

E1.4 | Estudio paramétrico de los escenarios operativos de redes de anergía

Actividad 1: Análisis de redes térmicas de anergía o muy baja T^a con integración de generación renovable

EXP 00154527 / MIG-20221007

MISIONES CDTI

INVESTIGACIÓN EN TECNOLOGÍAS TRACTORAS COMO CAMINO HACIA LA DESCARBONIZACIÓN A TRAVÉS DE LAS REDES ENERGÉTICAS HÍBRIDAS RENOVABLES DEL FUTURO

TERA-RED



La Misión TERA_RED pretende dar un salto significativo en el conocimiento y la aplicación de sistemas sobre redes 5G (anergía) que permita una evolución hacia sistemas con un menor consumo energético y un aprovechamiento mayor de energías renovables, a través del estudio de las redes térmicas de baja temperatura apoyadas por la producción de energías renovables, así como en el almacenamiento en materiales con bajo impacto medioambiental.

EXPEDIENTE	EXP00154527 MIG-20221007	Acrónimo	TERA_RED
Programa Misiones de Ciencia e Innovación. Convocatoria 2022			
ACTIVIDAD	1. Análisis de redes térmicas de anergía o muy baja temperatura con integración de generación renovable		
TAREA	T1.4 Gestión de configuración de redes de anergía		
Fecha inicio	Febrero 2023	Duración	29 meses + 3 de prórroga
EMPRESA LÍDER	VEOLIA		
TÍTULO ENTREGABLE	E1.4 Estudio paramétrico de los escenarios operativos de redes de anergía		
FECHA ENTREGA	M32 – Jun 2025 (Sep 2025 con prórroga)	VERSIÓN	0.1
AUTORES	VEOLIA		

Empresas	Abreviatura	Logo
VEOLIA	VEO	
CURVADOS QUINTIN	CUR	
GEOTER	GEO	
INTARCON	INT	
KEYTER	KEY	
Organismos de investigación	Abreviatura	Logo
CARTIF	CAR	
CIEMAT	CIE	
TECNALIA	TEC	

Tabla de contenido

1	Introducción	6
2	Consideraciones en la operación en las redes térmicas de baja temperatura	7
2.1	Integración de bombas de calor en la red	7
2.2	Temperatura de red y gestión adecuada de los flujos térmicos:	7
2.3	Simultaneidad de consumos térmicos en redes de baja temperatura	8
2.4	Sinergia con sistemas fotovoltaicos	10
2.5	Estrategias de control y optimización	10
2.6	Consideraciones de diseño	10
3	Modelos de simulación de redes de baja temperatura	11
3.1	Modelo red de calor y frío convencional. Caso base.	12
3.2	Modelo red de calor y frío de baja temperatura a dos tubos (2T)	15
3.3	Modelo red de calor y frío de baja temperatura a cuatro tubos (4T)	20
3.4	Consideraciones comunes y comparación de los modelos	25
3.5	Estrategias de operación de las distintas topologías de red	27
3.6	Salida de resultados de las simulaciones	27
4	Análisis paramétrico de comportamiento	31
4.1	Sistemas y supuestos de dimensionado	31
4.2	Indicadores de desempeño (KPI)	32
4.3	Desempeño energético de cada modelo de red	33
4.3.1	Modelo de red convencional_ Caso Base (referencia de consumos)	33
4.3.2	Modelo de baja temperatura a dos tubos y consigna de impulsión constante	34
4.3.3	Modelo de red de baja temperatura a cuatro tubos y consignas de impulsión variables	37
4.4	Análisis energético comparativo de los resultados obtenidos	42
4.4.1	Consumo de energía primaria total	42
4.4.2	Cobertura de energía renovable (%)	43
4.4.3	Reducción de emisiones de CO ₂	43
4.4.4	Eficiencia general del sistema	44
4.4.5	Cobertura fotovoltaica (autoconsumo y excedentes)	44
4.4.6	Dependencia de la red eléctrica	45
4.5	Análisis económico comparativo de los resultados obtenidos	45
4.5.1	Estimación del CAPEX total	47
4.5.2	Anualización del CAPEX	48
4.5.3	Costes anuales de energía y operación	49
4.5.4	Costes de producción energética (CAPEX + OPEX + energía)	50
4.5.5	Coste de CO ₂ evitado (análisis indicativo)	51

4.5.6 Comparativa por ubicación: comportamiento económico relativo	52
5 Conclusiones	54
Referencias	57
Anexo 1. Datos de referencia cálculo indicadores	59

Índice de Tablas

Tabla 1. Comparativa general de las configuraciones simuladas	27
Tabla 2. Resultados acumulados de energía para el caso Base	35
Tabla 3. Tabla con los indicadores de evaluación del desempeño	36
Tabla 4. Resultados acumulados de energía para el caso de 2 tubos con instalación FV de 500 kW	37
Tabla 5. Tabla con los indicadores de evaluación del desempeño para el caso de 2 tubos con instalación FV de 500 kW	38
Tabla 6. Resultados acumulados de energía para el caso de 4 tubos con instalación FV de 500 kW	40
Tabla 7. Tabla con los indicadores de evaluación del desempeño para el caso de 4 tubos con instalación FV de 500 kW	42
Tabla 8. Tabla resumen de principales indicadores por modelo para la ubicación de Sevilla	43
Tabla 9. Tabla resumen de principales indicadores por modelo para la ubicación de Bilbao	43
Tabla 10. Tabla resumen de principales indicadores por modelo para la ubicación de Soria.	44
Tabla 11. Tabla con CAPEX sistemas	49

Índice de Figuras

Figura 1. Modelo TRNSYS red de calor y frío caso base.	15
Figura 2. Modelo TRNSYS red de calor y frío de baja temperatura a 2 tubos	21
Figura 3. Modelo TRNSYS red de calor y frío de baja temperatura a 4 tubos.	26
Figura 4. Temperaturas de entrada (roja) y salida del terreno (azul) y de impulsión (verde) y retorno(marrón) de la red de baja temperatura.	30
Figura 5. Temperaturas de impulsión y retorno de las BC conectadas a los usos (40, 60 y 80°C). En rojo se muestra la temperatura ambiente.	30
Figura 6. Potencias térmicas aportadas por las diferentes bombas de calor y la caldera.	31
Figura 7. Potencias eléctricas generadas y consumidas en la red de baja temperatura.	31
Figura 8. Evolución de los COP de las diferentes bombas de calor que participan en la red de baja temperatura.	32
Figura 9. Energías térmicas acumuladas en el periodo de simulación que se han intercambiado en la red de baja temperatura.	32

Figura 10. Energía primaria (EP) no renovable anual por escenario y ubicación	44
Figura 11. Importación eléctrica anual por escenario y ubicación	45
Figura 12. % EP renovable por escenario y ubicación	45

1 Introducción

Como ya se ha indicado en anteriores entregables, las redes de calor y frío de baja temperatura representan una evolución significativa en los sistemas de distribución térmica tradicionales, orientada hacia la eficiencia energética y la descarbonización. Estas redes operan con fluidos portadores de energía en el rango de 10 °C a 30 °C, lo que permite reducir las pérdidas térmicas y aprovechar mejor las fuentes de energía residual o renovable. En este contexto, las bombas de calor actúan como el principal elemento de acoplamiento entre la demanda y la oferta térmica, posibilitando tanto la generación de calor como de frío según las necesidades locales de cada nodo consumidor o productor.

El desarrollo de este tipo de infraestructuras térmicas se enmarca en la transición energética promovida por la Unión Europea, donde la electrificación de la demanda térmica y el uso de fuentes renovables, como la energía fotovoltaica, son pilares fundamentales para alcanzar los objetivos de neutralidad climática a 2050 [1]. En este informe se analizan las condiciones de operación, los aspectos de control y las estrategias de optimización de redes de baja temperatura alimentadas mediante bombas de calor, en combinación con generación fotovoltaica distribuida.

En el presente documento se aborda el análisis técnico y operativo de este tipo de redes, con el objetivo de evaluar su potencial energético, económico y medioambiental. La validación del comportamiento de estas redes se ha realizado mediante el desarrollo de diversos modelos de simulación implementados en el entorno TRNSYS. Los modelos representan diferentes configuraciones de red y estrategias de operación, todas ellas diseñadas para satisfacer las mismas demandas térmicas de frío y calor, permitiendo así una comparación directa de su desempeño.

El análisis se centra en tres configuraciones principales: (1) un modelo base que representa una red convencional de alta temperatura alimentada por calderas de gas y que sirve de referencia de comparación; (2) un modelo de baja temperatura de dos tubos, donde la generación térmica se realiza mediante bombas de calor geotérmicas, caldera de biomasa de condensación y energía fotovoltaica; y (3) un modelo de baja temperatura de cuatro tubos, que dispone de dos anillos a distinta temperatura para optimizar el intercambio térmico. Estos modelos, que se describen en detalle en apartados posteriores, permiten cuantificar las ventajas y limitaciones de cada configuración bajo condiciones operativas equivalentes.

2 Consideraciones en la operación en las redes térmicas de baja temperatura

Las condiciones de operación de la red térmica influyen directamente en los costes de operación y en el rendimiento global del sistema. Variables como la topología de la red, la ubicación de los puntos de intercambio térmico, la instrumentación instalada y la flexibilidad operativa determinan el grado de optimización alcanzable. Las estrategias de control adaptativo, basadas en la monitorización continua de la temperatura, el caudal y el consumo térmico, permiten reducir los costes energéticos en un 15–25 % respecto a redes convencionales [2].

Una red con elevada capacidad de monitorización permite identificar desequilibrios térmicos y ajustar los flujos de energía en tiempo real. El diseño hidráulico y la selección del fluido portador son factores clave para minimizar pérdidas exergéticas y maximizar la recuperación energética entre los diferentes nodos conectados [3].

Como aspectos más destacados en la operación de las redes de baja temperatura, cabe destacar:

2.1 Integración de bombas de calor en la red

Las bombas de calor son el elemento esencial de estas redes. Pueden operar de forma reversible, aportando calor o frío según la demanda local o el estado térmico de la red. Esta flexibilidad permite aprovechar el calor residual de procesos industriales o de edificios con alta demanda de refrigeración para alimentar zonas con requerimientos de calefacción [6].

Entre las principales ventajas operativas se incluyen: (1) la recuperación energética interna entre usuarios, (2) la reducción de la demanda eléctrica neta mediante aprovechamiento térmico simultáneo, (3) un aumento de la eficiencia estacional (SPF) y (4) la modularidad en el diseño del sistema. Sin embargo, estas redes también presentan restricciones, como la sensibilidad del COP a la temperatura de red, la necesidad de algoritmos de control cooperativo y los mayores costes iniciales de instrumentación y digitalización [7].

2.2 Temperatura de red y gestión adecuada de los flujos térmicos:

La temperatura de la red es el parámetro operativo más crítico. Un rango de operación adecuado permite maximizar el coeficiente de rendimiento (COP) de las bombas de calor, reducir las pérdidas térmicas en transporte y facilitar el intercambio simultáneo de calor y frío. Estudios recientes muestran que una reducción de 5 °C en la temperatura media de red puede incrementar el COP en un 8–12 % [4]. Además, el efecto de la temperatura de suministro sobre el coeficiente de rendimiento (COP) de las bombas de calor es determinante. Estudios previos indican que una reducción de 10 °C en la temperatura de fuente puede aumentar el COP en torno a un 10–15 % [4]. Por tanto, mantener la red dentro de un rango de temperatura óptimo es esencial para la operación eficiente

El control de los flujos térmicos se realiza mediante válvulas modulantes, bombas de velocidad variable y algoritmos de control predictivo. Estos sistemas permiten mantener la red dentro de un rango de temperatura óptimo, generalmente entre 15 y 25 °C, lo que equilibra eficiencia y

capacidad de intercambio. La gestión avanzada de estos flujos requiere sensores distribuidos y comunicación digital (protocolos BACnet, Modbus o MQTT), integrados en plataformas SCADA o BEMS [5].

Por lo indicado para garantizar la operación correcta de la red de baja temperatura se establece como criterios de temperatura:

- Temperatura del fluido de red entre 10 y 30 °C.
- Diferencia entre anillos de ida y retorno inferior a 8–10 °C, para permitir transferencia efectiva sin degradación del COP.
- Temperaturas de condensación y evaporación de las bombas de calor ajustadas dinámicamente mediante control proporcional-integral-diferencial (PID) o control predictivo (MPC).

2.3 Simultaneidad de consumos térmicos en redes de baja temperatura

En una red térmica de baja temperatura operada con bombas de calor, la simultaneidad de demandas de calor y frío constituye uno de los principios de diseño más relevantes para alcanzar altos niveles de eficiencia energética y exergética.

La simultaneidad se produce cuando diferentes usuarios o zonas de consumo requieren, de forma concurrente, energía térmica en sentidos opuestos: unos demandan calor (modo calefacción o ACS) mientras otros requieren frío (modo refrigeración).

En una red convencional, ambas demandas se satisfacen mediante sistemas de generación independientes (calderas y enfriadoras). Sin embargo, en una red de baja temperatura con bombas de calor reversibles, la energía extraída para refrigerar puede reutilizarse como fuente para la calefacción, reduciendo drásticamente el consumo eléctrico neto del sistema.

La simultaneidad de consumos térmicos ofrece diversas ventajas técnicas, energéticas y medioambientales, entre las que destacan:

- Aprovechamiento directo del calor residual:

La energía térmica extraída por las bombas de calor que operan en modo refrigeración puede transferirse a las bombas que operan en modo calefacción a través del fluido de la red. Esto genera un balance interno de energía, reduciendo la necesidad de generación adicional.

- Reducción del consumo eléctrico neto:

Cuando la proporción entre demanda de calor y frío es equilibrada, la red puede operar con mínimo aporte energético externo, limitándose al consumo de las bombas de calor y de circulación. En casos ideales, el COP efectivo global (COP_{sys}) puede superar valores de 7–8, frente a 3–4 en sistemas independientes [4].

- Menores pérdidas en transporte:

Al operar a menor salto térmico (red templada en torno a 10–30 °C), las pérdidas de calor hacia el entorno en las tuberías son menores que en redes convencionales de alta temperatura, mejorando el rendimiento de distribución.

- Flexibilidad y estabilidad térmica:

La simultaneidad actúa como mecanismo de estabilización, ya que los flujos térmicos se equilibran mutuamente. Esto reduce las oscilaciones de temperatura y mejora la capacidad de respuesta ante picos de demanda.

- Menor huella de carbono:

Gracias a la mayor eficiencia y a la integración más fácil de fuentes renovables (energía geotérmica de baja entalpía, calor residual, fotovoltaica para alimentar bombas), se reducen las emisiones de CO₂ asociadas al suministro energético.

Como desventajas y limitaciones que presentan es que la simultaneidad de consumos térmicos presenta también limitaciones técnicas y operativas que deben considerarse en el diseño:

- Dependencia del perfil de demanda:

La eficiencia depende fuertemente de la coincidencia temporal de las demandas. En periodos donde sólo existe demanda de un tipo (por ejemplo, calor en invierno o frío en verano), se pierde parte del beneficio de recuperación energética y la red puede desequilibrarse térmicamente.

- Complejidad de control:

La gestión simultánea de múltiples bombas de calor en modos opuestos requiere sistemas de control avanzados que monitoricen en tiempo real temperaturas, caudales y cargas térmicas. Es necesario un sistema de regulación jerárquico con comunicación entre nodos y predicción de demanda.

- Riesgo de desequilibrio térmico en la red:

Si el balance entre cargas de calor y frío no es adecuado, la temperatura de la red puede desviarse del rango óptimo (por ejemplo, calentarse en exceso en verano o enfriarse demasiado en invierno). Para evitarlo, se requieren sistemas de disipación o aporte complementario (caldera de biomasa o disipación geotérmica).

- Coste inicial de infraestructura:

La instrumentación necesaria (sensores, válvulas de modulación, intercambiadores, controladores y bombas reversibles), aumenta el coste de inversión inicial respecto a redes convencionales.

2.4 Sinergia con sistemas fotovoltaicos

La integración de sistemas fotovoltaicos (FV) en redes de baja temperatura permite alimentar parcialmente o totalmente las bombas de calor con energía renovable, mejorando el balance

energético y reduciendo la huella de carbono. En aplicaciones urbanas, la producción FV puede cubrir entre el 30 y el 60 % del consumo eléctrico de las bombas de calor, dependiendo de la irradiancia y la superficie disponible [8].

Durante las horas de máxima radiación, las bombas de calor pueden funcionar en modo de carga térmica, almacenando energía en depósitos de inercia o en el propio circuito hidráulico. Este acoplamiento operativo favorece el autoconsumo y permite gestionar la intermitencia solar. La integración óptima se logra mediante estrategias de control basadas en pronóstico meteorológico y optimización multiobjetivo (energía, emisiones, costes) [9].

2.5 Estrategias de control y optimización

La operación eficiente de una red de baja temperatura requiere un sistema de control jerárquico y distribuido, estructurado en tres niveles: local, de red y global. El control local regula las bombas de calor e intercambiadores; el control de red mantiene las condiciones hidráulicas y térmicas; y el control global optimiza el sistema completo considerando la disponibilidad de energía fotovoltaica y las previsiones de demanda [10].

La implementación de control predictivo basado en modelos (MPC) y el uso de inteligencia artificial permiten reducir el consumo eléctrico hasta un 20 % adicional y mejorar la estabilidad térmica del sistema [11]. Estas estrategias pueden integrarse en plataformas digitales que permitan la gestión en tiempo real mediante aprendizaje automático supervisado.

2.6 Consideraciones de diseño

El diseño de una red de baja temperatura debe contemplar aspectos hidráulicos, térmicos y de integración energética. La topología en anillo o malla ofrece redundancia y flexibilidad en el flujo bidireccional de energía, mientras que la selección de materiales resistentes a la corrosión y adecuados para bajas temperaturas asegura la durabilidad del sistema [12].

Debe considerarse la introducción de:

- Bombas de calor reversibles o duales capaces de operar simultáneamente en modo calor y frío, permitiendo desacoplar hidráulicamente las demandas de usuario de la red.
- En redes de cuatro tubos, disponer de anillos térmicos independientes (uno caliente y otro frío), con posibilidad de intercambio energético cruzado.
- Almacenamiento térmico de corto plazo (tanques de inercia) para amortiguar desbalances momentáneos.

Asimismo, el dimensionamiento de las bombas de calor, los intercambiadores y los sistemas de almacenamiento debe realizarse con base en simulaciones dinámicas que contemplen los perfiles horarios de demanda y producción solar. El empleo de software de modelado como TRNSYS permite evaluar el comportamiento térmico y optimizar la red en fase de diseño [13].

3 Modelos de simulación de redes de baja temperatura

La evaluación del comportamiento de las redes de baja temperatura se ha realizado mediante simulaciones dinámicas en el entorno TRNSYS, una herramienta ampliamente utilizada para el modelado de sistemas energéticos complejos. Partiendo de las configuraciones definidas y el modelo inicial desarrollado en el entregable E1.1, se han desarrollado modelos que reproducen las condiciones reales de operación de una red térmica, incluyendo todos los componentes que la constituyen como bombas de calor, calderas, intercambiadores de calor, almacenamientos térmicos y sistemas fotovoltaicos.

El desarrollo de modelos dinámicos en TRNSYS proporciona una herramienta robusta para evaluar el comportamiento térmico y energético de redes de baja temperatura bajo condiciones reales de operación. Las simulaciones permiten comparar distintas configuraciones y estrategias de control en igualdad de condiciones, ofreciendo una base sólida para la toma de decisiones en la mejora de la operación e implantación de este tipo de redes de calor y frío.

Se ha abordado el desarrollo de tres modelos, con el objetivo de analizar y comparar distintas configuraciones de redes de calor y frío bajo las mismas condiciones de demanda y clima. Los modelos implementados reproducen la operación de una red convencional de referencia y de dos configuraciones alternativas de baja temperatura, basadas en la integración de bombas de calor geotérmicas, generación fotovoltaica y calderas de biomasa de apoyo:

- Modelo base que representa una red convencional de alta temperatura alimentada por calderas de gas.
- Modelo de baja temperatura de dos tubos, donde la generación térmica se realiza mediante bombas de calor geotérmicas y energía fotovoltaica.
- Modelo de baja temperatura de cuatro tubos, que dispone de dos anillos a distinta temperatura para optimizar el intercambio térmico.

