

Trabajo Fin de Grado

Estudio comparativo de sistemas solares de calefacción de distrito con bomba de calor y almacenamiento de energía térmica para una urbanización en Parque Goya (Zaragoza)

Autor

Alfonso Bernad Montenegro

Director/es

Ana Lázaro Fernández

Luis María Serra de Renobales

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

2017



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

TRABAJOS DE FIN DE GRADO / FIN DE MÁSTER

D./D^a. Alfonso Bernad Montenegro,

con nº de DNI 72997403A en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo

de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la

Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)

Grado _____, (Título del Trabajo)

Estudio comparativo de sistemas solares de calefacción de distrito con bomba

de calor y almacenamiento de energía térmica para una urbanización en

Parque Goya (Zaragoza)

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 19 de Abril de 2017

Fdo: Alfonso Bernad Montenegro

Estudio comparativo de sistemas solares de calefacción de distrito con bomba de calor y almacenamiento de energía térmica para una urbanización en Parque Goya (Zaragoza)

RESUMEN

A partir de los datos proporcionados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), se desprende que dentro del ámbito residencial la mayor parte de la demanda de energía de los domicilios es utilizada para la climatización de las viviendas y el uso de Agua Caliente Sanitaria (ACS).

Por otro lado, siendo conscientes de la realidad medioambiental en la que a día de hoy se encuentra nuestro planeta, es deseable buscar métodos que nos permitan minimizar los efectos nocivos de la producción de esta energía. Estos medios pueden pasar por la centralización de la producción de la energía, el uso de nuevas fuentes de energías renovables y limpias, cambios en los sistemas de producción y una larga lista de etcéteras.

Este proyecto va a mostrar dos sistemas basados en la producción de energía térmica mediante energía solar. El desarrollado en este trabajo utiliza bombas de calor alimentadas mediante paneles fotovoltaicos y energía eléctrica de la red, junto con un tanque estacional de almacenamiento de energía térmica; mientras que el sistema con el cual se compara, diseñado en un estudio previo, utiliza captadores solares térmicos y un tanque de almacenamiento estacional apoyado con calderas de gas natural.

La instalación propuesta en este trabajo se ha desarrollado con el software de optimización entera LINGO, que ha sido elegido como herramienta de trabajo para la optimización de la configuración y operación.

En el primer capítulo se muestra una introducción al objeto de estudio. Tras ello, se presenta una breve descripción de la demanda energética que se ha de cubrir, seguido por una descripción de los equipos que pueden componer la instalación. El cuarto capítulo describe el modelo desarrollado, las tarifas seleccionadas y las potencias determinadas, así como un estudio de los costes. En el quinto capítulo se llevan a cabo estudios económicos y medioambientales. Por último, se presentan las conclusiones alcanzadas y se especifican posibles vías de estudio abiertas a raíz de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN.....	1
II.	DEMANDA.....	8
III.	COMPONENTES A ESTUDIAR.....	10
	III.I ENERGÍA ELÉCTRICA SOLAR.....	10
	III.II BOMBAS DE CALOR.....	14
	III.III EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO ESTACIONAL.....	18
IV.	IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PROPUESTO.....	21
	IV.I MODELO PROPUESTO.....	21
	IV.II MODELO PARA COMPARAR.....	22
	IV.III SELECCIÓN DE TARIFA ELÉCTRICA.....	23
	IV.IV SELECCIÓN POTENCIA DE BOMBEO.....	25
	IV.V ESTUDIO DE COSTES Y EMISIONES.....	27
V.	ESTUDIO COMPARATIVO.....	30
	V.I ESTUDIO DEL SISTEMA DISEÑADO. OPTIMIZACIÓN POR CRITERIOS.....	30
	V.II COMPARATIVA DE MODELOS.....	34
	V.III EVOLUCION MODELOS SEGÚN α	37
VI.	CONCLUSIONES Y NUEVAS VIAS DE ESTUDIO.....	39
VII.	BIBLIOGRAFÍA.....	40
	LISTA DE FIGURAS.....	42
	LISTA DE TABLAS.....	43
	LISTA DE NOMENCLATURA.....	44
	ANEXO I. DEMANDA DE CALEFACCIÓN. <i>KWh</i>	49
	ANEXO II. DEMANDA DE ACS. <i>KWh</i>	50
	ANEXO III. DEMANDA HORARIA DEL SISTEMA CON PÉRDIDAS. <i>kWh</i>	51
	ANEXO IV. CATÁLOGO PANEL FOTOVOLTÁICO.....	52
	ANEXO V. RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL. <i>W/m2</i>	53
	ANEXO VI. RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIE INCLINADA CON VALOR DE ÁNGULO 41,6º. <i>W/m2</i>	54
	ANEXO VII. SIMULACIÓN DE BOMBA DE CALOR.....	55
	ANEXO VIII. CATÁLOGO BOMBAS DE CALOR.....	55
	ANEXO IX. REPARTO DE PERIODOS HORARIOS.....	60
	ANEXO X. OPTIMIZACIÓN BASADO EN LINGO.....	61
	ANEXO XI. GRÁFICAS DE SOLUCIÓN MÍNIMOS COSTES.....	67
	ANEXO XII. GRÁFICAS DE SOLUCIÓN MÍNIMAS EMISIONES.....	69

INTRODUCCIÓN

Cuando se revisa el sistema de producción energética a nivel mundial, es fácil constatar la dependencia de la sociedad actual conforme a los medios de producción que usan el carbón, gas natural y los productos derivados del petróleo. La producción de energía para su consumo, y todos los agentes implicados en esta, son uno de los motores económicos de la sociedad. No obstante, un asunto a tener en cuenta es si la procedencia de esta energía es la adecuada o no, y si es posible un cambio de dirección hacia unos sistemas más limpios, medioambientalmente hablando.

Desde un punto de vista de generación, las nuevas tecnologías nos permiten una producción más limpia, basada en fuentes renovables que se alimentan de recursos ilimitados. No obstante, un cambio total y radical hacia estas tecnologías a corto o medio plazo no es posible por diversas razones como: no se encuentran bien desarrolladas, su coste económico es muy alto o, los sistemas de transporte de energía no están adecuados a una generación distribuida.

Si se analizan posibles formas de cubrir la demanda, por una parte se tiene la posibilidad de cubrirla con energía procedente de fuentes no renovable, tales como la nuclear, el carbón o el gas natural, que permiten atender las necesidades en tiempos de respuesta cortos y con tecnologías de rápido accionamiento, como es mostrado en la figura 1. Por otro lado, y tal como se muestra en la figura 2, también es posible cubrir la demanda con fuentes de energía renovables, cuya disponibilidad es intermitente y variable en el tiempo, aprovechando al máximo la producción directa y cubriendo el resto de la demanda con almacenamientos.

Asimismo, el almacenamiento de energía permite, cuando se utiliza un suministro energético cuyo coste varía horariamente, adaptar la producción a las horas en las que el coste del suministro energético es menor, almacenando la energía producida a bajo coste y empleándola en las horas de mayor demanda en las que el coste de producción podría ser superior. El almacenamiento de energía también permite reducir la potencia de los equipos productores de energía dimensionándolos en función de la energía requerida en lugar de en función de la máxima potencia que tienen que atender, completando con la energía almacenada la demanda en aquellos momentos en que ésta excede la potencia de la máquina instalada. Esta variada casuística, es objeto del estudio de este proyecto.

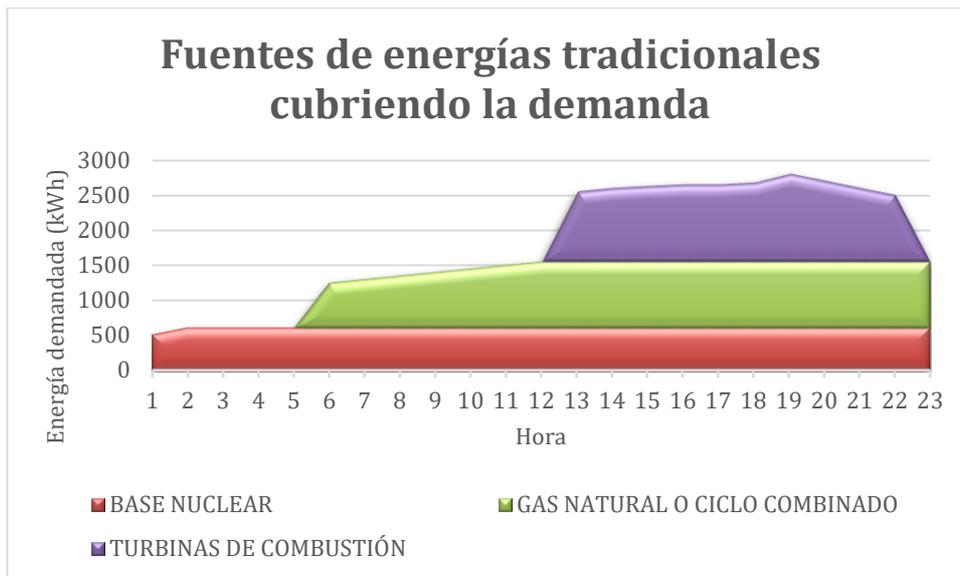


Figura 1. Fuentes de energía tradicionales cubriendo la demanda de energía.

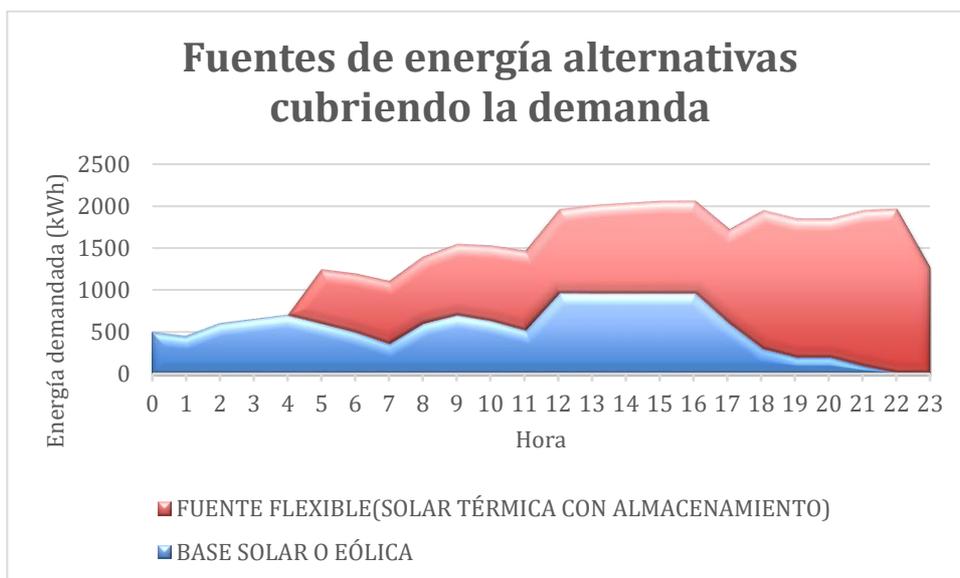


Figura 2. Fuentes de energía alternativas cubriendo la demanda de energía.

Entrando en el plano nacional, y basando todos los datos con fuentes obtenidas del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE, 2017) se puede observar la evolución y los consumos de energía en cada año y para cada sector. El estudio de estos datos mostrado en la figura 3 nos demuestra que con una tendencia al alza, aproximadamente un 20% de la demanda de energía total de España se da en el sector residencial.

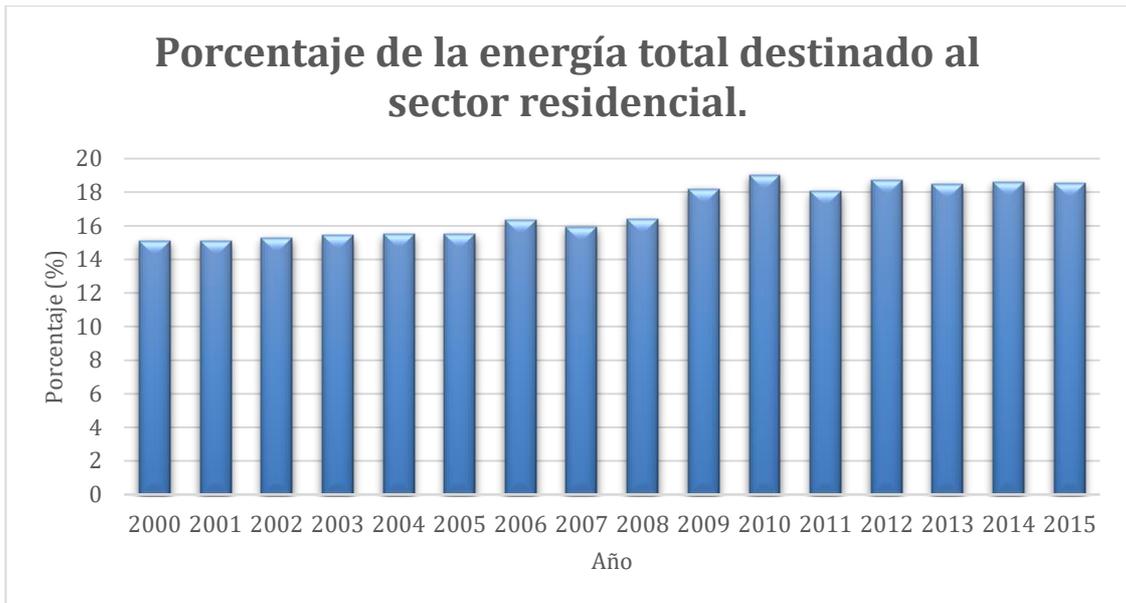


Figura 3. Evolución del porcentaje de la energía total destinado al sector residencial. Fuente: IDAE (2017).

Si además se analiza de dónde viene y para qué se utiliza esta energía, los datos ofrecidos por el IDAE (2014a), muestran que la calefacción y el ACS, suman más del 50 % de la energía consumida en el sector residencial, tal y como muestra la figura 4.

Así mismo, siendo España un país con una alta posibilidad de implantación de energía solar, solo el 1 % de toda esta energía viene directamente a los domicilios por medio del sol, como muestra la figura 5. Este valor podría verse aumentado en función de cuanta de la energía eléctrica de la red tiene la misma procedencia pero, pese a ello, la energía solar consumida directamente en el sector residencial es prácticamente inexistente.

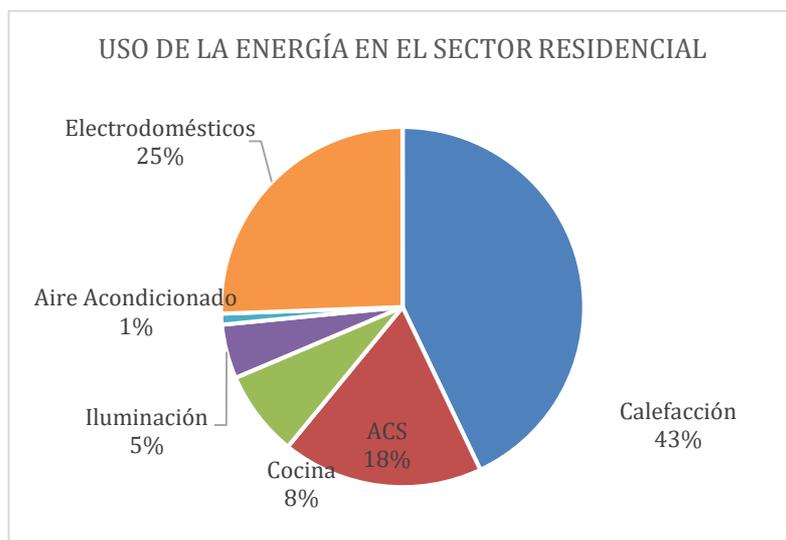


Figura 4. Uso de la energía en el sector residencial. Fuente: IDAE (2014a).

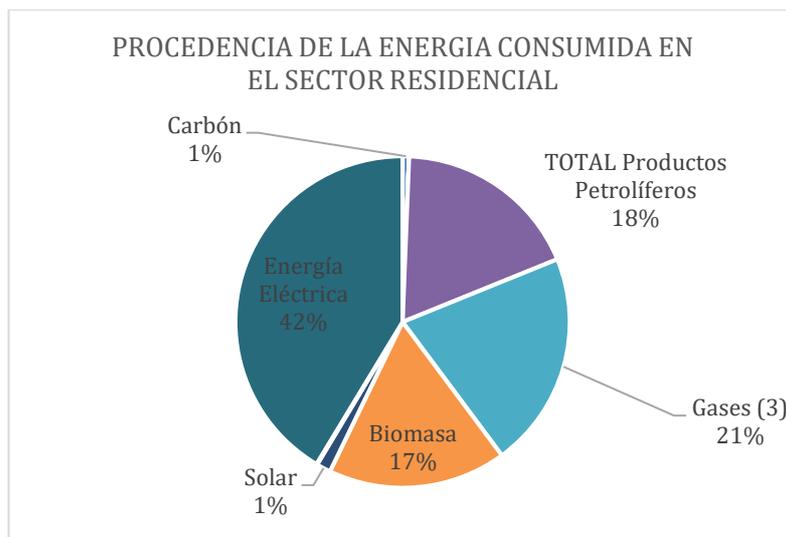


Figura 5. Procedencia de la energía consumida en el sector residencial. Fuente: IDAE (2014a).

A la hora de la revisión de las emisiones de CO₂ mostradas en la figura 6, se observa que en España la tendencia creciente cambió en el año 2007. Si bien es un dato positivo, estudiando la realidad social y política de España este año coincide con los primeros momentos de la crisis económica que sacudió el país. Este hecho sólo muestra que en aquel momento, las actividades económicas se ralentizaron, pese a ser un dato medioambiental positivo.

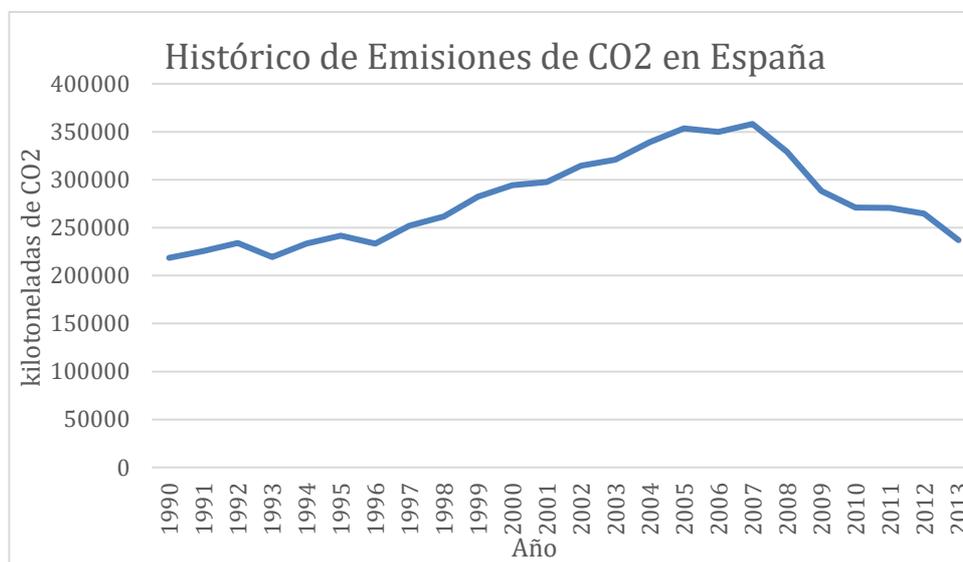


Figura 6. Evolución de las emisiones de CO₂ en España. Fuente: Banco Mundial (2017).

Comparando con la tendencia de la zona Euro, que se muestra en la figura 7, se observa que la tendencia en la reducción de emisiones es similar a la experimentada por la población española.

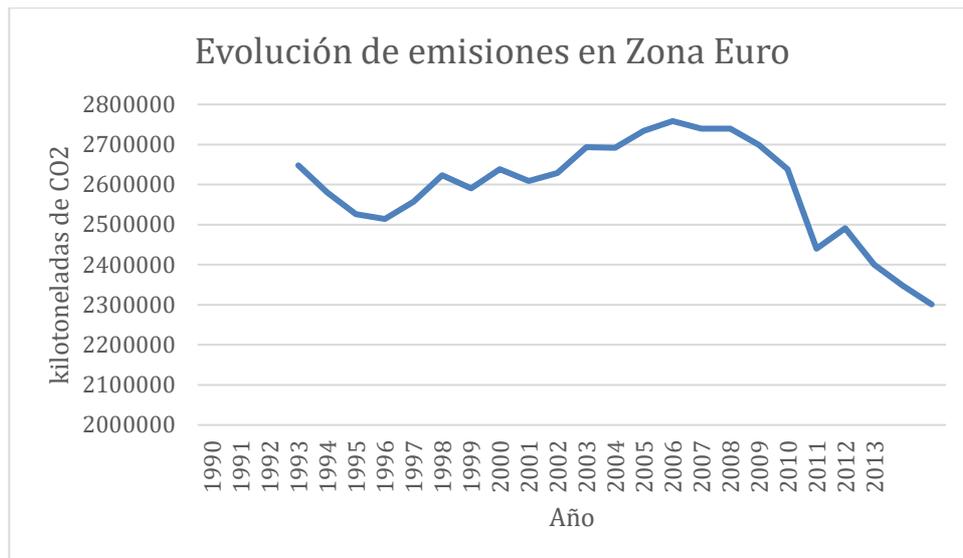


Figura 7. Evolución de las emisiones de CO₂ en la zona Euro. Fuente: Banco Mundial (2017).

Si se estudian las acciones planeadas por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente de España (2014) en el documento '*Hoja de ruta de los sectores difusos a 2020*' aparecen citadas varias vías de trabajo propuestas basadas en las previsiones del gobierno, en diversos sectores. Algunas de ellas son:

- **Sector residencial, comercial e institucional:** rehabilitación en el sector residencial, biomasa como fuente de producción para ACS y calefacción, captadores solares térmicos en ACS, geotermia en sector institucional.
- **Sector transporte:** trasvase modal de la carretera al ferrocarril en el transporte de mercancías, introducción de vehículos de muy bajas emisiones de CO₂, introducción de biocombustibles de segunda generación en el transporte, etcétera.
- **Sector agrícola y ganadero:** formación para mejorar la eficiencia de la fertilización, conducción eficiente de tractores, utilización de los residuos de poda de cultivos leñosos, etcétera.

