

Evaluación del potencial de implantación de redes de calefacción

TESIS DOCTORAL

Autor

Víctor M. Soltero Sánchez

Directores

Prof. Ramón Velázquez Vila

Prof. Ricardo Chacartegui Ramírez

Programa de Doctorado de Ingeniería Energética, Química y Ambiental
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Julio de 2018

Resumen

Uno de los factores clave para controlar el calentamiento global es mejorar la eficiencia energética en áreas residenciales, uno de los sectores de mayor consumo de energía. Los edificios son responsables de más del 40% de la demanda total de energía, principalmente cubierta por combustibles fósiles, con las emisiones asociadas de gases de efecto invernadero.

Los sistemas de calefacción (DH) se consideran una forma prometedora de aumentar la eficiencia energética en la producción de energía térmica. Son muchos los proyectos de investigación que actualmente están trabajando en desarrollar nuevos sistemas de DH bajo los nuevos modelos de eficiencia y uso de energías renovables, y eliminar las barreras económicas, técnicas y legales para su desarrollo masivo.

La aprobación en Europa de la Directiva de eficiencia energética (EDD-2012/27/EU) [1], establece un marco común sobre medidas para promover la eficiencia energética en la Unión Europea incluyendo la implementación de sistemas de cogeneración de DHC y de alta eficiencia, sin embargo, las tecnologías DH están en gran parte sin explotar.

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar metodologías específicas para la evaluación del potencial de implantación de redes de calefacción basadas en la sostenibilidad económica, ambiental y social de los sistemas. Las metodologías abarcan la implantación de redes de calor sobre un área determinada, tanto de cogeneración en grandes núcleos urbanos donde existe suministro de gas natural (CHP-DH), como de biomasa en entornos rurales donde no existen suministro de gas natural (BioDH).

Las metodologías se desarrollan con un enfoque top-down/bottom-up para analizar el área de estudio hasta el nivel de sistema y agregar los resultados de abajo a arriba. Las metodologías se han aplicado a la zona continental de España.

Los resultados obtenidos permitirían un ahorro anual de entre 4,2 y 28,7 millones de toneladas de CO₂ para los sistemas CHP-DH según distintos escenarios. La inversión necesaria para la implantación de estos sistemas oscilaría entre los 3.482 y 13.715 millones de euros.

Los sistemas basados en redes de calefacción con biomasa han sido evaluados aplicándose a 499 municipios de la zona continental de España. La aplicación de la metodología propuesta identifica 31 municipios con un valor de IRR superior al 10%. Entre los 499 municipios analizados, solo tres casos tienen una rentabilidad negativa. Las emisiones totales que podrían evitarse con la implementación total de los sistemas BioDH son de 5,4 millones de toneladas por año, para lo que serían necesarios 4.253 millones de euros.

Agradecimientos

Son muchas las personas a las que debo agradecer su apoyo durante el largo camino de los estudios de doctorado. Cada uno aportó su tiempo y conocimiento, ayudando a mi formación como investigador y enriqueciéndome personalmente.

Debo comenzar por Wolfgang, Paco y Mariano, que despertaron en mí el interés por conocer, saber y ser más.

Especialmente a mis directores, al Prof. Ramón Velázquez y al Prof. Ricardo Chacartegui, que son un ejemplo y estímulo permanente, por su entusiasmo, rigor científico y pragmatismo. Gracias por confiar en mí.

A José Antonio Becerra que siempre tenía un comentario oportuno sobre los trabajos y de ánimo personal. A los jóvenes investigadores del grupo de Máquinas y Motores Térmicos que tan brillante futuro profesional les espera. A Elisa y Alberto que estuvieron cerca y dispuestos cuando estábamos lejos. A Carlos, Jesús y Gonzalo por su meritoria colaboración en las publicaciones realizadas en estos años.

Gracias a todos mis compañeros del Departamento de Ingeniería del Diseño, y todo al personal de administración por su diligencia y efectividad.

Al Dr. Alberto Viti, Juan Miguel, César, Guillermo, Iván y Nicolás por su honestidad profesional y por compartir su conocimiento, dudas e inquietudes en el campo de las redes de calefacción. A todos los alcaldes y personal técnico de tantos municipios de España que colaboraron y expresaron que “esto deberíamos haberlo pensado antes”. Sus necesidades fueron un estímulo permanente para culminar este trabajo de investigación.

En el plano personal, en primer lugar, tengo que agradecer a mis padres y hermanos mayores todos los esfuerzos que hicieron para que me pudiese formar, y por su apoyo, cariño y comprensión para que continuase los estudios hasta el máximo grado académico. César, hermano, muchas gracias por estar toda la vida a mi lado.

La realización de la tesis doctoral cuando el autor tiene una edad avanzada y ha formado su propia familia, supone una gran satisfacción personal, pero nunca es premio suficiente para compensar la convivencia robada a tu compañera y a tus hijos. Carmen, Juan y Pili: estoy muy orgulloso de vosotros.

Gracias a todos por estar cerca, por hacerme ver la importancia de tener los pies en la tierra cuando me disponía a volar, y por alentarme a desplegar las alas cuando tenía los pies en el suelo.

*“Raíces y alas.
Pero que las alas arraiguen
y las raíces vuelen”*

J. R. Jiménez

Publicaciones

Esta tesis se presenta como compendio de publicaciones según el artículo 9 de la normativa de tesis doctorales de la Universidad de Sevilla (Acuerdo 9.1 / CG 12/04/19), en el marco regulado por el RD 1393/2007. La tesis está respaldada por varias publicaciones originales desarrolladas por el autor y sus coautores durante el período de la tesis. El autor tiene autorización explícita de todos sus coautores para usar su contenido como parte de esta tesis. Una copia completa de las publicaciones se presenta en el Anexo. Además, como parte del trabajo llevado a cabo en esta tesis, se han realizado varias contribuciones a congresos internacionales de reconocido prestigio en la materia.

Artículos publicados en revistas con índice de impacto

1. Soltero, V., Chacartegui, R., Ortiz C, & Velázquez, R. **Evaluation of the potential of natural gas district heating cogeneration in Spain as a tool for decarbonisation of the economy.** *Energy* 2016:1–20. doi:10.1016/j.energy.2016.06.038.
2. Soltero, V., Chacartegui, R., Ortiz, C., Lizana, J., & Quirosa, G. (2018). **Biomass District Heating Systems Based on Agriculture Residues.** *Applied Sciences*, 8(4), 476. doi:10.3390/app8040476.
3. Soltero, V., Chacartegui, R., Ortiz, C., & Velázquez, R. (2018). **Potential of biomass district heating systems in rural areas.** *Energy*, 156, 132–143. doi:10.1016/j.energy.2018.05.051.

El autor de la tesis ha colaborado en la publicación de otro trabajo de investigación relacionado con esta materia.

4. Lizana J, Ortiz C, Soltero V., & Chacartegui R. **District heating systems based on low-carbon energy technologies in Mediterranean areas.** *Energy* 2017;120:397–416. doi:10.1016/j.energy.2016.11.096.

Participaciones en congresos.

1. Soltero, V., Velázquez, R., Chacartegui, R., Carvalho, M., & Becerra, J.A. (2015). **"Biomass district heating systems : a solution for the directive 27/2012/EU"** in *Ecos2015 : 28th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, Pau, (Francia).

2. Soltero, V., Chacartegui, R, Ortiz C, Velázquez, R & Becerra Villanueva, J.A. (2015). **Evaluation of the potential for Natural Gas District Heating Cogeneration in Spain as a tool for economy decarbonization**. 10th Conf. Sustain. Dev. Energy, Water Environ. Syst., Dubrovnik (Croatia).
3. Soltero, V., Rodríguez-Artacho, S., Velázquez, R., & Chacartegui, R. (2017). **Biomass universal district heating systems**. In B. Kaźmierczak, M. Kutylowska, K. Piekarska, H. Jouhara, & J. Danielewicz (Eds.), *E3S Web of Conferences* (Vol. 22, p. 00163). EDP Sciences. Doi:10.1051/e3sconf/20172200163. Worclaw (Polonia)
4. Soltero, V., Chacartegui, R., Ortiz, C., & Quirosa, G. (2018). **"Biomass Low Temperature Heating Networks for Rural Locations"** in *Ecos2018: 31th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, Guimaraes (Portugal).

Índice

1.	Estado del arte y justificación de la oportunidad de la tesis.....	13
1.1.	Introducción a los sistemas de district heating and cooling	13
1.2.	Proyectos de investigación sobre DHC.	17
1.3.	Oportunidad de la tesis.....	27
2.	Objetivos.....	32
3.	Resumen global de los resultados	35
3.1.	Objetivo i. Definir metodologías específicas para la evaluación del potencial de implantación de redes de calefacción basadas en la sostenibilidad económica, ambiental y social de los sistemas.	35
3.2.	Objetivo ii. Evaluar el potencial de implantación de redes de calor y refrigeración en España en las distintas áreas urbana, rural e industrial	49
3.3.	Objetivo iii. Desarrollar y aplicar el análisis coste-beneficio propuesto en la Directiva UE 27/2012 para la evaluación de redes de calefacción en España.	51
3.4.	Objetivo iv. Evaluar el potencial de implantación de redes de CHP en zonas urbanas bajo las restricciones del sector eléctrico en España	52
3.5.	Objetivo v. Caracterizar y analizar la demanda de energía térmica en zonas rurales en función de sus variables significativas.....	55
3.6.	Objetivo vi. Aplicar la evaluación del potencial de redes de calefacción con biomasa en zonas rurales bajo las capacidades de recurso forestal y agrícola disponible.	59
3.7.	Objetivo vii. Evaluar el entorno legal, social y económico donde se implantarán las redes de calefacción identificando las barreras para su desarrollo y desarrollar un modelo sostenible de redes de calefacción con biomasa.	68
3.8.	Objetivo ix. Analizar la fiabilidad de la densidad lineal de calor como índice para la evaluación de la rentabilidad de las redes de calefacción con biomasa y proponer nuevas alternativas al mismo.....	74
4.	Discusión.....	77
4.1.	Implantación masiva de sistemas DH-CHP:.....	77
4.2.	Implantación masiva de sistemas BioDH	79
4.3.	Index of profitability of biomass district heating.....	82
5.	Conclusiones	87
5.1.	Aportaciones de la tesis y futuras líneas de investigación.	90
6.	Referencias	92
	Anexo.....	96

Índice de Tablas

Tabla 1. Basic costs of harvesting and forwarding annual crops in Spain [51]	47
Tabla 2. Basic costs of harvesting and forwarding woody crops in Spain [51]	47
Tabla 3. Correction factors used for the extrapolation of the basic costs calculated for Spain and Sweden [51].	48
Tabla 4. Calculation of differential costs of energy use with straw prepared in small square bale [54]	48
Tabla 5. Calculation of differential cost of energy use with straw collected in the form of cylinder-shaped bales is used [51].	48
Tabla 6. Results for the application of the standard module under the conditions of the city of Burgos [43].	55
Tabla 7. European legal sectorial framework for services infrastructures [64].	69
Tabla 8. Beneficios sociales, económicos y medioambientales de las BioUnivDH [64].	73
Tabla 9. Results for massive implementation of the standard module CHP5E15Th under different scenarios [43].	79
Tabla 10. Results of the study of BioDH implementation in 4 municipalities [48].	80
Tabla 11. Evaluation of the potential of implementation of heating networks in the study area in terms of IRR (%) [48].	81
Tabla 12. Index of profitability of biomass network in the study area	86

Índice de Figuras

Figura 1. District heating and cooling power of the network [6]	13
Figura 2. District heating and cooling evolution scheme [6]	14
Figura 3. Heat supplied into all district heating systems in the European Union 1990–2014 according to four different heat supply methods [13].	15
Figura 4. Stages of the top-down/bottom up methodology [43].	35
Figura 5. Definition of modules at district level within municipality [43].	39
Figura 6. Top-Down/Bottom-up steps methodology for BioDH[48].	42
Figura 7. Network length characterisation [48].	44
Figura 8. GIS analyses of biomass resources [48].	44
Figura 9. Methodology for evaluation of potential of BioDH System complemented with agriculture residues [51].	46
Figura 10. Agricultural Residues Biomass [51].	47
Figura 11. GIS evaluation of available resource of residues biomass (Bionline. IDAE [52]) [51].	49
Para evaluar el potencial de implantación de redes de calor y refrigeración en España se ha desarrollado una metodología top-down/bottom-up, Figura 12 y Figura 13, bajo la hipótesis de reemplazo de los actuales sistemas de calefacción existente.	49
Figura 14. Top-Down / Bottom-up level study for CHP district heating [43]	49
Figura 15. Top-Down / Bottom-up level study for Biomass District Heating [48].	50
Figura 16. Cost/benefit analyses and techno-economic characteristics of the District Heating network [43].	52
Figura 17. Preliminary layout of modular Combined Heat and Power plant (CHP5E15Th) [43].	54
Figura 18. Energy demand evaluation scheme [48].	57
Figura 19. Energy poverty and energy demand correlation[48]	58
Figura 20. Demand and antiquity of housing[48]	59
Figura 21 a) Left. Main natural gas network in Spain; b) Right. All municipalities (499) in Spain without a natural gas network and with less than 1500 inhabitants, which are analysed with the proposed methodology [48].	60

Figura 22. Installed power in BioDH per municipal inhabitants[48] .	61
Figura 23. Energy demand, energy poverty and equivalent working hours of the BioDH [48].....	63
Figura 24. Pipe length of BioDH systems for each municipality[48].....	64
Figura 25. Available and required biomass for BioDH [48].	64
Figura 26. CAPEX for Thermal Power District Heating [48].	65
Figura 27. Results of cost-benefit analysis for BioDH systems in the 499 municipalities analysed [48].....	66
Figura 28. Agricultural, forest and remaining biomass for BioDH System [51].....	67
Figura 29. Internal Rate of Return (IRR) systems only forest biomass [51].....	68
Figura 30. IRR per agricultural and forest biomass [51].	68
Figura 31. (a) Universal Network Heating model; (b) Integrated management between different universal heating networks of the forestry resource [51].....	71
Figura 32. Methodology for IRR analisis.....	75
Figura 33. Index of profiability of BioDH.....	76
Figura 34. Nuclear power plants placed in the Continental zone. Red crosses [43].	77
Figura 35. Coal thermal plants placed in the Continental zone. Red crosses [43].	78
Figura 36. IRR for linear heat density.	82
Figura 37. IRR for biomass linear heat density	83
Figura 38. IRR for Index of profitability of biomass heat network	83
Figura 39. IRR for simplified index of profitability of biomass heat network $I'BIODH$	84
Figura 40. IRR for simplified index of profitability of biomass heat network $I''BIODH$	85
Figura 41. IRR for simplified index of profitability of biomass heat network $I'''BIODH$ and $IIVBIODH$	85

1. Estado del arte y justificación de la oportunidad de la tesis

1.1. Introducción a los sistemas de district heating and cooling

Uno de los factores clave para controlar el calentamiento global es mejorar la eficiencia energética en áreas residenciales, uno de los sectores de mayor consumo de energía. Los edificios son responsables de más del 40% de la demanda total de energía, principalmente cubierta por combustibles fósiles, con las emisiones asociadas de gases de efecto invernadero. Aunque la evolución de la tecnología produce sistemas energéticos más eficientes, la demanda de energía global aumenta continuamente. Para 2040, se espera un aumento del 48% con una gran contribución de países como China e India [2]. La mejora en la calidad de la distribución de energía es uno de los grandes desafíos a los que se enfrenta la sociedad actual en las próximas décadas [3].

La mayor parte de este aumento en la demanda proviene de las áreas urbanas, pero las necesidades energéticas en las áreas rurales también requieren consideraciones específicas. La mayoría de las áreas rurales no cuentan con redes de gas natural, su producción de energía térmica se basa en la combustión de gasoil [3], que tiene un precio más alto y mayores emisiones asociadas a la combustión. Además, en muchos casos, estas áreas rurales se localizan en ubicaciones con condiciones climáticas más severas debido a la altitud, en zonas montañosas, y por tanto con una gran demanda de calefacción. Por otro lado, en las zonas rurales con frecuencia hay recursos de energía de biomasa disponibles. Cuando está disponible, su uso correcto favorece la sostenibilidad social, ambiental y económica de la región. En muchos casos, las áreas rurales tienen menores ingresos per cápita y mayores niveles de desempleo [3, 4]. Por lo tanto, la combinación habitual de mayores requisitos de demanda de energía, mayor coste de ésta y menores ingresos, implica un mayor riesgo de pobreza energética para los ciudadanos que viven en las zonas rurales que para los ciudadanos de las zonas urbanas.

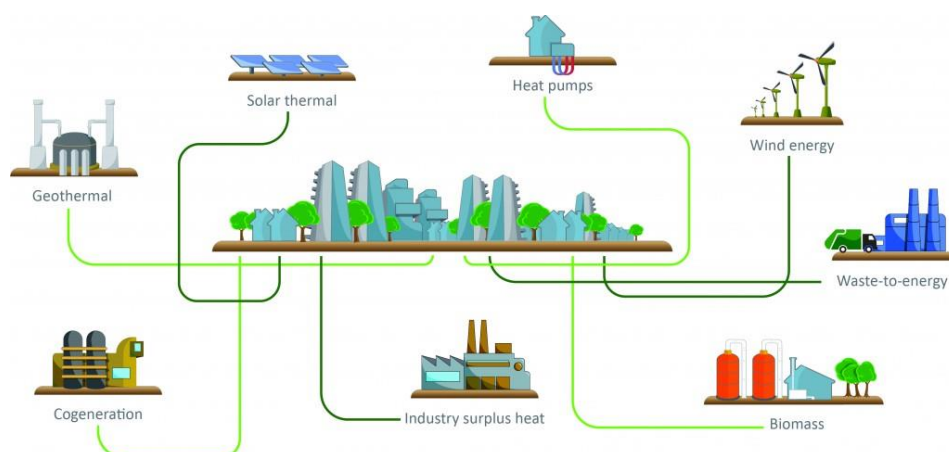


Figura 1. District heating and cooling power of the network [6]

Los sistemas de calefacción y refrigeración urbana (DHC) se consideran una forma prometedora de aumentar la eficiencia energética en la producción de energía térmica [7]. Sin

embargo, el origen de estos sistemas se remonta a la antigüedad, en la época del imperio romano ya se utilizaban redes de agua caliente cuyos fundamentos coincidían con las actuales redes de calefacción urbana. Mediante una red de distribución de agua caliente se distribuía por los sótanos de los edificios para suministrar calefacción a los edificios y a los baños. Birdsill Holly fue el primero que propuso el primer sistema comercial de DH en Nueva York en 1877. Utilizó una caldera en el sótano de su casa y construyó una red de distribución de vapor que abastecía a 14 usuarios inicialmente, y se fue extendiendo poco a poco hasta alcanzar los 4.8 km de longitud [8].

Actualmente los sistemas DH se basan en una fuente central de producción de energía que suministra energía a varios edificios o consumidores industriales conectados por una red por la que circula el fluido caloportador. Permiten la utilización eficiente de la energía térmica proveniente de centrales de cogeneración, así como el calor residual de los procesos industriales o el aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos [9]. Por otro lado, al ser sistemas centralizados, es mucho más fácil integrar energía renovables de cualquier tipo como energía geotérmica, solar o biomasa [10].

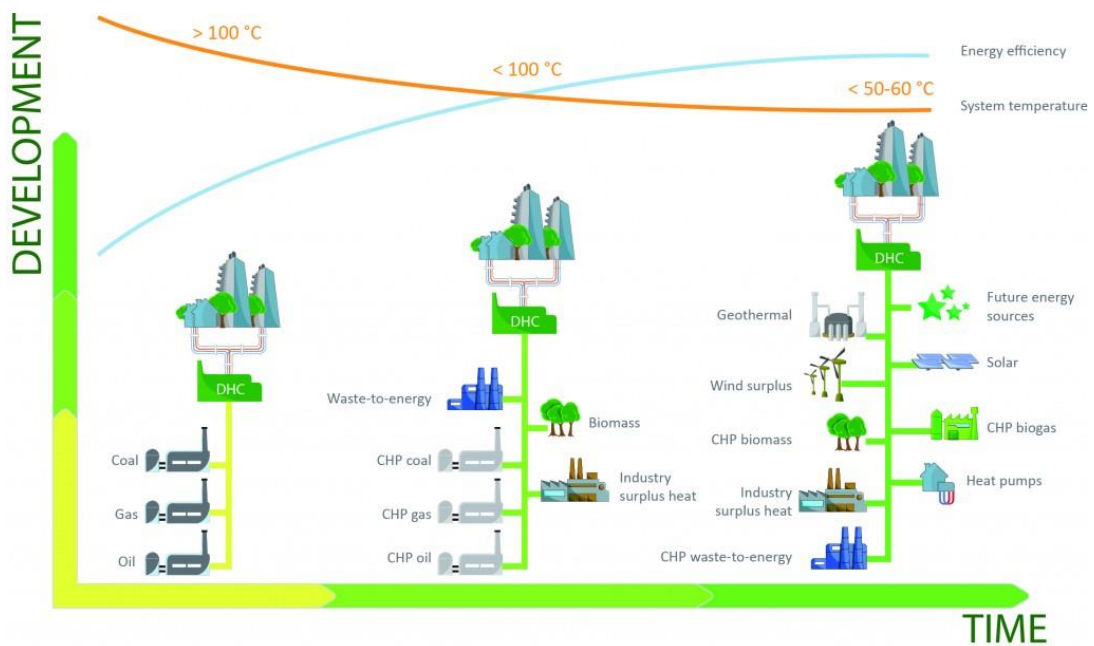


Figura 2. District heating and cooling evolution scheme [6]

Con la utilización del calor residual en este tipo de redes se consigue una reducción neta de los niveles de emisiones, así como un importante beneficio económico al no existir en los costes de operación el propio del combustible. En cualquier caso, aunque en la central generadora se utilizase el mismo tipo de combustible que en las calderas aisladas descentralizadas que utilizan los edificios suministrados, la eficiencia del proceso seguiría siendo superior y por tanto, el impacto ambiental también sería menor. Esto es debido por un lado a la mejora del rendimiento medio estacional de los generadores y por otro a la gestión eficiente de la demanda que se puede realizar en los sistemas de DH.

Cuando los sistemas DH se alimentan con energías renovables, como la biomasa, las emisiones de gases de efecto invernadero son muy reducidas o se pueden considerar neutras. Los beneficios se concretan por el menor impacto ambiental de estos recursos renovables de combustible evaluados a lo largo de su ciclo de vida, y por la mayor eficiencia de los sistemas DH comparado con la calefacción individual sistemas [11]. Además, el uso de sistemas térmicos de generación centralizada permite un control más efectivo de los contaminantes que el obtenido en las calderas individuales.

Hoy en día, hay alrededor de 6000 instalaciones DH en Europa, con una mayor penetración de estas tecnologías en el norte y el noreste de Europa [12],[13]. En España, el despliegue de sistemas DH se está convirtiendo en una realidad con 306 instalaciones, aunque todos estos sistemas solo presentan una potencia térmica instalada de 893 MWth [14].

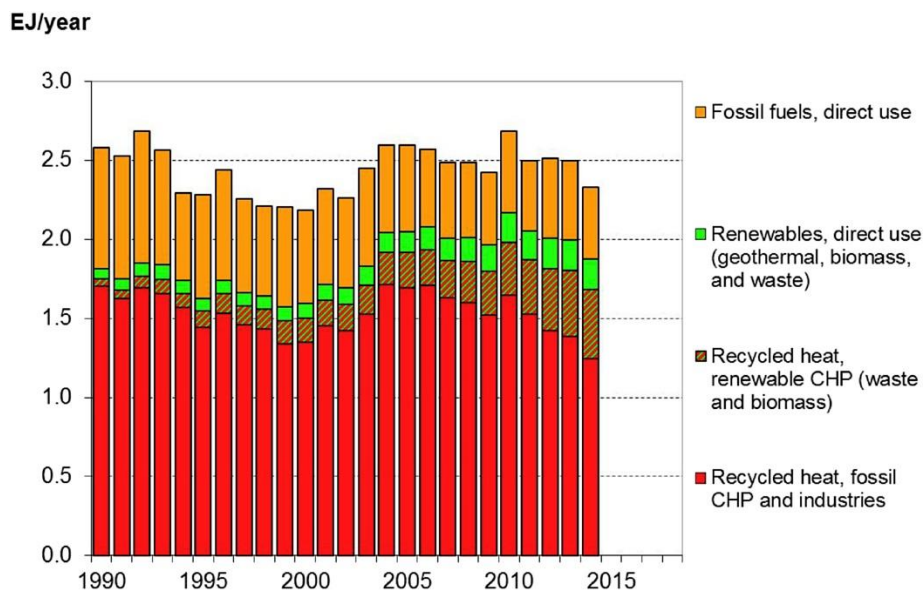


Figura 3. Heat supplied into all district heating systems in the European Union 1990–2014 according to four different heat supply methods [13].

En los últimos años, muchos autores han estado investigando los sistemas DH desde varias perspectivas: desarrollo técnico [15], [16],[17], metodologías para evaluar el potencial de las instalaciones DH [18], y políticas para facilitar el despliegue de sistemas DH [19], [20], [21].

La evolución en el desarrollo de los sistemas DHC se ha basado en la incorporación de energías renovables y la disminución de la temperatura de trabajo como medida de eficiencia energética, Figura 2. Se considera que actualmente la mayoría de los sistemas DHC en operación son de tercera generación.

La primera generación se caracterizaba por utilizar vapor de agua como fluido caloportador. La distribución se realizaba mediante tuberías de acero aisladas in situ y el vapor se distribuía a través del sistema gracias a la impulsión presurizada de este fluido. Esta generación no utilizaba subestaciones con intercambiadores de calor a la entrada de los edificios o usuarios. Los usuarios de estos sistemas de energía tenían principalmente dos perfiles, radiadores de alta temperatura que usaban vapor o agua a más de 90°C y depósitos colectivos de agua caliente sanitaria, calentados directamente con vapor o usando un circuito secundario de agua [22].

La segunda generación mejoró en varios aspectos la generación anterior, aunque tecnológicamente no posee unas diferencias realmente importantes la primera generación de distribución de vapor. Se desarrolló principalmente entre los años 1930 y 1980. El fluido caloportador en este caso era agua caliente presurizada a más de 100°C. Apareció el concepto subestación compuesta por intercambiadores de carcasa y tubo, mientras que la distribución seguía realizándose por tuberías de acero aisladas in situ. La energía generada en este tipo de instalaciones abastecía a radiadores de alta temperatura (90°C), directamente con el agua de la red de distribución o indirectamente con circuitos secundarios. Por otro lado, para la preparación del ACS se usaban depósitos de almacenamiento dentro de los edificios de los usuarios a 60°C de temperatura [8], [22].

La tercera generación es la que actualmente se encuentra más extendida en operación, bien porque hayan sido diseñadas y construidas adaptándose a nuevos parques edificatorios, o bien porque son redes antiguas que han sufrido las modificaciones necesarias para su adaptación. Su desarrollo se inició en los años 80 del siglo pasado. La temperatura del fluido caloportador es agua caliente a temperaturas menores a los 100°C. La distribución se realiza principalmente mediante tuberías de acero preaisladas. Cada vez en mayor medida se incorporan para la distribución las tuberías de materiales plásticos preaislados como el polietileno o el polibutileno. La subestaciones suelen incluir intercambiadores de placas. La demanda en los edificios ha bajado de los 200-300 kWh/m² de las redes de segunda generación a un intervalo mucho menor, 100-200 kWh/m². Los radiadores en los edificios calefactados son de media temperatura (70°C) o suelo radiante [8], [22].

La cuarta generación de redes de DHC se desarrollará entre el 2020-2050. Está pensada suministrar calor y frío a parques edificatorios de baja demanda, acorde a las nuevas exigencias cada vez más restrictivas para los edificios de nueva construcción y aquellos que son rehabilitados. El fluido a utilizar será agua entre 30 y 70°C y la distribución se realizará con tuberías flexibles de materiales plástico preaislado. La mejora en el aislamiento de las tuberías, y la disminución del salto térmico entre la temperatura del terreno y la temperatura del agua impulsada aseguran una gran eficiencia para estos sistemas. Los radiadores en los edificios calefactados son de baja temperatura (50°C) o suelo radiante [8], [22].

Uno de los retos tecnológicos que se debe superar para que sea posible un crecimiento y desarrollo adecuado de los sistemas de cuarta generación es la mejora, disponibilidad y precio de los materiales flexibles, y componentes o piezas especiales regulables y orientables [23], [24].

El futuro desarrollo e implementación de los sistemas de DH de baja temperatura, dadas sus especiales características de operación, requiere lo siguiente [22]:

- Una evaluación más detallada de los costes de inversión para componentes nuevos, innovadores y de mayor tecnología como es el caso de las subestaciones de baja temperatura.
- Un control, seguimiento y evaluación del efecto de los controles dinámicos sobre la eficiencia, el ciclo de vida y costes de operación de las bombas de calor.
- Un análisis exhaustivo del efecto de las bajas temperaturas de retorno en este tipo de redes sobre el rendimiento energético, economía e impacto ambiental global del sistema.

1.2. Proyectos de investigación sobre DHC.

Muchos proyectos de investigación en curso en todo el mundo se centran en sistemas DH avanzados. En Europa bajo el programa Horizon 2020 hay más de cien proyectos iniciados desde 2014 que afrontan mejoras y nuevos retos para las redes de calefacción y refrigeración con el objetivo de mejorar su eficiencia, incorporar energías renovables y crear modelos que favorezcan la eliminación de las barreras que impiden o ralentizan el desarrollo de las redes.

Todos los proyectos están enmarcados en programas, de los cuales los más significativos pasamos a detallar.

EE-13-2014 y EE-13-2015. Tecnologías de DHC.

Los proyectos asociados a este programa están finalizando o a punto de hacerlo. Su objetivo es que los sistemas de calefacción y refrigeración DHC deben ser más eficientes, inteligentes y más baratos. Se han desarrollado y desplegado sistemas inteligentes utilizando soluciones inteligentes de medición y control para la optimización y mejora del servicio al consumidor. Se han explorado la utilización de múltiples recursos energéticos, incluyendo la recuperación de calor residual, bombas de calor, almacenamiento térmico, cogeneración e integración de energía renovable, y para implementar soluciones para la integración de la red térmica inteligente con redes eléctricas inteligentes. Los sistemas combinan tecnologías híbridas y / o nuevos fluidos de soporte térmico para mejorar la eficiencia general; ayudan a disminuir el coste del usuario final de calefacción y refrigeración, y son compatibles y están conectados con redes inteligentes de electricidad y gas; y utilizan el excedente de electricidad de la red. Los sistemas se han desarrollado para ser compatibles y se pueden integrar con edificios de baja energía, incluidos edificios de energía casi nula (mediante calefacción urbana a baja temperatura) [25]. Los proyectos adscritos a este programa son:

- **OPTi.** Optimización de sistemas DHC (2015-17, 2.100.130 €). Se ha centrado en el diseño para el usuario, mejorando los sistemas DHC de próxima generación. El objetivo

principal es crear beneficios para las compañías explotadoras de los DHC y garantizar una satisfacción óptima del consumidor final. Se han desarrollado metodologías y herramientas que permiten el modelado, el análisis y el control precisos de los sistemas actuales y futuros de DHC. La metodología se ha implementado tanto a nivel de sistema completo como a nivel de edificio. OPTi considera el sistema DHC como un sistema sujeto a control dinámico y trata la energía térmica como un recurso que se controla en los sistemas DHC con el propósito de ahorrar energía y reducir las cargas punta. El resultado es un uso eficiente de las fuentes de energía, reduciendo así la dependencia de energética y, en general, promoviendo un entorno socio-económicamente sostenible.