Estos modelos, permiten cuantificar las ventajas y limitaciones de cada configuración bajo condiciones operativas equivalentes, analizando de forma comparativa los efectos de operar a distintas temperaturas de red, evaluando la interacción entre generación y demanda, y determinando el potencial de reducción de consumo energético y emisiones.

Cada modelo está configurado para operar bajo las mismas condiciones de demanda térmica y climática, lo que permite una comparación directa de los resultados energéticos y económicos. Se ha considerado un mismo conjunto de cargas térmicas agrupadas, que representan usos típicos de calefacción y refrigeración en aplicaciones urbanas e industriales. La red base opera con un suministro de calor a 85 °C y frío a 7 °C, mientras que las redes de baja temperatura lo hacen con un fluido portador entre 10 °C y 30 °C. Este descenso en la temperatura de operación permite reducir las pérdidas térmicas en la distribución y aumentar la eficiencia exergética del sistema [3].

3.1 Modelo red de calor y frío convencional. Caso base.

Descripción y objetivos del modelo

El modelo base modela la estructura típica de un distrito térmico con suministro de calor y frío tradicional (urbano o industrial) donde la generación de calor se realiza con calderas de combustible fósil y la producción de frío mediante enfriadoras (aeroterminia) centralizadas. Opera con una temperatura de suministro de calor a 80 °C y frío de 7 °C. Este modelo sirve como caso de referencia para cuantificar los beneficios potenciales de las redes de baja temperatura. Las cargas térmicas se agrupan en tres niveles de temperatura (40 °C, 60 °C y 80 °C), representando distintos usos finales de acuerdo a los modelos de demanda desarrollados en el entregable E1.2. La energía de entrada se calcula a partir de los consumos de las calderas y de los equipos de aeroterminia.

Topología hidráulica y funcional

La red está configurada como un circuito de distribución de alta temperatura para calefacción más un circuito independiente de distribución de frío. Los componentes principales del modelo Base son:

- **Generación de calor:** Una caldera de gas natural (Type 700) de alta temperatura, con rendimiento térmico $\eta = 0,90-0,95$, encargada de producir agua caliente a 80 °C. La caldera está acoplada a un depósito de acumulación (Type 158) que actúa como volumen de desacople térmico entre la caldera y la red, permitiendo amortiguar transitorios y mantener un suministro estable.
- **Bombas de circulación:** Una bomba principal de red (Type 110) de caudal variable impulsa el agua caliente a través del anillo de distribución de calefacción. Adicionalmente, cada subcircuito de carga posee su propia bomba (Type 110) para hacer circular el fluido a través de los intercambiadores de calor locales.
- **Red de distribución de calor:** Se modela mediante tramos de tubería con pérdidas térmicas que introducen una caída de temperatura fija de aproximadamente 0,5 °C por kilómetro de tubería, representando las pérdidas de calor hacia el ambiente en la red de distribución.
- **Elementos de distribución:** En la cabecera de la red se incluye un distribuidor de reparto (Type 647) que divide el flujo hacia las ramas de las distintas cargas, y un mezclador de retorno (Type 649), donde confluyen los retornos fríos de las cargas hacia la caldera. Estos componentes idealizados aseguran la correcta distribución del caudal y la mezcla de retornos para mantener una temperatura homogénea.
- **Intercambiadores de uso:** Tres intercambiadores de calor (Type 1379) con control de temperatura mediante Bypass del caudal de entrada, representan las subestaciones de los usuarios de calefacción agrupados, uno para cada nivel de temperatura de diseño: 40 °C, 60 °C y 80 °C. Cada intercambiador transfiere el calor del circuito de red al circuito de consumo interno de los usuarios, garantizando el abastecimiento a la temperatura requerida.

- **Producción de frío:** Un sistema de aerotermia centralizado (bomba de calor aire-agua, Type 525a-v2a) produce agua fría a 7 °C. Este equipo extrae calor del agua enfriándola y cediéndolo al aire exterior. El frío generado se distribuye por un circuito dedicado hacia las cargas de refrigeración (que podrían ser, por ejemplo, climatizadores, fan-coils, etc.).
- **Control y monitorización:** Se incorporan componentes de control simples como un termostato diferencial (Controller Type 114) que gobierna la caldera, encendiéndola o apagándola para mantener la temperatura de impulsión en 80 °C en función de la temperatura de retorno. Asimismo, se emplean lectores meteorológicos (type 15) y de demanda horarios (Type 9c) para posible gestión dependiente del clima, aunque en este modelo base el control es convencional (mantener setpoints fijos). Para fines de simulación y extracción de resultados, se añaden instrumentos virtuales (Type 65, etc.) que no afectan la física del modelo.

Estrategias de operación y control

En el modelo Base la filosofía de control es sencilla y típica de sistemas convencionales:

- La caldera de gas mantiene la temperatura de suministro de agua caliente en aproximadamente 80 °C. Un controlador on/off la activa cuando la temperatura de retorno de la red desciende por debajo de cierto umbral (78 °C) y la apaga cuando supera otro umbral (histéresis) próximo a la consigna, asegurando un suministro constante. De este modo, la caldera modula su funcionamiento para cubrir la carga térmica de calefacción según demanda.
- La bomba de calor de frío opera bajo demanda de refrigeración. Está equipada con su propio control interno para mantener la temperatura del agua fría de suministro en 7 °C; es decir, se enciende cuando alguna carga de frío requiere servicio (normalmente detección de temperatura de retorno de frío por encima de 12 °C, y se apaga en ausencia de demanda. Durante su operación, si no tuviese capacidad suficiente para sostener la consigna de 7 °C en el bucle de refrigeración (mal dimensionado), los sistemas auxiliares de la carga garantizarían el suministro adecuado.
- Reparto de caudales y estabilidad de retorno: Los diversores hidráulicos reparten los flujos hacia las tres ramas de cargas de calor y combinan los retornos respectivamente. En el modelo se asume un control de balance de válvulas tal que cada rama recibe el caudal necesario para su carga. Para ello un control establece este reparto en función de la demanda en cada rama. El mezclador de retorno garantiza que la temperatura promedio de retorno a la caldera se mantenga dentro de rangos operativos seguros, evitando choques térmicos.
- No se implementan estrategias avanzadas de priorización ni almacenamiento más allá de la inercia provista por el tanque de desacoplo. La caldera es la única fuente de calor y responde directamente a la demanda agregada. Para el frío, la bomba de calor aire-agua cubre toda la carga de refrigeración. No existe interacción alguna entre el subsistema de calor y el de frío (operan separados) ni recuperación de calor de la unidad de refrigeración, más allá de liberar su calor al ambiente exterior.

En resumen, el Modelo Base funciona como una red dual convencional: un lazo de calefacción de alta temperatura alimentado por gas y un lazo de enfriamiento independiente eléctrico. Este modelo sirve como línea base para comparar consumos (combustible gas y electricidad), pérdidas térmicas y emisiones, frente a las alternativas de baja temperatura que se describen a continuación.

En la Figura 1 se muestra la representación del modelo TRNSYS para la red de calor y frío convencional. Se observa la caldera de gas y el tanque de desacoplo abasteciendo el anillo de calefacción (en rojo), los intercambiadores de las tres cargas de calor, y en paralelo la aerotermia, suministrando el anillo de frío a 7 °C (en azul) hacia las cargas de refrigeración.

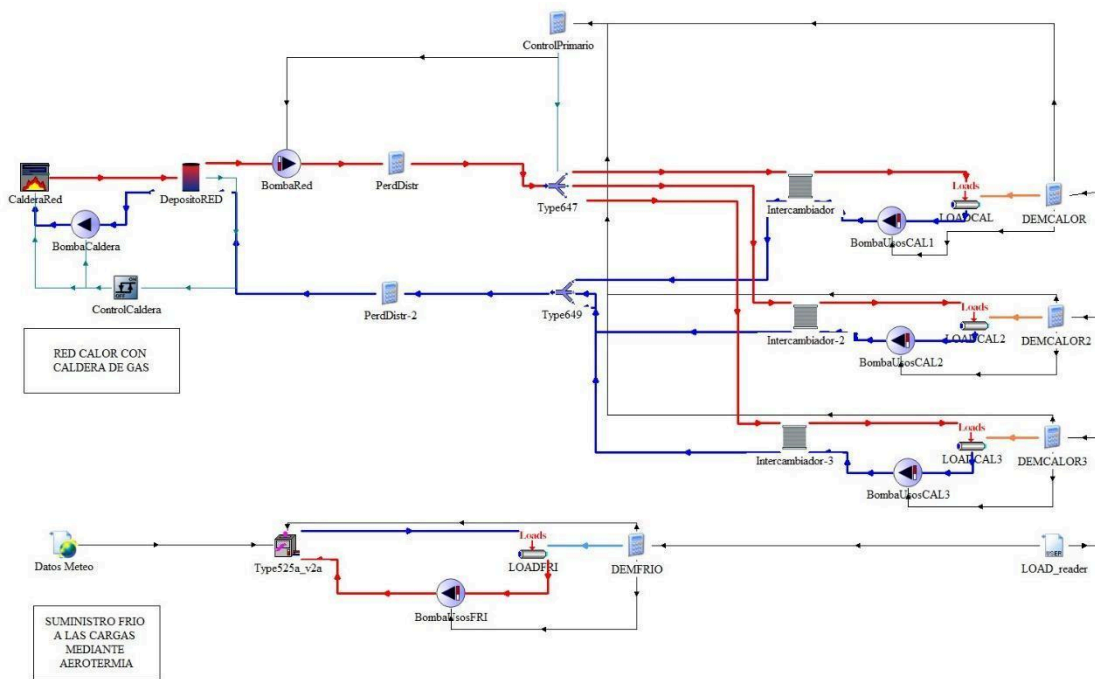


Figura 1. Modelo TRNSYS red de calor y frío caso base.

Entradas y salidas del modelo

Como entradas al sistema el modelo considera:

- Potencia de la caldera central
- Potencia equipos de generación de frío
- Temperatura de impulsión de la red
- Temperaturas de suministro de las cargas
- Demanda de potencia horaria de cada carga
- Condiciones meteorológicas horarias.
- Longitud anillos.

Como salidas o resultados el modelo muestra gráficamente y registra en archivo la siguiente información:

- Caudales por cada circuito modelado.
- Temperaturas en puntos críticos del sistema y a la entrada y salida de cada equipo y circuito.
- Potencias demandadas por las diferentes cargas y suministradas y consumidas por cada equipo/sistema.
- Energías intercambiadas en cada sistema y circuito.

3.2 Modelo red de calor y frío de baja temperatura a dos tubos (2T)

Descripción y objetivos del modelo

El modelo de dos tubos representa una red de anergia de baja temperatura, concebida para operar en un rango de temperatura mucho menor (aprox. 10–30 °C) que la red convencional. Su objetivo es aprovechar la simultaneidad de demandas de calor y frío dentro de un único circuito de dos tubos (suministro y retorno común) para recuperar calor cuando coexisten cargas opuestas, a la vez que prioriza fuentes de energía renovable para la generación térmica y eléctrica. En esta arquitectura, las calderas tradicionales se sustituyen por una bomba de calor geotérmica central como generador base, operada con energía eléctrica procedente de un sistema fotovoltaico, y una posible caldera de biomasa como alternativa según la configuración. La idea es disminuir la temperatura de distribución por debajo de 30 °C, minimizando pérdidas, y permitir que las cargas de frío descarguen calor en la red que luego las cargas de calor puedan reutilizar. La red modelada trata de dar servicio a las mismas cargas descritas en el modelo base. Para garantizar las temperaturas de suministro de dichas cargas de calor y frío a partir de la temperatura de suministro de la red, existen bombas de calor que extraen o aportan calor a la red según las necesidades de cada carga. Además, se incluye una conexión con una red de alta temperatura mediante una bomba de calor auxiliar, que evacúa el exceso térmico o lo transfiere a una red superior.

El modelo de dos tubos pretende demostrar las mejoras en eficiencia y reducción de emisiones que ofrece una red de este tipo frente al caso base, manteniendo una estructura simple de circuito único.

Topología hidráulica y funcional

La configuración dos tubos consiste en un anillo hidráulico único de baja temperatura que conecta tanto generadores como cargas de calor y frío en el mismo bucle de agua templada. Sus componentes y subsistemas principales son:

- **Anillo de baja temperatura con inercia:** El circuito principal es un anillo cerrado de agua que opera típicamente entre ~15 °C y ~30 °C. Se incluye un depósito de inercia (Type 158) de volumen configurable en el anillo. Este tanque mejora la estabilidad térmica del sistema, almacenando temporalmente excedentes de calor/frío y mitigando variaciones súbitas en la temperatura de la red.
- **Bombas de circulación modulantes:** Una o varias bombas de circulación (Type 110 y 114) impulsan el caudal en el anillo. A diferencia del modelo base, aquí se suele operar en caudal variable según demanda, modulando la velocidad de las bombas para

mantener un diferencial de temperatura objetivo en la red o un caudal mínimo cuando hay baja carga.

- **Tuberías con pérdidas térmicas reducidas:** El anillo se modela con elementos de tubería (Type 952a-v2a) que representan las pérdidas térmicas, fijadas igualmente en $\sim 0,5$ °C/km. Debido a la menor temperatura de operación, las pérdidas absolutas de energía en W/m son mucho menores que en el modelo base, manteniendo alta eficiencia de distribución.
- **Campo geotérmico vertical:** Como fuente renovable principal, el sistema cuenta con un campo geotérmico de sondas verticales (Type 557a) conectado a una bomba de calor geotérmica. Este campo actúa como sumidero y fuente de calor del subsistema geotérmico, intercambiando calor con el terreno (que sirve de almacenamiento térmico estacional).
- **Bomba de calor geotérmica central:** El generador base de calor y frío es una bomba de calor agua-agua de fuente geotérmica (Type 1323-v2a) conectada al campo geotérmico. Esta bomba de calor central extrae calor del terreno para calentar el anillo cuando se requiere calor. Tiene función reversible y es la piedra angular para mantener la temperatura del anillo en su consigna.
- **Sistema fotovoltaico y gestión eléctrica:** Se incluye un campo fotovoltaico (FV) modelado con Type 190c, acoplado a un inversor DC/AC (Type 264) para alimentar la bomba de calor y demás consumos eléctricos. Un controlador supervisor gestiona la utilización de la electricidad FV, priorizando que la bomba de calor geotérmica funcione cuando hay generación solar disponible (maximizando autoconsumo renovable).
- **Caldera de biomasa de apoyo:** Como alternativa de generación, se incorpora una caldera de biomasa de baja temperatura (Type 700) conectada al anillo. Esta caldera puede elevar la temperatura del anillo cuando la bomba de calor geotérmica no opera. Opera típicamente a bajas temperaturas (30 °C) con alto rendimiento.
- **Conexión a red de alta temperatura (HT):** Para gestionar excedentes de calor en el anillo que no puedan ser aprovechados, el modelo contempla una **bomba de calor auxiliar** (Type 1323a configurada para alta temperatura) que conecta el anillo de baja temperatura con una red externa de alta temperatura. Esta bomba auxiliar puede extraer calor del anillo (si este se calienta demasiado) y “bombarlo” a una red de distrito convencional a mayor temperatura. Es un mecanismo de seguridad para no sobrecalentar el anillo y aprovechar el calor excedentario de la red.
- **Bombas de calor locales en cargas:** Adicionalmente a los sistemas de generación centrales, cada grupo/anillo de consumo de calor o frío tiene su bomba de calor individual (Type 1323a) instaladas localmente. Estas bombas de calor funcionan de modo que las cargas de calefacción pueden elevar la temperatura de suministro final del anillo a las temperaturas finales de uso en calor y las cargas de refrigeración pueden enfriar localmente a la temperatura consignada. Operan en puntos de uso para ajustar la

temperatura al nivel requerido por cada servicio, garantizando el confort sin sacrificar la baja temperatura del anillo principal.

- **Válvulas de control y bypass:** Se incorporan válvulas de tres vías (Type 649) que actúan como bypass o derivación en ciertas condiciones de retorno. También sirven para equilibrar caudales cuando solo ciertas ramas están activas. Además, hay elementos de mezcla/reparto (Type 649/647) similares al modelo base, adaptados al anillo único. En general, estos componentes de control hidráulico aseguran que el anillo mantenga su caudal de diseño y distribuyen/aíslan flujos según demanda.

Estrategias de operación y control

La operación del modelo 2 tubos (2T) se basa en una secuencia lógica supervisada que busca maximizar el uso de energías renovables y la recuperación interna de calor, minimizando el apoyo fósil. Las estrategias clave son:

1. **Prioridad a la generación renovable (Bomba de calor geotérmica):** La bomba de calor (HP) geotérmica central es el primer escalón de generación. Un controlador supervisor monitorea la disponibilidad de energía fotovoltaica; si hay potencia FV suficiente (por ejemplo, en horas diurnas de sol) o si la demanda de calor lo exige, la HP geotérmica arranca para mantener la temperatura del anillo en su consigna. De este modo se aprovecha preferentemente la electricidad renovable para cubrir las necesidades térmicas. La HP geotérmica modula su capacidad o se enciende/apaga según la temperatura del anillo, tratando de cubrir toda la demanda de calefacción con energía del terreno.
2. **Apoyo de la caldera de biomasa:** La caldera de biomasa (Type 700) permanece apagada mientras la bomba de calor esté operativa. Biomasa y bomba geotérmica no funcionan a la vez en paralelo; el control alterna entre una y otra según disponibilidad renovable: la biomasa se considera último recurso cuando falta energía renovable o la demanda es muy alta.
3. **Secuencia de atención a cargas (calor antes que frío):** Dado que todas las cargas comparten el mismo anillo, se implementa una estrategia de orden de servicio para maximizar la recuperación interna: las cargas de calor tienen preferencia para extraer energía del anillo, y luego las de frío aportan calor al anillo. Es decir, ante condiciones simultáneas, primero las bombas de calor locales de calefacción absorben calor del anillo para calentar los usos (enfriando el anillo), y posteriormente las bombas de calor locales de refrigeración retiran ese exceso de calor de los usos fríos y lo devuelven al anillo (calentándolo). Esta secuencia garantiza que el calor rechazado por la refrigeración se aproveche para contrarrestar el enfriamiento del anillo causado por la calefacción, buscando un balance y garantiza un mejor rendimiento de los equipos de frío.
4. **Gestión de excedentes térmicos:** Si en algún momento el anillo se sobrecalienta por exceso de aportes (por ejemplo, demasiadas cargas de frío vertiendo calor y pocas cargas de calor consumiéndolo), el controlador activa mecanismos de disipación. Primero, entra en funcionamiento la bomba de calor auxiliar hacia la red de alta T,

extrayendo calor del anillo y exportándolo fuera (hacia una red de mayor temperatura). Esto saca calor del sistema de baja T para evitar que supere la consigna. Si a pesar de ello la temperatura continúa subiendo (por carga muy desequilibrada), como segunda medida se deriva agua del anillo a través del campo geotérmico (Type 557a) para disipar calor en el terreno (que actúa de sumidero). De esta manera se protege la red ante escenarios de exceso de calor no aprovechable internamente.

