

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de las Tecnologías
Industriales

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
MEDIANTE AIRE COMPRIMIDO:
PLANTAS CAES

Autor: Alejandro Muñoz Diez de la Cortina

Tutor: D. Antonio Muñoz Blanco

Dept. de Máquinas y Motores Térmicos

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2015



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

**ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE AIRE COMPRIMIDO:
PLANTAS CAES**

Autor:

D. Alejandro Muñoz Diez de la Cortina

Tutor:

D. Antonio Muñoz Blanco
Catedrático de Universidad

Dept. de Máquinas y Motores Térmicos

Sevilla, 2015

Trabajo Fin de Grado: Almacenamiento de energía mediante aire comprimido: Plantas CAES.

Autor: Alejandro Muñoz Díez de la Cortina

Tutor: D. Antonio Muñoz Blanco

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2015

El Secretario del Tribunal

Resumen del proyecto:

El presente proyecto estudia el estado del arte en cuanto a tecnología CAES se refiere, en un intento de compilación de la información disponible en distintos medios de divulgación científica e ingenieril, y haciendo una presentación de las distintas mejoras y desarrollos posibles de la tecnología así como de un acercamiento a las dos plantas ya existentes que utilizan este medio de almacenamiento de energía.

El núcleo del proyecto se encuentra en el estudio de los sistemas CAES de almacenamiento y en su acercamiento teórico-matemático así como en el establecimiento de un modelo relativamente simplificado, que permita realizar un análisis de sensibilidad para determinar las dependencias paramétricas más importantes de estos sistemas.

Estos sistemas realizan una compresión de aire que es posteriormente almacenado en una cámara, liberándose a través de una turbina, en caso de necesidad de generación de energía eléctrica, pudiendo ser utilizado combustible, en función a los requerimientos eléctricos del sistema y la red.

Este sistema, así como otras tecnologías de almacenamiento energético vienen impulsadas por la búsqueda de un método más eficiente de generación y aprovechamiento de la energía, y por la implantación cada vez mayor de las energías renovables, energías que debido a su naturaleza variable pueden hacer oscilar la frecuencia de la red, lo cual es contrario a los requisitos de estabilidad de ésta. Al mismo tiempo, este tipo de tecnologías de almacenamiento busca aprovechar el máximo potencial de las energías renovables, las cuales en múltiples ocasiones tienen que ser desconectadas de la red por superar la producción de estas plantas a la demanda.

En esta línea, la Unión Europea en su búsqueda de un sistema energético independiente al resto de países que se sitúan fuera de sus fronteras, se encuentra especialmente interesada en el desarrollo y correcta implementación de las energías renovables. Con este planteamiento se aplica el denominado "Horizonte 2020", buscando una mejora de la eficiencia energética en comparación con 2007 en un 20% para 2020 y una reducción de las emisiones de gases un 20% respecto a 1990. Así mismo, el planteamiento energético para 2030 consistiría en un alcance del 27 % de la energía producida en la UE de origen renovable o procedente de almacenamientos energéticos para ese año, ahorro energético para 2030 del 30 %, y un 40 % menos de producción de CO₂ y en general de gases de efecto invernadero con respecto a 1990 para 2030.

En concreto para el caso de la reducción de gases de efecto invernadero, la UE ha establecido las reducciones porcentuales por años y sectores:

GHG reductions compared to 1990	2005	2030	2050
Total	-7%	-40 to -44%	-79 to -82%
Sectors			
Power (CO2)	-7%	-54 to -68%	-93 to -99%
Industry (CO2)	-20%	-34 to -40%	-83 to -87%
Transport (incl. CO2 aviation, excl. maritime)	+30%	+20 to -9%	-54 to -67%
Residential and services (CO2)	-12%	-37 to -53%	-88 to -91%
Agriculture (Non-CO2)	-20%	-36 to -37%	-42 to -49%
Other Non-CO2 emissions	-30%	-72 to -73%	-70 to -78%

Fuente: web parlamento europeo. <http://www.europarl.europa.eu/portal/es>

Conforme a los avances en este sentido en los Estados Unidos, la nueva ley Californiana sobre la energía exigió que un 2.25 % de la potencia pico fuera generada por sistemas de almacenamiento energético para el año 2014, siendo ampliado el porcentaje a un 5 % para el año 2020. Además, el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento toma peso al también poseer buena parte de su energía en manos de las denominadas renovables.

Índice

1. Introducción:.....	10
2. Técnicas de almacenamiento de energía. Ventajas e inconvenientes: .	12
3. Sistemas CAES. Estado del arte:.....	28
3.1. Tipología. Gran y pequeña escala:.....	29
3.1.1. Sistema CAES de gran escala.	29
3.1.2. Sistema CAES de pequeña escala. Micro-CAES.	31
3.2. Cámaras de almacenaje:	32
3.2.1. Almacenamiento subterráneo:.....	32
3.2.1.1. Formaciones salinas.....	34
3.2.1.1.1. Disposición de la salmuera.	36
3.2.1.2. Formaciones de rocas duras.....	37
3.2.1.3. Formaciones de rocas porosas.....	37
3.2.1.3.1. Análisis de riesgos de las formaciones subterráneas.	39
3.2.2. Almacenamiento en superficie	39
3.2.3. Almacenamiento a presión constante o a volumen constante...	40
3.3. Planta Huntorf. Alemania:.....	44
3.4. Planta McIntosh. EEUU:	47
3.5. Segunda generación de las plantas CAES:	50
3.6. Posibles mejoras del sistema:	52
3.6.1 Almacenamiento adiabático de energía mediante aire comprimido:..	52
3.6.2. Implementación de un sistema CAES de almacenamiento en una planta de ciclo combinado.	55
4. Sistemas CAES. Modelo matemático básico.....	58
4.1. Parámetros característicos de una planta CAES:.....	58
4.2. Estudio técnico de una planta CAES básica:.....	60
4.2.1. Parámetros de referencia de la planta:	60
4.2.2. Ciclo básico de un sistema CAES:	62
4.3. Resultados y análisis de sensibilidad del ciclo básico:	71
5. Estudio de las posibles modificaciones realizadas al ciclo básico:	76
5.1. Utilización de un recuperador:	76

5.2. A-CAES:	77
5.2.1. Mediante intercambio directo:.....	78
5.2.2. Mediante intercambio indirecto:.....	80
6. Posibles efectos adversos:	81
7. Conclusiones:.....	82
7.1. Propuestas para futuros estudios:.....	83
8. Referencias:.....	85

1. Introducción:

El uso de un tipo determinado de tecnología de plantas de producción de potencia viene directamente asociado a uno de los tipos de carga que suplen el consumo de electricidad. Éste se divide de forma esquemática en tres partes:

- Carga base: donde se engloban las plantas cuya cantidad de energía demandada y producida se realiza de forma constante. Dentro de este grupo se encuentran las nucleares, las grandes hidroeléctricas y las plantas de carbón de mala calidad (turbas, lignitos...). Son la base de la electricidad debido a la larga duración de arranque y al bajo coste del combustible.
- Carga intermedia: las plantas encontradas en esta clasificación son capaces de trabajar tanto por minutos como por horas y poseen unos costes de operación medios. Ejemplos de este tipo son las plantas de carbón de buena calidad o negros y las eólicas (*).
- Carga pico: carga fuera del mapa diario de consumo de electricidad. Necesitan una respuesta prácticamente inmediata, y son típicas de este grupo las plantas de turbinas de gas o las de almacenamiento hidráulico (conocidas como centrales de bombeo). Sería en este grupo donde se encontrarían las plantas de almacenamiento energético.

(*) Las denominadas plantas de energía renovable son difícilmente clasificables en este contexto, ya que sus potencias pueden ser muy variable y además son totalmente dependientes de la disponibilidad del recurso. En cualquier caso siempre se situarán como cargas intermedia o pico.

Esta generación debe satisfacer la demanda diaria, que en el caso de España (Figura 1) alcanza su mayor cota hacia las nueve de la noche aproximadamente, teniendo otro máximo relativo en torno al mediodía. Estos picos se sustentan en el mayor consumo de los hogares en estos momentos del día, siendo mayor en las horas de la noche por motivos de consumo de luz eléctrica. La base de la demanda, no obstante se encuentra durante todo el rango laboral debido a la requerida por los edificios del sector terciario y sobretudo industrial, situándose el mínimo de la demanda en las horas de la madrugada, cuando las fábricas y los edificios de trabajo están cerrados y en los hogares se duerme. Son en estos momentos de baja demanda eléctrica cuando el coste del kilowatio eléctrico es menor.

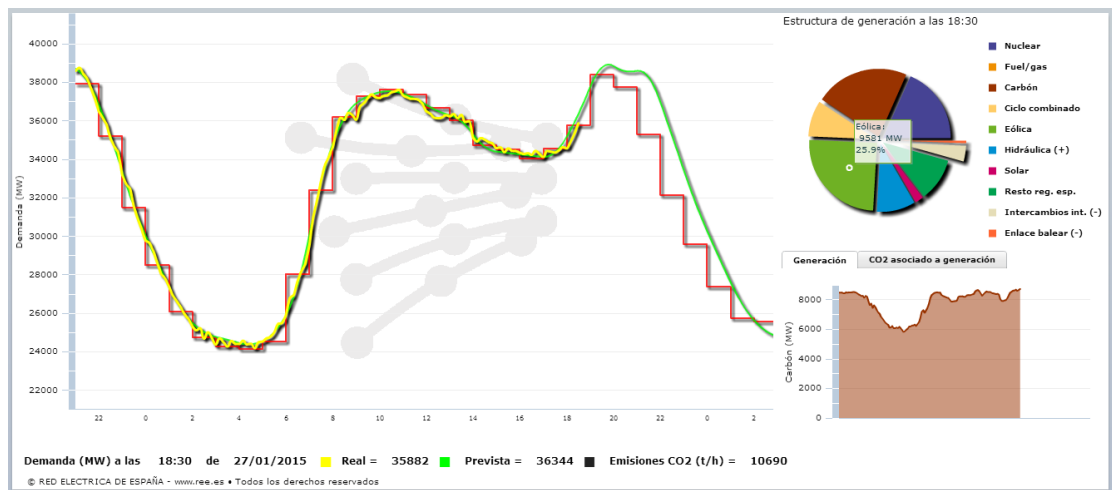


Figura 1: Demanda eléctrica en el día 27/01/15 en España, con su distribución según tipos de energía [1]

La búsqueda de métodos de almacenamiento de energía basa su interés en conseguir paliar los problemas siguientes:

- El aumento de la carga pico en la red eléctrica actual.
- La necesidad de introducir en el sistema eléctrico las fuentes de energía renovable, intermitentes, manteniendo la estabilidad de la red eléctrica.
- El desarrollo del sistema eléctrico hacia un modo distribuido.
- La estabilidad en el costo de la energía eléctrica, teniendo una reserva de energía para momentos de mayor coste.
- El aprovechamiento total de las distintas plantas de energía, buscando su máximo de eficiencia y no su funcionamiento en función de la distinta carga que se le exija.
- Funcionamiento del sistema eléctrico en casos de ceros eléctricos o apagones.

2. Técnicas de almacenamiento de energía. Ventajas e inconvenientes:

Existen múltiples formas de almacenamiento de energía, aunque no todas igual de desarrolladas. Cada una de ellas posee una serie de ventajas e inconvenientes que las hacen apropiadas o no en función de nuestras necesidades. A continuación se relacionan y comentan las más conocidas y desarrolladas:

- Volante de inercia:

Básicamente consiste en el almacenaje en forma de energía cinética mediante el giro de un disco (Figura 2). La forma de aumentar la eficiencia de este método sería minimizar la fricción del disco en su giro, tomándose dos medidas principales; la primera consistiría en hacer girar el disco en una cámara a la que se le provocara el vacío, eliminando el rozamiento con el aire, consistiendo la segunda medida en mantener el rotor en giro sin necesidad de soportes mediante un campo electromagnético. Un volante de inercia puede llegar a alcanzar una velocidad de 16000 rpm y producir una cantidad de energía de hasta 25 kWh. Sus características incluyen:

- Bajo coste de mantenimiento y larga vida útil.
- Nulas emisiones de CO_2 .
- Rápida respuesta.
- Ausencia de componentes tóxicos.
- Altos costes de adquisición.
- Baja capacidad de almacenaje.
- Alta autodescarga, del 3 al 20 % por hora.

En este ámbito se podría citar el proyecto "Volante de Inercia", llevado a cabo por Red Eléctrica Española, siendo la empresa ABB la responsable de la creación del volante de inercia. Este proyecto se llevó a término en agosto del año 2014 en la subestación Mácher 66 kV, en el municipio de Tias (isla de Lanzarote), siendo capaz de tratar con un máximo de 1.65 MW durante aproximadamente 12 segundos. [2]

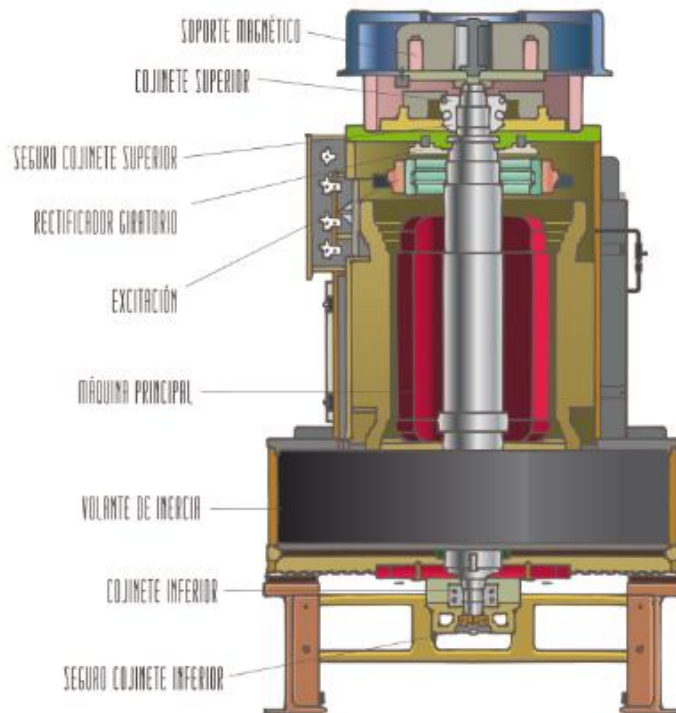


Figura 2: Partes de un Volante de Inercia [1]

- Almacenamiento de energía magnética mediante superconductores (por sus siglas en inglés, SMES).

Consiste en el almacenamiento de energía en forma de campo electromagnético, creado por una bobina fabricada con material superconductor, el cual se caracteriza por tener una resistencia eléctrica casi nula (Figura 3). Conmutando ésta a circuito abierto, la energía absorbida se mantendría almacenada en la bobina, descargándose ésta, en forma de corriente eléctrica al volver a conectar la bobina a la carga correspondiente. No obstante, los materiales superconductores utilizables sólo se comportan como tal a temperaturas muy bajas (por debajo de los $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$), lo que hace necesario un sistema de refrigeración, haciendo el proceso muy caro. A su vez también es necesario un inversor de energía, transformando corriente continua a alterna y viceversa, pues la bobina sólo toma y genera corriente continua. Microsistemas de este tipo tiene un máximo de capacidad de 10kWh. Sus características son:

- Tiempo de respuesta corto.
- Capaz de descarga tanto parcial como completa.
- No existe peligro medioambiental en su uso.

- Fuertes pérdidas de energía (aproximadamente 12 % por día).
- Altos costes de producción y mantenimiento.
- Eficiencia baja debido al proceso de enfriamiento.

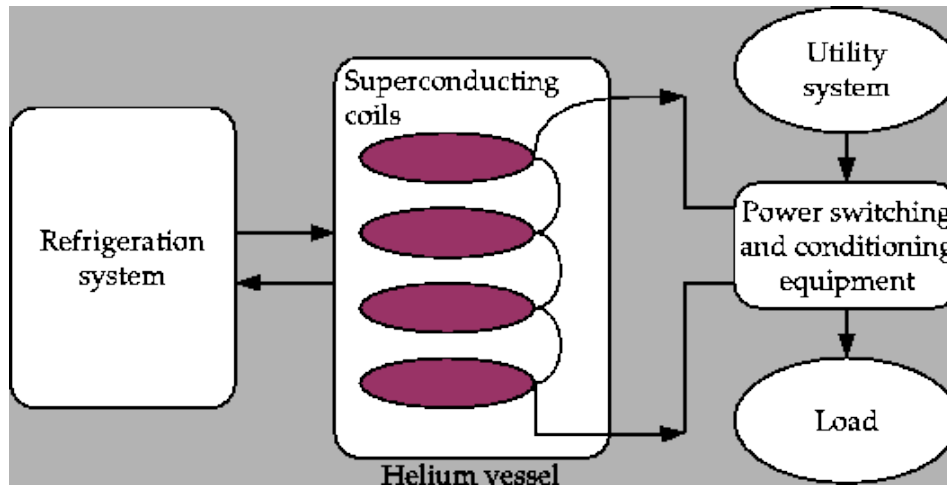


Figura 3: Partes básicas de un SMES³

- Baterías.

Una batería produce energía eléctrica a partir de reacciones químicas. Existen muchos tipos diferentes de baterías, considerándose en este proyecto sólo las recargables:

Batería de ácido-plomo:

Normalmente tiene varias celdas conectadas, proporcionando cada una dos voltios, y cada una consistente en un cátodo y un ánodo de plomo y una solución de ácido sulfúrico que actúa como electrolito, produciéndose sulfato de plomo y liberando en el proceso energía eléctrica. Este proceso es casi reversible, volviendo a su estado inicial al proporcionar energía eléctrica a la celda. Sus características son:

- Fácil y barato de producir.
- Tecnología madura, con más de 150 años de experiencia y desarrollo.
- Capaz de proporcionar una variación instantánea grande de carga (lo que las hace buenas para los vehículos).
- Fácilmente reciclable.
- Muy pesada y voluminosa.
- Vida útil considerablemente corta.
- Aunque sea bastante segura, el plomo es muy tóxico y su exposición causa daño a personas y animales.

- Problema de corrosión causada por las reacciones químicas presentes.

Batería de ión-litio:

Compuesta por tres partes, el ánodo, hecho de litio, el cátodo, hecho típicamente de grafito, y entre éstos la separación, que puede estar compuesta por distintos componentes, resultando distintos comportamientos, así como distintas ventajas e inconvenientes. Además, las tres partes están sumergidas en un disolvente orgánico, el electrolito, que permite el viaje de iones de una zona a otra (Figura 4). En el modo de carga, el ión litio pasa al grafito tomando un electrón de la carga cedida, ocurriendo el proceso contrario en el modo descarga. Se debe tomar una medida especial de seguridad en este tipo de baterías referente a la temperatura alcanzada debido a la alta reactividad del litio. Entre sus características se encuentra:

- Alta densidad energética en baterías con gran potencial.
- Provee grandes voltajes en comparación con las de ácido-plomo.
- Bajas pérdidas de energía (alrededor de un 5% mensual).
- El litio y grafito pueden obtenerse fácilmente.
- Muy caras.
- La descarga completa destruye las células.
- Se deterioran incluso sin usar, con una vida útil alrededor de los 5 años.
- El litio es inflamable al contacto con la humedad atmosférica.

En este ámbito encontramos el "Proyecto Almacena" llevado a cabo por Red Eléctrica Española y apoyado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER). Consistente en el almacenamiento de energía por medio de una batería de ión litio en la subestación de 220/400 kV del municipio de Carmona (Sevilla), posee una potencia en torno a 1 MW y una capacidad de 3 MWh. Se instaló a finales de 2013, y consiste en un contenedor de 16 metros de largo con 32 "racks" (soportes metálicos destinados a alojar equipamiento electrónico) de celdas prismáticas de ión litio desarrolladas por la empresa americana A123.

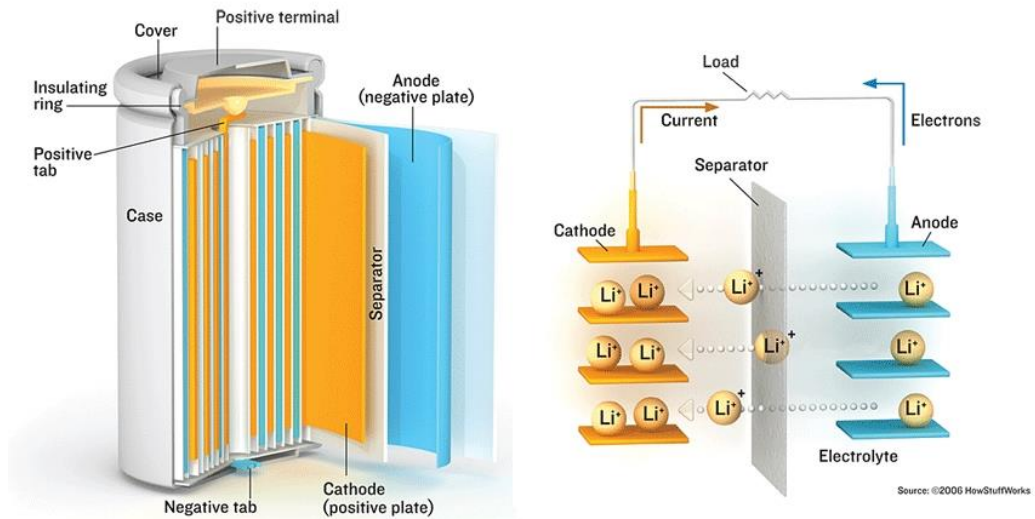


Figura 4: Partes y funcionamiento de una batería de ión litio [4]

Batería de flujo redox:

El funcionamiento es equivalente al de las baterías convencionales, con la diferencia de que los electrolitos pueden ser intercambiados por otros nuevos. Aun pudiéndose alcanzar mayor capacidad, simplemente aumentando el número de tanques y añadiendo electrolitos, y teniendo una larga vida útil, estas baterías tienen una densidad energética muy baja. No obstante, existen proyectos de desarrollo de esta tecnología, como puede ser el "Proyecto Redox 2015" liderado por HC Energía con la participación de 9 entidades y financiado con fondos europeos FEDER y por el Ministerio Español de Economía y Sostenibilidad. Su objetivo es el almacenamiento eléctrico aplicable a redes de media y baja tensión.

Batería de sodio:

Aún en desarrollo, tienen una densidad energética relativamente alta, una vida útil larga (de unos 10/15 años) y una alta eficiencia, aunque necesitan operar a altas temperaturas, lo que las hace caras y difíciles de operar.

- Electrólisis del agua y "metanización".

Otra opción sería el uso de ese exceso de energía eléctrica para llevar a cabo la electrólisis del agua, produciendo H_2 , y en un proceso posterior de adición de CO_2 , conseguir metano, componente básico del gas natural (Figura 5). Este proceso, propuesto por un equipo de I+D

germano-austríaco, sería especialmente aplicable en Europa, debido a su magnífica red de gas ya existente (en especial en el centro norte del continente, Figura 6). Sólo en el caso de Alemania, la red de gasoductos almacena el equivalente a 200 TWh de energía, lo que equivale al consumo eléctrico de varios meses, mientras que la red eléctrica por sí misma sólo puede almacenar 0.04 TWh.

