<

UNIVERSIDAD DE OVIEDO

Escuela de
Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo

Grado en Ingeniería de Tecnologías Mineras

Trabajo Fin de Grado

Generación sostenible de energía y almacenamiento en explotaciones mineras cerradas de carbón. Aplicación a la mina de Lieres (Asturias)

Autor: Guillermo Domínguez Peláez

Tutora: Almudena Ordóñez Alonso

Co-tutor: Javier Menéndez Rodríguez

Oviedo, junio 2020

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN 6

2. ANTECEDENTES 7

2.1 ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO 7

2.1.1 Principales parámetros característicos del almacenamiento energético 9

2.1.2 Implementación del almacenamiento energético en el mercado nacional actual 12

2.2 MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA 13

2.2.1 Introducción 13

2.2.2 Gestión de los mercados de energía 15

2.2.2.1 Mercados a plazo 16

2.2.2.2 Mercados diarios 19

2.2.2.3 Mercados intradiarios 21

2.2.3 Gestión del sistema eléctrico 21

2.2.3.1 Restricciones técnicas 23

2.2.3.2 Servicios complementarios 24

2.2.3.3 Gestión de desvíos 26

2.2.4 Precio medio de la energía peninsular 27

2.3 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA 31

2.3.1 Almacenamiento químico y electroquímico 31

2.3.1.1 Hidrógeno 31

2.3.1.2 Pilas de combustible 32

2.3.1.3 Baterías 33

2.3.2 Almacenamiento térmico 34

2.3.2.1 Recuperación del calor geotérmico en minas subterráneas 34

2.3.2.1.1 Funcionamiento de las bombas de calor 35

2.3.2.1.2 Sistemas de transmisión de calor del agua de mina a las bombas de calor 37

2.3.3 Almacenamiento eléctrico y electromagnético 38

2.3.4 Almacenamiento mecánico 38

2.3.4.1 Volantes de inercia 38

2.3.4.2 Sistemas de almacenamiento CAES 39

2.3.4.2.1 Geología apropiada para sistemas CAES 40

2.3.4.2.2 Funcionamiento de los sistemas CAES 42

2.3.4.2.3 Tipos de sistemas CAES 43

2.3.4.2.4 Plantas CAES en el marco global actual 47

2.3.4.2.5 Comparativa y eficiencia económica de los sistemas CAES 49

2.3.4.3 Sistemas de almacenamiento PHES (Pumped Hydroelectric Energy Storage) 50

2.3.4.3.1 Eficiencia económica de las plantas PHES 52

2.3.4.3.2 Plantas PHES en el marco global actual 53

2.3.4.3.3 Líneas futuras de plantas PHES 55

2.3.4.4 Sistemas de almacenamiento UPHES (Underground *Pumped Hydroelectric Energy Storage*) 56

2.3.4.4.1 Principales componentes y parámetros de una planta UPHES 57

2.3.4.4.2 Funcionamiento y parámetros productivos de una planta UPHES 59

2.3.4.4.3 Plantas UPHES en estructuras mineras 60

2.3.4.4.4 Riesgos y viabilidad económica de la implementación de sistemas UPHES 62

3. CASO DE ESTUDIO: MINA DE LIERES (ASTURIAS) 63

3.1 INTRODUCCIÓN 63

3.2 LOCALIZACIÓN E HISTORIA MINERA 64

3.3 CONTEXTO GEOLÓGICO 69

3.4 CLIMATOLOGÍA 71

3.5 HIDROLOGÍA E HIDROGEOLOGÍA 72

3.6 DISEÑO DE UNA PLANTA UPHES CON EMBALSE SUBTERRÁNEO EN EL INTERIOR DE UNA MINA 75

3.6.1 Depósito superior 77

3.6.2 Entrada y tubería de presión 77

3.6.3 Sala de transformadores 78

3.6.4 Casa de máquinas 78

3.6.5 Chimenea de equilibrio 80

3.6.6 Depósito inferior y túnel de nuevo acceso ... 81
3.6.6.1 Depósito inferior y túnel de nuevo acceso: utilización de los huecos existentes ... 82
3.6.6.2 Depósito inferior y túnel de nuevo acceso: excavación de un nuevo reservorio ... 83
3.6.7 Galería de sumergencia ... 84
3.6.8 Conductos de ventilación ... 84
3.7 ANÁLISIS DE RENDIMIENTO DE UNA PLANTA UPHES ... 85
3.8 AUTOMATIZACIÓN DE LA PLANTA UPHES ... 89
3.9 ASPECTOS HIDRÁULICOS ... 90
3.9.1 Caudal nominal ... 90
3.9.2 Salto bruto medio de la instalación ... 91
3.9.3 Dimensionamiento de la tubería de presión ... 94
3.9.4 Pérdidas de carga ... 96
3.9.4.1 Obra de toma ... 96
3.9.4.2 Rejillas ... 97
3.9.4.3 Válvulas ... 97
3.9.4.4 Tubería de presión ... 97
3.9.5 Pérdidas de carga totales y salto neto de la instalación ... 98
3.10 PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS Y DE PRODUCCIÓN DE LA PLANTA UPHES ... 99

4. ESTUDIO ECONÓMICO ... 101

4.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS ... 101
4.1.1 BAIT y BAT ... 101
4.1.2 Valor Actual Neto (VAN) ... 102
4.1.3 Tasa Interna de Retorno (TIR) ... 103
4.1.4 Índice de Precios al Consumo (IPC) ... 104
4.2 UTILIZACIÓN DE LOS HUECOS EXISTENTES ... 104
4.2.1 Costes de inversión de la instalación ... 104
4.2.2 Ingresos de la explotación ... 105
4.2.3 Gastos de la explotación ... 106
4.2.4 Análisis de sensibilidad: interés del préstamo vs período de amortización establecido .. 107
4.2.5 Plan de negocio sin subvención ... 110
4.2.6 Plan de negocio con subvención ... 111
4.3 EXCAVACIÓN DE UN NUEVO RESERVORIO ... 113
4.3.1 Costes de inversión de la instalación ... 113
4.3.2 Ingresos de la explotación ... 114
4.3.3 Gastos de la explotación ... 114
4.3.4 Plan de negocio ... 115
4.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS ... 116