5. **Soporte de cargas locales:** Las bombas de calor locales en los usos de calefacción actúan en modo bomba de calor autónoma para elevar la temperatura directamente a la consigna de los usos en esas cargas. Como la red no puede proveer suficiente temperatura, cada usuario de calor “se ayuda” con su bomba de calor individual para alcanzar la temperatura requerida (tomando la energía del suministro eléctrico en ese punto). Esto garantiza el confort de los usuarios aun en condiciones desfavorables en la red, a costa de un mayor consumo eléctrico distribuido.
- **Control supervisor central:** Un controlador orquesta las decisiones anteriores. Este supervisor monitorea continuamente la temperatura del anillo, los niveles de demanda de los usuarios y la disponibilidad de FV. Con reglas predefinidas activa o desactiva la HP geotérmica, la caldera de biomasa, la HP auxiliar y envía señales de control a las válvulas de bypass y bombas locales. Las consignas de temperatura del anillo en impulsión y usos se mantienen mediante este control jerárquico. Cada bomba de calor local regula de forma independiente la temperatura en su carga, pero el supervisor puede encenderlas solo cuando realmente son necesarias (evitando que operen si el anillo ya puede cubrir la demanda). Adicionalmente, el efecto del volumen de inercia se puede estudiar variando el tamaño del tanque en simulaciones de sensibilidad: un mayor volumen tenderá a reducir la frecuencia de accionamientos del generador y suavizar oscilaciones, mientras que un volumen muy pequeño hará al sistema más sensible a variaciones de carga.

En síntesis, el modelo dos tubos aprovecha un enfoque cooperativo entre componentes: la red de baja temperatura actúa como mediador de energía entre todas las cargas y fuentes. Se prioriza siempre el uso de la HP geotérmica (energía del terreno + FV) y solo en segundo término se recurre a la biomasa. Se logra así cubrir las demandas térmicas con la máxima eficiencia posible, mediante intercambio interno de calor y mínimo apoyo de combustibles. El control es más complejo que en el modelo Base, pero permite importantes reducciones de consumo eléctrico neto y de emisiones, hipótesis que serán validadas en el análisis de resultados.

En la Figura 2 se muestra la representación del modelo TRNSYS para la red térmica de baja temperatura de dos tubos. Se aprecia el anillo único que conecta todos los elementos: en la parte izquierda, la bomba de calor geotérmica central intercambia con el campo geotérmico (terreno); en la parte superior, la caldera de biomasa de apoyo; en la derecha, las cargas de calefacción y refrigeración con sus bombas de calor locales que extraen o ceden calor al anillo; y en la parte inferior, los sistemas auxiliares de exportación de calor (bomba de calor a red alta Temperatura representada en la parte superior) y disipación al terreno. El anillo funciona como un *buffer* térmico común para todos.

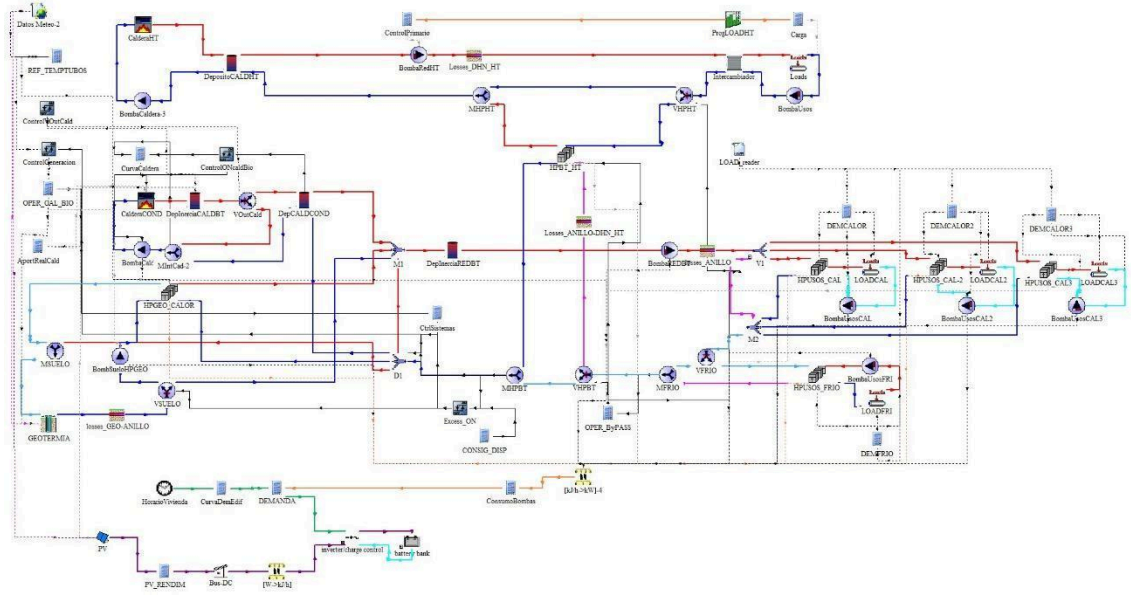


Figura 2. Modelo TRNSYS red de calor y frío de baja temperatura a 2 tubos.

Entradas y salidas del modelo

Como entradas al sistema el modelo considera:

- Potencia del campo geotérmico
- Potencia bomba de calor geotérmica
- Potencia caldera biomasa baja temperatura.
- Volumen del tanque de inercia.
- Temperatura de impulsión en la red de baja temperatura.
- Temperaturas de suministro de las cargas
- Demanda de potencia horaria de cada carga
- Condiciones meteorológicas horarias.
- Datos configuración red de alta temperatura:
 - Demanda nominal
 - Temperatura de suministro
 - Potencia de caldera
- Longitud circuitos de los anillos.
- Potencia bomba de calor conexión entre red de baja y de alta temperatura.
- Potencia fotovoltaica instalada.
- Capacidad de la batería eléctrica

Como salidas o resultados el modelo muestra gráficamente y registra en archivo la siguiente información:

- Caudales por cada circuito modelado.
- Temperaturas en puntos críticos del sistema y a la entrada y salida de cada equipo y circuito.

- Potencias demandadas por las diferentes cargas y suministradas y consumidas por cada equipo/sistema, tanto térmicas como eléctricas.
- Energías térmicas y eléctricas intercambiadas en cada sistema y circuito.
- Rendimiento de los equipos.

3.3 Modelo red de calor y frío de baja temperatura a cuatro tubos (4T)

Descripción y objetivos del modelo

Este modelo extiende el concepto de baja temperatura introduciendo dos circuitos independientes: un anillo caliente y un anillo frío, en lugar de un solo anillo común. Se le denomina configuración de *Cuatro Tubos* porque esencialmente consta de dos pares de tuberías (impulsión y retorno para calor, e impulsión y retorno para frío). El propósito es separar térmicamente los servicios de calefacción y refrigeración, pero manteniendo la posibilidad de intercambio de calor entre ambos anillos mediante bombas de calor que dan suministro a las cargas que demandan calor y frío. Se busca maximizar la recuperación cruzada de energía, a la vez que se otorga más control individual. Cada anillo opera a una temperatura variable en función de la temperatura ambiente (consignas flotantes), por ejemplo: en el anillo caliente se impulsa a unos 5–10 °C por encima de la temperatura exterior, y el anillo frío a 5–10 °C por debajo de la exterior.

Cada anillo está alimentado por bombas de calor geotérmicas, y las cargas se alimentan del anillo correspondiente según su tipo (calor o frío). Las cargas que deben satisfacer ambos anillos son las mismas que en los modelos anteriores. Las bombas de calor locales ajustan la temperatura hasta el nivel necesario en cada carga. En este caso el suministro a las cargas de calor se hace desde el anillo de mayor temperatura y el retorno lo hace en el anillo de menor temperatura y el suministro de las cargas de frío desde el anillo de menor temperatura y el retorno lo hace en el anillo de mayor temperatura.

Este modelo incluye también conexión a red de alta temperatura y una caldera de biomasa de apoyo. Se han implementado conexiones hidráulicas adicionales para compensar desequilibrios de caudal entre ambos anillos.

Topología hidráulica y funcional

La configuración de cuatro tubos consiste en dos subredes: una de calefacción templada y otra de refrigeración templada, interconectadas por distintos componentes. Sus elementos principales son:

- **Anillo caliente (calefacción):** Circuito de agua templada dedicado a suministrar calor a las cargas de calefacción. Opera a una temperatura variable, típicamente unos grados por encima de la temperatura exterior (por ejemplo, si hace 10 °C en el exterior, el anillo caliente se mantiene a ~15–20 °C). Este anillo cuenta con su propia bomba de calor geotérmica (Type 1323-v2a) como generador principal, acoplada a un campo geotérmico común. También incluye bombas de circulación (Type 114) para impulsión y se considera

almacenamiento distribuido en el anillo y cálculo de pérdidas en distribución con el type 952a-v2a. Las cargas de calor (usuarios que necesitan calefacción o ACS) se conectan al anillo caliente a través de bombas de calor locales.

- **Anillo frío (refrigeración):** Circuito de agua dedicado a absorber calor de las cargas de refrigeración. Opera unos grados por debajo de la temperatura ambiente (ejemplo: si hay 30 °C fuera en verano, el anillo frío se regula a ~20–25 °C). Tiene igualmente su bomba de calor geotérmica (otra unidad Type 1323-v2a) para extraer calor del anillo frío hacia el terreno, actuando como “enfriadora” central. Cuenta con su bomba de circulación, y está conectado a las cargas de frío (climatización, procesos de refrigeración) a través de bombas de calor locales que toman calor de los usuarios y lo vierten en el anillo frío.
- **Campo geotérmico común:** Ambos anillos comparten un mismo campo geotérmico vertical (Type 557a) al que están acopladas las dos bombas de calor centrales. En la práctica, esto puede ser un pozo o conjunto de pozos que sirven de pozo frío para la bomba del anillo caliente (extrayendo calor) y de pozo caliente para la bomba del anillo frío (vertiendo calor). Se implementa mezcla de caudales a la entrada/salida del campo para que pueda atender a ambas bombas de calor sin interferencias (asumiendo que la carga total de calor extraído de un anillo y calor vertido en el otro se compensa en el terreno en promedio).
- **Tuberías con pérdidas y bombeo:** Ambas redes (caliente y fría) se modelan con tuberías con pérdidas (Type 952a) con 0,5 °C/km, aunque las temperaturas son bajas, y cada una tiene sus bombas de circulación (Type 114) dimensionadas a su caudal requerido.
- **Interconexión entre anillos (bypass térmico):** Se disponen válvulas de bypass (Type 11f) y bombas especiales que conectan hidráulicamente el anillo caliente con el anillo frío en puntos estratégicos. La finalidad es permitir el equilibrio hidráulico cuando hay descompensación entre las demandas de frío y calor a través de estos bypass, transfiriendo agua entre ellos. Por ejemplo, un bypass puede mezclar parte del retorno caliente con el circuito frío o viceversa. En el modelo, las válvulas controlan automáticamente la proporción de flujo que se deriva de un anillo al otro.
- **Bombas de calor de usos:** En cada circuito de carga se instalan bombas de calor (Type 1323-v2a) que conectan ambos anillos: bomba de calor que extrae calor del anillo caliente para calefacción interior (funcionando en modo bomba de calor) y análogamente, otras bombas de calor en cargas de frío que toman calor de la red fría y lo bombean al anillo caliente. Esto permite la condensación cruzada: las bombas de calor de calefacción condensan en el anillo frío, y las de refrigeración condensan en el anillo caliente, efectuando un intercambio directo de calor entre redes.
- **Conexión a red de alta temperatura y disipación:** Similar al modelo Dos Tubos, el anillo caliente dispone de una bomba de calor auxiliar (Type 1323-v2a) que lo conecta a una red exterior de alta temperatura para exportar calor sobrante. También ambos anillos, principalmente el caliente, pueden descargar calor excedente al terreno a través del campo geotérmico (usándolo como disipador). Y en caso de déficit extremo de calor en

el anillo caliente, se tiene una caldera de biomasa de apoyo (Type 700) acoplada al anillo caliente, que solo operaría si la bomba geotérmica en modo calor no alcanza la consigna de impulsión. El anillo frío normalmente no requiere fuente de frío auxiliar más allá de su bomba de calor geotérmica y las bombas locales (pues disipar frío equivaldría a aportar calor, que se hace vía anillo caliente si hiciera falta).

Estrategias de operación y control

La operación del sistema de Cuatro Tubos es más sofisticada, coordinando dos redes semindependientes. En esencia:

- **Regulación independiente de anillos:** Cada anillo (caliente y frío) se controla con su propio lazo de temperatura. Existen dos consignas variables que son constantes y elegidas (ej. +7 °C y -7 °C). Así, según sube o baja la temperatura exterior, las consignas de los anillos cambian. Controladores PID o diferenciales en cada anillo activan sus respectivas bombas de calor geotérmicas para mantener dichas temperaturas: la bomba de calor del anillo caliente arranca si este baja de consigna (extrayendo más calor del terreno), y la del anillo frío arranca si este sube de su consigna (extrayendo calor del anillo frío hacia el terreno).
- **Condensación cruzada para recuperación:** Las bombas de calor de los usuarios funcionan de modo que transfieren calor entre anillos siempre que sea posible. Por ejemplo, cuando un edificio requiere calefacción, su bomba de calor toma calor del anillo caliente y vierte el calor de condensación en la calefacción interna, pero el frío (calor extraído del edificio) lo devuelve al anillo frío evaporando en él. Inversamente, cuando un edificio requiere refrigeración, su bomba extrae calor del edificio (enfriándolo) y lo condensa en el anillo caliente. Este esquema asegura que cualquier calor extraído de un edificio (frío) se transfiere al anillo opuesto donde potencialmente puede ser útil. En condiciones ideales, si las cargas calor/frío están balanceadas, las bombas de calor locales simplemente trasladan energía del anillo frío al caliente (o viceversa) sin requerir prácticamente aporte externo.
- **Equilibrio entre anillos (válvulas bypass):** Si las cargas no son simultáneas o están muy desequilibradas, puede ocurrir que el caudal de un anillo se desequilibre en el retorno. Las válvulas bypass (Type 11f) monitorean la diferencia de caudal en cada anillo respecto a su caudal nominal, así como los niveles absolutos, y permiten pasar caudal de uno a otro para equilibrarlos. Este intercambio directo de agua (mezclando circuitos) se hace de forma limitada y controlada para mantener estabilidad hidráulica.
- **Secuencia de prioridad de fuentes:** En caso de excedentes persistentes en el anillo caliente (por alta generación interna de calor), el calor se evacua primero mediante la bomba de calor auxiliar a red HT, y luego mediante disipación geotérmica al terreno. Por el contrario, en caso de déficit de calor en el anillo caliente que la HP geotérmica no pueda resolver (ej., días muy fríos con gran demanda de calefacción), se da la última prioridad a encender la caldera de biomasa. En orden de preferencia: 1) aprovechar calor cruzado de bombas locales, 2) bomba geotérmica central, 3) usar HP auxiliar (exportar/importar calor de fuera), 4) disipar/extraer del terreno adicional, 6) uso de

biomasa. Esta jerarquía asegura mínimo uso de fuentes convencionales y máximo recirculación interna.

- **Control supervisor central:** Similar al modelo de dos tubos, aquí un sistema de control supervisor avanzado que coordina ambos anillos. Este supervisor recibe las lecturas de temperatura ambiente, temperaturas de anillo caliente y frío, estados de carga de usuarios, etc., y decide las consignas dinámicas y la activación de cada componente. Además, orquesta la secuencia de prioridad: intentando cubrir con bombas locales + geotérmicas, usando auxiliares solo cuando el diferencial entre anillos excede cierto límite, etc. Cada anillo en definitiva tiene un control en doble lazo: uno local para mantener su propia temperatura, y otro global supervisado para el intercambio entre anillos y recursos externos.

En resumen, el modelo de Cuatro Tubos presenta la mayor complejidad y un alto potencial de recuperación. Al segregar los fluidos de calor y frío se evitan contaminaciones térmicas directas y se facilita el control por separado de cada servicio. Al mismo tiempo, mediante las bombas de calor de uso y los bypass, los dos subsistemas no funcionan aislados, sino que intercambian energía de forma inteligente, logrando aprovechar casi toda la simultaneidad disponible. Se espera que esta configuración minimice prácticamente a cero las pérdidas de calor rechazado, a costa de tener más componentes (doble red, más bombas de calor locales) y un esquema de control más intrincado. La simulación permitirá cuantificar cuánto mejora esta alternativa respecto a las otras, justificando o no su mayor inversión y complejidad.

En la Figura 3 se muestra la representación del modelo TRNSYS para la red térmica de baja temperatura con anillo caliente (circuito rojo) y anillo frío (circuito azul). Cada anillo tiene su bomba de calor geotérmica central conectada al campo de pozos geotérmicos compartido (centro de la figura). Las cargas de calor (radiadores, ACS) se alimentan del anillo caliente, mientras las cargas de frío (climatización) ceden calor al anillo frío, y en cada grupo de cargas hay bombas de calor reversibles que unen ambos anillos (indicadas en las conexiones entre circuitos) realizando la transferencia de calor de uno a otro. Se observan también las válvulas de bypass entre anillos, la caldera de biomasa en el anillo caliente (como backup) y la bomba de calor auxiliar conectando el anillo caliente a un sistema externo (esquina inferior derecha) para exportar calor sobrante.

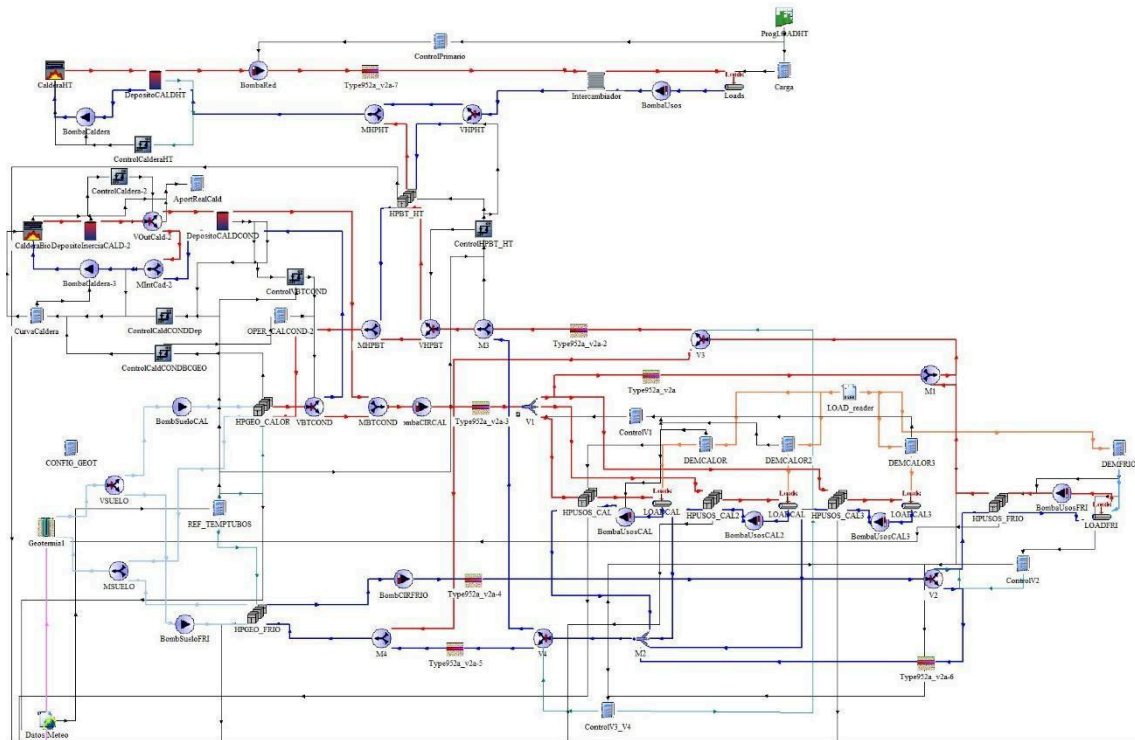


Figura 3. Modelo TRNSYS red de calor y frío de baja temperatura a 4 tuberías.