Ciertas medidas ya comienzan a ser de obligado cumplimiento, como la mínima contribución de energía solar para el ACS, condición regulada en España por el Ministerio de Fomento (2016a) en el Código Técnico de Edificación. No obstante, la mayor parte de estas acciones propuestas no han sido ni implementadas ni fomentadas.

Durante el año 2015, y con motivo de una revisión de las políticas mundiales a nivel medioambiental y su interacción, tuvo lugar la Cumbre del Clima, COP21, en París. Este encuentro sirvió de revisión de la situación actual y fija como objetivo central el limitar, en la mayor medida posible, el aumento de la temperatura media global de la atmósfera de la Tierra, marcando un tope para dicho incremento de +2°C en los próximos años. Para lograr este objetivo han de ser tomadas medidas para la limitación de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Este acuerdo, aun siendo un paso importante, permite ver que la situación mundial requiere de medidas inteligentes que permitan reducir el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero, y cambiar el paradigma de la producción de la energía en una dirección en que no sólo la producción sea importante, sino que también se tenga en cuenta una ética medioambiental.

Se puede concluir que tanto en España como a nivel global, comienza a ser el momento para un cambio de mentalidad, buscando el uso de energías más limpias y eficientes, para comenzar a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al mismo tiempo que producimos más energía.

Este proyecto se centrará en el desarrollo de un modelo que permita diseñar la configuración y operación óptima de una instalación para cubrir la demanda de calefacción y ACS en un conjunto residencial de 1000 viviendas en Parque Goya (Zaragoza), basado en bomba de calor y almacenamiento térmico de energía, y alimentando el sistema por medio de energía renovable producida con paneles solares fotovoltaicos (PV).

A la hora del desarrollo de este proyecto, se comenzó con un estudio de las tecnologías como las bombas de calor, los sistemas de almacenamiento térmico, TES (*Thermal Energy Storage*, por sus siglas en inglés) y los equipos que podían servir para la generación de la energía eléctrica, paneles PV.

Posteriormente, se comenzó con el modelado del sistema por medio de LINGO (LINDO, 2008). Este modelado tiene como objetivo obtener la configuración y operación óptimas de la instalación propuesta minimizando tanto los costes económicos, como las emisiones de gases de efecto invernadero evaluados en emisiones de CO₂, para posteriormente poder comparar con un sistema que permite atender la misma demanda con energía solar térmica y almacenamiento estacional diseñado por Mateo de Guadalfajara en '*Economic and Environmental Analysis of Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage for the Residential Sector*'.(2016)

Se comienza mostrando información acerca de la demanda a cubrir en la sección II. Las tecnologías utilizadas que componen los modelos y las ecuaciones que se usarán para modelarlas se definen en la sección III. En la sección IV se presenta el modelo propuesto, se explica el modelo con el que se quiere comparar y se describen y justifican la tarifa eléctrica y otros parámetros considerados como la potencia de bombeo. También se lleva a cabo el análisis de costes. La sección V muestra como el modelo varía de configuración a la hora de cubrir la demanda cuando se aplican los criterios de minimización de costes, de emisiones y maximización de la fracción solar de la instalación. En esta misma sección se compara el modelo diseñado con el desarrollado anteriormente por Mateo de Guadalfajara (2016) tanto económica como ambientalmente. Por último se realiza un análisis de cómo evoluciona el sistema si se varía la tecnología de almacenamiento y su repercusión en los costes. Tras estos estudios, aparece un apartado de conclusiones y futuras vías de investigación.

I. DEMANDA

Dentro de las necesidades de climatización de un domicilio, este estudio se centra en la demanda de calefacción y ACS, mostrados en los Anexos I y II respectivamente. La demanda es simulada con un día tipo de cada mes que compone el año, por lo que se tienen datos horarios de 12 días para simular el año entero.

La demanda en cuestión tiene que satisfacer las necesidades de 1000 viviendas que se sitúan en Parque Goya, Zaragoza. La demanda de ACS es un valor a cubrir durante todo el año y se mantiene estable a lo largo de este tal y como muestra la figura 8, mientras que la demanda de calefacción es variable en función de la estación, siendo alta en invierno e inexistente en verano, lo que demuestra la figura 9.

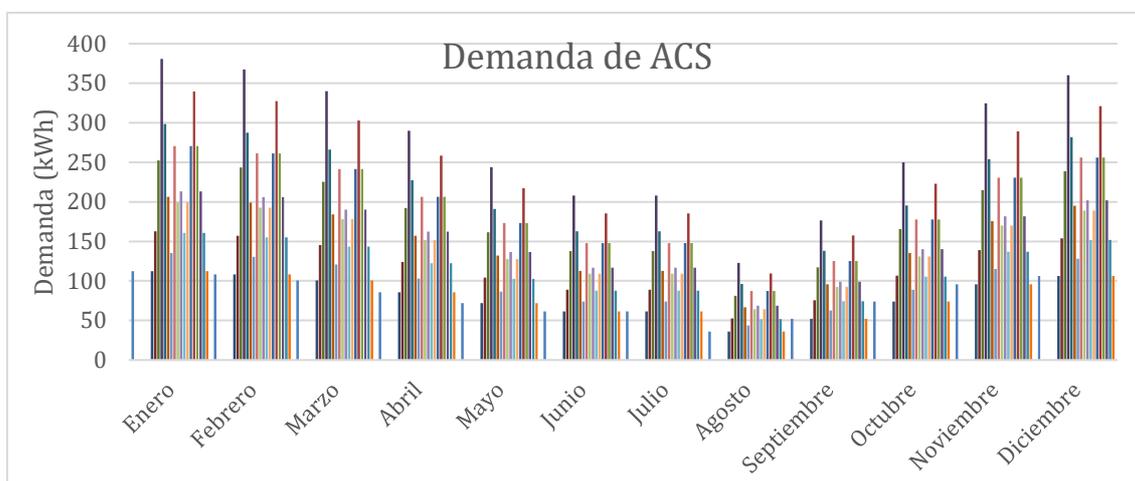


Figura 8. Demanda de ACS.

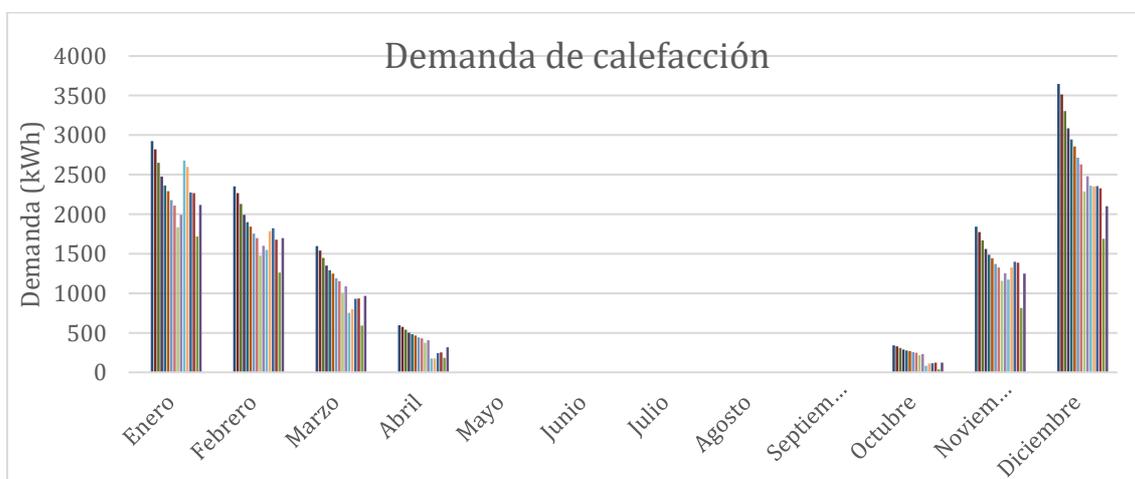


Figura 9. Demanda de calefacción.

A la hora de desarrollar el modelo, el primer paso fue un estudio de la demanda energética que se deseaba satisfacer. A esta estimación inicial de la demanda que se ha comentado previamente se le han añadido dos factores:

- 10% de pérdidas en el transporte de la energía, desde el sistema de producción o el centralizado hasta la demanda, que en sistemas de distrito de gran tamaño de última generación es un valor de pérdidas factible. (Talebi et al, 2016).
- 10% sobre el total que se acumula cada vez en el tanque por el factor de pérdidas en él (Ramos, 2012).

Con todo ello, la demanda total anual a satisfacer por el sistema diseñado tiene un valor de 6443 *MWh*, y su reparto horario puede verse en la figura 10 y más detalladamente en el Anexo III.

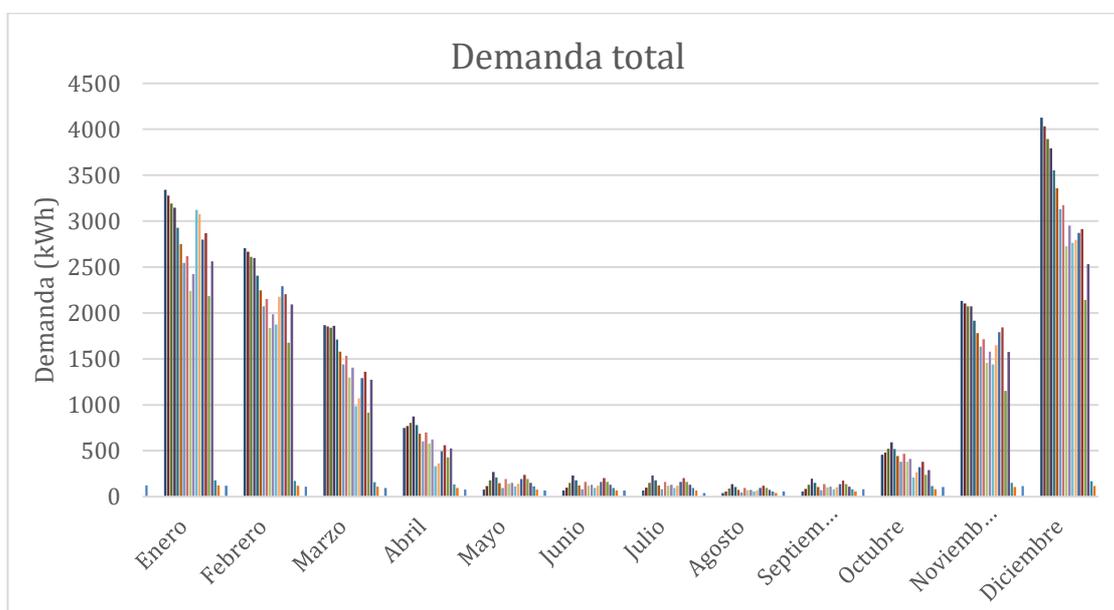


Figura 10. Demanda total del sistema.

III. COMPONENTES A ESTUDIAR

III.I ENERGÍA ELÉCTRICA SOLAR

A la hora de obtener energía eléctrica, aprovechando un recurso inagotable como es la radiación solar, existen dos grandes familias de producción:

- **Energía solar térmica:** aprovecha la radiación solar para calentar un fluido produciendo energía térmica.
- **Energía solar fotovoltaica:** basada en la interacción entre la radiación solar y los semiconductores p-n, produciendo así energía eléctrica.

Este proyecto se centra en la producción de energía térmica por medio de bombas de calor alimentadas con paneles fotovoltaicos. Los paneles fotovoltaicos son equipos que generan corriente continua al incidir la luz del Sol sobre su superficie. Esta propiedad está basada en las propiedades de los materiales semiconductores.

El fenómeno de producción de la energía fotovoltaica se basa en la teoría de bandas, que describe la estructura de los electrones de un material como una estructura de bandas de energía. Existen diferentes bandas de energía que se detallan a continuación y son mostradas en la figura 11:

- **La banda de valencia:** que forma los enlaces entre átomos. Los materiales que contienen una banda de valencia incompleta son los conductores.
- **La banda de conducción:** que contiene electrones libres que pueden moverse.
- **La banda prohibida o gap:** en la que no se pueden encontrar los electrones. Si la banda prohibida es muy grande, es decir, se necesita una cantidad de energía elevada para superarla, se tienen materiales aislantes. Si es de un tamaño reducido, es decir requiere una cantidad de energía pequeña para superarla, los materiales son semiconductores.

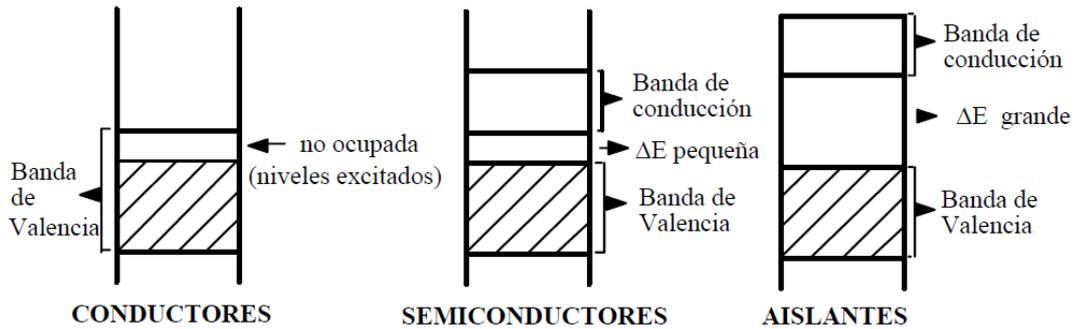


Figura 11. Teoría de bandas y explicación de la clasificación de materiales.

Cuando un electrón pasa a la banda de valencia, deja un hueco que puede ser rellenado por otro electrón, adquiriendo una energía de excitación. El hueco actúa como partícula de carga positiva mientras que el electrón lo hace en forma de carga negativa.

Pese a que estos materiales son abundantes, es necesario doparlos con otros, para que la conducción y conductividad aumente, haciéndolos más eficientes.

- Los **semiconductores N** son dopados con fósforo, que permite que el número de electrones libres sea mayor que con silicio.
- Los **semiconductores P** son dopados con huecos, es decir, la impureza que se introduce para doparlo, que es boro, tiene defecto de electrones en su capa de valencia.

Para que exista la corriente eléctrica, ambos semiconductores han de estar unidos formando un diodo. El efecto fotoeléctrico consiste en que la energía de la radiación, en forma de fotones, es absorbida por los semiconductores, liberando así los electrones y provocando una corriente continua. Este es el funcionamiento en el cual se basan los paneles fotovoltaicos.

A la hora de modelar los paneles fotovoltaicos se ha de tener en cuenta que van a ser calculados conforme al área. Si se busca cómo relacionar estos valores con la potencia producida por hora por los paneles fotovoltaicos, se ha de modelar el rendimiento en función de la inclinación del panel. El rendimiento de un panel fotovoltaico en condiciones estándar de ensayo (1000 W/m², 25 °C, relación AM 1,5) viene dado por la ecuación 1.

$$\eta_{panel} = \frac{P_{max}}{1000 \cdot A_{pv}} \quad (1)$$

Siendo P_{max} la potencia máxima obtenida en condiciones estándar de ensayo con área la superficie de captación del panel.

En este estudio se ha seleccionado el panel P6Y-245, de la compañía SumSol (2016), cuyo rendimiento es del 16.7 %. Si además de ello, se busca refinar el modelo teniendo en cuenta las diversas pérdidas causadas por las conexiones, los equipos y otros elementos de la instalación, hay que añadir otros rendimientos, tal y como muestra el trabajo de Ortiz (2008).

Cuando la radiación incidente sobre el panel no se corresponde con las de las condiciones estándar de ensayo se produce una reducción del rendimiento de en torno al 2%, lo que hace:

$$\eta_{MP} = 0.98 \quad (2)$$

También se producen pérdidas por distorsión, debidas a que los módulos fotovoltaicos no son homogéneos. Este valor es facilitado por el fabricante y siguiendo el catálogo SumSol (2016), mostrado en el Anexo IV para el modelo P6Y-245, corresponde a:

$$\eta_{distor} = 0.97 \quad (3)$$

Ocurren también una serie de pérdidas de eficiencia dadas por la suciedad. Estas pérdidas están dentro del rango del 3% al 8% según Ortiz (2008). Para este estudio se decide tomar un valor medio del 5%.

$$\eta_{suciedad} = 0.95 \quad (4)$$

A la hora de estudiar las conexiones con la red, se pueden estimar unas pérdidas por inversores, por cableado y por transformadores. Sus valores respectivos para este estudio son tomados de Ortiz (2008) y corresponden a:

$$\eta_{inversor} = 0.98 \quad (5)$$

$$\eta_{trafo} = 0.97 \quad (6)$$

$$\eta_{cableado} = 0.985 \quad (7)$$

Para la simplificación del modelo, se han elegido paneles fotovoltaicos con una posición fija. Este tipo de configuración hace que no siempre estén recibiendo la radiación máxima, y acarrea unas pérdidas de rendimiento por reflexión que se estiman en:

$$\eta_{ref} = 0.97 \quad (8)$$

Por último, se ha de tener en cuenta que el rendimiento del panel varía con la temperatura a la que se encuentra la célula fotovoltaica, reduciéndose a altas temperaturas y aumentando a temperaturas más bajas. La afección al rendimiento del panel en función de la temperatura a la que se encuentra la célula fotovoltaica se relaciona por medio del TONC, que es la temperatura que alcanza la célula fotovoltaica cuando se ve sometida a condiciones de trabajo específicas de 800 W/m² de radiación a temperatura ambiente de 20° C y con una velocidad de viento de 1 metro por segundo. Según el catálogo, y para este caso concreto, el valor es de 48 °C. Con ello y con las ecuaciones siguientes, es posible estudiar la afección horaria del rendimiento por la temperatura y como varía la intensidad de cortocircuito y el voltaje de circuito abierto, valores de los que depende el rendimiento como se demuestra en la ecuación 13.

$$C = \frac{TONC - 20}{800} \quad (9)$$

$$T_{pv}(m, h) = T_{AMB}(m, h) + C \cdot I_{solar}(m, h) \quad (10)$$

$$V_{ca}(T_{pv}) = V_{ca}(25) - 0.0043 \cdot (T_{pv} - 25) \quad (11)$$

$$I_{SC}(T_{pv}) = I_{SC}(25) + 0.0009 \cdot (T_{pv} - 25) \quad (12)$$

$$\eta_{term} = \frac{P_{max}}{V_{ca}(T_{pv}) \cdot I_{SC}(T_{pv})} \quad (13)$$

A la hora de estudiar la radiación solar es necesario estimarla adecuadamente. Los datos iniciales, mostrados en el Anexo V, proporcionan la información sobre una superficie horizontal. No obstante, los paneles de este proyecto han sido colocados con una inclinación igual a la latitud de la zona en la que se encuentran, siendo este valor de 41° 6'.

Esta radiación solar varía en función de la inclinación de los paneles, y siendo que en este proyecto se da esa variación, es necesario utilizar métodos como el de Liu y Jordan (Ortiz, 2008) para estimar la radiación sobre la superficie inclinada. Los resultados finales de la conversión que muestran la radiación solar sobre superficie inclinada se muestran en el Anexo VI.

Con todo lo anteriormente citado, se puede estimar que el rendimiento se verá afectado por el *Performance Ratio* (PR), que viene dado por la ecuación 14.

$$PR = \eta_{trafo} \cdot \eta_{cableado} \cdot \eta_{ref} \cdot \eta_{inversor} \cdot \eta_{suciedad} \cdot \eta_{distor} \cdot \eta_{MP} \cdot \eta_{term} \quad (14)$$

Así pues, la producción del campo de paneles fotovoltaicos a nivel horario va a venir dada por la ecuación 15.

$$W_{solar}(m, h) = PR \cdot \eta_{panel} \cdot \frac{I_{solar}(m, h)}{1000} \cdot A_{pv} \quad (15)$$

III.II BOMBAS DE CALOR

Los equipos de bomba de calor son unidades térmicas que permiten, un intercambio de calor entre dos focos térmicos. Las bombas de calor de compresión de vapor, accionadas mecánicamente, están formadas por cuatro equipos que son según el IDAE (2014b):

- **Compresor:** equipo que aumenta la presión del fluido caloportador, que suele ser un líquido refrigerante como el R-134a, aumentando así la entalpía.
- **Evaporador:** lado que corresponde al foco frío. El refrigerante se evapora, absorbiendo calor del foco frío. Proceso isoterma.
- **Válvula de expansión:** Equipo en el que, por el efecto de una pérdida de carga, se reduce la presión isoentálpica, reduciendo así la temperatura del fluido.
- **Condensador:** lado que corresponde al foco caliente. En este equipo, el fluido cede el calor al foco caliente, perdiendo energía y provocándose la condensación.

La figura 12 nos muestra cómo estos equipos se comunican entre ellos:

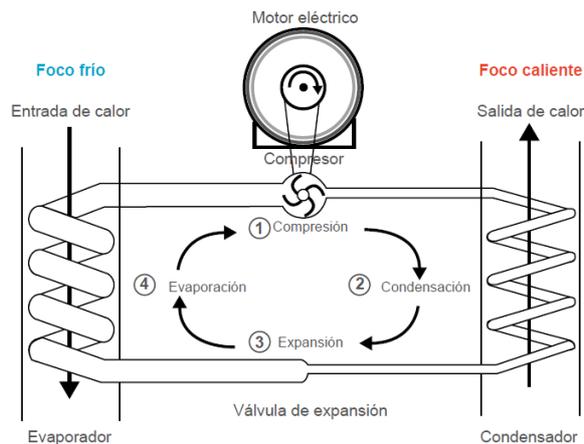


Figura 12. Representación de componentes de una bomba de calor. Fuente: IDAE (2014b).

Este intercambio de calor puede ser en un sólo sentido, o en ambos. Esto se debe a que las válvulas de expansión pueden ser unidireccionales o bidireccionales, permitiendo que estos equipos sean aprovechados tanto en sistemas de calefacción como en sistemas de refrigeración, al variar el recorrido interno del fluido, haciendo estos equipos muy versátiles.

Además de tener varios modos de funcionamiento, las bombas de calor se clasifican en diversos grupos, en función de cuáles son los focos con los que el intercambio de calor tiene lugar. Estos grupos son los siguientes, y se designan en función de los medios con los que interactúa, siendo el primero de ambos el medio del que se extrae el calor, y el segundo el medio al cual se cede según (IDAE, 2014b):

- Bomba de calor aire-aire.
- Bomba de calor aire-agua.
- Bomba de calor agua-aire.
- Bomba de calor agua-agua.
- Bomba de calor tierra-aire.
- Bomba de calor tierra-agua.

