



SEGUNDA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LA CALEFACCIÓN Y LA REFRIGERACIÓN EFICIENTES

PARTE I. VISIÓN GENERAL DE LA CALEFACCIÓN Y LA REFRIGERACIÓN.
PARTE III. ANÁLISIS DEL POTENCIAL ECONÓMICO DE LA EFICIENCIA DE LA CALEFACCIÓN Y LA REFRIGERACIÓN

Según REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2019/826 DE LA COMISIÓN de 4 de marzo de 2019 que modifica los anexos VIII y IX de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta al contenido de las evaluaciones completas del potencial de una calefacción y una refrigeración eficientes.

CONTENIDO

Introducción	11
0. RESUMEN EJECUTIVO	12
1. INTRODUCCIÓN, CONTEXTO Y OBJETIVOS	21
1.1. Objetivos del informe	21
1.2. Metodología del estudio	22
2. RECOPIACIÓN Y PREPARACIÓN DE DATOS DE PARTIDA	24
2.1. Introducción	24
2.2. Datos agregados	27
2.3. Catastro inmobiliario	29
2.4. Otras fuentes de información puntual	29
2.5. Generación de la base de datos y modelización de la demanda	33
3. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA	34
3.1. Determinación de los tipos de demanda y niveles térmicos de demanda	34
3.2. Sector Residencial.....	36
3.3. Sector terciario	42
3.4. Sector industrial.....	48
3.5. Resumen de los resultados obtenidos en la caracterización de la demanda.....	60
4. HERRAMIENTA WEB MAPA DE CALOR	62
4.1. Mapa de representación gráfica	62
4.2. Herramienta de análisis de información y consulta de resultados	62
5. ESTUDIO DEL POTENCIAL TÉCNICO	64
5.1. Estudio de factores limitantes en el desarrollo del potencial	64
5.2. Desarrollo de potencial técnico mediante la generación de sistemas para el análisis de cada una de las tecnologías analizadas.....	74
6. ESTUDIO DEL POTENCIAL ECONÓMICO.	103
6.1. Definición del escenario base.....	104
6.2. Definición de soluciones tecnológicas para cada sistema.....	109
6.3. Análisis Coste-Beneficio de cada sistema.....	109
7. RESULTADOS DEL POTENCIAL ECONÓMICO POR TECNOLOGIA	118
7.1. Tecnologías para sistemas in situ	121
7.2. Tecnologías para sistemas de redes de calor	128

8. ESTUDIO DEL POTENCIAL COSTE-EFICIENTE.....	138
8.1. Resultados Potencial coste-eficiente	138
8.2. Análisis sensibilidad.....	140
8.3. Ahorro energía primaria, porcentaje renovables y emisiones de CO2	142

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES:

Ilustración 1. Método planteado para la realización de la evaluación completa del potencial de la calefacción y refrigeración eficientes.....	23
Ilustración 2. Diagrama de secuencia para la creación de la BBDD y cálculo de demandantes térmicos.	26
Ilustración 3. Distribución territorial de las zonas climáticas según SPAHOUSEC.....	37
Ilustración 4. Distribución territorial de las zonas climáticas según CTE	44
Ilustración 5. Asignación del factor de emisión.....	52
Ilustración 6. Ejemplo de visualización del mapa de calor	62
Ilustración 7. Ejemplo de agrupación en una visualización.....	63
Ilustración 8: Mapa de recursos geotérmicos de baja temperatura y zonas de posibles aprovechamientos ..	69
Ilustración 9. Diagrama de la metodología utilizada para el cálculo del potencial técnico-económico.	76
Ilustración 10. Mapa nacional con los sistemas tipo Red identificados.....	80
Ilustración 11. Detalle de los clústeres en la metrópoli de Barcelona	81
Ilustración 12: Efecto de los sistemas de acumulación en el perfil de demanda.....	82
Ilustración 13. Esquema utilizado para estimar las acometidas en zonas residenciales unifamiliares	93
Ilustración 14: Esquema metodológico del análisis coste-beneficio.....	103
Ilustración 15: Ejemplo de evaluación en un análisis coste-beneficio	109
Ilustración 16: VAN en función de la generación y tecnología en análisis coste-eficiente. (Leyenda según orden de aparición)	140
Ilustración 17: Generación por tecnología según parámetro en análisis de sensibilidad de la solución coste-eficiente.....	141
Ilustración 18: Detalle generación tecnologías minoritarias en el análisis de sensibilidad de la solución coste-eficiente.....	141

ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla 1. Demanda de calor y frío en España año 2018 (valores en GWh)	13
Tabla 2. Demandas de calor y frío cubiertas por tecnología y tipo de fuente en cada sector	14
Tabla 3. Potencia y producción de redes de calor y frío en España, año 2018	15
Tabla 4. Consumo estimado de energía final en España para satisfacer el calor y frío demandado, año 2018	15
Tabla 5. Estimación de la proyección de la demanda (datos en GWh/año)	16
Tabla 6: Resultados del potencial técnico y económico.....	18
Tabla 7. Detalle generación térmica según tecnologías potencial coste-eficiente de la sociedad	19
Tabla 8. Emisiones de CO ₂ , consumo de energía primaria y empleo de renovables en escenarios 'Base' y 'Coste-eficiente'	20
Tabla 9. Tipos de demanda considerados en la caracterización de la demanda	35
Tabla 10 - Tecnologías consideradas en el sector residencial y rendimientos supuestos	38
Tabla 11. Ratios de demanda para calefacción promediados por zona climática, tipología de vivienda y antigüedad, sector residencial rural.....	39
Tabla 12. Ratios de demanda para calefacción promediados por zona climática, tipología de vivienda y antigüedad, sector residencial urbano.....	39
Tabla 13: Ratios de demanda de ACS en función de la zona climática y tipología de vivienda	40
Tabla 14: Ratios de demanda de frío para climatización por zona climática	40
Tabla 15. Resumen caracterización de la demanda en el sector residencial	41
Tabla 16. Detalle del consumo en el sector residencial por tipo de vivienda (GWh)	42
Tabla 17. Clasificación de las actividades en el sector terciario.....	43
Tabla 18. Rendimientos por fuentes energéticas para calefacción en el sector terciario	45
Tabla 19. Resumen caracterización de la demanda del sector terciario.....	47
Tabla 20. Resultados de consumo obtenidos para el sector terciario	48
Tabla 21. Factor de emisión de los combustibles.....	52
Tabla 22. Factores de emisión promedio por sector industrial.....	53

Tabla 23. Rendimiento térmico según tipo de cogeneración	54
Tabla 24. Rendimiento térmico según sectores industriales con cogeneración	54
Tabla 25: Ratio consumo calor respecto consumo eléctrico.....	55
Tabla 26: Ratio demanda frío industrial	56
Tabla 27. Resumen caracterización demanda del sector industrial.....	57
Tabla 28. Comparación de la cogeneración entre el modelo y estadísticas oficiales	58
Tabla 29. Consumo por fuente energética en el sector industrial (GWh).....	59
Tabla 30: Demanda atendida por tecnología	60
Tabla 31. Resumen de las redes de calor y frío en España 2018.....	61
Tabla 32. Potencial disponible de biogás en EDARs por Comunidad Autónoma	65
Tabla 33. Potencial de biogás en EDAR y vertederos	66
Tabla 34. Potencial de biomasa.....	66
Tabla 35: Producción de calor por m ² y kilovatio instalado de la tecnología solar térmica.....	67
Tabla 36. Clasificación de recursos geotérmicos.....	69
Tabla 37. Resumen del recurso geotérmico según yacimiento.....	70
Tabla 38. Resumen del calor residual disponible en cada tipo de instalación	70
Tabla 39. Calor residual disponible en centrales del régimen ordinario.....	72
Tabla 40. Calor residual disponible en centrales de régimen retributivo específico (>5 MWt).....	72
Tabla 41. Calor residual por sector industrial.....	73
Tabla 42. Calor residual disponible en distintos sectores industriales	73
Tabla 43. Resumen de la tecnología solar térmica sin concentración	83
Tabla 44. Resultados del potencial técnico para la tecnología solar sin concentración	84
Tabla 45. Resumen de la tecnología solar de concentración	85
Tabla 46. Resumen de resultados del potencial técnico para la tecnología solar con concentración.....	85
Tabla 47. Coeficientes de rendimiento empleados en la bomba de calor aerotérmica	86

Tabla 48. Resumen del dimensionamiento de la tecnología bomba de calor aerotérmica.....	86
Tabla 49. Resumen de resultados del potencial técnico para la tecnología bomba de calor aerotérmica	86
Tabla 50. Coeficientes de rendimiento empleados en la bomba de calor geotérmica.....	87
Tabla 51. Resumen del dimensionamiento de la tecnología de bomba de calor geotérmica	87
Tabla 52. Resumen de resultados del potencial técnico para la tecnología bomba de calor geotérmica.....	88
Tabla 53. Resumen del dimensionamiento de la tecnología de biomasa	88
Tabla 54. Resumen de resultados del potencial técnico para la biomasa	89
Tabla 55. Resumen del dimensionamiento de la tecnología de cogeneración.....	90
Tabla 56. Resumen de resultados del potencial técnico para la cogeneración	90
Tabla 57. Resumen del dimensionamiento de la tecnología de caldera de gas.....	90
Tabla 58. Resumen de resultados del potencial técnico para Caldera Gas Natural.....	91
Tabla 59. Costes asociados a las redes de calor	92
Tabla 60. Resumen de los costes tecnologías adicionales en redes de calor y frío	94
Tabla 61. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con biogás.....	94
Tabla 62. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con biogás.....	95
Tabla 63. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con biomasa	95
Tabla 64. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor de biomasa	95
Tabla 65. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con BC geotérmica.....	96
Tabla 66. Resumen de resultados del potencial técnico para una red de calor con bomba de calor geotérmica	96
Tabla 67. Resumen del dimensionamiento de una red de calor residual de industria	97
Tabla 68. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con calor residual industrial	97
Tabla 69. Resumen del dimensionamiento de una red de calor residual de un ciclo combinado / incineradora	98
Tabla 70. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con calor residual de ciclos combinados	98

Tabla 71. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con calor residual de incineradoras y plantas de generación con biogás y biomasa.	99
Tabla 72. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con geotermia directa	99
Tabla 73. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor de geotermia de uso directo ..	100
Tabla 74. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con cogeneración	100
Tabla 75. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con calor residual de cogeneración	101
Tabla 76. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con solar sin concentración.....	101
Tabla 77. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con solar con concentración	102
Tabla 78. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con solar sin concentración....	102
Tabla 79. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con solar de concentración	102
Tabla 80 - Distribución de tecnologías para calor en residencial y terciario por zona climática	105
Tabla 81 -Distribución de tecnologías para calor por tipología de industria	106
Tabla 82. Previsión de la demanda de calor y frío en el sector residencial	107
Tabla 83. Previsión de la demanda de calor y frío en el sector terciario	108
Tabla 84. Previsión de la demanda de calor y frío en el sector industrial.....	108
Tabla 85 - Tasas de crecimiento anual acumulado de las demandas cubiertas con cada uno de los combustibles/Fuentes de energía renovables	109
Tabla 86: Precios de compra de combustibles del año de referencia, 2018.....	113
Tabla 87. Variables seleccionadas para el análisis de sensibilidad especificando variación porcentual	119
Tabla 88. Análisis de sensibilidad – Ejemplo de resultado	120
Tabla 89. Resultados del potencial técnico-económico para la tecnología solar sin concentración.....	121
Tabla 90. Análisis de sensibilidad - Energía solar térmica sin concentración.....	121
Tabla 91. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la tecnología solar con concentración	122
Tabla 92. Análisis de sensibilidad - Energía solar térmica con concentración	122

Tabla 93. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la tecnología bomba de calor aerotérmica	123
Tabla 94. Análisis de sensibilidad - Bomba de Calor Aerotérmica	123
Tabla 95. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la tecnología bomba de calor geotérmica.....	124
Tabla 96. Análisis de sensibilidad - Bomba de Calor Geotérmica.....	124
Tabla 97. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la biomasa	125
Tabla 98. Análisis de sensibilidad – Biomasa.....	125
Tabla 99. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la cogeneración	126
Tabla 100. Análisis de sensibilidad – Cogeneración	126
Tabla 101. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para Caldera Gas Natural	127
Tabla 102. Análisis de sensibilidad - Calderas de Gas Natural	127
Tabla 103. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con calor residual industrial.....	128
Tabla 104. Análisis de sensibilidad – Red de calor residual industrial	128
Tabla 105. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con calor residual de ciclos combinados	129
Tabla 106. Análisis de sensibilidad – Red de calor residual de ciclo combinado	129
Tabla 107. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con calor residual de incineradoras e instalaciones de energías renovables.....	130
Tabla 108. Análisis de sensibilidad – Redes de calor residual de incineradoras e instalaciones de energías renovables	130
Tabla 109. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor de geotermia de uso directo	131
Tabla 110. Análisis de sensibilidad – Redes de calor de geotermia de uso directo	131
Tabla 111. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor de biomasa	132
Tabla 112. Análisis de sensibilidad – Red de calor de biomasa.....	132
Tabla 113. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con biogás.....	133

Tabla 114. Análisis de sensibilidad – Red de calor de biogás	133
Tabla 115. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para una red de calor con bomba de calor geotérmica.....	134
Tabla 116. Análisis de sensibilidad – Red de calor con bomba de calor geotérmica	134
Tabla 117. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con calor residual de cogeneración	135
Tabla 118. Análisis de sensibilidad – Red de calor de cogeneración.....	135
Tabla 119. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con solar sin concentración.....	136
Tabla 120. Análisis de sensibilidad – Red de calor con solar térmica sin concentración	136
Tabla 121. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con solar de concentración.....	137
Tabla 122. Solar térmica con concentración	137
Tabla 123 - Resultados Potencial coste-eficiente según VAN sociedad.....	139
Tabla 124: Demanda atendida en el escenario base según tecnología	142
Tabla 125: Consumos combustibles situación base	142
Tabla 126: Factores de emisión según fuente energética.....	143
Tabla 127: Factores conversión a energía primaria según fuente energética	143
Tabla 128: Porcentaje de demanda atendida mediante fuente renovables por tecnología	144
Tabla 129. Resultados del cálculo de emisiones de CO ₂ , consumo de energía primaria y cuota de renovables en el escenario base	144
Tabla 130. Resultados del cálculo de emisiones de CO ₂ , consumo de energía primaria y cuota de renovables en el escenario coste-eficiente.....	145
Tabla 131. Comparativa entre los resultados del cálculo de emisiones de CO ₂ , consumo de energía primaria y empleo de renovables en el escenario base frente al escenario coste-eficiente	145

INTRODUCCIÓN

El Reglamento Delegado 2019/826 modifica el anexo VIII de la Directiva 2012/27/UE, sobre el Potencial de eficiencia en la calefacción y la refrigeración. La evaluación completa de los **potenciales nacionales relativos a la calefacción y la refrigeración** debe incluir las siguientes partes:

- Parte I. Puntos 1-4. Visión general de la calefacción y la refrigeración
- Parte II. Puntos 5-6. Objetivos, estrategias y medidas políticas.
- Parte III. Puntos 7-8. Análisis del potencial económico de la eficiencia de la calefacción y la refrigeración.
- Parte IV. Punto 9. Posibles nuevas estrategias y medidas políticas.

El presente documento incluye las partes I y III, cubriendo con una estructura adaptada, todos los puntos requeridos en dichas partes del mencionado Reglamento Delegado. Así mismo, el Anexo I y II cubren entre ambos la parte II y IV del Reglamento Delegado, presentando por separado los cálculos de las contribuciones requeridas en el punto 5 de la parte II, y los epígrafes de medias políticas, tanto existentes como futuras, del punto 6 de la parte II y del punto 9 de la parte IV.

0. RESUMEN EJECUTIVO

0.1. INTRODUCCIÓN

Este documento recoge los resultados de la Evaluación Completa del Potencial de Calefacción y Refrigeración Eficientes, de acuerdo con el Reglamento Delegado 2019/826 de 4 de marzo de 2019 que modifica los Anexos VIII y IX de la Directiva 2012/27/UE y la Directiva 2018/2001/UE relativa al fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables. La evaluación tiene en cuenta la Recomendación de la Comisión de 25 de septiembre de 2019 relativa al contenido de la evaluación completa del potencial de una calefacción y refrigeración eficientes en virtud del artículo 14 de la Directiva 2012/27/UE.

En primer lugar, se describe la metodología de cálculo utilizada para caracterizar la demanda de calor y frío de España en el año 2018, así como los resultados obtenidos. Esta demanda se refiere a los siguientes tipos de energía térmica de acuerdo al sector consumidor:

- En el sector residencial y terciario: ACS, calefacción y refrigeración para climatización
- En el sector industrial: producción de agua caliente, gases calientes, vapor y frío para procesos productivos.

Posteriormente se lleva a cabo un cálculo del potencial técnico y económico de ciertas tecnologías 'eficientes' diferenciando según que la demanda de energía se realice próximo a su generación (sistemas 'in situ') o distante de su generación (sistemas 'tipo red').

Finalmente, también se realiza una estimación de la reducción de emisiones de CO₂, el ahorro de energía primaria y el impacto en el empleo de renovables que supone el desarrollo completo del potencial de las tecnologías 'eficientes'.

0.2. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA DE CALOR Y FRÍO EN ESPAÑA

Se entiende por caracterización de la demanda la cuantificación del calor y el frío demandado en cada sector o área de actividad, identificando también el tipo de combustible y la tecnología actualmente empleada para satisfacer dicha demanda. Para su obtención se ha elaborado una base de datos y también una herramienta de cálculo a partir de datos catastrales que permiten modelizar la demanda de calor y frío en los diferentes sectores de actividad en el territorio nacional asignando una demanda térmica y una solución tecnológica a cada inmueble.

El resultado de la demanda de calor y frío agrupado por sector para el año 2018 y a nivel nacional, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1. Demanda estimada de calor y frío en España año 2018

Demanda de calor , energía útil	Sector residencial	87.586 GWh
	Sector de servicios	53.026 GWh
	Sector industrial	154.346 GWh
Demanda de frío , energía útil	Sector residencial	3.819 GWh
	Sector de servicios	22.224 GWh
	Sector industrial	18.584 GWh
Demanda total, energía útil	Sector residencial	91.404 GWh
	Sector de servicios	75.250 GWh
	Sector industrial	172.930 GWh
TOTAL		339.584 GWh

Fuente: Elaboración propia

También se ha determinado la cobertura de la demanda en función de la tecnología que la satisface. Para ello se han utilizado los datos disponibles en diversos estudios y fuentes de información (SPAHOUSEC, ERESEE, Registro Régimen Ordinario, Balances de consumo de energía final EuroStat), obteniendo los resultados reflejados en la tabla de la página siguiente.

Tabla 2. Demandas de calor y frío cubiertas por tecnología y tipo de fuente en cada sector

SECTOR	USO TÉRMICO	FUENTE	TECNOLOGÍA	DEMANDA CUBIERTA (GWh)		
Residencial	Calefacción ACS	Combustibles fósiles	Caldera de carbón	10,15	87.586	91.404
			Caldera de productos petrolíferos	27.900,93		
			Caldera de gas	29.288,90		
		Electricidad	Bomba Calor	2.212,68		
			Caldera y radiador eléctrico	9.077,38		
		Cogeneración	Cogeneración	1,17		
		Energías renovables	Bomba de calor (sólo renovable)	1.601,66		
			Caldera de Biomasa	15.109,07		
	Panel solar térmico		2.383,85			
	Refrigeración	Electricidad	Bomba de calor	3.818,63	3.819	
Cogeneración		Cogeneración	0,04			
Servicios	Calefacción ACS	Combustibles fósiles	Caldera de productos petrolíferos	7.673,89	53.026	75.250
			Caldera de gas	25.845,63		
		Electricidad	Bomba de calor	10.173,60		
			Caldera y radiador eléctrico	2.827,90		
		Cogeneración	Cogeneración	211,44		
		Energías renovables	Bomba de calor (sólo renovable)	4.483,58		
			Caldera de Biomasa	1.163,27		
	Panel solar térmico		646,26			
	Refrigeración	Electricidad	Bomba de calor	22.167,05	22.224	
		Cogeneración	Cogeneración	57,43		
Industrial	Agua caliente Vapor Gases de baja temperatura Gases de alta temperatura	Combustibles fósiles	Caldera de carbón	25.185,66	154.346	172.930
			Caldera de productos petrolíferos	13.112,01		
			Caldera de gas	82.227,32		
			Cogeneración	25.924,43		
		Energías renovables	Caldera de Biomasa	7.813,63		
			Panel solar térmico	82,46		
	Refrigeración	Electricidad	Máquinas de compresión	15.281,50	18.584	
		Cogeneración	Cogeneración	3.302,25		
TOTAL						339.584

Fuente: Elaboración propia

En la tabla anterior no se ha diferenciado la demanda cubierta por redes de calor, dado que no se dispone de esta información desagregada por tecnología. Únicamente se dispone de la información reportada en la estadística de redes en cumplimiento del artículo 24(6) de la Directiva 27/2012/UE, la cual es elaborada a partir del censo de redes que elabora ADHAC. Los datos de la estadística de redes de calor y frío para el año 2018 son los que figuran en la tabla siguiente.

Tabla 3. Potencia y producción de redes de calor y frío en España, año 2018

Sector	Número de instalaciones	Potencia		Demanda	
		Calor (MW)	Frío (MW)	Calor (MWh)	Frío (MWh)
Residencial y terciario	40	194	29	215.890	20.015
Industrial	11	293	208	319.726	174.196
Total	51	487	237	535.687	194.212

Fuente: ADHAC- Estadística de redes 2018

0.3. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL

Del mismo modo ha sido estimado el consumo de energía final, el cual se muestra como la cantidad de combustible y electricidad utilizadas para satisfacer la demanda de calor y frío. El resultado se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4. Consumo estimado de energía final en España para satisfacer el calor y frío demandado, año 2018

Consumo de energía final calor,	Sector residencial	107.180 GWh
	Sector de servicios	49.790 GWh
	Sector industrial	183.931 GWh
Consumo energía final para frío,	Sector residencial	1.645 GWh
	Sector de servicios	9.616 GWh
	Sector industrial	10.004 GWh
Consumo total de energía final	Sector residencial	108.825 GWh
	Sector de servicios	59.406 GWh
	Sector industrial	193.935 GWh
TOTAL		362.166 GWh

Fuente: Elaboración propia

0.4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE CALOR Y FRÍO HASTA EL AÑO 2050

La caracterización de la demanda para el año 2018 ha sido utilizada como Escenario Base para proyectar la evolución de la misma hasta el año 2050 y plantear alternativas eficientes y descarbonizadoras al parque tecnológico actual en el sector de la calefacción y la refrigeración. Para modelizar la evolución de la demanda de calor y frío se ha considerado como referencia el escenario tendencial del *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima* (PNIEC), elaborado por el Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y las previsiones de demanda que se muestran en el PNIEC. El resultado se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5. Estimación de la proyección de la demanda (datos en GWh/año)

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Demanda de calor, energía útil	Sector residencial	88.529	90.264	91.198	90.995	90.907	90.809	90.562
	Sector de servicios	55.072	56.834	57.585	58.162	58.614	59.219	60.336
	Sector industrial	160.840	168.737	174.836	180.435	185.703	191.876	200.649
Demanda de frío, energía útil	Sector residencial	4.181	4.769	5.357	5.905	6.498	6.512	6.515
	Sector de servicios	23.081	23.764	24.020	24.201	24.327	24.514	24.909
	Sector industrial	18.584	18.584	18.584	18.584	18.584	18.584	18.584
Demanda total	Sector residencial	92.710	95.033	96.555	96.900	97.405	97.321	97.077
	Sector de servicios	78.153	80.598	81.605	82.363	82.941	83.733	85.245
	Sector industrial	179.424	187.321	193.420	199.019	204.287	210.460	219.233
TOTAL		350.287	362.952	371.580	378.282	384.633	391.514	401.555

Fuente: Elaboración propia en base al escenario tendencial del PNIEC

0.5. POTENCIAL TÉCNICO Y ECONÓMICO DE TECNOLOGÍAS EFICIENTES Y RENOVABLES

Para la evaluación del potencial técnico económico de tecnologías eficientes y renovables que puedan sustituir a las tecnologías actuales del Escenario Base, se ha llevado a cabo una agregación de las demandas térmicas obtenidas a través de la formación de **sistemas térmicos**. Se han utilizado diferentes criterios para llevar a cabo esta agrupación dependiendo de si la tecnología eficiente del sistema térmico aporta el calor o el frío próximo a su generación (sistemas *'in situ'*) o distante de su generación (sistemas *'tipo red'*):

- Para sistemas *'in situ'*: agrupación por sector y subsector económico, y mismas condiciones ambientales.
- Para sistemas *'tipo red'*: agrupación por proximidad geográfica en zonas de alta densidad de demanda

Las tecnologías basadas en fuentes de energía renovables o con alta eficiencia térmica que se han considerado en el presente estudio son las siguientes:

- Tecnologías *'in situ'*:
 - Solar térmica sin concentración
 - Solar térmica con concentración
 - Bomba de calor aerotérmica
 - Bomba de calor geotérmica
 - Caldera de Biomasa
 - Cogeneración de alta eficiencia
- Tecnologías *'tipo red'*:
 - Red de calor mediante calor residual de industrias

- Red de calor mediante calor residual de incineradoras de residuos
- Red de calor residual de centrales térmicas
- Red de calor con biogás
- Red de calor con biomasa
- Red de calor mediante geotérmica de uso directo
- Red de calor mediante cogeneración
- Red de calor mediante bomba de calor geotérmica
- Red de calor mediante energía solar térmica sin concentración
- Red de calor mediante energía solar térmica con concentración

Junto con las tecnologías anteriores también ha sido considerada una tecnología no renovable ‘in situ’ de uso masivo, la caldera de gas natural. La evaluación del potencial técnico y económico de tecnologías que utilizan fuentes renovables ha de llevarse a cabo incluyendo al menos una tecnología no renovable de ‘referencia’ como es la caldera de gas natural. De lo contrario se establecerían conclusiones que no tendrían en cuenta las distintas posibilidades de que un consumidor dispone para satisfacer su demanda energética, ya que la caldera de gas natural sería en todo caso una referencia para dicho consumidor.

Por otra parte, la evaluación de los potenciales de cada una de las tecnologías se ha llevado a cabo atendiendo al calor de baja y media temperatura (hasta 250°C) y el frío. La demanda de calor de alta temperatura (superior a 250 °C) presente en el sector industrial no ha sido tenida en cuenta debido a imposibilidad de identificar tecnologías genéricas de producción. De este modo la evaluación se ha llevado a cabo en base a las tecnologías descritas mediante modelos simplificados.

Para cada tecnología eficiente y renovable que pueda sustituir a las tecnologías presentes en el Escenario Base, se ha cuantificado la potencia instalable y la energía que puede suministrar a cada sistema térmico, para así obtener el potencial técnico de dicha tecnología.

Posteriormente se han considerado, entre otros, los costes de inversión, operación, combustibles y externalidades para realizar el análisis coste-beneficio comparando las tecnologías existentes en el Escenario Base con la tecnología eficiente y renovable estudiada para obtener el potencial económico de dicha tecnología. Como criterio de selección económico se utiliza el VAN obtenido mediante la actualización de los flujos de caja a una tasa descuento del 5%, de tal forma que dicho VAN ha de ser positivo.

El análisis se ha realizado con dos enfoques distintos: a nivel inversor y a nivel sociedad. El VAN inversor proporciona información sobre si la sustitución de una tecnología existente por otra nueva repercute en un ahorro para el que realiza la inversión, mientras que el VAN sociedad tiene en cuenta los beneficios y costes de la sustitución de tecnologías incluyendo factores socioeconómicos y medioambientales (reducción de importaciones de combustibles o creación de empleo e impacto ambiental), proporcionando información sobre si la sustitución de una tecnología es beneficiosa para la economía del país en su conjunto.

A continuación, se muestran los resultados del potencial técnico-económico para las diferentes tecnologías analizadas:

Tabla 6: Resultados del potencial técnico y económico (valores agregados de calor y frío)

Tecnología	Potencial Técnico		Potencial Económico Inversor		Potencial Económico Sociedad	
	Potencia (GW)	Generación (GWh)	Potencia (GW)	Generación (GWh)	Potencia (GW)	Generación (GWh)
Solar térmica sin concentración	29,245	28.137	23,781	23.788	28,431	27.601
Solar térmica con concentración	19,204	18.985	2,785	3.103	19,201	18.984
Bomba de calor aerotérmica	114,777	166.781	12,079	32.097	91,573	139.306
Bomba de calor geotérmica	56,047	71.783	4,126	12.626	33,717	51.563
Caldera de Biomasa	63,286	119.128	45,139	88.258	57,697	99.409
Cogeneración de alta eficiencia	12,438	76.270	1,747	12.143	2,434	15.041
Caldera de gas natural	126,201	210.655	21,635	82.323	17,182	66.123
Red con residual industrial	0,105	591	0,045	288	0,100	562
Red con residual de incineradoras	0,634	3.541	0,283	1.907	0,546	3.161
Red con residual de central térmica	0,426	2.438	0,168	1.233	0,333	2.056
Red con biogás	0,139	623	0,055	278	0,117	538
Red con biomasa	7,385	31.826	2,633	14.941	7,184	31.186
Red con geotermia directa	0,972	5.839	0,954	5.738	0,972	5.839
Red con cogeneración	1,187	8.421	0,000	0	0,437	3.424
Red con bomba de calor geotérmica	9,729	43.703	0,952	4.923	6,392	30.361
Red con solar térmica sin concentración	5,233	4.330	1,577	1.463	5,062	4.174
Red con solar térmica con concentración	5,155	4.827	1,997	1.893	4,964	4.645

Fuente: elaboración propia

0.6. POTENCIAL COSTE-EFICIENTE

También se ha llevado a cabo una evaluación de potencial denominada ‘*coste-eficiente*’, la cual considera que **cada sistema estudiado** satisface su demanda energética ordenando las soluciones tecnológicas de acuerdo con la ratio VAN sociedad por energía útil generada (ratio VAN/MWh), de tal forma que se considera primero la tecnología de mayor ratio y así sucesivamente hasta completar la demanda del sistema.

El potencial coste-eficiente maximiza el VAN de los balances económicos desde el punto de vista de la sociedad, al considerar que la demanda energética se satisface con aquellas soluciones que tienen las mejores ratios VAN/MWh obteniendo el siguiente reparto ordenado de tecnologías:

Tabla 7. Detalle generación térmica según tecnologías potencial coste-eficiente de la sociedad

Tecnología	Tipo tecnología	Generación (GWh)
Bomba de calor aerotérmica	In situ	85.784
Caldera de biomasa	In situ	47.255
Caldera de gas natural	In situ	20.344
Solar térmica sin concentración	In situ	18.375
Red de calor con biomasa	Red	13.781
Bomba de calor geotérmica	In situ	5.378
Solar térmica con concentración	In situ	5.191
Red de calor de geotermia de uso directo	Red	4.985
Cogeneración de alta eficiencia	In situ	3.008
Red de calor residual de incineradora	Red	1.734
Red de calor residual industrial	Red	448
Red de calor de solar térmica con concentración	Red	354
Red de calor residual de central térmica	Red	307
Red de calor de bomba de calor geotérmica	Red	233
Red de calor de biogás	Red	173
Red de calor de solar térmica sin concentración	Red	24
TOTAL		207.374

Fuente: elaboración propia

Adicionalmente a la cifra de 207.374 GWh de demanda cubierta, las tecnologías tipo 'red' y la cogeneración de alta eficiencia consideradas en el análisis coste-eficiente también cubren 4.521 GWh de demanda mediante gas natural de apoyo, con lo que la demanda total cubierta con este último dato es de 211.896 GWh.

0.7. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO₂, AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA E IMPACTO EN EL PORCENTAJE DE RENOVABLES EN LA COMBINACIÓN ENERGÉTICA NACIONAL

Por último, se ha llevado a cabo una estimación de la reducción de emisiones de CO₂, el ahorro de energía primaria y el impacto en el porcentaje de demanda cubierta mediante energías renovables que se obtendría al implementar la totalidad del potencial coste-eficiente con las soluciones tecnológicas definidas (escenario 'coste-eficiente'). La siguiente tabla muestra los resultados.

Tabla 8. Emisiones de CO₂, consumo de energía primaria y empleo de renovables en escenarios 'Base' y 'Coste-eficiente'

Escenario	Emisiones de CO ₂		Consumo de energía primaria		Empleo de renovables	
	Miles tCO ₂ /año	tCO ₂ /MWh ⁽¹⁾	GWh/año	E _p /E _u ⁽²⁾	GWh/año	Cobertura
Base	47.696	0,187	298.664	1,17	30.766	12%
Coste-eficiente	21.192	0,083	236.666	0,93	143.511	56%
Variación	-26.504	-0,104	-61.998	-0,24	112.745	44%
	-55,57%		-20,76%		366,46%	

(1) Ratio emisiones de CO₂ por unidad de energía útil generada.

(2) Ratio energía primaria utilizada por unidad de energía útil generada.

Fuente: elaboración propia

De este modo, si se llevara a cabo un desarrollo completo del potencial coste-eficiente con las tecnologías indicadas se lograría:

- Un ahorro del orden del 55% en las emisiones de CO₂, lo que equivaldrían a evitar la emisión anual de unas 26 millones de toneladas de CO₂.
- Una reducción del consumo de energía primaria del orden del 20%, equivalentes a unos 62.000 GWh al año.
- Un crecimiento relevante en el empleo de energías renovables, incrementándose desde 30.766 GWh en el escenario base estimado hasta 143.511 GWh. Es decir, el aumento en el empleo de renovables llegaría a casi cuadruplicarse.

1. INTRODUCCIÓN, CONTEXTO Y OBJETIVOS

1.1. OBJETIVOS DEL INFORME

El objetivo de este informe es la evaluación del potencial de calefacción y refrigeración eficientes, de acuerdo con el Reglamento Delegado 2019/826 de 4 de marzo de 2019 que modifica los Anexos VIII y IX de la Directiva 2012/27/UE y la Directiva 2018/2001/UE relativa al fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables. Adicionalmente, el informe también tiene en cuenta la Recomendación de la Comisión de 25 de septiembre de 2019 relativa al contenido de la evaluación completa del potencial de una calefacción y refrigeración eficientes en virtud del artículo 14 de la Directiva 2012/27/UE. A modo de resumen, los puntos que se han estudiado en el presente informe de acuerdo al Reglamento Delegado 2019/826 de 4 de marzo de 2019 son los siguientes:

1. Visión general de la calefacción y la refrigeración (Parte I del Reglamento delegado)
 - a. Estimación de la demanda de calefacción y refrigeración y consumo de energía final para abastecer esta demanda por sectores.
 - b. Identificación del suministro de calefacción y refrigeración actual por tecnología.
 - c. Identificación de instalaciones generadoras de calor y frío residuales.
 - d. Mapa que cubre todo el territorio nacional señalando zonas de demanda de calefacción y refrigeración y zonas ofertantes de calor y frío residual.
 - e. Previsión de las tendencias de la demanda de calefacción y refrigeración para los próximos 30 años, hasta el 2050, en GWh/año.
2. Análisis del potencial técnico y económico de la eficiencia de la calefacción y la refrigeración (Parte II del Reglamento delegado)
 - a. Análisis del potencial técnico disponible de las tecnologías consideradas para abastecer la calefacción y refrigeración de manera más eficiente
 - b. Establecimiento del escenario base y la línea de tendencia hasta el año 2050 sobre la cual comparar la evaluación de soluciones eficientes.
 - c. Análisis del potencial económico de los escenarios alternativos considerados.
 - d. Análisis de costes y beneficios

En el Anexo I de este informe se recoge el primer apartado de la Parte II del Reglamento y en el Anexo II se incluyen asimismo tanto las políticas y medidas existentes, como aquellas otras nuevas que pudieran implementarse (segundo apartado de la Parte II y Parte IV del Reglamento).