Entradas y salidas del modelo

Como entradas al sistema el modelo considera:

- Potencia del campo geotérmico
- Potencia bombas geotérmicas
- Potencia caldera biomasa baja temperatura de apoyo.
- Diferencia de Temperatura sobre la temperatura ambiente que determina la temperatura de impulsión en los dos circuitos de la red de baja temperatura.
- Temperaturas de suministro de las cargas
- Demanda de potencia horaria de cada carga
- Condiciones meteorológicas horarias.
- Datos configuración red de alta temperatura:
 - Demanda nominal
 - Temperatura de suministro
 - Potencia de caldera
- Longitud circuitos de los anillos.
- Potencia bomba de calor conexión entre red de baja y de alta temperatura.
- Potencia fotovoltaica instalada.
- Capacidad de la batería eléctrica

Como salidas o resultados el modelo muestra gráficamente y registra en archivo la siguiente información:

- Caudales por cada circuito modelado.

- Temperaturas en puntos críticos del sistema y a la entrada y salida de cada equipo y circuito.
- Potencias demandas por las diferentes cargas y suministradas y consumidas por cada equipo/sistema, tanto térmicas como eléctricas.
- Energías térmicas y eléctricas intercambiadas en cada sistema y circuito.
- Rendimiento de los equipos.

3.4 Consideraciones comunes y comparación de los modelos

Los tres modelos presentados comparten las mismas condiciones de demanda, periodo de simulación y clima, lo que asegura que las diferencias en resultados se deban únicamente al diseño del sistema térmico. El Modelo Base opera a alta temperatura y sirve como referencia; los modelos de baja temperatura (Dos Tubos y Cuatro Tubos) permiten estudiar cómo influyen la reducción de temperatura de impulsión, la integración renovable y la simultaneidad de cargas en el comportamiento del sistema. En las secciones anteriores se han descrito las estrategias particulares de cada configuración.

A continuación, se resumen comparativamente las principales características de diseño de cada modelo (fuentes de energía, temperaturas de operación, elementos de control, etc.) en la Tabla 1. Esta comparación conceptual cualitativa anticipa ciertos resultados esperables: por ejemplo, las redes de baja temperatura reducen las pérdidas térmicas y aprovechan la simultaneidad, pero requieren mayores esfuerzos de control y componentes adicionales. Las simulaciones cuantitativas permitirán confirmar esos supuestos, calculando indicadores como SPF, AEP y reducción de CO₂ bajo idénticas cargas.

Tabla 1. Comparativa general de las configuraciones simuladas

Parámetro / Característica	Modelo Base	Modelo Dos Tubos	Modelo Cuatro Tubos
Fuente principal de generación de calor	Caldera de gas natural (Type 700)	Bomba de calor geotérmica (Type 1323)	Dos bombas de calor geotérmicas (Type 1323) (una por anillo)
Fuente de apoyo	<i>(No aplica)</i>	Caldera de biomasa (Type 700)	Caldera de biomasa (Type 700)
Producción de frío	Bomba de calor aire-agua (Type 525a-v2a) centralizada	Bombas de calor locales en modo frío (Type 1323)	Bombas de calor locales en modo frío (Type 1323)
Temperatura de impulsión – Calor	80 °C	< 30 °C (baja temperatura)	Tambiente +(5–10) °C

Temperatura de impulsión – Frío	7 °C	(Uso de bombas locales) ~ 5–15 °C en anillo único	Tambiente – (5–10) °C
Red de distribución	Circuito separado de alta T (80 °C) para calor; circuito 7 °C para frío	Anillo único de baja T (10–30 °C) compartido	Dos anillos de baja T independientes (caliente y frío)
Pérdidas térmicas modeladas	~0,5 °C/km en tuberías	~0,5 °C/km (menor impacto por menor ΔT) (Type 952a)	~0,5 °C/km (menor impacto por menor ΔT) (Type 952a)
Recuperación energética por simultaneidad	Ninguna (circuitos separados, calor de refrigeración desechado)	Parcial: posible dentro del anillo único si coexisten cargas calor y frío	Alta: intercambio cruzado entre anillos mediante bombas de calor
Interacción con red de alta temperatura	No	Sí, a través de bomba de calor auxiliar (Type 1323-HT)	Sí, a través de bomba de calor auxiliar (Type 1323-HT)
Disipación de calor al terreno	No	Sí, mediante campo geotérmico (Type 557a)	Sí, mediante campo geotérmico (Type 557a)
Control principal	Termostato diferencial simple	Supervisor lógico secuencial (Type 155)	Supervisor central doble lazo (Type 155)
Almacenamiento térmico	Depósito de red (Type 158) para desacople	Depósito de inercia (Type 158) configurable en el anillo	Depósitos de inercia independientes por anillo (Type 158)
Bombas de circulación	Tipo 110/122(circulación principal y bombas de carga)	Tipo 110/122 (circulación anillo y bombas locales)	Tipo 110/122 (una en cada anillo + locales)
Campo geotérmico	<i>(No tiene)</i>	Tipo 557a (campo geotérmico vertical)	Tipo 557a (campo común a ambos anillos)
Simultaneidad calor/frío aprovechable	Nula (sistemas aislados)	Alta cuando existen cargas mixtas concurrentes	Muy alta, mediante intercambio entre anillos

Tipo de red	Convencional 3ª Gen (alta T)	5ª Gen – Red baja exergía (dos tubos)	5ª Gen – Red baja exergía (cuatro tubos)
-------------	------------------------------	---------------------------------------	--

3.5 Estrategias de operación de las distintas topologías de red

En los modelos generados en TRNSYS (Base, Dos Tubos y Cuatro Tubos), la simultaneidad de cargas se introduce como una condición dinámica que permite analizar la interacción entre nodos de calefacción y refrigeración.

El modelo de dos tubos permite una recuperación térmica parcial a través del mismo anillo, mientras que el de cuatro tubos posibilita una recuperación térmica completa entre los anillos caliente y frío, maximizando el intercambio energético interno.

La operación eficiente de las redes de baja temperatura requiere estrategias de control avanzadas. En los modelos simulados, la temperatura de red se ajusta dinámicamente en función de la demanda instantánea y de la generación fotovoltaica disponible. Las bombas de calor trabajan coordinadamente, aprovechando el calor residual de las cargas de refrigeración para cubrir demandas térmicas en otras zonas. Este principio de recuperación cruzada es una de las principales ventajas de las redes de baja temperatura [2].

Las estrategias de control jerárquico empleadas permiten gestionar los flujos térmicos de entrada y salida, garantizando la estabilidad de la red. Los sistemas SCADA integrados con modelos predictivos permiten anticipar desequilibrios térmicos y optimizar el uso de la energía fotovoltaica y de las fuentes de biomasa. En el caso de los modelos de dos y cuatro tubos, el control de caudal entre anillos es fundamental para equilibrar los intercambios térmicos y mantener el rendimiento de las bombas de calor en su rango óptimo [9].

3.6 Salida de resultados de las simulaciones

Como ya se ha indicado, los modelos presentan resultados registrados de acuerdo al paso de simulación seleccionado, tanto de forma numérica, guardados en archivos que pueden ser tratados desde cualquier otro programa de procesado, y visuales a través de representaciones gráficas mostradas a la finalización de cada simulación. La información mostrada por los modelos es muy detallada y a modo de ejemplo, a continuación, se muestran algunas gráficas obtenidas en un día de simulación del mes de marzo para el modelo de red de baja temperatura de 2 tubos con la configuración de uno de los casos recogidos en el apartado 3. La información gráfica mostrada permite en la evaluación de los modelos analizar de forma precisa y rápida el comportamiento dinámico de cada sistema y hacer los ajustes y correcciones necesarias para garantizar su correcta operabilidad.

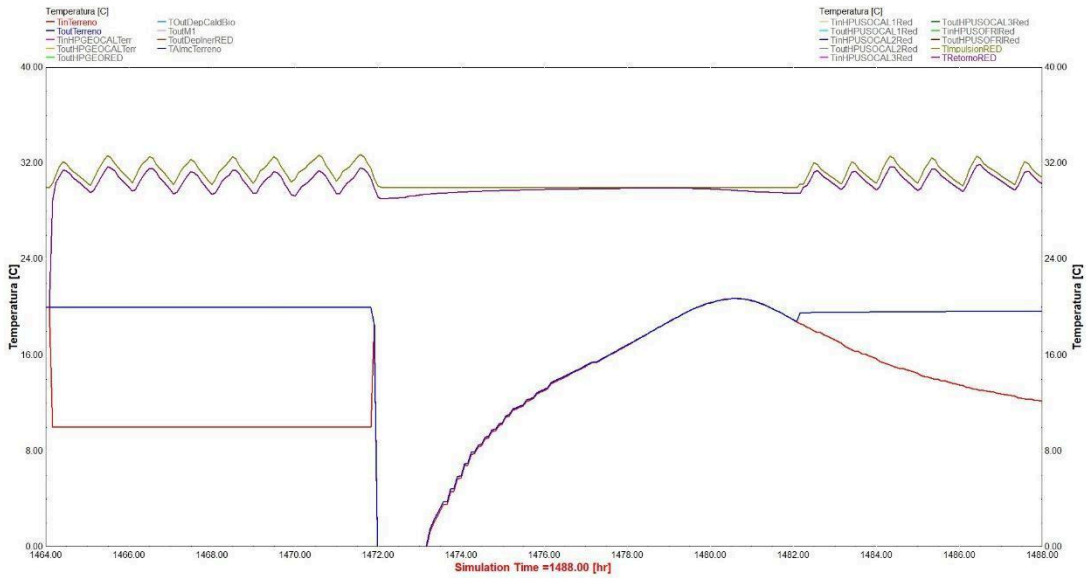


Figura 4. Temperaturas de entrada (roja) y salida del terreno (azul) y de impulsión (verde) y retorno (marrón) de la red de baja temperatura.

La Figura 4 muestra el salto que se produce entre la entrada y el retorno de la red y la disipación que se produce en el terreno a partir del salto de temperaturas.

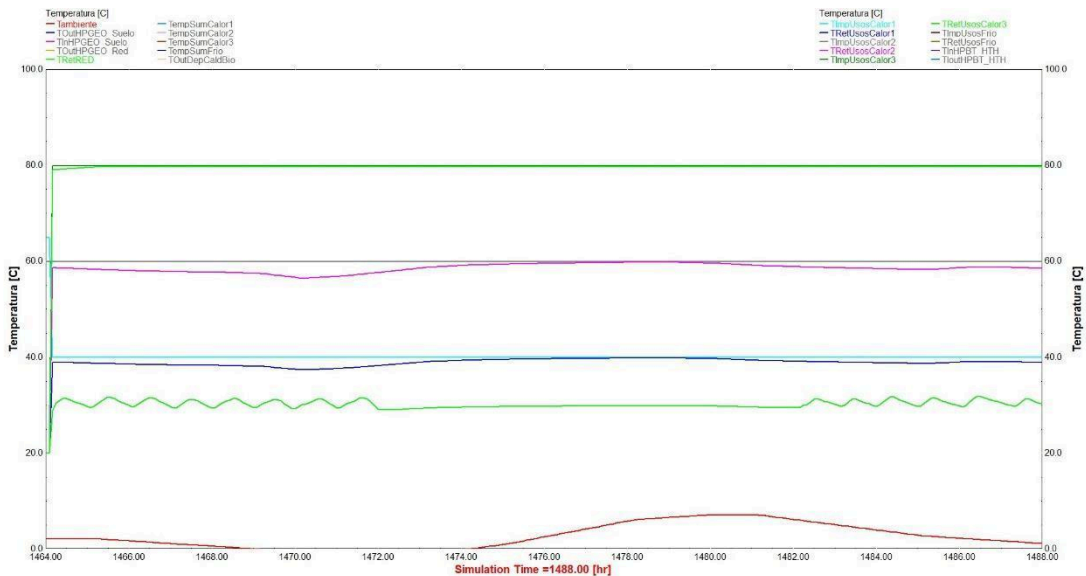


Figura 5. Temperaturas de impulsión y retorno de las BC conectadas a los usos (40, 60 y 80°C). En rojo se muestra la temperatura ambiente.

La Figura 5 muestran como están operando a nivel de temperatura las bombas de calor en cada uno de los circuitos de uso.

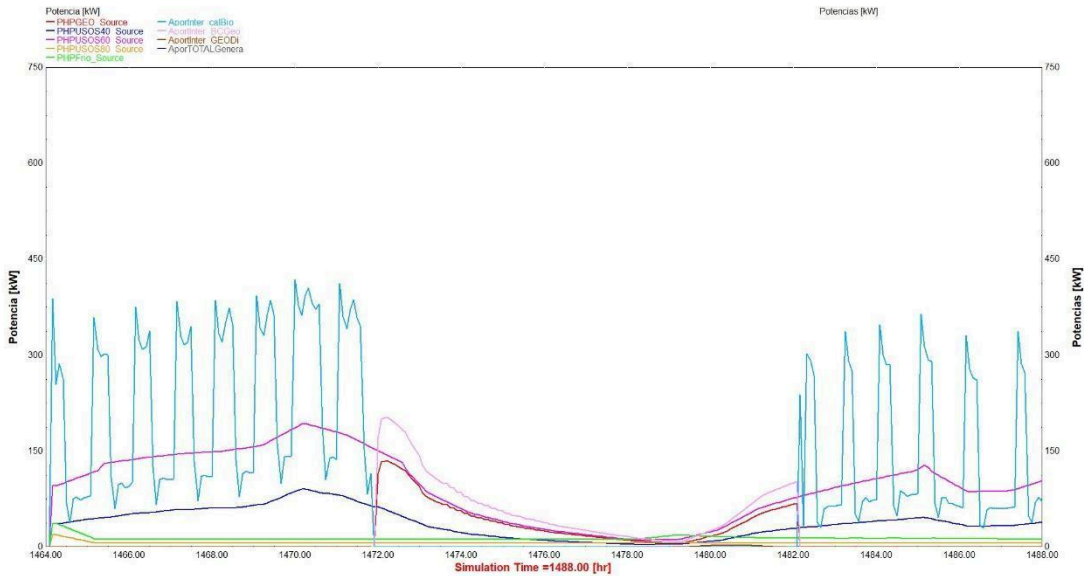


Figura 6. Potencias térmicas aportadas por las diferentes bombas de calor y la caldera.

La Figura 6 muestra la energía térmica aportada tanto por la caldera como por la bomba de calor geotérmica y como no se produce la operación simultánea de la misma. Así mismo muestra el aporte energético de cada bomba de calor en los circuitos de usos.

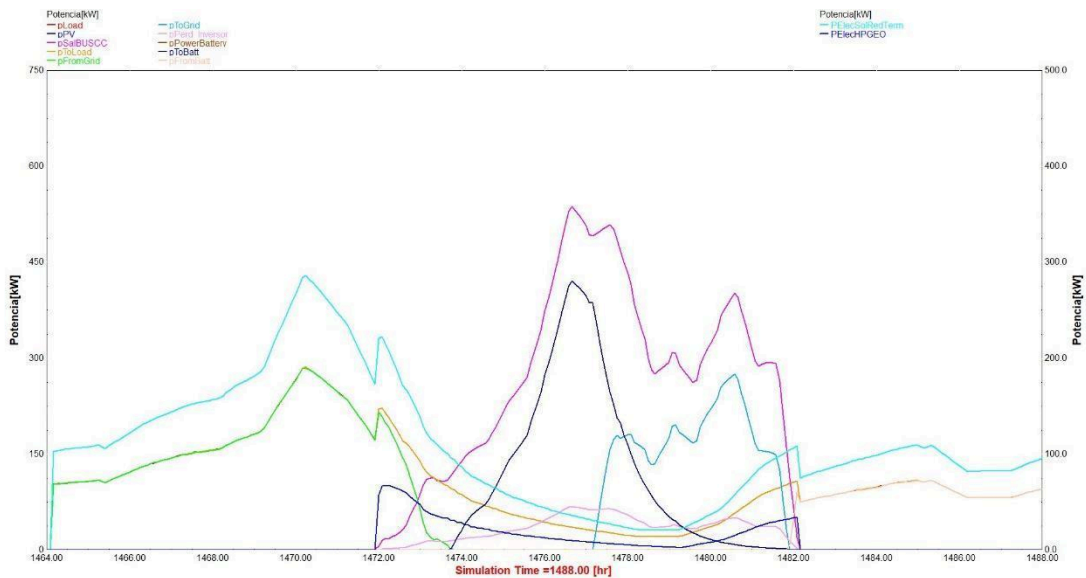


Figura 7. Potencias eléctricas generadas y consumidas en la red de baja temperatura.

La Figura 7 muestra la generación y la demanda de potencia eléctrica generada y demanda por los diferentes sistemas de la red, lo cual facilita ver el grado de aprovechamiento renovable y la demanda necesaria proveniente del exterior.



Figura 8. Evolución de los COP de las diferentes bombas de calor que participan en la red de baja temperatura.

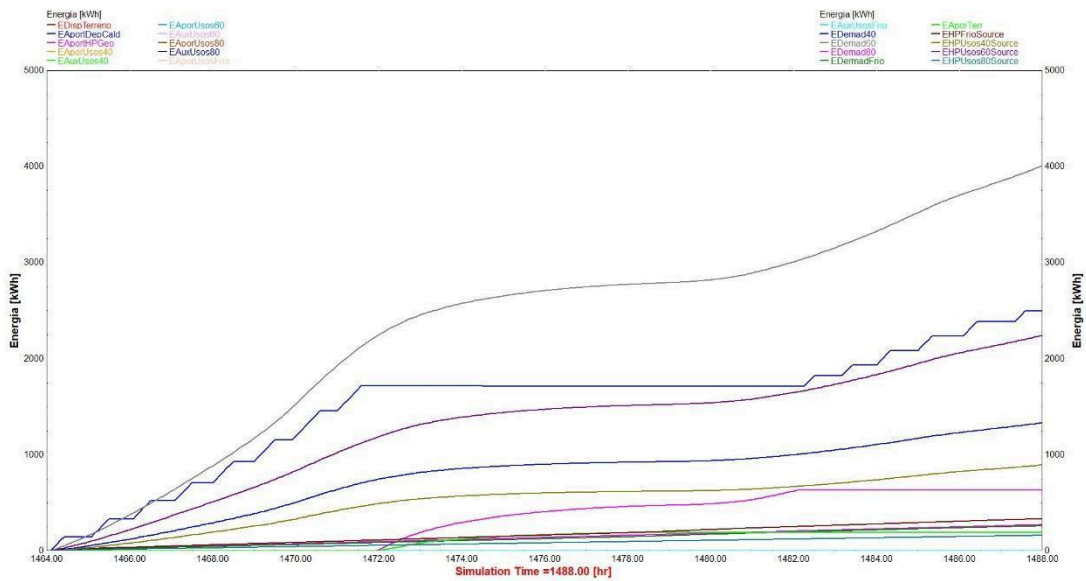


Figura 9. Energías térmicas acumuladas en el periodo de simulación que se han intercambiado en la red de baja temperatura.

Por último, la Figura 9, muestra los valores de energía acumuladas solicitados o aportados por los diferentes equipos que operan en la red de baja temperatura.

4 Análisis paramétrico de comportamiento

Con el objetivo de comparar y evaluar el comportamiento hidráulico y térmico, así como el desempeño energético de cada tecnología, se han simulado las tres topologías de red a partir de sus modelos.

Para aislar el efecto de la arquitectura de red sobre el desempeño, las tres configuraciones se han simulado bajo condiciones uniformes. Se considera un periodo anual completo (8760 h) con paso de 5 minutos, utilizando datos meteorológicos estándar de referencia (archivo climático típico) leídos mediante componentes TRNSYS específicos para tres ubicaciones climáticas de referencia: Sevilla (zona B4), Bilbao (zona C1) y Soria (zona D2). Las demandas térmicas de calor y frío agrupadas son idénticas en los tres casos y calculadas para cada ubicación con el módulo de cálculo de demanda de calor y frío de la red desarrollado en la actividad 1.2, y con ello, aplicando los mismos perfiles de carga horaria en cada modelo. Así mismo, los algoritmos de control se implementan bajo los mismos umbrales y secuencias lógicas. De este modo, la comparabilidad entre simulaciones queda garantizada, aislando las diferencias debidas exclusivamente al cambio de topología y estrategia operativa entre la red convencional y las de baja temperatura.