- **FLEXYNETS.** Quinta generación de DHC (2015-18, 1.999.364 €). Desarrollará, demostrará y desplegará una nueva generación de redes inteligentes de calefacción y refrigeración urbana que reducen las pérdidas de transporte de energía trabajando a niveles de temperatura "neutros". Las bombas de calor reversibles y las enfriadoras se usarán para intercambiar calor con la red DHC en el lado de la demanda. De esta manera, la misma red puede proporcionar calefacción y refrigeración simultáneamente. Las soluciones de FLEXYNETS integrarán de manera efectiva fuentes de generación múltiple (incluyendo energía solar térmica de alta y baja temperatura, biomasa, fotovoltaica, cogeneración y calor residual) cuando estén disponibles a lo largo de la red DHC, administrando energía a diferentes niveles de temperatura y asegurando una explotación optimizada de exergía. Como tal, FLEXYNETS contribuirá a una mayor penetración de las redes inteligentes DHC en el mercado de calefacción y refrigeración, y contribuirá al plan de recuperación europeo.
- **STORM.** Gestión de recursos térmicos autoorganizados (2015-18, 1.972.125,94 €). En STORM se desarrollará y demostrará un controlador genérico de red de calefacción y refrigeración (DHC), con la ambición de aumentar el uso de calor residual y fuentes de energía renovables en la red DHC. La aplicación de técnicas de control de autoaprendizaje en lugar de enfoques de control basados en modelos hará que el controlador sea fácil de implementar en diferentes configuraciones y generaciones de redes DHC. Dado que se crea un valor adicional aplicando las estrategias de control en el controlador, se están desarrollando modelos comerciales innovadores para distribuir este valor entre los diferentes actores del mercado (productores, transportistas, consumidores de energía). También se desarrollará un plan sobre cómo el controlador desarrollado puede replicarse en otros países además de los de los demostradores, teniendo en cuenta las diferentes organizaciones de mercado y el marco legal.
- **INDIGO.** Nueva generación de redes de refrigeración inteligentes. (2016-19, 2.960.852,50 €). INDIGO tiene como objetivo desarrollar una generación de sistemas de CC más eficiente, inteligente y más barata mejorando la planificación, el control y la gestión del sistema, anticipándose a la situación anterior. Este objetivo se logrará a través de los siguientes objetivos específicos. Contribuir al uso más amplio de los

sistemas de CC y motivar la competitividad del mercado de CC europeo mediante el desarrollo de dos herramientas de código abierto: La reducción de la energía primaria superior al 45% abordada por una innovadora estrategia de gestión del sistema de CC se centra principalmente en la maximización de la eficiencia energética, pero también en la minimización del coste de la energía. Su principal característica es la gestión predictiva pero también abordará otros desafíos como: Integración de fuentes de energía renovables, tratar con diferentes tipos de fuentes de refrigeración o acoplamiento adecuado entre generación, almacenamiento y demanda. Todo esto, con la ayuda de controladores de componentes inteligentes e innovadores (controladores predictivos) que se desarrollarán en todos los niveles del sistema de CC.

- **InDeal.** Tecnologías innovadoras en sistemas DHC (2016-19, 1.992.726,25 €). Desafiada por el cambio climático y unido a la necesidad de asegurar un crecimiento económico sostenible y la cohesión social, Europa debe lograr una revolución energética genuina para revertir las actuales tendencias insostenibles y estar a la altura de las ambiciosas expectativas políticas. Una respuesta racional, consistente y el enfoque perspicaz de la calefacción y la refrigeración es clave para garantizar dicha transformación. En esta dirección, los sistemas de calefacción y refrigeración de distrito deben ser más eficientes, inteligentes y más baratos. El proyecto InDeal ofrecerá una plataforma innovadora que impondrá una distribución justa de calefacción y refrigeración entre los edificios de la red mediante: (i) recopilación de datos de consumo de energía en tiempo real a través de medidores inteligentes artificiales, (ii) identificación y evaluación de la necesidad y demanda de calefacción y refrigeración según su eficiencia energética, consumo de energía y tipo de construcción (herramienta EDP), (iii) predicción de las condiciones climáticas a corto y largo plazo y la próxima necesidad de calefacción y refrigeración (herramienta EDP), (iv) monitorizar y controlar el nivel de energía almacenada en las estaciones y subestaciones de almacenamiento (SMT) de la red, (v) monitorización 24/7 del sistema DHC mediante una plataforma de control central y (vi) minimizar las pérdidas de calor mediante nuevas soluciones de diseño de tuberías y aislamiento. El objetivo de InDeal es convertir el actual DHCS en un nuevo DHCS automatizado de siguiente nivel que garantice el aumento de la eficiencia energética general del sistema y logre una distribución justa de las demandas de energía de calefacción y refrigeración. A la luz de esto, InDeal dará un importante paso adelante contribuyendo a un uso más amplio de los sistemas inteligentes de calefacción y refrigeración de distrito y la integración de las energías renovables, los residuos y el almacenamiento.
- **E2District.** Energía inteligente en Europa (2016-19, 1.999.850 €). Se espera que la calefacción urbana duplique su participación en el mercado europeo del calor para 2020, mientras que la refrigeración del distrito crecerá hasta el 25%. Si bien esta expansión se traducirá en una reducción del 2,6% en la necesidad de energía primaria europea y del 9,3% de todas las emisiones de carbono, no se logrará mediante la modernización y la expansión, sino que requiere innovación tecnológica fundamental para la próxima generación de calefacción y refrigeración. sistemas altamente

eficientes y rentables para diseñar, operar y mantener. E2District tiene como objetivo desarrollar, implementar y demostrar un nuevo marco de gestión habilitado en la nube para DHC, que generará un ahorro de costes de energía compuesto del 30% mediante el desarrollo de una plataforma de simulación del distrito para optimizar la configuración de activos DHC > 5% de reducción de energía, desarrollo de métodos inteligentes de control y optimización DHC dirigidos a una reducción de costes de energía entre 10 y 20%, incluyendo producción flexible, almacenamiento y demanda de activos, y detección y diagnóstico de fallas a nivel de sistema, desarrollo de análisis de comportamiento y herramientas de participación del consumidor para mantener al usuario final en el ciclo, con un ahorro total de energía del 5%. Desarrollo de un Sistema de Operación Distrital flexible para el despliegue eficiente, replicable y escalable de monitorización de DHC, control inteligente, FDD y participación de prosumidores, desarrollo de nuevos modelos de negocios para operadores DHC, integradores y diseñadores, validación, evaluación y demostración de la plataforma E2District, y el desarrollo de estrategias sólidas y rigurosas de diseminación, explotación y ruta al mercado para garantizar que los resultados del proyecto se comuniquen a todas las partes interesadas de DHC. E2District aborda específicamente el desarrollo de herramientas de optimización, control, medición, planificación y modelado, incluida la interacción del consumidor y el análisis del comportamiento, y admite la integración de múltiples fuentes de generación, incluidas la energía renovable y el almacenamiento.

- **H-DisNet.** (2016-19, 2.699.895 €). Innovadoras tecnologías de red termoquímica (TC). H-DisNet contribuirá a las redes de energía del distrito de próxima generación. La tecnología explotará el alto potencial químico de los procesos de absorción para el transporte y el almacenamiento de energía sin pérdidas. Se aplicará para formar una red de distrito inteligente con redes térmicas, eléctricas y de gas. Esta red inteligente de distrito termoquímico podrá aumentar la eficiencia energética del transporte y almacenamiento de calor, aumentar la utilización de calor residual y energías renovables a baja temperatura, contribuir a un uso más amplio de las redes del distrito permitiendo la calefacción y la refrigeración en una red multifuncional y añadiendo los servicios adicionales de secado y control de la humedad y reducir el uso de energía primaria. El proyecto servirá para obtener los conocimientos necesarios sobre procesos, componentes y aplicaciones de red y para demostrar la viabilidad de permitir que la I + D industrial recoja la tecnología y la lleve al mercado.

EE-02-2017. Mejora del rendimiento de sistemas DH.

Tiene como objetivo replicar o desarrollar enfoques técnicos, organizativos y financieros exitosos que conduzcan al ahorro sustancial de energía primaria y aumentos de eficiencia, incluido el uso de fuentes renovables y residuales de calor. Todo, bajo la visión de la evolución de la demanda térmica en el futuro debido a la mejora de los estándares de rendimiento energético de la construcción y al aumento de la tasa de renovación de edificios [26]. Los proyectos que se están realizando dentro de este programa son:

- **Upgrade DH.** Mejora del rendimiento de las redes de calefacción urbana en Europa (2018-21, 1.999.667,50 €). El objetivo general del proyecto Upgrade DH es mejorar el rendimiento de las redes ineficientes de calefacción urbana en Europa a partir de casos de demostración que puedan replicarse en Europa. Analiza cómo deben realizarse las actualizaciones diferentes regiones climáticas de Europa, cubriendo varios países: Bosnia-Herzegovina, Dinamarca, Croacia, Alemania, Italia, Lituania, Polonia y los Países Bajos. En cada uno de los países objetivo, el proceso de actualización se inicia en sistemas concretos de DH (casos de demostración). Los conocimientos adquiridos y las experiencias se replicarán en otros países europeos y sistemas DH (casos de replicación) con el fin de aprovechar el conocimiento generado. Las actividades principales del proyecto Upgrade DH incluyen la recopilación de las mejores técnicas y herramientas de actualización, el soporte del proceso de actualización para redes de calefacción urbana seleccionadas, la organización de medidas de creación de capacidades sobre actualización de DH, modelos de financiación y de negocios, así como el desarrollo de los planes de acción nacionales y regionales [26].

- **KeepWarm.** Mejora del rendimiento de los sistemas de calefacción urbana en Europa Central y Oriental (2018-20, 2.098.497,50 €). Sobre la base de que los sistemas DH son el sistema de generación de calor más efectivo en áreas densamente pobladas y teniendo en cuenta que la calefacción y refrigeración supone el 49% de la energía demanda en la Unión Europea, dichos sistemas siguen utilizando fuentes de energía a partir de combustibles fósiles en a Europa del Este y por tanto es urgente su actualización. Keep Warm trabaja con sistemas piloto para difundir ampliamente esta experiencia a otros países europeos. Incluye una interacción cercana con potenciales inversores y gestoras de fondos para aumentar la probabilidad de que los planes comerciales de Keep Warm se financien adecuadamente. El proyecto promueve los objetivos de la UE de calefacción y refrigeración mejoradas, y respetuosas con el medio ambiente, pero adapta su estrategia de explotación a las distintas ventanas de oportunidades nacionales. El proyecto trabaja en siete países (i) para aumentar la eficiencia energética de estos sistemas; y (ii) para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero promoviendo un cambio de combustibles fósiles a combustibles renovables. Este es un objetivo urgente en el caso de los sistemas DH a gran escala que se encuentran principalmente en Europa del Este. Asimismo, es importante garantizar que los DHS existentes que funcionan con energías renovables no vuelvan a los combustibles fósiles. [26].

EEB-06-2017. Soluciones de almacenamiento híbrido altamente eficientes para energía eléctrica y térmica en edificios residenciales y áreas del distrito, equilibrando las condiciones de oferta y demanda.

Su objetivo es desarrollar dispositivos innovadores de almacenamiento de energía híbrida de alta densidad e innovadores, dirigidos al uso eficiente y al aumento adicional de la energía renovable en el entorno construido, y demostrar su valor en términos de flexibilidad en los

sistemas de energía. Deben abordar tanto aplicaciones eléctricas como térmicas y deben ser capaces de realizar descargas rápidas. Se está investigando entre otras aplicaciones térmicas, donde las soluciones híbridas desarrollen la conversión de alta eficiencia y el almacenamiento de electricidad renovable excedente en calor. La parte de innovación del proyecto debe incluir la posibilidad de que los sistemas de energía puedan estar conectados y fusionar energía de diferentes fuentes. Se están realizando pilotos de demostración para edificios conectados tanto residenciales como en distrito en regiones climáticas diferentes [27]. Los proyectos que se están realizando dentro de este programa son:

- **HYBUILD.** Soluciones de almacenamiento híbrido altamente eficientes para energía y calor en edificios residenciales y DH, equilibrando las condiciones de oferta y demanda (2017-21, 5.995.840 €). HYBUILD desarrollará dos innovadores conceptos de almacenamiento híbrido: uno para el clima mediterráneo destinado principalmente al suministro de energía de refrigeración, y otro para el clima continental principalmente destinado a la producción de calefacción y ACS. Mediante un enfoque sistemático se desarrollarán componentes y sistemas térmicos y eléctricos integrados operacionalmente, que permitirán alcanzar ahorros de energía que oscilan entre el 20 y 40%, anualmente, tanto en clima mediterráneo como continental para edificios no conectados y conectados con el DH. Los almacenes híbridos HYBUILD se usarán para actualizar las instalaciones de edificios existentes y se calibrarán en tres ubicaciones de demostración, tanto para edificios no conectados como para edificios conectados a DH en diferentes climas.
- **SCORES.** Sistemas de almacenamiento de energía renovable para autoconsumo (2017-21, 5.998.598,75 €). El objetivo del proyecto SCORES es desarrollar y demostrar en campo un sistema de energía para edificios que incluya nuevas tecnologías compactas de almacenamiento híbrido, que optimice el suministro, almacenamiento y demanda de electricidad y calor en edificios residenciales, aumentando el autoconsumo de energía renovable local en edificios residenciales con el menor coste. Se pretende desarrollar varias tecnologías en paralelo: baterías de iones de litio, almacenamiento térmico compacto por cambio de fase, bomba de calor de agua caliente de alto rendimiento alimentada por colectores híbridos fotovoltaicos y solares (PVT), almacenamiento de calor por combustión química (almacenamiento estacional), integrada a través de un edificio inteligente, y la demostración en un sistema de energía híbrido. Se realizará una demostración a gran escala teniendo en cuenta los límites legales, económicos y de mercado. La demostración del sistema integrado de energía híbrida se llevará a cabo en dos edificios reales representativos de diferentes configuraciones de clima y sistemas de energía para 3 casos. Se evaluarán los beneficios técnicos, económicos y ambientales.

EE-14-2014 y EE-14-2015. Eliminación de las barreras de mercado para la adopción de soluciones eficientes de calefacción y refrigeración

Este programa pretende actuar para eliminar las barreras no tecnológicas (incluida la legislación) para explotar todo el potencial de las soluciones eficientes de calefacción y refrigeración. Esto implica la planificación integrada y la integración de la calefacción / refrigeración en el contexto territorial; participación activa de las administraciones locales; adaptación y compatibilidad / conectividad con estándares de construcción de bajo consumo de energía; inclusión de calefacción / refrigeración en las estrategias de renovación de edificios; y el protagonismo y la participación de los consumidores a través de procesos innovadores de medición, facturación y manejo de reclamaciones [28]. Entre todos los proyectos, el más relevante con el objeto de esta tesis es:

- **HRE.** Heat Roadmap Europe (2016-19, 2.113.482,50 €). Esta propuesta de HRE permitirá nuevas políticas y preparará el terreno para nuevas inversiones creando más certeza en relación con los cambios que se requieren. El trabajo en esta propuesta se basará en tres estudios previos de HRE, todos los cuales se han completado con éxito a tiempo y todos ellos ya han influido en los responsables políticos de alto nivel a nivel europeo y nacional en Europa. El trabajo de estos estudios previos se mejorará significativamente en este proyecto. Además, una de las mejoras más significativas en comparación con estudios previos es la estrategia de difusión y comunicación que se ha desarrollado como parte de esta propuesta. Estas actividades representan el paquete de trabajo más grande de esta propuesta, que es necesario para garantizar que los responsables de la formulación de políticas, los inversores y los investigadores a nivel local, nacional y de la UE conozcan los nuevos datos, herramientas, metodologías y resultados de este proyecto. Se espera que las actividades de difusión formen directamente las habilidades y la capacidad de al menos 350 personas en grupos objetivo específicos identificados por el consorcio, mientras que las actividades de comunicación informarán al menos a 50,000 personas sobre las actividades y los resultados del proyecto.

EE-07-2015. Mejora de la capacidad de las autoridades públicas para planificar y aplicar políticas y medidas energéticas sostenibles.

Las autoridades públicas desempeñan un papel clave en la reducción del consumo de energía de la UE y en el aumento de la capacidad de energía renovable. Por ejemplo, los Estados Miembros deben producir e implementar Planes Nacionales de Eficiencia Energética (PNAEE) y Planes de Acción Nacionales de Energía Renovable. También tienen la obligación de elaborar planes de acción detallados en sectores específicos, como la renovación de edificios o la aplicación de cogeneración de alta eficiencia y sistemas eficientes de calefacción y refrigeración urbana. Los entes locales y regionales también están desarrollando planes en su propio nivel y otras autoridades públicas también juegan un papel importante; las autoridades reguladoras nacionales de la energía, por ejemplo, deberían ofrecer incentivos a los operadores de la red (calefacción, frío y electricidad) para que los usuarios de la red puedan producir energías renovables e implementar medidas de eficiencia energética. Hacer esto requiere habilidades

multidisciplinarias, por ej. evaluar diferentes opciones de energía sostenible intersectorial, de acuerdo con los criterios técnicos, ambientales, económicos y sociales. También requiere habilidades para involucrar a las partes interesadas tanto en la definición como en la implementación de las soluciones, y para asegurar el financiamiento. La situación con respecto a la disponibilidad de estas habilidades varía de un país a otro; p.ej. mientras que ciertas autoridades públicas tienen una larga tradición de utilizar contratos de rendimiento energético, otros aún no lo han intentado; o mientras unos pocos Estados miembros obligan a las grandes ciudades a desarrollar planes de movilidad urbana, dichos planes no son una práctica común en otros países [29]. De entre ellos el más relevante para este trabajo de investigación es INTENSSS-PA.

- **INTENSSS-PA.** Un enfoque sistemático para formación de las administraciones públicas en la sostenibilidad del espacio Energía-Economía-Sociedad. (2016-18, 1.697.381 €). Building the knowledge, skills, and capacity required to enable new policies and encourage new investments in the heating and cooling sector. En Europa, existe un objetivo claro a largo plazo para descarbonizar el sistema energético, pero no está muy claro cómo se logrará en el sector de la calefacción y la refrigeración. Como resultado, actualmente hay mucha incertidumbre entre los responsables de la formulación de políticas y los inversores en el sector de la calefacción y la refrigeración, principalmente debido a la falta de conocimiento sobre los cambios a largo plazo que se producirán en las próximas décadas. Esta propuesta de HRE permitirá nuevas políticas y preparará el terreno para nuevas inversiones creando más certeza en relación con los cambios que se requieren. El trabajo en esta propuesta se basará en tres estudios previos de HRE, todos los cuales se han completado con éxito a tiempo y todos ellos ya han influido en los responsables políticos de alto nivel a nivel europeo y nacional en Europa. El trabajo de estos estudios previos se mejorará significativamente en este proyecto. En publicaciones recientes de este proyecto se constata que uno de los participantes, la Consejería de Fomento y Medio Ambiente de Castilla León, aunque centrada en la elaboración de una estrategia de apoyo a la generación de energía mediante el uso de la biomasa local en redes de calor, existen problemas administrativos o de encaje normativo que han planteado algunas ciudades, dificultades técnicas en otras e incluso rechazo social a los proyectos [30].

EE-04-2016-2017. Nuevas soluciones de calefacción y refrigeración con fuentes de energía térmica de baja calidad.

En su gran mayoría, la demanda de calefacción y refrigeración se suministra utilizando fuentes de energía de alto valor, por ejemplo electricidad y electrodomésticos impulsados por combustibles fósiles. Sin embargo, existe una amplia gama de fuentes de energía térmica (energía residual y renovable, p. agua de alcantarillado, recursos subterráneos, calor solar, calor residual de baja calidad, etc.) que debido a sus niveles de temperatura generalmente no se usan para proporcionar calefacción y / o enfriamiento útil. Por un lado, la proporción de fuentes de energía de bajo valor en el suministro de calor y refrigeración útil puede

umentarse. Por otro lado, se pueden usar varias tecnologías para aprovechar los recursos de temperatura baja/ moderada. Se pretende desarrollar, demostrar, validar y mejorar las eficiencias generales de tecnologías que pueden utilizar fuentes de energía de bajo valor (de baja calidad) (fuentes de energía térmica residual y renovable) en sistemas de calefacción y refrigeración de baja exergía, y tecnologías que pueden aprovechar los recursos de temperatura muy bajos y moderados.

También se deberá investigar la aplicabilidad de la calefacción urbana de baja y muy baja temperatura para edificios con alto rendimiento térmico. Esto dependerá de las conclusiones de la estrategia de calefacción y refrigeración para fines de 2015 y estará sujeto a una revisión del programa de trabajo en 2016 [31].

- **TEMPO.** Optimización de temperatura para DH de baja temperatura en Europa (2017-21, 4.997.041,25 €). La viabilidad técnica y económica de las redes actuales de calefacción urbana (DH) se ve socavada por las transiciones a acciones de construcción altamente eficientes y modelos comerciales ineficaces que no benefician a todas las partes interesadas. TEMPO aborda esto mediante 1) innovaciones para crear redes de baja temperatura (LT) para aumentar la eficiencia de la red y las opciones de integración para fuentes de calor renovables y residuales; y 2) nuevos modelos de negocios para impulsar la competitividad de la red y el atractivo para la inversión de las partes interesadas. En TEMPO, seis innovaciones relacionadas con las redes, la digitalización de las mismas y la optimización de edificios se someten a un desarrollo final (TRL7-8).
- **COOL DH.** Uso de fuentes de calor de baja temperatura provenientes de enfriamiento y calor excedente al calentar edificios de bajo consumo con las nuevas soluciones de calefacción de distrito a baja temperatura (LTDH) (2017-21, 5.291.186,25 €). El proyecto COOL DH innovará, demostrará, evaluará y diseminará las soluciones tecnológicas necesarias para explotar y utilizar fuentes de "desechos" de muy baja calidad para calentar edificios energéticamente eficientes a través del sistema de calefacción a baja temperatura (LTDH) y mostrar cómo los sistemas de calefacción de distrito (DH) pueden ser más eficientes en cuanto a recursos y más eficientes en el consumo de energía. La demostración abarca tanto los nuevos desarrollos como la transición gradual de las áreas existentes con calefacción urbana y reacondicionamiento de energía de los edificios. Con el proyecto se pretende innovar, diseñar y construir sistemas de proceso de recuperación de calor y refrigeración, permitiendo la recuperación de calor a una red local de calefacción de baja temperatura. Serán principalmente impulsados por energías renovables. Diseñar y construir una red de calefacción de distrito de baja temperatura con materiales de tubería no convencionales y pruebas de nuevos componentes innovadores de tubería que se convertirán en nuevos productos de mercado como resultado de COOL DH. Innovar y diseñar sistemas de calefacción innovadores adecuados y controles dentro de los edificios que combinan LTDH con la integración distribuida de la energía renovable producida localmente en los edificios. Desarrollar modelos de negocios viables y nuevos sistemas de fijación de precios, que aseguren una baja temperatura de

retorno y proporcionen a las empresas constructoras la máxima flexibilidad con respecto a la elección de los sistemas de calefacción. Demostrar un sistema completo con todos los componentes necesarios adecuados para temperaturas DH ultra bajas (40°C) incl. demostración de sistemas de calentamiento de ACS sin riesgo de legionela.

- **RELaTED.** DH renovables de baja temperatura (2017-21, 4.775.475 €). RELaTED proporcionará un concepto innovador de redes DH descentralizadas de temperatura ultra baja (ULT), que permiten la incorporación de fuentes de calor de baja calidad con limitaciones mínimas. Además, ULT DH reduce los costes operativos debido a la menor pérdida de calor, un mejor rendimiento energético de las plantas de generación de calor y el uso extensivo de fuentes de energía desionizadas a bajos costes marginales. El concepto RELaTED ULT DH se demostrará en cuatro entornos de operación complementarios (DH y emplazamientos nuevos, existentes, condiciones climáticas, dimensiones...) en Dinamarca, Estonia, Serbia y España. El enfoque RELaTED seguirá la estrategia de las redes eléctricas inteligentes, en las que la generación de energía se descentraliza y los consumidores evolucionan hacia los prosumidores.

EEB-07-2017. Integración de la recuperación de energía a nivel de edificio y distrito.

Las propuestas deben apuntar a maximizar la recuperación de energía renovable (para calefacción, refrigeración, electricidad, agua caliente sanitaria, etc.) a escala de edificios y distritos (por ejemplo, explotando grandes instalaciones de fuente de energía renovable y redes de calefacción y refrigeración). Los resultados de la investigación deberían contribuir a un drástico ahorro de energía y a la reducción de las emisiones de CO₂, al tiempo que permitirían la replicación masiva en edificios con bajo consumo de energía cero y distritos autosuficientes en energía. El objetivo es una instalación rentable y fácil en una amplia variedad de edificios y entornos [32]. El proyecto más significativo es el siguiente:

- **PLUG-N-HARVEST.** (2017-21, 6.896.147,50 El objetivo estratégico principal de la propuesta PLUG-N-HARVEST es diseñar, desarrollar, demostrar y explotar un nuevo concepto / producto modular plug-n-play, que se puede instalar tanto en edificios residenciales como no residenciales, que es capaz de proporcionar reducciones de uso de energía tanto en la escala de edificio único como en la de distrito, mientras que requiere costes de instalación de medios a bajos y costes operacionales casi nulos. Además, al explotar apropiadamente sus atributos, el sistema PLUG-N-HARVEST será diseñado e implementado considerando principios de economía circular, lo que permitirá implementar nuevos modelos comerciales basados en modos de arrendamiento y alquiler y, de esta forma, dejar la puerta abierta a implementaciones masivas .

Otros programas con el EE-01, que incorpora el calor que tiene como base los residuos urbanos y el SCC-01 que integra soluciones de energías renovables en Smart Cities también tienen proyectos de investigación en la línea de esta tesis.

1.3. Oportunidad de la tesis.

Como ha quedado de manifiesto, la sustitución de los sistemas de calefacción de baja eficiencia existentes por instalaciones de calefacción y refrigeración de distrito de alta eficiencia (DHC), que además puedan estar suministrados por fuentes renovables es de gran interés [33]. En el apartado anterior se ha constatado los esfuerzos y recursos económicos destinados para la generación de conocimiento y la aplicación de nuevas técnicas y mejoras sobre las existentes en el campo de las redes de distrito. Se demuestra el gran interés para la sociedad en mejorar las instalaciones de DHC existentes, desarrollar nuevos sistemas bajo los nuevos modelos de eficiencia y uso de energías renovables, y eliminar las barreras económicas, técnicas y legales para su desarrollo masivo [25]-[32].

La implementación de estos sistemas puede generar importantes ahorros de combustible y costes, reduciendo significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero[33]. A pesar de su gran interés, es necesario el desarrollo de marcos regulatorios y financieros adecuados para respaldar la implementación a gran escala de redes de DHC. También debe tenerse en cuenta que el desarrollo de nuevos sistemas DHC tiene como consecuencia el desplazamiento de las tecnologías de calefacción y refrigeración existentes. El despliegue de las infraestructuras necesarias para los sistemas DHC por dominio público, o en suelos patrimoniales bajo titularidad de los ayuntamientos, constituye en sí misma una barrera que impide el desarrollo de estos sistemas [30].

La aprobación en Europa de la Directiva de eficiencia energética (EDD-2012/27/EU) [1], establece un marco común sobre medidas para promover la eficiencia energética en la Unión Europea. Según EED-2012/27, la implementación de sistemas de cogeneración de DHC es una vía prometedora para reducir el consumo de energía primaria. Sin embargo, las tecnologías DHC están en gran parte sin explotar.

Una de las medidas establecidas en la Directiva se refiere a la promoción de la calefacción y la refrigeración eficiente. El artículo 14 establece la obligación de notificar a la Comisión una evaluación del potencial para la aplicación de sistemas de calefacción y refrigeración de distrito, a partir de cogeneración de alta eficiencia, de todos los países miembros[1].

De conformidad con las disposiciones del anexo VIII de la citada directiva, se realizará un análisis coste beneficio que cubra todo el territorio nacional y deberá ser comunicado a la comisión. En aquellos lugares donde los beneficios superen a los costes, los Estados Miembros deben introducir medidas adecuadas para desarrollar infraestructuras de calefacción y refrigeración urbanas eficientes. En España, la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio

de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), es el responsable de la transposición de la Directiva y de la evaluación técnica y económica del potencial siguiendo criterios técnicos y económicos [34].

Si bien la EDD-2012/27/EU promueve el uso y establece como requisito la evaluación del potencial de implantación de los sistemas DHC en los estados miembros, no especifica el modo en que debe hacerse. La evaluación del potencial de implantación masiva de redes de DHC plantea numerosos retos científicos y técnicos que permitan medir y esclarecer aquellos factores claves en la viabilidad y sostenibilidad de los sistemas DHC antes de decidir tomar las medidas para su desarrollo por parte de la administración, y a continuación acometer las inversiones necesarias por parte de los promotores.

La imposibilidad de interconexión entre las redes de DHC, como si ocurre con otros sistemas energéticos como el eléctrico o gasístico, requieren un enfoque específico que evalúe de forma global y sistema a sistema, cuantificando y valorando el recurso energético disponible, la demanda a satisfacer y las inversiones necesarias. Este reto se presenta como una oportunidad y una necesidad de la sociedad que justifica este trabajo de investigación.

Los sistemas DHC tendrán características de diseño y rendimientos muy diferentes según su ubicación y disponibilidad de los recursos energéticos locales. Habrá diferentes requisitos a cumplir desde el punto de vista social, legal y económico dependiendo de la ubicación que afectarán a su viabilidad y sostenibilidad. En este sentido, la presente investigación hace una primera clasificación general para los sistemas DHC en términos del área de implantación: urbana, rural e industrial. Cada uno de estos tipos usualmente tiene características comunes y requisitos específicos para el desarrollo de sistemas viables y sostenibles de DHC. Generalmente tienen diferentes rangos de densidad de población, densidad de demanda de calor, disponibilidad de espacio para la ubicación de los generadores, restricciones para el desarrollo de infraestructura de red de distribución, suministro natural de gas, desarrollo de regulaciones locales, restricciones de calidad del aire, etc.

Aunque pueda parecer lo contrario, una evaluación preliminar del potencial de implantación masiva de redes de DHC en España tiene como resultado el descartar la implantación de redes de refrigeración. La implantación masiva tiene como condición necesaria que la mayor parte de las instalaciones finales de los usuarios sean compatibles con los sistemas de refrigeración DHC que se pretendan instalar. En España la mayor parte de las instalaciones de refrigeración de las viviendas no son compatibles, al tratarse de sistemas aire-aire que impiden el intercambio energético con la red DHC en modo refrigeración.

También se han descartado, a la hora de realizar la evaluación de implantación masiva de redes de DHC, las zonas industriales. La tipología y tendencia en el desarrollo urbanístico de las ciudades españolas, concentran la actividad industrial en polígonos industriales, o en espacios de uso industrial excepcional, que se localizan alejados de los núcleos residenciales. Esta distancia hace inviables los sistemas DHC con recuperación de energía residual. La hipótesis anterior se encuentra además afianzada con la inexistencia de normativa sectorial específica

para los sistemas DHC, que impiden la ocupación de terrenos privados para el trazado de la red, como sí está permitido en el sector del gas, electricidad o telecomunicaciones.

Por lo tanto, son necesarias metodologías específicas para una evaluación adecuada del potencial de implantación. La primera parte de esta investigación establece una nueva metodología para evaluar el potencial de implementar a gran escala sistemas combinados de calefacción de distrito de calor y electricidad (CHP-DH), en áreas urbanas donde exista previamente una infraestructura de gas natural. Esta metodología es de aplicación para la evaluación de cualquier área de estudio, dentro o fuera de la Unión Europea. La aplicación a la región continental de España da como resultado un conjunto de sistemas de generación térmica y eléctrica CHP-DH que puede implantarse con un alto impacto de descarbonización, sin incrementar el precio de la energía para los usuarios. El desarrollo de la metodología incluye el estudio de los sistemas CHP-DH, del entorno energético: mercado eléctrico y térmico, la formulación de unos modelos que se aplican en distintos escenarios y el análisis y discusión de los resultados.

Entre las energías renovables, la biomasa, la energía solar y la energía geotérmica son particularmente adecuadas para la integración en los sistemas DH [35]. En la segunda parte de la investigación se ha desarrollado una metodología para evaluar la implementación masiva de redes DH en áreas rurales. La investigación se ha centrado en áreas rurales donde no existe infraestructura de red de gas natural, complementariamente a la primera parte de la investigación. El combustible propuesto para los sistemas DH será la biomasa (BioDH), que implica el uso de un recurso totalmente integrado en su entorno, con capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y potencial para mejorar la economía de la región [36].