Para caracterizar el rendimiento de este tipo de equipos, existen dos parámetros de estudio. El Coeficiente de Operación (COP), que relaciona el calor cedido al foco caliente con el trabajo realizado por el compresor, y el coeficiente de Eficiencia Energética en el ciclo de Refrigeración (EER), que relaciona el calor extraído del foco frío con el trabajo del compresor. En este estudio, siendo objeto del mismo la calefacción el COP es el que se utiliza, siendo su fórmula general la mostrada en la ecuación 16.

$$COP = \frac{\dot{Q}_c}{W_{compresor}} \quad (16)$$

Para poder simular el funcionamiento de la bomba de calor, se ha diseñado un código usando el software *Engineering Equation Solver* (EES) (Klein, S.A., 1997) programa que además incluye propiedades termodinámicas de diversos fluidos y sustancias de interés industrial. El código tiene como objetivo estudiar el funcionamiento de la bomba de calor seleccionada cuando varían las temperaturas de los focos, así como determinar la función matemática que relaciona los parámetros que caracterizan su comportamiento con estas temperaturas.

La selección de los equipos de bomba de calor se ha realizado acorde al catálogo de Airwell Wesper (2014) mostrado en el Anexo VII. De entre todos los equipos se han escogido las bombas de calor agua-agua Airwell EWSH W 940, por ser un modelo intermedio dentro del catálogo y con unas buenas prestaciones. El modelo de este equipo es el comentado en el Anexo VIII.

Tras simular el equipo como explica el Anexo VIII se obtienen las siguientes gráficas, que muestran cómo el COP mejora conforme el gradiente de temperatura entre los focos va disminuyendo (figura 13) y, al mismo tiempo, como la potencia térmica que se cede al fluido en el condensador disminuye al aumentar su temperatura (figura 14).

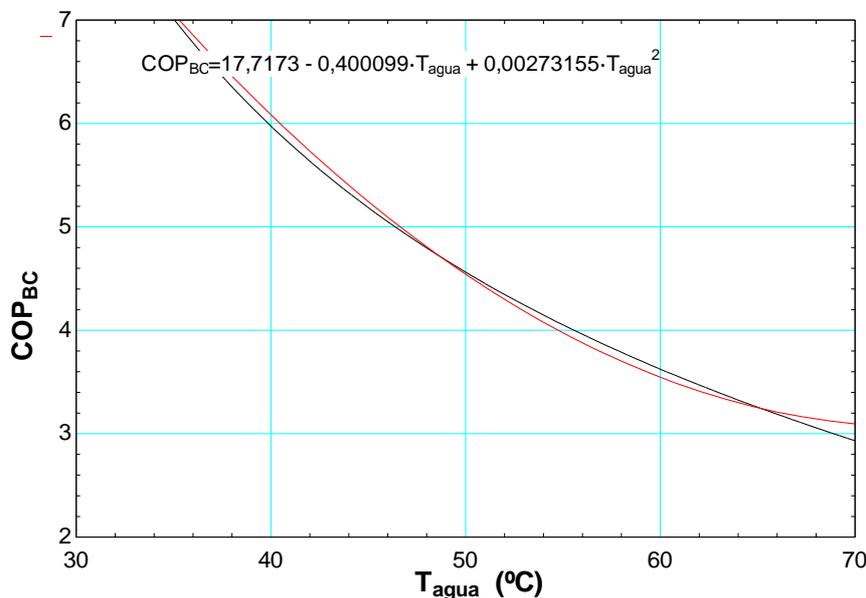


Figura 13. Evolución del COP de la bomba de calor en función de la temperatura del condensador.

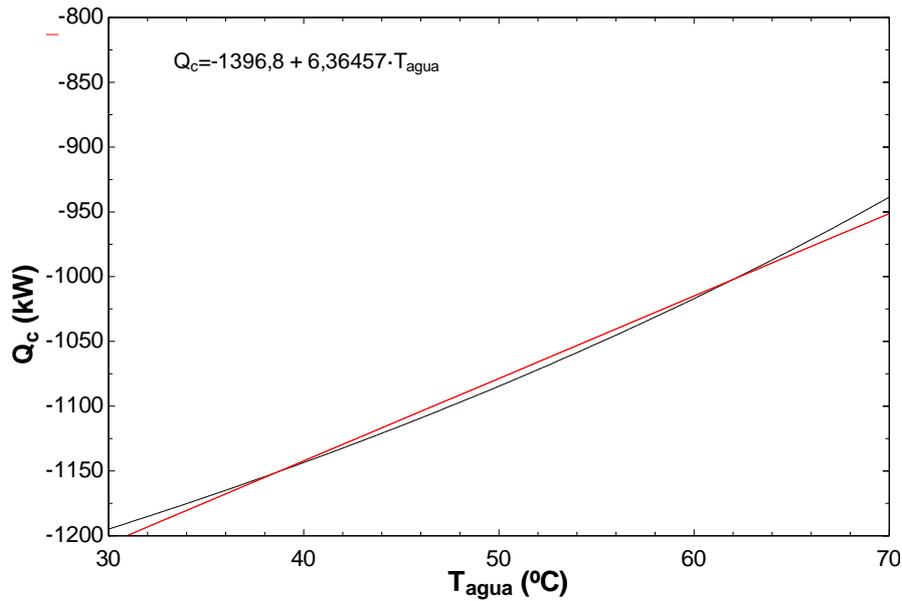


Figura 14. Evolución del calor cedido al condensar en función de la temperatura en la bomba de calor de estudio.

Por todo lo citado, se puede simular los equipos de bombas de calor con las ecuaciones 17 y 18, que serán usadas a la hora de la optimización.

$$\dot{Q}_c = -1396.8 + 6.36457 \cdot T_{agua} \quad (17)$$

$$COP = 17.7173 - 0.400099 \cdot T_{agua} + 0.00273155 \cdot T_{agua}^2 \quad (18)$$

Otro parámetro referente a estos equipos y que cada día va ganando más fuerza y resulta de mayor interés es el SCOP o Coeficiente de Operación Estacional. Este parámetro, es una media entre los valores del COP anuales y también es llamado Prestaciones Medias Estacionales de una bomba de calor (SPF, de su nombre en inglés *Seasonal Performance Factor*).

Dicho parámetro tiene en este caso gran interés, ya que el Ministerio de Fomento, en el Código Técnico de Edificación (2016b) obliga, a la hora de producir ACS a partir de ciertos valores, a producir parte de esta energía con fuentes renovables. No obstante, las bombas de calor pueden ser consideradas equipos renovables en sí mismos.

Las bombas de calor se pueden considerar renovables cuando la energía que producen sea significativamente superior a la energía que consumen según la **Directiva 2009/28/CE**. Para poder demostrar que el equipo de bomba de calor utilizado se considera cómo renovable, se siguen los pasos propuestos por el IDAE (2014c), que muestra una metodología de cálculo para casos con datos escasos.

En este proyecto se utilizan bombas de calor agua-agua. El cálculo del SPF sigue la ecuación 19.

$$SPF = FP \cdot COP \cdot FC \quad (19)$$

Siendo FP un factor de ponderación representativo que en Zaragoza, que pertenece a la zona climática D3 según el Ministerio de Fomento del Gobierno de España (2016c), es de 0.86, asumiendo una pertenencia del sistema a la clase de equipos centralizados.

Teniendo en cuenta FC, que es el factor de corrección, se corrige el rendimiento de la bomba en función de la temperatura a la cual se distribuye la calefacción. En este modelo, el FC equivale a 0.88 ya que la distribución se da a 50°C.

Siendo el COP nominal de las bombas escogidas para este estudio de 5.18 a 45°C según el catálogo de Airwell Wesper (2014), nos encontramos con un valor de SPF de 3.9, que es mayor que 2.5, que es el valor estipulado por la **Decisión de la Comisión del 1 de marzo de 2013 (2013/114/UE)**. Este valor es, por tanto, superior al mínimo estipulado, por lo que podemos obviar la contribución mínima de ACS, dado que el equipo quedaría considerado como renovable.

III.III EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO ESTACIONAL

Los equipos de almacenamiento térmico, TES en sus siglas inglesas, son equipos diseñados con la función de almacenar energía térmica para su posterior uso. Se pueden distinguir tres tipos de almacenamiento de energía:

- **Calor sensible:** cuando el almacenamiento de energía térmica se produce en un medio físico gracias a la variación de temperatura, sin producirse cambio de fase. Estos casos pueden utilizar como sustancia de almacenamiento de energía térmica agua, aceites térmicos, incluso sólidos (por ejemplo el terreno) siempre y cuando se trabaje sin cambio de fase.
- **Calor latente:** cuando el almacenamiento de energía se realiza aprovechando la elevada variación de entalpía que se produce en el cambio de fase (habitualmente de sólido a líquido y viceversa). En estos casos se almacena una gran cantidad de energía prácticamente a temperatura constante (la correspondiente al cambio de fase) o con pequeñas variaciones cuando se trata de mezclas de varios compuestos. La densidad energética de este tipo de almacenamiento es en general mayor que en el caso de calor sensible. Entre los materiales usados para el almacenamiento por calor latente, destacan las parafinas y los *slurries*,

que son dispersiones y emulsiones de materiales que experimentan el cambio de fase en otro fluido.

- **Termoquímico.** esta técnica aprovecha reacciones químicas endotérmicas reversibles que requieren energía térmica (almacenándola al formar una especie química) para que se produzcan, y liberándola a voluntad cuando se activa la reacción exotérmica reversible. En algunos casos, se basan en reacciones de adsorción, adhesión de una sustancia a la superficie de otro sólido o líquido, que requieren energía térmica para que se produzcan. Un ejemplo es la adsorción de vapor de agua en zeolitas. Este tipo de tecnología permite el almacenamiento de gran cantidad de energía.

De entre todas estas opciones, este proyecto se centra en el almacenamiento térmico por calor sensible. Sus variables de diseño se basan en el tipo de tecnología de almacenamiento que se vaya a usar. Las cuatro formas de almacenamiento de energía térmica a gran escala por medio de calor sensible a día de hoy usadas son las siguientes según la *International Renewable Energy Agency - Energy Technology Systems Analysis Programme* (IRENA, ETSAP 2013):

- **Tank Thermal Energy Storage (TTES):** se diseña un tanque en el cual se almacena agua. Esta tecnología es la más cara, pero es la más versátil y cuenta con la mayor eficiencia al presentar pérdidas menores.
- **Pit Thermal Energy Storage (PTES):** consisten en balsa de agua, con menores costes de construcción que los tanques de agua, aunque con mayores pérdidas de calor y mayores limitaciones de espacio que éstos.
- **Borehole Thermal Energy Storage (BTES):** usa intercambiadores de calor con las capas solidas que forman el suelo. En estas capas es donde se va almacenando el calor y de donde posteriormente se extrae para el consumo. Requieren el apoyo de pequeños tanques de agua que proporcionen un tiempo de respuesta rápido, puesto que el terreno presenta inercias térmicas grandes.
- **Aquifer Thermal Energy Storage (ATES):** son acuíferos naturales en los cuales se almacena el agua. Al tener contacto con los acuíferos, tiene una regulación medioambiental que cumplir, y además se debe de dar el caso de que el acuífero no tenga corrientes de agua subterránea y esté cerca de la producción.

De las tecnologías anteriormente citadas, la utilizada en este proyecto para el almacenamiento de energía térmica es la TTES, ya que su diseño es más simple. La temperatura de almacenamiento máxima se limita en este tanque teniendo en cuenta la temperatura máxima de trabajo de las bombas de calor y del fluido.

La temperatura del ACS es la que nos va a limitar la temperatura de trabajo de las bombas de calor. Si nos basamos en el Código Técnico de Edificación (2016b) en la sección de salubridad, en el punto *HS4. 2.1.3. Condiciones mínimas de suministro*, establece que el límite inferior de temperatura en el punto de consumo del ACS en España está en 50°C, como condición para evitar problemas de legionelosis, por lo cual, esta es la temperatura de trabajo que se ha elegido.

Para el modelado del sistema propuesto en este TFG, se ha tenido en cuenta el balance de energía horario y el mensual. Los caudales tanto de entrada como de salida del TES se han impuesto como la suma de los caudales máximos de las bombas de calor de las cuales se alimenta. Se ha escogido un caudal igual a la entrada y a la salida para mantener la correcta estratificación del tanque (de Wit, 2007) quedando el TES delimitado por las siguientes ecuaciones.

$$\dot{m}_{max} = N_{BC} \cdot \dot{q}_{max} \cdot \frac{\rho}{3600} \quad (20)$$

$$Q_{DISP_DESC}(m) = \dot{m}_{max} \cdot c_p \cdot \frac{T_{tanque}(m) - T_{mintanque}}{1000} \quad (21)$$

$$Q_{DISP_CARGA}(m) = \dot{m}_{max} \cdot c_p \cdot \frac{T_{maxtanque} - T_{tanque}(m)}{1000} \quad (22)$$

$$E_{CARGADA}(m) = D(m) \cdot \sum_{h=1}^{24} Q_{UT_CARGA}(m, h) \quad (23)$$

$$E_{DESCARGADA}(m) = D(m) \cdot \sum_{h=1}^{24} Q_{UT_DESCARGA}(m, h) \quad (24)$$

$$EA(m) = Vol \cdot \rho \cdot c_p \cdot \frac{T_{tanque}(m) - T_{mintanque}}{3600 * 1000} \quad (25)$$

$$E_{CARGADA}(m) - E_{DESCARGADA}(m) - E_{perdidas}(m) = EA(m + 1) - EA(m) \quad (26)$$

$$E_{perdidas}(m) = 0.1 \cdot EA(m) \quad (27)$$

Siendo $Q_{UT_CARGA}(m, h)$ y $Q_{UT_DESCARGA}(m, h)$ el valor horario de la energía que se carga y de lo que se descarga el TES, que depende de los calores disponibles de carga y descarga mensuales, y cuya relación es dada por el factor de utilización.

IV. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PROPUESTO

IV.I MODELO PROPUESTO

El modelo propuesto como base para este proyecto queda definido por los siguientes equipos:

- **Parque fotovoltaico:** sistema de paneles para alimentar las bombas de calor durante las horas en las cuales haya capacidad de producción solar. Como se ha detallado, su área es objeto de estudio de optimización.
- **Conexión eléctrica a la red:** para servir de apoyo y poder producir energía durante las horas en las cuales no haya luz. La selección de esta tarifa se realiza en la sección IV.III.
- **Bombas de calor:** bombas conectadas a la red y al parque fotovoltaico, que repartirán su producción entre la demanda y el almacenamiento estacional de la manera óptima. El número máximo de estos equipos que se va a permitir en la optimización es 3, y la cantidad aplicada es objeto de optimización.
- **Tanque de almacenamiento:** sistema de almacenamiento de energía térmica. Su volumen es objeto de optimización. Se tendrán siempre tanques de tamaño mínimo 1000 m³ y si se requieren tamaños mayores estos serán siempre múltiplos de 1000.
- Entramado de conexiones, tanto tuberías como conexiones eléctricas, transformadores, inversores y demás equipos necesarios para el funcionamiento del conjunto.

La figura 15 muestra un esquema general del sistema en conjunto. Cuando se lleve a cabo la optimización, se definirá la configuración detallada, junto con la estrategia de operación óptima, ya que para cada caso las dimensiones y el número de equipos es variable en función de los criterios de la optimización.

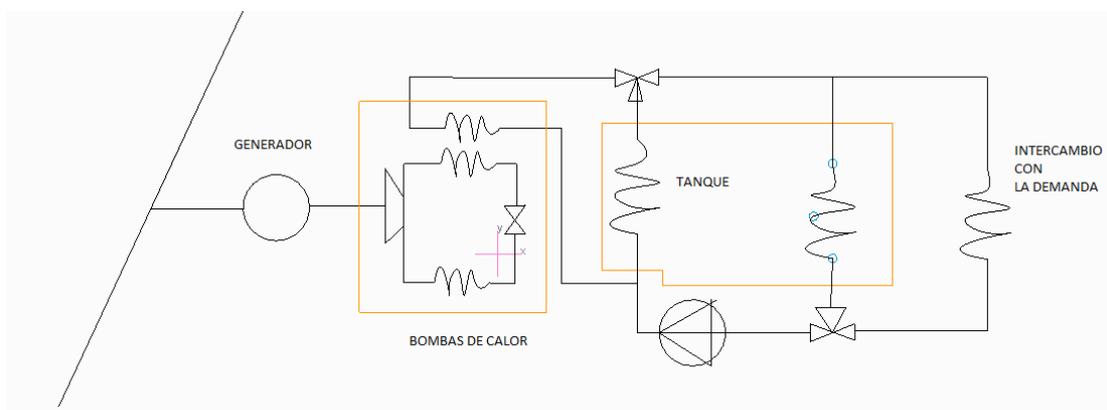


Figura 15. Representación gráfica del modelo propuesto en este proyecto.

IV.II MODELO PARA COMPARAR

El sistema con el cual se va a comparar este proyecto ha sido desarrollado por Mateo de Guadalfajara en su tesis '*Economic and Environmental Analysis of Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage for the Residential Sector*' (2016). El sistema se basa en el uso de colectores solares para la producción de la energía térmica desde energía solar, que es almacenada en un TTES. Además de esto, y para poder hacer frente a posibles picos de demanda en los cuales el sistema no sea capaz de alimentar toda la demanda con el conjunto de estas tecnologías, el sistema tiene como aporte un equipo auxiliar de caldera de gas, que permite suministrar un calor auxiliar en el caso de ser necesario.

A la hora de obtener los resultados de este modelo, durante su tesis, Mateo de Guadalfajara desarrolla una aplicación que permite, introduciendo valores como la demanda o la relación entre el área de colectores y la demanda anual, diseñar el sistema acorde a diversos parámetros. Esta aplicación se utilizará para obtener los resultados cuando se hable de su modelo. Una representación gráfica del sistema es mostrada en la figura 16, que se ha obtenido de de Guadalafajara (2016):

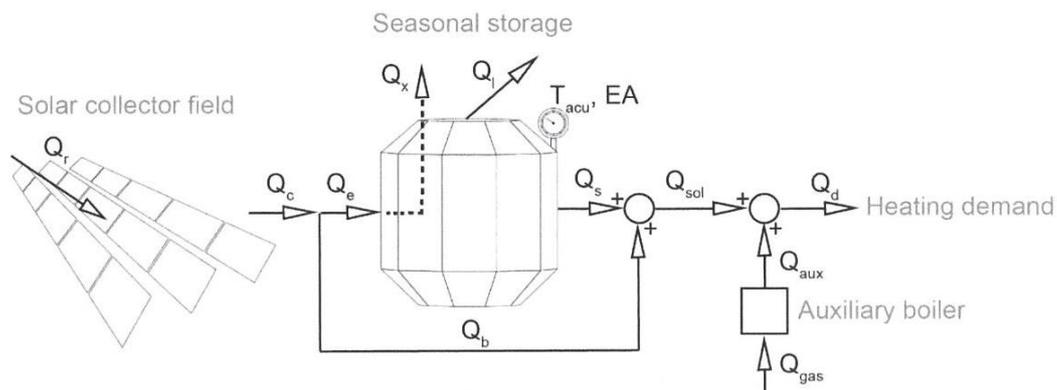


Figura 16. Sistema solar con almacenamiento térmico estacional. Fuente: de Guadalfajara (2016).

A la hora de comparar ambos sistemas, se va a tener en cuenta que ambos mantengan la mayor cantidad de similitudes entre sí. Por ello, se va a buscar:

- **Igualar la Fracción Solar (FS) del sistema:** este término es la relación existente entre la energía que se produce por medio de la energía solar y la energía total demandada por el sistema. En el caso de los paneles fotovoltaicos, seguirá la siguiente fórmula, entendiendo que W_{solar} es la suma de la energía total anual producida por el campo fotovoltaico que acciona las bombas de calor que producirán la energía térmica empleada, y $W_{electrico} + W_{bombeo}$ corresponde a la suma anual de la energía eléctrica requerida por las bombas de calor y la energía eléctrica necesaria para el bombeo.

$$FS = \frac{W_{solar}}{W_{electrico} + W_{bombeo}} \quad (28)$$

- **Capacidad de cubrir la misma demanda:** la demanda a cubrir por ambos sistemas tanto de ACS como de calefacción será la misma.

IV.III SELECCIÓN DE TARIFA ELÉCTRICA

Las bombas de calor que forman parte del modelo diseñado tienen dos posibles fuentes de electricidad de las cuales nutrirse a la hora de producir calor: la red eléctrica y los paneles fotovoltaicos. Para que se pueda nutrir de la red eléctrica cuando sea necesario, hace falta definir la tarifa a contratar, y con ello, se podrán definir los costes asociados al consumo de la red.

Para ello, se comienza estableciendo el pico de la potencia que se va a necesitar. Si las tres bombas anteriormente citadas como máximo trabajan a la vez, la potencia que estos equipos necesitan se obtiene por medio del COP y se obtiene, usando la ecuación 16 un valor de 715 kW cuando se trabaja en el día de diciembre a las 8 horas de la mañana, que es la hora de mayor demanda del año.

En función de la potencia que se debe de contratar, mayor que 450 kW, será necesaria una tarifa eléctrica del campo de la alta tensión, ya que son las que están preparadas para suministrar potencias de ese calibre según el IDAE (2016). La peculiaridad de este tipo de tarifa es que tiene discriminación horaria, estando formada por 6 periodos distintos con sus respectivos costes de contratación, de peaje y de consumo. Estos periodos, y su distribución horaria son mostrados en el Anexo IX. Dentro de toda la familia de tarifas con 6 periodos, en este caso se ha escogido la tarifa 6.1A.

El cálculo de costes de esta tarifa se desglosa en los siguientes términos:

- **Término de potencia:** corresponde a la potencia contratada en cada periodo horario. Aplicando la tarifa como explica Biscarri (2011), se necesita que la potencia contratada siga un orden ascendente, es decir, que la potencia en el P(n+1) sea igual o mayor que la contratada en el P(n).
- **Término de costes de peajes de acceso:** aplicados sobre la energía consumida y obtenidos del IDAE (2016). Estos costes están regulados por el gobierno y son fijos. Se revisan anualmente.
- **Término de coste de mercado:** aplicado sobre la energía consumida al igual que los peajes de acceso. Este coste de mercado puede ser obtenido de dos formas: bien se llega a un acuerdo con la compañía concesionaria para un coste fijo anual, bien se accede al mercado libre y el coste de mercado evoluciona diariamente según la oferta y la demanda.