4.1 Sistemas y supuestos de dimensionado

Como referencia de potencia y capacidad de los diferentes sistemas que constituyen cada modelo, se ha considerado los siguientes valores:

Caso Base:

- Potencia nominal de caldera de biomasa: 850 kW
- Capacidad nominal aerotermia en frío: 500 kW

Modelo a 2 tubos:

- Potencia calorífica bomba calor usos a 40°C: 200 kW
- Potencia calorífica bomba calor usos a 60°C: 600 kW
- Potencia calorífica bomba calor usos a 80°C: 75kW
- Potencia frigorífica bomba frío: 500 kW
- Potencia calorífica bomba calor BT_HT: 200 kW
- Potencia Caldera Biomasa conectada a la red de baja temperatura: 450 kW trabajando a 50°C
- Potencia de captación/disipación del campo geotérmico: 750 kW
- Potencia calorífica bomba calor geotérmica: 600 kW
- Potencia de la instalación fotovoltaica: 500 kW
- Capacidad batería: 4500 kWh
- Volumen depósito de inercia intermedio. 10 m³

Modelo a 4 tubos:

- Potencia calorífica bomba calor usos a 40°C: 200 kW
- Potencia calorífica bomba calor usos a 60°C: 600 kW
- Potencia calorífica bomba calor usos a 80°C: 75kW

- Potencia frigorífica bomba frío: 500 kW
- Potencia calorífica bomba calor BT_HT: 200 kW
- Potencia calorífica bomba calor geotérmica del anillo de mayor temperatura: 600 kW
- Potencia frigorífica bomba de calor geotérmica del anillo de menor temperatura: 400 kW
- Potencia Caldera Biomasa conectada a la red de baja temperatura: 450 kW y trabaja a 50°C
- Potencia de captación/disipación del campo geotérmico 750 kW
- Potencia calorífica bomba de calor geotérmica: 600 kW
- Potencia de la instalación fotovoltaica: 500 kW
- Capacidad batería 4500 kWh.
- Volumen depósito de inercia intermedio. 10 m³

4.2 Indicadores de desempeño (KPI)

Se han establecido unos indicadores clave de desempeño que permiten cuantificar y comparar la eficiencia de las distintas configuraciones de red. Entre los KPI seleccionados se incluyen:

- **Consumo de energía primaria** (total, renovable y no renovable), considerando factores de conversión energética de la fuente eléctrica y del gas natural.
- **Emisiones de CO₂**, basadas en factores de emisión normalizados.
- **Participación renovable** en energía primaria.
- **Costes energéticos y posibles ahorros**, considerando porcentaje de la energía suministrada proveniente de fuentes renovables (FV y geotermia) respecto al total.

Procedimiento de cálculo y extracción de indicadores

Para obtener los indicadores de desempeño definidos, se han aplicado un procedimiento estandarizado de cálculo y postprocesado basado en los resultados generados por las simulaciones de los modelos TRNSYS. Dicho procedimiento incluye:

- Extracción de datos cinco minutos: las variables de salida de cada componente se almacenan en archivos de resultados con resolución de 5 minutos. Los datos incluyen potencias térmicas, consumos eléctricos, temperaturas de impulsión y retorno, caudales y estados de operación de cada equipo.
- Cálculo de balances energéticos: mediante los caudales y saltos térmicos de cada nodo, se obtiene la energía útil entregada y recuperada en cada circuito. Se verificará la conservación de la energía en los nodos principales y la coherencia entre sumideros y fuentes.
- Integración temporal: las potencias instantáneas se integran a lo largo del periodo de simulación (se ha considerado un año entero) para determinar energías totales suministradas, demandadas y consumidas por los equipos auxiliares.
- Postprocesado y representación gráfica: los resultados se muestran y analizan mediante scripts de procesado para la generación de gráficos de rendimiento estacional, curvas de carga y distribuciones horarias.

Este enfoque garantiza la trazabilidad de los resultados y la reproducibilidad del análisis, asegurando que los indicadores obtenidos son consistentes y comparables entre las distintas configuraciones simuladas.

4.3 Desempeño energético de cada modelo de red

Con esta metodología se han abordado diferentes simulaciones y los principales resultados energéticos, obtenidos para cada modelo, se muestran en las siguientes tablas. Se muestran dos tablas por cada sistema, una que muestra los valores acumulados detallados y desgregados por cada sistema y otra en la que se calculan y muestran los indicadores establecidos:

4.3.1 Modelo de red convencional_ Caso Base (referencia de consumos)

Los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones para el caso base se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Resultados acumulados de energía para el caso Base.

	Sevilla	Bilbao	Soria
Energía demanda Cargas Frío [kWh]	768.920	544.468	607.040
Energía demanda cargas Calor Total [kWh]	799.975	1.102.373	1.394.785
Energía demanda cargas Calor 1 [kWh]	104.390	179.987	253.092
Energía demanda cargas Calor 2 [kWh]	313.169	539.960	759.277
Energía demanda cargas Calor 3 [kWh]	382.416	382.426	382.416
Energía aportada sistema Demanda Frío [kWh]	763.431	544.468	607.040
Energía no aportada sistema Demanda Frío [kWh]	5.489	0	0
Energía aportada sistema Demanda Calor Total [kWh]	799.750	1.101.808	1.393.779
Energía no aportada(auxiliar) sistema Demanda Calor Total [kWh]	225	565	1.006
Energía aportada sistema Demanda Calor Usos 1 [kWh]	104.343	179.862	252.862
Energía no aportada(auxiliar) sistema Demanda Calor Usos 1 [kWh]	47	125	230
Energía aportada sistema Demanda Calor Usos 2 [kWh]	313.031	539.587	758.587
Energía no aportada(auxiliar) sistema Demanda Calor Usos 2 [kWh]	138	373	690
Energía aportada sistema Demanda Calor Usos 3 [kWh]	382.376	382.359	382.330
Energía no aportada(auxiliar) sistema Demanda Calor Usos 3 [kWh]	40	67	86
Energía Térmica aportada BC Frío Usos [kWh]	768.920	544.468	607.040
Energía Eléctrica consumida BC Frío Usos[kWh]	486.943	410.245	425.542
Energía aportada Caldera Gas [kWh]	918.547	1.281.300	1.629.400
Energía Eléctrica Total consumida BC /Enfriadora Red Térmica [kWh]	486.943	410.245	425.542
Energía Eléctrica consumida de la Red Eléctrica [kWh]	486.943	410.245	425.542

En la Tabla 3 se muestran los indicadores obtenidos a partir de la tabla de resultados de simulación anterior.

Tabla 3. Tabla con los indicadores de evaluación del desempeño.

	Sevilla	Bilbao	Soria
Energía Térmica Final Total Consumida (Gas) [kWh]	918.547	1.281.300	1.629.400
Energía Eléctrica Final Consumida Red [kWh]	486.943	410.245	425.542
Energía primaria No renovable Consumida (Gas) [kWh]	1.093.071	1.524.747	1.938.986
Energía primaria No renovable Consumida Red [kWh]	951.487	801.619	831.509
Energía primaria no renovable total [kWh]	2.044.558	2.326.366	2.770.495
Energía primaria renovable Consumida (Gas) [kWh]	4.593	6.407	8.147
Energía primaria renovable Consumida Red [kWh]	201.594	169.841	176.174
Energía primaria renovable total [kWh]	206.187	176.248	184.321
Energía primaria total [kWh]	2.250.745	2.502.614	2.954.816
Uso de combustibles fósiles	90,84%	92,96%	93,76%
Emisiones totales (kgCO2/tep)	590.396	649.572	763.854
Balance compra-venta energía (biomasa, gas, electricidad de red...)	143492,874	162500,9	193186,68
CAPEX por año vida útil	28.500	28.500	28.500
Costes de producción energética (CAPEX, OPEX, Coste energía)	171.993	191.001	221.687

4.3.2 Modelo de baja temperatura a dos tubos y consigna de impulsión constante

Los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones para el caso de red de baja temperatura a dos tubos con instalación FV de 500 kW y evaluación de 2 temperaturas de impulsión en el anillo (25 y 30°C), se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Resultados acumulados de energía para el caso de 2 tubos con instalación FV de 500 kW.

	25 °C Tref Red BajaTemp			30 °C Tref Red BajaTemp		
	Sevilla	Bilbao	Soria	Sevilla	Bilbao	Soria
Energía demanda Cargas Frío [kWh]	768.920	544.468	607.040	768.920	544.468	607.040
Energía demanda cargas Calor Total [kWh]	799.975	1.102.363	1.394.785	799.975	1.102.363	1.394.785
Energía demanda cargas Calor 1 [kWh]	104.390	179.987	253.092	104.390	179.987	253.092
Energía demanda cargas Calor 2 [kWh]	313.169	539.960	759.277	313.169	539.960	759.277
Energía demanda cargas Calor 3 [kWh]	382.416	382.416	382.416	382.416	382.416	382.416
Energía aportada sistema Demanda Frío [kWh]	768.920	544.468	607.040	768.920	544.468	607.040
Energía no aportada sistema Demanda Frío [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía aportada sistema Demanda Calor Total [kWh]	799.975	1.102.363	1.394.785	799.975	1.102.363	1.394.785
Energía no aportada(auxiliar) sistema Demanda Calor Total [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía aportada sistema Demanda Calor Usos 1 [kWh]	104.390	179.987	253.092	104.390	179.987	253.092
Energía no aportada(auxiliar) sistema Demanda Calor Usos 1 [kWh]	0	0	0	0	0	0

Energía aportada sistema Demanda Calor Usos 2 [kWh]	313.169	539.960	759.277	313.169	539.960	759.277
Energía no aportada(auxiliar) sistema Demanda Calor Usos 2 [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía aportada sistema Demanda Calor Usos 3 [kWh]	382.416	382.416	382.416	382.416	382.416	382.416
Energía no aportada(auxiliar) sistema Demanda Calor Usos 3 [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía Térmica aportada BC Frio Usos [kWh]	769.853	544.678	607.576	769.853	544.676	607.575
Energía Eléctrica consumida BC Frio Usos[kWh]	203.864	135.844	149.772	226.346	155.586	170.232
Energía Térmica aportada BC Calor Usos Total[kWh]	799.975	1.102.363	1.394.785	799.975	1.102.363	1.394.785
Energía Eléctrica consumida BC Calor Usos Total [kWh]	315.644	435.738	560.836	318.507	440.816	568.241
Energía Térmica aportada BC Calor Usos 1 [kWh]	104.390	179.987	253.092	104.390	179.987	253.092
Energía Eléctrica consumida BC Calor Usos 1 [kWh]	31.076	53.465	75.419	33.939	58.543	82.824
Energía Térmica aportada BC Calor Usos 2[kWh]	313.169	539.960	759.277	313.169	539.960	759.277
Energía Eléctrica consumida BC Calor Usos 2 [kWh]	130.113	227.818	330.962	130.113	227.818	330.962
Energía Térmica aportada BC Calor Usos 3 [kWh]	382.416	382.416	382.416	382.416	382.416	382.416
Energía Eléctrica consumida BC Calor Usos 3 [kWh]	154.455	154.455	154.455	154.455	154.455	154.455
Energía Térmica aportada BC Calor GEO [kWh]	38.550	89.990	140.471	56.938	101.522	160.658
Energía Eléctrica consumida BC Calor GEO [kWh]	12.899	30.172	47.378	19.652	34.442	54.800
Energía aportada Caldera Biomasa Biocurve [kWh]	138.440	246.048	392.219	132.764	234.418	380.607
Transferencia con el terreno suelo (balance) [kWh]	10.450	31.617	52.276	20.468	38.599	62.839
Energía Intercambiada red BT/HT [kWh]	90.236	74.622	57.587	102.914	87.289	72.078
Energía Eléctrica generada FV [kWh]	791.930	471.223	672.119	791.930	471.223	672.119
Energía Eléctrica Total consumida BC /Enfriadora Red Térmica [kWh]	576.391	637.943	785.927	614.126	673.033	828.414
Energía Eléctrica Total consumida Bombas impulsión Red Térmica [kWh]	246.109	364.700	444.677	263.808	383.995	474.390
Energía Eléctrica Vertida Red Eléctrica [kWh]	127.029	28.595	93.804	95.388	14.919	61.856
Energía Eléctrica consumida de la Red Eléctrica [kWh]	61.190	286.192	333.206	69.010	307.906	345.304

En la Tabla 5 se muestran los indicadores obtenidos a partir de la tabla de resultados de simulación anterior.

Tabla 5. Tabla con los indicadores de evaluación del desempeño para el caso de 2 tubos con instalación FV de 500 kW.

	25 °C Tref Red BajaTemp			30 °C Tref Red BajaTemp		
	Sevilla	Bilbao	Soria	Sevilla	Bilbao	Soria
Energía Térmica Final Total Consumida (Gas) [kWht]	0	0	0	0	0	0
Energía Térmica Final Total Consumida (Biomasa) [kWht]	138.440	246.048	392.219	132.764	234.418	380.607
Energía Térmica Final intercambiada con red HT (Gas) [kWht]	90.236	74.622	57.587	102.914	87.289	72.078
Energía Eléctrica Final Consumida Red [kWhe]	61.190	286.192	333.206	69.010	307.906	345.304
Energía Eléctrica Final vertida a la Red [kWhe]	127.029	28.595	93.804	95.388	14.919	61.856
Energía Eléctrica generada FV [kWh]	791.930	471.223	672.119	791.930	471.223	672.119
Energía primaria No renovable Consumida (Gas) [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía primaria No renovable Consumida (Biomasa) [kWh]	11.767	20.914	33.339	11.285	19.926	32.352
Energía primaria No renovable intercambiada con red HT (Gas) [kWh]	119.312	98.667	76.143	136.075	115.415	95.303
Energía primaria No renovable Consumida Red [kWh]	119.565	559.219	651.085	134.846	601.648	674.724
Energía primaria No renovable vertida a la Red [kWh]	248.215	55.875	183.293	186.388	29.152	120.867
Energía primaria no renovable total [kWh]	-236.194	425.592	424.987	-176.333	477.007	490.906
Energía primaria renovable Consumida (Gas) [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía primaria renovable Consumida (Biomasa) [kWh]	142.316	252.937	403.201	136.481	240.982	391.264
Energía primaria renovable intercambiada con red HT (Gas) [kWh]	501	415	320	572	485	400
Energía primaria renovable Consumida Red [kWh]	25.333	118.483	137.947	28.570	127.473	142.956
Energía primaria renovable vertida a la Red [kWh]	52.590	11.838	38.835	39.491	6.176	25.608
Energía primaria renovable total [kWh]	114.558	359.168	501.994	124.989	361.793	508.211
Energía primaria total [kWh]	-121.636	784.760	926.981	-51.344	838.800	999.117
Uso de combustibles fósiles	0,00%	54,23%	45,85%	0,00%	56,87%	49,13%
Emissiones totales (kgCO2/tep)	-75.779	139.357	134.119	-54.959	157.539	157.224
Reducción de emisiones frente al base	113%	79%	82%	109%	76%	79%
Reducción de uso de combustibles fósiles frente al base	91%	39%	48%	91%	36%	45%
Porcentaje de emisiones conseguidas respecto a las del caso base	-13%	21%	18%	-9%	24%	21%

Balance compra-venta energía (biomasa, gas, electricidad de red...)	4153,735 5	51072,659 1	63636,1145 7	5654,9445 5	51557,298 8	65216,6138 1
CAPEX por año vida útil	920.301	920.301	920.301	920.301	920.301	920.301
Costes de producción energética (CAPEX, OPEX, Coste energía)	924.455	971.374	983.937	925.956	971.859	985.518

4.3.3 Modelo de red de baja temperatura a cuatro tubos y consignas de impulsión variables

Los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones para el caso de red de baja temperatura a dos tubos con instalación FV de 500 kW y evaluación de 2 temperaturas de impulsión en el anillo (± 5 y $\pm 10^\circ\text{C}$), se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Resultados acumulados de energía para el caso de 4 tubos con instalación FV de 500 kW.

	$\pm 5^\circ\text{C}$ Tamb consignas anillos			$\pm 10^\circ\text{C}$ Tamb consignas anillos		
	Sevilla	Bilbao	Soria	Sevilla	Bilbao	Soria
Energía demanda Cargas Frío [kWh]	768.920	544.468	607.040	55.111	544.468	607.040
Energía demanda cargas Calor Total [kWh]	799.975	1.102.363	1.394.785	799.975	1.102.363	1.394.785
Energía demanda cargas Calor 1 [kWh]	104.390	179.987	253.092	104.390	179.987	253.092
Energía demanda cargas Calor 2 [kWh]	313.169	539.960	759.277	313.169	539.960	759.277
Energía demanda cargas Calor 3 [kWh]	382.416	382.416	382.416	382.416	382.416	382.416
Energía aportada sistema Demanda Frío [kWh]	768.920	544.468	607.040	768.920	544.468	607.040
Energía no aportada sistema Demanda Frío [kWh]	0	0	0	768.920	0	0
Energía aportada sistema Demanda Calor Total [kWh]	799.975	1.102.363	1.394.785	799.975	1.102.363	1.394.785
Energía no aportada(auxiliar) sistema Demanda Calor Total [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía aportada sistema Demanda Calor Usos 1 [kWh]	104.390	179.987	253.092	104.390	179.987	253.092
Energía no aportada(auxiliar) sistema Demanda Calor Usos 1 [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía aportada sistema Demanda Calor Usos 2 [kWh]	313.169	539.960	759.277	313.169	539.960	759.277
Energía no aportada(auxiliar) sistema Demanda Calor Usos 2 [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía aportada sistema Demanda Calor Usos 3 [kWh]	382.416	382.416	382.416	382.416	382.416	382.416
Energía no aportada(auxiliar) sistema Demanda Calor Usos 3 [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía Térmica aportada BC Frío Usos [kWh]	768.920	544.468	607.040	0	544.468	607.040
Energía Eléctrica consumida BC Frío Usos[kWh]	191.360	115.852	130.636	768.920	121.664	136.611
Energía Térmica aportada BC Calor Usos Total[kWh]	799.975	1.102.363	1.394.785	799.975	1.102.363	1.394.785
Energía Eléctrica consumida BC Calor Usos Total [kWh]	224.331	301.160	415.092	224.289	300.923	414.988

Energía Térmica aportada BC Calor Usos 1 [kWh]	104.390	179.987	253.092	104.390	179.987	253.092
Energía Eléctrica consumida BC Calor Usos 1 [kWh]	31.420	54.410	77.173	31.378	54.183	77.069
Energía Térmica aportada BC Calor Usos 2[kWh]	313.169	539.960	759.277	313.169	539.960	759.277
Energía Eléctrica consumida BC Calor Usos 2 [kWh]	38.456	92.295	183.464	38.456	92.295	183.464
Energía Térmica aportada BC Calor Usos 3 [kWh]	382.416	382.416	382.416	382.416	382.416	382.416
Energía Eléctrica consumida BC Calor Usos 3 [kWh]	154.455	154.455	154.455	154.455	154.445	154.455
Energía Térmica aportada BC Frio GEO [kWh]	4.177.700	4.166.000	3.879.100	216.249	4.235.000	4.133.600
Energía Eléctrica consumida BC Frio GEO [kWh]	1.035.200	994.497	924.172	4.182.400	1.036.200	989.550
Energía Térmica aportada BC Calor GEO [kWh]	3.339.800	4.066.000	3.958.900	2.795.200	3.695.700	3.995.100
Energía Eléctrica consumida BC Calor GEO [kWh]	1.205.700	1.398.500	1.362.500	1.016.500	1.309.900	1.381.400
Energía aportada Caldera Biomasa Biocurve [kWh]	85.638	14.119	7.972	154.455	330.400	94.313
Energía aportada Caldera Gas [kWh]						
Transferencia con el terreno suelo (balance) [kWh]						
Energía Intercambiada red BT/HT [kWh]	24.034	13.008	5.707	114.862	62.720	30.970
Energía Eléctrica generada FV [kWh]	791.930	471.223	672.119	791.930	471.223	672.119
Energía Eléctrica Total consumida BC /Enfriadora Red Térmica [kWh]	2.668.406	2.816.350	2.835.170	2.577.749	2.798.803	2.937.694
Energía Eléctrica Total consumida Bombas impulsión Red Térmica [kWh]						
Energía Eléctrica Vertida Red Eléctrica [kWh]	300	160	1.184	407	91	376
Energía Eléctrica consumida de la Red Eléctrica [kWh]	1.986.100	2.410.000	2.256.300	1.896.700	2.393.800	2.359.600

Como en los casos anteriores, en la Tabla 7 se muestran los indicadores obtenidos a partir de la tabla de resultados de simulación anterior.