El precio de la biomasa depende en gran medida de la disponibilidad del potencial del recursos en áreas cercanas a la instalación [37], [38], y su uso como recurso energético dentro de un marco de planificación ambiental contribuye a reducir los riesgos de incendios forestales en las áreas urbano-forestales [39]. Es situación habitual que los municipios rurales no dispongan de todos los recursos de biomasa forestal requeridos por los sistemas BioDH en su propio territorio [40]. Por lo tanto, se requiere el suministro de los municipios vecinos para completar la biomasa requerida para el desarrollo de BioDH. Esta situación implica desafíos en la gestión y coordinación del recurso de biomasa forestal, desafíos en la aplicación del marco normativo legal y de sostenibilidad ambiental, económica y social.

Otra opción, en cuanto al uso del recurso de biomasa en los sistemas BioDH en áreas rurales, es la combinación de residuos de biomasa agrícola existentes como complemento de los recursos de biomasa forestal. Los residuos agrícolas han sido obviados en estudios previos, pero presentan un potencial interesante como combustible [41], [42]. La combinación de ambas fuentes de biomasa puede mejorar la rentabilidad económica de los sistemas BioDH, utilizando en mayor medida los recursos de biomasa locales disponibles en el área donde se instala la red. Este trabajo también desarrolla una metodología para la evaluación del potencial de una implementación masiva de sistemas BioDH en una región combinando biomasa forestal y agrícola.

La metodología desarrollada para evaluar la implantación masiva de redes de DH, que utilizan biomasa como combustible en entornos rurales, ha permitido profundizar en el análisis de varios factores que influyen significativamente en la sostenibilidad de estos sistemas. Se ha modelado la demanda de energía en zonas rurales estudiando factores de corrección como el uso de la vivienda, la pobreza energética, la antigüedad del parque edificatorio y el cambio climático. Se ha desarrollado un método aproximado de cálculo para la longitud de las redes en función de las características urbanísticas de las zonas rurales y, por último, se ha desarrollado un nuevo índice para la evaluación de las redes de DH con biomasa, mucho más fiable que la densidad lineal de calor. Antes de la evaluación de la implantación masiva de los BioDH, los modelos han sido validados en cuatro redes de las que se han tenido acceso a los datos de diseño, costes de inversión y explotación, y se han realizado encuestas a los usuarios para conocer su perfil de demanda y datos socioeconómicos.

Las necesidades que han quedado de manifiesto a las que podría responder este trabajo de investigación son las siguientes:

1. Ante la inexistencia de metodologías específicas ni en fase de investigación, es necesario el desarrollo de nuevas metodologías de análisis del potencial de implantación de redes de calor tanto de CHP-DH, como de BioDH sobre un área determinada.
2. El desarrollo de las metodologías deberá permitir analizar áreas distintas, con características propias de localización, climáticas, socioeconómicas, legales y comparar su impacto económico, social y medioambiental.
3. Las metodologías deberán permitir la toma de decisiones a la hora de diseñar, planificar e implementar políticas energéticas sobre el consumo de energía en la climatización y calefacción de nuevas zonas urbanas y existentes.
4. Las metodologías deberán ajustarse a los requerimientos de la Directiva EDD-2012/27/EU, si bien podrán ser aplicadas en cualquier zona, incluso fuera de la Unión Europea.
5. Las metodologías deberán adecuarse a los recursos energéticos locales y las políticas energéticas diseñadas para el área de aplicación.
6. Las metodologías deberán integrar el análisis uno a uno de todos los sistemas DH que formen parte del área. Se basará en aquellas variables significativas que determinen su viabilidad económica, legal, social y ambiental. Deberá permitir el análisis en función de estas variables y sensibilidades.
7. Para la evaluación correcta del potencial de implantación es necesario una predicción precisa de la demanda de energía en los sistemas DH, ya que los ingresos dependen directamente de ésta. En las zonas rurales existen factores que pueden afectar a la demanda como la despoblación, la pobreza energética, la antigüedad del parque edificatorio conectado al sistema DH y la variación de la misma a largo de los próximos años por otros factores como el cambio climático.
8. Las metodologías se desarrollarán para sistemas de mercado, autosostenibles económicamente sin necesidad de subsidios o ayudas de la administración, y que no supongan un incremento del coste de la energía para los usuarios. La metodología

propondrá ahorros sobre el coste establecido para el precio de la energía de los usuarios y su influencia en la viabilidad de los sistemas.

9. La aplicación de las metodologías y el análisis de las formas en que se desarrollan y explotan los DH y de la normativa de aplicación, deberá fomentar el desarrollo de modelos que eliminen las barreras para el desarrollo de estos sistemas.

2. Objetivos

Los objetivos propuestos en este trabajo de investigación, pretenden satisfacer el conjunto de necesidades especificadas tras el análisis del estado del arte y las actuales líneas de investigación a nivel Europeo. No existen metodologías de aplicación a grandes áreas para estos sistemas que permitan conocer su potencial de aplicación en función de los recursos locales energéticos y con las características propias de localización, demanda corregida por los factores locales y coste actual de energía para los usuarios.

Objetivo General

- i. Desarrollar metodologías específicas para la evaluación del potencial de implantación de redes de calefacción basadas en la sostenibilidad económica, ambiental y social de los sistemas. Las metodologías deberán recoger la implantación de redes de calor tanto de CHP-DH, como de BioDH sobre un área determinada. Deberán permitir analizar áreas distintas, con características propias de localización, climáticas, socioeconómicas, legales y comparar su impacto económico, social y medioambiental. Se formularán como una herramienta para la toma de decisiones a la hora de diseñar, planificar e implementar políticas energéticas sobre el consumo de energía en la climatización y calefacción de nuevas zonas urbanas y existentes. Deberán integrar el análisis uno a uno de todos los sistemas DH que formen parte del área y se basarán en aquellas variables significativas que determinen su viabilidad económica, legal, social y ambiental. Deberán permitir el análisis en función de estas variables y sensibilidades. Las metodologías se desarrollarán para sistemas de mercado, autosostenibles económicamente sin necesidad de subsidios o ayudas de la administración, y que no supongan un incremento del coste de la energía para los usuarios. Las metodologías propondrán ahorros sobre el coste establecido para el precio de la energía de los usuarios y su influencia en la viabilidad de los sistemas.

Objetivos específicos

- ii. Evaluar el potencial de implantación de redes de calor y refrigeración en España en las distintas áreas urbana, rural e industrial. A partir de las metodologías desarrolladas se evaluará el potencial de implantación de redes de CHP-DH y BioDH en la zona continental de España. Los resultados se presentarán cuantitativamente en términos de ahorro de emisiones y la inversión necesaria para ello, así como las rentabilidades de dichas inversiones, y cualitativamente en cuanto a las mejoras sociales, creación de empleo, mejora en la gestión de los montes y de gestión de los recursos energéticos locales.
- iii. Desarrollar y aplicar el análisis coste-beneficio propuesto en la Directiva UE 27/2012 para la evaluación de redes de calefacción en España. Este análisis que forma parte de la aplicación de la metodología a nivel de sistema deberá basarse en

una formulación de las variables de influencia definidas y su impacto en la inversión necesaria (CAPEX), los costes de operación (OPEX) y el análisis de viabilidad que se realizará evaluando la tasa interna de retorno para cada uno de los sistemas.

- iv. Evaluar el potencial de implantación de redes de CHP-DH en zonas urbanas bajo las restricciones del sector eléctrico en España. La aplicación de la metodología requerirá un análisis del sector eléctrico: la potencia instalada en el sistema, el ratio de cobertura de la red, la gestionabilidad del parque de generación de potencia, la demanda horaria, la formación del precio y el tipo y capacidad de las redes de distribución donde evacuarían la energía generada los CHP-DH son variables necesarias para diseñar el módulo de la red CHP-DH y para diseñar los escenarios de sustitución de tecnologías.
- v. Caracterizar y analizar la demanda de energía térmica en zonas rurales en función de sus variables significativas. Para aplicar la metodología y realizar una evaluación correcta del potencial de implantación de sistemas BioDH, es necesario una predicción precisa de la demanda de energía, ya que los ingresos dependen directamente de ésta. En las zonas rurales existen factores que pueden afectar a la demanda como la despoblación, la pobreza energética, la antigüedad del parque edificatorio conectado al sistema DH y la variación de la misma a largo de los próximos años por otros factores como el cambio climático. Se usarán datos procedentes de fuentes estadísticas y bases de datos espaciales que permitan modelar esos factores de corrección.
- vi. Evaluar el potencial de redes de calefacción con biomasa en zonas rurales y las capacidades de recurso forestal y agrícola disponible para abastecer a dichas redes. Se aplicará la metodología de evaluación del potencial de implantación de sistemas BioDH en la zona continental de España. Se evaluarán sistema a sistema los recursos disponibles de biomasa forestal y agrícola para satisfacer la demanda corregida. Se modelarán aquellas variables necesarias para la aplicación del análisis coste beneficio sistema a sistema, como el coste del combustible local o externo, la demanda que depende de factores socioeconómicos como la pobreza energética, el uso y antigüedad del parque edificatorio y de otras variables que tienen que ver con la inversión como la longitud de la red.
- vii. Evaluar el entorno legal, social y económico donde se implantarán las redes de calefacción identificando las barreras para su desarrollo y desarrollar un modelo sostenible de redes de calefacción con biomasa. Las redes de calefacción con biomasa se implantan en un entorno regulatorio desafiante sin desarrollar, como sí lo está para otros servicios de energía en los que existen leyes sectoriales. Se analizará el marco normativo legal y las barreras para su desarrollo y definiendo a

continuación un modelo con un nuevo enfoque holístico para identificar y optimizar la interacción entre los múltiples agentes que participan en estas redes BioDH.

- viii. Analizar la fiabilidad de la densidad lineal de calor como índice para la evaluación de la rentabilidad de las redes de calefacción con biomasa y proponer nuevas alternativas al mismo. Las variables significativas, que diferencian unas redes de otras en términos de rentabilidad, bajo la hipótesis de utilización de combustibles fósiles con el mismo precio, son la demanda de calor y la inversión en la red de distribución. En el caso de la densidad lineal de calor ambas variables están incorporadas. Sin embargo, en el caso de sistemas que utilizan biomasa, no tener en cuenta el precio unitario del combustible a emplear, y dado que en el caso particular de la biomasa el precio varía notoriamente de una localización a otra, se deberán incluir los costes de operación en el índice de comparación. A la hora de evaluar el potencial de implantación de sistemas BioDH, contar con un índice como es el caso de la densidad lineal de calor para redes CHP-DH, que nos permita conocer a priori su rentabilidad económica sería de gran utilidad.

3. Resumen global de los resultados

3.1. Objetivo i. Definir metodologías específicas para la evaluación del potencial de implantación de redes de calefacción basadas en la sostenibilidad económica, ambiental y social de los sistemas

Se han desarrollado dos nuevas metodologías para la evaluación del potencial de redes de calefacción. La primera evalúa el potencial de implantación masiva de sistemas de CHP en las zonas urbanas del área de la región de estudio, mientras que la segunda se centra en las zonas rurales con sistemas de DH que utilizan biomasa como combustible. La diferenciación metodológica está justificada al tratarse áreas que poseen características diferentes, las variables de influencia son distintas y finalmente la viabilidad de los sistemas están condicionados por factores diferentes.

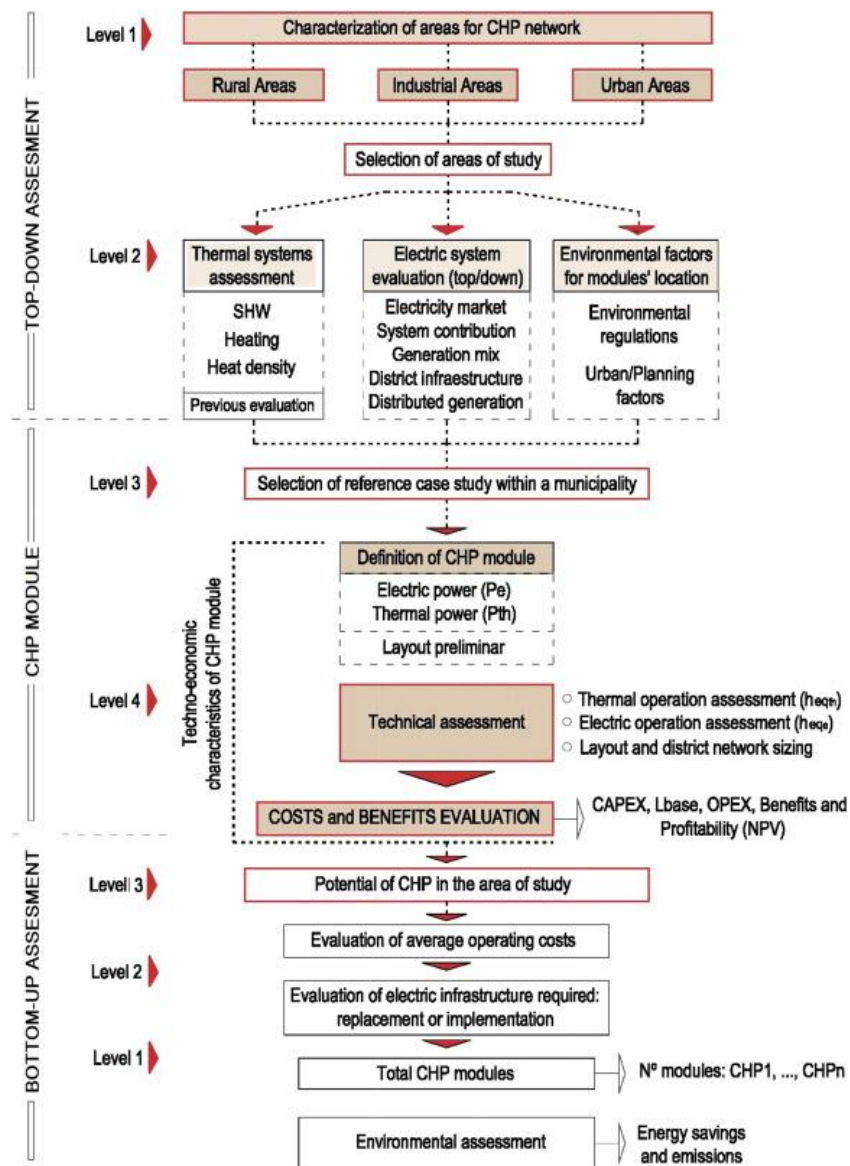


Figura 4. Stages of the top-down/bottom up methodology [43].

Para el caso de una localización urbana, se propone el uso de sistemas DH-CHP (District Heating-Combined Heat and Power), ya que son zonas con grandes densidades de población donde suele existir una red de suministro de gas natural que puede ser interesante utilizarlo como combustible para la red por su bajo coste y nivel de emisiones. Las ventajas que poseen estas instalaciones de generación de calor y electricidad son: minimización de las pérdidas por distribución, mejora la eficiencia energética, reducción del impacto ambiental, flexibilidad de fuentes energéticas, seguridad de distribución y son sistemas rentables. Cabe destacar que el desarrollo de nuevos sistemas de DH-CHP implica el desplazamiento de las tecnologías e instalaciones existentes de calefacción y electricidad.

Sin embargo, en las zonas rurales, que poseen densidades de población más bajas, no suele existir un sistema de suministro de gas natural y lo habitual es emplear gasoil como combustible, lo que tiene como consecuencia un nivel mayor de contaminación por emisiones. Además, estas zonas suelen estar situadas a grandes altitudes, cerca de zonas montañosas; que tiene como consecuencia una demanda térmica más exigente. En estas zonas se combina esta demanda elevada con unos costes energéticos mayores debido al precio del combustible utilizado, y unos ingresos medios por habitantes menores. El resultado es un alto nivel de pobreza energética.

Por estos motivos, para estos casos de zonas rurales se proponen sistemas BioDH, que son redes de calefacción urbana que utilizan biomasa como combustible principal. El recurso de biomasa suele encontrarse cercano a las zonas rurales, por tanto, los costes de transporte son aceptables y al tratarse de zonas poco pobladas la demanda total de estas zonas a abastecer es menor. Las ventajas de utilizar biomasa como combustible parten de su consideración como fuente renovable de energía y la consiguiente reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Antes de desarrollar las dos metodologías se deberán tener en cuenta las hipótesis comunes para su desarrollo y aplicación:

- Los sistemas de DH no deben incrementar los costes de calefacción de los usuarios finales.
- La masiva implementación de los sistemas CHP-DH no deben incrementar los costes de electricidad de los usuarios finales.
- Cualquiera de los proyectos de DH no deben requerir de ayudas o subvenciones distintas a cualquier otra instalación o infraestructura energética. Deben ser viables y sostenibles por ellos mismos.
- Cualquier proyecto de DH es interesante únicamente si genera una clara mejora medioambiental al compararlo con las tecnologías existentes que sustituye.

La asunción de estas hipótesis implica que los costes de la energía térmica y eléctrica deberán ser evaluadas en las condiciones actuales de mercado para la zona de estudio. Al mismo tiempo también tiene como consecuencia que la sustitución de las tecnologías existentes por los nuevos sistemas de DH solo procederá si produce una clara mejora medioambiental y económica respecto a los sistemas existentes.

Las metodologías propuestas cubren completamente los requerimientos de la Directiva de Eficiencia Energética 2012/27/EU. Los pasos que contiene la metodología son los siguientes.

Metodología para la evaluación del potencial de implantación de redes de calefacción con CHP [43]

Se ha desarrollado una metodología para la evaluación del potencial de implantación de redes de calefacción con CHP siguiendo los siguientes pasos:

- Paso 1: Caracterización de la región. Selección de las áreas preliminares con potencial para implantar sistemas de DH.

Se realizará un análisis preliminar a nivel regional para poder identificar los sistemas que potencialmente serán sustituidos al llevar a cabo la implantación de estos sistemas. Los recursos y las tecnologías existentes en diferentes regiones pueden variar de forma notable.

- Paso 2: Caracterización de las localizaciones seleccionadas.

2.1 Evaluación preliminar de la demanda energética.

Se valorarán los requerimientos por parte de los usuarios para la producción de agua caliente sanitaria y de calefacción. Para el caso del ACS, se puede obtener la demanda en función de la normativa aplicable. Los requerimientos de calefacción dependen de la temperatura exterior de la zona, de las características de los edificios a abastecer y de la influencia de las ganancias internas y externas. En función de estos datos, se puede calcular la potencia y demanda de calefacción requerida.

La cuantificación necesaria habría que realizarla para cada vivienda o edificación conectada al sistema de DH, escenario inasumible para una evaluación de este tipo. Alternativamente se pueden obtener los grados horas de una localización en función de las temperaturas exteriores e interiores de la zona, por tanto, los grados horas solo dependerán de la climatología. Existen mapas que permiten ver de forma fácil los grados horas que poseen de medias las diferentes regiones de Europa. Será necesario para evaluar la viabilidad potencial esperada de las redes DH.

También se proponen otras opciones desde la metodología para llevar a cabo una evaluación previa, que consiste en un análisis a nivel global mediante encuestas locales específicas. Además, los datos preliminares también pueden extraerse de las herramientas SIG como las desarrolladas dentro del proyecto STRATEGO [44]. El proyecto SECH (Development of detailed Statistics on Energy Consumption in Households) [45] ha desarrollado estadísticas relacionadas con la energía en el sector residencial aplicando metodologías bottom-up, mediciones y modelos.

A continuación, se procede a calcular la densidad lineal de calor, ya que es el indicador habitual en redes de DH. Es un índice que suele mostrar una idea aproximada de la

viabilidad y rentabilidad económica del sistema, aunque como ya se ha comentado, no siempre se podrán llevar a cabo conclusiones económicas con este parámetro.

Con este índice, sí que se pueden calcular de forma aproximada, valores de las pérdidas anuales por distribución que se producen en la red a través de una expresión que relaciona estos dos parámetros de forma directa. Este valor de pérdidas por distribución nos lleva a una primera comprobación de la viabilidad de estos sistemas. Estas pérdidas realmente dependen de la localización, de las temperaturas de trabajo del sistema, del tamaño de la red, aislamientos utilizados y mantenimiento. Para que el sistema DH sea eficiente, las pérdidas por distribución anuales deben ser inferiores al 10%.

2.2 Evaluación del sistema eléctrico.

Se evaluará el sistema eléctrico, donde se interconectarán los sistemas CHP-DH, a los siguientes niveles, teniendo en cuenta la especificidad necesaria para otras áreas de estudio:

- Mercado de electricidad. Precio de la electricidad y variación horaria. Composición de la mix de generación de energía y energía disponible. Efecto de cada tecnología de generación de energía en el precio horario de la electricidad.
- Capacidad del sistema eléctrico y tendencias futuras. Análisis de la relación potencia / demanda máxima. La vida útil del sistema de generación de energía y la evolución futura de la capacidad y demanda de energía.
- Análisis del mix de generación de energía. Capacidad para agregar nuevas plantas de energía y / o sustitución / desplazamiento de las existentes.
- Análisis de la infraestructura de la red eléctrica. Características actuales de la infraestructura de la red eléctrica: potencia instalada, requisitos de calidad de la señal, etc. Definición de los módulos de CHP en función de la infraestructura eléctrica existente.

2.3 Evaluación de los factores ambientales para la ubicación de las centrales CHP.

Para el caso de la implantación de módulos CHP/DH, es necesario realizar de estudio del marco normativo legal ambiental local y regional y análisis de la normativa urbanística, regulación local y características de los espacios disponibles.

- Paso 3: Evaluación de los factores de viabilidad.

3.1 Selección de un municipio representativo.

Se selecciona un municipio representativo con características medias de la región de estudio. El módulo estándar de CHP se define en función de las características

edificatorias, la temperatura mínima anual, los grados-días y la evolución de la temperatura de este municipio.

3.2 Definición del módulo estándar CHP-DH.

El módulo se definirá por el marco regulatorio local y regional, las disponibilidades de espacio, las características de infraestructura, los perfiles de demanda que se analizaron en el paso 2. En este paso, los equipos y modos de operación del módulo estándar de CHP se definen bajo los criterios de máxima aplicabilidad para su uso en implantaciones masivas en diferentes áreas de la región. El módulo de CHP estándar estará definido por:

- Potencia eléctrica (P_e). Optimizada a partir de la capacidad de la red eléctrica, la distribución horaria de la demanda de calefacción y el espacio disponible en las ubicaciones factibles previamente identificadas.
- Potencia térmica (P_{th}). En función de las características de la demanda térmica evaluada en el paso 2, se pueden seleccionar diferentes combinaciones de tecnologías de generación (motores alternativos, turbinas de gas, calderas, etc.) en función de la relación de los perfiles de energía térmica /eléctrica.
- Selección de tecnologías de generación eléctrica y térmica y distribución en planta preliminar. Basándose en los valores de P_e y P_{th} , se diseña el módulo estándar y los componentes se definen teniendo en cuenta el marco legal ambiental y normativas urbanísticas (punto 2.3 de la metodología). Se pueden seleccionar diferentes tecnologías en función de la relación potencia eléctrica/térmica, el tamaño del CHP [46], [47] y los modos de operación.



Figura 5. Definición de módulos a nivel de distrito dentro del municipio [43].

- Paso 4: Análisis a nivel municipal.
Una vez definido el módulo estándar y su capacidad máxima de calefacción, el municipio se estructura en módulos CHP-DH, Figura 5. Los CHP-DH se dispondrán a lo largo del municipio ocupando más o menos superficie en función de la densidad edificatoria, el espacio disponible para la central térmica y el despliegue de la red.
- Paso 5. Análisis técnico del módulo estándar de CHP.
Una vez definidos, los CHP-DH representativos para el municipio seleccionado son evaluados para el sistema:
 - Demanda térmica (ACS/calefacción) para el módulo en la ubicación. Evaluación de la densidad de calor lineal.
 - Perfiles de carga de calefacción y evaluación de las horas equivalentes de funcionamiento h_{eqTh} .
 - Perfil de carga de electricidad. Horas eléctricas de funcionamiento equivalentes h_{eqE} .
 - Dimensionamiento de red térmica. Diseño preliminar de la evaluación de la densidad de energía y el tamaño del módulo estándar de CHP.
- Paso 6. Análisis coste-beneficio del módulo estándar CHP. Para el módulo estándar completamente definido y los distritos seleccionados, se realizará el análisis coste-beneficio tal y como se explica en el apartado 3.3 de este trabajo.
- Paso 7. Proceso ascendente de integración de resultados. Extensión de la aplicación del módulo estándar CHP-DH a la región en estudio.

7.1 Definición de cargas medias de calefacción y ACS del módulo CHP en el área de análisis.

Las características estándar del módulo (componentes, regulación y modos de operación) se han definido en función de las condiciones existentes en una ubicación representativa del área. Su extensión al resto de ubicaciones posibles en el área de estudio se establece a partir de los grados días específicos de cada localización, densidad de calor lineal, tamaño del módulo, etc.

7.2 Análisis de la infraestructura eléctrica para agregar / reemplazar en el área de estudio.

Estudio del efecto de la adición de nuevos módulos de CHP y el efecto en el equilibrio de la red eléctrica y en el crecimiento del sistema. Consideración sobre la generación de energía y el desplazamiento de tecnologías de calefacción.

7.3 Definición de escenarios: Evaluación de potencial CHP-DH bajo diferentes escenarios de implantación y política energética.

La implantación masiva de CHP-DH supone modificaciones sustanciales del mix de generación del sistema eléctrico. Se deberán analizar diferentes escenarios de sustitución de tecnologías existentes de generación eléctrica por los sistemas CHP-DH.

Estos escenarios plantean unas exigencias de cambio sobre la situación macro del sistema energético y necesitan de unas políticas energéticas que permitan y fomenten su desarrollo dentro de un sector regulado.

7.4 Evaluación del impacto.

Evaluación ambiental y económica de la integración de CHP en los diferentes escenarios en comparación con la línea base de referencia. Los ahorros de emisiones de dióxido de carbono se calculan a partir de la comparación de la configuración del escenario con la referencia básica y el desplazamiento de las tecnologías.

Metodología para la evaluación del potencial de implantación de redes de calefacción con biomasa [48]

La metodología propuesta se basa en un enfoque top-down/bottom-up para evaluar la rentabilidad y los impactos socioeconómicos y ambientales de los sistemas BioDH. La Figura 6 muestra las etapas que comprende la metodología propuesta. Se desarrolla bajo las mismas hipótesis que los CHP-DH: i) el coste de energía para el usuario final debe ser menor con el sistema BioDH; ii) No se consideran subsidios para los proyectos de BioDH, que deben ser viables y autosustentables; y específicamente iii) los sistemas BioDH utilizarán los recursos locales de biomasa en la medida de lo posible, considerando la explotación y gestión forestal sostenible; y, iv) BioDH deberá mejorar el impacto ambiental de las tecnologías de calefacción actuales en el municipio. A diferencia de la anterior metodología que se centra en sistemas de cogeneración en ubicaciones con redes de gas natural, con un patrón de demanda mucho más predecible, la metodología propuesta en el presente trabajo incluye pasos específicos en la evaluación de la biomasa, como el análisis de la cantidad y disponibilidad local del recurso de biomasa y los pasos necesarios para ajustar la estimación de demanda de calor a las características específicas de cada área rural.

- Paso 1. Caracterización de la región de estudio. El primer paso es la definición del área de análisis a nivel global. Se pueden encontrar diferentes características en función del área, en relación con la demanda de energía de calefacción y la disponibilidad de combustible. En este caso serán las zonas rurales donde no existe red de gas natural.
- Paso 2. Evaluación de los sistemas térmicos a sustituir. Evaluación preliminar. Para el área seleccionada, la demanda de energía se evalúa como la suma del Agua Caliente Sanitaria (ACS) y la demanda de calefacción. La demanda de ACS puede estimarse basándose en las tasas de consumo según la normativa local, mientras que la demanda de calefacción puede calcularse evaluando las pérdidas de energía al ambiente a través de las envolventes del edificio y los efectos de las ganancias externas (radiación solar) e internas (ocupación y equipamiento eléctrico nacional) [45].

La metodología propone realizar una evaluación previa, basada en una evaluación global a macro escala mediante encuestas locales específicas. Además, los datos preliminares también se pueden extraer de las herramientas del sistema de

información geográfica (GIS), como las desarrolladas dentro del proyecto STRATEGO [44]. El proyecto SECH (Desarrollo de estadísticas detalladas sobre el consumo de energía en los hogares) [45], ha desarrollado estadísticas para la energía en el sector residencial mediante la aplicación de metodologías, medidas y modelos bottom-up.

Una vez estimada la demanda agregada de energía de los edificios suministrados por el DH y el tamaño de la red, una aproximación a la densidad de calor lineal (LHD) puede calcularse suponiendo una cierta longitud de red promedio.

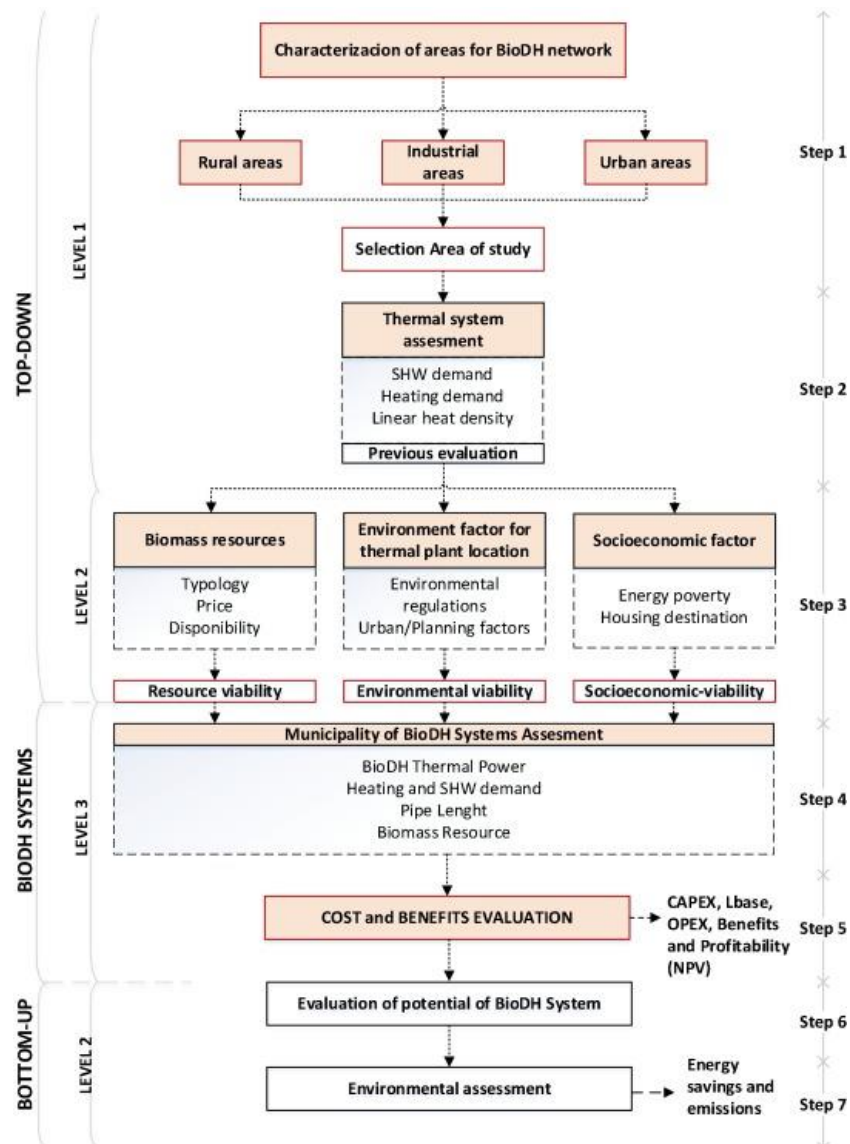


Figura 6. Top-Down/Bottom-up steps methodology for BioDH[48].

Las pérdidas de distribución de calor pueden estar en el rango de 5-25% dependiendo de la ubicación, la temperatura de operación de la red, el tamaño de la red, el aislamiento y el mantenimiento. Sin embargo, como se indicó en el punto anterior, para

un sistema DH eficiente, las pérdidas anuales de energía deben ser inferiores al 10% [14].

- Paso 3. Análisis de los factores de viabilidad de BioDH. Esta etapa implica la evaluación de los factores que influyen directamente en dicha viabilidad para los BioDH:

3.1 Recursos de biomasa.

Se analizará el coste y la disponibilidad del recurso. Esta evaluación puede basarse en los datos disponibles de herramientas SIG o bases de datos estadísticas.