5. EVALUACIÓN MEDIOAMBIENTAL DEL ÁREA DE ESTUDIO ... 119

5.1 IMPACTOS MEDIOAMBIENTALES DURANTE LA FASE DE EJECUCIÓN DE LA OBRA CIVIL ... 120
5.2 IMPACTOS MEDIOAMBIENTALES DURANTE LA FASE DE EXPLOTACIÓN DE LA CENTRAL ... 120

6. CONCLUSIONES ... 121

7. BIBLIOGRAFÍA ... 123

8. ANEXO I ... 132

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Porcentaje de la energía solar y eólica en el mix energético en 2050 en algunos países (BloombergNEF,2020) 8
Figura 2. Central hidroeléctrica reversible de Soria-Chira (REE, 2018) 13
Figura 3. Legislación básica del sector eléctrico en España (Energía y Sociedad, 2020) 14
Figura 4. Mercado físico y financiero de electricidad (TOTAL, 2019a) 17
Figura 5. Volumen anual negociado (%) en mercados a plazo en España (CNMC, 2019) 18
Figura 6. Esquema de funcionamiento del mercado diario de electricidad (Energía y Sociedad,2020) 19
Figura 7. Volúmenes económicos intercambiados por fronteras del MIBEL en 2019 (OMIE, 2020) 20
Figura 8. Desvíos netos medidos en el sistema eléctrico español (REE, 2020a) 27
Figura 9. Componentes del precio medio final de la energía peninsular en 2019 (OMIE, 2020) 28
Figura 10. Evolución de los componentes del precio medio final de la energía peninsular (REE, 2020a) .. 29
Figura 11. Evolución de los componentes del precio medio final de la energía peninsular en los mercados de ajuste (REE,2020a) 29
Figura 12. Diferentes tipos de almacenamiento de energía (Elaboración propia) 31
Figura 13. Roles que puede adoptar el hidrógeno en el sector energético (Heid et al., 2019) 32
Figura 14. Funcionamiento de un sistema de almacenamiento CAES (Succar y Williams, 2017) 43
Figura 15. Funcionamiento de un sistema A-CAES (EASE, 2018) 44
Figura 16. Funcionamiento de un sistema D-CAES (EASE, 2018) 45
Figura 17. Vista aérea de la planta CAES de Huntorf (Layton, 2012) 48
Figura 18. Sistema de Compresores y turbina de combustión en la planta de McIntosh (Layton, 2012) .. 48
Figura 19. Diseño convencional de una planta PHES (Iberdrola, 2020b) 51
Figura 20. Diseño del sistema híbrido de Gorona del viento (Gorona del viento, 2020) 55
Figura 21. Estimación de la capacidad (MW) instalada por país desde 2018 hasta 2030 (IHA, 2018) 56
Figura 22. Diseño de una planta UPHES usando una mina de carbón como depósito subterráneo (Niemann, 2018) 57
Figura 23. Localización del área de estudio - Mina de Lieres 64
Figura 24: Esquema de los niveles de explotación de la mina de Lieres (facilitado por HUNOSA) 67
Figura 25. Vista general del pozo en el año 2000 (Vv.Aa, 2000) 69
Figura 26. Corte geológico Norte-Sur atravesando la Mina de Lieres (modificado de Menéndez et al., 2019) 70
Figura 27. Variación de precipitación, temperatura y evapotranspiración real a lo largo de un año hidrológico medio en la zona de estudio 71
Figura 28. Cuenca de drenaje en la que se ubica la zona de estudio (encuadre horizontal: 4,5 km) 72
Figura 29. Proyección horizontal de las labores mineras y cuenca de afección de la Mina de Lieres 74
Figura 30. Diseño de una planta UPHES para la mina de Lieres (modificado de Menéndez et al., 2019) .. 76
Figura 31. Corte transversal de una turbina-bomba Francis (Voith-Siemens, 2006) 79
Figura 32. Método de raise boring y posibles problemas relacionados con la mecánica de rocas (Liu y Meng, 2015) 80
Figura 33. Potencia de la turbina para un tiempo de ciclo de 4 h (a), 5h (b), 6 h (c), 7 h (d), 8 h (e), y 9 h (f), en función de la capacidad del depósito inferior y el salto neto 88
Figura 34. Salto bruto máximo y salto neto (Menéndez, 2018) 92
Figura 35. Salto bruto mínimo y salto neto (Menéndez, 2018) 92
Figura 36. Recorrido de la inversión a lo largo del tiempo de amortización establecido para el escenario de uso de huecos existentes 111
Figura 37. Recorrido de la inversión a lo largo del tiempo de amortización establecido para el escenario de uso de huecos existentes 112
Figura 38. Recorrido de la inversión a lo largo del tiempo de amortización establecido para el escenario de excavación de un nuevo reservorio 116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Secuencia de mercados en el MIBEL (Energía y Sociedad, 2020) 16
Tabla 2. Precios medios ponderados de energías de los servicios de ajuste peninsular (REE, 2020a)..... 25
Tabla 3. Componentes del precio medio final de la energía peninsular en 2019 (REE, 2020a) 30
Tabla 4. Costes según el medio de construcción empleado para una planta CAES (Wang et al., 2017).... 41
Tabla 5. Características sistemas A-CAES (EASE, 2018)..... 44
Tabla 6. Características sistemas D-CAES (EASE,2018)..... 46
Tabla 7. Posibles minas subterráneas en Europa para almacenar energía (Menéndez et al., 2019) 52
Tabla 8: Valores climatológicos para un año hidrológico medio en la zona de estudio..... 71
Tabla 9. Producción de energía eléctrica por ciclo turbinado (MWh/ciclo) 85
Tabla 10. Producción de energía eléctrica por año (MWh/año) 86
Tabla 11. Consumo de energía eléctrica por año (MWh/año) 86
Tabla 12. Caudal en función del tiempo de ciclo y volumen útil del depósito inferior (m3/s)..... 91
Tabla 13. Definición de cotas y saltos brutos para una planta UPHES excavando un nuevo reservorio.... 93
Tabla 14. Definición de cotas y saltos para una planta UPHES reutilizando los huecos existentes 94
Tabla 15: Iteraciones para el cálculo del diámetro de la tubería de presión..... 95
Tabla 16: Pérdidas de carga por rozamiento para ambos escenarios..... 98
Tabla 17: Pérdidas de carga y salto neto de la instalación para ambos escenarios..... 98
Tabla 18: Principales parámetros constructivos para ambos escenarios..... 99
Tabla 19: Principales parámetros de producción para ambos escenarios 100
Tabla 20: Estimación de los costes de inversión totales para el escenario de uso de huecos existentes. 105
Tabla 21: Resumen de ingresos de la explotación para el escenario de uso de huecos existentes..... 106
Tabla 22: Resumen de gastos de la explotación para el escenario de uso de huecos existentes..... 106
Tabla 23: Impuestos y peajes para el primer escenario..... 107
Tabla 24: Variación del VAN y el TIR en función del número de años de amortización de la central hidroeléctrica, tomando un interés del préstamo del 3,5%..... 109
Tabla 25: Variación del VAN y el TIR en función del número de años de amortización de la central hidroeléctrica, tomando un interés del préstamo del 3%..... 109
Tabla 26: Variación del VAN y el TIR en función del número de años de amortización de la central hidroeléctrica, tomando un interés del préstamo del 2,5%..... 109
Tabla 27: Plan de negocio de la planta UPHES en la zona de estudio para el escenario de uso de huecos existentes 110
Tabla 28: Plan de negocio de la planta UPHES en la zona de estudio para el escenario de uso de huecos existentes 112
Tabla 29: Estimación de los costes de inversión totales para el escenario de excavación de un nuevo reservorio 113
Tabla 30: Resumen de ingresos de la explotación para el escenario de excavación de un nuevo reservorio 114
Tabla 31: Resumen de gastos de la explotación para el escenario de excavación de un nuevo reservorio 114
Tabla 32: Impuestos y peajes para el escenario de excavación de un nuevo reservorio..... 114
Tabla 33: Plan de negocio de la planta UPHES en la zona de estudio para el escenario de excavación de un nuevo reservorio 115
Tabla 34: Resultados económicos en los tres escenarios planteados..... 119