Tabla 7. Tabla con los indicadores de evaluación del desempeño para el caso de 4 tubos con instalación FV de 500 kW.

	±5 °C Tamb consignas anillos			±10°C Tamb consignas anillos		
	Sevilla	Bilbao	Soria	Sevilla	Bilbao	Soria
Energía Térmica Final Total Consumida (Gas) [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía Térmica Final Total Consumida (Biomasa) [kWh]	85.638	14.119	7.972	154.455	330.400	94.313
Energía Térmica Final intercambiada con red HT (Gas) [kWh]	24.034	13.008	5.707	114.862	62.720	30.970
Energía Eléctrica Final Consumida Red [kWh]	1.986.100	2.410.000	2.256.300	1.896.700	2.393.800	2.359.600
Energía Eléctrica Final vertida a la Red [kWh]	300	160	1.184	407	91	376

Energía Eléctrica generada FV [kWh]	791.930	471.223	672.119	791.930	471.223	672.119
Energía primaria No renovable Consumida (Gas) [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía primaria No renovable Consumida (Biomasa) [kWh]	7.279	1.200	678	13.129	28.084	8.017
Energía primaria No renovable intercambiada con red HT (Gas) [kWh]	31.778	17.199	7.546	151.873	82.930	40.949
Energía primaria No renovable Consumida Red [kWh]	3.880.839	4.709.140	4.408.810	3.706.152	4.677.485	4.610.658
Energía primaria No renovable vertida a la Red [kWh]	585	312	2.314	795	178	735
Energía primaria no renovable total [kWh]	3.855.755	4.692.829	4.399.628	3.566.613	4.622.461	4.576.991
Energía primaria renovable Consumida (Gas) [kWh]	0	0	0	0	0	0
Energía primaria renovable Consumida (Biomasa) [kWh]	88.036	14.514	8.195	158.780	339.651	96.954
Energía primaria renovable intercambiada con red HT (Gas) [kWh]	134	72	32	638	348	172
Energía primaria renovable Consumida Red [kWh]	822.245	997.740	934.108	785.234	991.033	976.874
Energía primaria renovable vertida a la Red [kWh]	124	66	490	168	38	156
Energía primaria renovable total [kWh]	910.024	1.012.116	941.782	943.207	1.330.298	1.073.500
Energía primaria total [kWh]	4.765.779	5.704.945	5.341.410	4.509.820	5.952.759	5.650.492
Uso de combustibles fósiles	80,91%	82,26%	82,37%	79,09%	77,65%	81,00%
Emisiones totales (kgCO ₂ /tep)	1.275.597	1.553.828	1.456.450	1.184.185	1.525.474	1.514.563
Reducción de emisiones frente al base	-116%	-139%	-91%	-101%	-135%	-98%
Reducción de uso de combustibles fósiles frente al base	10%	11%	11%	12%	15%	13%
Porcentaje de emisiones conseguidas respecto a las del caso base	216%	239%	191%	201%	235%	198%
Balance compra-venta energía (biomasa, gas, electricidad de red...)	282.013,51	337.368,32	315.926,77	267.323,04	352.717,17	334.364,47
CAPEX por año vida útil	920.301	920.301	920.301	920.301	920.301	920.301
Costes de producción energética (CAPEX, OPEX, Coste energía)	1.202.315	1.257.670	1.236.228	1.187.624	1.273.018	1.254.666

A continuación, se muestra un resumen de los principales indicadores de desempeño energético y ambiental para cada modelo y cada ubicación. Se incluyen entre los indicadores mostrados el consumo anual de energía primaria, las emisiones de CO₂ y el porcentaje de autoconsumo (energía aportada por fuentes renovables locales).

Tabla 8. Tabla resumen de principales indicadores por modelo para la ubicación de Sevilla

Modelo	Operación	Ubicación	EP nren [MWh]	CO ₂ [Tn]	Importación Red [MWh]	FV generada [MWh]	E_grid_export [MWh]	E_gas [MWh]	E_biomasa [MWh]	E_primaria_ren total [MWh]	% EP renovable	Autoconsumo FV [MWh]
Base	—	Sevilla	2.044,56	304,98	486,94	0	0	918,55	0	206,19	9,16	0
2 tubos	Tref 25°C, FV 500 kW	Sevilla	12,02	75,46	61,19	791,93	127,03	0	138,44	286,96	95,98	664,90
2 tubos	Tref 30°C, FV 500 kW	Sevilla	10,06	75,29	69,01	791,93	95,39	0	132,76	301,13	96,77	696,54
4 tubos	±5°C anillos, FV 500 kW	Sevilla	3.856,34	598,03	1.986,10	791,93	0,2996	0	85,64	942,06	19,63	791,63
4 tubos	±10°C anillos, FV 500 kW	Sevilla	3.567,41	601,64	1.896,70	791,93	0,4067	0	154,46	1.095,89	23,5	791,52

Tabla 9. Tabla resumen de principales indicadores por modelo para la ubicación de Bilbao

Modelo	Operación	Ubicación	EP nren [MWh]	CO ₂ [Tn]	Importación Red [MWh]	FV generada [MWh]	E_grid_export [MWh]	E_gas [MWh]	E_biomasa [MWh]	E_primaria_ren total [MWh]	% EP renovable	Autoconsumo FV [MWh]
Base	—	Bilbao	2.326,37	349,30	410,25	0	0	1.281,30	0	176,25	7,04	0
2 tubos	Tref 25°C, FV 500 kW	Bilbao	481,47	184,33	286,19	471,22	28,60	0	246,05	470,09	49,4	442,63
2 tubos	Tref 30°C, FV 500 kW	Bilbao	506,16	185,59	307,91	471,22	14,92	0	234,42	483,87	48,87	456,30
4 tubos	±5°C anillos, FV 500 kW	Bilbao	4.693,14	687,96	2.410,00	471,22	0,1596	0	14,12	1.029,45	17,99	471,06
4 tubos	±10°C anillos, FV 500 kW	Bilbao	4.622,64	816,21	2.393,80	471,22	0,09125	0	330,40	1.413,61	23,42	471,13

Tabla 10. Tabla resumen de principales indicadores por modelo para la ubicación de Soria

Modelo	Operación	Ubicación	EP nren [MWh]	CO ₂ [Tn]	Importación Red [MWh]	FV generada [MWh]	E_grid_export [MWh]	E_gas [MWh]	E_biomasa [MWh]	E_primaria_ren total [MWh]	% EP renovable	Autoconsumo FV [MWh]
Base	—	Soria	2.770,50	416,98	425,54	0	0	1.629,40	0	184,32	6,24	0
2 tubos	Tref 25°C, FV 500 kW	Soria	608,28	259,03	333,21	672,12	93,80	0	392,22	617,29	50,37	578,32
2 tubos	Tref 30°C, FV 500 kW	Soria	611,77	257,58	345,30	672,12	61,86	0	380,61	629,52	50,71	610,26
4 tubos	±5°C anillos, FV 500 kW	Soria	4.401,94	641,88	2.256,30	672,12	1,18	0	7,97	949,85	17,75	670,94
4 tubos	±10°C anillos, FV 500 kW	Soria	4.577,73	707,38	2.359,60	672,12	0,3759	0	94,31	1.114,78	19,58	671,74

De manera más gráfica, a continuación, se muestran algunos de estos resultados.

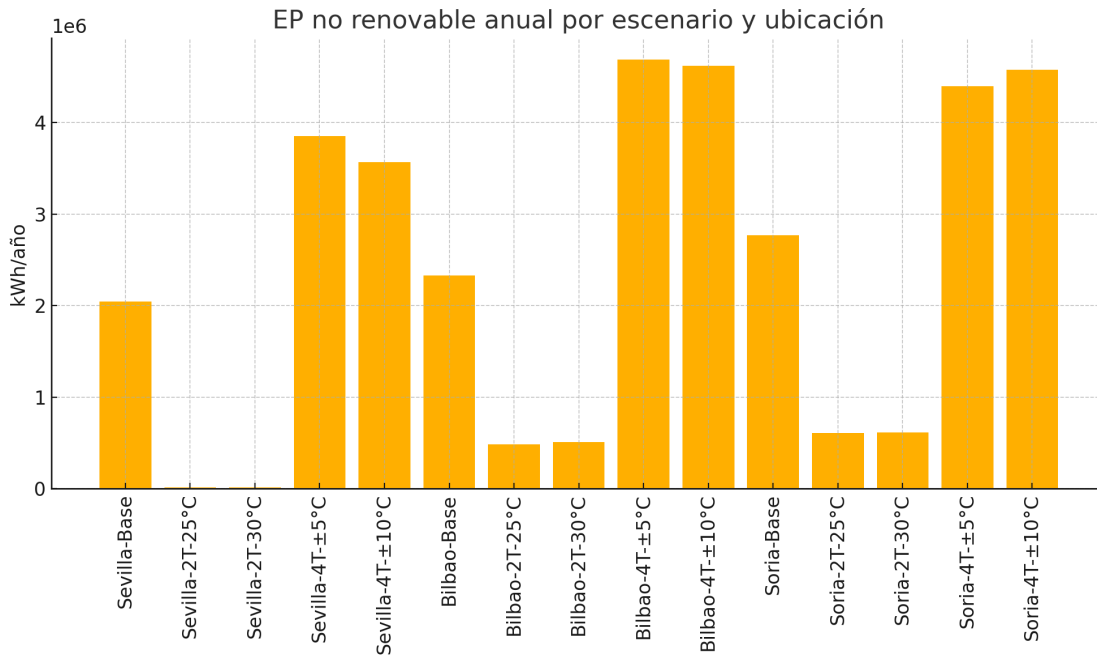


Figura 10. Energía primaria (EP) no renovable anual por escenario y ubicación.

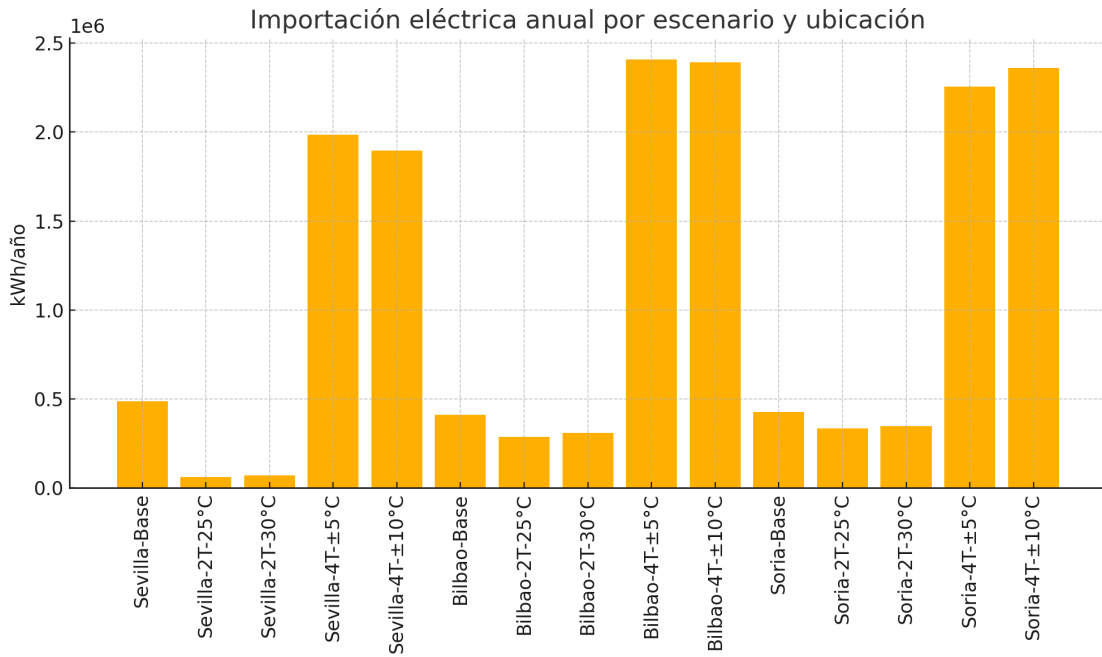


Figura 11. Importación eléctrica anual por escenario y ubicación.

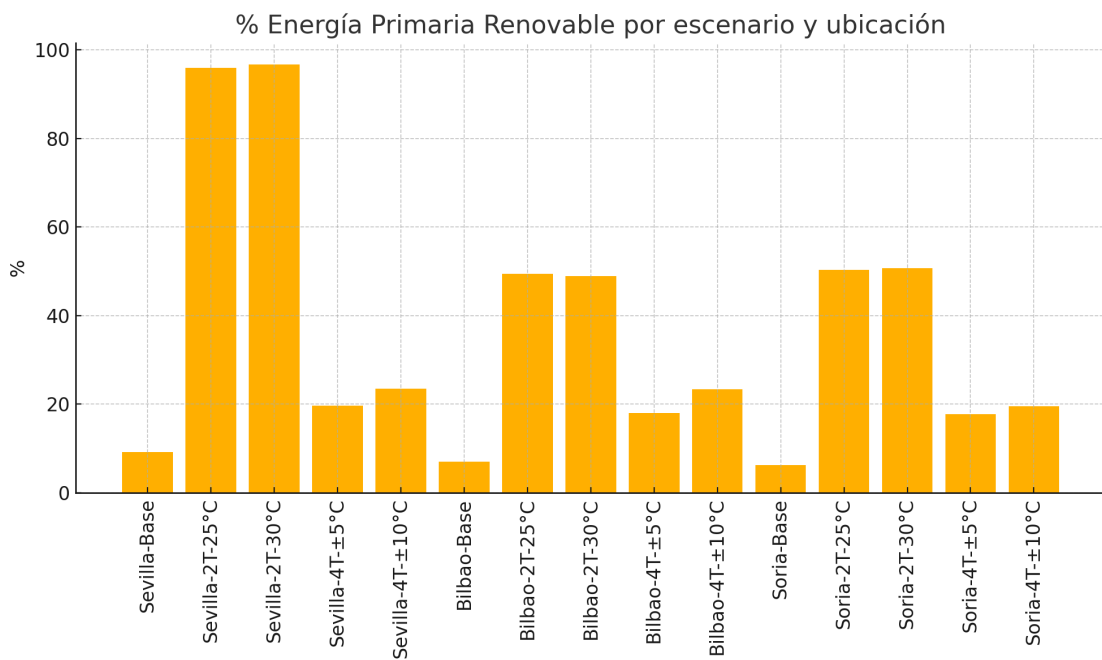


Figura 12. % EP renovable por escenario y ubicación.

4.4 Análisis energético comparativo de los resultados obtenidos

Se muestra el análisis comparativo del desempeño de los diferentes modelos teniendo en cuenta los diferentes KPI calculados y establecidos inicialmente para su comparativa.

4.4.1 Consumo de energía primaria total

El modelo convencional (caso base) sirve como referencia de consumo anual de energía primaria. En Sevilla se consumen unos 2,25 GWh de energía primaria total al año, incrementándose a 2,50 GWh en Bilbao y 2,95 GWh en Soria debido a las mayores demandas térmicas en climas fríos. En cambio, la red de baja temperatura a dos tubos reduce drásticamente el consumo energético. Con la temperatura de impulsión del anillo a 25 °C, el consumo de energía primaria anual cae a 0,78–0,93 GWh en Bilbao y Soria, y en Sevilla incluso logra un balance energético neto positivo (–0,12 GWh, exportando más energía de la que importa). Este excelente desempeño se debe al mayor COP de las bombas de calor y al aporte de renovables locales. La variante a 30 °C es ligeramente menos eficiente, pero aun así mantiene consumos bajos (Sevilla –0,05 GWh; Bilbao 0,84 GWh; Soria 0,99 GWh), muy inferiores al caso base. Por el contrario, la red de cuatro tubos presenta un consumo energético muy elevado. Debido al funcionamiento simultáneo de bombas de calor en ambos anillos y mayores requerimientos de bombeo, su consumo de energía primaria es aproximadamente el doble que el caso base para todas las ubicaciones. En Sevilla la demanda anual alcanza 4,5–4,8 GWh, y en climas más fríos supera los 5,3–5,9 GWh. En resumen, el sistema de 2 tubos demuestra la mayor eficiencia energética global (menor energía suministrada por unidad de demanda atendida), mientras que el modelo de 4 tubos consume sustancialmente más energía total, reflejando un aprovechamiento menos eficiente de los recursos.

4.4.2 Cobertura de energía renovable (%)

La fracción de energía aportada por fuentes renovables muestra contrastes claros entre configuraciones. El modelo base apenas alcanza un 7–10% de energía renovable en el mix, ya que depende principalmente de combustible fósil (caldera de gas) para la calefacción. Las únicas contribuciones renovables provienen de factores de red, insuficientes para elevar la cobertura. En la red de 2 tubos, en cambio, la integración renovable es muy elevada. Con anillo a 25 °C, más del 90% de la energía primaria consumida en Sevilla es de origen renovable (la red prácticamente funciona 100% con biomasa, geotermia y fotovoltaica), logrando incluso exportar excedentes. En Bilbao y Soria la cobertura renovable ronda el 45–54%, muy superior al caso base, pese a que en climas fríos las bombas de calor requieren más apoyo eléctrico de la red. A 30 °C la participación renovable disminuye ligeramente (40–50% según clima), pero se mantiene alta. Por otro lado, el sistema de 4 tubos apenas logra entre el 18–22% de energía renovable. Aunque dispone de la misma generación fotovoltaica, el consumo eléctrico total es tan alto que la proporción renovable cae por debajo de la del sistema de 2 tubos. En suma, el modelo de 2 tubos destaca por su elevada integración de energías limpias (especialmente notable en Sevilla, donde prácticamente elimina el uso de fósiles), mientras que el de 4 tubos presenta una

cobertura renovable muy limitada debido a su gran dependencia de la red eléctrica convencional.

4.4.3 Reducción de emisiones de CO₂

Los resultados indicados en los apartados anteriores se reflejan directamente en las emisiones de CO₂. Tomando el caso base como referencia (100% de sus emisiones), las redes de baja temperatura muestran comportamientos opuestos. La configuración del modelo de 2 tubos logra reducciones drásticas de emisiones en todas las ubicaciones. En Sevilla se alcanzan reducciones superiores al 100% (el sistema se vuelve *negativo en emisiones*, exportando más energía renovable de la que consume). En Bilbao y Soria, la disminución de emisiones es del orden del 76–82% respecto al caso base, dependiendo de la temperatura del anillo, con mejor desempeño a 25 °C que a 30 °C. Estas reducciones se logran gracias al desplazamiento casi completo de gas natural por biomasa y calor renovable proveniente de la bomba de calor geotérmica, junto con el autoconsumo fotovoltaico que minimiza la electricidad de origen fósil. En contraste, el modelo de 4 tubos incrementa significativamente las emisiones totales. Debido a su alto consumo de electricidad de la red (con la huella de carbono asociada), las emisiones anuales se duplican frente al caso base en la mayoría de escenarios. Por ejemplo, en Bilbao el sistema a 4 tubos emite 1.5×10^3 tCO₂/año frente a 0.65×10^3 tCO₂ del caso base, es decir un 135% más. Incluso optimizando las consignas (± 10 °C), las emisiones del modelo de 4 tubos permanecen alrededor del doble de las de referencia. Así, el balance ambiental favorece de forma clara al sistema de 2 tubos, que reduce la huella de carbono de manera notable, mientras que el modelo de 4 tubos supone un retroceso con emisiones superiores al sistema convencional.