3.2 Factores medio ambientales.

Se identificarán los espacios disponibles para el trazado de la red de tuberías y la ubicación de la planta de generación térmica. Se definirán las características para las ubicaciones y los requisitos de la planta de generación térmica, estaciones de transferencia de energía con los usuarios (ETS) y áreas adyacentes. Se definirán los contaminantes y requisitos de dispersión de partículas y distancias de seguridad según la normativa local.

3.3 Factores socioeconómicos.

Estos deberán incluir un análisis de pobreza energética, que es un indicador relevante para el desarrollo de políticas que mejoran el bienestar de los ciudadanos. La pobreza energética distorsiona los perfiles de demanda de los usuarios y las estimaciones de la demanda de calefacción. Por lo general, en lugares con un mayor porcentaje de pobreza energética, la demanda real será menor a la estimada por los métodos teóricos, penalizando la viabilidad de los sistemas BioDH.

Otro factor a analizar es la ocupación de viviendas dentro del área. Muchas áreas rurales se caracterizan por municipios parcialmente despoblados y frecuentemente tienen un porcentaje relevante de segundas residencias. En el área de estudio, se debe identificar la proporción de viviendas desocupadas, para fines de semana o vacaciones, para aquellas en uso permanente. Las bases de datos estadísticas catastrales proporcionan información fiable sobre este factor.

- Paso 4. Evaluación de los BioDH a nivel de municipio:

Después de la identificación de ubicaciones potenciales de BioDH, esta etapa define los detalles específicos de implantación para cada uno de los BioDH. La demanda de calefacción, alrededor del 90% de la demanda de energía de los BioDH, es el factor clave para la evaluación económica de los sistemas. La predicción de los ingresos anuales, y por tanto la fiabilidad esperada para la rentabilidad de los BioDH, depende directamente de la evaluación correcta de la demanda. En el apartado 3.5 de este trabajo se desarrolla la metodología seguida para la evaluación de la demanda en zonas rurales.



Figura 7. Network length characterisation [48].

La diferencia fundamental en cuanto a inversión que diferenciará a unos sistemas BioDH de otros es la longitud de la red. Una mayor longitud implica una mayor inversión, mayores costes operativos y una menor rentabilidad esperada. De la longitud obtenemos directamente las pérdidas de calor para un aislamiento dado y los costes de bombeo, y por tanto como afecta directamente a los costes operación. Los factores que influyen en la longitud de la red para un municipio determinado son el área urbana (S_{DH} , ver Figura 7) y la relación entre la superficie construida y la de carreteras y pavimentos, que determina la densidad edificatoria. Los dos últimos parámetros se pueden caracterizar por la profundidad de la manzana L_c y el ancho de las calles y aceras, L_r . Todo esto bajo un entorno construido y unas normas urbanísticas similares donde la altura de edificación más común es bajo más dos plantas para cada solar.

La homogeneidad urbana del área bajo estudio debe analizarse para obtener la relación entre la longitud de la red y la S_{DH} . De esta forma, la longitud de la red para todas las BioDH podría evaluarse por medio de la nueva expresión:

$$(1) L_p = 0,02 \cdot S_{DH} + 0,4 \cdot S_{DH}^{0,5}$$

La longitud de la red también fue evaluada en [49] mediante la expresión:

$$(2) L_{spec} = 1207.36 \rho_{building}^{-0.5894}$$

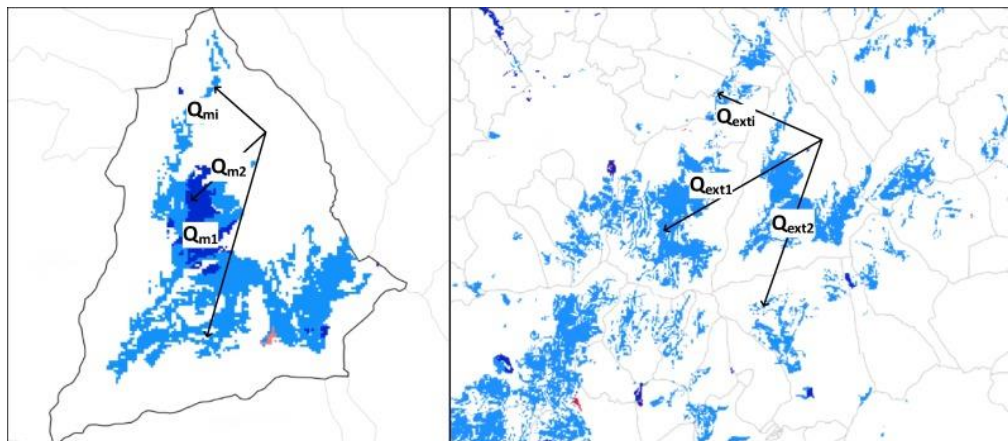


Figura 8. GIS analyses of biomass resources [48].

Para una estimación de la longitud de red específica más precisa, la relación entre ambos parámetros se puede ajustar a partir de la extrapolación de los datos existentes o redes ya diseñadas. De esta forma, sería posible evaluar la longitud de la red para todos los BioDH en el área de estudio.

La disponibilidad y el precio de la biomasa se pueden evaluar cuando están disponibles en bases de datos, como es el caso en diferentes países de Europa. Se utilizan herramientas GIS que proporcionan características de biomasa (LHV, humedad) y costes de extracción, Figura 8 . Si tal información no está disponible, debe compilarse de diferentes fuentes.

La cantidad de biomasa disponible se calcula como una función del tipo Q_{m_i} suma de la biomasa disponible anualmente en el municipio, y el coste de suministro P_{m_i} . Si la biomasa local no es capaz de cubrir la demanda, se proveerá del exceso de biomasa en las áreas vecinas, con cantidades Q_{ext_i} y el coste de suministro P_{ext_i} [€/ton]. El coste medio de biomasa por tonelada para cada BioDH viene dado por:

$$(3) \bar{P}_B = \frac{\sum P_{m_i} \cdot Q_{m_i} + \sum P_{ext_i} \cdot Q_{ext_i}}{\sum Q_{m_i} + \sum Q_{ext_i}}$$

- Paso 5. Análisis coste beneficio. Se realizará de acuerdo con el apartado 3.3 de este documento.
- Pasos 6 y 7. Evaluación del potencial de implantación de BioDH y análisis del impacto ambiental.

Una vez que se define un umbral de viabilidad para los sistemas BioDH, que en cada caso pueden ser diferentes, se evalúa el número de ellos que superan esa rentabilidad de esta forma se garantiza su viabilidad económica y técnica. El umbral de rentabilidad está influenciado por los requisitos de los promotores privados que exigen a las inversiones según los riesgos analizados.

Las emisiones de CO₂ evitadas con la biomasa forestal renovable se evalúan con el factor de conversión del combustible que se sustituye mediante la expresión [50]:

$$(4) \Delta_{CO_2} = CO_2^{Boil-dom} = \frac{D}{\bar{\eta}_{domestic\ boil}} \cdot GHG_{Diesel}$$

Donde $\bar{\eta}_{domestic\ boil}$ es el rendimiento medio estacional de los sistemas a reemplazar por los sistemas BioDH, y GHG_{Diesel} es el factor de emisiones del combustible diésel.

Metodología para la evaluación del potencial de implantación de redes de calefacción con biomasa agrícola [51]

Este nuevo enfoque de la metodología permite evaluar el potencial de los sistemas BioDH en una región, usando como combustible residuos forestales, complementado con los residuos agrícolas. Evalúa los factores que afectan la viabilidad de estos sistemas igualmente a través de una metodología top-down/bottom-up integrando la fuente de energía de biomasa forestal renovable y se complementa con residuos agrícolas Figura 9.

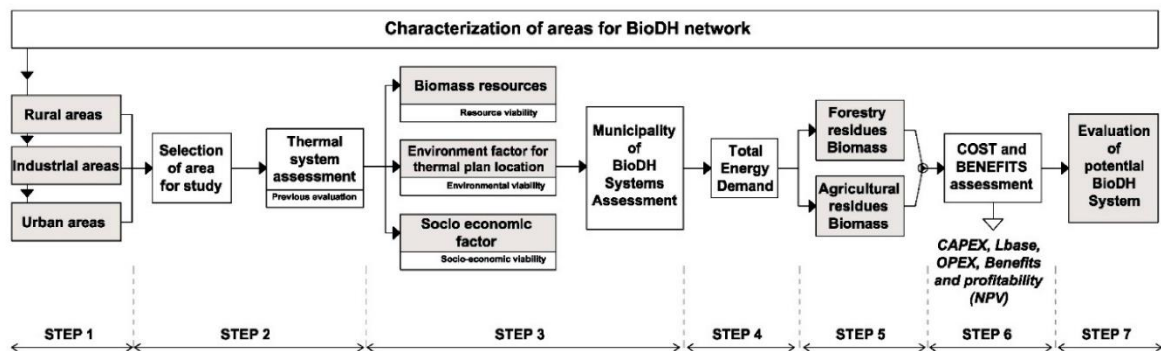


Figura 9. Methodology for evaluation of potential of BioDH System complemented with agriculture residues [51].

La diferencia fundamental con la anterior metodología se centra en evaluar el recurso agrícola (paso 5). Para ello se ha desarrollado un método capaz de cuantificar y evaluar económicamente la biomasa agrícola disponible en un área bajo estudio, Figura 10. Para hacer esto, se propone, cuando esté disponible, el uso de herramientas GIS para determinar los recursos disponibles y continuación usar diferentes expresiones experimentales para evaluar los costes de las diferentes biomásas agrícolas. Las herramientas SIG también pueden proporcionar datos económicos, pero generalmente son menos precisas que las proporcionadas por las expresiones experimentales ajustadas a los casos específicos.

Para cuantificar la cantidad de biomasa agrícola disponible, se ha utilizado la herramienta web Bionline [52], Figura 11. Otras herramientas y programas con información similar están disponibles para otras regiones de Europa y diferentes regiones del mundo. Cuando no existan estas herramientas, el mismo procedimiento podría aplicarse directamente desde las bases de datos agrícolas. Se obtendrán datos relacionados con la extracción, recolección, acondicionamiento y transporte de la biomasa.

Los costes relacionados con la paja de cereales, el residuo de maíz, los olivares, árboles frutales y viñedos se basa principalmente en el trabajo de Esteban et al. [53]. Para la aplicación de la herramienta Bionline GIS, las siguientes tipologías de biomasa agrícola se clasifican en:

- Residuos leñosos: generados por la poda de olivares, frutales y viñedos.
- Residuos herbáceos: principalmente pajas de cereales y maíz.

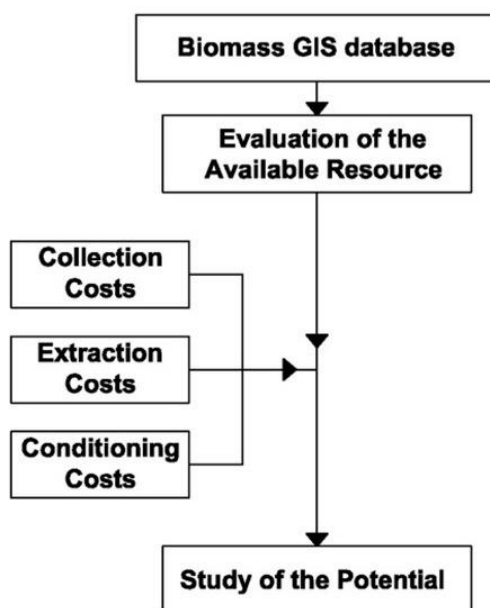


Figura 10. Agricultural Residues Biomass [51].

Los costes de extracción, recolección y preparación de la biomasa utilizados para cada tipo se presentan en las siguientes tablas [53]:

Tabla 1. Basic costs of harvesting and forwarding annual crops in Spain [51]

Crop	Baling in Rank (€/t) (x, Surface Density in t/ha)	Baling out of Rank (€/t)	Forwarding (Max 500 m) and Piling (€/t)
Winter cereals	$-4.2752x + 37.685$	$3.89 (x > 7.94 \text{ t/ha})$	3.00
-	$(2.64 > x < 7.94)$	$26.97 (x < 2.64 \text{ t/ha})$	-
Oil crops, Maize, Cotton	$-3.2064x + 38.264$	$2.92 (x > 8 \text{ t/ha})$	3.00
-	$(2.67 > x < 8)$	$20.22 (x < 2.67 \text{ t/ha})$	-

Tabla 2. Basic costs of harvesting and forwarding woody crops in Spain [51]

Woody Crop	Alignment Machine (€/t)	Crushing (€/t)	Forwarding (Max 15 km) (€/t)	Total (€/t)
Orchard	6.00	15.03	9.02	30.05
Olive	6.00	24.00	7.20	37.20
Vineyard	6.00	24.00	7.20	

Estos datos son aplicables a España. Para extrapolar los resultados a otras regiones europeas diferentes al sur de Europa, se deben usar factores de corrección basados en los indicadores económicos de la región. Para los países del centro y norte de Europa, los resultados obtenidos

en Suecia deben utilizarse como referencia. La extrapolación de los factores de corrección que se utilizarán en varios países se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3. Correction factors used for the extrapolation of the basic costs calculated for Spain and Sweden [51].

Spain as Base	Correction Factor	Sweden as Base	Correction Factor
Spain	1.000	Sweden	1.000
France	1.121	Austria	0.985
Italy	1.169	Denmark	1.124
Greece	0.851	Finland	0.979
Portugal	0.820	Germany	1.057
-	-	Norway	1.245
-	-	Poland	0.514

En el caso del uso de paja como combustible, el proceso de obtención de la biomasa tiene un impacto diferente en el coste. Los costes de transporte requeridos para realizar estas tareas se deben tener en cuenta. También es importante señalar que, en el caso de la paja existen diferentes geometrías finales de empaqueo de la biomasa que afecta al precio final en lo que respecta al transporte y manipulación.

Tabla 4. Calculation of differential costs of energy use with straw prepared in small square bale [54]

Costs Category (Operation)	Costs (€/t)	Costs Structure (%)
Baling	1.90	17.27
Materials	1.90	17.27
Loading	1.20	10.91
Transportation	3.00	27.27
Manipulation	1.20	10.91
Storage	1.80	16.36
Total costs	11.00	100.00

Tabla 5. Calculation of differential cost of energy use with straw collected in the form of cylinder-shaped bales is used [51].

Costs Category (Operation)	Costs (€/t)	Costs Structure (%)
Baling	2.30	26.44
Materials	0.50	5.75
Loading	3.10	35.63
Transportation	0.60	6.90
Manipulation	0.80	9.20
Storage	1.40	16.09
Total costs	8.70	100.00

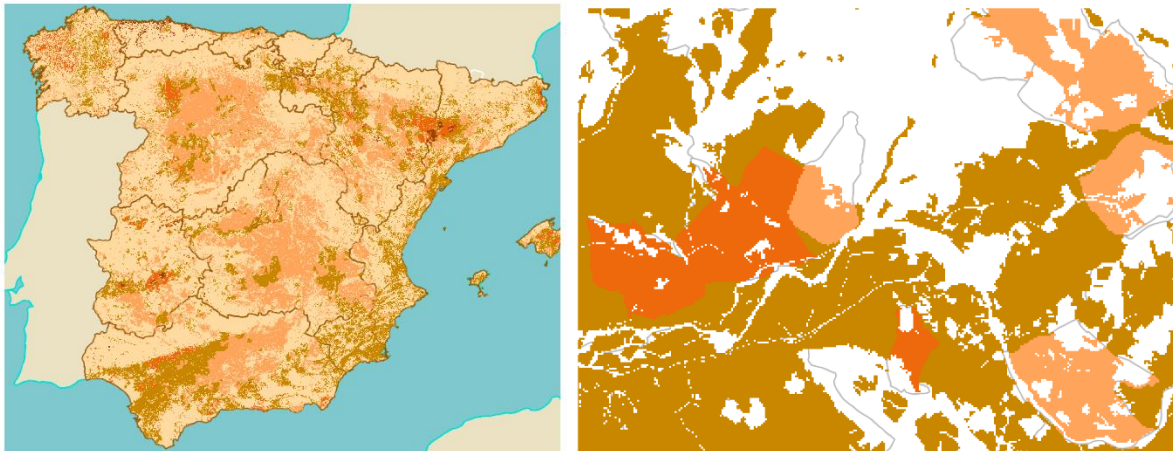


Figura 11. GIS evaluation of available resource of residues biomass (Bionline. IDAE [52]) [51].

3.2. Objetivo i. Evaluar el potencial de implantación de redes de calor y refrigeración en España en las distintas áreas urbana, rural e industrial

Para evaluar el potencial de implantación de redes de calor y refrigeración en España se ha desarrollado una metodología top-down/bottom-up, Figura 12 y Figura 13, bajo la hipótesis de reemplazo de los actuales sistemas de calefacción existente.

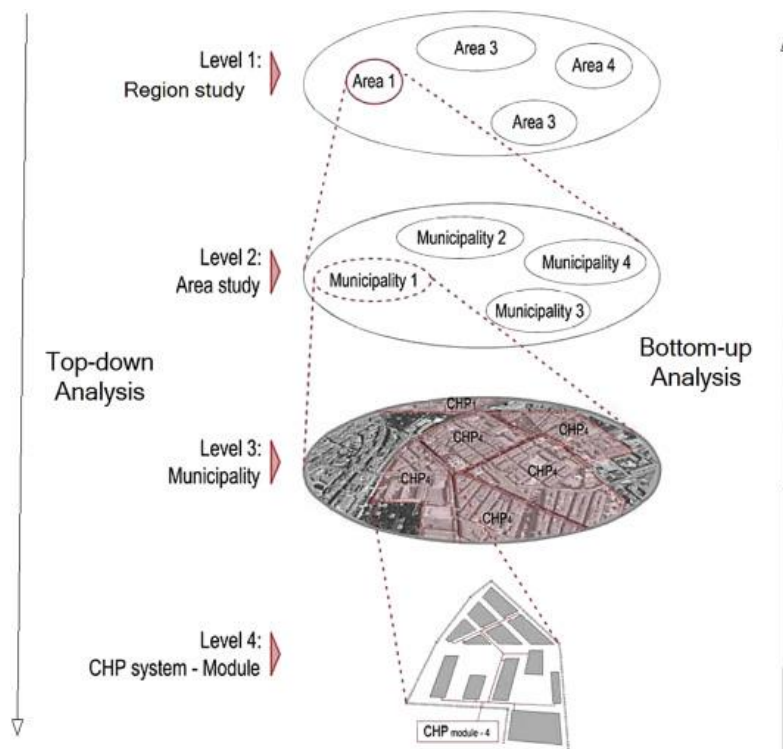


Figura 14. Top-Down / Bottom-up level study for CHP district heating [43] .

La metodología se concreta en una primera fase top-down donde se analiza el marco o escenario donde se pretenden implantar los sistemas DH. Se analizan los factores de influencia descendiendo del nivel regional, de área, municipal, hasta llegar a nivel de distrito, donde finalmente llega a la definición de los sistemas de DH, sus componentes y sus modos de operación.

La fase metodológica bottom-up agrega los resultados obtenidos para los sistemas de DH y consolida sus resultados y características principales. Esta metodología se puede aplicar para evaluar el potencial de implantación masiva de estos sistemas en cualquier región del mundo.

Para el caso de los sistemas CHP-DH se han definido una serie de escenarios de sustitución de generación del sistema eléctrico que permitan la incorporación de los sistemas CHP-DH mediante pequeños sistemas de generación distribuida. Los escenarios propuestos se basan en la reducción o eliminación completa de las centrales de carbón y nuclear actualmente en operación. La mayor parte de las centrales de carbón y nucleares están en operación desde hace más de 30 años, ya están amortizadas y, en la mayoría de los casos, se deben realizar mejoras importantes para extender significativamente la duración de su vida útil, además de requerirse la aprobación expresa de la extensión de sus licencias. Los resultados obtenidos permitirían un ahorro anual de entre 4,2 y 28,7 millones de toneladas de CO₂. La inversión necesaria para la implantación de estos sistemas oscilaría entre los 3.482 y 13.715 millones de euros [43].

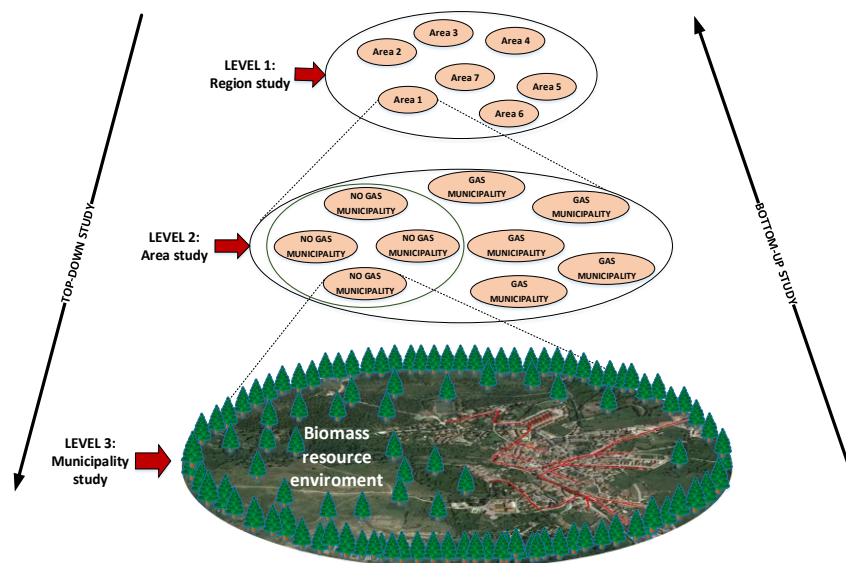


Figura 15. Top-Down / Bottom-up level study for Biomass District Heating [48].

Los sistemas basados en redes de calefacción con biomasa han sido evaluados aplicándose a 499 municipios de la zona continental de España. Como se puede observar, la aplicación de la metodología propuesta identifica 31 municipios con un valor de IRR superior al 10%, una viabilidad relativamente alta para este tipo de instalaciones. Entre los 499 municipios analizados, solo tres casos tienen una rentabilidad negativa. Las emisiones totales que podrían evitarse con la implementación total de los sistemas BioDH son de 5,4 millones de toneladas por año [48].

El aumento de la rentabilidad media si se incorpora biomasa agrícola en combinación con la forestal aumentaría del 4.32 a 4.36%. El incremento no es lo suficientemente significativo como para combinar el combustible forestal con el agrícola en comparación con la única explotación del recurso forestal en la región estudiada. Sin embargo, hay puntos de interés asociados a esta combinación. Entre ellos se puede destacar que sin un aumento de costes, si hay un incremento del recurso de biomasa local disponible. También habrá un impacto positivo adicional en la economía local con la creación de nuevos empleos y la posibilidad de incrementar los ingresos de las explotaciones agrícolas (no evaluada en este trabajo). Además, podría aliviar parcialmente las cuestiones de gestión de los recursos forestales antes mencionadas cuando participen muchos municipios diferentes [51].

3.3. Objetivo iii. Desarrollar y aplicar el análisis coste-beneficio propuesto en la Directiva UE 27/2012 para la evaluación de redes de calefacción en España [43]

Se ha propuesto un análisis coste beneficio, Figura 16, común para cada una los distintos sistemas de redes de calefacción evaluando los siguientes términos:

- **CAPEX** (Capital Expenditures): inversión necesaria para llevar a cabo la implantación e instalación de los sistemas. Se puede dividir en tres partes: inversión necesaria para las centrales, red de distribución y subestaciones de transferencia de energía a los usuarios. Se pueden obtener valores de inversión aproximados usando expresiones experimentales o datos existentes de instalaciones existentes con características parecidas.
- **Definición de la línea de referencia base:** se deben obtener referencias de precios y demandas térmicas y eléctricas para la evaluación de ahorro de energía, emisiones de CO₂ y ahorros económicos. De acuerdo con 2012/27/EU, se establece el criterio por el que los precios de venta de energía a los usuarios finales no pueden ser superiores a los existentes.
- **OPEX** (Operational Expenditures): se trata de los costes de operación que posee el sistema. Hay que tener en cuenta los costes de combustible, los costes de bombeo o de transporte de energía y los costes fijos de operación. Los dos primeros términos dependen directamente de la demanda de energía del sistema DH.

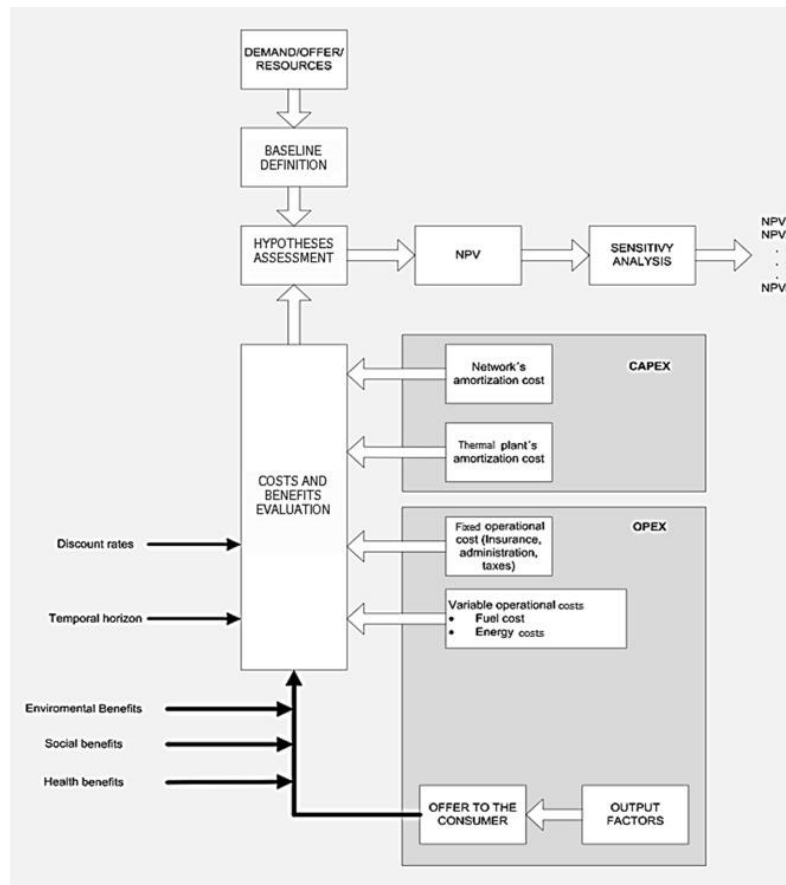


Figura 16. Cost/benefit analyses and techno-economic characteristics of the District Heating network [43].

- **Ingresos:** los ingresos de una red DH vienen determinados por la venta de energía térmica a los usuarios finales. Para el caso de los sistemas CHP-DH hay que tener en cuenta que también venden energía eléctrica al sistema eléctrico. Para obtener el valor de los ingresos se debe haber establecido primero el precio de venta de la energía, mediante la línea base.
- **Análisis de rentabilidad y retorno de la inversión:** para realizar este análisis es necesario establecer la vida útil de la instalación. Este valor depende de las tecnologías que se empleen en la central de generación y en las tecnologías y materiales de la red de distribución. Para el caso de los módulos CHP-DH se estiman una vida útil de 25 años y para el caso de los sistemas BioDH 30 años. Tras establecer el horizonte temporal se pueden obtener diversos índices de rentabilidad económica; en este trabajo se proponer la TIR para la evaluación y comparación entre proyectos.

3.4. Evaluar el potencial de implantación de redes de CHP en zonas urbanas bajo las restricciones del sector eléctrico en España [43]

El potencial de implantación de redes de CHP-DH se ha estudiado en la zona continental de España. Esta es la zona con mayor demanda para la calefacción y la producción de agua caliente

sanitaria y allí donde sería más acusado el impacto ambiental positivo. Los resultados de aplicación de la metodología son los siguientes:

Estructura de generación eléctrica del área de estudio.

Se ha evaluado que en España, la demanda máxima de electricidad en 2014 alcanzó los 38.948 MW, un valor del 3,3% por debajo del valor máximo de 2013 y del 14,3% por debajo del máximo histórico alcanzado el 17 de diciembre de 2007 [55]. La potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español en 2014 fue de 102.259 MW, con una disminución de 122 MW (0,1%) por debajo de la instalada en diciembre de 2013 debido al cierre de la central térmica de carbón de 159 MW de Escucha [55].

Infraestructura de distribución eléctrica. Generación distribuida.

Los usuarios residenciales, comercios y servicios conectados a la red de distribución alcanzan los 26 millones en toda España, abastecidos con una red de 374.409 km. El 48,8 % del tráfico del sistema eléctrico es generado en la zona continental. La distribución a las zonas urbanas por el sistema eléctrico se realiza a una tensión de hasta 37,5 kV. Las más comunes, con tensión 20 kV en las que no haya conectados sistemas de generación con vertido a red, pueden admitir hasta 5 MW de generación distribuida por circuito. La incorporación de estos 5 MW, mediante CHP equilibraría las líneas, mejorando su eficiencia al disminuir las pérdidas y aumentando la calidad del suministro eléctrico.

En 2014 la estructura de generación de electricidad se caracterizó por: i) una producción relevante de fuentes renovables, hidroeléctricas y de cogeneración; ii) el 24,8% de la potencia instalada son ciclos combinados modernos con un factor de utilización anual muy bajo; iii) una generación importante de carbón y plantas de energía nuclear acercándose a sus licencias de operación de por vida. La estructura del sistema de energía antes mencionada, junto con el hecho de que la relación de cobertura del sistema eléctrico es 1.4 [56], que excede el valor recomendado de 1.1-1.2 para la estabilidad técnica del sistema, haría pensar en no fomentar la instalación de nuevos sistemas de cogeneración en los próximos años. Además, el déficit de la tarifa eléctrica alcanzó los 30 mil millones de euros en 2013 debido a las antiguas políticas que vienen desde el comienzo del siglo XXI. Estos factores, junto con los efectos de la crisis económica, provocaron la supresión en los últimos años de los principales incentivos establecidos para la instalación y operación de los sistemas de cogeneración, de acuerdo con el Real Decreto-Ley 1/2012 y 2/2013. En la regulación reciente, se están produciendo algunos cambios de política que intentan aumentar la competitividad de estas instalaciones, de acuerdo con el Real Decreto-Ley 413/2014 y 900/2015, sin embargo, parecen ser insuficientes debido a las especiales circunstancias del sistema y el mercado eléctrico antes mencionadas, que están obstaculizando el desarrollo de las redes de calefacción urbana asociadas a los sistemas de cogeneración.

Los precios de la electricidad en Europa se fijan diariamente todos los días del año a las 12:00 horas, para las veinticuatro horas diarias, lo que se conoce como Mercado Diario. El precio y el volumen de energía en una hora determinada se estableció por el cruce entre la oferta y la demanda, siguiendo el modelo marginalista adoptado por la UE, en base al algoritmo aprobado

para todos los mercados europeos (EUFEMIA) y de aplicación actualmente además de España y Portugal en Alemania, Austria, Bélgica, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Francia, Holanda, Hungría, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Finlandia, Suecia, Dinamarca, Noruega, Polonia, Reino Unido, República Checa y Rumania. Además del Mercado Diario, los agentes pueden volver a comprar y vender en el mercado intradiario [57].

Definición del módulo CHP

El módulo estándar CHP-DH propuesto en, denominado CHP5E15Th, está pensado como una solución para incorporar masivamente la tecnología CHP en España en reemplazo de los sistemas de calefacción existentes.

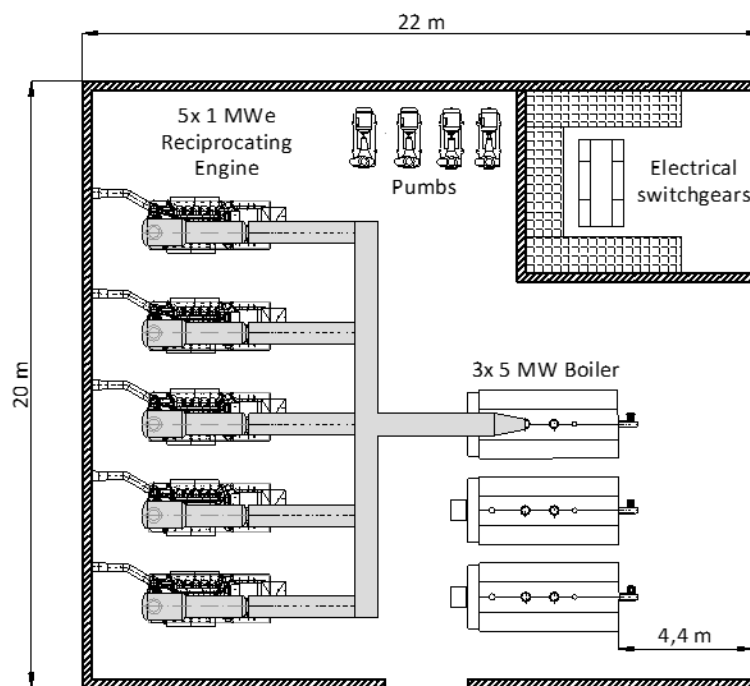


Figura 17. Preliminary layout of modular Combined Heat and Power plant (CHP5E15Th) [43].

