargo sólo se considera hábil para la localización de instalaciones renovables sobre cubierta el 40% de la misma, es decir 275 m². Esta reducción sobre la cubierta total considera, de forma aproximada, la distancia mínima que debe de haber entre ellos para poder evitar los efectos de sombras propias. En la Fig. 29 se muestra una vista de la cubierta del edificio.

La potencia pico de demanda térmica (L_S^{PEAK}) se ha calculado en 286 kW, correspondiéndose 150 kW para la demanda térmica asociada a la producción de ACS ($L_{S,ACS}^{PEAK}$) y 136 kW ($L_{S,CALEF}^{PEAK}$) para la calefacción a baja temperatura (LT). Esta potencia deberá estar disponible para cualquier instante a lo largo del año, es por ello que se corresponde con la potencia instalada de tecnologías gestionables. Estos valores se han calculado según lo descrito en el apartado 6.4 del presente Capítulo.



Figura 29. Vista de la cubierta del edificio.

Para su cálculo se han tenido en cuenta las superficies y cerramientos recogidos en la Tabla 20 y los niveles de ventilación indicados en el documento básico de salubridad del CTE [153]

Cerramiento	Superficie (m ²)	Transmitancia (W/m ² K)
Fachada	4.725	0,29
Cubierta	687,5	0,23
Ventanas	740,9	1,89

Tabla 20. Superficies y transmitancias de los cerramientos del edificio del caso de estudio

Este valor calculado de potencia pico de demanda térmica (L_S^{PEAK}) es al que hace referencia la ecuación (Eq.2.9) del modelo matemático.

A su vez, las demandas anuales de calefacción, agua caliente sanitaria y electricidad, a las que se refiere la ecuación (Eq.2.8), son respectivamente 20.20 kWh/m²a ($L_{LT}^{d,h}$), 19.56 kWh/m²a ($L_{MT}^{d,h}$) y 35 kWh/m²a ($L_E^{d,h}$).

El valor de la demanda anual de calefacción es un dato conocido, ya que se sabe que es un edificio con calificación energética B para la demanda de calefacción y dicha letra se corresponde con un valor como mínimo de 20,2 kWh/m² para un bloque de viviendas de nueva construcción y localizado en Bilbao.

La demanda de energía para la preparación de ACS se ha calculado para el edificio, una vez calculada su distribución (número de viviendas y número de habitaciones de cada vivienda), como se indica en el documento básico de ahorro de energía del CTE [35]. Una vez obtenida la demanda total, se ha obtenido el ratio por unidad de superficie, dividiendo la primera entre la superficie total del edificio.

El ratio de demanda anual de electricidad se ha obtenido según se ha expuesto en el apartado 6.3 del presente Capítulo.

Para cada una de estas demandas se ha realizado una distribución horaria, relativa a 12 días tipo de referencia que se corresponden con los meses del año y que se considera una aproximación aceptable para el sector de la edificación. La distribución de la demanda de calefacción se justifica mediante la aplicación de un método basado en los grados-día [143], (detallado en apartado 6.2 de este Capítulo), considerando periodos de ocupación y perfiles de temperatura exterior diarios estándar. La distribución de la demanda para preparación de agua caliente sanitaria se ha realizado a partir de los perfiles de consumo establecidos por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) [148]. Para la distribución horaria de la demanda eléctrica se han utilizado los perfiles eléctricos estándar europeos del Annex 42 del IEA's ECBCS [161] [162], en los que se aprecian tres periodos diferentes (verano, invierno y épocas intermedias).

En las Fig 30 a 32, se muestran las distribuciones horarias de las demandas para los días tipo representativos de cada mes. En las Tablas 21 a 23, se muestran los valores considerados.

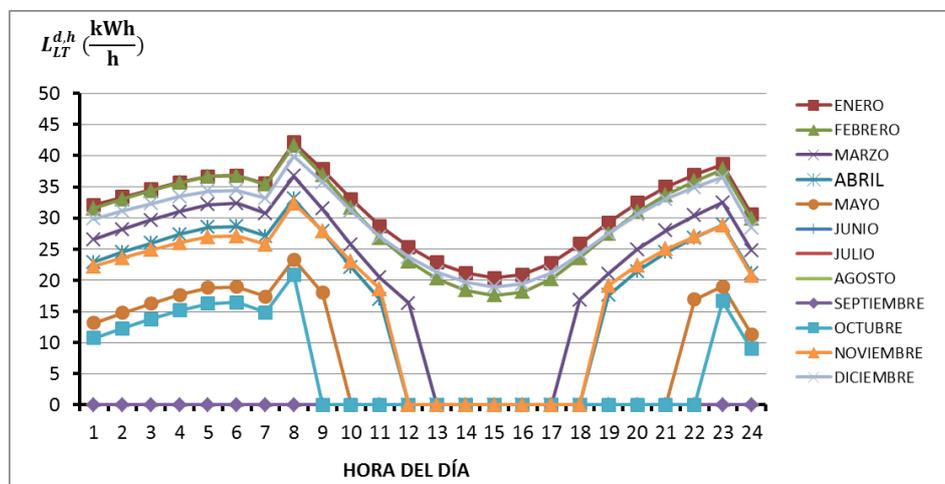


Figura 30. Distribución horaria de la demanda energética para calefacción para los días tipo representativos de cada mes.

	Demanda energética de calefacción $L_{MT}^{d,h}$ (kWh/h) – Día tipo mensual											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	32,06	31,57	26,58	22,96	13,17	0,00	0,00	0,00	0,00	10,74	22,28	29,87
2	33,37	33,02	28,17	24,53	14,77	0,00	0,00	0,00	0,00	12,32	23,61	31,13
3	34,57	34,35	29,63	25,98	16,25	0,00	0,00	0,00	0,00	13,76	24,84	32,29
4	35,73	35,63	31,04	27,37	17,67	0,00	0,00	0,00	0,00	15,16	26,03	33,40
5	36,65	36,66	32,16	28,48	18,81	0,00	0,00	0,00	0,00	16,27	26,97	34,29
6	36,79	36,81	32,33	28,65	18,97	0,00	0,00	0,00	0,00	16,43	27,11	34,42
7	35,48	35,36	30,74	27,08	17,37	0,00	0,00	0,00	0,00	14,86	25,78	33,17
8	42,11	41,66	36,72	33,09	23,31	0,00	0,00	0,00	0,00	20,88	32,34	39,91
9	37,78	36,86	31,44	27,87	17,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,90	35,73
10	33,02	31,59	25,65	22,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,02	31,14
11	28,72	26,82	20,42	16,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,62	27,00
12	25,33	23,06	16,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,73
13	22,85	20,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,33
14	21,16	18,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,71
15	20,40	17,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,97
16	20,87	18,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,43
17	22,77	20,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,26
18	25,79	23,58	16,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,18
19	29,25	27,41	21,07	17,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	19,16	27,51
20	32,42	30,92	24,92	21,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,41	30,56
21	34,95	33,72	28,00	24,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,00	33,00
22	36,92	35,91	30,40	26,84	16,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,02	34,90
23	38,63	37,80	32,48	28,89	19,03	0,00	0,00	0,00	0,00	16,68	28,77	36,55
24	30,59	29,94	24,79	21,18	11,36	0,00	0,00	0,00	0,00	8,97	20,77	28,45

Tabla 21. Demanda energética para calefacción (kWh/h). Distribución horaria para los días tipo representativos de cada mes.

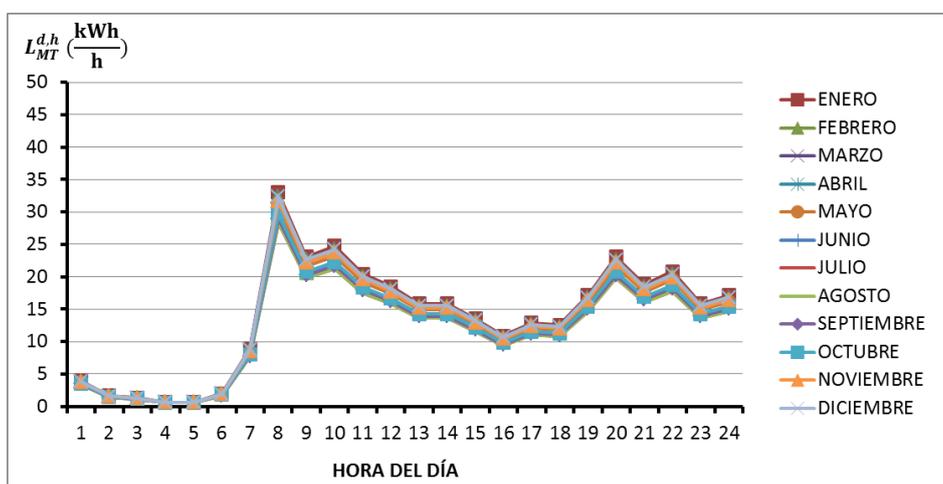


Figura 31. Distribución horaria de la demanda energética para preparación de ACS para los días tipo representativos de cada mes.

	Demanda energética para ACS $L_{MT}^{d,h}$ (kWh/h) – Día tipo mensual											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	3,96	3,88	3,88	3,88	3,72	3,56	3,39	3,39	3,48	3,56	3,80	3,88
2	1,65	1,62	1,62	1,62	1,55	1,48	1,41	1,41	1,45	1,48	1,58	1,62
3	1,32	1,29	1,29	1,29	1,24	1,19	1,13	1,13	1,16	1,19	1,27	1,29
4	0,66	0,65	0,65	0,65	0,62	0,59	0,57	0,57	0,58	0,59	0,63	0,65
5	0,66	0,65	0,65	0,65	0,62	0,59	0,57	0,57	0,58	0,59	0,63	0,65
6	1,98	1,94	1,94	1,94	1,86	1,78	1,70	1,70	1,74	1,78	1,90	1,94
7	8,91	8,73	8,73	8,73	8,36	8,00	7,64	7,64	7,82	8,01	8,55	8,73
8	33,01	32,34	32,34	32,32	30,98	29,63	28,29	28,29	28,96	29,65	31,67	32,34
9	23,11	22,64	22,64	22,63	21,69	20,74	19,80	19,80	20,27	20,75	22,17	22,64
10	24,76	24,26	24,26	24,24	23,23	22,22	21,21	21,21	21,72	22,24	23,75	24,26
11	20,47	20,05	20,05	20,04	19,21	18,37	17,54	17,54	17,95	18,38	19,63	20,05
12	18,49	18,11	18,11	18,10	17,35	16,59	15,84	15,84	16,22	16,60	17,73	18,11
13	15,85	15,52	15,52	15,52	14,87	14,22	13,58	13,58	13,90	14,23	15,20	15,52
14	15,85	15,52	15,52	15,52	14,87	14,22	13,58	13,58	13,90	14,23	15,20	15,52
15	13,54	13,26	13,26	13,25	12,70	12,15	11,60	11,60	11,87	12,16	12,98	13,26
16	10,89	10,67	10,67	10,67	10,22	9,78	9,33	9,33	9,56	9,78	10,45	10,67
17	12,88	12,61	12,61	12,61	12,08	11,56	11,03	11,03	11,29	11,56	12,35	12,61
18	12,55	12,29	12,29	12,28	11,77	11,26	10,75	10,75	11,00	11,27	12,03	12,29
19	17,17	16,82	16,82	16,81	16,11	15,41	14,71	14,71	15,06	15,42	16,47	16,82
20	23,11	22,64	22,64	22,63	21,69	20,74	19,80	19,80	20,27	20,75	22,17	22,64
21	18,82	18,43	18,43	18,43	17,66	16,89	16,12	16,12	16,51	16,90	18,05	18,43
22	20,80	20,38	20,38	20,36	19,52	18,67	17,82	17,82	18,24	18,68	19,95	20,38
23	15,85	15,52	15,52	15,52	14,87	14,22	13,58	13,58	13,90	14,23	15,20	15,52
24	17,17	16,82	16,82	16,81	16,11	15,41	14,71	14,71	15,06	15,42	16,47	16,82

Tabla 22. Demanda energética para ACS (kWh/h). Distribución horaria para los días tipo representativos de cada mes.

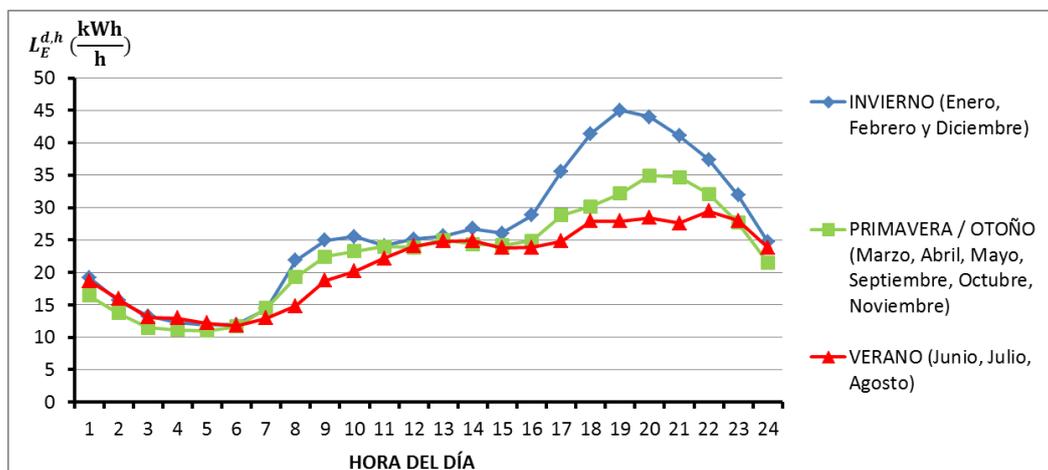


Figura 32. Distribución horaria de la demanda de electricidad para los días tipo representativos de cada mes.

	Demanda de electricidad $L_E^{d,h}$ (kWh/h) - Día tipo mensual											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dec
1	19,22	19,22	16,44	16,44	16,44	18,67	18,67	18,67	16,44	16,44	16,44	19,22
2	15,65	15,65	13,76	13,76	13,76	15,95	15,95	15,95	13,76	13,76	13,76	15,65
3	13,27	13,27	11,44	11,44	11,44	13,11	13,11	13,11	11,44	11,44	11,44	13,27
4	12,34	12,34	11,18	11,18	11,18	12,94	12,94	12,94	11,18	11,18	11,18	12,34
5	11,83	11,83	11,02	11,02	11,02	12,18	12,18	12,18	11,02	11,02	11,02	11,83
6	12,01	12,01	11,63	11,63	11,63	11,78	11,78	11,78	11,63	11,63	11,63	12,01
7	14,36	14,36	14,53	14,53	14,53	12,94	12,94	12,94	14,53	14,53	14,53	14,36
8	21,88	21,88	19,29	19,29	19,29	14,81	14,81	14,81	19,29	19,29	19,29	21,88
9	24,95	24,95	22,41	22,41	22,41	18,74	18,74	18,74	22,41	22,41	22,41	24,95
10	25,53	25,53	23,29	23,29	23,29	20,18	20,18	20,18	23,29	23,29	23,29	25,53
11	24,12	24,12	23,96	23,96	23,96	22,16	22,16	22,16	23,96	23,96	23,96	24,12
12	25,13	25,13	23,82	23,82	23,82	24,04	24,04	24,04	23,82	23,82	23,82	25,13
13	25,61	25,61	25,01	25,01	25,01	24,83	24,83	24,83	25,01	25,01	25,01	25,61
14	26,78	26,78	24,38	24,38	24,38	24,88	24,88	24,88	24,38	24,38	24,38	26,78
15	26,05	26,05	24,19	24,19	24,19	23,78	23,78	23,78	24,19	24,19	24,19	26,05
16	28,82	28,82	24,86	24,86	24,86	23,87	23,87	23,87	24,86	24,86	24,86	28,82
17	35,57	35,57	28,82	28,82	28,82	24,80	24,80	24,80	28,82	28,82	28,82	35,57
18	41,40	41,40	30,17	30,17	30,17	27,90	27,90	27,90	30,17	30,17	30,17	41,40
19	44,98	44,98	32,15	32,15	32,15	27,90	27,90	27,90	32,15	32,15	32,15	44,98
20	43,99	43,99	34,94	34,94	34,94	28,41	28,41	28,41	34,94	34,94	34,94	43,99
21	41,04	41,04	34,70	34,70	34,70	27,60	27,60	27,60	34,70	34,70	34,70	41,04
22	37,41	37,41	32,11	32,11	32,11	29,45	29,45	29,45	32,11	32,11	32,11	37,41
23	31,92	31,92	27,65	27,65	27,65	28,01	28,01	28,01	27,65	27,65	27,65	31,92
24	24,76	24,76	21,54	21,54	21,54	23,83	23,83	23,83	21,54	21,54	21,54	24,76

Tabla 23. Demanda de electricidad (kWh/h). Distribución horaria para los días tipo representativos de cada mes.

Además, aplicando el método propuesto por Guadalfajara et al. [155], se han obtenido unos perfiles de irradiancia global sobre superficies inclinadas 45° . Estos valores se han empleado para el cálculo de la producción de los colectores solares y los paneles fotovoltaicos. Los valores de irradiancia obtenidos se presentan en la Tabla 2.20. Estos valores son los requeridos para introducir en la ecuación (Eq.2.62) y obtener la producción de los colectores solares térmicos.

	Irradiancia global I_t (kWh/h m ²) sobre una superficie inclinada 45°											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,04	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,02	0,05	0,09	0,10	0,10	0,07	0,04	0,00	0,00	0,00
8	0,01	0,05	0,10	0,12	0,17	0,17	0,18	0,14	0,13	0,10	0,02	0,00
9	0,08	0,14	0,19	0,20	0,26	0,25	0,26	0,22	0,23	0,21	0,10	0,06
10	0,16	0,23	0,28	0,27	0,34	0,32	0,34	0,30	0,33	0,32	0,18	0,12
11	0,22	0,30	0,36	0,33	0,40	0,37	0,40	0,35	0,41	0,40	0,25	0,18
12	0,26	0,34	0,40	0,36	0,43	0,40	0,44	0,39	0,45	0,45	0,29	0,21
13	0,26	0,34	0,40	0,36	0,43	0,40	0,44	0,39	0,45	0,45	0,29	0,21
14	0,22	0,30	0,36	0,33	0,40	0,37	0,40	0,35	0,41	0,40	0,25	0,18
15	0,16	0,23	0,28	0,27	0,34	0,32	0,34	0,30	0,33	0,32	0,18	0,12
16	0,08	0,14	0,19	0,20	0,26	0,25	0,26	0,22	0,23	0,21	0,10	0,06
17	0,01	0,05	0,10	0,12	0,17	0,17	0,18	0,14	0,13	0,10	0,02	0,09
18	0,00	0,00	0,02	0,05	0,09	0,10	0,10	0,07	0,04	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,04	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 24. Irradiancia global (kWh/h m²) sobre una superficie inclinada 45°. Distribución horaria para los días tipo representativos de cada mes

Las posibles tecnologías que se han considerado en el presente caso de estudio, han sido recogidas en la Tabla 6 dentro del apartado 3.10 del presente Capítulo. Dicha tabla recoge los valores de inversión y eficiencia de cada tecnología. Con el objetivo de evitar introducir en la programación MILP las no linealidades de estas expresiones, se han discretizado las correlaciones de inversiones y eficiencias de cada tecnología, en un conjunto finito de tamaños de equipos. Para el caso de las tecnologías solares, la discretización se ha llevado a cabo mediante el número de paneles.

Los costes variables asociados a la compra y venta de energía, que se han considerado para el caso de estudio, se recogen en la Tabla 25. Su justificación se recoge en el apartado 4 del presente Capítulo.

Fuel	Coste unitario (€/kWh)
Gas Natural - C_{NG}^{MAN}	0.054
Biomasa (Pellet) - C_{BIO}^{MAN}	0.041
Electricidad (compra) - C_{ELE}^{BUY}	0.223
Calor (venta) - $C_{HT}^{SELL}, C_{MT}^{SELL}, C_{LT}^{SELL}$	0.000
Electricidad (venta) - C_{ELE}^{SELL}	0.0496

Tabla 25. Costes variables considerados

Se debe tener en cuenta que las tecnologías de cogeneración, además, deben cumplir con un mínimo ahorro de energía primaria (PES), de acuerdo con la legislación nacional [79] [163]. Este valor umbral se establece en función de la potencia de la cogeneración y de la tecnología empleada, tal y como se muestra en la Tabla 26. El cumplimiento de un PES mínimo se ha incluido en el modelo como una restricción adicional y hace que se limite el calor disipado de las cogeneraciones.

Tipo de cogeneración	Ahorro energía primaria (PES)
Alta eficiencia	>10%
Pequeña escala y microcogeneración <1MWe	>0

Tabla 26. PES mínimo en función de la cogeneración

El cálculo del ahorro de energía primaria, se debe hacer según la expresión:

$$PES = \left\{ 1 - \frac{1}{\left(\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}} \right)} \right\} \cdot 100\% \quad (\text{Eq.2.74})$$

Los valores de $Ref H_{\eta}$ y $Ref E_{\eta}$, se definen en [163] en función del tipo de combustible y del año de construcción y son los que se recogen en la Tabla 27

Tipo de combustible	Valor de referencia	Año de construcción	
		Antes del 2016	Desde 2016
Gas natural, GLP y GNL	$Ref E_{\eta}$	90	92
	$Ref H_{\eta}$	52,5	53

Tabla 27. Valores de referencia $Ref H_{\eta}$ y $Ref E_{\eta}$

Se han considerado para el caso de estudio un coste anual de operación y mantenimiento ($f_k^{O\&M}$) equivalente al 2,5% de los costes de inversión de la planta y una tasa de interés (R_i) del 2,5% anual constante durante los 20 años de esperanza de vida de la planta (LS). Estos datos son necesarios para evaluar las ecuaciones (Eq.2.17 a Eq.2.20).

Se ha considerado que todas las tecnologías son capaces de regular su carga desde 0% hasta 100%, excepto las unidades de cogeneración que sólo pueden regular su carga entre el 60% y

el 100%. Se cree que este aspecto es crítico para analizar su efecto sobre la operación real de la planta.

10. Resultados

El modelo se ha generado en MatLab R2014a [75] y llama a CPLEX v12.6.2 [76] como MILP *solver* de última generación. Para la resolución del problema se ha empleado un ordenador con procesador Inter Core i-5-2430M CPU @ 2,40 GHz y 8GB de memoria RAM. El problema planteado consta de 51.282 restricciones, 37.440 variables continuas y 6.963 variables enteras, de las cuales 6.912 son binarias. El tiempo necesario para procesar el cálculo depende del caso de estudio, y oscila entre los 10 y los 60 minutos, aunque generalmente se mueve en el intervalo de los 15 minutos.

El método de optimización se ha aplicado al presente caso de estudio con el objetivo de obtener la configuración óptima para el sistema de abastecimiento de energía al edificio y su operación horaria para dos casos diferentes: (a) Solución de coste óptimo y (b) Edificio de consumo nulo (ZEB). Sin embargo, existen diferentes criterios para la definición de edificio de consumo casi nulo (EECN). Las definiciones oficiales incluyen, generalmente, el consumo de electricidad asociado a la iluminación pero no consideran el consumo imputable a electrodomésticos [164]. Para analizar las implicaciones que tiene la toma de uno u otro criterio, se han tenido en cuenta dos conceptos para el límite del consumo de energía primaria no renovable (NRPE), uno sin incluir el consumo doméstico de electricidad (NRPE) y el otro incluyéndolo (NRPE').

En la Tabla 28 se muestran los resultados obtenidos relacionados a la configuración del sistema de abastecimiento de energía. Las configuraciones obtenidas para todos los casos incluyen una cogeneración mediante motor de combustión interna, junto con un sistema de almacenamiento térmico a media temperatura. La capacidad de almacenamiento resultante es de 1000 litros, excepto para el caso de ZEB' para el que es de 2000 litros. La instalación se completa con una caldera de gas natural convencional que asegura el cumplimiento de la potencia pico instalada. Para el caso de ZEB esta caldera sólo aparece como resultado de la optimización para alcanzar esa potencia pico, ya que prácticamente no llega a operar en ningún intervalo de tiempo de los días de referencia seleccionados. Además, para los casos ZEB y ZEB', la solución resultante incluye paneles fotovoltaicos en la cubierta. Se observa que el caso ZEB' ambos no resulta viable, ya que la superficie ocupada en cubierta es superior (más de 10 veces) a la disponible en el edificio. No obstante, de cara a obtener soluciones potenciales en caso de que no existiera limitación de superficie de cubierta, se eliminó para este caso (ZEB') esta restricción (Eq.2.15), obteniéndose los resultados que se recogen en la Tabla 28.

El efecto que la disponibilidad de superficie en cubierta tiene sobre la viabilidad de alcanzar ciertos valores de NRPE tiene una gran relevancia en este caso de estudio, que se justifica debido a que se trata de un edificio ya existente cuyas demandas no han sido previamente optimizadas con el objetivo de edificio de consumo casi nulo.

A medida que la exigencia de NRPE se acentúa, las instalaciones resultantes tienden a instalar un mayor número de paneles fotovoltaicos y a incrementar su flexibilidad mediante la instalación de más almacenamiento térmico.

Tecnología	Modulo	ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste Óptimo
Colector parabólico compuesto	HT	-	-	-
Ciclo Orgánico de Rankine CHP	HT	-	-	-
Almacenamiento térmico a alta temperatura	HT	-	-	-
Colector de tubo de vacío	MT	-	-	-
Motor de combustión interna	MT	40 kW _e	40 kW _e	40 kW _e
Turbina de gas	MT	-	-	-
Caldera de biomasa	MT	-	-	-
Caldera convencional de gas natural	MT	250 kW	250 kW ¹	250 kW
Almacenamiento térmico a media temperatura	MT	3000 l	1000 l	1000l
Colector plano	LT	-	-	-
Caldera de condensación de gas natural	LT	-	-	-
Bomba de calor aire-agua	LT	-	-	-
Almacenamiento térmico a baja temperatura	LT	-	-	-
Módulos fotovoltaicos mono y policristalinos	Electricidad	1192 ² (710,9%) ³	136 ² (81,1%) ³	-

¹ Sólo para cubrir periodos picos. Prácticamente no entra en funcionamiento en los días de referencia

² Número de módulos fotovoltaicos de 260Wp

³ Porcentaje de ocupación sobre la superficie disponible de cubierta

Tabla 28. Configuración del sistema de abastecimiento de energía para los tres casos analizados

Además de la configuración, la optimización también resuelve el modo de operación de los sistemas de abastecimiento de energía seleccionados. La operación de las distintas tecnologías queda resumida en la Tabla 29. A la hora de analizar estos resultados se observan diferencias sustanciales entre los tres casos estudiados, así, mientras que el caso de coste óptimo prioriza la efectividad económica, ZEB y ZEB' tienen en cuenta su consumo energético asociado.

A pesar de que las tres configuraciones son similares, se aprecian diferencias significativas en relación con sus modos de operar, tanto para la producción térmica como eléctrica. La demanda térmica es principalmente cubierta mediante el motor de cogeneración de combustión interna en todos los casos. Se ha de tener en cuenta que los motores de cogeneración tienen capacidad para regular la carga dentro de un rango restringido (entre el 60% y el 100%), por lo tanto cuando se cubre la demanda carga eléctrica en ausencia de demanda térmica, el excedente de calor es disipado. En los tres casos la unidad de cogeneración instalada es la misma, sin embargo, el motor opera durante más horas al año, en el caso del coste óptimo. Esto incrementa la necesidad de disipación de calor, lo cual al mismo tiempo reduce el ahorro de energía en favor de una mayor cantidad de energía auto consumida. En cualquier caso, el PES siempre se mantiene por encima del valor mínimo

establecido por la legislación (0% para potencias instaladas menores que 50 kWe). Por su parte, los casos ZEB y ZEB' tratan de maximizar la operación del motor de cogeneración pero los valores límite impuestos al consumo de energía primaria no renovable (NRPE o NRPE') reducen la cantidad de calor disipado. Este hecho, justifica el incremento en la capacidad de almacenamiento térmico para el caso de ZEB', así como la sustitución de una mayor parte de su operación por caldera convencional.

		ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste óptimo
NRPE	NRPE (kWh/m ² año)	-91,1	0	13,8
	NRPE' (kWh/m ² año)	0	91,1	104,9
Energía térmica	Demanda energía térmica (kWh/año)	231.040	231.040	231.040
	Motor combustión interna (kWh/año)	305.189	346.068	407.109
	Caldera convencional (kWh/año)	1.755	12	732
	Caldera de biomasa (kWh/año)	0	0	0
	Energía almacenada (kWh/año)	116.570	64.411	46.711
	Calor disipado (kWh/año)	75.904	115.040	176.800
Electricidad	Demanda electricidad (kWh/año)	203.175	203.175	203.175
	Electricidad generada (kWh/año)	379.247	198.894	203.554
	Motor combustión interna (kWh/año)	152.595	173.034	203.554
	PES de la cogeneración (%)	17,23	12,68	6,43
	Paneles fotovoltaicos (kWh/año)	226.652	25.860	0
	Electricidad exportada (kWh/año)	182.420	27.797	17.091
	Electricidad auto consumida (kWh/año)	196.826	171.096	186.463
	Electricidad importada (kWh/año)	6.348	32.078	16.711

Tabla 29. Resultados de operación para los tres casos analizados

La producción térmica del motor de cogeneración se reduce en la medida en la que el valor límite de NRPE se hace más exigente. Esto es debido a que los beneficios económicos derivados de la producción eléctrica compensan el consumo adicional de gas natural, aunque uno de los subproductos, el calor, sea disipado. La reducción del límite de NRPE significa una producción térmica adicional por parte de la caldera convencional, que sin embargo no resulta significativa, ya que la demanda térmica en parte se cubre mediante una mayor capacidad de almacenamiento, como se puede ver en las Tablas 28 y 29. Cabe indicar que la producción convencional de calderas es muy baja en comparación con la potencia instalada; Esto se explica por la ecuación (Eq.2.9), que impone una potencia de pico para la instalación de acuerdo con los métodos de cálculo de potencia pico expuestos en el apartado 6.4 de este Capítulo, que dimensionan el sistema de acuerdo con eventualidades. La baja producción anual de la caldera explica por qué, a pesar de que se reduce el límite de NRPE, no se selecciona caldera de condensación con mayor rendimiento para el diseño del sistema de suministro de energía.

La demanda eléctrica se cubre mediante el motor de cogeneración de combustión interna, la producción fotovoltaica y la energía importada de la red. El excedente de electricidad se exporta a la red eléctrica. La producción de energía eléctrica sigue la misma tendencia que la de energía térmica, ya que los motores de cogeneración presentan una relación entre el calor y la electricidad quasi-constante.

La principal diferencia entre los tres casos se produce en la instalación de paneles fotovoltaicos, cuya operación no puede ser controlada ya que produce electricidad cuando recibe radiación independientemente de la demanda eléctrica del edificio. En lo referente a la producción de electricidad mediante el motor de cogeneración, es válido lo comentado anteriormente en la parte térmica. La mayor cantidad de electricidad importada sucede en el caso ZEB. En este caso, la exigencia de NRPE limita la cantidad de calor disipado y con ello la operación de la cogeneración ($PES=12,68\%$), siendo además la planta de producción fotovoltaica mucho menor que para el caso ZEB'.

Se prioriza el autoconsumo frente a la exportación, debido a que el precio de compra de la electricidad es tres veces superior al de venta. El factor de autoconsumo se representa en la Fig. 33. Se entiende como el ratio entre la electricidad auto consumida y la producción total de electricidad. Se observa que existe la tendencia a auto consumir la mayor cantidad de energía eléctrica posible, se relaja cuando la exigencia de NRPE se hace más estricta, debido a que en estos casos la producción de energía eléctrica se hace muy elevada.

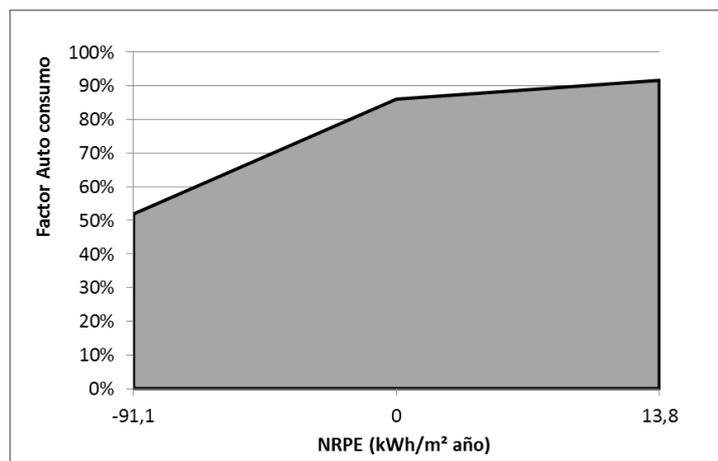


Figura 33. Factor de autoconsumo en función de los límites de consumo NRPE.

A continuación se presenta el análisis económico. La inversión requerida para cada uno de los tres casos de estudio, se presenta en la Fig.34. En ella se puede observar la contribución de cada tecnología a la inversión total. Se aprecia como la planta de generación fotovoltaica representa el mayor impacto sobre la inversión total, especialmente en el caso en que se considera el consumo eléctrico de las viviendas (ZEB').

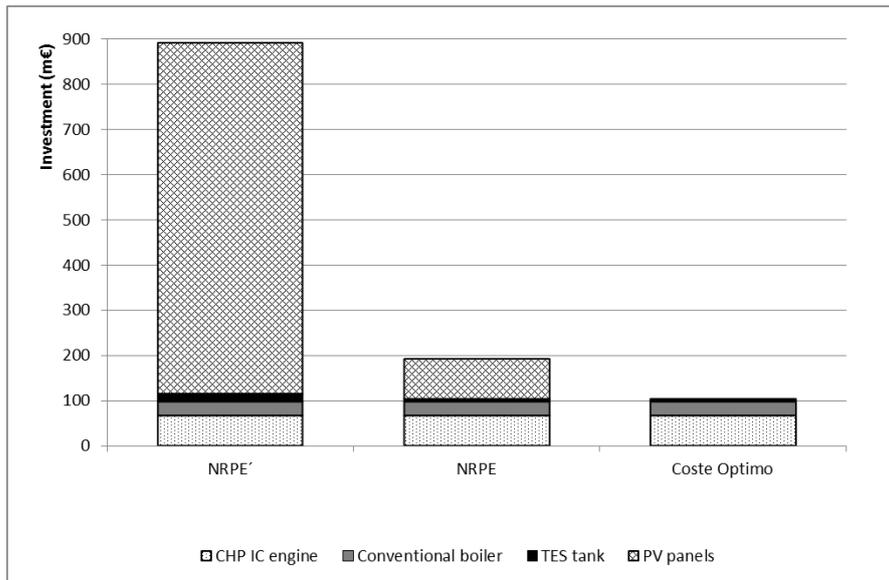


Figura 34. Inversión para cada caso de estudio y aportaciones de cada tecnología.

El análisis económico se ha evaluado mediante la comparación de la inversión con respecto a los ahorros económicos. La viabilidad se ha evaluado mediante el período de retorno simple. En la Tabla 30 se recogen los resultados.

	ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste óptimo
Inversión (€)	892.442	191.856	103.044
Coste variable (€/año)	30.617	29.902	29.762
Coste anual (€/año)	75.239	39.495	34.915
Ahorro anual (€/año)	15.355	16.069	16.209
Periodo de retorno (años)	55,8	9,8	4,2

Tabla 30. Resultados económicos para los tres casos analizados

El coste variable se corresponde con el coste de los combustibles y electricidad para operar la planta más los costes de mantenimiento. El coste anual incluye, sobre una base anual, el coste variable, más la amortización anual. El ahorro anual se ha calculado en referencia a un caso base que consiste cubrir la demanda térmica del edificio con en la instalación de una caldera de 300 kW de gas natural, siendo la demanda eléctrica cubierta por energía importada de la red, ya que ésta es la solución más común en los edificios en Bilbao. Este caso base, requiere una inversión de 34.967 € y unos costes variables anuales de 45.971 €/año. Estos son los valores utilizados para el cálculo del periodo de retorno, considerando la sustitución de la instalación de referencia una vez amortizada. Como el ahorro anual de todos los casos es del mismo orden de magnitud, el periodo de retorno muestra una tendencia de variación respecto al límite de NRPE similar al mostrado para la inversión total en la Fig.34.

El problema de optimización ha sido resuelto de forma paramétrica para poder obtener la curva de coste óptimo. En la Fig.35 se presenta las soluciones de coste óptimo para diferentes

consumos límites de energía primaria no renovable (NRPE y NRPE'). En esta curva se han representado los casos de ZEB y ZEB' y se muestra sombreada en gris la región de soluciones viables.

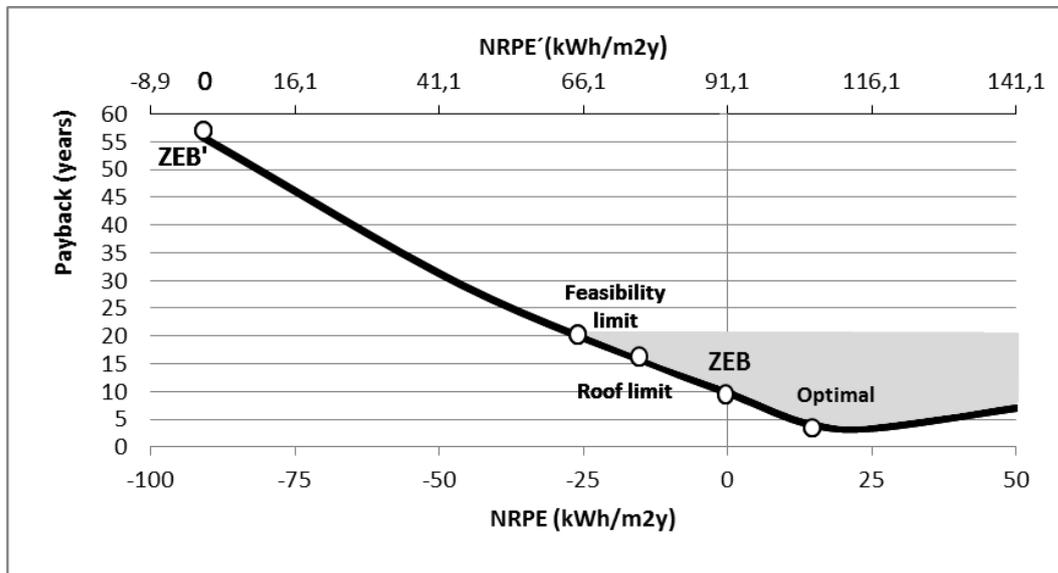


Figura 35. Coste anual mínimo para diferentes valores de NRPE

Se puede observar cómo las soluciones óptimas de sistemas de abastecimiento de energía no son económicamente viables para límites de NRPE por debajo de -26 kWh/m^2 ($\text{NRPE}' < 65,1 \text{ kWh/m}^2$) debido a que presentan periodos de retorno más elevados que la esperanza de vida de la planta (20 años). Por lo tanto el caso ZEB es alcanzable, pero no si se tiene en cuenta la demanda de electricidad, dentro de la demanda del edificio. Es decir el caso ZEB' no resulta alcanzable para el presente caso de estudio. Además, se ha representado también en la Fig.35, la solución en la cual se alcanza el límite de superficie disponible en cubierta para la implantación de instalaciones. Este límite se alcanza para un consumo de NRPE inferior que 0 ($-10,4 \text{ kWh/m}^2$ año o $\text{NRPE}' = 80,7 \text{ kWh/m}^2$ año), lo cual quiere decir que todas las soluciones óptimas de suministro de energía por debajo de este valor de NRPE requieren que la instalación de la planta de generación fotovoltaica se sitúe en las proximidades del edificio, ya que no disponen de espacio suficiente en su cubierta.

En general, se puede decir que la disponibilidad de superficie en la cubierta del edificio es una cuestión clave a considerar cuando se buscan ciertos límites del consumo de NRPE. Teniendo en cuenta esta limitación para la generación de energía renovable *on site*, el concepto de generación de energía renovable cercano es esencial para acercarse al objetivo del EECN. Este concepto permite que varios edificios puedan compartir superficies comunes para la producción de energía renovable, como por ejemplo cubiertas de centros comerciales o áreas comunes. Sin embargo, las ciudades se caracterizan generalmente por la falta de superficies de esta naturaleza y además presentan un bajo potencial para energías renovables, por su elevado sombreadamiento.

Un aumento en la necesidad de superficie para renovables, incrementará los costos variables incluyendo los requeridos para el alquiler de las mismas, hecho que dará lugar a una retroalimentación negativa adicional entre el aumento de la producción de energía renovable y la viabilidad económica.

Para la interpretación de los resultados aquí presentados, se hace constar que el método se ha aplicado a un edificio existente y sólo se han optimizado las instalaciones para el suministro de energía, ya que las demandas se han introducido como limitaciones. Por lo tanto, valores de demandas relativamente altos implican que ciertos niveles de NRPE no pueden alcanzarse (debido a limitaciones de superficie disponible en cubierta o de viabilidad económica). Esto subraya la necesidad de optimizar la demanda previamente, si se desean satisfacer ciertos objetivos.

No obstante, el problema podría persistir, ya que la normativa nacional que limita el consumo de los edificios nuevos y existentes no considera limitación para el consumo eléctrico doméstico. Este consumo, en España puede alcanzar el 85% del consumo eléctrico total del edificio [165]. Este hecho se traduce en una vaga definición de EECN, ya que ningún Estado Miembro incluye este componente en su cuantificación NRPE para la definición de EECN. Esta es la razón que permite hablar sobre los objetivos de con limitaciones tan bajas de NRPE, como los resumidos por el BPIE en su reciente informe [164].

Por último, cabe señalar que, si bien la limitación económica puede ser superada por el desarrollo tecnológico y la limitación de la superficie de cubierta por una reducción efectiva de la demanda, tanto los equipos como las medidas de ahorro energético implican una inversión energética inicial (energía integrada) que debería contabilizarse en la actividad de construcción mediante las herramientas de Evaluación del Ciclo de Vida. Solamente teniendo en cuenta esto, se afrontará correctamente el problema de la energía.

11. Introducción al análisis del efecto de las políticas de autoconsumo

Establecer condiciones y marcos normativos en los que sea posible autoconsumir la energía renovable generada, tiene una influencia directa sobre la consecución de los objetivos de EECN y por lo tanto, sobre los óptimos de diseño y operación arrojados por el modelo presentado en este trabajo.

Las legislaciones de los distintos estados regulan de manera muy diferente las condiciones en las que un edificio residencial, comercial o industrial puede autoconsumir la energía eléctrica renovable producida in-situ. En concreto, existen diferencias importantes en cómo regulan el papel del edificio autoconsumidor los distintos Estados Miembros de la UE, lo que dificulta la homogeneización en la definición del EECN y en conseguir su eventual penetración en el

mercado edificatorio. Teniendo esto en cuenta, el objetivo del presente apartado es analizar las políticas para el autoconsumo implantadas en los países de la Unión Europea y señalar los factores claves que hacen que en determinados países sean más ventajosas para el prosumidor (acrónimo utilizado denominar a aquellos agentes que son productores y consumidores al mismo tiempo). Seguidamente, se procederá a analizar, mediante un caso de estudio, las implicaciones de considerar las diferentes políticas en relación con el autoconsumo.

12. Las políticas para el autoconsumo en la Unión Europea

12.1 La iniciativa “Energía limpia para todos los europeos”:

La Unión europea presentó a finales del año 2016 la iniciativa 'Energía limpia para todos los europeos' (Clean energy for all Europeans), con el objetivo de preservar la competitividad de la UE en la transición hacia las energías limpias que están transformando los mercados energéticos globales.

El autoconsumo recibe un importante respaldo, ya que el texto defiende que los consumidores o comunidades de consumidores tendrán derecho a generar, compartir, consumir y almacenar su propia electricidad, pudiendo beneficiarse de la caída de costes de las nuevas tecnologías de generación. El texto defiende el autoconsumo compartido entre hogares, edificios e industrias.

Con la puesta en marcha de estas medidas, la Comisión Europea quiere que Europa "lidere la transición hacia las energías limpias, no solo que se adapte a ella". Por ello pretende reducir las emisiones de CO2 al menos en un 40% para 2030 a la vez que moderniza la economía de la UE y crea nuevos puestos de trabajo.

Los objetivos principales de esta iniciativa son tres:

1) Priorizar la eficiencia energética [166]

Con esta iniciativa se pretende lograr un **aumento del 30% en la eficiencia energética fomentando los edificios eficientes**, un marco de diseño y financiación para ayudar a Europa a seguir creciendo mientras persigue sus metas climáticas. La Comisión pretende extender más allá de 2020 la obligación de que los generadores y distribuidores tengan que ahorrar un 1,5% de la energía anual al periodo entre 2021 y 2030, lograr que los hogares ahorren hasta 500 euros anuales gracias a construcciones más eficientes y acelerar el ratio de renovación de los edificios ya existentes creando un mercado con un volumen de 80.000-120.000 millones de euros para 2030.

2) Conseguir el liderazgo mundial en energías renovables [167]

Pretende que al menos el **27% de toda la energía consumida en Europa provenga de fuentes renovables** gracias a transportes sin emisiones de carbono, consumidores con mayor poder de decisión, climatización más limpia y electricidad proveniente de fuentes renovables.

3) Un trato justo para los consumidores [168]

En la propuesta de la comisión se destaca que **los consumidores serán participantes activos y principales en los mercados energéticos del futuro**. En ella se promete que en poco tiempo, en toda la UE, los ciudadanos podrán elegir entre una mayor oferta de proveedores energéticos, acceder a herramientas para comparar los precios y disfrutar de la posibilidad de vender su propia electricidad. La propuesta apuesta por una mayor transparencia y una mejor regulación para dar más oportunidades a la sociedad civil de involucrarse más en el sistema energético y de responder a las variaciones de precios.

Además de asegurar el derecho al autoconsumo, la UE acelerará la implementación de contadores inteligentes y asegurará que los consumidores pueden acceder a contratos con precios dinámicos para la electricidad, lo cual es esencial para cerrar la brecha entre los consumidores y el mercado. Además, y siempre que los ciudadanos den su permiso, sus datos de consumo estarán disponibles para los actores del mercado, que así podrán ofrecer soluciones a medida de cada uno.

Gracias a ello, la CE promete que operaciones como pagar, cambiar de proveedor o establecer un nuevo contrato al cambiarse de casa será más fácil, más rápido y más justo para los consumidores. Los consumidores podrán acceder a información más clara y fiable sobre las mejores ofertas gracias a herramientas de comparación de precios certificadas que les ayudarán a tomar decisiones bien informadas. También se limitarán las tasas por cambio de proveedor, para que los consumidores se beneficien sin cortapisas de las diferencias de precios.

12.2 Análisis de las políticas de autoconsumo en 10 Estados Miembros

G. Masson et al. [169], estudian la diversidad de las políticas implementadas en los distintos países en relación con el autoconsumo. En su análisis incluyen 20 países de todo el mundo, si bien a efectos de este trabajo nos centraremos en los datos aportados acerca de los 10 Estados Miembros de la Unión Europea incluidos en el mismo (Alemania, Bélgica, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Holanda, Italia, Suecia y Reino Unido).

Utilizan una serie de parámetros para poder clasificar los distintos esquemas de autoconsumos. De entre ellos, determinan que los aspectos más relevantes por su influencia

sobre el modelo propuesto para optimización de sistemas de abastecimiento de energía en edificios, son los siguientes:

- Derecho a autoconsumo
- Ingresos y pagos por energía autoconsumida
- Ingresos por el exceso de energía producida
- Marco temporal para la compensación
- Compensación geográfica
- Propiedad de terceras partes
- Limitaciones al tamaño del sistema

Las conclusiones son:

En los 10 Estados Miembros de la Unión Europea considerados, el autoconsumo está permitido de alguna manera en todos ellos, pero la legislación varía significativamente.

1. El derecho a **autoconsumo está reconocido en todos los Estados Miembros** analizados. La electricidad producida es consumida localmente y por lo tanto reduce la factura eléctrica del consumidor.

2. **De manera general se acepta que los autoconsumidores estén exentos del pago de la parte de la factura eléctrica asociada a los costes de la red** (transporte y distribución), ya que no incurren en estos costes. **Aunque no siempre es así:** en España por ejemplo se aplica un impuesto adicional que recupera una parte de estos costes de red (tasa de respaldo o comúnmente conocido como “impuesto al sol”). De manera más general, son varios los países que han modificado (o lo están analizando) la estructura de las tarifas de la red para aumentar la parte fija y reducir la parte variable vinculada al consumo (esto sucede en países como Italia, Bélgica o Francia).

3. La **compensación económica** por inyectar el exceso de electricidad generada a la red, **es muy diferente según el país analizado**. De menor a mayor compensación se observa que:

- En algunos países como España, el exceso de electricidad generado por instalaciones FV que es inyectado a la red no se paga. Se fuerza a que los prosumidores autoconsuman la totalidad de su producción.
- En otros países como en Bélgica (región de Bruselas), Alemania Italia o Suecia, el exceso de electricidad generada tiene un valor asociado al precio de la electricidad en el mercado mayorista.
- En Dinamarca, el exceso de electricidad generada se paga según un precio fijo, que está entre el precio de los mercados mayorista y minorista de la electricidad.
- A veces la electricidad generada se paga al precio del mercado minorista (como sucede en Holanda o Bélgica (regiones de Flandes y Valonia).
- Por ultimo en el Reino Unido el exceso de electricidad generada se paga a un valor superior que el fijado en el mercado minorista.

4. **La base temporal para la compensación varía en función del estado.** Aunque por definición el autoconsumo ocurre en tiempo real, por motivos prácticos ese tiempo real se convierte en un intervalo de quince minutos. Por encima de ese margen, el autoconsumo en tiempo real se convierte en compensación de la electricidad producida y del consumo eléctrico durante un periodo de tiempo más largo. En Dinamarca se considera una hora el periodo de tiempo máximo para la compensación, aunque en otros países este periodo es hasta de un año (Bélgica, Holanda o Suecia). En países como España, Reino Unido, Francia o Alemania solo se contempla la compensación en tiempo real.

5. **La compensación geográfica.** Este parámetro indica si el consumo y la generación pueden compensarse en diferentes ubicaciones. En la mayoría de los países se acepta el autoconsumo para instalaciones de generación emplazadas en el mismo lugar que consumido. Sin embargo en algún caso, como en Holanda, admiten por ejemplo que en los edificios de multi viviendas pueda existir una única generación de electricidad centralizada para varios consumidores.

6. En la mayoría de los casos, **la propiedad del sistema de generación** puede ser otra distinta al consumidor eléctrico, aunque en algunos países como España y Francia, esto no es aceptado.

7. En la mayoría de los países analizados existe una **limitación al tamaño de las instalaciones fotovoltaicas**, orientando así estas instalaciones a aplicaciones residenciales de pequeña escala. El límite depende los países: en Dinamarca 6 kW, Holanda 15 kW, Suecia <100 A y Reino Unido 30 kW. En España ese límite es de 100 kW, pero siempre debe ser inferior que la potencia contratada. Frente a este planteamiento, en Alemania la única restricción es que la generación de electricidad debe emplearse como mínimo en un 10% para autoconsumo.

A la vista de este análisis, se confirma que existen importantes diferencias entre los distintos Estados Miembros a la hora de legislar políticas para el autoconsumo. En el extremo más desfavorable desde el punto de vista del prosumidor se encuentra España, en donde en resumen, está permitido el autoconsumo, pero debiéndose abonar impuestos especiales por hacerlo (impuesto al sol), y además no se paga por el exceso de energía eléctrica que se inyecta en red. Para dificultar aún más las cosas, la compensación sólo se hace en tiempo real, y no está permitida la compensación geográfica, es decir no está permitido el autoconsumo para varios consumidores (por ejemplo una comunidad de vecinos).

La regulación del autoconsumo en España, al prohibir tanto el autoconsumo compartido (permitiendo que una única producción de electricidad abastezca a varios consumidores), como que los autoconsumidores viertan sus excedentes de energía a la red y obtengan por ellos un beneficio, choca de una manera muy clara con los objetivos de la iniciativa Clean Energy for All Europeans antes comentada. La posibilidad, de que la electricidad producida y no consumida se vierta a la red eléctrica, y posteriormente se compense cuando la demanda sea más alta que la producción, es una reclamación histórica de los defensores del autoconsumo en España y que ya existe en otros Estados Miembros.

Frente a estos planteamientos, en el otro extremo se encuentran países como Alemania, Dinamarca u Holanda, en los que no se aplican cargos imputables a costes de transporte y distribución a los autoconsumidores y se paga por el exceso de energía generada que se inyecta a la red eléctrica. En Holanda además existe compensación dentro de un marco temporal de un año y lo que es más interesante, permiten que para los edificios de multi viviendas exista una única generación de electricidad centralizada para varios consumidores.

Parece obvio pensar que estas diferencias en las políticas que regulan el autoconsumo tendrán una importante influencia sobre el modelo de optimización de sistemas de abastecimiento de energía en edificios presentado en este trabajo. Esta influencia es la que se pasa a analizar a lo largo del siguiente apartado.

13. Análisis de la influencia de las políticas de autoconsumo sobre el modelo de optimización

Partiendo de lo introducido en el apartado anterior y de cara a analizar de qué manera influyen las políticas de autoconsumo sobre el modelo de optimización, se ha aplicado al caso de estudio los siguientes dos casos regulatorios límite:

- 1) **Caso 1:** Políticas de autoconsumo ventajosas para el prosumidor. (Se ha considerado el caso de Holanda)
- 2) **Caso 2:** Políticas de autoconsumo más onerosas para el prosumidor (Se ha considerado el caso de España).

Se considera como caso de estudio el mismo edificio presentado y analizado anteriormente en el apartado 9 del presente Capítulo y por lo tanto, la misma definición hecha entonces se aplica al análisis actual.

De este modo, el implementar los distintos casos regulatorios en cuanto a autoconsumo implica exclusivamente modificaciones en el tratamiento que hace el modelo en las condiciones de venta e importación de electricidad. Para el Caso 1, se ha considerado que la electricidad generada es consumida por la totalidad de las viviendas y el exceso de generación, en caso de haberlo, es inyectado a la red y abonado a un precio de 0.0496 €/kWh. Por otro lado, el Caso 2 no permite multi consumidores para una misma generación y las distintas viviendas no pueden consumir directamente la energía renovable producida por el edificio. Por ello, en este caso la electricidad generada sólo se puede consumir directamente en las zonas comunes del edificio y el exceso de electricidad generada se inyecta en la red sin remunerar.

Al igual que en el caso de estudio presentado anteriormente, se han considerado también los mismos tres casos: (a) Solución de coste óptimo (b) Edificio de consumo nulo (ZEB) sin

incluir el consumo doméstico de electricidad (NRPE) y (c) Edificio de consumo nulo (ZEB') incluyendo el consumo doméstico de electricidad (NRPE').

Cabe mencionar, antes de presentar los resultados, que el Caso 1-Políticas de autoconsumo ventajosas para el prosumidor, es en realidad el ya analizado en el apartado 9 de este Capítulo.

En la Tabla 31 se muestran los resultados en relación a la configuración del sistema de abastecimiento de energía obtenida para cada caso, para cada uno de los dos escenarios de políticas de autoconsumo.

Ninguno de los casos analizados bajo el escenario de políticas onerosas, incluyen motores de cogeneración (a diferencia de que sucedía en los casos analizados bajo el escenario de políticas ventajosas en los que siempre se incluían motores de cogeneración). La capacidad de almacenamiento es de 1000 litros, y la demanda térmica se garantiza mediante la instalación de calderas de biomasa. Aparece en los tres casos (ZEB', ZEB y Coste óptimo) una caldera de gas natural convencional como resultado de la optimización para asegurar el cumplimiento de la potencia pico instalada, si bien no llega a operar en ningún intervalo de tiempo de los días de referencia seleccionados. Además, para los casos ZEB y ZEB', la solución resultante incluye paneles fotovoltaicos en la cubierta. Se observa que para el caso de ZEB', las necesidades de espacio en la cubierta sobrepasa la superficie disponible, por lo que los paneles fotovoltaicos deberían ser instalados en las cercanías del edificio.