1.2. METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

Para caracterizar la demanda, se ha generado un modelo en el que, a partir del catastro, se simula una demanda de energía térmica (calor y frío) y una tecnología de producción en cada elemento catastral. Esta simulación se hace en función de los detalles disponibles en el propio catastro y de información agregada obtenida de otras fuentes y estudios específicos de cada sector económico.

Para generar este modelo se ha procedido en dos etapas, una primera de recopilación de toda la información en una base de datos y generación del propio modelo de cálculo, y una segunda etapa de comparación y corrección del modelo para su ajuste a los datos de los balances de consumo de energía final.

Posteriormente, se ha estudiado la viabilidad técnica de un conjunto de tecnologías a partir del modelo de simulación de demandas generado.

Las tecnologías basadas en fuentes de energía renovables, o con una alta eficiencia térmica, que se han considerado en el presente estudio son las siguientes:

- Solar sin concentración y con concentración *in situ*
- Bomba de Calor Aerotérmica y Geotérmica *in situ*
- Caldera de Biomasa *in situ*
- Cogeneración y micro-cogeneración *in situ*
- Red de calor mediante calor residual de industrias
- Red de calor mediante calor residual de centrales térmicas y/o de incineradoras de residuos
- Red de calor con biogás
- Red de calor con biomasa
- Red de calor mediante geotérmica de uso directo
- Red de calor mediante cogeneración y/o micro-cogeneración.
- Red de calor mediante bomba de calor geotérmica
- Red de calor mediante energía solar térmica sin y con concentración

Se incluye en el estudio también una tecnología no renovable, la caldera de gas natural, para competir económicamente con tecnologías menos eficientes del sector industrial

Posteriormente, se hace un análisis coste-beneficio de cada una de las tecnologías analizadas. En este análisis se comparan las soluciones propuestas frente a las existentes en el escenario base calculado previamente en la caracterización de la demanda proyectado hasta el 2050 siguiendo el escenario tendencial del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC). El análisis coste beneficio se lleva a cabo tanto desde el punto de vista del inversor como de la sociedad.

Finalmente, se determina el potencial coste-eficiente óptimo para la sociedad. En este proceso se selecciona la tecnología con un mayor retorno económico para la sociedad por MWh entregado en cada uno de los puntos de demanda identificados y se agregan los resultados. Así, es posible identificar el potencial de

aquellas tecnologías óptimas para la sociedad con el objetivo de establecer posibles políticas que permitan facilitar su penetración.

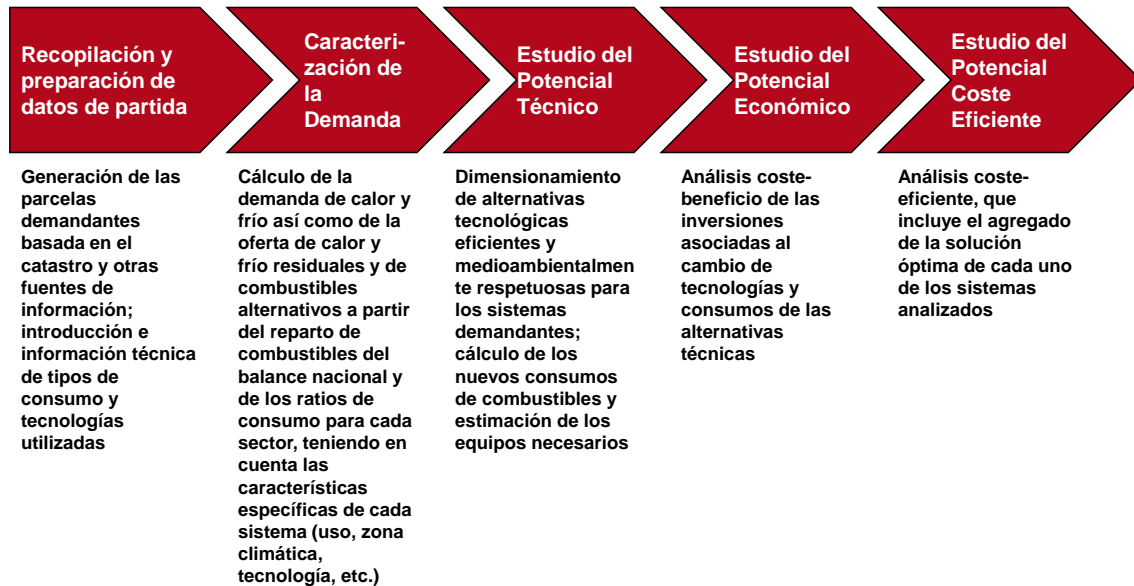
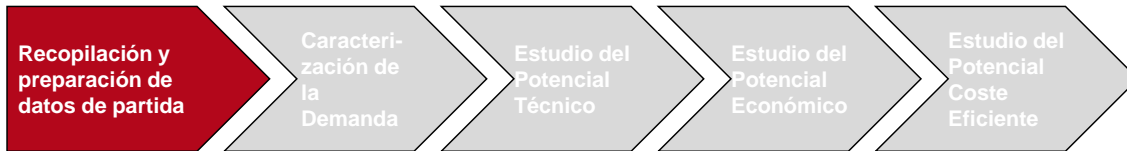


Ilustración 1. Método planteado para la realización de la evaluación completa del potencial de la calefacción y refrigeración eficientes

Fuente: elaboración propia

2. RECOPIACIÓN Y PREPARACIÓN DE DATOS DE PARTIDA



2.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se describen los datos de partida que recabados, correlacionados entre sí e introducidos en una base de datos gestionada a través del lenguaje SQL¹ utilizando el software de código abierto *MySQL*, que permite aplicar de manera eficaz las herramientas de cálculo posteriores.

La visión general de la metodología implementada y los pasos que se han seguido, desde la generación de la base de datos a partir del catastro inmobiliario, hasta la obtención de los resultados sobre la demanda de calefacción y refrigeración se detalla a continuación:

1. Datos agregados: Se han consultado diversas fuentes de información agregadas referentes al consumo de combustibles y a las tecnologías empleadas en cada sector económico, que han servido de base para clasificar los usos del catastro en tipologías de demanda, establecer ratios de demanda (kWh/m²) y distribuir las tecnologías empleadas para cubrir esta demanda. Estas fuentes de información han sido:
 - a. Balances de Energía Final y otros documentos oficiales: donde se detallan las estadísticas de los consumos de combustible de cada sector (residencial, terciario o industrial).
 - b. Estudios sectoriales SPAHOUSEC I y II: Que detallan la distribución de tecnologías en el sector residencial.
 - c. Estadísticas publicadas por el INE: Información de la población y viviendas principales de cada municipio.
 - d. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima –PNIEC-: Información de la evolución de la demanda en los sectores residencial, terciario e industrial.
 - e. Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España –ERESEE 2020-: Información del consumo y demanda de los sectores residencial y terciario.
 - f. Otros estudios: se han consultado otros estudios que proporcionan información sobre la demanda térmica de subsectores concretos.

¹ SQL (por sus siglas en inglés, Structured Query Language), es un lenguaje de dominio específico utilizado en programación, diseñado para administrar, y recuperar información de sistemas de gestión de bases de datos relacionales.

2. Auditorías externas: para complementar la información agregada se han utilizado auditorías en determinados sectores como el terciario y el industrial en las que han participado los consultores que han realizado este estudio
3. Catastro inmobiliario. Localización, actividad, superficie y otros datos relevantes de cada parcela catastral analizada.
4. Otras fuentes de información puntual. Se han consultado otras fuentes que incluyen datos sobre instalaciones puntuales que mejoran el detalle de la caracterización de las parcelas catastrales. Concretamente se ha añadido información puntual de:
 - a. Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes
 - b. Registro de Instalaciones en Régimen de Retribución Específica y Régimen Ordinario.
 - c. Censo de Redes de Calor y Frío.
 - d. Registro de EDARS y Vertederos
 - e. Registro de Aeropuertos y tráfico de pasajeros
5. Generación de la base de datos y modelo: recopilación de toda la información en forma de las tablas, incorporación de tablas adicionales y definición de las relaciones entre cada una de ellas para facilitar la modelización de la demanda térmica y el consumo de combustibles.
6. Cálculo de la caracterización de la demanda a partir de los ratios y la superficie obtenida en el catastro. Una vez se han obtenido los ratios de demanda por unidad de superficie para cada tipo de demanda considerada, se han cruzado con la superficie obtenida a partir de la lectura del catastro para obtener la demanda de calefacción y refrigeración para todo el territorio nacional. El resultado final se compara con las distintas fuentes de información para validar el modelo.

La base de datos relacionada obtenida mediante este proceso permite caracterizar la demanda térmica y los consumos asociados a nivel georreferenciado en todo el territorio nacional y visualizar en un mapa los resultados, para facilitar la planificación de soluciones tecnológicas eficientes y/o renovables.

En la Ilustración 2 se muestra el diagrama con el proceso descrito anteriormente.

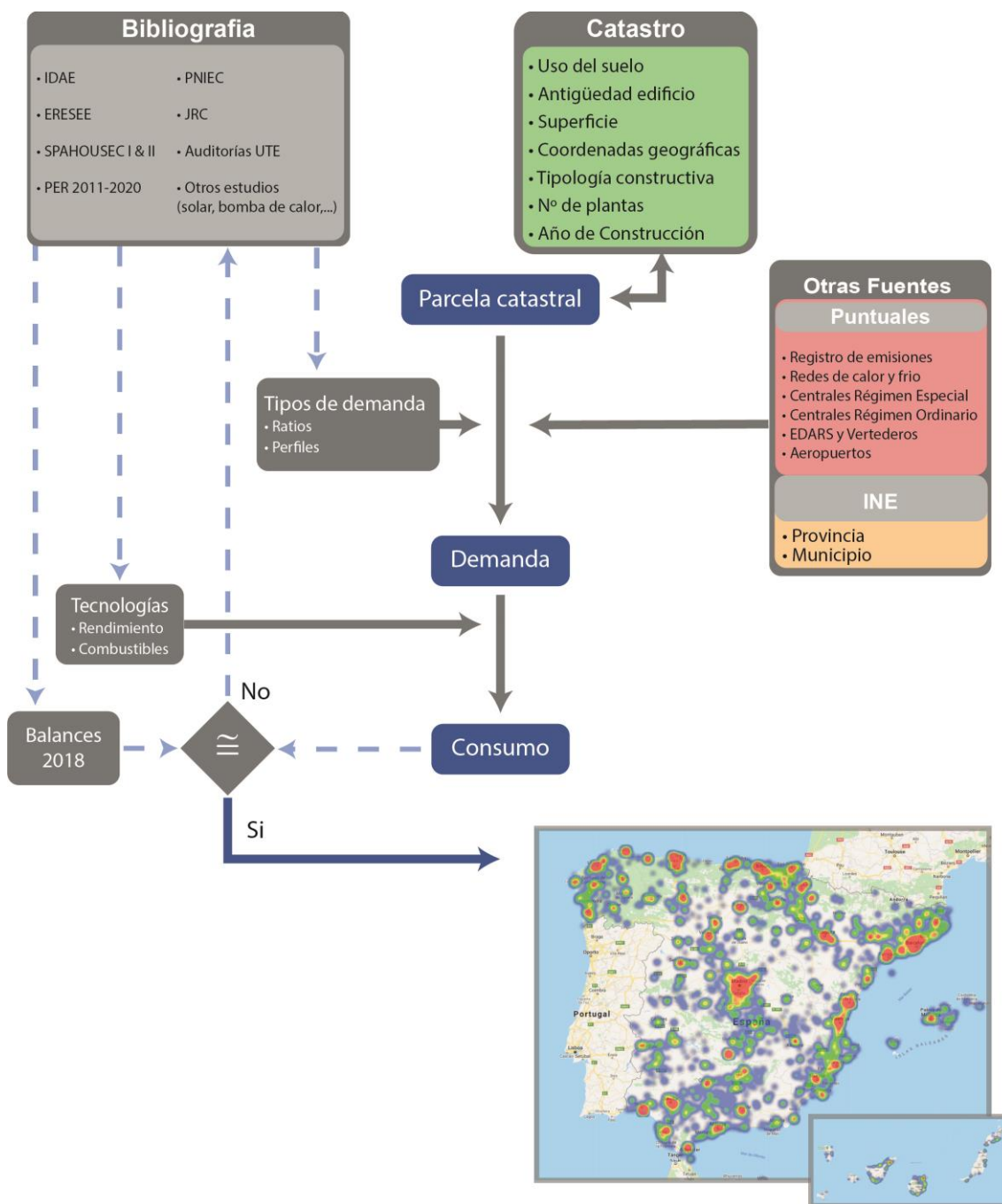


Ilustración 2. Diagrama de secuencia para la creación de la BBDD y cálculo de demandantes térmicos.

Fuente: Elaboración propia

2.2. DATOS AGREGADOS

A continuación, se detallan las fuentes de información de datos agregados más relevantes utilizados en el presente estudio. La revisión de todos estos documentos oficiales ha permitido establecer el contexto y la referencia sobre la que se estructura este informe y obtener una visión general de la demanda de calefacción y refrigeración en España para el año 2018.

2.2.1. BALANCES DE ENERGÍA FINAL 2018

El IDAE publica anualmente los consumos de energía final² donde se reportan los principales consumos de fuentes energéticas diferenciados por sector económico. Entre ellos se encuentran los consumos de los sectores industriales y los consumos de los sectores residencial y servicios.

Para desagregar los consumos relativos a los distintos subsectores dentro del sector servicios, se ha utilizado el informe “*Detalle del sector servicios*”³, donde se detalla los consumos de combustibles de los subsectores de oficinas, sanidad, comercial, restauración, educación y otros.

En el informe de IDAE “*Consumos para usos y energías del sector residencial*”⁴, se detalla los consumos de las principales fuentes energéticas separados por su uso principal, y los consumos asociados a calefacción, agua caliente sanitaria, refrigeración, cocina e iluminación.

2.2.2. SPAHOUSEC I Y II

Los estudios de SPAHOUSEC⁵ y SPAHOUSEC II⁶ publicados por IDAE se basan en encuestas telefónicas e información de comercializadoras para determinar los consumos y las tecnologías existentes en el parque de viviendas de España.

² Accesible a través del siguiente enlace:
<http://sieeweb.idae.es/consumofinal/>

³ Accesible a través del siguiente enlace:
<https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/estudios-informes-y-estadisticas>

⁴ Accesible a través del siguiente enlace:
<https://informesweb.idae.es/consumo-usos-residencial/index.php>

⁵ Accesible a través del siguiente enlace:
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_SPAHOUSEC_ACC_f68291a3.pdf

⁶ Accesible a través del siguiente enlace:
<https://www.idae.es/publicaciones/spahousec-ii-analisis-estadistico-del-consumo-de-gas-natural-en-las-viviendas>

2.2.3. INE

El Instituto Nacional de Estadística, a través de su portal web⁷, detalla los resultados de estadísticas que realiza de forma periódica. Entre estas se encuentra el *Censos de Población y Viviendas 2011* donde detalla el número de viviendas principales de cada municipio.

2.2.4. PNIEC

El “*Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*”⁸ es un documento que define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de mejora de la eficiencia energética. Este estudio está basado en una modelización mediante el software *Times-Synergia* que permite el estudio técnico-económico de la evolución de un conjunto de demandas y tecnologías a partir de políticas y ayudas públicas.

2.2.5. ERESEE

La *Estrategia a Largo Plazo para la Rehabilitación Energética en el Sector de la Edificación en España*⁹ (ERESEE, en adelante) publicado en el 2020 y elaborado por el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana (MITMA), realiza un análisis de la calefacción y refrigeración en España con un nivel de detalle superior a los documentos anteriores. En este estudio se analiza la demanda térmica en profundidad tanto del sector residencial como del sector terciario y se definen una serie de políticas enfocadas a la rehabilitación de edificios para reducir los consumos energéticos asociados a la climatización.

2.2.6. OTROS ESTUDIOS

Además de los documentos y estudios antes mencionados, se han consultado otras fuentes de información. Entre ellas caben destacar las siguientes.

- “*Evaluación del Potencial de la Energía Solar Térmica en el Sector Industrial*”¹⁰, publicado por el IDAE: En este documento se detalla el consumo energético (y su distribución en los distintos procesos y niveles térmicos) de varios sectores y subsectores industriales.
- “*Síntesis del Estudio Parque de Bombas de Calor en España*”¹¹ publicado por IDAE, que reporta el calor útil entregado mediante la tecnología de bomba de calor disgregado por sector económico, residencial, terciario e industrial. Además, este documento se complementa con las “*Estadísticas*

⁷ Accesible a través del siguiente enlace:
<https://www.ine.es/dynqs/INEbase/listaoperaciones.htm>

⁸ Accesible a través del siguiente enlace:
<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>

⁹ Accesible a través del siguiente enlace:
https://www.mitma.gob.es/recursos_mfom/paginabasica/recursos/es_ltrs_2020.pdf

¹⁰ Accesible a través del siguiente enlace:
<https://www.idae.es/publicaciones/evaluacion-del-potencial-de-energia-solar-termica-en-el-sector-industrial>

¹¹ Accesible a través del siguiente enlace:
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Bombas-de-calor_FINAL_04ee7f42.pdf

*de bombas de calor*¹² publicado por IDAE donde se reporta el calor entregado por las bombas de calor renovables.

- *“Evaluación completa del potencial de uso de la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes”*¹³ publicado por el IDAE en 2016.

2.2.7. AUDITORÍAS EXTERNAS:

Se ha complementado la información mediante una base de datos con más de 5.000 auditorías energéticas de edificios del sector terciario, así como numerosos estudios de eficiencia energética en el sector industrial en los que han participado los consultores que han realizado el estudio.

2.3. CATASTRO INMOBILIARIO

El catastro es la fuente de información georreferenciada más detallada a partir de la cual se ha generado la base de datos del presente estudio.

Se han utilizado los archivos alfanuméricos del catastro nacional y de los catastros del País Vasco y Navarra, que tienen competencias propias en cuanto a catastro inmobiliario

De manera resumida, la información más relevante que se ha obtenido sobre cada parcela catastral es la siguiente:

- Superficie de la parcela (m²)
 - Coordenadas geográficas (latitud, longitud)
 - Provincia
 - Municipio
 - Código de destino y tipología constructiva
 - Nº de plantas
 - Año de construcción

2.4. OTRAS FUENTES DE INFORMACIÓN PUNTUAL

Además de la información obtenida con el catastro, se han utilizado otras fuentes de información que hacen referencia a edificaciones o instalaciones particulares y de las cuales se pueden obtener aspectos esenciales de las demandas o consumos térmicos. Estos datos se han introducido en la base de datos generada a partir del catastro y han sido correlacionadas con la parcela catastral a la cual pertenecen. Las fuentes de información puntual añadidas y su propósito se presentan a continuación:

¹² Accesible a través del siguiente enlace:
<http://estadisticas-bombasdecalor.idae.es/>

¹³ Accesible a través del siguiente enlace:
<https://www.idae.es/tecnologias/eficiencia-energetica/transformacion-de-la-energia/evaluacion-potencial-uso-cogeneracion-alta-eficiencia-y-sistemas-urbanos>

- **Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes.** Información sobre grandes consumidores industriales.
- **Censo de Redes de Calor y Frío:** Información sobre las instalaciones de Redes de Calor y Frío existentes.
- **Registro de Instalaciones en Régimen de Retributivo Específico y Ordinario.** Información sobre instalaciones generadoras de electricidad y potenciales ofertantes de calor residual.
- **EDARs y vertederos.** Información relativa a las estaciones depuradoras de aguas residuales y vertederos de residuos.
- **Aeropuertos.** Información relativa a la ubicación de los aeropuertos y al número de pasajeros de los mismos.

A continuación, se describen las fuentes de información puntual consultadas y los datos que se han extraído en cada una de ellas.

2.4.1. REGISTRO ESTATAL DE EMISIONES Y FUENTES CONTAMINANTES

En este registro¹⁴, se dispone de información sobre las emisiones a la atmósfera, al agua y al suelo de sustancias contaminantes por parte de grandes instalaciones industriales, centrales de generación eléctrica, estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR), etc.

La información que se ha obtenido sobre las instalaciones incluidas en este registro es la siguiente:

- Registro de Emisiones y Fuentes Contaminantes:
 - Emisiones de CO₂ (t/año)
 - Nombre de la instalación
 - Provincia
 - Municipio
 - Código CNAE
 - Coordenadas geográficas (latitud, longitud)

2.4.2. CENSO DE REDES DE CALOR Y FRÍO

La Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío, ADHAC, elabora anualmente un censo¹⁵ de redes de calor y frío que sirve de base para la elaboración de la estadística de este tipo de instalaciones. Los datos que se han utilizado son los siguientes:

¹⁴ Accesible a través del siguiente enlace:
www.prtr-es.es

¹⁵ Accesible a través del siguiente enlace:
www.adhac.es

- Nombre instalación
- Provincia
- Municipio
- Tipo de red (calor / frío)
- Combustible (biomasa, solar, gas natural, cogeneración, residual...)
- Potencia Calor (kW)
- Potencia Frío (kW)

2.4.3. REGISTRO DE INSTALACIONES EN RÉGIMEN DE RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA Y RÉGIMEN ORDINARIO

El MITERD (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) publica el registro de instalaciones generadoras de electricidad en régimen de retribución específica, donde se detallan las instalaciones de cogeneración, centrales de biomasa, eólicas, solares fotovoltaicas y solares termoeléctricas¹⁶.

- Régimen de Retribución Específica:
 - Nombre instalación
 - Municipio
 - Provincia
 - Potencia
 - Grupo Normativo (a.1.1, a.1.2, b.1.1 etc.)
 - Tipo
 - Clave Registro

La información identificada sobre centrales en régimen ordinario también es pública¹⁷ y recoge la siguiente información:

- Régimen Ordinario:
 - Nombre Instalación
 - Potencia

¹⁶Accesible a través del siguiente enlace:

<http://energia.gob.es/electricidad/energias-renovables/Paginas/registro-administrativo.aspx>

¹⁷Accesible a través del siguiente enlace:

<https://sede.serviciosmin.gob.es/es-ES/datosabiertos/catalogo/registro-productores-electrica>

De forma complementaria, se ha consultado el “*Informe del Sistema Eléctrico Español*”¹⁸ publicado por Red Eléctrica (REE) donde se determina la potencia instalada y la generación de forma agregada para cada tecnología.

2.4.4. EDAR Y VERTEDEROS

El MITERD ofrece información pública acerca de depuradoras de agua residuales. La cartografía incluida en este servicio contiene la localización de las EDAR y aglomeraciones urbanas atendiendo a los requerimientos de la Directiva 91/271/CEE¹⁹. Los datos que se pueden consultar en la ficha técnica de cada EDAR se han incluido en la tabla correspondiente para la versión 2017. Toda la información sobre los campos de datos se puede consultar en el documento de descripción del servicio²⁰.

- EDAR:
 - Código UWW
 - Nombre
 - Coordenadas
 - Carga Entrante
 - Capacidad Diseño

También se ha consultado la cartografía referente a los vertederos de residuos existentes, cuya versión más actual corresponde al año 2018. Desafortunadamente en los metadatos incluidos no hay información sobre la carga de residuos que cada vertedero gestiona así que ha sido necesario cruzar las coordenadas geográficas con la información contenida en la *Memoria anual de generación y gestión de residuos de competencia municipal versión 2017*²¹.

- Vertederos:
 - Código NIMA
 - Nombre
 - Coordenadas
 - Municipio
 - Provincia
 - Residuos

¹⁸ Accesible a través del siguiente enlace:

<https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2018>

¹⁹ Accesible a través del siguiente enlace:

<https://www.miteco.gob.es/es/cartografia-y-sig/ide/descargas/agua/situacion-q2017.aspx>

²⁰ Accesible a través del siguiente enlace:

https://sig.mapama.gob.es/Docs/PDFServiciosProd2/EDAR_Q2017.pdf

²¹ Accesible a través del siguiente enlace:

<https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/publicaciones/memoria-anual>

2.4.5. AEROPUERTOS

Aeropuertos Españoles y Navegación Aérea (AENA) publica de forma anual el resumen de Tráfico de Pasajeros, Operaciones y Carga en los aeropuertos españoles²².

La longitud y latitud correspondientes a las coordenadas geográficas de los aeropuertos han sido asignadas manualmente.

- Aeropuertos:
 - Nombre Aeropuerto
 - Número de pasajeros/año
 - Coordenadas

2.5. GENERACIÓN DE LA BASE DE DATOS Y MODELIZACIÓN DE LA DEMANDA

Una vez recopilada toda la información, se procede a su estructuración en una base de datos que permite modelizar las demandas térmicas asociadas a cada parcela catastral.

El catastro inmobiliario permite identificar los usos de suelo y tipologías constructivas presentes en cada parcela y clasificarlos según un conjunto de “tipologías de demanda”, que son la base para modelar la demanda térmica de la parcela catastral. Cada tipología de demanda posee unos niveles térmicos demandados (climatización, agua caliente, procesos industriales de alta temperatura...) y unas intensidades / ratios de demanda

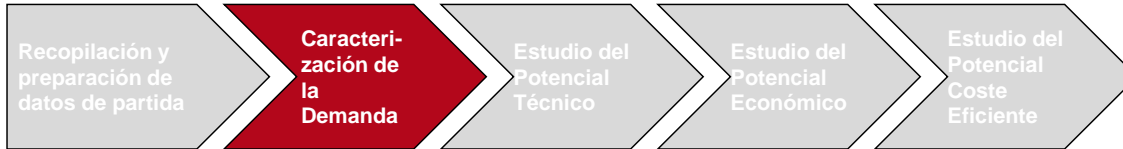
Paralelamente, a cada elemento catastral se le asigna una tecnología (o conjunto de tecnologías) mediante las cuales se satisfacen las necesidades térmicas demandadas y permite modelar el consumo de combustibles

A partir de las coordenadas asociadas a cada parcela catastral se obtiene la demanda y el consumo estimados de forma georreferenciada, permitiendo generar un mapa de la intensidad de demanda térmica en todo el territorio nacional y visualizarlo a través de una herramienta web²³ denominada “mapa de calor”. Esta herramienta web permite aplicar filtros para visualizar la demanda de un sector económico específico, visualizar las instalaciones puntuales, generar informes de una región específica mostrando la demanda en función del sector económico, la oferta de calor y combustibles residuales, así como la disponibilidad de recursos renovables entre otros datos.

²² Accesible a través del siguiente enlace:
<https://wwwssl.aena.es/csee/Satellite?pagename=Estadisticas/Home>

²³ Accesible a través del siguiente enlace:
<https://mapadecolor.idae.es/>

3. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA



La caracterización de la demanda térmica requiere obtener la información que permita estimar las demandas energéticas de cada centro consumidor según el sector a que pertenezca.

3.1. DETERMINACIÓN DE LOS TIPOS DE DEMANDA Y NIVELES TÉRMICOS DE DEMANDA

La demanda energética nacional abarca multitud de consumidores que pueden ser categorizados con base en el uso de suelo y tipología constructiva definidos en el catastro. Cada elemento catastral ha sido asignado a una tipología de demanda que permita modelizar los requerimientos energéticos mediante unas ratios de demanda por m² y una curva horaria de intensidad de la demanda energética.

Estas tipologías de demanda se resumen en la Tabla 9 y se caracterizan mediante el sector, subsector económico y un código más específico que permite diferenciar entre diferentes tipos de demanda dentro del mismo subsector.

- En el **sector residencial** el código refleja la provincia, el tipo de municipio (rural, urbano) y el periodo constructivo del inmueble.
- En el **sector terciario**, el código refleja la zona climática y aspectos del tipo de establecimiento (por ejemplo, si posee residencia o no).
- En el **sector industrial**, el código refleja la actividad de la industria mediante el código CNAE.

Tabla 9. Tipos de demanda considerados en la caracterización de la demanda

Sector	Subsector	Código Sector	Código Subsector	Código Detalles
Residencial	Unifamiliar	R	U	Provincia - Rural/Urbano - Rango antigüedad
	Colectiva	R	C	Provincia - Rural/Urbano - Rango antigüedad
	Bloque	R	B	Provincia – Rural/Urbano – Rango antigüedad
Terciario	Administración	T	A	Zona climática CTE 17: centro penitenciario, comisaria, edificio militar, etc. 16: oficinas, juzgados, ayuntamientos, etc.
	Comercial	T	C	Zona climática CTE 5: comercial 6: mercado o supermercado
	Deportivos	T	D	Zona climática CTE 7: espacios cubiertos, piscinas 8: espacios auxiliares
	Cultural y religioso	T	E	14: con residencia 15: sin residencia
	Oficinas	T	O	Zona climática CTE
	Restauración	T	R	Zona climática CTE 10: con residencia 11: sin residencia
	Sanidad y beneficencia	T	S	Zona climática CTE 12: con residencia 13: sin residencia
	Espectáculos	T	X	Zona climática CTE
	Aeropuertos, estaciones de servicio	T	Z	39: estaciones / estaciones de servicio 40: aeropuertos
	Industrial	Extractivas (no energéticas)	I	EXT
Alimentación, bebidas y tabaco		I	AL	CNAE 1000-1299
Textil, cuero y calzado		I	TXT	CNAE 1300- 1399
Pasta, papel e impresión		I	PAP	CNAE 1700- 1899
Petroquímica		I	PQU	CNAE 1900-1999
Química		I	QUI	CNAE 2000-2299
Minerales no metálicos		I	BAR	CNAE 2300-2399
Siderurgia y fundición		I	SID	CNAE 2400 a 2499 (excepto 244X)
Metalurgia no férrea		I	NFE	CNAE 2440-2499
Transformados metálicos		I	TRA	CNAE 2500-2699
Equipo de transporte		I	EQU	CNAE 2800-2999
Madera, corcho y muebles		I	MAD	CNAE 1600-1699
Otras / Indefinidas		I	IND	CNAE > 3000 o desconocido

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se analiza la caracterización de la demanda para cada uno de los sectores considerados.

3.2. SECTOR RESIDENCIAL

De acuerdo con la Tabla 9, el sector residencial comprende los subsectores de viviendas colectivas, bloque y viviendas unifamiliares. Los usos térmicos considerados han sido: calor para climatización (CLM), producción de agua caliente sanitaria (ACS) y frío para climatización (FCLM).

La demanda energética del sector residencial se caracteriza por ser muy sensible a la zona climática en la que se encuentra, debido a la alta influencia de la climatización en el consumo total de las viviendas. Por contra, la demanda de ACS no depende tanto de la localización, sino del número de ocupantes de los hogares.

3.2.1. TIPOLOGÍA DE LA VIVIENDA

Se ha utilizado la clasificación indicada en la ERESEE de acuerdo con los siguientes parámetros:

- **Tipología constructiva:** La ERESEE clasifica el parque inmobiliario de España en viviendas “unifamiliares”, “colectivas” y “bloque”. La diferencia entre viviendas colectivas y bloque viene definida por el número de plantas: las viviendas colectivas son aquellas con un número menor o igual a tres plantas, mientras que por bloque se entiende edificios de viviendas con más de tres plantas.
- **Tamaño del municipio:** Las viviendas que se encuentran en municipios con una población inferior a los 20.000 habitantes se categorizan como “Rural” y las viviendas en municipios población superior a los 20.000 se categorizan como “Urbanas”.
- **Año de construcción:** En función del año de construcción del edificio se clasifican según los siguientes rangos:
 - Anteriores a 1900
 - 1901 - 1940
 - 1941-1960
 - 1961-1980
 - 1981-2007
 - 2008-2020
- **Provincia:** Tal y como se muestra en el *Anexo A.2* de la ERESEE, las ratios de consumo se dan clasificados según la provincia.

El cruce de estas clasificaciones (sin contar la clasificación provincial) produce 36 categorías edificatorias sobre las cuales se ha caracterizado el sector residencial. También se ha tenido en cuenta la provincia donde se ubica cada vivienda estudiada para poder modelizar el efecto de la situación geográfica en la caracterización de la demanda.

Es importante recalcar que, a pesar de que los datos de la ERESEE son actuales y están desagregados, este estudio solo proporciona datos de consumo específicos para calefacción. Esto obliga a estimar los consumos de refrigeración y ACS para cada una de las categorías de viviendas con las que se ha segmentado el sector

residencial a partir de fuentes distintas a la ERESEE. Para ello, se ha partido de las ratios de consumo por unidad de superficie (kWh/m²) de SPAHOUSEC I, minorándolas a partir de las estadísticas de viviendas principales y tasa de equipamiento por zona climática, extraídas de datos del INE y SPAHOUSEC, respectivamente.

3.2.2. ZONAS CLIMÁTICAS

Tal y como se ha comentado anteriormente, la ERESEE proporciona datos sobre el consumo específico de calefacción con una desagregación a nivel provincial, por lo que posteriormente se puede agrupar esta información según zonas climáticas, comunidades autónomas, etc. dependiendo del nivel de análisis requerido.

Sin embargo, para la caracterización de la demanda de ACS y refrigeración, los estudios SPAHOUSEC y SPAHOUSEC II no desagregan la información a nivel provincial y en su lugar se utilizan valores a nivel de zona climática (Continental, Mediterráneo y Atlántico Norte). En la Ilustración 3 se muestra la correspondencia entre las diferentes provincias y las zonas climáticas.



Ilustración 3. Distribución territorial de las zonas climáticas según SPAHOUSEC.

Fuente: SPAHOUSEC 2011

Para mantener la cohesión en la representación de datos y simplificar la representación de los mismos, a lo largo del estudio se muestra la información referida a calefacción, ACS y refrigeración agrupada según las zonas climáticas de SPAHOUSEC.

3.2.3. TECNOLOGÍAS

En el presente estudio se ha utilizado el mismo reparto de tecnologías para la demanda de calefacción en el sector residencial que en la ERESEE. A partir de estos datos se ha obtenido una distribución que se ha utilizado para inferir la tecnología de calefacción sobre las viviendas del catastro.

Para las demandas de Agua Caliente Sanitaria (ACS) y Frío para Climatización (FCLM) se ha utilizado la proporción de viviendas con cada tecnología según el uso térmico que detalla SPAHOUSEC como distribución de probabilidad.

A cada vivienda se le asignan tecnologías (una para cada uso térmico) mediante un criterio de probabilidad condicional que prioriza el mismo tipo de combustibles para ACS y climatización. Se tiene en cuenta también que no todas las viviendas principales disponen de sistemas de calefacción y refrigeración, aunque si de ACS. A continuación, se muestra la tabla de tecnologías considerada en el sector Residencial y los rendimientos supuestos.

Tabla 10 - Tecnologías consideradas en el sector residencial y rendimientos supuestos

Nomenclatura actual	Código	Niveles Térmicos	Tecnologías asociadas ERESEE	Rendimiento
Caldera Gas Natural	CGN	ACS, CLM	Caldera o Calentador	0,85
Caldera Gasoil	CGOIL	ACS, CLM	Caldera o Calentador	0,85
Caldera GLP	CGLP	ACS, CLM	Caldera o Calentador	0,85
Caldera Biomasa	CBM	ACS, CLM	Caldera o Calentador	0,56
Bomba Calor no renovable	BC	CLM, FCLM	Bomba de Calor No Renovable	2,2
Bomba Calor para Frío	BC F	FCLM	Bomba de calor no Renovable frío	2,2
Bomba Calor Renovable	BC2	CLM,FCLM	Bomba de calor renovable	3,0
Bomba Calor para Frío	BC2 F	FCLM	Bomba de calor para frío	2,4
Caldera Eléctrica	CE	ACS, CLM	Caldera o Calentador	1
Paneles solares	SOL	ACS	Captadores planos	1

Fuente: elaboración propia con base en datos del PNIEC

Para diferenciar entre Bomba de Calor Renovable y no Renovable se ha utilizado las *Estadísticas de Bomba de Calor* publicadas por IDAE.

