Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Soluciones Power-to-heat

Autor: Javier Osuna Fernández

Tutor: Cristina Prieto Ríos

Dpto. de Ingeniería de la Energía
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Soluciones Power-to-heat

Autor:
Javier Osuna Fernández

Tutor:
Cristina Prieto Ríos
Profesora Laboral

Dpto. de Ingeniería de la Energía
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024

Trabajo Fin de Grado: Soluciones Power-to-heat

Autor: Javier Osuna Fernández
Tutor: Cristina Prieto Ríos

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

Quiero expresar mi más profunda gratitud a todas las personas que me han acompañado y apoyado durante la realización de este Trabajo de Fin de Grado.

En primer lugar, quiero agradecer de todo corazón a mis padres. Su amor incondicional y su apoyo constante han sido esenciales para mí. Sus palabras de ánimo y su inquebrantable confianza en mis capacidades me han dado la fuerza necesaria para superar cada obstáculo en este camino académico. Su sacrificio y dedicación son invaluables.

También quiero agradecer a mi tutora, Cristina, por su dedicación y paciencia. Sus orientaciones y comentarios han sido fundamentales para el éxito de este proyecto. Su experiencia y sabiduría no solo han mejorado mi trabajo, sino que también me han ayudado a crecer como estudiante y como persona. Estoy profundamente agradecido por su apoyo y guía.

Finalmente, agradezco a todas las personas que, de alguna manera, han contribuido a este trabajo. Ya sea proporcionando recursos, compartiendo sus conocimientos o simplemente ofreciendo palabras de aliento, cada uno de ustedes ha sido parte importante de este logro.

Este proyecto no habría sido posible sin el apoyo y la colaboración de todos ustedes. Les agradezco de todo corazón.

Sevilla, 2024

Resumen

En los últimos años, la transición energética ha adquirido una gran importancia, afectando tanto a ciudadanos como a industrias y empresas. Esta transición se centra en la reducción de emisiones, la eficiencia energética, el desarrollo de infraestructuras sostenibles y la descarbonización. En este contexto, han surgido tecnologías innovadoras como Power to Heat (P2H), la cual se ha convertido en una opción atractiva en regiones con alta generación de energía renovable, principalmente solar y eólica, debido a su carácter intermitente y variabilidad diaria y estacional.

Este trabajo se centra en el estudio del impacto del despliegue a gran escala de la tecnología P2H en diversos ámbitos. En la mayoría de edificios, la climatización y el calentamiento de agua sanitaria representan una parte significativa del consumo eléctrico. En este contexto, las bombas de calor y las resistencias eléctricas juegan un papel crucial. En Francia, por ejemplo, durante los meses de invierno, se logra reducir la demanda eléctrica en 5 GW, equivalentes al 5 % de la demanda de la red, gracias al almacenamiento térmico mediante calentadores eléctricos de agua.

Por otro lado, desde un punto de vista económico, se analizarán aspectos como la rentabilidad, el periodo de amortización y los mercados eléctricos, explorando cómo estas tecnologías pueden integrarse eficazmente. En cuanto a la estabilidad de la red eléctrica, se discutirá el impacto potencial de P2H, incluyendo la propuesta de estructuras innovadoras de tarifas eléctricas que favorezcan a los consumidores.

En cuanto a potencial, aunque el almacenamiento térmico se encuentra aún muy por detrás del almacenamiento hidroeléctrico por bombeo en términos de capacidad instalada, este ofrece ventajas significativas en términos de flexibilidad de ubicación, impacto ambiental y costes de infraestructura. Además, se explorarán casos de combinación de distintos tipos de almacenamiento para optimizar el uso de recursos según las condiciones específicas de cada región.

Otro ejemplo concreto es Chile, donde se ha aprovechado la energía geotérmica para aclimatar edificios de oficinas utilizando bombas de calor, logrando un ahorro anual del 60 %. Por otra parte, en el sector agrícola, el uso de bombas de calor ha reducido los costes de producción en un 75 %. Estas iniciativas pueden aplicarse en países con alta capacidad geotérmica como Italia, Nueva Zelanda y Filipinas.

Finalmente, el objetivo de este trabajo es destacar el alto potencial de P2H, incentivando su desarrollo y promoviendo nuevas iniciativas como las comunidades energéticas o diferentes aplicaciones en el sector agrícola, junto con el necesario aumento de los sistemas de almacenamiento.

Abstract

In recent years, the energy transition has gained increasing importance, affecting both citizens and industries. This transition focuses on emission reduction, energy efficiency, sustainable infrastructure development, and decarbonization. In this context, innovative technologies such as Power to Heat (P2H) have emerged, becoming an attractive option in regions with high renewable energy generation, primarily solar and wind, due to their intermittent nature and daily and seasonal variability.

This work focuses on studying the impact of large-scale P2H deployment in various fields. In most buildings, heating and domestic hot water represent a significant portion of the electrical consumption. In this context, heat pumps and electric resistances play a crucial role. For example, in France, during the winter months, electric demand is reduced by 5 GW, equivalent to 5 % of the grid demand, thanks to thermal storage using electric water heaters.

On the other hand, from an economic perspective, aspects such as profitability, payback period, and electricity markets will be analyzed, exploring how these technologies can be effectively integrated. Regarding grid stability, the potential impact of P2H will be discussed, including the proposal of innovative electricity tariff structures that benefit consumers.

In terms of potential, although thermal storage is still far behind pumped hydro storage in terms of installed capacity, it offers significant advantages in terms of location flexibility, environmental impact, and infrastructure costs. Additionally, cases of combining different types of storage to optimize resource use according to the specific conditions of each region will be explored.

Another concrete example is Chile, where geothermal energy has been used to climatize office buildings using heat pumps, achieving annual savings of 60 %. Moreover, in the agricultural sector, the use of heat pumps has reduced production costs by 75 %. These initiatives can be applied in countries with high geothermal capacity such as Italy, New Zealand, and the Philippines.

Finally, the goal of this work is to highlight the high potential of P2H, encouraging its development and promoting new initiatives such as energy communities or different applications in the agricultural sector, along with the necessary increase in storage systems.

Índice

Resumen III
Abstract V

1 Introducción 1
1.1 Definición de Power-to-Heat (P2H) 1
1.2 Importancia del Power-to-Heat en sistemas de energía renovable 1

2 Tecnología Power-to-Heat 3
2.1 Funcionamiento básico del Power-to-Heat 3
2.2 Descripción de los componentes de un sistema P2H 3
2.2.1 Generador de energía eléctrica 3
2.2.2 Dispositivos de conversión de energía 4
2.2.3 Distribución del calor 7
2.2.4 Regulación del sistema 8

3 Ventajas y desventajas del Power-to-Heat 9
3.1 Ventajas e inconvenientes 9
3.2 Power to Heat frente a distintos modos de almacenamiento 9

4 Aplicaciones de la tecnología Power-to-Heat 15
4.1 Calefacción de edificios 15
4.2 Agua caliente sanitaria 18
4.3 Procesos industriales 21

5 Ejemplos de implementación del Power-to-Heat en distintos países 23
5.1 Casos de éxito en la implementación de P2H 24
5.1.1 Francia 24
5.1.2 Chile 25
Hogar de las hermanitas de los pobres: [14] 25
Parque Titanium: [14] 26
Viveros Horcones: [14] 27

6 Impacto ambiental y económico del Power-to-Heat 29
6.1 Ahorro de costos en sistemas de energía renovable y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero 29
6.1.1 Impacto del P2H en CHP (Combined Heat and Power systems) [10] 29

Diferencia al implementar una caldera eléctrica o una bomba de calor como tecnología power to heat: 30
6.1.2 Cómo se ven afectadas las tarifas eléctricas con el despliegue de la tecnología power to heat en zonas urbanas 33
6.2 Impacto en la estabilidad de la red eléctrica 35
6.2.1 Variabilidad diaria y estacional de las fuentes renovables 35
6.2.2 Una capacidad firme y flexible. “La Curva de pato” 36
6.2.3 Estabilidad en la red. Inercia y respuestas rápidas a cambios de frecuencia 38
6.2.4 Sobretensiones en la red 40
6.2.5 Objetivo: Demanda flexible 40

7 Perspectivas futuras del Power-to-Heat 43
7.1 Desarrollo a nivel global y posibles mejoras de la tecnología P2H 43
7.2 Integración con otros sistemas de almacenamiento de energía 44
7.2.1 Almacenamiento a largo plazo o estacional 44
7.2.2 Almacenamiento a corto plazo: 44
7.2.3 Regulación de frecuencia y seguimiento de carga: 45
7.2.4 Soporte de voltaje mediante la inyección o consumo de potencia reactiva 45
7.2.5 “Black start” y disminución de la congestión de redes de transporte y distribución 46
7.2.6 Sistemas aislados: 46
7.2.7 Ejemplos de estudios para aplicación en casos reales 46
Utilización de bombas de calor en centrales termoeléctricas a gran escala: 46
Comunidades energéticas: 47
7.3 Almacenamiento de energía a gran escala 49
7.4 Valoración del potencial de P2H en el contexto energético actual y de cara al futuro 51
7.4.1 Potencial de la tecnología P2H por la crisis energética actual 51
7.4.2 Potencial por el necesario desarrollo de los sistemas de almacenamiento 53

8 Conclusiones 55

Índice de Figuras 57
Índice de Tablas 59
Bibliografía 61

1 Introducción

1.1 Definición de Power-to-Heat (P2H)

La tecnología Power-to-Heat (P2H) es una tecnología de conversión de electricidad en calor, que se utiliza para equilibrar la oferta y la demanda de energía en las redes eléctricas. En esencia, esta tecnología permite utilizar la electricidad sobrante de la producción de energía renovable para generar calor, que puede ser almacenado para su posterior uso.

La tecnología P2H funciona mediante un proceso de conversión de electricidad en calor a través de distintos dispositivos como bombas de calor, calentador eléctrico de inmersión, resistencias eléctricas, calentadores de inducción, etc. Un ejemplo de utilización de esta tecnología sería aprovechar la sobreproducción de energía eléctrica en un día soleado para calentar agua en un tanque de almacenamiento térmico mediante un calentador eléctrico de inmersión. Este calor podría emplearse más tarde cuando se produzca una demanda de energía térmica.

En cuanto a los componentes principales de un sistema P2H, se incluyen el dispositivo de conversión de electricidad en calor utilizado (calentador eléctrico de inmersión, bombas de calor...), el tanque de almacenamiento térmico, los dispositivos de control y regulación de energía, etc. Por otro lado, respecto a la fuente de energía, esta puede ser muy diversa, desde la electricidad excedente generada por un panel fotovoltaico o por los aerogeneradores en campos eólicos hasta la energía geotérmica proveniente de rocas en capas profundas de la tierra.

Además, también se van a estudiar diversas formas de implementar la tecnología P2H, analizando cómo podría verse beneficiada la región en la que se llevaría a cabo y desarrollando el gran potencial que presenta esta tecnología en diferentes ámbitos.

1.2 Importancia del Power-to-Heat en sistemas de energía renovable

El P2H es especialmente útil en sistemas intermitentes de energía renovable en los que la producción de energía puede variar significativamente a lo largo del día. En lugar de desperdiciar la energía sobrante, el P2H permite almacenarla para su uso posterior, proporcionando una solución eficiente y respetuosa con el medio ambiente para equilibrar la oferta y la demanda de energía en las redes eléctricas.

Los principales sistemas intermitentes de energía renovable son la energía solar y a la eólica, los cuales se caracterizan por su variabilidad diaria y estacional. Por ello, este tipo de tecnología puede ser de gran ayuda para aquellas regiones que destaquen por tener mucha capacidad eléctrica

instalada de carácter intermitente.

Los lugares que podrían verse más favorecidos son aquellos que presentan una alta radiación solar a no muy alta temperatura ambiente (optimizando así la generación solar fotovoltaica, o también podría emplearse generación solar de concentración), así como las zonas con vientos consistentes y fuertes, como áreas costeras, zonas montañosas o extensiones de tierra abierta.

La gestión de sistemas de generación no controlada representa uno de los principales desafíos de la transición energética. En este contexto, **este trabajo se enfoca en el estudio de la tecnología Power to Heat aplicada a la electrificación del calor de procesos a baja temperatura en edificios**. Se examinan específicamente el **calentamiento de agua sanitaria** y la **climatización de edificios** como medidas más prometedoras. Además, se **analizará su impacto en términos económicos, de reducción de emisiones y en la red eléctrica**.

2 Tecnología Power-to-Heat

2.1 Funcionamiento básico del Power-to-Heat

El funcionamiento general de la tecnología Power to Heat variará en función del tipo de aplicación, presentando algunas diferencias en cuanto a la escala y los requisitos de diseño. El modo de funcionamiento general se puede resumir en los siguientes puntos:

- Generación de energía eléctrica: La energía eléctrica se puede generar a través de fuentes renovables o no renovables. Dependiendo del tipo de aplicación, la cantidad de energía eléctrica requerida puede ser significativa.
- Conversión de energía eléctrica en energía térmica: La energía eléctrica se convierte en energía térmica a través de un dispositivo de conversión, como una resistencia eléctrica, una bomba de calor o un generador de vapor. Esta energía térmica se transfiere a un medio de almacenamiento, como agua o aire.
- Distribución de calor: El calor producido se distribuye a través de un sistema de tuberías, serpentines, intercambiadores de calor u otros equipos especializados, según la aplicación específica. Esto puede implicar una gran cantidad de tuberías o conductos para transportar el calor a través de grandes áreas.
- Regulación del sistema: El sistema P2H está controlado por un sistema de automatización que supervisa y ajusta la producción de calor en función de las necesidades del proceso. Esto asegura que el sistema sea eficiente en el uso de la energía y se ajuste a las necesidades del proceso.

En resumen, como se mencionó anteriormente, la tecnología "power to heat" es un sistema que convierte la energía eléctrica en energía térmica para posteriormente almacenarla. Se trata de una forma de utilizar la energía eléctrica renovable o no renovable de manera más eficiente y sostenible en el ámbito industrial.

2.2 Descripción de los componentes de un sistema P2H

A continuación, se describen cada uno de los componentes principales de un sistema P2H que son los encargados de convertir la energía eléctrica en calor útil.

2.2.1 Generador de energía eléctrica

En un sistema P2H, la electricidad es la principal fuente de energía que se utiliza para generar calor. Esta electricidad puede provenir de diferentes fuentes de energía, cada una con sus propias

ventajas y desventajas en términos de costo, impacto ambiental y disponibilidad. Algunas posibles fuentes de energía son:

- Energía renovable: La electricidad proveniente de fuentes renovables como la solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y biomasa, se considera una opción sostenible para abastecer a un sistema P2H. La energía renovable reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y minimiza el impacto ambiental, además de ser una fuente inagotable de energía.
- Energía nuclear: La energía nuclear no produce emisiones a la atmósfera, pero presenta riesgos significativos asociados a la seguridad, la gestión de residuos nucleares y la proliferación de armas nucleares.

  Además, se debe considerar que las centrales nucleares son un tipo de central de base. Por ello, cuando se tienen excedentes de generación puede no interesar económicamente detener y reiniciar estas centrales, ya que restablecer su funcionamiento consume más energía y puede ser más costoso en términos de mantenimiento y desgaste, pues procesos de arranque y apagado en una central nuclear son maniobras largas y complejas.
- Energía de combustibles fósiles: La electricidad generada a partir de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas natural, también se puede utilizar en un sistema P2H. Sin embargo, la electricidad proveniente de combustibles fósiles es una de las principales causas de las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que contribuye al cambio climático y otros problemas ambientales.

En resumen, el tipo de fuente de energía que abastece a un sistema P2H dependerá de varios factores, incluyendo la disponibilidad de la fuente, los costos asociados, el impacto ambiental y las necesidades específicas del usuario. Es importante considerar opciones más sostenibles y limpias, como la energía renovable, para así reducir el impacto ambiental y avanzar hacia una economía más sostenible.

2.2.2 Dispositivos de conversión de energía

Los dos principales conversores de electricidad en calor en los sistemas power to heat son:

- **Resistencias eléctricas o calentador eléctrico de inmersión.**

  El tipo de material que se emplea en las resistencias eléctricas puede variar, pero en general se utilizan materiales metálicos altamente conductores y resistentes a altas temperaturas, como el acero inoxidable, el níquel-cromo o el tungsteno.

  En cuanto al montaje de las resistencias eléctricas, generalmente se instalan en el interior de un depósito de agua para aumentar la temperatura del líquido. El montaje puede variar según el tipo de aplicación, pero en general se busca maximizar el contacto entre la resistencia y el medio que se va a calentar para obtener una transferencia de calor óptima.

  En términos de funcionamiento, las resistencias eléctricas funcionan mediante el principio de Joule, que establece que cuando una corriente eléctrica pasa a través de un material conductor, se produce un calentamiento debido a la fricción entre los electrones y los átomos del material. En el caso de las resistencias, la corriente eléctrica pasa a través del material conductor, que está diseñado para ofrecer resistencia a la corriente y, por lo tanto, producir pérdidas en forma de calor.

En los sistemas "power to heat", las resistencias eléctricas se suelen utilizar para calentar el agua y pueden controlar la temperatura mediante un termostato. En la actualidad, también se están empleando para calentar otro tipo de fluidos caloportadores en aplicaciones industriales.

- **Bombas de calor.**

  Las bombas de calor son dispositivos que se utilizan en sistemas P2H para transferir el calor de una fuente de baja temperatura a un medio a una temperatura más alta. El funcionamiento de las bombas de calor se basa en el ciclo termodinámico de compresión de vapor, que involucra cuatro procesos: evaporación, compresión, condensación y expansión.

  Evaporador: En primer lugar, el líquido refrigerante se evapora a baja presión y temperatura, actuando como un intercambiador de calor, absorbiendo calor hasta que convertirse al estado gaseoso.

  Compresor: Este dispositivo aumenta la presión del refrigerante en estado gaseoso consumiendo energía mecánica para su funcionamiento. Se alcanzará unos niveles de presión que favorezcan la posterior condensación. Se trata de uno de los elementos mecánicos más complicados de la instalación, el cual se someterá a numerosas inspecciones y verificaciones.

  Condensador: Se trata de un intercambiador de calor en el que el refrigerante en estado gaseoso y sobrecalentado proveniente del compresor cede calor a un medio líquido o gaseoso. La disminución de la temperatura del refrigerante debido al balance térmico con el medio provoca su condensación y libera con ello una importante cantidad de energía.

  Válvula: este elemento final permite la expansión del líquido refrigerante a baja presión y temperatura. Además, regula el flujo de refrigerante que llega al evaporador y reduce la presión del líquido antes del comienzo del nuevo ciclo.

  Por otro lado, una de las características que aportan mayor potencial a los sistemas con bombas de calor es su COP que suele estar en el rango de 4 a 6 [12] (“Coefficient of performance”). Este término representa la potencia calorífica generada en relación con la potencia eléctrica consumida.

  En cuanto al montaje de las bombas de calor en sistemas "power to heat", generalmente se instalan en el exterior del edificio, para aprovechar el aire exterior como fuente de calor. También pueden instalarse en el interior, utilizando el suelo o el agua subterránea como fuente de calor. La elección del lugar de instalación dependerá de las condiciones climáticas y geográficas del lugar.

Además de estos dos dispositivos, que son los más comunes, podemos adentrarnos también en:

- **Inversor de inducción (vitrocerámicas):** Es un método de calentamiento muy rápido, limpio, localizado y controlable. Utiliza las propiedades de los materiales metálicos al someterlos a un campo magnético variable, absorbiendo parte de su energía y transformándola en calor.

  Al circular corriente eléctrica por el conductor se forma un campo magnético, que al variar con el tiempo produce el calentamiento por inducción al disipar energía en forma de calor hacia la resistencia del material conductor.

El proceso se ilustra en la siguiente figura:

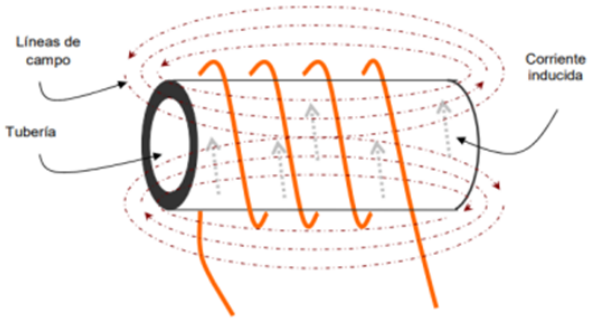


Figura 2.1 Inversor de Inducción.