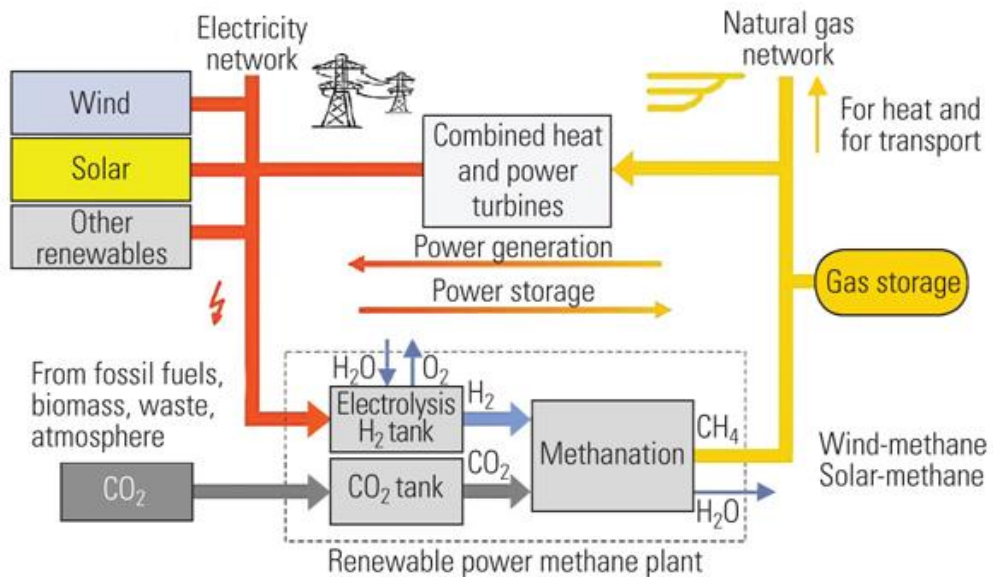


Figura 5: Esquema de una planta de almacenamiento por metanización y electrólisis. [5]

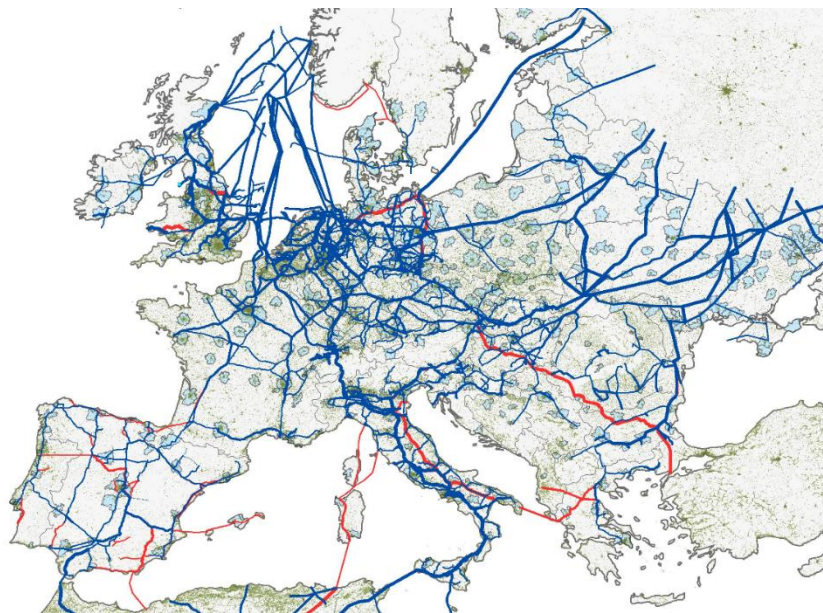


Figura 6: Mapa de la red de gasoductos en Europa

El proceso de electrólisis tiene una eficiencia cercana al 80%, pero la de la metanización es baja, lo que lleva a la eficiencia total del sistema a niveles del 30-40 %. No obstante, en teoría el dióxido de carbono generado en la combustión del gas natural producido se

reutilizaría para la metanización, lo que mejoraría la eficiencia del sistema y llevaría a un balance de CO_2 producido neutro. Existe actualmente una planta de demostración de este proceso en la ciudad alemana de Stuttgart, llevada a cabo por Solar Fuel Technology, que genera 30 kW, aunque para 2012 estaba planeada la construcción de una planta de mayor escala capaz de producir teóricamente 10 MW. Las características generales de este proceso son:

- Forma limpia de almacenaje de energía.
- Capaz de almacenar grandes cantidades de energía.
- Capacidad para almacenar la energía por varios días o incluso meses.
- Eficiencia baja.
- Potencial de mejora de la eficiencia bajo (raro si pasara del 50%).
- Requiere una adecuada red de gas natural.
- Costes altos para los procesos de electrólisis y metanización.

Punto aparte debe considerarse también el proceso de electrólisis de forma individual para la creación de H_2 , combustible para los vehículos eléctricos. En esta línea de desarrollo tecnológico encontramos a los institutos alemanes ZSW (Centro de investigación de la energía solar y del hidrógeno Baden-Württemberg) y el Fraunhofer IWES (Instituto por la energía eólica y el sistema tecnológico energético Fraunhofer), y en el ámbito empresarial de la automoción a Audi.

- Almacenamiento de energía térmica.

Existen diversas formas de almacenar energía térmica, siendo una de las más prometedoras la realizada por los materiales de cambio de fase (PCM, por sus siglas en inglés). Estos materiales se apoyan en el hecho físico del salto energético necesario para realizarse un cambio de fase, durante el cual se mantiene la temperatura. Éste es el proceso por el que se rigen las conocidas sales fundidas tan utilizadas en plantas solares, las cuales contienen una combinación de potasio y sodio, aunque se encuentra en estudio la búsqueda de otros materiales más económicos y fáciles de manipular. No obstante, aunque utilizado en las plantas solares por su toma directa de energía térmica, el almacenamiento de energía térmica no se considera realmente dentro de los posibles métodos de almacenamiento de energía, pues generalmente supone la transformación de energía eléctrica en

energía térmica, la forma más baja de energía, para posteriormente volver a llevarla a energía eléctrica, haciendo el proceso terriblemente ineficiente.

Otro proceso basado en la transformación de energía eléctrica en energía térmica es la llevada a cabo por la empresa Ice Energy en su proyecto del mayor almacenamiento energético en hielo de su tipo, para la Southern California Public Power Authority (SCPPA). En él, 6500 unidades de almacenamiento energético, distribuidas entre aproximadamente 2000 emplazamientos, almacenan en forma de hielo 64 GWh al año.

- Almacenamiento de agua como almacenamiento energético (por sus siglas en inglés, HHS).

Aunque se trata de una idea teórica nunca llevada a cabo, posee un enorme potencial. La idea en sí, propuesta y desarrollada por un científico alemán, consiste en el corte de un cuerpo cilíndrico de roca, forzando su ascenso mediante el uso de bombas hidráulicas, suministrada su potencia con el exceso de energía eléctrica. En el momento de descarga, el peso del cuerpo llevaría el agua concentrada bajo él en sentido contrario, pasando por un generador de energía eléctrica. En teoría, este sistema conllevaría una gran capacidad de almacenaje, un impacto medioambiental mínimo y unos costes bajos, pero se encuentra todavía a la espera de pruebas que la avalen.

- Plantas de bombeo hidráulico.

Es por ahora la forma de almacenamiento de grandes cantidades de energía más desarrollada y utilizada, con una buena eficiencia y siendo económica. Básicamente, el sistema consiste en dos zonas de almacenamiento de agua a distintas alturas, bombeándose hacia la zona alta en momentos de exceso de energía eléctrica y dejando caer el agua generando energía eléctrica a su paso por la turbina hidráulica en momentos de necesidad de energía eléctrica. La turbina hidráulica puede ser Kaplan, Francis o Pelton, en función de cuál maximice la eficiencia para la diferencia de altura dada, alcanzando rendimientos cercanos al 90 %. Sólo en la Unión Europea, las plantas de bombeo

suponen 40 GW eléctricos producidos, alcanzando la mitad en los Estados Unidos. Sus características más notables son:

- Tecnología madura, capaz de almacenar grandes cantidades de energía.
- Alta eficiencia (alrededor del 70-80 %).
- Velocidad de respuesta alta.
- No tienen mínimo técnico de potencia.
- Coste de almacenaje de la energía muy pequeño.
- Existen pocos lugares geológicos apropiados para la implantación.
- Gran impacto ambiental.
- Requiere grandes cantidades de agua.

Dentro de este tipo de plantas, un caso especial son las denominadas plantas de bombeo hidráulico bajo tierra. El concepto es sencillo, consiste en reutilizar antiguos yacimientos de carbón o minas como zona baja de almacenamiento, estando la zona alta de almacenamiento al aire o también bajo tierra. No obstante, el funcionamiento bajo tierra acarrearía mayores dificultades y costes de instalación, pudiendo incluso llegar a la fractura de las cavidades terrestres debido a las altas presiones con las que se trabaja.

- Almacenamiento de energía por aire comprimido (por sus siglas en inglés, CAES):

Su funcionamiento se basa en la compresión de aire hasta unas presiones comprendidas entre los 60 y los 70 bar, y su posterior almacenado en momentos de exceso de energía eléctrica y liberándolo a través de una turbina para la generación de energía en momentos de déficit. Las cámaras para el almacenaje de aire comprimido pueden ser de distinta naturaleza, siendo ejemplos de éstas antiguas minas de sal o acuíferos, así como lugares ya utilizados para el almacenaje de gas natural. Esta tecnología tiene un gran potencial, pero posee una serie de problemas en su funcionamiento, como pueden ser el gran calentamiento que se produce al comprimir el aire (energía perdida), el congelamiento de la humedad en los álabes de la turbina al descomprimir el aire o el funcionamiento de la turbina para condiciones variables de presión. Entre sus características se encuentran:

- Capaz de almacenar grandes cantidades de energía.
- Rápida velocidad de respuesta.
- Modo de almacenamiento barato.
- Posee mayor densidad energética que la propia de las plantas de bombeo para la misma capacidad, aunque en la mayoría de los casos las cámaras útiles son menores en volumen que las reservas de agua en las de bombeo.
- Requiere cámaras de almacenamiento selladas.
- Tecnología no madura aún.

Un caso especial de estas plantas es la planta CAES adiabática (A-CAES), en la cual se almacena el calor producido durante la compresión del aire en cámaras adiabáticas y se libera en la fase de expansión, aumentando la temperatura de entrada a la turbina con lo que además de obtener mayor potencia específica, se evita el peligro de congelamiento en los álabes de aquélla, y excluyendo la necesidad típica de otras plantas CAES de utilizar combustibles para dicho propósito. Con esta medida, la eficiencia de la planta aumenta notablemente, alcanzando valores alrededor al 70 % (como en el caso de las plantas de bombeo).

Como se puede observar existe una amplia variedad de tecnologías dentro del campo de estudio del almacenamiento energético, habiéndose tratado en el presente trabajo sólo aquellas tecnologías más desarrolladas tanto teórica como tecnológicamente. Como en prácticamente cualquier ámbito de la ingeniería, la elección de una tecnología por encima de otra se resume en la mejor aplicación de la misma para el ámbito concreto en el que debe desarrollarse así como de sus requisitos.

Así pues, y una vez descritos los métodos más desarrollados o con mayor potencial de almacenaje de energía, se realiza una comparativa directa entre los diferentes métodos, asistiendo a su eficiencia, sus costes, su tiempo de descarga en función de la capacidad, o su impacto medioambiental.

En una primera aproximación a esta comparativa se contraponen la energía almacenada y la potencia de salida indicándose los campos de operación de las distintas tecnologías en función a estas variables (Figuras 7 y 8).

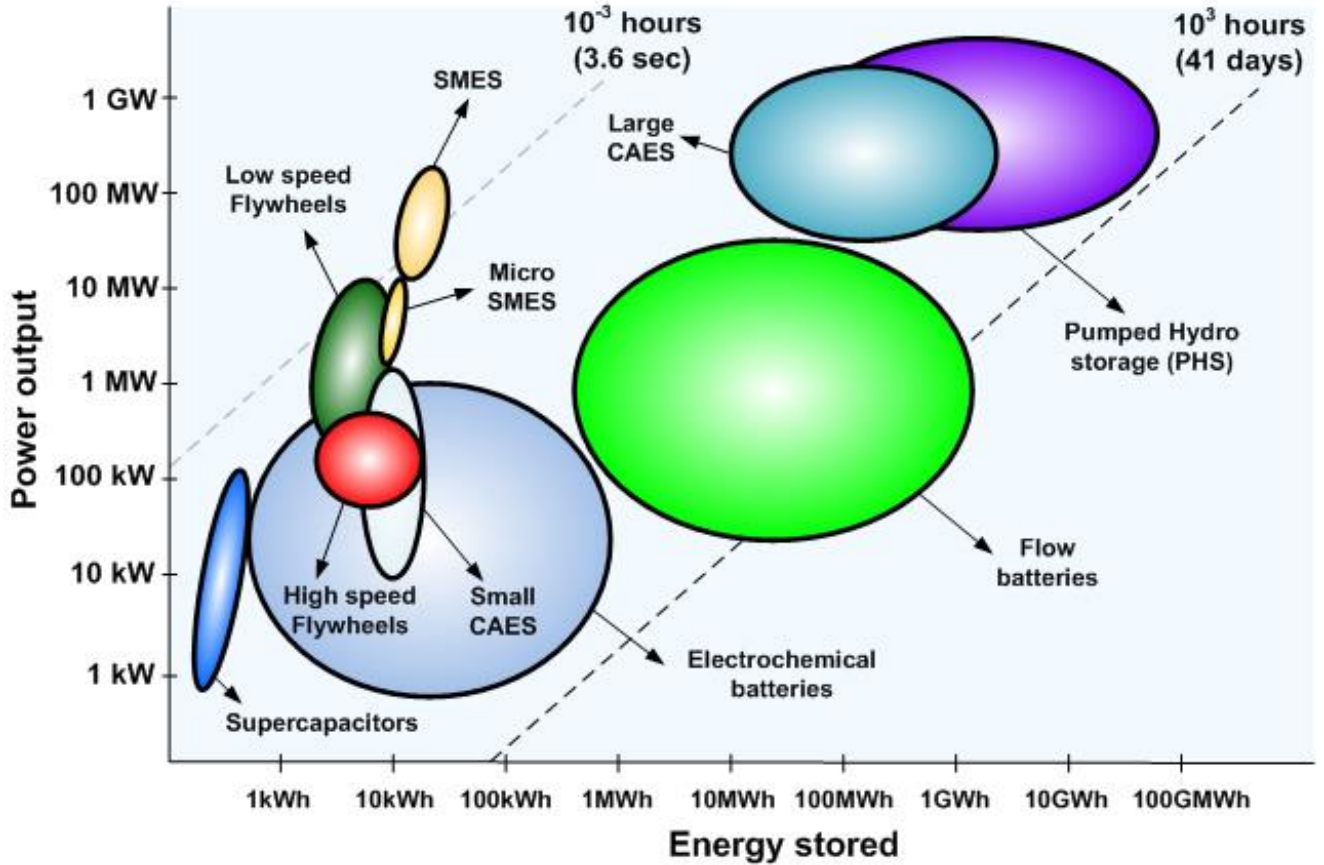
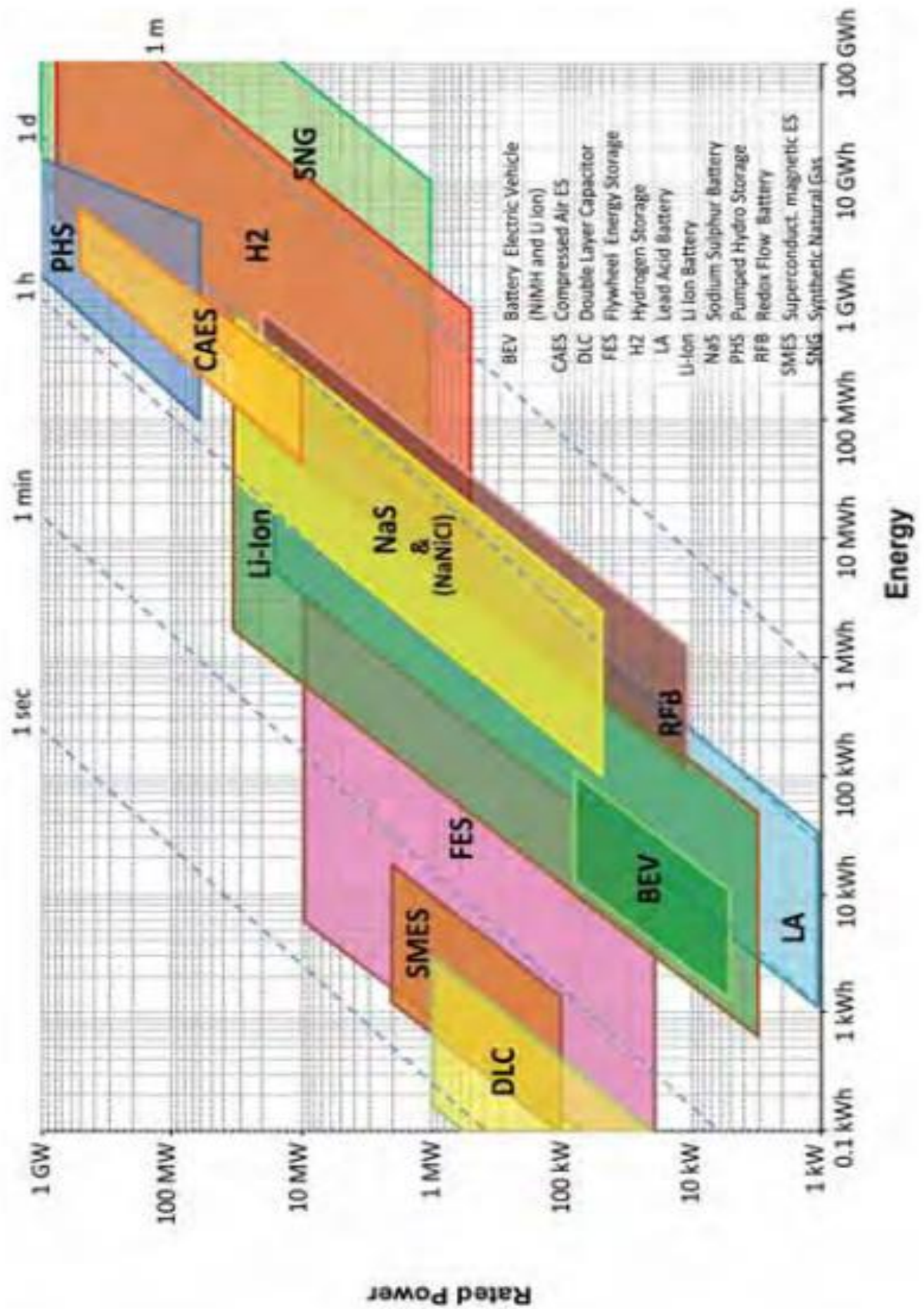


Fig. 7. Campos de aplicación de las tecnologías de almacenamiento. [6]

Figura 8: Campos de aplicación de las tecnologías de almacenamiento. [7]



A continuación (Figura 9) se muestran las aplicaciones más adecuadas para las distintas tecnologías de almacenamiento energético en función a su campo de aplicación, ya sea "Energy Management", es decir, almacenamiento energético a gran escala para el consumo en red, "Bridging Power" o Sistema de Potencia Auxiliar para casos de inactividad de la planta principal por motivos no programados o "Power Quality & UPS", campo dedicado a la calidad de la energía generada y a la no interrupción de la potencia, es decir a aquella potencia generada que cumpla los requisitos exigidos por la red al no irrumpir en errores de distorsión armónica, cortes en el suministro, oscilaciones de la tensión, caídas y picos de tensión y fenómenos transitorios.

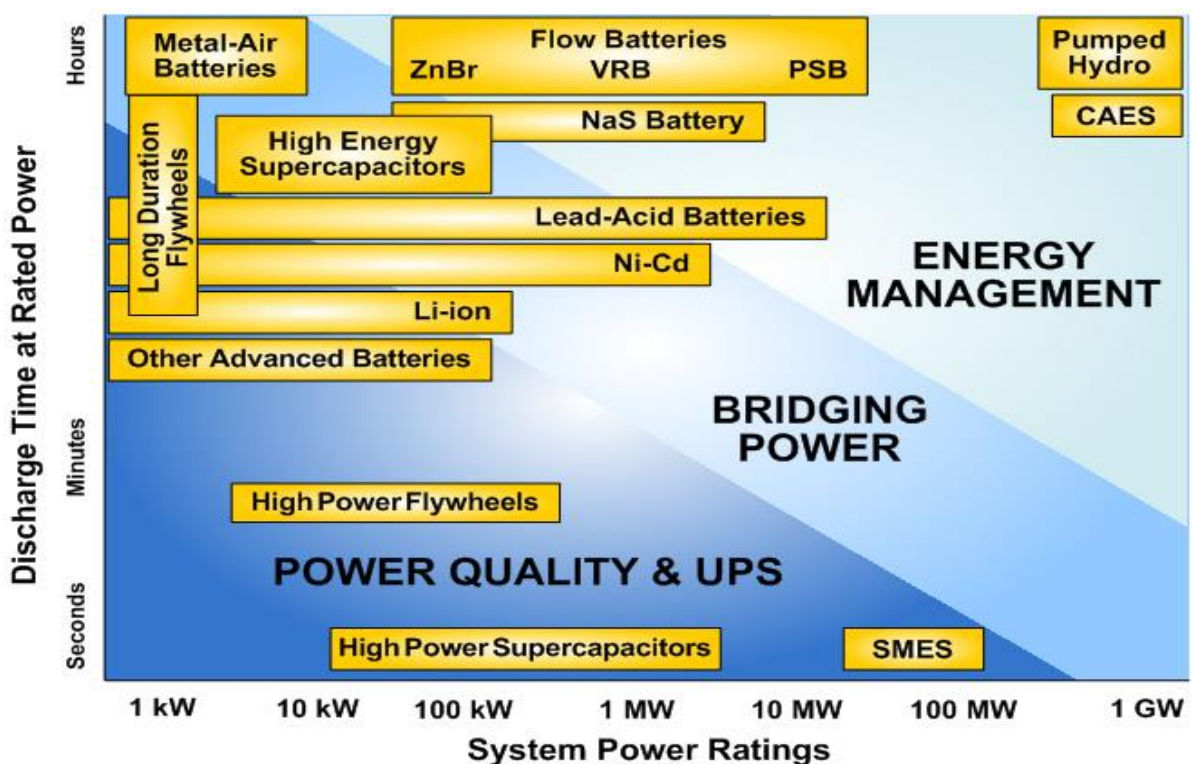


Figura 9: aplicaciones más adecuadas para distintas tecnologías de almacenamiento [6]

Seguidamente se presenta el mapa de situación de las tecnologías de almacenamiento en función a la eficiencia energética y la vida útil o el máximo número de operaciones realizables (Figura 10), lo que afecta de manera directa en los costes globales del almacenamiento.

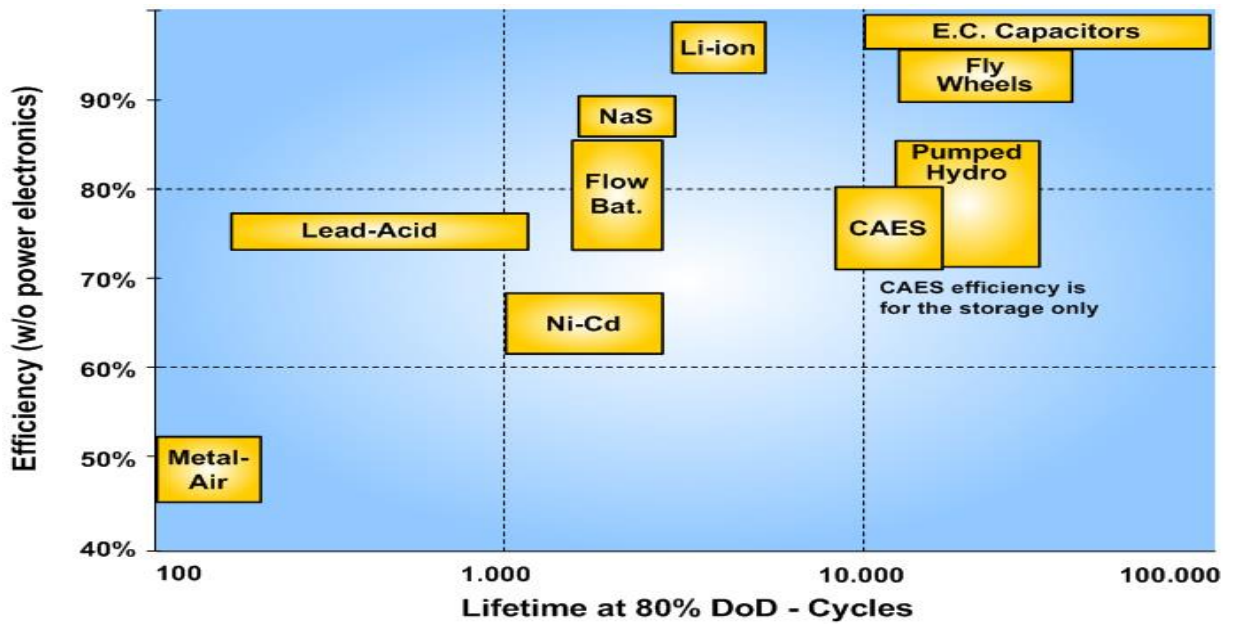


Figura 10: tecnologías de almacenamiento en función a la eficiencia energética y la vida útil. [6]

Otra comparativa importante es el análisis de los costes asociados a cada tipo de almacenamiento, en este caso del coste capital de la inversión por unidad de energía (Figura 11). Este análisis es un aspecto económico importante a efectos del coste total de la producción de energía.