Las suposiciones principales de diseño para el módulo estándar, CHP5E15Th, han sido:

- El CHP5E15Th ha sido diseñado para una potencia eléctrica nominal de 5 MW. La selección de la potencia nominal del generador se ha tomado considerando las posibilidades de evacuación de las redes de distribución eléctrica existentes. La mayoría de las redes eléctricas urbanas actuales en España tienen capacidad disponible, debido a la ausencia de problemas de regulación térmica o de tensión de cortocircuito si se integra un generador con esta potencia. Por lo tanto, a priori no habrá restricciones relacionadas con el acceso a la red eléctrica.
- La disposición propuesta CHP5E15Th se compone de cinco motores de combustión interna de 1 MWe (ICE) y tres calderas de 5 MWth, una de ellas para combinar el calor excedente de los gases de combustión del motor y el circuito de refrigeración de la

camisa. Esta configuración se selecciona para tener en cuenta la variabilidad en la demanda de calor a lo largo del año, de acuerdo con [58].

- El módulo estándar propuesto puede suministrar ACS y calefacción para 1,250-1,700 hogares, además de ser lo suficientemente compacto (<500 m²) para ubicarse en espacios urbanos disponibles o integrarse en zonas verdes, áreas deportivas o escolares de áreas urbanas consolidadas con un impacto mínimo. El almacenamiento de energía no se considera debido a los criterios de compactación de diseño. Un diseño preliminar se muestra en la Figura 17.

Tabla 6. Results for the application of the standard module under the conditions of the city of Burgos [43].

Electricity generated	17,421	MWh/year
Heat generated	28,284	MWh/year
Users (households) supplied	1354	
Energy consumption by household	20.89	MWh/year
Gas natural consumption	ICE	42,284 MWh/year
	Boilers	11,519 MWh/year
Equivalent working thermal hours	1886	Hours
Equivalent working electricity hour	3484	Hours
Electricity DH pump system consumption	50,912	€/year
Operation fixed cost	204,125	€/year
Amortization DH system costs (25 years)	82,000	€/year
Amortization CHP5E15Th system costs (25 years)	244,600	€/year
Thermal energy sale price	84.66	€/MWh
Electricity sale price	Pool	
Revenues from thermal energy sales	2395	k€/year
Revenues from electricity sales	627	k€/year
Total revenues	3022	k€/year
Total cost	2433	k€/year
Profit (before taxes)	589	k€/year
NPV (25 years) taxes excluded	6575	k€

3.5. Objetivo v. Caracterizar y analizar la demanda de energía térmica en zonas rurales en función de sus variables significativas [48]

La energía para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria será la necesaria para aumentar la temperatura del agua de suministro hasta 60°, considerando 28 litros por persona y por día [59]. Para los análisis presentados en esta área se consideró una ocupación promedio de 2.4 personas por vivienda [45].

La demanda de calefacción es el factor clave para la evaluación económica de los sistemas ya que suele ser el 90% de la demanda total en un DH. Por tanto, la fiabilidad en la predicción de los ingresos anuales del BioDH depende en gran medida de la correcta evaluación de la demanda. De forma genérica se define la demanda teórica mediante la expresión (6).

$$(6) \quad D = \int_{\theta_1}^{\theta_2} P d\theta = \int_{\theta_1}^{\theta_2} (K_{building} \cdot Degree \cdot Hours - internal / external gains) d\theta$$

El resultado de esta investigación corrige esta expresión para los entornos rurales por los siguientes factores representados en la Figura 18:

- **Uso de la vivienda.** Se distinguen tres tipos: viviendas de primera residencia, segunda residencia y viviendas desocupadas. En la primera se establece un factor de intermitencia para la demanda teórica de 0,78. En las viviendas de segunda residencia el factor de intermitencia sobre la demanda teórica será de 0,4 al usarse viernes, sábado, domingo y periodos vacacionales. En ambos casos se tendrán en cuenta unas ganancias gratuitas del 10%.
- **Pobreza energética.** Este factor de corrección aplicará solo a las viviendas de primera residencia. Para medir la pobreza energética se aplicará la definición de la misma que implica dedicar más del 10% de sus ingresos a alcanzar un nivel satisfactorio de calor en la vivienda (21º en la habitación principal y 18º grados en las demás habitaciones). Se pueden utilizar métricas más recientes de pobreza energética [60], [61], siempre y cuando se cuenten con datos suficientes en las bases de datos socioeconómicos desagregados para cada municipio.

De estas bases de datos estadísticas socioeconómicas se pueden obtener la distribución de ingresos por habitante para las distintas poblaciones de estudio. El 10% del valor anterior se comparará con el coste de la energía para las distintas demandas teóricas media influenciada por la localización y las superficies de totales de las viviendas. El coste se calculará a partir del precio del gasóleo de calefacción y el rendimiento medio estacional del sistema convencional (65%).

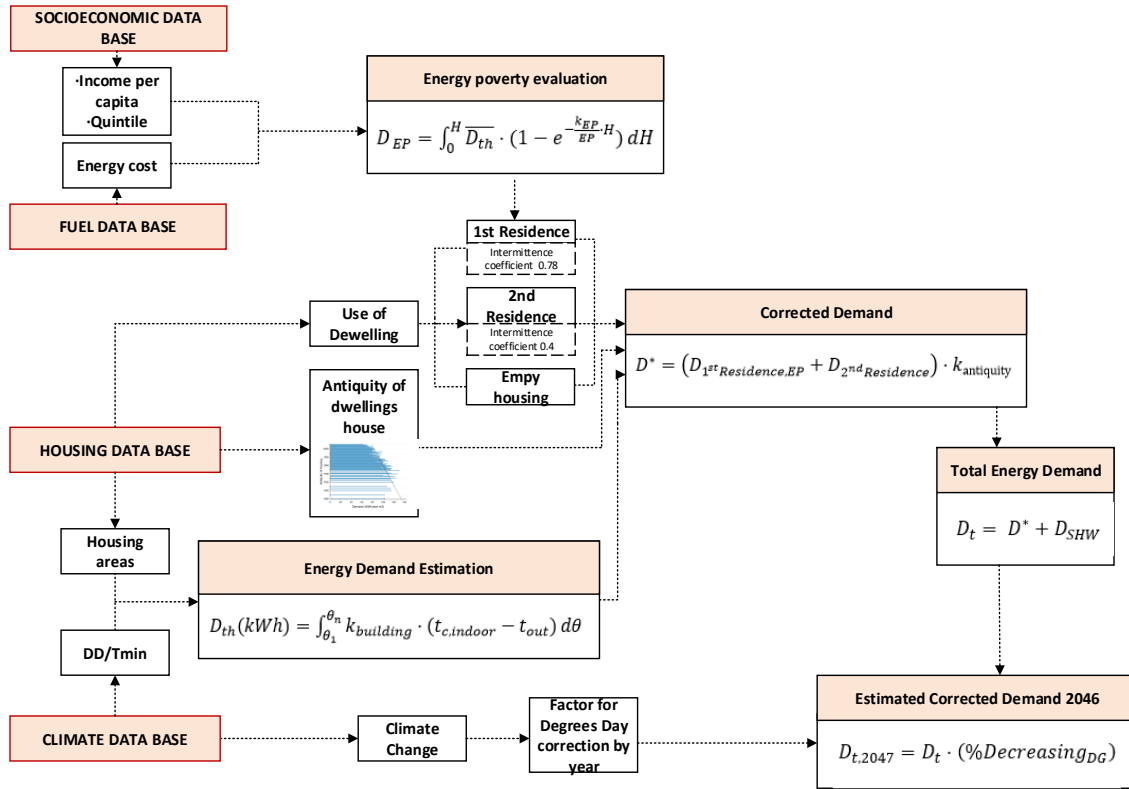


Figura 18. Energy demand evaluation scheme [48].

Se ha definido que la demanda de energía corregida por la pobreza energética, para los usuarios de primera vivienda podría seguir la expresión:

$$(7) \quad D_{EP} = \int_0^H \overline{D_{th}} \cdot \left(1 - e^{-\frac{k_{EP}}{EP} \cdot H}\right) dH$$

Donde:

$\overline{D_{th}}$ es la demanda teórica media por habitante.

EP es la pobreza energética del municipio.

k_{EP} es el coeficiente de sensibilidad a la pobreza energética de la demanda.

H es la población del municipio en %.

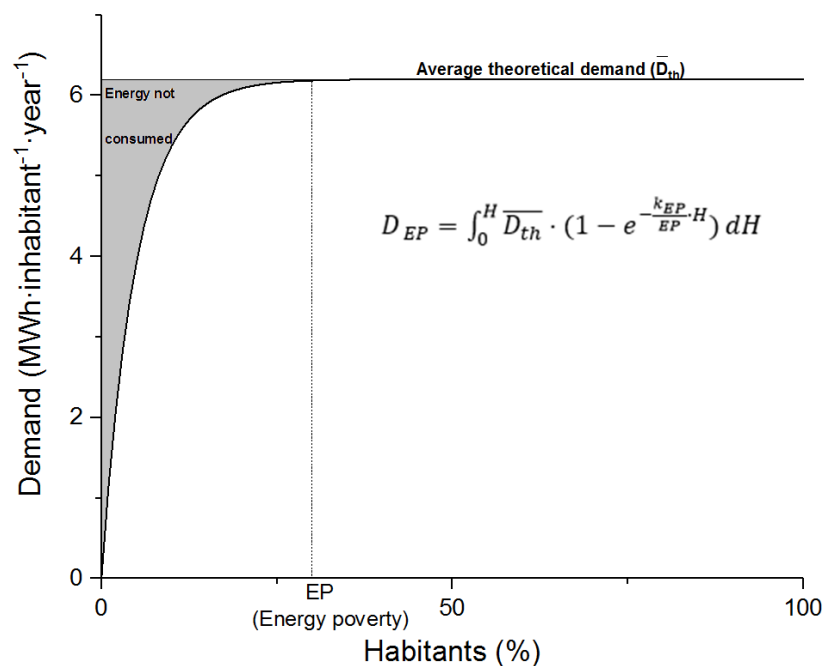


Figura 19. Energy poverty and energy demand correlation[48] .

- **Antigüedad de las viviendas.** El parque edificatorio que da lugar a la demanda del BioDH está compuesto por viviendas de distinta antigüedad. A partir de las bases de datos de viviendas para cada municipio es posible conocer la antigüedad media o por tramos la distribución de antigüedades. Las viviendas construidas recientemente han mejorado su $K_{building}$, dando lugar a demandas menores. Además, hay que tener en cuenta las nuevas restricciones normativas sobre la demanda máxima anual por unidad de superficie. Existen datos sobre certificación energética de los edificios donde se observa claramente el aumento de la demanda por unidad de superficie con la antigüedad del edificio, teniendo en cuenta que los más antiguos ya han sido rehabilitados. La demanda del municipio será corregida en función de la edad de los edificios que la componen por el $k_{antiquity}$. Conocido el número de edificios y la antigüedad de cada uno de ellos desde la última rehabilitación se puede evaluar su coeficiente comparándolos con el medio de España Figura 20.

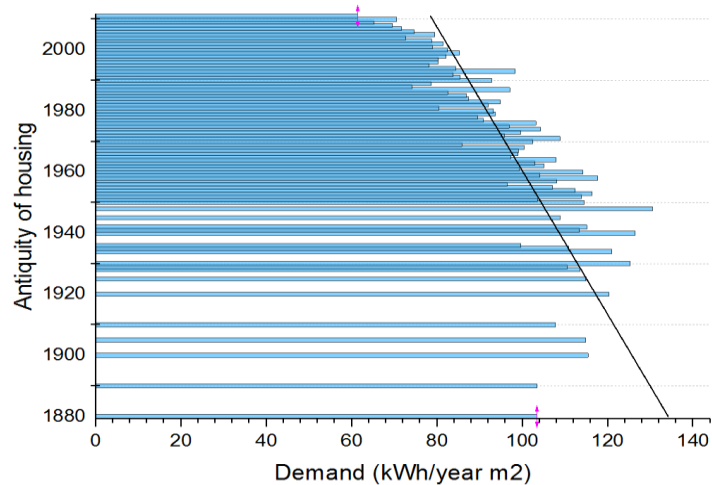


Figura 20. Demand and antiquity of housing[48] .

La demanda total corregida quedará:

$$(8) \quad D^* = (D_{1^{st}Residence,EP} + D_{2^{nd}Residence}) \cdot k_{antiquity}$$

Otro factor a tener en cuenta para realizar la valoración de la evaluación de la demanda en el horizonte temporal del análisis coste beneficio del BioDH debiera ser tener en cuenta la disminución de los grados día en el mismo periodo. En [62] se ha valorado la disminución de los grados día, evaluando un periodo desde 1958-2005 proyectando a futuro tres escenarios. Bajo un escenario medio la disminución es de un 1.8 % por década.

Además de la disminución de los grados día de calefacción hay otro factor que pronostica una bajada en la demanda del consumo de los edificios. La mejora en la eficiencia energética de los mismos por exigencias normativas para los nuevos edificios, y por las campañas de ayudas estatales a la mejora de la epidermis, puede vislumbrar un escenario futuro con menores valores de la demanda de calefacción.

3.6. Objetivo vi. Aplicar la evaluación del potencial de redes de calefacción con biomasa en zonas rurales bajo las capacidades de recurso forestal y agrícola disponible [48]

En la región continental de España hay 5,8 millones de viviendas distribuidas en 5188 municipios. De estos municipios, 396 tienen red de gas natural, principalmente aquellos con una población superior a los 10.000 habitantes. Según el uso y las características, se puede hacer una clasificación de las áreas donde sería susceptible la instalación de un sistema BioDH:

- **Zonas rurales.** En las áreas rurales 4289 municipios tienen menos de 1500 habitantes. De los que tienen más de 1500 habitantes, si nos centramos en aquellos que no tienen

suministro de gas natural. El resultado es 499 municipios tal y como se observa en la Figura 21.

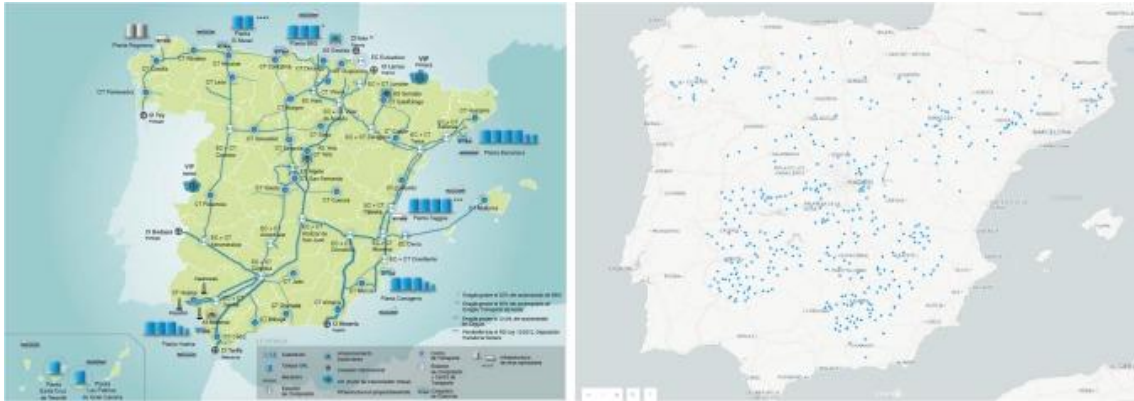


Figura 21 a) Left. Main natural gas network in Spain; b) Right. All municipalities (499) in Spain without a natural gas network and with less than 1500 inhabitants, which are analysed with the proposed methodology [48].

En los 499 municipios viven 1.6 millones de habitantes en 988.000 viviendas. Los municipios seleccionados se encuentran en zonas rurales, cercanas a los montes y por tanto con fácil acceso a la biomasa y con dificultades para el despliegue de la red de gas natural por motivos geográficos y de rentabilidad.

- **Zonas urbanas.** 396 municipios tienen suministro de gas natural. En el área bajo estudio existen 4,1 millones de viviendas.
- **Zonas industriales.** Las áreas industriales en la región bajo estudio están lejos de los núcleos de la población. Esto se debe a las políticas para concentrar la industria en los polígonos industriales. El uso del calor residual se limitaría a la industria local debido a la gran distancia a las zonas residenciales.

En este contexto, este estudio de caso se propone el estudio de la implantación masiva de calefacción urbana con biomasa BioDH en zonas rurales, ya que implica una población mayor y un mayor impacto potencial. Además, los 499 municipios cuentan con una gran oportunidad para desplegar redes de calefacción, con un combustible libre de emisiones y que favorezcan la gestión sostenible de los bosques. En la zona de estudio la mayoría de los montes están ordenados.

Los principales resultados de la aplicación de la metodología son los siguientes:

- **Demanda de agua caliente sanitaria y calefacción.** El consumo de calor en los hogares españoles cubre las demandas de agua sanitaria y calefacción, con un valor anual global de 404.817 TJ. El proyecto SPAHOUSEC, Análisis de consumo de energía en los hogares españoles, [45] divide a España en tres regiones climáticas: Atlántico, Mediterráneo y Continental. Así las principales fuentes de energía de calefacción son la electricidad (46%) y el gas natural (32%). Por regiones, la demanda de electricidad prevalece sobre la calefacción en la región mediterránea, mientras que en el resto de las regiones el

gasóleo es el combustible más utilizado. Su demanda global anual de calefacción es 57.732 TJ y para agua caliente sanitaria es 41.76 TJ. El gas natural es seguido en uso por el gas natural con una demanda global anual de 36.123 TJ para calefacción y 31.541 TJ para ACS, especialmente en zonas rurales sin redes de gas natural. Las redes de gas natural están disponibles generalmente en poblaciones medianas y grandes. El consumo de gasóleo de calefacción se produce principalmente en las zonas rurales, con poblaciones inferiores a los 10.000 habitantes. Con respecto a los sistemas de calefacción, en España la mayoría de los hogares tienen múltiples equipos, con 1.3 tipos de calentadores promedio por hogar (radiadores / calentadores, caldera, etc.) [45]. En general, los sistemas individuales son dominantes con el 82% de los hogares con calefacción. Las calderas individuales son las más utilizadas (50%) seguidas por los sistemas eléctricos (46%).

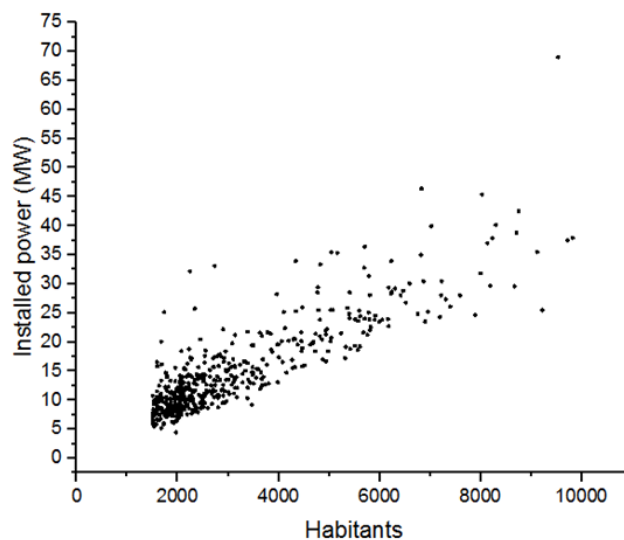


Figura 22. Installed power in BioDH per municipal inhabitants[48] .

- **Densidad lineal de calor.** En la zona continental de España las densidades edificatorias son de hasta 5,0 m²/m². En cambio, la densidad edificatoria promedio en las áreas rurales estudiadas es de 1,06 m²/m², con una densidad de calor lineal de 1,16 MWh/m. Este valor es poco mayor al umbral de rentabilidad de 1,1MWh/m presentado en [58]. El resultado justifica la aplicación de la metodología top-down/botton-up para un estudio detallado del potencial que llegue analizarlo a nivel de municipio. Además, podemos suponer que la demanda de calefacción en las áreas rurales será más alta que el promedio presentado en el estudio SECH [45] para la zona continental, ya que los municipios estudiados están ubicados en áreas montañosas, con mayor altitud y por tanto mayor demanda.
- **Factores medio ambientales para la localización de las centrales térmicas.** La normativa ambiental en la zona de estudio tiene un límite de 50 MW a partir del cual los requisitos que deberá cumplir la central térmica son mucho más exigentes. Serán

necesarios estudios de dispersión de contaminantes. La distancia de chimeneas a cualquier otra edificación deberá ser superior a 20 metros. Puede existir regulación local sobre emisiones de ruido en diferentes períodos del día y áreas concretas del municipio.

- **Factores socioeconomicos:**

- Pobreza energética. El criterio utilizado para la medición de la pobreza energética ha sido el porcentaje de hogares con gastos en energía doméstica superiores al 10% de los ingresos. Bajo este enfoque la pobreza energética medida en España en el año 2012 fue del 15 % [63]. Este valor medio tiene gran desviación en la zona de estudio que nos ocupa ya que por un lado la demanda y por tanto el gasto es mayor al de la media (zona urbana) y el precio del combustible es más caro. Una vez analizadas las encuestas realizadas en los cuatro municipios objeto de este trabajo, se asigna para la zona continental $k_{EP} = 0,16$.

- Uso de las viviendas. La zona rural continental de España cuenta con muchas viviendas de segunda residencia 25% y un porcentaje elevado de viviendas vacías 20%. Estos valores son muy significativos y afectarán de manera importante al resultado de la demanda total de cada sistema de BioDH.

- **Potencia térmica del sistema BioDH en los municipios.** La potencia térmica de los sistemas en la zona de estudio van desde 4,5 MW a 69 MW y la media es de 15 MW para suministrar calor a 85,5 millones de m². Solo uno de ellos supera los 50 MW, por lo que las limitaciones medioambientales no afectarán significativamente, Figura 22.

- **Demanda de calefacción y ACS del sistema BioDH en el municipio.** La demanda de calor corregida para el total de los municipios es de 43.729 TJ. En cambio se puede comprobar que hay gran dispersión en las horas equivalentes de funcionamiento de los sistemas BioDH de 875 a 2.619, Figura 23. Es debido a la influencia de los grados día que van de 1.002 a 4.730. Otra variable determinante es el importante porcentaje de segundas viviendas de los municipios que llega alcanzar hasta el 73%. La pobreza energética que afecta a la demanda energética de la primera vivienda oscila entre el 25,18% al 78,09%. El coeficiente corrector por antigüedad de las viviendas $k_{antiquity}$ varía entre 0,72 y 0,97.

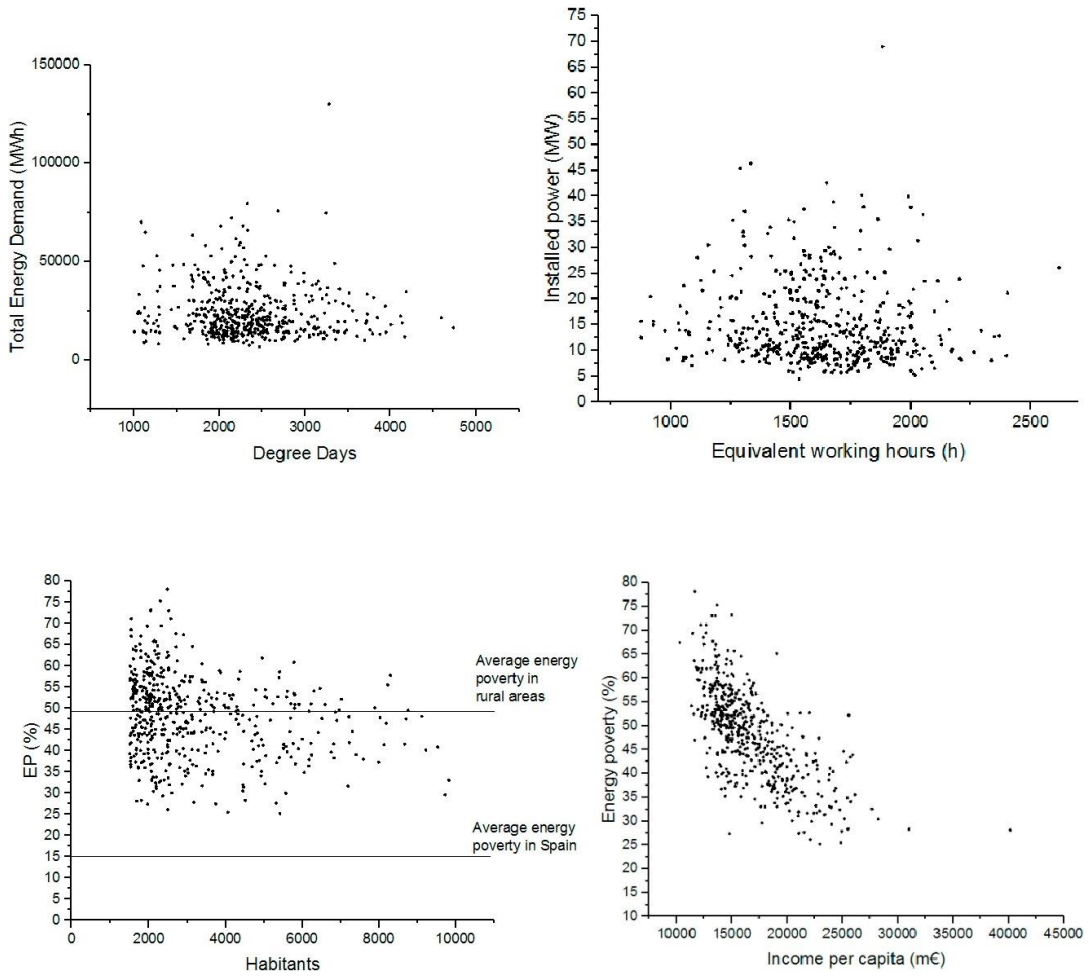


Figura 23. Energy demand, energy poverty and equivalent working hours of the BioDH [48].

- **Longitud de las redes.** La zona estudiada se caracteriza por la profundidad media de las manzanas L_c de 30 metros y las anchuras de los viales y aceras L_r de 10 m. Las alturas promedio de edificación en las manzanas son una planta baja más dos en la parte superior. De esta forma se puede evaluar la longitud de la red para todos los BioDH mediante la expresión:

$$(9) \quad L_p = 0,02 \cdot S_{DH} + 0,4 \cdot S_{DH}^{0,5}$$

Las longitudes de red de los proyectos van de 2.3 km a 60.3 km, mientras la densidad edificatoria varía entre 0,34-0,80 m²/m², Figura 24.

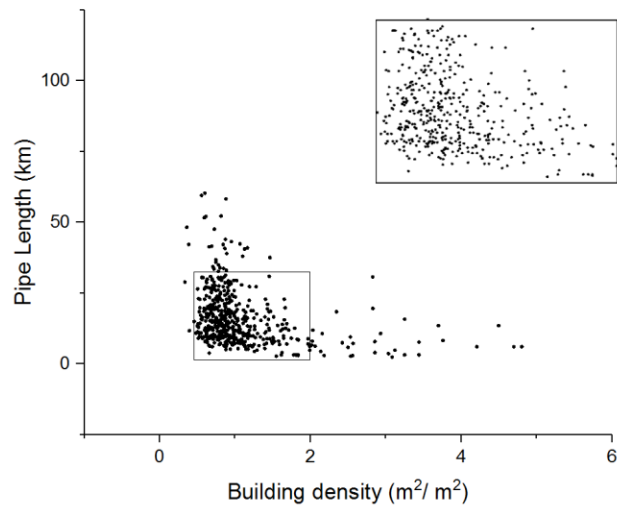


Figura 24. Pipe length of BioDH systems for each municipality [48].

- **Recurso de biomasa.** Con ayuda de bases de datos GIS para el recurso de biomasa se ha determinado para cada ubicación el tipo de biomasa, la cantidad y los precios. Los sistemas BioDH tendrán un consumo medio de biomasa de 13.900 toneladas por año. El coste medio de biomasa varía de 27,84-80,52 €/t, Figura 25. En cuanto a disponibilidad de la misma serán necesarias 6.918.000 toneladas para toda el área, aunque los municipios solo cuentan en su término municipal con 783.000 toneladas. Solo seis de los 499 tienen recursos propios suficientes. Esta situación requiere de políticas de nivel superior al municipal que ordenen y gestionen el aprovechamiento energético del recurso forestal.

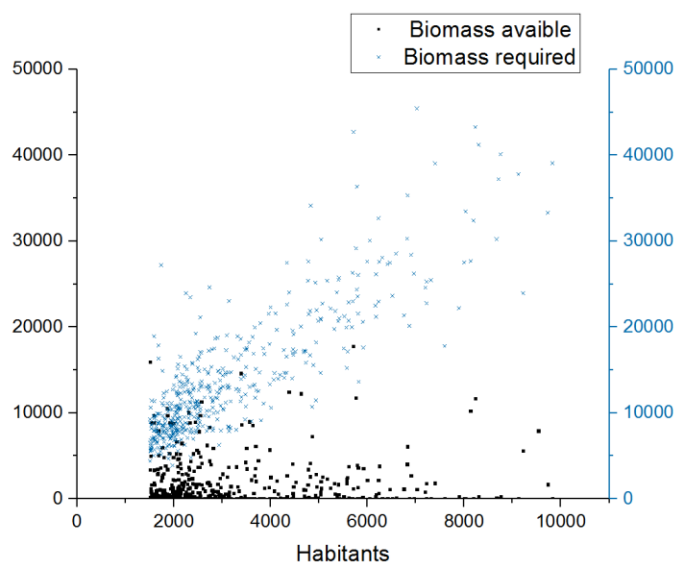


Figura 25. Available and required biomass for BioDH [48].

- **CAPEX. Inversión requerida para los sistemas BioDH.** Los costes totales de inversión para los BioDH van desde 2,2- 32,9 millones de euros y la inversión media de 8,5 millones de euros, Figura 26.

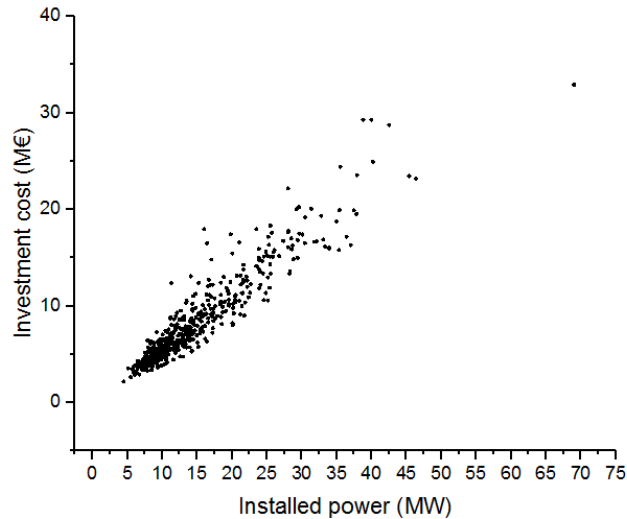


Figura 26. CAPEX for Thermal Power District Heating [48].

- **Análisis coste beneficio de los sistemas BioDH.**
 - Definición de la línea base. La línea base se ha calculado considerando un precio de gasóleo de 45 € por MWh, un rendimiento medio estacional de la caldera individual del 70%, y unos costes de amortización y mantenimiento del 30% añadidos al de combustible. La línea base L_{base} será de 85 € por MWh. Se considera un ahorro económico para los usuarios del 20% por lo que el $Price_{MWh}$ considerado para los ingresos será de 68 €/MWh.
 - Incomes. Los ingresos de los Sistema BioDH serán el resultado de la energía vendida, la demanda, por el precio unitario de venta $Price_{MWh}$. El ingreso medio de los sistemas BioDH es de 1,6 M€/a.
 - OPEX. El coste de biomasa $C_{fuel}^{central}$ el producto del coste medio de la biomasa \bar{P}_B , para cada BioDH por la energía consumida supone para cada sistema evaluado una media del 88% sin contar con los costes de amortización. Los costes de bombeo de la red, $C_E^{network}$ dependerán de la energía vendida suponen el 10%. Los costes fijos considerados C_{fixed}^{BioDH} tienen una media del 2% de los costes totales.
 - Viability analysis and return of the investment. La rentabilidad obtenida IRR para los sistemas BioDH va del -0,4% al 14,7%, Figura 27. 154 sistemas tienen una IRR por encima del 5% y solo 31 por encima del 10%. En los que tienen rentabilidad por encima del 10% el precio de la biomasa está entre 27,84-42,35 €/t, la longitud de red entre 5.403,96-26.856,57 m, la densidad edificatoria entre 0,57-4,21 y las horas equivalentes entre 1.574,6-2.403,4.