Sin embargo, esta tecnología no se clasifica mediante el COP como sucedía con las bombas de calor. Se consideran otros parámetros como la eficiencia del motor, el factor de potencia (cuanto más cercano a la unidad, mayor eficiencia), el rendimiento del inversor o el control de velocidad (con qué precisión se adapta a las necesidades de carga en tiempo real).Además, esta tecnología destaca por su alta eficiencia en comparación con otras tecnologías como el calentamiento por combustión o mediante resistencias eléctricas.

En la siguiente tabla se refleja una comparativa entre la eficiencia de las diferentes tecnologías existentes para el calentamiento de agua sanitaria:

Tabla 2.1 Tecnologías para el calentamiento de agua sanitaria [24] .

Tecnología	Eficiencia [%]
Combustión	55
Resistencia Eléctrica	65
Solar	50
Inducción	95

- **Calentadores térmicos solares**: Consisten en colectores solares térmicos con un tanque de almacenamiento de agua caliente. Aprovechan la radiación solar para convertirla en calor mediante una serie de tubos de cobre o aluminio que están recubiertos de un material absorbente de radiación (mezcla de óxidos de titanio, níquel, cromo…) y que transfieren el calor generado al tanque de almacenamiento. Pueden ser diseñados tanto para pequeños edificios como para procesos industriales.

Comparativa entre las resistencias eléctricas y las bombas de calor:

Precio:

Las resistencias eléctricas son generalmente más económicas que las bombas de calor, ya que su tecnología es más simple y no requieren componentes sofisticados. Las bombas de calor eléctricas pueden ser más costosas debido a su tecnología avanzada y a los componentes adicionales que requieren, como el compresor y el refrigerante.

Eficiencia:
Las bombas de calor eléctricas tienen una eficiencia energética mucho mayor que las resistencias eléctricas. Esto se debe a que las bombas de calor utilizan una pequeña cantidad de energía eléctrica para extraer calor del aire o del suelo y transferirlo a un sistema de agua caliente o a un espacio. En cambio, las resistencias eléctricas generan calor mediante la fricción de un material conductor, lo que resulta en una gran cantidad de pérdidas en forma de calor residual.

Durabilidad:
En general, las bombas de calor eléctricas suelen tener una durabilidad mayor que las resistencias eléctricas. Esto se debe a que las bombas de calor tienen un menor desgaste mecánico y térmico en comparación con las resistencias, que generan altas temperaturas y pueden sufrir desgaste por la expansión y contracción de los materiales.

Rentabilidad para implementación a gran escala:
En la implementación a gran escala, las bombas de calor eléctricas suelen ser más rentables que las resistencias debido a su mayor eficiencia energética y ahorro en costos de energía. Además, las bombas de calor eléctricas son más adecuadas para aplicaciones de alta demanda de calor, como la calefacción de edificios comerciales e industriales. Sin embargo, el costo inicial de la instalación de las bombas de calor puede ser más alto, por lo que se debe realizar un análisis de rentabilidad minucioso antes de tomar una decisión.

2.2.3 Distribución del calor

Los equipos de transferencia de calor varían en función de las aplicaciones específicas del sistema. Algunos de los equipos más comunes son:

- Calefacción de edificios: Se necesitará una red de tuberías para el transporte de agua caliente a los ventiladores de convección, suelo radiante o radiadores del propio edificio. Dentro de este ámbito, también podemos encontrar bombas de calor que aumentan la velocidad del fluido y, de esta forma, aumentar la eficacia del suministro de calor en la instalación.
- Calentamiento de agua: Al igual que en la calefacción, se necesitan tuberías y bombas para transportar el agua desde la generación de calor hasta el almacenamiento. Cabe mencionar la utilización de intercambiadores de calor para transferir el calor de los gases de escape al agua que se transporta en las tuberías.
- Secado de materiales: Se emplearán ventiladores para transportar el aire caliente generado por la fuente de calor a través de los materiales que se quieren secar. Se pueden utilizar transportadores de tornillo o de banda para mover los materiales y así aumentar la uniformidad del secado del material.

Generalmente, en los procesos industriales se suelen emplear todos estos equipos mencionados según la finalidad. En la siguiente figura se presentan los diferentes componentes de un intercambiador de calor:

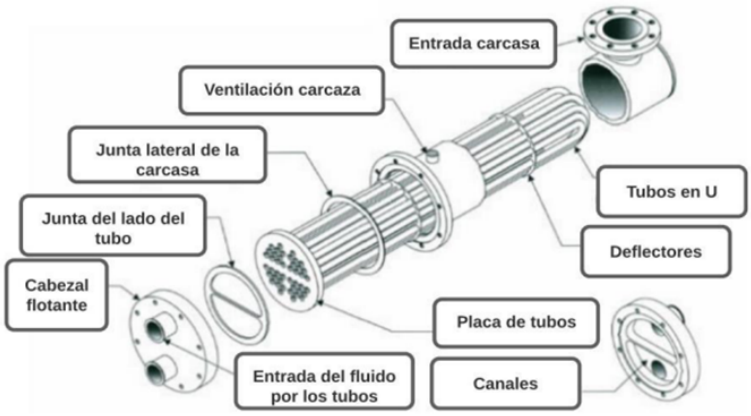


Figura 2.2 Intercambiador de calor de tubos y coraza.

2.2.4 Regulación del sistema

Este proceso es de vital importancia ya que se controla la generación de calor en función de las necesidades del sistema.

La producción variará en función de las curvas de demanda y generación del sistema. Los objetivos principales son: el aumento de la eficiencia, operar dentro de los límites de seguridad (así evitamos sobrecalentamientos o exceso de presión) y ajustar los rendimientos realizando pequeños ajustes. Por todo ello, es necesario un sistema de control preciso y fiable, y se deben tener en cuenta los siguientes aspectos a la hora de realizar su diseño:

- Parámetros y requisitos a considerar, como la temperatura del sistema, presión, flujo del fluido…
- Seleccionar adecuadamente los sensores y actuadores, que medirán nuestros parámetros (termómetros, presostatos, caudalímetros...) y actuar conforme a dichas mediciones (válvulas, bombas…).
- La arquitectura de control, es decir, la forma de comunicación entre los sensores y los actuadores (retroalimentaciones, controladores PID...). El controlador es el cerebro de este sistema, y puede programarse con aplicaciones como Ladder Logic, Matlab/Simulink...
- El sistema de control también se encarga de realizar una serie de pruebas y validaciones de carga y estabilidad para comprobar el funcionamiento.

3 Ventajas y desventajas del Power-to-Heat

3.1 Ventajas e inconvenientes

En primer lugar, se debe mencionar la eficiencia energética. Al comparar esta tecnología con los sistemas de generación convencionales (como el carbón), se observa que tanto los calentadores de inmersión (resistencias eléctricas), como las bombas de calor, aprovechan mejor la energía que las centrales convencionales.

Otro aspecto clave es su flexibilidad de uso, por lo que resulta muy útil en sistemas de generación variable (solar, eólica...). Además, esta tecnología permite una mayor estabilización de la red eléctrica, ya que cuando hay sobrecarga en la red, el sistema P2H absorbe este excedente y lo convierte en calor. De la misma forma, cuando la demanda es superior a la generación, el sistema suministra la energía térmica almacenada para reducir la carga en la red eléctrica.

Por todos estos motivos, esta tecnología permite una considerable reducción de costes tanto en el ámbito industrial como en el particular (principalmente en calefacción), además de que presenta unos costes de mantenimiento mínimos. Igualmente, las emisiones también se reducen, apoyando la transición hacia sistemas más sostenibles.

No obstante, este nuevo tipo de tecnología también presenta varios inconvenientes. En primer lugar, el coste inicial de la calefacción es mayor que en los sistemas de calefacción convencionales, ya que las bombas de calor o las resistencias eléctricas son más costosas. También se debe considerar la dependencia a la electricidad, ya que si se producen interrupciones en la generación, las reservas de almacenamiento pueden agotarse.

Por último, el espacio requerido para la instalación, o sus límites de suministro para grandes instalaciones que requieren altas demandas son otras desventajas que resaltan de esta tecnología.

3.2 Power to Heat frente a distintos modos de almacenamiento

A continuación, se van a comparar diferentes modos de almacenamiento en función de su utilidad: almacenamientos de energía eléctrica o almacenamientos de energía térmica.

La primera comparativa se muestra en la figura 3.1. En ella se pueden apreciar los diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento según el capital invertido y el riesgo de la tecnología frente a la fase de desarrollo en el que se encuentra el almacenamiento:

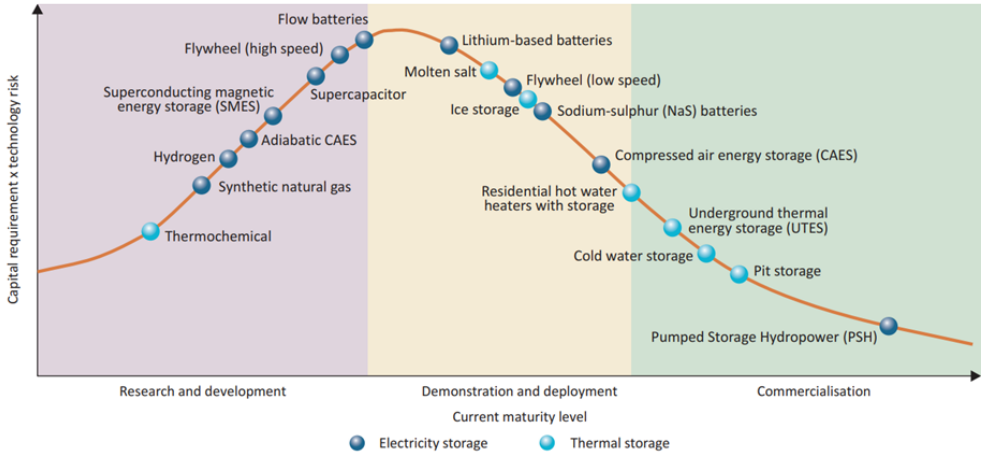


Figura 3.1 Comparativa de almacenamientos según capital invertido y riesgo frente a fase de desarrollo [6, 26].

Se puede observar el notable desarrollo del almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, que como se comentará a continuación, es el más empleado en todo el mundo. A este le siguen varias tecnologías de almacenamiento térmico como el almacenamiento en fosas, el almacenamiento en agua fría, el almacenamiento térmico subterráneo o calderas de agua de uso residencial con almacenamiento.

También cabe destacar algunos almacenamientos de energía que se encuentran en desarrollo como son el almacenamiento mediante hidrógeno, los volantes de inercias o las baterías.

En segundo lugar, los almacenamientos de energía se pueden clasificar según su capacidad instalada. Como ya se había mencionado previamente, la mayor parte de la capacidad instalada en almacenamientos se compone de un 99 % [2] por almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PSH) como se muestra en la figura 3.2.

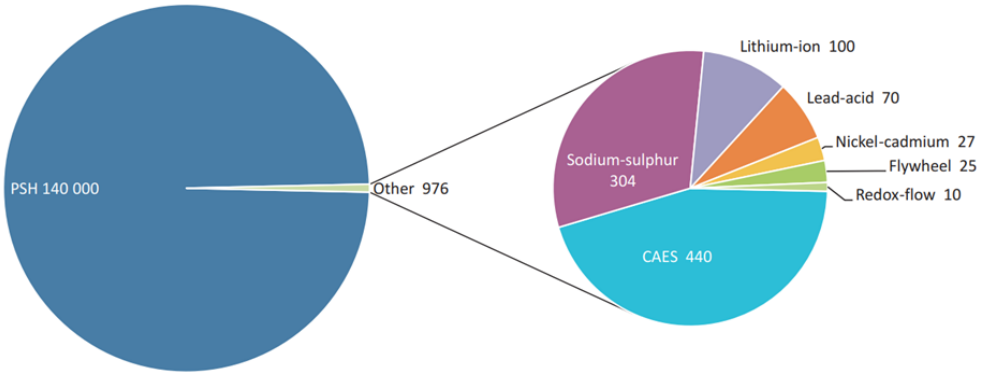


Figura 3.2 Capacidad de almacenamiento de energía conectado a red [2].

A pesar de la predominancia del almacenamiento PSH, cada vez se disponen de más opciones que van en auge como el almacenamiento de aire comprimido o las baterías tanto de sodio-azufre

como de litio entre otros.

Seguidamente, se proporciona una breve descripción de los distintos tipos de tecnologías de almacenamiento, acompañado de una tabla que resume sus principales aspectos: el tipo de salida (eléctrica o térmica), la eficiencia, el coste de inversión inicial, la aplicación primaria, así como algunos ejemplos de proyectos donde se hayan implementado estas tecnologías.

- Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PSH):
  Los sistemas de almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo (PSH) aprovechan cambios en la elevación para almacenar electricidad fuera de las horas pico para su uso posterior. Durante los períodos fuera de las horas pico, se bombea agua desde un embalse inferior hacia un embalse a una elevación más alta. Posteriormente, el agua se deja fluir de regreso hacia el embalse inferior, generando electricidad de manera similar a una planta hidroeléctrica convencional.
- Almacenamiento térmico subterráneo (UTES):
  Los sistemas de almacenamiento de energía térmica subterránea (UTES) bombean agua calentada o enfriada bajo tierra para su uso posterior como recurso de calefacción o refrigeración. Estos sistemas incluyen sistemas de almacenamiento de energía térmica en acuíferos y pozos, donde esta agua se bombea hacia (y desde) acuíferos existentes o pozos perforados artificialmente.
- Almacenamiento de aire comprimido (CAES):
  Los sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido (CAES) utilizan electricidad en horas de baja demanda para comprimir aire, almacenándolo en cavernas subterráneas o tanques de almacenamiento. Este aire se libera posteriormente a un combustor en una turbina de gas para generar electricidad durante períodos de alta demanda.
- Almacenamiento en fosas:
  Los sistemas de almacenamiento en fosas utilizan pozos poco profundos, que son excavados y rellenados con un medio de almacenamiento (frecuentemente grava y agua) y cubiertos con una capa de materiales aislantes. El agua se bombea dentro y fuera de estos pozos para proporcionar un recurso de calefacción o refrigeración.
- Almacenamiento en sales fundidas:
  Las sales fundidas están en estado sólido a temperatura ambiente y presión atmosférica, pero experimentan un cambio de fase a líquido cuando se calientan. Este medio de almacenamiento térmico es frecuentemente utilizado en instalaciones de energía solar por concentración (CSP) para almacenar calor durante el día y liberarlo posteriormente, permitiendo la generación de electricidad incluso cuando no hay luz solar.
- Almacenamiento en baterías:
  Las baterías utilizan reacciones químicas con dos o más celdas electroquímicas para permitir el flujo de electrones. Ejemplos incluyen las baterías de litio (por ejemplo, ion-litio, polímero de litio), de sodio-azufre y de plomo-ácido.
- Almacenamiento termoquímico:
  El almacenamiento termoquímico utiliza reacciones químicas reversibles para almacenar energía térmica en forma de compuestos químicos. Esta energía puede ser liberada a diferentes temperaturas, dependiendo de las propiedades de la reacción termoquímica.
- Almacenamiento por hidrógeno:
  El almacenamiento químico de hidrógeno utiliza el hidrógeno como portador de energía para almacenar electricidad, por ejemplo, a través de la electrólisis. La electricidad se convierte,

se almacena y luego se vuelve a convertir en la forma de uso final deseada (por ejemplo, electricidad, calor o combustible líquido).

- Almacenamiento por volantes de inercia:
  Los volantes de inercia son dispositivos mecánicos que giran a altas velocidades, almacenando electricidad como energía rotacional. Esta energía se libera posteriormente al disminuir la velocidad del rotor del volante, liberando ráfagas rápidas de energía (es decir, liberaciones de alta potencia y corta duración).
- Almacenamiento con supercondensadores:
  Los supercondensadores almacenan energía en campos electrostáticos grandes entre dos placas conductoras, que están separadas por una pequeña distancia. La electricidad puede ser almacenada y liberada rápidamente utilizando esta tecnología para producir ráfagas cortas de potencia.
- Almacenamiento con superconductores magnéticos (SMES):
  Los sistemas de almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES) almacenan energía en un campo magnético. Este campo se crea mediante el flujo de corriente continua (CC) eléctrica en una bobina superenfriada. En materiales superconductores de baja temperatura, las corrientes eléctricas no encuentran casi ninguna resistencia, por lo que pueden circular a través de la bobina de alambre superconductor durante mucho tiempo sin perder energía.
- Almacenamiento con sólidos:
  Los sistemas de almacenamiento de energía en medios sólidos consisten en almacenar energía en un material sólido para su posterior uso en calefacción o refrigeración. En muchos países, los calentadores eléctricos incluyen almacenamiento en medios sólidos (por ejemplo, ladrillos o concreto) para ayudar a regular la demanda de calor.
- Almacenamiento con hielo:
  El almacenamiento con hielo es una forma de almacenamiento de calor latente, en el que la energía se almacena en un material que experimenta un cambio de fase mientras almacena y libera energía. Un cambio de fase se refiere a la transición de un medio entre estados sólido, líquido y gaseoso. Esta transición puede ocurrir en cualquier dirección (es decir, de líquido a sólido o viceversa), dependiendo de si se está almacenando o liberando energía.
- Almacenamiento de agua caliente y fría:
  El almacenamiento de agua caliente y fría en tanques se puede utilizar para satisfacer la demanda de calefacción o refrigeración. Un ejemplo común de almacenamiento de agua caliente se encuentra en los calentadores de agua domésticos, que frecuentemente incluyen almacenamiento en forma de tanques de agua aislados.

En resumen, en la siguiente tabla se pueden observar los distintos modos de almacenamiento de energía con salida en forma de calor:

Tabla 3.1 Comparativa de tecnologías de almacenamiento de energía [17] [16] [29] [2] [9] [18] [27] [21].

Tecnología	Salida	Eficiencia [%]	Inversión inicial [$/kW]	Aplicación
PSH	Electricidad	50-85	500-4600	Alm. a largo plazo
UTES	Térmico	50-90	3400-4500	Alm. a largo plazo
CAES	Electricidad	27-70	500-1500	Alm. a largo plazo, regulador
Almacenamiento en foso	Térmico	50-90	100-300	Aplicaciones a temperatura media
Sales fundidas	Térmico	40-93	400-700	Aplicaciones a alta temperatura
Baterías	Electricidad	75-95	300-3500	Alm. distribuido/fuera de la red, almacenamiento a corto plazo
Termoquímica	Térmico	80-99	1000-3000	Aplicaciones de baja, media y alta temperatura
Almacenamiento de hidrógeno-químico	Electricidad	22-50	500-750	Alm. a largo plazo
Volantes de inercia	Electricidad	90-95	130-500	Alm. a corto plazo
Supercondensadores	Electricidad	90-95	130-515	Alm. a corto plazo
Almacemiento con superconductores magnéticos (SMES)	Electricidad	90-95	130-515	Alm. a corto plazo
Almacenamiento de medios sólidos	Térmico	50-90	500-3000	Aplicaciones de temperatura media
Almacenamiento de hielo	Térmico	75-90	6000-15000	Aplicaciones de baja temperatura
Almacenamiento de agua caliente (Residencial)	Térmico	50-90		Aplicaciones de temperatura media
Almacenamiento de agua fría	Térmico	50-90	300-600	Aplicaciones de baja temperatura

Analizando estas tecnologías, se puede observar que se dispone de diversas opciones económicas y versátiles para las aplicaciones de media temperatura, como el almacenamiento en foso y de medios sólidos. Respecto al almacenamiento en foso, su bajo coste de inversión le hace muy accesible para aplicaciones a gran escala, tanto para usos industriales como residenciales que no requieran temperaturas extremadamente altas.

Del mismo modo, los almacenamientos de medios sólidos se emplean para calefacción residencial o procesos industriales. Estos sistemas de almacenamiento destacan por su robustez (teniendo un costo inicial relativamente superior), al emplearse materiales más duraderos y que requieren menos mantenimiento.

Por otro lado, para aplicaciones de alta temperatura y densidad energética, resaltan los almacenamientos con sales fundidas y con tecnología termoquímica por su alta eficiencia.