1. Introducción

Lograr un sector energético plenamente descarbonizado[1] para el año 2050 es un objetivo marcado por la Unión Europea muy ambicioso tanto técnica como económicamente, cuyo éxito depende de la actuación de diversos agentes políticos y entidades públicas y privadas. Tras una fuerte penetración de la energía solar y eólica en el mix energético mundial durante los últimos años, debida principalmente a la gran reducción en los costes de generación de electricidad a partir de estas fuentes de energía, se deben buscar nuevas líneas para cumplir los objetivos fijados en el Acuerdo de París en el año 2015.

Actualmente, España cuenta con 110,86 GW de potencia instalada cuando el pico histórico de demanda no alcanzó si quiera la mitad, 45,45 MW en el año 2007. Este hecho se debe principalmente a la naturaleza intermitente de las energías renovables, es decir, el sol no está continuamente brillando ni el viento soplando. Por ello, hoy en día resulta necesario disponer de centrales de generación convencionales (ciclos combinados, térmicas y nucleares) que actúen como respaldo en caso de no disponer de energía renovable suficiente para cubrir la demanda nacional. Sin embargo, de cara a cumplir los objetivos marcados por la Unión Europea y convertirse en un país líder en la actual transición energética, se deben encontrar soluciones más limpias y eficientes para compensar el desajuste entre la potencia nacional instalada y demandada.

Las tecnologías de almacenamiento presentan una solución potencial para combatir la disparidad entre la energía demandada y ofertada en el país, pues permiten almacenar los excedentes renovables para un uso posterior. La implementación de estos sistemas en el mix se traduce en una mejora de la seguridad, fiabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico, evitando a su vez apoyarse en los cada vez más prescindibles, combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo). Sin embargo, estas tecnologías están sometidas a un constante proceso de desarrollo de cara a conseguir ofrecer mayores volúmenes de almacenamiento a menores costes.

Durante mediados del siglo XX, Asturias jugó un papel muy importante en la economía española dotando al país de un combustible estratégico y esencial, el carbón.

[1] La descarbonización se entiende como la reducción, en porcentaje, de emisiones de gases con efecto invernadero para un determinado sistema energético. Por ello, alcanzar una descarbonización del 80% para el año 2040 implica una reducción de las emisiones actuales (2020) de CO_2 del 80%; Una economía plenamente descarbonizada se traduce en un sistema energético libre de emisiones.

En cambio, hoy en día la gran mayoría de explotaciones mineras se encuentran abandonadas, sin generar ningún tipo de beneficio o, incluso, llegando a suponer costes anuales debido a la necesidad del mantenimiento del bombeo del agua de mina.

El objetivo principal de este proyecto es llevar a cabo una evaluación técnica y económica sobre el uso de la mina abandonada de carbón de Lieres para la construcción de una central hidroeléctrica reversible, capaz de almacenar energía en períodos de baja demanda. De esta forma, se lograría implementar una solución realista y eficiente para dar una segunda vida a una infraestructura minera, creando riqueza y generando puestos de trabajo en una región que se encuentra actualmente deprimida económicamente debido al cierre de las explotaciones.

2. Antecedentes

A modo introductorio, se van a desarrollar los campos que están más íntimamente relacionados con el desarrollo del proyecto del caso de estudio, el almacenamiento de energía y el mercado eléctrico español. Además, se ha aprovechado para describir las principales tecnologías de almacenamiento actuales, poniendo especial énfasis en aquellas que permiten almacenar energía a gran escala sin estar gravemente comprometidas por razones técnicas o económicas.