Tecnología	CASO 1 – Políticas Ventajosas			CASO 2 – Políticas Onerosas		
	ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste Óptimo	ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste Óptimo
Motor de combustión interna	40 kW _e	40 kW _e	40 kW _e	-	-	-
Caldera de Biomasa	-	-	-	50 kW	50 kW	50 kW
Caldera convencional de gas natural	250 kW	250 kW	250 kW	250 kW ¹	250 kW ¹	250 kW ¹
Almacenamiento térmico a media temperatura	3000 l	1000 l	1000l	1000l	1000l	1000l
Módulos fotovoltaicos mono y policristalinos	1192 ² (710,9%) ³	136 ² (81,1%) ³	-	1113 ² (663,7%) ³	45 ² (26,8%) ³	-

¹ Sólo para cubrir periodos picos. No entra en funcionamiento en los días de referencia

² Número de módulos fotovoltaicos de 260Wp

³ Porcentaje de ocupación sobre la superficie disponible de cubierta

Tabla 31. Configuración del sistema de abastecimiento de energía para los distintos casos analizados

La Tabla 32 recoge el modo de operación de los sistemas de abastecimiento de energía en cada caso. A la hora de analizar estos resultados se observan diferencias sustanciales al comparar los tres casos estudiados bajo el escenario de políticas onerosas con los tres casos bajo el escenario de políticas ventajosas.

	CASO 1 – Políticas Ventajosas			CASO 2 – Políticas Onerosas		
	ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste óptimo	ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste óptimo
NRPE (kWh/m ² año)	-91,1	0	13,8	-91,1	0	3,8
NRPE' (kWh/m ² año)	0	91,1	104,9	0	91,1	94,9
Energía Térmica						
Demanda energía térmica (kWh/año)	231.040	231.040	231.040	231.040	231.040	231.040
Motor combustión interna (kWh/año)	305.189	346.068	407.109	0	0	0
Caldera convencional (kWh/año)	1.755	12	732	0	0	0
Caldera de biomasa (kWh/año)	0	0	0	231.040	231.040	231.040
Energía almacenada (kWh/año)	116.570	64.411	46.711	16.999	28.250	43.845
Calor disipado (kWh/año)	75.904	115.040	176.800	0	0	0
Electricidad						
Demanda electricidad (kWh/año)	203.175	203.175	203.175	203.175	203.175	203.175
Electricidad generada (kWh/año)	379.247	198.894	203.554	211.631	8.556	0
Motor combustión interna (kWh/año)	152.595	173.034	203.554	0	0	0
PES de la cogeneración (%)	17,23	12,68	6,43	-	-	-
Paneles fotovoltaicos (kWh/año)	226.652	25.860	0	211.631	8.556	0
Electricidad exportada (kWh/año)	182.420	27.797	17.091	211.631	8.556	0
Electricidad autoconsumida (kWh/año)	196.826	171.096	186.463	0	0	0
Electricidad importada (kWh/año)	6.348	32.078	16.711	203.175	203.175	203.175

Tabla 32. Resultados de operación para los distintos casos analizados

Atendiendo a la demanda térmica se observa que ninguno de los casos analizados bajo el escenario de políticas onerosas presenta tecnologías de cogeneración. Esto es algo esperable, ya que como restricciones bajo este escenario se ha impuesto la condición de que un generador eléctrico no puede dar servicio a varios consumidores eléctricos y por ello la cogeneración sólo daría suministro de electricidad a las zonas comunes del edificio, inyectando el resto a la red a un precio nulo. Además las tecnologías de cogeneración consumen gas natural lo cual implica un coste y si casi exclusivamente se aprovecha la parte térmica, estas tecnologías no resultan competitivas frente a las calderas. Por ello como resultado de la optimización, no se seleccionan estas tecnologías. Por el contrario para cubrir la demanda térmica aparecen calderas de biomasa, ya que presentan un menor uso de energía primaria, que las de gas natural y permiten alcanzar los objetivos propuestos de NRPE. Esto justifica que las calderas convencionales de gas natural no llegan a operar en el caso de políticas onerosas

Bajo el escenario de políticas onerosas, la demanda eléctrica queda cubierta mediante el suministro desde la red eléctrica y la producción eléctrica de la planta fotovoltaica. El número de paneles fotovoltaicos aumenta a medida que la exigencia de consumo de energía primaria no renovable se hace más exigente. En realidad, los paneles fotovoltaicos sólo aparecen para compensar la energía primaria no renovable consumida, ya que la energía eléctrica generada por los mismos no es nunca autoconsumida y se exporta a precio cero (siguiendo lo dictado por las políticas onerosas). Este hecho contribuye a que el coste óptimo se produce cuando la limitación de consumo de energía primaria no renovable es tal que no es necesaria la instalación de paneles fotovoltaicos.

A continuación se presenta el análisis económico de los distintos casos analizados. La inversión requerida para cada uno de los tres casos de estudio en los diferentes escenarios de políticas para el autoconsumo, se presenta en la Fig.36. En ella se observa la contribución de cada tecnología a la inversión total, y se aprecia como la planta de generación fotovoltaica representa el mayor impacto sobre la inversión total, en cualquiera de los dos escenarios, especialmente, en el caso en que se considera el consumo eléctrico de las viviendas (ZEB'). También se aprecia la desaparición de las tecnologías de cogeneración en favor de calderas de biomasa para los tres casos del escenario de políticas onerosas.

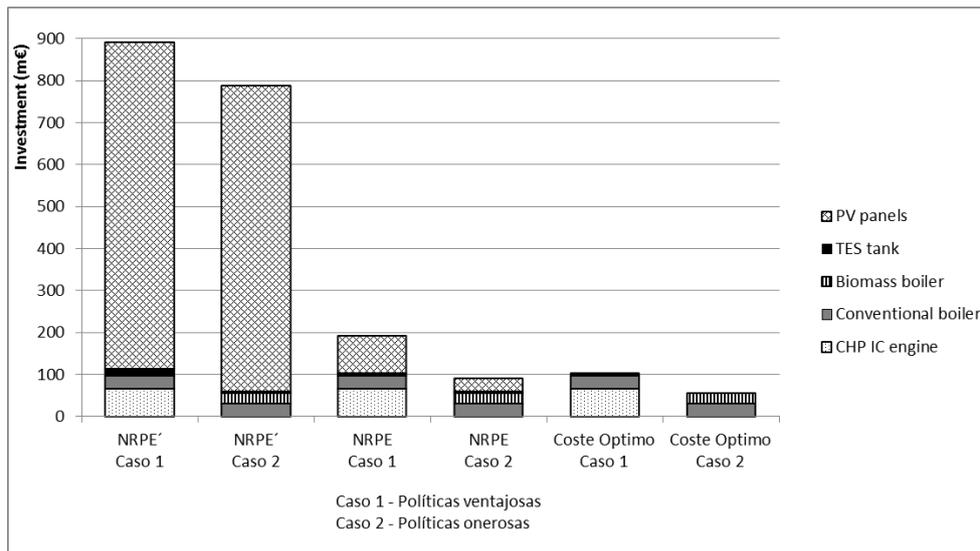


Figura 36. Inversión y aportaciones de cada tecnología para los distintos casos analizados

En la Tabla 33 se recogen los resultados relativos al análisis económico. Se incluyen la inversión en cada caso y el periodo de retorno simple (Payback simple) calculado como la relación entre la inversión necesaria y el ahorro económico anual generado.

El ahorro económico anual se ha calculado como la diferencia de los gastos anuales entre el caso de estudio y el caso de referencia definido en el apartado 10 de este Capítulo. El coste anual se ha calculado sobre una base anual, como la suma de la amortización más el coste

variable (que incluye a su vez el coste de los combustibles y de la electricidad más los costes de mantenimiento).

	CASO 1 – Políticas Ventajosas			CASO 2 – Políticas Onerosas		
	ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste óptimo	ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste óptimo
Inversión (€)	892.442	191.856	103.044	787.770	90.332	60.946
Coste variable (€/año)	30.617	29.902	29.762	58.823	45.232	44.659
Coste anual (€/año)	75.239	39.495	34.915	98.211	49.749	47.707
Ahorro anual (€/año)	15.355	16.069	16.209	-12.852	739	1.312
Periodo de retorno (años)	55,8	9,8	4,2	-1	74,9	19,8

¹ La inversión nunca se recupera. Este caso no es viable económicamente

Tabla 33. Resultados económicos para los distintos casos analizados

Se aprecia que, para el escenario de políticas onerosas para el autoconsumo, el periodo de retorno es mayor para cualquiera de los casos, si se comparan con los analizados bajo un escenario de políticas ventajosas para el autoconsumo. Esto deriva como es lógico de limitar el autoconsumo (mediante medidas como impedir que un generador pueda abastecer a varios consumidores) y de no percibir compensaciones económicas por la electricidad inyectada a la red, disminuyendo en ambos casos la posibilidad de reducir la factura energética del edificio. Adicionalmente, en el caso (ZEB') se da el caso de que el ahorro anual es negativo, es decir la explotación de esta planta es más cara que la del caso de referencia.

En la Fig.37 se resume gráficamente los datos presentados mostrando las soluciones de coste óptimo para diferentes consumos límites de energía primaria no renovable (NRPE y NRPE'). En esta gráfica se representan dos curvas correspondientes a cada uno de los dos escenarios: con políticas ventajosas para el autoconsumo y con políticas onerosas para el autoconsumo. En la curva correspondiente a las políticas ventajosas se han representado los casos de ZEB y ZEB', sin embargo, en la correspondiente a las políticas onerosas sólo se ha representado el caso de ZEB debido a que el ZEB' no retorna nunca la inversión. Se hace notar en el gráfico mediante una línea discontinua el límite de viabilidad económica, fijado en 20 años que es la esperanza de vida de la planta. Es decir todas aquellas soluciones que queden por encima de esta línea no son económicamente viables.

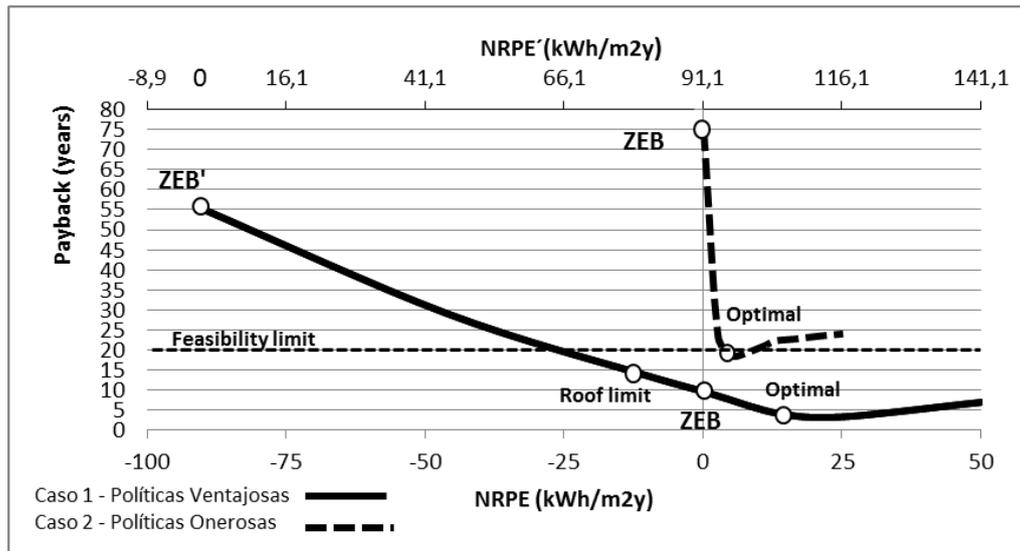


Figura 37. Coste anual mínimo para diferentes valores de NRPE para los distintos casos de analizados

Al establecer el límite de viabilidad económica, se aprecia que para el escenario de políticas ventajosas existe un mayor rango de posibles casos de NRPE (y NRPE') viables, que alcanza un mínimo valor de NRPE de -26 kWh/m^2 ($\text{NRPE}' = 65,1 \text{ kWh/m}^2$). Sin embargo para el escenario de políticas onerosas, este rango es mucho menor y prácticamente se limita al entorno del punto de coste óptimo $\text{NRPE} = 3,8 \text{ kWh/m}^2$ ($\text{NRPE}' = 94,9 \text{ kWh/m}^2$).

También se observa que para el escenario de políticas ventajosas, el caso de ZEB es alcanzable dentro de los límites de viabilidad económica, mientras que el ZEB' no lo es. Por el contrario bajo el escenario de políticas onerosas no se puede alcanzar ninguno de los dos casos por motivos económicos.

14. Conclusiones

En un contexto de transición energética y, en especial, bajo la necesidad de definir y desarrollar el concepto de edificio de consumo casi nulo, se ha propuesto un modelo general para la optimización del diseño y funcionamiento de los sistemas de suministro de energía de los edificios. A pesar de que se pueden encontrar varios modelos de optimización en la bibliografía, ninguno incluye un tratamiento tan detallado de los diferentes elementos que desempeñan un papel significativo en la operación del sistema de suministro de energía. En este capítulo se ha presentado una superestructura general que permite incluir todas las tecnologías existentes y futuras que cubran la demanda de calefacción, de ACS, de refrigeración y de electricidad. El modelo permite la selección de equipos y su funcionamiento para un conjunto dado de perfiles de carga. La operación incluye el encendido y apagado de equipos de aquellas tecnologías con capacidad limitada de regulación de carga a través del

control binario. Este es un enfoque novedoso para este tipo de análisis, que permite una caracterización más realista del comportamiento horario de las tecnologías, que como contraprestación implica un tiempo de cálculo significativamente mayor para la resolución del problema.

Por lo tanto, el método propuesto permite el diseño del sistema de suministro de energía para edificios tanto nuevos como existentes; En el primer caso, la optimización debe hacerse junto con la optimización de la carga a través de métodos de ahorro de energía. El modelo se ha aplicado para minimizar el costo anual, pero se podrían establecer otras funciones objetivo diferentes, así como otras restricciones impuestas por el diseñador.

El modelo se ha aplicado a un caso de estudio consistente en un edificio de viviendas ubicado en Bilbao (norte de España) para obtener el sistema de suministro de energía óptimo para satisfacer la demanda de calefacción, agua caliente sanitaria y electricidad. Se han determinado y utilizado modelos de estimación de costos que incluyen rendimientos y costos de cada una de las 13 tecnologías consideradas. Se han evaluado tres casos: el coste óptimo, el ZEB y el ZEB', un ZEB alternativo donde también se considera el consumo total de electricidad para el cálculo del NRPE. Los resultados obtenidos a través del caso de estudio ilustran el potencial del modelo propuesto. El caso de estudio permitió seleccionar el conjunto de tecnologías óptimo para minimizar los costos bajo ciertas restricciones.

El modelo arrojó diferentes configuraciones de sistemas de suministro de energía, así como su funcionamiento. Se han comparado y analizado las implicaciones de los 3 casos de estudio y finalmente se ha realizado una evaluación paramétrica para establecer los aspectos que limitan la viabilidad de edificios de baja energía: viabilidad económica y limitaciones físicas como la disponibilidad de cubiertas para renovables. Aparte de las tecnologías instaladas, el caso de estudio demuestra el gran efecto que tiene el modo de operación de la planta. De hecho, evidencia la necesidad de su consideración. El modelo también permite tener en cuenta el encendido y apagado de equipos que, a costa de un mayor tiempo computacional, ha demostrado ser crucial a la vista de los resultados.

Para el caso de estudio del edificio analizado en Bilbao, se observa que los límites alcanzables de NRPE dentro de la viabilidad se sitúan por encima de -26kWh/m^2 año, debido a que valores inferiores presentan periodos de retorno más elevados que la esperanza de vida de la planta (20 años). Adicionalmente valores de NRPE inferiores a $-10,4\text{kWh/m}^2$ año, suponen sobrepasar la superficie disponible de cubierta en el edificio para la instalación de tecnologías solares. El modelo pone de manifiesto que la disponibilidad de superficie en la cubierta del edificio es una cuestión clave a considerar cuando se buscan ciertos límites del consumo de NRPE.

El caso de estudio permite ver el gran potencial de la herramienta en varios aspectos: analizar el efecto de restricciones específicas en el diseño del EECN (es decir, legislación específica de cada país) y determinar los límites en el desarrollo del EECN. La herramienta podría utilizarse

para la planificación y la formulación de políticas energéticas, ya que arroja luz sobre los costos y los potenciales asociados con la promoción de ciertas tecnologías y / o legislaciones. El modelo ha demostrado su capacidad para una rápida estimación del impacto de diferentes sistemas en la consecución de los objetivos de reducción de la NRPE hacia la definición del EECN.

Por otra parte, también se han analizado en este capítulo las distintas políticas de autoconsumo existentes en distintos Estados Miembros de la Unión Europea, que en aspectos sustanciales presentan diferencias relevantes que hacen que en algunos países sean mucho más ventajosas para el autoconsumidor que en otros.

La apuesta que la unión europea realiza para el autoconsumo es clara, como consta en la iniciativa “Energía limpia para todos los europeos” en la que se defiende el derecho de los consumidores a generar, compartir, consumir y almacenar su propia electricidad, y en la que aboga por el autoconsumo compartido entre hogares, edificios e industrias. Por ello es previsible en los próximos años una mayor homogeneización en las políticas de los diferentes Estados Miembros, que haga más atractivo el autoconsumo en países como España.

Las políticas que regulan el autoconsumo tienen una gran influencia sobre el modelo de optimización de sistemas de abastecimiento de energía en edificios que presentado en este capítulo. Para demostrarlo, en este capítulo se ha realizado la optimización del edificio del caso de estudio, analizado estudiado bajo dos escenarios antagónicos de políticas de autoconsumo.

El resultado es concluyente. Si se consideran políticas ventajosas de autoconsumo aparecen tecnologías de cogeneración, en concreto motores de combustión interna, en las soluciones de optimización. Además estas tecnologías cobran una gran importancia en la operación de la planta, resultando que son las encargadas de cubrir la mayor parte de la demanda térmica del edificio. Al seleccionar estas tecnologías, estas cobran también una gran importancia a la hora de cubrir la demanda eléctrica del edificio, por lo que en caso de políticas ventajosas el factor de autoconsumo es muy elevado. Por el contrario, si se consideran políticas más onerosas, las tecnologías de cogeneración desaparecen de la solución optimizada, en favor de calderas de biomasa a la hora de cubrir la demanda térmica. Lógicamente en relación a la demanda eléctrica, el autoconsumo se ciñe a la demanda eléctrica de las zonas comunes, que para el caso de estudio es cero para el caso.

Se concluye que bajo políticas más gravosas para el autoconsumo, el tiempo de retorno de la inversión es comparativamente superior y que determinados casos de limitaciones de consumo de energía primaria no son alcanzables por motivos económicos. Esto de alguna manera condiciona el concepto de lo que es un edificio de consumo de energía casi nulo, por lo que las políticas de autoconsumo tienen una gran influencia también sobre este concepto, que ha de ser definido por cada Estado Miembro.

CAPÍTULO

3

Aplicación del modelo a la rehabilitación de edificios

1. Introducción.

Como ya se ha detallado en el Capítulo 1, las políticas de ahorro y eficiencia energética a nivel de la Unión Europea consideran la edificación como el sector que presenta un mayor potencial de ahorro de energía [26]. En concreto la Comisión cuantifica el mismo para los edificios de viviendas en un 27% y para los edificios comerciales en un 30 % [23].

De manera análoga a nivel nacional, el Plan de ahorro y eficiencia energética 2011-2020 [32], señala que entre todas las medidas propuestas en el plan de acción se encuentran entre las 3 de máxima prioridad, dos relativas a mejoras relativas a edificios existentes:

- Rehabilitación energética de la envolvente térmica de los edificios existentes
- Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas de los edificios existentes

Estas dos medidas, representan más de un 16% del ahorro de energía final previsto por el conjunto de medidas prioritarias mencionadas en el Plan de Acción, tal y como se refleja en la Tabla 34. Esto aporta una idea de la importancia y lo prioritario que es el sector de la edificación y en concreto la rehabilitación de edificios, en los objetivos de ahorro energético fijados a nivel nacional.

	AHORRO DE ENERGÍA FINAL PREVISTO AÑO 2020			
	Total medidas del PAEE (ktep) (%)		Medidas prioritarias del PAEE (ktep) (%)	
INDUSTRIA	4.489	25,2%	4.154	40,5%
TRANSPORTE	9.023	50,6%	3.500	34,1%
EDIFICACIÓN Y EQUIPAMIENTO	2.867	16,1%	2.525	24,6%
<i>Prioritarias</i>	2.525	14,2%	2525	24,6%
Rehabilitación energética envolvente en edificios existentes	775	4,3%	775	7,6%
Mejora eficiencia instalaciones térmicas en edificios existentes	908	5,1%	908	8,9%
<i>Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación interior en los edificios existentes</i>	842	4,7%	842	8,2%
<i>No prioritarias</i>	342	1,9%	0	0,0%
<i>Otras medidas no prioritarias</i>	342	1,9%	0	0,0%
SERVICIOS PÚBLICOS	125	0,7%	58	0,6%
AGRICULTURA Y PESCA	1.338	7,5%	18	0,2%
TOTAL	17.842	100%	10.255	100%

Tabla 34. Ahorro de energía final previsto para el año 2020, desglosado por sectores

Los objetivos de ahorro previsto a nivel de País Vasco, se encuentran en esta misma línea. Según se indica en el documento del Gobierno Vasco que define la estrategia energética de Euskadi para el año 2030 [42], el objetivo de porcentaje de ahorro de energía consumida en los edificios es del 12,1% respecto del año 2015, alcanzado un ahorro previsto de 135.000 ktep.

Euskadi cuenta actualmente con un parque aproximado de 1 millón de viviendas, de las que más del 70% se construyeron antes de 1980. De la información disponible en el registro de los certificados de eficiencia energética se desprende que la calificación que reciben los edificios respecto a su consumo energético más repetida es la E con un 48%, siendo las calificaciones A y B las que menos obtienen las viviendas (1,1% y 1,8%, respectivamente). Con ello se concluye que es de gran importancia fomentar la rehabilitación de los edificios, de las instalaciones que se han tratado hasta ahora, pero también de la envolvente térmica en edificios, para la consecución de los objetivos marcados en la estrategia.

A tenor del papel que juega la envolvente de los edificios en el comportamiento térmico del mismo, es de gran interés estudiar la posibilidad de incorporar la envolvente al modelo de optimización presentado en este trabajo, y aumentar su potencial para el tratamiento de estrategias integrales de rehabilitación.

Hasta este momento, se ha propuesto la optimización de las instalaciones, es decir actuar sobre la eficiencia energética de las instalaciones. Esto es algo muy habitual cuando se están diseñando edificios nuevos, ya que en una fase anterior del proyecto ya se ha analizado la envolvente con el objetivo de minimizar la demanda.

Sin embargo, especialmente para el caso de rehabilitaciones integrales de edificios, resulta muy interesante la optimización conjunta (simultánea) de instalaciones y envolventes. De modo que, al igual que al modelo se le permite la elección de una solución entre unas determinadas tecnologías, se le permita también simultáneamente la elección de una solución entre unas determinadas alternativas de envolventes. Así la optimización resolverá hasta qué punto es resulta más ventajoso mejorar la eficiencia de las instalaciones y hasta qué punto de los cerramientos.

En el apartado siguiente, se describen algunas adaptaciones necesarias que se deben realizar sobre el modelo matemático expuesto en el Capítulo 2, para poder afrontar la optimización conjunta de envolvente más instalaciones. Previamente se deben conocer las características de las distintas alternativas de envolventes que se van a considerar. Para el modelo, cada alternativa de envolvente será considerada como si se tratase de un generador de calor que produce una energía térmica equivalente al ahorro en la demanda de calefacción que provocaría su implantación.

Cabe indicar que no se pretende en este capítulo realizar un análisis pormenorizado de los posibles tipos de cerramientos. Simplemente se ha querido mostrar una aplicación añadida del modelo propuesto, tomando para ello algunos ejemplos de cerramientos.

2. Modificaciones en el modelo matemático

Para poder integrar las posibles alternativas de rehabilitación sobre la envolvente en el modelo matemático general planteado, es necesario hacer una serie de modificaciones que se pasan a describir en este apartado. La base teórica para poder implementar cualquier solución de envolvente, es plantear una tecnología virtual para la generación de energía térmica equivalente a la ahorrada. En concreto, dicha tecnología virtual producirá en cada intervalo de tiempo, sin consumo alguno de combustible, la misma cantidad de energía térmica que ahorraría la implantación de dicha solución. Tomando esto en consideración, la introducción de dicha tecnología virtual se debe de realizar en el mismo nivel térmico en el que se da la demanda térmica de calefacción.

En el desarrollo del modelo matemático general descrito en el Capítulo 2, cuando se definían las restricciones a nivel de módulo, se decía que cada módulo debe satisfacer la demanda ($L_s^{d,h}$) en cada intervalo h de cada día de referencia d , es decir, se debía de cumplir el siguiente balance de energía a nivel de módulo.

$$\sum_{k \in K} e_{s,k,d,h}^{OUT} + e_{s,d,h}^{BUY} - \sum_{k \in K} e_{s,k,d,h}^{IN} - e_{s,d,h}^{SELL} - e_{s,d,h}^{STO} = L_s^{d,h} \quad \forall s \in S, d \in D, h \in H_d \quad (\text{Eq.2.8})$$

En el caso particular de módulo de calefacción de baja temperatura, esa demanda es la demanda de calefacción, a la que se denomina ($L_{S,CALEF}^{d,h}$)¹. Para incluir en el modelo acciones de rehabilitación sobre la envolvente, es necesario incluir en este módulo la tecnología virtual que “genere” el calor ahorrado por la misma. Particularizando la tecnología general presentada por la Fig. 10 del Capítulo 2, se obtiene la definición esquemática mostrada en la Fig.38 de esta tecnología virtual que “genera”, en cada instante, el calor ahorrado por dicha acción:



Figura 38. Ejemplos de balances de energía a nivel de la tecnología virtual correspondiente a una acción de rehabilitación sobre la envolvente

¹ Como se dijo en su momento, es perfectamente aplicable para el caso en el que la calefacción se satisfaga a otro nivel de temperatura.

Para al considerar todas las posibles envolventes como generadores térmicos, la anterior ecuación se convierte en:

$$\sum_{k \in K} e_{s,k,d,h}^{OUT} + e_{s,d,h}^{BUY} - \sum_{k \in K} e_{s,k,d,h}^{IN} - e_{s,d,h}^{SELL} - e_{s,d,h}^{STO} + \sum C_i^{env} \cdot (L_{S_CALEF}^{d,h} - L_{SCALEFi}^{d,h}) = L_S^{d,h} \quad (\text{Eq.3.1})$$

Se ha de tener en cuenta que las acciones de rehabilitación no son aditivas. Es decir, cuando para un edificio se selecciona una determinada solución para la envolvente, automáticamente se descarta cualquier otra. Esto hecho diferencia a las envolventes como tecnologías “generadoras de calor”, con respecto al resto de las tecnologías consideradas.

Por ello aparece en la ecuación (Eq.3.1), la variable C_i^{env} . Es una variable binaria, independiente del intervalo de tiempo (es decir constante a lo largo de todo el año), asociada a cada posible envolvente i propuesta como alternativa a la envolvente existente. Su valor será uno para la envolvente seleccionada y cero para el resto de las posibles envolventes.

Por otra parte $(L_{S_CALEF}^{d,h} - L_{SCALEFi}^{d,h})$, representa el ahorro en la demanda de calefacción en cada intervalo de tiempo, que supone para el edificio implantar la alternativa de envolvente i . Por lo tanto $(L_{SCALEFi}^{d,h})$ representa la demanda de calefacción que el edificio tendría en caso de implantar la envolvente i

Además de las modificaciones directas asociadas con el ahorro provisto por la acción, la rehabilitación de la envolvente implica algunas restricciones adicionales que hay que incorporar al modelo. Entre estas restricciones a aplicar a nivel de módulo, hay que tener en cuenta que una reducción de la demanda, implica también una reducción sobre el pico de potencia necesario a instalar.