La tecnología solar térmica sin concentración se ha introducido, asumiendo que los paneles solares cubren el 60% de la demanda de ACS en los hogares que disponen de ellos, teniendo en cuenta tanto el estudio SPAHOUSEC, como los Balances 2018.

3.2.4. RATIOS DE DEMANDA

Los valores de demanda de energía para calefacción se muestran en la Tabla 11 y Tabla 12 para cada tipología de vivienda directamente a partir de la base de datos utilizada en la ERESEE. Para facilitar la visualización de los ratios de demanda de calefacción y su comparación con los ratios de demanda de ACS y refrigeración, éstos se muestran como un promedio por zona climática SPAHOUSEC.

Tabla 11. Ratios de demanda para calefacción promediados por zona climática, tipología de vivienda y antigüedad, sector residencial rural

RURAL									
Demanda por zona climática - incluida pobreza energética (kWh / m² año)									
Zona Clim.	Continental			Mediterráneo			Atlántico Norte		
Antigüedad	Unifam.	Colect.	Bloque	Unifam.	Colect.	Bloque	Unifam.	Colect.	Bloque
<1900	148,24	97,82	63,48	87,75	43,20	29,01	87,73	49,93	33,94
1901 – 1940	146,93	97,05	62,29	81,07	41,06	29,46	87,60	50,99	31,28
1941 – 1960	137,85	84,27	63,99	72,28	36,37	24,49	80,37	49,86	32,27
1961 – 1980	139,49	60,47	52,07	75,38	25,48	21,31	78,95	33,99	27,20
1981 – 2007	88,51	43,15	32,51	44,90	17,14	11,24	47,69	23,32	16,30
2008 – 2012	59,79	30,33	23,40	27,38	10,49	6,63	30,72	14,97	10,34
Nº Viviendas	1.257.965	425.395	294.739	1.715.304	616.549	421.880	414.030	116.855	331.589
Total viv ZC	1.978.099			2.753.733			862.474		
Total N-viv	5.594.306								

Fuente: elaboración propia en base a la ERESEE

Tabla 12. Ratios de demanda para calefacción promediados por zona climática, tipología de vivienda y antigüedad, sector residencial urbano

URBANO									
Demanda por zona climática - Incluida pobreza energética (kWh / m² año)									
Zona Clim.	Continental			Mediterráneo			Atlántico Norte		
Antigüedad	Unifam.	Colect.	Bloque	Unifam.	Colect.	Bloque	Unifam.	Colect.	Bloque
<1900	98,22	97,90	66,07	91,06	38,76	30,84	74,97	45,43	32,69
1901 – 1940	107,48	95,56	64,67	88,93	37,94	30,23	80,77	46,45	33,35
1941 – 1960	121,60	90,71	60,55	75,84	34,86	24,72	74,97	45,09	31,14
1961 – 1980	106,48	62,26	51,99	70,52	22,54	20,58	67,64	28,90	26,45
1981 – 2007	66,09	46,11	32,63	37,90	14,14	10,02	38,90	19,32	15,38
2008 – 2012	42,85	30,71	21,76	21,40	8,60	5,72	23,54	11,82	9,73
Nº Viviendas	387.484	323.298	2.846.376	1.506.751	859.838	3.799.299	186.297	87.798	1.006.680
Total viv ZC	3.557.158			6.165.888			1.280.775		
Total N-viv	11.003.821								

Fuente: elaboración propia en base a la ERESEE

Para obtener la demanda de ACS y refrigeración, se parte del consumo energético por tipología de vivienda y zona climática del estudio SPAHOUSEC. Según el uso que presente una vivienda, se clasifica en principal (ocupada la mayor parte del año), secundaria (segunda residencia o vivienda ocupada durante las vacaciones) y vacía. Los datos de consumo que se utilizan hacen referencia únicamente a viviendas principales, por ello el consumo por tipología de vivienda y zona climática para vivienda principal, se ajustan a partir de las ratios de ocupación de viviendas especificados en el Censo de Población del INE de 2011. A partir del consumo ajustado y de la superficie media de cada vivienda en las zonas climáticas correspondientes²⁴, se obtiene el ratio de consumo energético según tipología de vivienda, uso y zona climática.

²⁴ Obtenidos de SPAHOUSEC y del INE

Una vez obtenidas las ratios de consumo energético de ACS y refrigeración para cada tipología de vivienda y zona climática, se transforman en ratios de demanda aplicando los rendimientos de cada tecnología que se utiliza para satisfacer la demanda.

Las ratios resultantes de la aplicación de estos cálculos se muestran en la Tabla 13 y Tabla 14 .

Tabla 13: Ratios de demanda de ACS en función de la zona climática y tipología de vivienda

Demanda ACS por zona climática y tipología de edificio (kWh / m2 año)			
Tipo Vivienda \ ZCL	Continental	Mediterráneo	Atlántico Norte
Unifamiliar	10	10	12
Colectiva, bloque	15	14	15

Fuente: elaboración propia

Tabla 14: Ratios de demanda de frío para climatización por zona climática

Demanda refrigeración por zona climática y tipología de edificio (kWh / m2 año)			
Tipo vivienda / ZCL	Continental	Mediterráneo	Atlántico Norte
Unifamiliar	3,84	5,44	0,0064
Colectiva			
Bloque			

Fuente: elaboración propia

Para calcular la demanda de frío a partir de estas ratios, se ha tenido en cuenta que sólo un porcentaje de las viviendas dispone de sistemas de refrigeración. Se ha considerado la tasa de equipamiento para refrigeración por zona climática que especifica SPAHOUSEC y se ha aplicado sobre las viviendas que disponen de calefacción.

3.2.5. RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA EN EL SECTOR RESIDENCIAL

A continuación, se muestra una tabla resumen donde se recopilan los resultados obtenidos del modelo para la caracterización de la demanda de calefacción y refrigeración en residencial:

Tabla 15. Resumen caracterización de la demanda en el sector residencial

Sector			Residencial				
Tipología			Unifamiliar	Colectiva	Bloque	Total	
Demanda por Tecnología [MWh]	ACS	Electricidad	Termo eléctrico	1.791.374	634.459	3.713.823	6.139.656
		Combustibles fósiles	Caldera de gas	1.062.965	965.272	6.163.065	8.191.302
			Caldera de gasóleo	1.427.834	129.407	924.810	2.482.051
			Caldera de GLP	2.529.452	529.644	3.005.898	6.064.994
			Caldera de carbón	3.429	662	6.063	10.155
			Energías Renovables	Caldera de biomasa	47.996	2.249	26.341
		Solar térmica	1.648.245	108.425	627.183	2.383.853	
		Cogeneración	Cogeneración	43	41	84	168
	CLM	Electricidad	Radiador eléctrico	968.248	390.058	1.579.420	2.937.727
		Bomba de calor	773.328	280.342	1.159.011	2.212.681	
		Combustibles fósiles	Caldera de gas	7.776.833	2.388.788	10.931.977	21.097.597
			Caldera de gasóleo	8.473.113	1.004.136	5.603.820	15.081.069
			Caldera de GLP	2.280.272	367.074	1.625.470	4.272.816
		Energías Renovables	Caldera de biomasa	15.032.482	0	0	15.032.482
		Bomba de calor (sólo contribución renovable)	557.849	200.967	842.846	1.601.661	
	Cogeneración	Cogeneración	416	386	205	1.007	
	FLCM	Electricidad	Bomba de calor	1.636.663	345.368	1.836.603	3.818.635
		Cogeneración	Cogeneración	13	8	20	41
	Demanda [MWh]	ACS			8.511.338	2.370.158	14.467.267
CLM			35.861.578	4.630.770	21.744.693	62.237.041	
FLCM			1.636.676	345.376	1.836.623	3.818.676	
Total			46.009.592	7.346.304	38.048.584	91.404.480	

Fuente: elaboración propia

Tal y como se observa en la Tabla 15, la demanda térmica de las viviendas unifamiliares es significativamente superior a la del resto de tipologías, ya que contabiliza aproximadamente el 50% de la demanda térmica total del sector.

Las tecnologías que utilizan combustibles no renovables representan el 79%, siendo la caldera de gas natural el equipo predominante.

Por usos, la calefacción representa el 68% y producción de ACS el 28% de la demanda total

3.2.6. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL

Atendiendo al tipo de combustible y fuente energética, el consumo de energía se resume en la siguiente tabla según el tipo de edificación:

Tabla 16. Detalle del consumo en el sector residencial por tipo de vivienda (GWh)

Consumo GWh		Unifamiliar	Colectiva	Bloque	Total
Combustible	Electricidad	3.968	1.355	6.842	12.165
	Gas natural	10.400	3.946	20.112	34.458
	Gasóleo	11.648	1.334	7.681	20.663
	GLP	5.659	1.055	5.449	12.162
	Carbón	4	1	7	12
	Biomasa	26.930	4	47	26.981
	Solar Térmica	1.648	108	627	2.384
	Total	60.256	7.803	40.765	108.824

Fuente: elaboración propia

3.3. SECTOR TERCIARIO

Dentro del sector terciario, se analiza la demanda térmica de los siguientes subsectores:

- O: Oficinas
- C: Comercial
- A: Administración
- S: Sanidad
- E: Educación
- D: Deportes
- X: Espectáculos
- R: Restauración
- Z: Aeropuertos / Estaciones de servicio

Para realizar la caracterización de la demanda en el sector terciario, la fuente de información principal utilizada son auditorías energéticas externas disponibles en las que han participado los consultores que han realizado este estudio.

3.3.1. TIPOS DE DEMANDA DEL SECTOR TERCIARIO

Siguiendo la clasificación de la Tabla 9, se segmentan los subsectores en las siguientes tipologías de demanda, a los que se les ha calculado la ratio de demanda particular para cada uno de ellos:

Tabla 17. Clasificación de las actividades en el sector terciario

Subsector	Descripción
O	Oficinas
C	Comercio general
C	Mercado o supermercado
D	Deportes cubiertos; piscinas
D	Deportivos auxiliares
X	Espectáculos
R	Ocio y hostelería con residencia
R	Ocio y hostelería sin residencia
S	Sanidad y beneficencia con residencia
S	Sanidad y beneficencia sin residencia
E	Cultural y religioso con residencia
E	Cultural y religioso sin residencia
A	Administrativo
A	Penitenciario
Z	Estaciones de servicio
Z	Aeropuertos

Fuente: elaboración propia

Los usos térmicos considerados son el calor para climatización (CLM), producción de agua caliente sanitaria (ACS) y frío para climatización (FCLM).

3.3.2. RATIOS DE DEMANDA POR ZONAS CLIMÁTICAS

Los datos de demanda de las auditorías externas, se han agrupado en función de las zonas climáticas del Código Técnico de Edificación (CTE).

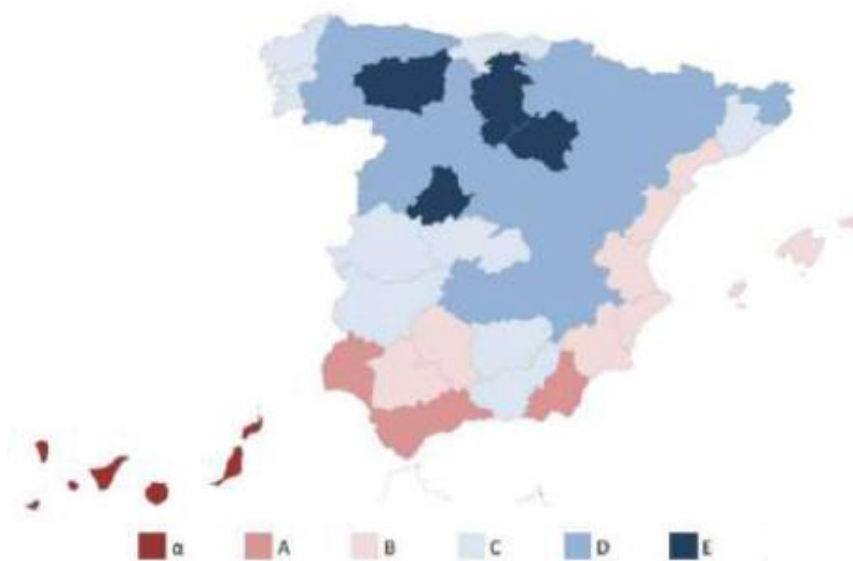


Ilustración 4. Distribución territorial de las zonas climáticas según CTE

Fuente: ERESEE

Debido a que los datos de algunas zonas climáticas eran escasos o inexistentes (por falta de auditorías realizadas en cada zona) ha sido necesario extrapolar los datos de otra zona climática de la cual se disponía de datos para poder obtener el resultado final. Para realizar esta extrapolación se ha diseñado una herramienta a nivel interno que, comparando los grados-día en las distintas zonas climáticas, permite obtener un valor estimado de demanda de calefacción o refrigeración.

1. Como base se parte de una ratio de demanda conocido a partir de las auditorías. (Demanda por unidad de superficie para el uso de suelo "Oficinas", en la zona climática D3, por ejemplo).
2. Para extrapolar la ratio de demanda del uso de suelo "Oficinas" a otra zona climática de la cual no se dispone información suficiente, la herramienta utiliza la diferencia de los grados-día en función de la zona climática. Mediante la extrapolación de este valor entre la zona climática conocida y la que se quiere conocer, se obtiene un valor estimado de la ratio de demanda de calefacción y refrigeración.

De este modo, se determinan los ratios de demanda finales en kWh/m² para las 16 tipologías de demanda por zona climática, referidos a los centros consumidores del sector terciario.

3.3.3. TECNOLOGÍAS

Para definir el reparto de las tecnologías en los inmuebles del sector servicios se ha empleado la siguiente metodología:

1. En el informe "Parque de Bombas de Calor de España" elaborado por el IDAE en el año 2014, se da el calor generado por bombas de calor para el sector servicios siendo este 18 TWh/año, que es aproximadamente el 42% de la demanda de calefacción estimada en el sector servicios. Mediante este dato se asigna una probabilidad del 42% de cubrir las demandas energéticas de calor y frío para climatización mediante bomba de calor en establecimientos de tamaño inferior a 4.000 m². El

porcentaje de bomba de calor renovable frente a la no renovable se obtiene de la *Estadística de Bomba de Calor* publicado del IDAE.

2. En el resto de los inmuebles, se asumen tecnologías diferentes a la bomba de calor. El reparto de estas tecnologías se realiza en función de la disponibilidad de gas natural en el municipio. Se asume este combustible en aquellos centros en municipios con presencia de gas natural. En los municipios donde no hay presencia de gas natural se asigna gasoil o GLP en proporción según “*Detalles de consumos del sector servicios (2018)*”.
3. Las tecnologías basadas en biomasa y solar térmica se han introducido de forma proporcional a los Balances de consumo de energía final 2018, considerando que los sistemas de biomasa cubren el 100% de la demanda térmica de ACS y CLM y que la solar térmica únicamente cubre el 60% de la demanda de ACS.
4. En las parcelas donde se ha identificado una cogeneración se asigna esta tecnología considerando que cubre el 100% de la demanda de ACS y CLM y el 75% de la demanda de frío (FCLM) utilizando el mismo combustible de la tecnología principal que ha sido asignado a cada demanda.
5. Para establecimientos de más de 4.000 m², se han asumido sistemas de mayor potencia y eficiencia. Para los centros inferiores a esta superficie, se asumen los mismos rendimientos que en el sector Residencial.

No se han asignado otras tecnologías con un peso muy pequeño en los Balances 2018, como la geotérmica de uso directo.

Las tecnologías consideradas en el sector terciario y sus rendimientos se muestran en la Tabla 18

Tabla 18. Rendimientos por fuentes energéticas para calefacción en el sector terciario

Sistema	Usos Térmicos	Rendimiento
Caldera de gasóleo / GLP <50 kW	ACS, CLM	0,85
Caldera de gasóleo / GLP >50 kW	ACS, CLM	0,90
Caldera de gas <50 kW	ACS, CLM	0,85
Caldera de gas >50 kW	ACS, CLM	0,90
Caldera de biomasa	ACS, CLM	0,7
Caldera eléctrica	ACS	1
Bombas de calor aerotérmicas no renovables	CLM, FCLM	2,2
Bomba de calor aerotérmica renovable (calor) y no renovable (frío)	CLM, FCLM	3,0 / 2,4
Solar térmica sin concentración	ACS	1

Fuente: elaboración propia con base en datos del PNIEC

3.3.4. RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA EN EL SECTOR TERCIARIO

A continuación, se muestra una tabla resumen donde se recopilan los resultados obtenidos del modelo para la caracterización de la demanda de calefacción y refrigeración en terciario.

Tal y como se observa en la Tabla 19, los subsectores “Comercial” y “Oficinas” son los principales demandantes de energía térmica ya que entre los dos suponen el 57% de la demanda térmica total.

Entre las tecnologías utilizadas destacan la caldera de gas natural y la bomba de calor que representan el 34% y el 49% respectivamente de la demanda total.

Por usos, la calefacción representa el 56% y la refrigeración el 30% de la demanda total

Tabla 19. Resumen caracterización de la demanda del sector terciario

Sector			Terciario										
Tipología			Oficinas	Administración	Comercial	Sanitario	Restauración	Educación	Deportes	Espectáculos	Aeropuertos /Estaciones servicio	Total	
Demanda por Tecnología MWh	ACS	Electricidad	Termo eléctrico	768.816	158.008	317.247	200.127	777.255	107.013	492.458	5.337	1.638	2.827.899
			Caldera de gas	992.803	614.518	293.469	867.980	1.580.982	143.800	716.213	8.573	9.727	5.228.063
		Combustibles fósiles	Caldera de gasóleo	169.397	158.662	73.527	155.272	860.890	134.534	211.353	2.041	629	1.766.306
			Caldera de GLP	18.693	10.779	9.323	10.720	50.633	6.193	24.105	262	71	130.780
		Energías Renovables	Caldera de biomasa	45.850	24.549	15.503	27.203	83.759	8.558	34.053	287	101	239.864
			Solar térmica	147.751	14.728	46.469	38.500	342.335	10.280	45.458	631	113	646.265
		Cogeneración	8.479	1.057	452	30.027	11.863	342	2.461	0	64	54.746	
	CLM	Electricidad	Bomba de calor	3.131.295	409.702	4.287.519	519.718	740.424	736.627	250.173	44.074	54.069	10.173.601
			Caldera de gas	5.865.438	1.557.136	6.169.612	3.103.726	1.527.159	1.425.467	497.394	106.304	365.329	20.617.565
		Combustibles fósiles	Caldera de gasóleo	900.380	367.003	1.335.586	519.559	619.217	1.357.893	144.910	25.171	28.459	5.298.177
			Caldera de GLP	91.893	43.420	154.181	38.834	64.859	61.378	17.263	3.276	3.519	478.623
		Energías Renovables	Caldera de biomasa	268.223	55.267	304.384	91.396	85.284	86.263	23.836	3.424	5.332	923.410
			Bomba de calor (sólo contribución renovable)	1.383.629	188.778	1.886.024	233.173	327.303	315.607	105.553	20.504	23.008	4.483.580
		Cogeneración	Cogeneración	53.458	4.286	7.906	76.515	4.331	4.605	2.748	8	2.841	156.697
	FLCM	Electricidad	Bomba de calor	4.191.302	1.018.843	11.015.613	1.690.712	2.463.251	1.238.677	282.474	78.121	188.052	22.167.045
		Cogeneración	12.119	2.109	5.150	30.966	4.892	1.084	656	1	453	57.430	
Demanda [MWh]	ACS			2.151.789	982.302	755.991	1.329.829	3.707.718	410.720	1.526.101	17.130	12.344	10.893.924
	CLM			11.696.138	2.629.702	14.143.454	4.584.986	3.369.073	3.983.325	1.039.527	203.301	482.148	42.131.653
	FLCM			4.203.421	1.020.952	11.020.763	1.721.678	2.468.143	1.239.761	283.130	78.121	188.505	22.224.475
	Total			18.051.347	4.632.956	25.920.208	7.636.493	9.544.935	5.633.807	2.848.757	298.552	682.998	75.250.052

Fuente: elaboración propia

3.3.5. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL

Además de la demanda, también se ha obtenido el consumo de energía final en el sector terciario por combustible empleado.

Tabla 20. Resultados de consumo obtenidos para el sector terciario

Consumo [GWh]		Oficinas	Administración	Comercial	Sanitario	Restauración	Educación	Deportes	Espectáculos	Aeropuertos/ Estación	Total
Combustible	Electricidad	4.393	831	7.562	1.216	2.259	1.055	755	65	111	18.248
	Gas natural	7.956	2.448	7.524	4.575	3.538	1.791	1.388	131	424	29.776
	Gasóleo	1.264	618	1.658	816	1.749	1.761	419	32	34	8.352
	GLP	131	64	192	58	136	79	49	4	4	718
	Biomasa	449	114	457	174	241	135	83	5	8	1.667
	Solar térmica	148	15	46	38	342	10	45	1	0	646
	Total	14.341	4.090	17.439	6.878	8.266	4.833	2.740	238	582	59.406

Fuente: elaboración propia

3.4. SECTOR INDUSTRIAL

La demanda energética de este sector se debe principalmente a su proceso productivo. Las demandas térmicas consideradas son de baja temperatura (agua caliente para proceso a 80º), media temperatura (VAP, vapor a 120ºC), media-alta temperatura (GLT, gases de baja temperatura 350ºC) y muy alta temperatura (GHT, gases de alta temperatura 1.000ºC).

Por otro lado, el consumo para climatización se considera poco representativo. Por esta razón, en el caso de la industria no se ha diferenciado por zona climática, sino en función de los distintos sectores industriales.

Otra de las particularidades de este sector es que cuenta con numerosas industrias de consumo relevantes y por tanto fuertemente emisoras lo que permite su análisis individualizado al estar incluidas en el Registro de Emisiones y Fuentes Contaminantes. Estas industrias serán tratadas como centros de demanda puntuales frente a otras industrias que por no tener esta consideración serán tratadas como centros de demanda difusa

Para la identificación de estos consumidores puntuales se ha utilizado como fuente de información el Registro de Emisiones y Fuentes Contaminantes y se ha considerado que aquellas empresas que reportan emisiones de CO₂ tienen unas demandas energéticas lo suficientemente grandes como para ser tratadas como puntuales.

A modo de resumen, la metodología para el cálculo de la demanda térmica a partir de las emisiones de CO₂ en el sector de la industria es la siguiente:

1. Del registro de emisiones se obtiene la cantidad de CO₂ emitida a la atmósfera por cada una de las empresas consideradas.
2. Se corrigen las emisiones para tener en cuenta únicamente las emisiones debidas a procesos de combustión que cubren demandas térmicas. Se deben descontar aquellas emisiones intrínsecas del proceso productivo (cemento, vidrio, cal, etc.).
3. Se calcula el factor de emisión de cada consumidor puntual en función del combustible utilizado. Si resulta imposible identificar el combustible utilizado en la industria estudiada, se utiliza el factor de emisión del sector al que pertenece la instalación, obtenido a partir de los Balances de Energía Final. Sabiendo el factor de emisión y el CO₂ emitido, se calcula el combustible teórico consumido por cada una de las industrias puntuales de manera directa.
4. Se calcula el rendimiento térmico de cada consumidor puntual en función de sus particularidades (cogeneración o no, tipo de cogeneración, nivel térmico del proceso productivo, etc.).
5. Una vez se obtiene el combustible consumido y el rendimiento térmico, se obtiene la demanda térmica de forma directa.

Adicionalmente, el remanente que quede entre el consumo calculado para la industria puntual y el reportado por los balances de energía final se considerará consumo de industria **difusa**. Para la determinación de las ratios de demanda difusa en el sector industrial se ha utilizado el documento *Evaluación del potencial de la energía solar térmica en el sector industrial* del IDAE, donde se proporcionan las ratios de demanda para distintos sectores industriales en función del nivel térmico (agua caliente, vapor, gases de alta temperatura). Además, se ha complementado mediante conocimiento experto de los consultores que han realizado el estudio para completar información en aquellos sectores industriales donde era es más escasa.

3.4.1. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA PUNTUAL DEL SECTOR INDUSTRIAL

En el presente apartado se muestra la metodología seguida para la caracterización de la demanda de frío y calor en el sector industrial. Para ello, se desarrollan cada uno de los puntos explicados anteriormente.

3.4.1.1. OBTENCIÓN Y PROCESAMIENTO DE LAS EMISIONES DE CO₂

La razón por la que se parte de las emisiones de dióxido de carbono para el cálculo de la demanda térmica es que, habitualmente, estas emisiones se deben a procesos de combustión en equipos térmicos por lo que, si se conoce el combustible utilizado a partir de las emisiones, se puede llegar a calcular la demanda térmica de una determinada industria.

Sin embargo, la cantidad de CO₂ emitido a la atmósfera registrada en el Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (en adelante, PRTR) corresponde a la totalidad de las emisiones de la industria, por lo que se incluyen tanto las emisiones debidas a procesos de combustión, como aquellas derivadas del propio proceso productivo. Debido a esta particularidad, se han analizado los sectores industriales

susceptibles de emitir CO₂ en las reacciones químicas de su proceso con el objetivo de descontar estas emisiones del cálculo final. Si no se realizara esta corrección, se estarían asignando emisiones de CO₂ a procesos de combustión y por lo tanto se sobreestimaría la demanda térmica del sector industrial.

El sector industrial que se ha identificado como emisor de CO₂ debido a las reacciones de su proceso productivo ha sido el de minerales no metálicos.

Dentro de este sector industrial, los subsectores de la producción del cemento y de cal generan emisiones de dióxido de carbono a través de los procesos de descarbonatación de la caliza. De manera análoga a los procesos de producción del cemento y de la cal, la producción de productos cerámicos (ladrillos, tejas, azulejos, cerámica, etc.) y de vidrio (hueco o plano) también tienen emisiones de CO₂ debidas a procesos de calcinación y fundición respectivamente.

- En el proceso productivo del **cemento**, en torno 40% de emisiones de CO₂ son generadas por la combustión de combustibles fósiles. Teniendo en cuenta este dato se ha realizado el ajuste de las emisiones de CO₂ que figuran en el registro.
- Respecto al **proceso productivo de la cal**, el óxido de calcio o cal viva se forma al calentar la piedra caliza para descomponer los carbonatos. Conocida la reacción química, se ha determinado que el 20,76% de las emisiones de CO₂ son por la combustión de combustible. Con este valor, se ajustan las emisiones de CO₂ obtenidas del registro de emisiones.
- Las emisiones de CO₂ debidas al **proceso productivo de productos cerámicos** (ladrillos, tejas, productos refractarios, azulejos, etc.) son el resultado de la calcinación de las materias primas (particularmente de la arcilla, de los esquistos, de la piedra caliza, de la dolomita y de la witherita o carbonato de bario y de la piedra caliza como fundentes).

El sector de la cerámica se ve afectado por las emisiones de CO₂ de proceso procedentes de la descomposición del carbonato cálcico y del carbonato de magnesio en menor medida en la etapa de cocción, que contiene la materia prima utilizada en el proceso de fabricación de ladrillos.

A partir del análisis de datos sobre instalaciones concretas de este sector industrial, se ha obtenido la ratio de emisiones de CO₂ debidas a los procesos de descomposición expuestos anteriormente respecto a las emisiones de CO₂ totales, donde se contabilizan las emisiones debidas a procesos de combustión en hornos de cocción y secaderos. En promedio esta ratio es de **23,9%**.

- Tanto en el proceso de producción del **vidrio** hueco como plano existen emisiones debidas a la descarbonatación de la caliza, dolomita, carbonatos de sodio o de bario (entre otros). Para el cálculo de las emisiones de CO₂ debidas a procesos de combustión es necesario extraer de las emisiones totales de CO₂ obtenidas de las bases de datos del PRTR las emisiones correspondientes a los procesos de descarbonatación mencionados.

Para su determinación, en primer lugar, se ha obtenido el consumo de combustible por tonelada de vidrio producida del documento *“Guía de Mejores Técnicas Disponibles en España del Sector de la Fabricación de Vidrio – Ministerio de Medio Ambiente”*, tanto para la producción de vidrio plano como vidrio hueco. Aplicando los correspondientes factores de emisión de CO₂ según el

combustible consumido se ha obtenido la ratio de emisiones de CO₂ por tonelada de vidrio producido debidas exclusivamente al consumo de combustible para generación térmica. Una vez obtenidas esas ratios, se ha acudido a industrias concretas incluidas en el PRTR donde se dispone de información de la producción de vidrio y de las emisiones de CO₂ totales y se han calculado las emisiones debidas a procesos de combustión y, posteriormente, se ha determinado el porcentaje de emisiones correspondientes a procesos de fundición. Éste ha resultado ser en promedio del **41%**.

3.4.1.2. FACTORES DE EMISIÓN Y COMBUSTIBLE CONSUMIDO

Una vez determinadas y corregidas las emisiones de CO₂ de las instalaciones industriales, se asigna a cada empresa un factor de emisión para obtener el combustible consumido para atender a las demandas térmicas. Se ha de tener en cuenta que se desconoce el combustible consumido en la mayoría de las empresas, por lo que a modo de aproximación se ha empleado la “*Relación de Municipios con redes de distribución de gas*” de la CNMC²⁵. Siempre que una empresa se encuentre en un municipio con suministro de gas natural según este documento, se ha considerado que el combustible consumido es gas natural. Cuando se desconoce el combustible utilizado por la industria se aplica el factor de emisión medio del sector industrial al que pertenece. Para calcular este factor se utiliza como fuente de datos el Balance de Energía Final del año 2018.

²⁵ Accesible a través del siguiente enlace:
https://www.cnmc.es/sites/default/files/2113971_0.xlsx

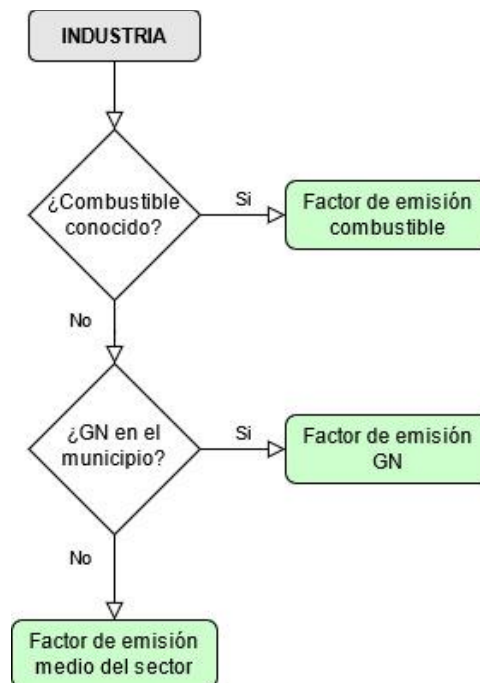


Ilustración 5. Asignación del factor de emisión.

Fuente: Elaboración propia

Una vez que se asigna el factor de emisión a cada una de las industrias del registro, el combustible consumido se calcula directamente en base a la siguiente expresión:

$$\text{Combustible (MWh}_{PCI}/\text{año)} = \frac{t \text{ CO}_2/\text{año}}{\text{Factor de emisión } \left(\frac{t \text{ CO}_2}{\text{MWh}_{PCI}} \right)}$$

A continuación, se muestra una tabla resumen con los valores del factor de emisión considerados para los distintos combustibles:

Tabla 21. Factor de emisión de los combustibles

Combustible	Factor de emisión (t CO ₂ /MWh _{pci})
Gas natural	0,201
Diésel – Gasóleo	0,263
Hulla, antracita y lignito	0,364
Coque	0,378

Fuente: MITERD²⁶

²⁶ Accesible a través del siguiente enlace:

https://www.MITERD.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/es_2020_anexovii_unfccc_nir_tcm30-379357.pdf

Para los casos en los que se desconozca el combustible utilizado, se emplean los siguientes valores promedio para los factores de emisión de los sectores industriales. Estos valores se han obtenido a partir de los balances de energía final para el año 2018.

Tabla 22. Factores de emisión promedio por sector industrial

INDUSTRIA	Factor de emisión (tCO ₂ /MWh)
Extractivas (no energéticas)	0,2667
Alimentación, Bebida. y Tabaco	0,2741
Textil, Cuero y Calzado	0,2648
Pasta, Papel e Impresión	0,2639
Química (incl. petroquímica)	0,3195
Minerales No Metálicos	0,3539
Siderurgia y Fundición	0,3560
Metalurgia no férrea	0,2819
Transformados Metálicos	0,2688
Equipo Transporte	0,2582
Construcción	0,2667
Madera, Corcho y Muebles	0,2685
Otras	0,2683

Fuente: Con base en Balances de Energía Final 2018, IDAIE

3.4.1.3. RENDIMIENTO TÉRMICO Y CORRECCIONES DE CONSUMO

Con el cálculo explicado en el apartado anterior, se obtiene el resultado del combustible consumido total. Aun así, se ha de tener en cuenta que en el sector industrial pueden encontrarse instalaciones de cogeneración, las cuales producen electricidad y calor simultáneamente. Por ello, para realizar correctamente el cálculo de la demanda térmica, se ha de descontar del cálculo de combustible total, aquella fracción destinada a generación eléctrica.

Para saber qué industrias cuentan con central de cogeneración, se cruzan los datos del registro de emisiones con el registro de instalaciones en régimen de retribución específica (y, concretamente, que cuenten con una cogeneración). A partir del “Informe estadístico de cogeneración (2016)” del IDAE, se obtiene el rendimiento térmico de las cogeneraciones. En los casos en los que se conozca el tipo de cogeneración (ciclo combinado, turbina de gas más caldera de recuperación, motores de gas, etc.), se aplica el rendimiento de dicha tecnología de la Tabla 23. Si se desconoce el tipo de tecnología, se utiliza el rendimiento promedio de la Tabla 24 del sector al que pertenece la empresa en cuestión. De esta manera, se puede obtener la demanda térmica a partir del combustible total consumido por una cogeneración.

En los casos en los que la industria identificada cuente con una cogeneración, se emplean los siguientes valores para el rendimiento térmico obtenidos a partir del informe estadístico.

Tabla 23. Rendimiento térmico según tipo de cogeneración

Tipo de cogeneración	Rendimiento térmico
Ciclo combinado	0,40
Motor de combustión interna	0,29
Turbina de gas con recuperación	0,47
Turbina a contrapresión	0,61
Turbina de condensación	0,60

Fuente: Informe estadístico de cogeneración (2016), IDAE

Tabla 24. Rendimiento térmico según sectores industriales con cogeneración

Sector industrial	Rendimiento térmico
Extracción	0,38
Fabricación Otros Productos Minerales No Metálicos	0,49
Industria Química	0,44
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	0,35
Industrias del Papel y Cartón, Edición e Imprenta	0,42
Otras Ramas Industriales	0,32
Producción de Minerales No Férreos	0,31

Sector industrial	Rendimiento térmico
Refinerías	0,50
Servicios, etc.	0,29
Siderurgia	0,49
Textil, Vestido y Cuero	0,33
Transformados Metálicos, Fabricación de Maquinaria y Equipos	0,40
Transporte y Comunicaciones	0,25

Fuente: Informe estadístico de cogeneración (2016), IDAE

En el caso de que no se disponga de cogeneración, se usa como referencia el Reglamento Delegado 2015/2402 donde se definen los rendimientos térmicos y eléctricos armonizados para la generación por separado de electricidad y calor.