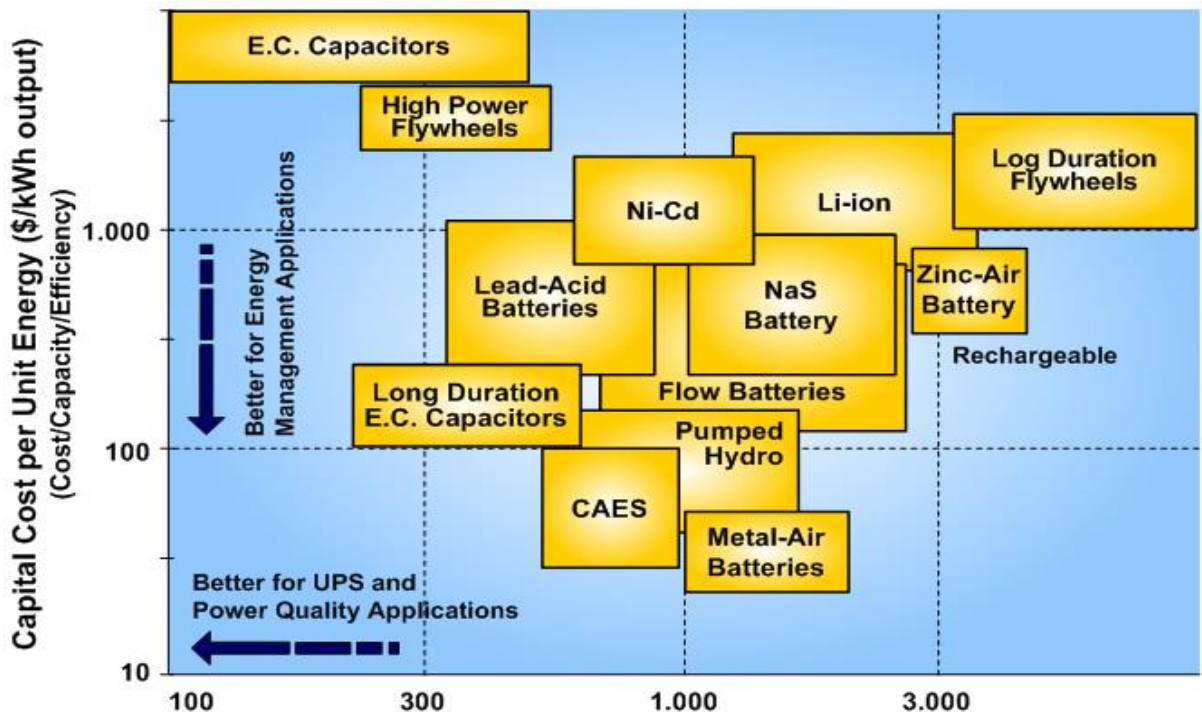


Figura 11: Costes de inversión de las tecnologías de almacenamiento. [6]

Otro aspecto importante para el análisis de las distintas tecnologías de almacenamiento es según el coste por ciclo de carga y descarga, lo que vendrá impuesto por la aplicación a la que se verá expuesto el sistema de almacenamiento energético.

El coste por ciclo podría ser el mejor camino para evaluar el coste de un sistema de almacenamiento diseñado para aplicaciones con frecuentes cargas y descargas. La Figura 12 muestra el coste de las distintas tecnologías, teniendo en cuenta la durabilidad y la eficiencia de las mismas.

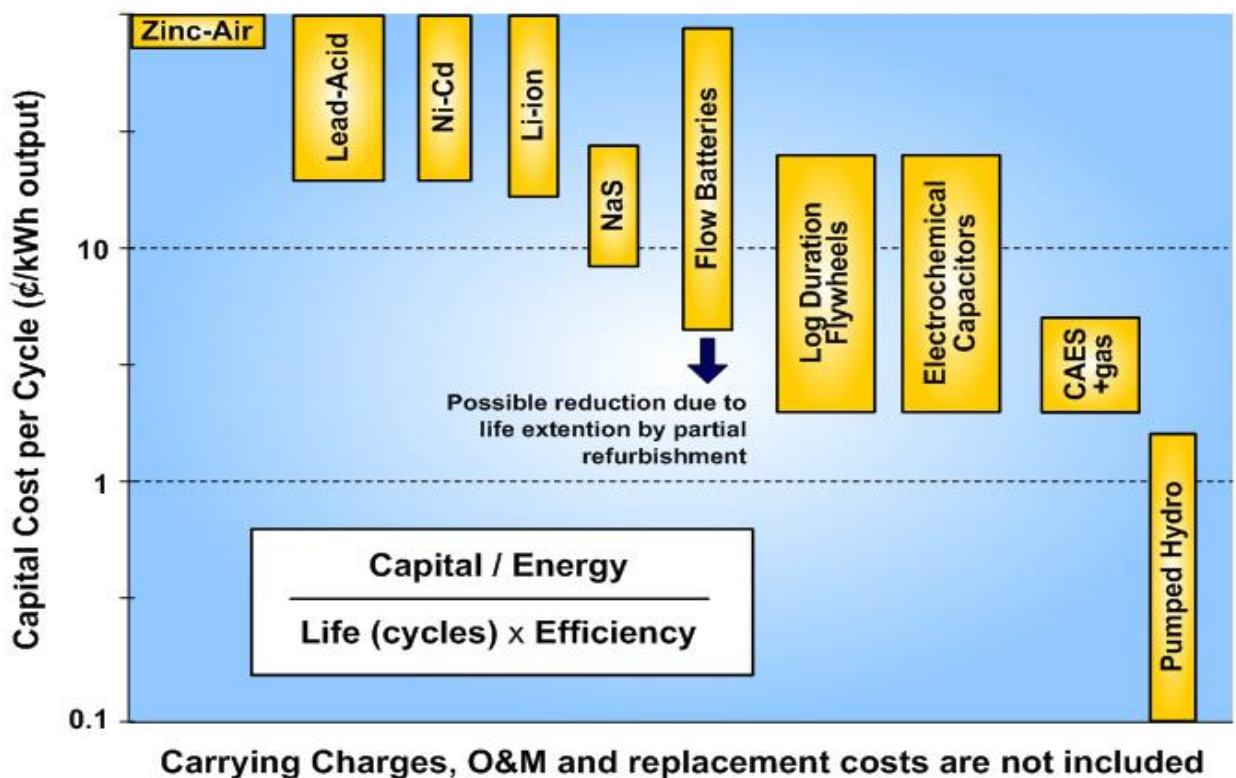


Figura 12: Costes de inversión de las tecnologías de almacenamiento para cada ciclo de carga-descarga [6].

Así mismo, las diferentes tecnologías de almacenamiento pueden ser clasificadas en función de la disponibilidad de energía y potencia máxima por unidad de volumen o por unidad de masa. Esta comparativa es particularmente importante para la transmisión de energía, aplicaciones portátiles y zonas aisladas. En la Figura 13 se muestran las distintas tecnologías de almacenamiento en términos de potencia específica y energía por unidad de volumen. Como puede observarse en la Figura 13 no se encuentran representadas ninguna tecnología CAES o PHS dado que sus potencias específicas y densidades energéticas se encuentran muy fuera de las escalas de las tecnologías representadas.

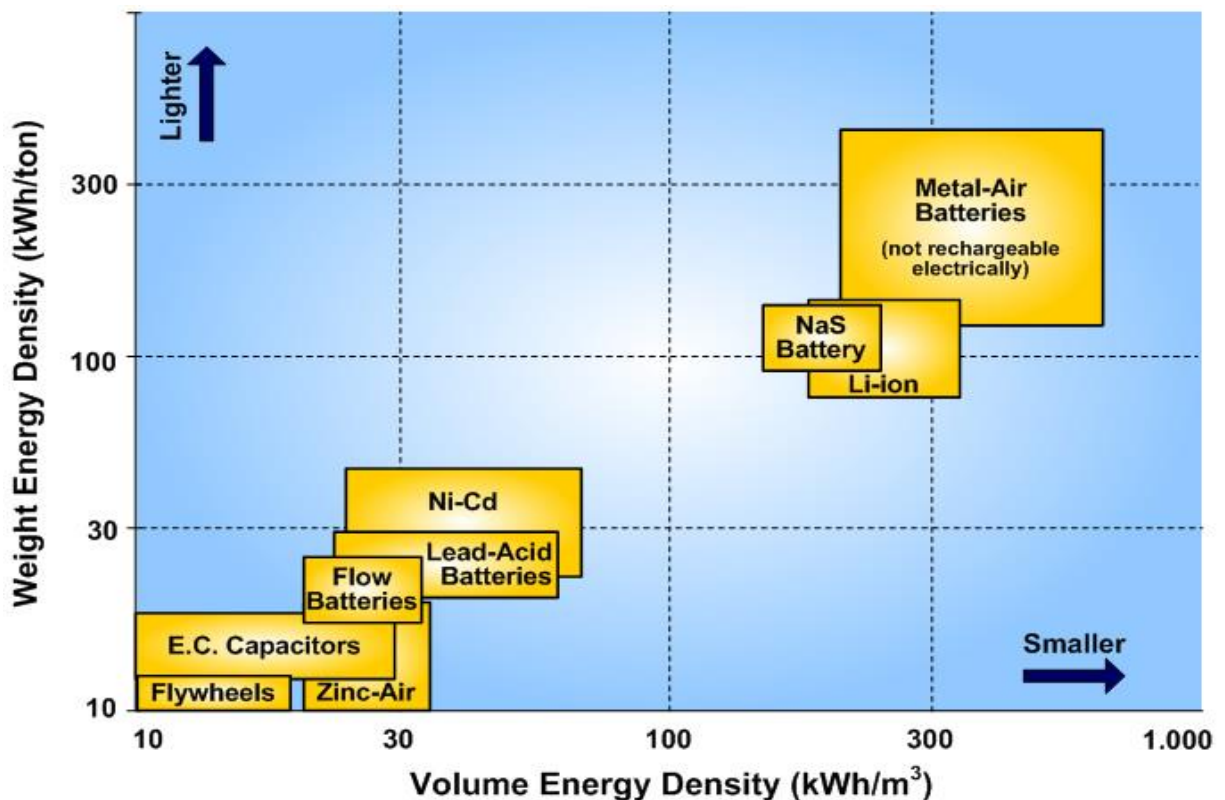


Figura 13: tecnologías de almacenamiento en términos de potencia específica y energía por unidad de volumen. [6]

3. Sistemas CAES. Estado del arte:

Centrándose ahora en los sistemas CAES de almacenamiento de energía, parte central del presente trabajo, se explicará de forma más detallada el funcionamiento de los mismos.

Un sistema CAES básico está compuesto por un compresor, una cámara de almacenaje que puede tratarse de un acuífero, una caverna, una tubería o similares, y una turbina, basándose en la compresión y descompresión del aire. En momentos de exceso de energía eléctrica éste es comprimido, almacenándose en la cámara a una presión y temperatura que aseguran la funcionalidad de la estructura, expandiéndose, en momentos de necesidad de energía, en la turbina.

No obstante, inmediatamente surgen las preguntas y posibles problemas relacionados con el mismo, tales como el calentamiento del aire a su paso por el compresor, la variación de la presión del aire al desalojar la cámara de

almacenamiento, el congelamiento de la humedad a la salida de los álabes de la turbina debido a la descompresión del aire o la búsqueda de una cámara que se ajuste a los requerimientos. Todos estos problemas serán contemplados en los puntos siguientes y tratadas sus posibles soluciones, pero antes se diferenciarán los sistemas CAES en función de la escala que posea la planta.

3.1. Tipología. Gran y pequeña escala:

Así pues, el método de clasificación más directo que existe para los sistemas CAES se establece en función de la potencia que deben suministrar los mismos.

3.1.1. Sistema CAES de gran escala.

En el período diario de bajo coste de la energía eléctrica (horas valle) un conjunto de compresores comprimen aire que se inyecta en un depósito de almacenamiento, generalmente subterráneo (caverna, acuífero, etc), a una presión dependiente del tipo de sistema de almacenamiento, y una temperatura dependiente así mismo de las características del mismo (integridad estructural y vida útil) (Figura 14).

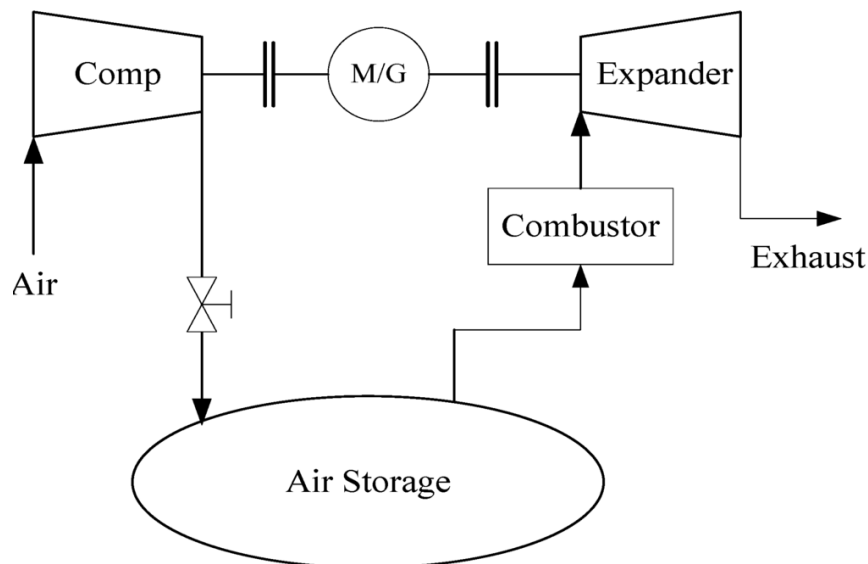


Figura 14: Planta CAES básica.

Normalmente se utiliza una compresión escalonada con refrigeración intermedia y “postrefrigeración”, con objeto de reducir el trabajo de compresión y la temperatura final del aire antes de la inyección en el almacenamiento, para aumentar la cantidad de masa almacenada. Sin embargo en algunos casos podría prescindirse de la “postrefrigeración” con el objeto de aumentar la temperatura del aire almacenado en aras a obtener mejores prestaciones en la turbina.

Durante el proceso de expansión para generar electricidad en horas punta, el aire es liberado del almacenamiento y se utiliza una cierta cantidad de combustible (generalmente gas natural). La combustión permite aumentar el trabajo específico de la turbina, así como eliminar la posible formación de hielo en los últimos álabes de ésta, debido a la presencia del agua en el aire y la bajada de la temperatura en el proceso de expansión, con lo que se elimina la fragilización de los materiales. Además, si no existiese combustión y siendo relativamente baja la temperatura del aire en el almacenamiento, se necesitaría un mayor gasto másico de aire en la turbina, lo que implicaría a su vez un volumen de almacenamiento considerablemente mayor para mantener la potencia suministrada y el tiempo de utilización.

A diferencia de una turbina de gas convencional en la que en torno a los dos tercios (55-70%) de la potencia suministrada por la turbina se emplea en accionar el turbocompresor, en los sistemas CAES estos procesos acaecen independientemente y en diferente momento.

Esto implica que la potencia suministrada por la turbina puede ser utilizada totalmente, mientras que el sistema de compresores puede ser diseñado para aprovechar la energía eléctrica de las diferentes fuentes (plantas nucleares o de producción intermitente), optimizándose así el funcionamiento del sistema CAES.

Asimismo, y con respecto a la turbina (o turbinas) y debido a su independencia del compresor (o compresores), presenta una alta velocidad de arranque y por tanto el sistema puede responder rápidamente a las necesidades específicas de demanda eléctrica, ayudando de esta forma a la disponibilidad de las plantas convencionales de respuesta más lenta.

Por otra parte, la potencia se controla variando el gasto másico a través de la turbina, manteniendo la temperatura (TIT) bastante por debajo de las capacidades metalúrgicas de las turbinas de gas

estándar (convencionales), lo que conduce a una alta fiabilidad del sistema CAES. También permite que las plantas de carbón o nucleares trabajen a plena carga y no tengan que regular, lo que mejora su eficiencia y fiabilidad.

3.1.2. Sistema CAES de pequeña escala. Micro-CAES.

A diferencia del caso de plantas CAES a gran escala, los de pequeña escala o micro-CAES son operables sin necesidad de grandes cámaras de almacenamiento y de la combinación concreta de accidentes geográficos para su utilización, pudiendo operar en depósitos creados ex profeso por el ser humano debido a sus menores dimensiones. Esta opción es idónea para un sistema de energía distribuida, no centralizada, tal y como se tiende en todo el mundo en el futuro próximo. Otra ventaja de estos sistemas micro-CAES es su posible hibridación con algunos otros sistemas de generación distribuida.

Mientras que en el caso de los CAES de gran escala es principal la utilización de una compresión y una expansión en varias etapas para mejorar la eficiencia del proceso acercándolo a un sistema cercano al isoterma, en los micro-CAES el factor determinante es el equilibrio entre la simplificación de la estructura y su eficiencia.

En el caso de los micro-CAES, es posible utilizar el calor disipado en el proceso de compresión y/o el enfriamiento producido en el proceso de expansión para calentamiento o enfriamiento de zonas residenciales (cogeneración), mejorando la eficiencia energética del proceso.

Una importante diferencia respecto a los sistemas CAES de gran escala se encuentra en la imposibilidad de considerar la cámara de almacenamiento correspondiente como adiabática. Mientras que en los sistemas de gran de escala el volumen de la cámara de almacenamiento hace cercana a la realidad la consideración de la misma como adiabática, en los sistemas de pequeña escala el pequeño volumen de las mismas hace esta consideración inaceptable. Este hecho complica el análisis térmico de estos sistemas de almacenamiento.

Otra diferencia con las plantas de gran escala es que en los sistemas de micro-CAES el ratio de presiones es mucho mayor, debido a la necesidad de almacenar una masa suficiente de aire en un volumen

mucho más reducido. En este caso, las variaciones de temperatura serán mucho más acusadas que en los casos de plantas de gran escala. Tales variaciones de temperatura implicarían unas mayores pérdidas de calor en el almacenamiento y por tanto un peor rendimiento del sistema. En orden a paliar este problema, se hace necesario considerar la compresión escalonada con refrigeración intermedia así como la expansión escalonada con aportación de calor intermedia. Esta medida, además de mejorar el rendimiento del sistema, mejoraría su eficiencia si reutilizase el calor generado en el tren de compresión para calefacción y las bajas temperaturas alcanzadas en el tren de generación para refrigeración, creando un sistema de trigeneración, obteniendo energía eléctrica, calor y frío.

3.2. Cámaras de almacenaje:

Los sistemas CAES pueden utilizar diferentes tipos de almacenamientos tanto en superficie (Depósitos, líneas de tuberías) como subterráneos (Cavernas rocosas, formaciones salinas, acuíferos salinos, formaciones de rocas porosas, etc), pudiéndose también clasificar entre sistemas de almacenaje a presión constante o a volumen constante. En las figuras 15 y 16 se muestran mapas de posibles localizaciones utilizables para dichos almacenamientos tanto en EE.UU como en Europa.

3.2.1. Almacenamiento subterráneo:

Dentro de los sistemas de almacenamiento subterráneos se encuentran las formaciones salinas, las de roca dura o las de rocas porosas.

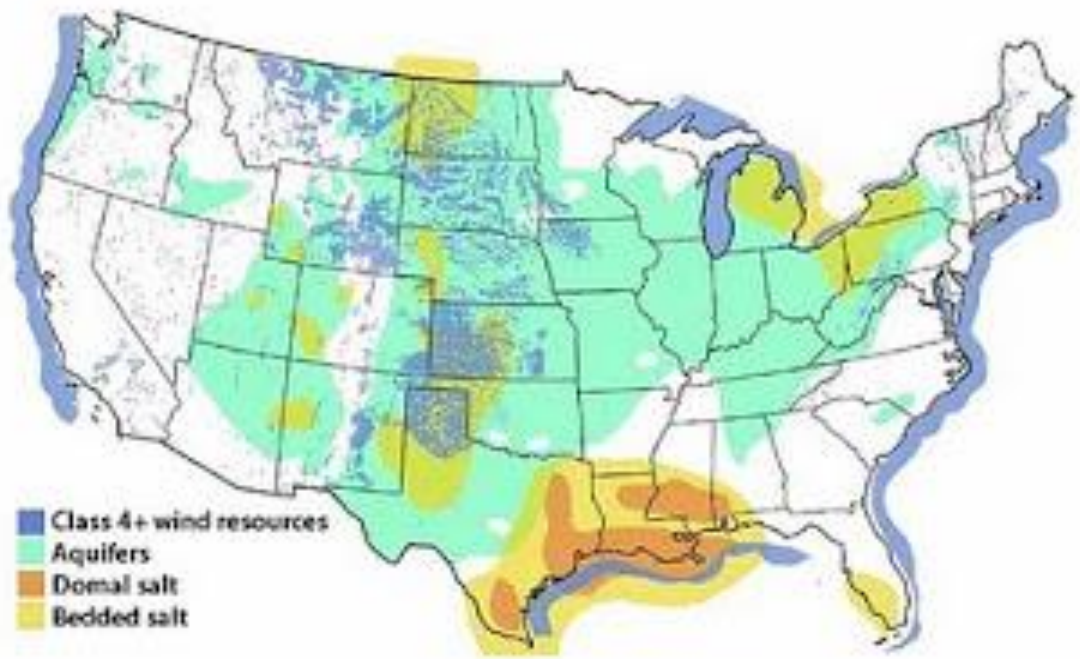


Figura 15: Posibles localizaciones en los EE.UU

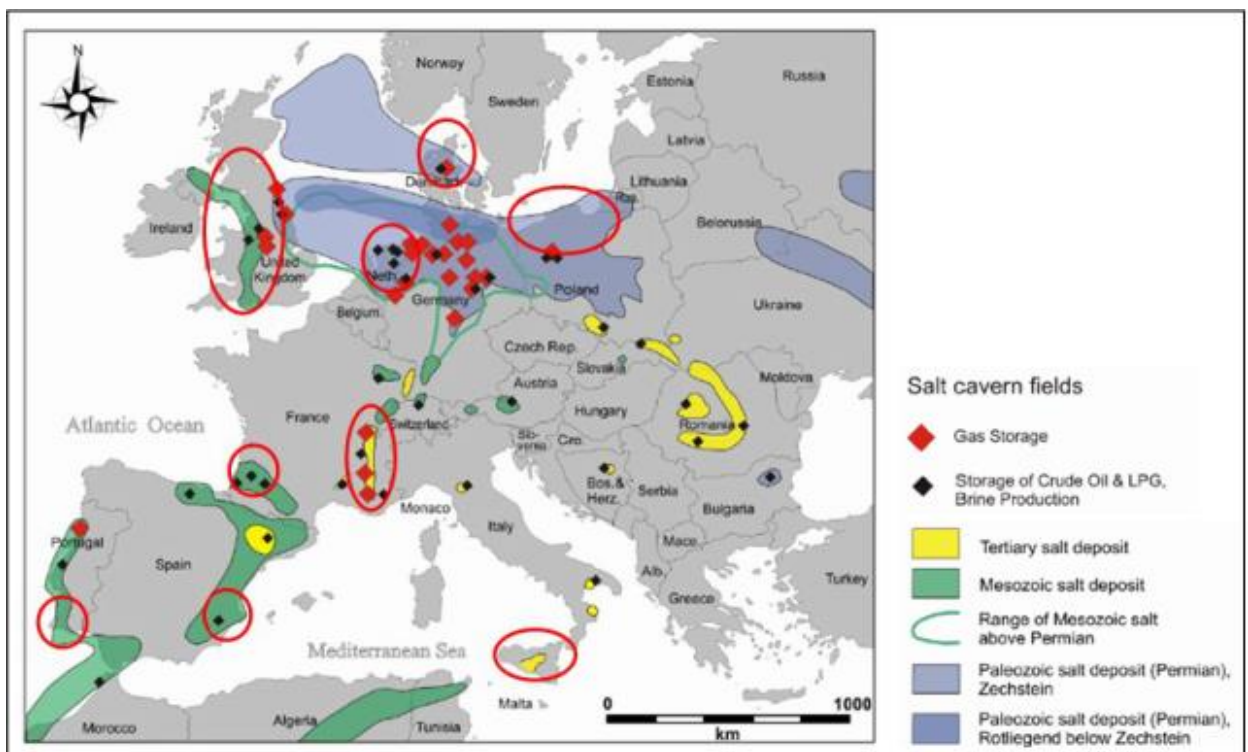


Figura 16: Posibles localizaciones en Europa.