Como se presentó anteriormente en el Capítulo 2, la potencia pico instalada de tecnologías gestionables debía ser superior a una L_S^{PEAK} definida por el usuario.

$$\sum_{k \in K_{MAN}} E_{s,k}^{MAX} \cdot n_k \geq L_S^{PEAK} \quad \forall s \in S \quad (\text{Eq.2.9})$$

Donde la potencia térmica pico, a su vez, es la suma de la potencia térmica pico necesaria para la producción de agua caliente sanitaria más la potencia térmica pico para calefacción:

$$L_S^{PEAK} = L_{S_ACS}^{PEAK} + L_{S_CALEF}^{PEAK} \quad (\text{Eq.3.2})$$

En la aplicación del modelo, la potencia térmica pico para calefacción $L_{S_CALEF}^{PEAK}$ es un valor que define el usuario y que habitualmente se calcula mediante un análisis de cargas en estacionario. Este valor depende de la envolvente del edificio existente (depende del área de cada tipo de cerramiento, de la superficie de ventanas, de los coeficientes de transmitancia de los mismos, de las infiltraciones...) y por lo tanto, acciones específicas de rehabilitación sobre la misma, implica modificaciones sobre este término.

Por ello al considerar por parte del modelo alternativas a las posibles envolventes, el valor de la potencia térmica pico para calefacción debe de ser ajustado. De esta manera, la ecuación anterior (Eq.2.9), se transforma en (Eq.3.3):

$$\sum_{k \in K_{MAN}} E_{S,k}^{MAX} \cdot n_k + \sum C_i^{env} \cdot (L_{S_CALEF}^{PEAK} - L_{S_CALEF i}^{PEAK}) \geq L_{S_ACS}^{PEAK} + L_{S_CALEF}^{PEAK} \quad (\text{Eq.3.3})$$

Siendo C_i^{env} la variable binaria antes definida y $L_{S_CALEF i}^{PEAK}$ es un valor constante calculado por el usuario, para cada tipo de envolvente i . Representa la potencia pico de calefacción necesaria para el edificio en caso de que se implantara la envolvente i

Por último lugar, puesto que las acciones de rehabilitación no son aditivas, se debe introducir una nueva restricción en el modelo para asegurar que se selecciona una única de las acciones de rehabilitación planteadas o de ninguna de ellas (caso equivalente a seleccionar la envolvente existente del edificio):

$$\sum C_i^{env} \leq 1 \quad (\text{Eq.3.4})$$

3. Caso de estudio

3.1 Definición del edificio

Una vez incorporadas al modelo matemático las particulares antes descritas para considerar la envolvente dentro de la optimización, se va aplicar el método a un caso de estudio.

Se ha seleccionado un edificio de viviendas construido en Bilbao (España) en la década de los 50 del pasado siglo. Se trata de un edificio a rehabilitar, situado en un barrio con muchos otros edificios de características similares. Sólo se han considerado demandas de calefacción, agua caliente sanitaria y electricidad. La finalidad es demostrar que la metodología propuesta es una herramienta válida aplicable a la rehabilitación de edificios, mediante la optimización conjunta de eficiencia de instalaciones y mejora de envolvente.

El edificio se encuentra conectado a la red eléctrica, pero no lo está a ningún tipo de calefacción de distrito que permita la compra o venta de energía térmica. La disipación de calor que eventualmente se pueda producir en la simulación se considera una energía vendida a precio 0 €/kWh

El edificio consta de seis plantas con 36 viviendas en total, distribuidas en tres portales (es decir 2 viviendas por planta en cada portal). La superficie útil media por vivienda es de 55 m², lo cual resulta en una superficie total considerada de 1.980 m². La superficie total de cubierta del edificio es de 418 m², sin embargo sólo se considera hábil para la localización de instalaciones el 40% de la misma, es decir 167 m². Esta limitación sobre la superficie

utilizable de cubierta tiene el objeto de poder garantizar una distancia mínima entre colectores solares térmicos y/o paneles fotovoltaicos ellos y evitar así efectos de sombras.

3.2 Definición de alternativas para la envolvente

Una vez presentadas las modificaciones necesarias para ampliar el alcance del modelo presentado, se va a aplicar a la rehabilitación integral de un edificio existente sobre el que se plantean, además de la renovación de las instalaciones, 8 alternativas de actuación sobre envolventes.

Para ello, este capítulo parte del análisis realizado por Terés et al., donde con el objetivo de estudiar el potencial de ahorro de energía generado por distintas acciones de rehabilitación sobre los edificios, tomó un edificio de referencia situado en el barrio de Otxarkoaga en Bilbao (España), y mediante simulaciones transitorias utilizando el software TRNSYS, calculó los ahorros potenciales de energía. En la Fig.39, se muestra una vista aérea de dicho edificio de referencia.



Figura 39. Vista aérea del edificio de referencia

Para que el modelo fuera preciso se monitorizó una vivienda del edificio, siendo los datos recogidos, utilizados para calibrar y ajustar el modelo de simulación. En la Fig.40 se muestra la planta de la vivienda monitorizada y la posición de los puntos de medición.

Se estudiaron distintas medidas de ahorro de energía sobre la envolvente, actuando sobre cubiertas, fachadas y ventanas y se simularon 64 posibles combinaciones. Éstas consistían en 4 tipos de fachadas diferentes empleando aislamientos de 2 cm (solución existente), 6, 8 y 14 cm, 4 tipos de cubiertas: una sin aislamientos (solución existente) y resto empleando aislamientos de 6, 14 y 20 cm y 4 tipos de ventanas: con cristales 4/6/4(solución existente), 6/12/6, 3/12/3 bajo emisivo y 4/16/4/16/4.

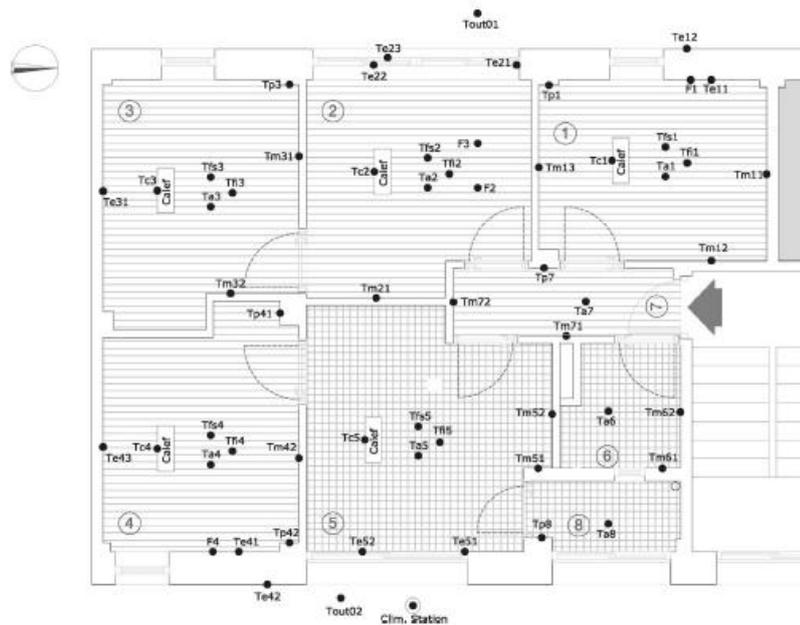


Figura 40. Planta de la vivienda monitorizada

Para este trabajo no se han tomado las 64 combinaciones posibles, sino solamente 8, en aras de una mayor claridad en la exposición. No obstante en el modelo que se presentan se podrían haber tenido en cuenta las 64, en detrimento de una mayor velocidad de resolución computacional.

Para este caso de estudio, se han aprovechado del trabajo de J. Terés las demandas de calefacción calculadas mediante TRNSYS de cada una de las 8 alternativas.

Cada una de las 8 alternativas engloba una solución combinada de rehabilitación sobre la fachada, el cerramiento de cubierta, y las ventanas. De manera que para una determinada rehabilitación, todas las fachadas tienen la misma solución constructiva, toda la cubierta la misma solución constructiva y todas las ventanas son iguales. Es decir no se ha contemplado una optimización en la que sea posible que distintas fachadas del edificio presenten distintas acciones de rehabilitación.

Las alternativas consideradas se recogen en la Tabla 35. Se han considerado dos grandes bloques: uno manteniendo las ventanas existentes y otro sustituyendo ventanas. La sustitución de ventanas implica un importante desembolso económico que no siempre es justificable bajo criterios estrictamente térmicos. A día de hoy, en la decisión de cambio de ventanas participan otros factores, como el ruido o la seguridad, que a menudo son criterios más determinantes en la toma de decisiones que el ahorro energético generado.

	Sin cambio de ventanas		Con cambio de ventanas	
	CASO 0	Inversión total	CASO 4	Inversión total
Edificio actual (sin modificar aislamiento)		0 €		53.086 €
	Fachada actual 2 cm de aislamiento (U=0,74 W/m ² K)	0 €	Fachada actual 2 cm de aislamiento (U=0,74 W/m ² K)	0 €
	Cubierta actual Sin aislamiento	0 €	Cubierta actual Sin aislamiento	0 €
	Ventanas actuales 4 / 6 / 4 (U=4,12 W/m ² K)	0 €	Cambio de Ventanas 6 / 12 / 6 (U=2,76 W/m ² K)	53.086 €
Rehabilitación como de costumbre (con ciertas mejoras en aislamiento)		15.271 €		68.357 €
	Mejora fachada 6 cm de aislamiento (U=0,43 W/m ² K)	11.074 €	Mejora fachada 6 cm de aislamiento (U=0,43 W/m ² K)	11.074 €
	Mejora cubierta 6 cm de aislamiento (U=0,53 W/m ² K)	4.197 €	Mejora cubierta 6 cm de aislamiento (U=0,53 W/m ² K)	4.197 €
	Ventanas actuales 4 / 6 / 4 (U=4,12 W/m ² K)	0 €	Cambio de Ventanas 6 / 12 / 6 (U=2,76 W/m ² K)	53.086 €
Rehabilitación mejorada (con notable aumento en aislamiento)		23.123 €		93.256 €
	Mejora fachada 8 cm de aislamiento (U=0,36 W/m ² K)	14.433 €	Mejora fachada 8 cm de aislamiento (U=0,36 W/m ² K)	14.433 €
	Mejora cubierta 14 cm de aislamiento (U=0,26 W/m ² K)	8.690 €	Mejora cubierta 14 cm de aislamiento (U=0,26 W/m ² K)	8.690 €
	Ventanas actuales 4 / 6 / 4 (U=4,12 W/m ² K)	0 €	Cambio de Ventanas 3 / 12 / 3 Bajo emisivo (U=1,89 W/m ² K)	70.133 €
Rehabilitación alto standard (con gran aumento en aislamiento)		37.766 €		122.366 €
	Mejora fachada 14 cm de aislamiento (U=0,24 W/m ² K)	25.610	Mejora fachada 14 cm de aislamiento (U=0,24 W/m ² K)	25.610 €
	Mejora cubierta 20 cm de aislamiento (U=0,19 W/m ² K)	12.156	Mejora cubierta 20 cm de aislamiento (U=0,19 W/m ² K)	12.156 €
	Ventanas actuales 4 / 6 / 4 (U=4,12 W/m ² K)	0 €	Cambio de Ventanas 4 / 16 / 4 / 16 / 4 (U=1,15 W/m ² K)	84.600 €

Tabla 35. Alternativas de envolventes consideradas y sus características

Las características superficies de los distintos cerramientos del edificio considerado se recogen en la Tabla 36:

Cerramiento	Superficie (m ²)
Fachada	1.714,2
Cubierta	417,6
Ventanas	398,3

Tabla 36. Superficies de los cerramientos del edificio

En la Tabla 37 se recogen los costes considerados en el modelo para la implantación de las distintas soluciones [170] [171]. En estos costes unitarios no está incluido el coste de colocación de andamios. Se podrían incluir sin ninguna necesidad de modificar el modelo, sin embargo, debido al importante coste que supone el andamiaje, parece lógico pensar que una obra de rehabilitación energética del edificio se lleve a cabo cuando el edificio demande una actuación sobre sus fachadas bien para su limpieza o para su reparación. Desde este punto de vista no implica un coste añadido.

Cerramiento	Aislamiento (cm)	U (W/m ² K)	Inversión (€/m ²)
Fachada	2	0,74	0 ⁽¹⁾
	6	0,43	6,46
	8	0,36	8,42
	14	0,24	14,94
Cubierta	10	0	0 ⁽¹⁾
	6	0,53	10,05
	14	0,28	20,81
	20	0,19	29,11
Cerramiento	Vidrio	U (W/m ² K)	Inversión (€/m ²)
Ventanas	4 / 6 / 4	4,12	0 ⁽¹⁾
	6 / 12 / 6	2,76	133,28
	3 / 12 / 3 Bajo emisor	1,89	176,08
	4 / 16 / 4 / 16 / 4	1,15	212,4

(1) El precio es cero ya que es la solución existente en el edificio

Tabla 37. Costes de implantación de las distintas soluciones de envolventes

La vida útil que se ha considerado para envolventes de nueva implantación es de 50 años (frente a los 20 años de esperanza de vida de las instalaciones). No se ha tenido en cuenta ningún coste de mantenimiento para las envolventes.

En lo referente a las tecnologías, en el presente caso de estudio se han considerado como posibles las mismas que se recogen en la Tabla 6. *Tecnologías consideradas* del Capítulo 2. Los precios de electricidad y combustibles son los recogidos en la Tabla 25 *Costes variables considerados* del Capítulo 2.

Para todas las tecnologías se han considerado en este caso de estudio un coste anual de operación y mantenimiento equivalente al 2,5% de los costes de inversión de la planta y una tasa de interés del 2,5% anual, con una esperanza de vida de la instalación de 20 años.

3.3 Obtención del ahorro energético equivalente para cada envolvente

Las demandas anuales de agua caliente sanitaria y de electricidad son respectivamente 33,62 kWh/m²a ($L_{MT}^{d,h}$) y 35 kWh/m²a ($L_E^{d,h}$), independientemente de cuál sea la alternativa de envolvente seleccionada, puesto que no se ven afectadas.

Sin embargo la demanda anual de calefacción si varía en función de la envolvente. Las demandas de calefacción se han obtenido a partir de la tesis de J. Terés quién, como se ha hecho mención previamente, calculó las mismas mediante TRNSYS y se validaron experimentalmente mediante monitorización de una vivienda del edificio. En la Tabla 38 se recogen las demandas de calefacción ($L_{LT}^{d,h}$) del edificio consideradas.

Alternativa de envolvente	Demanda anual de calefacción por m ² (kWh/m ² año)	Demanda anual de calefacción ($L_{SCALEFi}^{d,h}$) (kWh/año)	Ahorro anual de calefacción ($L_{s,CALEF}^{d,h} - L_{SCALEFi}^{d,h}$) (kWh/año)
0	47,81	94.667	0
1	37,14	73.540	21.128
2	34,47	68.254	26.413
3	31,44	62.258	32.409
4	43,27	85.681	8.987
5	32,56	64.465	30.202
6	23,96	47.436	47.231
7	16,83	33.323	61.345

Tabla 38. Demanda anual de calefacción en función de la envolvente

Las distribuciones horarias de las demandas a lo largo de los meses del año, se han realizado según se ha detallado en el Capítulo 2. Sin embargo hay que considerar que la rehabilitación no solo afecta a la demanda energética de calefacción del edificio, sino a cómo se distribuye ésta a lo largo del año. Este efecto queda recogido mediante la temperatura base empleada

para la distribución de la demanda dentro del día de referencia. Ver ecuación (Eq.2.31) del Capítulo 2.

Es decir, las distintas acciones sobre la envolvente afectarán a la temperatura base utilizada para el cálculo de los grados día. Este hecho se debe tener en cuenta a la hora de obtener la distribución horaria de la demanda de calefacción.

En el Capítulo 2, a falta de una información detallada para la determinación de la temperatura base, se optó por seleccionar un valor habitual de 15°C, si bien sería interesante conocerla o calcularla.

En el caso que nos ocupa, puesto que se contaba con simulaciones validadas del edificio, la temperatura base se ha obtenido directamente mediante un análisis estadístico. El edificio ha sido simulado mediante TRNSYS para cada una de las 8 envolventes propuestas y se han obtenido para cada una la temperatura ambiente y la demanda de calefacción para cada hora del año. Disponer estos datos significa conocer en qué momentos del año se necesita encender y apagar la calefacción, y conocer también cuál es la temperatura ambiente en esos momentos. La media de esas temperaturas a lo largo del año es la temperatura base que se ha utilizado para cada caso de envolvente.

En la Fig. 41, se recogen a modo de ejemplo, las temperaturas de encendido y apagado a lo largo del año y la temperatura base obtenida para el caso la *Alternativa 0* de envolvente (edificio actual sin rehabilitar). Sin embargo este ejercicio se ha realizado para las 8 alternativas a considerar y las temperaturas base obtenidas se han utilizado para la obtención de las distribuciones horarias respectivas de la demanda de calefacción.

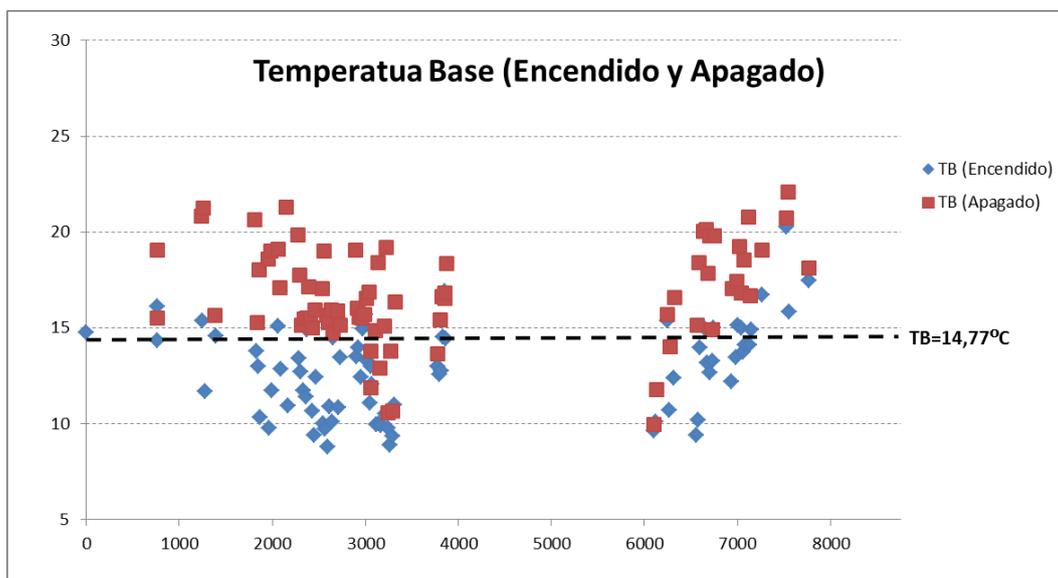


Figura 41. Temperaturas de encendido y apagado a lo largo del año y temperatura base para el caso de la Alternativa 0 (edificio actual sin rehabilitar)

No obstante en muchas ocasiones no se dispone de simulaciones que permitan obtener un valor para la temperatura base. En estas situaciones sería necesario obtenerla mediante un procedimiento más teórico, como el que propone Kusuda [172], según el cual, la temperatura base se puede calcular como la temperatura de set-point interior de la vivienda menos el cociente entre las ganancias internas solares entre el sumatorio de las transmitancias de cada cerramiento por su superficie respectiva, para todo el edificio).

3.4 Obtención de la demanda pico de calefacción para cada envolvente

La potencia pico de demanda térmica (L_S^{PEAK}) es la suma de la potencia pico de demanda para la preparación de agua caliente ($L_{S_ACS}^{PEAK}$) sanitaria más la de demanda de calefacción ($L_{S_CALEF}^{PEAK}$) tal y como se muestra en la expresión (Eq.3.2).

La potencia térmica asociada a la preparación del agua caliente sanitaria es para todos los casos igual, ya que depende del número de habitantes del edificio y se ha calculado en 90 kW. Sin embargo la potencia térmica de calefacción depende de la envolvente seleccionada. Su valor se obtiene mediante el cálculo de las pérdidas térmicas por transmisión a través de cerramientos más las pérdidas térmicas por ventilación y/o infiltración de aire.

Las pérdidas térmicas por transmisión a través de cerramientos se calculan mediante la expresión (Eq.2.35), expuesta en el apartado 6.4 del Capítulo 2:

$$P_T = f \cdot A \cdot U \cdot (T_{int} - T_{ext}) \quad (\text{Eq.2.35})$$

Donde:

- f Factor de corrección de la temperatura (UNE-EN 12831)
- A Superficie del cerramiento atravesado por el flujo de calor (m²)
- U Transmitancia térmica de cada cerramiento (W/m² K)
- T_{int} Temperatura consigna interior(°C)
- T_{ext} Temperatura exterior (°C).

Para las 8 alternativas de rehabilitación de la envolvente consideradas las transmitancias térmicas de los cerramientos (U) se han tomado según la Tabla 35, la temperatura exterior (T_{ext}) según [152] y la temperatura interior (T_{int}) 20°C.

Por otra parte las pérdidas térmicas por ventilación / infiltración se calculan mediante la expresión (Eq.2.36) propuesta en el apartado 6.4 del Capítulo 2:

$$P_V = 0,34 \cdot V_{min} \cdot (T_{int} - T_{ext}) \quad (\text{Eq.2.36})$$

Donde V_{min} es el caudal de ventilación más infiltraciones de aire medido en (m^3/h). Para obtenerlo es necesario conocer el caudal de ventilación para garantizar un nivel de calidad de aire, y sumarle el caudal de infiltraciones a través de ventanas y cerramientos opacos.

El caudal de ventilación se ha calculado según se indica en el documento básico de salubridad del Código Técnico de la Edificación [153]. Con ello y conocido el volumen del edificio se obtienen la tasa de renovación de aire interior (ren/h)

Para obtener el caudal de infiltraciones de sigue el siguiente proceso:

- 1) Primero se obtienen las permeabilidades de ventanas y cerramientos opacos. En la Tabla 39, se recogen los datos considerados

Alternativa	Ventana	Clase ⁽¹⁾	Permeabilidad ⁽¹⁾ ($m^3/h/m^2$)	Presión de referencia ⁽¹⁾ (Pa)
0 a 3	4 / 6 / 4	Clase 0	100	100
4 y 5	6 / 12 / 6	Clase 2	27 ⁽²⁾	100
6	3 / 12 / 3 Bajo emisivo	Clase 2	27 ⁽²⁾	100
7	4 / 16 / 4 / 16 / 4	Clase 2	27 ⁽²⁾	100

Alternativa	Cerramiento	Permeabilidad ⁽³⁾ ($m^3/h/m^2$)	Presión de referencia ⁽³⁾ (Pa)
0 a 7	Cerramientos opacos	2	4

(1) Según UNE EN 12.207 "Ventanas y puertas. Permeabilidad al aire. Clasificación"

(2) En cumplimiento del CTE DB-HE1 – Tabla 2.3, para zonas climáticas C,D, o E (País Vasco)

(3) Según UNE EN 15.242 "Métodos de cálculo para la determinación de las tasas de caudales de aire en los edificios, incluyendo la infiltración"

Tabla 39. Permeabilidades de ventanas y cerramientos opacos

Sin embargo estas permeabilidades vienen expresadas con respecto a presiones de referencia no homogéneas, por lo que antes de sumarse deben homogenizarse.

- 2) A continuación se calcula la permeabilidad global del edificio, una vez homogeneizados los datos a una misma presión de referencia. Se tomara 50 Pa como presión de referencia común, por ser ésta la utilizada en el método de la puerta soplante (Blower Door) [173].

La expresión que permite el cálculo de la permeabilidad global del edificio a 50Pa es la siguiente:

$$n_{50} = Perm_{opacos} \left(\frac{A_{opacos}}{V} \right) \cdot \left(\frac{50}{Pref_{opacos}} \right)^{0,67} + Perm_{vent} \cdot \left(\frac{A_{vent}}{V} \right) \cdot \left(\frac{50}{Pref_{vent}} \right)^{0,67} \quad (\text{Eq.3.5})$$

Siendo:

$Perm_{opacos}$: Infiltraciones a través de los elementos opacos. ($m^3/h / m^2$)

A_{opacos} : Área total de los cerramientos opacos del edificio

$Pref_{opacos}$: Presión de referencia de infiltraciones de elementos opacos (Pa)

$Perm_{vent}$: Infiltraciones a través de las ventanas. ($m^3/h / m^2$)

A_{vent} : Área total de las ventanas del edificio

$Pref_{vent}$: Presión de referencia de infiltraciones a través de ventanas (Pa)

V : Volumen total del edificio

Los datos geométricos de los cerramientos son conocidos (véase Tabla 36)

Los resultados obtenidos para las alternativas estudiadas se recogen en la Tabla 40.

Alternativa	Permeabilidad global a 50 Pa (n_{50}) (ren/h)
0 a 3	7,1
4 y 5	4,4
6	4,4
7	4,4

Tabla 40. Permeabilidad global del edificio a 50 Pa, para las distintas alternativas de envolventes consideradas

- 3) Por último se calcula la tasa equivalente de ventilación del edificio. Se calcula como la media entre la tasa equivalente de ventilación para velocidades de viento de 0 y de 4 m/s.

La tasa equivalente de ventilación para 0 m/s se corresponde con el valor de renovaciones hora según cumplimiento del Código Técnico, mientras que para obtener la tasa equivalente de ventilación a 4 m/s se recurre a la gráfica de la Fig. 42 [174], en la que se presentan valores de tasas de ventilación e infiltración a 4 m/s, versus las tasas de ventilación según el Código Técnico de la Edificación, para distintos valores de permeabilidades globales del edificio a 50 Pa (n_{50})

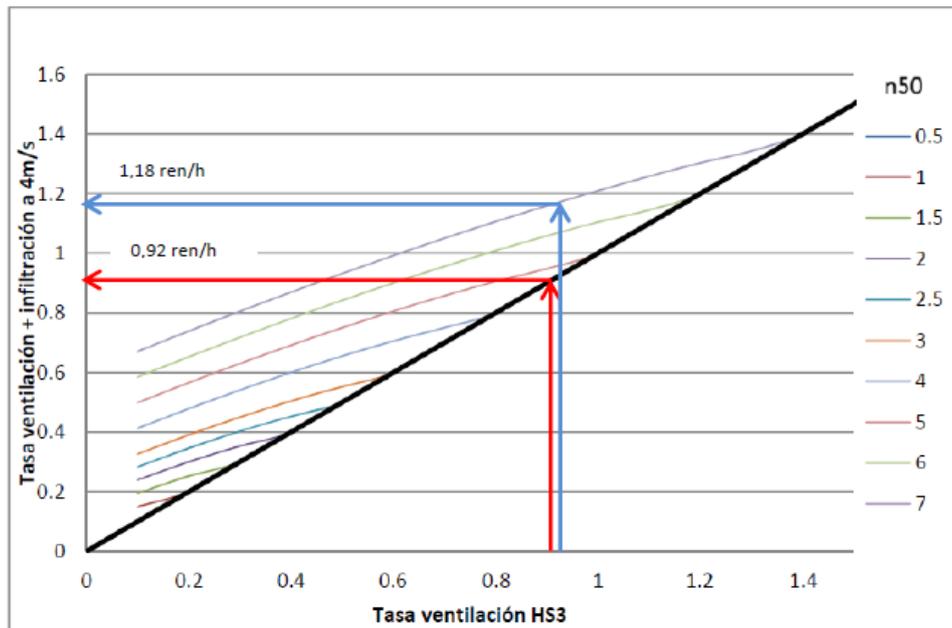


Figura 42. Tasa de ventilación e infiltración a 4 m/s vs Tasa ventilación según CTE, para alternativas seleccionadas

En la Tabla 41 se recogen para cada una de las alternativas los valores de la tasa equivalente de ventilación y el caudal de aire de ventilación más infiltraciones:

Alternativa	Tasa equivalente de ventilación a 0 m/s (ren/h)	Tasa equivalente de ventilación a 4 m/s (ren/h)	Tasa equivalente de ventilación (ren/h)	Caudal de ventilación e infiltraciones (m ³ /h)
0 a 3	0,92	1,18	1,05	7.103,2
4 y 5	0,92	0,92	0,92	6.223,8
6	0,92	0,92	0,92	6.223,8
7	0,92	0,92	0,92	6.223,8

Tabla 41. Tasa equivalente de ventilación y Caudal de aire de ventilación más infiltraciones, para las distintas alternativas de envolventes consideradas

Una vez conocido el caudal de aire de ventilación e infiltraciones, ya es posible calcular las pérdidas por ventilación de acuerdo con la ecuación (Eq.2.36).