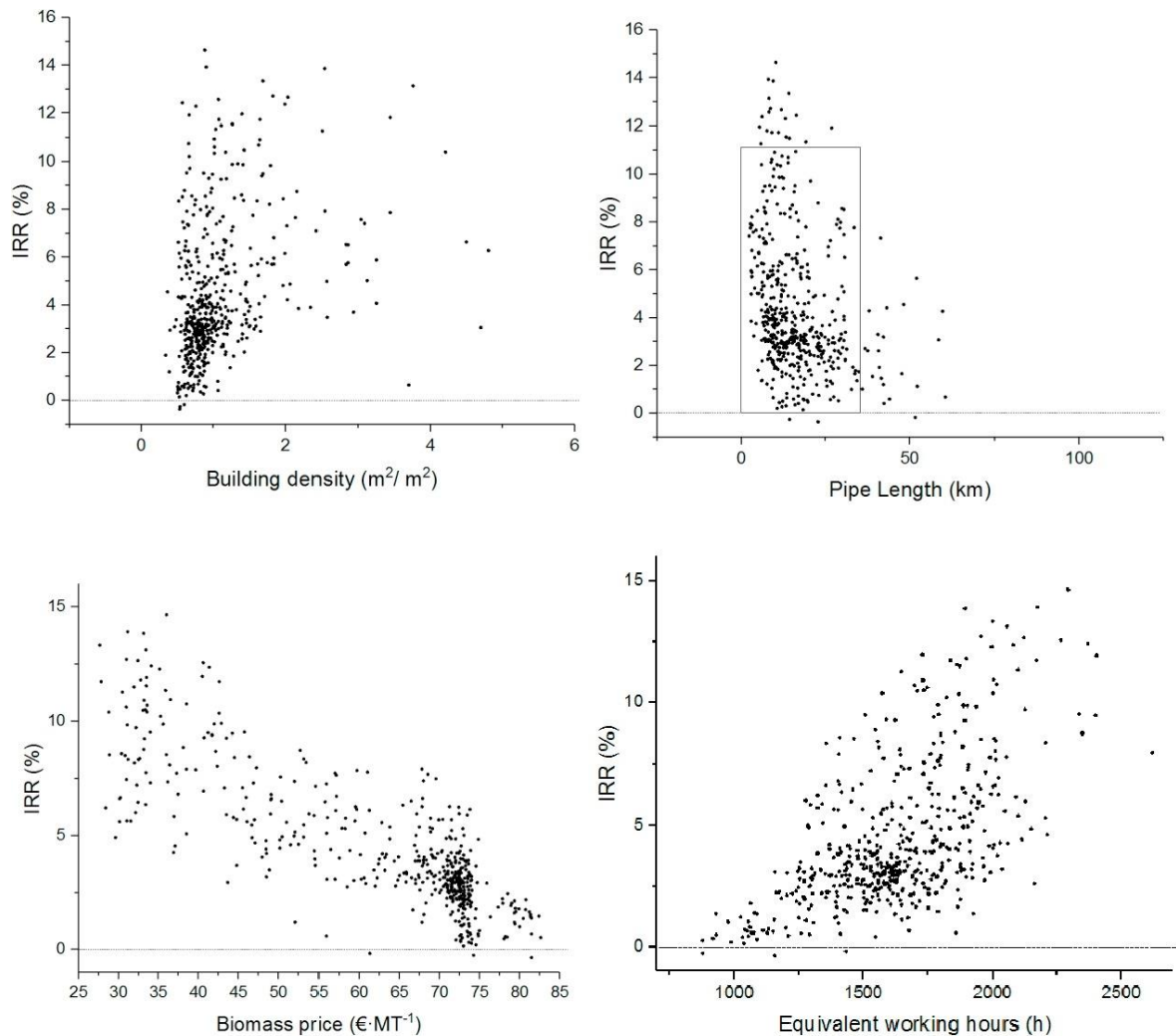


Figura 27. Results of cost-benefit analysis for BioDH systems in the 499 municipalities analysed [48].

- **Combinación del recurso de biomasa agrícola con la forestal [51].** La Figura 28 muestra la cantidad de recursos de biomasa agrícola disponible en cada municipio en términos de sus habitantes con respecto a la demanda total que requieren para implementar los sistemas BioDH. Por lo tanto, será necesario contar con biomasa de otros municipios, que no se hayan incluido en el estudio, porque tienen gas natural o menos de 1.500 habitantes, pero tienen recursos de biomasa. El porcentaje requerido de biomasa agrícola para satisfacer plenamente la demanda solo con recursos locales propios debe ser 80,7% para los municipios con menos de 2000 habitantes, 88,0% para los municipios con población entre 2000-5000 habitantes y 93,7% en los municipios con una población superior a 5000 habitantes. Si tomamos en cuenta solo la disponibilidad de biomasa agrícola para la misma clasificación de pueblos, los porcentajes son 1%, 0,6% y 0,5%.

Con respecto a la contribución de la biomasa agrícola según la potencia de los sistemas, la cantidad de biomasa prevista para potencias que varían entre 4,5 y 69 MW. Para la región bajo análisis, solo tres sistemas tienen un potencial para el suministro de biomasa agrícola inferior a 500 t/año con potencia entre 10 MW y 40 MW, Figura 28.

Las Figura 29 y Figura 30 muestran la Tasa Interna de Retorno (TIR) que agrega el uso potencial de residuos agrícolas locales. La Figura 28 muestra el porcentaje de contribución de los residuos agrícolas locales y la distribución en términos de población. Considerando el uso de biomasa agrícola y su precio algo más bajo con respecto al transporte de biomasa forestal desde otros municipios, el incremento de rentabilidad promedio de BioDH con combustible mixto es muy leve, del 4,32 al 4,36%, Figura 29 y Figura 30. Este es un resultado esperado debido a la muy reducida disponibilidad local de residuos agrícolas en esta región para los municipios que están bajo los criterios de análisis de BioDH. La mejora no es muy apreciable porque la cantidad de biomasa agrícola de los diferentes municipios es más pequeña que la de recurso forestal y, por lo tanto, solo cubre una fracción reducida de la demanda total de calor. Además, aunque la biomasa forestal ha tenido un coste ligeramente superior, la diferencia no es suficiente para mostrar una variación clara.

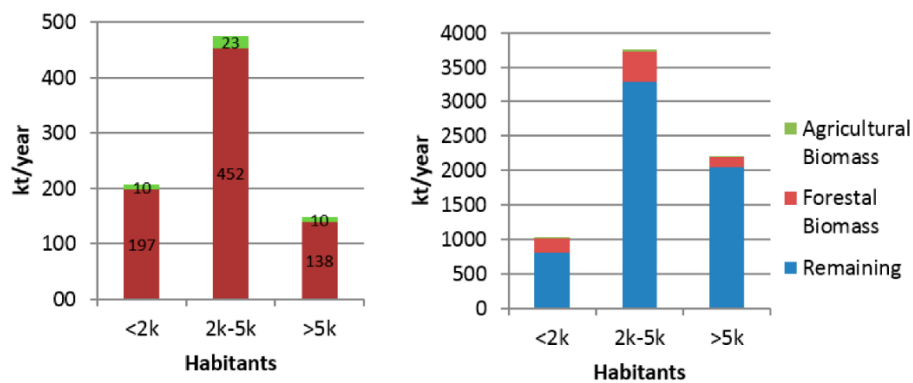


Figura 28. Agricultural, forest and remaining biomass for BioDH System [51].

Aunque el aumento de la rentabilidad no es lo suficientemente alto como para pensar en la combinación del combustible forestal/agrícola como solución concluyente en comparación con la única explotación del recurso forestal en la región estudiada, sin embargo, hay puntos de interés asociados a esta combinación. Entre ellos se puede destacar que sin un incremento del coste hay un aumento del recurso de biomasa local. Tiene un impacto positivo adicional en la economía local con la creación de nuevos empleos, y un valor adicional para la agricultura local (no evaluada en este trabajo). Además, y tal como se ha apuntado anteriormente, podría aliviar en cierta medida los problemas de gestión de los recursos forestales cuando participan muchos municipios diferentes sobre el mismo monte público.

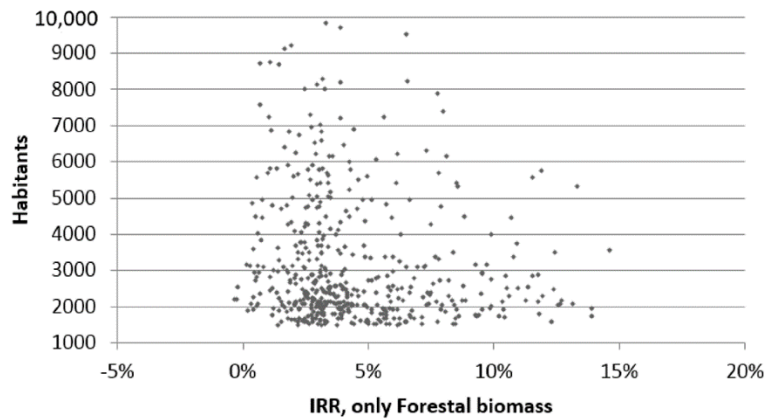


Figura 29. Internal Rate of Return (IRR) systems only forest biomass [51].

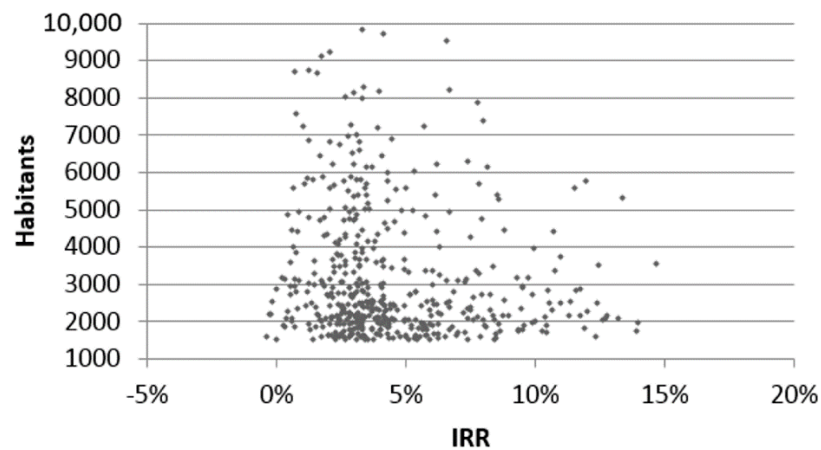


Figura 30. IRR per agricultural and forest biomass [51].

3.7. Objetivo vii. Evaluar el entorno legal, social y económico donde se implantarán las redes de calefacción identificando las barreras para su desarrollo y desarrollar un modelo sostenible de redes de calefacción con biomasa [64]

Dentro de la UE, ya se señala que las redes de DH deben ser vistas y consideradas como Servicios de Interés Económico, ingresando a una categoría específica de servicios ya prevista para otros servicios tradicionalmente monopolísticos como gas, electricidad, agua o telecomunicaciones. Al referirse a las dificultades económicas relacionadas con la construcción y el despliegue de la infraestructura de financiación, la brecha entre los sectores es sustancial y relevante. En este sentido, una comparación entre un marco legal ya existente para esos sectores tradicionales y la falta de un marco específico para DH es una barrera que debería ser eliminada cuanto antes. De lo contrario, la competitividad entre los sectores que deberían compartir las mismas reglas del mercado nunca ocurrirá en igualdad de condiciones. Así lo ha señalado en el "Informe de antecedentes sobre EU-27 Potenciales de calefacción y refrigeración, barreras, mejores prácticas y medidas de promoción" publicado por el Centro Común de Investigación de Informes Científicos y Políticos, Comisión Europea al destacar que

los gobiernos podrían y debería hacer mucho más para aprovechar la desigualdad entre las reglas de implementación de infraestructura y el marco legal [65].

Se concluye que la intervención pública es razonable y justificada, ya que ha sido un hecho en el pasado. En consecuencia, establece que se ha hecho rutinariamente en el pasado para los proveedores de redes al otorgar o subastar efectivamente licencias y esto podría aplicarse fácilmente a las redes de calefacción urbana, o de hecho a cualquier otra forma de infraestructura energética [65].

Tabla 7. European legal sectorial framework for services infrastructures [64].

Country	Regulator	Electricity	Petroleum and gas	District heating	Biomass
Finland	The Energy Market Authority	Electricity Market Act (588/2013)	Electricity and Natural Gas Market Supervision Act (590/2013)	The Act amending the Land Use and Building Act (1129/2008)	Act on Production Subsidy for Electricity Produced from Renewable Energy Sources (1396/2010)
Germany	Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, Posts and Railway (Bundesnetzagentur)	Energy Industry Act (EnWG)		Network expansion acceleration (NABEG)	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachVO)
Spain	National Commission on Markets and Competition	Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico	Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos	-	
United Kingdom	The Office of Gas and Electricity Markets	Electricity Act 1989, actually Energy Act 2016	Petroleum Act 1998, actually energy act 2016	The Non-Domestic Rates (District Heating Relief) (Scotland) Regulations 2017	-
Switzerland	Federal Electricity Commission	734.7. Loi sur l'approvisionnement en électricité, 23 mars 2007	-		

También se apunta que algunas desventajas competitivas deberían eliminarse, y no mediante la eliminación de las ventajas que tradicionalmente se establecieron para ayudar a financiar la infraestructura con el fin de cumplir los objetivos y planes de implementación. Por el contrario, mediante la compensación de proyectos DH con las mismas herramientas de las que otros sectores se han beneficiado del pasado. Como se subraya en el informe, los proveedores de servicios públicos existentes, como las redes de agua, de gas y electricidad, tienen una gran ventaja competitiva frente a los futuros proveedores de calor, ya que los primeros disfrutaban en exclusiva de algunos derechos, como permiso de planificación previamente otorgado, ocupación del dominio público y derechos de corte de carretera. En consecuencia, será necesario un escenario más justo y equilibrado para todos los actores de la infraestructura esos mismos derechos tradicionalmente reconocidos a los antiguos titulares deben crearse y

asignarse de alguna manera a los desarrolladores de CHP-DH o BioDH y así atraer el capital privado a invertir en redes de calor.

Dicho informe también afirma que a menos que la UE lo reconozca y lo remedia, las redes CHP-DH y BioDH no se construirán en la escala prevista como parte del programa para combatir el cambio climático y reducir la dependencia energética. En el presente trabajo se ha identificado qué elementos de esas leyes y regulaciones sectoriales son comunes a los diferentes sectores para que podamos vislumbrar contenidos similares cuando se desarrolle una Directiva o Ley sectorial para las redes de calor. En la Tabla 7, se muestran, como ejemplos, el marco de la regulación sectorial diferente dentro de los sistemas de energía y las regulaciones específicas existentes para los sistemas DH y la biomasa para varios países europeos.

Las redes de calefacción con biomasa se implantan en un entorno regulatorio desafiante sin desarrollar, como sí lo está para otros servicios de energía en los que existen leyes sectoriales. Este modelo define un nuevo enfoque holístico para identificar y optimizar la interacción entre los múltiples agentes que participan en estas redes DH. El concepto es la red universal de calefacción con biomasa. Optimiza el rendimiento global del sistema que define los requisitos / interacciones y los agentes participantes. Se puede definir como un sistema de generación, distribución y venta de energía térmica caracterizado por:

- El acceso al suministro por parte de los usuarios es universal, es decir todos los usuarios tienen derecho a la conexión, aunque deberá asumir los costes de la extensión de la red y su acometida.
- Los inversores/promotores deben asumir el riesgo comercial del sistema y como contraprestación ostentan la propiedad del sistema.
- El combustible utilizado es biomasa local, que debe ser extraída, transportada y manipulada de forma sostenible.
- El gestor del monte integrará las necesidades de biomasa de los sistemas con los planes de ordenación de los recursos naturales.
- La biomasa agrícola se gestionará en el mercado mediante las reglas de oferta y demanda, pudiendo agruparse la oferta en agrupaciones agrícolas o cooperativas.
- Las administraciones locales no actúan como promotores, pero deben acompañar al promotor en la iniciativa, comprometiendo además los contratos de la energía consumida por los edificios municipales.
- Los usuarios accederán al servicio en condiciones de mercado y con unos niveles de calidad de suministro suficientes que deben ser garantizados por el inversor/promotor.
- Deberán articularse las normas, si no es posible otro medio, mediante contratos bilaterales, entre los agentes de tal forma que se garantice la sostenibilidad del sistema UnivBioDH.
- Se fomenta por los agentes del sistema las relaciones que generen economía local y circular.

Una red universal de calefacción con biomasa se puede modelar como Sistema donde son cuatro los subsistemas que la componen, el del recurso forestal, el técnico-económico, el comercial y el legal. Todos ellos se articulan y relacionan a través de los agentes, Figura 31.

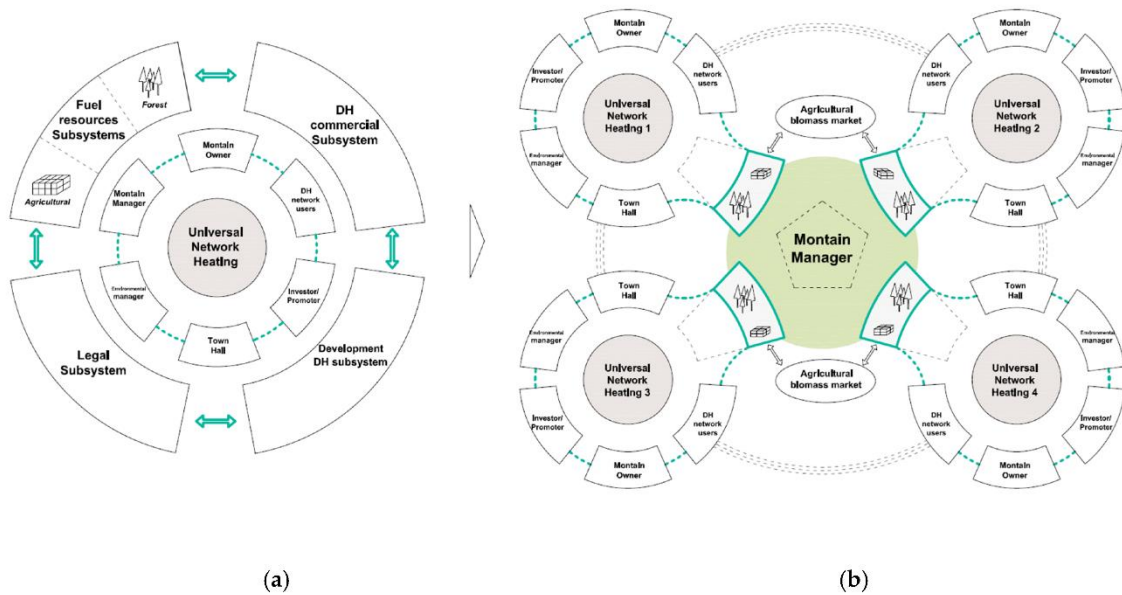


Figura 31. (a) Universal Network Heating model; (b) Integrated management between different universal heating networks of the forestry resource [51].

- **El subsistema del recurso forestal.** El combustible definido por la disponibilidad, homogeneidad, recurrencia, titularidad, precio y calidad, supone el pilar fundamental alrededor del cual debe desarrollarse un sistema de red de calor con biomasa. El titular o propietario del recurso y el organismo gestor del monte serán los agentes que desarrollarán las relaciones funcionales con otros subsistemas.
- **El subsistema legal.** El subsistema legal permite dar soporte y seguridad jurídica el sistema. Es deseable que exista normativa sectorial para redes de DH. En muchas ocasiones no existe esta normativa sectorial y los sistemas se regulan desde el punto de vista ambiental y urbanístico por los agentes que tienen competencias sobre ellos. Es deseable que el subsistema legal actúe sobre el gestor del monte asegurando el suministro. Esta cuestión en muchos casos no está permitida ya que los aprovechamientos forestales deben ser adjudicados por procedimiento abierto mediante subasta económica.
- **El subsistema comercial.** En él se incluye toda la estructura de relaciones entre el sistema de calor universal y el usuario. Los agentes que lo articulan son los propios usuarios el inversor/desarrollador de la red. No solo se deben tener en cuenta aspectos económicos, sino de contratación calidad de suministro, servicio, disponibilidad y atención postventa.
- **El subsistema del desarrollo técnico-económico.** El subsistema del desarrollo técnico-económico da soporte al diseño básico, ingeniería de detalle, estudio de viabilidad económica y ambiental y financiación del sistema. Se relacionan los agentes, inversor/promotor de la red universal de calor y el Ayuntamiento.
- **El mercado local de biomasa agrícola.** Complementa al recurso forestal y fortalece los lazos de economía circular dentro de los municipios. En muchas ocasiones la oferta de biomasa agrícola se encuentra agrupada en asociaciones de agricultores, cooperativas agrícolas o consumidores de la materia prima.

Los agentes en las Redes de Calefacción Universal con biomasa están relacionados y tienen una dependencia jerárquica de los cuatro subsistemas e interactúan de forma dinámica entre ellos. En cada país, región o espacio de estudio pueden ser un organismo independiente o más de uno de ellos pueden estar agrupados dentro del mismo, como es el caso en España de Gestor del Monte y el Gestor Medioambiental. Los siguientes agentes se deberán identificar en cada una de las Redes Universales de Calefacción con Biomasa:

- **Gestor del recurso forestal.** Por la ley de montes tiene encomendada la gestión de los montes bien sean de propiedad pública o privada. Aprueba los planes de ordenación realizado por los titulares. Inicia los expedientes anuales de tratamientos y cortas finales que dan lugar al recurso forestal. Son entes regionales y tienen la visión de la capacidad de producción de recurso forestal de forma recurrente y sostenible por regiones. Podrían hacer planes regionales de utilización del recurso forestal. La gestión integral del recurso necesita una redistribución desde zonas de alta producción con excedentes a otros de demanda insatisfecha, Figura 31. La regulación actual tiene dificultades para hacer un uso ordenado de los recursos en proyectos de interés general para calefacción ya que se prevé que el acceso al mismo sea únicamente mediante subasta.
- **El propietario del recurso forestal.** La propiedad del recurso podrá ser público o privado. Cuando la propiedad del recurso es pública y en cantidad suficiente para suministrar la demanda necesaria para la red que abastece a los mismos propietarios del recurso, el sistema elimina riesgos de desarrollo y operación por la garantía de suministro y precio. La economía circular aparece cuando el recurso es autoconsumido por el propietario, que incluso le puede permitir tener un precio de energía constante en el tiempo ya que el precio del combustible y el coste de amortización de la lo son.
- **Gestor medioambiental.** Su función es la autorización ambiental de la central de generación. Su autorización condiciona la autorización urbanística del Ayuntamiento. Fundamentalmente las restricciones están referidas a las emisiones derivadas de la combustión NOx y partículas y a niveles máximos de emisión de ruido.
- **La autoridad municipal.** Tiene la competencia de la autorización urbanística de la central de generación. En ocasiones el suelo puede ser de propiedad municipal lo que facilita el desarrollo del proyecto. El Ayuntamiento puede disponer de competencias para favorecer una ayuda en los impuestos por la construcción si declara el proyecto de interés general. El ayuntamiento tiene una contraprestación económica de un porcentaje de las ventas del proyecto por el uso del subsuelo para el trazado de tuberías. Su implicación en el proyecto es fundamental para el buen desarrollo y explotación del sistema. En ocasiones el Ayuntamiento es propietario del recurso forestal. Los Ayuntamientos pueden ser canalizadores de los intereses sociales sobre el proyecto y deben ser sensibles a la pobreza energética de los vecinos. Pueden propiciar medidas de política energética social.

- **Los usuarios del DH universal** (edificios singulares, las viviendas de primera residencia, las segundas residencias. Los usuarios de calefacción en entornos rurales necesitan nuevas noticias sobre la energía consumida en calefacción. Es muy importante distinguir entre los usuarios de entornos rurales que utilizan la vivienda como primera residencia, los que lo hacen en fin de semana y vacaciones y los edificios singulares. Los primeros están muy afectados por la pobreza energética, mientras los segundos valoran en estos sistemas la comodidad y disponibilidad. Los edificios singulares: de titularidad pública (centros de educación, ambulatorios, centros deportivos, oficinas de la administración, etc.) y privados (hoteles, negocios, etc.) suponen entre el 8 al 15% de la demanda de calor y en la mayoría de los casos su incorporación al sistema es más fácil que con las viviendas por la gestión profesional de la energía. En general todos los usuarios esperan un ahorro sobre el precio de los combustibles fósiles.

Puede suponer una barrera para el desarrollo de las redes el coste que supone para los usuarios la conexión a la red y el armario con los equipos de intercambio y medida. La gran ventaja que pueden esperar los usuarios de las redes de calefacción con biomasa es un precio fijo por la energía solo actualizable por el precio del IPC en los costes variables, actualización muy inferior al de los combustibles fósiles. En numerosas ocasiones los usuarios son favorables al desarrollo de las redes de calefacción, pero no hay consenso con la ubicación de la central de generación. Esta situación puede generar un problema social para la aceptación de los sistemas.

- **El promotor/inversor.** Se distinguen entre promotores públicos y privados. Los públicos tienen dificultades para asumir el riesgo comercial y de gestión de los proyectos frente los usuarios. El promotor asume el riesgo de la inversión además de todos los riesgos del proyecto: regulatorio, comercial, de disponibilidad del recurso.

El enfoque global holístico propuesto por la UnivBioDH introduce las ventajas desde diferentes perspectivas: económica, social y ambiental Tabla 8.

Tabla 8. Beneficios sociales, económicos y medioambientales de las BioUnivDH [64].

Economy	Social	Environmental
Investments in rural regions.	Fight against energy poverty	CO2 emissions savings
Savings/resources available.	Population and infrastructures fixation in rural zones	Synergies/catalysis with forestry regulation plans and maintenance
Circular economy.	Jobs creation	Local biomass consumption
	Use of local energy/ownership of the energy resource	

3.8. Objetivo ix. Analizar la fiabilidad de la densidad lineal de calor como índice para la evaluación de la rentabilidad de las redes de calefacción con biomasa y proponer nuevas alternativas al mismo

Se ha establecido un nuevo índice para valorar la rentabilidad económica de sistemas de DH que utilicen biomasa como combustible de forma precisa, ya que como se verá más adelante, la densidad lineal de calor no es un parámetro válido para estos casos. La densidad lineal de calor es un índice adecuado cuando se pretende comparar distintas redes de calefacción desde el punto de vista económico, bajo las hipótesis: de inversión equivalente en generadores de la misma potencia y mismo coste de operación debido al combustible.

Los parámetros significativos bajo las hipótesis anteriores que permiten comparar una red y otra son la demanda y la inversión en la red de distribución. En el caso de la densidad lineal de calor si están incorporados. Sin embargo, en el caso de sistemas que utilizan biomasa, no tener en cuenta el precio unitario del combustible a emplear, y dado que en el caso particular de la biomasa el precio varía notoriamente de una localización a otra, deberíamos incluir de alguna manera los costes de operación en el índice de comparación.

A la hora de evaluar el potencial de implantación de sistemas BioDH, contar con un índice como es el caso de la densidad lineal de calor para redes CHP-DH, que nos permita conocer a priori su rentabilidad económica sería de gran utilidad. Se ha usado como ejemplo los casos de estudio explicados anteriormente, localizado en la zona continental de España.

Analizado los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología de evaluación del potencial de implantación masiva de sistemas BioDH en la zona continental de España, principalmente los relacionados con la rentabilidad de estos sistemas, se han obtenido para cada uno de ellos el CAPEX y el OPEX. Se puede comprobar que el CAPEX depende de la potencia térmica de la planta de generación de calor y la longitud de la red, y el OPEX, depende de los mismos mencionados para el CAPEX, de la energía a suministrar y del precio de la biomasa.

Se ha evaluado la densidad lineal de calor y su correlación lineal con la TIR de los distintos sistemas evaluados. En una segunda valoración se ha evaluado la TIR respecto a la misma densidad lineal de calefacción influida por el precio de la biomasa. Por último, se ha definido un nuevo índice de rentabilidad que agrega todos los factores que influyen en la rentabilidad, ofreciendo un ajuste lineal muy preciso.

Para calcular la rentabilidad de los sistemas BioDH, se requiere la demanda térmica, la longitud de la red, la potencia de la planta térmica y el precio de la biomasa. Todos estos factores se pueden obtener a partir del procedimiento que propone la metodología de evaluación del potencial de implantación masiva de sistemas BioDH.

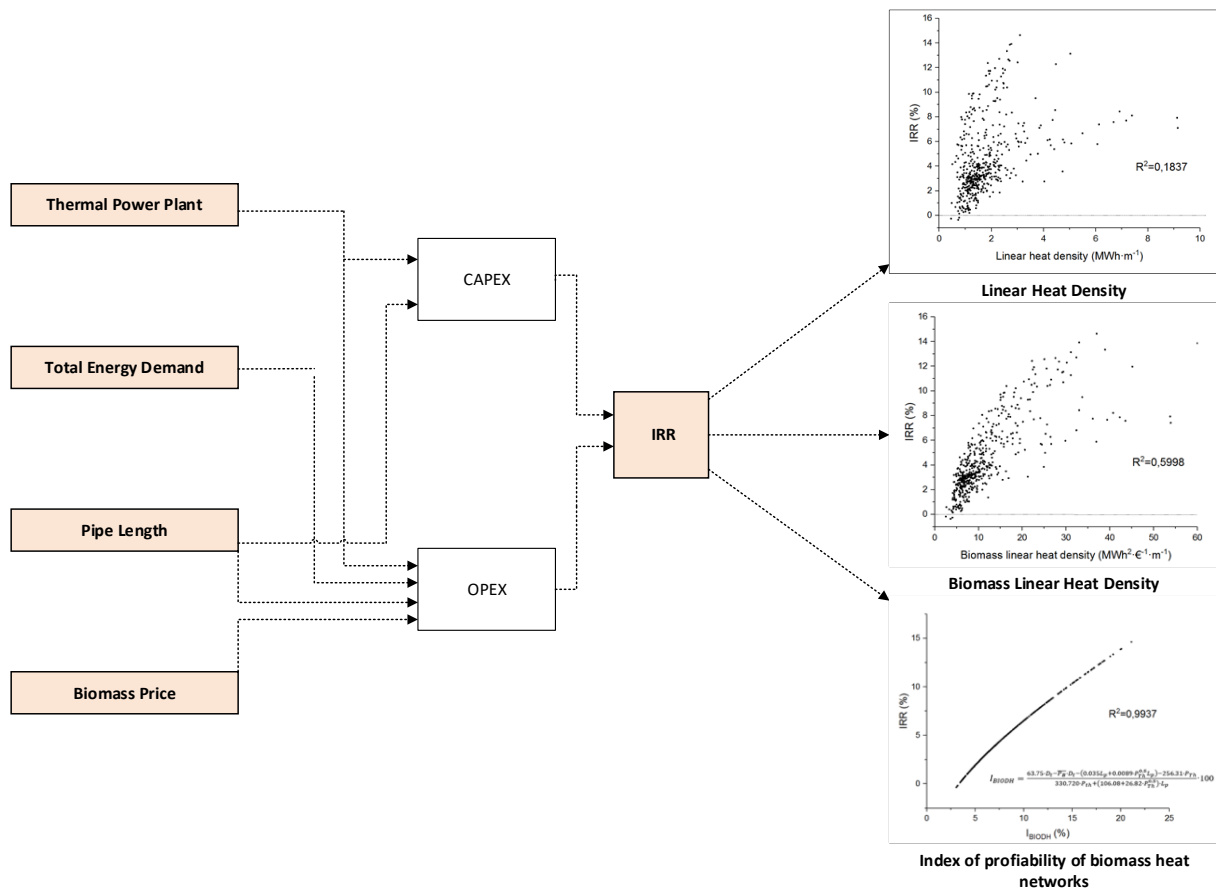


Figura 32. Methodology for IRR analisis.