2.1 Almacenamiento energético

Desde tiempos de la Revolución Industrial hasta la actualidad, los combustibles fósiles han sido de forma indiscutible las fuentes de energía dominantes en el mix energético, tanto en generación eléctrica como en transporte y calefacción. Sin embargo, en los últimos años se ha percibido un cambio de tendencia donde las fuentes de energía renovable han adquirido un papel muy importante en el mix, convirtiéndose en unas de las principales encargadas de satisfacer la demanda eléctrica nacional. Más de dos tercios de la población mundial habita en países donde la energía solar o eólica, si no ambas, serán para 2030 las fuentes de generación de electricidad más viables económicamente. Si esto se cumple, se podría llegar a lograr prescindir de casi todas las plantas de carbón y gas existentes (FCH,2015). Por otra parte, se ha estimado que la demanda energética mundial incrementará un 62% de aquí a 2050, lo que supone un aumento anual del 1,5% (BloombergNEF,2020). Por tanto, para satisfacerla, se espera que gran parte del crecimiento de la potencia instalada en el mundo esté ligado al despunte de las renovables, que, si todo sigue según lo previsto, se convertirán en la principal fuente del mix energético en Europa en primera instancia, y en el resto del mundo posteriormente (Figura 1).

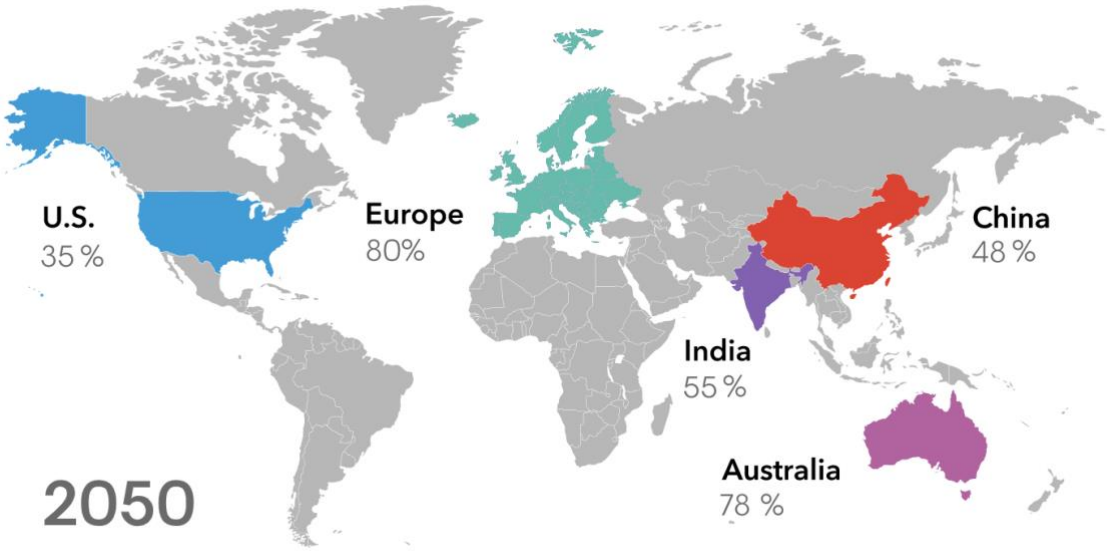


Figura 1. Porcentaje de la energía solar y eólica en el mix energético en 2050 en algunos países (BloombergNEF,2020)

Sin embargo, esto no será posible a menos que se lleve a cabo una profunda transformación del sistema eléctrico. Esta transformación pasa por desarrollar una tecnología de almacenamiento rentable y fiable que permita aumentar la disponibilidad de esta energía de carácter intermitente, aliviar la congestión de la red eléctrica y mitigar las variaciones de potencia por medio de los sistemas de ajuste de los que se hablará más adelante. Muchas grandes industrias consideran el almacenamiento como una tecnología que puede favorecer a la evolución tecnológica de coches, turbinas y diversos sistemas electrónicos. En cambio, otras adoptan una visión más pesimista creyendo que el almacenamiento no será económicamente viable en un futuro cercano. No debe pasarse por alto ninguna de las dos posturas adoptadas por los expertos ya que, como se verá más adelante, el almacenamiento de energía presenta numerosas ventajas acompañadas de ciertos inconvenientes. Scott (2020) realizó un análisis sobre el impacto del almacenamiento energético en los mercados globales, asegurando que dicha técnica va a jugar un papel muy importante en la economía global ya que se le estima un crecimiento diez veces superior al actual durante los próximos quince años. Respecto a los costes, se estima que el mercado de almacenamiento energético crezca hasta los $546 billones en ingresos y hasta una cantidad de 3,046 GWh de energía almacenada para el año 2035. Además, se ha estimado que el coste nivelado de almacenamiento energético decaiga aproximadamente un 64% respecto a valores actuales ($187/MWh), hasta llegar a los $67/MWh (BloombergNEF, 2020). A modo de referencia, en 2019, los ingresos fueron únicamente de $59 billones con una cantidad de energía almacenada de 164 GWh (Holzinger y Robinson, 2020).

En resumen, el almacenamiento energético conduce hacia soluciones potenciales en el marco del desarrollo del sistema eléctrico y será esencial para una exitosa y crítica adaptación a las futuras fluctuaciones de producción propias de las energías renovables. Además, aunque las funciones de compensación interterritorial y gestión adecuada del equilibrio generación-consumo son desempeñadas actualmente por los sistemas convencionales de generación, en un futuro próximo, las tecnologías de almacenamiento jugarán un rol muy importante y permitirán que la extensión y el grado de fluctuación resultante del incremento de utilización de renovables no suponga un problema (Pieper y Rubel, 2010).

2.1.1 Principales parámetros característicos del almacenamiento energético

Se puede decir que el almacenamiento energético satisface tres funciones: cargar, almacenar y descargar energía. Este trabajo se centrará en los sistemas de almacenamiento P2P (*power-to-power*) donde la energía que se carga y descarga es la electricidad. Dentro de estos sistemas P2P se encuentran los sistemas PHES y CAES, los cuales serán posteriormente analizados.