Con la suma de las pérdidas por transmisión en los cerramientos más las pérdidas por ventilación e infiltraciones, se obtiene para cada alternativa de envolvente *i*, la potencia pico de calefacción necesaria ($L_{SCALEFi}^{PEAK}$). Los valores obtenidos se recogen en la Tabla 42.

Alternativa de envolvente	Pérdidas por transmisión en cerramientos (P_T) (kW)	Pérdidas por ventilación/infiltración (P_V) (kW)	Potencia pico de calefacción necesaria ($L_{SCALEFi}^{PEAK}$) (kW)
0	67	45	112
1	42	45	87
2	37	45	82
3	33	45	78
4	57	40	97
5	31	40	71
6	21	40	61
7	11	40	51

Tabla 42. Potencia pico de calefacción (kW) para cada alternativa de envolvente

4. Resultados

Se ha aplicado el método propuesto de optimización conjunta de instalaciones y envolvente al edificio seleccionado, considerando tres casos diferentes: (a) Solución de coste óptimo y (b) Edificio de consumo nulo (ZEB), sin considerar el consumo doméstico de electricidad en la limitación de consumo de energía primaria no renovable (NRPE) y (c) Edificio de consumo nulo (ZEB') incluyendo el consumo doméstico de electricidad en la limitación de consumo de energía primaria no renovable (NRPE')

En la Tabla 43 se muestran los resultados obtenidos relacionados a la configuración del sistema de abastecimiento de energía y a la envolvente seleccionada en cada caso.

En lo relativo a la envolvente, para el caso de coste óptimo, la optimización selecciona una solución de rehabilitación "como de costumbre" empleando 6 cm de aislamiento tanto para fachada como para cubierta. Sin embargo, tanto en el caso de ZEB como en el caso de ZEB' la solución de rehabilitación seleccionada es una "mejorada", utilizando aislamiento de 8 cm para fachadas y de 14 cm para cubierta. Sin embargo en ninguno de los tres casos se selecciona una sustitución de ventanas, sino mantener las existentes (4/6/4).

En cuanto a las configuraciones obtenidas para las instalaciones, los casos de coste óptimo y de ZEB incluyen una cogeneración mediante motor de combustión interna, junto con un almacenamiento térmico a media temperatura de 1000 litros y una caldera de gas natural convencional que asegura el cumplimiento de la potencia pico instalada. Sin embargo el caso de ZEB' incluye una caldera de biomasa en lugar de la cogeneración más almacenamiento térmico, e igualmente mantiene la caldera de gas natural convencional con el mismo objetivo que en los otros casos.



Se observa que a medida que la exigencia de consumo límite de energía primaria es más restrictiva, aparecen en la solución un mayor cantidad de paneles fotovoltaicos. Así, mientras en el caso de coste óptimo no incluye ninguno, en los otros dos casos sí. El caso de ZEB' implica la instalación de paneles fuera del propio edificio, ya que su número sobrepasa la disponibilidad de espacio en su cubierta.

Tecnología	ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste Óptimo
Colector parabólico compuesto	-	-	-
Ciclo Orgánico de Rankine CHP	-	-	-
Almacenamiento térmico a alta temperatura	-	-	-
Colector de tubo de vacío	-	-	-
Motor de combustión interna	-	20 kW _e	20 kW _e
Turbina de gas	-	-	-
Caldera de biomasa	50 kW	-	-
Caldera convencional de gas natural	175 kW ¹	175 kW ¹	175 kW
Almacenamiento térmico a media temperatura	-	1000 l	1000l
Colector plano	-	-	-
Caldera de condensación de gas natural	-	-	-
Bomba de calor aire-agua	-	-	-
Almacenamiento térmico a baja temperatura	-	-	-
Módulos fotovoltaicos mono y policristalinos	390 ² (383%) ³	84 ² (82,5%) ³	-

Envolvente	ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste Óptimo
Aislamiento de fachada	8 cm (U=0,36 W/m ² K)	8 cm (U=0,36 W/m ² K)	6 cm (U=0,43 W/m ² K)
Aislamiento cubierta	14 cm (U=0,26 W/m ² K)	14 cm (U=0,26 W/m ² K)	6 cm (U=0,53 W/m ² K)
Ventanas	4 / 6 / 4 ⁴ (U=4,12 W/m ² K)	4 / 6 / 4 ⁴ (U=4,12 W/m ² K)	4 / 6 / 4 ⁴ (U=4,12 W/m ² K)

¹ Sólo para cubrir periodos picos. No entra en funcionamiento en los días de referencia

² Número de módulos fotovoltaicos de 260Wp

³ Porcentaje de ocupación sobre la superficie disponible de cubierta

⁴ Las ventanas son las originales del edificio. En ninguna de las soluciones se contempla su sustitución

Tabla 43. Configuración del sistema de abastecimiento de energía y envolventes seleccionadas para los tres casos analizados

La optimización aporta los datos de operación de las distintas tecnologías que recogen en la Tabla 44.

La presencia de dos diferentes soluciones de envolvente en los tres casos de estudio, hacen que la demanda térmica no sea la misma en todos los casos, siendo mayor en el caso de coste óptimo ya que para el mismo ha sido seleccionada una envolvente de menor aislamiento. En los casos de coste óptimo y de ZEB, la demanda térmica es cubierta principalmente mediante el motor de cogeneración entrando la caldera convencional para cubrir picos de demanda. En ambos casos las unidades instaladas son las mismas, sin embargo el motor está arrancado durante más horas en el caso de coste óptimo, lo cual incrementa la cantidad de calor disipado y esto a su vez reduce el PES de la cogeneración. Por el contrario genera mayor cantidad de energía eléctrica. En el caso de ZEB' la demanda térmica es cubierta exclusivamente con la caldera de biomasa.

		ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste óptimo
NRPE	NRPE (kWh/m ² año)	-91,1	0	26,1
	NRPE' (kWh/m ² año)	0	91,1	117,2
Energía térmica	Demanda energía térmica (kWh/año)	134.829	134.829	140.115
	Motor combustión interna (kWh/año)	0	137.823	161.536
	Caldera convencional (kWh/año)	0	14	2.705
	Caldera de biomasa (kWh/año)	134.829	0	0
	Energía almacenada (kWh/año)	0	50.417	50.388
	Calor disipado (kWh/año)	0	3.008	24.126
Electricidad	Demanda electricidad (kWh/año)	69.299	69.299	69.299
	Electricidad generada (kWh/año)	74.156	77.138	71.690
	Motor combustión interna (kWh/año)	0	61.166	71.690
	PES de la cogeneración (%)	-	25,43	19,52
	Paneles fotovoltaicos (kWh/año)	74.156	15.972	0
	Electricidad exportada (kWh/año)	43.812	26.342	21.182
	Electricidad auto consumida (kWh/año)	30.344	50.796	50.508
	Electricidad importada (kWh/año)	38.955	18.504	18.791

Tabla 44. Resultados de operación para los tres casos analizados

La demanda eléctrica es la misma en los tres casos de estudio y es cubierta con distintas estrategias en función de cada caso. En el caso de coste óptimo la demanda se cubre mediante el motor de cogeneración y la energía importada, ya que la solución de este caso no implica la instalación de paneles fotovoltaicos. En el caso ZEB, se cubre mediante la cogeneración, los paneles fotovoltaicos y la electricidad de la red. En este caso la exigencia de consumo límite de energía primaria no renovable es superior al anterior, lo cual implica un menor número de horas de funcionamiento del motor de cogeneración. Para cubrir ese déficit en la producción de electricidad aumenta la producción fotovoltaica. Por último en el caso ZEB' la demanda eléctrica es cubierta por paneles fotovoltaicos (en mucha mayor proporción que en los dos casos anteriores) y energía eléctrica importada de la red.

El excedente de electricidad se exporta a la red eléctrica, siendo el caso de ZEB' el caso en el que se exporta una mayor cantidad de energía producida. Sin embargo es también este caso el que mayor cantidad de electricidad importa. Esto es debido a que la producción de electricidad en este caso es exclusivamente mediante paneles fotovoltaicos cuya operación no puede ser gestionada, generando electricidad cuando recibe radiación independientemente de la demanda eléctrica del edificio.

Se observa que el caso de coste óptimo el auto consumo eléctrico supera el 70% de la electricidad producida, mientras que en el caso de ZEB no llega al 66% y en caso de ZEB' se queda en el 41%.

A continuación se presenta el análisis económico. La inversión requerida para cada uno de los tres casos de estudio, se presenta en la Fig.43 En ella se puede observar la contribución de cada tecnología y de la envolvente a la inversión total en cada caso. La planta de generación fotovoltaica representa el mayor impacto sobre la inversión total. La inversión imputable a la envolvente representa un impacto relativamente pequeño. Esto es debido a que, la inversión en tecnologías es para una vida útil considerada de 20 años, sin embargo la de la envolvente es para una vida útil de 50 años. Por ello y para homogeneizar los datos se ha considerado una inversión proporcional a 20 años.

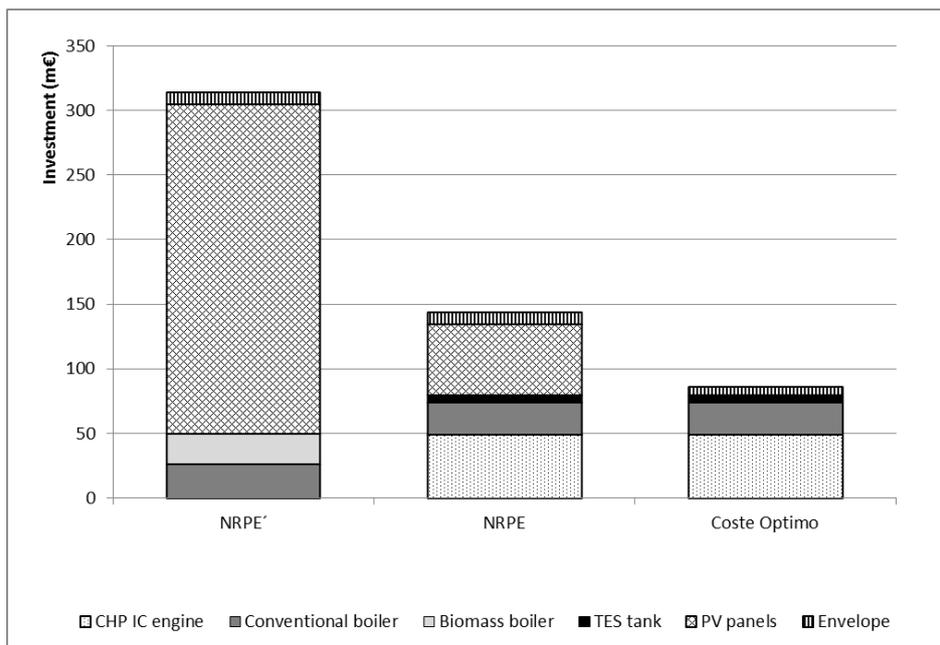


Figura 43. Inversión para cada caso de estudio y aportaciones de cada tecnología y de la envolvente

El análisis económico se ha evaluado mediante la comparación de la inversión con respecto a los ahorros económicos. La viabilidad se ha evaluado mediante el período de retorno simple. En la Tabla 45 se recogen los resultados.

	ZEB' (NRPE'=0)	ZEB (NRPE=0)	Coste óptimo
Inversión (€)	313.466	143.444	85.448
Coste variable (€/año)	15.749	13.218	13.961
Coste anual (€/año)	31.422	20.390	18.233
Ahorro anual (€/año)	3.758	6.289	5.546
Periodo de retorno (años)	76,6	18,7	10,8

Tabla 45. Resultados económicos para los tres casos analizados

El coste variable se corresponde con el coste de los combustibles y electricidad para operar la planta más los costes de mantenimiento. El coste anual incluye, sobre una base anual, el coste

variable, más la amortización anual, tanto de tecnologías como de envolvente. El ahorro anual se ha calculado en referencia a un caso base que consiste cubrir la demanda térmica del edificio actual (sin mejora de aislamiento) con la instalación de una caldera de 200 kW de gas natural, siendo la demanda eléctrica cubierta por energía importada de la red. El periodo de retorno muestra una tendencia de variación respecto al límite de NRPE similar al mostrado para la inversión total en la Fig.43.

Resolviendo el problema de optimización para distintos casos de NRPE (o NRPE'), se ha obtenido la curva de coste óptimo que se recoge en la Fig.44. En ella se han destacado los casos de ZEB y ZEB' y se muestra sombreada en gris la región de soluciones viables.

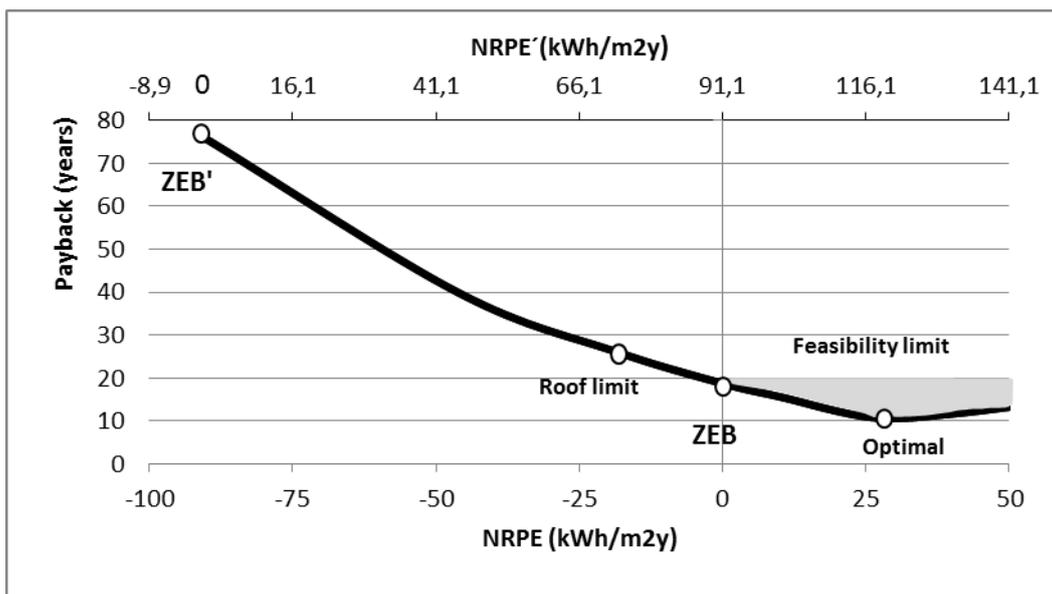


Figura 44. Coste anual mínimo para diferentes valores de NRPE

Se aprecia que cuando la exigencia de consumo límite de energía primaria no renovable es inferior a -4 kWh/m^2 , sin considerar el consumo eléctrico doméstico (NRPE) o inferior a $87,1 \text{ kWh/m}^2$, incluyéndolo (NRPE'), las soluciones no son viables económicamente por presentar períodos de retorno mayores que la esperanza de vida de la planta (20 años). Por lo tanto el caso ZEB (sin considerar el consumo eléctrico doméstico) es alcanzable, pero no así el caso ZEB'. En la Fig.44, se ha representado la solución en la cual se alcanza el límite de superficie disponible en cubierta para la implantación de instalaciones, el cual se alcanza para un consumo de NRPE inferior que 0 ($-18,6 \text{ kWh/m}^2 \text{ año}$ o $\text{NRPE}'=72,5 \text{ kWh/m}^2 \text{ año}$). Soluciones óptimas de suministro de energía por debajo de este valor de NRPE implican la instalación de la planta de generación fotovoltaica fuera del edificio, por no disponer de espacio suficiente en su cubierta.

5. Conclusiones

En este capítulo se ha justificado la importancia que tiene la rehabilitación energética de los edificios para lograr los objetivos de ahorro de energía propuestos por la UE. En este sentido se ha expuesto que las políticas de ahorro y eficiencia energética de la Unión Europea consideran el sector de la edificación como uno de los de mayor potencial de ahorro de energía. En la misma línea, a nivel nacional el Plan acción de ahorro y eficiencia energética 2011-2020, señala como medidas de máxima prioridad, las relativas a rehabilitación energética de la envolvente y mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas de los edificios existentes.

Por ello resulta de interés realizar modificaciones al modelo matemático general presentado en capítulos anteriores, para permitir una optimización conjunta y simultánea de envolvente e instalaciones, que permita su uso para casos de edificios a rehabilitar.

Se ha particularizado el modelo, considerando un determinado número de casos de alternativas de rehabilitación de la envolvente, y se ha aplicado a un caso de estudio de un edificio a rehabilitar en Bilbao.

Se concluye, que integrar las posibles acciones de rehabilitación en el modelo, considerándolas como tecnologías virtuales, que en cada instante de tiempo producen una energía térmica equivalente al ahorro en la demanda térmica en dicho instante, es un planteamiento que ha permitido la optimización conjunta y simultánea de envolvente e instalaciones. El caso de estudio permitió seleccionar el conjunto, de tecnologías y alternativa de rehabilitación de la envolvente, óptimo para minimizar los costos bajo ciertas restricciones.

El tiempo de procesamiento necesario para el cálculo no se ve afectado por la inclusión de las acciones de rehabilitación para las envolventes en el modelo, manteniéndose alrededor de los 15 minutos para todos los casos. No obstante, cabe recordar que para el caso de estudio se ha incluido un número reducido de alternativas (ocho).

La optimización conjunta hace que el modelo de optimización seleccione envolventes de mayor aislamiento térmico a medida que la exigencia de consumo de energía primaria no renovable se hace más restrictiva. Hace que la inversión en mejoras sobre la envolvente reduzca la necesidad de inversiones mayores en instalaciones.

Se aprecia que, al considerar 50 años la vida útil de la envolvente rehabilitada, frente a los 20 años de vida útil de las instalaciones, el peso de los costes de inversión de la envolvente son de menor escala que los de las instalaciones. En consecuencia, resulta de gran interés para los casos de rehabilitación de edificios, considerar esta optimización conjunta y no sólo optimizar las instalaciones.

El modelo se presenta como una herramienta válida para estudios de rehabilitación de edificios y podría usarse para limitar la exigencia del consumo de energía primaria no renovable, atendiendo a criterios de rentabilidad económica. Es decir a fijar el concepto de edificio de consumo casi nulo en casos de rehabilitación.



CAPÍTULO

4

Aplicación del modelo a nivel de distrito

1. Introducción

La Directiva 2012/27/UE [7], destaca el significativo potencial de ahorro de energía primaria que presentan la cogeneración de alta eficiencia y los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración e insta a los estados miembros a llevar a cabo una evaluación exhaustiva de su potencial, que en general está poco explotado en la Unión.

En particular emplaza a los Estados Miembros a llevar a cabo una evaluación completa del potencial de uso de la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes. Les exige que adopten políticas que fomenten que se considere debidamente a escala local y regional el potencial de uso de sistemas de calefacción y refrigeración eficientes, en particular los que utilicen cogeneración de alta eficiencia, considerando la posibilidad de impulsar mercados de calor locales y regionales.

La directiva indica la conveniencia de que los Estados miembros estimulen la adopción de medidas para promover las instalaciones de cogeneración con una potencia térmica nominal total igual o inferior a 20 MW con objeto de fomentar la generación distribuida de energía y anima a los estados miembros a hacer un uso pleno de los Fondos Estructurales y del Fondo de Cohesión para incentivar la inversión en medidas de eficiencia energética, citando entre los posibles campos de financiación las medidas de eficiencia energética en los edificios públicos y las viviendas.

Esta directiva ha sido transpuesta en la parte referida a la promoción de la eficiencia energética en la producción y uso del calor y del frío, mediante el Real decreto 56/2016 [175], que en su capítulo IV regula la evaluación del potencial de cogeneración de alta eficiencia y de sistemas urbanos de calefacción y refrigeración.

El Art 4 de la directiva, perteneciente al Capítulo II dedicado a la eficiencia energética, dice que los Estados miembros deben establecer una estrategia a largo plazo para movilizar inversiones en la renovación del parque nacional de edificios residenciales y comerciales, tanto público como privado. En cumplimiento de este artículo España presenta la Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación [176] en la que se señala como una de las actuaciones, la mejora de la eficiencia energética a través de redes de calefacción y frío.

Debido a esta voluntad de promoción y fomento de los sistemas de calefacción y refrigeración urbana, éstos no han dejado de crecer en España, tanto en número como en potencia instalada en España, tal y como se muestra en la Fig.45.

Según datos de la Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío (ADHAC) [177], en el año 2012 existían 46 instalaciones, en el 2015 pasaron a ser 247 y en el 2016 han alcanzado las

306 instalaciones, abasteciendo a más de 4.000 edificios y generando un ahorro de 180.000 Tn de CO2. La potencia instalada de estas redes alcanza los 1.219 MW.

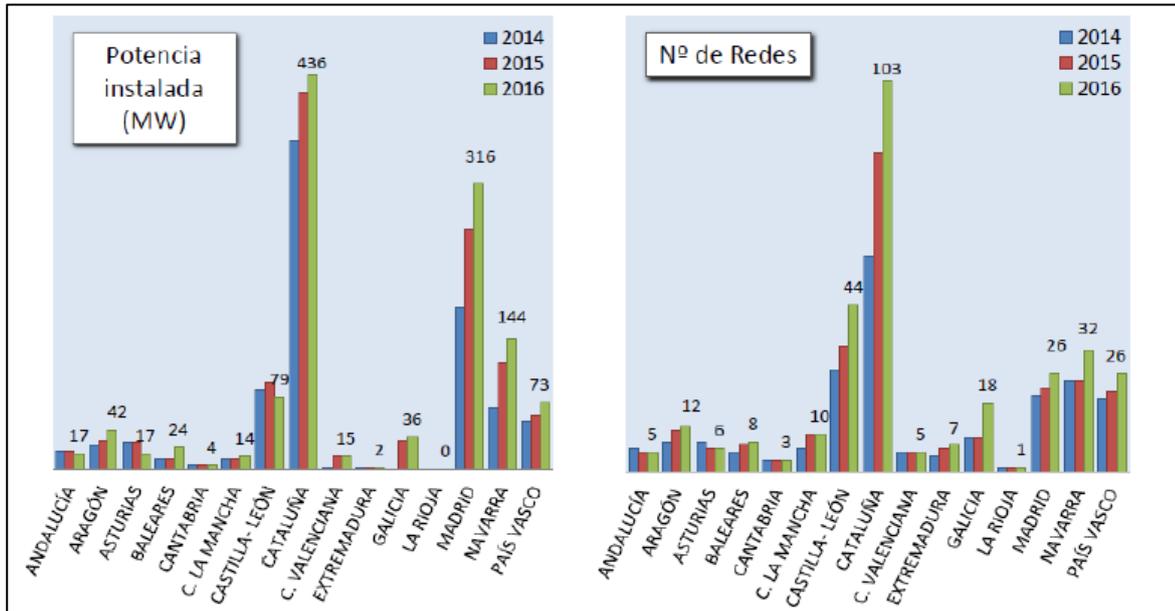


Figura 45. Evolución de las redes de calefacción y refrigeración urbanas en España (fuente ADHAC)

Según los datos aportados por la citada asociación, las redes de calor son claramente las mayoritarias frente a redes de frío y redes mixtas de calor y frío, ya que representan el 90% en número y el 73% en potencia instalada, respecto de las totales.

Las redes urbanas son más rentables que las rurales, debido a la concentración de edificios y a la existencia de un gran potencial para rehabilitar barrios y ciudades, con un nuevo modelo de negocio. Un aprovechamiento de este potencial de los sistemas de calefacción y refrigeración urbana en España, hasta alcanzar niveles de la media de la Unión Europea, supondría un ahorro anual de energía primaria de 3,5 Mtep y la generación de un negocio anual de en torno a los 4.000 M€.

A la vista de que tanto las políticas europeas como las nacionales apuestan por los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración, como sectores que representan un elevado potencial de ahorro energético, se ha querido demostrar en este capítulo la utilidad de la herramienta de optimización presentada en este trabajo, a la hora de diseñar redes urbanas.

Sin embargo para aplicar el modelo de optimización en el diseño de una red urbana, es necesario antes que nada caracterizar las demandas. Por ello en el apartado 2 del presente Capítulo, se presenta una metodología a emplear para conseguir este objetivo.

En el apartado 3 se aplica el método a un caso de estudio de una red urbana de calefacción para un barrio del distrito de Otxarkoaga en Bilbao (España). Para ello, primero se caracteriza la demanda siguiendo la metodología propuesta y se presentan las alternativas de actuaciones

de rehabilitación sobre la envolvente que se van a considerar. Posteriormente, dentro del mismo apartado, se describe la topología de la red urbana que se ha considerado en el caso de estudio. Finalmente se exponen las modificaciones que son necesarias realizar sobre el modelo de optimización para adaptarlo a su utilización para el diseño de sistemas urbanos de calefacción. Una vez realizadas esas modificaciones, se aplica la herramienta de optimización al caso de estudio, y se presentan los resultados en el apartado 4.

El apartado 5, que cierra este capítulo, recoge las conclusiones obtenidas.

2. Metodología para la caracterización de la demanda

A la hora de afrontar el diseño de redes de calefacción urbana, el primer paso es obtener una buena caracterización de la demanda. En este apartado se describe la metodología seguida para conseguirla, para lo cual es imprescindible disponer de un buen número de datos geográficos del barrio.

Se ha empleado el software QGIS [178], para conseguir los datos requeridos. Este software es un Sistema de Información Geográfica (SIG) de código libre que permite, de manera sencilla, conseguir un mapa de los edificios del barrio donde se va a actuar y obtener otros parámetros de importancia de los edificios, como son la orientación, la altura o su forma, entre otros.

El mapa de todos los edificios del barrio se ha obtenido a través de la página web de Geo Euskadi [179], utilizando el mapa de todos los edificios de la comunidad autónoma a escala 1:10000 y centrando el mapa en el barrio objeto del análisis: (véase Fig.46)

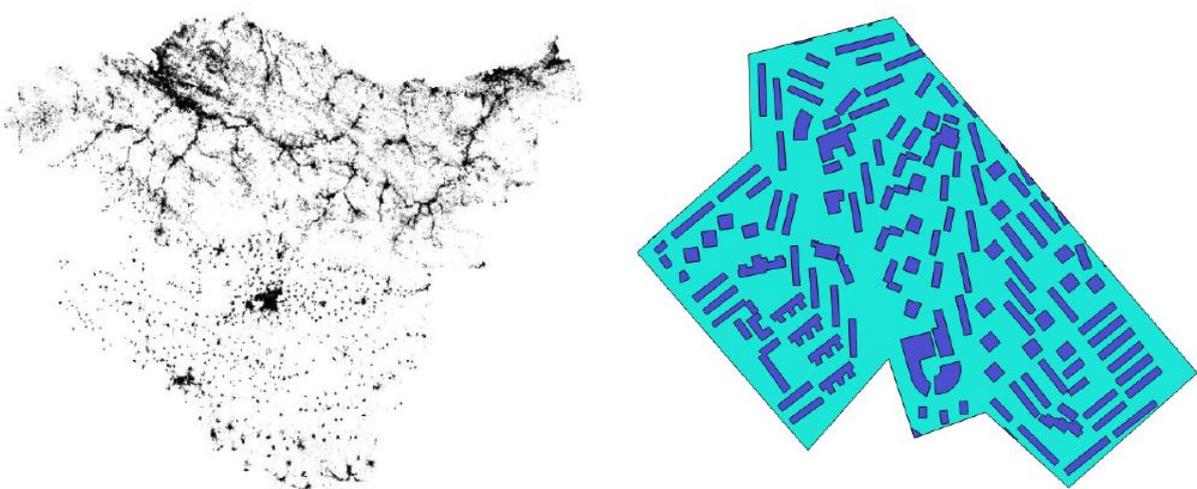


Figura 46. Mapa de los edificios de Euskadi y mapa de los edificios del barrio de Otxarkoaga (Bilbao)

Una vez delimitado el ámbito de actuación se han clasificado los edificios atendiendo a su morfología, orientación, superficie y altura. Estos son los parámetros que mayor influencia tienen sobre el comportamiento de los edificios en cuanto a su demanda térmica.