3.2.1.1. Formaciones salinas

Las cavernas practicadas en este tipo de formaciones son las más sencillas de generar y operar, y el conocimiento adquirido en el almacenamiento de hidrocarburos a alta presión (desde gases licuados del petróleo, LPG's, hasta gas natural), puede ser fácilmente aplicable al almacenamiento de aire comprimido. Estos depósitos salinos pueden encontrarse en dos formas, cúpulas de sal (núcleos) o lechos salinos. Las cúpulas de sal son estructuras espesas que de manera natural se han formado mediante sedimentación (Figura 17). Los lechos salinos, por el contrario son formaciones más superficiales y de menores espesores. Debido a que los lechos salinos son más extensos y con mayores concentraciones de impurezas, una vez que se ha realizado la caverna es más propensa al deterioro y como la construcción del almacenamiento es más cara, no suele ser la opción más idónea a contemplar para almacenamiento de aire o de gas natural.

FORMATION OF A SALT DOME

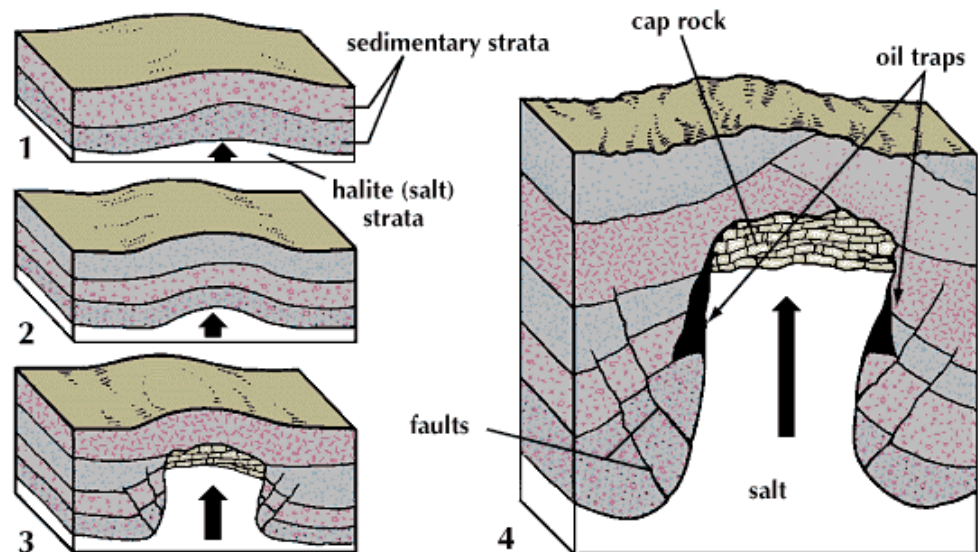


Figura 17: formación de un domo salino.

La caverna en formaciones salinas se puede realizar mediante técnicas mineras de disolución capaz de proporcionar una ruta fiable y barata de obtener un volumen de almacenamiento (el coste típico es de 2\$ /kWh generado). La técnica consiste en inyectar agua para disolver una cierta cantidad de sal generando un volumen suficiente, siendo necesario un suministro de agua adecuado y una instalación adecuada para disponer de la salmuera generada (Figura 18). Debido a las diferentes composiciones de las formaciones es necesario además realizar las investigaciones pertinentes para definir el lugar adecuado de creación de la caverna. Si se encuentra la composición adecuada, debido a las características elasto - plásticas de la sal, las paredes de la caverna tendrán la resistencia estructural del acero, lo que las hace muy resistentes frente a la degradación del recipiente durante la vida operativa de la instalación, estableciéndose un riesgo mínimo de fugas. El volumen de estas cavernas puede variar entre 160000 m^3 y 3,2 millones de m^3 , típicamente menores que las capacidades de los acuíferos pero con una capacidad de suministro típicamente mayor que la de éstos. Por tanto, el aire en las cavernas de sal puede ser almacenado y extraído con más facilidad y más rápidamente, y la posibilidad de mantener el mismo flujo másico en acuíferos que en caverna puede realizarse estableciendo más pozos en aquél, pero a costa de elevar el coste de la planta. En general, para el almacenamiento de gas en este tipo de cámaras, la presión varía entre 50 y 230 bar, lo que da una idea de las presiones alcanzables en el caso de almacenamiento de aire.

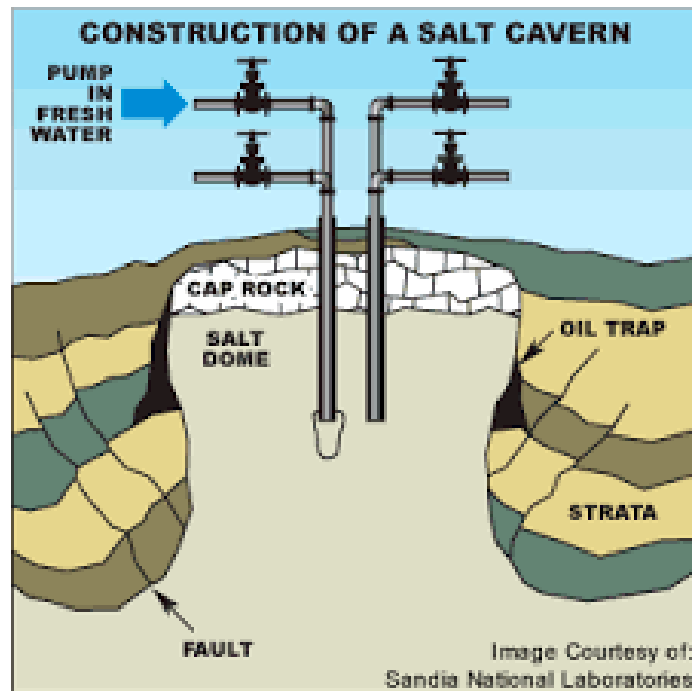


Figura 18: Construcción de una caverna en domo salino.

3.2.1.1.1. Disposición de la salmuera.

El mayor reto en la realización del almacenamiento mediante disolución y el primer elemento a evaluar antes de proceder a dicha realización es el aspecto relacionado con qué hacer con la salmuera. La cantidad de salmuera se evalúa como 8 volúmenes de ésta por cada volumen de caverna producido. La solución tomada puede ser diferente en cada caso dependiendo del entorno, siendo una posible solución para su tratamiento la inyección en formaciones más profundas, pero esto dependerá de la existencia cerca del lugar de formaciones porosas adecuadas.

Otras soluciones pueden ser el transporte mediante tuberías o en camiones hasta el océano. En pequeñas cantidades podría ir diluyéndose en los ríos durante las crecidas, o bien ser evaporada en pozos. Asimismo, podría considerarse la posibilidad de sus aplicaciones industriales.

3.2.1.2. Formaciones de rocas duras

Las formaciones de roca dura son la segunda posibilidad para el almacenamiento, incluso si el coste de la excavación es alto (en torno 30\$/kWh producido). Las cavernas en roca dura utilizables para aplicaciones CAES se encuentran en el rango de 300m a 1500m de profundidad. La existencia de minas anteriores puede simplificar y abaratar el almacén (en torno a 10 \$/kWh producido), como la propuesta de planta CAES de Norton (véase apartado 3.5.). Como la disponibilidad de cavernas naturales o minas preexistentes abandonadas es limitada y los costos de desarrollarlas en formaciones de roca dura son más elevados que la de otros tipos de geología, esta solución no es la primera considerada para el desarrollo de futuras plantas CAES.

3.2.1.3. Formaciones de rocas porosas

Aunque las soluciones previas constituyen buenas soluciones, las formaciones de rocas porosas como los acuíferos salinos parecen más cercanos a la solución óptima y pueden ofrecer la mejor solución a corto plazo para el desarrollo de sistemas CAES. Los reservorios porosos tienen el potencial de ser la opción de almacenamiento menos costosa para instalaciones de gran o muy gran escala, con unos costos de desarrollo en torno a 0,11\$/kWh. A pesar del potencialmente bajo coste de su desarrollo, la selección de un acuífero requiere una extensiva caracterización de los candidatos para determinar su adecuación. En los acuíferos salinos el aire se inyecta a una presión mayor que la hidrostática existente con el fin de crear una burbuja que desplaza el líquido desde la región de la boca del pozo una cantidad equivalente a la necesaria de volumen de aire (Figura 19). En esta burbuja, una cierta cantidad de aire no es reciclado a la turbina y permanece permanentemente almacenado, lo que asegura que la interfase aire – agua permanezca suficientemente lejos de los pozos y previniendo así la ingesta de agua en las turbinas. Una vez que el agua ha invadido el pozo es muy difícil restablecer la burbuja de aire alrededor del mismo, minimizándose su utilización.

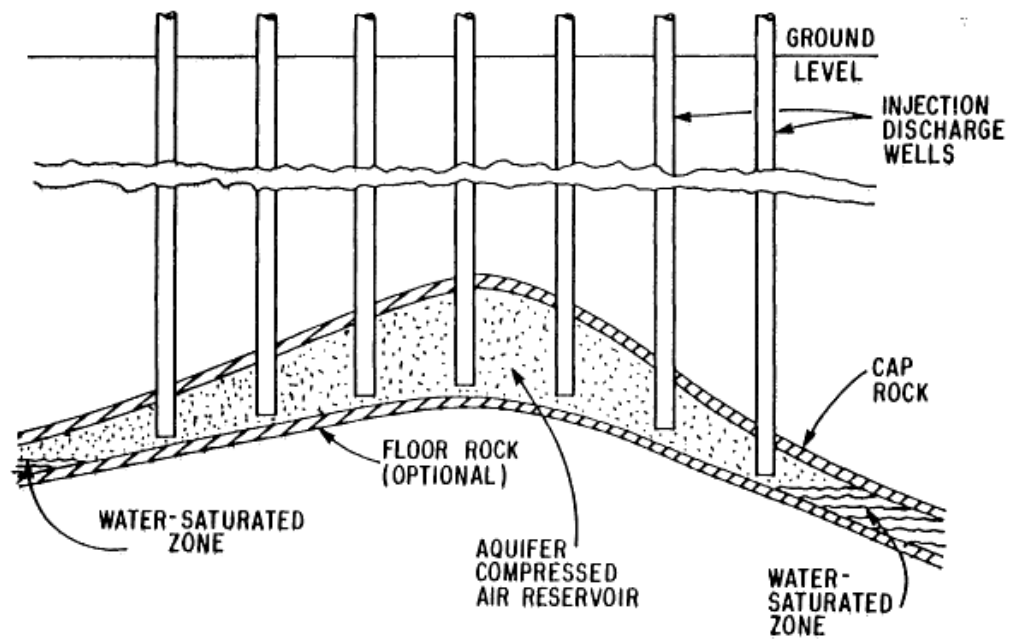


Figura 19: Almacenamiento en acuíferos.

Los elementos para evaluar la presión operativa en la caverna, la presión hidrostática, la masa de aire inyectada y la propia extraída son: el espesor de la formación, la permeabilidad y la porosidad, la profundidad y las características de la roca de sellado. Así, estos parámetros definen el número de pozos necesarios, pozos que estarán conectados a la maquinaria exterior por el sistema de recolección.

3.2.1.3.1. Análisis de riesgos de las formaciones subterráneas.

Existen diferentes riesgos que pueden presentarse cuando se utiliza almacenamiento subterráneo para instalaciones CAES y por tanto se han realizado diferentes estudios sobre oxidación y corrosión. Como ejemplo se puede citar que la inyección de aire en formaciones porosas puede conducir a la reacción del oxígeno con las especies nativas existentes y por tanto, una reducción del contenido en oxígeno en el aire almacenado. El oxígeno puede también dar lugar a reacciones entre varias especies minerales, con diversos resultados. Otros riesgos que se corren en sistemas CAES es el deterioro de las tubuladuras de los pozos y sus cofres de cemento debido al fenómeno de corrosión. Los tipos más importantes de corrosión son biológica, galvánica, "pitting", erosión, corrosión bajo tensión (SCC,"stress corrosion cracking") y corrosión por fatiga y rozamiento ("Fretting"). La corrosión por la inyección de aire puede ser importante en condiciones de alta presión y temperatura, especialmente si hay una cantidad significativa de humedad presente y aunque el recubrimiento y el revestimiento puedan mitigar algo el efecto, se debe tener especial cuidado en monitorizar las condiciones de todas las tuberías y materiales de los pozos. Asimismo, cuando se puedan generar partículas cerca de la boca interna de los pozos, éstas pueden ser arrastradas con el aire extraído y llegar a las turbinas, dependiendo de la capacidad del aire para transportar partículas, del flujo de éste, del tamaño de aquéllas, de la distribución de sus dimensiones y de la distancia entre la formación de las mismas y la entrada a la boca interna del pozo. Debido pues a los efectos perniciosos del agua, sería deseable deshumidificar el aire antes de ser inyectado en el tren de generación.

3.2.2. Almacenamiento en superficie

Buscando resolver los problemas de localizaciones geológicas adecuadas para instalaciones CAES, se han propuesto almacenamientos en superficie, en aquellos lugares donde sería conveniente una instalación de este tipo. Como puede apreciarse en la

Figura 20, existen varias soluciones de almacenamiento representadas por depósitos y tuberías.

La diferencia fundamental entre el almacenamiento subterráneo y el de superficie es que en este último el almacenamiento se puede realizar a significativamente mayor presión, buscando la disminución de tamaños y costes.

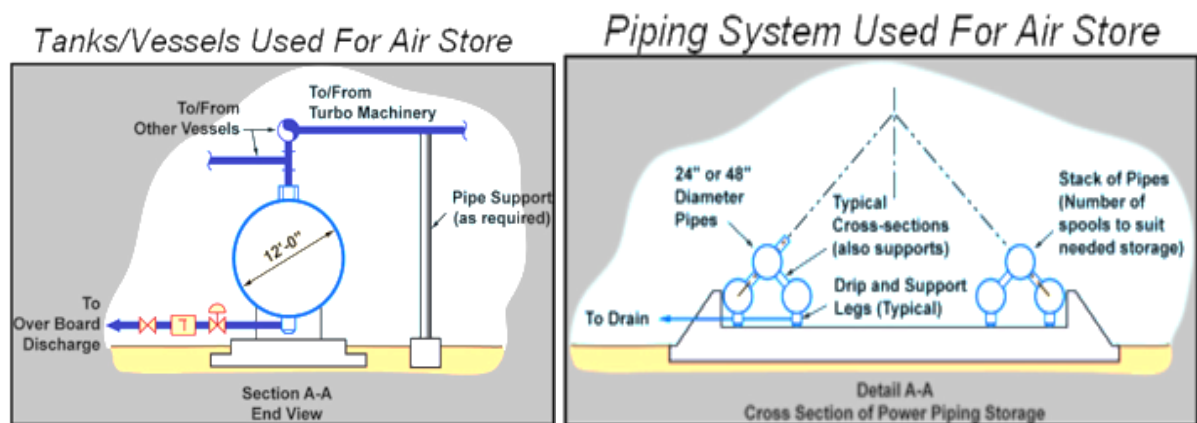


Figura 20: Configuraciones para el almacenamiento en superficie.

[9]

Se han propuesto sistemas en superficie para instalaciones CAES que generan 20 MW durante un período de 3 a 5 h y que están constituidos por tuberías enterradas de un diámetro de 1,2 m y longitudes diferentes (de 3,7 a 9,7 km), lo que define la cantidad de masa que se puede almacenar. Estos sistemas fabricados pueden alcanzar unos volúmenes de hasta 113.000 m^3 , mucho menores que en almacenamientos subterráneos, lo que en orden a alcanzar la máxima cantidad de aire posible, implica presiones de hasta 140 bar, mientras el mínimo estaría en torno a 50 bar. Los problemas asociados a este tipo de almacenamiento están relacionados fundamentalmente con la fatiga térmica y cíclica de la estructura, además de los problemas de corrosión debido al aire ambiente y a la humedad del aire en el interior de los depósitos.

3.2.3. Almacenamiento a presión constante o a volumen constante.

Existen dos formas de almacenaje del aire comprimido en los depósitos: a volumen constante o a presión constante, siendo la más

común la operación del sistema CAES con almacenamiento a volumen constante.

3.2.3.1. Almacenamiento a volumen constante:

Con esto, la presión en el reservorio varía dentro de un cierto rango, pudiendo darse en este caso dos modalidades:

- Permitir que la presión de suministro a la turbina de alta presión varíe con la presión del depósito.

Este método puede llevar a la turbina y al compresor a niveles bajos de eficiencia por ser operados en condiciones fuera de las condiciones de diseño para las que fueron creadas, lo que da lugar a que aunque existan métodos de funcionamiento por esta opción, los mayores esfuerzos se hayan volcado en mantener la presión de entrada a la turbina constante. Una solución para el caso de los compresores sería colocar una válvula de laminación a la salida del tren de compresión. Con ello, el tren de compresión trabajaría contra una presión constante, lo que unido a la constancia de los parámetros de entrada llevaría a los compresores a trabajar siempre en condiciones de diseño. Mientras que este proceder es posible en el tren de compresión, no es así en el caso del tren de generación, pues la variación en presión y temperatura a la salida del depósito lo impide.

- Reducir la presión del depósito a la salida para que la turbina sea alimentada a presión constante.

Aunque en esta última opción, la reducción de presión a la salida del depósito genera unas pérdidas que implican que el depósito deba tener un mayor volumen, ha sido implementado en algunos de los sistemas CAES existentes debido a que la turbina funciona con mayor rendimiento alimentada a presión constante. La planta de Huntorf en Alemania (ver apartado 3.4.) está diseñada para reducir la presión hasta 4,6 MPa mientras que la de McIntosh en EE.UU (ver apartado 3.3.) la reducción de la presión del depósito se hace hasta 4,5 MPa.

3.2.3.2. Almacenamiento a presión constante:

El almacenamiento a presión constante implica un volumen menor para la misma masa almacenada que en el caso del almacenamiento a volumen constante. La minimización del volumen de almacenamiento y el control del rango de operación de la presión de almacenamiento llevan a un sistema más óptimo, con costes de instalación menores y una disminución de los efectos adversos en la eficiencia del proceso en momentos de condiciones fuera de diseño. Buscando alcanzar estos objetivos se desarrolla una teoría de implantación del proceso consistente en el almacenamiento a presión constante mediante el uso de un reservorio de agua (Figura 21).

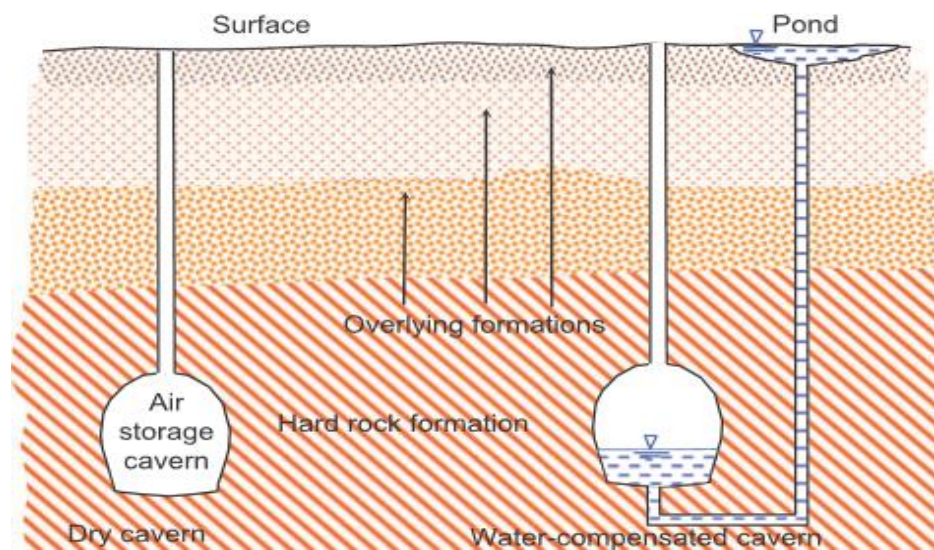


Figura 21: Almacenamiento a volumen constante y a presión constante.

El sistema consiste en un dispositivo de compensación por agua, conectado a la cámara de almacenamiento. Así pues, y

por el principio de los vasos comunicantes, la presión ejercida por el agua mantendría constante la presión del aire. Este concepto pues necesitaría una caverna subterránea lo suficientemente profunda para tener una columna de agua que mantenga el aire a la presión que se desea, aumentando los costes de construcción.

Una forma de acortar la longitud de la columna de agua necesaria sería la utilización de una bomba hidráulica, que supliera la diferencia de alturas hidráulicas, lo que no obstante consumiría parte de la potencia generada (en torno al 15%) (Figura 22).

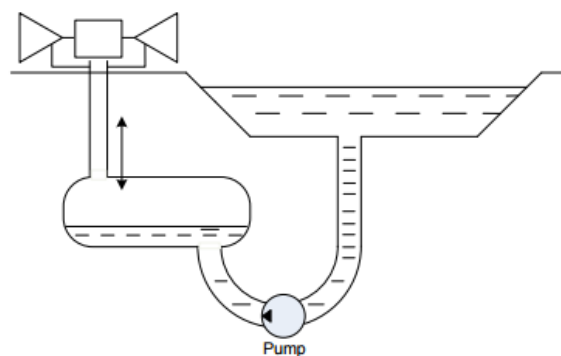


Figura 22: Compensación de alturas hidrostáticas mediante bomba [10].

El almacenamiento a presión constante podría combinarse con un sistema de almacenamiento hidráulico de bombeo, implantándose una cámara cerrada y subterránea compartida por ambas sustancias, agua y aire, y conectada igualmente por una bomba que actuase de turbina en caso de necesidad, nivelando igualmente la presión de la cámara de almacenamiento principal. Esta última opción se ayudaría del aire comprimido en la cámara de reserva para la nivelación de la principal, pero conllevaría un desembolso mayor por la creación de una cámara subterránea en vez de un depósito a cielo abierto (Figura 23).

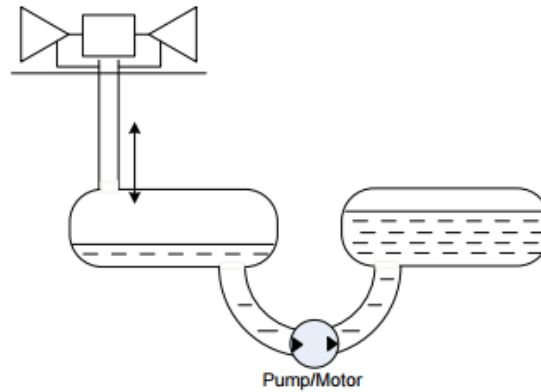


Figura 23: Almacenamiento a presión constante mediante caverna subterránea [10].

3.3. Planta Huntorf. Alemania:

La planta de Huntorf, construida por E.ON-Kraftwerk's en 1978, proporciona una potencia de 290 MW y fue diseñada para proporcionar servicio de arranque ("black start") a centrales nucleares en el Mar del Norte y para suministrar potencia pico barata. Siendo la primera planta CAES del mundo, fue diseñada originalmente con un volumen de almacenamiento capaz de suministrar potencia durante dos horas, se modificó posteriormente para proporcionar tres horas de funcionamiento y mantener la seguridad de la red ante el rápido crecimiento de la potencia eólica instalada en el norte de Alemania.

El almacén subterráneo de aire comprimido consiste en dos cavernas cilíndricas con un volumen total de 310000 m^3 , practicadas en una formación salina (domo salino), diseñado para trabajar entre 46 y 66 bar (Figura 24).