Según un estudio realizado por la Comisión Europea (2015) sobre la comercialización del almacenamiento de energía en Europa, los sistemas de almacenamiento P2P presentan el potencial necesario para jugar un rol muy importante en el proceso de evolución hacia un sistema eléctrico europeo más flexible y seguro. A través de la implementación de estos sistemas se asegura que grandes cantidades de energía renovable no sean desperdiciadas, que la generación de energía mediante energías no renovables se reduzca y, por último, constituye una ayuda inestimable para la descarbonización de la red de calefacción, transporte y gas (FCH,2015). Sin embargo, en vista a desarrollar los sistemas de almacenamiento energético, los reguladores necesitan crear un marco de juego nivelado donde los distintos tipos de sistemas de almacenamiento puedan competir frente a otras “flexibility options”. Éstas, son presentadas por el BMWi (*Bundesministerium für Wirtschaft und Energie)*, Ministerio Federal para Relaciones Económicas y Energéticas en español, como los distintos parámetros que logran un suministro de electricidad más fiable, seguro y económicamente más viable (BMWi, 2020). Entre dichas opciones, se destacan tres como principales:

- **Expansión de la red:** Se podría decir que la expansión territorial de la red es el factor que puede provocar un mayor impacto en la distribución de energía entre localidades cercanas, así como un mayor aprovechamiento y desarrollo de los sistemas de almacenamiento energético. En el informe de BMWi (2020) se plantea que dicha extensión de la red podría a su vez aumentar la disposición del suministro de energía de emergencia existente en momentos de baja producción. Por ejemplo, en el caso de Alemania, permitiría abastecer grandes demandas de energía en situaciones de poco viento y/o cielos nublados a través de sistemas de almacenamiento por bombeo situados en los Alpes y Escandinavia.

- **Suministro flexible:** Las plantas de generación de energía a través de combustibles fósiles necesitan reducir o incrementar la cantidad de energía que suministran más rápido y más frecuentemente. Esto se debe a que por el momento las principales energías renovables, solar y eólica, dependen directamente de las condiciones meteorológicas de cada región. Es decir, si se quiere seguir utilizando las plantas de carbón y gas para equilibrar la oferta y la demanda de energía, será necesaria una respuesta más flexible por parte de ellas, donde dicho balance sea realizado de una forma más eficiente.

- **Almacenamiento flexible:** La energía no se puede almacenar en sí misma, así como los kilovatios-hora no esperan hasta el momento en el que son necesitados. Almacenar energía significa transformarla, por ejemplo, en sistemas de almacenamiento a través de bombeo hidroeléctrico. Estos sistemas, que serán posteriormente analizados rigurosamente, son necesarios en situaciones donde la generación de electricidad es inflexible y los consumidores no pueden gestionar la demanda. Como bien se indica en el artículo del BMWi (2020), pueden estar apoyados en un sistema adicional de cableado marino como es el caso del existente en Escandinavia. Cabe destacar además que son sistemas económicamente muy viables.

Por tanto, dada la intermitente naturaleza de las fuentes de energía solar y eólica, está claro que la capacidad de almacenar energía renovable cuando se encuentra disponible en abundancia y poder utilizarla más tarde, define el aspecto más valorable de estos sistemas. Como queda recogido en el informe previamente mencionado de la Comisión Europea (2015), los planes de la Unión Europea para incrementar la presencia de las energías renovables en el mix energético, han motivado una nueva ola de interés en las diversas tecnologías de almacenamiento.

Efectivamente, el almacenamiento energético es considerado hoy en día como un componente vital para lograr la transición hacia un sector eléctrico europeo centralizado y descarbonizado. Se puede decir que el almacenamiento de energía aporta cuatro beneficios principales:

1. **"Time shifting":** En la industria de la comunicación, el término "time shifting" consiste en grabar un programa y almacenarlo para posteriormente poder verlo o escucharlo en el momento que el propio usuario lo desee. Este término puede ser empleado en el ámbito de la energía ya que el proceso está directamente relacionado con el del almacenamiento energético. Las razones de uso de este método difieren en relación con el campo en el que se emplee, ya que mientras en la comunicación se hace meramente por comodidad, en nuestro ámbito respondería a razones económicas. En el almacenamiento energético, el cometido es cargar energía eléctrica en momentos de alto suministro y baja demanda, almacenarla, y descargar dicha electricidad en tiempos de bajo suministro y alta demanda. Este proceso contribuye una mayor estabilidad de la red debido al equilibrio que aporta en la generación-demanda de energía.

2. **Servicio Back-up:** El almacenamiento puede directamente integrarse a sistemas eléctricos de forma que, si una principal fuente de alimentación falla, proporciona un servicio de respaldo mejorando su fiabilidad. Particularizando en el marco nacional, este servicio es el que permite a las centrales de bombeo participar en los mercados de ajuste del sistema eléctrico español.

3. **Transmisión y distribución (T&D):** El almacenamiento es empleado para absorber la energía que excede la capacidad de una línea de T&D u otro componente y facilitarlo posteriormente cuando se disponga de una capacidad de T&D suficiente. En pocas palabras, gracias a este servicio se puede incrementar del uso de la generación de energía, así como su posterior transmisión y distribución. Por ejemplo, absorbiendo la energía excedente de una demanda actual.

4. **Mitigación del flujo de energía y costes:** Una de las conclusiones que se puede sacar de lo previamente expuesto es que el flujo de energía se incrementa o disminuye de forma impredecible. En los mercados de electricidad el coste de generar energía puede ser considerablemente más barato en un momento que en otro. Por ello, gracias al almacenamiento, la variación de costes que se puede producir puede ser fácilmente mitigada.