A su vez, cabe destacar el uso del almacenamiento de agua caliente para calefacción residencial, siendo este altamente eficiente y económico, con una fácil implantación sin necesidad de una conversión adicional de energía.

En conclusión, las tecnologías de almacenamiento térmico ofrecen ventajas significativas en términos de costo, eficiencia y aplicación específica en el contexto de "Power to Heat".

4 Aplicaciones de la tecnología Power-to-Heat

Primeramente, antes de desarrollar las diferentes aplicaciones que posee esta tecnología, se presenta la situación actual de consumo de energía media entre las diferentes fuentes de consumo:

Tabla 4.1 Consumo de diferentes fuentes de consumo [30].

Fuente de consumo	Energía consumida[kWh]
Calefacción	5172
Electrodomésticos y dispositivos del hogar	1924
Agua caliente	1877
Cocina	737
Iluminación	410
Aire acondicionado	170

Como se puede apreciar, la calefacción y el enfriamiento del hogar junto al suministro de agua caliente representan una gran parte del consumo energético a lo largo del año. Por ello, resulta de interés buscar métodos de ahorro en este ámbito.

4.1 Calefacción de edificios

Se va a analizar un caso representativo de la calefacción de un distrito de edificios, atendiendo al modelo de calefacción y refrigeración.

Este caso real puede servir de ejemplo para desarrollar un proyecto similar en las regiones en las que se pretende expandir este tipo de tecnología P2H. Para ello, se van a presentar los diferentes modos de funcionamiento en función de las especificaciones de generación y demanda del sistema, así como los costes de inversión y de la energía eléctrica en función de la bomba de calor y las emisiones anuales de CO_2.

MODOS DE FUNCIONAMIENTO:

Esta instalación se compone de los siguientes elementos: un equipo de generación fotovoltaica con conexión a la red eléctrica, un equipo de bomba de calor y un sistema de almacenamiento

térmico (TES).

Se pretende acoplar una bomba de calor al terreno, buscando así la reducción del consumo eléctrico y la eliminación de las calderas de individuales de los edificios. De esta forma, la bomba de calor se acopla al suelo, reduciendo así la diferencia de temperatura entre el foco frío y el caliente, aumentando el rendimiento de la operación. Se establece un circuito secundario entre la bomba de calor y el terreno para extraer calor del subsuelo y conseguir temperaturas más estables y favorables que las del aire (que son más radicales).

Por otro lado, el intercambiador consigue que las temperaturas del foco frío sean más elevadas para la calefacción, y que las temperaturas del foco caliente sean más reducidas para la refrigeración. Esto da lugar a diferencias de temperatura menores para la bomba, y así un rendimiento de operación más alto, independiente de la temperatura de ambiente.

Además se dispondrá de un sistema de almacenamiento de energía térmica (un tanque de agua, ya que es un sistema simple y eficiente), que almacenará (fase de carga) los excedentes de la generación cuando la demanda sea menor, y apoyará a la generación cuando la demanda sea mayor (fase de descarga).

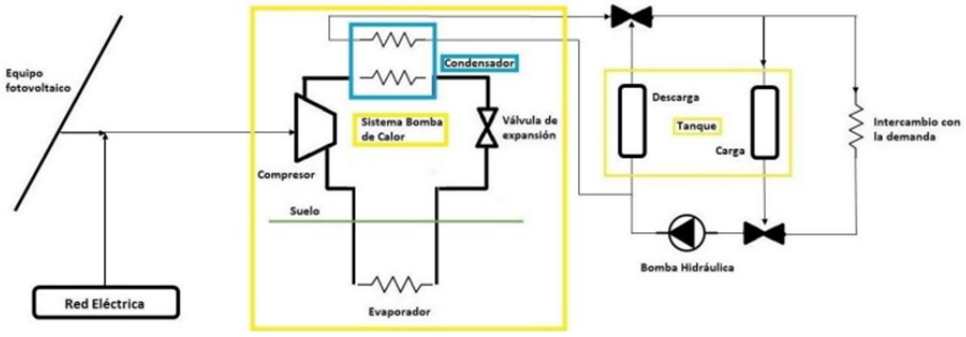


Figura 4.1 Modelo de calefacción.

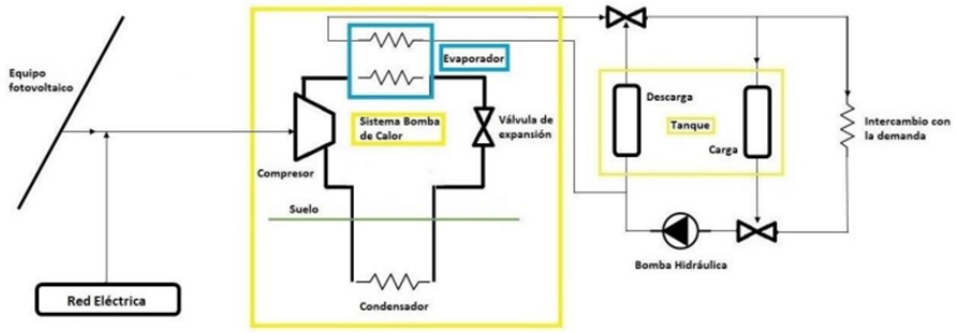


Figura 4.2 Modelo de refrigeración.

MODOS DE OPERACIÓN:

- Apagado: No hay generación, ni demanda.
- Modo 1: la bomba de calor es la fuente de suministro → La generación eléctrica es suficiente para satisfacer las necesidades de las viviendas.

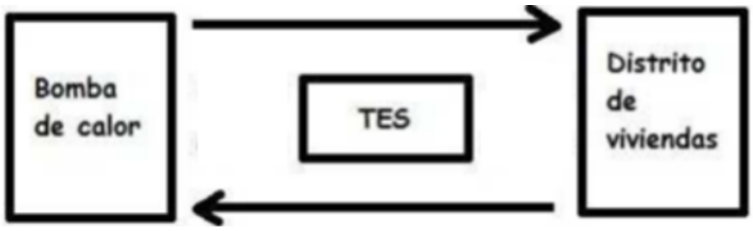


Figura 4.3 Modo 1.

- Modo 2: la bomba de calor aporta energía al almacenamiento térmico. Cuando no haya demanda y tengamos generación, toda la generación se dirigirá al almacenamiento de energía.

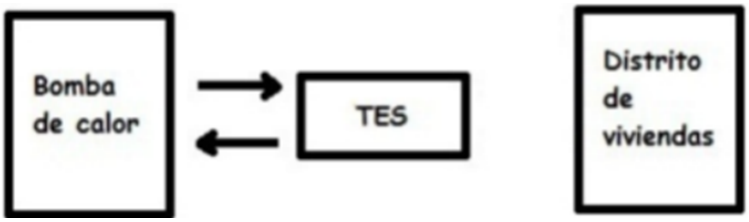


Figura 4.4 Modo 2.

- Modo 3: la bomba aporta energía a las viviendas, y además se almacenan los excedentes en el sistema de almacenamiento. La generación es tal que permite abastecer a las viviendas y almacenar energía.

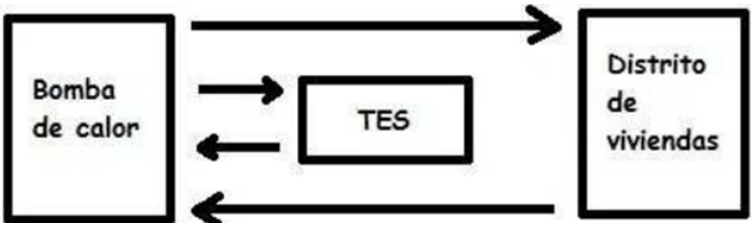


Figura 4.5 Modo 3.

- Modo 4: la generación no es suficiente y es necesario utilizar energía almacenada.

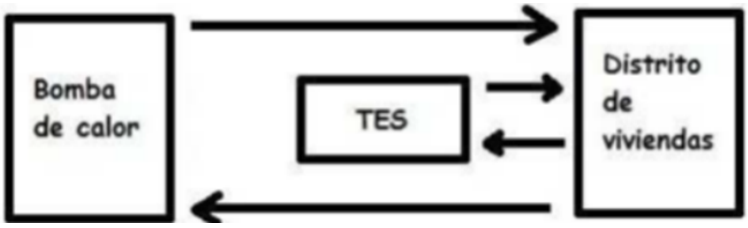


Figura 4.6 Modo 4.

- Modo 5: la generación es nula y todo el consumo de las viviendas es aportado por el almacenamiento.

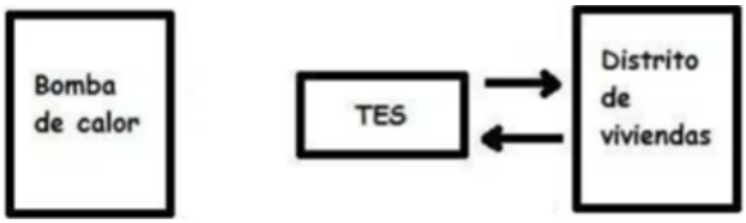


Figura 4.7 Modo 5.

COSTE INICIAL, COSTE ENERGÉTICO Y EMISIONES.

Los costes de inversión y las emisiones están directamente relacionados. Si se priorizan los costes, se obtendrá el número mínimo de bombas de calor posibles de mayor potencia. En cambio, si se prioriza el criterio de mínimas emisiones, la inversión será mayor al necesitar varias bombas de calor de diferentes potencias. Además, si establecemos como prioridad la máxima fracción solar, los precios se incrementarán aún más, aunque la eficiencia también será mayor. Todo esto queda resumido en las siguientes tablas:

Tabla 4.2 Costes de inversión en función del criterio seguido [13].

Inversión	**Coste TES[€]**	**Coste PV [€]**	**Coste bombas [€]**	**Coste conexión [€]**	**Coste inversión [€]**
Mínimos costes	134.277,4	0	647.426	63.653,24	845.356,64
Mínimas emisiones	75.094,02	1.188.000	1.496.872	63.653,24	2.823.619
Máximar fracción solar	136.479	1.318.014	2.047.136	63.653,24	3.565.283

Tabla 4.3 Emisiones anuales según el criterio seguido [13].

Emisiones CO_2	**Emisiones fijas [kg CO_2/año]**	**Emisiones variables [kg CO_2/año]**	**Emisiones totales [kg CO_2/año]**	**Porcentaje Variables [%]**
Mínimos costes	11.764,95	477.150,9	488.915,9	97,6
Mínimas emisiones	89.408,50	245.747,6	335.156,1	73,3
Máxima fracción solar	106.214,5	232.723,3	338.937,8	68,6

4.2 Agua caliente sanitaria

A continuación, se va a analizar el caso de una instalación solar dedicada al calentamiento de agua para uso humano. Esta aplicación posee algunas desventajas como la dependencia del clima.

No obstante, el coste de operación de la instalación durante los más de 25 [11] años de vida media que posee es irrelevante frente a los costes derivados del consumo de combustible o electricidad, mantenimiento y reparaciones de los sistemas convencionales de energía.

La energía obtenida del sol permite ahorrar toda esta energía proveniente de los combustibles o electricidad, siendo el período de amortización del coste de la instalación de unos 5 a 12 años [11] dependiendo del tamaño de la instalación, de su lugar y de sus necesidades de uso.

En general, se estima que el consumo de aguas sanitarias en un hogar representa un 25 % [11] del consumo de energía del mismo. Por ello, se trata de una forma interesante de ahorro y de apoyo a la reducción de las emisiones de gases causantes del calentamiento global. Además, es un sistema independiente del alto costo del gas y la electricidad, con un costo de instalación que ronda los 1700€ [11].

Concretamente, una instalación térmica solar está constituida por los circuitos primario y secundario, junto con un intercambiador de calor, un almacén de calor, un conjunto de tuberías y un depósito de expansión. Por un lado, en el circuito primario (circuito cerrado) se transfiere el calor de los colectores al intercambiador mediante un líquido hasta llegar al almacén de calor. Posteriormente, una vez enfriado el líquido, este vuelve al colector para volver a ser calentado, comenzando de nuevo el ciclo. Por otro lado, en el circuito secundario (circuito abierto), el agua caliente se consume y se introduce agua fría por el otro extremo. Esta agua fría atraviesa el almacén de calor hasta alcanzar la energía deseada para su uso.

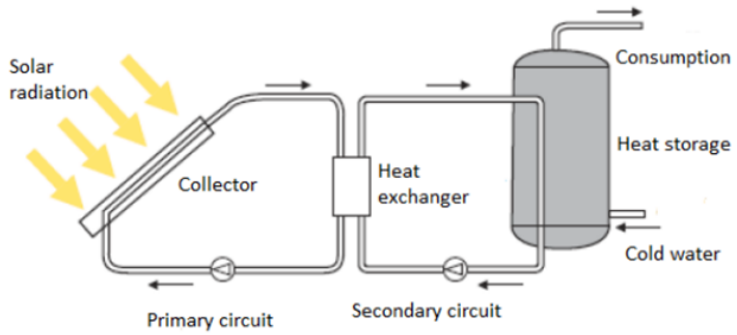


Figura 4.8 Representación del modelo de calentamiento de agua sanitaria.

Cuando se emplea una fuente de energía renovable como proveedor principal para calentar el agua del tanque, es necesario considerar un proveedor de calefacción secundario, ya que la energía puede ser intermitente y no llegar a ser suficiente para satisfacer la demanda requerida.

Todo ello se ilustra en la siguiente figura, en la que se muestra un esquema de este tipo de sistemas. En ella se puede apreciar que las unidades primarias y auxiliares son un colector solar térmico y una caldera. Esta opción es más limpia y económica que las calderas convencionales, aunque no llega a ser del todo rentable ya que emplea combustibles fósiles en la caldera.

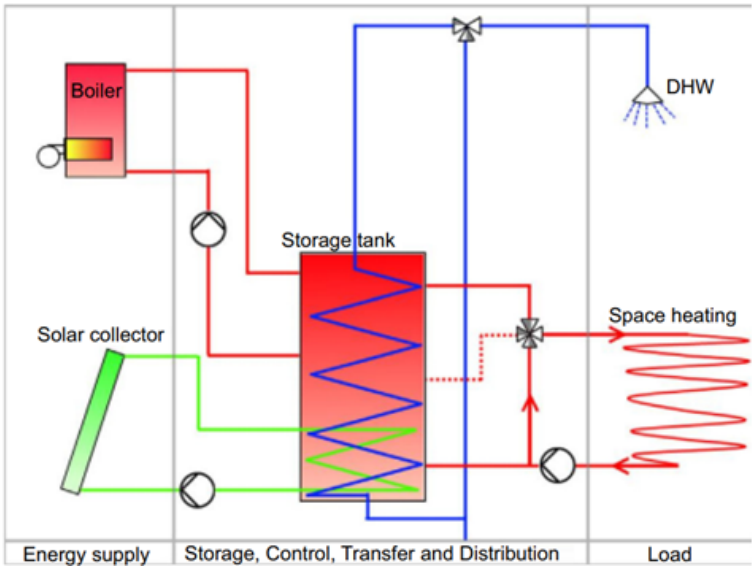


Figura 4.9 Modelo de calentamiento de agua sanitaria con colector solar y opción de combustión.

Además, es necesario destacar que el consumo de agua caliente supone uno de los mayores gastos de electricidad en todo el mundo. Esto se puede ver reflejado en la siguiente tabla, que muestra el consumo anual de electricidad para agua caliente en distintos países:

Tabla 4.4 Energía empleada en calentamiento de aguas sanitarias [8, 7].

2010	**Energía consumida para calentar agua [TWh]**	**Proporción de electricidad que supone respecto al consumo total [%]**
Unión Europea	93	22
Alemania	23	27
Francia	20	43
Italia	7.4	25
Reino Unido	6.1	9
España	5.8	11
Bélgica	3.3	29
República Checa	2.9	31
Holanda	2.1	13
Irlanda	1.8	34
Austria	1.8	21
Suecia	1.8	20
Finlandia	1	19
Grecia	1.3	38
Estados Unidos	123	20

Como se puede observar, la implantación de la tecnología P2H a gran escala podría ser muy beneficiosa tanto económicamente como para la reducción de emisiones en varios países europeos. Entre ellos destaca Grecia, que aparte de tener un consumo considerable de electricidad para calentar agua respecto a su consumo total, reúne condiciones solares y eólicas para un gran desarrollo de instalaciones de generación renovable y podría verse aún más beneficiado con el desarrollo de tecnologías como la P2H. También se podría destacar Irlanda, con un consumo similar y con una

gran generación de energía eólica.

4.3 Procesos industriales

Actualmente, cada vez más industrias emplean e invierten en formas más eficientes de consumo y de reducción de emisiones, como la tecnología presente en este trabajo: Power To Heat. Algunas aplicaciones industriales en la que se emplea esta innovante tecnología son:

Industria química: El P2H permite la generación de vapor a alta temperatura y presión, lo que resulta útil en procesos de producción química y petroquímica. Un ejemplo es la empresa Covestro, líder en la fabricación de polímeros. Esta compañía, al igual que muchas, emplea energía eléctrica para generar vapor, en lugar de combustibles fósiles, y con ello logra la producción de cloro y otros procesos de la planta de manera más sostenible.

Industria alimentaria: Del mismo modo, puede resultar interesante la obtención de vapor para su posterior aplicación en procesos de esterilización y pasteurización de alimentos. Cabe mencionar la industria láctea, ya que requiere una gran cantidad de energía para pasteurizar la leche, entre otros procesos. Un ejemplo concreto es la empresa danesa Arla Foods, la cual se está desvinculando de los combustibles fósiles gracias a la conversión de energía eléctrica para sus procesos.

Industria textil: En procesos de tintura y acabado textil se utiliza también la generación de vapor que se puede obtener mediante la tecnología P2H. Un ejemplo es la empresa china Texhong Textile Group, uno de los principales productores de hilos y telas.

Aunque se puede continuar mencionando aún más industrias que invierten en este tipo de tecnología, se ha demostrado que el grado de implementación es relativamente alto y, por tanto, su gran expansión industrial.

5 Ejemplos de implementación del Power-to-Heat en distintos países

Las tecnologías de almacenamiento térmico (TES) representan aproximadamente el 45 % [22] de la energía total empleada en edificios, adquiriendo, por tanto, un valor significativo en los sistemas de energía. Por este motivo, se está realizando un gran despliegue en diversos terrenos del almacenamiento térmico, incluyendo almacenamiento subterráneo de energía térmica (UTES) y el almacenamiento con hielo para refrigeración residencial.

Además, en relación con la necesidad de una reducción del coste de los almacenamientos de alta densidad, también se están desarrollando otros tipos de almacenamientos basados en procesos termoquímicos y materiales de cambios de fase (PCM).

Aplicaciones de almacenamiento térmico para baja temperatura (<10ºC):

En los grandes edificios se instalan tanques de almacenamiento de agua fría para la refrigeración. De igual forma, existen también otros sistemas subterráneos, como el almacenamiento acuífero (ATES) o el almacenamiento mediante pozo (BTES). Ambos tipos de almacenamiento ya han sido instalados en muchos países como Holanda, Suecia, Alemania o Canadá.

Por otro lado, debido a la alta densidad de la energía almacenada mediante los materiales de cambio de fase (PCM), algunos países, como Estados Unidos y Japón, han optado por instalar sistemas de almacenamiento térmico que emplean el hielo para la refrigeración. Concretamente, en Estados Unidos se ha desplegado en torno a 1GW para así reducir los picos de consumo.

Por último, cabe destacar el almacenamiento termoquímico, que se encuentra en pleno auge debido a su potencial para alcanzar altas densidades de energía almacenada, de 5 a 20 veces mayor que el almacenamiento sensible [22]. En este tipo de sistemas de almacenamiento se producen reacciones químicas reversibles para almacenar la capacidad de enfriamiento en forma de compuestos químicos.

Aplicaciones de almacenamiento térmico para media temperatura (10ºC-250ºC):

Los sistemas de almacenamiento térmico para media temperatura han sido empleados durante décadas para el calentamiento de agua sanitaria en países como Nueva Zelanda, Australia y Francia. Estos sistemas funcionan mediante un control de la demanda en función de la congestión local, reduciendo así los picos de demanda residencial. Se han empleado tanto pozos y acuíferos subterráneos como almacenamientos termoquímicos, los cuales poseen la ventaja de poder descargar la

energía almacenada a diferentes temperaturas con una alta densidad energética.