3.4.1.4. CÁLCULO DE LA DEMANDA DE CALOR PUNTUAL

Una vez se le ha asignado a cada industria del registro de emisiones su rendimiento térmico, la demanda térmica se obtiene de forma directa.

$$\text{Demanda de calor (MWh/a)} = \text{Combustible (MWh}_{\text{pci/a}}) \cdot \text{RH}(\%)$$

Con ello, se dispone de la demanda de calor industrial en los consumidores considerados como **puntuales**.

3.4.1.5. CÁLCULO DE LA DEMANDA DE FRÍO PUNTUAL

Se ha considerado la demanda de frío únicamente en ciertos sectores industriales donde se conoce que esta demanda es habitual y se dispone de información suficiente para caracterizarla.

La metodología empleada ha sido la siguiente:

1. A partir de la demanda de calor estimada para las industrias puntuales analizadas, se ha obtenido el consumo eléctrico utilizando las siguientes ratios obtenidas de auditorías realizadas por el consultor en industrias de los sectores analizados:

Tabla 25: Ratio consumo calor respecto consumo eléctrico

Sector industrial	Ratio Calor / Electricidad (kWh/kWhe)
Fabricación de bebidas	0,2421
Alimentario	0,7963
Farmacéutico	0,4968
Químico	0,1612

Fuente: Elaboración propia

2. Se ha considerado que todo el frío generado en la industria se produce con equipos eléctricos de compresión. A partir del consumo eléctrico calculado en el punto anterior y de ratios que relacionan

el consumo eléctrico con la demanda de frío, se ha obtenido la demanda de frío para la industria puntual. Las ratios utilizadas, obtenidas de las auditorías mencionadas anteriormente, se muestran en la Tabla 26

Tabla 26: Ratio demanda frío industrial

Sector industrial	Ratio Frío / Electricidad (kWhf/kWhe)
Fabricación de bebidas	1,1051
Alimentario	0,6576
Farmacéutico	1,2392
Químico	1,0553

Fuente: Elaboración propia

3. A partir de la demanda térmica calculada según la metodología explicada en el anterior capítulo, se calcula la demanda de frío según la siguiente expresión:

$$\text{Frío} \left(\frac{\text{MWhf}}{a} \right) = \text{Calor} \left(\frac{\text{MWht}}{a} \right) * \text{Ratio EC} \left(\frac{\text{MWhe}}{\text{MWht}} \right) * \text{Ratio FE} \left(\frac{\text{MWhf}}{\text{MWhe}} \right)$$

3.4.2. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA DIFUSA DEL SECTOR INDUSTRIAL

Una vez definido el consumo y la demanda de los grandes centros industriales adscritos al registro de emisiones, se compara el agregado de la misma con los valores del *Balance de Energía Final* para el sector industrial en el año 2018. El remanente de consumo entre la industria puntual y los consumos por sector industrial de los balances se reparte entre el resto de industria en base al documento “*Evaluación del potencial de la energía solar térmica en el sector industrial*”, elaborado por el IDAE.

Tras comparar el cálculo del consumo de cada sector industrial con los balances, se han ajustado las ratios de demanda para que sean coincidentes con los balances.

3.4.3. RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA EN EL SECTOR INDUSTRIAL

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para el sector industrial de manera resumida habiendo agrupado la industria puntual y la difusa.

Tabla 27. Resumen caracterización demanda del sector industrial

Sector				Industrial														
Provincia				Global España														
Tipología				Extractivas	Alim. Beb. Tabac.	Textil	Mad. corch. muebl.	Papel	Refino	Química	No Metálicos	Siderurgia	Met. No Férrea	Trans. Met.	Equip. Transp.	Otros	Total	
Tecnología [MWh]	Agua caliente	Combustibles fósiles	Caldera de gas	325.637	1.706.412	184.762	317.617	136.010	1.804.770	1.126.535	0	0	0	1.038.944	494.894	3.878.256	11.013.835	
			Caldera de gasóleo	454.166	519.209	31.342	103.910	22.873	58.597	101.164	0	0	0	117.716	53.574	724.319	2.186.870	
		Energías Renovables	Caldera de GLP	35.609	79.807	8.089	18.641	6.425	6.358	18.132	0	0	0	0	26.824	12.366	140.954	353.205
			Caldera de biomasa	0	255.218	0	1.658.981	205.603	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.119.803
			Solar térmica	160	8.374	1.929	2.466	2.371	92	5.562	0	0	0	0	5.319	23.734	32.458	82.463
			Cogeneración	86.168	477.623	8.613	511.703	410.896	1.836.163	164.830	0	0	0	0	13.833	43.628	15.238	3.568.695
	Vapor	Combustibles fósiles	Caldera de gas	325.696	5.462.547	1.336.542	164.317	801.267	4.882.270	9.077.865	0	0	0	1.583.098	812.698	3.906.125	28.352.426	
			Caldera de gasóleo	454.202	1.415.201	226.020	53.766	162.027	158.623	298.927	0	0	0	171.748	70.013	728.753	3.739.281	
		Energías Renovables	Caldera de GLP	35.674	247.837	57.982	9.637	53.116	17.200	70.125	0	0	0	0	39.222	16.173	141.653	688.618
			Caldera de biomasa	0	903.716	0	858.115	1.413.818	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.175.649
			Cogeneración	86.168	2.077.381	61.724	264.380	3.449.016	4.967.056	3.523.451	0	0	0	0	20.207	77.765	15.238	14.542.388
			Caldera de gas	325.696	368.176	31.082	47.705	225.114	0	5.476.848	4.100.582	0	0	0	115.253	2.626.496	3.906.094	17.223.047
	Gases baja temperatura	Combustibles fósiles	Caldera de gasóleo	454.202	47.180	5.256	15.610	52.846	0	74.296	860.210	0	0	0	264.346	727.961	2.501.907	
			Caldera de GLP	35.674	8.357	1.348	2.798	19.335	0	17.979	32.377	0	0	0	61.065	141.653	320.585	
		Energías Renovables	Caldera de carbón	0	0	0	0	0	0	0	3.362.543	0	0	0	0	0	0	3.362.543
			Caldera de biomasa	0	55.261	0	249.130	447.354	0	0	623.026	0	0	0	0	0	0	1.374.772
			Cogeneración	86.168	195.450	1.435	76.756	1.275.506	0	5.033.617	890.451	0	0	0	12.700	226.028	15.238	7.813.349
			Caldera de gas	0	0	0	0	0	5.181.399	3.639.977	8.950.522	5.703.021	598.659	1.564.429	0	8	25.638.014	
	Gases alta temperatura	Combustibles fósiles	Caldera de gasóleo	0	0	0	0	0	83.446	52.178	1.535.774	1.215.066	0	197.081	0	0	3.083.546	
			Caldera de GLP	0	0	0	0	0	9.048	7.516	75.548	101.270	0	44.610	0	0	237.992	
		Energías Renovables	Caldera de carbón	0	0	0	0	0	0	0	7.122.635	13.921.410	779.068	0	0	0	0	21.823.113
			Caldera de biomasa	0	0	0	0	0	0	0	1.143.403	0	0	0	0	0	0	1.143.403
			Electricidad	0	12.890.564	0	0	0	0	2.390.615	0	0	0	0	0	0	321	15.281.499
			Cogeneración	0	2.607.193	0	0	0	0	695.060	0	0	0	0	0	0	0	3.302.254
Refrigeración	Agua caliente	Caldera de gas	901.740	3.046.642	234.735	2.613.319	784.178	3.705.979	1.416.223	0	0	0	1.202.635	628.196	4.791.225	19.324.873		
		Vapor	901.740	10.106.682	1.682.268	1.350.215	5.879.244	10.025.150	12.970.369	0	0	0	1.814.276	976.650	4.791.769	50.498.362		
	Gases baja temperatura	Caldera de gas	901.740	674.425	39.123	391.998	2.020.156	0	10.602.739	9.869.189	0	0	0	127.953	3.177.935	4.790.947	32.596.204	
		Gases alta temperatura	0	0	0	0	0	5.273.894	3.699.670	18.827.883	20.940.768	1.377.727	1.806.120	0	8	51.926.068		
	Refrigeración	Electricidad	0	15.497.757	0	0	0	0	3.085.675	0	0	0	0	0	0	321	18.583.753	
		Cogeneración	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Demanda [MWh]	Total			2.705.221	29.325.506	1.956.126	4.355.531	8.683.578	19.005.023	31.774.676	28.697.072	20.940.768	1.377.727	4.950.983	4.782.780	14.374.269	172.929.260	

Fuente: elaboración propia

Tal y como se observa en la Tabla 27, los sectores industriales con una mayor demanda térmica son los sectores químico, minerales no metálicos y el sector de alimentación, bebidas y tabaco, los cuales contabilizan aproximadamente el 50% de la demanda térmica industrial en España.

Atendiendo al combustible empleado, se ve como en el sector industrial se utiliza mayoritariamente gas natural. Para todos los niveles térmicos es el combustible más empleado salvo para aplicaciones de alta temperatura (minerales no metálicos y siderurgia, principalmente) donde se utiliza en una proporción similar al carbón.

Tal y como se observa en los resultados, se ha considerado que la demanda de refrigeración en la industria se cubre mayoritariamente con equipos eléctricos. Al tratarse de equipos cuyo rendimiento supera el 100%, puede darse el caso de que, si el peso de la demanda de frío es muy alto con respecto al total, el consumo obtenido sea inferior a la demanda.

La tecnología de la cogeneración es un caso particular, ya que, el Reglamento Delegado establece como objetivo identificar este tipo de instalaciones y cuantificar su aportación en la cobertura de la demanda. En el presente estudio se ha asumido que la cogeneración permite cubrir un 100% de la demanda energética de calor y 75% de la demanda de frío de la parcela catastral donde se ha ubicado cada cogeneración.

A continuación, se comparan los datos de la cogeneración en el sector industrial en base al “Informe estadístico de cogeneración (2016)”, elaborado por el IDAE con los obtenidos en el modelo.

Tabla 28. Comparación de la cogeneración entre el modelo y estadísticas oficiales

Sector industrial	Nº de Unidades	Potencia Eléctrica Total (MW)	Producción de Calor Neta (GWh/a)	Producción calor según modelo (GWh/a)
	494	5.195	33.765	29.227
Extracción	9	54	273	259
Fabricación Otros Productos Minerales No Metálicos	83	415	2.630	890
Industria Química	61	1.053	8.161	9.417
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	186	1.412	6.676	5.358
Industrias del Papel y Cartón, Edición e Imprenta	58	1.011	5.986	5.135
Producción de Minerales No Férreos	3	17	51	0
Refinerías	12	608	6.641	6.803
Textil, Vestido y Cuero	29	96	369	72
Transformados Metálicos, Fabricación de Maquinaria y Equipos	8	73	190	47
Siderurgia	5	118	1.325	0
Otras Ramas Industriales	40	333	1.434	46

Fuente: elaboración propia en base datos del IDAE

Se observa como los sectores industriales con mayor presencia de cogeneraciones son el de alimentación, el químico y el de minerales no metálicos. Cabe destacar que, pese al menor número de instalaciones, en el sector del refino la producción de calor a partir de cogeneraciones es muy elevada debido a que las cogeneraciones de este tipo de instalaciones son de gran tamaño.

3.4.4. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL

El consumo de energía final calculado para el Sector Industrial en función de la fuente energética empleada figura en tabla siguiente:

Tabla 29. Consumo por fuente energética en el sector industrial (GWh)

Consumo [GWh]		Extractivas	Alim. Beb. Tabac.	Textil	Mad. corch. muebl.	Papel	Refino	Química	No Metálicos	Siderurgia	Met. No Férrica	Trans. Met.	Equip. Transp.	Otros	Total
Combustible	Electricidad	0	5.859	0	0	0	0	1.087	0	0	0	0	0	0	6.946
	Gas natural	1.245	12.933	1.809	1.016	4.365	21.466	30.977	16.943	7.129	748	5.067	5.153	13.582	122.433
	Gasóleo	1.760	2.291	293	203	1.681	346	1.211	3.074	1.519	0	568	468	2.524	15.936
	GLP	126	380	75	35	90	37	2.313	140	127	0	129	108	491	4.052
	Carbón	0	0	0	0	0	0	0	13.490	17.402	974	0	0	0	31.866
	Biomasa	0	2.369	0	3.854	4.021	0	0	2.373	0	0	0	0	3	12.620
	Solar térmica	0	8	2	2	2	0	6	0	0	0	5	24	32	82
	Total	3.131	23.841	2.179	5.110	10.159	21.849	35.593	36.020	26.176	1.722	5.769	5.753	16.633	193.935

Fuente: elaboración propia

3.5. RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA

A continuación, se detalla el resumen de los resultados de la caracterización de la demanda obtenidos en todos los sectores de acuerdo a lo indicado en apartados anteriores:

Tabla 30: Demanda atendida por tecnología

SECTOR	USO TÉRMICO	FUENTE	TECNOLOGÍA	DEMANDA CUBIERTA (MWh)		
RESIDENCIAL	Calefacción + ACS	Combustibles fósiles	Caldera de carbón	10.155	87.585.804	91.404.480
			Caldera de productos petrolíferos	27.900.930		
			Caldera de gas	29.288.899		
		Electricidad	Bomba Calor	2.212.681		
			Caldera y radiador eléctrico	9.077.383		
		Cogeneración	Cogeneración	1.175		
			Bomba de calor (sólo contribución renovable)	1.601.661		
	Energías renovables	Caldera de Biomasa	15.109.067			
		Panel solar térmico	2.383.853			
		Refrigeración	Electricidad	Bomba de calor	3.818.635	
Cogeneración	41					
Cogeneración	Cogeneración		41			
TERCIARIO	Calefacción + ACS	Combustibles fósiles	Caldera de productos petrolíferos	7.673.886	53.025.577	75.250.052
			Caldera de gas	25.845.628		
			Bomba de calor	10.173.601		
		Electricidad	Caldera y radiador eléctrico	2.827.899		
			Cogeneración	Cogeneración		
		Energías renovables	Bomba de calor (sólo contribución renovable)	4.483.580		
			Caldera de Biomasa	1.163.274		
	Panel solar térmico		646.265			
	Refrigeración	Electricidad	Bomba de calor	22.167.045	22.224.475	
			Cogeneración	57.430		
Cogeneración		Cogeneración	57.430			
INDUSTRIAL	Agua caliente + Vap + Gases de baja/alta temperatura	Combustibles fósiles	Caldera de carbón	25.185.656	154.345.507	172.929.260
			Caldera de productos petrolíferos	13.112.006		
			Caldera de gas	82.227.323		
			Cogeneración	25.924.432		
		Energías renovables	Caldera de Biomasa	7.813.627		
	Panel solar térmico		82.463			
	Refrigeración	Electricidad	Máquinas de compresión	15.281.499	18.583.753	
			Cogeneración	3.302.254		
Cogeneración		Cogeneración	3.302.254			
TOTAL						339.583.791

Fuente: elaboración propia

Esta tabla resume la demanda atendida por cada tecnología que se obtiene de la modelización de cada sector económico realizada en los apartados anteriores. Sin embargo, esta modelización no es capaz de diferenciar la demanda atendida mediante tecnologías en el propio emplazamiento *in situ* o por tecnologías ubicadas fuera del propio emplazamiento mediante generación centralizada en forma de una Red de Calor y frío (*DH&C* de sus siglas en inglés District Heating and Cooling).

Para separar la demanda atendida de las tecnologías en el emplazamiento *in situ* o fuera del emplazamiento se ha utilizado los datos del censo de redes de calor y frío para el año 2018.

3.5.1. DEMANDA ATENDIDA FUERA DEL EMPLAZAMIENTO (DISTRICT HEATING)

La siguiente tabla refleja la información reportada en la estadística de redes en cumplimiento del artículo 24(6) de la Directiva 27/2012/UE. La potencia y producción de las redes que figuran en dicha estadística está elaborada a partir del censo de redes que elabora ADHAC.:

Tabla 31. Resumen de las redes de calor y frío en España 2018

Sector Predominante	Número de instalaciones	Potencia		Demanda	
		Calor (MW)	Frío (MW)	Calor (MWh)	Frío (MWh)
Residencial / Terciario	40	194	29	215.890	20.015
Industrial	11	293	208	319.726	174.196
Total	51	487	237	535.687	194.212

Fuente: ADHAC

4. HERRAMIENTA WEB MAPA DE CALOR

El Reglamento Delegado (UE) 2019/826 DE LA COMISIÓN de 4 de marzo de 2019, en su parte I, punto 3 insta a los Estados miembros a incluir en la evaluación del potencial de una calefacción y frío eficientes, un mapa que cubra todo el territorio nacional en el que se señalen (preservando al mismo tiempo la información comercialmente sensible): las zonas de demanda de calefacción y refrigeración, centrándose en las zonas de densidad energética de los municipios y las con urbanizaciones; y los puntos de oferta de calefacción y refrigeración existentes identificados y las instalaciones de transmisión de calefacción urbana; así como los previstos.

La aplicación diseñada está constituida por dos módulos claramente diferenciados, un mapa de representación gráfica de la información, y una herramienta de consulta y análisis de la información que contiene.

4.1. MAPA DE REPRESENTACIÓN GRÁFICA

La aplicación web del mapa de calor es un visualizador de las demandas de calor recogidas en la base de datos, en forma de “heatmap” sobre la plataforma Google Maps aplicando filtros de localización o por tipo de actividad.

La herramienta permite restringir la visualización por municipio. También es posible seleccionar una zona concreta elegida por el usuario. Al aplicar el filtro, el mapa mostrará directamente la información de demanda térmica referente al municipio o la zona concreta seleccionada.

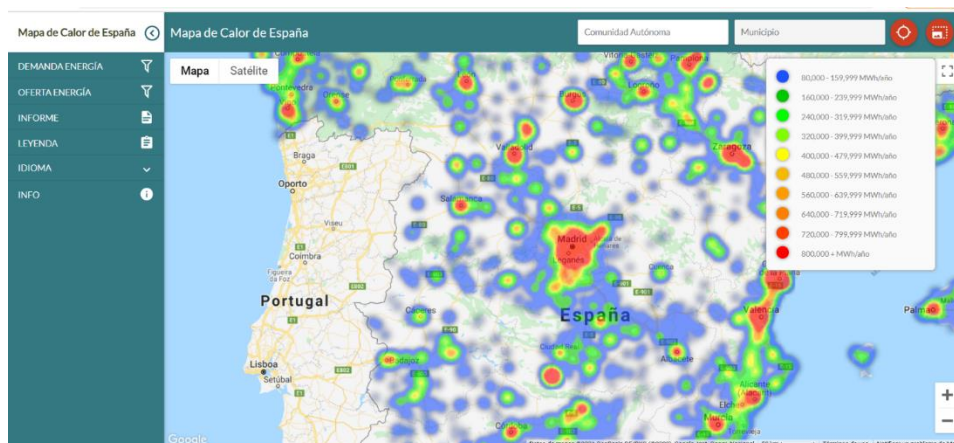


Ilustración 6. Ejemplo de visualización del mapa de calor

Los diferentes colores que se muestran en el mapa de calor representan la diferente concentración de demanda.

4.2. HERRAMIENTA DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN Y CONSULTA DE RESULTADOS

Los datos mostrados en el mapa pueden ser visualizados en forma numérica agrupados según la selección realizada y presentados en un informe donde se presenta la demanda térmica, la oferta y el potencial energético.

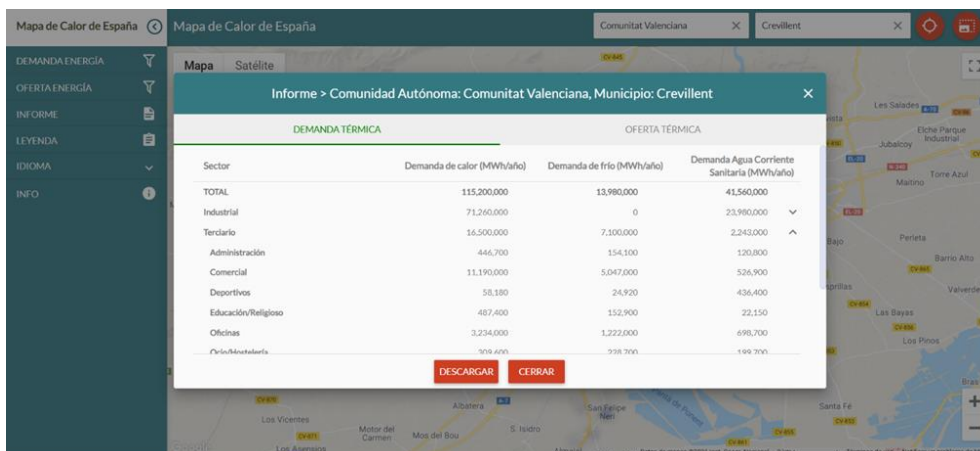


Ilustración 7. Ejemplo de agrupación en una visualización

El acceso al mapa de calor puede realizarse a través del siguiente enlace:

<https://mapadecolor.idae.es/>

5. ESTUDIO DEL POTENCIAL TÉCNICO



En el presente capítulo se analiza el potencial técnico de diversas tecnologías a partir del modelo de demanda generado en el capítulo anterior.

El análisis del potencial técnico se estructura de la siguiente manera:

- Estudio de factores limitantes en el desarrollo del potencial. En esta sección, se analizará la disponibilidad de recursos renovables que pueden limitar la presencia de ciertas tecnologías, así como la disponibilidad de calor residual procedente de instalaciones existentes.
- Desarrollo de potencial técnico mediante la generación de sistemas para el análisis de cada una de las tecnologías analizadas.

5.1. ESTUDIO DE FACTORES LIMITANTES EN EL DESARROLLO DEL POTENCIAL

Previo al estudio del potencial técnico de las diferentes tecnologías analizadas, se debe tener en cuenta diferentes factores que limiten la posibilidad de la instalación de esas tecnologías. En este sentido, hay dos factores que inciden directamente a la hora de seleccionar una u otra tecnología. Estos factores son:

- **Oferta de combustibles y fuentes de energía renovables:** Existen combustibles renovables cuya disponibilidad es limitada para la generación de calor. Las principales fuentes de combustible renovables consideradas son el biogás producido en las EDAR y vertederos y la biomasa disponible de masas forestales o agrícolas. En cuanto a las fuentes de energía renovable con potencial de generación de calor, se ha considerado la disponibilidad del recurso, ej. la energía solar térmica y la energía geotérmica.
- **Oferta de calor residual:** se estudia el potencial de aprovechamiento del calor residual que se produce en los procesos industriales y de generación de energía eléctrica de diferentes instalaciones. Por tanto, el aprovechamiento de este tipo de recurso estará condicionado a la existencia previa de una instalación que produzca calor que pueda ser aprovechado. En este apartado se estudian las siguientes instalaciones:
 - instalaciones térmicas de generación de electricidad que pueden suministrar calor residual, o que pueden adaptarse para suministrarlo, con una potencia térmica total superior a 50 MW,
 - instalaciones de cogeneración de calor con una potencia térmica total superior a 20 MW.
 - instalaciones de incineración de residuos.
 - instalaciones industriales con una potencia térmica total superior a 20 MW que pueden proporcionar calor residual;

5.1.1. OFERTANTES DE COMBUSTIBLES Y FUENTES RENOVABLES

A lo largo de la geografía española, hay múltiples centros en los que se generan subproductos que pueden ser utilizados como combustible para abastecer demandas térmicas *in situ* o mediante redes de calor y frío. En este sentido, la principal fuente de combustible residual considerada es el biogás producido en las EDAR y los vertederos. En ambas instalaciones se genera biogás a partir de la descomposición de la materia orgánica: en los vertederos, de forma natural, mientras que en las EDAR se genera a través de un proceso de digestión anaerobia.

Adicionalmente, encontramos otras fuentes de combustible renovables como la biomasa forestal y agrícola, la energía solar y la geotérmica.

5.1.1.1. BIOGÁS DISPONIBLE EN EDAR Y VERTEDEROS

Para cuantificar la producción de biogás en EDAR y vertederos se ha consultado el documento *Situación y potencial de generación de biogás. Estudio técnico PER 2011 – 2020*, elaborado por el IDAE, donde se proporciona el potencial de producción de biogás por comunidad autónoma.

Tabla 32. Potencial disponible de biogás en EDARs por Comunidad Autónoma

Comunidad Autónoma	Potencial energético total (GWh)
Andalucía	169,8
Aragón	43,0
Asturias (Principado de)	3,5
Baleares (Islas)	111,6
Canarias	14,0
Cantabria	8,1
Castilla y León	70,9
Castilla la Mancha	88,4
Cataluña	405,8
Comunidad Valenciana	447,7
Extremadura	16,3
Galicia	64,0
Madrid (Comunidad de)	398,8
Murcia (Región de)	3,5
Navarra (Comunidad Foral de)	19,8
País Vasco	27,9
Rioja (La)	15,1
TOTAL	1.908,1

Fuente: *Situación y potencial de generación de biogás. Estudio técnico PER 2011 – 2020*, IDAE

Se ha obtenido el listado de EDARs y su carga entrante de *Urban Waste Water Treatment Directive – reported data*.

En el caso de los vertederos, el potencial disponible de biogás de acuerdo con el informe *Situación y potencial de generación de biogás. Estudio técnico PER 2011 – 2020*, se ha repartido porcentualmente entre los vertederos que cuentan con captación de biogás listados en la *Memoria Anual de gestión de residuos –*

2017, elaborada por el MITERD. Este documento incluye el reporte de los residuos domésticos y comerciales, procedentes de hogares y del sector servicios gestionados por la administración pública. El biogás se ha repartido de forma proporcional a los residuos gestionados por cada vertedero (carga entrante). En el caso de identificar instalaciones de generación eléctrica con biogás, se ha sustraído el biogás para este fin del biogás disponible en el vertedero.

Una vez descontado el biogás utilizado para generación eléctrica en estas instalaciones, se obtiene el potencial de biogás mostrado en la Tabla 33

Tabla 33. Potencial de biogás en EDAR y vertederos

Fuente de calor residual	Nº de instalaciones	Biogás disponible (GWh/año)
Biogás disponible	147	1.536
EDARs	111	722
VERTEDEROS	36	811

Fuente: elaboración propia

5.1.1.2. BIOMASA DISPONIBLE DE MASAS FORESTALES O AGRÍCOLAS

Para la evaluación del potencial de biomasa en España, se ha utilizado como base el estudio *Evaluación del potencial de energía de la biomasa (Estudio Técnico PER 2011-2020)*, elaborado por el IDAE, que ofrece información tanto cartográfica como de la disponibilidad de los distintos tipos de biomasa en diferentes ámbitos territoriales. Cabe destacar que el estudio se centra en la biomasa procedente de masas existentes (agrícola y forestal).

Tabla 34. Potencial de biomasa

Procedencia		Biomasa (GWh/año)
Masas Forestales Existentes	Restos de aprovechamientos madereros	7.399
	Aprovechamiento del árbol completo	39.700
Restos Agrícolas	Herbáceos	74.333
	Leñosos	
Total		121.432

Fuente: elaboración propia a partir del estudio *Evaluación del potencial de energía de la biomasa (Estudio Técnico PER 2011-2020)*

Estos recursos pueden transformarse en una gran variabilidad de combustibles. A efectos de simplificación se ha considerado dos tipos de combustibles:

- **Pellet:** Combustible tipo pellet para calderas del sector residencial, terciario y pequeña industria. Se consideran 2 tipos de calidad:

Pellet de alta calidad: Elaborado a partir del aprovechamiento de árbol completo, se estima un potencial máximo de alrededor de 20 TWh. Su distribución tendría prioridad para uso Residencial y Terciario en entorno rural.

Pellet de calidad industrial: Elaborado a partir de restos agrícolas, con un potencial máximo de 70 TWh. Su distribución tendría prioridad a la industria en entorno rural y grandes centros del sector terciario.

- **Astilla en bruto:** A partir de los restos no aprovechables para producción de pellet, 30 TWh aproximadamente, para uso en grandes industrias o en redes de calor y frío.

Por último, se ha considerado que el potencial de biomasa residual generado en sectores industriales como el sector de la madera, el papel y el de la alimentación, se aprovecha íntegramente en el propio sector ya que las estimaciones iniciales son muy inferiores al propio consumo de biomasa reportado en los Balances de Energía final 2018.

5.1.1.3. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE CALOR CON ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

Para estimar la producción de energía solar se han utilizado tablas estandarizadas de la producción por m² de instalación en función de cada provincia. Se han descargado los perfiles horarios de radiación directa y difusa sobre una superficie inclinada de forma óptima de la aplicación PVGIS²⁷.

Las producciones de calor por m² instalado se consideran similares para los dos tipos de instalaciones consideradas, solar térmica con concentración y sin concentración.

Tabla 35: Producción de calor por m² y kilovatio instalado de la tecnología solar térmica

Provincia	Producción Calor (kWh/m ² año)	Producción Calor (kWh/kW año)
A Coruña	632	903
Álava	701	1.001
Albacete	888	1.269
Alicante	922	1.317
Almería	928	1.325
Ávila	835	1.193
Badajoz	936	1.337
Barcelona	835	1.193
Burgos	745	1.065
Cáceres	907	1.296
Cádiz	959	1.370
Cantabria	642	917
Castellón	827	1.181
Ciudad de Ceuta	918	1.311
Ciudad de Melilla	934	1.334
Ciudad Real	897	1.282

²⁷ Accesible mediante el siguiente enlace: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#TMY

Provincia	Producción Calor (kWh/m ² año)	Producción Calor (kWh/kW año)
Comunidad de Madrid	919	1.313
Comunidad Foral de Navarra	712	1.017
Córdoba	935	1.335
Cuenca	864	1.235
Girona	813	1.162
Granada	921	1.316
Guadalajara	864	1.234
Guipúzcoa	672	960
Huelva	967	1.381
Huesca	760	1.085
Islas Baleares	857	1.225
Jaén	937	1.338
La Rioja	746	1.066
Las Palmas	1.088	1.554
León	700	999
Lleida	794	1.135
Lugo	635	908
Málaga	920	1.314
Ourense	721	1.030
Palencia	767	1.096
Pontevedra	763	1.090
Principado de Asturias	605	864
Región de Murcia	936	1.338
Salamanca	825	1.178
Santa Cruz De Tenerife	1.071	1.530
Segovia	845	1.207
Sevilla	939	1.342
Soria	799	1.142
Tarragona	813	1.161
Teruel	846	1.209
Toledo	882	1.260
Valencia	828	1.183
Valladolid	783	1.118
Vizcaya	665	950
Zamora	799	1.141
Zaragoza	782	1.116

Fuente: IDAE

5.1.1.4. POTENCIAL DE ENERGÍA GEOTÉRMICA PARA USO DIRECTO

Para estimar el potencial de energía geotermia para uso directo se ha consultado la *Evaluación del Potencial de Energía Geotérmica PER 2011-2020* publicado por IDAE. Se han considerado las zonas de media y baja entalpía reportadas como posibles yacimientos geotérmicos para el aprovechamiento directo de la energía geotérmica mediante pozos profundos.

Tabla 36. Clasificación de recursos geotérmicos

Entalpía	Temperaturas	Tecnología	Aplicación
Muy baja	< 30 °C	Con o sin Bomba de Calor	Climatización mediante bomba de calor
Baja	30 - 100 °C	Intercambiadores y/o Bomba de Calor	Climatización y procesos Industriales de baja temperatura
Media	100 -150 °C	Intercambiadores / Ciclos Binarios	Electricidad, Climatización y procesos Industriales
Alta	> 150 °C	-	Electricidad

Fuente: Adaptado del Manual de Geotermia, realizado por el IDAE y el Instituto Geológico y Minero de España (IGME)

A continuación, se reproduce el mapa de los principales yacimientos geotérmicos de baja entalpía

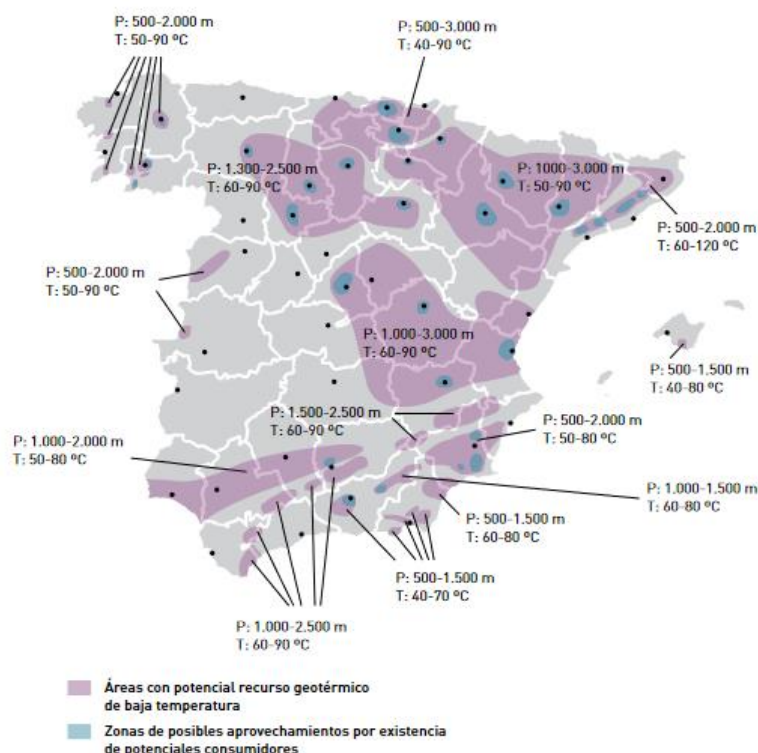


Ilustración 8: Mapa de recursos geotérmicos de baja temperatura y zonas de posibles aprovechamientos

Fuente: Evaluación del Potencial de Energía Geotérmica PER 2011-2020

En dicho estudio se calcula la capacidad del recurso geotérmico de cada yacimiento, así como la capacidad del recurso en las zonas con alta densidad de población.

Tabla 37. Resumen del recurso geotérmico según yacimiento

Yacimiento / Cuenca	Recurso Geotérmico (Hr) (TWh)	Recurso Geotérmico en zonas habitadas (Hr) (TWh)
Duero	72.400	4.700
Ebro	238.600	900
Tajo-Mancha-Júcar	739.100	52.000
Guadalquivir	26.100	500
Norte-Cantábrica	436.600	92.000
Total	1.512.800	150.100

Fuente: Evaluación del Potencial de Energía Geotérmica PER 2011-2020

Se aprecia que la cantidad de energía aprovechable de estos yacimientos es un número considerablemente alto (> 150.000 TWh, en las zonas pobladas) si lo comparamos con las propias demandas anuales del presente estudio.

La extracción de esta energía mediante pozos geotérmicos profundos, sin embargo, está condicionada a la presencia de acuíferos en los yacimientos y en la separación entre los pozos de inyección y extracción de manera que no afecten significativamente las temperaturas del acuífero.