4.4.4 Eficiencia general del sistema

El aprovechamiento energético y las pérdidas en distribución confirman la ventaja de la red de 2 tubos. Este sistema opera todo el año con temperaturas de anillo bajas y estables (25–30 °C), lo que conlleva menores pérdidas térmicas en las tuberías y COP más altos en las bombas de calor locales. En otras palabras, extrae más calor útil por cada kWh eléctrico consumido. Además, al integrar almacenamiento térmico y gestión inteligente, el sistema equilibra producción y consumo reduciendo picos y vertidos. Por el contrario, el sistema de 4 tubos presenta ineficiencias operativas considerables. Si bien en teoría dispone de dos anillos para recuperar calor de forma cruzada (el calor sobrante de unas cargas se podría reutilizar en otras), en la práctica el modelo no ha logrado capitalizar ese potencial. Se observa un elevado consumo eléctrico interno asociado a las bombas de calor de ambos anillos y a la circulación de caudales en la red por la complejidad del mismo. Parte de esa energía se emplea en mover calor entre anillos y al subsuelo con pérdidas significativas, reduciendo la eficiencia global. De hecho, en Sevilla con consignas ± 10 °C el anillo de “frío” alcanzó temperaturas tan elevadas en verano que no pudo extraerse suficiente frío útil, debido a la limitación termodinámica impuesta por un anillo demasiado caliente. Esto indica un desajuste en el control, donde los recursos no se aprovechaban eficazmente para satisfacer las cargas. En suma, el sistema 2 tubos muestra una eficiencia termodinámica superior (máximo aprovechamiento de la energía aportada, mínimas

pérdidas), mientras que el de 4 tubos, tal como ha sido planteado y simulado, sufre ineficiencias de control por la mayor complejidad, que merman su rendimiento global.

4.4.5 Cobertura fotovoltaica (autoconsumo y excedentes)

La integración fotovoltaica (500 kW_p instalados) beneficia especialmente al modelo de 2 tubos. En las simulaciones, este sistema logra altos niveles de autoconsumo de la energía solar generada, reduciendo la necesidad de importar electricidad. En Sevilla, con mayor irradiación solar, la planta FV genera 792 MWh/año, de los cuales cerca del 85% se autoconsume en alimentar las bombas de calor y otros consumos, vertiendo únicamente 127 MWh (15%) de excedente a la red. Como resultado, la compra de electricidad se limita a apenas 61–69 MWh/año en este clima. En Bilbao, la producción FV (471 MWh/año) es menor por la climatología, pero el sistema 2 tubos aún utiliza un 94% de esa energía internamente, exportando solo 3–6% en horas valle. Soria presenta un caso intermedio: de 672 MWh generados, 86–91% se autoconsumen y el resto (60–94 MWh) se inyecta a la red. Estos resultados indican una óptima sincronización entre la producción solar y las demandas del sistema de 2 tubos, apoyada por el almacenamiento energético en baterías que maximiza el autoconsumo. Por el contrario, en el modelo de 4 tubos la generación FV queda absorbida casi por completo en el enorme consumo del sistema. Con demandas eléctricas anuales en el orden de 2 GWh, la contribución de 472–792 MWh de la planta FV apenas cubre una fracción, y prácticamente no hay excedentes: por ejemplo, en Bilbao el modelo de 4 tubos solo exporta 0,09 GWh de los 0,47 GWh generados (menos del 1% de vertido). Esto implica un autoconsumo 99%, pero que no se traduce en independencia significativa dado que aún es necesario importar más de 2 GWh. En resumen, el modelo de 2 tubos maximiza el aprovechamiento de la energía solar con excedentes moderados (sobre todo en climas soleados), contribuyendo al autoconsumo y mejora de indicadores renovables. El modelo de 4 tubos también autoconsume prácticamente toda la energía FV disponible, pero por sus altas necesidades queda con excedentes nulos y sigue dependiendo fuertemente de la red externa.

4.4.6 Dependencia de la red eléctrica

La necesidad de importar energía de la red eléctrica muestra las diferencias de autonomía energética de cada modelo. El caso base requiere importaciones eléctricas significativas para alimentar las enfriadoras, del orden de 0,41–0,49 GWh al año según clima. Esta dependencia eléctrica se suma al consumo de gas, pero no está mitigada por fuentes locales (al no contar con FV en el escenario base). En cambio, la red de baja temperatura a 2 tubos reduce drásticamente la dependencia de la red, sobre todo en climas soleados. En Sevilla, gracias a la elevada contribución fotovoltaica y a un menor requerimiento de calefacción, la importación neta cae a apenas 0,06–0,07 GWh/año, lo que supone una reducción del 85% respecto al caso base. En Bilbao y Soria también se logra disminuir la electricidad comprada (a 0,29–0,35 GWh/año) aunque la dependencia es mayor que en Sevilla debido a la menor generación solar y mayor consumo de las bombas de calor en invierno. Aun así, incluso en Soria el modelo 2 tubos importa menos de la mitad de la electricidad que importaba el sistema convencional (0,33 vs 0,43 GWh). Por otro lado, el sistema de 4 tubos muestra una alta dependencia de la red. Sus importaciones

eléctricas se sitúan alrededor de 1,9–2,4 GWh anuales, cifras 4 a 6 veces superiores a las del caso base y cerca de 10 veces mayores que las del modelo de 2 tubos en las mismas ubicaciones. Es decir, el modelo de 4 tubos requiere un suministro externo muy elevado para cubrir sus consumos, lo que lo hace vulnerable a la disponibilidad y coste de la electricidad. Ni siquiera la presencia de FV consigue desacoplarlo sustancialmente de la red. En resumen, el modelo 2 tubos proporciona una semi-independencia de la red, especialmente en climas con abundante sol (llegando a operar la mayor parte del año con energía propia renovable), mientras que el modelo de 4 tubos permanece fuertemente atado al suministro eléctrico externo dada su elevada demanda.

4.5 Análisis económico comparativo de los resultados obtenidos

Resulta interesante abordar el análisis económico de las tipologías de red planteadas, teniendo en cuenta su desempeño energético, su operación y la inversión inicial necesaria.

Para el estudio inicial económico, se ha partido de unas hipótesis económicas establecidas a través de la información fijada por la experiencia de los socios del proyecto en sus diferentes tecnologías, tal como se muestra en la tabla:

Tabla 11. Tabla con CAPEX sistemas.

Equipo	CAPEX[€/kW]	Vida útil[años]
Caldera de gas	200	20
Aerotermia en frío	600	15
Bomba calor usos 40 °C	1094	25
Bomba calor usos 60 °C	678	20
Bomba calor usos 80 °C	678	20
Bomba usos Frío	615	20
Bomba Red BT_HT	678	20
Caldera Biomasa red de baja temperatura (50 °C)	250	25
Captación/disipación del campo geotérmico	1000	50
Bomba de calor geotérmica del anillo más caliente	600	20
Bomba de calor geotérmica del anillo más frío	600	20
Potencia instalación fotovoltaica	900	30
Capacidad batería	350	20

Estos valores se han contrastado y validado con las siguientes referencias recientes de literatura:

- Para bombas de calor de gran potencia en redes de distrito, estudios recientes utilizan costes específicos conservadores del orden de 1.500 €/kW de potencia térmica instalada [15].
- Revisiones de tecnologías de calefacción y refrigeración sitúan los costes de inversión de bombas de calor y solar térmica en torno a 1.000 €/kW, mientras que las calderas de biomasa tienden a ser algo más costosas.[16]
- Para fotovoltaica de cubierta en Europa, los informes de Fraunhofer ISE indican costes específicos de inversión de alrededor de 700–1.400 €/kWp para sistemas comerciales de mediano y gran tamaño en el periodo reciente.[17]
- Para almacenamiento mediante baterías de ion-litio, los precios de los packs se sitúan en torno a 100–150 \$/kWh en 2024, mientras que los costes instalados de sistemas estacionarios se sitúan habitualmente en el rango de 250–400 €/kWh incluyendo balance de sistema. [18]

Respecto al coste de los combustibles y la electricidad se han considerado los siguientes valores [ver Anexo 1]:

- **Biomasa (pellet):** AVEBIOM indica que, en el primer semestre de 2024, el pellet y el hueso de aceituna a granel se sitúan por debajo de 7 c€/kWh, con la astilla en torno a 3 c€/kWh[14]. El valor considerado de 0,067 €/kWh está dentro de la horquilla superior para pellet, por tanto, es conservador pero razonable para un coste energético “llave en mano” en sector terciario.
- **Gas natural:** Eurostat y CEIC sitúan el precio medio doméstico del gas natural en la UE en torno a 0,11–0,12 €/kWh en 2024 (incluyendo impuestos), con valores algo inferiores en España [19]. La hipótesis considerada de 0,082 €/kWh para tarifa TUR2, sin ciertos recargos, es coherente con el tramo bajo de los precios regulados.
- **Electricidad:** para consumidores domésticos, los precios medios en España en 2024 se sitúan en el entorno de 0,28–0,39 €/kWh (incluyendo impuestos y peajes) según datos Eurostat/CEIC [20]. Se ha adoptado el valor de 0,14 €/kWh es representativo de un consumidor terciario/gran consumidor con contrato en mercado libre o tarifas de acceso favorables, por lo que no es incompatible con los datos estadísticos, aunque sí supone un escenario relativamente optimista para el coste eléctrico.

Por tanto, las hipótesis de costes energéticos son coherentes con el rango de precios observado en 2024 y pueden considerarse realistas para un gran consumidor terciario.

4.5.1 Estimación del CAPEX total

A partir de los costes específicos de inversión por tecnología y de las potencias instaladas de los distintos equipos y sistemas (caldera de gas, aerotermia, bombas de calor a 40/60/80 °C, bomba de frío, red BT/HT, caldera de biomasa, campo geotérmico, bombas de calor geotérmicas, instalación fotovoltaica y batería), se puede calcular el CAPEX total de cada configuración:

- **Caso base**
 - Caldera de gas: 850 kW · 200 €/kW = **170 k€**
 - Enfriadora aerotérmica: 500 kW · 600 €/kW = **300 k€**

CAPEX total caso base \approx 470 k€

- **Modelo 2 tubos (2T)**

- Bombas de calor a 40/60/80 °C: $200 \cdot 1094 + 600 \cdot 678 + 75 \cdot 678 \approx$ **676 k€**
- Bomba de frío: $500 \cdot 615 \approx$ **308 k€**
- Bomba red BT/HT: $450 \cdot 678 \approx$ **305 k€**
- Caldera de biomasa baja temperatura: $450 \cdot 250 \approx$ **113 k€**
- Campo geotérmico: $750 \cdot 1000 =$ **750 k€**
- Bomba de calor geotérmica anillo más caliente: $600 \cdot 600 =$ **360 k€**
- Fotovoltaica: $500 \cdot 900 =$ **450 k€**
- Batería: $4500 \cdot 350 =$ **1,575 M€**

CAPEX total modelo 2T \approx 4,54 M€

- **Modelo 4 tubos (4T)**

Es idéntico al 2T, añadiendo la bomba de calor geotérmica del anillo más frío (400 kW):

- Bomba de calor geotérmica anillo más frío: $400 \cdot 600 =$ **240 k€**

CAPEX total modelo 4T \approx 4,78 M€

En términos relativos, las redes de baja temperatura multiplican aproximadamente por 10 la inversión en equipos de generación, intercambio, fotovoltaica y almacenamiento respecto al caso base (factor $\approx 9,7$ para 2T y $\approx 10,2$ para 4T). El mayor peso en la inversión recae en la batería ($\approx 1,6$ M€), seguida del campo geotérmico ($\approx 0,75$ M€) y de la fotovoltaica ($\approx 0,45$ M€); el resto de equipos (bombas de calor, bomba de frío, caldera de biomasa y bombas de red) se sitúan en el entorno de 0,1–0,4 M€ cada uno.

4.5.2 Anualización del CAPEX

Para la anualización del CAPEX, tomando como referencia las vidas útiles indicadas en la tabla (15 años para la aerotermia, 20 años para la mayoría de bombas y calderas de gas/geotermia, 25 años para ciertas bombas de calor y caldera de biomasa, 30 años para la fotovoltaica y 50 años para el campo geotérmico) y un tipo de descuento representativo de $i = 5\%$, el CAPEX puede anualizarse mediante el factor de recuperación de capital:

$$CRF(i,n) = i(1+i)^n / ((1+i)^n - 1)$$

Aplicando este factor a cada tecnología de forma individual se obtiene una anualidad equivalente de inversión aproximada de:

- **Caso base:**
 $CAPEX_{base} \approx 470\,000\text{€} \Rightarrow CAPEX_{anual,base} \approx 42,5\text{ k€/a}$
- **Modelo 2T:**
 $CAPEX_{2T} \approx 4,54\text{ M€} \Rightarrow CAPEX_{anual,2T} \approx 335\text{ k€/a}$

- **Modelo 4T:**

$$\text{CAPEX}_{4T} \approx 4,78 \text{ M€} \Rightarrow \text{CAPEX}_{\text{anual},4T} \approx 354 \text{ k€/a}$$

Con estas hipótesis, la inversión anualizada de los modelos 2T y 4T resulta aproximadamente 8 veces superior a la del caso base. El CAPEX sitúa la inversión de las redes de baja temperatura en un intervalo razonable y coherente con los costes unitarios adoptados, aunque supone un sobrecoste de unos 4,1–4,3 M€ respecto al sistema de referencia basado en caldera de gas y enfriadora aerotérmica.

En conjunto, los CAPEX por equipo producen una penalización económica asignada a las redes de baja temperatura respecto al caso base. La mayor parte del diferencial de coste se concentra en los equipos de almacenamiento eléctrico y en el campo geotérmico, por lo que cualquier optimización futura debe poner el foco en el dimensionamiento y la estrategia de operación de estos subsistemas.

4.5.3 Costes anuales de energía y operación

El coste anual de compra/venta de energía muestra una imagen clara del efecto de la descarbonización sobre los costes puramente energéticos:

- **Caso base (generación con gas y enfriadora aerotérmica)**

- Sevilla: 143.493 €/a
- Bilbao: 162.501 €/a
- Soria: 193.187 €/a

- **Modelo 2 tubos – 25 °C (FV 500 kWp)**

- Sevilla: 4.154 €/a
- Bilbao: 51.073 €/a
- Soria: 63.636 €/a

- **Modelo 2 tubos – 30 °C (FV 500 kWp)**

- Sevilla: 5.655 €/a
- Bilbao: 51.557 €/a
- Soria: 65.217 €/a

- **Modelo 4 tubos (±5 °C) (FV 500 kWp)**

- Sevilla: 282.013 €/a
- Bilbao: 337.368 €/a
- Soria: 315.927 €/a

- **Modelo 4 tubos (±10 °C) (FV 500 kWp)**

- Sevilla: 267.323 €/a
- Bilbao: 352.717 €/a
- Soria: 334.364 €/a

De estos datos se desprende:

- El modelo 2 tubos reduce de forma drástica los costes energéticos:
 - En Sevilla, la reducción es del 97 % frente al caso base (139 k€/a de ahorro).
 - En Bilbao y Soria, los ahorros se sitúan en torno al 68–67 % (111–130 k€/a).
- El ajuste de la temperatura de impulsión del anillo de 25 °C a 30 °C apenas modifica el coste energético (incrementos <2 %), lo que indica que el efecto sobre la COP global del sistema es relativamente moderado en los rangos analizados.
- El modelo 4 tubos, pese a su mayor flexibilidad térmica, presenta costes energéticos superiores al caso base:
 - En Sevilla, el coste anual de energía se incrementa en el orden de 124–138 k€/a.
 - En Bilbao y Soria, el incremento respecto al base supera los 170–190 k€/a.

Desde el punto de vista de OPEX energético, la configuración 2 tubos es claramente la más favorable en las tres ubicaciones, siendo Sevilla la que presenta el mayor beneficio relativo gracias a la alta producción fotovoltaica y a la buena sinergia con las cargas de refrigeración.

4.5.4 Costes de producción energética (CAPEX + OPEX + energía)

El parámetro “Costes de producción energética (CAPEX, OPEX, energía)” representa el coste anualizado total de cada alternativa, sumando el coste de compra/venta de energía y el CAPEX anualizado de los equipos, calculado a partir de los costes unitarios de inversión y de la vida útil de cada tecnología. Los resultados son:

- **Caso base (caldera de gas + enfriadora aerotérmica)**
 - Coste total anual (CAPEX + energía):
 - Sevilla: 185.993 €/a
 - Bilbao: 205.001 €/a
 - Soria: 235.687 €/a
- **Modelo 2 tubos – 25 °C (FV 500 kWp)**
 - Coste total anual:
 - Sevilla: 339.154 €/a
 - Bilbao: 386.073 €/a
 - Soria: 398.636 €/a
- **Modelo 2 tubos – 30 °C (FV 500 kWp)**
 - Coste total anual:
 - Sevilla: 340.655 €/a
 - Bilbao: 386.557 €/a
 - Soria: 400.217 €/a

- **Modelo 4 tubos (± 5 °C)**
 - Coste total anual:
 - Sevilla: 636.013 €/a
 - Bilbao: 691.368 €/a
 - Soria: 669.927 €/a
- **Modelo 4 tubos (± 10 °C)**
 - Coste total anual:
 - Sevilla: 621.323 €/a
 - Bilbao: 706.717 €/a
 - Soria: 688.364 €/a

Comparando con el caso base:

- El **modelo 2 tubos (consigna de 25 °C)** incrementa el coste total anual aproximadamente por un factor de 1,8 en Sevilla, 1,9 en Bilbao y 1,7 en Soria. Las diferencias absolutas de coste total son del orden de 153.000€ para Sevilla, 181.000€ para Bilbao y 163.000€ para Soria.
- El **modelo 2 tubos (consigna de 30 °C)** presenta ratios prácticamente idénticas a los de 25 °C (1,8–1,9 veces el coste del caso base), con diferencias de pocos miles de euros al año, por lo que el efecto de variar la temperatura de impulsión del anillo dentro de este rango es pequeño a escala económica global.
- El **modelo 4 tubos** aumenta de forma más acusada los costes totales entre 3,3-3,4 veces el coste del caso base en Sevilla y Bilbao, y 2,8-2,9 veces en Soria. El incremento absoluto de coste total se sitúa en torno a 435-502 k€/a según la ubicación y el ajuste de temperatura (± 5 °C o ± 10 °C).

En resumen, con los CAPEX actualizados el modelo de 2 tubos sigue suponiendo un sobrecoste anual apreciable respecto al sistema convencional, aunque mucho más moderado que el derivado de los valores de CAPEX anualizado inicialmente asumidos. El modelo de 4 tubos continúa siendo claramente más costoso en términos de coste total anualizado.

4.5.5 Coste de CO₂ evitado (análisis indicativo)

Los valores de emisiones calculados para cada caso son:

- **Caso base**
 - Sevilla: 590.396 kgCO₂/a
 - Bilbao: 649.572 kgCO₂/a
 - Soria: 763.854 kgCO₂/a
- **Modelo 2 tubos – 25 °C**
 - Sevilla: –75.779 kgCO₂/a

- Bilbao: 139.357 kgCO₂/a
- Soria: 134.119 kgCO₂/a

Las reducciones anuales de emisiones son por tanto del orden de:

- Sevilla = 666 tCO₂/a
- Bilbao = 510 tCO₂/a
- Soria = 630 tCO₂/a

Si se relacionan estos ahorros con los incrementos de coste total anualizado entre el caso base y el modelo 2T-25 °C (153–181 k€/a según ubicación), se obtiene un coste de CO₂ evitado del orden de:

- Sevilla: 230 €/tCO₂ evitada
- Bilbao: 350 €/tCO₂ evitada
- Soria: 260 €/tCO₂ evitada

Son valores muy superiores a los precios actuales del CO₂ en el EU-ETS (del orden de 60–100 €/tCO₂ en los últimos años) y también a valores típicos de coste social del carbono utilizados en evaluación de políticas públicas[21].