En el modelo diseñado, y por simplificar la introducción del término de coste de mercado, se va a suponer un coste de mercado eléctrico fijado por la compañía concesionaria. Su estimación tiene como objetivo obtener un coste medio de la electricidad de 0,12 €/kWh libre de impuestos, que corresponde a los datos del Eurostat (2017) acerca del coste medio de la electricidad en Europa en el año 2016 en clientes industriales.

Para ello se han seleccionado datos facilitados por OMIE, empresa que gestiona el mercado mayorista de la electricidad. Para cada periodo se han escogido tres ejemplos del coste de mercado en días aleatorios pertenecientes al último año y se ha calculado su media, obteniéndose así el coste de mercado estimado. Tras ello se ha añadido un sobrecoste de 0.01 €/kWh como consecuencia de los honorarios de la compañía concesionaria. Los resultados finales son mostrados en la tabla 1.

PERIODO	Contratado €/kW y Año	Peaje (€/kWh)	Coste del mercado eléctrico (€/kWh)	Potencia contratada(kW)
P1	39,13942	0,02667	0,068173333	500
P2	19,58665	0,01992	0,074496667	500
P3	14,33418	0,01062	0,071516667	600
P4	14,33418	0,00528	0,065443333	700
P5	14,33418	0,00341	0,046853333	750
P6	6,54018	0,00214	0,044763333	750

Tabla 1. Datos referentes a la tarifa eléctrica 6.1A de alta tensión aplicados en este proyecto.

Dentro de los posibles costes variables, esta tarifa exige una compensación si en algún momento se pasa del valor de potencia máximo contratado. Para evitarlos, el sistema propuesto se diseña imponiendo como condición que nunca se pueda sobrepasar ese valor. De este modo, se evita un posible aumento de los costes. Así mismo, este proyecto no contempla la opción de vender electricidad a la red, ni tiene en cuenta los impuestos de la electricidad ni el Impuestos sobre el Valor Añadido (IVA).

IV.IV SELECCIÓN POTENCIA DE BOMBEO

A la hora de diseñar este modelo, es importante el análisis de la potencia correspondiente al bombeo del agua en la zona correspondiente al suministro de la energía hacia el consumidor. Una potencia insuficiente puede suponer que el modelo no funcione correctamente, haciendo que no se cubra la demanda y causando fallos de funcionamiento. Por otro lado, una potencia superior a la necesaria, causaría sobrecostes y no estaría cerca del funcionamiento óptimo.

Se opta por un dimensionamiento aproximado del modelo, suponiendo una longitud total del sistema completo de unos 1000 metros de tubería recta. Con este valor se van a calcular las pérdidas de presión en las tuberías del modelo y se aplicará un factor de seguridad sobredimensionándolas, para estimar la potencia necesaria.

El tiempo de operación de esta bomba se modela en el sistema por medio de los factores de utilización de la carga y de la descarga del depósito de almacenamiento de energía térmica, ya que lo que hace es limitarnos el hecho de que la instalación funcione correctamente. A la hora de calcular la potencia, se ha tenido en cuenta el 'Anexo C' de Marín et al (2007).

La velocidad del fluido caloportador (agua) en el interior de las tuberías se va a suponer igual a 1.2 metros por segundo según la Universidad de Granada (2017). En el caso más desfavorable, este trabajo contempla 3 bombas de calor funcionando simultáneamente, por lo que el caudal máximo posible (\dot{m}_{max}) será el calculado según ecuación 20, siendo ρ la densidad del fluido, en este caso agua.

De acuerdo con Marín (2007) las pérdidas de carga en función de la longitud de la tubería recta, suponiendo que el proceso es isoterma y despreciando el factor de pérdidas, se calculan de acuerdo a la ecuación 29.

$$\frac{\Delta p}{L} = -f \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \frac{V^2}{D_H} \quad (29)$$

Para poder obtener todos los valores necesarios de esta ecuación se necesita definir el diámetro hidráulico que se muestra en la ecuación 30. Al tener tuberías de sección circular el diámetro hidráulico coincide con el diámetro de la tubería.

$$D_H = D \quad (30)$$

Con la definición de caudal volumétrico mostrada en la ecuación 31, se obtiene el área transversal de la tubería y con ella el diámetro necesario, que es igual a 0.365m.

$$\frac{\dot{q}_{max}}{3600} = V \cdot A_{tuberias} \quad (31)$$

A continuación se calcula el valor del número de Reynolds. La importancia de este paso radica en que el factor de fricción de Darcy (f) depende del régimen del flujo. Utilizando el valor de la viscosidad del agua a 50 °C (Marín, 2007) y por medio de la ecuación 32, se obtiene el número de Reynolds.

$$Re = \frac{\rho \cdot D_H \cdot V}{\mu(50^{\circ}C)} \quad (32)$$

El valor del número de Reynolds es 829545.45, lo que indica que el fluido tiene un comportamiento turbulento. Tras ello, utilizando la relación de Filonenko mostrada en la ecuación 33, se obtiene el valor de f .

$$f = (0.790 \cdot \ln Re - 1.64)^{-2} \quad (33)$$

Con todo esto, y una vez obtenidos los resultados, se aplica la ecuación 29, obteniéndose que las pérdidas por unidad de longitud son las mostradas en la ecuación 34.

$$\frac{\Delta p}{L} = 23.68 \quad (34)$$

A la hora de obtener la potencia de bombeo necesaria, es necesario aplicar la ecuación 35, y con ella se obtiene la potencia de bombeo adecuada para cubrir las pérdidas de presión en el sistema.

$$W_{perdidas} = \frac{\dot{m}_{max} \cdot \Delta p}{\rho} \quad (35)$$

Como se acaba de demostrar, la bomba necesaria debe de tener una potencia mínima de 2979 W. Estos cálculos solo han tenido en cuenta las secciones de tuberías rectas. Para aproximarse al sistema real, que tendrá codos, cambios de dirección, y además los serpentines de los intercambiadores de calor, se va a aplicar un coeficiente de seguridad de 1.3, para poder asegurar el funcionamiento de la instalación. Con todo esto, la potencia de bombeo del sistema va a ser de 4 kW.

IV.V ESTUDIO DE COSTES Y EMISIONES

Para el estudio de costes y emisiones se ha decidido utilizar un modelo de valores por unidad característica de los elementos que componen el sistema. Para ello, se consideran los valores de inversión por unidad característica y al mismo tiempo los valores de emisión de CO₂ por unidad característica que se muestran en la tabla 2.

Tecnología	Coste Unitario	Emisión unitaria
Bomba de calor	481 €/kWth	160 kg CO ₂ /kWel
Panel Fotovoltaico	264 €/m ²	285 kg CO ₂ /m ²
Panel térmico	578 €/ m ²	95 kg CO ₂ /m ²

Tabla 2. Información de los costes y emisiones unitarios. Fuente: Pina et al, (2016).

Para estimar mejor los valores de inversión y las emisiones en lo referente a TES, se ha optado por seguir el planteamiento de de Guadalfajara (2016), y aplicar las ecuaciones y valores que se usan en su tesis, quedando pues los costes de inversión del tanque y las emisiones fijas como se muestra en las ecuaciones 36 y 37.

$$Inv_{TES} = \alpha \cdot 4660 \cdot Vol^{0.615} \quad (36)$$

$$EU_{TES} = 211 \left(\frac{kgCO_2}{m^3} \right) \cdot Vol \quad (37)$$

Siendo α un factor de corrección de costes económicos de inversión de diferentes tecnologías de almacenamiento estacional que ha sido definido en de Guadalfajara (2016) y que toma el valor de 1 si es se tiene un TTES, 0.5 si es un PTES y 0.33 si el almacenamiento es un BTES. La ecuación 37 ha sido estimada del resultado directo de la tesis, tras el análisis del ciclo de vida del producto del tanque propuesto en dicho documento, por lo que se supone en el modelo diseñado un tanque fabricado con los mismos componentes que el usado por de Guadalfajara(2016).

De aquí en adelante se entenderá Z como costes anuales y ZCO_2 como emisiones anuales.

$$Z = Z_{FIJO} + Z_{CONEXIONFIJO} + Z_{VARIABLE} \quad (38)$$

$$ZCO_2 = ZCO_{2_FIJO} + ZCO_{2_VARIABLE} \quad (39)$$

Para los costes asociados al término de potencia de la tarifa eléctrica se utiliza la ecuación 40. En ella se suman los productos del término de potencia de cada periodo multiplicado por la potencia contratada en cada periodo. Este término es anual.

$$Z_{CONEXIONFIJO} = \sum_{I=1}^6 (Pot_{Periodo} \cdot TarifaPot_{Periodo}) \quad (40)$$

Para el cálculo de las inversiones económicas se utilizarán los costes unitarios que se han mostrado en la tabla 2 y la ecuación 36, tal y como se muestra la ecuación 41.

$$Costes_{Inv} = Inv_{TES} + \sum_{EQUIPOS} ZU_{equipo} \cdot C.I_{equipo} \quad (41)$$

A la hora de calcular el coste fijo anual del modelo, se han de incluir los costes relacionados con la amortización y el mantenimiento y al mismo tiempo los sobrecostes producidos por los costes indirectos (Pina et al, 2016). El factor de amortización es una suma entre el factor de mantenimiento, estimado en un 0.0325 según Royo (2015) y el *Capital Recovery Factor* (CRF) de la inversión. Este último está calculado conforme a 20 años que ha sido escogido como periodo de amortización y que corresponde al ciclo de vida de los PV. La tasa de interés es del 0.03, que es la misma que la utilizada en el trabajo de Mateo de Guadalfajara (2016). Las ecuaciones son las mostradas a continuación:

$$f_{AM} = CRF + f_{MTO} \quad (42)$$

$$CRF = int \cdot \frac{(1 + int)^{años}}{(1 + int)^{años} - 1} \quad (43)$$

$$Z_{FIJO} = f_{AM} \cdot (1 + f_{CI}) \cdot (Costes_{Inv}) \quad (44)$$

Para las emisiones fijas, se utilizarán también los datos de la tabla 2. Por ello, se trabaja dividiendo las emisiones entre la vida útil del producto, que para el tanque corresponde con 50 años, y para el resto de los equipos es de 20 años, obteniéndose la ecuación 45.

$$ZCO_2_{FIJO} = \frac{EU_{TES} \cdot Vol}{50} + \frac{\sum_{EQUIPOS} EU_{equipo} \cdot C.I_{equipo}}{20} \quad (45)$$

Para los costes variables se utilizarán los datos proporcionados en la tabla 1 de costes de peaje y coste del mercado eléctrico en función de cada periodo siendo el parámetro $COSTE_{CONSUMO}(m, h)$ la suma de ambos.

Para el caso de las emisiones variables hay que remitirse al trabajo de Carvalho (2011), y su estudio del ciclo de vida del producto (LCA en sus siglas inglesas *Life Cycle Analysis*) acerca de las emisiones de CO₂ para cada fuente energética, obteniéndose que las emisiones de CO₂ de la red eléctrica española corresponden a 0.385 kgCO₂/kWh. Para el caso de la energía eléctrica proveniente de paneles fotovoltaicos, las emisiones de CO₂ son 0.

A la hora de estudiar los costes y las emisiones variables anuales, nos centramos en los consumos de la red eléctrica, por lo que se necesita primero hallar cual es la cantidad de la energía total que se consume de ella, y luego la multiplicamos, o bien por el coste de cada periodo, o bien por las emisiones de consumo de la red eléctrica.

A la hora de suministrar la electricidad de bombeo en el modelo, el autor ha decidido que esta sea suministrada por la red eléctrica, motivo por el cual, los costes y las emisiones aumentan levemente. Este hecho se tiene en cuenta en los cálculos como se muestra en las ecuaciones 46 y 47.

$$Z_{variable} = \sum_{m=1}^{12} D(m) \cdot \sum_{h=1}^{24} ((W_{Auxiliar}(m, h) \cdot COSTE_{CONSUMO}(m, h) + W_{bombeo}(m, h) \cdot COSTE_{CONSUMO}(m, h)) \quad (46)$$

$$ZCO_{2_variable} = \sum_{m=1}^{12} D(m) \cdot \sum_{h=1}^{24} ((W_{Auxiliar}(m, h) + W_{bombeo}(m, h)) \cdot EMISIONES_{RED} \quad (47)$$

V. ESTUDIO COMPARATIVO

V.I ESTUDIO DEL SISTEMA DISEÑADO. OPTIMIZACIÓN POR CRITERIOS.

Tras el diseño del código el cual se muestra en el Anexo X, y con el objetivo de estudiar el sistema en sus posibles combinaciones, este apartado muestra cómo se cubre la demanda y como varía el sistema en función de si se busca la máxima fracción solar, los mínimos costes o las mínimas emisiones.

CONFIGURACIONES RESULTANTES

En la tabla 3 se muestra como los equipos escogidos en cada caso varían en función de lo que se busque optimizar, eliminando bombas de calor o decidiendo instalar o no paneles fotovoltaicos. Esta configuración afecta tanto a los costes como a las emisiones como se explica en los siguientes apartados.

CONFIGURACIÓN	VOLUMEN TES (m ³)	ÁREA PV (m ²)	CANTIDAD BOMBAS	FRACCIÓN SOLAR (%)
MAX FS	140000	7231	3	78%
MIN COSTES	1000	0	2	0
MIN EMISIONES	3000	854	2	11%

Tabla 3. Diversas configuraciones del modelo en función del criterio de optimización.

COSTES DE INVERSIÓN

Los costes de inversión de cada equipo y cada configuración son los mostrados en la tabla 4. Tal y como se aprecia, la configuración más cara es la de máxima fracción solar, debido en mayor parte al tamaño del tanque obtenido para dicho caso.

INVERSIÓN	COSTE TANQUE (€)	COSTE BOMBAS DE CALOR (€)	COSTE DE PV (€)	COSTE TOTAL (€)
MAX FS	6811686	1608945	1908991	10329622
MIN COSTES	326126	1072630	0	1398756
MIN EMISIONES	640937	1072630	225704	1939271

Tabla 4. Costes de inversión del modelo en función de los casos estudiados.

Si se observa la contribución porcentual sobre el coste de inversión total mostrado en la figura 17, se aprecia que en el caso de máxima fracción solar, la mayor inversión recaería en el tanque, mientras que en los otros dos casos, y al usar tamaños de tanque pequeños, el mayor coste recae en los equipos de bomba de calor.

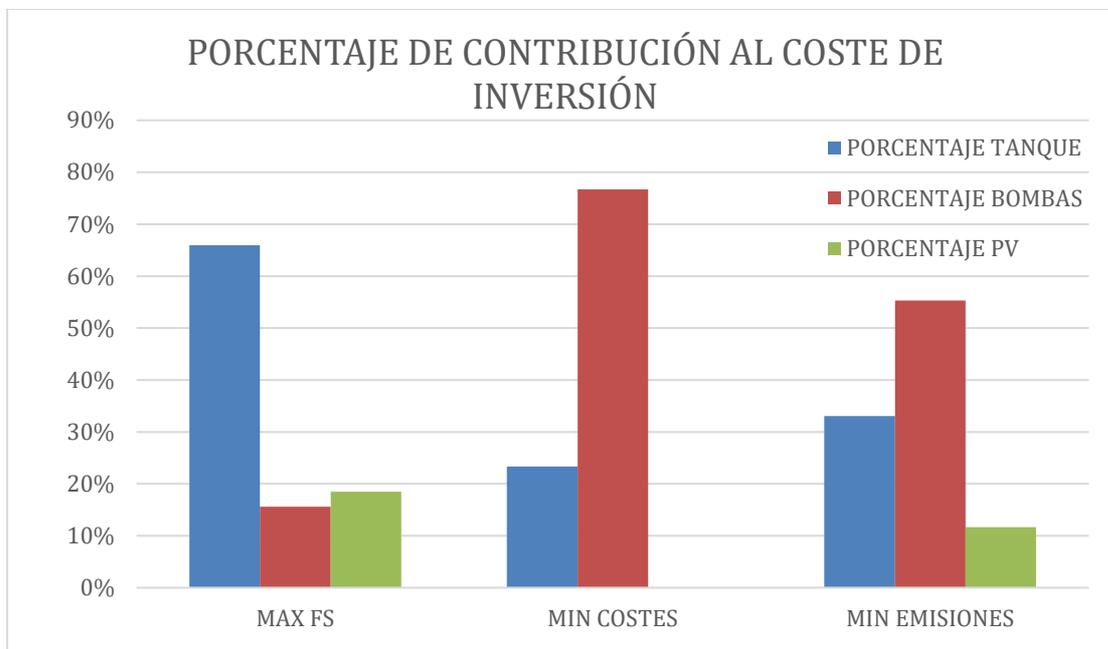


Figura 17. Porcentaje de contribución al coste de inversión total de los distintos equipos en las distintas configuraciones.

COSTES

COSTES ANUALES (€/año)	COSTES FIJOS (€/año)	COSTES VARIABLES (€/año)	COSTES TOTALES (€/año)	PORCENTAJE VARIABLES (%)
MAX FS	1236030	31562	1331246	2%
MIN COSTES	167373	102773	333799	31%
MIN EMISIONES	232050	96674	392379	25%

Tabla 5. Costes anuales del modelo en función de los casos estudiados.

Como es posible apreciar en la tabla 5, en el caso de los mínimos costes y las mínimas emisiones, los costes variables son más importantes que en el caso de máxima fracción solar. Esto se debe a que en ambos casos, los costes del tanque son significativamente menores, lo que afecta a los costes fijos, haciéndolos disminuir e incrementando así la importancia de los costes variables. Así mismo son semejantes en valor en ambos casos, ya que provienen del consumo de la red eléctrica.

La diferencia entre ambos casos reside en los paneles que se instalan en el caso de mínimas emisiones, lo que hace disminuir el consumo eléctrico de la red, así como el hecho de que el tanque del caso de mínimas emisiones sea tres veces mayor que en el caso de mínimos costes como muestra la tabla 3, lo cual hace que los costes fijos aumenten.

Hay que recordar que los costes de la potencia contratada no están introducidos ni en los fijos ni en los variables, pero su valor es igual en todos los casos y equivale a 63653 €/año y se añade en todos los casos a los costes totales.

EMISIONES

EMISIONES ANUALES (kgCO₂/año)	EMISIONES FIJAS (kgCO₂/año)	EMISIONES VARIABLES (kgCO₂/año)	EMISIONES TOTALES (kgCO₂/AÑO)	PORCENTAJE VARIABLES (%)
MAX FS	720602	148567	869169	17%
MIN COSTES	22060	547725	569785	96%
MIN EMISIONES	42682	488070	530753	92%

Tabla 6. Emisiones anuales del modelo en función de los casos estudiados.

El volumen del tanque también tiene su afeción a la hora de las emisiones, haciendo que el caso de máxima fracción solar tenga un orden de magnitud mayor las emisiones fijas, y repercutiendo en las emisiones finales.

Las mismas conclusiones obtenidas en el apartado anterior pueden verse también en las emisiones. Como se ve, las emisiones fijas aumentan por el tamaño del tanque y los paneles, mientras que las variables disminuyen al haber un uso menor de la red eléctrica por la instalación de PV.

CUMPLIMENTADO DE DEMANDA

A la hora de estudiar si la demanda se cumple correctamente o no, se realiza la comprobación mediante unas gráficas diseñadas para ello. Si se requiere un mayor detalle, el código está diseñado para mostrar los datos horarios.

La gráfica titulada 'REQUERIMIENTO DE ELECTRICIDAD Y SU PROCEDENCIA' representa la energía eléctrica necesaria en cada caso y como se cubre bien sea con energía de la red, o bien sea con energía solar.

La gráfica titulada 'DEMANDA DE ENERGÍA TÉRMICA Y CARGA VS DESCARGA Y BOMBAS DE CALOR' presenta los resultados térmicos, mostrando la energía térmica que cada mes ahí que suministrar como la suma de la carga del TES y la demanda, y cómo se cubre este requerimiento con las bombas de calor y la descarga del TES en cada uno de los casos.

En este apartado se muestran las correspondientes al caso de máxima fracción solar, y para el caso de mínimos costes y mínimas emisiones, se presentan en los anexos XI y XII respectivamente.

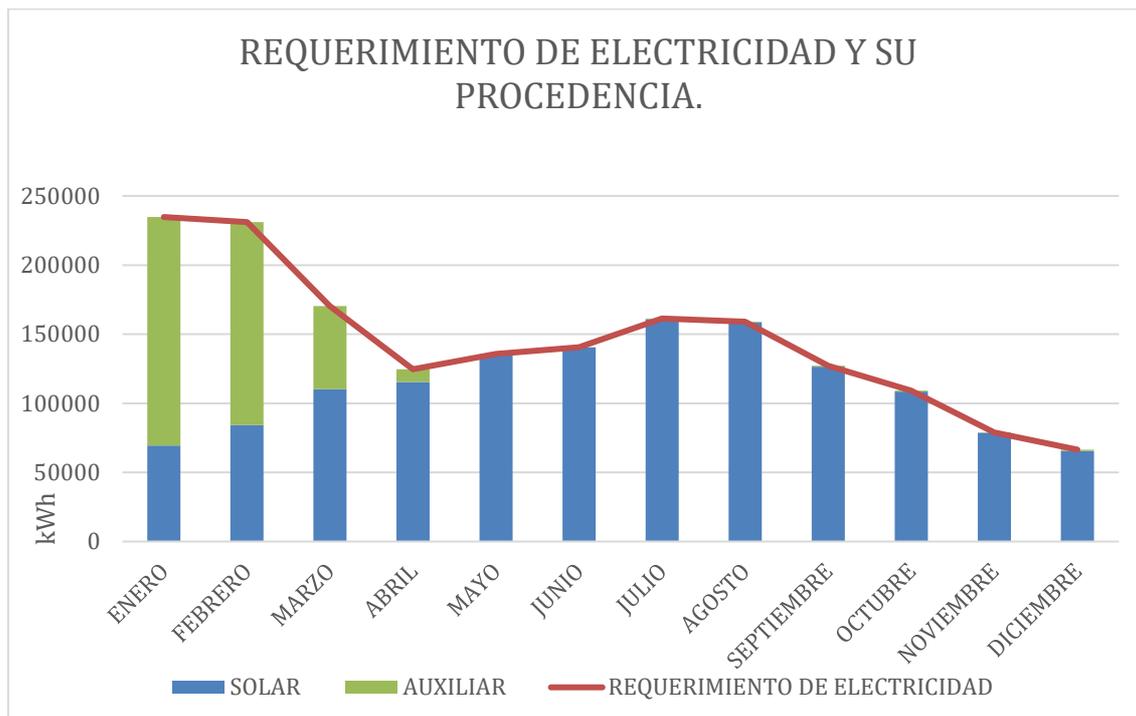


Figura 18. Requerimiento de electricidad y su procedencia en el caso de máxima fracción solar.