5.1.2. OFERTANTES DE CALOR RESIDUAL EN INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

A continuación, se listan las instalaciones de generación eléctrica que se han considerado en este estudio y que potencialmente pueden generar calor residual aprovechable:

- Ciclos combinados
- Plantas de incineración de residuos
- Plantas de energía solar termoeléctrica
- Plantas de biogás y biomasa

Para determinar la cantidad de calor residual a partir de la potencia eléctrica instalada se asumen unas horas de operación promedio a lo largo del año y una cantidad de calor residual aprovechable resumidas en la siguiente tabla:

Tabla 38. Resumen del calor residual disponible en cada tipo de instalación

Tecnología	Potencia (MW)	Horas de operación	Potencia térmica (MWt/MWe)
Central de ciclo combinado	N.D.	1.000	0,35
Planta de incineración de residuos y de biomasa	10	7.500	1,11
	25		1,25

Tecnología	Potencia (MW)	Horas de operación	Potencia térmica (MWh/MWe)
	50		1,31
Plantas solares termoeléctricas	N.D.	2.500	1,31
Plantas de biogás	N.D.	7.500	0,77

Fuente: *Elaboración propia*

Estos valores se han obtenido mediante simulaciones de un ciclo Rankine mediante turbina de vapor asumiendo una extracción máxima del 50% del vapor en la etapa de condensación de la turbina. Este ciclo es el más habitual en centrales de incineración, plantas de biomasa y solares termoeléctricas. En los ciclos combinados la turbina de vapor solo representa una parte de la potencia instalada (el 30% aproximadamente).

En las plantas basadas en biogás se considera que la configuración más probable es mediante motores con una eficiencia eléctrica cercana al 45%. Se considera que el calor aprovechable de los gases de escape y de la refrigeración del circuito de agua de alta temperatura puede representar un 35% de la potencia del combustible utilizado.

El aprovechamiento del calor residual comporta una reducción de la potencia eléctrica que se estima entre un 10 y un 20% en función de la presión a la cual se efectúa la extracción. En el presente estudio, consideramos una reducción de la potencia eléctrica en un 15%²⁸ de la potencia de calor residual utilizada asumiendo una temperatura de la extracción entorno a los 100°C.

5.1.2.1. CALOR RESIDUAL EN CENTRALES TÉRMICAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ORDINARIO

Se ha obtenido la tipología, potencia y producción eléctrica de las centrales del régimen ordinario a partir del *Informe del Sistema Eléctrico Español 2019*, publicado por Red Eléctrica de España (REE, en adelante). Para calcular el calor residual de los ciclos combinados se ha seguido la metodología recomendada por el informe del Joint Research Center “*Best practices and informal guidance on how to implement the Comprehensive Assessment at Member State level*”.

Estos centros son susceptibles de ser modificados para aprovechar el calor “no aprovechable” en la generación de electricidad para suministrar calor en una red de distribución.

Los tipos de instalaciones del régimen ordinario que pueden ofertar calor residual son los ciclos combinados, las centrales térmicas convencionales y las centrales nucleares. En todas estas instalaciones hay turbinas de vapor donde se puede obtener vapor de alta temperatura a expensas de una reducción en la producción de energía.

En este estudio sólo se considera el aprovechamiento de calor residual en las centrales de ciclo combinado. Aunque según el PNIEC no se prevea un aumento en la potencia instalada de esta tecnología, se considera que se van a mantener los grupos existentes hoy en día, por lo que se considera que parte del vapor de estas centrales puede usarse como fuente energética para redes de calor.

²⁸ Best practices and informal guidance on how to implement the Comprehensive Assessment at Member State level

Tabla 39. Calor residual disponible en centrales del régimen ordinario

Fuente de calor residual	Nº de instalaciones	Calor residual (GWh/año)
Ciclo combinado	72	9.235

Fuente: Elaboración propia

5.1.2.2. INSTALACIONES DE COGENERACIÓN, INCINERACIÓN DE RESIDUOS Y RENOVABLES

En el régimen retributivo específico se identifican las instalaciones de cogeneración (grupo a) y generación eléctrica a partir de combustibles alternativos como los residuos urbanos o industriales (Grupo c), biomasa (grupos b.6 y b.8) o biogás (grupo b.7). De la misma forma se identifican las centrales solares termoeléctricas (grupo b.1.2) que funcionan con un ciclo de vapor similar al de otras centrales térmicas y son susceptibles de aprovechar su calor residual.

Las centrales de cogeneración habitualmente dan servicio a una industria y generalmente están dimensionadas para aprovechar la totalidad del calor generado por lo que no se ha considerado calor residual para este tipo de instalaciones. A efectos de este apartado, se han identificado las cogeneraciones, pero no se ha considerado calor residual.

A continuación, se muestra la cantidad de calor residual estimada a partir de estas fuentes.

Tabla 40. Calor residual disponible en centrales de régimen retributivo específico (>5 MWt)

Fuente de calor residual	Nº de instalaciones	Calor residual (GWh/año)
Incineración de residuos	46	6.433
Biomasa	92	6.140
Biogás	166	1.420
Solar termoeléctrica	51	7.709

Fuente: elaboración propia

5.1.2.3. CALOR RESIDUAL EN INSTALACIONES INDUSTRIALES

Dentro del sector industrial hay subsectores específicos donde el calor necesario para el proceso productivo es de muy alta temperatura y, por lo tanto, son susceptibles de tener calor residual a temperaturas más bajas. También encontramos calor residual en procesos de electrólisis como en la obtención de aluminio primario. En estos tipos de industria el calor residual es el generado en la propia industria y se encuentra localizado en puntos específicos del proceso como en la salida de los gases de chimeneas o en las cubas electrolíticas.

A continuación, se muestran los sectores que se han considerado en este estudio y que potencialmente pueden generar calor residual aprovechable:

- Industria de producción de cemento
- Industria de producción de vidrio
- Industria de producción de aluminio
- Metalurgia y fundición

En lo que se refiere al calor residual de la industria se han considerado las siguientes ratios entre calor residual disponible y demanda de calor:

Tabla 41. Calor residual por sector industrial

Sector Industrial	Hres/H (%)
Cemento	8,17%
Aluminio	22,91%
Vidrio	6,84%
Metalurgia y fundición	1,26%

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se muestra el resumen del calor residual disponible en el sector industrial a partir de las instalaciones industriales de más de 20MW térmicos identificadas mediante en la caracterización de la demanda industrial puntual:

Tabla 42. Calor residual disponible en distintos sectores industriales

Fuente de calor residual	Nº de instalaciones	Calor residual (GWh/año)
Industria	66	2.656
Cemento	32	1.312
Aluminio	7	973
Vidrio	13	199
Metalurgia y fundición	14	172

Fuente: Elaboración propia

5.2. DESARROLLO DE POTENCIAL TÉCNICO MEDIANTE LA GENERACIÓN DE SISTEMAS PARA EL ANÁLISIS DE CADA UNA DE LAS TECNOLOGÍAS ANALIZADAS

Teniendo en cuenta tanto la caracterización de la demanda como los diferentes factores que pueden limitar el potencial de ciertas tecnologías, se ha desarrollado una metodología de estudio del potencial técnico de cada una de las tecnologías eficientes analizadas. La metodología seguida ha consistido en:

- **Generación de sistemas:** se agrupan el conjunto de demandas y el conjunto de centros ofertantes formando un conjunto más reducido de sistemas en los cuales se estudia la viabilidad de las tecnologías. Se han considerado dos tipos de sistema según el criterio de agrupación de las demandas.
 - **Sistemas con suministro *in situ* (individual o centralizado):** se agrupan las demandas por similitud en base al tipo de sector y subsector económico al que pertenecen y al tamaño de los establecimientos obteniendo una demanda promedio representativa.
 - **Sistemas tipo red (con suministro fuera de emplazamiento):** se agrupan las demandas y los ofertantes de calor residual mediante un criterio de proximidad geográfico obteniendo una demanda total en una zona geográfica.
- **Dimensionamiento de las tecnologías.** En este proceso se determina la potencia de la tecnología, la demanda cubierta, el consumo de combustible, así como los costes de instalación CAPEX y de operación y mantenimiento OPEX, para cubrir de forma eficiente la demanda de cada sistema mediante una tecnología determinada obteniéndose el potencial técnico de esta tecnología. Las tecnologías analizadas dependen del tipo de sistema:
 - Sistemas con suministro *in situ*:
 - Solar térmica con y sin concentración
 - Bomba de calor aerotérmica y geotérmica
 - Caldera de biomasa
 - Cogeneración de alta eficiencia
 - Caldera de gas natural
 - Sistemas tipo red (con suministro fuera del emplazamiento):
 - Redes de calor mediante calderas de biogás
 - Redes de calor mediante calderas de biomasa
 - Redes de calor y frío mediante bomba de calor geotérmica
 - Redes de calor y frío mediante calor residual de industria

- Redes de calor y frío mediante calor residual de centrales térmicas de generación: ciclos combinados, incineradoras de residuos y plantas de energías renovables.
- Redes de calor mediante geotermia de uso directo
- Redes de calor y frío mediante cogeneración de alta eficiencia.
- Redes de calor y frío mediante energía solar térmica con y sin concentración

Una vez dimensionada cada tecnología para cada sistema, se procede a realizar el análisis coste-beneficio para cada solución obtenida para determinar su potencial económico.

En la Ilustración 9 se muestra el diagrama con cada uno de los pasos de la metodología implementada en el estudio, hasta el cálculo del potencial coste-eficiente.

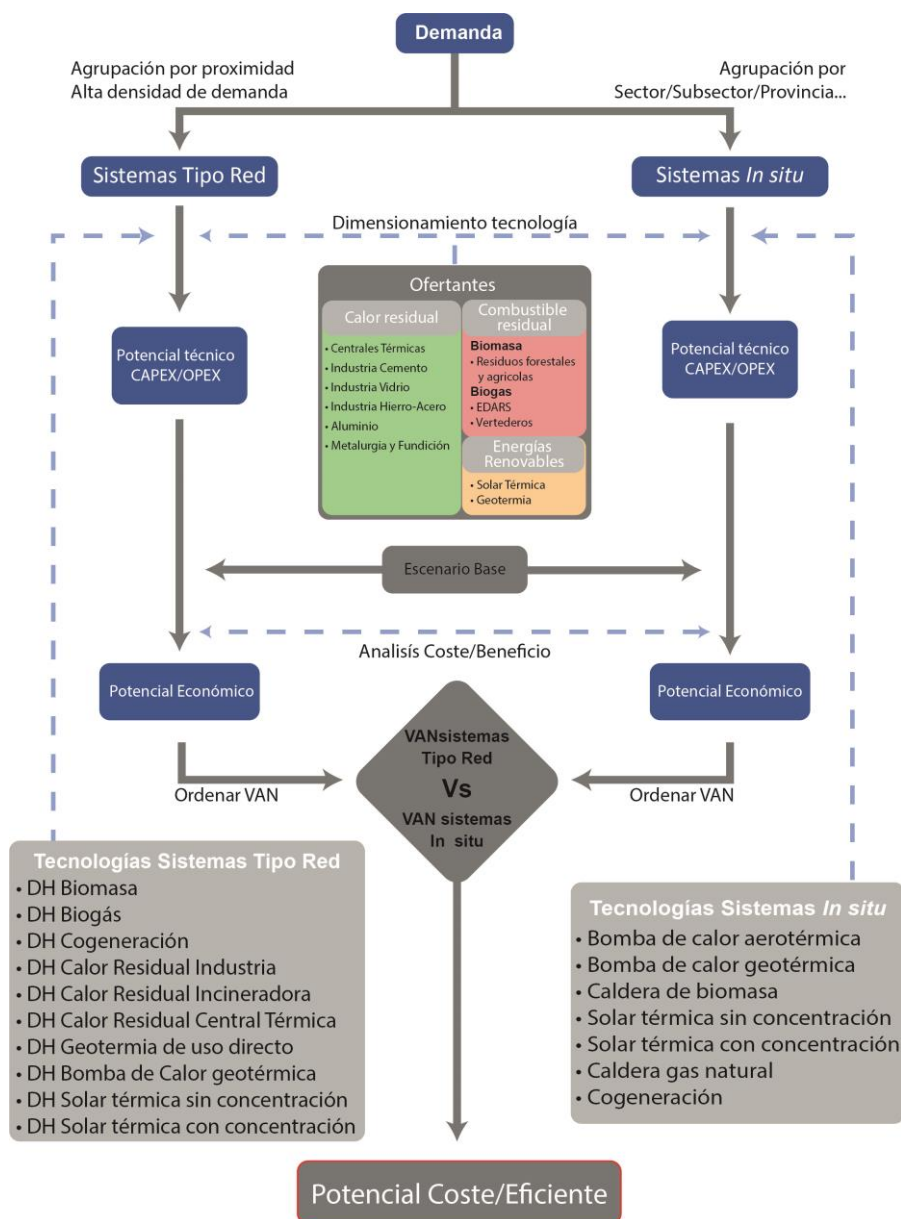


Ilustración 9. Diagrama de la metodología utilizada para el cálculo del potencial técnico-económico.

Fuente: elaboración propia

5.2.1. GENERACIÓN DE LOS SISTEMAS

El conjunto de registros obtenidos del Catastro en la formación de la base de datos para caracterización de la demanda es demasiado grande para ser tratado individualmente, ya que contiene más de 21 millones de registros. Por este motivo, se han agrupado para formar un conjunto más reducido de sistemas que engloben un gran número de demandas cada uno y poder estudiarlas conjuntamente.

Para analizar las tecnologías de implementación *in situ* en cada bien inmueble se han agrupado las demandas por tipología de demanda, es decir, por sector y subsector económico. De otro lado, para analizar las zonas geográficas donde se pueden implementar redes de calor, se ha empleado un criterio de proximidad geográfica para agrupar las demandas.

5.2.2. SISTEMAS CON SUMINISTRO IN SITU

Para estudiar las soluciones en el propio emplazamiento se tipifican las demandas con características similares que puedan influenciar en el dimensionamiento de alguna de las tecnologías.

Es decir, los mismos tipos de demanda (demandas con el mismo sector, subsector y código de provincia, periodo constructivo, zona climática y CNAE) van a compartir las mismas ratios y perfiles horarios de demanda.

Otro factor importante que influye en el dimensionamiento de las tecnologías es el rango de potencias de la demanda a atender. Para tener en cuenta la influencia del tamaño de la instalación se distinguen, dentro de una misma tipología, las demandas de cada bien inmueble según la potencia media anual y se clasifica en tres rangos según:

- **Demanda pequeña (P):** Potencia media de la demanda inferior a 50kW.
- **Demanda mediana (M):** Potencia media de la demanda entre 50kW y 5MW.
- **Demandas grandes (G):** Potencia media de la demanda superior a 5MW.

Finalmente, se distingue, dentro de cada tipología, si el municipio al que pertenece el inmueble se considera rural o urbano.

- **Rural (R):** Municipios con menos de 20.000 habitantes.
- **Urbano (U):** Municipios con 20.000 habitantes o más.

En función de todos estos parámetros expuestos anteriormente se han determinado más de un centenar de tipologías de demanda de sistemas *in situ* diferentes.

A cada sistema con suministro *in situ* se le ha asociado un perfil de demanda horaria para cada tipología (calefacción, refrigeración y ACS).

5.2.3. SISTEMAS TIPO RED (CON SUMINISTRO FUERA DEL EMPLAZAMIENTO)

Los sistemas generados tipo red deben abastecer a un conjunto de demandantes individuales próximos a nivel geográfico, pero con tipologías de demanda diversas.

Para determinar las zonas con potencial de demanda para la instalación de redes de calor y frío, se ha seguido la siguiente metodología:

- Primero, se discretiza el territorio mediante una retícula de 0.001º en latitud y longitud, con un total resultante de 1.726.846 puntos donde existe presencia de demanda de calor.
- En esta retícula se identifican los puntos con una demanda superior a 20 kWh/m². Mediante este procedimiento, se reduce la retícula a 281.812 puntos de alta densidad de demanda que deben ser estudiados.
- Estos puntos son posteriormente agrupados mediante un algoritmo de agrupación o “*clustering*” a partir de un criterio de proximidad. Además, se calcula una longitud de red necesaria para unir los distintos puntos del sistema mediante un algoritmo que resuelve el camino más corto entre dichos puntos. En este paso, se reduce el total a 5.455 sistemas de red. Para estos sistemas se evaluarán las tecnologías de suministro fuera de emplazamiento y los costes de canalización para la instalación de una solución tipo red de calor.

En cada sistema tipo red contiene la información del número y tipología de demandas de los inmuebles contenidos en su interior de manera que se puede obtener el perfil de demanda del sistema conjunto a partir de los perfiles individuales y también permite comparar las soluciones obtenidas tipo red de calor con las soluciones de las tecnologías instaladas *in situ*.

Se han considerado los siguientes tipos de demanda en la red de calor y/o frío:

- **Residencial Unifamiliar.**
- **Residencial colectivo con instalación centralizada.**
- **Sector Terciario:** Únicamente demandas de medio o gran tamaño (> 50kW de potencia) que se consideran tendrán una instalación centralizada.
- **Sector Industrial.**

En cuanto al tipo de fluidos térmicos que transportan las redes de calor y frío se ha considerado:

- **Agua Caliente:** para producir ACS y calor de climatización para sector terciario y residencial y para procesos industriales de baja temperatura (típicamente con temperaturas de 80ºC ida y 60ºC retorno).
- **Agua Fría:** Para refrigeración de espacios en el sector terciario y residencial (típicamente temperaturas de 7ºC ida y 12ºC retorno).

Cuando la demanda de refrigeración para climatización es superior al 20% de la demanda total de la red se considera una red con 4 tubos para suministrar calor y frío.

Las redes de calor y frío deben satisfacer una cobertura mínima de la demanda total mediante energías renovables o eficientes. Así, se contemplan sólo los siguientes tipos de redes:

- **Más del 50% de la demanda cubierta por energías renovables:** las redes de calor basadas en energías renovables tipo biomasa, biogás, geotérmica, solar, bomba de calor o calor residual de

las industrias, incineradoras y centrales térmicas deben cubrir, como mínimo, el 50% de la demanda para que se consideren eficientes.

- **Más del 75% de la demanda cubierta por tecnologías eficientes:** las redes de calor basadas en la cogeneración deben cubrir, al menos, el 75% de la demanda para que se consideren eficientes.

Una vez generados los sistemas tipo red de calor se identifican los centros ofertantes de calor o combustibles residuales o los recursos geotérmicos de la zona.

Para asignar los recursos de un centro a un determinado sistema se analizan todos los sistemas tipo red de calor en un determinado radio y se consideran aquellos que pueden satisfacer el criterio de red de calor eficiente de manera que el centro ofertante pueda aportar el 50% del calor demandado. Una vez se identifican estos sistemas, se ordenan según la siguiente expresión, que prioriza una mayor demanda y una menor distancia:

$$K = P_d / (D \sqrt{\frac{P_d}{P_0}}) \quad (1)$$

Donde P_d es la potencia demandada, P_0 la potencia ofertada y D la distancia entre centro ofertante y sistema demandante.

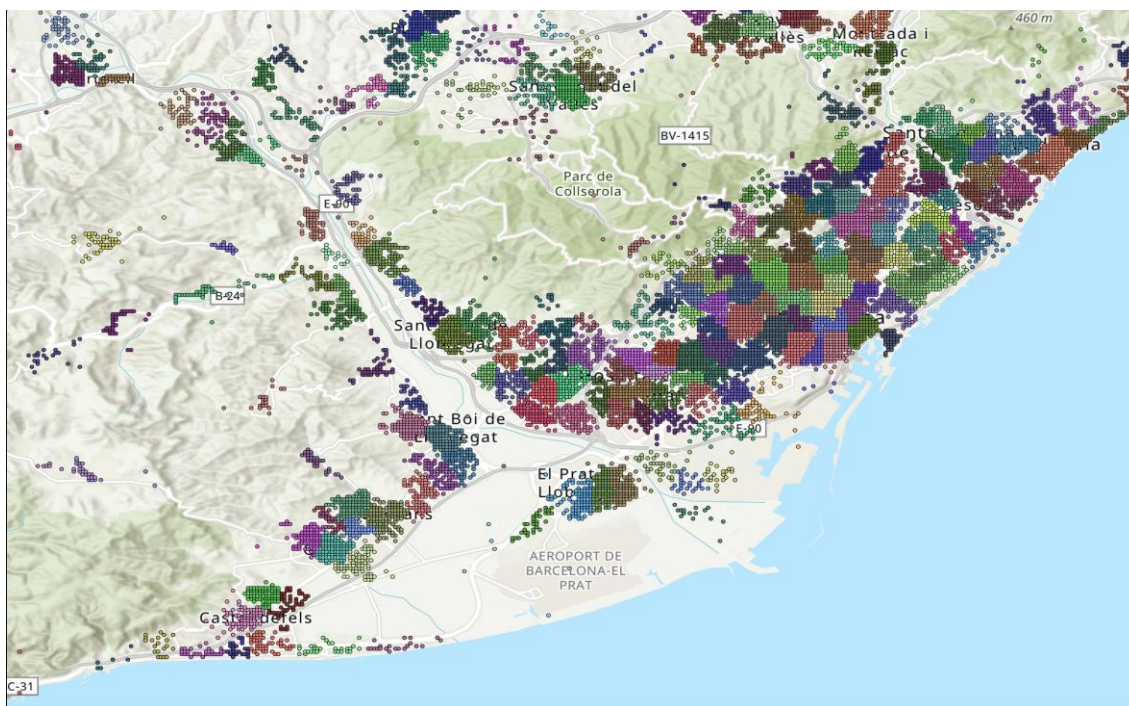
Adicionalmente, se analizan los sistemas situados encima de yacimientos geotérmicos. En el caso de estar situado sobre un yacimiento con recurso geotérmico, se estudia la viabilidad de usar este recurso.

5.2.3.1. ALGORITMO DE AGRUPACIÓN (“CLÚSTERING”) Y DE LONGITUD DE ZANJA

El algoritmo de agrupación o *clustering* utilizado es el método *AglomerativeClustering* de la librería *SKlearn* de Python. Este algoritmo pertenece a una serie de algoritmos jerárquicos donde se van agrupando los puntos por proximidad de dos en dos formando un árbol de abajo a arriba (*bottom-up*). Este árbol se puede cortar a cierta altura (distancia máxima) para obtener las agrupaciones (clústeres correspondientes).

En el modelo, se ha optado por el uso de la opción “*Ward*” para minimizar la varianza entre clústeres; es decir, se generan clústeres de tamaño parecido.

El algoritmo se ha utilizado directamente sobre las coordenadas y el criterio de corte ha sido una distancia de 0.05º en latitud / longitud. Mediante este procedimiento, se han obtenido un total de 5.455 agrupaciones o clústeres repartidos a lo largo del territorio nacional.



Instituto Geográfico Nacional, Esri, HERE, Garmin, METI/NASA, USGS; Esri, Intermap, NASA, NGA, USGS

Ilustración 11. Detalle de los clústeres en la metrópoli de Barcelona

Fuente: elaboración propia

Para estimar una longitud de trazado característica de cada sistema se busca el camino más corto que une los distintos puntos de la retícula que cubre dicho sistema. Para ello, se ha utilizado la librería de PYTHON *python_tsp* enfocada a resolver este tipo de problemas que son conocidos con el nombre “The Salesman Problem” (TSP). En concreto, se ha utilizado la función *tsp_simulated_annealing* que permite encontrar una ruta satisfactoria de una gran cantidad de puntos en un tiempo razonable mediante métodos estocásticos.

Los caminos generados son rutas circulares (empiezan y terminan en el mismo punto) por lo que se suele obtener una longitud superior a la de una red de calor real, con una geometría tipo “árbol” con ramificaciones, y no mediante un único camino circular.

5.2.4. DIMENSIONAMIENTO DE LAS TECNOLOGÍAS

Una vez determinado el perfil de demanda de un sistema se procede a dimensionar distintas alternativas tecnológicas aplicables a dicho sistema. Para realizar el dimensionamiento, se tienen en cuenta diferentes factores:

- Análisis de las curvas horarias de la demanda
- Efecto de los sistemas de acumulación
- Análisis de las tecnologías asociadas a los sistemas con suministro *in situ*
- Análisis de las tecnologías asociadas a los sistemas con suministro fuera del emplazamiento tipo red

5.2.4.1. ANÁLISIS DE LAS CURVAS HORARIAS DE LA DEMANDA

La potencia de diseño de una determinada tecnología se dimensiona a partir de la curva horaria de demanda para cubrir un porcentaje de la demanda total, que dependerá de la solución y/o tecnología de que se trate.

Ciertas tecnologías con costes de instalación reducidos y capacidad de regular la potencia se dimensionarán de manera que permitan cubrir el 100% de la demanda o un porcentaje inferior si se estima que los picos de demanda serán cubiertos mediante una tecnología de respaldo. Las tecnologías que no tienen capacidad de regulación o bien tienen costes de instalación muy elevados se dimensionan para trabajar un gran número de horas o para aprovechar un cierto porcentaje de la energía disponible.

5.2.4.2. EFECTOS DE LOS SISTEMAS DE ACUMULACIÓN

Para simular el efecto de los sistemas de acumulación en el dimensionamiento de tecnologías, y especialmente en las tecnologías fuera del emplazamiento (asociadas a los sistemas de red de calor) el perfil de demanda se suaviza haciendo un promedio en cada punto de la demanda en un intervalo de horas específico.

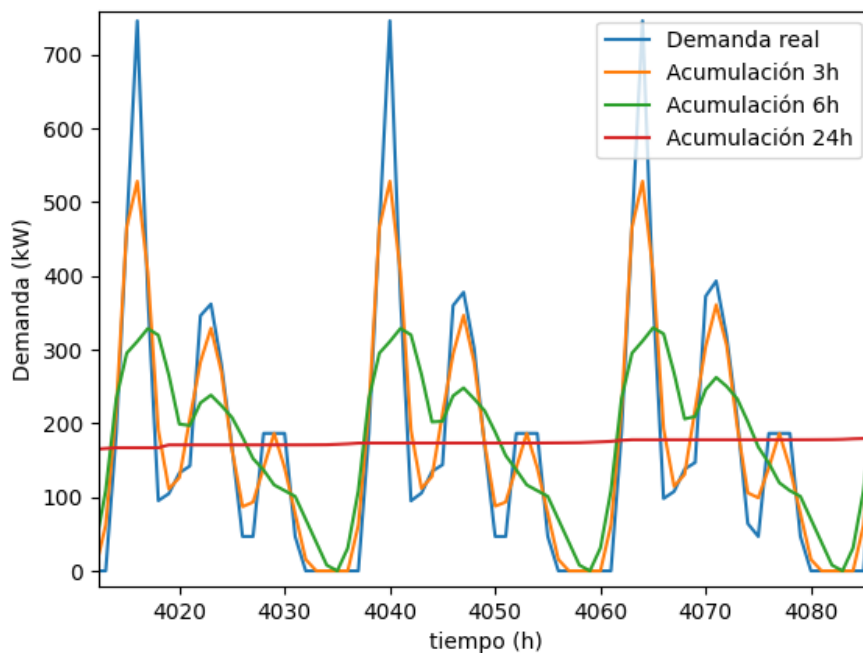


Ilustración 12: Efecto de los sistemas de acumulación en el perfil de demanda

Fuente: elaboración propia

La capacidad de acumulación se obtiene del área entre la curva de demanda y la curva de demanda suavizada. Dado que esta área es cíclica alternándose con intervalos positivos y negativos se obtiene la acumulación total necesaria en kWh a partir de la diferencia entre el máximo y mínimo de esta integral.

5.2.5. TECNOLOGÍAS ASOCIADAS A LOS SISTEMAS CON SUMINISTRO IN SITU

Se define a continuación las hipótesis realizadas para el dimensionamiento de las tecnologías para los sistemas con suministro *in situ*.

5.2.5.1. SOLAR TÉRMICA SIN CONCENTRACIÓN

Para dimensionar la tecnología solar térmica sin concentración se parte de la curva o perfil horario de radiación solar sobre una superficie de 1m² orientada de forma óptima. Los perfiles de radiación directa y difusa horaria sobre una superficie orientada de forma óptima han sido obtenidos para las capitales de cada provincia mediante la aplicación PVGIS²⁹.

Como hipótesis de partida, se considera que la tecnología solar sin concentración puede atender la demanda de ACS en los sectores residencial y terciario, así como la demanda de calor de baja temperatura para la industria (Agua caliente < 100°C).

Esta tecnología no se ha considerado para la producción de calor de climatización dado que la curva de producción y de demanda no son coincidentes a nivel estacional e implicaría un sobredimensionamiento de la instalación. Tampoco se ha considerado la producción de frío, ya que las temperaturas alcanzables se consideran bajas para alimentar una máquina de absorción. Aunque estas opciones descartadas son técnicamente posibles, no son frecuentes.

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado y otros parámetros considerados en esta tecnología:

Tabla 43. Resumen de la tecnología solar térmica sin concentración

Tecnología	Solar Plana
Criterio de dimensionamiento	60% demanda ACS en Residencial utilizar entre 70-90% de la energía disponible en terciario e industrial
Rendimiento	860-1550 kWh / kW según provincia
Acumulación	24h Residencial 24h Terciario 3h Industrial
CAPEX	1.000 EUR / KW (≤50 kW) 760 EUR / kW (>50 kW < 5MW) 600 EUR / kW (>5MW)
OPEX	5,33 EUR / MWh
Vida Útil	25 años

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

²⁹ Accesible mediante el siguiente enlace: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#TMY

Tabla 44. Resultados del potencial técnico para la tecnología solar sin concentración

Solar sin concentración		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	15,944	17.053	15.339	15.339
	Terciario	7,926	7.117	8.160	8.160
	Industrial	5,375	4.169	4.638	4.638
	Total	29,245	28.339	28.137	28.137

Fuente: Elaboración propia

5.2.5.2. SOLAR TÉRMICA CON CONCENTRACIÓN

Para dimensionar la tecnología solar térmica con concentración se parte de la curva o perfil horario de radiación solar sobre una superficie de 1m² orientada de forma óptima. Los perfiles de radiación horaria sobre una superficie orientada de forma óptima han sido obtenidos para las capitales de cada provincia mediante la aplicación PVGIS³⁰.

La tecnología solar con concentración se asume que puede atender las siguientes demandas:

- **Sector terciario:** se asume que puede proporcionar ACS. Se asume que puede proporcionar frío a través de máquina de absorción cuando representa más del 10% de la demanda.
- **Sector industria:** se asume que puede atender demandas de calor a proceso tanto de media temperatura (vapor) como de baja temperatura (agua caliente). Se considera que puede proporcionar frío industrial a través de máquina de absorción cuando representa más de un 10% de la demanda.

No se considera para producir calor de climatización dado que la curva de producción y de demanda no son coincidentes a nivel estacional e implicaría un sobredimensionamiento de la instalación. Sin embargo, existen ejemplos de este tipo de instalaciones.

Se limita a este tipo de instalaciones a los siguientes sistemas:

- **Terciario:** sistemas con demandas “medias” o “grandes” superiores a 50 kW.
- **Industrial:** sistemas con demandas “medias” o “grandes” superiores a 50 kW.

No se considera su instalación in situ para abastecer demandas del sector residencial.

³⁰ Accesible mediante el siguiente enlace: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#TMY

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado y otros parámetros considerados en esta tecnología:

Tabla 45. Resumen de la tecnología solar de concentración

Tecnología	Solar Concentración
Criterio de dimensionamiento	utilizar entre 70-90% de la energía disponible
Rendimiento	860 -1550 kWh / kW según provincia
Acumulación	6h Terciario 3h Industrial
CAPEX	750 EUR / kW
OPEX	5,33 EUR / MWh
Vida Útil	25 años

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

Tabla 46. Resumen de resultados del potencial técnico para la tecnología solar con concentración

Solar con concentración		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	-	-	-	-	-	-
	Terciario	2,364	2.504	1.964	-	654	2.618
	Industrial	16,839	13.511	1.606	12.093	2.668	16.367
	Total	19,204	16.015	3.571	12.093	3.322	18.985

Fuente: Elaboración propia

5.2.5.3. BOMBA DE CALOR AEROTÉRMICA

Para dimensionar la potencia instalada de la bomba de calor aerotérmica en instalaciones con suministro *in situ*, se asume que es capaz de generar la totalidad del calor y frío para climatización y ACS demandados en los sectores residencial y terciario. No se considera como tecnología para producir calor o frío en el sector industrial.

La eficiencia de esta tecnología es mayor cuanto menor es el nivel térmico de la demanda (menor la diferencia de temperaturas entre el aire exterior y la temperatura de la demanda). Se asumen los siguientes rendimientos medios estacionales (SPF).

Tabla 47. Coeficientes de rendimiento empleados en la bomba de calor aerotérmica

Demanda	SPF
Calor de climatización	3,5
Frío de climatización	3,5
ACS	2,8

Fuente: PNIEC

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado y otros parámetros considerados en esta tecnología:

Tabla 48. Resumen del dimensionamiento de la tecnología bomba de calor aerotérmica

Tecnología	Bomba Calor
Criterio de dimensionamiento	100% de demanda cubierta
Rendimiento	3,5 CLM / FCLM 2,8 ACS
Acumulación	6h
CAPEX	1.370 EUR / kWt (≤ 50 kW) 850 EUR / kWt (> 50 kW)
OPEX	16 EUR / MWh (≤ 50 kW) 10 EUR / MWh (> 50 kW)
Vida útil	25 años

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

Tabla 49. Resumen de resultados del potencial técnico para la tecnología bomba de calor aerotérmica

Bomba de calor aerotérmica		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	77,399	105.969	25.381	62.289	3.824	91.494
	Terciario	37,378	45.923	10.900	42.150	22.236	75.287
	Industrial	-	-	-	-	-	-
	Total	114,777	151.891	36.282	104.439	26.060	166.781

Fuente: elaboración propia

5.2.5.4. BOMBA DE CALOR GEOTÉRMICA

Para dimensionar la potencia instalada de la bomba de calor geotérmica en instalaciones con suministro in situ se asume que es capaz de generar la totalidad del calor y frío para climatización y ACS demandados en los sectores residencial y terciario. No se considera como tecnología para producir calor o frío en el sector industrial.

Por las características de esta tecnología donde es necesario perforar el subsuelo, se considera este tipo de instalaciones únicamente en los siguientes sistemas donde se asume una tipología de edificios compatible con la tecnología:

- **Residencial:** viviendas unifamiliares y viviendas en bloque posteriores a 2007.
- **Terciario:** sistemas con demandas “medias” o “grandes” superiores a 50 kW.

La eficiencia de esta tecnología es mayor cuanto menor es el nivel térmico de la demanda (menor la diferencia de temperaturas entre la temperatura del suelo y la temperatura de la demanda). Se asumen los siguientes rendimientos promedios estacionales (SPF):

Tabla 50. Coeficientes de rendimiento empleados en la bomba de calor geotérmica

Demanda	SPF
Calor de climatización	5,1
Frío de climatización	5,5
ACS	4,0

Fuente: PNIEC

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado:

Tabla 51. Resumen del dimensionamiento de la tecnología de bomba de calor geotérmica

Tecnología	Bomba Calor Geo
Criterio de dimensionamiento	100% de demanda cubierta
Rendimiento	5.1 CLM 5.5 FCLM 4.0 ACS
Acumulación	6h
CAPEX	2.250 EUR / kWt (≤ 50 kW) 1.750 EUR / kWt (> 50 kW)
Opex	16 EUR / MWh (≤ 50 kW) 10 EUR / MWh (> 50 kW)
Vida útil	25 años

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

Tabla 52. Resumen de resultados del potencial técnico para la tecnología bomba de calor geotérmica

Bomba de calor geotérmica		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	45,882	103.197	9.882	36.882	1.807	48.571
	Terciario	10,165	17.280	4.721	12.510	5.981	23.213
	Industrial	-	-	-	-	-	-
	Total	56,047	120.478	14.603	49.392	7.788	71.783

Fuente: Elaboración propia

5.2.5.5. CALDERAS DE BIOMASA

Para dimensionar la potencia instalada de las calderas de biomasa en instalaciones con suministro *in situ* se asume que es capaz de generar la totalidad del calor para climatización y ACS demandados en los sectores residencial y terciario y también la totalidad de la demanda de calor para proceso en los niveles térmicos de media temperatura (VAP) y baja temperatura (Agua caliente) en el sector industrial

En el presente estudio se han considerado dos tipos de combustible representativos:

- **Pellet:** Este tipo de combustible se considera:
 - para demandas pequeñas (< 50 kW) en sector residencial y terciario únicamente en entorno rural
 - para demandas medias y grandes (> 50 kW) en el sector terciario tanto en entorno rural como urbano
 - para industrias pequeñas o medianas (< 5 MW) en entorno rural únicamente.
- **Astilla en bruto:** Este tipo de combustible se considera para grandes instalaciones industriales (> 5 MW).