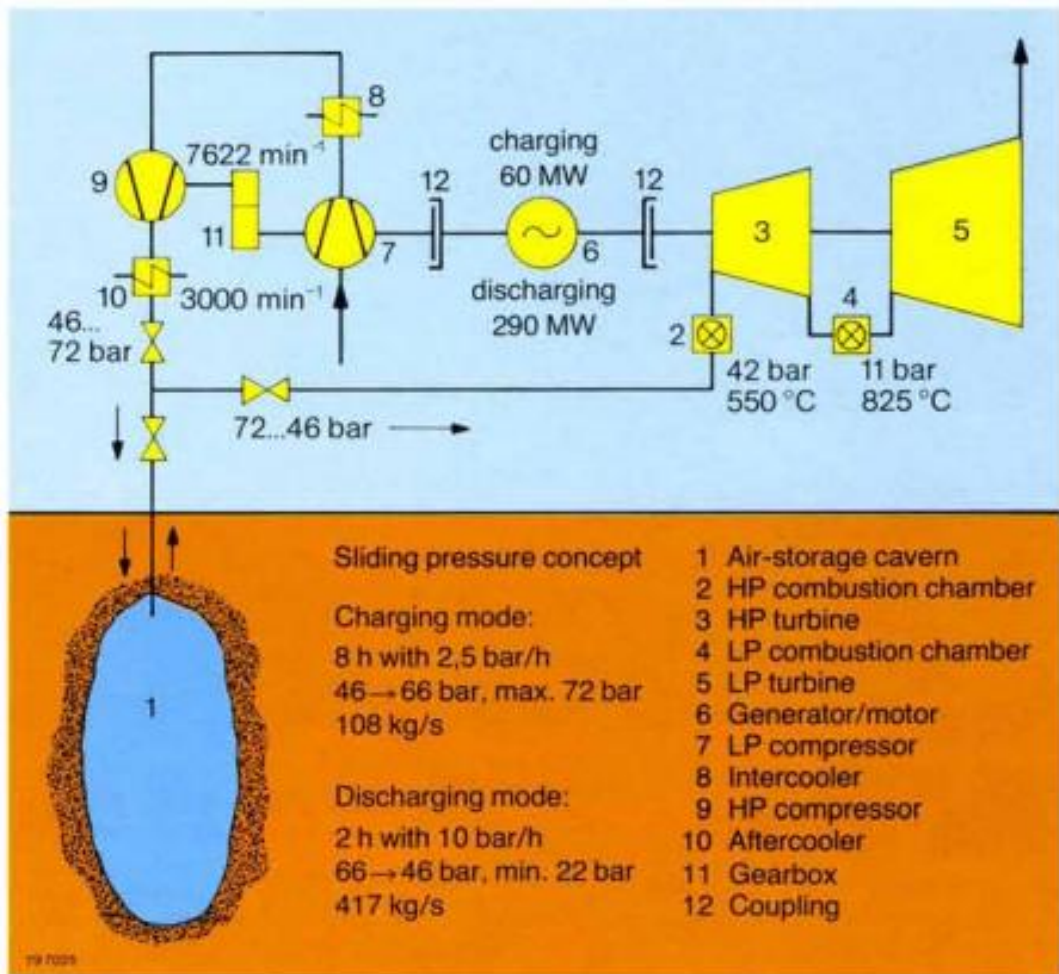


Figura 24: Layout de la planta CAES de Huntorf.

La etapa de compresión está compuesta por dos etapas de turbocompresores, que son accionados mediante un motor de 60 MW, con un multiplicador de velocidad intermedio entre los mismos, que suministran aire al almacenamiento con un gasto másico de 108 kg/s, alcanzando la máxima presión de almacenamiento a las 8 horas, mientras que la etapa de expansión está constituida, a su vez, por dos turbinas también en serie capaces de generar en conjunto una potencia máxima de 320 MW operando durante 2 horas (momento en el cual se alcanza la mínima presión de operación fijada para el depósito de almacenamiento), con un gasto másico de 417 kg/s. La primera turbina expande el flujo desde 42 hasta 11 bar y la segunda desde 11 bar hasta la presión ambiente. Asimismo, la máxima presión admisible por el depósito está fijada en 72 bar.

La planta tiene un diseño en eje único (tándem-compound), utilizando embragues Modelo 340T utilizados entre el generador/motor y el compresor por un lado, y entre el generador/motor y la turbina por otro. La disposición de esta máquina eléctrica funcionando como motor o como generador en función a los requisitos de la planta hizo que el coste de inversión de la planta se redujese en un 10% en comparación con una planta con un motor conectado al tren de compresión y un generador conectado al tren de expansión.

Debido a que la tecnología de turbinas de gas no era compatible (y sigue sin serlo) con las presiones de utilización se recurrió a utilizar tecnología de turbina de vapor para la etapa de alta presión, lo que redujo un tanto la eficiencia de la planta. La segunda etapa es llevada a cabo por una turbina de gas, la cual actúa con una temperatura de entrada a turbina de 825°C, operando la turbina de alta con una temperatura de entrada de 550°C. Por otra parte, aunque la planta podría operar más eficientemente si se equipara con un recuperador de calor, dicho equipo se omitió con objeto de minimizar el proceso de arranque, colocando en su lugar una enfriadora en el compresor para reducir la energía necesaria para la compresión, operando la planta con un nivel de eficiencia del 42%.

Como datos adicionales se pueden citar la posible operación proporcionando 60 MW durante 12 horas, o la energía requerida para la producción de 1 kWh eléctrico, 0.8 kWh eléctricos y 1.6 kWh de gas.

La planta de Huntorf ha demostrado de forma sobrada su eficacia al haber realizado un máximo de 375 compresiones y de 450 expansiones por año.

3.4. Planta McIntosh. EEUU:

La planta de McIntosh, construida por Power South Energy Cooperative y operada por AEC (Alabama Electric Corporation), proporciona 110 MW y lleva en operación desde 1991. Tiene muchos aspectos operacionales (temperaturas, presiones, uso de embragues para la conexión del tren de compresión y del tren de expansión con el motor/generador, etc) similares a la planta de Huntorf (Figura 25).

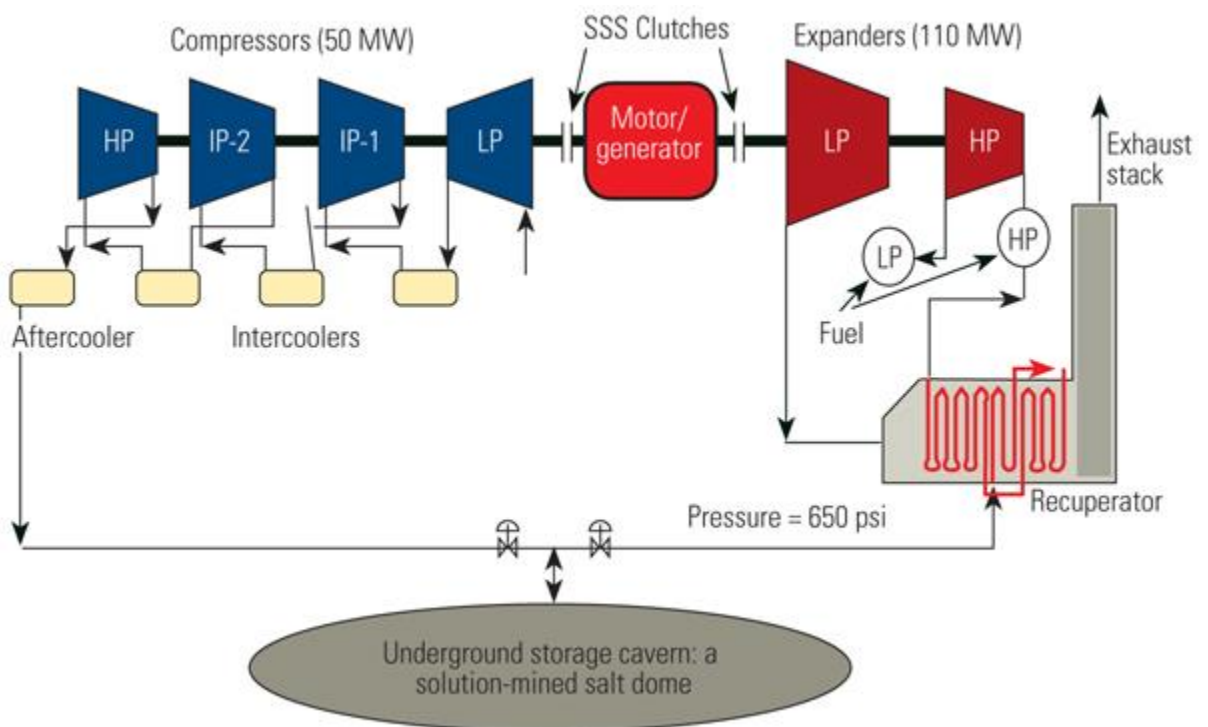


Figura 25: Esquema de la planta CAES de McIntosh.

La planta utiliza un tren de compresores consistente en tres unidades de compresores Dresser-Rand de 49 MW con cuatro etapas de compresión (el tercer equipo posee dos etapas con una refrigeración intermedia, Figuras 26, a, b y c), una caverna realizada en

un depósito salino mediante disolución, con una capacidad de 540.000 m^3 y un rango operativo de presiones entre 45 bar y 74 bar, lo que le permite operar durante 26 horas suministrando una potencia de 100 MW con un tren de turbinas de gas Dresser-Rand de 110 MW.

A diferencia de la planta alemana, emplea un proceso regenerativo mediante un recuperador de calor, reduciendo el consumo de combustible aproximadamente en un 26% a plena carga y unos quemadores duales, que permiten la utilización de Fuel N° 2 además de gas natural.

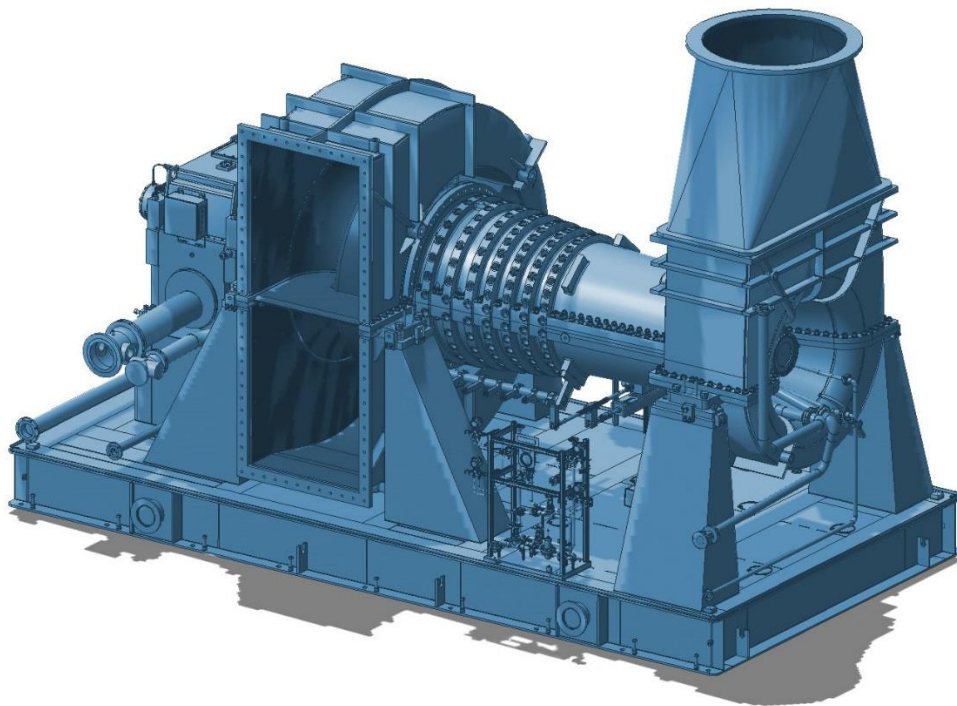


Figura 26 a: Primer compresor (axial).

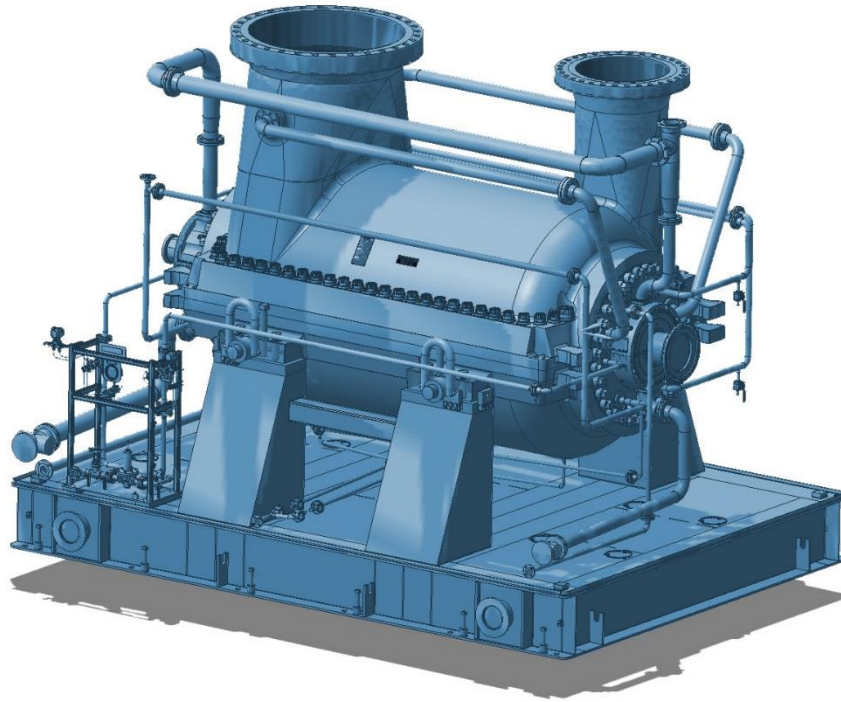


Figura 26 b: Segundo compresor (centrífugo).

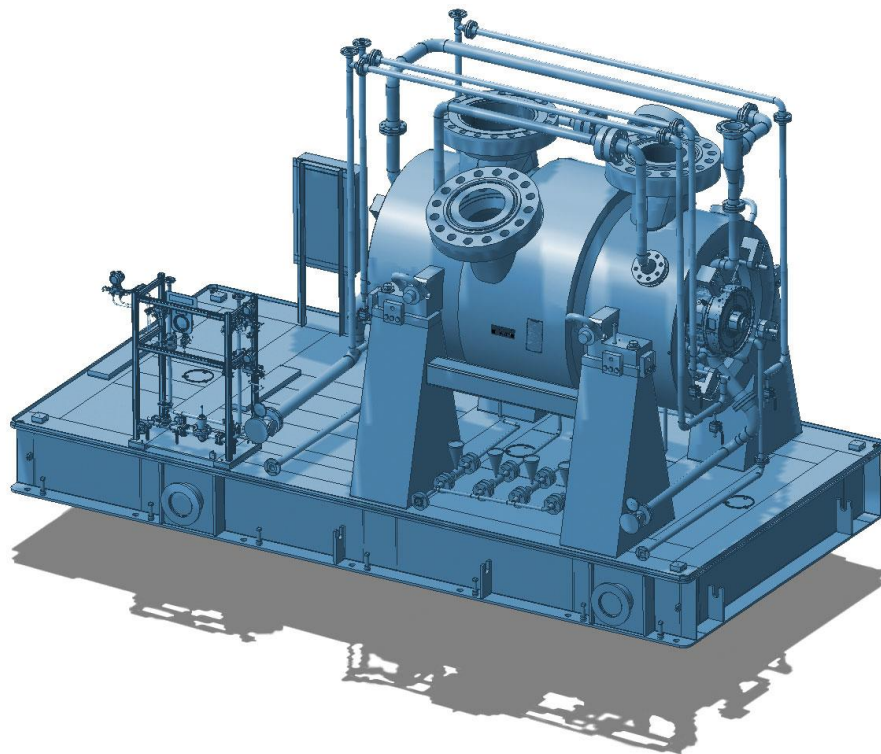


Figura 26 c: Tercer compresor (centrífugo, dos etapas de compresión con refrigeración intermedia).

Como datos adicionales se pueden citar la posible operación proporcionando 50 MW durante 41 horas, tiempo equivalente al empleado para el llenado completo de la cámara, el funcionamiento del generador a una potencia máxima de 100 MW durante 26 horas o la energía requerida para la producción de 1 kWh eléctrico, 0.69 kWh eléctricos y 1.17 kWh de gas.

El tren de compresión tiene una eficiencia del 80 % según datos proporcionados por la planta, y adquiere de forma general la energía necesaria para su funcionamiento de una planta de carbón situada a unos 40 km de distancia, aunque cuando el precio es bajo se podría extraer de la red o de una planta de ciclo combinado. La unidad puede alcanzar hasta un máximo de 110 MW en 14 minutos, realizándose los arranques de emergencia en 9 minutos. Esta rapidez de respuesta unida a la eficiencia del proceso al funcionar por separado el tren de compresión del propio de expansión hacen que el sistema sea altamente apropiado para su utilización en los procesos que suplen a la red de potencia pico. En caso de no estar generando o comprimiendo, el generador puede dejarse conectado a la red actuando como condensador síncrono, lo que haría que se produjese potencia reactiva, potencia no producida por los aerogeneradores.

Originalmente creada con un sentido de funcionamiento periódico y no anual, la planta de McIntosh ha terminado por utilizarse a lo largo de todo el año, ya sea como unidad de apoyo o controlador de la red en las temporadas de primavera y otoño o como generador de la potencia pico necesaria a lo largo del año.

La planta ha realizado más de 2200 arranques del tren de compresión y 3600 arranques del generador desde su puesta en marcha en 1991, funcionando el último año con una fiabilidad del 100% en el caso del tren de compresión y del 98.15% en el de expansión.

3.5. Segunda generación de las plantas CAES:

Tras veinte años desde la construcción y puesta en marcha de la última planta CAES y con un estudio ininterrumpido de estos sistemas, el avance en el uso de las tecnologías renovables así como la búsqueda de un sistema energético eficiente lleva al desarrollo de una segunda generación de tecnología en plantas CAES.

El doctor Michael Nakhamkin de la empresa Energy and Storage, la cual posee patentes relacionadas con la segunda generación de sistemas CAES, enuncia una relación directa entre la capacidad total de la planta y la propia de la/s turbina/s de gas asociada/s a la misma, siendo ésta última aproximadamente un 30 % de la primera. De esta manera, una planta a la que se le exigiese 400 MW de potencia podría operar con turbinas de 170 a 190 MW, o una exigencia de la red de 15 MW podría basarse en turbinas de 6 MW.

Ejemplos de esta segunda generación de sistemas CAES se encuentran en los proyectos propuestos y en desarrollo presentes en distintos lugares de la geografía del mundo occidental:

- Planta CAES de 300 MW desarrollada por Pacific Gas & Electric en el condado de Kent, en California. Utilizando como cámara de almacenamiento una caverna de roca porosa de 623.000 m^3 , lo que permitirá 8 horas de producción de energía.
- Planta CAES de 2700 MW eléctricos desarrollada por FirstEnergy en Norton, Ohio, Iowa. Operará utilizando una antigua mina de caliza con una profundidad de 670 m y un volumen de 9.6 millones de m^3 , operando con un rango de presiones entre 55 y 110 bar. Este proyecto ha sido modificado a lo largo de diez años pasando por distintas compañías, siendo originalmente un proyecto para una planta CAES de 270 MW.
- Planta CAES de 268 MW desarrollada por Gaelectric en Larne, Condado de Antrim, Irlanda del Norte, Gran Bretaña. Su cámara de almacenamiento se situará en depósitos de sal.
- Planta CAES de 268 MW nominales desarrollada por ISEPA (Iowa Stored Energy Plant Agency) en Des Moines, Iowa. Con un acuífero como cámara de almacenamiento, alcanza aproximadamente las 50 horas de almacenamiento energético, llegando a alcanzar el 20% de la energía anual consumida en el municipio. Fue finalmente cancelado por razones geológicas.
- Estudios para crear una planta CAES en Montana (sin mayores datos disponibles hasta la fecha).
- Planta CAES de apoyo de 80 kW por 30-60 minutos en Promontory, Utah, dentro del Proyecto de demostración ATK Launch Systems.

- Planta CAES de 150 MW en Reading, Nueva York, utilizando como cámara de almacenamiento una caverna salina de 0.13 millones de m^3 .
- Planta CAES de 9 MW en Queens, Nueva York, utilizando almacenamiento en una red de tuberías en vez de almacenamiento en un accidente geográfico.
- Planta CAES en San Joaquin County, California, propiedad de la compañía Pacific Gas & Electric, capaz de almacenar un máximo de 300 MW en 10 horas.
- Planta CAES de 317 MW en Anderson County, Texas, desarrollado por Dresser-Rand y Apex, almacenando el aire comprimido en un depósito salino.

En la referencia [11] se suministra el link del DOE Global Energy Storage Database, donde se reflejan las instalaciones CAES actuales en funcionamiento/proyecto en todo el mundo.

Así, y en concreto para los proyectos realizados, los estudios llevados a cabo por el EPRI (Electric Power Research Institute) indican que en el 80% del territorio de EEUU se encuentran características geológicas adecuadas para instalaciones de sistemas CAES con acumulación subterránea y estima que habrá entre 20 y 50 instalaciones CAES para el año 2020, sirviendo de soporte al activo mercado emergente de energía renovable en EEUU.

3.6. Posibles mejoras del sistema:

Existen varias mejoras realizables a las plantas CAES, algunas de las cuales son:

3.6.1 Almacenamiento adiabático de energía mediante aire comprimido:

El almacenamiento adiabático de energía mediante aire comprimido (A-CAES) se basa en el mismo concepto que el sistema CAES, con la singularidad de que no necesita combustible para operar.

En un sistema A-CAES el calor producido durante la compresión no se elimina, sino que se extrae utilizando cambiadores y se almacena en el llamado Almacenamiento de energía térmica (TES, "thermal energy storage").

Durante la fase de expansión el calor almacenado se suma al aire comprimido extraído del almacén aumentando su temperatura y eliminando la necesidad de utilizar combustible (Figura 27). Debido a las altas presiones de almacenamiento y suministro a las turbinas, éstas deben derivar de diseños de turbinas de vapor.

Aunque este concepto se conoce desde hace más de 35 años, solamente en los últimos tiempos el desarrollo de la tecnología, la cada vez más utilizada energía intermitente, el incremento del precio del combustible (exceptuando el caso del último año), y las tasas de emisión de CO₂, han convertido esta configuración en atractiva.

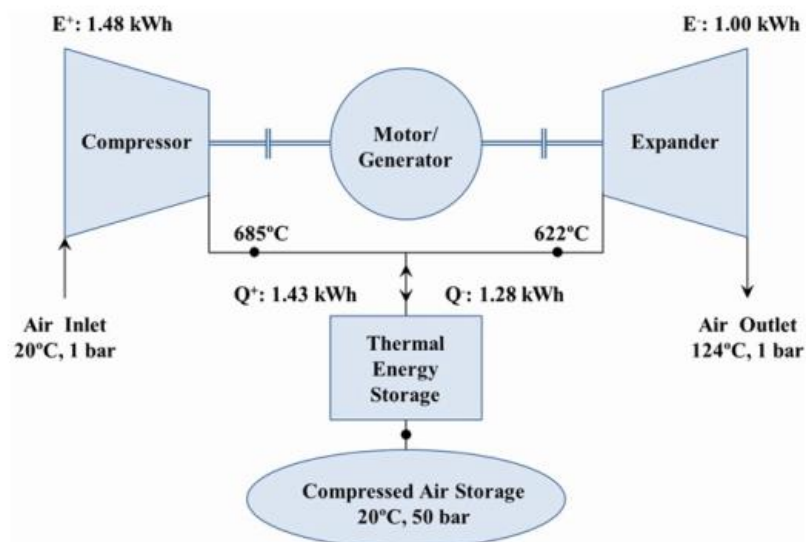


Figura 27: Esquema de un sistema A-CAES.

En función del sistema de almacenamiento de calor se distinguen claramente dos configuraciones.

En una primera configuración, tal como se esquematiza en la Figura 28, el calor a almacenar se transfiere al almacenamiento mediante un cambiador de calor indirecto, así el calor generado durante el proceso de compresión se transfiere al medio frío (aceite térmico o sales fundidas) mediante cambiadores de calor y almacenado en el tanque caliente. Subsecuentemente, cuando se requiere potencia pico (punta), el aire comprimido almacenado se

libera y a través de los correspondientes cambiadores aumenta su temperatura antes de ser suministrado a las turbinas gracias al fluido caliente almacenado. El aire caliente se expande en las turbinas generando energía eléctrica y el fluido caliente enfriado pasa a almacenarse en el tanque frío.