El modelo de 4 tubos, además de presentar emisiones superiores al modelo de 2 tubos y, en algunas configuraciones, próximas o incluso superiores a las del caso base, mantiene un sobrecoste anualizado claramente más alto, por lo que sigue siendo la alternativa menos atractiva desde el punto de vista económico-ambiental en las condiciones simuladas.

4.5.6 Comparativa por ubicación: comportamiento económico relativo

Resumiendo, por localización:

Sevilla

- Presenta los máximos ahorros relativos en coste de energía, con reducciones de hasta un 97 % en el modelo de 2 tubos con temperatura de impulsión a 25 °C.
- El sistema se beneficia de una elevada producción fotovoltaica y de una demanda de refrigeración importante, que permiten aprovechar muy bien la sinergia entre bomba de calor, campo geotérmico y FV.
- Sin embargo, al incorporar el CAPEX anualizado, el coste total anual del modelo de 2 tubos (2T) se sitúa en torno a 1,8 veces el del caso base (339.154 €/a frente a 185.993 €/a), con un diferencial de unos +153 k€/a.
- El modelo de 4 tubos (4T) eleva el coste total hasta aproximadamente 3,3–3,4 veces el del caso base (621–636 k€/a), con sobrecostes que superan 435–450 k€/a.
- Sevilla sigue siendo la ubicación donde el modelo de 2 tubos ofrece una de las mejores combinaciones entre ahorro energético, incremento moderado de coste total y reducción de emisiones, aunque el esfuerzo económico anual continúa siendo superior al del sistema convencional.

Bilbao

- Los ahorros energéticos del modelo 2T siguen siendo importantes, aunque inferiores en porcentaje a los de Sevilla (69 % en 2T-25 °C).
- El clima más templado y la menor contribución relativa de la FV reducen ligeramente el impacto de los recursos renovables sobre el balance económico.
- El coste total anual con el modelo 2T pasa a ser aproximadamente 1,9 veces el del caso base (386.073 €/a frente a 205.001 €/a), con un incremento de alrededor de +181 k€/a.
- Para el modelo 4T, los costes totales alcanzan factores de 3,4 veces el caso base (≈691–707 k€/a), con sobrecostes anuales en el rango 486–502 k€/a.
- La relación coste-beneficio ambiental resulta algo menos favorable que en Sevilla, debido a menores ahorros relativos de emisiones y costes energéticos.

Soria

- Presenta la mayor demanda térmica y los mayores consumos de energía primaria en el caso base, con costes de producción de 235.687 €/a (incluyendo CAPEX).
- El modelo 2T consigue reducciones muy significativas de consumo de combustibles fósiles y de emisiones (del orden del 79–82 %), con un coste total anual que se sitúa en torno a 1,7 veces el del caso base (398.636 €/a). El diferencial absoluto de coste se reduce a unos +163 k€/a, considerablemente menor que en el planteamiento económico inicial.
- El modelo 4T multiplica el coste total anual por factores de ≈2,8–3,0, con sobrecostes de 434–453 k€/a, por lo que sigue siendo menos atractivo que el 2T.
- Desde el punto de vista puramente económico, Soria continúa siendo la ubicación donde el modelo 2T se acerca más a la competitividad relativa (gracias al mayor coste de referencia del caso base), aunque todavía no llega a igualar los costes totales del sistema convencional.

En conjunto, las diferencias absolutas de coste total entre las redes de baja temperatura y el caso base se reducen de forma muy significativa respecto al análisis con el CAPEX anterior (del orden de 0,15–0,18 M€/a para 2T y 0,43–0,50 M€/a para 4T, frente a incrementos superiores a 0,75–1,0 M€/a). Aun así, el sistema convencional sigue siendo la opción más económica en las condiciones de simulación.

5 Conclusiones

De los resultados obtenidos tras las simulaciones de las configuraciones de red de baja temperatura planteadas ante un caso de dimensionado particular y del análisis comparativo entre ellas y con la configuración de una red actual convencional, se desprenden conclusiones claras sobre el desempeño de cada cada topología en distintas condiciones climáticas y ante diferentes condiciones de temperatura de impulsión:

- **Mejor configuración por clima:** En todas las ubicaciones estudiadas (Sevilla, Bilbao, Soria), el modelo de red de baja temperatura a 2 tubos ofrece el mejor comportamiento energético y ambiental. Destaca especialmente en Sevilla, donde prácticamente logra la autosuficiencia renovable y un balance de emisiones negativo. En Bilbao y Soria, pese a mayores demandas, el modelo de 2 tubos sigue superando con margen al caso base en eficiencia, cobertura renovable y reducción de CO₂. El sistema convencional (base) ocupa en general una posición intermedia: sus prestaciones son inferiores al de 2 tubos (menor eficiencia y nula integración fotovoltaica), pero resultan más estables que el desempeño del modelo de 4 tubos. El modelo de 4 tubos fue el de peor comportamiento en los tres climas, presentando consumos más altos y emisiones mayores incluso que la referencia tradicional, lo que indica un diseño y control no optimizados para las condiciones simuladas.
- **Mejores variantes dentro de cada modelo:** Para la red de 2 tubos, la variante con anillo a 25 °C demostró un rendimiento ligeramente superior a la de 30 °C. Operar con menor temperatura de agua maximiza el COP de las bombas de calor y reduce pérdidas, lo que se tradujo en un menor consumo de energía primaria y en una mayor fracción renovable en todos los climas. Por ejemplo, en Bilbao/Soria la participación de renovables alcanzó ~45–54% a 25 °C frente a ~40–50% a 30 °C, y las emisiones fueron algo menores con 25 °C. En el modelo de 4 tubos, la variante con diferencial ± 5 °C respecto al ambiente mostró ser más adecuada que ± 10 °C. Un delta más estrecho reduce el riesgo de desbalance térmico y limita el trabajo excesivo de las bombas de calor. De hecho, con ± 10 °C se observó un fallo en la cobertura de frío en climas cálidos y un consumo algo mayor en climas fríos, señal de un sobredimensionamiento del salto térmico. Con ± 5 °C, aunque el consumo siguió siendo alto, el sistema operó de forma más controlada y sin pérdidas de servicio, constituyendo la opción preferible dentro de las variantes de 4 tubos. En suma, 2 tubos 25 °C y 4 tubos ± 5 °C son las configuraciones de mejor rendimiento dentro de sus respectivas tipologías.
- **Beneficios técnicos y ambientales destacados:** El modelo de 2 tubos aporta importantes ventajas. Técnicamente, su simplicidad de un solo anillo a baja temperatura facilita la gestión y minimiza pérdidas; las bombas de calor locales operan con alta eficiencia estacional, y la incorporación de energías residuales o renovables (geotermia, biomasa, solar) se realiza de manera eficiente. Ambientalmente, el modelo de 2 tubos logra reducir el consumo de combustibles fósiles en hasta un 90% o más, incrementando la penetración renovable por encima del 80–90% en el mix. Esto redundará en drásticas

caídas de emisiones de CO₂ (hasta ~80% menos en climas fríos y neutralidad/negatividad en climas cálidos). Adicionalmente, el mejor aprovechamiento fotovoltaico del modelo a 2 tubos fomenta el autoconsumo y reduce picos de demanda en la red eléctrica, contribuyendo a la estabilidad del sistema eléctrico. Por su parte, el modelo de 4 tubos, en teoría, ofrece la flexibilidad de atender simultáneamente necesidades de calor y frío, permitiendo recuperar calor sobrante del circuito de frío para usos de calefacción. Esto podría traducirse en menores consumos si las condiciones de demanda coincidente son favorables, aprovechando al máximo la energía interna. En la práctica de esta simulación, sin embargo, esos beneficios potenciales no se materializaron debido a las ineficiencias de control. Finalmente, el caso base tiene como único mérito técnico su sencillez y madurez: utiliza tecnologías convencionales (caldera, enfriadora) bien conocidas y fiables, aunque a costa de un elevado consumo de gas y emisiones que lo hacen menos sostenible ambientalmente.

- **Limitaciones operativas o de control:** Cada configuración conlleva retos particulares. En el caso base, las limitaciones son las propias de un sistema tradicional: dependencia de combustibles fósiles (vulnerabilidad a precios y emisiones) y ausencia de mecanismos de recuperación de calor o integración renovable más allá de lo puntual. La red de baja temperatura a 2 tubos requiere una gestión activa de múltiples componentes renovables; su correcto funcionamiento implica controlar la temperatura del anillo dentro de un rango óptimo y coordinar las bombas de calor distribuidas. Un posible desafío es asegurar la potencia de punta en escenarios extremos: dado que el anillo opera a baja temperatura, las bombas de calor de cada usuario deben estar correctamente dimensionadas para cubrir picos de demanda de calefacción a temperaturas de suministro elevadas. No obstante, en este estudio el uso de apoyos (p. ej. bomba de calor de 60–80 °C y caldera biomasa a 50 °C en la central) resolvió esos picos, resultando en 0 kWh el valor de la demanda térmica insatisfecha. También es importante contar con estrategias de control para evitar sobrecargar el anillo si muchos usuarios extraen energía simultáneamente; la incorporación de almacenamiento térmico y gestión de cargas planteado ha ayudado a mitigar ese riesgo en las simulaciones. En cuanto al sistema de 4 tubos, sus complejidades de control quedaron patentes. Coordinar dos anillos térmicos (uno caliente y otro frío) exige algoritmos avanzados para equilibrar intercambios. Una limitación identificada fue la operación simultánea ineficiente de las bombas de calor de ambos anillos, que en ciertos momentos funcionaron a la vez consumiendo mucha energía sin beneficiarse mutuamente debido a la agregación de cargas realizada para simplificar la simulación. Esto sugiere que se necesita refinar la lógica de control para priorizar, por ejemplo, el trasvase directo de calor entre anillo frío y caliente cuando sea posible (antes de activar bombas de calor que extraigan/inyecten al subsuelo). Asimismo, la selección de la banda $\pm\Delta T$ respecto al ambiente es crítica: un ΔT demasiado amplio (± 10 °C) llevó a descompensaciones térmicas – el anillo frío sobrecalentado en verano – y a un desempeño subóptimo. Reducir ese diferencial (hacia ± 5 °C o menos) y adaptar las consignas dinámicamente podría mejorar la estabilidad. Otra limitación del modelo de 4 tubos son sus altos

consumos de bombeo, al tener dos circuitos que mantener en circulación continua; optimizar caudales y utilizar control diferencial de presión por sectores sería necesario para reducir pérdidas por bombeo. En resumen, el éxito del modelo 4 tubos, va depender de afinar la estrategia de control y operación conjunta de sus elementos para explotar sus ventajas teóricas, algo que, bajo las condiciones simuladas, no se logró completamente y resultó en un rendimiento inferior. Cada modelo, por tanto, presenta un compromiso distinto, pero los resultados indican claramente que las redes de baja temperatura bien gestionadas (2 tubos) ofrecen el mejor potencial técnico-ambiental en las tres ubicaciones, mientras que configuraciones más complejas como la de 4 tubos requieren mejoras sustanciales de diseño y control antes de equiparar su desempeño.

Si tenemos en cuenta los aspectos económicos, las conclusiones que se pueden obtener de las investigaciones desarrolladas son los siguientes:

- **Comparación estrictamente económica (CAPEX + OPEX + energía)**

Bajo las hipótesis de costes de inversión, ninguno de los modelos de red de baja temperatura (2 tubos(2T) ni 4 tubos (4T)) resulta competitivo frente al caso base en términos de coste anual total. El modelo 2T trabajando con temperaturas de impulsión de 25 °C es el mejor posicionado dentro de las alternativas analizadas, pero aún así presenta costes totales superiores al caso base según la ubicación. El modelo 4T es claramente el menos favorable económicamente, con costes totales elevados frente al escenario base.

Si únicamente se tiene en cuenta los costes operativos (OPEX), los modelos de baja temperatura son claramente mejores al caso base, especialmente el de 2T.

- **Ahorros energéticos y efecto del clima/localización.**

El modelo 2T consigue ahorros de costes energéticos muy elevados (67–97 %), siendo Sevilla la ubicación que más se beneficia del acoplamiento FV–bomba de calor–geotermia, seguida de Soria y Bilbao. Sin embargo, dado el peso del CAPEX, estos ahorros energéticos no son suficientes para compensar el incremento de inversión con los costes asumidos. En términos relativos, Soria es la ubicación donde el incremento del coste total es algo más contenido (factor $\approx 4,4$), debido al mayor coste de referencia del caso base.

- **Coste de CO₂ evitado**

El modelo 2T proporciona reducciones de emisiones muy significativas e incluso emisiones netas negativas en Sevilla. El modelo 4T no sólo incrementa los costes, sino que además empeora las emisiones respecto al caso base, siendo ambiental y económicamente poco justificable con la configuración actual.

- **Influencias de las hipótesis de CAPEX**

El CAPEX anualizado adoptado para las redes de baja temperatura es elevado cuando se compara con rangos de costes específicos de bombas de calor de gran potencia, FV comercial y sistemas de almacenamiento eléctrico reportados en la literatura técnica reciente. Esto sugiere que existe un margen importante para ajustar a la baja los costes de inversión, bien mediante optimización del diseño (longitudes de red, potencias

instaladas, tamaño del almacenamiento) o mediante búsqueda de condiciones de mercado más favorables (licitaciones, escalado, ayudas públicas).

- **Implicaciones para la toma de decisiones**

Con las hipótesis planteadas en este estudio particular, los modelos 2T y 4T solo serían viables desde un enfoque de política climática si cuentan con un adecuado nivel de subvención (por ejemplo, en el marco de programas europeos, nacionales o regionales que prioricen la descarbonización profunda sobre la rentabilidad económica directa). Para un promotor que evalúe la inversión sin ayudas, los resultados indican que la prioridad debería ser revisar y optimizar el dimensionado y los costes específicos de inversión, y explorar configuraciones alternativas (por ejemplo, reduciendo la potencia instalada de determinadas bombas de calor o el tamaño de la batería, o ajustando la extensión de la red) antes de descartar la solución como económicamente inviable. Desde el punto de vista de proyecto, en la actividad 4, se desarrolla un laboratorio virtual, que centrado en el modelo de 2 tubos que como se ha concluido es la tipología más adecuada para el desarrollo actual de las redes de baja temperatura, permite abordar estos estudios y optimizar los diseños y la operativa particularizadas a cada entorno.

En resumen, los modelos de red de baja temperatura (en especial el de 2 tubos) muestran un comportamiento energético y ambiental muy favorable en las tres ubicaciones, con especial éxito en Sevilla y Soria, pero presentan por el contrario un sobrecoste de inversión excesivo en las condiciones económicas consideradas. Una evolución favorable del CAPEX unitarios de cada equipo, y la disposición de escenarios de ayudas, plantean un posible acercamiento a una solución económicamente equilibrada sin renunciar a los beneficios en renovables y emisiones identificados.

Referencias

- [1] European Commission, 'EU Green Deal: Energy Transition and Climate Neutrality 2050', 2023.
- [2] IEA Heat Pump Centre, 'Low Temperature District Heating Systems – Technical and Economic Assessment', 2022.
- [3] Lund, H. et al., '4th Generation District Heating (4GDH): Integrating Smart Thermal Grids', Energy, vol. 110, pp. 1-10, 2021.
- [4] Buffa, S. et al., 'Performance of Low-Temperature District Heating Networks: A Review', Renewable Energy, 2020.
- [5] EED Directive, 'Energy Efficiency in Buildings and Thermal Networks', EU Directive 2018/2002.
- [6] Panayiotou, G. et al., 'Integration of Heat Pumps in District Energy Systems', Applied Thermal Engineering, 2020.
- [7] IEA Annex 73, 'Energy Flexibility in Buildings and Communities', 2022.

- [8] Boesten, S. et al., 'District Heating with Solar PV Integration: Performance Evaluation', Solar Energy Journal, 2021.
- [9] Papadopoulos, A. et al., 'Model Predictive Control for PV-Driven Heat Pump Systems', Energy Conversion and Management, 2022.
- [10] Saletti, C. et al., 'Hierarchical Control Strategies for Multi-Energy Networks', Applied Energy, 2020.
- [11] IRENA, 'Innovation Outlook: Smart District Heating and Cooling', 2023.
- [12] DIN EN 13941, 'Design and Installation of District Heating Networks', 2019.
- [13] Nielsen, S. et al., 'Simulation-Based Optimization of Low-Temperature Thermal Networks', Energy Procedia, 2022.
- [14] <https://www.irehabitae.es/avebiom-publica-la-comparativa-de-precios-entre-las-principales-fuentes-de-energia-en-la-que-destaca-el-ahorro-y-sostenibilidad-del-pellet/>
- [15] Cost-effectiveness of large-scale heat pumps in DH networks: a simulation model for a case study in Germany. Eftim Popovski, Tobias Fleiter, Jan Steinbach, Ali Aydemir (Fraunhofer ISI) Richard Büchele, Lukas Kranzl, Marcus Hummel (TU Wien) Marie Münster, Sara Ben Amer-Allam, Stefan Petrovic (DTU). Proyecto progRESHEAT.
- [16] <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544223026464>
- [17] https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2024_IS_E_Study_Levelized_Cost_of_Electricity_Renewable_Energy_Technologies.pdf
- [18] <https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>
- [19] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_price_statistics
- [20] <https://www.ceicdata.com/en/spain/electricity-price-household-consumers>
- [21] <https://www.iea.org/articles/low-temperature-district-heating-heating-our-homes-at-lower-cost>

Anexo 1. Datos de referencia cálculo indicadores

Origen energía	Tipo factor	Factor	Unidades	Referencia
Biomasa no renovable	Energía Primaria	0,085	kWh/kWh	2016. RITE: Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. Link: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf

Electricidad no renovable	Energía Primaria	1,954	kWh/kWh	2016. RITE: Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. Link: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf
Gas natural no renovable	Energía Primaria	1,19	kWh/kWh	2016. RITE: Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. Link: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf
Biomasa renovable	Energía Primaria	1,028	kWh/kWh	2016. RITE: Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. Link: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf
Electricidad renovable	Energía Primaria	0,414	kWh/kWh	2016. RITE: Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. Link: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf
Gas natural renovable	Energía Primaria	0,005	kWh/kWh	2016. RITE: Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. Link: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf
Biomasa	Emisiones CO2	0,018	kgCO2eq/kWh	2016. RITE: Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. Link: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf
Electricidad	Emisiones CO2	0,331	kgCO2eq/kWh	2016. RITE: Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. Link: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf
Gas Natural	Emisiones CO2	0,252	kgCO2eq/kWh	2016. RITE: Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España. Link: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf
Biomasa	Coste	0,067	€/kWh	Junio 2024, entre 0.03 y 0.07€/kg, Se coge un promedio de 0.05€/kWh. Source: https://www.avebiom.org/biomasanews/avebiom/ahorro-y-sostenibilidad-para-calentar-los-hogares-espanoles-en-2024-pellet#:~:text=As%C3%AD%20en%20junio%20de%202024,los%203%20c%20%82%AC%2FkWh.
Electricidad	Coste	0,140	€/kWh	Junio 2024 0.14€/kWh. For HP with average SCOP of 2.5 cost would be around 0,974€/kWh (the most expensive technology for the

				<p>year 2024). Source: https://www.avebiom.org/biomasanews/avebiom/ahorro-y-sostenibilidad-para-calentar-los-hogares-espanoles-en-2024-pellet#:~:text=As%C3%AD%20en%20junio%20de%202024,los%203%20c%E2%82%AC%2FkWh.</p>
Gas Natural	Coste	0,082	€/kWh	<p>Junio 2024 cost TUR2 0.082€/kWh. Source: https://www.avebiom.org/biomasanews/avebiom/ahorro-y-sostenibilidad-para-calentar-los-hogares-espanoles-en-2024-pellet#:~:text=As%C3%AD%20en%20junio%20de%202024,los%203%20c%E2%82%AC%2FkWh.</p>
Exceso de energía térmica	Coste	0,075	€/kWh	Uploaded tables of LocalRES project
Exceso de electricidad	Coste	0,055	€/kWh	