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado y otros parámetros considerados en esta tecnología:

Tabla 53. Resumen del dimensionamiento de la tecnología de biomasa

Tecnología	Biomasa
Criterio de dimensionamiento	100% de demanda cubierta
Rendimiento	0.80 (≤ 5 MW) 0.85 (> 5 MW)
Acumulación	0h
CAPEX	400 EUR / kWt (≤ 5 MW) 350 EUR / kWt (> 5 MW)

Tecnología	Biomasa
OPEX	20 EUR / MWh (≤ 5 MW) 12 EUR / MWh (> 5 MW)
Vida útil	25 años

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

Tabla 54. Resumen de resultados del potencial técnico para la biomasa

Calderas de biomasa		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	37,677	15.071	8.868	30.168	-	39.036
	Terciario	12,209	4.885	6.282	18.681	-	24.963
	Industrial	13,400	5.550	13.952	41.178	-	55.129
	Total	63,286	25.505	29.102	90.026	-	119.128

Fuente: Elaboración propia

5.2.5.6. COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA

Para dimensionar la potencia instalada en cogeneraciones en instalaciones con suministro *in situ* se asume que es capaz de generar una parte del calor para climatización y ACS en el sector terciario o para procesos industriales de baja y media temperatura (Agua caliente y vapor). Se considera también para producción de frío mediante máquina de absorción.

Se asume un rendimiento eléctrico del 35% y un rendimiento global entre el 75% y el 80%. En instalaciones mayores de 5 MW se considera también la postcombustión para generar calor adicional con eficiencias cercanas al 100%.

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado y otros parámetros considerados en esta tecnología:

Tabla 55. Resumen del dimensionamiento de la tecnología de cogeneración

Tecnología	CSTG
Criterio de dimensionamiento	Utilización del 90% de la energía térmica disponible
Rendimiento	0,35 eléctrico 0,40-0,45 térmico
Acumulación	0h
CAPEX	1.000 EUR / kWe (> 5 MW) 1.800 EUR / kWe (< 5 MW)
OPEX	15 EUR / MWh (> 5 MW) 20 EUR / MWh (< 5 MW)
Vida útil	25 años

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

Tabla 56. Resumen de resultados del potencial técnico para la cogeneración

Cogeneración		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	-	-	-	-	-	-
	Terciario	2,482	15.337	3.064	4.993	471	8.528
	Industrial	9,955	13.672	10.458	42.204	15.080	67.742
	Total	12,438	29.008	13.523	47.197	15.551	76.270

Fuente: Elaboración propia

5.2.5.7. CALDERA DE GAS NATURAL

Se ha dimensionado la caldera de gas natural en instalaciones *in situ* para todos los sistemas como tecnología representativa no renovable y económicamente competitiva.

Esta tecnología se considera que permite cubrir el 100% de la demanda de climatización y ACS en el sector residencial y terciario o para procesos industriales de baja y media temperatura (ACS y VAP). A continuación, se muestra una tabla resumen tecnología:

Tabla 57. Resumen del dimensionamiento de la tecnología de caldera de gas

Tecnología	CALDERA DE GAS
Criterio de dimensionamiento	100% Demanda cubierta
Rendimiento	0,9

Tecnología	CALDERA DE GAS
Acumulación	0h
CAPEX	150 EUR / kW (< 50 kW) 75 EUR / kW (> 50 kW)
OPEX	5,3 EUR / MWh
Vida útil	25 años

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

Tabla 58. Resumen de resultados del potencial técnico para Caldera Gas Natural

Calderas de Gas Natural		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	80,129	12.009	25.385	62.289	-	87.673
	Terciario	28,320	3.666	10.901	42.150	-	53.052
	Industrial	17,752	1.607	19.378	50.553	-	69.930
	Total	126,201	17.283	55.664	154.992	-	210.655

Fuente: Elaboración propia

5.2.6. DIMENSIONAMIENTO DE LAS REDES DE CALOR Y FRÍO

Una red de calor y frío está constituida por:

- una central de generación térmica que utiliza fuentes de energía renovable, calor residual, cogeneración de alta eficiencia o una combinación de las anteriores
- Una red de tuberías de distribución
- Unas subestaciones de conexión con los consumidores
- Sistemas de acumulación en forma de depósitos de agua caliente o agua fría.

Adicionalmente pueden existir sistemas convencionales de respaldo para cubrir picos de demanda y para garantizar el suministro de energía independientemente de la disponibilidad o no de la tecnología considerada en la central de generación. El coste inversión de la red de calor y frío será pues la suma de cada uno de los elementos constituyentes de la misma. En este apartado se detalla cómo se ha considerado en el estudio el coste de inversión de la red de tuberías de distribución y subestaciones de intercambio por ser elemento común a las distintas tipologías de red estudiadas.

En lo que respecta a la central de generación, se detalla para cada una de las fuentes de energía renovables, calor residual o cogeneración de alta eficiencia cuál es el coste de inversión que se ha considerado y que ha de sumarse a los de la red de tuberías de distribución y subestaciones de intercambio.

Además de las principales características definidas para el dimensionamiento de cada tecnología resumidas en el Capítulo 5.2.5, se definen para cada sistema:

- Tipo de Red (2 Tubos o 4 Tubos)
- CAPEX de la red de tuberías y las subestaciones de intercambio
- Tecnologías de respaldo de la Red

Cada sistema tipo red tiene calculado una longitud de la red conforme lo explicado en el Capítulo 5.2.3.

Para el dimensionamiento de la red, la demanda de la red de calor a estudiar se obtiene a partir de considerar las demandas de los siguientes inmuebles que se encuentren dentro de la zona estudiada:

- **Viviendas unifamiliares.**
- **Viviendas bloque o colectivas** con calefacción centralizada
- **Terciario e industrial:** demandas con potencia media superiores a 50 kW

Se consideran únicamente la parte de la demanda del rango de temperaturas para ACS, climatización de espacios, y agua caliente de procesos industriales, descartando la demanda industrial de más alta temperatura. Respecto al frío, se considera únicamente la demanda de frío para climatización, descartando el frío industrial. En función del tipo de tecnología estudiada y de la demanda de frío se establece si la red es de 2 tubos o de 4 tubos.

- **2 tubos:** red sólo de calor, cuando la tecnología principal no produce frío o bien la demanda de frío es inferior al 20% de la demanda total de la red.
- **4 tubos:** red de calor y frío, si la tecnología principal puede producir frío y la demanda de frío es superior al 20% de la demanda de la red.

Los costes de la zanja asumidos se especifican en la siguiente tabla:

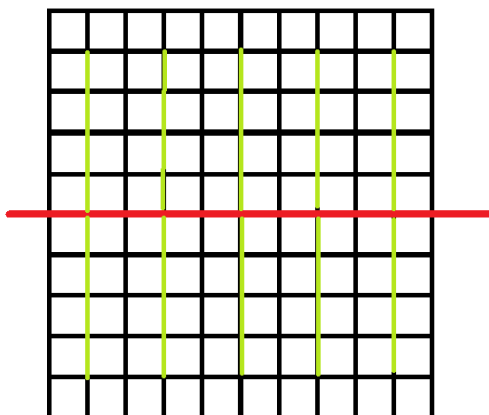
Tabla 59. Costes asociados a las redes de calor

Coste Zanja	Red de calor y frío
2 tubos	400 EUR / m
4 tubos	600 EUR / m

Fuente: elaboración propia

La longitud de la zanja obtenida a partir de los puntos de demanda de la retícula es una buena aproximación siempre que haya pocos demandantes por punto de la retícula (de aproximadamente una hectárea). Esto es cierto para los edificios en bloque o de gran tamaño en el sector residencial e industrial. Sin embargo, en las zonas donde existe una gran densidad de viviendas unifamiliares se debe considerar un coste adicional a las acometidas o subred de distribución.

Ilustración 13. Esquema utilizado para estimar las acometidas en zonas residenciales unifamiliares



Rojo: tubo principal; Verde: acometidas; Negro: parcelas de 10x10m²

Fuente: elaboración propia

Haciendo un análisis simplificado de parcelas de 10x10 m² en una hectárea obtenemos una longitud de las acometidas de 4 m por vivienda unifamiliar que deberán sumarse a la longitud total de la zanja.

Además del coste de la red, se asumen los siguientes costes de capital de las subestaciones de intercambio:

- 400 EUR / kW para residencial unifamiliar.
- 125 EUR / kW para residencial bloque y para demandas medias en los sectores terciario e industrial (entre 50 kW y 5 MW) .
- 75 EUR / kW para demandas grandes en los sectores terciario e industrial (> 5 MW).

En cuanto a los costes de operación y mantenimiento de las subestaciones de intercambio, se han considerado los siguientes:

- Residencial unifamiliar: 15 EUR / MWh.
- Residencial bloque y demandas medianas (> 50kW) en terciario e industrial: 12.5 EUR / MWh.
- Grandes demandas (> 5MW) en terciario e industrial: 5.33 EUR / MWh.

Finalmente, los costes de la canalización del tubo principal desde la central productora a la red de calor se establecen en función de la potencia pico de la red.

- 400 EUR / m: redes pequeñas con potencia inferior a 1 MW.
- 900 EUR / m: redes de potencia entre 1 MW y 10 MW.
- 1.700 EUR / m: redes de potencia superior a 10 MW.
- 250 EUR / m: red de canalización del biogás.

En el caso de redes donde la central es de nueva construcción, se asume una distancia de canalización principal de 500m. En las soluciones donde existe un centro ofertante de energía se asume la distancia entre el centro ofertante y el centro de la red de calor

Las redes de calor y frío suelen presentar sistemas de acumulación basados en tanques de agua. Para modelizar este dispositivo, se han considerado las siguientes asunciones:

- **12 h de acumulación:** para redes basadas en energía solar con concentración y sin concentración.
- **9 h de acumulación:** resto de tecnologías.

Se asume un coste del sistema de acumulación de 200 EUR / m³.

Todos los sistemas para red de calor vienen respaldados por sistemas convencionales para cubrir la demanda pico. Para estos sistemas de respaldo se han considerado calderas de gas natural para producción de calor y máquinas de compresión para producción de frío. En ciertas tecnologías se ha asumido la utilización de la máquina de absorción para la generación de frío a partir de calor.

Tabla 60. Resumen de los costes tecnologías adicionales en redes de calor y frío

Tecnología	CAPEX	OPEX
Caldera GN	75 EUR / kW	5,33 EUR / MWh
Máquina de compresión	850 EUR / kW	10 EUR / MWh
Máquina de absorción	550 EUR / kW < 5 MW 250 EUR / kW > 5 MW	10 EUR / MWh 5,33 EUR / MWh

Fuente: elaboración propia

5.2.6.1. REDES DE CALOR DE BIOGÁS

Se considera la caldera de biogás para abastecer a una red de calor en aquellos sistemas situados a menos de 10 km de un centro ofertante de biogás donde se asume una producción de biogás constante durante todo el año. De todos los sistemas se escogen aquellos donde el biogás ofertado permita cubrir al menos el 50% de la demanda de calor de cada sistema. A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado.

Tabla 61. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con biogás

Tecnología	Red de calor de biogás
Dimensionamiento	50 - 85% de demanda cubierta
Rendimiento	0,9
Acumulación	9h
CAPEX	75 EUR / kW
OPEX	5,33 EUR / MWh

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

Tabla 62. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con biogás

DH Biogás		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	0,080	495	91	210	-	301
	Terciario	0,054	292	119	178	-	297
	Industrial	0,004	44	25	-	-	25
	Total	0,139	831	235	388	-	623

Fuente: Elaboración propia

5.2.6.2. REDES DE CALOR DE BIOMASA

Se han dimensionado las calderas de biomasa para cubrir el 85% de la demanda en redes de calor basadas en esta tecnología. Solo se considera para producción de calor.

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado utilizados:

Tabla 63. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con biomasa

Tecnología	Red de calor de biomasa
Dimensionamiento	85% de demanda cubierta
Rendimiento	0,85
Acumulación	9h
CAPEX	350 EUR / kW
OPEX	12 EUR / MWh

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

Tabla 64. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor de biomasa

DH Biomasa		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	4,537	17.940	3.284	11.645	-	14.929
	Terciario	1,574	5.370	2.925	5.167	-	8.092
	Industrial	1,274	2.503	8.805	-	-	8.805
	Total	7,385	25.814	15.014	16.812	-	31.826

Fuente: Elaboración propia

5.2.6.3. REDES DE CALOR MEDIANTE BOMBA DE CALOR GEOTÉRMICA

Se considera que la tecnología de bomba de calor geotérmica puede cubrir demandas de ACS, calor para climatización y frío para climatización. Se dimensiona para cubrir el 85% de la demanda.

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado y otros parámetros considerados en esta tecnología:

Tabla 65. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con BC geotérmica

Tecnología	Red de calor con BC Geotermia
Dimensionamiento	85% de la demanda cubierta
Rendimiento	5,1 calor / 5,5 frío
Acumulación	9h
CAPEX	1.700 EUR / kW
OPEX	10 EUR / MWh

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

Tabla 66. Resumen de resultados del potencial técnico para una red de calor con bomba de calor geotérmica

Redes de calor con bomba de calor geotérmica		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	5,338	28.948	4.261	14.101	83	18.445
	Terciario	3,048	20.055	4.282	9.607	2.095	15.985
	Industrial	1,343	5.103	9.273	-	-	9.273
	Total	9,729	54.106	17.816	23.708	2.179	43.703

Fuente: Elaboración propia

5.2.6.4. REDES DE CALOR MEDIANTE CALOR RESIDUAL DE INDUSTRIA

Se considera esta tecnología en aquellos sistemas situados a menos de 5 km de una industria ofertante de calor residual. El radio se amplía a 10 km³¹ si la potencia del calor residual es superior los 10 MW.

³¹Accesible mediante el siguiente enlace: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC104752>

Se considera que el perfil del calor ofertado es constante y que permite cubrir demandas de calor de forma directa y frío mediante máquina de absorción.

Se reparte la potencia de calor disponible entre aquellos sistemas para los que la potencia ofertada permita cubrir entre el 85% y el 50% de la demanda de calor y se ordenan según la ecuación (1) del apartado 5.2.3 hasta que se agota la potencia disponible en el centro ofertante.

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado y otros parámetros considerados en esta tecnología:

Tabla 67. Resumen del dimensionamiento de una red de calor residual de industria

Tecnología	Red de calor residual industrial
Dimensionamiento	50 – 85 % de demanda cubierta
Rendimiento	1
Acumulación	9h
CAPEX	75 EUR / MW
OPEX	5,33 EUR / MWh

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

Tabla 68. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con calor residual industrial

Red de calor residual industrial		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	0,046	384	67	130	1	198
	Terciario	0,031	218	58	114	18	190
	Industrial	0,028	132	203	-	-	203
	Total	0,105	734	327	244	19	591

Fuente: Elaboración propia

5.2.6.5. REDES DE CALOR MEDIANTE CALOR RESIDUAL DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE CICLOS COMBINADOS, INCINERADORAS DE RESIDUOS Y ENERGÍAS RENOVABLES

Se analiza esta tecnología en los sistemas que se encuentran en un radio de 5km de un centro ofertante tipo ciclo combinado. El radio se amplía a 10 km si la potencia del calor residual es superior a 10 MW.

Se considera que la oferta de calor puede ser constante durante todo el año y se reparte la potencia de calor disponible entre aquellos sistemas que la potencia ofertada permita cubrir entre el 85% y el 50% de la

demanda de calor y se ordenan según la ecuación (1) hasta que se agota la potencia disponible en el centro ofertante.

Se estima que por cada MWh de calor que se extrae de la central se reduce la producción eléctrica en 0,15 MWh eléctrico.

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado y otros parámetros considerados en esta tecnología:

Tabla 69. Resumen del dimensionamiento de una red de calor residual de un ciclo combinado / incineradora

Tecnología	Red de calor con ciclo combinado / incineradora
Dimensionamiento	85% de demanda cubierta
Rendimiento	1
Acumulación	9h
CAPEX	75 EUR / kW
OPEX	5,33 EUR / MWh

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en las siguientes tablas:

Tabla 70. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con calor residual de ciclos combinados

Redes de calor residual de ciclos combinados		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	0,114	941	134	293	6	433
	Terciario	0,182	1.417	297	499	163	959
	Industrial	0,130	308	1.046	-	-	1.046
	Total	0,426	2.666	1.478	792	169	2.438

Fuente: Elaboración propia

Tabla 71. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con calor residual de incineradoras y plantas de generación con biogás y biomasa.

Redes calor residual incineradoras, plantas de generación con biogás y biomasa		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	0,228	1.665	242	625	7	874
	Terciario	0,222	1.680	284	729	197	1.210
	Industrial	0,185	447	1.456	-	-	1.456
	Total	0,634	3.792	1.982	1.354	204	3.541

Fuente: Elaboración propia

Del potencial de la Tabla 71, el 54% corresponde a incineradoras de residuos, el 30% a plantas de biomasa y el 16% a plantas de biogás.

5.2.6.6. REDES DE CALOR MEDIANTE GEOTERMIA DE USO DIRECTO

Se considera este tipo de tecnología en todos aquellos sistemas tipo red que estén situados total o parcialmente encima de un yacimiento geotérmico de baja entalpía.

Se considera el uso de esta fuente de energía para climatización y ACS. Se descartan las redes de frío mediante máquina de absorción. Se dimensiona esta tecnología para que funcionando unas 4500 h/a pueda cubrir entre un 50 y un 85% de la demanda térmica.

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado y otros parámetros considerados en esta tecnología:

Tabla 72. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con geotermia directa

Tecnología	Red de calor con geotermia directa
Dimensionamiento	Entre 50 y 85% de demanda cubierta
Rendimiento	1
Acumulación	12h
CAPEX	1.000 EUR / kW
OPEX	20 EUR / MWh

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

Tabla 73. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor de geotermia de uso directo

DH Geotermia directa		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	0,171	419	224	629	-	853
	Terciario	0,502	1.090	501	2.155	-	2.656
	Industrial	0,299	452	2.330	-	-	2.330
	Total	0,972	1.961	3.054	2.784	-	5.839

Fuente: Elaboración propia

5.2.6.7. REDES DE CALOR MEDIANTE COGENERACIÓN

Se considera la tecnología cogeneración para todos los sistemas tipo red de calor sin limitaciones. Las demandas térmicas que permite cubrir esta tecnología son la demanda de ACS, calor para climatización y frío para climatización mediante máquina de absorción.

Se eliminan aquellas soluciones que no permiten cubrir el 75% de la demanda. Para instalaciones superiores a 5MW térmicos se considera postcombustión de la misma manera que la versión para suministro *in situ*.

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado y otros parámetros considerados en esta tecnología:

Tabla 74. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con cogeneración

Tecnología	Red de calor con cogeneración
Dimensionamiento	utilización del 90% de la energía térmica disponible
Rendimiento	0,35 RE RG 75-80%
Acumulación	9h
CAPEX	1.000 EUR / MW si >5MW 1.800 EUR / MW si < 5MW
OPEX	15 EUR / MWh si > 5MW 29 EUR / MWh si < 5MW

Fuente: elaboración propia

Los resultados del potencial técnico obtenidos para esta tecnología figuran en la siguiente tabla:

Tabla 75. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con calor residual de cogeneración

Redes de calor de cogeneración		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	0,023	115	47	98	3	148
	Terciario	0,140	1.095	556	367	124	1.047
	Industrial	1,024	2.020	7.226	-	-	7.226
	Total	1,187	3.231	7.828	465	127	8.421

Fuente: Elaboración propia

5.2.6.8. REDES DE CALOR MEDIANTE SOLAR TÉRMICA SIN CONCENTRACIÓN Y CON CONCENTRACIÓN

Se ha dimensionado esta tecnología en todos los sistemas tipo red estudiados.

En el caso de **solar sin concentración** se considera su utilización para cubrir demandas de Agua Caliente y Calor Climatización. No se considera frío.

En el caso de **solar con concentración** se considera su utilización para cubrir demandas de Agua Caliente, Calor y frío mediante máquina de absorción

Para dimensionar esta tecnología se utiliza el perfil horario de radiación de la misma forma que su versión *in situ* y para cubrir el 50% de la demanda térmica.

A continuación, se muestra una tabla resumen de los criterios de dimensionado.

Tabla 76. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con solar sin concentración

Tecnología	Red de calor con solar sin concentración
Criterio de dimensionamiento	utilización del 70% de la energía disponible
Rendimiento	860-1550 kWh / kWh según provincia
Acumulación	12h
CAPEX	760 EUR / kW (< 5MW) 600 EUR / kW (> 5MW)
OPEX	5,33 EUR / MWh
Vida Útil	25 años

Fuente: elaboración propia

Tabla 77. Resumen del dimensionamiento de una red de calor con solar con concentración

Tecnología	Solar con concentración
Criterio de dimensionamiento	utilización del 70% de la energía disponible
Rendimiento	860-1.550 kWh / kWh según provincia
Acumulación	12h
CAPEX	750 EUR / kW
OPEX	5,33 EUR / MWh
Vida Útil	25 años

Fuente: elaboración propia

Los resultados de los potenciales técnicos obtenidos para estas tecnologías figuran en las siguientes tablas:

Tabla 78. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con solar sin concentración

Red de calor de solar térmica sin concentración		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	0,105	236	69	27	0	96
	Terciario	1,462	2.133	1.096	228	0	1.324
	Industrial	3,667	2.859	2.910	0	0	2.910
	Total	5,233	5.227	4.075	255	0	4.330

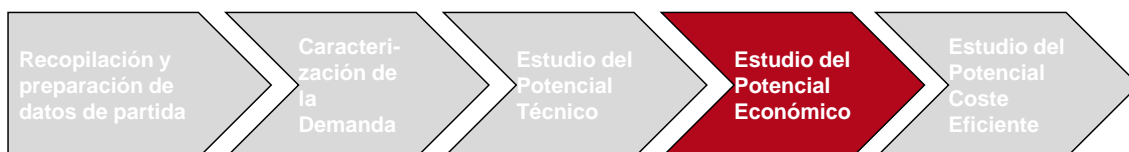
Fuente: Elaboración propia

Tabla 79. Resumen de resultados del potencial técnico para la red de calor con solar de concentración

Red de calor de solar térmica con concentración		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)
Potencial Técnico	Residencial	0,288	634	147	103	26	276
	Terciario	3,514	6.053	1.334	837	1.152	3.323
	Industrial	1,352	1.403	1.228	0	0	1.228
	Total	5,155	8.090	2.708	941	1.178	4.827

Fuente: Elaboración propia

6. ESTUDIO DEL POTENCIAL ECONÓMICO.



Tras analizar el potencial técnico de todas las tecnologías para satisfacer la demanda caracterizada, en el presente capítulo se procede a analizar el potencial económico para determinar la viabilidad económica-financiera de la instalación de las distintas tecnologías estudiadas. Para este análisis se ha procedido al desarrollo de una herramienta siguiendo las directrices y metodología de la Comisión Europea. Dicha metodología se estructura en 5 grandes bloques:

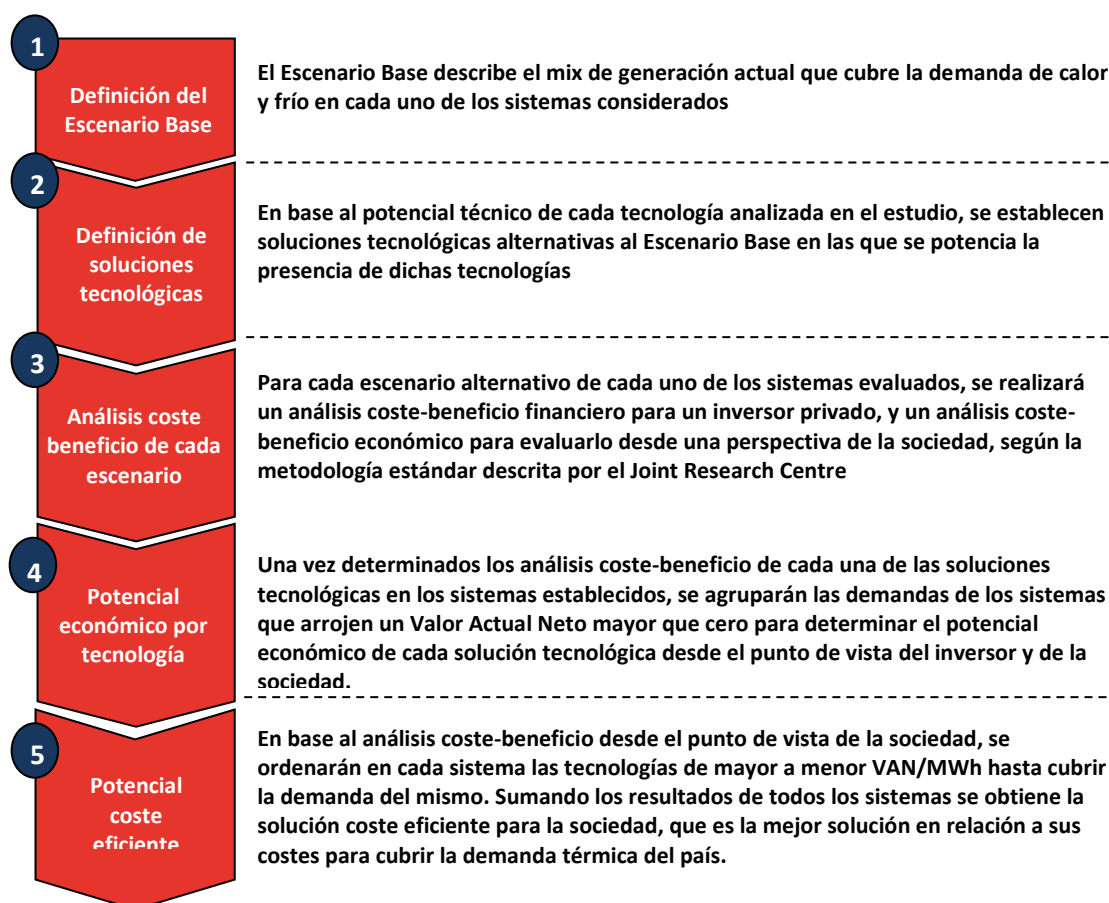


Ilustración 14: Esquema metodológico del análisis coste-beneficio

Fuente: *Best practices and informal guidance on how to implement the Comprehensive Assessment at Member State level, Joint Research Centre*

La herramienta de análisis coste-beneficio permite evaluar las decisiones de inversión mediante la valoración de los cambios en los costes y beneficios atribuibles a las mismas entre un Escenario Base y los escenarios alternativos de las distintas soluciones tecnológicas estudiadas.

En los siguientes puntos se exponen, de una manera detallada, cada uno de los pasos establecidos en la Ilustración 14.

6.1. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO BASE

El Escenario Base es el punto de partida sobre el que se construirá el análisis coste-beneficio y debe describir el mix de generación térmica existente en el horizonte actual, es decir, las tecnologías que existen actualmente para cubrir la demanda de calor y frío en cada uno de tres segmentos de consumo considerados (residencial, terciario e industrial).

En definitiva, el Escenario Base vendrá definido por la caracterización de la demanda elaborada en la primera parte del presente informe, incluyendo la distribución de las tecnologías por sector y zona climática, que se recogen en la Tabla 80 y siguientes

Tabla 80 - Distribución de tecnologías para calor en residencial y terciario por zona climática

Tecnologías	Residencial			Terciario		
	Atlántico Norte	Continental	Mediterráneo	Atlántico Norte	Continental	Mediterráneo
Calor						
Calderas de petrolíferos	30,81%	37,3%	20,6%	12,7%	15,1%	13,1%
Calderas de gas	30,64%	33,7%	35,2%	48,7%	51,6%	49,2%
Calderas de biomasa (doméstica)	21,82%	20,6%	30,8%	-	-	-
Bomba de calor	9,43%	4,7%	7,6%	38,6%	33,2%	37,7%
Otros (electricidad)	7,30%	3,6%	5,8%	-	-	-
Frío						
Bomba de calor	100,00%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
ACS						
Caldera de carbón	0,2%	-	-	-	-	-
Caldera de petrolíferos	37,5%	32,6%	33,4%	13,0%	16,0%	22,5%
Caldera de gas	36,1%	42,5%	24,6%	51,5%	53,7%	51,2%
Caldera de biomasa (doméstica)	1,5%	0,2%	-	-	-	-
ST	2,8%	6,7%	13,0%	-	-	-
Otros (electricidad)	21,9%	17,9%	29,0%	35,5%	30,2%	26,3%

Fuente: elaboración propia

Tabla 81 -Distribución de tecnologías para calor por tipología de industria

Tecnología \ Industria	Extractiva (No energéticas)	Alimentación, bebidas y tabaco	Textil, cuero y calzado	Pasta, papel y calzado	Química (incluyendo petroquímica)	Minerales no metálicos	Siderurgia y fundición	Metalurgia no ferrea	Transformados metálicos	Equipo de transporte	Construcción	Madera, corcho y muebles	Otras industrias
Calor													
Calderas de carbón	-	-	-	-	-	38,8%	66,5%	-	-	-	-	-	-
Calderas de petrolíferos	60,2%	16,8%	16,9%	18,9%	5,4%	8,1%	6,3%	-	11,6%	8,8%	17,6%	4,9%	17,6%
Sistemas convencionales (Gas Natural)	39,8%	71,1%	83,1%	44,1%	94,6%	47,0%	27,2%	-	88,4%	91,2%	82,4%	20,8%	82,4%
Solar Térmica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1%	-	-	-
Calderas biomasa	-	12,1%	-	37,1%	-	6,1%	-	-	-	0,1%	-	74,4%	-
Frío													
Geotermia	-	-	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bomba de calor	-	-	16,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros (electricidad)	100,0%	-	-	100,0%	100,0%	-	-	-	-	-	100,0%	-	100,0%
Biogás (industrial)	-	-	71,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Agua caliente para proceso													
Calderas de carbón	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Calderas de petrolíferos	20,1%	3,7%	16,9%	8,5%	8,5%	-	12,1%	-	12,1%	-	20,1%	4,9%	20,1%
Calderas de gas	69,9%	1,5%	83,1%	91,5%	91,5%	-	87,9%	-	87,9%	-	69,9%	20,8%	69,9%
Calderas de biomasa	10,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,0%	74,4%	10,0%

Fuente: elaboración propia

6.1.1. PROYECCIÓN DEL MIX TECNOLÓGICO FUTURO

Una vez definida la distribución de equipos es necesario proyectar el Escenario Base, al horizonte temporal de este estudio, desde el año 2020 al 2050. Para ello es necesario estimar la evolución de la demanda de calor y frío calculada para el año de referencia, en este caso 2018.

El escenario seleccionado para el cálculo de los valores a futuro ha sido el Escenario Tendencial del PNIEC, que simula la evolución de la demanda estimada con las políticas y medidas existentes cuando se hizo el PNIEC, ya que éste reflejaba para el escenario base de una manera más aproximada las políticas implementadas a finales del año 2019, esto es, un año antes del cual se debe realizar la evaluación completa (2020)³².

Se han calculado dos tasas de crecimiento acumulado, una para el intervalo 2020-2030 y otra para el 2030-2050, las cuales se han utilizado para proyectar las demandas de calor y frío del año de referencia a futuro.

A continuación, se muestra esta evolución, desglosada por sectores de actividad (residencial, terciario e industrial, para todo el horizonte temporal del proyecto.

6.1.1.1. SECTOR RESIDENCIAL

En el sector residencial, se estima que tanto la demanda de calefacción como la de refrigeración se incrementa respecto a 2018. Concretamente, la demanda de calefacción y ACS aumentará un 3% en 2050 con respecto a 2018 (de 87.586 GWh/año a 90.562 GWh/año) y la demanda de refrigeración aumentará un 56% en 2050 con respecto a 2018 (de 4.181 GWh/año a 6.515 GWh/año).

La Tabla 82 presenta la tendencia de la demanda térmica del sector residencial teniendo en cuenta esta evolución.

Tabla 82. Previsión de la demanda de calor y frío en el sector residencial

RESIDENCIAL	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Demanda de calor (GWh)	88.529	90.264	91.198	90.995	90.907	90.809	90.562
Demanda de frío (GWh)	4.181	4.769	5.357	5.905	6.498	6.512	6.515

Fuente: elaboración propia en base al escenario tendencial del PNIEC

6.1.1.2. SECTOR TERCIARIO

En el sector terciario, se estima que hasta el año 2050 las demandas de calor y frío se incrementarán de manera casi análoga. Concretamente, la demanda de calefacción y ACS aumentará un 14% en 2050 con respecto a 2018 (pasando de 53.026 GWh/año a 60.336 GWh/año) y la demanda de refrigeración aumentará un 12% en 2050 con respecto a 2018 (pasando de 22.224 GWh/año a 24.909 GWh/año).

La Tabla 83 presenta la tendencia de la demanda térmica del sector terciario teniendo en cuenta esta evolución.

³² Según punto 8 (a)(ii) Anexo VIII, del Reglamento Delegado UE 2019/826; ref. nº7.

Tabla 83. Previsión de la demanda de calor y frío en el sector terciario

TERCIARIO	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Demanda de calor (GWh)	55.072	56.834	57.585	58.162	58.614	59.219	60.336
Demanda de frío (GWh)	23.081	23.764	24.020	24.201	24.327	24.514	24.909

Fuente: elaboración propia en base al escenario tendencial del PNIEC

6.1.1.3. SECTOR INDUSTRIAL

A diferencia de los sectores residencial y terciario, se espera que la demanda de frío en el sector industrial se mantenga constante hasta el año 2050. En cambio, la demanda de calor se prevé que aumente un 25% en 2050 con respecto a 2018 debido principalmente al aumento en la producción industrial prevista para este período. Concretamente, se estima que la demanda de calor aumentará, un 30% pasando de los 154.346 GWh/año en 2018 a 200.649 GWh/año en 2050.

La Tabla 84 muestra la demanda de calor y frío para el sector industrial hasta el año 2050.

Tabla 84. Previsión de la demanda de calor y frío en el sector industrial

INDUSTRIAL	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Demanda de calor (GWh)	160.840	168.737	174.836	180.435	185.703	191.876	200.649
Demanda de frío (GWh)	18.584	18.584	18.584	18.584	18.584	18.584	18.584

Fuente: elaboración propia en base al escenario tendencial del PNIEC

Para ver la proyección en el uso de combustibles en el futuro, se han tomado las proyecciones de la demanda energética cubierta por tipo de combustible del Escenario Tendencial del PNIEC. En un segundo paso se calculan las tasas de crecimiento acumulado para cada combustible y se han aplicado a la demanda estimada para el año 2018 en cada sector.

En aquellos casos en los que no ha resultado posible hallar una tasa de crecimiento anual (carbón en residencial y terciario), se ha optado por realizar una regresión lineal entre los años de referencia y definir así una tasa anual con base en la evolución. De esta manera se define el crecimiento anualizado de la demanda a 2050 para cada uno de los combustibles analizados.