1) Morfología:

Cuando se habla de morfología se hace referencia a la forma del edificio, La relación entre la superficie de la envolvente y el volumen del edificio queda definida mediante el factor de forma. La superficie de la envolvente representa el límite físico de intercambio de calor entre el interior y el exterior, mientras que el volumen del edificio representa, de manera general, la capacidad para almacenar energía. Para clasificar los edificios del barrio objeto de análisis en cuanto a su morfología se ha recurrido a Google Earth [180], como herramienta de obtención de datos.

2) Orientación

La orientación de un edificio determina la captación de energía solar a través de las diferentes superficies. Por lo tanto, es otro parámetro a tener en cuenta para determinar su comportamiento a la hora de caracterizar la demanda térmica. La clasificación se ha llevado a cabo teniendo en cuenta la orientación de la fachada con mayor superficie. La Fig.47 muestra un ejemplo de diferentes tipologías de edificio en varias orientaciones.

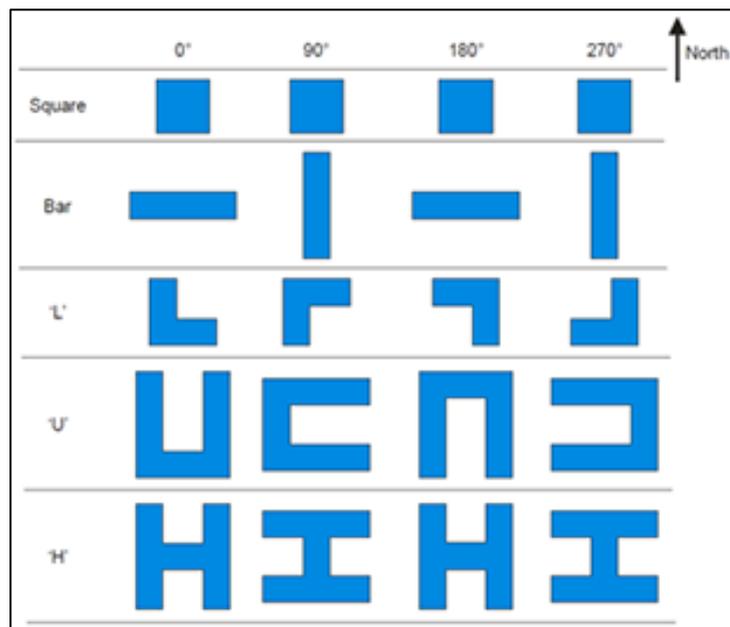


Figura 47. Tipologías de edificios en diferentes orientaciones

3) Altura y superficie

Por último, se han obtenido tanto la superficie como la altura de los edificios. La herramienta QGIS es capaz de calcular la superficie de los edificios a partir del mapa de

los edificios. Por otro lado, la altura de los edificios se ha calculado atendiendo al número de plantas que tiene cada edificio (mediante Google Earth.)

Una vez clasificados los edificios que componen el barrio objeto de análisis, se procede a calcular la demanda térmica anual para calefacción de cada edificio atendiendo a su morfología, orientación, superficie y altura. Mediante el software TRNSYS [181], se han calculado las demandas térmicas anuales para calefacción de un edificio tipo de cada una de las morfologías presentes en el barrio. Posteriormente, mediante aplicación de diferentes factores de corrección (en función de superficie, la altura y la orientación del edificio) se ajustan los valores de referencia calculados para el edificio tipo a la realidad de cada edificio. Los factores de corrección tienen en cuenta:

- La influencia del factor de forma del edificio, de manera que, para un volumen determinado, a menor superficie de la envolvente, menor demanda de calefacción tendrá el edificio. Así, el factor de corrección tendrá que reducir el valor de la demanda del edificio de referencia para aquellos edificios cuyo factor de forma sea inferior al del edificio de referencia o aumentarlo en el caso contrario.
- La orientación del edificio. Si las fachadas principales del edificio están expuestas a orientaciones más o menos desfavorables, es necesario corregir en consecuencia la demanda del edificio de referencia a la realidad de cada edificio

Sumando las demandas de todos los edificios que componen el barrio se obtiene la demanda térmica anual para calefacción del barrio. Las guías de diseño de redes urbanas recomiendan la aplicación de un factor de simultaneidad a esta demanda calculada en función del número de usuarios [182].

La demanda térmica para la preparación de agua caliente sanitaria, se obtiene conociendo el número de viviendas de cada edificio tipo y la composición de las viviendas (número de habitaciones). Con estos datos y con los datos de consumo de A.C.S. indicados en el Código Técnico de la Edificación, se obtiene el consumo total de ACS y su demanda térmica asociada.

Para obtener la demanda total de electricidad se ha considerado el mismo ratio de consumo por unidad de superficie, justificado en el apartado 6.3 del Capítulo 2, que se ha utilizado para todos los casos de estudio de esta tesis. Ese ratio se ha multiplicado por la superficie total de las viviendas del barrio objeto de análisis. Caso de estudio. Barrio de Otxarkoaga (Bilbao)

2.1 Definición del barrio

El barrio objeto de estudio pertenece al distrito de Otxarkoaga, que se encuentra localizado en el extremo Este de la ciudad de Bilbao (España). La zona de análisis queda delimitada por el Norte con las calles Garaizar y Zizeruena, por el Oeste con la calle Lozoño, por el Sur y el Este con la carretera Ibarsusi- Santo Domingo.

Comprende una superficie cercana a las 24 hectáreas. En la Fig.48 se muestra una fotografía aérea del barrio, mientras que en la Fig.49 se muestra el mapa de los edificios incluidos en el análisis.



Figura 48. Vista aérea del barrio objeto de análisis

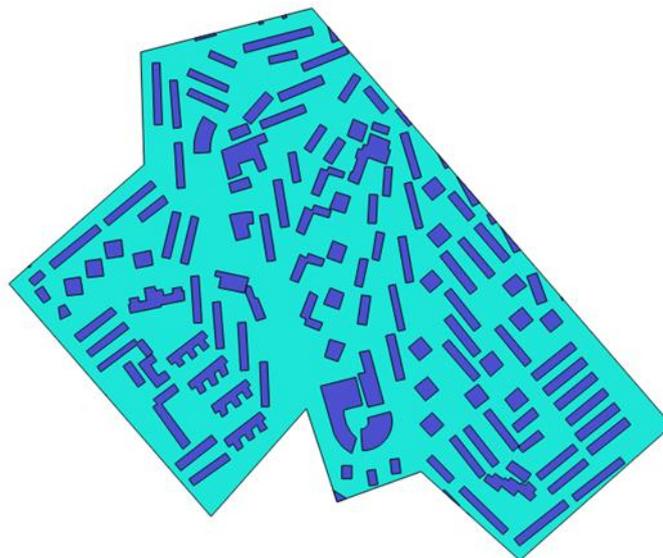


Figura 49. Mapa de los edificios incluidos en el caso de estudio.

El estudio morfológico de los edificios del caso de estudio, arroja cuatro formas principales diferentes (véase Fig.50). Setenta y ocho edificios tienen forma rectangular (A); seis de los edificios son torres cuadradas (B); otros cuatro edificios tienen forma de peine o E (E) y quince tienen forma de H (H). Los edificios restantes, (señalados en la figura como de tipo N), tienen formas o usos singulares que deberían ser objeto de un estudio más detallado, y que en aras de una mayor sencillez en la exposición del presente caso de estudio se han dejado fuera del presente análisis. En cualquier caso su tratamiento sería análogo al de edificios de cualquiera de las otras formas expuestas.

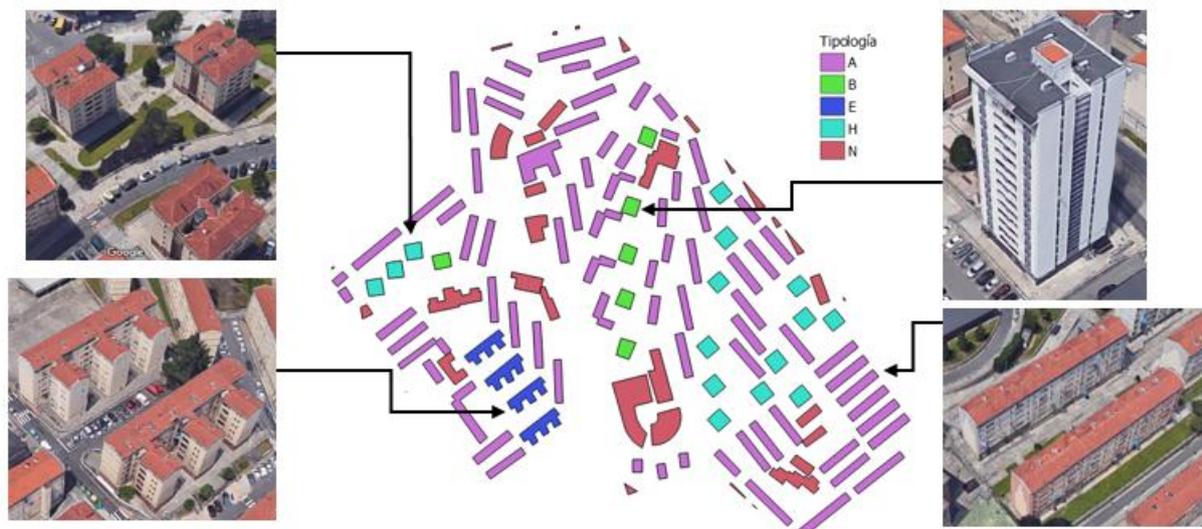


Figura 50. Mapa de morfología de los edificios del barrio

Atendiendo a su orientación, la mayoría de los edificios presentan orientaciones Noroeste/Sureste (NO/SE) y Noreste/Suroeste (NE/SO). Aunque también se observan edificios con orientación E/O y N/S, siendo estos últimos los edificios con la orientación más desfavorable. En la Fig.51 se representa la orientación de cada edificio. Se han representado con una T los edificios que se considera que no tienen ninguna orientación predominante. Todos los edificios sin orientación predominante son los de morfologías tipo B y H (ya que son de base prácticamente cuadrada).

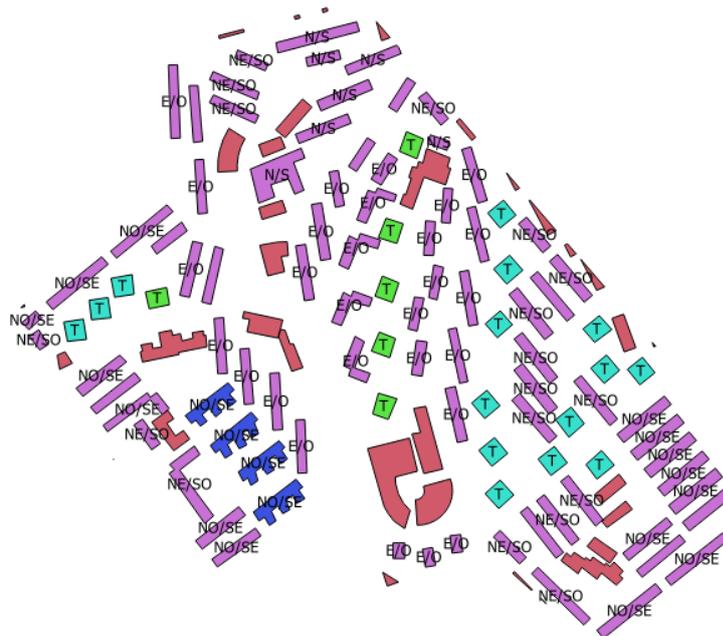


Figura 51. Mapa de orientación de los edificios del barrio

En lo relativo a la superficie de los edificios se observa que los edificios de tipo A son los que muestran una superficie más variable, pudiendo considerarse constante las superficies del resto de morfologías (Tabla 46). La superficie máxima de los edificios tipo A es de 1.428,28 m² mientras que la mínima es un 90% más pequeña. Sin embargo para el resto de los tipos, la diferencia, no llega a superar el 15%.

Morfología	Superficie máxima (m ²)	Superficie mínima (m ²)
Tipo A	1.428,3	162,8
Tipo B	370,7	346,0
Tipo E	784,1	710,1
Tipo H	412,4	346,6

Tabla 46. Superficie máxima y mínima de los edificios para cada morfología

Atendiendo al número de plantas, los edificios de tipo A, H y E cuentan mayoritariamente de seis alturas, a excepción de alguno de los edificios del tipo A que disponen unas veces de tres y otras de cinco plantas. Por otro lado, todos los edificios de tipo B son de catorce plantas. En la Fig.52 se representa el número de plantas de cada edificio incluido en el caso de estudio.

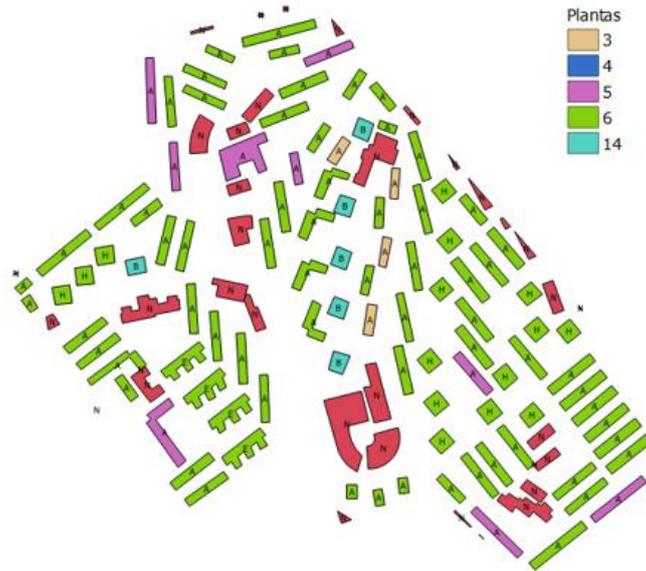


Figura 52. Mapa de número de plantas de los edificios del barrio

Con estos datos se puede proceder a la simulación de los edificios de referencia mediante TRNSYS. Se debe de tener en cuenta que la posición relativa de los edificios dentro del barrio hará que los distintos de edificios estén sujetos a perfiles de sombras distintos en función de su ubicación. En este estudio y con el objeto de simplificar el análisis, se desprecian el efecto de las sombras externas en la determinación de la demanda. Una solución sería integrar un análisis de sombras mediante la herramienta r.sun, disponible para QGIS dentro de las librerías GRASS GIS [183].

Antes de proceder a la simulación es necesario definir las alternativas de envolventes que se considerarán en el caso de estudio y así como las tecnologías consideradas.

2.2 Alternativas para la envolvente y tecnologías consideradas

Se han considerado las mismas 8 alternativas para la rehabilitación de la envolvente expuestas en el Capítulo 3. Por motivos de sencillez en la exposición y en la aplicación de la herramienta de simulación, siempre se ha considerados la premisa de que la envolvente seleccionada es de aplicación a la totalidad del barrio, siendo la aplicación parcial de soluciones perfectamente analizable dentro de la metodología presentada.

Las alternativas de envolventes consideradas se recogen en la Tabla 3.4 *Alternativas de envolventes consideradas y sus características* y los costes unitarios de inversión por m² de envolvente que suponen cada una de ellas en la Tabla 3.3 *Costes de implantación de las distintas soluciones de envolventes*, ambas del capítulo anterior.

Las superficies totales de los distintos cerramientos que componen todos los edificios del barrio que quedan dentro del presente análisis se recogen en la Tabla 47:

Cerramiento	Superficie (m ²)
Fachadas	185.067
Cubiertas	43.292
Ventanas	44.992

Tabla 47. Superficies totales de los cerramientos que componen todos los edificios del barrio

Tal como se hizo en el Capítulo 3, la vida útil que se ha considerado para envolventes de nueva implantación es de 50 años (frente a los 20 años de esperanza de vida de las instalaciones). No se ha tenido en cuenta ningún coste de mantenimiento para las envolventes.

En lo referente a las tecnologías, en el presente caso de estudio se han considerado como posibles, las mismas que se recogen en la Tabla 6. *Tecnologías consideradas* del Capítulo 2. Los precios de electricidad y combustibles son los recogidos en la Tabla 25 *Costes variables considerados* del Capítulo 2.

Tal como se ha hecho anteriormente, se ha considerado un coste anual de operación y mantenimiento equivalente al 2,5% de los costes de inversión de las instalaciones y una tasa de interés del 2,5% anual, con una esperanza de vida de la instalación de 20 años.

2.3 Demanda energética anual

2.3.1 Demanda térmica anual de calefacción:

La demanda anual de calefacción varía en función de la envolvente. En la Tabla 48 se recogen las demandas de calefacción de los edificios de referencia en su orientación predominante.

A la vista de los resultados obtenidos para la demanda anual de calefacción, cabe analizar el si el giro de orientación del edificio tiene efecto sobre esta demanda de referencia. Desde un punto de vista macro, el efecto de la orientación es despreciable., ya que la variación máxima de la demanda se ha acotado a un máximo de 6,5% en el caso más crítico.

Para demostrarlo se ha tomado el edificio tipo A con la alternativa de envolvente de menor aislamiento y se han realizado múltiples simulaciones mediante TRNSYS girando el edificio 30° en cada una de ella. La orientación inicial, se corresponde con 0° y es la relativa a la orientación real del edificio que es Este / Oeste. Es por lo tanto el edificio más sensible al posible efecto de la orientación sobre la demanda. En la Fig.53 se muestra el edificio de referencia y su orientación original. En la Tabla 49 y en la Fig.54 se muestran los resultados.

<i>Edificio de referencia</i>	<i>Superficie (m²)</i>	<i>Alternativa de envolvente</i>	<i>Demanda anual de calefacción (kWh/año)</i>	<i>Demanda anual de calefacción por m² (kWh/m² año)</i>
Tipo A	1.980,0	0	94.667	47,81
		1	73.540	37,14
		2	68.254	34,47
		3	62.258	31,44
		4	85.681	43,27
		5	64.465	32,56
		6	47.436	23,96
		7	33.323	16,83
Tipo B	3.457,2	0	136.760	39,56
		1	100.528	29,08
		2	91.634	26,51
		3	79.194	22,91
		4	125.087	36,18
		5	88.872	25,71
		6	65.721	19,01
		7	43.922	12,70
Tipo E	3.111,5	0	187.392	60,23
		1	150.673	48,42
		2	141.271	45,40
		3	129.932	41,76
		4	176.982	56,88
		5	140.107	45,03
		6	120.260	38,65
		7	101.698	32,68
Tipo H	1.382,9	0	66.309	47,95
		1	49.224	35,60
		2	44.878	32,45
		3	39.562	28,61
		4	61.611	44,55
		5	44.458	32,15
		6	34.432	24,90
		7	25.178	18,21

Tabla 48. Demanda anual de calefacción de los edificios de referencia en función de la envolvente



Figura 53. Edificio de referencia tipo A y su orientación original

Edificio	Giro	0°	30°	60°	90°
Tipo A (Alternativa envolvente 0)	Demanda térmica anual (kWh/año)	94.667	92.655	89.564	88.531
	% respeto orientación 0°	100,00%	97,87%	94,61%	93,52%
	ΔDemanda respecto orientación 0°	0	-2.012	-5.103	-6.136
	Giro	120°	150°	180°	210°
	Demanda térmica anual (kWh/año)	91.188	94.472	94.972	93.993
	% respeto orientación 0°	96,33%	99,79%	100,32%	99,29%
	ΔDemanda respecto orientación 0°	0	3.284	305	-674
	Giro	240°	270°	300°	330°
	Demanda térmica anual (kWh/año)	91.441	90.451	92.745	95.270
	% respeto orientación 0°	96,59%	95,55%	97,97%	100,64%
	ΔDemanda respecto orientación 0°	253	-737	1.557	4.081

Tabla 49. Efecto del giro del edificio sobre la demanda térmica anual de calefacción para el edificio de referencia tipo A

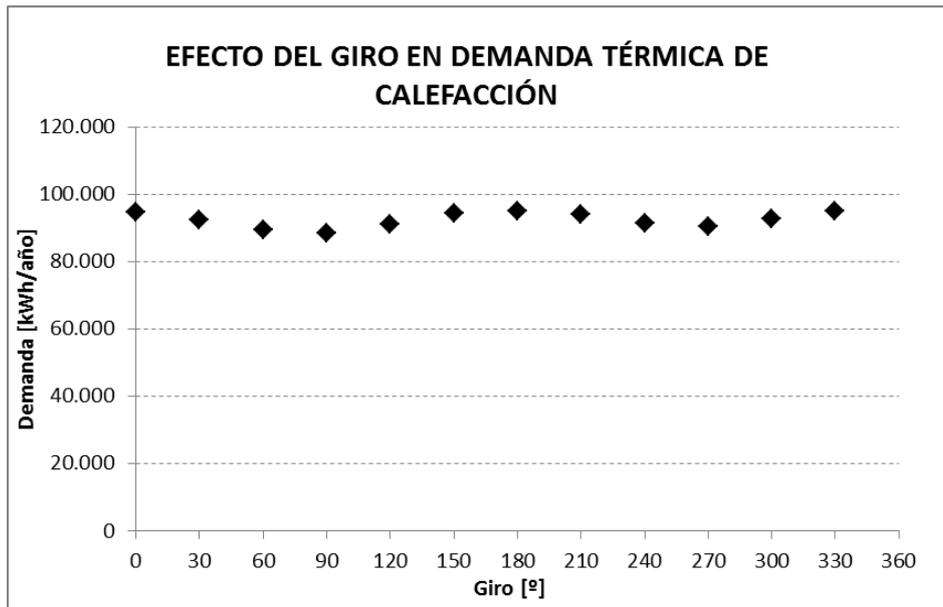


Figura 54. Gráfico del efecto del giro del edificio sobre la demanda térmica anual de calefacción.

Teniendo en cuenta que los edificios tipo B y tipo H son de superficie prácticamente cuadrada, sin existir por lo tanto una orientación predominante y que para las otras tipologías (tipo E y tipo A) sucede que la variación de la demanda con la orientación está muy limitada, no se han considerado para el caso de estudio factores de corrección asociados a la orientación de los edificios.

2.3.2 Demanda térmica anual para preparación de agua caliente sanitaria:

La demanda térmica anual para preparación de agua caliente sanitaria se ha calculado como 27,47 kWh/m²año y es independientemente de la alternativa de envolvente seleccionada.

Para obtenerla se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones, para el consumo de agua caliente:

- 1) El número total de viviendas pertenecientes al ámbito de estudio del barrio es de 3.384
- 2) La gran mayoría de las viviendas es de tres habitaciones, por lo que se han considerado todas ellas de esta distribución. Esto condiciona el número de habitantes por vivienda, que según el Código Técnico de la Edificación [80] es de 4 personas por vivienda, siendo el consumo 28 litros por persona
- 3) Se ha tenido en cuenta un factor de centralización de 0,7, atendiendo al número total de viviendas, también según indicaciones del CTE [80]

2.3.3 Demanda anual de electricidad:

Tal y como se ha justificado en el Capítulo 2, se ha considerado una demanda de electricidad anual 35 kWh/m²año.

Las distribuciones horarias de las demandas a lo largo de los meses del año, se han realizado según se ha detallado en el Capítulo 2.

2.4 Demanda pico de calefacción para cada envolvente

La demanda pico de calefacción para cada caso de envolvente se ha obtenido siguiendo el procedimiento descrito en el Capítulo 3. Los valores obtenidos se recogen en la Tabla 50. Se ha considerado un factor de simultaneidad tal y como se recomienda en las guías de diseño de proyectos de redes de distrito [182]. En el caso de estudio es de 0,8.

Alternativa de envolvente	Pérdidas por transmisión en cerramientos (kW)	Pérdidas por ventilación/infiltración (kW)	Potencia pico de calefacción necesaria ¹ (kW)
0	7.330	4.245	9.260
1	4.662	4.245	7.126
2	4.220	4.245	6.772
3	3.752	4.245	6.398
4	6.179	3.738	7.934
5	3.511	3.738	5.799
6	2.334	3.738	4.858
7	1.239	3.738	3.982

¹ Potencia pico de calefacción necesaria, una vez considerado el factor de simultaneidad de 0,8

Tabla 50. Potencia pico de calefacción (kW) para cada alternativa de envolvente

2.5 Topología de la red urbana

Definir cómo ha de ser la topología de la red urbana es una tarea que implica un importante estudio de detalle. En el caso de planeamientos urbanísticos sobre suelos urbanizables, resulta más sencillo, ya que se necesita proyectar y construir desde la nada todos los servicios urbanos. Al no existir condicionantes previos que condicionen la topología de la red o la ubicación de la central térmica, la organización de las infraestructuras resulta más ordenada.

Pero el caso que nos ocupa se trata de un suelo urbano y esto complica la labor de diseño. La presencia de infraestructuras enterradas existentes obligan a una recogida de datos de campo exhaustiva, además la forma y ubicación de edificios condiciona la tipología de la red urbana y la posición de la central térmica.

Como es de entender, no es objeto del presente capítulo una definición exhaustiva de cómo ha de ser la topología de la red, pero si resulta necesario partir de una propuesta realista que permita una estimación de la inversión que supone esta red.

Para el caso de estudio se ha considerado la topología que se recoge en la Fig.55. Está formada por un anillo que rodea el barrio por su perímetro exterior y una serie de redes radiales que lo atraviesan dividiéndolo a su vez en sub-anillos. Las ventajas de ésta tipología son:

- Permite abastecer a todos los edificios
- Es más robusta ante eventuales labores de mantenimiento en determinados tramos de la red.
- Permite una construcción por fases, pudiendo la red urbana entrar en operación en un menor periodo de tiempo.
- Hidráulicamente, permite un mejor equilibrio de presiones en la red.



Figura 55. Topología de la red urbana considerada para el caso de estudio

En la Tabla 51 se justifican los costes de inversión necesarios para la ejecución de la red urbana, así como el desglose de mediciones y costes unitarios que se han tenido en cuenta para el caso de estudio.

Concepto	Medición (m)	Coste unitario (€)	Inversión total (€)
Tuberías y accesorios más aislamiento	12.604	46	579.784
Apertura de zanjas y reposición posterior	6.302	94	592.388
Total inversión (€)			1.172.172

Tabla 51. Justificación de la inversión para la red urbana del caso de estudio

Además sería necesario evaluar los costes de ejecución del edificio que se debe construir para albergar la central térmica. Sin embargo es difícil estimar este coste ya que puede ser muy variable en función de su ubicación, sus necesidades de obra civil (excavaciones, cimentaciones, etc.), su arquitectura (diseño, estética) y los equipos que albergan en su interior en cada caso. Debe ser tenido en cuenta que no se han considerado en este caso de estudio los costes asociados a la construcción del edificio que alberga la central térmica.

Tampoco se han incluido en este caso de estudio las necesidades de reformas interiores en cada edificio de viviendas que habría que llevar a cabo para posibilitar la conexión al nuevo sistema de calefacción urbana. Estos costes también son muy variables y dependen de muchos factores. Por ejemplo de la existencia o no de una instalación de calefacción centralizada que permita la reutilización de montantes, de la existencia de patinillos para instalaciones, de los acabados arquitectónicos interiores del edificio, que habrán de ser repuestos motivados por los trabajos de rehabilitación interior, etc.