En esta configuración las temperaturas que se alcanzan no son altas y el fluido caloportador no opera presurizado. La principal desventaja de esta configuración es la necesidad del empleo de dos tanques (frío y caliente), el coste del fluido caloportador, problemas asociados de corrosión y la necesidad de mantenerlo fluido, lo que implica un sistema calefactor y un cierto consumo energético.

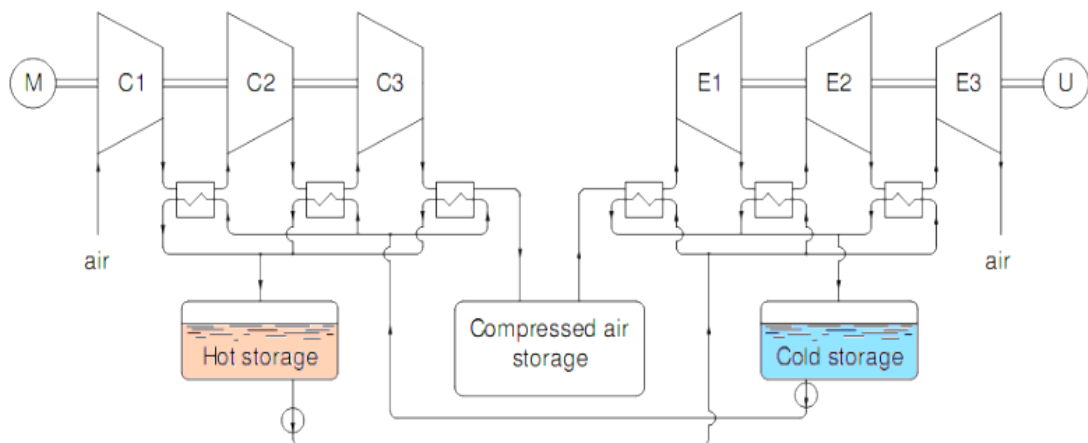


Figura 28: Esquema de una planta A-CAES de intercambio indirecto.

La segunda configuración ha sido propuesta en el Proyecto Europeo "ADELE". El sistema A-CAES tendría una capacidad de almacenamiento de 1GWh y permitiría suministrar 200MW durante un

corto período, reemplazando a cuarenta turbinas eólicas por un período de 5 horas. En esta configuración los dos tanques son sustituidos por uno, un cambiador de calor en el que el aire interactúa con un medio sólido que se calienta, enfriando el aire.

Pueden alcanzarse temperaturas de 650°C , temperatura máxima alcanzable en la cámara de almacenamiento de energía térmica (TES), con unas presiones que se encuentran en el rango de 60 bar a 100 bar. El reto de este concepto no sólo se encuentra en la compresión sino en el propio sistema TES, ya que este almacenamiento energético debe ser lo suficientemente resistente a la presión del aire que intercambia calor con el medio sólido (Figura 29). El coste de un sistema A-CAES se ha estimado en menos de 800 \$/kW.

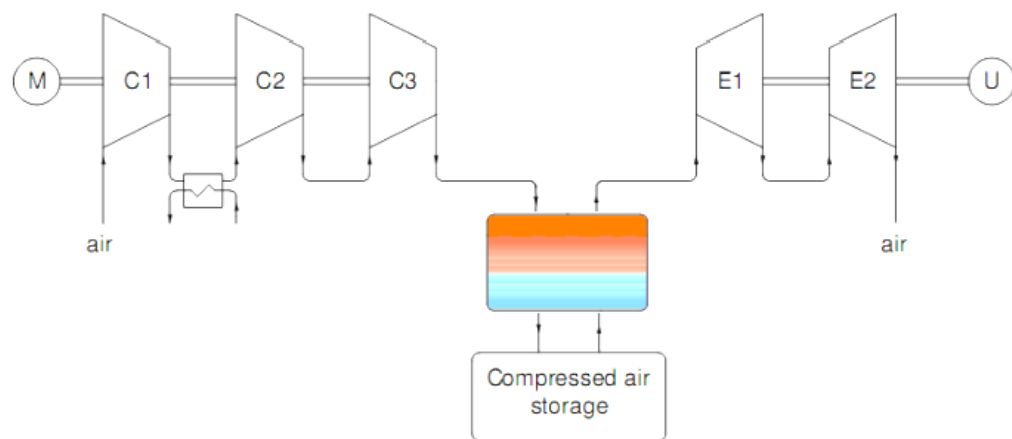


Figura 29: Esquema de una planta A-CAES de intercambio directo.

3.6.2. Implementación de un sistema CAES de almacenamiento en una planta de ciclo combinado.

Se denomina ciclo combinado en el campo de la generación de potencia a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema. La base de todas las distintas configuraciones de ciclo combinado para el caso de sistemas CAES es la utilización de los gases de escape de una planta convencional de gas para precalentar el aire comprimido saliente de la cámara de almacenamiento del ciclo termodinámico de la CAES.

Actualmente sólo existen las configuraciones propuestas por Energy Storage and Power, ejemplos de las cuáles son:

-Una configuración (Figura 30) basada en los componentes ya existentes de una planta de ciclo combinado, produciendo 172 MW netos con un consumo específico de calor de 3978.6 kJ/kWh (basado en poder calorífico inferior).

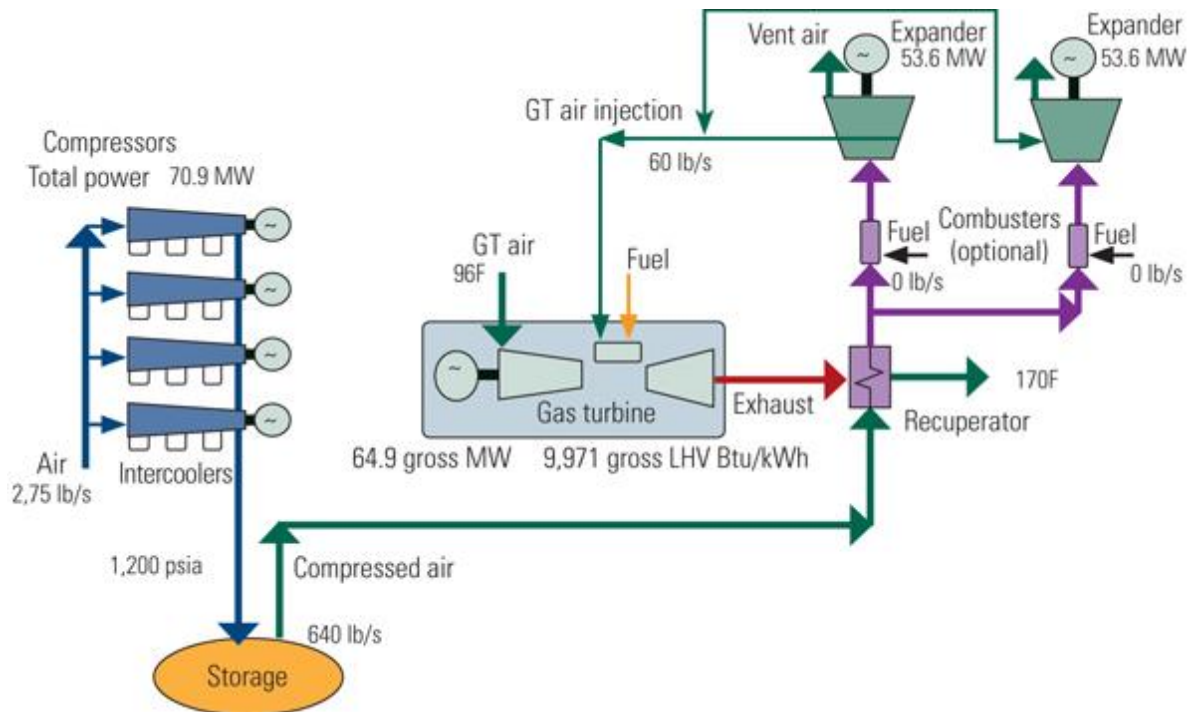


Figura 30: Esquema de una planta CAES en un sistema de ciclo combinado.

-Una segunda configuración (Figura 31) que también reaprovecha los componentes de una planta ya existente (equipos azules), modificando algunos (equipos rojos) y añadiendo los necesarios para su comportamiento como ciclo combinado de CAES (equipos verdes).

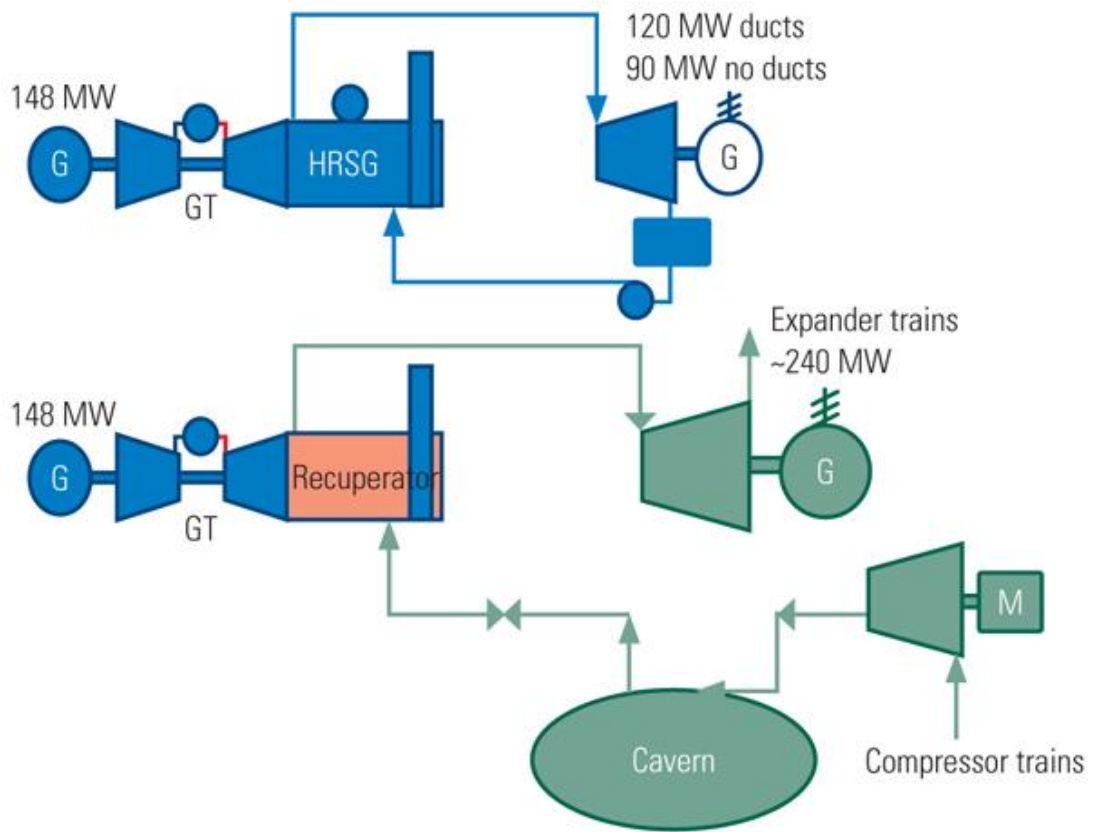


Figura 31: Esquema de una planta CAES en un sistema de ciclo combinado ("Repowering").

4. Sistemas CAES. Modelo matemático básico.

Una vez concluido el análisis teórico y el estado del arte sobre plantas CAES, es momento de pasar a un análisis técnico más detallado de las mismas, realizando un acercamiento a su comportamiento y estudiando la influencia de los parámetros que influyen en su comportamiento. Esto llevará al presente estudio a la implementación de un sistema CAES básico en un programa ("solver") que dé respuestas al comportamiento real de los sistemas y permita conocer las actuaciones de este tipo de plantas.

4.1. Parámetros característicos de una planta CAES:

Existen múltiples parámetros para la caracterización de un sistema de producción de potencia, siendo no obstante los siguientes, los más comunes:

- "Heat Rate" (HR, consumo específico de calor): el consumo de combustible por kWh producido. La implantación de un recuperador de calor a la salida del sistema implicaría un menor consumo de combustible, al igual que el precalentamiento del flujo anterior a la entrada a las turbinas, disminuyendo su nivel de "Heat Rate". De esta forma, un nivel medio de HR para una planta con recuperador de CAES se encuentra entre 4200 y 4500 kJ/kWh, mientras que el propio de una planta CAES sin recuperador ronda los 5500-6000 kJ/kWh. Estos niveles de HR para los sistemas CAES se encuentran muy por debajo del valor típico en plantas de turbinas de gas, el cual se encuentra en los 9500 kJ/kWh.

$$\text{Heat Rate} = 3600 \cdot \frac{m_{cble-1} \cdot H_{p1} + m_{cble-2} \cdot H_{p2}}{\text{Potencia generada de salida}}$$

- Ratio de Energía (ER por sus siglas en inglés): consistente en el cociente entre la energía eléctrica consumida y la propia generada, en los sistemas CAES es siempre menor que la unidad. Este parámetro no toma en consideración por tanto el combustible consumido por la planta.

$$ER = \frac{\text{Potencia consumida} \cdot \text{tiempo}_{\text{carga}}}{\text{Potencia generada} \cdot \text{tiempo}_{\text{descarga}}}$$

- Eficiencia de la Energía Primaria: parámetro que mide la eficiencia de la producción de energía eléctrica teniendo en cuenta el consumo de energía tanto eléctrica como térmica. Es por tanto el equivalente al rendimiento eléctrico equivalente en los sistemas de cogeneración. El rendimiento de la planta base presente en su expresión matemática está referido a la planta asociada al sistema de CAES, es decir, a la planta cuyo exceso de energía se almacena con el sistema CAES. En la Figura 31 se establecen los rendimientos base para distintas plantas de carga base.

Planta de carga base	η_T (%)
Planta nuclear (PWR)	33
Planta nuclear (AGR)	42
Planta fósil	42
Planta de cogeneración	35
Media de la red eléctrica	35

Figura 31: Rendimientos base para distintas plantas.

Eficiencia de la Energía Primaria =

$$= \frac{\text{Energía eléctrica generada}}{\frac{\text{Energía eléctrica consumida}}{\text{rendimiento de la planta base}} + \text{Energía térmica consumida}}$$

De esta forma, valores típicos en los sistemas CAES de los parámetros implicados podrían ser una energía eléctrica consumida de 0.69 kWh y la propia térmica de 1.17 kWh para la producción de 1 kWh de energía eléctrica producida para la planta de McIntosh (110 MW) o 0.8 kWh y 1.6 kWh respectivamente para la misma producción eléctrica en el caso de la planta de Huntorf (290 MW).

- Energía generada por unidad de volumen: o por sus siglas en inglés EVR (Energy Volume Ratio), este índice da una idea de la relación entre volumen de almacenamiento y la energía que se le exige a la planta.

$$EVR = \frac{\text{Potencia generada} \cdot \text{tiempo}_{\text{descarga}}}{\text{Volumen de almacenamiento}}$$

4.2. Estudio técnico de una planta CAES básica:

Este análisis comienza con una planta simple de CAES consistente en un tren de compresión de dos equipos, una cámara de almacenamiento y un tren de expansión de dos turbinas con sus correspondientes cámaras de combustión. El estudio consistirá en un análisis inicial de los parámetros de referencia (tomados de la planta CAES de Huntorf), los cuales permitirán implementar el ciclo en un archivo Matlab de resolución del ciclo, marcándose los parámetros de diseño del mismo. Tras ello, se observarán las distintas tendencias de éstos y se establecerán unas conclusiones generales finales del estudio, dejando las posibles modificaciones del ciclo y sus resultados para el siguiente punto de estudio.

4.2.1. Parámetros de referencia de la planta:

La justificación de los parámetros de referencia está basada en el estado del arte realizado con anterioridad y en los distintos análisis que de los mismos se ha hecho en otros estudios de similar índole.

- Condiciones ambientales y de refrigeración: Tomadas las condiciones ISO de 15°C y 1.013 bar como temperatura y presión ambiente para la simulación del sistema, la toma de aire a temperaturas altas o presiones bajas suponen una bajada en la eficiencia del sistema al ser más costoso para el tren de compresión realizar la compresión del aire. Esta dificultad viene impuesta por la menor densidad del aire entrante, lo que conlleva un aumento del consumo del tren de compresión. Dicho esto, hay que poner en relieve el hecho de que una planta CAES aprovecha un exceso de energía eléctrica ya existente o un momento de coste bajo de la misma, lo que exige el uso del proceso de compresión de la planta para esos momentos, y no en los de condiciones ambientales favorables. Este hecho no obstante no posee gran relevancia en tanto que en general el período nocturno (de condiciones ambientales favorables) es el momento de menor coste eléctrico.

Al mismo tiempo, se dispone de agua como refrigerante para los intercambiadores encargados de reducir la temperatura del aire

comprimido por los compresores, de manera que favorezcan el proceso de compresión y con ello un menor consumo de los mismos. La temperatura de entrada del agua se establece en 10 °C para el cálculo inicial, llevándose a cabo una mejora del comportamiento del sistema en el caso de partir de una temperatura menor del refrigerante.

Las condiciones ambientales fueron consideradas constantes durante el proceso de compresión en el modelo del sistema.

- Condiciones de la cámara de almacenamiento: las condiciones de presión y temperatura de la cámara de almacenamiento de aire comprimido tienen sus máximos valores impuestos por la estabilidad y la correcta conservación de la estructura de la cámara.

Respecto a la temperatura de la caverna, la temperatura de una cámara subterránea no se ve significativamente modificada para profundidades menores a los 500 m, siendo ésta constante y dependiente su valor de la alcanzada en la superficie. A partir de ese valor de profundidad, el gradiente térmico dependerá del tipo de emplazamiento en el que se encuentre la cámara, siendo éste tan alto como 200 °C/km en zonas de roca volcánica o tan bajo como 15-30°C/km en zonas de subducción de las placas tectónicas, y siendo en cualquier caso un gradiente dado en las tres dimensiones. Es importante hacer notar el hecho de que si el gradiente térmico es muy alto, probablemente la zona sea volcánica, y por tanto sísmica, lo que haría imposible la instalación de una cámara de almacenamiento por motivos de seguridad.

Por otro lado, con respecto a la presión de la cámara, los valores de presión alcanzados no deben en ningún caso superar los límites soportados por la estructura de aquella. Si se trata de una caverna de roca porosa, el límite se encuentra entre 16.06 kPa/m y 18.55 kPa/m, teniendo en consideración la presión hidrostática del agua (9.74 kPa/m) necesaria para mantener la capa intermedia de aire entre el agua ya presente en la caverna y el volumen de aire introducido. En el caso de cavernas salinas el límite se encuentra entre 15.83 kPa/m y 19.23 kPa/m, con una profundidad típica para este tipo de formaciones que va desde los 182 m hasta los 914 m, y siendo normalmente la presión operativa elegida como el 80% de la

máxima alcanzable en la cámara por motivos de seguridad estructural.

En el modelo se consideró como cámara de almacenamiento una caverna salina de 310000 m^3 , con una temperatura comprendida entre 50°C alcanzados en el aire comprimido para la mínima presión del depósito y los 85.1°C correspondientes a la máxima presión, siendo la presión mínima de 46 bar y la máxima de 66 bar. La variación de la temperatura se encuentra justificada por el comportamiento isentrópico del depósito, e implicaría una diferencia de temperatura de 35 K aproximadamente.

Este comportamiento como proceso isentrópico se encuentra justificado en el apartado 4.2.2. Ciclo básico de un sistema CAES.

- Rendimientos de los diferentes elementos: en cuanto a rendimientos tanto mecánicos como eléctricos y a eficiencias de los intercambiadores, los valores fueron supuestos al no disponer de datos específicos que los facilitaran, tomándose valores típicos de los diferentes equipos existentes en el mercado.

Así, los rendimientos de los compresores fueron respectivamente 0.9 y 0.9 (en sus puntos de diseño), siendo los de turbinas de 0.82 y 0.82 (igualmente en sus puntos de diseño). Los rendimientos mecánicos del eje son para el motor de 0.97 y para el generador de 0.98, tomando como valores del rendimiento eléctrico 0.92 y 0.96, respectivamente.

- Potencia y consumo: el consumo del motor que hace girar el eje de los compresores se sitúa en los 60 MW, queriendo alcanzar una potencia de 350 MW en los generadores.

4.2.2. Ciclo básico de un sistema CAES:

Siguiendo el esquema de la planta alemana de Huntorf, el ciclo básico del sistema CAES estudiado constará de las siguientes partes: un filtro, el tren de compresión consistente en dos compresores, un intercambiador intermedio y un intercambiador

posterior al último compresor, el depósito de aire comprimido y el tren de expansión, consistente en dos turbinas y dos cámaras de combustión anteriores a cada turbina.

- Filtro: el filtro, necesario para el correcto funcionamiento de la entrada de aire, introduce un término de pérdida de carga en la presión de entrada.

$$p_1 = p_0 \cdot (1 - \text{pérdidas})$$

- Tren de compresión: la elección del número de compresores se trata de un problema de optimización entre la mejora del ciclo cuanto mayor es su número (acercándose a un sistema isoterma) en contraposición con el coste que conlleva la implantación de un nuevo equipo. Se puede demostrar que el número óptimo de compresores para una planta de estas características, es de dos [12], pudiendo alcanzar en casos concretos tres.

Una vez elegido el número de compresores y teniendo el salto de presiones que debe realizar el conjunto, se pasa a calcular las presiones intermedias alcanzadas al final de cada etapa de compresión, sabiendo que una buena aproximación sería:

$$p_1 = \sqrt{p_0 \cdot p_2} \quad \text{para el caso de 2 compresores}$$

$$r_c = \sqrt[n]{\prod_1^n r_{c-i}} \quad \text{para el caso de n compresores}$$

A partir de este punto se debe establecer la existencia o no de una válvula de laminación al final del tren de compresión. En el caso de trabajar con una válvula de laminación, los compresores operarán contra una presión constante, siendo todas sus presiones intermedias por tanto también constantes y trabajando en el punto de diseño. En caso contrario, la variación de la presión de almacenamiento en la cámara implica el trabajo de los compresores para condiciones variables de presión de salida. Este último tipo de operación conlleva trabajar fuera de un punto de diseño, variando la operación de los compresores en función a sus condiciones de trabajo, aunque a velocidad de giro constante. En el presente estudio se ha llevado a cabo considerando que los compresores comprimen contra una válvula que mantiene constante la presión de descarga de éstos, laminando hasta la presión variable del depósito. La presión intermedia presente

tras la primera compresión en este caso es de 8.1 bar ya que se ha fijado la presión de descarga del compresor en 66 bar.

Hay que tener en cuenta que debido a las grandes compresiones alcanzadas en estos sistemas, los compresores suelen ser centrífugos, los cuales pueden alcanzar mayores valores de presión, a excepción del primero, que debido al caudal de aire procesado suele ser de tipo axial.

Además de los compresores, en el tren de compresión se colocan unos intercambiadores, uno intermedio entre los equipos de compresión y uno tras la salida del segundo compresor, anterior a la entrada al depósito de almacenamiento. Estos intercambiadores rebajan las temperaturas alcanzadas al final de cada compresor buscando alcanzar una densidad del aire comprimido más alta y poder almacenar una cantidad mayor de éste. Estos equipos, que en el caso presente utilizan agua como fluido de refrigeración, se rigen por su eficiencia, habiéndose considerado para este caso una eficiencia de 0.8.

$$\varepsilon = \frac{T_{ent-aire} - T_{sal-aire}}{T_{ent-aire} - T_{ent-agua}}$$

Este calor intercambiado se puede utilizar para cogeneración, siendo posibles usos la desalinización o la utilización en una red de calefacción de distrito.

Una vez definidas las presiones y conociendo los parámetros de entrada, el resto de valores se alcanzan a través de las ecuaciones que rigen la compresión:

$$W_c = \frac{C_{p-aire} \cdot T_{ent}}{\eta_c} \cdot \left(r_c^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) = C_{p-aire} \cdot (T_{sal} - T_{ent})$$

Donde el caudal de aire en el proceso de carga se calculará sabiendo de antemano el consumo de potencia del motor que acciona los compresores,

$$\dot{m}_{aire-1} \cdot (W_{c1} + W_{c2}) = \text{Consumo Motor}$$

En el caso presente se estipula un consumo del motor de 60 MW.