Tabla 85 - Tasas de crecimiento anual acumulado de las demandas cubiertas con cada uno de los combustibles/Fuentes de energía renovables

Combustible	Residencial + Terciario		Industrial	
	2018-2030	2030-2050	2018-2030	2030-2050
Carbón	-	0%	0%	0%
Petróleo	-10%	-19%	0%	0%
Gas Natural	3%	0%	0%	3%
Biomasa	0%	-4%	2%	-1%
Solar térmica	-1%	1%	0%	0%
Geotermita	0%	0%	0%	0%
Electricidad	2%	1%	0%	0%
- Bomba de calor	2%	1%	0%	0%
- Otros	2%	1%	0%	0%
Biogás	-6%	0%	0%	4%

Fuente: elaboración propia a partir de datos del PNIEC

Posteriormente, para el cálculo del consumo total de combustibles en 2030 y 2050 para cada uno de los sectores de estudio se han aplicado los rendimientos correspondientes en función del tipo de tecnología y sector, los cuales han sido extraídos del Escenario Tendencial del PNIEC.

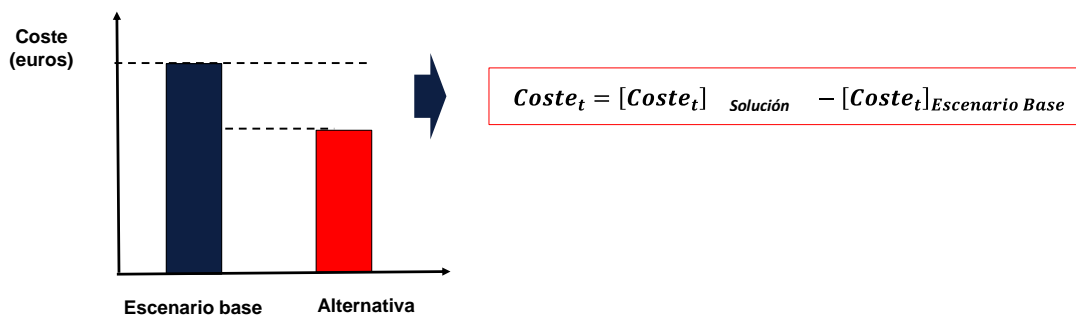
6.2. DEFINICIÓN DE SOLUCIONES TECNOLÓGICAS PARA CADA SISTEMA

Una vez calculada la proyección del Escenario Base, se consideran las distintas soluciones tecnológicas que podrían alcanzar un determinado grado de penetración en cada uno de los sistemas estudiados. Cada una de estas soluciones es evaluada a lo largo del horizonte temporal de modo que se pueda realizar una comparación anualizada.

6.3. ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO DE CADA SISTEMA

El análisis coste-beneficio permite evaluar las decisiones de inversión mediante la valoración de los cambios en los costes y beneficios entre el Escenario Base y los Escenarios Alternativos con cada una de las soluciones tecnológicas propuestas, de acuerdo con el siguiente esquema:

Ilustración 15: Ejemplo de evaluación en un análisis coste-beneficio



Fuente: Cost-benefit analysis and interpretation of results. JRC

Los costes y beneficios que permanezcan constantes en ambos escenarios no serán tenidos en cuenta, debido a que la evaluación se hace sobre el cambio de una tecnología a otra.

Cada una de estas soluciones tecnológicas se valoran tanto desde la perspectiva del inversor como desde una perspectiva del conjunto de la sociedad, siguiendo la metodología estándar descrita por el *Joint Research Centre*.

Para la realización del análisis económico desde la perspectiva del conjunto de la sociedad, se parte de los flujos de caja del proyecto, desde la perspectiva del inversor, para cada una de las soluciones tecnológicas consideradas eliminando los impuestos directos. Posteriormente se incorporan los impactos que la implantación de la solución tecnológica considerada originaría sobre el conjunto de la sociedad. Los impactos que se consideran son los siguientes

Impacto medioambiental

Impacto sobre la dependencia energética del país

Impacto macroeconómico

Finalmente, estos flujos se actualizan con una tasa de descuento del 5% para obtener el VAN que es utilizado como criterio de decisión para aceptar o rechazar una determinada solución tecnológica.

6.3.1. PARÁMETROS ECONÓMICOS

A la hora de realizar el análisis coste-beneficio sociedad, se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

- **La tasa de descuento:** la tasa de descuento considerada es del 5%.
- **El periodo de vida del proyecto (años):** se ha considerado un periodo de vida de 30 años. calculando el valor actualizado neto de cada uno de los sistemas entre los años 2020 y 2050.

6.3.2. INPUTS DE LA HERRAMIENTA DE ANÁLISIS COSTE-BENEFICIO

Los inputs necesarios a la hora de evaluar el análisis coste-beneficio son los datos procedentes del análisis del potencial técnico de cada una de las soluciones tecnológicas

6.3.3. DETERMINACIÓN DE LA INVERSIÓN

Para cada una de las soluciones propuestas es necesario determinar el capital necesario a invertir tanto para sus sistemas o equipos principales como para llevar a cabo las posibles conexiones térmicas de suministro de calor y/o frío o bien para el aprovechamiento de calores o combustibles residuales. La inversión total asociada al Escenario Alternativa es la suma de todas las inversiones de la/s nueva/s tecnología/s instalada/s, y viene determinada en MEUR.

6.3.4. DETERMINACIÓN DE LOS COSTES

A continuación, se detalla cada uno de los costes que tienen que ser tenidos en cuenta³³.

6.3.4.1. COSTES DE CAPITAL

Son los costes de los recursos empleados en la realización de una determinada inversión. Vienen definidos por el CAPEX del potencial técnico, y se recogen en el Anexo 7.

6.3.4.2. COSTES DE REINVERSIÓN

Para aquellas tecnologías analizadas en las que la vida útil es inferior al horizonte temporal del proyecto, se ha incluido un coste para representar el impacto que tendría la necesidad de alargar la vida útil de los equipos.

6.3.4.3. COSTES DE REEMPLAZO

Son los costes asociados a las tecnologías que son sustituidas en el Escenario Base por nuevas soluciones tecnológicas. Para calcular los costes de reemplazo, se ha tenido en cuenta una tasa de reemplazo del 4%.

³³ En lo que respecta a las fuentes de las que se han extraído estos valores, se ha decidido recogerlas en el anexo 7 con el objetivo de favorecer la fluidez del informe.

6.3.4.4. COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Incluye los costes necesarios para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación en cuanto a la operación y mantenimiento de sus equipos e instalaciones.

En el cálculo de los costes de operación y mantenimiento, adicionalmente, se tiene en cuenta el ahorro de mantenimiento asociado a las tecnologías reemplazadas.

6.3.4.5. COMPRA DE COMBUSTIBLES Y ELECTRICIDAD

Son los costes derivados de la compra de combustible para la generación de energía térmica y/o eléctrica según el caso analizado. Se determinan a partir del:

- Precio de compra del combustible o electricidad (EUR/MWh)
- Consumo de combustible o electricidad previstos (MWh/año)

Para definir los precios de compra del año de referencia del estudio, 2018, se utilizan distintas fuentes de información en función del tipo de combustible.

En el caso de los combustibles fósiles, productos petrolíferos y gas natural, al no tener datos específicos en el PNIEC, se han empleado datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), mientras que para el carbón se parte de los datos utilizados en el PNIEC.

En lo que respecta a las fuentes de energía renovables, para la biomasa se usa los datos del “Informe de precios de la biomasa para usos térmicos”³⁴ realizado por el IDAE, y para el biogás se parte de los datos del informe de los gases renovables de la Fundación Naturgy.

Por último, para el precio de la electricidad, se utilizan las estadísticas que publica Eurostat. Para la evolución, se han empleado los datos evolución del precio del “pool” utilizados en el PNIEC.

34

https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/informe_precios_biomasa_usos_termicos_2t_2020.pdf

Tabla 86: Precios de compra de combustibles del año de referencia, 2018

Tecnología	Precio de compra (€/MWh)
Carbón	9,48
Productos petrolíferos	45,78
Gas natural (uso doméstico)	65,31
Gas natural uso industrial	25,03
Biomasa (uso doméstico)	38,20
Biomasa uso industrial	14,00
Electricidad (uso doméstico)	139,25
Electricidad uso industrial	97,10
Solar térmica	0,00
Geotermia	0,00
Biogás	20,00
Calor residual	0,00

Fuente: IEA, Eurostat, IDAE, Fundación Naturgy

6.3.4.6. COSTES DE DERECHOS DE EMISIÓN

Además de la evaluación del impacto ambiental en la perspectiva sociedad del Análisis Coste-Beneficio, se han tenido en cuenta los derechos de emisión como un coste para el inversor privado en inversiones que cumplen con ciertas características.

Debido a la volatilidad de los precios de los derechos de emisión, como precio de referencia se ha tomado el valor medio de las subastas spot de 2019 que asciende a 24,75 EUR/tonCO₂.

6.3.4.7. IMPACTO AMBIENTAL

La producción de energía causa un grave impacto ambiental derivado principalmente de la emisión de partículas contaminantes, pero también por la ocupación de las tierras y por el consumo de recursos. Estos impactos generan una pérdida de bienestar en la sociedad, que deben tenerse en cuenta a la hora de realizar el análisis coste-beneficio a nivel sociedad.

En ese sentido, el Joint Research Centre propone basarse en el estudio *“Impact pathway approach”* dentro del proyecto *ExternE - External Costs of Energy* elaborado por la Unión Europea y la Agencia Americana de la Energía, que tiene como objetivo modelar las relaciones causales de la presión inducida al medio ambiente y los impactos generados en diferentes receptores, mediante la evaluación de los cambios en la calidad del medio ambiente. Este estudio establece que el impacto en la sociedad derivado de las diversas tecnologías de suministro de calor y electricidad se debe evaluar a través de los llamados de factores de daño ambiental.

Para determinar la valoración económica de los daños, se parte del estudio *“Subsidies and cost of EU energy”* (Alberici et al., 2014), que establece para diferentes tecnologías, el factor de daño ambiental asociado a la emisión de una unidad de energía producida por esa tecnología (EUR/MWh). Estos factores de daño ambiental serán usados para evaluar los costes ambientales que la implementación de cada una de las soluciones tecnológicas tiene sobre la sociedad respecto al Escenario Base.

El coste ambiental (CA) incremental de la solución tecnológica, se evaluará a partir del incremento de producción de energía por tecnología (ΔE) de la Solución tecnológica respecto al Escenario Base, por el factor de daño ambiental (FDA) de la tecnología seleccionada, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$[\Delta CA_{y,t}]_{Alt} = [\Delta E_{y,t}]_{Alt} * FDA_{y,t} \quad (2)$$

Donde:

$[\Delta CA_{y,t}]_{Alt}$ es el coste ambiental asociado al incremento de energía producida por la tecnología y , en el año t , en la solución tecnológica (MWh).

$[\Delta E_{y,t}]_{Alt}$ es la diferencia entre la energía producida por la tecnología y , en el año t , en la solución tecnológica y el Escenario Base (MWh).

$FDA_{y,t}$ es el factor de daño ambiental por unidad de energía, producido por la tecnología y (EUR/MWh).

El coste ambiental de cada escenario en un año específico será la suma de los daños ambientales generados por la producción de todas las tecnologías usadas en esa solución tecnológica ese año, tal y como se indica abajo:

$$[\Delta CA_{Total,t}]_{Alt} = \left[\sum_{y=1}^n \Delta CA_{y,t} \right]_{Alt} \quad (3)$$

Si bien los FDA podrían verse modificados a lo largo de los años, el estudio de Alberici *et al.* (2014) no ofrece evoluciones para estos parámetros. Con el fin de mantener un escenario continuista y conservador, se ha decidido mantener constantes estos parámetros a lo largo del tiempo.

6.3.4.8. COSTES DERIVADOS DEL IMPACTO DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA

Para evaluar las externalidades derivadas de la dependencia energética es necesario estimar el impacto en la economía causado por el incremento en el precio de los combustibles importados (Arnold *et al* (2007), en el contexto del proyecto *ExterneE - External Costs of Energy*).

Para establecer el impacto de la dependencia energética en la economía del país, el primer paso requiere determinar la elasticidad de la economía de acuerdo a incrementos en el precio de combustibles según la siguiente fórmula:

$$e_t = \frac{\Delta PIB / PIB}{\Delta P / P} \quad (4)$$

Donde:

e_t elasticidad del PIB en el año t

$\frac{\Delta PIB}{PIB}$ | porcentaje de cambio del PIB entre los años t y t-1 (%)

$\frac{\Delta P}{P}$ | porcentaje de cambio de los precios de los combustibles entre los años t y t-1 (%)

De este modo, el impacto en la economía en el año t, por MJ de combustible consumido, se mide de la siguiente manera:

$$\Delta PIB_{por\ unidad} = \frac{e_t \cdot PIB_t}{F_t} \quad (5)$$

Donde:

$\Delta PIB_{por\ unidad}$ es el impacto en el PIB por unidad de combustible consumido (EUR/MJ)

e es la elasticidad del PIB

PIB es el PIB de la economía en el año t (EUR)

F es el consumo de combustible total en el año t (MJ)

Partiendo de la diferencia del combustible consumido en un año en la solución tecnológica de referencia respecto al Escenario Base, así como la evolución de precios, será posible evaluar la variación del PIB como un coste asociado a la dependencia energética de cada solución tecnológica según la siguiente fórmula:

$$[\Delta PIB_t]_{Alt} = \Delta PIB_{por\ unidad,t} \cdot \left[\left(\frac{\Delta P}{P} \right)_t \right]_{Alt} \cdot ([F_t]_{Alt} - [F_t]_{EB}) \quad (6)$$

Sin embargo, para su inclusión en el análisis coste-beneficio sociedad se considera necesario convertir el PIB en una medida de bienestar. Por ello, teniendo en cuenta el Consumo de Capital Fijo (CCF) se transformará el PIB en Producto Interior Neto (PIN) a partir de la relación establecida por Weitzman.

$$[\Delta PIN_t]_{Alt} = \Delta PIB_t * \left(1 - \frac{CCF_t}{PIB_t} \right) \quad (7)$$

El resultado final será imputado en el análisis coste-beneficio sociedad de la solución tecnológica, como un coste de dependencia energética.

6.3.5. DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS

Los beneficios de la implementación de un proyecto en concreto podrán ser, o bien debidos a una reducción de costes, o bien gracias a un incremento en los ingresos respecto a la situación de referencia. Para este estudio solo se han tenido en cuenta los ingresos generados por la venta de electricidad, y no los asociados a la energía térmica, como se explica en profundidad a continuación

6.3.5.1. INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los ingresos por venta de energía eléctrica se determinan a partir de:

- Electricidad generada (MWh)
- Precios de venta de la electricidad (EUR/MWh)

Para determinar el precio de venta de electricidad se ha seleccionado el precio medio anual del mercado diario e intradiario del 2018 facilitado por la CNMC³⁵, que asciende a 57,27 EUR/MWh.

6.3.5.2. VALOR RESIDUAL

En el caso de estudio no se ha considerado el valor residual.

6.3.6. IMPACTO MACROECONÓMICO

La metodología elaborada por el Joint Research Centre considera necesario evaluar el impacto macroeconómico derivado de la implementación de cada una de las soluciones tecnológicas planteadas a la situación de referencia.

La metodología que se emplea para determinar el impacto macroeconómico es la llamada vía oferta, que permite valorar cómo variará el PIB en función de los impactos directos e indirectos derivados de un cambio de demanda en ciertos sectores económicos. La valoración de cada uno de los efectos se determinará como sigue:

- **Contribución directa al PIB (“contribución de las tecnologías”):** es aquel efecto provocado por un aumento de la demanda final, generada por un incremento de la producción del propio sector. Es decir, es el cálculo de la proporción correspondiente a las actividades realizadas por todas las empresas que dediquen la mayor parte de sus esfuerzos a la producción de bienes o servicios relacionados con la tecnología del sector analizado.

Los Efectos directos se calculan a partir la matriz de coeficientes directos teniendo en cuenta las siguientes contribuciones parciales al PIB:

Contribución al PIB de las instalaciones: este parámetro se ve influenciado únicamente por aquellas nuevas instalaciones que se construyan para suplir la demanda. Vendrá determinado por la siguiente expresión:

$$\Delta \text{PIB}_{\text{INSTALACIONES}} = \Delta \text{MW instalados en el año} * \text{CAPEX} * \text{Costes de mano de obra de CAPEX} * \% \text{ de margen derivado de la fabricación y venta de equipos}$$

Contribución al PIB de la Operación y Mantenimiento: por su parte, este parámetro se ve afectado por aquellas instalaciones ya construidas, que requieran de un mantenimiento recurrente. Se determina como sigue:

³⁵ CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia <https://www.cnmec.es/>

$\Delta\text{PIB}_{\text{O\&M}}$ = Total de MW instalados * OPEX * Costes de mano de obra de OPEX * % de margen de operación de la instalación

Contribución de las exportaciones e importaciones al PIB: este parámetro se ve afectado por las exportaciones netas y como tal, por la fabricación y venta de equipos.

- **Efecto indirecto (“impacto en otros sectores”)**: es aquel provocado por un cambio en el consumo directo en el resto de sectores que suministran inputs al sector específico. Es decir, este efecto engloba las actividades tanto de los sectores estrechamente relacionados con las tecnologías estudiadas, como del resto de sectores económicos, que experimentan un efecto arrastre por la propia actividad del sector analizado.

Los efectos indirectos se calculan a partir de la inversa de Leontief. Operando esta matriz se obtendrá el efecto indirecto derivado de la implementación de una tecnología.

El resultante de la suma de los efectos directos e indirectos sobre el PIB se transformará en Producto Interior Neto (PIN) y el valor resultante será imputado en el análisis coste-beneficio sociedad como un ingreso evaluado año a año.

6.3.7. INTEGRACIÓN DE LOS RESULTADOS

Una vez determinados los costes y los beneficios explicados anteriormente, se calcula el flujo de caja del proyecto. El flujo de caja se emplea para calcular indicadores de la bondad de un proyecto tales como el VAN. De este modo se podrá determinar cuál es la solución propuesta más ventajosa desde el punto de vista de rentabilidad económica

7. RESULTADOS DEL POTENCIAL ECONÓMICO POR TECNOLOGIA



En el presente apartado se presentan los resultados del potencial económico tanto desde el punto de vista del inversor como de la sociedad, para cada una de las tecnologías propuestas como alternativa, determinado a partir del análisis coste-beneficio. En primer lugar, se muestran las tecnologías con suministro *in situ*, para posteriormente presentar las soluciones de tipo red.

En concreto, se ha elaborado una ficha para cada tecnología. Estas fichas están formadas por dos tablas: la primera incluye un resumen de los resultados del potencial técnico-económico, mientras que en una segunda tabla se presenta un análisis de sensibilidad asociado sobre diferentes variables.

A continuación, se explican cada una de estas dos tablas:

- **Resumen de resultados del potencial técnico-económico**

Esta tabla muestra la potencia instalable total por tecnología; la inversión asociada a su instalación; las demandas de calor, frío y ACS. Las tablas de resultados incluyen además del potencial técnico:

“Potencial económico– Inversor”: se incluyen únicamente las demandas de los sistemas con un VAN positivo desde el punto de vista del inversor.

“Potencial económico - Sociedad”: se incluyen únicamente las demandas de los sistemas con un VAN positivo desde el punto de vista de la sociedad.

Dentro de cada uno de los potenciales, se presentan los resultados para cada uno de los tres sectores analizados: residencial, terciario e industrial.

- **Análisis de sensibilidad**

El análisis de sensibilidad se realiza con el objetivo de evaluar el impacto de las variables más significativas sobre los resultados finales.

Así, en la presente sección se analiza el incremento y decremento de ciertas variables de entrada aplicando una variación porcentual, que dependerá de cada variable concreta. Concretamente, las variables analizadas, así como las variaciones estudiadas aparecen reflejadas en la siguiente tabla:

Tabla 87. Variables seleccionadas para el análisis de sensibilidad especificando variación porcentual

Variable	Reducción	Incremento
CAPEX	-25%	25%
OPEX	-25%	25%
Precio de compra de combustibles	-20%	20%
Precio de compra de electricidad	-20%	20%
Precio de venta de electricidad	-20%	20%
Precio de los derechos de emisión	-10%	50%

Fuente: elaboración propia

Para cada tecnología se ejecuta la herramienta coste-beneficio variando en cada ejecución cada una de las anteriores variables en los porcentajes indicados. El análisis de sensibilidad se evalúa sobre los siguientes parámetros:

- Potencial económico desde el punto de vista de la sociedad (en GWh), desglosado por tecnología.
- Soluciones del potencial coste-eficiente total.

Para incorporar los resultados desglosados por tecnología se presentan unas tablas formadas por tres columnas: una central, con los valores considerados en el estudio sin ninguna variación; y otras de reducción e incremento de la variable concreta analizada, que se sitúan a la izquierda y a la derecha respectivamente del valor central.

En cuanto a las filas, en cada una de ellas se incorpora cuál de las variables mencionadas se está analizando. Cada una de estas filas donde se recogen las variables se divide, a su vez, en dos filas diferentes: en la superior se recoge la variabilidad en términos relativos, mientras que, en la inferior, en términos absolutos.

Para facilitar la interpretación de la tabla, se ha añadido un código de colores en los resultados:

- Valores en ocre: son cercanos a los resultados del escenario base, con lo cual el potencial es poco sensible a su modificación.
- Valores en verde: la variable analizada tiene un impacto favorable en el potencial de la tecnología.
- Valores en rojo: la variable analizada tiene un impacto adverso en el potencial de la tecnología.

A modo de ejemplo, se puede observar en la Tabla 88 la estructura que se sigue para presentar los resultados del análisis de sensibilidad. En este caso, sin variar ningún valor, esta tecnología tendría un potencial de 27.601 GWh. Si analizamos la variabilidad del CAPEX, vemos que para una reducción del 25% del coste de instalación de esta tecnología (según la Tabla 87), el potencial aumentaría un 2%, es decir, a

28.033 GWh. De otro lado, si el CAPEX aumentase un 25%, su potencial se reduciría a 24.650 GWh, lo que supondría una caída del potencial del 11%.

Tabla 88. Análisis de sensibilidad – Ejemplo de resultado

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	2%	27.601	-11%
	28.033		24.650
OPEX	0%		0%
	27.605		27.572
Precio de compra de combustibles	-5%		1%
	26.345		27.945
Precio de compra de la electricidad	0%		1%
	27.496		27.846
Precio de venta de la energía eléctrica	0%	0%	
	27.601	27.601	
	28.018	24.759	

Fuente: Elaboración propia

7.1. TECNOLOGÍAS PARA SISTEMAS IN SITU

7.1.1. SOLAR TÉRMICA SIN CONCENTRACIÓN

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **27,6 TWh** de calor, un **9%** de la demanda de calor estimada para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **27.473 MEUR**.

Tabla 89. Resultados del potencial técnico-económico para la tecnología solar sin concentración

Solar sin concentración		Potencia (GW)	Inversión (MEUR)	ACS (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	15,944	17.053	15.339	15.339	-	-
	Terciario	7,926	7.117	8.160	8.160	-	-
	Industrial	5,375	4.169	4.638	4.638	-	-
	Total	29,245	28.339	28.137	28.137	-	-
Potencial económico Inversor	Residencial	15,055	16.102	14.752	14.752	5.693	-
	Terciario	7,818	7.001	8.085	8.085	5.941	-
	Industrial	0,908	559	951	951	111	-
	Total	23,781	23.662	23.788	23.788	11.745	-
Potencial económico sociedad	Residencial	15,458	16.533	15.032	15.032	-	7.651
	Terciario	7,926	7.117	8.160	8.160	-	7.969
	Industrial	5,047	3.824	4.408	4.408	-	2.064
	Total	28,431	27.473	27.601	27.601	-	17.684

Fuente: Elaboración propia

Tabla 90. Análisis de sensibilidad - Energía solar térmica sin concentración

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	2%	27.601	-11%
	28.033		24.650
OPEX	0%		0%
	27.605		27.572
Precio de compra de combustibles	-5%		1%
	26.345	27.945	
Precio de compra de la electricidad	0%	1%	
	27.496	27.846	
	28.018	24.759	

Fuente: Elaboración propia

7.1.2. SOLAR TÉRMICA CON CONCENTRACIÓN

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **15,7 TWh** de calor y **3,3 TWh** de frío, **5% y 7%** de las demandas de calor y frío estimadas para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **16.013 MEUR**.

Tabla 91. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la tecnología solar con concentración

Solar con concentración		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-
	Terciario	2,364	2.504	1.964	0	654	2.618	-	-
	Industrial	16,839	13.511	1.606	12.093	2.668	16.367	-	-
	Total	19,204	16.015	3.571	12.093	3.322	18.985	-	-
Potencial inversor	Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-
	Terciario	2,224	2.328	1.944	0	556	2.500	1.610	-
	Industrial	0,561	431	113	472	17	603	102	-
	Total	2,785	2.759	2.057	472	573	3.103	1.712	-
Potencial sociedad	Residencial	-	-	-	-	-	-	-	0
	Terciario	2,364	2.504	1.964	0	654	2.618	-	2.815
	Industrial	16,837	13.510	1.606	12.091	2.668	16.366	-	7.291
	Total	19,201	16.013	3.571	12.091	3.322	18.984	-	10.106

Fuente: Elaboración propia

Tabla 92. Análisis de sensibilidad - Energía solar térmica con concentración

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	0%	18.984	-1%
	18.985		18.849
OPEX	0%		0%
	18.984		18.984
Precio de compra de combustibles	0%		0%
	18.946	18.985	
Precio de compra de la electricidad	0%	0%	
	18.975	18.984	

Fuente: Elaboración propia

7.1.3. BOMBA DE CALOR AEROTÉRMICA

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **123,5 TWh** de calor y **15,8 TWh** de frío, **42% y 35%** de las demandas de calor y frío estimadas para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **120.771 MEUR**

Tabla 93. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la tecnología bomba de calor aerotérmica

Bomba de calor aerotérmica		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	77,399	105.969	25.381	62.289	3.824	91.494	-	-
	Terciario	37,378	45.923	10.900	42.150	22.236	75.287	-	-
	Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total	114,777	151.891	36.282	104.439	26.060	166.781	-	-
Potencial inversor	Residencial	1,451	1.932	2.627	672	450	3.749	420	-
	Terciario	10,628	10.247	7.293	15.365	5.690	28.348	7.249	-
	Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total	12,079	12.179	9.920	16.037	6.140	32.097	7.669	-
Potencial sociedad	Residencial	67,302	92.137	24.161	55.812	3.482	83.455	-	25.164
	Terciario	24,271	28.635	10.167	33.359	12.324	55.851	-	18.512
	Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total	91,573	120.771	34.328	89.172	15.807	139.306	-	43.675

Fuente: elaboración propia

Tabla 94. Análisis de sensibilidad - Bomba de Calor Aerotérmica

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	13%	139.306	-16%
	157.518		117.021
OPEX	5%		-5%
	146.385		132.807
Precio de compra de combustibles	-16%		11%
	116.858		154.104
Precio de compra de la electricidad	2%		-4%
	142.046		134.425

Fuente: Elaboración propia

7.1.4. BOMBA DE CALOR GEOTÉRMICA

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **46,2 TWh** de calor y **5,3 TWh** de frío, **16% y 12%** de las demandas de calor y frío estimadas para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **71.248 MEUR**

Tabla 95. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la tecnología bomba de calor geotérmica

Bomba de calor geotérmica		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	45,882	103.197	9.882	36.882	1.807	48.571	-	-
	Terciario	10,165	17.280	4.721	12.510	5.981	23.213	-	-
	Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total	56,047	120.478	14.603	49.392	7.788	71.783	-	-
Potencial inversor	Residencial	0,153	343	371	62	66	499	49	-
	Terciario	3,973	6.755	3.683	6.012	2.433	12.128	3.075	-
	Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total	4,126	7.098	4.054	6.073	2.499	12.626	3.124	-
Potencial sociedad	Residencial	25,388	57.090	6.086	23.843	746	30.675	-	4.784
	Terciario	8,329	14.159	4.654	11.643	4.591	20.888	-	9.841
	Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total	33,717	71.249	10.740	35.486	5.337	51.563	-	14.626

Fuente: Elaboración propia

Tabla 96. Análisis de sensibilidad - Bomba de Calor Geotérmica

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	23%	51.563	-52%
	63.385		24.959
OPEX	1%		-7%
	51.942		48.202
Precio de compra de combustibles	-51%		7%
	25.403		55.314
Precio de compra de la electricidad	0%	0%	
	51.498	51.606	

Fuente: Elaboración propia

7.1.5. BIOMASA

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **46,2 TWh** de calor, **34%** de la demanda de calor estimada para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **23.270 MEUR**

Tabla 97. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la biomasa

Calderas de biomasa		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	37,677	15.071	8.868	30.168	-	39.036	-	-
	Terciario	12,209	4.885	6.282	18.681	-	24.963	-	-
	Industrial	13,400	5.550	13.952	41.178	-	55.129	-	-
	Total	63,286	25.505	29.102	90.026	-	119.128	-	-
Potencial inversor	Residencial	25,838	10.335	6.963	22.705	-	29.668	2.471	-
	Terciario	12,209	4.885	6.282	18.681	-	24.963	7.471	-
	Industrial	7,092	3.014	6.027	27.600	-	33.627	4.869	-
	Total	45,139	18.234	19.272	68.986	-	88.258	14.811	-
Potencial sociedad	Residencial	37,677	15.071	8.868	30.168	-	39.036	-	14.975
	Terciario	12,209	4.885	6.282	18.681	-	24.963	-	14.392
	Industrial	7,811	3.315	7.106	28.304	-	35.410	-	16.278
	Total	57,697	23.270	22.256	77.153	-	99.409	-	45.645

Fuente: Elaboración propia

Tabla 98. Análisis de sensibilidad – Biomasa

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	0%	99.409	-1%
	99.409		98.233
OPEX	5%		-1%
	104.857		98.233
Precio de compra de combustibles	-1%		0%
	98.233	99.409	
Precio de compra de la electricidad	0%	0%	
	99.409	99.409	

Fuente: Elaboración propia

7.1.6. COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **8,1 TWh** de calor y **7 TWh** de frío, **13% y 16%** de las demandas de calor y frío estimadas para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **3.553 MEUR**

Tabla 99. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la cogeneración

Cogeneración		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-
	Terciario	2,482	15.337	3.064	4.993	471	8.528	-	-
	Industrial	9,955	13.672	10.458	42.204	15.080	67.742	-	-
	Total	12,438	29.008	13.523	47.197	15.551	76.270	-	-
Potencial inversor	Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-
	Terciario	-	-	-	-	-	-	-	-
	Industrial	1,747	2.041	1.240	7.683	3.220	12.143	1.258	-
	Total	1,747	2.041	1.240	7.683	3.220	12.143	1.258	-
Potencial sociedad	Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-
	Terciario	0,004	6	5	0	0	6	-	0
	Industrial	2,430	3.547	1.408	6.665	6.962	15.035	-	1.576
	Total	2,434	3.553	1.413	6.666	6.962	15.041	-	1.577

Fuente: Elaboración propia

Tabla 100. Análisis de sensibilidad – Cogeneración

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	52%	15.041	-15%
	22.933		12.838
OPEX	146%		-15%
	36.971		12.839
Precio de compra de combustibles	271%		-91%
	55.842		1.378
Precio de compra de la electricidad	-85%	106%	
	2.313	31.022	
Precio de venta de la energía	-92%	284%	
	1.211	57.780	

Fuente: Elaboración propia

7.1.7. CALDERA GAS NATURAL

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **66,1 TWh** de calor, **22%** de la demanda de calor estimada para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **1.596 MEUR**

Tabla 101. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para Caldera Gas Natural

Calderas de Gas Natural		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	80,129	12.009	25.385	62.289	-	87.673	-	-
	Terciario	28,320	3.666	10.901	42.150	-	53.052	-	-
	Industrial	17,752	1.607	19.378	50.553	-	69.930	-	-
	Total	126,201	17.283	55.664	154.992	-	210.655	-	-
Potencial inversor	Residencial	0,964	143	949	664	-	1.612	16	-
	Terciario	4,677	484	6.979	7.766	-	14.744	758	-
	Industrial	15,994	1.435	16.764	49.202	-	65.967	5.603	-
	Total	21,635	2.062	24.691	57.632	-	82.323	6.377	-
Potencial sociedad	Residencial	0,206	30	221	112	-	333	-	3
	Terciario	1,864	199	4.494	1.993	-	6.487	-	489
	Industrial	15,112	1.368	15.980	43.323	-	59.303	-	3.629
	Total	17,182	1.596	20.695	45.428	-	66.123	-	4.120

Fuente: Elaboración propia

Tabla 102. Análisis de sensibilidad - Calderas de Gas Natural

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	3%	66.123	-21%
	68.159		51.967
OPEX	1%		-1%
	66.694		65.747
Precio de compra de combustibles	31%		-8%
	86.600	60.921	
Precio de compra de la electricidad	-8%	35%	
	60.941	89.410	

Fuente: Elaboración propia

7.2. TECNOLOGÍAS PARA SISTEMAS DE REDES DE CALOR

7.2.1. REDES DE CALOR CON CALOR RESIDUAL INDUSTRIA

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **0.55 TWh** de calor y **0,02 TWh** de frío, **0,19 % y 0,04%** de las demandas de calor y frío estimadas para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **639 MEUR**

Tabla 103. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con calor residual industrial

Red de calor residual industrial		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	0,046	384	67	130	1	198	-	-
	Terciario	0,031	218	58	114	18	190	-	-
	Industrial	0,028	132	203	-	-	203	-	-
	Total	0,105	734	327	244	19	591	-	-
Potencial inversor	Residencial	0,010	55	19	31	0	50	55	-
	Terciario	0,018	76	37	75	3	114	138	-
	Industrial	0,017	40	124	-	-	124	127	-
	Total	0,045	171	179	106	3	288	319	-
Potencial sociedad	Residencial	0,042	321	59	120	0	179	-	0,042
	Terciario	0,030	193	55	111	16	182	-	0,030
	Industrial	0,028	126	201	-	-	201	-	0,028
	Total	0,100	639	315	231	16	562	-	0,100

Fuente: Elaboración propia

Tabla 104. Análisis de sensibilidad – Red de calor residual industrial

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	5%	562	-7%
	591		521
OPEX	2%		-1%
	571		559
Precio de compra de combustibles	-2%		2%
	553		571
Precio de compra de la electricidad	-1%	2%	
	559	571	

Fuente: Elaboración propia

7.2.2. REDES DE CALOR CON CALOR RESIDUAL DE CICLOS COMBINADOS

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **2 TWh** de calor y **0,09 TWh** de frío, **0,67%** y **0,2%** de las demandas de calor y frío estimadas para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **1.551 MEUR**

Tabla 105. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con calor residual de ciclos combinados

Redes de calor residual de ciclos combinados		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	0,114	941	134	293	6	433	-	-
	Terciario	0,182	1.417	297	499	163	959	-	-
	Industrial	0,130	308	1.046	-	-	1.046	-	-
	Total	0,426	2.666	1.478	792	169	2.438	-	-
Potencial inversor	Residencial	0,007	28	15	23	0	39	14	-
	Terciario	0,067	288	121	245	25	390	137	-
	Industrial	0,094	77	805	-	-	805	244	-
	Total	0,168	393	941	268	25	1.233	396	-
Potencial sociedad	Residencial	0,078	460	81	209	2	291	-	126
	Terciario	0,131	860	239	431	87	756	-	474
	Industrial	0,123	231	1.009	-	-	1.009	-	606
	Total	0,333	1.551	1.329	639	88	2.056	-	1.206

Fuente: Elaboración propia

Tabla 106. Análisis de sensibilidad – Red de calor residual de ciclo combinado

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	9%	2.056	-11%
	2.251		1.822
OPEX	1%		-2%
	2.080		2.009
Precio de compra de combustibles	-10%		5%
	1.856		2.154
Precio de compra de la electricidad	-2%	1%	
	2.015	2.070	

Fuente: Elaboración propia

7.2.3. REDES DE CALOR CON CALOR RESIDUAL DE INCINERADORAS Y DE INSTALACIONES DE ENERGÍAS RENOVABLES

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **3 TWh** de calor y **0,15 TWh** de frío, **1,02%** y **0,33%** de las demandas de calor y frío estimadas para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **2.607 MEUR**

Tabla 107. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con calor residual de incineradoras e instalaciones de energías renovables

DH calor residual incineradoras, biogás y biomasa	Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)	
Potencial Técnico	Residencial	0,228	1.665	242	625	7	874	-	-
	Terciario	0,222	1.680	284	729	197	1.210	-	-
	Industrial	0,185	447	1.456	-	-	1.456	-	-
	Total	0,634	3.792	1.982	1.354	204	3.541	-	-
Potencial inversor	Residencial	0,048	177	53	149	0	203	62	-
	Terciario	0,091	381	136	353	33	522	223	-
	Industrial	0,144	156	1.182	-	-	1.182	474	-
	Total	0,283	713	1.371	502	33	1.907	760	-
Potencial sociedad	Residencial	0,180	1.034	187	506	3	696	-	376
	Terciario	0,187	1.214	250	655	144	1.049	-	668
	Industrial	0,178	360	1.416	-	-	1.416	-	963
	Total	0,546	2.607	1.853	1.161	147	3.161	-	2.007

Fuente: Elaboración propia

El 50% del potencial económico de la sociedad corresponde a calor de incineradoras, el 30% a plantas de generación con biomasa y el 17% de biogás. Para el potencial inversor, 60%, 28% y 12% respectivamente.