Aplicaciones de almacenamiento térmico para alta temperatura (>250ºC):

Dentro del almacenamiento térmico para alta temperatura, destacan las sales fundidas. Este tipo de almacenamiento se utiliza frecuentemente en las plantas solares de concentración (CSP) para generar energía eléctrica en momentos con mayor demanda. El mayor desafío para este tipo de almacenamiento se encuentra en el diseño preciso de recipientes capaces de contener de forma estable estas sales a altas temperaturas.

Por otro lado, para estos requisitos de temperatura, destacan los sistemas de almacenamiento que aprovechan las propiedades energéticas de los cambios de fase de determinados materiales, los sistemas de almacenamiento con energía termoquímica y aquellos que utilizan el calor residual de ciertos procesos como la industria siderúrgica o química.

5.1 Casos de éxito en la implementación de P2H

5.1.1 Francia

Uno de los casos que ha supuesto una gran mejora respecto a la eficiencia eléctrica en Europa es el uso de calentadores eléctricos en Francia. Se ha logrado reducir el pico de la demanda eléctrica durante los meses de invierno en aproximadamente 5 GW, lo que equivale a un 5 % de la demanda total [22].

Para alcanzar este objetivo, se lanzaron campañas dirigidas a los consumidores sobre cómo varían los precios de la electricidad según el horario y se desarrolló una nueva tecnología que permite activar y desactivar de forma remota los calentadores de agua, permitiendo así que los operadores de la red gestionen libremente estos dispositivos.

Esta gran reducción ha llevado a las empresas de servicios públicos en Francia a afirmar que el uso del almacenamiento de energía térmica ha optimizado la capacidad de generación del país. Además, ha contribuido a reducir las emisiones de CO_2, al limitar la necesidad de utilizar plantas generadoras alimentadas por combustibles fósiles.

Por otro lado, en la siguiente figura se muestra las curvas de carga durante un día frío de invierno en Francia:

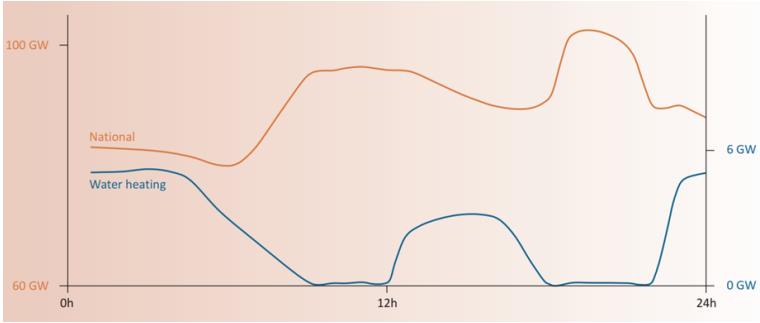


Figura 5.1 Demanda eléctrica de la red de Francia frente a la curva de carga de los sistemas de almacenamiento de agua sanitaria [22].

En este país, más de un tercio de los hogares emplean calentadores eléctricos de agua con un "medidor de 2 periodos", que pueden funcionar como unidades de almacenamiento térmico distribuido. Estos medidores ofrecen a los usuarios la capacidad de adaptarse a las tarifas de electricidad del país, de manera que cuando la curva de demanda aumenta, se disminuye el consumo agua caliente y, del mismo modo, cuando la curva de demanda disminuye es cuando se produce el calentamiento del agua.

Finalmente, este gran suceso producido en Francia ha conseguido promover la misma estrategia en otros países. Actualmente, los calentadores eléctricos de agua son comúnmente empleados en numerosos países y representa aproximadamente una quinta parte del consumo total de agua caliente en los hogares, tanto en la Unión Europea como en Estados Unidos.

5.1.2 Chile

Chile es otro de los países que ha apostado por la tecnología power to heat. Uno de sus proyectos de mayor repercusión se basa en el uso de bombas de calor como método de aprovechamiento de la energía geotérmica.

Esta tecnología también es conocida por sus siglas GSHP (Ground Source Heat Pump), y es muy utilizada en sistemas de ventilación, calefacción y acondicionamiento del aire (HVAC) transportando el calor con rendimientos aceptables, centrándose en el aprovechamiento térmico del suelo. Su finalidad es lograr un balance energético eficiente, aprovechando el calor del suelo para la producción de calor y realizando un trabajo antigeotérmico para la producción de frío, lo que implica un enfoque innovador en la utilización de la energía geotérmica. Para ello, las bombas de calor disponen de una válvula inversora del ciclo, que permite cambiar el sentido del flujo de refrigeración, pudiendo así obtener frío en verano y calor en invierno.

Este gran proyecto que pretende expandirse a lo largo de todo el país puede verse ejemplificado con los siguientes 3 exitosos casos que se han dado en los últimos años:

Hogar de las hermanitas de los pobres: [14]

Este edificio, que es un asilo con capacidad para 90 personas, se reconstruyó tras el terremoto de 2010 incluyendo diferentes mejoras: un sistema de agua caliente sanitaria (ACS) con bombas de calor aerotérmicas y un sistema de calefacción empleando bombas de calor geotérmicas reversibles junto a suelo radiante.

Concretamente, este proyecto aprovecha las napas superficiales de la zona, las cuales se encuentran a 15ºC, empleando más de 40 pozos de 20 a 30 metros de profundidad para aclimatar toda la instalación a una temperatura de 32ºC. A continuación se muestran varias imágenes de los equipos empleados:

Figura 5.2 Bombas de calor (izquierda) y sistema de distribución (derecha).

Algunos parámetros relevantes de este proyecto respecto a las bombas de calor son:

- Potencia eléctrica: 5kW/unidad
- Potencia térmica generada: 20kW.
- COP = 4.
- Fluido refrigerante: agua o glicol.
- Capacidad de producción simultánea: 200kW.
- Reversibilidad.

Finalmente, con este proyecto se consiguió un ahorro anual del 70 %.

Parque Titanium: [14]

Este proyecto proporciona el acondicionamiento térmico de un edificio de oficinas con una superficie total de 136.397m^2.

El sistema de climatización en el Parque Titanium es un sistema de bomba de calor geotérmica que utiliza agua de pozos para la condensación del gas refrigerante. El sistema utiliza agua de dos napas freáticas. Estas napas no son aguas estáticas sino ríos subterráneos, lo que permite que el calor aportado o sustraído del agua se disipe rápidamente.

En primer lugar, se cuenta con 8 pozos que extraen el agua y la almacenan en un aljibe central. De este aljibe central, el agua se distribuye a aljibes secundarios en cada una de las torres.

Por otro lado, esta agua pasa por los intercambiadores de placas condensando el gas refrigerante. Posteriormente, el agua que ha absorbido el calor del gas se drena de vuelta a las napas a través de los mismos pozos completando el ciclo.

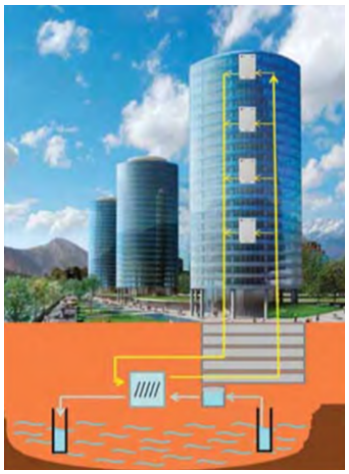


Figura 5.3 Esquema de funcionamiento térmico.

Algunos parámetros relevantes de este proyecto son:

- Potencia eléctrica consumida: 3.6 MW.
- Potencia térmica generada: 16.2 MW
- COP = 4,5.
- Reversibilidad.
- Tipo de suelo con el que trabaja: napa.
- 8 pozos de agua.
- Ahorro anual del 60 %.

Viveros Horcones: [14]

En Chile, el sector agrícola es crucial para generar ingresos y empleo. Por ello cualquier avance o innovación tiene una gran repercusión en todo el país. Este proyecto se centra en los viveros, los cuales, gracias a la alta tecnología implementada, consiguen optimizar numerosos procesos, aumentando su calidad y disminuyendo los costes de producción.

Este proyecto consiguió una mejora en las condiciones de la instalación térmica mediante el uso de tuberías, bombas de calor geotérmicas y paneles termodinámicos. Concretamente, el sistema dispone de una tecnología formada por 7 bombas de calor que permiten aportar una potencia térmica total de 700 KW, así como de una disposición de paneles que proporcionan 300 KW térmicos adicionales.

Con este proyecto se consiguió un incremento del 20 % en la tasa de crecimiento de las plantas y un ahorro energético del 75 %. Algunos de los parámetros del sistema de bombas de calor son los siguientes:

- COP de 4.6 a 5.
- Potencia eléctrica consumida: 6.5 a 30 kW.
- Potencia térmica generada: 25 a 100 kW.
- Reversibilidad.
- Capacidad de producción de calefacción y agua caliente sanitaria simultánea.

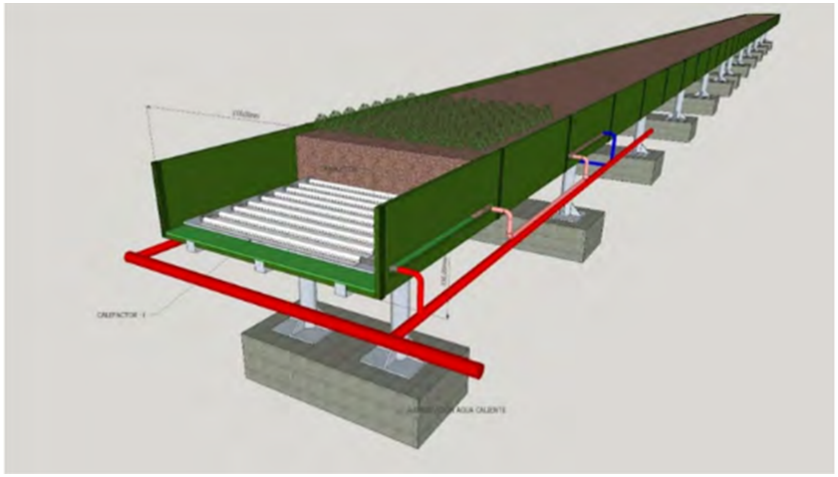


Figura 5.4 Bandejas climatizadas.

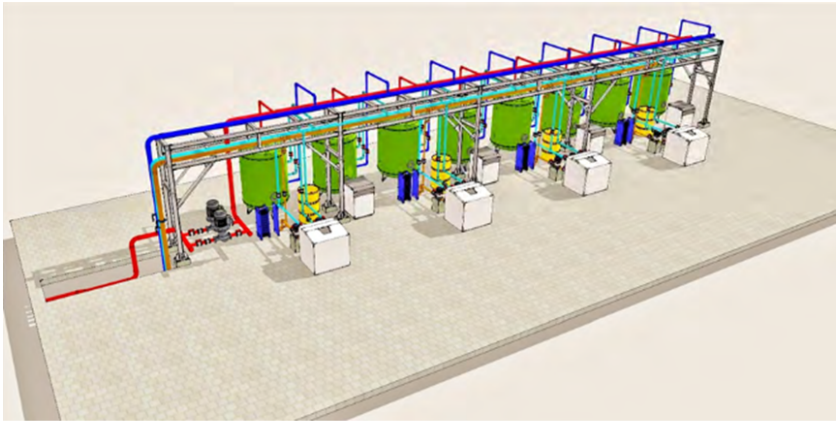


Figura 5.5 Esquema de la instalación.

6 Impacto ambiental y económico del Power-to-Heat

6.1 Ahorro de costos en sistemas de energía renovable y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

6.1.1 Impacto del P2H en CHP (Combined Heat and Power systems) [10]

En este apartado se va a estudiar la viabilidad de emplear la tecnología power to heat en plantas de cogeneración. Las opciones analizadas son las bombas de calor y las calderas eléctricas. El uso de estos dispositivos proporciona las siguientes aportaciones al sistema:

- **Flexibilidad**: los sistemas son más flexibles en la generación de electricidad y calor, adaptando su modo de operación al mercado eléctrico. Esto puede verse ejemplificado en los estudios de Meesenburg y Liu, en los que en una instalación de cogeneración de 300 MWth se consigue alcanzar un incremento de 124.2 MW con la caldera eléctrica y de 71.6 MW con la bomba de calor [10]. Todo esto refleja la mejora operacional de la flexibilidad de la instalación.

  Otra característica importante sobre la flexibilidad de los modelos es la rápida respuesta de la caldera eléctrica, lo que permite su utilización como regulación primaria en el control potencia frecuencia de la red.

- **Rentabilidad**: a pesar de que la implementación de la tecnología P2H es viable económicamente en el mercado al contado de electricidad, una de las principales ventajas de esta tecnología es que permite desacoplar la producción de calor y electricidad. Esto proporciona la posibilidad de desempeñar labores de regulación de frecuencia traduciendo este proceso en mayores beneficios en el mercado eléctrico. Mediante la regulación de frecuencia manual (mFRR) o la regulación de frecuencia automática (aFRR), se pueden ajustar los flujos de potencia eléctrica demandada con el objetivo de obtener el mayor beneficio en la casación del mercado eléctrico del día siguiente.

  En la siguiente figura se observa el cronograma de mercados eléctricos de Dinamarca:

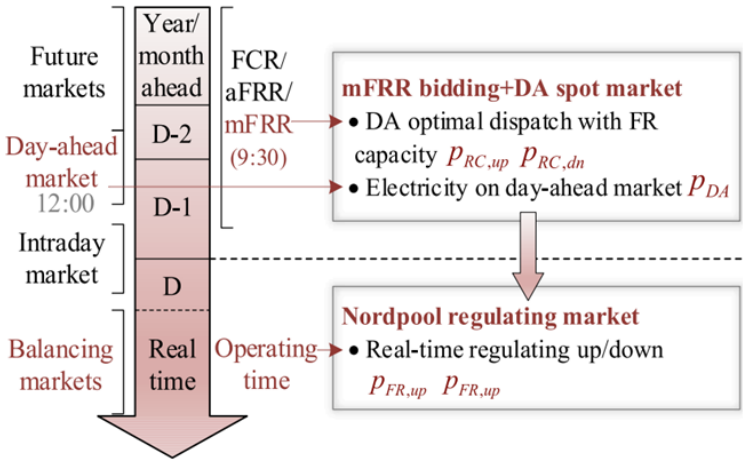


Figura 6.1 Cronograma de los diferentes mercados eléctricos [10].

En estos mercados se puede interactuar gracias a la tecnología P2H, ya que permite el desacoplamiento de la producción térmica y eléctrica, aportando flexibilidad y rentabilidad, como se ha mencionado anteriormente.

- **Eficiencia energética**: gracias a la alta eficiencia que poseen las bombas de calor y las calderas eléctricas, se puede aumentar la cantidad de energía eléctrica vendida al mercado en periodos de alta demanda.

Gracias a esta mayor eficiencia, se optimizan el mercado eléctrico del día siguiente (DA, "day-ahead market") y los servicios de regulación de frecuencia en tiempo real, proporcionando estabilidad al sistema eléctrico ajustando el suministro de electricidad a las fluctuaciones de la demanda, y generando así beneficios económicos.

Por otro lado, una de las consideraciones más importantes a tener en cuenta es la optimización del tamaño de la tecnología P2H a implementar, el cual vendrá determinado entre otros factores, por las necesidades de los diferentes mercados en los que vaya a intervenir. Por este motivo, a continuación, se va a realizar un análisis de las diferencias existentes entre la utilización de una caldera eléctrica o una bomba de calor como tecnología P2H.

Diferencia al implementar una caldera eléctrica o una bomba de calor como tecnología power to heat:

Según un estudio realizado en una instalación de cogeneración y los precios de la electricidad en Nord Pool, al utilizar calderas eléctricas o bombas de calor se consigue incrementar el beneficio anual proveniente de la regulación de frecuencia en un 3.1 % y 27.7 % respectivamente respecto a la instalación previa sin ningún tipo de tecnología Power to Heat [10].

Desde una perspectiva financiera, este incremento de beneficio se refleja en los datos de rentabilidad del proyecto. Por un lado, analizando el caso de la bomba de calor, el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto se incrementa hasta un 21.8 % [10], logrando así un periodo de amortización de 3 años. Por otro lado, la caldera eléctrica también tiene resultados positivos, pero no tan prometedores como la bomba de calor, pues el incremento del VAN del proyecto es del 0.8 % y el periodo de amortización de la inversión de 5 años.

Esta comparativa se refleja en las siguientes gráficas, que resultan de interés:

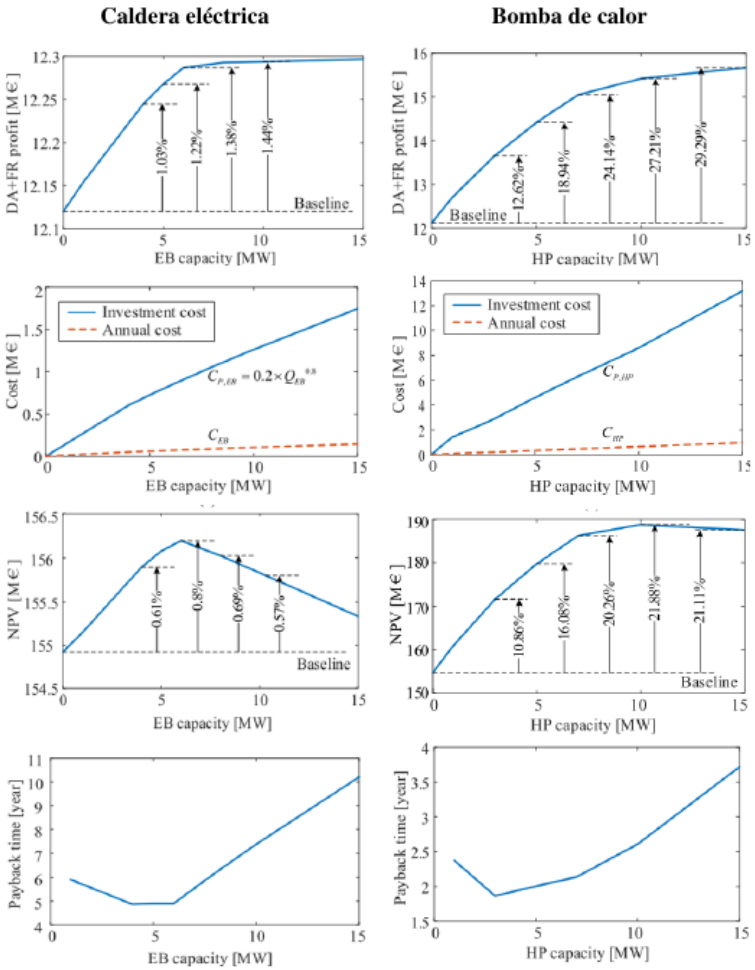


Figura 6.2 Comparativa de calderas eléctricas frente a bombas de calor [10].

Como se puede observar, a pesar de la considerable diferencia en la inversión inicial, siendo mucho más económica la caldera eléctrica que la bomba de calor, resulta más viable la implementación de bombas de calor para optimizar los beneficios de la instalación de la planta de cogeneración.

Por último, este proyecto de implementación de tecnología P2H en una planta de cogeneración proporciona dos datos que pueden resultar de interés:

Por un lado, se muestra a continuación una comparativa de los precios a los que se vendió la electricidad en 2022, cuando el precio de la electricidad fue muy volátil, frente a 2019, año donde el precio se mantuvo más constante.

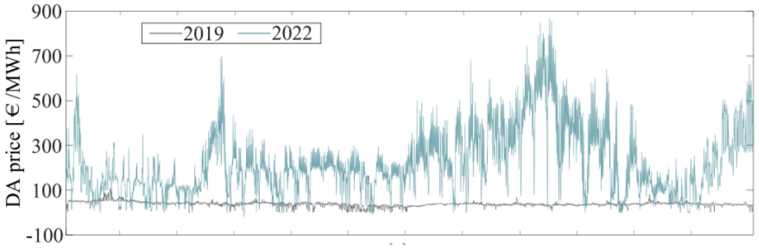


Figura 6.3 Comparativa de precios de venta de la electricidad generada [10].

Esta figura junto con la tabla de resultados económicos de dichos años demuestra el potencial que proporciona la integración de esta tecnología en el campo de la regulación de potencia, destacando su desempeño en periodos de mayor variabilidad de precios, de modo que se observan mayores beneficios en 2022 que en 2019.