Como se aprecia en la figura 18, el requerimiento de energía eléctrica es cubierto por la red, que está representada con el color verde, o por los paneles PV, que están representados de color azul. En este caso, que corresponde al de mayor fracción solar, se ve que la red eléctrica es solo usada durante los tres primeros meses del año, y que el resto del tiempo son los paneles los que se encargan de producir la electricidad demandada para las bombas de calor. Este caso, al ser el de mayor fracción solar, cubre la mayor parte de la demanda de electricidad por medio de los paneles, por eso es por lo que existe predominancia del color azul en la gráfica. Cada caso tiene unos resultados distintos que son mostrados, como se ha comentado previamente, en los correspondientes anexos.

Si se estudia el plano de la energía térmica mostrado en la figura 19, lo que se observa es que la mayor parte de la energía suministrada al sistema se da por medio de las bombas de calor. Estas bombas producen abundante calor en todos los meses del año. No obstante, en los meses más fríos es cuando la descarga del TES entra en acción y permite cubrir la demanda completamente. Cabe destacar por último que se ve descarga del TES en los meses de verano. Este valor es correspondiente con la demanda de ACS durante esos meses, que a la hora de optimizar, es cedida por el TES.

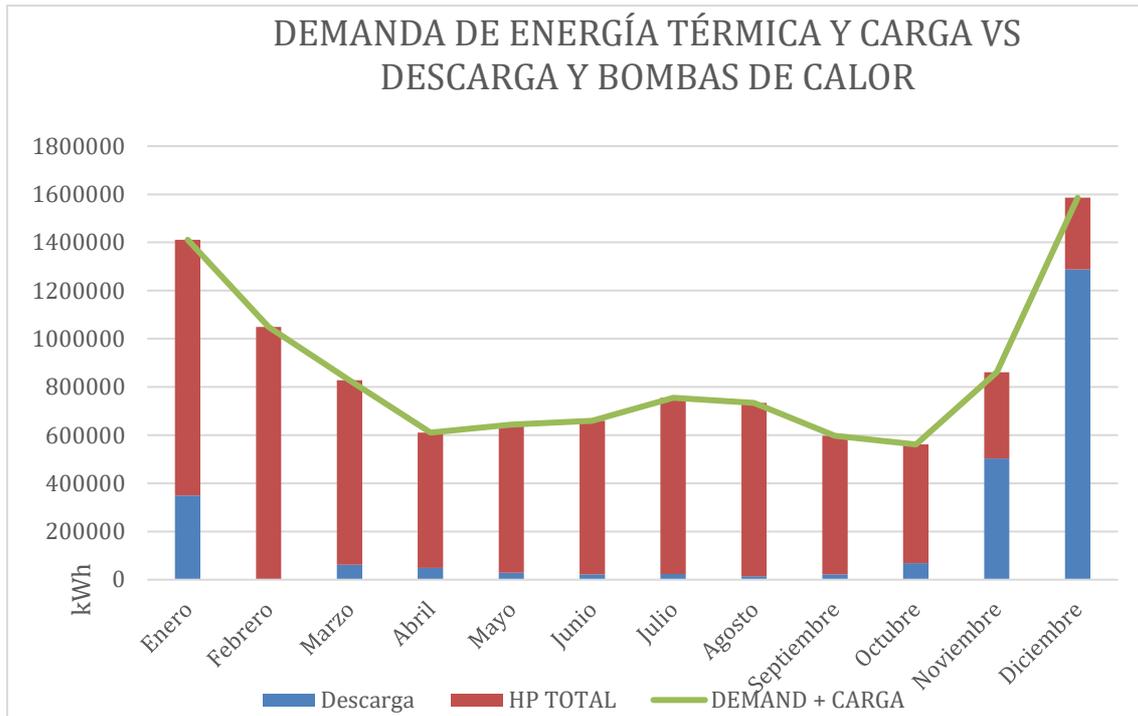


Figura 19. Demanda de energía térmica y carga contra descarga del TES y acción de las bombas de calor en el caso de máxima fracción solar.

V.II COMPARATIVA DE MODELOS

Una comparativa entre los modelos propuestos de generación de energía térmica de Mateo de Guadalfajara (2016) y el modelado en este proyecto es mostrada a continuación. Se va a imponer en ambos modelos la misma fracción solar y la misma demanda inicial, y se evaluará que sistema es más económico y limpio.

Los resultados de Mateo de Guadalfajara han sido obtenidos por medio de la aplicación desarrollada en su tesis para los cálculos del Método Simple. Las figuras 20 y 21 nos muestran cuales son los resultados a nivel global obtenidos.

Como se puede comprobar en la figura 20, la demanda de calor del modelo es la misma que la demanda que cubre el modelo diseñado. Así mismo, en la misma figura se observa que la temperatura del tanque del modelo de Mateo de Guadalfajara llega casi al máximo, siendo este valor de 90°C.

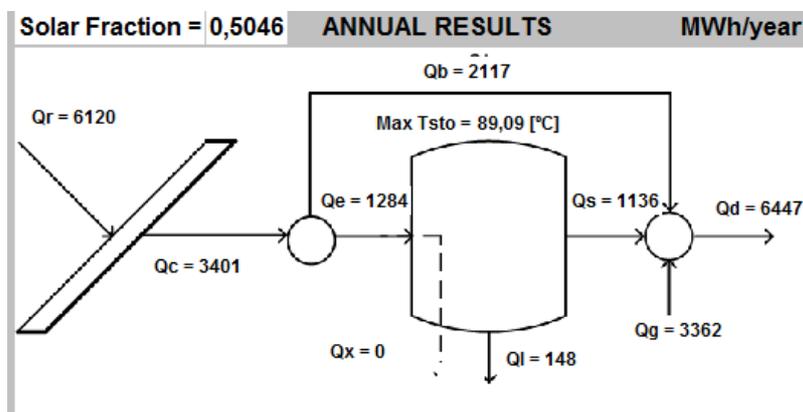


Figura 20. Pantalla de resultados de la aplicación del Método Simple.

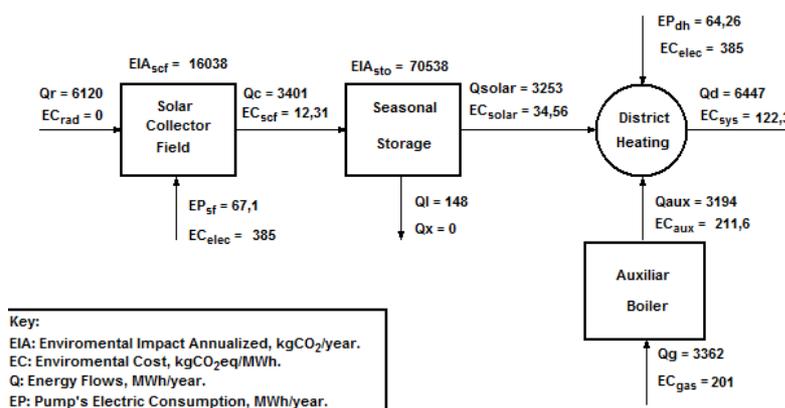


Figura 21. Pantalla de resultados de las emisiones de la aplicación del Método Simple.

Con todo ello se procede a comparar los modelos entre sí, comparando mínimos costes y mínimas emisiones del modelo propuesto con los resultados obtenidos con el modelo de Mateo de Guadalfajara. Una vez realizados los cálculos, las configuraciones obtenidas son las mostradas en la tabla 7.

CONFIGURACIÓN	VOLUMEN (m ³)	ÁREA PV (m ²)	ÁREA COLECTORES SOLARES (m ²)
MATEO DE GUADALFAJARA	17374	0	3546
MÍNIMOS COSTES	71000	4264	0
MÍNIMAS EMISIONES	63000	4168	0

Tabla 7. Comparación de la configuración entre el caso base de Mateo de Guadalfajara (2016) y los resultados de este proyecto a iguales condiciones.

Si se analizan los costes de inversión del modelo diseñado, se demuestra que hay un aumento de un 75% de los costes propuestos por Mateo de Guadalfajara. Esto sucede por dos factores clave:

- El uso de un tamaño de almacenamiento mucho mayor debido a que el gradiente de temperaturas dentro del tanque es menor, lo cual afecta directamente al tamaño para almacenar la misma energía. La energía almacenada máxima del TES se calcula usando la ecuación 25 y sustituyendo la temperatura del tanque en el mes por la temperatura máxima del tanque. Con ello se puede ver que si el gradiente disminuye, a la hora de mantener el almacenamiento, el volumen aumenta.
- El uso de bombas de calor para la producción de la energía térmica, que nos hace incrementar los costes.

Los resultados obtenidos para los costes de inversión se muestran en la tabla 8.

COSTES INVERSIÓN (€)	COSTE TES (€)	COSTE SOLAR(€)	COSTES TOTALES (€)
MATEO DE GUADALFAJARA	2642724	1169780	3879118
MÍNIMOS COSTES	4486521	1125781	6684933
MÍNIMAS EMISIONES	4168505	1100377	6877827

Tabla 8. Comparación de los costes de inversión entre el caso base de Mateo de Guadalfajara (2016) y los resultados de este proyecto a iguales condiciones.

Si se analizan los costes anuales mostrados en la tabla 9, se puede apreciar que se corresponden con los costes de inversión, puesto que están directamente relacionados. Así mismo se ve que los costes variables, que en el caso de Mateo de Guadalfajara dependen del consumo de gas natural, son menores que los costes de usar la red eléctrica en el modelo propuesto.

COSTES ANUALES (€/año)	COSTES FIJOS (€/año)	COSTES VARIABLES (€/año)	COSTES TOTALES (€/año)	PORCENTAJE VARIABLES (%)
MATEO DE GUADALFAJARA	227076	4825	231901	2%
MÍNIMOS COSTES	799911	51907	915472	6%
MÍNIMAS EMISIONES	822992	65353	951999	7%

Tabla 9. Comparación de los costes anuales entre el caso base de Mateo de Guadalfajara (2016) y los resultados de este proyecto a iguales condiciones.

Si se estudia desde un punto de vista medioambiental a igualdad de fracción solar, lo que se observa es que las emisiones globales son menores en el modelo propuesto, dado que las emisiones derivadas del consumo de gas natural son mucho mayores que las que se obtienen por el uso de la combinación de la red eléctrica con las bombas de calor. Como resultado se presenta la tabla 10, que muestra que el modelo diseñado es un 25% más limpio a nivel global, aunque las emisiones fijas sean menores en el caso de Mateo de Guadalfajara como ya se ha explicado en el párrafo anterior.

EMISIONES ANUALES (kgCO₂/año)	EMISIONES FIJAS (kgCO₂/año)	EMISIONES VARIABLES (kgCO₂/año)	EMISIONES TOTALES (kgCO₂/año)	PORCENTAJE VARIABLES (%)
MATEO DE GUADALFAJARA	86576	788274	874850	90%
MÍNIMOS COSTES	378226	307309	685536	44%
MÍNIMAS EMISIONES	352015	300374	652390	46%

Tabla 10. Comparación de las emisiones anuales entre el caso base de Mateo de Guadalfajara (2016) y los resultados de este proyecto a iguales condiciones.

V.III EVOLUCION MODELOS SEGÚN α

En este último apartado se va a prestar atención a cómo evolucionan los costes conforme se varía el tipo de tecnología de almacenamiento. Para este caso, se escogen los modelos con fracción solar de 50% y se varía α tomando los valores de 1, 0.5 y 0.33, que corresponden a TTES, PTES y BTES, para ver su evolución.

	COSTES FIJOS (€/Año)	VOLUMEN (m³)	PORCENTAJE DE INVERSIÓN TOTAL (%)	AREA PV (m²)	AHORRO ANUAL RESPECTO A TTES (€/año)
TTES ($\alpha=1$)	799911	71000	67	4264	0
PTES ($\alpha=0,5$)	526033	69000	50	4239	272267
BTES ($\alpha=0,33$)	436358	69000	40	4239	361942

Tabla 11. Comparativa del modelo en diversos casos de estudio en función del parámetro α .

Como se puede apreciar en la tabla 11, lo que nos encontramos es que conforme disminuye el valor de α , nuestro modelo tiende a reducir los costes. Esto viene dado principalmente porque los costes de inversión del almacenamiento estacional son directamente proporcionales a este valor, como muestra la ecuación 36.

Así mismo, el coste porcentual del almacenamiento también va disminuyendo, haciéndose menor el porcentaje de importancia sobre los costes de inversión finales conforme se va disminuyendo este valor como se muestra en la figura 22. Esta disminución viene causada por el hecho de que la capacidad de almacenamiento de energía no disminuye, ya que el volumen es similar, por lo que el área de los paneles y el uso de la red eléctrica son similares en los tres casos mientras que los costes de inversión del TES si disminuyen.

Con todo ello podemos concluir que será más económico utilizar ese tipo de tecnologías cuando las capacidades de almacenamiento requeridas sean grandes, ya que si vemos los tamaños de los tanques, se aprecia que son valores muy altos. El ahorro anual que se obtiene a la hora de escoger otro tipo de tecnologías es grande y se muestra en la figura 23, llegando a ahorrarse casi 362000 € al año en función de la tecnología escogida.

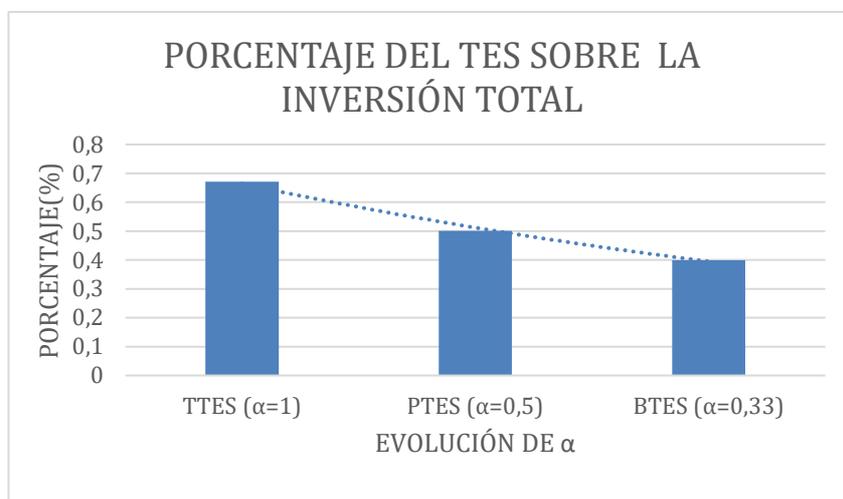


Figura 22. Evolución del coste porcentual de almacenamiento en función del tipo de almacenamiento (α).

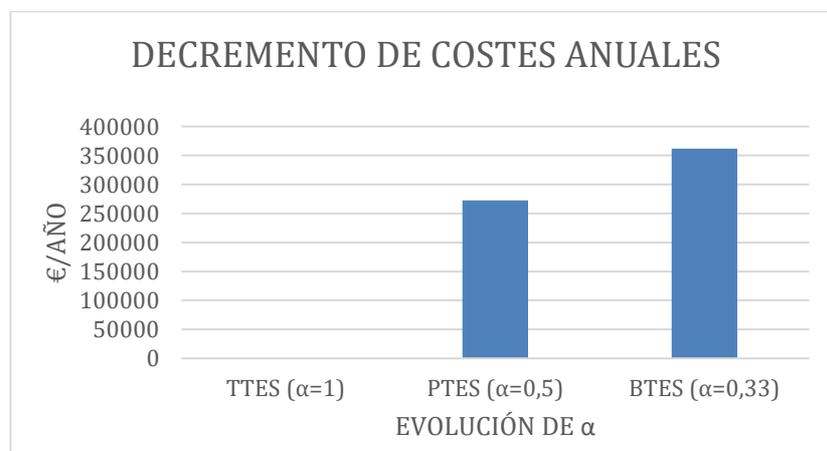


Figura 23. Decremento de los costes anuales en comparación con el TTES si se varía α .

VI. CONCLUSIONES Y NUEVAS VIAS DE ESTUDIO

Tras el estudio comparativo de ambos sistemas en profundidad, se muestran las siguientes conclusiones.

- Es posible cubrir la demanda con el modelo diseñado, y aprovechar las horas más baratas de las tarifas con discriminación horaria para la producción de la energía necesaria, llegando a usar al máximo la energía solar, y maximizando la fracción solar del sistema.
- El modelo propuesto no es más económico que el desarrollado por Mateo de Guadalfajara en su tesis, siendo el modelo desarrollado un 75% más caro. No obstante y como punto positivo de este modelo, las emisiones globales se ven reducidas en un 25% por la eliminación del gas natural del sistema.
- Desde el punto de vista del diseño, el tanque es clave para poder optimizar estos modelos. A partir de los resultados obtenidos se ve que el volumen del tanque tiene afecciones tanto en costes como en emisiones, bien sean fijas o variables.
- El sobrecoste causado por el uso de TTES puede ser contrarrestado usando otras tecnologías como los PTES. No obstante hay que tener en cuenta que estas tecnologías tienen otros problemas asociados a su uso que habría que considerar en caso de estudio detallado.

Dentro de las nuevas vías, se podrían considerar las siguientes:

- Estudiar el uso de otro tipo de almacenamiento: almacenamientos por calor latente por medio de *Phase Change Materials* (PCM), almacenamiento en BTES o PTES que permitiría una reducción del coste del TES manteniendo su capacidad de almacenamiento, o almacenamiento termoquímico son algunas de las opciones.
- Estudio del coeficiente de pérdidas del tanque. Mientras que en este proyecto se ha supuesto un coeficiente en función de la energía almacenada, sería interesante un estudio de la transmisión de calor a través del medio, de forma que se pudiese cuantificar estas pérdidas, en función de la temperatura interna del tanque.
- Implementación de la venta de electricidad a la red eléctrica, así como un estudio de la adición a este modelo de baterías eléctricas, estudiando el marco regulatorio y su efecto en el diseño del sistema.
- Estudio de otras fuentes de aporte de energía, tales como la biomasa, energía eólica, o el aprovechamiento del calor residual, para su implementación en un sistema similar de producción de energía bien sea directamente o indirectamente como en este proyecto.

VII. BIBLIOGRAFÍA

Airwell Wesper (2014) *Catalog Water Cooled Chiller*.

Banco Mundial (2017) *Emisiones de CO₂(kt)*. Disponible en: <http://datos.bancomundial.org/indicador/> [Visitado el 13 de marzo de 2017]

Biscarri, S. (2011) *Optimización de la factura eléctrica de un consumidor industrial con tarifa de acceso de seis periodos*. Proyecto Fin de Carrera. Sevilla, España: Universidad de Sevilla.

Carvalho, M. (2011) *Thermoeconomic and environmental analyses for the synthesis of polygeneration systems in the residential-commercial sector*. PhD Thesis. Zaragoza, España : Universidad de Zaragoza.

de Guadalfajara, M. (2016) *Economic and Environmental Analysis of Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage for the Residential Sector*. PhD thesis. Zaragoza, España : Universidad de Zaragoza.

de Wit, J. (2007) *Heat Storages for CHP Optimisation*. Dinamarca. Danish Gas Technology Centre

España: Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Gobierno de España (2014) *Hoja de ruta de los sectores difusos a 2020*. Madrid

España: Ministerio de Fomento. Gobierno de España. (2016a) *Código Técnico de Edificación (CTE): Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE)*.

España: Ministerio de Fomento. Gobierno de España. (2016b) *Código Técnico de Edificación (CTE): Documento Básico de Salubridad (DB-HS)*.

España: Ministerio de Fomento. Gobierno de España. (2016c) *Código Técnico de Edificación (CTE): Apendice D. Zonas climáticas*.

Eurostat (2017) *Energy Price Statistics*. Disponible en: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_price_statistics [Consultado el 17 de marzo de 2017]

IDAE (2012) *Factores de conversión energía final- energía primaria y factores de emisión de CO₂*.

IDAE (2014a) *Informe anual de consumos energéticos. Unidades comerciales*.

IDAE (2014b) *Sintesis del Estudio Parque de Bombas de Calor en España*.

IDAE (2014c) *Prestaciones medias estacionales de las bombas de calor para producción de calor en edificios*. Madrid.

IDAE (2016) *Informe de precios energéticos regulados*.

IDAE (2017) *Consumo de Energía Final*. Disponible en: <http://sieeweb.idae.es/consumofinal/> [Consultado el 15 de enero de 2017]

IRENA; ETSAP (2013) *Thermal Energy Storage, Technology Brief*.

Klein, S.A. (1992) *EES. Engineering Equation Solver for Microsoft Windows Operating Systems*. F-chart Software.