2.1.2 Implementación del almacenamiento energético en el mercado nacional actual

Red Eléctrica de España (REE) es la compañía responsable del desarrollo de proyectos de almacenamiento energético mediante centrales hidráulicas de bombeo en España. Según REE, el objetivo principal de estas centrales es aportar garantías de suministro, ofrecer seguridad del sistema e integrar los excedentes renovables en los sistemas eléctricos aislados (REE, 2020).

A modo de ejemplo, se puede citar la central de Soria-Chira que actualmente se encuentra en funcionamiento en la isla de Gran Canaria. Como bien se recoge en el informe de REE (2018), este proyecto consiste en el "desarrollo de una central capaz de almacenar los excedentes de generación renovable no integrables en el sistema eléctrico que se darán cuando la producción de este tipo de energía sea elevada, evitando su vertido. Así, será posible su aprovechamiento posterior en momentos de menor producción renovable". La central de Soria-Chira, además de almacenar una gran cantidad de energía a través de su alta flexibilidad y capacidad de regulación, podrá cumplir con otros de los principales objetivos por los que fue diseñada (REE,2018):

- **Mejora en la garantía del suministro:** Dicha mejora será gracias a la potencia en modo turbina de 200 MW (alrededor del 36% de la punta máxima de demanda de la isla) con la que contará la central.

- **Mayor seguridad del sistema:** Gracias a la capacidad de regulación que aportará esta central, la variabilidad de la producción eólica prevista en Gran Canaria podrá ser compensada. Además, se podrán mantener estables los valores de la frecuencia, garantizando la seguridad del sistema.

- **Integración de energías renovables:** Con la central de Soria-Chira, el sistema eléctrico canario dispondrá de una instalación esencial para aprovechar los excedentes de energías renovables. Además, podrá integrar una mayor cantidad de energías autóctonas y libres de CO_2. De esta forma, al reducir las importaciones de combustibles fósiles, el sistema eléctrico será más eficiente y descarbonizado.

En la Figura 2 se puede observar la forma que adopta una central hidroeléctrica reversible en la realidad, pudiendo observar la diferencia de altura entre ambos depósitos (puntos 7 y 12), factor característico de este tipo de sistemas de almacenamiento.

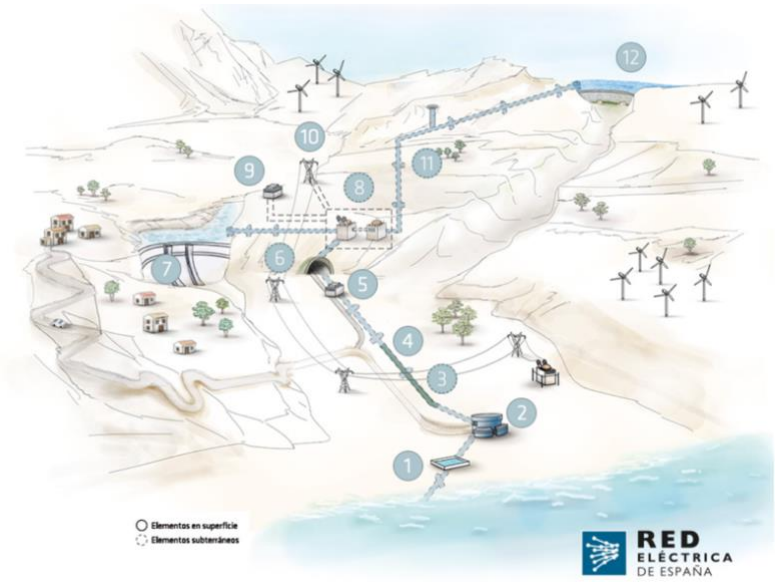


Figura 2. Central hidroeléctrica reversible de Soria-Chira (REE, 2018)

2.2 Mercado eléctrico en España

2.2.1 Introducción

Desde comienzos del año 1998 el sector eléctrico español se ha visto envuelto en una continua transformación acompañada de numerosas modificaciones regulatorias tras la aprobación de la Directiva 96/92/CE, cuyo objetivo principal era crear un mercado interior de electricidad en la Unión Europea a partir de la liberalización de la generación y comercialización de energía eléctrica (Energía y Sociedad, 2020). Efectivamente, es en 1998 cuando comienza a operar en España un mercado de producción organizado según lo dispuesto en el RDL 54/1997, posteriormente modificada en el RDL 24/2013 (Ley del Sector Eléctrico), y en el RD 2019/1997, donde se engloba el conjunto de mecanismos que permiten conciliar la libre competencia en la generación de electricidad con la exigencia de disponer de un suministro que cumpla con los criterios de seguridad y calidad requeridos (Carbajo, 2007). Además, dichos Decretos establecen una separación entre la gestión de los mercados de energía y la gestión del sistema eléctrico, los cuales serán explicados posteriormente. A modo de referencia, en la siguiente figura se incluyen los principales desarrollos legislativos que se ha tenido el sector eléctrico español desde finales de 1997 hasta el año 2018:

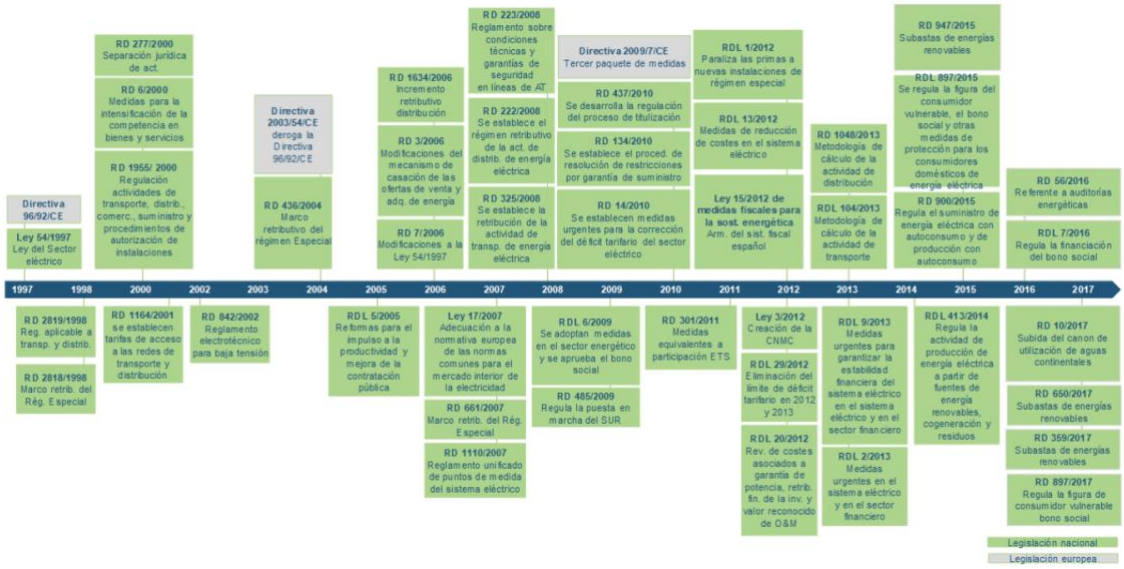


Figura 3. Legislación básica del sector eléctrico en España (Energía y Sociedad, 2020)

Como se aprecia claramente en esta imagen, el sector eléctrico es uno de los sectores más complejos debido a los constantes cambios en la legislación que lo regula.

Previamente a proceder con el desarrollo del punto "Gestión *de los mercados de energía* ", se proporcionará la notación usada a lo largo de este capítulo apoyada de una breve definición en vista a proporcionar una comprensión más clara y compacta del texto:

OMIE (Op*erador del Mercado Ibérico de la Energía*): Es el operador de mercado eléctrico designado para la gestión del mercado diario e intradiario -posteriormente explicados- de electricidad en la Península Ibérica (OMIE,2020). Además, se encarga de garantizar transparencia al público sobre las operaciones realizadas.

Casación: Procedimiento que tiene por objeto ordenar de menor a mayor, siguiendo un criterio económico (de más barato a más caro) las ofertas realizadas por los generadores hasta que toda la energía demandada por los comercializadores quede servida (OMIE,2020).

MIBEL (*Mercado Ibérico de Electricidad*): Acuerdo de cooperación entre el gobierno español y portugués en vista a promover una integración de los sistemas eléctricos en ambos países aportando una mayor seguridad al sistema eléctrico Peninsular(MIBEL, 2020).

Derivado: Es un instrumento financiero cuyo valor depende (o deriva) del valor de otras variables subyacentes más básicas. Generalmente, dichas variables subyacentes a los derivados son los precios de los activos comerciados. (Hull, 2014).

Cámara de compensación (*Clearing House*): Es una entidad característica fundamental de los mercados organizados. Actúa como organismo que se interpone entre comprador y vendedor en toda transacción económica (Hull,2014).

OMIP | OMIClear: Es un organismo que se encarga de gestionar los distintos tipos de productos energéticos financieros en los mercados organizados de derivados (mercados a plazo) en España. Fue creado en 2003 para favorecer el desarrollo del MIBEL (TOTAL, 2019a).

OTC (*Over-the-Counter*): Las transacciones se pueden realizar bien en mercados organizados (OMIE|OMIP) o bien en no organizados. En ellos, la negociación de derivados surge de manera espontánea entre los agentes de mercado de forma bilateral y no organizada. Cabe destacar que, en este tipo de mercados se suele contar con la colaboración de un broker (Hull, 2014).

Futuros: Contratos en los que se fija bilateralmente la compra o venta de un bien a un determinado precio en una fecha fijada. Dichos contratos, son operados en el mercado OTC y sus pérdidas y ganancias son liquidadas diariamente (Hull, 2014).

Swaps: Se trata de un derivado financiero complejo, por lo que se interpretarán simplemente como contratos de compra y venta simultánea de un activo subyacente realizados en el mercado OTC. Una de las principales diferencias respecto a los futuros es que, en éstos existe una liquidación periódica, que no diaria, de pérdidas y ganancias. (Hull, 2014).

2.2.2 Gestión de los mercados de energía

La gestión de los mercados de energía es una labor encomendada al Operador de Mercado. Como se recoge en el RD 2019/1997, el operador de mercado es el encargado de la realización de todas aquellas funciones que derivan del funcionamiento de los distintos mercados de producción de energía eléctrica. El mercado de electricidad en España se organiza en una secuencia de mercados diferentes en función del producto que se intercambie, quién lo gestione y el lugar en el tiempo en el que tenga lugar la operación:

Tabla 1. Secuencia de mercados en el MIBEL (Energía y Sociedad, 2020)

tiempo	Mercado	Gestor	Producto	
Antes del despacho (hasta D-1)	Mercado de contratos bilaterales	OTC, OMIP	Contratos a plazo físicos financieros	Mercado a plazo
	Mercado del día anterior	OMIE	Energía horaria	Mercado diario
Día anterior al despacho (D-1)	Mercado de Restricciones	REE	Restricciones técnicas y por garantía de suministro	Mercados de corto plazo
	Mercados de SSCC: Reserva Secundaria Reserva Potencia Subir	REE	Secundaria: MW Terciaria: MWh	
	Intradiarios	OMIE	Energía Horaria	
Día del despacho (D)	Gestión de desvíos y restricciones técnicas en tiempo real Restricciones técnicas tras intradiarios Reserva Terciaria	REE	Energía a subir y bajar	

2.2.2.1 Mercados a plazo

El fundamento de los mercados a plazo de electricidad se basa principalmente en la posibilidad de intercambiar contratos de compraventa de energía con plazos de entrega superiores a los que se ofrecen en el mercado diario e intradiario (Energía y Sociedad, 2020). Cabe destacar que en el muy corto plazo (dentro de las 24 horas anteriores al momento de la entrega física de la energía), existen otro tipo de mercados denominados mercados de ajuste del sistema eléctrico, los cuales serán explicados posteriormente.