- Densidad lineal de calor

Es el parámetro típico para establecer de forma aproximada la rentabilidad de un sistema e DH. Se define como el cociente entre la energía térmica suministrada por el sistema y la longitud de la red de distribución.

$$(10) \quad LHD = \frac{D}{L_p}$$

- Densidad lineal de calor con biomasa

Los costes de combustible representan entre un 40 y un 50% los costes totales de operación. Como el valor del precio unitario de combustible varía en función de la localización, se debe introducir ese parámetro para establecer una base común entre todos los sistemas que se pretenden comparar.

Considerando al coste de medio de la biomasa para cada sistema inversamente proporcional a la rentabilidad del Sistema. Se define la densidad lineal de calor con biomasa BLHD como:

$$(11) \quad BLHD = \frac{D}{L_p \cdot \bar{P}_B}$$

- Index of profiability of biomass district heating

De la expresión del IRR y a partir de las variables que influyen en la rentabilidad de los sistemas BioDH: energía vendida o demanda D_t , coste de la biomasa \bar{P}_B , potencia instalada P y longitud de la red L_p , se puede definir el nuevo Index of profiability of biomass heat network como el cociente entre la diferencia entre ingresos y costes y la inversión. Mediante este nuevo índice se pueden comparar unos sistemas que utilicen biomasa con otros, asegurando que aquellos que tienen un mayor valor tendrán una mayor rentabilidad.

$$(12) \quad I_{BioDH} = \frac{Incomes - OPEX}{CAPEX} \cdot 100$$

$$(13) \quad I_{BioDH} = \frac{63.75 \cdot D_t - 1.43 \cdot \bar{P}_B \cdot D_t - (0.035L_p + 0.0089 \cdot P_{Th}^{0.5} L_p) - 256.31 \cdot P_{Th}}{330,720 \cdot P_{th} + (106.08 + 26,82 \cdot P_{Th}^{0.5}) \cdot L_p} \cdot 100$$

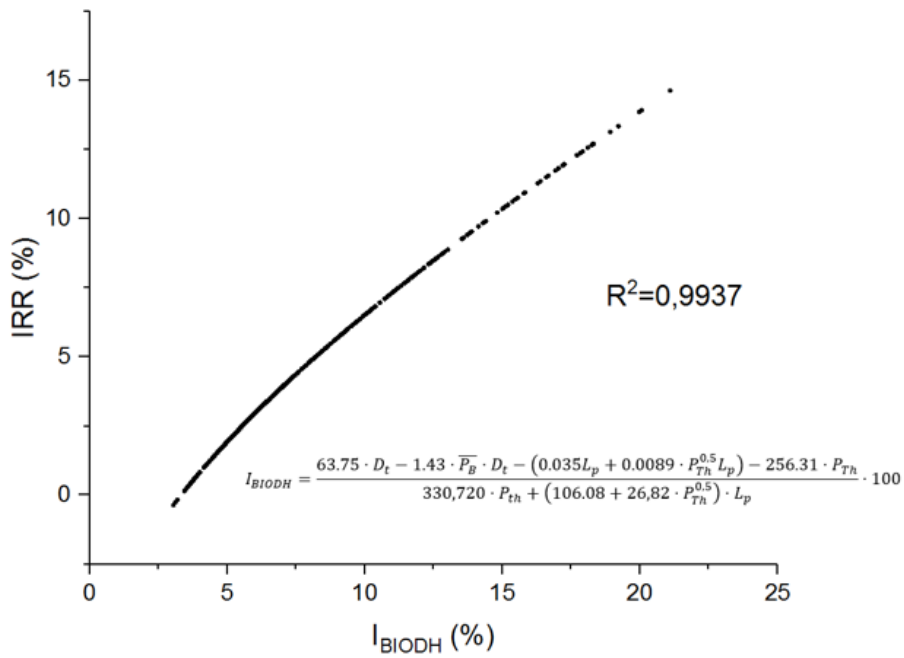


Figura 33. Index of profiability of BioDH.

4. Discusión

4.1. Implantación masiva de sistemas DH-CHP [43]

Los escenarios propuestos para los análisis del efecto del reemplazamiento de plantas de energía por módulos estándar CHP5E15Th se basan en la reducción o eliminación completa de las centrales de carbón y energía nuclear actualmente en operación, la mayoría de ellas ya amortizadas. Para estos escenarios, si la energía eléctrica no está cubierta por los sistemas CHP5E15Th, la diferencia se completaría usando las plantas de ciclo combinado (CC) que, a pesar de presentar buenos rendimientos operativos, poseen actualmente una tasa de utilización muy baja en España.

En España la capacidad instalada en los ciclos combinados es suficiente para cubrir los requerimientos de potencia (25.353 MW en la zona peninsular y 6733 MW en la zona continental). Además, hay que tener en cuenta que para garantizar una relación de cobertura de capacidad de potencia suficiente de 1,1, existe un exceso de capacidad de 16.350 MW.

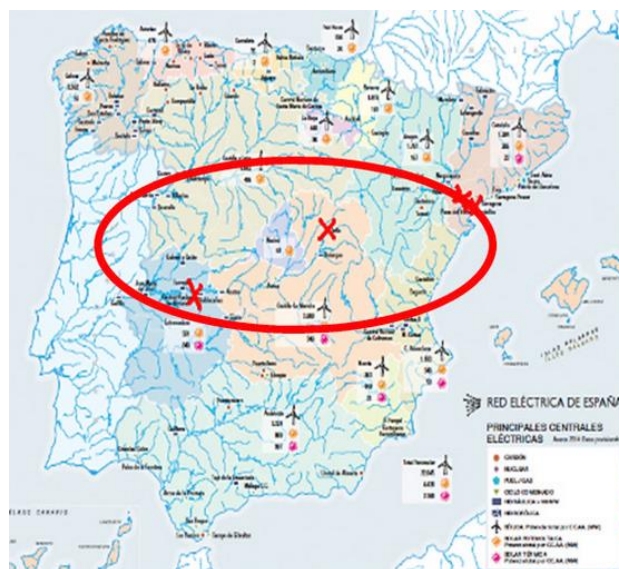


Figura 34. Nuclear power plants placed in the Continental zone. Red crosses [43].

Se definen cinco escenarios potenciales para realizar posibles análisis bajo los supuestos previos. Las principales características de estos escenarios son:

- Escenario 1: Este escenario implica no extender las licencias de operación más allá de la vida original (40 años) de todas las centrales de carbón y plantas nucleares en la región continental. Con la capacidad de energía adicional de las nuevas instalaciones de DHC, hay una capacidad de suministro de calefacción para 4.3 millones de hogares en la región continental, quedando 1,4 millones de hogares que operarían con gas natural. Este escenario extremo, desde el punto de vista del desplazamiento de tecnologías, requiere un aumento en la capacidad de la red de gas natural para llegar a nuevas ubicaciones, y además una parte de la energía eléctrica a partir de ciclos

combinados no quedaría cubierta con la capacidad actual. Este escenario necesitaría nuevas inversiones en ciclos combinados para no desequilibrar el sistema.

- Escenario 2: Se procede a desmantelar la mitad de las centrales térmicas de carbón y energía nuclear. También, en este escenario se podría abastecer de calor a más de 1.4 millones de hogares, aunque sería necesario expandir la red de gas natural existente para que logre llegar a nuevos municipios. En este caso la demanda eléctrica sí que se podría cubrir con los ciclos combinados existentes, incluso con una sobrecapacidad de 7082 GWh.
- Escenarios 3: Este escenario consiste en no extender las licencias de operación de todas las plantas de carbón ni la mitad de las plantas nucleares. De esta forma se consigue que la demanda eléctrica que se requiere se encuentra cerca de la capacidad que poseen los sistemas CHP-DH y las plantas de CC de forma combinada. Como en los casos anteriores se requiere una expansión de la red de gas natural en la región.
- Escenario 4: Caso similar al escenario 1 pero sustituyendo del sistema únicamente las plantas de carbón y nucleares ya amortizadas, con la excepción de las plantas de carbón de Lada y Soto de Ribera para mantener el equilibrio de la red.
- Escenario 5: Consiste en sustituir únicamente el 20% de la capacidad de las plantas nucleares de carbón, extendiendo los periodos de operación del resto de las plantas. En este escenario, sin ser tan ambicioso como los anteriores, se siguen obteniendo unos resultados relevantes en términos de descarbonización y reducción de residuos nucleares generados.

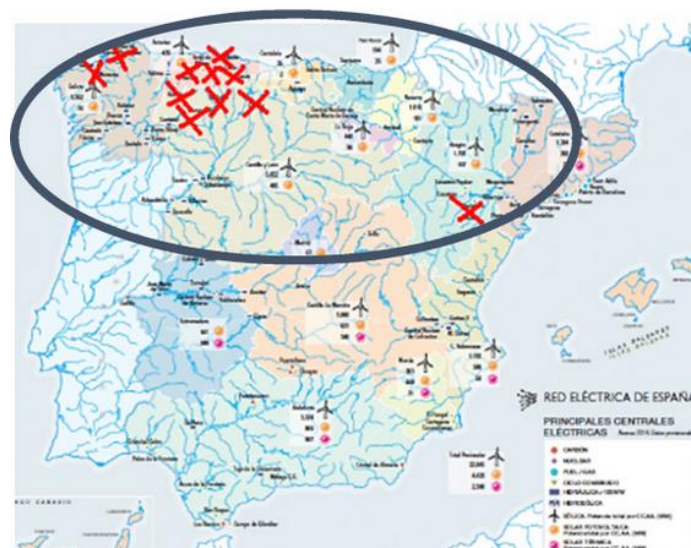


Figura 35. Coal thermal plants placed in the Continental zone. Red crosses [43].

Evaluación del impacto. Balance energético y evaluación ambiental.

En la Tabla 9 se puede ver los principales resultados obtenidos al simular los posibles escenarios anteriormente expuestos. Uno de los datos que aparece es la evaluación de la disminución de emisiones de CO₂.

Tabla 9. Results for massive implementation of the standard module CHP5E15Th under different scenarios [43].

	Nuclear	Coal	CHP5E15Th	CC plants	Energy balance	Capital cost M€	Δ_{CO_2} CO2 savings kt
Scenario1	Technology removed [%] / CHP5E15Th units	100%	100%	2,874 ud			
	Power [MW]	-6,314	-8,628	14,942	3,670	-17,701	13,715
	Energy production [GWh]	-55,311	-29,105	37,355	29,360		28,752
Scenario2	Technology removed [%] / CHP5E15Th units	50%	50%	1,437 ud			
	Power [MW]	-3,134	-4,295	7,429	3,670	7,082	8,178
	Energy production [GWh]	-27,454	-13,397	18,573	22,278		10,303
Scenario3	Technology removed [%] / CHP5E15Th units	50%	100%	2,262 ud	-		
	Power [MW]	-3,134	-8,628	11,762	3,670	2,206	4,650
	Energy production [GWh]	-27,454	-29,105	29,405	27,154		27,291
Scenario4	Technology removed [%] / CHP5E15Th units	Amortized	Amortized	2,656 ud			
	Power [MW]	-6,314	-7,498	13,812	3,670	-17,049	10,179
	Energy production [GWh]	-55,311	-25,628	34,530	29,360		24,458
Scenario5	Technology removed [%] / CHP5E15Th units	20%	20%	589 ud			
	Power [MW]	-1,066	-1,996	3,062	3,670	23,428	3,482
	Energy production [GWh]	-9,338	-4,249	7,655	5,932		4,208

Adicionalmente a los beneficios indicados anteriormente, la implantación de cualquiera de estos escenarios de generación distribuida, reducirían las pérdidas de transporte de energía eléctrica. Por otro lado, el mayor factor de utilización de los sistemas de ciclos combinados, mejoraría sus rentabilidades, reduciendo parcialmente los fondos que reciben cada año del sistema de eléctrico en concepto de Pagos por Capacidad (superior a 750 millones de euros/año hasta 2020 según Real Decreto-Ley 9/2015 de España). Ambos efectos podrían reducir el coste de la electricidad para el usuario final.

4.2. Implantación masiva de sistemas BioDH [48].

Se presentan los resultados detallados obtenidos de la aplicación de la metodología sobre cuatro sistemas DH desarrollados, uno en el norte (BioDHN), dos en la zona central (BioDHC1 y BioDHC2) y otro en el sur (BioDHS) de España. La demanda de energía y la potencia instalada han sido evaluadas a través de encuestas realizadas por la empresa a cargo de la

implementación del sistema de calefacción urbana, en colaboración con los autores. La encuesta cubre más del 70% de los hogares en la zona. Los resultados más importantes se especifican en la siguiente tabla.

Tabla 10. Results of the study of BioDH implementation in 4 municipalities [48].

	BioDHN	BioDHC1	BioDHC2	BioDHS
Inhabitants	1,919	1,998	3,069	1,502
Gross average income per capita	14,504	22,878	14,709	13,708
Gini's index	0.42	0.44	0.45	0.46
Energy Poverty [%]	62.83	38.27	56.24	39.28
Dwellings	1,180	1,775	1,860	967
- First residence	745	770	1,105	530
- Secondary residence	305	775	550	294
- Unoccupied dwellings	130	210	205	144
Correction index: age of buildings in terms of energy poverty	0.87	0.86	0.89	0.85
Municipality urban area [m ²]	410,620	583,321	861,126	229,614
Network length (from engineering design) [m]	8,632	11,230	15,560	5,126
Network length (from Eq. 2) [m]	8,456	11,904	17,571	4,792
Altitude	1,200	1,157	1,068	1,230
Minimum temperature	-7.4	-5.4	-5.8	-4.9
Degree Days	4,133	3,359	2,765	3,439
Thermal power [MW]	8	12	16	8
CAPEX total BioDH [k€]	4,206	6,398	8,928	3,430
- CAPEX _{th} [k€]	1,733	2,615	3,378	1,667
- CAPEX _N [k€]	1,541	2,376	3,732	866
- CAPEX _{ETS} [k€]	932	1,407	1,818	897
Biomass needed- available in the municipality [kt/a]	10,8 - 8,8	13,2 - 8,7	14,5 - 0,6	9,3 - 16,0
CO ₂ tonnes safe [t]	8,363	10,275	11,235	7,198
Heating demand calculated from surveys [MWh/a]	19,200	25,300	21,700	15,500
Corrected heating demand calculated [MWh/a]	18,822	23,128	25,287	16,202
Revenues [k€/a]	1,280	1,573	1,719	1,102
Total operation cost (fuel and O&M) [k€/a]	696	1,050	1,156	773
Linear heat density [MWh/m·a]	2.23	1.94	1.44	3.38
Equivalent working hours (h/a)	2,336	1,902	1,609	2,090
Local biomass price [€/t]	57.01	71.77	72.21	75.85
IRR _{30 year} [%]	9.53	4.95	3.25	6.16

Como se muestra en la Tabla 10, la potencia térmica instalada varía en el rango de 8-16 MWt, con una densidad lineal de calor entre 1,44-3,38 MWh/m. Hay que tener en cuenta la importancia de corregir la demanda de energía debido al uso de la vivienda en las zonas rurales, ya que en todos los casos las segundas residencias y las viviendas desocupadas están

por encima del 36,8%. Además, en los municipios bajo análisis, se observan altos niveles de pobreza energética.

Tabla 11. Evaluation of the potential of implementation of heating networks in the study area in terms of IRR (%) [48].

IRR [%]	< 0	0÷2.4	2.5÷4.9	5÷7.4	7.5÷10	> 10	Total
Municipalities	3	116	226	79	44	31	499
Inhabitants	6,972	406,107	722,733	220,356	131,746	85,875	1,573,792
Energy Poverty [%]	31.97-48.71	32.57-67.67	25.46-69.38	28.13-78.09	25.18-73.04	27.48-73.22	25.18-78.09
Dwellings	5,875	235,565	460,250	143,357	85,550	58,080	988,677
- First residence	2,595	151,010	272,495	83,545	49,655	33,825	593,125
- Secondary residence	2,045	45,680	111,000	35,379	21,765	15,180	231,049
- Unoccupied dwellings	1,235	38,875	76,755	24,434	14,130	9,075	164,504
Dwellings area [m ²]	613,48	26,148,02	46,754,73	15,011,1	8,400,35	5,577,20	102,504,9
Total urban area [m ²]	4,370	115,730	182,390	50,500	28,890	17,020	398,900
Network length [m]	14,334-51,638	4,996-60,291	2,950-59,486	2,333-52,041	2,744-33,516	5,404-26,859	2,333-60,291
Networks total length [m]	8,880	2,359,491	3,726,352	1,033,96	591,320	349,433	8,149,356
Thermal power [MW]	12.55-16.44	6.49-45.39	4.45-46.37	5.74-69.04	5.51-36.41	6.1-25.15	4.45-69.04
Total thermal power [MW]	43.35	1,920.52	3,428.15	1,097.72	616.11	414.28	7,520.83
CAPEX total BioDH [k€]	35,051	1,157,56	1,939,97	584,068	329,086	209,483	4,253,217
- CAPEX _{Th} [k€]	9,319	412,910	737,052	236,010	132,463	89,221	1,616,998
- CAPEX _N [k€]	18,716	522,404	806,212	221,030	125,327	72,240	1,765,929
- CAPEX _{ETS} [k€]	5,015.9	222,242	396,706	127,028	71,296	48,021	870,310
Biomass [kt/a]	29.24	1,553.59	3,152.51	1,094.24	647.05	464.84	6,941.47
CO ₂ tonnes avoided	22,737	1,207,92	2,451,08	850,772	503,081	361,412	5,396,997
Corrected energy demand [MWh/a]	51,177	2,718,79	5,516,89	1,914,92	1,132,34	813,469	12,147,59
Revenues [k€/a]	3,480	184,877	375,149	130,215	76,999	55,316	826,036
Total operation cost (fuel and O&M) [k€/a]	17.3	666.4	1,147.4	355.0	199.7	130.4	2,516.2
Linear heat density [MWh/m·a]	0.48-0.73	0.48-2.31	0.50-4.73	0.69-9.14	0.99-9.12	1.14-5.03	0.48-9.12
Equivalent working hours (h/a)	875.8-1,433.3	875.4-1,925.9	1,158.3-2,210.4	1,276.4-2,203.8	1,357.3-2,619.0	1,574.6-2,403.4	875.4-2,619.0
Local biomass price [€/t]	71.77-80.52	67.86-80.52	32.42-75.85	32.42-75.85	27.84-67.86	27.84-42.35	27.84-80.52

En cuanto a la disponibilidad de biomasa, solo el sistema BioDHS cuenta con biomasa suficiente para satisfacer ampliamente su demanda de energía, mientras que los otros municipios

necesitan adquirir biomasa de las áreas cercanas, lo que tiene como consecuencia el aumento de precio. A pesar de esto, todos los sistemas analizados muestran resultados económicos favorables.

La Tabla 11 resume el potencial para la implementación de redes BioDH en los 499 municipios españoles en estudio. Como se puede observar, la aplicación de la metodología propuesta identifica 31 municipios con un valor de IRR superior al 10%, una viabilidad relativamente alta para este tipo de inversiones. Entre los 499 municipios analizados, solo tres casos tienen un valor negativo. Las emisiones totales de CO₂ que podrían evitarse con la implementación total de los sistemas BioDH son de 5,4 millones de toneladas por año, que se desglosan de acuerdo con la rentabilidad de los proyectos en la Tabla 11. La inversión total sería de 4253 millones de euros. Implica un índice de ahorro / inversión de emisiones de CO₂ inferior al presentado en los sistemas CHP-DH, donde, con una inversión de 13.715M €, el ahorro de CO₂ fue de 28,8Mt. Esto se debe a que, en las áreas urbanas, con densidades de calor lineales claramente más altas, la inversión necesaria y los costes de distribución de energía térmica son más bajos.

4.3. Index of profitability of biomass district heating

Los resultados obtenidos en el caso de estudio de la evaluación del potencial de implantación masiva de sistemas BioDH en la zona continental de España, comparando la densidad lineal de calor, la densidad lineal de calor con biomasa y el Index of profitability of biomass heat network se muestran a continuación.

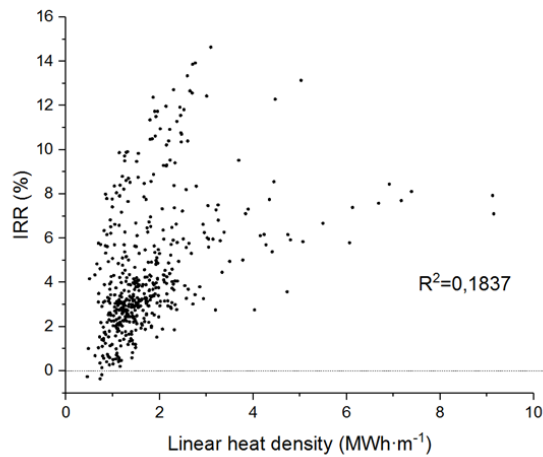


Figura 36. IRR for linear heat density.

Para cada municipio de estudio, la densidad lineal de calor del sistema BioDH frente a su correspondiente valor de rentabilidad IRR se puede observar en la Figura 36.

Como se puede observar, existe una gran dispersión de los puntos representados para la relación entre la densidad lineal de calor y la rentabilidad. Se puede concluir que en sistemas rurales que utilizan biomasa como combustible la densidad lineal de calefacción no es un índice

representativo de la eficiencia económica de una futura inversión. Para el caso de la densidad lineal de calor de biomasa se puede comprobar que el ajuste de los puntos que se produce mejora, aunque, sigue existiendo una gran dispersión, Figura 37. Este mejor ajuste se debe a que se tiene en cuenta la variación del precio de combustible empleado, es decir, el precio de la biomasa

Por último, el valor del nuevo Index of profitability of biomass district heating frente a su rentabilidad correspondiente, Figura 38.

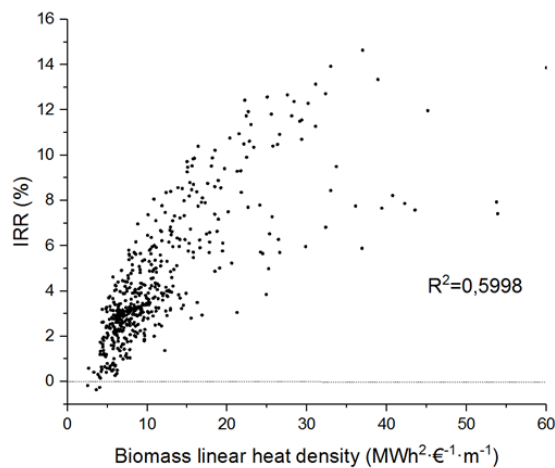


Figura 37. IRR for biomass linear heat density.

En el caso del Index of profitability of biomass heat network, se comprueba que el ajuste con la TIR es casi lineal, por tanto, se puede decir que el nuevo índice obtenido es totalmente válido para comparar la rentabilidad de distintos proyectos de BioDH que utilicen biomasa.

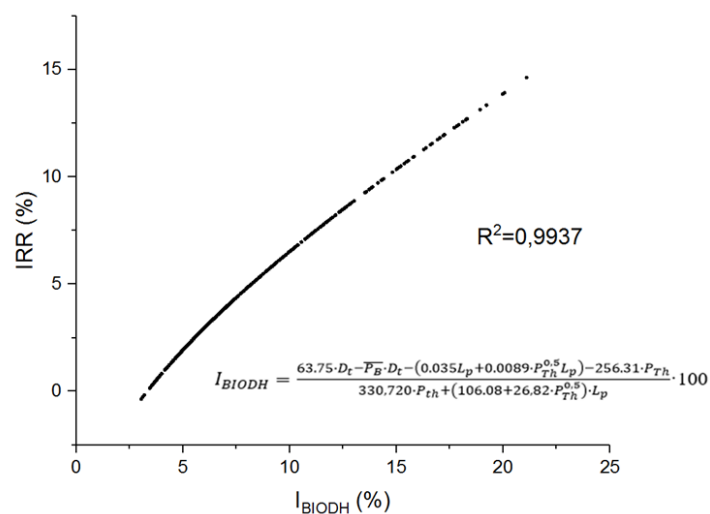


Figura 38. IRR for Index of profitability of biomass heat network.

A partir de la expresión de I_{BIODH} que incluye todos los parámetros antes mencionados se podrían desprestigiar los términos menos significativos para el cálculo del I_{BIODH} y evaluar la pérdida de linealidad respecto al IRR.

Como el coste de operación y mantenimiento de la red representa un porcentaje despreciable con respecto a los costes totales, y la variación de unos sistemas a otros de igual tamaño son similares, se podría simplificar la expresión del I_{BIODH} quedando:

$$(14) \quad I'_{BIODH} = \frac{63.75 \cdot D_t - 1.43 \cdot \bar{P}_B \cdot D_t - 256.31 \cdot P_{th}}{330,720 \cdot P_{th} + 106.08 \cdot L_P + 26.82 \cdot P_{th}^{0.5} \cdot L_P} \cdot 100$$

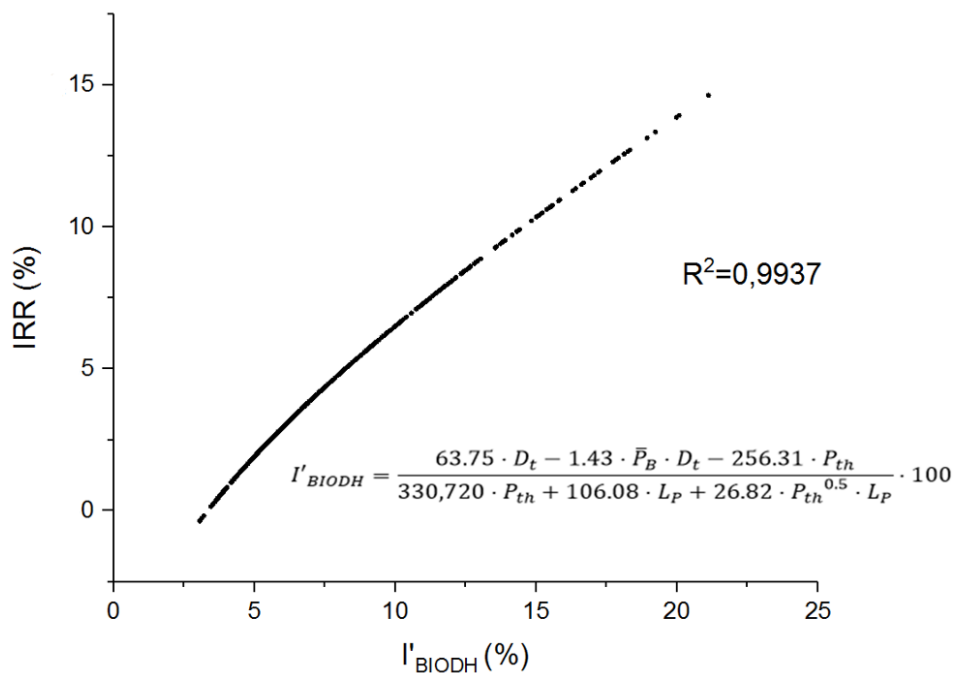


Figura 39. IRR for simplified index of profitability of biomass heat network I'_{BIODH} .

Si siguiendo el mismo razonamiento anterior y con las mismas hipótesis, los costes de operación y mantenimiento totales siguen siendo un pequeño porcentaje de los costes totales, y la variación entre unos sistemas y otros de igual tamaño es mínima y por tanto se podrían desprestigiar en la expresión, así el índice quedaría:

$$(15) \quad I''_{BIODH} = \frac{63.75 \cdot D_t - 1.43 \cdot \bar{P}_B \cdot D_t}{330,720 \cdot P_{th} + 106.08 \cdot L_P + 26.82 \cdot P_{th}^{0.5} \cdot L_P} \cdot 100$$

Al reducir la expresión, desprestigando los costes de operación y mantenimiento de la red, el ajuste no varía, igual a 0.9937. Los costes de operación y mantenimiento de la red suponen de media un 0.09% de los costes totales. Si se sigue simplificando el índice y se desprestigian los costes de operación y mantenimiento totales, se puede apreciar que el ajuste es aún mejor, teniendo una $R^2 = 0.9938$. Los costes de operación y mantenimiento suponen de media un 0.53% de los costes totales.

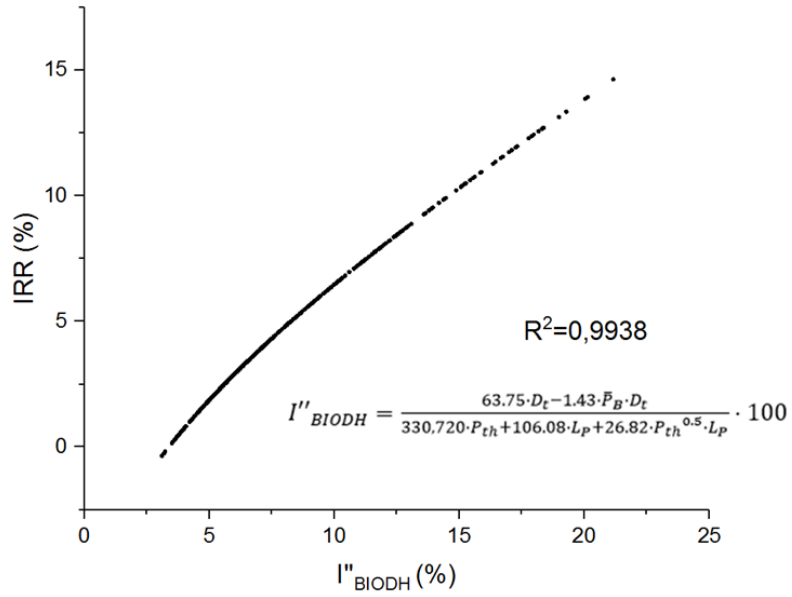


Figura 40. IRR for simplified index of profitability of biomass heat network I''_{BIODH}

Si de I_{BIODH} se despreja la inversión de la red, queda:

$$(16) \quad I'''_{BIODH} = \frac{63.75 \cdot D_t - \bar{P}_B \cdot D_t - (0.035 L_p + 0.0089 \cdot P_{th}^{0.5} L_p) - 256.31 \cdot P_{th}}{330.720 \cdot P_{th}} \cdot 100$$

Si de I'''_{BIODH} se despreja la inversión de la red, queda:

$$(17) \quad I^{IV}_{BIODH} = \frac{63.75 \cdot D_t - 1.43 \cdot \bar{P}_B \cdot D_t}{330.720 \cdot P_{th}} \cdot 100$$

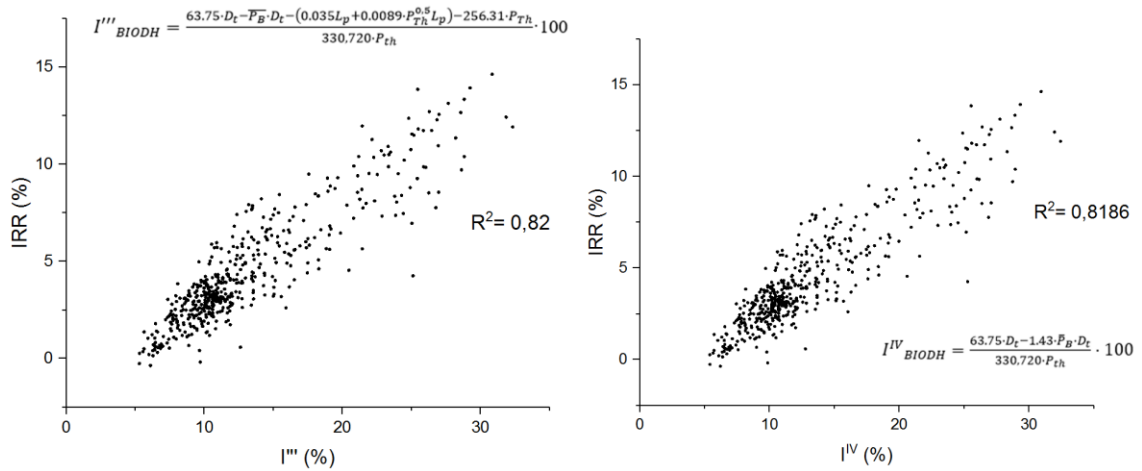


Figura 41. IRR for simplified index of profitability of biomass heat network I'''_{BIODH} and I^{IV}_{BIODH}

En ambos casos se puede comprobar que la dispersión de los puntos aumenta de forma notoria y el ajuste que se obtiene es bastante menor que en los casos anteriores.