- LINDO (2008) *LINGO. Optimization Modelling Software*. LINDO Systems Inc.
- Marín, Jose M^a, Monné, C and Uche, J. (2007) *Transferencia de calor*. Zaragoza.
- Ortiz, E. (2008) *Huerta fotovoltaica de 1.2 Mw, con seguimiento solar y conexión a red en Sevilla*. 9º Congreso Nacional del Medio Ambiente.
- Pina, E.; Lozano, M.A.; Serra, L.M^a. (2016)' Multicriteria synthesis of trigeneration systems assisted with renewable energy sources and thermal energy storage.' *PowerEnergy2017*
- Ramos, J. M^a. (2012) *Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial*. Zaragoza : Pressas de la Universidad de Zaragoza
- Royo, R. (2015) *Sistemas de calefacción de distrito con bomba de calor y almacenamiento térmico*. Trabajo Fin de Grado. Zaragoza, España : Universidad de Zaragoza.
- SumSol (2016) *Catálogo de Productos (Fichas Técnicas)*.
- Talebi, B.; Bastani, A.; Mirzaei, P.; Haghigat, F. (2016) ' A Review of District Heating Systems: Modelling and Optimization' *ResearchGate* [Online]
- Universidad de Granada (2017) *Aula Virtual Proyecto Fin de Carrera Ingeniería Química*.
Disponible en:
<http://www.ugr.es/~aulavirtualpfcicq/descargas/documentos/BOMBAS%20Y%20TUBERIAS.pdf>. [Consultado el 15 de marzo 2017]

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Fuentes de energía tradicionales cubriendo la demanda de energía.	2
Figura 2. Fuentes de energía alternativas cubriendo la demanda de energía.....	2
Figura 3. Evolución del porcentaje de la energía total destinado al sector residencial. Fuente: IDAE (2017).	3
Figura 4. Uso de la energía en el sector residencial. Fuente: IDAE (2014a).....	3
Figura 5. Procedencia de la energía consumida en el sector residencial. Fuente: IDAE (2014a).	4
Figura 6. Evolución de las emisiones de CO ₂ en España. Fuente: Banco Mundial (2017)....	4
Figura 7. Evolución de las emisiones de CO ₂ en la zona Euro. Fuente: Banco Mundial (2017).	5
Figura 8. Demanda de ACS.	8
Figura 9. Demanda de calefacción.	8
Figura 10. Demanda total del sistema.	9
Figura 11. Teoría de bandas y explicación de la clasificación de materiales.	11
Figura 12. Representación de componentes de una bomba de calor. Fuente: IDAE (2014b).	15
Figura 13. Evolución del COP de la bomba de calor en función de la temperatura del condensador.	16
Figura 14. Evolución del calor cedido al condensar en función de la temperatura en la bomba de calor de estudio.	17
Figura 15. Representación gráfica del modelo propuesto en este proyecto.	21
Figura 16. Sistema solar con almacenamiento térmico estacional. Fuente: de Guadalquivir (2016).	22
Figura 17. Porcentaje de contribución al coste de inversión total de los distintos equipos en las distintas configuraciones.	31
Figura 18. Requerimiento de electricidad y su procedencia en el caso de máxima fracción solar.	33
Figura 19. Demanda de energía térmica y carga contra descarga del TES y acción de las bombas de calor en el caso de máxima fracción solar.	34
Figura 20. Pantalla de resultados de la aplicación del Método Simple.	35
Figura 21. Pantalla de resultados de las emisiones de la aplicación del Método Simple. ...	35
Figura 22. Evolución del coste porcentual de almacenamiento en función del tipo de almacenamiento (α).	38
Figura 23. Decremento de los costes anuales en comparación con el TTES si se varía α	38
Figura 24. Catálogo módulos fotovoltaicos.	52
Figura 25 Catálogo bombas de calor. Parte 1.	55
Figura 26. Catálogo bombas de calor. Parte 2.	56
Figura 27. Requerimiento de electricidad y su procedencia en el caso de mínimos costes.	67
Figura 28. Demanda de energía térmica y carga contra descarga del TES y acción de las bombas de calor en el caso de mínimos costes.	68
Figura 29. Requerimiento de electricidad y su procedencia en el caso de mínimas emisiones.	69
Figura 30. Demanda de energía térmica y carga contra descarga del TES y acción de las bombas de calor en el caso de mínimas emisiones.	70

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos referentes a la tarifa eléctrica 6.1A de alta tensión aplicados en este proyecto.	24
Tabla 2. Información de los costes y emisiones unitarios. Fuente: Pina, Lozano, & Serra, (2016).	27
Tabla 3. Diversas configuraciones del modelo en función del criterio de optimización.	30
Tabla 4. Costes de inversión del modelo en función de los casos estudiados.	30
Tabla 5. Costes anuales del modelo en función de los casos estudiados.	31
Tabla 6. Emisiones anuales del modelo en función de los casos estudiados.	32
Tabla 7. Comparación de la configuración entre el caso base de Mateo de Guadalfajara (2016) y los resultados de este proyecto a iguales condiciones.	35
Tabla 8. Comparación de los costes de inversión entre el caso base de Mateo de Guadalfajara (2016) y los resultados de este proyecto a iguales condiciones.	36
Tabla 9. Comparación de los costes anuales entre el caso base de Mateo de Guadalfajara (2016) y los resultados de este proyecto a iguales condiciones.	36
Tabla 10. Comparación de las emisiones anuales entre el caso base de Mateo de Guadalfajara (2016) y los resultados de este proyecto a iguales condiciones.	37
Tabla 11. Comparativa del modelo en diversos casos de estudio en función del parámetro α	37
Tabla 12. Demanda de calefacción en kWh	49
Tabla 13. Demanda de ACS en kWh	50
Tabla 14. Demanda horaria del sistema con pérdidas.	51
Tabla 15. Radiación solar sobre superficie horizontal. W/m ²	53
Tabla 16. Radiación solar sobre superficie inclinada con ángulo de inclinación de 41° sobre superficie horizontal. W/m ²	54
Tabla 17. Reparto horario según tarifa 6.1A. Fuente: IDAE (2016).	60

LISTA DE NOMENCLATURA

SÍMBOLO	DEFINICIÓN	UNIDAD
A_{pv}	Área de los paneles fotovoltaicos instalada.	m^2
$A_{tuberias}$	Área transversal de las tuberías.	m^2
años	Años de amortización.	Años
C	Constante de temperatura de los paneles fotovoltaicos.	$\frac{^{\circ}C}{\frac{W}{m^2}}$
c_p	Calor específico del fluido.	$\frac{J}{kg \cdot K}$
$C.I._{equipo}$	Capacidad o superficie instalada de diversos equipos.	
COP	Coefficiente de Operación de una bomba de calor.	
$COSTE_{CONSUMO}(m, h)$	Coste de la energía consumida de la red eléctrica en una hora de un día tipo determinada.	$\frac{€}{kWh}$
$Costes_{Inv}$	Costes de inversión de la instalación.	€
CRF	<i>Capital Recovery Factor</i> de la instalación.	
D	Diámetro de la tubería.	m
$D(m)$	Días que tiene el mes m.	dias
D_H	Diámetro hidráulico.	m
$E_{CARGADA}(m)$	Energía cargada al tanque en el mes m.	kWh
$E_{DESCARGADA}(m)$	Energía descargada del tanque en el mes m.	kWh
$E_{perdidas}(m)$	Energía perdida en el tanque en el mes m.	kWh
$EA(m)$	Energía almacenada en el tanque en el mes m.	kWh
$EMISIONES_{RED}$	Emisiones de CO_2 equivalentes por unidad de energía consumida de la red eléctrica española.	$\frac{kgCO_2}{kWh}$
EU_{equipo}	Emisiones unitarias de cada equipo.	$\frac{kgCO_2}{C.I._{equipo}}$
EU_{TES}	Emisiones unitarias del tanque de almacenamiento estacional.	$\frac{kgCO_2}{m^3}$
f	Factor de fricción de Darcy.	

f_{AM}	Factor de amortización de la instalación.	
f_{CI}	Factor de costes indirectos de la instalación.	
f_{MTO}	Factor de sobrecostes debidos a mantenimiento.	
FC	Factor de corrección.	
FP	Factor de ponderación.	
FS	Fracción solar.	
$I_{solar}(m, h)$	Irradiancia solar sobre superficie inclinada en una hora de un día tipo determinada.	$\frac{W}{m^2}$
int	Tasa de interés económica.	
Inv_{TES}	Costes de inversión del tanque de almacenamiento estacional.	€
$I_{SC}(T_{pv})$	Intensidad de cortocircuito del panel fotovoltaico a la temperatura del panel.	A
L	Longitud de las tuberías.	m
\dot{m}_{max}	Flujo másico máximo en las tuberías de la instalación.	$\frac{kg}{s}$
N_{BC}	Numero de bombas de calor activas.	
P_{max}	Potencia máxima de los paneles fotovoltaicos.	kW
$Pot_{Periodo}$	Potencia contratada en cada periodo tarifario.	kW
PR	<i>Performance Ratio</i> del campo fotovoltaico.	
\dot{Q}_c	Calor cedido al foco caliente por una bomba de calor.	kW
$\dot{Q}_{DISP_CARGA}(m)$	Potencia disponible en el tanque para cargar en el mes m.	kW
$\dot{Q}_{DISP_DESC}(m)$	Potencia disponible del tanque para descargar en el mes m.	kW
\dot{q}_{max}	Caudal volumétrico máximo en el condensador de una bomba de calor.	$\frac{m^3}{h}$
$Q_{UT_CARGA}(m, h)$	Energía utilizada para la carga del tanque en una hora de un día tipo determinada.	kWh
$Q_{UT_DESCARGA}(m, h)$	Energía cedida por el tanque en una hora de un día tipo determinada.	kWh
Re	Numero de Reynolds	
SPF	<i>Seasonal Performance Factor</i> o COP estacional.	
T_{agua}	Temperatura del agua en el distrito.	°C

$T_{AMB}(m, h)$	Temperatura del ambiente en una hora de un día tipo determinada.	$^{\circ}C$
$T_{maxtanque}$	Temperatura máxima del tanque.	$^{\circ}C$
$T_{mintanque}$	Temperatura mínima del tanque.	$^{\circ}C$
$T_{pv}(m, h)$	Temperatura a la que se encuentra el panel fotovoltaico en una hora de un día tipo determinada.	$^{\circ}C$
$T_{tanque}(m)$	Temperatura en el tanque en el mes m.	$^{\circ}C$
$TarifaPot_{periodo}$	Coste de la potencia contratada en cada periodo tarifario.	$\frac{\text{€}}{kW}$
T_{ONC}	Temperatura de operacional de la célula en condiciones de ensayo.	$^{\circ}C$
V	Velocidad del agua dentro de las tuberías.	$\frac{m}{s}$
$V_{ca}(T_{pv})$	Voltaje en circuito abierto de panel fotovoltaico a una temperatura de célula dada.	V
Vol	Volumen del almacenamiento estacional.	m^3
$W_{Auxiliar}(m, h)$	Energía eléctrica de la red requerida en una hora de un día tipo determinada.	kWh
W_{bombeo}	Energía total anual debida al bombeo en la instalación.	kWh
$W_{bombeo}(m, h)$	Energía de bombeo requerida en una hora de un día tipo determinada.	kWh
$W_{compresor}$	Potencia requerida por el compresor de la bomba de calor.	kW
$W_{electrico}$	Energía total anual eléctrica del consumo de las bombas de calor.	kWh
$W_{perdidas}$	Potencia requerida en la bomba para superar las pérdidas de presión en la instalación.	kW
W_{solar}	Energía total anual producida por el campo fotovoltaico.	kWh
$W_{solar}(m, h)$	Energía producida por el campo fotovoltaico en una hora de un día tipo determinada.	kWh
Z	Costes totales anuales del sistema.	$\frac{\text{€}}{\text{año}}$
$Z_{CONEXIONFIJO}$	Costes derivados de la potencia contratada al año.	$\frac{\text{€}}{\text{año}}$
Z_{FIJO}	Costes fijos de la instalación.	$\frac{\text{€}}{\text{año}}$
$Z_{VARIABLE}$	Costes variables del sistema.	$\frac{\text{€}}{\text{año}}$
ZCO_2	Emisiones de CO_2 totales anuales del sistema.	$\frac{kgCO_2}{\text{año}}$

ZCO_{2_FIJO}	Emisiones de CO_2 fijas.	$\frac{kgCO_2}{año}$
$ZCO_{2_variable}$	Emisiones de CO_2 variables.	$\frac{kgCO_2}{año}$
ZU_{equipo}	Costes unitarios de cada equipo.	$\frac{€}{C.I.equipo}$
α	Factor de corrección de costes económicos de inversión de diferentes tecnologías de almacenamiento estacional.	
Δp	Caída de presión en la instalación.	Pa
$\eta_{cableado}$	Rendimiento de los cableados de la instalación fotovoltaica.	
η_{distor}	Rendimiento debido a módulos fotovoltaicos no homogéneos.	
$\eta_{inversor}$	Rendimiento del inversor en la instalación fotovoltaica.	
η_{MP}	Rendimiento de afección por alejamiento de las condiciones estándar.	
η_{panel}	Rendimiento de panel fotovoltaico según catálogo en condiciones estándar. (1000 W/m^2 , 25 °C, relación AM 1,5)	
η_{ref}	Rendimiento por reflexión debido al no seguimiento de la trayectoria del sol.	
$\eta_{suciedad}$	Rendimiento de afección de la suciedad en los paneles fotovoltaicos.	
η_{term}	Rendimiento de los paneles fotovoltaicos por estar fuera de la temperatura de operación.	
η_{trafo}	Rendimiento del transformador en la instalación fotovoltaica.	
μ	Viscosidad dinámica.	$Pa \cdot s$
ρ	Densidad.	$\frac{kg}{m^3}$

ANEXOS

ANEXO I. DEMANDA DE CALEFACCIÓN. *kWh*

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	2925,8	2352,2	1596,8	596	0	0	0	0	0	342,2	1841,2	3646
8	2819	2266,4	1538,6	574,2	0	0	0	0	0	329,8	1774	3513
9	2650	2130,4	1446,2	539,8	0	0	0	0	0	310	1667,6	3302,4
10	2478	1992,2	1352,4	504,8	0	0	0	0	0	289,8	1559,4	3088
11	2364,6	1901	1290,6	481,8	0	0	0	0	0	276,6	1488	2946,6
12	2292,4	1843	1251,2	467	0	0	0	0	0	268,2	1442,6	2856,8
13	2179,4	1752,2	1189,4	444	0	0	0	0	0	255	1371,4	2715,8
14	2109,6	1696	1151,4	429,8	0	0	0	0	0	246,8	1327,6	2629
15	1990,4	1600,2	1086,4	405,4	0	0	0	0	0	232,8	1252,6	2480,4
16	1836,6	1476,6	1002,4	374,2	0	0	0	0	0	214,8	1155,8	2288,8
17	2678	1548,2	751,6	177,8	0	0	0	0	0	85	1171,6	2360,2
18	2598,2	1785,4	796,2	177,4	0	0	0	0	0	109,6	1327,4	2351,8
19	2273,4	1822,4	931,6	243,8	0	0	0	0	0	113,6	1397,8	2354,8
20	2267,8	1677,6	934,2	252	0	0	0	0	0	121,8	1386,6	2327,2
21	1715,8	1263	591,2	183,8	0	0	0	0	0	39,2	815,6	1690,6
22	2116,4	1697,8	965,8	316	0	0	0	0	0	124,4	1249,4	2100,8
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 12. Demanda de calefacción en *kWh*.

ANEXO II. DEMANDA DE ACS. *kWh*

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	112,4	108,4	100,4	85,6	72	61,4	61,4	36,2	52	73,8	95,8	106,2
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	112,4	108,4	100,4	85,6	72	61,4	61,4	36,2	52	73,8	95,8	106,2
8	162,8	157,2	145,4	124	104,4	89	89	52,4	75,4	106,8	138,8	154
9	252,4	243,4	225,2	192,2	161,6	137,8	137,8	81,4	117	165,6	215	238,6
10	380,8	367,4	340	290	244	208	208	122,8	176,4	249,8	324,4	360
11	298,2	287,6	266,2	227,2	191	162,8	162,8	96,2	138,2	195,6	254	282
12	206,4	199,2	184,2	157,2	132,2	112,8	112,8	66,6	95,6	135,4	175,8	195,2
13	135,4	130,6	120,8	103	86,6	74	74	43,6	62,8	88,8	115,2	128
14	270,6	261,2	241,6	206,2	173,4	147,8	147,8	87,2	125,4	177,6	230,6	256
15	213,4	205,8	190,4	162,4	136,6	116,6	116,6	68,8	98,8	140	181,8	201,8
16	199,6	192,6	178,2	152	127,8	109	109	64,4	92,4	131	170	188,8
17	160,6	155	143,4	122,4	102,8	87,8	87,8	51,8	74,4	105,4	136,8	151,8
18	199,6	192,6	178,2	152	127,8	109	109	64,4	92,4	131	170	188,8
19	270,6	261,2	241,6	206,2	173,4	147,8	147,8	87,2	125,4	177,6	230,6	256
20	339,6	327,6	303	258,6	217,4	185,4	185,4	109,4	157,4	222,8	289,2	321
21	270,6	261,2	241,6	206,2	173,4	147,8	147,8	87,2	125,4	177,6	230,6	256
22	213,4	205,8	190,4	162,4	136,6	116,6	116,6	68,8	98,8	140	181,8	201,8
23	160,6	155	143,4	122,4	102,8	87,8	87,8	51,8	74,4	105,4	136,8	151,8
24	112,4	108,4	100,4	85,6	72	61,4	61,4	36,2	52	73,8	95,8	106,2

Tabla 13. Demanda de ACS en *kWh*.

ANEXO III. DEMANDA HORARIA DEL SISTEMA CON PÉRDIDAS. *kWh*

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	123,64	119,24	110,44	94,16	79,2	67,54	67,54	39,82	57,2	81,18	105,38	116,82
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	3342,02	2706,66	1866,92	749,76	79,2	67,54	67,54	39,82	57,2	457,6	2130,7	4127,42
8	3279,98	2665,96	1852,4	768,02	114,84	97,9	97,9	57,64	82,94	480,26	2104,08	4033,7
9	3192,64	2611,18	1838,54	805,2	177,76	151,58	151,58	89,54	128,7	523,16	2070,86	3895,1
10	3144,68	2595,56	1861,64	874,28	268,4	228,8	228,8	135,08	194,04	593,56	2072,18	3792,8
11	2929,08	2407,46	1712,48	779,9	210,1	179,08	179,08	105,82	152,02	519,42	1916,2	3551,46
12	2748,68	2246,42	1578,94	686,62	145,42	124,08	124,08	73,26	105,16	443,96	1780,24	3357,2
13	2546,28	2071,08	1441,22	601,7	95,26	81,4	81,4	47,96	69,08	378,18	1635,26	3128,18
14	2618,22	2152,92	1532,3	699,6	190,74	162,58	162,58	95,92	137,94	466,84	1714,02	3173,5
15	2424,18	1986,6	1404,48	624,58	150,26	128,26	128,26	75,68	108,68	410,08	1577,84	2950,42
16	2239,82	1836,12	1298,66	578,82	140,58	119,9	119,9	70,84	101,64	380,38	1458,38	2725,36
17	3122,46	1873,52	984,5	330,22	113,08	96,58	96,58	56,98	81,84	209,44	1439,24	2763,2
18	3077,58	2175,8	1071,84	362,34	140,58	119,9	119,9	70,84	101,64	264,66	1647,14	2794,66
19	2798,4	2291,96	1290,52	495	190,74	162,58	162,58	95,92	137,94	320,32	1791,24	2871,88
20	2868,14	2205,72	1360,92	561,66	239,14	203,94	203,94	120,34	173,14	379,06	1843,38	2913,02
21	2185,04	1676,62	916,08	429	190,74	162,58	162,58	95,92	137,94	238,48	1150,82	2141,26
22	2562,78	2093,96	1271,82	526,24	150,26	128,26	128,26	75,68	108,68	290,84	1574,32	2532,86
23	176,66	170,5	157,74	134,64	113,08	96,58	96,58	56,98	81,84	115,94	150,48	166,98
24	123,64	119,24	110,44	94,16	79,2	67,54	67,54	39,82	57,2	81,18	105,38	116,82

Tabla 14. Demanda horaria del sistema con pérdidas.

ANEXO IV. CATÁLOGO PANEL FOTOVOLTAICO

Módulos fotovoltaicos P6Y-245
ED-438

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	P6Y-245
Potencia nominal – Pmax (Wp)	245
Tensión en circuito abierto – Voc (V)	37,98
Tensión en el punto de máxima potencia – Vmp (V)	30,00
Corriente de cortocircuito – Isc (A)	8,49
Corriente en el punto de máxima potencia – Imax (A)	7,90
Eficiencia del módulo (%)	15,1
Tolerancia de potencia (% Pmax)	0 – +3%

Datos en condiciones estándar de radiación (STC): 1.000 W/m², 25°C, 1,5 ATM.

CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

Dimensiones	1.540 x 962 x 46 mm
Peso	20,0 kg
Tipo de célula	Silicio policristalino, con capa antirreflexiva
Tamaño de célula	156 x 156 mm (6")
Contactos	Redundantes, múltiples, en cada célula.
Número de células por módulo	60 células en serie
Marco	Aluminio anodizado
Toma de tierra	SI
Cajas de conexión	1 x IP-65, con diodo de bypass
Terminal de conexión	Compatible MC Tipo IV y Tipo III
Cables	De conexión rápida, 1.000 mm.

VALORES PARA DISEÑO DEL SISTEMA

Tensión máxima del sistema	1.000 V
Sobrecarga máxima de corriente inversa	2 h de sobrecarga al 135% del valor máximo de protección
Máxima carga física admisible	5.400 Pa
Condiciones de operación	De -40 a +65 °C
Resistencia al impacto	Granizo de 23 mm, desde 1 m de distancia a 23 m/s.

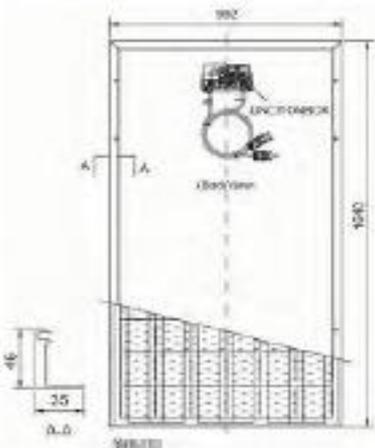
CERTIFICADOS Y GARANTÍAS

Certificados	CE, IEC-61215, Clase II, IEC-61730, ISO
Garantía de producto	10 años
Garantía potencia	90% 10 años 93% 25 años

PARÁMETROS DE TEMPERATURA

T0MC	40°C ±2°C
CCT – Isc	0,09 %/°C
CCT – Voc	-0,43 %/°C
CCT – Pmax	-0,43 %/°C







Toda la información de este catálogo es de carácter orientativo y no constituye un contrato. La información de contacto de SumSOL se encuentra en la página 10 del presente catálogo.

Figura 24. Catálogo módulos fotovoltaicos.

ANEXO V. RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL. W/m^2

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	3,269	31,59	43,54	36,47	14,67	0	0	0	0
7	0	0	45,48	85,68	118,8	133,2	133,2	111,5	67,56	0	0	0
8	70,24	129,2	178,6	219,7	261,4	281	298,9	280,2	215,7	159,1	93,45	58,24
9	195,1	276,2	332,3	367,2	412,6	435,3	472,5	461,7	382,8	318,6	230,7	179,9
10	323,5	423,1	481,9	506,9	552,5	576,5	631,8	631	543,2	476,2	370,4	305,9
11	428,6	541,7	600,8	616	660,3	684,6	753,9	762,3	669,7	602,5	484,2	409,5
12	487,7	607,8	666,6	675,9	719,1	743,3	820,2	834	739,4	672,7	548	467,8
13	487,7	607,8	666,6	675,9	719,1	743,3	820,2	834	739,4	672,7	548	467,8
14	428,6	541,7	600,8	616	660,3	684,6	753,9	762,3	669,7	602,5	484,2	409,5
15	323,5	423,1	481,9	506,9	552,5	576,5	631,8	631	543,2	476,2	370,4	305,9
16	195,1	276,2	332,3	367,2	412,6	435,3	472,5	461,7	382,8	318,6	230,7	179,9
17	70,24	129,2	178,6	219,7	261,4	281	298,9	280,2	215,7	159,1	93,45	58,24
18	0	0	45,48	85,68	118,8	133,2	133,2	111,5	67,56	0	0	0
19	0	0	0	3,269	31,59	43,54	36,47	14,67	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 15. Radiación solar sobre superficie horizontal. W/m^2 .