Tabla 6.1 Comparación del resultado económico de la instalación P2H según los precios de la electricidad en 2019 y 2022 [10].

	EB			**HP**		
	2019	2022	Variación [%]	2019	2022	Variación [%]
Beneficio [M€]	12.29	71.66	+483.1	15.42	91.44	+493.0
NPV [M€]	156.17	914.92	+485.8	188.76	1160.30	+514.7
PBP [año]	5	1	-80	3	1	-66.7

Por otro lado, en la siguiente figura se muestra la influencia del precio del combustible en los resultados de la instalación.

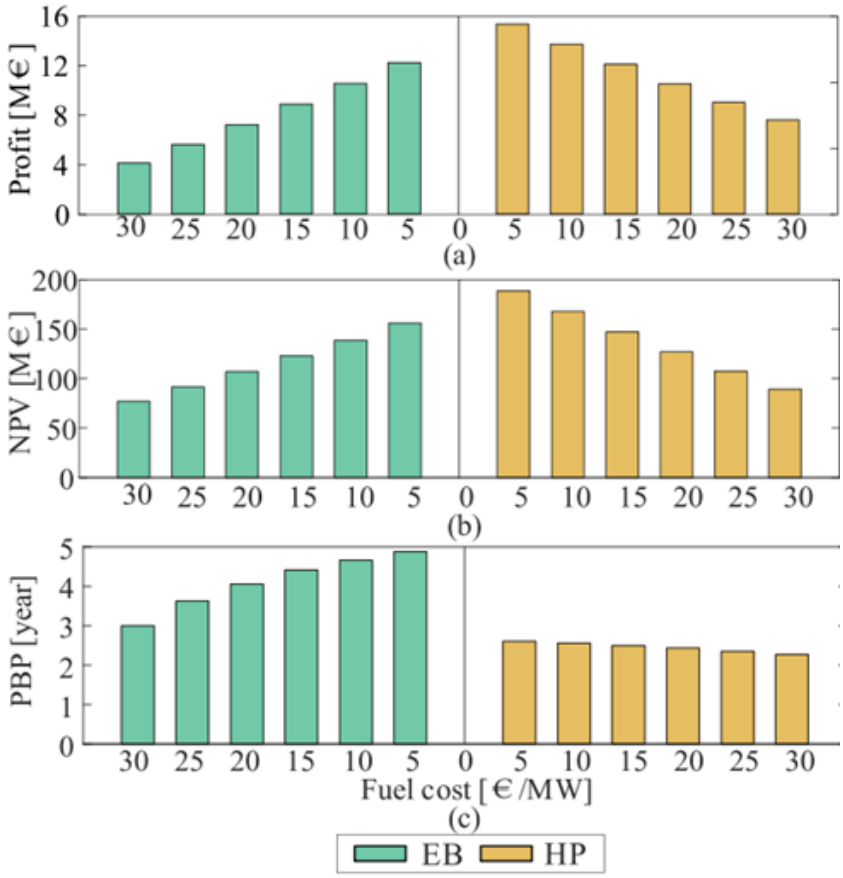


Figura 6.4 Influencia del precio del combustible en la caldera eléctrica (EB) frente a la bomba de calor (HP) respecto al beneficio, VAN y periodo de amortización [10].

Al observar la figura se aprecia que, como era de esperar, a mayor precio del combustible empleado, menor beneficio neto. Lo que sí resulta más interesante es que el beneficio obtenido de la regulación de frecuencia es más relevante que el obtenido con el mercado del día siguiente únicamente cuando el precio del combustible es alto.

Además, cabe destacar que el desempeño de la bomba de calor sigue siendo mejor que el de la caldera eléctricas, aunque esta diferencia de resultados va decreciendo a medida que aumenta el precio del combustible.

6.1.2 Cómo se ven afectadas las tarifas eléctricas con el despliegue de la tecnología power to heat en zonas urbanas

Debido al reciente desarrollo de los sistemas de generación a partir de energías renovables, es necesario encontrar diferentes alternativas para integrar estas nuevas tecnologías. El uso flexible de electricidad en calefacción y calentamiento de agua sanitaria es una de las opciones con mayor potencial. Sin embargo, aún siguen existiendo limitaciones para su desempeño a gran escala, una de las más importantes es la estructura de las tarifas eléctricas.

En primer lugar, es necesario definir cómo se componen las estructuras actuales de tarifas. Las tarifas eléctricas de los clientes suelen constar de un componente fijo, un componente de energía, un componente de demanda de carga y, en algunos casos, de un componente por potencia suscrita.

El **componente fijo** se trata de un coste anual independiente del consumo de energía, el **componente de energía** es el coste asignado por MWh de electricidad consumida y varía en función de la época del año y de la hora de consumo, y el **componente de demanda de carga** es el cargo asignado por la demanda de potencia más alta registrada durante una hora al mes. Además, en algunas tarifas también existe otro cargo fijo por **potencia suscrita instalada**, que refleja la capacidad máxima de suministro disponible.

Para realizar el estudio del impacto en las tarifas, se han comparado 5 modelos distintos de tarifas reales de varios países nórdicos con un modelo sin tarifa, todos ellos bajo las mismas condiciones establecidas.

A continuación, se resumen las principales diferencias entre los distintos modelos, así como una gráfica que muestra los diferentes costes de las tarifas para cada país analizado:

- Estocolmo: Componente de energía no muy costosa, componente de carga más elevada y posee componente por suscripción.
- Helsinki: Componente de energía de mayor precio, pero inferior a Copenhague y posee componente de carga no muy elevado.
- Copenhague: Únicamente posee componente fija (al igual que todos) y componente de energía consumida, este último con alto precio debido a la no presencia de los otros cargos en la tarifa.
- Oslo y Oslo interrumpible: Para el caso de Oslo, se presentan dos tarifas distintas: una tarifa con suministro eléctrico continuo, seguro y más costoso (alto precio en la componente de la demanda de carga, y otra tarifa interrumpible con mejores precios a cambio de la posibilidad de interrupciones controladas en el suministro (precio de la componente de energía bajo y posee cargo por potencia instalada suscrita).

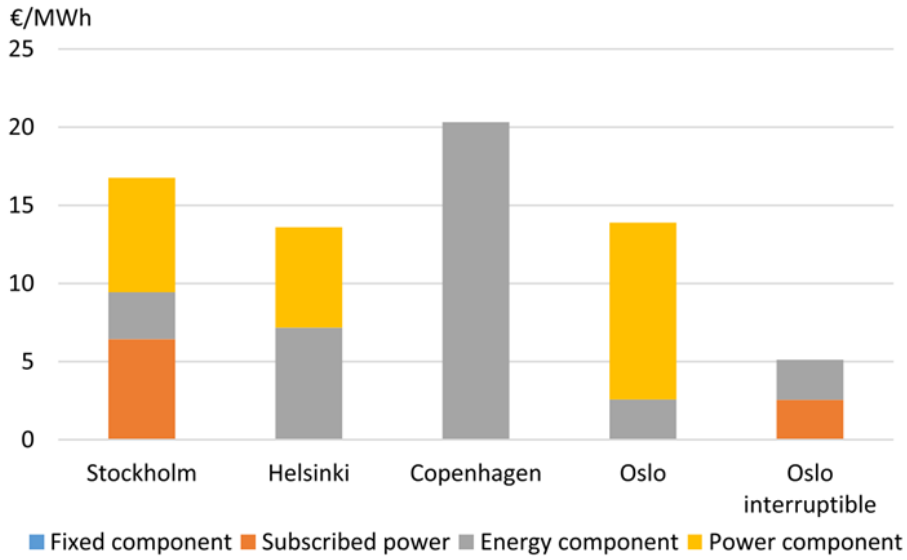


Figura 6.5 Comparativa de costes según el tipo de tarifa aplicada [28].

Estas tarifas incluyen el desempeño de la tecnología P2H, influyendo en los precios del mercado y en las emisiones de CO_2. Como se puede prever, un mayor despliegue de P2H provoca una mayor disminución en las emisiones CO_2.

Además, la implementación de P2H en estos países conlleva, a su vez, una mayor inversión en generación eólica y una disminución del consumo en gas natural en las instalaciones de cogeneración (CHP).

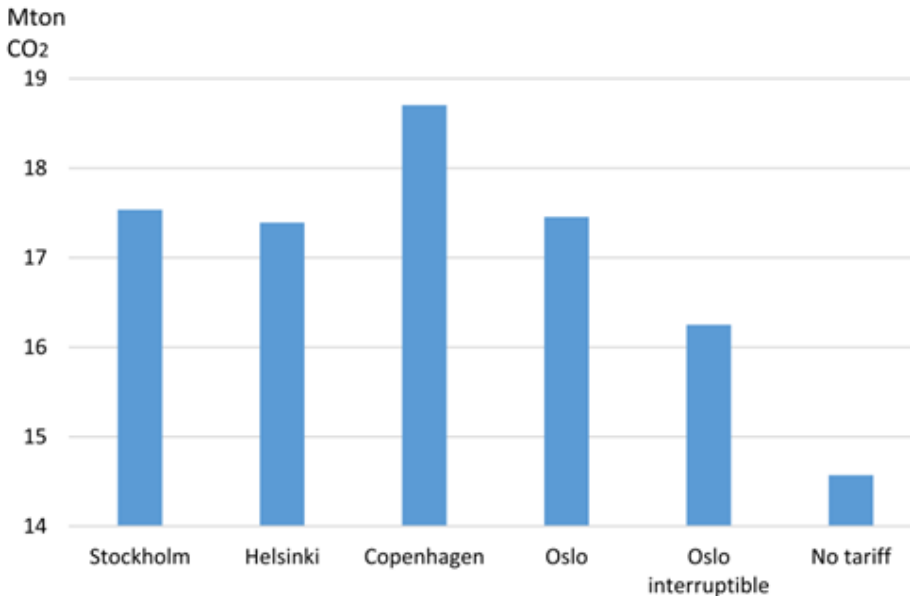


Figura 6.6 Emisiones CO_2 según la tarifa empleada [28].

Se puede afirmar que las tarifas con alto precio en la componente de energía consumida y aquellas que poseen la componente de demanda de carga obstaculizan el desarrollo de integrar las energías renovables con el objetivo de un uso flexible de la electricidad.

Respecto al uso de bombas de calor o de calderas eléctricas, el alto precio de la potencia de carga demandada limita el uso de calderas eléctricas a favor de bombas de calor. Por ello, en las tarifas de alto coste de electricidad solo se usarían las calderas eléctricas cuando la capacidad de producción eléctrica es considerablemente mayor que su consumo.

Los estudios recomiendan incrementar un 4 % de la generación eólica anual al pasar de una tarifa con alto coste de consumo energético hacia una tarifa con bajo coste de energía con demanda de carga en función del tiempo de uso. Esto provocaría un mayor despliegue del power to heat con un aumento del 60 % y un decremento de la electricidad y el calor generado por combustible fósil de 1 TWh y 10 TWh respectivamente. Con este modelo de tarifa con bajo coste de energía, en el que se fomenta el desarrollo de tecnología P2H, se logra disminuir las emisiones de CO_2 en 6 millones de toneladas (representa un 7 %) respecto a aquellas tarifas con alto cobro por consumo de energía.

6.2 Impacto en la estabilidad de la red eléctrica

A pesar de que uno de los principales objetivos a alcanzar es la generación de electricidad 100 % renovable, siguen existiendo incertidumbres respecto a la estabilidad de la red.

6.2.1 Variabilidad diaria y estacional de las fuentes renovables

Es necesario tener en cuenta que la producción de electricidad mediante la energía solar o eólica se caracteriza por ser intermitente. La disponibilidad de estas energías depende considerablemente de las condiciones climáticas y de las estaciones del año.

En las siguientes gráficas se pueden observar la generación mediante diferentes sistemas de energía para las diferentes horas del día. En ellas se puede apreciar que la generación solar es mayor durante los meses de verano, mientras que la generación eólica alcanza su máximo en los meses de invierno.

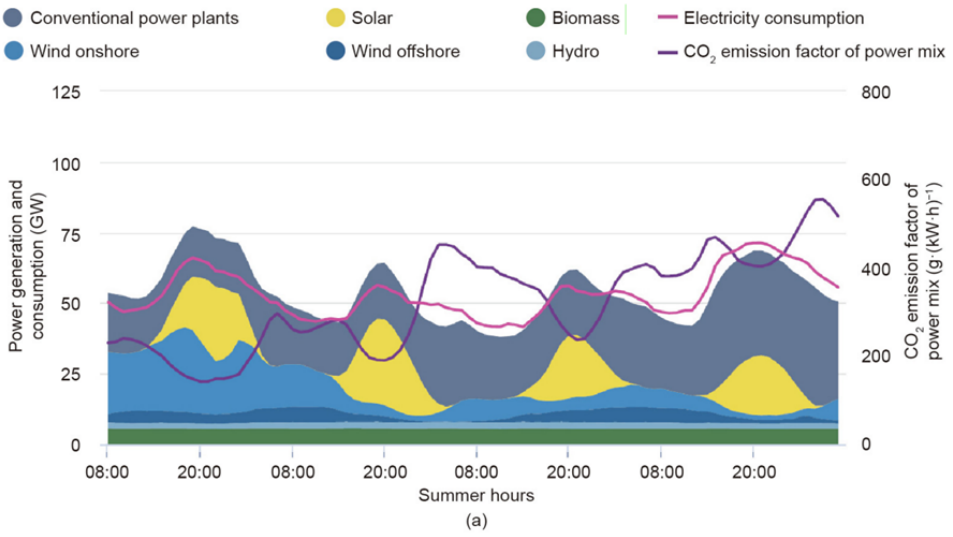


Figura 6.7 Sistemas de generación en verano [15, 1].

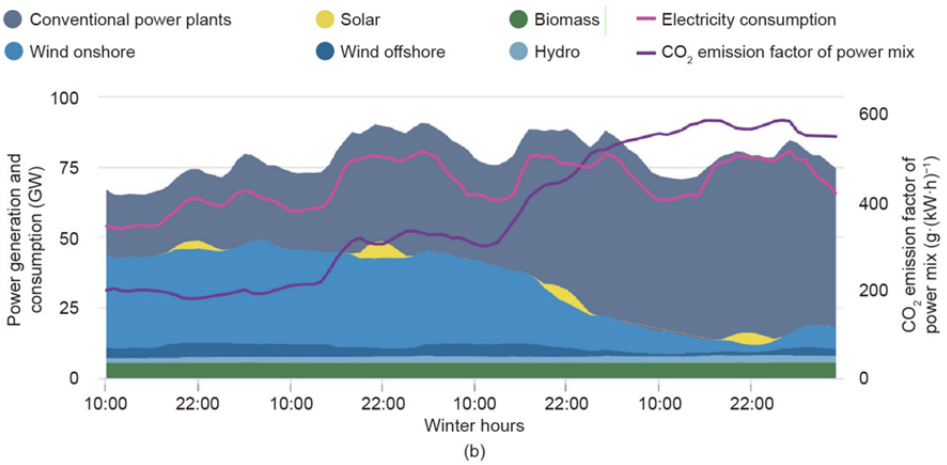


Figura 6.8 Sistemas de generación en invierno [15, 1].

Esta irregularidad de producción afecta notablemente a los precios de la electricidad en el mercado, lo que incentiva, a su vez, a consumir electricidad durante las horas fuera de los picos de consumo:

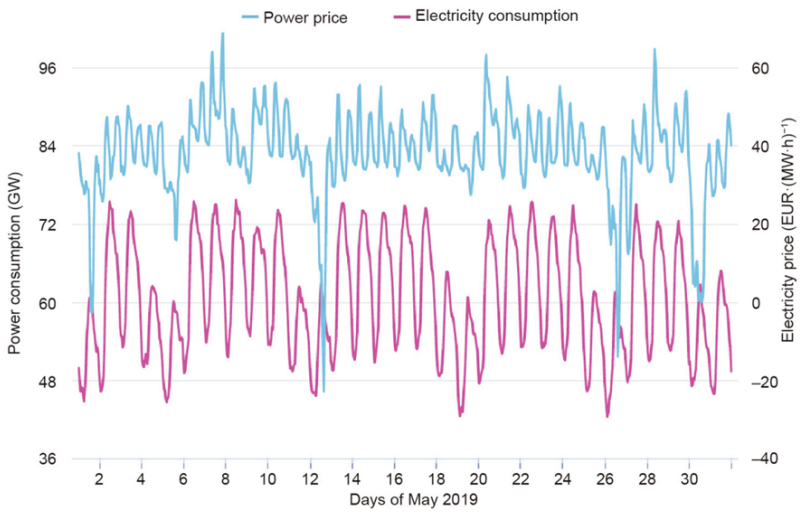


Figura 6.9 Precio y consumo eléctrico [15, 1].

6.2.2 Una capacidad firme y flexible. “La Curva de pato”

El gran aumento de las fuentes de generación de energías renovables (solar y eólica principalmente) resulta, a su vez, en un gran aumento de fuentes de generación de energía no controlables y variables lo que provoca un cambio en el modo de controlar la electricidad de la red.

Todo ello se ve representado en la siguiente figura, que ilustra la diferencia entre el consumo eléctrico pronosticado y la electricidad generada esperada.

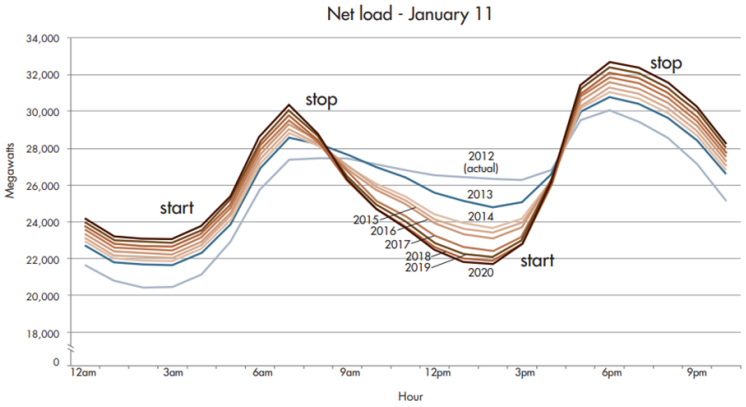


Figura 6.10 Curva de carga neta [5].

Esta figura adquiere la expresión de "curva de pato", la cual proviene de la forma que toma esta curva de carga neta durante algunos períodos del año, ya que alcanza unos valores mucho menores durante las horas del mediodía (apariencia de la barriga del pato) y vuelve a crecer rápidamente al comienzo de la tarde (dando la sensación del cuello del pato).

Esta gráfica muestra la carga neta en enero en California, uno de los casos más llamativos de esta curva de pato. Vemos claramente que a partir de las horas en las que sale el sol, la curva decrece de manera progresiva hasta el inicio de la tarde cuando el sol empieza a caer y en poco tiempo aumenta considerablemente.

De una manera más detallada, se observa la necesidad de ajustar de manera instantánea, segundo a segundo, la variación de carga y con ello ser capaz de afrontar las distintas pendientes de la curva de carga neta.

En primer lugar, se muestra una rampa de subida desde las 4am hasta la hora de salida del sol donde aumenta en 8000 MW la potencia a suministrar principalmente con fuentes de energía convencional.

Tras esto, las fuentes de energía convencional son sustituidas por la energía solar, decrementando los valores de la curva hasta que el sol empieza a caer en torno a las 4pm. La siguiente subida es la más crítica, hasta 11000 MW en menos de 3 horas, ya que la energía solar acaba y debe ser reemplazada de manera muy rápida.

Toda esta situación provoca una gran inestabilidad y falta de fiabilidad en la red. Por ello, es necesario considerar los sistemas de almacenamiento de energía para solucionar estos problemas. Los principales motivos son los siguientes:

- Aumento y disminución brusca y en un período corto de tiempo, lo que dificultan poder satisfacer la demanda eléctrica, activando o cerrando otras formas de generación de energía regulables en un período tan corto de tiempo.
- Riesgo de sobre generación de electricidad, produciendo más energía de la necesaria para satisfacer la demanda.
- Necesidad de disminuir el tiempo de respuesta para ajustar la producción de electricidad cuando no se poseen los recursos suficientes.

De esta forma, si se aumenta la capacidad de almacenamiento, se podría disminuir la pendiente de la curva y hacer más estable la red.