2.6 Adaptación del modelo a la inclusión de redes de distrito

Para poder aplicar el modelo de optimización al diseño de las redes de calefacción urbanas, se deben considerar:

- 1) Que el balance de energía a nivel de módulo de baja temperatura (es decir el relativo a la demanda de calefacción), al igual que sucede en el apartado 2 del Capítulo 3, debe tener en cuenta las posibles envolventes como generadores térmicos y por lo tanto, deben aparecer en el mismo, los ahorros generados en las demanda de calefacción. Por ello la ecuación a considerar es la (Eq.3.1)

$$\sum_{k \in K} e_{s,k,d,h}^{OUT} + e_{s,d,h}^{BUY} - \sum_{k \in K} e_{s,k,d,h}^{IN} - e_{s,d,h}^{SELL} - e_{s,d,h}^{STO} + \sum C_i^{env} \cdot (L_{s,CALEF}^{d,h} - L_{s,CALEFi}^{d,h}) = L_s^{d,h} \quad (\text{Eq.3.1})$$

- 2) Que la ecuación que define que la suma de las potencias térmicas instaladas de tecnologías gestionables debe ser superior a una determinada potencia pico, debe

tener en cuenta que ésta depende de la solución adoptada de envolventes. Por lo tanto la ecuación a introducir es la (Eq.3.3)

$$\sum_{k \in K_{MAN}} E_{S,k}^{MAX} \cdot n_k + \sum C_i^{env} \cdot (L_{S_CALEF}^{PEAK} - L_{S_CALEF i}^{PEAK}) \geq L_{S_ACS}^{PEAK} + L_{S_CALEF}^{PEAK} \quad (\text{Eq.3.3})$$

- 3) Que, al igual que sucedía en el apartado 2 del Capítulo 3, las acciones de rehabilitación no son aditivas, por lo que se debe considerar en el modelo la ecuación (Eq.3.4) para asegurar que se selecciona una única de las acciones de rehabilitación planteadas o de ninguna de ellas (caso equivalente a seleccionar la envolvente existente del edificio):

$$\sum C_i^{env} \leq 1 \quad (\text{Eq.3.4})$$

Por otra parte, se hace constar que los modelos de estimación de costes y prestaciones relativos a las tecnologías consideradas en el modelo, que se han presentado en el apartado 3 del Capítulo 2, también son válidos para los niveles de potencia que se manejan en la escala de sistema urbano. Por lo tanto son válidas las ecuaciones presentadas en la Tabla 6 *Tecnologías consideradas*.

3. Resultados

Se ha empleado la herramienta de optimización conjunta de instalaciones y envolvente al barrio antes descrito. Se han considerado tres casos diferentes: (a) Solución de coste óptimo y (b) Edificio de consumo nulo (ZEB), sin considerar el consumo doméstico de electricidad en la limitación de consumo de energía primaria no renovable (NRPE) y (c) Edificio de consumo nulo (ZEB') incluyendo el consumo doméstico de electricidad en la limitación de consumo de energía primaria no renovable (NRPE').

Se ha supuesto también para hacer las simulaciones, la existencia de políticas ventajosas en relación al autoconsumo, en especial las relativas a remuneración económica del excedente de electricidad que es inyectado a la red y a la permisividad de que una central de cogeneración de electricidad centralizada de servicio a muchos consumidores.

En la Tabla 52 se muestran los resultados obtenidos relacionados a la configuración del sistema de abastecimiento de energía y a la envolvente seleccionada en cada caso.

En lo relativo a la envolvente, para los casos de coste óptimo y de ZEB, la optimización selecciona una solución de rehabilitación "mejorada" empleando 8 cm de aislamiento para fachada y 14 cm para cubierta. Sin embargo, para en el caso de ZEB' la envolvente seleccionada es la existente (2cm para fachadas y sin aislamiento en cubierta). En lo relativo a la sustitución de las ventanas, la solución seleccionada para los tres casos es mantener las existentes (4/6/4).

En cuanto a las configuraciones obtenidas para las instalaciones, los tres casos coinciden en incluir cogeneración mediante motor de combustión interna, junto con un almacenamiento térmico a media temperatura y caldera de condensación de gas natural.

Tecnología	ZEB' (NRPE'=0)	Coste Óptimo	ZEB (NRPE=0)
Colector parabólico compuesto	-	-	-
Ciclo Orgánico de Rankine CHP	-	-	-
Almacenamiento térmico a alta temperatura	-	-	-
Colector de tubo de vacío	-	-	-
Motor de combustión interna	3.000 kW	1.500 kW _e	1.500 kW _e
Turbina de gas	-	-	-
Caldera de biomasa	-	1.500 kW	-
Caldera convencional de gas natural	-	-	500 kW
Almacenamiento térmico a media temperatura	20.000 l	40.000 l	40.000 l
Colector plano	-	-	-
Caldera de condensación de gas natural	6.000 kW	2.500 kW ¹	5.000 kW ¹
Bomba de calor aire-agua	-	-	-
Almacenamiento térmico a baja temperatura	-	-	-
Módulos fotovoltaicos mono y policristalinos	-	-	-

Envolvente	ZEB' (NRPE'=0)	Coste Óptimo	ZEB (NRPE=0)
Aislamiento de fachada	2 cm (U=0,74 W/m ² K)	8 cm (U=0,36 W/m ² K)	8 cm (U=0,36 W/m ² K)
Aislamiento cubierta	-	14 cm (U=0,26 W/m ² K)	14 cm (U=0,26 W/m ² K)
Ventanas	4 / 6 / 4 (U=4,12 W/m ² K)	4 / 6 / 4 (U=4,12 W/m ² K)	4 / 6 / 4 (U=4,12 W/m ² K)

¹ Sólo para cubrir periodos picos. No entra en funcionamiento en los días de referencia

Tabla 52. Configuración del sistema de abastecimiento de energía y envolventes seleccionadas para los tres casos analizados, a nivel de barrio

Como para en el caso ZEB' se opta por no renovar la envolvente, sino mantener la existente, requiere de una mayor potencia instalada, lo cual se logra mediante la instalación de mayor potencia instalada en motores de cogeneración y de calderas de condensación de gas natural, y un menor almacenamiento térmico.

El comportamiento de este caso puede resultar a primera vista incongruente. Pensar que si se extrema la limitación al consumo de EPNR, la solución óptima pasa por no rehabilitar la envolvente no parece lógico. Un análisis más profundo lleva a pensar que las restricciones que se están aplicando al caso de estudio afectan solamente al consumo de energía primaria no renovable, según el enfoque del actual CTE. Sin embargo no existe ninguna limitación al consumo de energía primaria total (renovable más no renovable). En definitiva, solamente con esta restricción, el modelo opta por la existencia de una mayor demanda térmica (y por ello no rehabilita la fachada), que le permita "justificar" la instalación de mayor potencia de cogeneración, cuadrando así el balance energético. El resultado es una mayor demanda bruta de energía. Esta es una razón de peso, que justifica que la previsión del futuro marco normativo relativo a la definición de EECN, tal y como se ha expuesto en el apartado 8 de Capítulo 2, considere dos indicadores en relación con el consumo de energía: (1) un indicador

de consumo de energía primaria no renovable, (2) un indicador de uso de energías renovables o en su caso, una limitación del consumo total de energía primaria.

Para los casos de coste óptimo y de ZEB, se renueva la envolvente y demandan una menor potencia térmica instalada. Por ello en ambos casos existen menos motores de cogeneración. Además para el caso de coste óptimo, en el cual la restricción sobre el consumo de energía primaria es superior, aparece una caldera de biomasa. Sin embargo para el caso de ZEB, la potencia instalada se completa mediante caldera convencional de gas natural.

La optimización aporta los datos de operación de las distintas tecnologías que recogen en la Tabla 53.

		ZEB' (NRPE'=0)	Coste Óptimo	ZEB (NRPE=0)
NRPE	NRPE (kWh/m ² año)	-91,1	-22,6	0
	NRPE' (kWh/m ² año)	0	68,5	91,1
Energía térmica	Demanda energía térmica (kWh/año)	13.496.570	10.881.514	10.881.514
	Motor combustión interna (kWh/año)	28.700.973	8.155.522	7.672.981
	Caldera gas (kWh/año)	30.920	0	4.434.694
	Caldera de biomasa (kWh/año)	0	3.730.691	0
	Energía almacenada (kWh/año)	473.768	1.216.195	646.496
	Calor disipado (kWh/año)	15.235.323	1.074.700	1.296.162
Electricidad	Demanda electricidad (kWh/año)	6.567.013	6.567.013	6.567.013
	Electricidad generada (kWh/año)	25.281.897	7.056.406	6.577.650
	Motor combustión interna (kWh/año)	25.281.897	7.056.406	6.577.650
	PES de la cogeneración (%)	23,7	36,1	34,8
	Paneles fotovoltaicos (kWh/año)	-	-	-
	Electricidad exportada (kWh/año)	18.714.884	489.394	12.569
	Electricidad autoconsumida (kWh/año)	6.567.013	6.567.013	6.565.081
	Electricidad importada (kWh/año)	0	0	1.933

Tabla 53. Resultados de operación para los tres casos analizados

La presencia de dos diferentes soluciones de envolvente en los tres casos de estudio, hacen que la demanda térmica no sea siempre la misma. Es mayor en el caso de ZEB' ya que en él, ha sido seleccionada la alternativa de mantener la envolvente existente. No obstante, la demanda térmica es cubierta siempre de forma mayoritaria a través de los motores de cogeneración, siendo ayudados por otras tecnologías. Para el caso ZEB' y en momentos muy puntuales por las calderas de gas, en los casos de coste óptimo y ZEB por caldera de biomasa y por calderas de gas natural respectivamente, cobrando ambas bastante protagonismo.

Para los casos de coste óptimo y de ZEB, se han instalado las mismas unidades de cogeneración, sin embargo en el primer caso los motores están arrancados durante menos horas, lo cual disminuye la cantidad de calor disipado y esto a su vez aumenta el PES de la

cogeneración. En el caso de ZEB' se da el menor de los PES, pero siempre manteniéndose por encima de lo exigido en la legislación vigente [163], para que pueda ser considerado como cogeneración de alta eficiencia.

La demanda eléctrica es siempre la misma y es cubierta exclusivamente mediante los motores de cogeneración, a excepción del caso ZEB, en el cual en momentos muy puntuales se importa electricidad de la red.

El mayor excedente de electricidad exportado a la red eléctrica se da para el caso de ZEB', seguido por el de coste óptimo y por el de ZEB.

En lo referente al análisis económico, se presenta en la Fig.56, la inversión requerida para cada uno de los tres casos de estudio. En ella se puede observar la contribución de cada tecnología, de la envolvente y de la red urbana, a la inversión total en cada caso.

El mayor impacto sobre la inversión es el asociado a la infraestructura para la red urbana, seguido por la inversión necesaria para rehabilitación de envolvente, debido a la enorme cantidad de envolventes a rehabilitar. De entre las tecnologías los motores de cogeneración son los que mayor impacto económico representan.

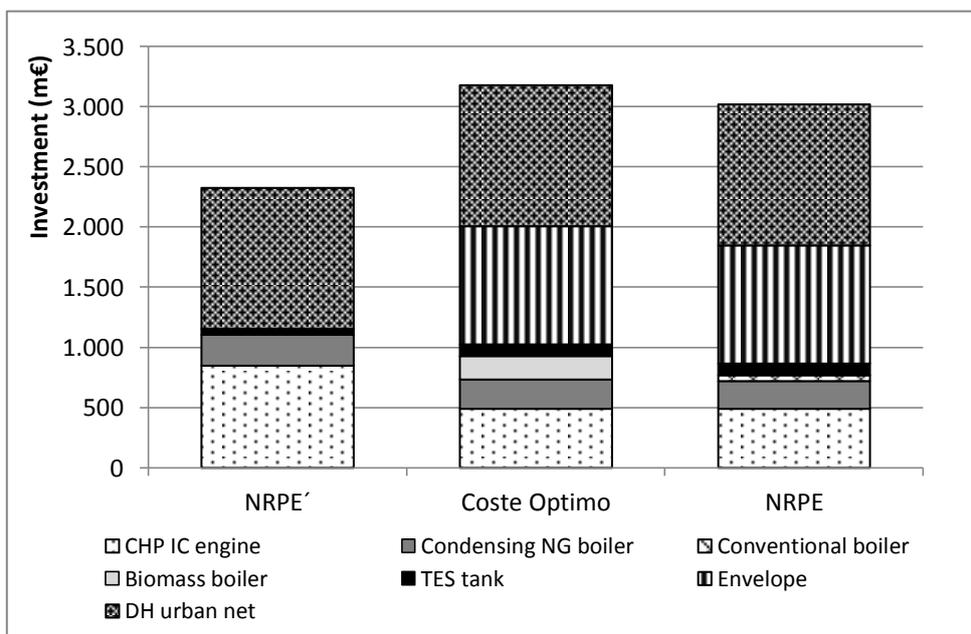


Figura 56. Inversión para cada caso de estudio y aportaciones de cada tecnología y de la envolvente, para el caso de estudio a nivel de barrio.

El análisis económico se ha evaluado mediante la comparación de la inversión con respecto a los ahorros económicos. La viabilidad se ha evaluado mediante el período de retorno simple. En la Tabla 54 se recogen los resultados.

	ZEB' (NRPE'=0)	Coste Óptimo	ZEB (NRPE=0)
Inversión (€)	2.238.543	3.133.206	3.022.275
Coste variable (€/año)	1.360.112	731..500	755.960
Coste anual (€/año)	1.476..539	888.161	907.074
Ahorro anual (€/año)	396.496	1.025.107	1.000.647
Periodo de retorno (años)	1,67	1,43	1,35

Tabla 54. Resultados económicos para los tres casos analizados a nivel de barrio

El coste variable se corresponde con el coste de los combustibles y electricidad para operar la planta más los costes de mantenimiento. El coste anual incluye, sobre una base anual, el coste variable, más la amortización anual, tanto de tecnologías como de envolvente y de la red urbana. El ahorro anual se ha calculado en referencia a un caso base que consiste cubrir la demanda térmica del edificio actual (sin mejora de aislamiento) con la instalación de 9.000 kW en calderas de gas natural, siendo la demanda eléctrica cubierta por energía importada de la red. Este caso base, requiere una inversión de 1.667.220 €, incluyendo el coste de la red urbana de calefacción, y unos costes variables anuales de 1.756.608 €/año.

Resolviendo el problema de optimización para distintos casos de NRPE (o NRPE'), se ha obtenido la curva de coste óptimo que se recoge en la Fig.57. En ella se han destacado los casos de ZEB', coste óptimo y ZEB.

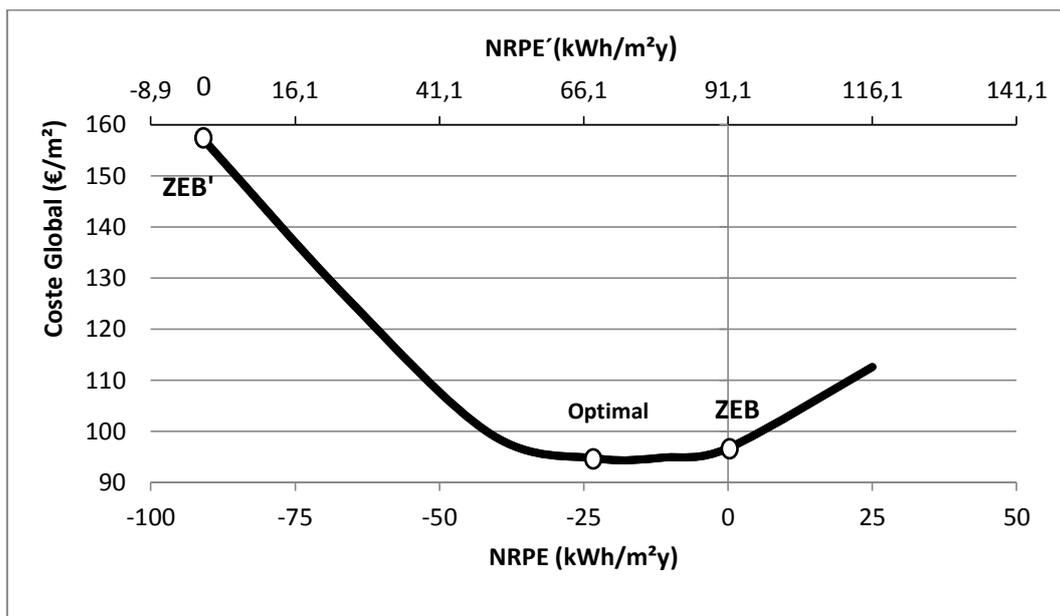


Figura 57. Coste anual mínimo para diferentes valores de NRPE

Para el barrio objeto de análisis, la solución que menor desembolso económico supone para el total de la vida útil de las instalaciones (20 años) se produce cuando la exigencia de consumo límite de energía primaria no renovable es $-22,6 \text{ kWh/m}^2$, sin considerar el consumo eléctrico doméstico (NRPE) o $68,5 \text{ kWh/m}^2$, incluyéndolo (NRPE').

Sin embargo, al analizar el Payback de la instalación (calculado como periodo de retorno simple) la solución que aporta un menor período de retorno es la del caso ZEB, tal y como se muestra en la Tabla 54. Esto es así debido a que la inversión necesaria para el caso de coste óptimo es mayor, siendo los ahorros anuales generados en ambos casos del mismo orden de magnitud.

Cabe indicar para finalizar que todos los periodos de retorno son muy bajos, siendo la causa fundamental el no haber considerado los costes asociados a la construcción del edificio de central térmica, ni de las reformas obligadas en cada edificio de viviendas para poderse conectar al nuevo sistema de calefacción urbana. Ambos costes nos serían necesarios en el caso base, por lo que elevaría los periodos de retorno calculados.

4. Conclusiones

En este capítulo se ha explicado la importancia que las políticas de ahorro y eficiencia energética de la Unión Europea conceden a la cogeneración de alta eficiencia y a los sistemas urbanos de calefacción, por entender que son sectores con un gran potencial de ahorro que están en la actualidad muy poco explotados. En la misma línea y transponiendo las directivas europeas, en España se apuesta también por estos sistemas centralizados. Prueba de ello es el crecimiento, tanto en número como en potencia, de los sistemas de calefacción urbana puestos en marcha en los últimos años.

Por ello resulta de interés analizar la aplicabilidad del método presentado en la presente tesis, para permitir la optimización conjunta y simultánea de envolvente e instalaciones a nivel de distrito.

Para ello es necesario disponer de una buena caracterización de la demanda, siendo necesario disponer de un buen número de datos relativos al barrio objeto de análisis. Se propone una metodología general de cómo obtener estos datos.

Se ha considerado un caso de estudio para un barrio de Bilbao, sobre el cual se ha particularizado la metodología para la caracterización de la demanda. Una vez obtenida, se ha aplicado a método de optimización desarrollado en la presente tesis.

Los resultados del caso de estudio, demuestran que los sistemas de calefacción urbano y la cogeneración de alta eficiencia, en conjunto con unas políticas de autoconsumo ventajosas, se presentan como soluciones altamente eficientes y rentables económicamente.

El modelo se presenta como una herramienta válida para estudios de redes urbanas de calefacción, si bien para que arroje resultados más fiables relativos a los periodos de retorno de las inversiones se deberían realizar con más detalle algunos estudios previos. En concreto:

- 1) Una buena definición de la red urbana, que en el caso de barrios existentes implica un exhaustivo trabajo de campo.⁷
- 2) Un análisis del posicionamiento de la central térmica, así como una evaluación de sus costes de construcción
- 3) Un análisis de las reformas necesarias en las viviendas para permitir la conexión al sistema de calefacción urbana



CAPÍTULO

5

Conclusiones

1. Síntesis

La existencia de un consumo de energía desigual entre países desarrollados y no desarrollados y la cada vez mayor escasez de fuentes de energía convencionales son origen de importantes tensiones geopolíticas a nivel mundial, que unidas a los importantes problemas medioambientales asociados al consumo de combustibles fósiles, han provocado la necesidad de cambiar el modelo energético existente. El nuevo modelo debe diversificar las fuentes de energía y ser menos dependiente de las fuentes de energía no renovables.

La Unión Europea ha sido pionera en el desarrollo de políticas energéticas destinadas a conseguir la seguridad del suministro y la sostenibilidad del sector energético, y se ha marcado importantes objetivos de ahorro energético. El sector de la edificación es clave para la consecución de los mismos, debido su elevado potencial de ahorro. El consumo de los edificios en la Unión Europea representa el 40% del consumo de energía final, y por ello se necesita actuar para mejorar su eficiencia y fomentar el uso que hacen de las fuentes de energía renovables.

En este contexto la Unión Europea insta a los Estados Miembros a definir y desarrollar el concepto de edificio de consumo casi nulo (EECN), lo cual se realizará de forma progresiva. Cada Estado Miembro, a través de sucesivas normativas, deberá ir especificando indicadores cualitativos y valores numéricos límite de los mismos que terminen definiendo dicho concepto. En España, la definición de EECN, se viene haciendo a través de las sucesivas revisiones del Código Técnico de la Edificación (CTE) y, aunque a fecha de hoy aún se encuentra definido, es esperable que se haga en la nueva revisión del CTE prevista para el año 2018.

A expensas de se defina finalmente el EECN en España, se ha propuesto en este trabajo un modelo general para la optimización del diseño y funcionamiento de los sistemas de suministro de energía de los edificios. Está basado en una superestructura general que permite incluir todas las tecnologías existentes y futuras que cubran la demanda de calefacción, de ACS, de refrigeración y de electricidad y permite la selección de equipos y su funcionamiento para un conjunto dado de perfiles de carga. La operación incluye el encendido y apagado de equipos de aquellas tecnologías con capacidad limitada de regulación de carga a través del control binario. El modelo es lo suficientemente flexible como para poder incorporar los nuevos indicadores que se prevén que pueda plantear el marco normativo en el que se desarrolle finalmente el concepto de EECN para España.

El método propuesto permite por lo tanto, el diseño del sistema de suministro de energía para edificios tanto nuevos como existentes. El objetivo marcado es minimizar el costo anual, aunque se podrían establecer otras funciones objetivo diferentes.

Se ha particularizado el modelo general al caso de edificios residenciales en el País Vasco, obteniendo así una herramienta muy útil para poder analizar los aspectos que limitan la viabilidad de edificios de baja energía: viabilidad económica y/o limitaciones físicas como por ejemplo la disponibilidad de cubiertas para instalaciones de tecnologías renovables.

La utilización de esta herramienta a un caso de estudio ilustra el potencial del modelo propuesto. La herramienta permitió para el caso de estudio seleccionar el conjunto de tecnologías óptimo para, satisfaciendo la demanda de calefacción, agua caliente sanitaria y electricidad, minimizar los costos bajo ciertas restricciones.

El caso de estudio puso en valor la capacidad que la herramienta presentaba para analizar el efecto que legislaciones específicas relativas al diseño del EECN, puedan tener sobre los límites alcanzables en la definición del EECN.

Por ello se han analizado las distintas políticas de autoconsumo existentes en distintos Estados Miembros de la Unión Europea, concluyendo que en determinados aspectos presentan diferencias relevantes que hacen que en algunos países sean mucho más ventajosas para el autoconsumidor que en otros.

Se ha comparado la optimización de un mismo edificio considerando dos escenarios antagónicos de políticas de autoconsumo, demostrando la gran influencia que tienen sobre el modelo de optimización, sobre sus resultados y en consecuencia sobre la definición de EECN.

El resultado es tan concluyente como lógico. Si las políticas europeas apuestan por el potencial de ahorro energético que presenta el empleo de la cogeneración o el fomento de sistemas centralizados de calefacción o refrigeración urbanos, deben ir acompañadas de políticas que promuevan en autoconsumo.

Bajo políticas más gravosas para el autoconsumo, las inversiones requieren de mayores tiempos de retorno, y determinados casos de limitaciones de consumo de energía primaria no son alcanzables por motivos económicos, condicionando el concepto de lo que es un EECN.

A tenor del papel que juega la envolvente de los edificios en el comportamiento térmico del mismo, es de gran interés estudiar la posibilidad de incorporar la envolvente al modelo de optimización presentado en este trabajo, y aumentar su potencial para el tratamiento de estrategias integrales de rehabilitación.

Actuar sobre la eficiencia energética de las instalaciones es algo habitual cuando se están diseñando edificios nuevos, ya que en una fase anterior del proyecto ya se ha analizado la envolvente con el objetivo de minimizar la demanda. Sin embargo, para el caso de rehabilitaciones integrales de edificios, resulta muy interesante la optimización conjunta (simultánea) de instalaciones y envolventes. De modo que, al igual que al modelo se le permite la elección de una solución entre unas determinadas tecnologías, se le permita también simultáneamente la elección de una solución entre unas determinadas alternativas

de envolventes. Así la optimización resolverá hasta qué punto es resulta más ventajoso mejorar la eficiencia de las instalaciones y hasta qué punto la envolvente.

Con este fin, se han realizado algunas modificaciones al modelo matemático general, de manera que permitan una optimización conjunta y simultánea de envolvente e instalaciones, habilitando así su uso para casos de edificios a rehabilitar. Esas modificaciones consisten en considerar cada posible solución de envolventes como si fuera una tecnología virtual para la generación de una cantidad de energía térmica equivalente a la ahorrada gracias a su implantación.

La particularización del modelo considerando un determinado número de casos de alternativas de envolvente y su aplicación a un caso de estudio, deja patente que: (i) el modelo resulta una herramienta válida también para estudios de rehabilitación de edificios y (ii) para los casos de rehabilitación de edificios considerar una optimización de las instalaciones de manera independiente a la implantación de soluciones de rehabilitación de las envolventes, conduce a óptimos erróneos, evitables mediante una optimización conjunta.

Por último, teniendo en cuenta la importancia que las políticas de ahorro y eficiencia energética de la Unión Europea conceden a la cogeneración de alta eficiencia y a los sistemas urbanos de calefacción, ha resultado de interés analizar la aplicabilidad del método presentado en la presente tesis, a la optimización del diseño de redes de calefacción urbana.

Tras aplicar la herramienta a un caso de estudio se concluyen que los sistemas de calefacción urbanos y la cogeneración de alta eficiencia, en conjunto con unas políticas de autoconsumo ventajosas, se presentan como soluciones altamente eficientes y rentables económicamente.

Por su parte el modelo se presenta como una herramienta válida para su diseño, si bien para que arroje resultados más fiables relativos a los periodos de retorno de las inversiones se deberían realizar con más detalle algunos estudios previos relativos a la definición de la red urbana; de la ubicación, características y costes económicos de la central térmica; y un análisis de las reformas necesarias en las viviendas para permitir la conexión al sistema de calefacción urbana.

La aplicación al caso de estudio, gracias al factor escala que supone trabajar a nivel de barrio en lugar de a nivel de edificio, ha permitido dejar patente que la limitación en el marco normativo actual (CTE año 2013), que sólo afecta al consumo de energía primaria no renovable, no es suficiente para la definición del EECN. Considerando sólo esta limitación, la tendencia de la optimización es a un mayor consumo total de energía primaria, a costa de renovables. Esto justifica que la previsión del futuro marco normativo relativo a la definición de EECN, considere dos indicadores en relación con el consumo de energía: (1) un indicador de consumo de energía primaria no renovable, (2) un indicador de uso de energías renovables o en su caso, una limitación del consumo total de energía primaria.

2. Contribuciones

Se ha presentado un modelo general para la optimización de sistemas de abastecimiento de energía a edificios. El marco de trabajo se basa en las siguientes claves: (i) una superestructura multinivel y (ii) un horizonte de tiempo discretizado.

Por una parte, la topología multinivel de la superestructura tiene como objetivo describir el comportamiento no lineal del sistema de suministro de energía mediante capas lineales desagregadas. Al hacerlo de este modo, el modelo de optimización puede ser escrito como un problema general de MILP, lo que supone una gran ventaja, considerando el número cuasi-infinito de soluciones consideradas y la gran cantidad de literatura de algoritmos disponibles para resolver eficientemente el problema. En particular, en este trabajo se propone un modelo de dos niveles: módulo de energía y módulos de tecnología. Cabe señalar que la ontología del modelo general podría incorporar niveles adicionales para aumentar su flexibilidad. Un ejemplo de micro-perspectiva podría corresponder a separar diferentes intervalos de potencia de una tecnología, asignando a cada uno de ellos una eficiencia y unas condiciones de trabajo. Como ejemplo de macro perspectiva, se podría pensar en clusterizar edificios en grupos dentro de un entorno de optimización de distrito.