ANEXO VI. RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIE INCLINADA CON VALOR DE ÁNGULO 41,6°. W/m^2

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	3	32	44	37	15	0	0	0	0
7	0	0	45	89	126	143	143	118	69	0	0	0
8	67	126	179	224	270	292	310	287	217	157	90	55
9	191	273	333	372	422	447	485	470	385	316	226	175
10	319	420	483	513	563	589	645	640	546	473	365	301
11	423	538	602	622	671	698	768	772	672	599	479	404
12	482	604	668	682	730	757	834	843	742	669	542	462
13	482	604	668	682	730	757	834	843	742	669	542	462
14	423	538	602	622	671	698	768	772	672	599	479	404
15	319	420	483	513	563	589	645	640	546	473	365	301
16	191	273	333	372	422	447	485	470	385	316	226	175
17	67	126	179	224	270	292	310	287	217	157	90	55
18	0	0	45	89	126	143	143	118	69	0	0	0
19	0	0	0	3	32	44	37	15	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 16. Radiación solar sobre superficie inclinada con ángulo de inclinación de 41° sobre superficie horizontal. W/m^2 .

ANEXO VII. CATÁLOGO BOMBAS DE CALOR.

Water Cooled Chiller | *Airwell* *Wasper*

**EWSH W
410 / 1610**
HEAT PUMP
ON WATER SIDE
SCREW



- › Cooling Capacity from 406 to 1604 KW
- › Heating capacity from 477 to 1976 KW
- › Size = 14
- › Refrigerant : R134 A
- › EER up to 5.06
- › ESSEER up to 5.72
- › COP up to 5.30

MAIN FUNCTIONS:

- › Reversible on hydraulic circuit
- › Twin Screw compressors
- › Shell and tube evaporator high efficiency
- › Shell and tube condenser high efficiency
- › Linear Modulating control capacity 25...100 %
- › 2 cooling circuits

AVAILABLE VERSIONS:

- › Brine version

Product Advantages

- › 2 cooling circuits
- › Plug and play, robust and reliable
- › Leaving evaporator Temperature up to -10°C
- › Microprocessor control universal dialog, easy to read and access to all informations
- › Electronic expansion valve STD
- › Input for air ambient T°
- › Service valves gas discharge and liquid line
- › EUROVENT CERTIFIED
- › Large operating range

Main accessories and options

- Code**
- 118 › Brine version kit A
 - 119 › Brine version kit B
 - 171 › Rubber antivibration holders
 - 550 › Stop valve on compressor suction line
 - 731 › Safety water flow switch
 - 780 › Noise absorption box
 - 919 › Clock card
 - 923 › COM MBUS/JBUS serial board
 - 926 › LON serial board
 - 931 › BACnet Ethernet - SNMP - TCP/IP serial board
 - 932 › BACnet MS/TP serial board
 - 942 › Serial card for GSM Modem
 - 943 › Data Logger

WORKING LIMITS - COOLING - HEATING

Values are indicative. The working temperatures are influenced by a series of variables as: Working conditions, Thermal load, Settings, etc., Data to be confirmed with the selection software

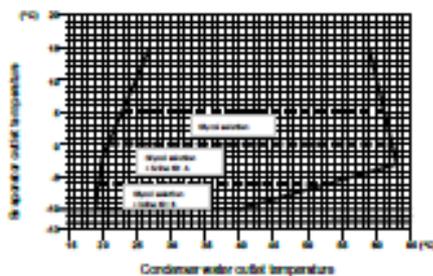


Figura 25 Catálogo bombas de calor. Parte 1.

Heat pump on water side - EWSH W 410 / 1610 | **Airwell Wesper**

EWSH W MODEL		940	1050	1110	1140	1310	1460	1610
SUMMER WORKING MODE (1)								
COOLING CAPACITY	kW	880	973	1031	1073	1224	1365	1505
Compressors power input	kW	196	218	228	236	269	297	335
Compressors operating current [OA]	A	299	349	362	385	463	516	567
EVAPORATOR								
Water flow rate	m ³ /h	151	167	177	184	210	234	258
Pressure drop	kPa	17	24	23	21	24	33	41
CONDENSER								
Water flow rate	m ³ /h	186	206	218	227	259	288	319
Pressure drop	kPa	17	18	23	20	16	17	20
WINTER WORKING MODE (2)								
HEATING CAPACITY	kW	1115	1257	1346	1412	1589	1766	1976
Compressors power input	kW	215	240	255	271	298	333	378
Compressors operating current [OA]	A	325	386	406	441	516	575	642
EVAPORATOR								
Water flow rate	m ³ /h	155	175	187	196	218	246	275
Pressure drop	kPa	13	25	21	22	20	35	43
CONDENSER								
Water flow rate	m ³ /h	151	167	177	184	210	234	258
Pressure drop	kPa	13	12	15	13	11	12	14
PARTIAL HEAT RECOVERY (3)								
HEATING CAPACITY	kW	117	132	142	148	165	186	208
Heat recovery water flow	m ³ /h	20,2	22,8	24,4	25,6	28,5	32,1	35,8
Heat recovery pressure drop	kPa	4,6	5,2	7,2	8,3	10,0	13,5	16,5
COMPRESSORS								
		TWIN-SCREW						
Quantity	n.	2	2	2	2	2	2	2
Maximum current	A	474	536	567	675	770	708	886
Starting current	A	611	721	827	903	1058	1182	1324
Stepless capacity control		25...100	25...100	25...100	25...100	25...100	25...100	25...100
EVAPORATOR								
Water volume	l	229	276	276	370	368	357	431
Max water flow rate	m ³ /h	172	172	172	220	245	267	312
CONDENSER								
Water volume	l	109	135	135	155	171	182	210
Max water flow rate	m ³ /h	186	216	216	240	260	284	320
PARTIAL HEAT RECOVERY EXCHANGERS								
Water volume	l	32	34	34	39	39	54	54
Max water flow rate	m ³ /h	67	67	67	67	67	67	67
REFRIGERANT								
		R134A						
ISO refrigerant charge (optional excluded)	kg	136	130	130	121	180	176	172
Gas circuits	n.	2	2	2	2	2	2	2
POWER SUPPLY								
		WPH/L	400/3/50	400/3/50	400/3/50	400/3/50	400/3/50	400/3/50
ENERGY EFFICIENCY INDEXES								
EER - Energy Efficiency Ratio		4,49	4,46	4,52	4,55	4,55	4,6	4,49
COP - Coefficient of Performance		5,19	5,24	5,28	5,21	5,27	5,3	5,23
ESER - Eurovent Standard		5,08	5,06	5,16	5,04	5,04	5,1	4,99
IPLV - ARI 550/590		5,37	5,34	5,46	5,17	5,18	5,24	5,12
SOUND LEVEL								
Sound pressure level [L _p] (4)	dB(A)	82	82	82	82	82	84	84
Sound power level [L _w] (5)	dB(A)	100,6	100,6	101,2	101,2	101,2	103,6	103,6
DIMENSIONS								
Length	mm	3894	3894	3932,5	3874	4273	4273	4352
Width	mm	1210	1210	1218	1287	1284	1284	1284
Height	mm	1888	1888	1890	1975	2084	2084	2108
NET WEIGHT								
HYDRAULIC CONNECTIONS								
EVAPORATOR								
Inlet/Outlet - (OD)	Ø mm	219,1	219,1	219,1	219,1	219,1	273	273
CONDENSER								
Inlet/Outlet - (ISO2281)	n x Ø	2 x 3"	2 x 3"	2 x 3"	-	-	-	-
Inlet/Outlet - (OD)	n x Ømm	-	-	-	2 x 114,3	2 x 114,3	2 x 114,3	2 x 141,3
PARTIAL HEAT RECOVERY								
Inlet/Outlet - (ISO2281)	n x Ø	2 x 2"						

1. Gross value - Related to chilled water temperature 12/7°C; water to the condenser 30/25°C.
 2. Gross value - Related to chilled water temperature 15/10°C; water outlet to the condenser 45°C.
 3. Gross value - Related to chilled water temperature 12/7°C; water to the condenser 30/25°C and hot water temperature 40/45°C.
 4. Sound pressure level [L_p] 1m far according to ISO 9744.
 5. Sound power level [L_w] according to ISO 9614 - 2

Figura 26. Catálogo bombas de calor. Parte 2.

ANEXO VIII. SIMULACIÓN DE BOMBA DE CALOR

A la hora de realizar la simulación del equipo de bomba de calor, se ha tenido en cuenta los siguientes procesos:

- Para este estudio se ha supuesto que la temperatura del foco frío es constante e igual a 15 °C a lo largo de todo el año, correspondiendo a la temperatura media del suelo en Zaragoza. Este dato se ha usado para poder comprobar los resultados obtenidos en este modelo, con los obtenidos por Royo (2015), y dar así validez a este modelo.
- El líquido refrigerante se ha supuesto R134a ya que es el que muestra el catálogo en el Anexo VIII.
- El líquido cuando sale del condensador se encuentra en un estado de saturación. La temperatura escogida para ello es igual a la temperatura que se quiere en el agua en el lado de la calefacción, es decir 50 °C. Para ver la temperatura del refrigerante, se ha añadido a este valor un incremento de temperatura de 5°C, que es el valor que se estima de diferencia a la salida del condensador del refrigerante.
- La válvula bidireccional se supone isoentrópica. Así mismo, el compresor se supone también adiabático, para poder simplificar el modelo.
- El líquido que sale del evaporador va a estar también en estado de saturación, para así poder simplificar el modelo. La temperatura del refrigerante será 5 °C inferior a la del foco frío, tal y como se ha realizado en el lado del condensador, para aproximar el sistema más a la realidad.

Tras todo esto, el modelo con el cual se calcula la relación del COP y del calor al foco caliente es el siguiente. En una primera iteración, se introducen los datos de catálogo para poder calcular los valores fijos como el flujo másico y el rendimiento isoentrópico del sistema. Con estos datos obtenidos, se fijan y se deja al sistema iterar, obteniendo así una tabla paramétrica, cuyas representaciones gráficas se muestran en el capítulo III.II Bombas de Calor.

MODELO

{Modelo de bomba de calor, para evaluar variaciones de rendimientos isoentrópicos, potencias y COP en casos de variación de la temperatura de los reservorios de energía disponibles.}
{Valores evaluables de referencia}

{T_aguafinal } {Temperatura en el final del condensador de la bomba de calor}

Incremento_condensador = 5 {Incremento de la temperatura al final del condensador, valor mínimo supuesto}

T_aguaatmosferica = 15 {Temperatura del reservorio de frío en el evaporador de la bomba de calor}

Incremento_evaporador = 5 {Incremento de la temperatura al final del evaporador, valor mínimo supuesto}

{W = -215 {Potencia en KW que se suministra al compresor. Signo según convenio de signos de Termodinámica Técnica y Fdts Transmisión de Calor}
Q_c = -1115 {Calor cedido en modo calefacción, dado por catálogo}
}mass=6,783

Rend_iso=0,7554

{Estado 1. Salida del condensador del refrigerante}

T_1 = T_aguafinal+Incremento_condensador {Dato de suposición}
h_1 =enthalpy(R134a;T=T_1;x=0) {Tenemos liquido subenfriado, por lo que el valor de vapor es 0 en este caso}
s_1 = entropy(R134a;T=T_1;h=h_1)
p_1 =p_sat(R134a;T=T_1) {Presión de saturación del liquido subenfriado. Posiblemente funcionase la opción de que este valor viniese dado por la entalpía y la temperatura}

{Estado 2. Salida de la válvula isoentálpica}

T_2 =temperature(R134a;P=p_2;h=h_2)
h_2 = h_1 {El proceso es isoentálpico, por lo que esta igualdad viene dada por el balance de energía del equipo}
s_2 = entropy(R134a;P=p_2;h=h_2)
p_2 = p_3 {El siguiente proceso, la evaporación del líquido refrigerante, se realiza en un proceso isobar.}

{Estado 3. Salida del evaporador del refrigerante}

T_3 = T_aguaatmosferica - Incremento_evaporador {Dato de suposición}
h_3 =enthalpy(R134a;T=T_3;x=1) {Suponemos vapor sobrecalentado}
s_3 = entropy(R134a;T=T_3;h=h_3)
p_3 =p_sat(R134a;T=T_3) {Al igual que en el caso del estado 1}

{Estado 4. Salida real del compresor}

T_4 = temperature(R134a;P=p_4;h=h_4)
W = mass*(h_3 - h_4) {Usando el balance de energía y suponiendo que el proceso es adiabático en este punto}
s_4= entropy(R134a;P=p_4;h=h_4)
p_4 = p_1

{Estado s}

h_4s = enthalpy(R134a;s = s_3;P=p_4) {Dato usado para hallar el valor del rendimiento isoentrópico, y que se usará adelante para la simulación correcta de los procesos}

{Balances de energía}

{Realizados con la intención de cuantificar los valores de energía y COP}

{Condensador}

Q_c = mass*(h_1 - h_4)

{Evaporador}

Q_f = mass*(h_3 - h_2)

{Coeficiente de Operación del sistema}

$$\text{COP}_{BC} = Q_c/W$$

{Rendimiento Isoentrópico}

{Para ajuste de los procesos}

$$\text{Rend}_{iso} = (h_{4s} - h_3)/(h_4 - h_3)$$

ANEXO IX. REPARTO DE PERIODOS HORARIOS.

HORA	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic
1	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
9	P2	P2	P4	P5	P5	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2
10	P2	P2	P4	P5	P5	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P2
11	P1	P1	P4	P5	P5	P2	P2	P6	P3	P5	P4	P1
12	P1	P1	P4	P5	P5	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1
13	P1	P1	P4	P5	P5	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P1
14	P2	P2	P4	P5	P5	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2
15	P2	P2	P4	P5	P5	P1	P1	P6	P3	P5	P4	P2
16	P2	P2	P4	P5	P5	P1	P1	P6	P4	P5	P4	P2
17	P2	P2	P3	P5	P5	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2
18	P2	P2	P3	P5	P5	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P2
19	P1	P1	P3	P5	P5	P1	P1	P6	P4	P5	P3	P1
20	P1	P1	P3	P5	P5	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1
21	P1	P1	P3	P5	P5	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P1
22	P2	P2	P3	P5	P5	P2	P2	P6	P4	P5	P3	P2
23	P2	P2	P4	P5	P5	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2
24	P2	P2	P4	P5	P5	P2	P2	P6	P4	P5	P4	P2

Tabla 17. Reparto horario según tarifa 6.1A. Fuente: IDAE (2016).

ANEXO X. OPTIMIZACIÓN BASADO EN LINGO

```
!Alfonso Bernad Montenegro. N.I.A.: 666266 Grado en Ingeniería de
Tecnologías Industriales;
!Situacion comparativa, Bombas de calor Airwell EWSH W 940 con
almacenamiento estacional, capaces de cubrir toda la demanda de
calefaccion y ACS en la urbanizacion
de parque Goya en Zaragoza durante todo el año;

SETS:
MONTH/JAN..DEC/:
    Wmenssol,Wmenselec,DEM,NDAY,EA,Ecarg,Edescarg,T_TANK,Qdispdescar
ga,Qdisparga; !Meses del año, con variables asociadas al caracter
mensual;
HOUR/1..24/;
DATABASE (HOUR!I;,MONTH!J;):
    demandaelectrica,RendPV,Rend_term,T_PV,V_CA,I_SC,Quthp1,Quthp2,Q
uthp3,Qutcarga,Qutdescarga,FU1,FU2,FU3,FUcarga,FUdescarga,Waux,Wsol,We
lectrico,Qdemanda,Wtotalred,Wbombero, !Datos que seran calculados por el
codigo;
    COSTE_CONTRATADO, COSTE_CONSUMIDO,
HEAT_DEMAND,DHW_DEMAND,COOL_DEMAND,SOLAR_IRRAD,AMB_TEMP; !Datos de
entrada;

!HEAT DEMAND KWH
DHW DEMAND KWH
COOL DEMAND KWH
SOLAR IRRAD W PER M2
AMB TEMP IN °C;
ENDSETS

DATA:
T_agua=50; !°C;
T_aguafria=15;!°C;

NDAY =      31
           28
           31
           30
           31
           30
           31
           31
           30
           31
           30
           31;

!Equipos;

!Bombas de calor Airwell EWSH W 940%;
BC_PotCalNominal = 1115; !KW;
BC_ElecNominal = 215; !KW;
QmaxBC = 151 ; !m3/h en el lado del condensador;

!Seasonal Storage;
Cp = 4180; !J/kgK;
Densidad = 1000; !kg/m3;
Tmax = 50;
Tmin = 30;
```

```

!Datos economicos;
Annos =20; !Tiempo de vida de los equipos utilizados;
int = 0.03;!Ratio de intereses, escogido igual que en la tesis de
Mateo;

!Datos de tarifa eléctrica 6.1a;
POTCONTRATADAP1 = 500;!kW;
POTCONTRATADAP2 = 500;
POTCONTRATADAP3 = 600;
POTCONTRATADAP4 = 700;
POTCONTRATADAP5 = 750;
POTCONTRATADAP6 = 750;

!€/KW AÑO;
COSTEANNOP1=39.13942;
COSTEANNOP2=19.58665;
COSTEANNOP3=14.33418;
COSTEANNOP4=14.33418;
COSTEANNOP5=14.33418;
COSTEANNOP6=6.54018;

!Campo fotovoltaico,basado en P6Y - 245 de SumSol;
EffPV = 0.167;
P_max_PV = 245;!W;

!Rendimientos fotovoltaicos;
Rend_mp = 0.98;
Rend_dist = 0.97;
Rend_suc = 0.95;
Rend_inv = 0.98;
Rend_cable =0.985;
Rend_trafo = 0.97;
Rend_ref = 0.97;
TONC = 48;

!Información de los precios;
!Importando los datos desde un documento Excel;
HEAT_DEMAND,DHW_DEMAND,COOL_DEMAND,SOLAR_IRRAD,AMB_TEMP,COSTE_CONTRATA
DO, COSTE_CONSUMIDO =
@OLE('HPStorage.XLSX','C4:N27','C33:N56','C62:N85','C91:N114','C120:N1
43','C207:N230','C236:N259');

!Variables Economicas, del documento Power Energy 2017-3013;
HP_coste=481;!€/kWth;
PV_coste=264;!€/m^2;

!Variables medioambientales, del documento Power Energy 2017-3013;
HP_CO2=160;!kgCO2/kWth;
PV_CO2=285;!kgCO2/m^2;
Tank_CO2=211;!kgCO2/m^3 basandose en los resultados de Mateo;

!Información de las emisiones de fuentes como el IDAE y la tesis de
Monica Carvalho;
CO2elec_red=0.385;!kgCO2/kWh;

ENDDATA
CALC:
!Latitud;

```

```

lat= 41.686*2*3.1415/360;

C = (TONC - 20)/800;
!Rendimientos paneles fotovoltaicos;
@FOR (DATABASE (I, J) :
    T_PV (I, J)=AMB_TEMP (I, J)+C*SOLAR_IRRAD (I, J) ;
    V_CA (I, J)=37.98-0.0043*37.98*(T_PV (I, J)-25) ;
    I_SC (I, J)=8.49+0.0009*8.49*(T_PV (I, J)-25) ;
    Rend_term (I, J)=P_max_PV/ (V_CA (I, J)*I_SC (I, J)) ;
    RendPV (I, J)=
Rend_term (I, J)*Rend_mp*Rend_dist*Rend_suc*Rend_inv*Rend_cable*Rend_tra
fo*Rend_ref);

!Calculos para las amortizaciones;

CRF = (int*(1+int)^annos)/(((1+int)^annos)-1);!Capital Recovery
Factor;
AmyMaintF = 0.0325; !Valor obtenido de Royo;
FCi = 0.20;!Valor obtenido de powerEnergy 2017;
FAm = AmyMaintF + CRF;

!EES Informacion estimada desde el software para la simulación de las
bombas de calor.;
Qc = @ABS (-1396.8+6.36457*T_agua);!KW;
COP = 17.7173-0.400099*T_agua+0.00273155*T_agua^2;
Qmaxhp=Qc; !kW;

!Potencia de bombeo necesaria en función de las perdidas de carga.
Dimensionado en el texto;
PotMaxBombeo=4; !kW;
ENDCALC

!OBJECTIVE FUNCTION: Buscamos reducir los costes o las emisiones que
podemos tener, o maximizar la fracción solar.;
!MAX = FS;
MIN = Costes;
!MIN = CO2Emisiones;
Vol=Numod*1000;
@GIN (Numod);
Numod>=1;
alpha=1; !Factor de forma del tanque;

!Calor máximo almacenado en el tanque posible;
AlmacenadoMaximo=Vol*densidad*Cp*(Tmax-Tmin)/(3600*1000);!KWh;
!Caudal máximo de la instalación, tomado igual en todos los puntos.;
QmaxTotal=Cantidad*QmaxBC*Densidad/3600; !kg/seg;

!Costes
!Estos costes podran ser fijos y variables.;
Costes = CostesFijos + CosteContrato + CostesVariables; !€/año;
CostesFijos = FAm*(1+FCi)*(CosteInversion); !€/año;

CosteInversion=Cantidad*HP_coste*BC_PotCalNominal+alpha*4660*(Vol^0.61
5)+PV_coste*Area;!€;
CosteBombas=Cantidad*HP_coste*BC_PotCalNominal; !Dependera del número
de bombas;!€;
CosteTanque=alpha*4660*(Vol^0.615); !Dependencia del volumen, como en
Guadalajara 2016;!€;