Tabla 108. Análisis de sensibilidad – Redes de calor residual de incineradoras e instalaciones de energías renovables

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	6%	3.161	-10%
	3.345		2.854
OPEX	1%		-1%
	3.189		3.132
Precio de compra de combustibles	-5%		2%
	3.019		3.240
Precio de compra de la electricidad	-2%		0%
	3.114		3.175
	3.359	2.795	

Fuente: Elaboración propia

7.2.4. REDES DE CALOR CON GEOTERMIA DE USO DIRECTO

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **5,8 TWh** de calor, **2%** de la demanda de calor estimada para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **1.961 MEUR**

Tabla 109. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor de geotermia de uso directo

DH Geotermia directa		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	0,171	419	224	629	-	853	-	-
	Terciario	0,502	1.090	501	2.155	-	2.656	-	-
	Industrial	0,299	452	2.330	-	-	2.330	-	-
	Total	0,972	1.961	3.054	2.784	-	5.839	-	-
Potencial inversor	Residencial	0,164	391	216	602	-	818	548	-
	Terciario	0,496	1.069	493	2.134	-	2.628	2.010	-
	Industrial	0,293	435	2.292	-	-	2.292	468	-
	Total	0,954	1.896	3.002	2.736	-	5.738	3.026	-
Potencial sociedad	Residencial	0,171	419	224	629	-	853	-	999
	Terciario	0,502	1.090	501	2.155	-	2.656	-	3.293
	Industrial	0,299	452	2.330	-	-	2.330	-	1.719
	Total	0,972	1.961	3.054	2.784	-	5.839	-	6.011

Fuente: Elaboración propia

Tabla 110. Análisis de sensibilidad – Redes de calor de geotermia de uso directo

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	0%	5.839	0%
	5.839		5.839
OPEX	0%		0%
	5.839		5.839
Precio de compra de combustibles	0%		0%
	5.839	5.839	
Precio de compra de la electricidad	0%	0%	
	5.839	5.839	

Fuente: Elaboración propia

7.2.5. REDES DE CALOR CON BIOMASA

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **31,2 TWh** de calor, **11%** de la demanda de calor estimada para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **24.408 MEUR**.

Tabla 111. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor de biomasa

DH Biomasa		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	4,537	17.940	3.284	11.645	-	14.929	-	-
	Terciario	1,574	5.370	2.925	5.167	-	8.092	-	-
	Industrial	1,274	2.503	8.805	-	-	8.805	-	-
	Total	7,385	25.814	15.014	16.812	-	31.826	-	-
Potencial inversor	Residencial	0,774	2.083	822	2.406	-	3.228	937	-
	Terciario	1,139	3.249	2.328	3.924	-	6.252	2.764	-
	Industrial	0,720	690	5.461	-	-	5.461	700	-
	Total	2,633	6.022	8.611	6.330	-	14.941	4.400	-
Potencial sociedad	Residencial	4,356	16.679	3.150	11.227	-	14.376	-	6.902
	Terciario	1,569	5.333	2.918	5.156	-	8.075	-	6.538
	Industrial	1,259	2.396	8.735	-	-	8.735	-	4.128
	Total	7,184	24.408	14.803	16.383	-	31.186	-	17.569

Fuente: Elaboración propia

Tabla 112. Análisis de sensibilidad – Red de calor de biomasa

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	2% 31.742	31.186	-6% 29.237
OPEX	1% 31.411		-1% 30.721
Precio de compra de combustibles	-3% 30.333		1% 31.534
Precio de compra de la electricidad	-1% 30.826		1% 31.359

Fuente: Elaboración propia

7.2.6. REDES DE CALOR CON BIOGÁS

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **0,5 TWh** de calor, **0,2%** de la demanda de calor estimada para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **571 MEUR**.

Tabla 113. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con biogás

DH Biogás		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	0,080	495	91	210	-	301	-	-
	Terciario	0,054	292	119	178	-	297	-	-
	Industrial	0,004	44	25	-	-	25	-	-
	Total	0,139	831	235	388	-	623	-	-
Potencial inversor	Residencial	0,018	56	20	60	-	80	20	-
	Terciario	0,036	117	66	129	-	194	76	-
	Industrial	0,001	3	4	-	-	4	1	-
	Total	0,055	176	89	189	-	278	97	-
Potencial sociedad	Residencial	0,061	290	68	166	-	234	-	112
	Terciario	0,052	256	113	173	-	286	-	205
	Industrial	0,003	24	18	-	-	18	-	6
	Total	0,117	571	199	339	-	538	-	322

Fuente: Elaboración propia

Tabla 114. Análisis de sensibilidad – Red de calor de biogás

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	9%	538	-11%
	589		481
OPEX	3%		-2%
	553		529
Precio de compra de combustibles	-4%		4%
	518		562
Precio de compra de la electricidad	-2%		3%
	525		553

Fuente: Elaboración propia

7.2.7. REDES DE CALOR CON BOMBA DE CALOR GEOTÉRMICA

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **29,7 TWh** de calor y **0,7 TWh** de frío, **10% y 1,5%** de las demandas de calor y frío estimadas para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **28.216 MEUR**

Tabla 115. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para una red de calor con bomba de calor geotérmica

Redes de calor con bomba de calor geotérmica		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	5,338	28.948	4.261	14.101	83	18.445	-	-
	Terciario	3,048	20.055	4.282	9.607	2.095	15.985	-	-
	Industrial	1,343	5.103	9.273	-	-	9.273	-	-
	Total	9,729	54.106	17.816	23.708	2.179	43.703	-	-
Potencial inversor	Residencial	0,233	741	315	820	0	1.135	194	-
	Terciario	0,715	2.216	892	2.868	0	3.760	823	-
	Industrial	0,005	16	28	-	-	28	5	-
	Total	0,952	2.972	1.235	3.688	0	4.923	1.022	-
Potencial sociedad	Residencial	3,184	14.346	2.494	8.855	9	11.358	-	2.882
	Terciario	2,077	10.467	3.221	7.096	646	10.964	-	3.945
	Industrial	1,131	3.403	8.040	-	-	8.040	-	1.766
	Total	6,392	28.216	13.755	15.951	655	30.361	-	8.593

Fuente: Elaboración propia

Tabla 116. Análisis de sensibilidad – Red de calor con bomba de calor geotérmica

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	29%	30.361	-26%
	39.078		22.423
OPEX	12%		-10%
	33.979		27.173
Precio de compra de combustibles	-30%		21%
	21.277	36.736	
Precio de compra de la electricidad	2%	-3%	
	30.896	29.513	

Fuente: Elaboración propia

7.2.8. REDES DE CALOR CON COGENERACIÓN

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **8,1 TWh** de calor y **7 TWh** de frío, **3%** y **16%** de las demandas de calor y frío estimadas para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **3.414 MEUR**

Tabla 117. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con calor residual de cogeneración

Redes de calor de cogeneración		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	0,023	115	47	98	3	148	-	-
	Terciario	0,140	1.095	556	367	124	1.047	-	-
	Industrial	1,024	2.020	7.226	-	-	7.226	-	-
	Total	1,187	3.231	7.828	465	127	8.421	-	-
Potencial inversor	Residencial	0,000	0	0	0	0	0	0	-
	Terciario	0,000	0	0	0	0	0	0	-
	Industrial	0,000	0	0	-	-	0	0	-
	Total	0,000	0	0	0	0	0	0	-
Potencial sociedad	Residencial	0,000	0	1	2	0	3	-	0
	Terciario	0,001	2	3	8	0	11	-	0
	Industrial	0,435	406	3.410	-	-	3.410	-	58
	Total	0,437	409	3.414	10	0	3.424	-	58

Fuente: Elaboración propia

Tabla 118. Análisis de sensibilidad – Red de calor de cogeneración

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	24%	3.424	-66%
	4.261		1.174
OPEX	34%		-100%
	4.598		0
Precio de compra de combustibles	46%		-100%
	4.996		0
Precio de compra de la electricidad	0%	0%	
	3.424	3.424	
Precio de venta de la energía	-100%	56%	
	0	5.343	

Fuente: Elaboración propia

7.2.9. REDES DE CALOR CON SOLAR TÉRMICA SIN CONCENTRACIÓN

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **4,2 TWh** de calor, **1,4%** de la demanda de calor estimada para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **4.686 MEUR**.

Tabla 119. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con solar sin concentración

Red de calor de solar térmica sin concentración		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	0,105	236	69	27	-	96	-	-
	Terciario	1,462	2.133	1.096	228	-	1.324	-	-
	Industrial	3,667	2.859	2.910	0	-	2.910	-	-
	Total	5,233	5.227	4.075	255	-	4.330	-	-
Potencial inversor	Residencial	0,018	21	10	6	-	16	4	-
	Terciario	0,860	938	673	106	-	778	259	-
	Industrial	0,699	459	669	0	-	669	50	-
	Total	1,577	1.418	1.352	111	-	1.463	313	-
Potencial sociedad	Residencial	0,082	142	50	24	-	74	-	40
	Terciario	1,398	1.902	1.047	218	-	1.265	-	1.128
	Industrial	3,582	2.642	2.836	0	-	2.836	-	1.644
	Total	5,062	4.686	3.932	241	-	4.174	-	2.812

Fuente: Elaboración propia

Tabla 120. Análisis de sensibilidad – Red de calor con solar térmica sin concentración

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	3%	4.174	-5%
	4.286		3.970
OPEX	0%		0%
	4.190		4.157
Precio de compra de combustibles	-2%		1%
	4.106	4.230	
Precio de compra de la electricidad	-1%	1%	
	4.142	4.208	

Fuente: Elaboración propia

7.2.10. REDES DE CALOR CON SOLAR TÉRMICA CON CONCENTRACIÓN

La implementación del potencial económicamente viable de esta tecnología desde el punto de vista de la sociedad, supondría la generación de **3,5 TWh** de calor y **1,1 TWh** de frío, **1,2% y 2,5%** de las demandas de calor y frío estimadas para el año 2018. La inversión asociada a la ejecución de todos los proyectos económicamente viables supondría una inversión de **7.399 MEUR**.

Tabla 121. Resumen de resultados del potencial técnico-económico para la red de calor con solar de concentración

Red de calor de solar térmica con concentración		Potencia (GW)	Inversión MEUR	ACS (GWh)	Calor (GWh)	Frío (GWh)	Total (GWh)	VAN Inversor (MEUR)	VAN Sociedad (MEUR)
Potencial Técnico	Residencial	0,288	634	147	103	26	276	-	-
	Terciario	3,514	6.053	1.334	837	1.152	3.323	-	-
	Industrial	1,352	1.403	1.228	-	-	1.228	-	-
	Total	5,155	8.090	2.708	941	1.178	4.827	-	-
Potencial inversor	Residencial	0,066	98	31	28	5	63	10	-
	Terciario	1,892	2.773	707	475	612	1.794	325	-
	Industrial	0,039	53	36	-	-	36	4	-
	Total	1,997	2.924	774	503	617	1.893	339	-
Potencial sociedad	Residencial	0,247	470	122	93	21	236	-	128
	Terciario	3,404	5.652	1.288	817	1.113	3.218	-	2.328
	Industrial	1,313	1.277	1.191	-	-	1.191	-	655
	Total	4,964	7.399	2.601	910	1.135	4.645	-	3.110

Fuente: Elaboración propia

Tabla 122. Solar térmica con concentración

Variable	Potencial Económico Sociedad (GWh)		
	Reducción	Escenario Base	Incremento
CAPEX	3%	4.645	-6%
	4.775		4.385
OPEX	0%		0%
	4.668		4.627
Precio de compra de combustibles	-1%		1%
	4.591		4.676
Precio de compra de la electricidad	-1%	1%	
	4.583	4.689	

Fuente: Elaboración propia

8. ESTUDIO DEL POTENCIAL COSTE-EFICIENTE



Tras el análisis del potencial técnico y económico de cada uno de los sistemas con cada una de las alternativas tecnológicas analizadas, en el presente capítulo se procede al análisis del potencial coste eficiente donde se analiza cuál es la solución óptima para cada sistema y se agregan los resultados de todos los sistemas para ver el potencial coste-eficiente total.

Este análisis se ha realizado desde el punto de vista de la sociedad considerando que cada sistema estudiado satisface su demanda energética priorizando las soluciones tecnológicas que tienen las mejores ratios VAN/MWh de energía generada empezando por la de mayor ratio, después por la siguiente y así sucesivamente hasta completar la demanda del sistema.

Para el estudio del potencial coste-eficiente, se comienza con el análisis de las soluciones con suministro *in situ* para cada sistema, se ordenan las soluciones de mayor a menor ratio VAN/MWh y se escoge la de mayor rentabilidad.

Si la demanda no ha sido cubierta al 100%, se incluye la siguiente solución más rentable, volviéndose a comprobar si la demanda se ha visto satisfecha. Este proceso se repite hasta que la demanda ha sido cubierta en su totalidad o hasta que la tecnología a incluir tiene un VAN/MWh negativo, en cuyo caso se supone que se mantiene la solución existente al ser más rentable.

En las zonas susceptibles de implementar una red de calor se ordenan las diversas opciones tecnológicas en función de su rentabilidad por MWh y se selecciona la primera. Posteriormente se realiza una comparativa entre la solución tipo red de calor y las soluciones con abastecimiento *in situ* de los establecimientos que se adhieren a la red de calor para determinar qué solución es más rentable.

A continuación, se realiza un promedio del VAN/MWh de las soluciones con abastecimiento *in situ* más rentables para todos los sistemas incluidos en la red, y se compara este valor promedio con el VAN/MWh de la red. La opción elegida es, por tanto, la que presenta mayor rentabilidad entre el

En definitiva, el análisis coste eficiente consiste en la selección, para cada sistema, de la tecnología más rentable para la sociedad según su potencial económico en términos de VAN/MWh de energía generada. Los resultados se presentan a continuación:

8.1. RESULTADOS POTENCIAL COSTE-EFICIENTE

Se ha analizado la mejor combinación para cada sistema a partir del VAN/MWh sociedad y el resultado aparece reflejado en la Tabla 123.

La Bomba de calor aerotérmica representa un 41% del potencial coste eficiente con importante presencia para aplicaciones “in situ” en los sectores residencial y terciario.

La Biomasa. bien para aplicaciones “in situ” como en aplicaciones en red de calor. representa un 23% y un 7% respectivamente del potencial coste eficiente.

La energía solar con y sin concentración para aplicaciones tanto “in situ” como en red, es la tercera tecnología representando un 12% del potencial coste eficiente y presencia en los sectores residencial, terciario e industrial.

El gas natural, en instalaciones “in situ” que utilicen calderas o cogeneración, y como tecnología de respaldo en redes, representa un 11% del potencial coste eficiente en demandas del sector industrial que no pueden ser satisfechas por tecnologías renovables

Tabla 123 - Resultados Potencial coste-eficiente según VAN sociedad

	Tipo	Potencial coste-eficiente (GWh)	Generación respaldo (GWh)	Generación total (GWh)	VAN (MEUR)	VAN/MWh (EUR)	Residencial (GWh)	Terciario (GWh)	Industrial (GWh)
Bomba Calor Aerotérmica	In situ	85.784	0	85.784	721	8	37.630	48.154	0
Biomasa	In situ	47.255	0	47.255	685	15	29.466	7.009	10.780
Gas Natural	In situ	20.344	0	20.344	65	3	0	0	20.344
Solar sin concentración	In situ	18.375	0	18.375	430	23	12.125	4.048	2.200
DH Biomasa	Red	13.781	2.387	16.168	293	18	6.414	3.767	3.600
Bomba Calor Geotérmica	In situ	5.378	0	5.378	124	23	493	4.885	0
Solar con Concentración	In situ	5.191	0	5.191	92	18	0	147	5.044
DH Geotérmica Directa	Red	4.985	850	5.835	179	31	853	2.656	1.477
Cogeneración alta eficiencia	In situ	3.008	367	3.375	6	2	0	0	3.008
DH Residual Incineradora	Red	1.734	308	2.041	44	21	281	305	1.149
DH Residual Industria	Red	448	152	600	14	24	129	127	192
DH Solar con concentración	Red	354	317	671	9	13	15	308	31
DH Residual Térmica	Red	307	46	353	7	20	46	103	159
DH Bomba Calor Geotermia	Red	233	41	274	2	6	36	185	12
DH Biogás	Red	173	32	206	4	22	85	87	2
DH Solar sin concentración	Red	24	21	46	0	5	0	1	23
Total		207.374	4.521	211.896	2.675	13	87.572	71.781	48.020

Fuente: Elaboración propia

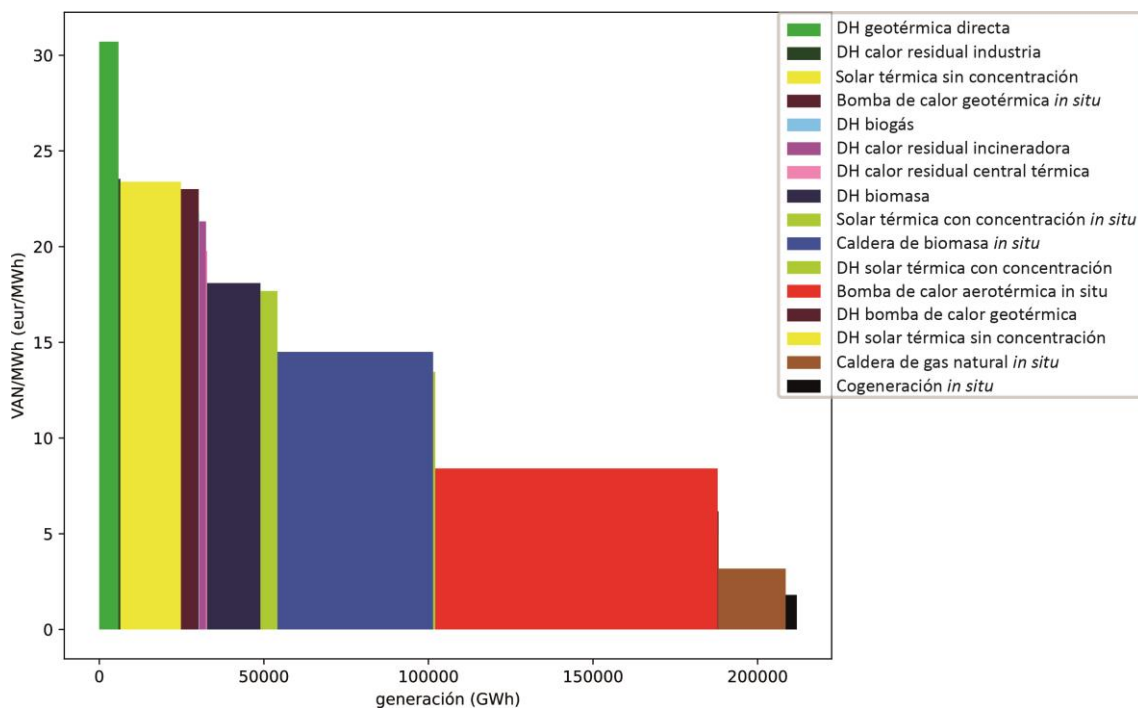


Ilustración 16: VAN en función de la generación y tecnología en análisis coste-eficiente. (Leyenda según orden de aparición).

Fuente: Elaboración propia

8.2. ANÁLISIS SENSIBILIDAD

En esta sección se ha realizado un análisis de sensibilidad del potencial coste-eficiente a distintas variables significativas. Se incluye una visualización de las tecnologías principales y una visualización específica de las tecnologías minoritarias.

El análisis permite observar cómo en función de la variación de los distintos parámetros (actuando de forma independiente) afecta cada tecnología, provocando que unas desplacen a otras en determinadas condiciones. Cabe destacar por ejemplo la competencia entre la bomba de calor aerotérmica y la caldera de biomasa a variaciones en los precios de los combustibles.

Si se observa el gráfico de las tecnologías minoritarias, se puede observar cómo la cogeneración desplaza a otras tecnologías al producirse tanto con disminuciones del precio de los combustibles, como ante el aumento del precio de venta de electricidad.

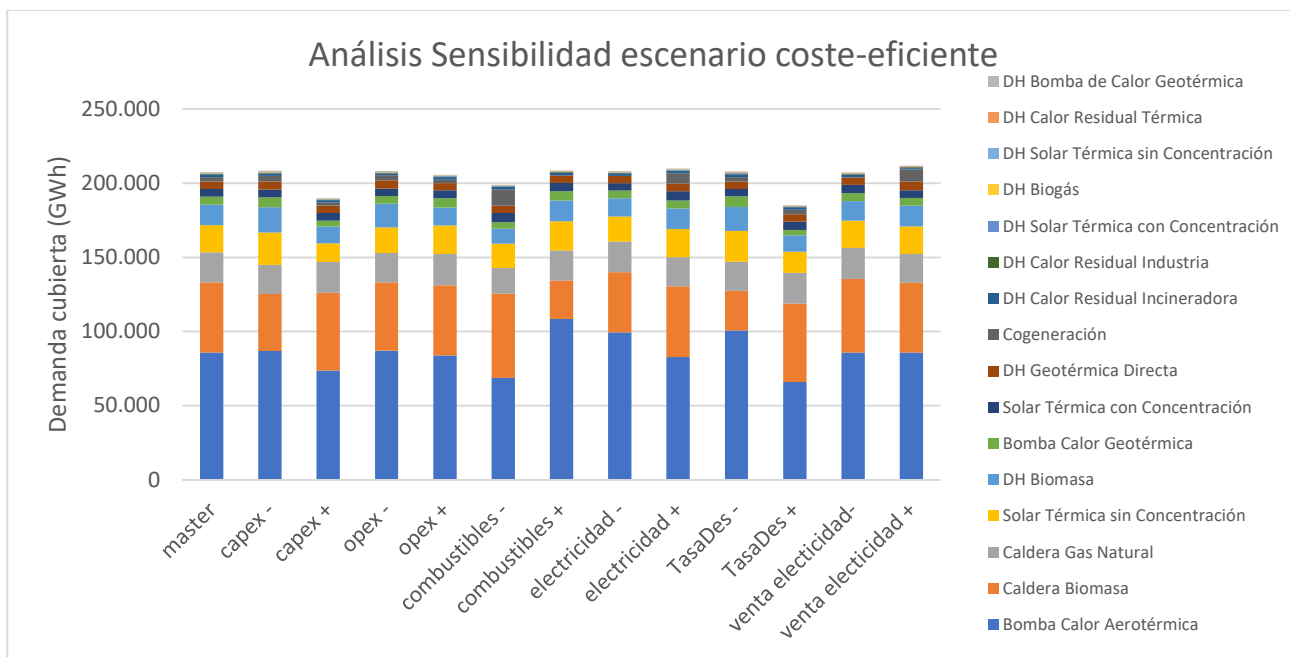


Ilustración 17: Generación por tecnología según parámetro en análisis de sensibilidad de la solución coste-eficiente

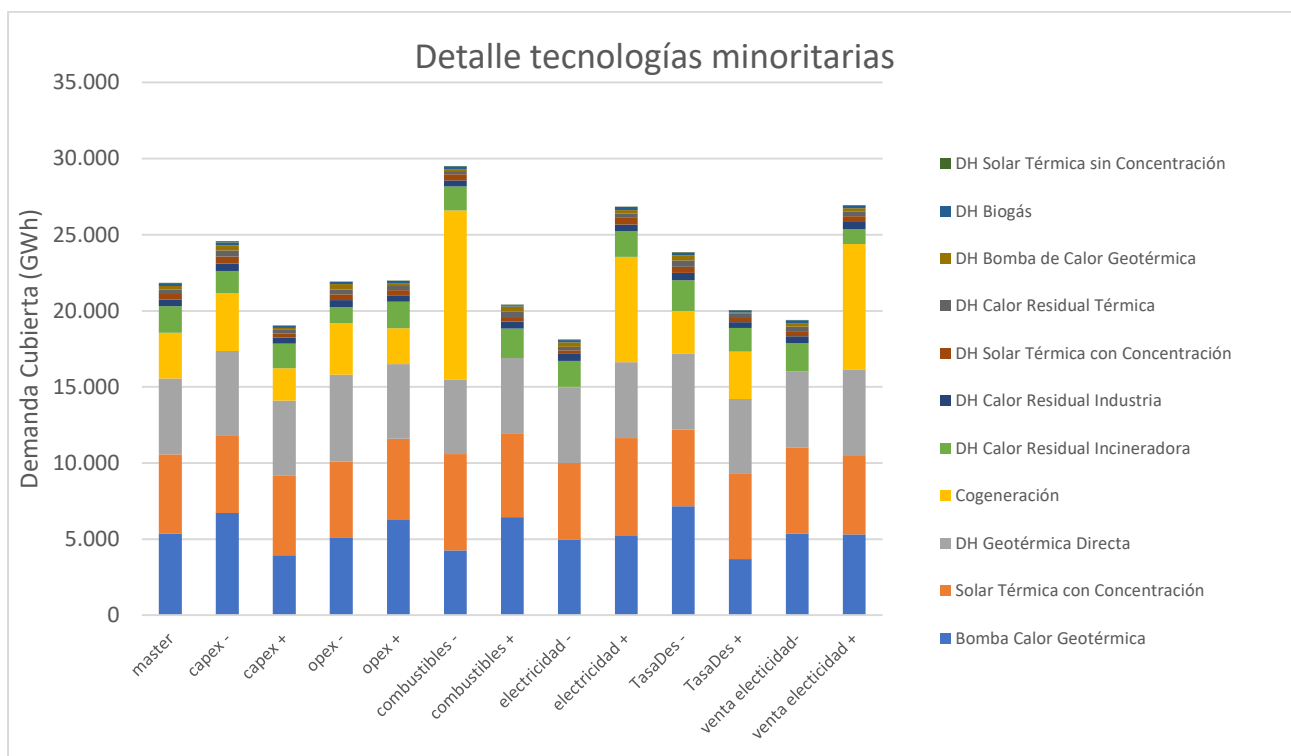


Ilustración 18: Detalle generación tecnologías minoritarias en el análisis de sensibilidad de la solución coste-eficiente

8.3. AHORRO ENERGÍA PRIMARIA, PORCENTAJE RENOVABLES Y EMISIONES DE CO₂

Para estudiar la implicación que tiene el escenario obtenido mediante el análisis coste-eficiente de la sociedad en el porcentaje de energías renovables, el ahorro de energía primaria y las emisiones de CO₂ se ha comparado el escenario coste-eficiente con la situación base. Para ello se compara únicamente aquellos niveles térmicos para los cuales se han estudiado alternativas tecnológicas, dejando fuera del análisis la demanda de media-alta y alta temperatura en el sector industrial.

Tabla 124: Demanda atendida en el escenario base según tecnología

Tecnología	Residencial	Terciario	Industrial*	Total
Gas Natural	29.289	25.846	39.366	94.501
Gasoil	17.563	7.064	5.926	30.554
GLP	10.338	609	1.042	11.989
Carbón	10	0	0	10
Biomasa	15.109	1.163	5.295	21.568
Solar Térmica	2.384	646	82	3.113
Bomba calor renovable	2.402	6.725	0	9.128
Bomba Calor no renovable	5.230	30.099	15.281	50.611
Termo eléctrico	9.077	2.828	0	11.905
Cogeneración	1	269	21.413	21.683
Total	91.404	75.250	88.407	255.062

*En el sector industrial solo se considera demandas de calor de baja y media temperatura y frío industrial.

Fuente: elaboración propia

Asociada a esta demanda tenemos los siguientes consumos energéticos en la situación base.

Tabla 125: Consumos combustibles situación base

Combustible	Residencial	Terciario	Industrial*	TOTAL
Gas natural	34.458	29.776	62.797	127.031
Gasóleo	20.663	8.352	7.955	36.969
GLP	12.162	718	1.581	14.461
Carbón	12	0	0	12
Biomasa	26.981	1.667	8.674	37.322
Solar térmica	2.384	646	82	3.113
Electricidad	12.165	18.248	6.946	37.359
Total	108.824	59.406	88.036	256.267

*En el sector industrial solo se considera demandas de calor de baja media y temperatura y frío industrial.

Fuente: elaboración propia

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ se utilizan diferentes factores de emisión en función del combustible, según se recoge en la tabla siguiente. En el resto de combustibles se ha considerado que no hay emisiones de CO₂ asociadas. Asimismo, se ha considerado que el factor de emisión de la red eléctrica es de 0,245 tCO₂/MWh³⁶.

Tabla 126: Factores de emisión según fuente energética

Combustible	Factor de emisión (tCO ₂ / MWh)
Gas natural	0,201
Diésel – Gasóleo	0,263
Hulla, antracita y lignito	0,364
GLP	0,227
Coque	0,378
Electricidad	0,245

Fuente: Factores de emisión de CO₂ y PCI de los combustibles - MITERD³⁷

Para el cálculo de la energía primaria se han empleado los siguientes factores de conversión:

Tabla 127: Factores conversión a energía primaria según fuente energética

Factores de conversión de energía final a primaria (kWh prim. / kWh final)	
Electricidad	2,044
Gasóleo	1,066
GLP	1,066
Gas natural	1
Carbón	1,084*
Biomasa (pellets y astillas)	1
Geotermia	1
Solar térmica	1
Biogás	1
Calor Residual Industrial	0
Calor Residual Eléctrica (térmicas e incineradoras)	0,307**

Fuente: Balances energéticos Eurostat 2018 (*) Debido a la falta de desglose del consumo de los productos desagregados del carbón y sus flujos en cada subsector, no se puede extraer un factor general para el carbón. En su defecto se toma el valor del documento reconocido del RITE³⁸. (**) Se calcula mediante la reducción de generación eléctrica y el factor de paso a energía primaria de la electricidad

³⁶ Accesible mediante el siguiente enlace:
www.ree.es/files/4/Emisiones_CO2_11_2018

³⁷ Accesible mediante el siguiente enlace:
https://www.MITERD.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/es_2020_anexovii_unfccc_nir_tcm30-379357.pdf

³⁸ Accesible mediante el siguiente enlace:
https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf

Para determinar el porcentaje de renovables que cubre la demanda, se considera renovable las siguientes demandas atendidas en función de cada tecnología.

Tabla 128: Porcentaje de demanda atendida mediante fuente renovables por tecnología

Combustible	% renovable
Biomasa	100 %
Solar Térmica	100 %
Bomba Calor Renovable	$100 * (1-1 / SPF^{39}) \%$
Calor Residual	100 %
Biogás	100 %

Fuente: Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energías procedente de fuentes renovables

Considerando todos los parámetros anteriormente expuestos, se han aplicado los cálculos correspondientes sobre el escenario base con los resultados siguientes:

Tabla 129. Resultados del cálculo de emisiones de CO₂, consumo de energía primaria y cuota de renovables en el escenario base

Sector	Emisiones CO ₂		Consumo de energía primaria		Cuota de renovables	
	miles t CO ₂ /año	tCO ₂ /MWh Útil	GWh/año	Eprimaria/Útil	GWh	% Renovables
Residencial	18.106	0,198	123.692	1,35	19.095	21%
Terciario	12.815	0,170	79.056	1,05	6.293	8%
Industrial	16.775	0,190	95.917	1,08	5.378	6%
TOTAL	47.696	0,187	298.664	1,17	30.766	12%

Fuente: elaboración propia

De la misma manera, se han realizado los mismos cálculos sobre el escenario final coste-eficiente, para determinar el impacto de las nuevas tecnologías sobre estos parámetros analizados. Los resultados se recogen a continuación:

³⁹ SPF = Factor de rendimiento estacional (por sus siglas en inglés, Seasonal Performance Factor)

Tabla 130. Resultados del cálculo de emisiones de CO₂, consumo de energía primaria y cuota de renovables en el escenario coste-eficiente

Sector	Emisiones CO ₂		Consumo de energía primaria		Cuota de renovables	
	miles t CO ₂ /año	tCO ₂ /MWh Útil	GWh/año	Eprimaria/Útil	GWh	% Renovables
Residencial	3.596	0,039	85.855	0,94	70.621	77%
Terciario	4.495	0,060	56.157	0,75	48.223	64%
Industrial	13.099	0,148	94.654	1,07	24.667	28%
TOTAL	21.191	0,083	236.666	0,93	143.511	56%

Fuente: elaboración propia

Al comparar ambos escenarios, obtenemos el impacto total del escenario coste-eficiente resultado del estudio sobre la sociedad respecto los tres parámetros analizados (emisiones de CO₂, consumo de energía primaria y cuota de renovables). Esta comparativa se recoge en la siguiente tabla:

Tabla 131. Comparativa entre los resultados del cálculo de emisiones de CO₂, consumo de energía primaria y empleo de renovables en el escenario base frente al escenario coste-eficiente

Escenario	Emisiones CO ₂		Consumo de energía primaria		Cuota de renovables	
	miles t CO ₂ /año	tCO ₂ /MWh Útil	GWh/año	Eprimaria/Útil	GWh	% Renovables
Base	47.696	0,187	298.664	1,17	30.766	12%
Coste-eficiente	21.192	0,083	236.666	0,93	143.511	56%
Variación	-26.504	-0,104	-61.998	-0,24	112.745	44%
%	-55,57%		-20,76%		366,46%	

Fuente: elaboración propia

Es decir, si se instalaran todas las alternativas definidas en el escenario coste-eficiente, el impacto frente a estos parámetros según el modelo definido sería:

- Un ahorro de más del 55% en las emisiones de CO₂, lo que equivaldrían a más de 26 millones de tCO₂ al año.
- Reducción del consumo de energía primaria superior al 20%, equivalentes a 62.000 GWh al año.
- Un crecimiento relevante en el empleo de energías renovables, pasando del 12% que generan 30.700 GWh en el escenario base simulado, a más del 56% con una generación superior a los 140.000 GWh. Es decir, el aumento en el empleo de renovables llegaría a cuadruplicarse.