Por otro lado, el horizonte de tiempo discretizado permite representar el comportamiento anual, manteniendo al mismo tiempo un tamaño de problema solucionable. Gracias a ello, el número de tecnologías candidatas puede ser mayor que en la mayoría de los enfoques presentes en la literatura. Además, debido a la discretización basada en días de referencia, es posible introducir desarrollos más vanguardistas en el campo de optimización, tales como a los que se hace mención en el apartado siguiente relativo a futuras líneas de investigación.

Con este enfoque el tiempo de procesamiento es aceptable. Dependiendo del caso de estudio está comprendido entre los 15 y los 60 minutos. Sin embargo, en contraste con otros enfoques de programación lineal alternativos, el modelo presentado asegura que cualquier solución intermedia es factible, dado que se incluye la característica del encendido y apagado de tecnologías a través de control binario. Este es un enfoque novedoso para este tipo de análisis, que permite una caracterización más realista del comportamiento horario de las tecnologías, que como contraprestación implica un tiempo de cálculo significativamente mayor para la resolución del problema. Por lo tanto, este trabajo presenta un modelo robusto. Además, a diferencia de lo que sucede con la optimización multietapa o multinivel, este trabajo ha presentado un enfoque holístico, en el que la selección de las tecnologías se optimiza junto con su funcionamiento.

A pesar de que se pueden encontrar varios modelos de optimización en la bibliografía, ninguno incluye un tratamiento tan detallado de los diferentes elementos que desempeñan un papel significativo en la operación del sistema de suministro de energía.

Como una ventaja adicional, es importante subrayar que el uso de CPLEX como *solver* proporciona al usuario un conocimiento constante sobre la brecha de optimalidad máxima que se obtiene; En otras palabras, la calidad de la solución establecida es conocida en todo el proceso de resolución. Esto permite al usuario detener el proceso de cálculo si se alcanza una solución subóptima aceptable definida por el usuario.

3. Futuras líneas de investigación.

A pesar de que el trabajo de esta tesis finaliza aquí, abre camino a futuras líneas de investigación esperanzadoras con el objetivo común de lograr un cada vez mayor ahorro energético.

Por una lado, a fecha de publicación de este trabajo, la normativa actual española, aún no ha concretado la definición exacta de lo que es un EECN. Una vez que esta definición sea oficial, que previsiblemente será en la revisión del CTE del año 2018, existirá un trabajo de adaptación del modelo aquí presentado a las nuevas exigencias establecidas.

Además el software desarrollado durante este trabajo, es potencialmente mejorable en cuanto a velocidad de cálculo, programación, post procesamiento de datos, lectura de bases de datos de distintas tecnologías, etc. que podrían convertirla en una herramienta más sencilla de manejar para el profano en la materia y hacerse así extensiva a un mayor número de actores participantes en el proceso de edificación (urbanistas, diseñadores, arquitectos, ingenieros, constructores, planificadores, fabricantes, mantenedores, empresas de servicios energéticos, economistas y políticos).

Por otra parte, el modelo permite introducir desarrollos más vanguardistas en el campo de optimización, tales como la optimización bajo incertidumbre, comúnmente denominada Optimización Estocástica, o medidas de Aversión al Riesgo. Más allá del enfoque determinista habitual, el problema de programación estocástica de números enteros mixtos permitiría optimizar el sistema de suministro de energía para hacer frente a un conjunto de escenarios inciertos, predefinidos por el usuario. En este caso, además de las tecnologías óptimas a instalar, la solución también proporcionaría la mejor operación para cada intervalo de tiempo, bajo cada escenario potencial. Por último, indicar que las medidas de aversión de riesgo se alinean con la creciente necesidad de obtener soluciones que tengan en cuenta la posibilidad de que ocurran escenarios no deseados.

Finalmente indicar que la particularización del modelo general presentado, se ha hecho bajo dos premisas: (i) que el uso del edificio es residencial y (ii) que su ubicación es en el norte de

España. Esto quiere decir que la demanda energética del edificio se ciñe a calefacción, agua caliente sanitaria y electricidad.

Sin embargo, otros usos del edificio (tales como administrativos, hospitales, comerciales...) tienen otros condicionantes que quedan por explorar. Del mismo modo, diferentes localizaciones del edificio condicionan la necesidad de refrigeración. Para estos supuestos, si bien el modelo matemático general es válido, la particularización de la herramienta está por definir, resultando otra interesante línea de investigación futura.

REFERENCIAS

- [1] Frank Van Mierlo. from data in the 2006 Key World Energy Statistics. International Energy Agency.
- [2] The Coming Conflict: Natural Resources are Fuelling a New Cold War. Der Spiegel.2006
- [3] Key world energy statistics. International Energy Agency. 2016.
- [4] COM(2011) 539 Comunicación de la comisión al parlamento europeo, al consejo, al comité económico y social europeo y al comité de las regiones sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional – “La política energética de la UE: establecer asociaciones más allá de nuestras fronteras”
- [5] Reglamento (UE) nº 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo.
- [6] Directiva 2009/119/CE del consejo de 14 de septiembre de 2009 por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolífero.
- [7] Directiva 2012/27/UE del parlamento europeo y del consejo, de 25 de Octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética de los edificios, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE
- [8] Directiva 2010/30/UE del parlamento europeo y del consejo de 19 de mayo de 2010 relativa a la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada
- [9] Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables
- [10] COM(2007) 723 - Comunicación de la comisión al consejo, al parlamento europeo, al comité económico y social europeo y al comité de las regiones sobre el Plan estratégico europeo de tecnología energética (plan EETE) –“Hacia un futuro con baja emisión de carbono”.
- [11] COM(2013) 253 - Comunicación de la comisión al parlamento europeo, al consejo, al comité económico y social europeo y al comité de las regiones sobre Tecnologías e innovación energéticas.

- [12] Guía del estándar Passivehaus. Edificios de consumo energético casi nulo. Consejería de economía y hacienda. Comunidad de Madrid. 2011.
- [13] https://passipedia.org/basics/the_passive_house_-_historical_review#the_passive_house_in_darmstadt_kranichstein ,última visita Mayo 2017
- [14] CEPHEUS: Cost Efficient Passive Houses as Europeans Standards. Project ID: BU./00127/97. European Commission, última visita Mayo 2017
- [15] E.M. Cisneros. Edificación Passivhaus. Trabajo Fin de Máster. Universitat Politècnica de Catalunya. 2011.
- [16] <http://passivehouse-database.org/index.php?lang=en#k> , última visita Mayo 2017
- [17] Directiva 93/76/CEE del consejo, de 13 de Septiembre de 1993, relativa a la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante la mejora de la eficacia energética (SAVE).[3]
- [18] Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Naciones Unidas 1998
- [19] Resolución del Parlamento Europeo, de 10 de septiembre de 2013, sobre la aplicación y el impacto de las medidas de eficiencia energética en el marco de la política de cohesión (2013/2038(INI)).
- [20] Instituto para la diversificación energética. IDAE. Consumo final de energía. (<http://sieeweb.idae.es/consumofinal/bal.asp?txt=Consumo%20de%20energ%EDa%20final&tipbal=s&rep=1>), última visita Marzo 2017
- [21] Directiva 2002/91/CE del parlamento europeo y del consejo, de 16 de Diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios
- [22] Directiva 2006/32/CE del parlamento europeo y del consejo, de 5 de Abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos y por la que se deroga la Directiva 93/76/CEE del Consejo
- [23] COM(2006) 545 Comunicación de la Comisión de 19 de octubre de 2006 titulada: “Plan de acción para la eficiencia energética: realizar el potencial”
- [24] Directiva 2010/31/UE del parlamento europeo y del consejo, de 19 de Mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios
- [25] Reglamento Delegado (UE) no 244/2012 de la Comisión, de 16 de enero de 2012, que complementa la Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la eficiencia energética de los edificios, estableciendo un marco metodológico

comparativo para calcular los niveles óptimos de rentabilidad de los requisitos mínimos de eficiencia energética de los edificios y de sus elementos

- [26] COM(2011) 109 – Comunicación de la Comisión al parlamento europeo, al consejo, al comité económico y social europeo y al comité de las regiones. Plan de eficiencia energética 2011
- [27] Factsheet. Nearly Zero Energy Buildings definitions across Europe. Building Performance Institute Europe (BPIE).
- [28] Danish plans towards Nearly Zero Energy Buildings. K. E. Thomsen. REHVA Journal. March 2014
- [29] Cost optimality. Discussing methodology and challenges within the recast of Energy Performance of Buildings Directive. Building Performance Institute Europe (BPIE). September 2010
- [30] EN 15459: 2007. Energy performance of buildings – economic evaluation procedure for energy systems in buildings
- [31] Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Madrid 2011
- [32] Plan de acción de ahorro y eficiencia energética 2011-2020. Ministerio de industria, comercio y turismo, e Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Madrid 2011
- [33] Real Decreto 1751/1998, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITE) y se crea la Comisión Asesora para las Instalaciones Térmicas de los Edificios.
- [34] Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.
- [35] Real Decreto 314/2006 de 17 de Marzo por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación
- [36] Real Decreto 47/2007, de 19 de enero, por el que se aprueba el Procedimiento básico para la certificación de eficiencia energética de edificios de nueva construcción.
- [37] Real Decreto 238/2013, de 5 de abril, por el que se modifican determinados artículos e instrucciones técnicas del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, aprobado por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio

- [38] Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.
- [39] Escala de calificación energética. Edificios de nueva construcción. Ministerio de industria, comercio y turismo, e Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Madrid. Mayo 2009
- [40] Escala de calificación energética. Edificios existentes. Ministerio de industria, comercio y turismo, e Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Madrid. Mayo 2001
- [41] Decreto 178/2015, de 22 de septiembre, sobre la sostenibilidad energética del sector público de la Comunidad Autónoma de Euskadi
- [42] Estrategia energética de Euskadi 2030. Departamento de desarrollo económico y competitividad. Gobierno Vasco
- [43] Estrategia vasca del cambio climático 2050. Gobierno Vasco
- [44] Estrategia de desarrollo sostenible – Ecoeuskadi 2020
- [45] Modificación de las DOT como consecuencia de su Reestudio. Documento para la aprobación inicial. Departamento de Medio Ambiente, Planificación Territorial, Agricultura y Pesca del Gobierno Vasco, Febrero 2012.
- [46] Plan Director de Movilidad Sostenible Euskadi 2020. Departamento de Vivienda, Obras Públicas y Transporte 2012.
- [47] Plan Director de Vivienda 2013-2016. Departamento de Empleo y Políticas Sociales. Diciembre 2013.
- [48] Programa Marco Ambiental 2015-2020. Gobierno Vasco Departamento de Medio Ambiente y Política Territorial. Bilbao 2014
- [49] Cuentas nacionales y el PIB. Eurostat 2015. Gross value added at basic prices, 2003 and 2013 (% share of total gross value added) ([http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Gross value added at basic prices, 2003 and 2013 \(%25 share of total gross value added\) YB15.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Gross_value_added_at_basic_prices,_2003_and_2013_(%25_share_of_total_gross_value_added)_YB15.png)), última visita Marzo 2017
- [50] Eurostat. Employment by sex, age groups and economic activity (from 2008, NACE rev.2). (<http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>), última visita Marzo 2017

- [51] El papel de la construcción en el crecimiento económico: competitividad, cohesión y calidad de vida. Consejo Económico y Social de España. Colección de informes. Número 02/2016. Abril 2016
- [52] Eustat. Instituto Vasco de Estadística. Cuentas estadísticas. (<http://www.eustat.eus>), última visita Marzo 2017
- [53] Instituto Nacional de Estadística. Estadísticas territoriales. EPA Ocupados (País Vasco) (<http://www.ine.es/FichasWeb/RegComunidades.do>), última visita Marzo 2017
- [54] Eustat. Instituto Vasco de Estadística. Datos económicos de la Construcción. (http://www.eustat.eus/elementos/ele0004700/ti_Personal_ocupado_de_la_construccion_de_la_CA_de_Euskadi_por_territorio_historico_ysexo/tbl0004799_c.html#axzz4envUDmt2), última visita Marzo 2017
- [55] Euskadi Energía 2014. Datos energéticos. Ente Vasco de la Energía (EVE). Bilbao 2015
- [56] European Commission. Energy, transport and environment indicators. Eurostat 2012. Obtenido de: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/publication?p_product_code=KS-DK-12-001, última visita Marzo de 2013
- [57] Y. Huang, J.-L. Niu. Optimal building envelope design based on simulated performance: History, current status and new potentials. *ENERG BUILDINGS* 2016;117:387-398.
- [58] M. Sharafi, T.Y. ElMekkawy, E.L. Bibeau. Optimal design of hybrid renewable energy systems in buildings with low to high renewable energy ratio. *RENEW ENERG* 2015;83:1026-1042.
- [59] F. Noris, E. Musall, J. Salom, B. Berggren, S. Østergaard Jensen, K. Lindberg, I. Sartori. Implications of weighting factors on technology preference in net zero energy buildings. *ENERG BUILDINGS* 2014;82:250-262.
- [60] M. Hamdy, A. Hasan, K. Siren. A multi-stage optimization method for cost-optimal and nearly-zero-energy building solutions in line with the EPBD-recast 2010. *ENERG BUILDINGS* 2013;56:189-203.
- [61] C. Becchio, D. Giuseppe Ferrando, E. Fregonara, N. Milani, C. Quercia, V. Serra. The cost-optimal methodology for the energy retrofit of an ex-industrial building located in Northern Italy. *ENERG BUILDINGS* 2016;127:590-602.
- [62] S. Attia, M. Hamdy, W. O'Brien, S. Carlucci. Assessing gaps and needs for integrating building performance optimization tools in net zero energy buildings design. *ENERG BUILDINGS* 2013;60:110-124.

- [63] M. Ferrara, E. Fabrizio, J. Virgone, M. Filippi. Energy systems in cost-optimized design of nearly zero-energy buildings. *Automation in Construction* 2016;70:109-127.
- [64] F. Ascione, N. Bianco, C. De Stasio, G.M. Mauroa, G.P. Vanoli. Multi-stage and multi-objective optimization for energy retrofitting a developed hospital reference building: A new approach to assess cost-optimality. *APPL ENERGY* 2016;174:37-68.
- [65] G.L. Nemhauser, L.A. Wolsey. *Integer and combinatorial optimization*. New York: John Wiley and Sons, 1988.
- [66] M. Jünger, Th.M. Liebling, D. Naddef, G. L. Nemhauser, W.R. Pulleyblank, G. Reinelt, G. Rinaldi, L. A. Wolsey. *50 Years of Integer Programming 1958-2008*. Springer, 2009.
- [67] A.J. Conejo, E. Castillo, R. Mínguez, R. García-Bertrand. *Decomposition Techniques in Mathematical Programming*. Springer, 2006.
- [68] J.-J. Wang, Y.-Y. Jing, C.-F. Zhang. Optimization of capacity and operation for CCHP system by genetic algorithm. *APPL ENERGY* 2010;87:1325–1335.
- [69] A.T. Rezvan, N.S. Gharneh, G.B. Gharehpetian. Optimization of distributed generation capacities in buildings under uncertainty in load demand. *ENERG BUILDINGS* 2013; 57:58–64.
- [70] C. Milan, C. Bojesen, M.P. Nielsen. A cost optimization model for 100% renewable residential energy supply systems. *ENERGY* 2012;48:118-127
- [71] K.B. Lindberg, D. Fischer, G. Doorman, M. Korpås, I. Sartori. Cost-optimal energy system design in Zero Energy Buildings with resulting grid impact: A case study of a German multi-family house. *ENERG BUILDINGS* 2016;127:860-845.
- [72] R. Baldick. The Generalized Unit Commitment Problem. *IEEE Transactions on Power Systems* 1995;10:65-475.
- [73] G.B. Sheble, G.N. Fahd. Unit Commitment literature synopsis. *IEEE Transactions on Power Systems* 1994;9:28-135.
- [74] N.P. Padhy. Unit Commitment-A Bibliographical Survey. *IEEE Transactions on Power Systems* 2004;19:1196-1205.
- [75] MATLAB version R2014a. Natick, Massachusetts: The MathWorks Inc., 2014.
- [76] IBM ILOG CPLEX optimizer. Website. <http://www01.ibm.com/software/commerce/optimization/cplex-optimizer/>, última visita Diciembre 2015
- [77] <https://www.r-project.org/>, última visita Mayo 2017

- [78] Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Documento reconocido vigente a partir del 14 de Enero del 2016
- [79] Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.
- [80] Real Decreto 314/2006 de 17 de Marzo por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Documento Básico de Ahorro de Energía, sección Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria (DB-HE4)
- [81] <http://www.adisa.es/>, última visita Abril 2014
- [82] <http://www.as-iberica.com/>, última visita Abril 2014
- [83] <http://www.baxi.es/home/>, última visita Abril 2014
- [84] <http://www.buderus.es/>, última visita Mayo 2014
- [85] <http://www.consolar.de/es/productos.html>; última visita Abril 2014
- [86] <http://www.emmeti.es/>, última visita Mayo 2014
- [87] <http://www.evoenergy.co.uk/>, última visita Mayo 2014
- [88] <http://www.helvetic-energy.ch/>, última visita Abril 2014
- [89] <http://www.mhg-e.es/>, última visita Mayo 2014
- [90] <http://www.ritter-gruppe.com/>, última visita Mayo 2014
- [91] <http://www.roth-spain.com/>, última visita Abril 2014
- [92] <http://www.solarbayer.com/>, última visita Mayo 2014
- [93] <http://www.sonnenkraft.es/>, última visita Marzo 2014
- [94] <http://www.kingspansolar.com/products/thermomax.aspx>, última visita Mayo 2014
- [95] <http://www.viessmann.es/>, última visita Mayo 2014
- [96] <http://www.wolfiberica.es>, última visita Abril 2014
- [97] <http://www.conergy.com/>, última visita Marzo 2014
- [98] <http://www.abc-solar.es/>, última visita Mayo 2014
- [99] <http://www.isofoton.com/es/modulos-fotovoltaicos>; última visita Junio 2014

- [100]<http://jetionsolarus.com/products/solar-modules/>, última visita Junio 2014
- [101] <http://pv.mitsubishielectric.co.uk/pvsite/#dokumentesolarmodule>, última visita Junio 2014
- [102]<http://eu-solar.panasonic.net/en/products/discontinued-module-types/n-235-n-240/>, última visita Mayo 2014
- [103]<http://www.schott.com/iberica/spanish/>, última visita Mayo 2014
- [104]<http://www.schueco.com/web/es>; última visita Mayo 2014
- [105]http://www.sharp.es/cps/rde/xchg/es/hs.xsl/-/html/47_solar.htm, última visita Junio 2014
- [106]<http://www.solarworld.es/>, última visita Junio 2014
- [107]<http://www.conpower.de>, última visita Junio 2014
- [108]http://biomassbest.com/CPS_WHG125SpecSheet.pdf, última visita Febrero 2014
- [109]<http://electratherm.com/products/>, última visita Junio 2014
- [110]http://www.eneftech.com/en/enefcogen_green.php, última visita Octubre 2014
- [111]<https://www.ge-distributedpower.com/products/heat-recovery-solutions/clean-cycle>, última visita Septiembre 2014
- [112]<http://www.rankweb.es/index.php?ap=55>, última visita Octubre 2014
- [113]<http://www.altare-energia.com>, última visita Septiembre 2014
- [114]<http://www.bosch-industrial.com> última visita Octubre 2014
- [115]<http://www.buderus.co.uk>, última visita Septiembre 2014
- [116]<http://www.baxicommercial.co.uk>, última visita Octubre 2014
- [117]<http://www.tecno-casa.com>, última visita Octubre 2014
- [118]<http://www.climaprecios.com/catalogos/microcogeneracion/VAILLANT%20MICROCOGENERACION%20ECOPOWER%202012.pdf>, última visita Octubre 2014
- [119]<http://www.viessmann.es>, última visita Junio 2014
- [120]<http://www.capstoneturbine.com>, última visita Noviembre 2014

- [121]http://www.globalmicroturbine.com/server/pages/ElliotCHP100.pdf_002.htm, última visita Noviembre 2014
- [122]http://www.newenco.co.uk/file_upload/T100%20Detailed%20Specifications.pdf, última visita Septiembre 2014
- [123]http://www.bhkw-infozentrum.de/download/mikro_kwk.pdf, última visita Octubre 2014
- [124]<http://www.froeling.com/es/>, última visita Diciembre 2014
- [125]<http://www.termosun.com/?menu=productos>, última visita Septiembre 2014
- [126]http://herz.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/IC_Calefaccion_climatizacion_y_A/Calderas_de_biomasa/Caldera_para_la_combustion_de_pellets.html, última visita Septiembre 2014
- [127] <http://www.viessmann.es/>, última visita Junio 2014
- [128]<http://www.buderus.es/productos/>, última visita Junio 2014
- [129]<http://www.ygnis.es/>, última visita Junio 2014
- [130]<http://www.wolfiberica.es/>, última visita Junio 2014
- [131]<http://www.airlan.es/>, última visita Junio 2014
- [132]<http://es.climaveneta.com/Web/>, última visita Julio 2014
- [133]<http://www.daikin.es/>, última visita Julio 2014
- [134]<http://www.carrier.es/>, última visita Julio 2014
- [135]<http://www.johnsoncontrols.es/content/es/es.html>, última visita Julio 2014
- [136]<http://www.lapesa.es/> última visita Marzo 2014
- [137]John A. Duffie and William A. Beckman. Solar engineering of thermal processes, 3rd ed. Wiley; 2006.
- [138]M. Alonso Abella, F. Chenlo. Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red. CIEMAT. Laboratorio de sistemas fotovoltaicos. 2005.
- [139]<https://comparadorofertasenergia.cnmec.es/>, última vista Enero/2017
- [140]Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de

producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

- [141]<http://www.orleghy.com/> , última vista Enero/2017
- [142]<http://www.sendeco2.com/es/>, última vista Junio/2015
- [143]D.G. Erbs, S.A. Klein, W.M. Beckman. Estimation of degrees-days and ambient temperature bin data from monthly average temperatures. ASHRAE JOURNAL 1983;25:60–65.
- [144]D. G. Erbs. Models and applications for weather statistics related to building heating and cooling load: Ph. D. Thesis, Mechanical Engineering Dept., University of Wisconsin – Madison, 1984
- [145]Eustat – Instituto Vasco de estadística (www.eustat.es) (visita a página web en septiembre 2014).
- [146]Claves energéticas del sector doméstico en Euskadi. Ente Vasco de la Energía (EVE). Marzo 2013
- [147]Condiciones de aceptación para programas informáticos alternativos. IDAE. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dirección general de urbanismo y política de vivienda. 2009
- [148]Condiciones de aceptación para programas informáticos alternativos. Anexo III. IDAE. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dirección general de urbanismo y política de vivienda. 2009
- [149]European Electrical Standard Profiles. IEA / ECBCS Annex 42. The simulation of building-integrated fuel cell and other cogeneration systems
- [150]Nico Kreutzer, Ian Knight. Social housing electrical energy consumption profiles in the United Kingdom. 2nd International Solar Cities Congress
- [151]Fernando Domínguez, Antonio Carrillo, Gloria Calleja, Eduardo A. Rodríguez. Influencia del número de días tipo en la optimización de plantas térmicas centralizadas. VII Congreso Nacional de Ingeniería Térmica. Libro de Actas. Burgos – Junio 2013: 363-370
- [152]Guía Técnica. Condiciones climáticas exteriores de proyecto. Instituto para la diversificación energética (IDAE). Ministerio de industria, turismo y comercio. Madrid. Junio 2010
- [153]Real Decreto 314/2006 de 17 de Marzo por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Documento Básico de Salubridad, sección Calidad de aire interior (DB-HS3)

- [154] Guía técnica de agua caliente sanitaria central. IDAE. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Madrid. Junio 2010
- [155] M. Guadalfajara. Evaluación de centrales solares térmicas con acumulación estacional para el sector residencial en España. Trabajo Fin de Máster. Universidad de Zaragoza. 2013.
- [156] M. Collares-Pereira, A. Rabl. The average distribution of solar radiation – Correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Solar Energy*, 1979; 22;2:155-184
- [157] P.I. Cooper. The absorption of radiation in solar stills. *Solar Energy*, 1969; 12;3: 333-346
- [158] B.Y.H. Liu, R.C. Jordan RC. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*, 1960; 4;3:1-19
- [159] Documento de bases para la actualización del Documento Básico DB-HE. Ministerio de Fomento
- [160] EN 15603: 2008. Eficiencia energética de los edificios. Consumo global de energía y definición de las evaluaciones energéticas
- [161] Standard European Electrical Profiles. IEA / ECBCS Annex 42. The simulation of building-integrated fuel cell and other cogeneration systems. 2006.
- [162] N. Kreutzer, I. Knight. Social housing electrical energy consumption profiles in the United Kingdom. 2nd International Solar Cities Congress. 2006.
- [163] Reglamento delegado (UE) 2015/2402 de la Comisión de 12 de octubre de 2015 por el que se revisan los valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de calor y electricidad, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y el Consejo, y por el que se deroga la Decisión de Ejecución 2011/877/UE de la Comisión.
- [164] Nearly zero energy buildings definitions across Europe. Buildings Performance Institute Europe (BPIE) Factsheet 2015.
- [165] Análisis del consumo energético del sector residencial en España. Proyecto sech spahousec. IDAE (Ministerio de Industria, Energía y Turismo). 2011..
- [166] European Commission - Fact Sheet. Putting energy efficiency first: consuming better, getting cleaner. Brussels, 30 November 2016
- [167] European Commission - Fact Sheet. Achieving global leadership in renewable energies. Brussels, 30 November 2016

- [168]European Commission - Fact Sheet. Providing a fair deal for consumers. Brussels, 30 November 2016
- [169]G. Masson, J.I. Briano, M.J. Baez. A methodology for the analysis of PV self-consumption policies. International Energy Agency. Photovoltaic Power System Programme. Report IEA-PVPS T1-28:2016
- [170]J.Terés-Zubiaga, A. Campos-Celador, I. González-Pino, C. Escudero-Revilla. Energy and economic assessment of the envelope retrofitting in residential buildings in Northern Spain. *ENERG BUILDINGS* 2015;86:194-202
- [171]<http://www.ventanka.es/precios-online>, última visita Mayo 2017
- [172]Kusuda T., Comparison of the TC 4.7 simplified energy calculation procedure and seven comprehensive computer simulation energy procedures- *ASHRAE Journal* (August 1981).
- [173]UNE EN13829.2002 “Determinación de la estanqueidad al aire en edificios con método de presurización por medio del ventilador”.
- [174]J.P. Chrisney Montero. Análisis Comparativo de los modelos simplificado y capacidad adicional específica de ventilación utilizados en la herramienta de verificación de la limitación de la demanda y el consumo energético del Código Técnico de la Edificación, Trabajo Fin de Máster, Universidad de Sevilla 2014.
- [175]Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.
- [176]Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España en desarrollo del artículo 4 de la Directiva 2012/27/UE. Ministerio de Fomento. Junio 2014.
- [177]<http://www.idae.es/noticias/espana-cuenta-con-306-nuevas-redes-de-calor-y-frio-segun-el-ultimo-censo-de-2016>, última visita Mayo 2017.
- [178]QGIS Versión 2.14.8.
- [179]<http://www.geo.euskadi.eus>. última visita Mayo 2017
- [180]<https://www.google.com/intl/es/earth/>. última visita Mayo 2017
- [181]Transient System Simulation Tool – TRNSYS Versión 17.01.0028

[182] Guía integral de desarrollo de proyectos de redes de distrito de calor y frío. Institut Catalá d'Energia, Generalitat de Catalunya y Asociación de empresas de redes de calor y frío. Mayo 2012

[183] <http://grass.osgeo.org/grass64/manuals/r.sun.html>, última visita, Mayo 2017