6.2.3 Estabilidad en la red. Inercia y respuestas rápidas a cambios de frecuencia

La inercia hace referencia a la capacidad de la red eléctrica a permanecer estable ante variaciones en la oferta y la demanda de electricidad. De modo que actúa como un amortiguador ante cambios repentinos de generación o consumo asegurando un flujo constante de electricidad.

Las instalaciones de generación eléctrica convencionales tienen grandes niveles de inercia. En cambio, las energías renovables, como la solar y la eólica, poseen una inercia limitada. Esto genera una gran preocupación por la dificultad de mantener la estabilidad del sistema. Una inercia insuficiente puede llegar a provocar inestabilidad en la red, generando apagones y caídas de tensión, lo que conlleva, a su vez, considerables gastos económicos.

Por ello, es necesario un aumento de los almacenamientos de energía para poder afrontar estos rápidos cambios de frecuencia, aportando más inercia y con ello más estabilidad a la red, asegurando en mayor medida el suministro.

Un caso famoso fue el blackout que sufrió el sur de Australia en septiembre 2016. En la siguiente figura se muestra la distribución de la generación eléctrica en el sur de Australia, siendo la energía eólica casi el 50 % de la generación. Como se ha mencionado anteriormente, una gran implantación de generación a partir de energía renovable en sustitución de energía convencional supone una pérdida de inercia en el sistema, lo que fue una de las principales causas de este apagón.

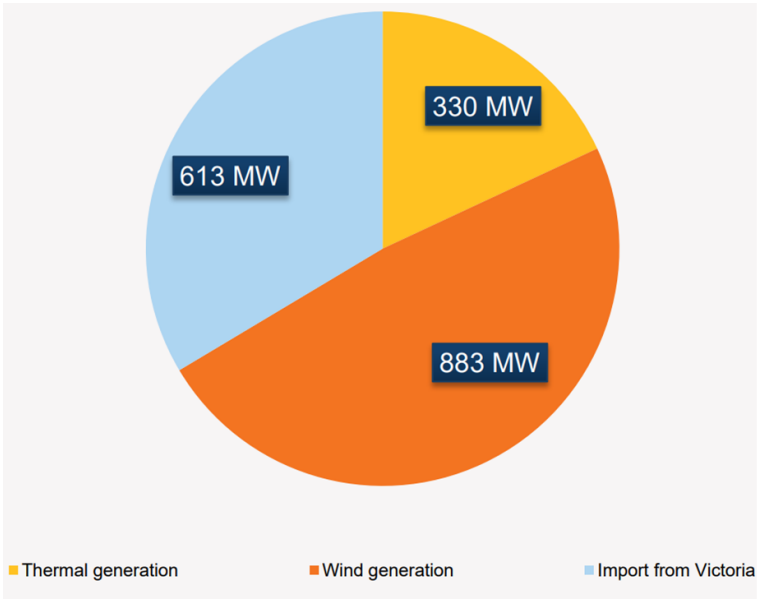


Figura 6.11 Generación eléctrica en Australia [3].

El evento comenzó con una falta en un alimentador de 66 kV que se volvió a poner en uso sin cambios significativos en la generación ni en la carga. Posteriormente, se produjo una falta bifásica en una línea de 275 kV que no pudo ponerse en servicio de nuevo, pero que tampoco supuso cambios en la generación ni en la demanda gracias al control potencia frecuencia que consiguió compensar el reparto de cargas por otras líneas.

No obstante, el siguiente suceso ya fue más significativo: una pérdida de la segunda línea de 275 kV y la reducción de 123 MW de generación (16:18:09 en la siguiente gráfica). Todo esto seguido de una tercera línea de 275 kV fuera de servicio. Esta pérdida de líneas provocó la reducción de generación en casi 200 MW provocando que el flujo de potencia a través del interconector con potencia importada superara los 850 MW obligando a abrir las líneas de conexión entre el sur de Australia y Victoria, perdiendo el sincronismo y acabando el evento con un blackout que supuso más de dos días para restablecer la situación.

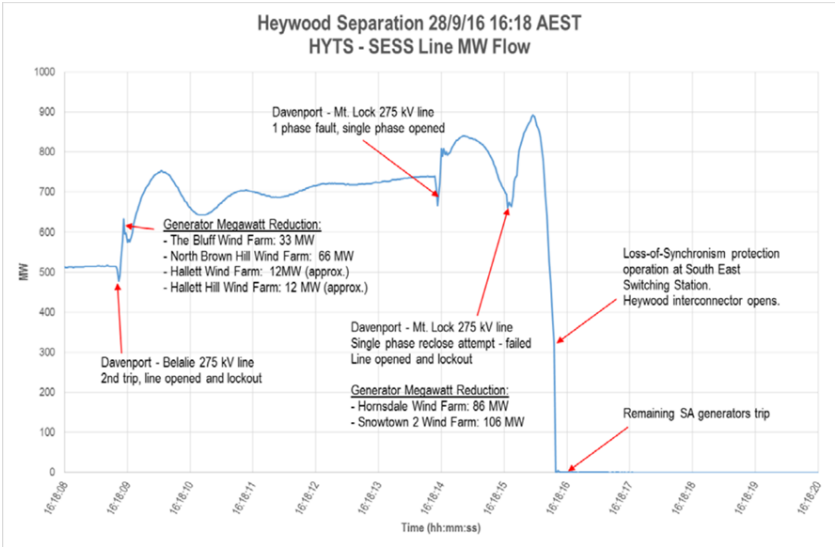


Figura 6.12 Representación del suceso mediante los flujos de potencia en las líneas [3].

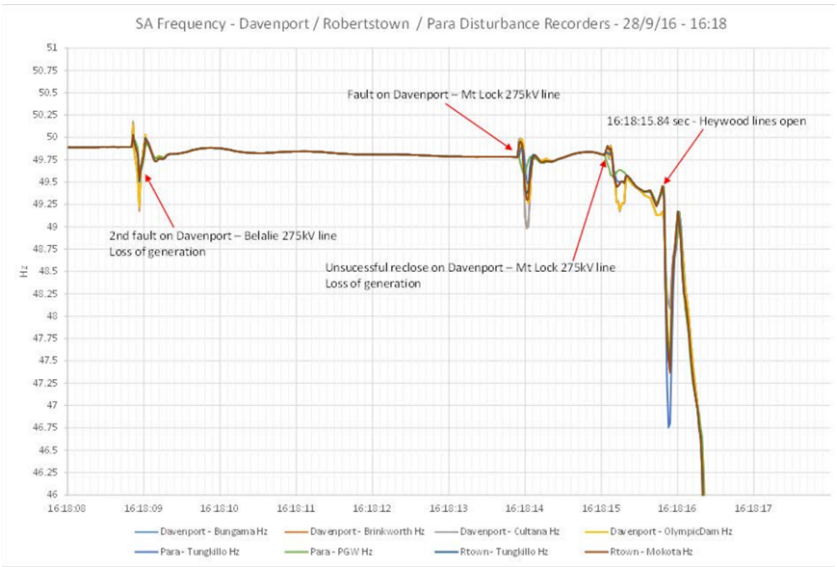


Figura 6.13 Representación de la variación de frecuencia durante el suceso [3].

6.2.4 Sobretensiones en la red

Las redes eléctricas de distribución están en constante expansión debido al crecimiento de las ciudades, el aumento en la cobertura del servicio eléctrico, el incremento en la cantidad de personas conectadas a la red y la creciente demanda de energía.

En los últimos años, este crecimiento ha sido aún más pronunciado, llegando a puntos en los que algunas partes del sistema, como alimentadores, subestaciones y transformadores, están experimentando condiciones de sobrecarga, lo que significa que están siendo sometidos a una carga mayor a la que fueron diseñados para funcionar, lo que puede tener consecuencias negativas para la eficiencia y la confiabilidad del sistema eléctrico.

Para abordar este problema, se debe realizar una integración simultánea de generación distribuida, sistemas de almacenamiento y otras medidas estratégicas de respuesta a la demanda.

Por ello, este apartado se centra en cómo pueden ayudar los almacenamientos de energía a descongestionar la red.

En primer lugar, los almacenamientos de energía permiten realizar una gestión de la potencia eléctrica demandada, de manera que cuando la demanda es baja aprovecha los excedentes de generación, y cuando la demanda es alta libera esta energía. Todo esto supone una gran ayuda para conseguir el equilibrio de carga en la red, reduciendo las posibles sobrecargas en alimentadores y subestaciones, entre otras.

De igual forma, los sistemas de almacenamiento de energía ofrecen la posibilidad de desplazar la carga temporalmente, es decir, redistribuir o reprogramar el consumo de energía eléctrica para aliviar la congestión en determinadas áreas.

6.2.5 Objetivo: Demanda flexible

Otro de los objetivos de la red eléctrica es un mayor acercamiento a la demanda flexible, de manera que todas las curvas de consumo sean más estables y conseguir así un aplanamiento de dicha curva.

En la figura 6.14, puede verse representada la curva de demanda en los distintos tipos de edificios. En ella se puede apreciar que la curva más estable es la de los edificios eficientes interactivos en la red (GEB, “Grid-interactive efficient buildings”).

En esta idea de la demanda flexible es indispensable el uso de almacenamiento. Esto puede verse mejor representado en el siguiente ejemplo donde se muestran los posibles avances en edificios eficientes interactivos en la red. Para ello, combinan un despliegue de paneles fotovoltaicos junto con distintos sistemas de almacenamiento y tecnologías innovadoras como baterías, tanques calientes de agua sanitaria, calefacción con bombas de calor, enganches de vehículos eléctricos, ventanas inteligentes, etc.

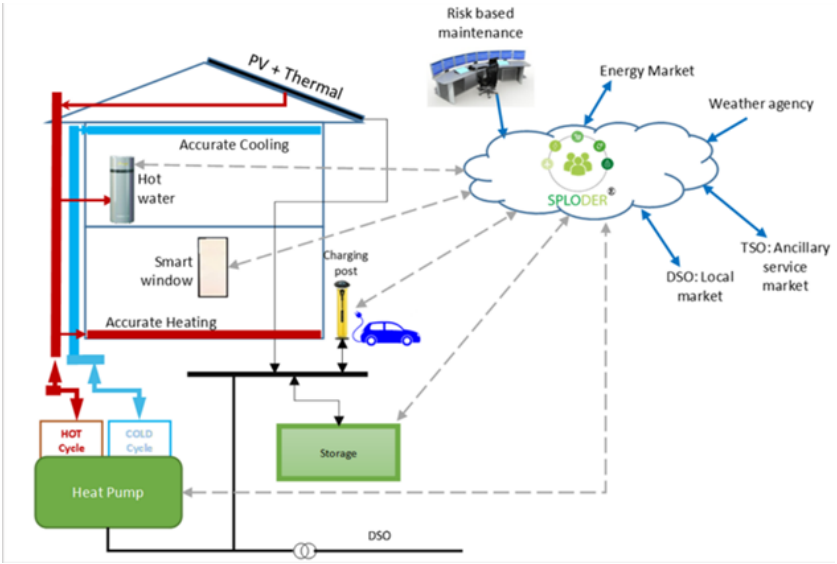


Figura 6.14 Modelo de vivienda para demanda flexible.

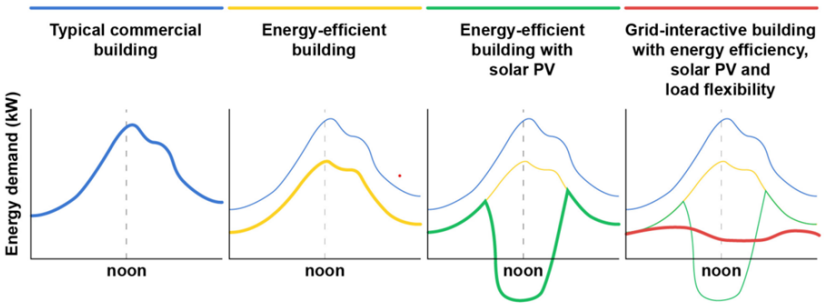


Figura 6.15 Influencia en la curva de demanda.

7 Perspectivas futuras del Power-to-Heat

7.1 Desarrollo a nivel global y posibles mejoras de la tecnología P2H

Tal como se ha visto en apartado anteriores, la tecnología Power to Heat está siendo cada vez más empleada como alternativa a la generación convencional debido a su impacto positivo en diferentes ámbitos. Todo esto se refleja en el notable aumento del uso de las bombas de calor y las calderas eléctricas.

Las estadísticas sobre las bombas de calor muestran una tasa de crecimiento y tendencias muy prometedoras para la próxima década, previendo que su participación en la calefacción de edificios se duplicará. En 2022, la venta de estos dispositivos aumentó un 11 %, según un análisis de la AIE [23]. Este aumento se desglosa en un crecimiento del 40 % en las ventas en Europa durante ese mismo año, así como en la mayor compra de bombas de calor en comparación con calderas de gas registrada en Estados Unidos.

Además, cabe destacar también que el 10 % de las necesidades globales de calefacción se cubren con bombas de calor. El objetivo para 2030 es que esta cuota aumente a un 20 %. Sin embargo, para cumplir con la ambiciosa hazaña de cero emisiones netas para 2050, el uso debe crecer en más de un 15 % anual durante los próximos años.

Asimismo, todo este despliegue requiere una mejora en la eficiencia y el dimensionamiento, para garantizar máxima rentabilidad en los nuevos edificios que instalen estos dispositivos. Con ello, se conseguirá reducir los costes iniciales y operativos, así como un control flexible e inteligente del sistema.

Este auge en la inversión en bombas de calor se apoya en las medidas políticas y en los incentivos por la subida del precio del gas natural. Estas medidas políticas se centran en la reducción de las emisiones y de la dependencia de la Unión Europea del gas ruso. Concretamente en Europa destaca la iniciativa de Francia y Alemania que alcanzan casi la mitad de las ventas en toda Europa, así como la apuesta de los países nórdicos por la calefacción con bombas de calor siendo sus ventas aún mayores que en el resto de los países europeos. Por otro lado, otros países como Italia optan por un sistema híbrido que combina las bombas de calor con calderas de gas natural.

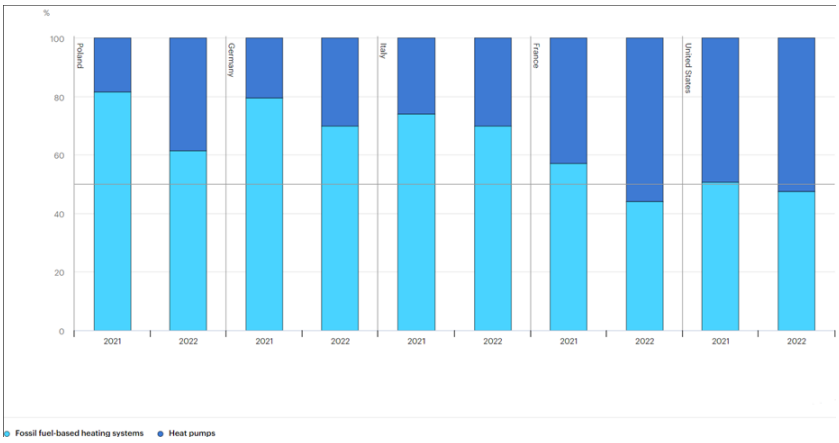


Figura 7.1 Sistemas de calefacción basados en combustible fósil respecto a bombas de calor [23].

En esta gráfica se muestra el progreso de 2022 respecto 2021 de las particiones de bombas de calor en distintos países destacando la venta superior de bombas de calor frente a calderas de gas en Francia, ya que se han implantado restricciones sobre la instalación de calderas de gas que funcionan con combustible fósil en toda Europa.

En cuanto al resto de países, Asia y América del Norte son las zonas con mayor capacidad instalada de bombas de calor, siendo el caso de Estados Unidos uno de los pocos países donde la venta de bombas de calor supera a las calderas de gas como en Francia. La mayor fuente de ventas de bombas de calor proviene de China, fabricándose un 40 % de las bombas de calor del mundo, siendo el mayor productor y exportador. Además, en otros países como Japón el 90 % de las casas están equipadas con esta tecnología, y en Australia y Nueva Zelanda también son la fuente de calefacción más común.

7.2 Integración con otros sistemas de almacenamiento de energía

La tecnología power to heat permite realizar numerosas aplicaciones de gran interés y potencial que están en pleno desarrollo y que repercuten notablemente en la gestión de la generación y de la demanda, al igual que en la estabilidad de la red. Dentro de estas aplicaciones se pueden destacar los servicios que se mencionan a continuación:

7.2.1 Almacenamiento a largo plazo o estacional

Esta tecnología permite almacenar energía durante días, semanas e incluso meses para disponer de un suministro alternativo en caso de su interrupción en la red durante un plazo más largo. A parte de posibles cortes de suministro, también es de gran utilidad para zonas con gran variabilidad estacional de la oferta y de la demanda, proporcionando la opción de aprovechar este almacenamiento durante los meses de mayor precio de la electricidad.

Un ejemplo que integra tecnología P2H y almacenamiento sería utilizar un sistema de almacenamiento subterráneo que almacena energía en forma de calor durante los meses de verano para posteriormente en invierno abastecer un edificio de agua sanitaria o de calefacción.

7.2.2 Almacenamiento a corto plazo:

Durante un mismo día, existen ciertos intervalos de horas donde el precio de la electricidad es más económico, por lo que se aprovecha para almacenar energía. Posteriormente, esta energía

almacenada se utiliza durante las horas en las que el precio es más elevado con el fin de reducir gastos.

7.2.3 Regulación de frecuencia y seguimiento de carga:

Por un lado, la regulación de frecuencia consiste en mantener la frecuencia nominal del sistema dentro de unos márgenes, variando para ello las consignas de generación del sistema de forma que cuando la demanda supera la generación, la frecuencia del sistema disminuye provocando un aumento de generación para volver a equilibrar el sistema.

Por otro lado, el seguimiento de carga se centra en satisfacer la demanda eléctrica ajustando en tiempo real la generación del sistema. Un ejemplo en el que se integren tecnologías de almacenamiento y P2H sería:

Durante el día, cuando la producción de energía solar es abundante pero la demanda eléctrica es escasa, el exceso de energía solar se aprovecha para alimentar sistemas P2H, los cuales calientan agua destinada a la calefacción urbana. Al mismo tiempo, las baterías de almacenamiento de energía se recargan con el sobrante de energía solar para su posterior utilización.

Posteriormente, durante la noche, cuando la demanda eléctrica aumenta y la generación solar disminuye, las baterías de almacenamiento de energía se descargan para cubrir la demanda adicional. Además, los sistemas P2H pueden continuar operando, proporcionando calor para calefacción urbana o procesos industriales, lo que reduce aún más la carga sobre el sistema eléctrico.

Esta estrategia integrada de P2H y almacenamiento de energía contribuyen a estabilizar la frecuencia eléctrica y satisfacer la demanda en tiempo real en el sistema eléctrico.

7.2.4 Soporte de voltaje mediante la inyección o consumo de potencia reactiva

Para mantener las consignas del voltaje dentro de sus límites se debe realizar un consumo (en sobretensiones) o inyección (en subtensiones) de potencia reactiva para operar en condiciones normales de transmisión y distribución.

La tecnología P2H puede combinarse con otros modos de almacenamiento de energía como las baterías (BESS), las cuales permiten la gestión directa de la potencia reactiva, inyectándola o consumiéndola del sistema.

Por otro lado, se puede controlar indirectamente la tensión del sistema únicamente con tecnología P2H. Aunque los sistemas de almacenamiento térmico no gestionan directamente la potencia reactiva, estos pueden integrarse en estrategias más amplias de gestión de energía que afecten la demanda y la generación de potencia reactiva.

Un ejemplo práctico sería una planta industrial con altos requerimientos de calefacción y refrigeración. Se instala un sistema de almacenamiento térmico con capacidad suficiente para almacenar energía térmica durante los períodos de baja demanda eléctrica y liberarla durante los períodos de alta demanda. Este sistema se integra con el sistema de gestión de energía de la planta, que también controla generadores locales y compensadores de potencia reactiva.

Cuando la demanda eléctrica aumenta y el voltaje tiende a caer, el sistema de gestión de energía ordena la descarga del almacenamiento térmico, reduciendo la demanda de electricidad para calefacción y refrigeración. Esto alivia la carga en la red y reduce la necesidad de potencia reactiva adicional.