- Cámara de almacenamiento: el funcionamiento del depósito se divide en tres partes, una primera fase de entrada del aire comprimido, una segunda de comportamiento transitorio dentro de la cámara una vez cerradas ambas válvulas de acceso, y una tercera fase de liberación del aire comprimido.

-Primera fase: compresión. La fase de entrada de aire comprimido en el depósito viene caracterizada por la variación de los valores de presión y temperatura a la salida del tren de compresión. Esta variación en los parámetros que definen la entalpía del aire lleva a la aparición de los dos casos posibles de operación ya citados anteriormente; un primer caso de uso de una válvula que lamina el aire de manera que mantenga constante la entalpía del mismo a la entrada del depósito y un segundo caso de operación sin válvula. El proceso de carga puede establecerse mediante la siguiente expresión:

$$\frac{dU}{dt}_{vc} = \delta\dot{Q} + \dot{m}_{ent} \cdot h_{ent} = \delta\dot{Q} + \dot{m}_{ent} \cdot C_p \cdot T_{ent} \quad \text{con} \quad \dot{m}_{ent} = \frac{dm_{ent}}{dt}$$

La entalpía será constante en el caso de trabajar con presión y temperatura constantes alcanzables mediante válvula o variable en el propio de presión y temperatura variables, caso general sin válvula.

Así pues, para el caso de presión constante mediante válvula, el desarrollo de las expresiones que lo gobiernan continúa como:

$$\begin{aligned} \delta\dot{Q} &= \frac{dU}{dt}_{vc} - \dot{m}_{ent} \cdot h = \frac{d(m \cdot C_v \cdot T)}{dt} - \dot{m}_{ent} \cdot C_p \cdot T_{ent} \\ &= \frac{dm_{ent}}{dt} \cdot C_v \cdot T + m_{ent} \cdot C_v \cdot \frac{dT}{dt} - \dot{m}_{ent} \cdot C_p \cdot T_{ent} \end{aligned}$$

$$m_{ent} \cdot C_v \cdot \frac{dT}{dt} = \delta\dot{Q} + \dot{m}_{ent} \cdot (C_p \cdot T_{ent} - C_v \cdot T)$$

Donde T es la temperatura en el interior del depósito y T_{ent} la temperatura de entrada a la válvula de laminación. Si el proceso se puede considerar adiabático ($\delta\dot{Q} = 0$), la expresión resulta:

$$m_{ent} \cdot C_v \cdot \frac{dT}{dt} = \dot{m}_{ent} \cdot (C_p \cdot T_{ent} - C_v \cdot T)$$

$$\frac{dT \cdot C_v}{C_p \cdot T_{ent} - C_v \cdot T} = \frac{dm_{ent}}{m_{ent}} = \frac{dT}{\gamma \cdot T_{ent} - T}$$

Integrando finalmente:

$$\ln m_1 - \ln m_0 = \ln(\gamma \cdot T_{ent} - T_0) - \ln(\gamma \cdot T_{ent} - T_1)$$

$$\rightarrow \frac{m_1}{m_0} = \frac{\gamma \cdot T_{ent} - T_0}{\gamma \cdot T_{ent} - T_1}$$

Siendo las condiciones 0 las iniciales del depósito y las 1 las finales tras el proceso de carga.

En el caso de trabajar sin una válvula a la entrada del depósito que mantenga constante la entalpía entrante, la entalpía del aire comprimido de entrada sería variable, dependiente de los valores alcanzados en la presión y en la temperatura en el proceso de compresión. En términos de presión, las condiciones de descarga del compresor dependerá de su curva característica ($p^{02}/p_{01} = f(\dot{m})$) y en términos de temperatura del rendimiento del mismo, desembocando en una dependencia del tiempo de la entalpía de entrada al depósito. Así pues, y si el proceso se realiza sin intercambio de calor ($\delta\dot{Q} = 0$):

$$\frac{dU}{dt} = \dot{m} \cdot h_{ent}(t) = \dot{m} \cdot C_p \cdot T_{ent}(t) \quad \text{con} \quad \dot{m} = \frac{dm}{dt}$$

$$\frac{d(m \cdot C_v \cdot T)}{dt} = \dot{m} \cdot C_v \cdot T + m \cdot C_v \cdot \frac{dT}{dt} = \dot{m} \cdot C_p \cdot T_{ent}(t)$$

$$\rightarrow dm \cdot C_v \cdot T + m \cdot C_v \cdot dT = dm \cdot C_p \cdot T_{ent}(t)$$

$$\rightarrow m \cdot C_v \cdot dT = dm \cdot (C_p \cdot T_{ent}(t) - C_v \cdot T)$$

Si se considera el calor aportado por la masa de aire comprimido entrante como un calor despreciable debido a las dimensiones del depósito, se puede considerar la temperatura T_{ent} de entrada al depósito cercana a la temperatura media del mismo $T(t)$, resultando:

$$m \cdot C_v \cdot dT = dm \cdot T \cdot (C_p - C_v)$$

$$\rightarrow \frac{dm}{m} = \frac{C_v}{R} \cdot \frac{dT}{T} = \frac{1}{\gamma - 1} \cdot \frac{dT}{T}$$

Que integrando,

$$\frac{m_1}{m_0} = \left(\frac{T_1}{T_0}\right)^{\frac{1}{\gamma-1}}$$

Y a través de la ecuación de estado para gases ideales,

$$\frac{p_1}{p_0} = \left(\frac{T_1}{T_0}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}$$

Ecuación que expresa la relación que rige un proceso isentrópico ($p \cdot v^\gamma = cte$).

En ambos casos, el caso con válvula de laminación y el caso sin ella, se ha considerado al depósito como adiabático. Este supuesto desprecia la transmisión de calor que en la realidad se produce entre el aire de entrada y el aire existente en el depósito y el propio entre el aire del depósito y las paredes del mismo. Más allá de la posible compensación en mayor o medida de ambos flujos de energía, el supuesto se sustenta en las grandes dimensiones que una planta CAES de estas características posee, en mayor medida si se compara con los valores de energía de entrada y salida del sistema.

-Segunda fase: transición. La fase de comportamiento del aire comprimido en el interior del depósito depende de la profundidad del mismo y del tipo de construcción natural del que se trate. Así pues, la mayor o menor aproximación a un proceso adiabático y el cambio mayor o menor que se produzca en su presión de almacenamiento están en función a los valores de ambas variables, profundidad y tipo de cámara de almacenamiento, naturaleza del material de la cámara y posibles fugas de aire. Estudios llevados a cabo [12] toman como cota de inicio del cambio térmico en cámaras subterráneas los 500 m de profundidad, pudiendo tener a partir de aquí un gradiente térmico alto (entorno a los 200°C/km) o bajo (15/30 °C/km) en función de la naturaleza de las paredes del depósito. No obstante, y tal y como se estipuló con anterioridad, en la fase de transición entre la carga y la descarga se consideraron inalterables las condiciones del depósito al tomarse como adiabático el proceso de almacenamiento entre las fases de carga y descarga.

-Tercera fase: liberación del aire comprimido. La fase de salida del aire comprimido viene marcada por la válvula de laminación que asegura que la presión de alimentación a la turbina de alta es de 42 bar. Esta válvula supone que la entalpía del aire a la entrada de la primera cámara de combustión será igual a la entalpía del aire en el depósito, y la temperatura del mismo será la propia del depósito. El funcionamiento sin válvula de laminación, al igual que en el caso del tren de compresión supondría la operación de las turbinas a presión variable, lo cual no ha sido contemplado en el presente trabajo, quedando en su consideración para desarrollos futuros del mismo.

Las relaciones que definen el proceso de descarga del aire (vaciado de depósito) pueden ser establecidas:

$$\delta\dot{Q} = \frac{dU}{dt} + \dot{m}_{sal} \cdot h = \frac{d(m \cdot C_v \cdot T)}{dt} + \dot{m}_{sal} \cdot C_p \cdot T \quad \text{con} \quad \dot{m}_{sal} = -\frac{dm_{sal}}{dt}$$

$$\begin{aligned} \delta\dot{Q} &= -\dot{m}_{sal} \cdot C_v \cdot T + m_{sal} \cdot C_v \cdot \frac{dT}{dt} + \dot{m}_{sal} \cdot C_p \cdot T = \\ &= m_{sal} \cdot C_v \cdot \frac{dT}{dt} + \dot{m}_{sal} \cdot (C_p - C_v) \cdot T \end{aligned}$$

Si el proceso fuera adiabático:

$$\frac{dT}{dt} = -\frac{\dot{m}_{sal} \cdot R \cdot T}{m_{sal} \cdot C_v} = -\frac{dm_{sal}}{m_{sal}} \cdot \frac{R}{C_v}$$

Integrando,

$$\ln \frac{T}{T_0} = -\frac{R}{C_v} \cdot \ln \frac{m}{m_0} = -\left(\frac{C_p - C_v}{C_v}\right) \cdot \ln \frac{m/V}{m_0/V} = \ln \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)^{\gamma-1} \rightarrow \frac{T}{T_0} = \left(\frac{p}{p_0}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}$$

Esto implica que el proceso de descarga se realiza en condiciones isentrópicas, partiendo de las condiciones de temperatura final de carga del depósito, y modificándose a medida que se va vaciando el depósito. La variación en la temperatura debido a este hecho implica la compensación por parte del consumo de combustible para mantener la temperatura de entrada a la turbina constante.

Sin embargo y de cara a simplificar el modelo y teniendo en cuenta que la diferencia de temperaturas finales e iniciales del aire en el depósito durante el proceso es de unos 35 K (Apartado 4.2.1.), se ha

tomado la temperatura del aire a la entrada del tren de generación como constante y con un valor medio entre las temperaturas inicial y final. La consideración del funcionamiento dependiente del tiempo, queda asimismo para desarrollos futuros.

- Tren de generación: En la diversa bibliografía sobre plantas CAES consultada se han propuesto distintas configuraciones para el tren de generación, combinando operación con o sin recuperador, o con o sin combustión, o el número de intercambiadores presentes. La idea básica del recuperador es la de aumentar la temperatura del aire comprimido a la entrada de las turbinas, aumentando su salto entálpico y con ello la potencia alcanzable con las mismas (sistemas A-CAES), o disminuyendo la cantidad de combustible suministrado en la cámara de combustión, mejorando el rendimiento (sistemas CAES). La implantación de un recuperador al final del sistema CAES conlleva no obstante una ralentización del tiempo de respuesta ante la demanda pico de electricidad. La combustión por otro lado busca alcanzar una mayor densidad energética de los gases de entrada a las turbinas para alcanzar mayores cotas de potencia generada. Por tanto, el caso de tren de generación con combustión conlleva un rápido aumento de la temperatura, alcanzando un valor mayor que en el caso del tren de generación sin combustión, pero también dicho consumo de combustible, podría no resultar rentable en función a los costes del mismo y diferentes factores operativos (precio de venta de la energía, tiempo de generación de la misma, etc).

En el caso del ciclo básico, no obstante, se opta por una configuración de tren de generación con combustión sin recuperador (siguiendo el esquema de la planta inicial de Huntorf), dejando las otras configuraciones como modificaciones posteriores del sistema, estudiadas en el punto siguiente.

Al mismo tiempo, se plantea la incógnita de cuál es el número óptimo de turbinas cuya mejora en el funcionamiento de la planta no suponga un coste tan alto que no sea rentable alcanzarlo. El estudio del caso con dos turbinas supone una mejora con respecto al caso de una única turbina, al igual que ocurre con el caso de tres turbinas con respecto a dos, siendo tres el número óptimo de éstas para el tren de generación de una planta CAES según estudios realizados sobre el tema [12]. La utilización de tres turbinas no

obstante no implica el uso de un segundo recuperador, siendo la mejora del sistema con su implantación prácticamente nula y suponiendo un aumento en los costes de la planta.

En el caso estudiado del ciclo básico se opta por la omisión de la tercera turbina, reservando su consideración para posteriores estudios.

Además de estas consideraciones hay que poner en relieve la obligación de utilizar para la primera turbina tecnología de turbinas de vapor. Esta elección viene motivada por las altas presiones alcanzadas a la entrada del tren de generación, presiones fuera del rango de operación de las turbinas de gas. Esto implica un menor rendimiento de la turbina de alta y una temperatura de entrada a la misma menor, pero teniendo en cuenta el grado de desarrollo de las turbinas de gas actuales, no es posible de momento evitar esta situación.

Dicho esto, las expresiones que gobiernan el sistema en el tren de generación son:

$$W_T = C_{p\text{-aire}} \cdot T_{ent} \cdot \eta_T \cdot \left(1 - \frac{1}{r_t^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}} \right) = C_{p\text{-aire}} \cdot (T_{ent} - T_{sal})$$

Habiéndose obtenido la relación de expansión r_t suponiendo una presión intermedia de 11 bar. Inicialmente se podría suponer la misma relación tomada en el caso de los compresores para la obtención de la presión intermedia, pero el hecho de que la primera turbina tenga que ser de tecnología de vapor y las demás de tecnología de gas hace inadecuado este supuesto. Así mismo el hecho de que la temperatura de entrada a la primera turbina sea diferente a la de la segunda invalida el modelo básico para la obtención de la presión intermedia óptima. Evidentemente a la hora del diseño sería necesaria una optimización de estas presiones intermedias.

El balance en las cámaras de combustión es:

$$\dot{m}_{cble-1} \cdot \eta_{comb-1} \cdot H_{p-1} + \dot{m}_{aire2} \cdot C_{p\text{-aire}} \cdot T_{aire} = \dot{m}_{gas-1} \cdot C_{p\text{-gas}} \cdot T_{gas-1}$$

$$\dot{m}_{cble-2} \cdot \eta_{comb-2} \cdot H_{p-2} + \dot{m}_{gas-1} \cdot C_{p-gas} \cdot T_{gas-1} = \dot{m}_{gas-sale} \cdot C_{p-gas} \cdot T_{gas-2}$$

4.3. Resultados y análisis de sensibilidad del ciclo básico:

Una vez descrito el modelo del ciclo, se realiza un análisis de sensibilidad para el estudio del comportamiento de los índices característicos de las plantas CAES (ER, HR, EVR y eficiencia de la energía primaria) y de la potencia total generada, partiendo de los resultados obtenidos en el ciclo básico, ante la variación de los parámetros de diseño del ciclo un 1%. Los parámetros elegidos para el estudio de sensibilidad fueron:

1. Temperatura ambiente.
 2. Presión ambiente.
 3. Presión mínima del depósito.
 4. Presión máxima del depósito.
 5. Temperatura inicial del depósito.
 6. Consumo del motor.
 7. Rendimiento de las turbinas.
 8. Temperatura de entrada a la primera turbina.
 9. Temperatura de entrada a la segunda turbina.
 10. Pérdidas de carga a lo largo de todo el proceso.
 11. Volumen del depósito.
 12. Masa de aire a la salida del depósito en el proceso de descarga.
- Potencia eléctrica total generada: del estudio de sensibilidad de la potencia eléctrica se deduce una gran dependencia de la misma con la masa de aire a la salida del depósito en el proceso de carga. Esta dependencia es perfectamente lógica, pues implica la cantidad de energía liberada del depósito. La potencia eléctrica generada también es considerablemente dependiente de los rendimientos de las turbinas y de la temperatura de entrada a la segunda turbina, la cual genera la mayor parte de la potencia generada. A un nivel algo menor se encuentra la temperatura de entrada a la primera turbina, y el efecto pernicioso del aumento de la presión ambiente, pues deja un salto de presiones menor para la

operación del tren de generación. El resto de parámetros tienen, como se puede observar en la Figura 32 una influencia nula o prácticamente nula en la potencia eléctrica generada.

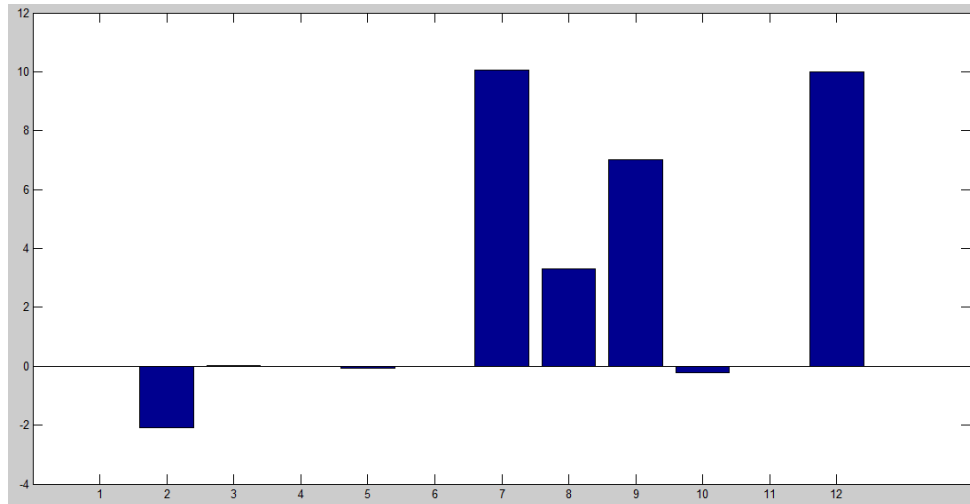


Figura 32: Análisis de sensibilidad de la potencia generada.

- Heat Rate: del análisis de sensibilidad del consumo específico de calor se desprende el efecto positivo (de disminución del mismo) que posee el aumento de los rendimientos de las turbinas a través de la mejora de la potencia generada, siguiendo en influencia la temperatura de entrada a la segunda turbina, produciendo su aumento un efecto negativo sobre el "Heat Rate" al ser mayor el consumo de combustible implicado en el aumento de la temperatura que el aumento de la potencia generada que supone. En otro orden de influencia se encuentran de forma positiva la temperatura inicial del depósito, que supone una temperatura de salida del aire mayor y por tanto un menor consumo de combustible, y de forma negativa la presión ambiental al suponer una disminución de la potencia generada.

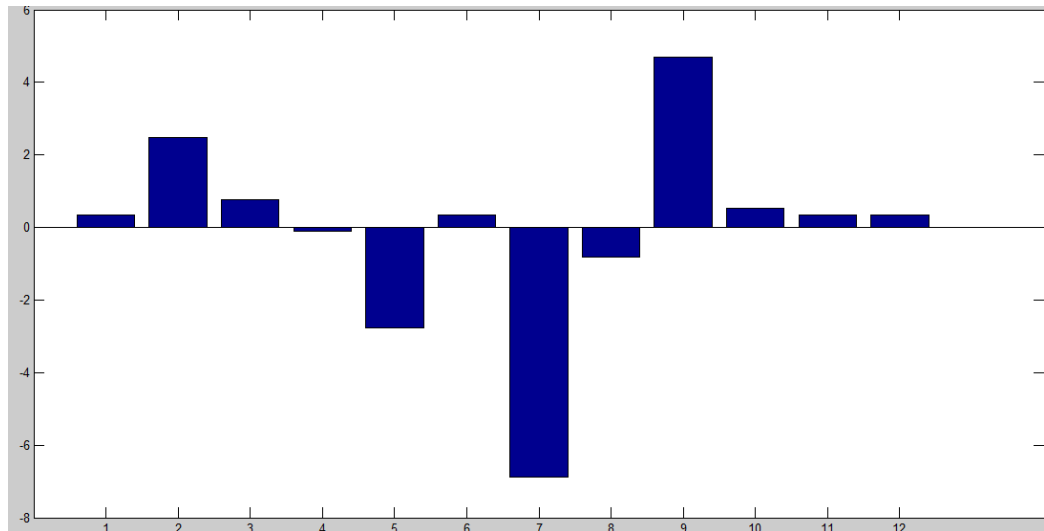


Figura 33: Análisis de sensibilidad del consumo específico de calor.

- Ratio de Energía: dentro de los parámetros que disminuyen el Ratio de Energía se encuentran por orden de mayor a menor efecto el rendimiento de las turbinas, la temperatura de entrada a la segunda turbina y la propia de entrada a la primera turbina, tal y como se observa en la Figura 34. Todos estos parámetros son responsables del aumento de la potencia generada. En contraposición, los parámetros que aumentan el Ratio de Energía de manera más directa son la temperatura ambiente y la presión máxima. A su vez el aumento de la presión máxima supone un mayor salto de presiones realizado en el tren de compresión, y por tanto un mayor consumo de energía.

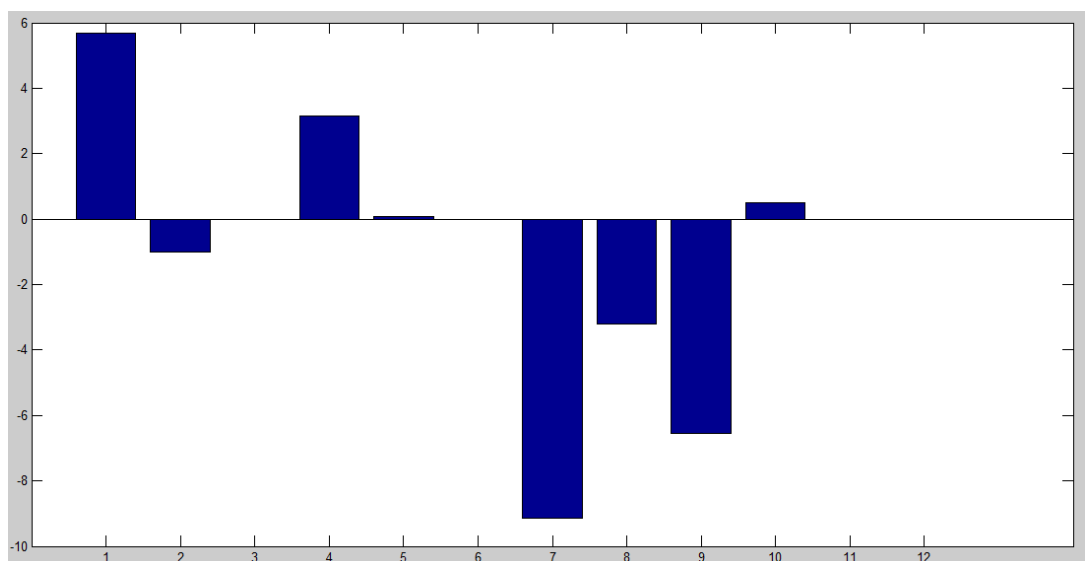


Figura 34: Análisis de sensibilidad del Ratio de Energía.

- Eficiencia: como se puede observar en la Figura 35, la mayor dependencia de la eficiencia de la energía primaria se encuentra en el rendimiento de las turbinas, con bastante distancia frente al resto de parámetros. Este hecho se encuentra justificado por la influencia del rendimiento en la potencia generada por cada turbina sin perjuicio del resto de parámetros que influyen en la eficiencia. De esta forma se podría pensar que tanto el gasto másico de aire a la salida del depósito como la temperatura de entrada a la segunda turbina podrían a su vez una mejora de la eficiencia, lo cual desembocaría en un error al suponer el aumento del gasto una disminución del tiempo de descarga, y por tanto compensando su efecto positivo sobre la potencia, y suponiendo el aumento de la temperatura de entrada a la segunda turbina un aumento del consumo de combustible.

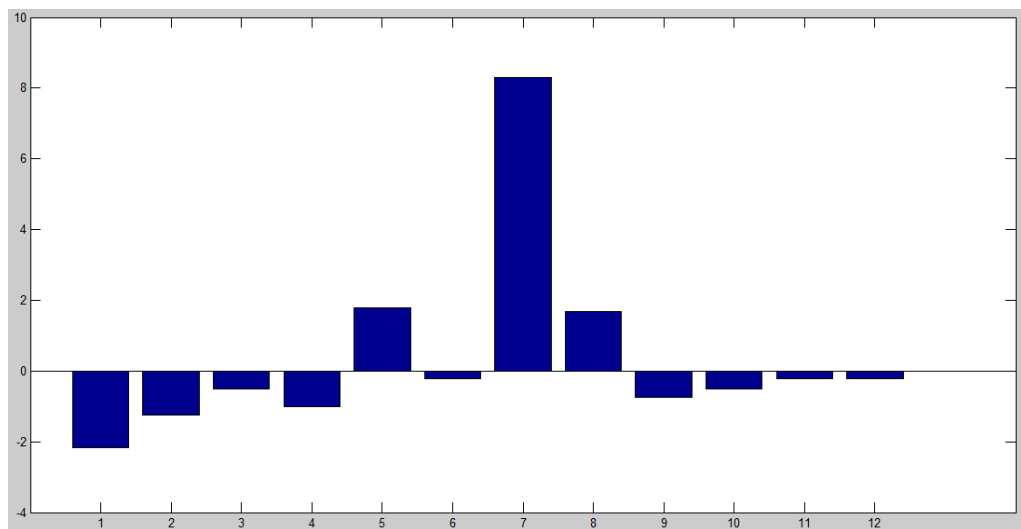


Figura 35: Análisis de sensibilidad de la Eficiencia.