En la Tabla 12 se especifica los datos principales obtenidos en el estudio destinando a la evaluación del potencial de implantación masiva de sistemas BioDH en la zona continental de España. En él también aparecen los valores de los distintos índices de rentabilidad económica estudiados en este apartado.

Tabla 12. Index of profitability of biomass network in the study area.

IRR [%]	< 0	0÷2.4	2.5÷4.9	5÷7.4	7.5÷10	> 10	Total
Municipalities	3	116	226	79	44	31	499
Network length [m]	14,334-51,638	4,996-60,291	2,950-59,486	2,333-52,041	2,744-33,516	5,404-26,859	2,333-60,291
Total length of network [m]	8,8797	2,359,491	3,726,352	1,033,963	591,320	349,433	8,149,356
Thermal Power [MW]	12.55-16.44	6.49-45.39	4.45-46.37	5.74-69.04	5.51-36.41	6.1-25.15	4.45-69.04
Total thermal power [MW]	43.35	1,920.52	3,428.15	1,097.72	616.11	414.28	7,520.83
CAPEX total BioDH [k€]	35,051.3	1,157,557.0	1,939,970.9	584,068.3	329,086.4	209,483.4	4,253,3217.3
- CAPEX _{Th} [k€]	9,319.3	412,910.8	737,052.8	236,009.9	132,463.5	89,221.3	1,616,997.6
- CAPEX _N [k€]	18,716.1	522,404.0	806,212.2	221,030.1	125,326.7	72,240.3	1,765,929.4
- CAPEX _{ETS} [k€]	5,015.9	222,242.1	396,705.8	127,028.2	71,296.2	48,021.8	870,310.0
Corrected energy demand [MWh/a]	51,177	2,718,785	5,516,895	1,914,923	1,132,337	813,469	12,147,586
Revenues [k€/a]	3,480.0	184,877.4	375,148.8	130,214.8	76,998.9	55,315.9	826,035.8
Costes totales de combustible, operación y mantenimiento [k€/a]	17.3	666.4	1,147.4	355.0	199.7	130.4	2,516.2
Linear heat density [MWh/m·a]	0.48-0.73	0.48-2.31	0.50-4.73	0.69-9.14	0.99-9.12	1.14-5.03	0.48-9.12
Local biomass price [€/t]	71.77-80.52	67.86-80.52	32.42-75.85	32.42-75.85	27.84-67.86	27.84-42.35	27.84-80.52
Local biomass price [€/MWh]	17.94-20.13	16.96-20.13	8.11-18.96	8.11-18.96	6.96-16.96	6.96-10.59	6.96-20.13
Biomass lineal heat density [MWh/m·a·€]	2.5-3.6	2.7-12.2	4.4-25.2	7.7-53.9	10.8-53.8	16.4-60.0	2.5-60.0
I _{BioDH} [%]	3.1-3.2	3.5-5.6	5.6-8.2	8.2-11.2	11.2-14.4	14.8-21.1	3.1-21.1
I' _{BioDH} [%]	3.1-3.2	3.5-5.6	5.6-8.2	8.2-11.2	11.2-14.4	14.8-21.1	3.1-21.1
I'' _{BioDH} [%]	3.1-3.2	3.5-5.6	5.6-8.3	8.3-11.2	11.3-14.5	14.9-21.2	3.1-21.2
I''' _{BioDH} [%]	5.3-9.7	5.3-12.6	7.3-25.1	10.4-25.0	13.0-28.6	21.2-32.3	5.3-32.3
I ^{IV} _{BioDH} [%]	5.4-9.8	5.4-12.8	7.4-25.3	10.5-25.1	13.1-28.7	21.3-32.4	5.4-32.4

5. Conclusiones

Implantación masiva de sistemas DH-CHP [43]

Este trabajo de investigación propone una nueva metodología top-down/bottom-down para evaluar la implantación masiva de sistemas CHP/DH a nivel regional, basados en módulos estándar que reemplazan a los sistemas existentes de calefacción y donde sea necesario sustituir parcialmente la generación eléctrica existente.

La parte top-down analiza el marco en el que se encuentran los sistemas DH-CHP, definiendo finalmente el módulo estándar, junto con sus componentes y sus modos de operación. La metodología bottom-down parte de este módulo estándar de DH-CHP y expande su análisis integrando los resultados a la región de estudio. Para demostrar la aplicabilidad de la metodología, se expone un caso de estudio basado en la región continental de España.

La aplicación de la metodología en esta región muestra un potencial de 589 nuevos sistemas CHP completamente viables a implantar en esta zona. Los módulos estándar definidos son de 5 MW eléctricos. Esto implica la instalación de casi 3000 MW de sistemas eléctricos de alta eficiencia y por cada módulo individual, se consiguen ahorros anuales de 0.5 millones de euros. Los resultados muestran reducciones anuales de emisiones de partículas de CO₂ de alrededor de 4 millones de toneladas y una generación de inversiones de unos 3000 millones de euros.

Del caso de estudio se puede concluir que se podrían obtener importantes resultados de descarbonización del sistema energético en esta región sin incrementar los costes de energía eléctrica y térmica de los usuarios finales, bajo la hipótesis de inexistencia de subvenciones o ayudas públicas.

La aplicación de la metodología a este estudio muestra que, desde un punto de vista económico, la política energética para fomentar DHC en España es posible en condiciones de mercado competitivas sin recurrir a subsidios y sin aumentar los costes de energía para los usuarios finales. Para ello, por un lado, las políticas energéticas deberían ser modificadas para la comercialización del gas natural y el negocio actual de las compañías de electricidad, pero por otro lado, generaría una gran oportunidad de inversiones con la nueva instalación y explotación de los sistemas DHC-DH, incluidos aquellos de las compañías de gas natural y electricidad.

Implantación masiva de sistemas BioDH [48]

Este trabajo presenta una nueva metodología para el análisis del potencial de las redes BioDH en áreas rurales. Se caracterizan por densidades de calor lineales relativamente bajas y por la proximidad a los recursos de biomasa, y por una alta dispersión de la demanda térmica, en comparación con las áreas urbanas mucho más homogéneas.

La metodología agrega factores de corrección a las estimaciones de demanda de calefacción, necesarias para evaluar la viabilidad de estos sistemas. Se incluyen en forma de factores de corrección que evalúan el tipo de uso de las viviendas, la antigüedad del parque edificatorio, la pobreza energética en el municipio y la longitud de la red. Los factores de corrección basados en redes desarrolladas se han utilizado para calibrar y mejorar la precisión de la metodología. Mediante el uso de los datos existentes, la metodología se aplicó para analizar una serie de municipios en el territorio continental de España, donde se detectaron 499 municipios con potencial para implementar un sistema BioDH. En estos municipios, las horas de funcionamiento equivalentes varían de 875 a 2.619, y la densidad de calor lineal varía de 0.48 a 9.12MWh/m · a. Desde el punto de vista económico, la TIR varía en el rango de -0.4% a 14.7%, con 154 sistemas BioDH con una TIR superior al 5%.

La pobreza energética en la región analizada en este estudio varía de 25.18 a 78.09%, que es considerablemente más alta que el valor promedio de España. Esto se debe a la ubicación de los sistemas BioDH analizados, donde el gas natural no está disponible aumentando los costes para el usuario final.

El amplio rango de precios de la biomasa para las diferentes ubicaciones, desde 27,84 a 80,52 €/t, hace que este factor sea determinante para la viabilidad del sistema BioDH. Así ha sido necesario establecer un nuevo índice de rentabilidad económica para los sistemas de DH que utilicen biomasa como combustible, ya que la densidad lineal de calor no es representativa al no tener en cuenta la variación del precio unitario del combustible en función de la localización.

La implementación de sistemas BioDH puede mitigar la pobreza energética y promover la economía circular. Además, aplicar ampliamente la metodología propuesta en todos los municipios dentro de una región permitiría el desarrollo de políticas energéticas y un claro impulso para la economía local mediante la construcción de sistemas de calefacción urbana y la explotación de biomasa forestal. La inversión para llevar a cabo la implementación de todos los sistemas DH analizados es de 4253 millones de euros, lo que generaría una gran oportunidad de negocio en las zonas rurales. Podría tener impactos adicionales como atractor de negocios para reducir el declive demográfico en estas áreas. Desde el punto de vista ambiental, la implementación masiva de los sistemas BioDH en la región analizada ahorraría 5.4Mt de emisiones de CO₂ por año. La relación ahorro / inversión de emisiones de CO₂ es menor que la presentada en áreas urbanas, donde las densidades de calor lineales más altas reducen los costes de distribución.

En cuanto a la influencia de la combinación de la biomasa agrícola y forestal, se puede concluir que, para esta región, y bajo la producción actual de residuos agrícolas locales, la rentabilidad no mejora mucho con el uso de los recursos disponibles de biomasa agrícola. Se debe principalmente a la baja disponibilidad de biomasa agrícola que, combinada con los costes de tratamiento antes de la combustión de la biomasa agrícola, no es significativamente menor que los costes de la biomasa forestal, lo que da como resultado solo un pequeño aumento de la Tasa Interna de Retorno en la mayoría de los municipios analizados.

Por lo tanto, para la región seleccionada, se puede concluir que los sistemas BioDH basados en la combinación de ambos recursos no proporcionan beneficios claros en comparación con la biomasa forestal. En otras regiones, con diferentes patrones de producción agrícola y recursos de biomasa forestal renovable, se obtendrían resultados diferentes con la aplicación de la metodología. Sin embargo, la metodología y el análisis identificaron un número relevante de municipios donde la integración da como resultado valores de TIR superiores al 10% que operan solo con recursos locales de biomasa. Estos valores para una inversión de infraestructura pueden ser lo suficientemente altos para el despliegue de BioDH en estos municipios.

Cierto es que en la mayoría de los municipios analizados hay un aumento de la rentabilidad con ambas fuentes de combustible. Si se implantaran sistemas BioDH en ellos, la combinación de ambas fuentes de combustible de biomasa ampliaría la disponibilidad de recursos de biomasa de los municipios para escenarios futuros. Además de un aumento de la rentabilidad, hay impactos positivos adicionales en la economía local. Se pueden crear nuevas actividades económicas y empleos tanto en la agricultura como en la recolección y explotación de la biomasa [38].

En cualquier caso, se debe prestar especial atención a los problemas adicionales asociados al uso de biomasa multicomcombustible. Por un lado, los diferentes combustibles deberían almacenarse en lugares aislados de otros tipos de combustible, lo que significaría un aumento en los costes de almacenamiento [66] con un aumento de la complejidad en la gestión del almacenamiento y la preparación del combustible. Por otro lado, se debe prestar especial atención a la selección de la caldera y la preparación de mezclas de combustible de biomasa para un rendimiento adecuado ya que con varios tipos de biomasa habrá diferentes características de combustión y geometrías de combustible (astillas, pellets, etc.) [67]. Estos aspectos deben tenerse en cuenta al incluir la biomasa agrícola en los sistemas BioDH.

Índice de rentabilidad para sistemas de DH con biomasa en zonas rurales

Se ha conseguido establecer un índice, que aplicado a los sistemas de DH que empleen biomasa como combustible, permite obtener una idea muy aproximada de la viabilidad y rentabilidad económica de la instalación. Además, permite realizar comparaciones entre redes situadas en localizaciones diferentes.

Este nuevo índice incluye la variación del coste unitario de la biomasa en función de la localización, ya que este valor puede ser muy distinto dependiendo de los costes de extracción, preparación, y transporte necesario en cada zona. Uno de los factores que influye notoriamente es la situación del recurso de biomasa respecto al área a abastecer.

Cuando en las redes de calefacción se utilizan otros combustibles como gas natural o gasoil, el precio unitario no varía de forma notoria de una localización a otra, y por tanto no es un variable significativa para comparar sistemas de energía en términos de viabilidad y

rentabilidad. En estos casos se pueden realizar comparaciones entre dos sistemas situados en zonas distintas de forma directa, y de una manera más simple, empleando el índice de densidad lineal de calor.

Si se puede definir una rentabilidad mínima esperada para los sistemas DH que empleen biomasa como combustible y con ello, establecer un límite inferior del I_{BioDH} que asegure la viabilidad técnico económica. Tras conocerse este índice de rentabilidad para cada sistema BioDH, se podrá determinar la viabilidad y rentabilidad de éstos o el potencial de implantación de redes de este tipo para un área determinada.

Este valor de rentabilidad mínima lo marcará lo definirá las exigencias de la iniciativa privada ante la inexistencia de ayudas públicas. El potencial podría ser ampliado con menores exigencias de rentabilidad o con la aparición de posibles subvenciones.

Redes universales de calefacción con biomasa [64]

El nuevo modelo propuesto presenta el enfoque holístico para el desarrollo de redes universales de calefacción con biomasa. Incluye a todos los subsistemas y agentes involucrados en la instalación y operación de una calefacción urbana de biomasa. Se identifica los diferentes roles y beneficios para cada agente participante con el objetivo de maximizar el beneficio del sistema, eliminando ineficiencias y barreras, como aquellas debidas a la ausencia de regulación sectorial y a la ubicación inadecuada de los recursos. El concepto se ha aplicado a la región central de España, donde existen 501 municipios con una población en el rango 1.000-10.000 habitantes y carecen de suministro de gas natural canalizado. Es especialmente importante el papel del gestor del recurso forestal, ya que puede ser un elemento de unión y de imbricación de los sistemas en zonas de desarrollo que comparten montes públicos.

5.1. Aportaciones de la tesis y futuras líneas de investigación.

Este trabajo de investigación ha tenido como resultado una serie de aportaciones al conocimiento, necesarias y de aplicación directa sobre el objeto de la misma, y que por otro lado pueden ser aplicadas en otros ámbitos del uso de la energía.

1. Desarrollo de una nueva metodología para la evaluación del potencial de sistemas CHP-DH.
2. Desarrollo de una nueva metodología para la evaluación del potencial de sistemas BioDH.
3. Definición y formulación de la demanda corregida para su utilización en la evaluación del potencial de implantación de sistemas BioDH en zonas rurales.
4. Definición y formulación de una nueva expresión de la demanda de energía en función de la pobreza energética. Definición del coeficiente de sensibilidad de la demanda a la pobreza energética.

5. Formulación de una nueva expresión para cuantificar la longitud de la red de distribución de sistemas BioDH en entornos rurales, en función de los parámetros urbanísticos del parque edificatorio donde se implantará el sistema.
6. Revisión y actualización del valor de los parámetros utilizados para la evaluación de la inversión en sistemas DH, tanto para la central de generación, red de distribución y subestaciones de intercambio con los usuarios.
7. Definición y formulación del modelo de red universal de calefacción con biomasa para entornos rurales.
8. Definición y formulación del nuevo índice de rentabilidad para sistemas BioDH (IP_{BioDH}).
9. Definición en el año 2015 de los nuevos escenarios de generación del sistema eléctrico Español, sustituyendo las centrales térmicas de carbón y nucleares por sistemas renovables o de alta eficiencia, complementado con ciclos combinados. Actualmente estos escenarios están siendo considerados y valorados por la administración y la opinión pública.

Presentes y futuras líneas de investigación.

1. El potencial de aplicación de sistemas DH, utilizado como combustible el biogás producido en las estaciones de tratamiento de aguas residuales es de gran interés.
2. Los modelos de corrección de demanda en base a la pobreza energética para zonas urbanas y en ubicaciones con menor severidad climática deberían ser ampliados en futuros trabajos de investigación.
3. El concepto de edificio equivalente de un parque edificatorio sobre el que se puedan realizar las simulaciones pertinentes para el análisis del comportamiento del sistema DH que le suministra energía es una herramienta que debería ser desarrollada en futuros trabajos.
4. Las nuevas generaciones de DHC avanzados que trabajan con edificios de consumo de energía casi nula y que utilizan otras fuentes renovables de energía (geotermia, solar, ...) necesitarán la adaptación y corrección de las metodologías desarrolladas.
5. El consumo de energía eléctrica en el bombeo de los sistemas DH supone el 10% del total de la energía puesta en juego. La incorporación de energías renovables al sistema eléctrico de los DH, está condicionado por las limitaciones de espacio en la central de generación y por la viabilidad técnico económica del almacenamiento de electricidad.

6. Referencias

- [1] The European Parliament and the Council of the European Union and European Parliament, *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency*, no. October. Official Journal of the European Union, 2012, pp. 1–56.
- [2] U.S. Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2016*, vol. 0484(2016), no. May 2016. 2016.
- [3] V. M. Soltero, R. Velázquez, R. Chacartegui, M. Carvalho, and J. A. Becerra, “Biomass district heating systems : a solution for the directive 27/2012/EU,” in *Ecos2015: 28th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, 2015.
- [4] J. Yao, “Who is Jobless? A comparison of joblessness in rural and urban areas in China,” *Asian Soc Work Policy Rev*, vol. 11, pp. 40–52, 2017.
- [5] F. A. Cartmel F., “Youth unemployment in rural areas.”
- [6] “Euroheat&Power.” [Online]. Available: <https://www.euroheat.org> [Accessed: 01-Jul-2018].
- [7] P. M. B. Skagestad, “District heating and cooling connection handbook - programme of research,” 2002.
- [8] S. Frederiksen and S. Werner, *District Heating and Cooling*. 2013.
- [9] M. Wahlroos, M. Pärssinen, S. Rinne, S. Syri, and J. Manner, “Future views on waste heat utilization – Case of data centers in Northern Europe,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 1749–1764, Feb. 2018.
- [10] J. Lizana, C. Ortiz, V. M. Soltero, and R. Chacartegui, “District heating systems based on low-carbon energy technologies in Mediterranean areas,” *Energy*, vol. 120, pp. 397–416, 2017.
- [11] D. Connolly *et al.*, “Heat roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system,” *Energy Policy*, vol. 65, pp. 475–489, 2014.
- [12] B. Rezaie and M. A. Rosen, “District heating and cooling: Review of technology and potential enhancements,” *Appl. Energy*, vol. 93, pp. 2–10, 2012.
- [13] S. Werner, “International review of district heating and cooling,” *Energy*, vol. 137, pp. 617–631, Oct. 2017.
- [14] ADHAC, “Censo octubre 2015. Redes de calor y frío en España,” 2015.
- [15] C. Bordin, A. Gordini, and D. Vigo, “An optimization approach for district heating strategic network design,” *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 252, no. 1, pp. 296–307, 2016.
- [16] M. Tańczuk, J. Skorek, and P. Bargiel, “Energy and economic optimization of the repowering of coal-fired municipal district heating source by a gas turbine,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 149, pp. 885–895, 2017.
- [17] I. Andrić *et al.*, “Assessing the feasibility of using the heat demand-outdoor temperature function for a long-term district heat demand forecast,” *Energy Procedia*, vol. 116, no. 00, pp. 158–169, 2017.
- [18] O. Petrov, X. Bi, and A. Lau, “Impact assessment of biomass-based district heating systems in densely populated communities. Part II: Would the replacement of fossil fuels improve ambient air quality and human health?,” *Atmos. Environ.*, vol. 161, pp. 191–199, 2017.
- [19] C. Reidhav and S. Werner, “Profitability of sparse district heating,” *Appl. Energy*, vol. 85, no. 9, pp. 867–877, Sep. 2008.
- [20] T. Tereshchenko and N. Nord, “Energy planning of district heating for future building stock based on renewable energies and increasing supply flexibility,” *Energy*, vol. 112, pp. 1227–1244, 2016.
- [21] A. Foley and A. G. Olabi, “Renewable energy technology developments, trends and policy implications that can underpin the drive for global climate change,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68, pp. 1112–1114, 2017.
- [22] H. Lund *et al.*, “4th Generation District Heating (4GDH). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems.,” *Energy*, vol. 68, pp. 1–11, 2014.
- [23] S. Paiho and F. Reda, “Towards next generation district heating in Finland,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 65, pp. 915–924, Nov. 2016.
- [24] R. Lund, D. S. Østergaard, X. Yang, and B. V. Mathiesen, “Comparison of Low-temperature District Heating Concepts in a Long-Term Energy System Perspective,” *Int. J. Sustain. Energy Plan. Manag.*, vol. 12, pp. 5–18, Mar. 2017.

- [25] “EE-13-2014 - Technology for district heating and cooling.” [Online]. Available: https://cordis.europa.eu/programme/rcn/664690_en.html. [Accessed: 10-Jul-2018].
- [26] “EE-02-2017 - Improving the performance of inefficient district heating networks.” [Online]. Available: https://cordis.europa.eu/programme/rcn/702020_en.html. [Accessed: 10-Jul-2018].
- [27] “EEB-06-2017 - Highly efficient hybrid storage solutions for power and heat in residential buildings and district areas, balancing the supply and demand conditions.” [Online]. Available: https://cordis.europa.eu/programme/rcn/701765_en.html. [Accessed: 10-Jul-2018].
- [28] “EE-14-2014 - Removing market barriers to the uptake of efficient heating and cooling solutions.” [Online]. Available: https://cordis.europa.eu/programme/rcn/664691_en.html. [Accessed: 10-Jul-2018].
- [29] “EE-07-2015 - Enhancing the capacity of public authorities to plan and implement sustainable energy policies and measures.” [Online]. Available: https://cordis.europa.eu/programme/rcn/664701_en.html. [Accessed: 10-Jul-2018].
- [30] “INTENSSS-PA. A SYSTEMATIC APPROACH FOR INSPIRING TRAINING ENERGY-SPATIAL-SOCIOECONOMIC SUSTAINABILITY TO PUBLIC AUTHORITIES.” [Online]. Available: <http://www.intensspa.eu/>. [Accessed: 10-Jul-2018].
- [31] “EE-04-2016-2017 - New heating and cooling solutions using low grade sources of thermal energy.” [Online]. Available: https://cordis.europa.eu/programme/rcn/700276_en.html. [Accessed: 11-Jul-2018].
- [32] “EEB-07-2017 - Integration of energy harvesting at building and district level.” [Online]. Available: https://cordis.europa.eu/programme/rcn/701768_en.html. [Accessed: 10-Jul-2018].
- [33] J. Lizana, R. Chacartegui, A. Barrios-Padura, and C. Ortiz, “Advanced low-carbon energy measures based on thermal energy storage in buildings: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, pp. 3705–3749, 2018.
- [34] IDAE, “Full assessment of the potential use of high-efficiency cogeneration and efficient district heating and cooling system,” 2016.
- [35] J. Lizana, C. Ortiz, V. M. Soltero, and R. Chacartegui, “District heating systems based on low-carbon energy technologies in Mediterranean areas,” *Energy*, vol. 120, pp. 397–416, Feb. 2017.
- [36] L. Raslavičius, L. Narbutas, A. Šlančiauskas, A. Džiugys, and Ž. Bazaras, “The districts of Lithuania with low heat demand density: A chance for the integration of straw biomass,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 5, pp. 3259–3269, Jun. 2012.
- [37] P. Anttila *et al.*, “Potential and supply costs of wood chips from forests in Soria, Spain,” *Potencial energético los bosques y costes Suminist. para soria, España*, vol. 20, no. 2, pp. 245–254, 2011.
- [38] M. Kimming, C. Sundberg, A. Nordberg, and P.-A. Hansson, “Vertical integration of local fuel producers into rural district heating systems - Climate impact and production costs,” *Energy Policy*, vol. 78, pp. 51–61, 2015.
- [39] J. a. Blanco *et al.*, “Fire in the woods or fire in the boiler: Implementing rural district heating to reduce wildfire risks in the forest–urban interface,” *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 96, pp. 1–13, 2015.
- [40] V. M. Soltero, S. Rodríguez-Artacho, R. Velázquez, and R. Chacartegui, “Biomass universal district heating systems,” *E3S Web Conf.*, vol. 22, p. 00163, Nov. 2017.
- [41] A. Ekman, O. Wallberg, E. Joelsson, and P. Börjesson, “Possibilities for sustainable biorefineries based on agricultural residues – A case study of potential straw-based ethanol production in Sweden,” *Appl. Energy*, vol. 102, pp. 299–308, Feb. 2013.
- [42] J. Singh, “Overview of electric power potential of surplus agricultural biomass from economic, social, environmental and technical perspective—A case study of Punjab,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 286–297, Feb. 2015.
- [43] V. M. Soltero, R. Chacartegui, C. Ortiz, and R. Velázquez, “Evaluation of the potential of natural gas district heating cogeneration in Spain as a tool for decarbonisation of the economy,” *Energy*, vol. 115, pp. 1513–1532, 2016.
- [44] Alessandro Provaggi (Consortium Coordinator), “Stratego Project.”
- [45] Idae, “SECH PROJECT -SPAHOUSEC. Analyses of the energy consumption of the household sector in Spain FINAL REPORT,” p. 76, 2011.
- [46] U.S. Energy Information Administration *et al.*, “Youth unemployment in rural areas,” *Energy*, vol. 35, no. 1, pp. 40–52, Feb. 2015.
- [47] M. Liu, Y. Shi, and F. Fang, “Combined cooling, heating and power systems: A survey,” *Renew.*

- Sustain. Energy Rev.*, vol. 35, pp. 1–22, 2014.
- [48] V. M. Soltero, R. Chacartegui, C. Ortiz, and R. Velázquez, “Potential of biomass district heating systems in rural areas,” *Energy*, vol. 156, pp. 132–143, Aug. 2018.
- [49] H. C. Gils, J. Cofala, F. Wagner, and W. Schöpp, “GIS-based assessment of the district heating potential in the USA,” *Energy*, vol. 58, pp. 318–329, 2013.
- [50] et. al. Robert EDWARDS (JRC), “Well-to-Tank report version 4.0.”
- [51] V. M. Soltero, R. Chacartegui, C. Ortiz, J. Lizana, and G. Quirosa, “Biomass District heating systems based on agriculture residues,” *Appl. Sci.*, vol. 8, no. 4, 2018.
- [52] IDAE, “BIOLINE.”
- [53] L. S. Esteban and J. E. Carrasco, “Biomass resources and costs: Assessment in different EU countries,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 35, no. SUPPL. 1, 2011.
- [54] S. N. Dodić, V. N. Zekić, V. O. Rodić, N. L. Tica, J. M. Dodić, and S. D. Popov, “The economic effects of energetic exploitation of straw in Vojvodina,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 1, pp. 397–403, 2012.
- [55] REE, “The Spanish electricity system preliminary report,” 2014.
- [56] REE, “The spanish electricity system,” 2013.
- [57] “OMIE.”
- [58] C. Reidhav and S. Werner, “Profitability of sparse district heating,” *Appl. Energy*, vol. 85, no. 9, pp. 867–877, 2008.
- [59] Ministerio de Fomento, *Documento Básico DB-HE «Ahorro de Energía», del Código Técnico de la Edificación*. España, 2013.
- [60] J. Hills, “Getting the measure of fuel poverty - Final Report of the Fuel Poverty Review: Summary and Recommendations,” p. 19, 2012.
- [61] S. Bouzarovski and S. Petrova, “A global perspective on domestic energy deprivation: Overcoming the energy poverty–fuel poverty binary,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 10, pp. 31–40, 2015.
- [62] M. J. Ortizbeviá, G. Sánchez-López, F. J. Alvarez-García, and A. Ruizdeelvira, “Evolution of heating and cooling degree-days in Spain: Trends and interannual variability,” 2012.
- [63] J. Tirado Herrero, S., Jiménez Meneses, L., López Fernández, J.L., Martín García, “Pobreza Energética en España. Informe de tendencias,” Madrid, 2014.
- [64] V. M. Soltero, S. Rodríguez-Artacho, R. Velázquez, and R. Chacartegui, “Biomass universal district heating systems,” in *E3S Web of Conferences*, 2017, vol. 22.
- [65] D. Andrews, “Background Report on EU-27 District Heating and Cooling Potentials, Barriers, Best Practice and Measures of Promotion,” 2012.
- [66] A. A. Rentizelas, A. J. Tolis, and I. P. Tatsiopoulos, “Logistics issues of biomass: The storage problem and the multi-biomass supply chain,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 4, pp. 887–894, 2009.
- [67] R. Saidur, E. A. Abdelaziz, A. Demirbas, M. S. Hossain, and S. Mekhilef, “A review on biomass as a fuel for boilers,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 5, pp. 2262–2289, 2011.

Glosario

A	Surface (m ²)
Annual cost _{gas}	Gas Annual Cost (€)
CAPEX	Capital Expenditures
CAPEX _{BioDH}	Investment in the BioDH system (k€)
CAPEX _{Th}	Investment of the thermal power plant (k€)
CAPEX _N	Network investment (k€)
CAPEX _{ETS}	ETS investment (k€)
CO ₂ ^{Boil-dom}	Actual CO ₂ emissions (t)
CO ₂ ^{Rep}	CO ₂ emissions from power plants replaced in each scenario
CO ₂ ^{Coal}	CO ₂ emissions from actual coal plants (t)
CO ₂ ^{te}	CO ₂ emissions at actual not distributed systems (t)
CO ₂ ^{CHP}	CHP5E15Th ICE emissions
CO ₂ ^{Boil-CHP}	CHP5E15Th boiler emissions
CO ₂ ^{Comp}	CO ₂ emissions for new operation of complementary plants in each scenario
CO ₂ ^{C.C.}	Combined cycle CO ₂ emissions at new strategy
C_{fixed}^{BioDH}	BioDH fixed cost (€/year)
C_a^{boiler}	Boiler amortization cost (€/year)
C_{mto}^{boiler}	Boiler maintenance cost (€/year)
$C_a^{central}$	Central amortization cost (€/year)
$C_{fuel}^{central}$	Biomass fuel cost (€/year)
$C_a^{network}$	network amortization cost (€/year)
$C_E^{network}$	Network energy cost (€/year)
$C_{fixed}^{network}$	Network fixed cost (€/year)
C_p	external air average specific heat (W·s/kg·K)
D	heating energy demand (kWh)
DG20	Degree-day with base 20 °C
DH	District heating system

DHC	District heating and cooling system
D_{EP}	Demand corrected for energy poverty (MWh)
D_{SHW}	Sanitary Hot Water demand (MWh)
D_t	Total Energy Demand (MWh)
\overline{D}_{th}	Average theoretical demand (MWh·H ⁻¹)
$D_{1^{st}Residence}$	Main housing demand (MWh)
$D_{2^{nd}Residence}$	Demand for second residence (MWh)
D^*	Correct Demand (MWh)
d_a	pipe diameter (m)
EP	Energy poverty (%)
E_{sold}	Total energy sold (kWh)
$E_{year E}$	Electrical energy produced (MWh)
GHG_{Diesel}	Diesel greenhouse gas
H	Habitants %.
h_{eqE}^*	Equivalent electrical hours
h_{eqTh}^*	Equivalent thermal hours
IRR	Internal rate of return
I_{BIODH}	Index of profitability of biomass heat networks
I_n	Incomes
$k_{antiquity}$	Coefficient of antiquity
$K_{building}$	thermal constant of the building
k_{EP}	Coefficient of sensitivity to energy poverty of demand
L_{base}	Economic baseline (€)
L_p	network pipe length (m)
<i>LHD</i>	Linear heat density
NGF10k	Locations with population under 10,000 inhabitants and without natural gas network
NPV	Net present value
OPEX	Operational expenditure
P	heating power demand (kW)

P_E	Electrical power (kW)
P_{Th}	Thermal power (kW)
Price _{kWh}	Energy price (€)
Price _{kWhTh}	Thermal energy price (€)
Price _{kWhE}	Electrical energy price (€)
p99	Percentile 99
\bar{P}_B	Biomass Price (€)
P_{ext_i}	Price of biomass abroad (€)
P_{m_i}	Price of biomass in the municipality (€)
P_{Th}	Thermal power (MW)
Q_{ext_i}	Biomass obtained from other municipalities (t)
Q_{m_i}	Biomass available in the municipality (t)
S_{DH}	District Area (m ²)
Taxes _{Special}	Energy taxes (€)
$t_{coldwater}$	Cold water temperature (°C)
t_{c_indoor}	comfort temperature (°C)
t_{out}	Air exterior temperature (°C)
U	global coefficient of transmission (W/m ² ·K)
V_{ainf}	infiltration air flow (m ³ /s)
Δ_{CO_2}	CO ₂ emission savings (t)
$\bar{\eta}_{domestic\ boiler}$	Domestic boiler efficiency
$\eta_{individual\ boiler}$	boiler efficiency
ρ	external air density (kg/m ³)
θ	Hours

Anexo