En períodos de baja demanda, el sistema de almacenamiento térmico se recarga, preparándose para el próximo ciclo de alta demanda.

7.2.5 "Black start" y disminución de la congestión de redes de transporte y distribución

El concepto de "black start" se refiere a la capacidad de restaurar un sistema eléctrico desde cero sin depender de una red externa de suministro de electricidad. Un ejemplo práctico de su utilidad se observó durante un apagón en Australia. En ese caso, se utilizaron recursos de almacenamiento de energía para reiniciar los sistemas sin necesidad de conectarse a la red eléctrica principal.

Por otro lado, las tecnologías P2H y de almacenamiento de energía se emplean para modificar la provisión de energía temporal o geográfica, con el fin de mitigar los puntos de congestión en las redes de transporte y distribución (T&D), o para aplazar la necesidad de realizar inversiones en infraestructura de T&D.

En casos más extremos, si una red de transmisión de alta tensión falla, el almacenamiento de energía disponible puede suministrar la energía necesaria para cubrir la carga adicional. Esto evita que otras redes se sobrecarguen y tengan que desconectarse, previniendo así un apagón mayor.

7.2.6 Sistemas aislados:

Con el fin de asegurar un suministro de energía fiable fuera de la red y respaldar el creciente uso de recursos locales, se puede emplear el almacenamiento de energía para cubrir los vacíos entre la oferta variable de recursos energéticos y la demanda de energía.

7.2.7 Ejemplos de estudios para aplicación en casos reales

Algunos estudios en los que se integra la tecnología P2H junto a sistemas de almacenamientos de energía son los siguientes:

Utilización de bombas de calor en centrales termoeléctricas a gran escala:

Se trata de un estudio realizado para la implementación de almacenamiento PTES (Pump Thermal Energy Storage) a gran escala en plantas térmicas. Este proceso consiste en el almacenamiento de electricidad y su posterior descarga en varios subprocesos que muestran la irreversibilidad en los flujos de exergía, como se observa a continuación:

Figura 7.2 Proceso de almacenamiento y descarga un almacenamiento PTES.

El proceso comienza con la generación de electricidad desde un campo fotovoltaico o cualquier otro tipo de planta de generación, durante el periodo en el que el mercado eléctrico ronda sus valores más bajos. Esta electricidad es almacenada en un sistema PTES. Esta energía eléctrica se transforma en energía mecánica accionando un compresor que convierte el trabajo en calor (Power to heat). Posteriormente, este calor se transfiere a un fluido mediante un intercambiador, en el que permanece almacenado.

Por otro lado, durante el periodo en el que el mercado eléctrico sube de precio, la energía almacenada comienza el ciclo de descarga con otro intercambiador y se transforma de nuevo en energía mecánica en la turbina (Heat to power). Finalmente, acoplando un generador y un transformador generamos de nuevo electricidad.

El rendimiento de este proceso se encuentra entre el 50 % y el 64 % dependiendo del ciclo empleado y del fluido de trabajo (CO_2, aire o argón) [4]. Comparando esta metodología de operación PTES con otros sistemas como CAES (almacenamiento de energía de aire comprimido) y PHS (almacenamiento hidráulico por bombeo), que son los métodos de almacenamiento de energía a gran escala más dominantes en el mercado actual, obtenemos la siguiente tabla comparativa que muestra el RTE (Round Trip efficiency), ρE (densidad de energía) y ρP (densidad de potencia) de todos estos sistemas:

Tabla 7.1 Comparativa entre diferentes métodos de almacenamiento a gran escala [4].

	PTES	**PHS**	**CAES**
RTE [%]	37-64.5	60-85	40-95
ρE [kWh/m^3]	37-221	0.2-2	3-12
ρP [MW/(m^3/s)]	1-6.3	5	5.4

Todos estos valores provienen del análisis de los distintos sistemas integrados en centrales termoeléctricas en sus ciclos de descarga.

Como se puede observar, el potencial máximo de RTE de los sistemas PTES es similar al mínimo obtenido en PHS. Respecto al desempeño de los sistemas CAES se pueden alcanzar altos valores. Sin embargo, la alta densidad energética de los sistemas PTES y su densidad de potencia superior a los otros sistemas es la clave para que los sistemas PTES resulten competitivos en el mercado, de manera que los costes por unidad de energía y el espacio de requerido para su instalación no resultan una limitación.

El almacenamiento en baterías también se encuentra en desarrollo para otras aplicaciones, como en las instalaciones de almacenamiento eléctrico para campos eólicos o fotovoltaicos. Aunque su despliegue a gran escala es menos probable. Los sistemas PTES pueden resultar de gran interés por su menor LCOE (coste normalizado de la energía) a mayor tiempo de almacenamiento y menor efecto perjudicial al medio ambiente.

Comunidades energéticas:

Tratando de cambiar el convencional sistema de generación centralizada hacia una generación más distribuida, emerge una de las nuevas propuestas: las comunidades energéticas (ICES, “Integrated community energy systems”).

Partiendo del compromiso de las comunidades locales y de la integración de recursos energéticos que permite la generación distribuida (fuentes como el sol o el viento entre otras) se pretende encontrar la forma óptima de reducir emisiones y costes. Sin embargo, existe aún falta de información sobre esta propuesta.

Entre las tecnologías y recursos empleados se pueden mencionar la energía solar fotovoltaica, la energía solar térmica, la microeólica, los almacenamientos de energía, las bombas de calor, los

vehículos eléctricos(aprovechando la batería del vehículo para la su utilización eficiente en el hogar) o la gestión inteligente de energía entre otras.

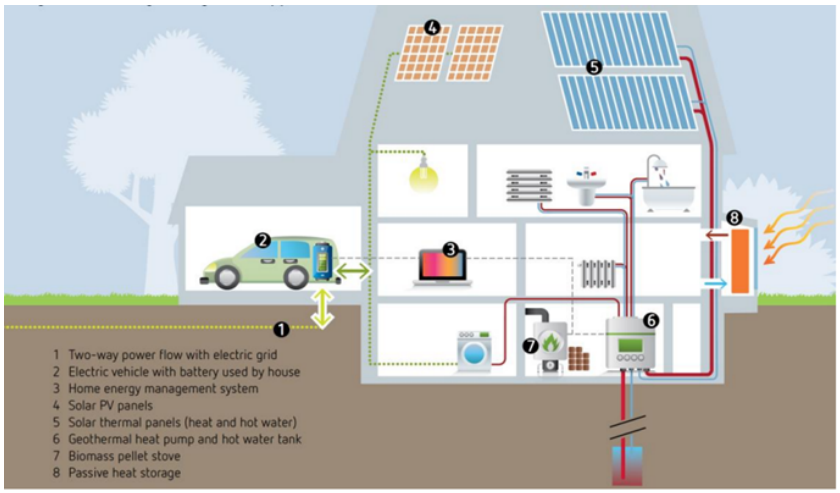


Figura 7.3 Modelo de hogar a partir de generación distribuida.

La idea principal de estas comunidades energéticas consiste en vender los excedentes de energía y comprar el déficit energético a la comunidad. Las principales ventajas de este modelo son la sostenibilidad, la independencia energética , la reducción de costes, el impulso a la economía local, etc.

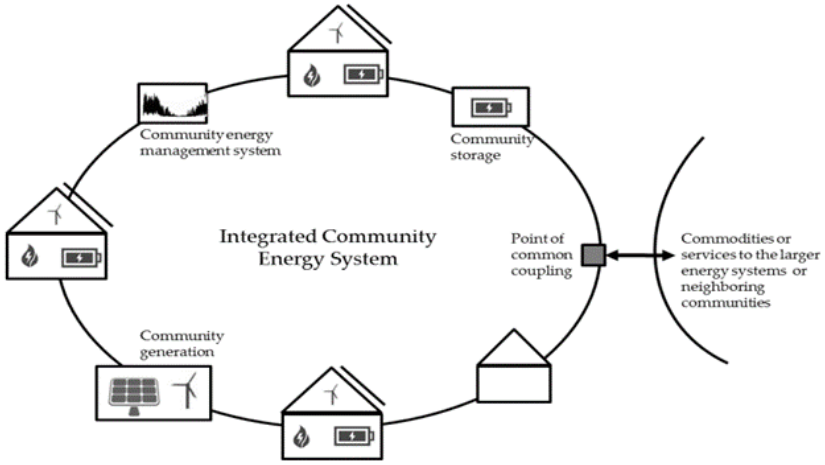


Figura 7.4 Modelo de red en la comunidad energética.

Un ejemplo de comunidad energética se encuentra en Heerhugowaard, Holanda [20].

En esta comunidad conviven 203 casas interconectadas, proponiendo un modelo descentralizado de energía de cara al futuro. Entre las diferentes tecnologías empleadas se encuentran 183 placas solares fotovoltaicas en tejados, 95 interruptores fotovoltaicos, 49 bombas de calor, 45 calderas eléctricas, 14 pilas de combustible…

Tras un año se observó que el 20 % del tiempo hubo equilibrio entre la oferta y la demanda energética gracias al intercambio de energía de 0.92kWh de media al día por hogar. Se demostró que esta flexibilidad por parte de los diferentes consumidores locales crea un mercado específico

dentro de la comunidad, de manera que aquellos hogares con energía sobrante almacenada podían abastecer aquellas viviendas que se encontraban en déficit a cambio de beneficios económicos.

Desde un punto de vista general, se mitigan los picos de demanda y suministro evitando así la congestión en determinados periodos, eliminando la necesidad de reforzar las infraestructuras debido a sobrecargas.

7.3 Almacenamiento de energía a gran escala

La tecnología Power to Heat está directamente relacionada con los sistemas de almacenamiento. De esta manera, para el desarrollo del Power to heat a mayor escala debe haber también un notable aumento de los sistemas de generación variable de energía renovable (como la energía solar y eólica), y con ello los sistemas de almacenamiento para equilibrar así la generación y la demanda, sin la necesidad de emplear combustibles fósiles.

Para ello, se propone una visión a futuro (año 2050) con los datos y las tendencias de 4 regiones principales: China, India, Unión Europea y Estados Unidos.

Se estima que la generación de energía renovable variable alcanzará entre el 27 % y el 44 % [22] de la producción de electricidad para el año 2050, y se necesitará un almacenamiento adicional de 310 GW en estas 4 regiones, que supondrá un 85 % de la demanda eléctrica en 2050 [22].

El almacenamiento de energía proporciona diversos servicios en muchas aplicaciones. Sin embargo, la evaluación del tamaño requerido por cada aplicación y la penetración de cada almacenamiento dependerá principalmente de las características específicas de los sistemas. Tenemos 3 variantes a desarrollar.

En primer lugar, el escenario 2DS que es aquel que trata de limitar un aumento de la temperatura global a 2 ºC (el umbral de temperatura establecido en el Acuerdo de París).

En segundo lugar, un escenario de “avance” con reducciones de costos agresivas para las tecnologías de almacenamiento. El objetivo de esta iniciativa es que estas tecnologías se vuelven competitivas con opciones menos costosas que actualmente proporcionan distintos servicios. Este resultado se traduce en un coste nivelado de la energía (LCOE) para el almacenamiento a granel diario de aproximadamente 90 USD/MWh.

Y por último, un escenario que apuesta por los vehículos eléctricos (EV) , en el que se asume que el 25 % de la electricidad diaria requerida por EVs es carga controlable y disponible como respuesta para otros servicios, así se podría conseguir una optimización de la red con modos de funcionamiento casa $\rightarrow$ vehículo o vehículo $\rightarrow$ casa, en lugar de vehículo $\rightarrow$ red [22].

Con todo esto, la transición hacia una energía limpia plantea la reducción de las emisiones de CO_2 a más de la mitad para 2050 y con ello podremos mantenernos por debajo de 2ºC de aumento de temperatura global. Para conseguirlo debemos ser conscientes de las limitaciones de disponibilidad de las fuentes de generación de energía renovable variable.

En la siguiente gráfica se estima la generación eléctrica compartida proveniente de las fuentes renovables variables considerando los 3 escenarios anteriormente mencionados. Se observa un aumento progresivo en las 4 regiones, lo que supondría una gran mejora.

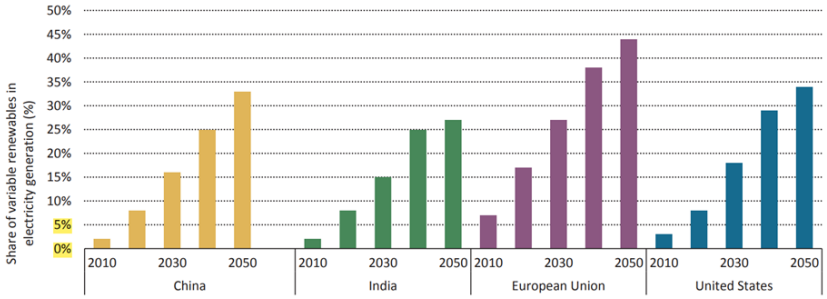


Figura 7.5 Generación eléctrica considerando los 3 escenarios propuestos [22].

La siguiente gráfica también es muy representativa. En ella se observa la evolución final en 2050 de los diferentes escenarios respecto a la capacidad de almacenamiento eléctrico, siendo el desarrollo de sistemas de almacenamiento a bajo coste la opción más desarrollada en todas las regiones, y teniendo un menor impacto el área de los vehículos eléctricos.

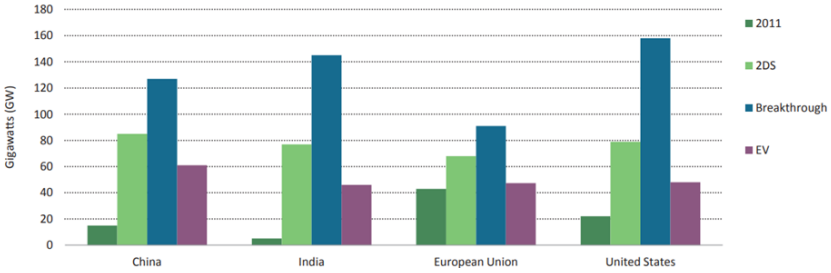


Figura 7.6 Evolución final para 2050 de la capacidad del almacenamiento eléctrico [22].

Del mismo modo, de acuerdo con el coste de inversión de cada escenario, se observa que el escenario del desarrollo de sistemas de almacenamiento a bajo coste es el más costoso, aunque el que más potencia nos proporciona. A pesar de esto, la diferencia de coste de inversión entre las diferentes opciones no es tan dispar.

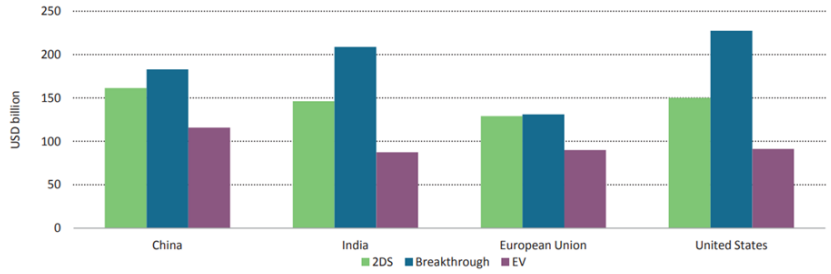


Figura 7.7 Coste de inversión de cada escenario [22].

Por último, cabe destacar el cambio que sufren los sistemas de generación en este período de tiempo, siendo la energía eólica y la fotovoltaica las más desarrolladas. No obstante, se produce el efecto contrario con el gas natural y el carbón, que se reducen considerablemente.

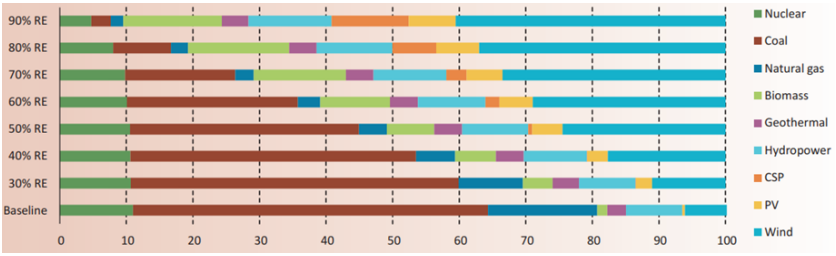


Figura 7.8 Cambio en la producción de los sistemas de generación [22].

7.4 Valoración del potencial de P2H en el contexto energético actual y de cara al futuro

7.4.1 Potencial de la tecnología P2H por la crisis energética actual

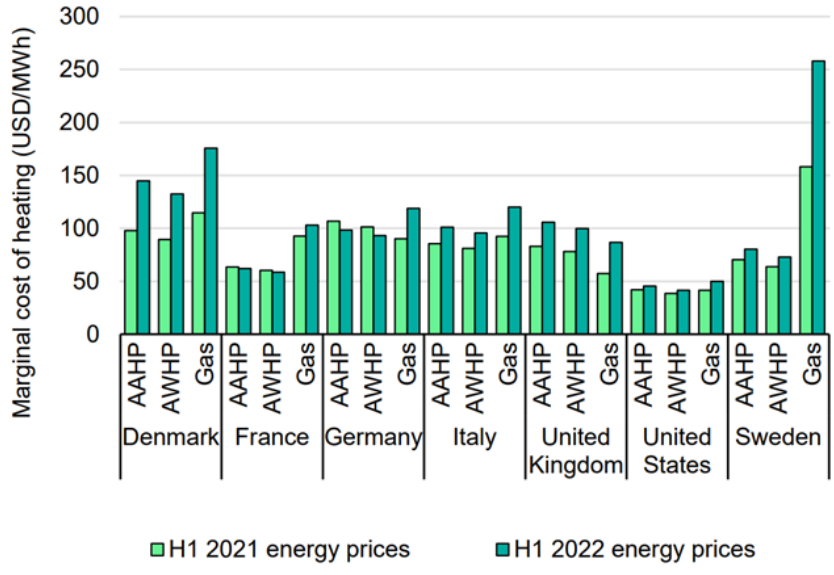
Como se ha mencionado anteriormente, el sistema energético actual está en plena transición hacia un entorno más sostenible, para conseguir reducir tanto las emisiones como la utilización de combustibles fósiles.

Actualmente, la situación puede considerarse una crisis energética debido principalmente al aumento global de los precios de la electricidad y de algunos combustibles ampliamente utilizados en sistemas de climatización de edificios y calentamiento de aguas sanitarias, como el gas natural. Todo esto se debe en parte a los objetivos impuestos para frenar el incremento de la temperatura media global a un máximo de 2ºC y a la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles. Las políticas para reducir las emisiones de carbono y la creciente demanda de energía, junto con las tensiones geopolíticas que afectan el suministro de combustibles fósiles, han contribuido significativamente a esta crisis.

En este sentido, la subida de precios de la energía favorece la apuesta por tecnologías más eficientes como la tecnología P2H. Estados Unidos y numerosos países europeos están apoyando el despliegue de bombas de calor con las políticas que se están imponiendo en los últimos años.

Sin embargo, siguen existiendo limitaciones y obstáculos que impiden su despliegue a gran escala. Principalmente la competitividad de costes en aquellos lugares donde las alternativas fósiles no han sido aún prohibidas. Además, también deben considerarse los costes iniciales de inversión y la falta de incentivos como puntos a mejorar.

En los distintos países que se muestran en la siguiente figura, todos coinciden en el alto precio de la energía desde 2021, especialmente para los consumidores de tarifas de gas natural. El precio del gas natural ha aumentado de manera muy acelerada comparado con la subida del precio de la electricidad, provocando elevadas facturas por el calentamiento de agua y edificios como se ve en la siguiente gráfica.



]

Figura 7.9 Representación de costes en calentamiento. AAHP: Bomba de calor aire-aire. AWHP: Bomba de calor aire-agua [19].

Respecto al precio de las bombas de calor comúnmente instaladas, las bombas que calientan agua suelen tener un precio inicial mayor que aquellas que calientan aire, pero las bombas de calor más costosas son las geotérmicas debido a la instalación subterránea que puede significar hasta más de la mitad del coste total del sistema.

Otros puntos a optimizar son los costes en antiguos edificios que proponen cambiarse a un sistema de calefacción con bombas de calor, ya que el precio puede aumentar mucho al necesitar un sistema eléctrico actualizado para mayor carga instalada, pudiendo alcanzar los costes adicionales hasta un tercio de la inversión total.