```

```

CostePaneles=PV_coste*Area;    !Dependencia del Area del campo
fotovoltaico; !€;

CosteContrato =
POTCONTRATADAP1*COSTEANNOP1+POTCONTRATADAP2*COSTEANNOP2+POTCONTRATADAP
3*COSTEANNOP3+POTCONTRATADAP4*COSTEANNOP4+POTCONTRATADAP5*COSTEANNOP5+
POTCONTRATADAP6*COSTEANNOP6;
!€/año;
CostesVariables =
@SUM(DATABASE(I,J):Wtotalred(I,J)*Coste_Consumido(I,J)*NDAY(J)); !€/año
;

!Emisiones;
CO2Emisiones = EmisionesFijas + EmisionesVariables; !kgCO2/año;
EmisionesFijas =
(Cantidad*HP_CO2*BC_PotCalNominal+PV_CO2*Area)/annos+(Tank_CO2*Vol)/50
; !kgCO2/año;
EmisionesVariables =
@SUM(DATABASE(I,J):Waux(I,J)*NDAY(J)+Wbombeo(I,J)*NDAY(J))*CO2elec_red
; !kgCO2/año;

!Relacion de fraccion solar;
SOL/ELEC=FS;

!Factores instala-no instala;
@BIN(Y_hp1);
@BIN(Y_hp2);
@BIN(Y_hp3);
@BIN(Y_PV);

!Condiciones de contorno, horarias y mensuales;
@FOR(DATABASE(I,J):
    @BND(0,Cantidad,3);
    !Cantidad de equipos;
    Cantidad=Y_hp1+Y_hp2+Y_hp3;
    !Factores de utilización, para limitar los
resultados;
    @BND(0,FU1(I,J),1);
    @BND(0,FU2(I,J),1);
    @BND(0,FU3(I,J),1);
    @BND(0,FUcarga(I,J),1);
    @BND(0,FUdescarga(I,J),1));

@FOR(MONTH(J):
    Qdispdescarga(J)<=AlmacenadoMaximo;
    Qdispdescarga(J)=QmaxTotal*Cp*((T_TANK(J)-
Tmin))/(1000); !kW;
    Qdispcarga(J)<=AlmacenadoMaximo;
    Qdispcarga(J)=QmaxTotal*Cp*(Tmax-
T_TANK(J))/(1000); !kW;

!Descripciones de los calores;
@FOR(DATABASE(I,J):
    Qutcarga(I,J)=FUcarga(I,J)*Qdispcarga(J); !kWh;

    Qutdescarga(I,J)=FUdescarga(I,J)*Qdispdescarga(J); !kWh;
    Quthp1(I,J)=Y_hp1*FU1(I,J)*Qmaxhp; !kWh;
    Quthp2(I,J)=Y_hp2*FU2(I,J)*Qmaxhp; !kWh;
    Quthp3(I,J)=Y_hp3*FU3(I,J)*Qmaxhp; !kWh;

```

```

Qdemanda (I, J) = (HEAT_DEMAND (I, J) + DHW_DEMAND (I, J)) * 1.1; !kWH;
!Balance horario;
@FOR (DATABASE (I, J) :
    !Lo que se carga y lo que se demanda tiene que ser
    igual a la descarga y las bombas de calor;

    Quthp2 (I, J) + Quthp3 (I, J) + Quthp1 (I, J) + Qutdescarga (I, J) = Qutcarga (I,
    J) + Qdemanda (I, J);
    !Trabajo de bombeo para regular el correcto
    funcionamiento del sistema;
    Wbombeo (I, J) =
    (FUcarga (I, J) + FUDescarga (I, J)) * PotMaxBombeo; !kWH;
    !W electrico que es necesario;
    Welectrico (I, J) =
    (Quthp2 (I, J) + Quthp3 (I, J) + Quthp1 (I, J)) / COP; !kWH;

    Wsol (I, J) = Y_PV * RendPV (I, J) * EffPV * SOLAR_IRRAD (I, J) * Area / 1000; !k
    Wh;

!Balance mensual;
@FOR (MONTH (J) :

    DEM (J) = @SUM (DATABASE (I, J) : Qdemanda (I, J) * NDAY (J)); !kWH;
    Ecarg (J) = @SUM (DATABASE (I, J) : Qutcarga (I, J) * NDAY (J));
    !kWH;

    Edescarg (J) = @SUM (DATABASE (I, J) : Qutdescarga (I, J) * NDAY (J)); !kWH;
    EA (J) <= AlmacenadoMaximo;
    EA (J) = Vol * Densidad * Cp * (T_TANK (J) - Tmin) / 3600000;
    Ecarg (J) - Edescarg (J) - EA (J) * 0.1 = EA (@WRAP (J + 1, 12)) -
    EA (J); !kWH;

@FOR (MONTH (J) :
    Wmenssol (J) = @SUM (DATABASE (I, J) : Wsol (I, J) * NDAY (J));
    Wmenselec (J) =
    @SUM (DATABASE (I, J) : (Welectrico (I, J) + Wbombeo (I, J)) * NDAY (J));

SOL = @SUM (MONTH (J) : Wmenssol (J));
ELEC = @SUM (MONTH (J) : Wmenselec (J));

!Balance eléctrico y final;
@FOR (DATABASE (I, J) :
    !Limitacion de la potencia horaria con su máximo;
    Waux (I, J) <= COSTE_CONTRATADO (I, J);
    Waux (I, J) = Welectrico (I, J) - Wsol (I, J); !kWH;
    demanda electrica (I, J) = Welectrico (I, J) + Wbombeo (I, J);
    Wtotalred (I, J) = Waux (I, J) + Wbombeo (I, J); !kWH;

DATA:
!Valores exportados a la hoja Excel, para una visión más simple.;
@OLE ('HPStorage.XLSX', 'S4:AD27', 'S34:AD57', 'S63:AD86', 'S92:AD115', 'S12
0:AD143') = FU1, FU2, FU3, FUcarga, FUDescarga;
@OLE ('HPStorage.XLSX', 'AH4:AS27', 'AH34:AS57', 'AH63:AS86', 'AH92:AS115',
'AH120:AS143', 'AW120:BH143', 'AH149:AS172') = Quthp1, Quthp2, Quthp3, Qutcar
ga, Qutdescarga, RendPV, T_PV;
@OLE ('HPStorage.XLSX', 'AW4:BH27', 'AW34:BH57', 'AW63:BH86') = demanda elect
rica, Wtotalred, Wsol;

```

```
@OLE('HPStorage.XLSX','T150','T151','T154','T155','T156','T159','T160',
,'T161','T162','T165','T166','T167','T170','T171','T172','T173','T174',
,'T175')=T_agua,
T_aguafria,Qc,COP,Qmaxtotal,Vol,Tmax,Tmin,AlmacenadoMaximo,Costes,Cost
esFijos,CostesVariables,CO2Emisiones,EmisionesFijas,EmisionesVariables
,Cantidad,FS, Area;
@OLE('HPStorage.XLSX','R179:AC179','R180:AC180','R181:AC181','R182:AC1
82','R183:AC183','R184:AC184','R186:AC186')=EA,Ecarg,Edescarg,T_TANK,Q
disparga,Qdispdescarga,DEM;
@OLE('HPStorage.XLSX','Y149','Y150','Y151','Y152') =
CosteTanque,CosteBombas,CostePaneles,CosteInversion;
```

ENDDATA

ANEXO XI. GRÁFICAS DE SOLUCIÓN MÍNIMOS COSTES.

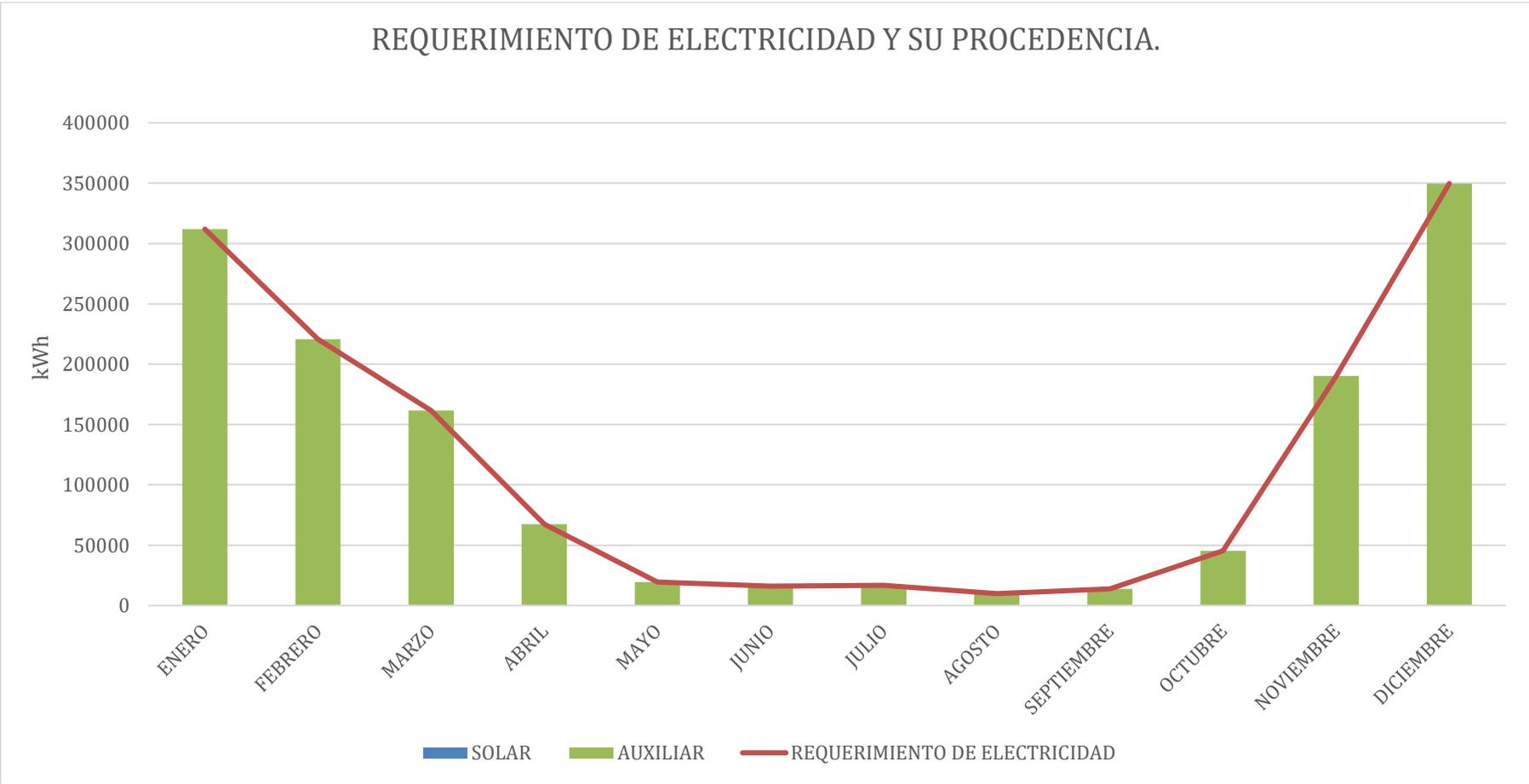


Figura 27. Requerimiento de electricidad y su procedencia en el caso de mínimos costes.

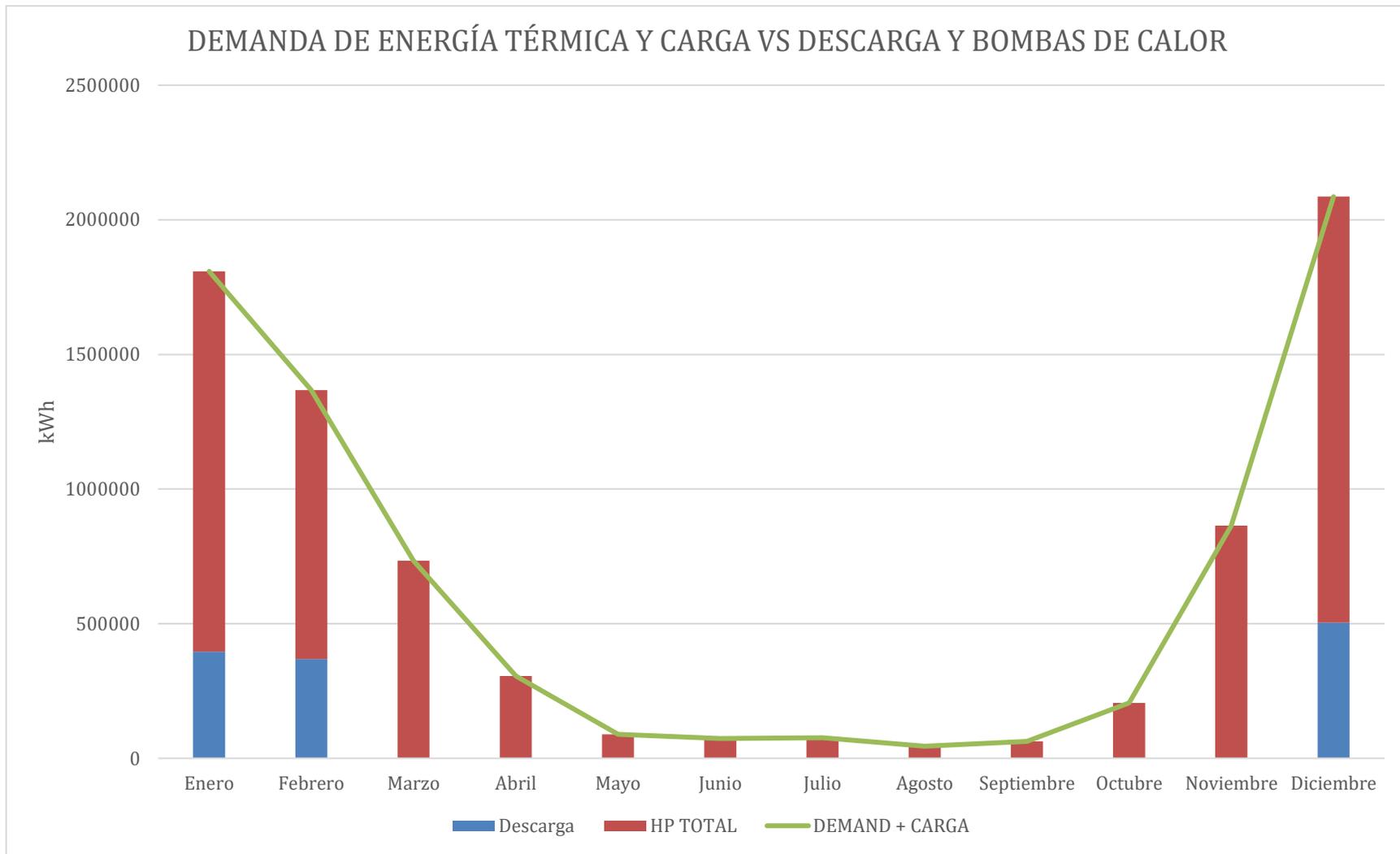


Figura 28. Demanda de energía térmica y carga contra descarga del TES y acción de las bombas de calor en el caso de mínimos costes.

ANEXO XII. GRÁFICAS DE SOLUCIÓN MÍNIMAS EMISIONES.

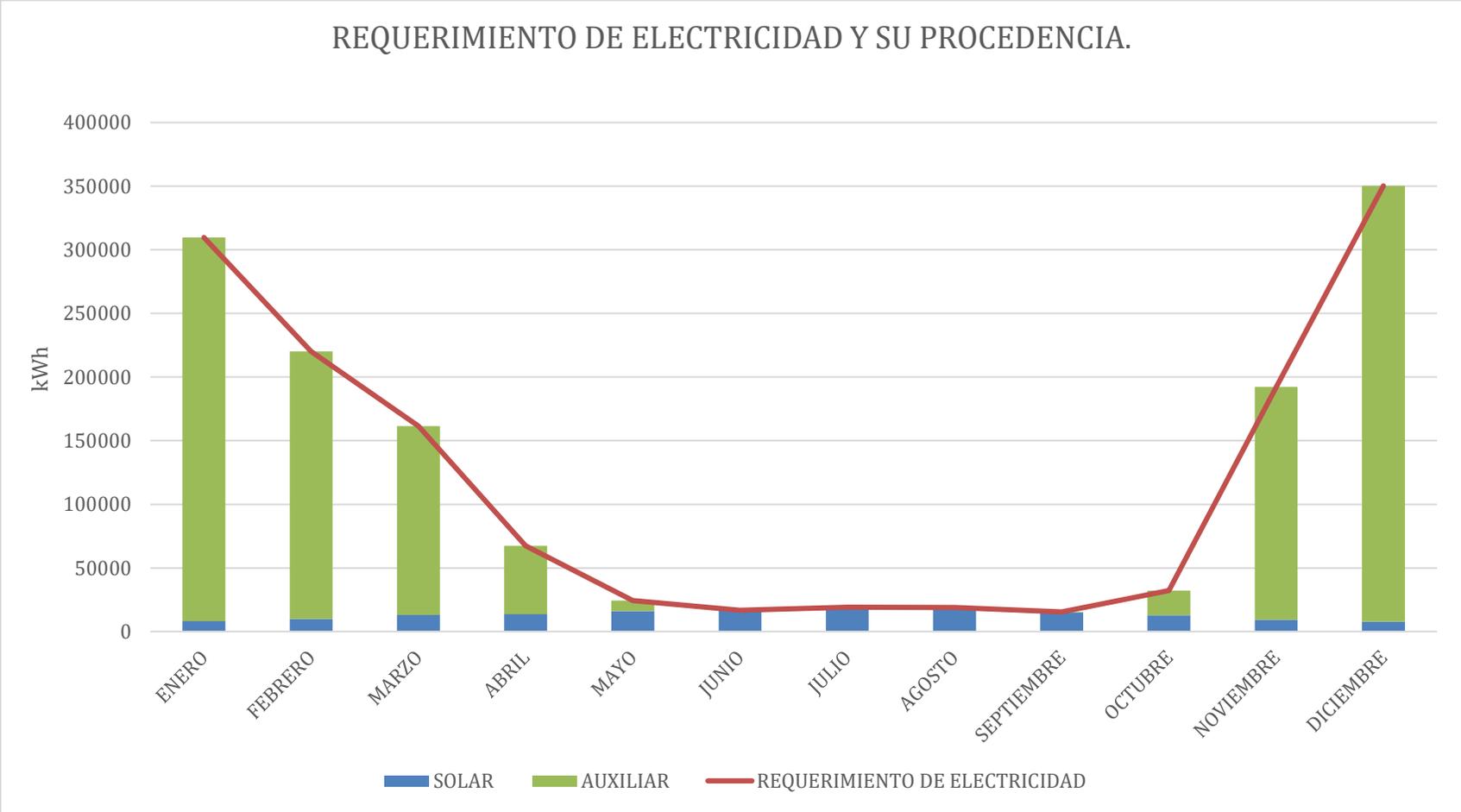


Figura 29. Requerimiento de electricidad y su procedencia en el caso de mínimas emisiones.

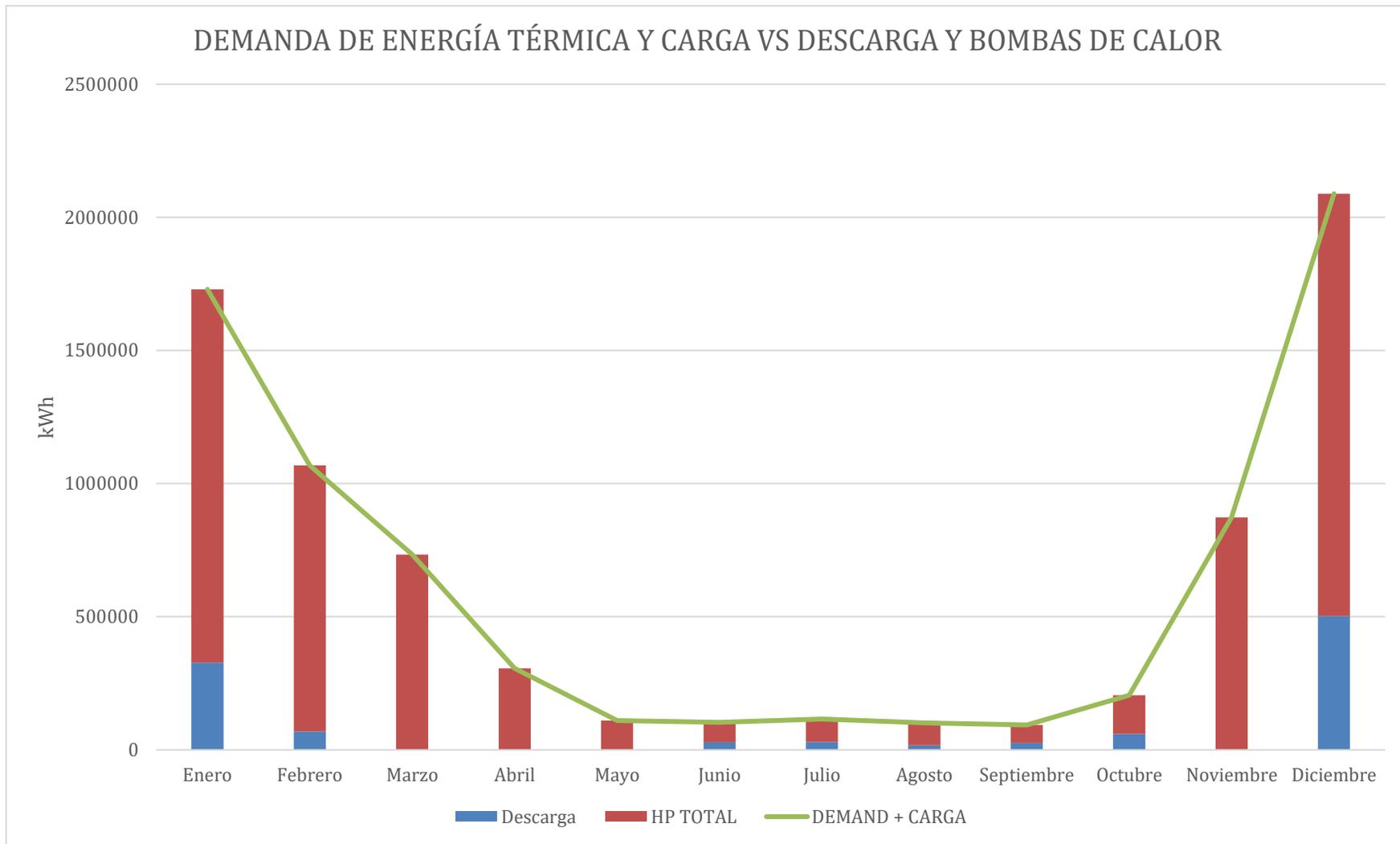


Figura 30. Demanda de energía térmica y carga contra descarga del TES y acción de las bombas de calor en el caso de mínimas emisiones.