- Energía generada por unidad de volumen: los parámetros que más influencia tienen sobre la energía generada por unidad de volumen son las presiones mínima y máxima del depósito. Como se puede extraer de la Figura 36, y como se deduce de forma lógica, un rango de presiones en el depósito mayor supone el almacenamiento de más energía en el mismo, suponiendo por tanto el aumento de la presión máxima una mejora y el propio de la presión mínima una desventaja. A pesar de que a priori pudiera creerse que el volumen del depósito supondría una influencia directa en este índice característico de la planta CAES, un corto desarrollo de las ecuaciones que gobiernan el tiempo de descarga hace ver la dependencia del mismo del volumen del depósito, contrarrestando

la dependencia presente en el índice característico, haciendo nulo el efecto del volumen del depósito.

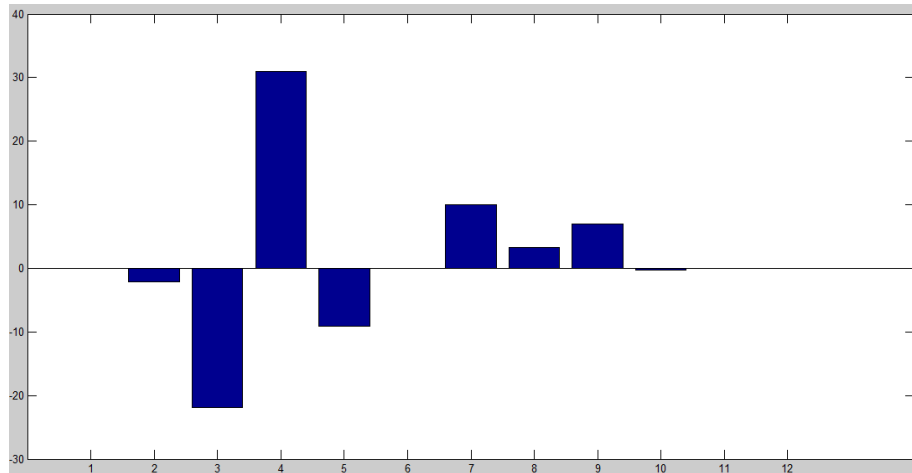


Figura 36: Análisis de sensibilidad de la EVR.

Así pues y tal y como se desprende del análisis de sensibilidad, parece claro el predominio que poseen los rendimientos de las turbinas en todos los índices característicos de una planta CAES, debiendo procurar alcanzar los valores máximos de estos parámetros. Así como el rendimiento de ambas turbinas mejora la potencia generada, la mejora de los rendimientos en los compresores implicaría un menor consumo de energía eléctrica por parte de los mismos y por ello una mejora en las plantas CAES convencionales (en plantas CAES adiabáticas o A-CAES influye también la temperatura alcanzada al final del tren de compresión). La mejora del tren de generación podría venir también impulsada por un aumento de las temperaturas de entrada a las turbinas, existiendo no obstante una dependencia menor de las mismas en algunos índices característicos y teniendo en cuenta así mismo el modo de alcanzar estas temperaturas, pues en el caso de alcanzarse mediante un mayor consumo de combustible, la mejora puede no ser rentable, siendo por tanto un problema de optimización de las mismas. No obstante, el aumento de las temperaturas de entrada a las turbinas también supone una disminución de las dimensiones del depósito, pues se alcanzarían las mismas cotas de producción de potencia con un gasto menor de aire comprimido. Así como el volumen del depósito es indicativo de la cantidad de energía almacenada, un rango de presiones mayor en el mismo implica a su vez la posibilidad de almacenar una cantidad de energía mayor, estando en la realidad el rango máximo de presiones impuesto por la correcta conservación de la estructura en el depósito en pos a asegurar su operación. Además del volumen del depósito y de su

rango de presiones, una temperatura baja de almacenamiento permite el almacenamiento de una cantidad mayor de energía, aunque esta medida posee la desventaja de un consumo mayor de combustible para alcanzar la temperatura requerida a la entrada del tren de generación.

Estas medidas ayudarían a alcanzar valores más óptimos de los índices característicos, siempre buscando un mayor rendimiento económico de la planta CAES. Así se alcanzaría un "Heat Rate" menor a 6177 kJ/kWh, un Ratio de Energía menor a 0.9316, una eficiencia mayor de 37.8%, y una Energía por Unidad de Volumen mayor a 2.755 J/m³, valores obtenidos para el caso de la planta CAES convencional bajo las condiciones de diseño anteriormente descritas.

5. Estudio de las posibles modificaciones realizadas al ciclo básico:

Las posibles modificaciones realizables al ciclo básico de un sistema CAES son muchas y variadas, aunque el objetivo de todas sea común: la mejora de los parámetros que más influyen en sus índices característicos. Una modificación típica es colocar un recuperador al final del proceso para recuperar parte de la energía térmica perdida en los gases de escape, precalentando con ellos el aire de entrada al tren de generación (como se realiza en la planta de McIntosh). Otra modificación clásica no llevada a cabo todavía pero con una fuerte base teórica es la denominada planta A-CAES, la cual convierte el proceso en adiabático. Estas medidas en sus casos simplificados fueron las estudiadas en el presente proyecto, dejando sus múltiples variantes para estudios posteriores.

5.1. Utilización de un recuperador:

El uso de un recuperador al final del tren de generación busca aprovechar la energía térmica de los gases de escape para precalentar el aire de entrada a la primera turbina. Este precalentamiento reduce el consumo de combustible en la primera cámara de combustión, alcanzando el nivel térmico necesario con una menor cantidad del mismo. Al querer mantener constante la potencia cedida por la turbina se hace obligada la constancia del caudal de gases circulante por ella. Esta constancia del caudal de gases junto a la disminución de la masa de combustible supone un aumento del caudal de aire extraído de la

cámara de almacenamiento, lo que a su vez supone un tiempo de descarga menor y por tanto un vaciado más rápido del depósito.

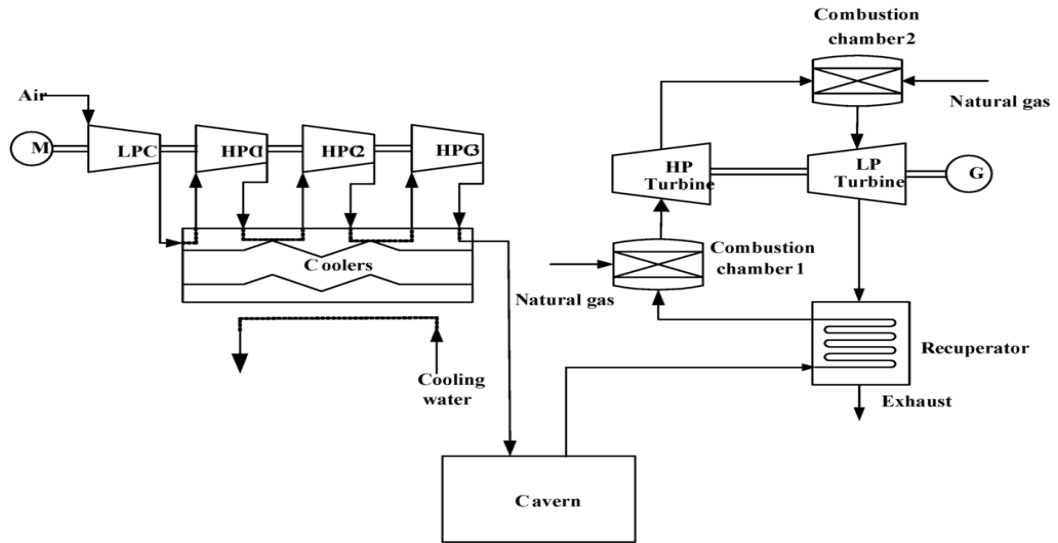


Figura 37: Ejemplo de planta CAES con recuperador.

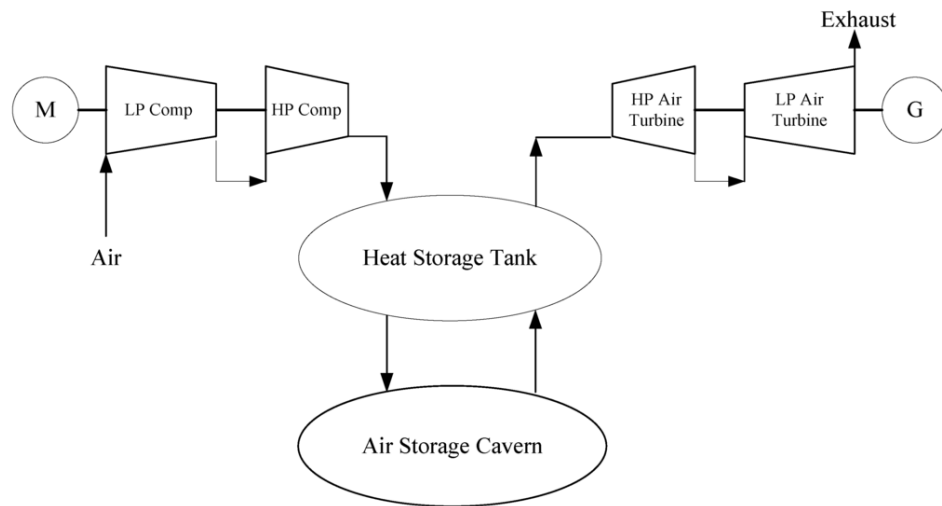
Ésta es la principal implicación que supone la implantación de un recuperador, pero no la única; en un análisis de sensibilidad realizado a la planta se observa el efecto pernicioso que tiene el aumento de la pérdida de carga ocurrido en el recuperador, efecto que empeora los índices característicos de la planta CAES. No obstante, la influencia de la pérdida de carga no es tan alta como para igualar la mejora ocurrida en todos los índices por la implantación de un recuperador y su disminución del consumo de combustible.

5.2. A-CAES:

Tal y como se comentó en apartados anteriores, una planta A-CAES se caracteriza por la utilización del calor generado en el tren de compresión para calentar el aire comprimido que circula por las turbinas, buscando y teóricamente consiguiendo la ausencia de consumo de combustible para su operación, alcanzando en teoría niveles de eficiencia de la planta cercanos al 70%. La base teórica de las plantas adiabáticas A-CAES postula dos posibles operaciones de esta planta, tal y como se indicó con anterioridad, mediante el intercambio directo de la energía térmica o mediante el intercambio indirecto de la misma.

5.2.1. Mediante intercambio directo:

Consiste en el almacenamiento energético del calor generado durante la compresión en un depósito de energía térmica, pasando posteriormente el aire comprimido a la cámara de almacenamiento. Una vez iniciado el proceso de descarga, el aire comprimido se libera de la cámara de almacenamiento, pasa a través del depósito de energía térmica, calentándose, para alcanzar inmediatamente después el inicio del tren de generación. Debido al objetivo de alcanzar la máxima temperatura en el depósito de energía térmica, en este método de operación no existen intercambiadores posteriores a los compresores que rebajen la temperatura del aire comprimido.



- Influencia de los parámetros de diseño:

-Condiciones ambiente y de refrigeración: el aumento de la temperatura y de la presión ambiente posee los mismos efectos negativos que en el caso de una planta CAES convencional, aumentando el coste de compresión y disminuyendo la potencia generada al trabajar las turbinas contra una presión más alta. El único hecho diferenciador es la menor temperatura alcanzable al final del tren de compresión al operar con un ratio de compresión menor, lo que supone una disminución de la temperatura alcanzada en el depósito de energía térmica, con su consecuente reducción de la potencia generada al operar con un salto de temperaturas menor.

La refrigeración a la salida de los compresores se desaconseja por su efecto contrario a alcanzar una temperatura mayor en el depósito de

almacenamiento térmico, clave para alcanzar unos valores aceptables de temperatura a la entrada de las turbinas en el tren de generación. No obstante, como se indicó con anterioridad, bajar la temperatura de salida de los compresores crea unas condiciones más favorables para los mismos, los cuales pueden trabajar consumiendo menos energía eléctrica. Esta mejora podría ser digna de estudio en la implantación real de una planta A-CAES.

-Rendimientos: el aumento del rendimiento de los compresores en este caso, aunque suponga una mejora en cuanto a menor consumo eléctrico se refiere, también implica una temperatura final del tren de compresión y por tanto de la cámara de almacenamiento térmico menor, lo que conlleva una menor producción de energía eléctrica por parte de las turbinas. Por este motivo, el rendimiento de los compresores tendrá un punto de operación intermedio en el que se compensen ambos efectos. A su vez, el propio de las turbinas afecta de manera relevante a la producción de energía eléctrica y a través de ella a todos los índices característicos de una planta CAES, buscando por tanto su máximo valor.

-Condiciones de la cámara de almacenamiento de energía térmica (TES) y de la cámara de almacenamiento de aire comprimido: el aumento del volumen del TES supone una mayor cantidad de energía térmica almacenable y un comportamiento más cercano al adiabático con respecto al exterior, aunque también implica una temperatura media del TES menor al trabajar con un mayor volumen que calentar. Este último hecho beneficia a la carga en cuanto a que el tren de compresores trabaja con un salto de temperaturas menor y empeora la generación al partir ésta de una temperatura menor. No obstante, dado que el volumen del TES es indicativo de la cantidad de energía que se puede almacenar y por tanto generar, se puede concluir que es mejor para la planta un volumen grande del TES.

Es a su vez relevante poner de manifiesto el considerable efecto que tienen las pérdidas de carga ocasionados en el TES, las cuales afectan de manera notable la temperatura de entrada al tren de generación en el proceso de descarga, y por tanto a la potencia eléctrica generada.

En cuanto a materiales se refiere, un material con calor específico alto implica una mayor dependencia de los valores de ER y EVR del

volumen de almacenamiento de energía térmica, dándose el efecto contrario para materiales con calor específico bajo. Un material con un buen comportamiento en cuanto a almacenamiento de energía térmica se refiere es el hormigón.

En referencia a las condiciones de la cámara de almacenamiento de aire comprimido, la temperatura se rige de la forma antes descrita para el aumento de la temperatura al final del proceso de compresión, supone una disminución de la densidad y por tanto una menor cantidad de aire para el mismo volumen, lo que al final se traduce en una cantidad de energía generable menor.

Un aumento de la presión máxima de almacenamiento supone un aumento del aire contenido y por tanto de la energía que se almacena y que por consiguiente se puede generar en el proceso de descarga. De forma equivalente, una disminución de la presión mínima supone un salto mayor de presiones y por tanto una capacidad mayor de almacenamiento.

5.2.2. Mediante intercambio indirecto:

A diferencia del intercambio directo, en este tipo de operación el calor se toma mediante los intercambiadores situados tras los compresores, almacenándose en un tanque. En el proceso de descarga, el calor es liberado del tanque caliente hacia el tanque de frío, cediendo el calor a su paso por una serie de intercambiadores situados antes de las turbinas. Así pues, el ciclo de calor en ningún momento se mezcla con el de aire, pasando continuamente de un tanque a otro a medida que los procesos de carga y descarga se suceden. Estos tanques pueden utilizar sales fundidas o aceites, cuyas temperaturas se sitúan entre los 100 y los 300 °C. Desventajas del uso de estos aceites (para este propósito, Dowtherm o Therminol) se encuentran en la degradación de los mismos para temperaturas fuera del rango operativo de los mismos, en su peligro de ignición o en sus mayores costes. En cuanto a las sales fundidas, su principal desventaja, además del coste, está referido al riesgo de solidificación de las mismas, pudiendo requerir un sistema de calentamiento para mantener el fluido en fase líquida. Un posible sustituto para ambos medios de almacenamiento puede ser el uso de bloques de hormigón, los cuales poseen bajo coste y son fáciles de generar, teniendo un calor específico

alto, buenas características térmicas, un coeficiente de expansión térmica cercano al del acero y una resistencia mecánica alta frente a ciclos de carga térmica. La única desventaja de este medio se encuentra en el diseño de la geometría necesaria, el diámetro y el número de conductos que lo recorren, aspecto que hace aumentar su coste.

- Influencia de los parámetros de diseño:

Como es obvio, la implantación de intercambiadores que lleven a cabo el intercambio de calor entre el tren de compresión y el de generación implica una dependencia fuerte de los parámetros de los mismos para con la eficiencia de la planta y sus índices característicos. En concreto, la eficiencia y las pérdidas de calor de los mismos son las variables claves que se necesita mejorar para un correcto funcionamiento. Una eficiencia alta y unas pérdidas de calor bajas implican un tamaño mayor de los intercambiadores para acercarlos a un proceso adiabático con respecto al exterior. Este mayor tamaño de los intercambiadores conlleva una disminución de la dinámica del tren de generación, al tardar más en recorrer la superficie de intercambio de calor.

6. Posibles efectos adversos:

Dentro de los posibles efectos adversos a la instalación de una planta CAES se debe plantear el efecto negativo sobre la integridad estructural de la zona subterránea donde se encuentre la cámara y sus alrededores, pudiendo afectar también a las actividades subterráneas de la zona, debido a las altas presiones necesarias para la operación de estos sistemas. Además se debe nombrar la combinación de elementos como el oxígeno, hidrocarburos, altas presiones y calor generado por el sistema de compresión como posibles generadores de una explosión.

A su vez, el consumo de combustible en el caso de las plantas CAES convencionales implica emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, hecho que no se produce en el caso de las plantas de CAES adiabáticas o A-CAES.

7. Conclusiones:

La introducción cada vez mayor de fuentes de energía intermitentes, como las denominadas renovables, y el intento de aprovechar de una forma más eficiente la producción de los sistemas de producción de potencia, llevan a la búsqueda de técnicas de almacenamiento energético. Refiriéndose al almacenamiento a gran escala, sólo las plantas de bombeo hidráulico y las de almacenamiento de aire comprimido (CAES) son capaces de alcanzar las cotas más altas de potencia, siendo éstas últimas las que poseen un mayor potencial de desarrollo en el futuro próximo.

A lo largo del presente proyecto se han mostrado las configuraciones más comunes de plantas CAES, así como su comportamiento en función a los parámetros que las caracterizan. Una planta CAES convencional ve su comportamiento mejorado en todos los ámbitos mediante la implantación de un recuperador de calor, pues aunque pudiera suponer una ralentización del sistema y por tanto un tiempo de respuesta mayor al tener que alcanzar un mínimo de temperatura en los gases de salida para llegar a la cota de potencia requerida, podría paliarse con un consumo inicial mayor de combustible. Como se puede deducir del estudio realizado a las plantas CAES convencionales, asegurar unos rendimientos altos en los compresores y en las turbinas es determinante a la hora de alcanzar unos índices característicos óptimos de la planta, así como llevar al sistema a niveles más altos de temperatura a la entrada de cada turbina supone una mejora en el comportamiento. Más allá de estos parámetros, un comportamiento óptimo del recuperador debe asegurarse en relación a la mejora total del ciclo.

El desacoplamiento del tren de compresión y del tren de generación conlleva a su vez una mejora del comportamiento al poder diseñar el punto de funcionamiento de compresores y turbinas de forma independiente, buscando su punto de diseño óptimo en cada caso. Al mismo tiempo, el funcionamiento a presión variable, tanto en el tren de compresión como en el tren de generación, puede suponer una mejora en el proceso siempre y cuando se mantengan unas cotas mínimas de rendimiento en los mismos. En cuanto al depósito de almacenamiento, el rango de presiones alcanzado y su volumen son indicativos de la cantidad de energía que se puede almacenar en los mismos, aumentando ésta a medida que aumentan ambos parámetros. No obstante, y mientras se asegure la estabilidad de la cámara, cotas mayores de presión (tanto mínima como

máxima) suponen como es lógico una disminución del volumen del depósito, resultando una planta más compacta y por tanto con una complicación menor en su diseño e implantación.

Aparte de los sistemas CAES convencionales, las cada vez mayores tasas de emisión y coste del combustible, así como la mayor implicación del público y los gobiernos en la conservación del medio ambiente, hacen cada vez más interesante el denominado sistema A-CAES o planta CAES adiabática. La planta A-CAES no obstante alcanza niveles menores de potencia con respecto a la planta convencional, añadiéndose a su vez problemas referidos al almacenamiento energético, aún no desarrollados tan ampliamente como para asegurar un almacenamiento perfecto del calor producido durante la compresión. No obstante, el estado actual de la tecnología es lo suficientemente maduro y la base teórica de estas plantas suficientemente fuerte como para llevar a cabo proyectos de este tipo a lo largo del mundo, tal y como se demuestra en el "Proyecto ADELE" (en fase de construcción para demostración de esta tecnología).

La implantación de cualquier tipo de sistema CAES conlleva un estudio amplio de las cámaras de almacenamiento disponibles, asegurando su funcionalidad y carencia de impacto ambiental, estando no obstante probada su eficiencia a través de las dos plantas ya existentes en el mundo (Huntorf y McIntosh). Así, por tanto, se puede asegurar que la tecnología CAES es la técnica de almacenamiento de cotas altas de producción con mayor proyección futura, pudiendo igualar e incluso superar a las conocidas plantas de bombeo hidráulico.

7.1. Propuestas para futuros estudios:

- Estudio del comportamiento de la planta CAES en función del tiempo (estudio quasi-dinámico), para lo que se deberían desarrollar algoritmos adecuados para simular los trenes de compresión y generación. Curvas características generalizadas para compresores y turbinas.
- Simulación de una planta A-CAES, tanto de intercambio directo como indirecto.

- Estudio mecánico de los distintos tipos de cámaras aplicables a plantas CAES, así como del estudio de los materiales en el caso de una cámara en superficie.
- Estudio de sistemas micro-CAES para mejora de la generación distribuida: micro-CAES para trigeneración, hibridación de micro-CAES con otro sistemas, etc.

8. Referencias:

- [1] Red Eléctrica Española, www.ree.es
- [2] Proyecto "Volante de Inercia" de Red Eléctrica Española, www.ree.es/sites/default/files/presentacion_volante_de_inercia.pdf
- [3] www.crazyengineers.com/threads/superconducting-magnetic-energy-storage-systems.63228/
- [4] <http://electronics.howstuffworks.com/everyday-tech/lithium-ion-battery1.htm>
- [5] Universidad de Kassel, www.uni-kassel.de/uni/
- [6] www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/almacenamiento_1/almacenamiento_1.html
- [7] www.electricitystorage.org
- [8] "Analysis on heat transfer and heat loss characteristics of rock cavern thermal energy storage", Engineering Geology, www.elsevier.com/locate/enggeo
- [9] www.epri.com
- [10] "Novel concepts of compressed air energy storage and therm-electric energy storage", Young Min Kim, École Polytechnique Fédérale de Lausanne.
- [11] DOE Global Energy Storage Database
www.energystorageexchange.org/projects?utf8=%E2%9C%93&technology_type_sort_eqs=Compressed+Air+Storage&technology_type_sort_eqs_category=Electro-mechanical&technology_type_sort_eqs_subcategory=Electro-mechanical%3ACompressed+Air+Storage&technology_type_sort_eqs_child=&country_sort_eq=&state_sort_eq=&kW=&kWh=&service_use_case_inf=&ownership_model_eq=&status_eq=&siting_eq=&order_by=&sort_order=&search_page=1&size_kw_ll=&size_kw_ul=&size_kwh_ll=&size_kwh_ul=&show_unapproved=%7B%7D
- [12] "Techno-economic analysis of Compressed Air Energy Storage systems" Emanuele Bozzolani, Cranfield University.
- [13] "Energy Storage Technologies & Their Role in Renewable Integration", Andreas Oberhofer, Global Energy Network Institute.