Para poder afrontar estas inversiones, se han fortalecido en los últimos años las subvenciones y ayudas por parte de muchos países, sobre todo en la Unión Europea con el fin de reducir la dependencia del gas ruso. En la siguiente gráfica se muestra el OPEX (“Operational Expenditure”), CAPEX (“Capital Expenditure”) y la parte subvencionada para el despliegue de bombas para el calentamiento de agua.

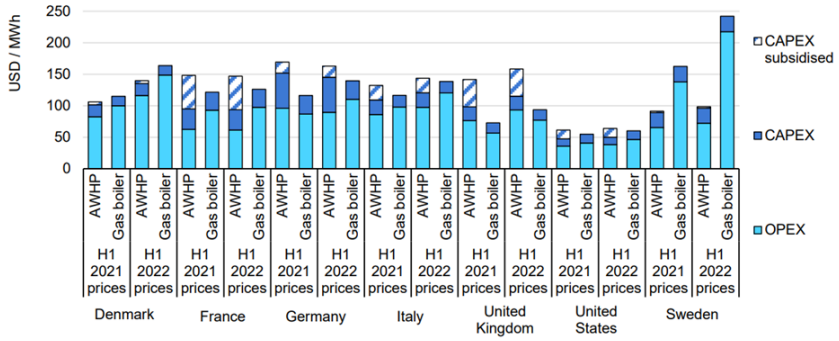


Figura 7.10 Representación de costes en calentamiento. OPEX: Gastos operativos (funcionamiento). CAPEX: Gasto capital (inicial)[19] .

Como se observa, el coste de funcionamiento de las calderas de gas es mayor en casi todos los países, y el objetivo a futuro es ir reduciendo esa inversión inicial requerida en las bombas de calor.

7.4.2 Potencial por el necesario desarrollo de los sistemas de almacenamiento

Del mismo modo, para la descarbonización es necesario el aumento de la capacidad de los sistemas de almacenamiento actuales, en el que muchos de ellos están directamente relacionadas las tecnologías power to heat.

El sistema eléctrico debe ampliar su generación distribuida y para ello los sistemas de almacenamiento son esenciales. Asimismo, almacenamientos en sistemas a menor escala son actualmente competitivos en comunidades más alejadas o sin conexión a red.

Además, para una gestión flexible que proporcione mayor estabilidad en la red y en el mercado eléctrico también es necesario maximizar la capacidad de los sistemas de almacenamiento. Sin embargo, se necesita apostar más aún por esta idea, buscando maneras de reducir los costes de dichos almacenamientos, reduciendo pérdidas en su funcionamiento y acelerando su investigación y desarrollo.

Algunas acciones a implementar para los próximos años podrían ser aumentar el número de países que invierten en el despliegue de estos sistemas, aportando incentivos para hacer más atractiva esta apuesta para aquellos posibles interesados en generación limpia y eficiente, del mismo modo que para aquellos que investiguen en mejorar la flexibilidad y eficiencia de estos equipos.

Otras políticas respecto al tipo de mercado eléctrico de algunos países, recompensado de mejor manera a aquellos que vendan energía a la red, o respecto a la estructura de tarifas eléctricas bajando el coste energético de estas para así reducir emisiones como se vio en el apartado 6.2.

Más enfocado en aquellos sistemas de almacenamiento relacionados con la tecnología power to heat, los almacenamientos térmicos son cada vez más implementados a gran escala como se muestra en la siguiente figura:

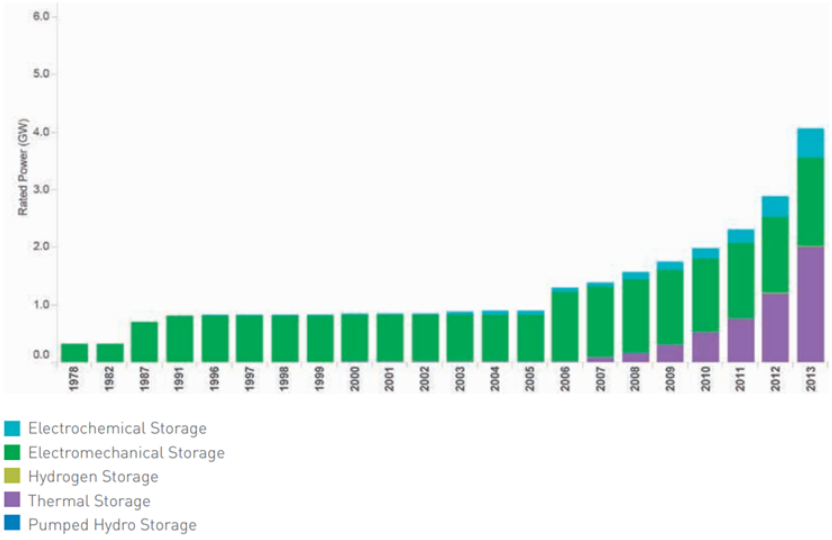


Figura 7.11 Representación del desarrollo de distintos sistemas de almacenamiento.

8 Conclusiones

En conclusión, es fundamental destacar la importancia de la tecnología Power to Heat (P2H) junto con otros sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas de generación a partir de energía renovable. La variabilidad diaria y estacional de los sistemas de energía renovable requiere diversas propuestas para estabilizar los niveles de demanda a lo largo del día y en diferentes épocas del año.

Entre las tecnologías estudiadas en P2H, las **bombas de calor** y las **resistencias eléctricas** son las más empleadas. Aunque las resistencias eléctricas tienen un costo inicial inferior, se ha demostrado que las bombas de calor ofrecen mejores resultados en términos de eficiencia energética, ahorro en costos de energía y durabilidad. Además, las bombas de calor son más adecuadas para aplicaciones con alta demanda de calor, como la calefacción de edificios comerciales e industriales. Por lo tanto, es esencial realizar un estudio previo minucioso para seleccionar la tecnología más adecuada según las especificaciones de cada proyecto.

Ejemplos exitosos, como los calentadores eléctricos con gestión remota por operadores de red desplegados en Francia, han demostrado su eficacia al reducir los picos de demanda en 5 GW durante los meses de invierno, promoviendo la adopción de estrategias similares en otros países. Asimismo, la implementación a gran escala de bombas de calor para el aprovechamiento geotérmico en Chile se destaca como otra iniciativa notable en varias regiones, logrando un ahorro anual entre el 60 % y el 75 % en diferentes proyectos. Ambas tecnologías son muy útiles, por lo que, como se mencionó anteriormente, es esencial analizar las especificaciones y condiciones de cada proyecto para alcanzar el resultado óptimo.

Además, los **sistemas de calefacción de edificios** han sido muy beneficiados por el desarrollo de esta tecnología. Por ejemplo, en el proyecto del “Parque Titanium” en Chile, se ha conseguido un ahorro anual del 60 % en la climatización de edificios empleando bombas de calor. En cuanto al **calentamiento de agua sanitaria**, esta tarea representa un alto consumo energético, constituyendo el 25 % del consumo en los hogares. La implementación a gran escala de esta tecnología es muy beneficiosa, tanto desde el punto de vista económico como para la reducción de emisiones. Esto es especialmente relevante en países con condiciones adecuadas para la generación de energía renovable, como Grecia, con excelentes condiciones solares y eólicas, e Irlanda, con una alta generación eólica.

En general, las tecnologías de almacenamiento térmico ofrecen ventajas significativas en términos de costo, eficiencia y aplicación específica en el contexto de "Power to Heat". En otros ámbitos de estudio, se ha demostrado el gran potencial de esta tecnología, especialmente en su **impacto ambiental y económico**.

La **regulación de frecuencia** y la posibilidad de **intervenir en el mercado eléctrico** proporcionan gran rentabilidad. En plantas de cogeneración, se ha observado que las bombas de calor pueden alcanzar beneficios económicos de 91 millones de euros, con un periodo de amortización de la inversión de un año. Esta tecnología obtiene mejores resultados económicos en periodos de alta volatilidad en el mercado eléctrico, gracias a la regulación de frecuencia y la venta de electricidad en el mercado. A mayor precio del combustible empleado en el estudio de la planta de cogeneración, menor es el beneficio neto. Sin embargo, el beneficio obtenido de la regulación de frecuencia es más relevante que el obtenido en el mercado del día siguiente únicamente cuando el precio del combustible es alto.

En cuanto a las **tarifas eléctricas**, esta tecnología podría provocar un cambio en la estructura de tarifas en muchos países, favoreciendo un modelo con bajo coste de energía y demanda de carga en función del tiempo de uso. Se recomienda establecer nuevos objetivos, como incrementar en un 4 % anual la generación eólica, lo que implicaría un aumento del 60 % en el despliegue de la tecnología P2H y una disminución de la electricidad y el calor generados por combustibles fósiles de 1 TWh y 10 TWh, respectivamente. Este modelo fomenta el desarrollo de la tecnología P2H y logra reducir las emisiones de CO2 en 6 millones de toneladas (un 7 %) en comparación con las tarifas con alto cobro por consumo de energía.

Por último, uno de los principales aspectos del despliegue a gran escala de la tecnología P2H es su **impacto en la estabilidad de la red**. La variabilidad diaria y estacional de las fuentes renovables provoca incertidumbre, por lo que la intervención de sistemas de almacenamiento de energía, como la tecnología P2H, es clave. El aumento de las fuentes de generación de energía no controlables y variables requiere un cambio en el control de la electricidad de la red. Esto se refleja en las curvas de demanda neta de electricidad, donde el potencial de los sistemas de almacenamiento es crucial para enfrentar las bruscas pendientes y hacer el sistema más estable.

La **inercia del sistema** y su **capacidad de respuesta ante cambios de frecuencia** también se ven afectadas por el auge de las energías renovables. Los sistemas de almacenamiento de energía son imprescindibles para garantizar un suministro fiable en un sistema con alta generación renovable, evitando colapsos como posibles apagones. Un gran despliegue de sistemas de almacenamiento, incluyendo la tecnología P2H, serviría de apoyo en periodos de alta demanda, evitando sobrecargas en las líneas eléctricas, y en casos de sobre generación eléctrica, equilibrando la generación y el consumo.

El crecimiento de las ciudades conlleva un aumento en la cobertura del servicio eléctrico y la demanda de energía. Actualmente, hay **zonas muy congestionadas** con niveles de tensión por encima de los límites. Para abordar este problema, se debe realizar una integración simultánea de generación distribuida, sistemas de almacenamiento y otras medidas estratégicas de respuesta a la demanda, como la demanda flexible.

De cara al futuro, se debe promover el desarrollo de esta tecnología junto con otros sistemas de almacenamiento de energía para alcanzar objetivos fundamentales como la cero emisiones, apoyo al calentamiento global, soporte a la red eléctrica disminuyendo la congestión, y optimización del control de la regulación de potencia-frecuencia. Propuestas como las comunidades energéticas, el fomento de la generación distribuida, investigaciones para mejorar esta tecnología y su implementación en centrales eléctricas a gran escala son necesarias para lograr estos objetivos.

Índice de Figuras

2.1	Inversor de Inducción	6
2.2	Intercambiador de calor de tubos y coraza	8
3.1	Comparativa de almacenamientos según capital invertido y riesgo frente a fase de desarrollo [6, 26]	10
3.2	Capacidad de almacenamiento de energía conectado a red [2]	10
4.1	Modelo de calefacción	16
4.2	Modelo de refrigeración	16
4.3	Modo 1	17
4.4	Modo 2	17
4.5	Modo 3	17
4.6	Modo 4	17
4.7	Modo 5	18
4.8	Representación del modelo de calentamiento de agua sanitaria	19
4.9	Modelo de calentamiento de agua sanitaria con colector solar y opción de combustión	20
5.1	Demanda eléctrica de la red de Francia frente a la curva de carga de los sistemas de almacenamiento de agua sanitaria [22]	24
5.2	Bombas de calor (izquierda) y sistema de distribución (derecha)	26
5.3	Esquema de funcionamiento térmico	27
5.4	Bandejas climatizadas	28
5.5	Esquema de la instalación	28
6.1	Cronograma de los diferentes mercados eléctricos [10]	30
6.2	Comparativa de calderas eléctricas frente a bombas de calor [10]	31
6.3	Comparativa de precios de venta de la electricidad generada [10]	31
6.4	Influencia del precio del combustible en la caldera eléctrica (EB) frente a la bomba de calor (HP) respecto al beneficio, VAN y periodo de amortización [10]	32
6.5	Comparativa de costes según el tipo de tarifa aplicada [28]	34
6.6	Emisiones CO_2 según la tarifa empleada [28]	34
6.7	Sistemas de generación en verano [15, 1]	35
6.8	Sistemas de generación en invierno [15, 1]	36
6.9	Precio y consumo eléctrico [15, 1]	36
6.10	Curva de carga neta [5]	37
6.11	Generación eléctrica en Australia [3]	38
6.12	Representación del suceso mediante los flujos de potencia en las líneas [3]	39

6.13 Representación de la variación de frecuencia durante el suceso [3] 39
6.14 Modelo de vivienda para demanda flexible 41
6.15 Influencia en la curva de demanda 41

7.1 Sistemas de calefacción basados en combustible fósil respecto a bombas de calor [23] 44
7.2 Proceso de almacenamiento y descarga un almacenamiento PTES 46
7.3 Modelo de hogar a partir de generación distribuida 48
7.4 Modelo de red en la comunidad energética 48
7.5 Generación eléctrica considerando los 3 escenarios propuestos [22] 50
7.6 Evolución final para 2050 de la capacidad del almacenamiento eléctrico [22] 50
7.7 Coste de inversión de cada escenario [22] 50
7.8 Cambio en la producción de los sistemas de generación [22] 51
7.9 Representación de costes en calentamiento. AAHP: Bomba de calor aire-aire. AWHP: Bomba de calor aire-agua [19] 52
7.10 Representación de costes en calentamiento. OPEX: Gastos operativos (funcionamiento). CAPEX: Gasto capital (inicial)[19] 52
7.11 Representación del desarrollo de distintos sistemas de almacenamiento 53

Índice de Tablas

2.1 Tecnologías para el calentamiento de agua sanitaria [24] 6

3.1 Comparativa de tecnologías de almacenamiento de energía [17] [16] [29] [2] [9] [18] [27] [21] 13

4.1 Consumo de diferentes fuentes de consumo [30] 15
4.2 Costes de inversión en función del criterio seguido [13] 18
4.3 Emisiones anuales según el criterio seguido [13] 18
4.4 Energía empleada en calentamiento de aguas sanitarias [8, 7] 20

6.1 Comparación del resultado económico de la instalación P2H según los precios de la electricidad en 2019 y 2022 [10] 32

7.1 Comparativa entre diferentes métodos de almacenamiento a gran escala [4] 47

Bibliografía

[1] Agora Energiewende, *Recent electricity data*, https://www.agora-energiewende.de/en/service/recent-electricity-data/, Accessed with permission.

[2] IEA analysis and EPRI (Electric Power Research Institute), *Electrical energy storage technology options*, Report, EPRI, Palo Alto, California, 2010.

[3] Australian Energy Market Operator, *Integrated final report: Sa black system 28 september 2016*, https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/market_notices_and_events/power_system_incident_reports/2017/integrated-final-report-sa-black-system-28-september-2016.pdf, 2017, Accessed: 2023-06-17.

[4] J. Blanquiceth Pereira, *Evaluación de la integración de sistemas de almacenamiento de electricidad con bombas de calor en centrales termo-eléctricas de gran escala*, (2021).

[5] California Independent System Operator, *What the duck curve tells us about managing a green grid*, https://www.caiso.com/documents/flexibleresourceshelprenewables_fastfacts.pdf, 2023, Accessed: 2023-06-17.

[6] Benoit Decourt and Renaud Debarre, *Electricity storage: Leading the energy transition factbook*, Schlumberger Business Consulting (SBC) Energy Institute, 2013.

[7] Enerdata, *Odyssee, the europe energy efficiency project*, Database, 2011, Accessed: 16 June 2024.

[8] Energy Information Administration, *Annual energy outlook*, Report, 2013.

[9] J. Eyer and G. Corey, *Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide*, Tech. report, Sandia National Laboratory, Albuquerque, NM, United States, 2010.

[10] S. Gao, H. Li, Y. Hou, and J. Yan, *Benefits of integrating power-to-heat assets in chps*, Applied Energy **335** (2023), 120763.

[11] Sofía Pedraza García, *Project of solar installation for domestic hot water preparation*, Final Project Degree (Bachelor Thesis), Faculty of Mechanical Engineering, Cracow University of Technology, Specialty Renewable Energies, 2019, Tutor: Wiesław Zima, Cracow, June 2019.

[12] P. M. Gil, *Sistema de calefacción y refrigeración de distrito con bomba de calor, almacenamiento de energía térmica y energía solar fotovoltaica*, 2017.

[13] Pablo Martínez Gil, *Sistema de calefacción y refrigeración de distrito con bomba de calor, almacenamiento de energía térmica y energía solar fotovoltaica*, Trabajo Fin de Grado, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, 2017, Autor: Pablo Martínez Gil, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, 2017.

[14] S. Harfagard, *Estado de desarrollo de proyectos de bombas de calor geotérmicas instalados en chile*, (2016).

[15] G. Hu, C. Chen, H. T. Lu, Y. Wu, C. Liu, L. Tao, and K. G. Li, *A review of technical advances, barriers, and solutions in the power to hydrogen (p2h) roadmap*, Engineering **6** (2020), no. 12, 1364–1380.

[16] IEA, *Technology roadmap: Energy efficient buildings: Heating and cooling equipment*, OECD/IEA, Paris, France, 2011.

[17] _____, *Energy technology perspectives*, OECD/IEA, Paris, France, 2014, forthcoming.

[18] IEA-ETSAP and IRENA, *Thermal energy storage*, Tech. report, Technology Brief E17, Bonn, Germany, 2013.

[19] International Energy Agency, *Renewables 2022*, *https://www.iea.org/reports/renewables-2022*, 2022, IEA, Paris. Licence: CC BY 4.0.

[20] B. P. Koirala, *Integrated community energy systems*, 2017.

[21] Sandia National Laboratories, *Power tower technology roadmap and cost reduction plan*, Tech. report, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM and Livermore, CA, United States, 2011.

[22] Melissa Lott, Sang-Il Kim, Cecilia Tam, and David Elzinga, *Technology roadmap: Energy storage*, ResearchGate, March 2014, Available at: *https://www.researchgate.net/publication/261848307_Technology_Roadmap_Energy_storage*.

[23] Yannick Monschauer, Chiara Delmastro, and Rafael Martínez-Gordon, *Las ventas mundiales de bombas de calor continúan creciendo a doble dígito*, *https://www.iea.org/commentaries/global-heat-pump-sales-continue-double-digit-growth*, 2023, Yannick Monschauer, analista de energía; Chiara Delmastro, Analista de Energía Edificios; Rafael Martínez-Gordon, Modelador de Tecnologías Limpias – Industria y Edificación. Accessed: 2023-06-17.

[24] S. Oliveros, *Análisis técnico económico de un sistema solar térmico para la generación de agua caliente sanitaria (acs) y calefacción del hotel grand house en bogotá*, Bogotá, 2013.

[25] M. p. l. T. E. y. e. R. Demográfico, *Producción de las centrales nucleares en españa*, *https://www.miteco.gob.es/es/energia/nuclear/centrales/espana/produccion.html*, Último acceso: 02 04 2024.

[26] Halime Paksoy, *Thermal energy storage today*, IEA Energy Storage Technology Roadmap Stakeholder Engagement Workshop, vol. 14, February 2013.

[27] IEA-ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme) and IRENA (International Renewable Energy Agency), *Electricity storage*, Tech. report, Technology Policy Brief E18, Bonn, Germany, 2012.

[28] E. Sandberg, J. G. Kirkerud, E. Trømborg, and T. F. Bolkesjø, *Energy system impacts of grid tariff structures for flexible power-to-district heat*, Energy **168** (2019), 772–781.

[29] Black & Veatch, *Cost and performance data for power generation technologies*, Cost report, Black & Veatch, February 2012.

[30] Clemente Álvarez, *Los hogares gastan más con el 'standby' que con el ordenador*, *https://blogs.elpais.com/eco-lab/2012/01/los-hogares-gastan-mas-con-el-standby-que-con-el-ordenador.html*, January 2012.