En los contratos a medio y largo plazo, los agentes del mercado intercambian diferentes tipos de contratos con períodos de entrega superiores a 24 horas (semanas, meses, años etc.) y lo hacen a través de diversos mercados a plazo:

- Contratos bilaterales entre agentes compradores (comercializadores y consumidores finales) y vendedores (generadores) en función de sus necesidades. Este tipo de contratos se subdividen en función de si se acuerda recibir una entrega física de la energía o una liquidación financiera. El segundo caso consiste en pagar o cobrar la diferencia existente entre el precio de la electricidad en el mercado diario el día de vencimiento del contrato respecto al que se acordó inicialmente. Además, como es de esperar, el resultado (beneficio/pérdidas) que conlleve la operación es el mismo independientemente del contrato seleccionado.

- Contratación de productos estandarizados a través de mercados organizados (OMIP) o a través de mercados no organizados (OTC).

Gracias a este mecanismo, los generadores de electricidad y las comercializadoras españolas disponen de otras opciones de contratación de energía eléctrica al por mayor, pudiendo así reducir su exposición a la volatilidad de los precios de la electricidad en el mercado diario e intradiario (TOTAL, 2019a). Sin embargo, se debe tener en cuenta que los contratos a plazo no se traducen en una adquisición de energía a menor precio en el mercado diario para una fecha futura, si no en un precio competitivo de la electricidad con el que ambas partes del contrato se encuentran confortables de cara al futuro.

En los **mercados organizados de derivados** las transacciones que se efectúan engloban la contratación de futuros con o sin entrega física de energía eléctrica. Dado que se trata de un mercado organizado de derivados, existe una cámara de compensación (OMIClear) que se encarga de asegurar la liquidación de los contratos registrados, tanto de las ganancias y pérdidas diarias resultantes de los contratos de futuros como de la liquidación financiera de las operaciones en fecha de vencimiento de los contratos. Además, en caso de que los productos negociados sean futuros con entrega física de energía, OMIClear se encarga de notificar y enviar las posiciones resultantes a la entidad responsable de la liquidación física de los contratos (TOTAL, 2019a). Para expresar todo esto de una forma más clara y comprensible, podemos observar a través de la Figura 4 el modelo que sigue tanto el mercado físico como financiero de la electricidad:

Figura 4. Mercado físico y financiero de electricidad (TOTAL, 2019a)

La principal diferencia entre los **mercados no organizados de derivados** y los anteriores radica en que, en los primeros, la negociación y contratación de productos financieros a plazo se hacen directamente entre las partes sin cámaras de compensación, dando lugar a contratos sin normalizar.

La negociación de derivados energéticos, como es el caso de los swaps, permite la gestión del riesgo causado por la volatilidad del precio de la energía, que surge como se dijo anteriormente, como consecuencia de la liberalización de los mercados de la electricidad. Esta negociación va surgiendo de manera espontánea entre los agentes de mercado de forma bilateral y no organizada (OTC). Cabe destacar que, desde 2011 la MEFF (Sociedad Rectora del Mercado de Productos Derivados) actúa como un mercado secundario oficial regulado por las leyes españolas e integrado por el operador de todos los mercados de valores y sistemas financieros en España, el BME (Grupo Bolsas Mercados Españoles). Como se recoge en la CNMC (2019), en la actualidad se negocia en España un volumen de energía muy superior en los mercados a plazo OTC que en el mercado organizado de OMIP (TOTAL, 2019a). En la Figura 5 se puede ver claramente la diferencia entre los volúmenes totales negociados en ambos mercados a plazo:

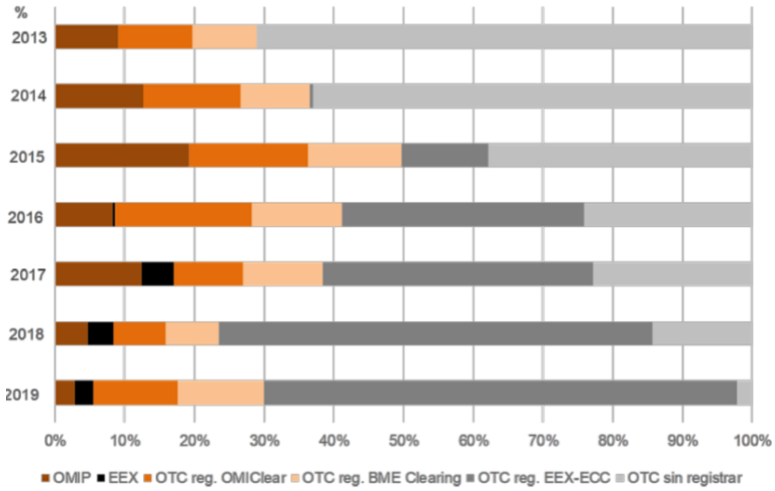


Figura 5. Volumen anual negociado (%) en mercados a plazo en España (CNMC, 2019)

Estos resultados se pueden atribuir por una parte al progreso en la implementación de la normativa financiera. Gracias a ello, los agentes no financieros que negocian con derivados energéticos OTC disponen de un escenario más transparente sobre las obligaciones que se encuentran sumergidas en este tipo de contratos, conduciendo a una disminución de la percepción del riesgo regulatorio (CNMC, 2019). Por otra parte, el aumento considerable de participación en la negociación de agentes de perfil financiero (bancos y fondos de inversión) en el mercado español en 2019 ha sido también un factor muy importante para la justificación de tales resultados, dado que en los últimos años los volúmenes de negociación del subyacente español fueron muy bajos si no nulos.

2.2.2.2 Mercados diarios

El mercado diario español está gestionado por el OMIE, quien a su vez gestiona el mercado spot del MIBEL, y se encuentra organizado según se encuentra recogido en la Ley 54/1997 y la Ley 24/2013 (OMIE,2020). Como se puede observar en la Fig.4, el mercado diario tiene lugar el día anterior al de la entrega de la energía. En él, compradores y vendedores realizan intercambios de energía para cada una de las horas del día siguiente, dando lugar a 24 productos de energía diferentes. Este proceso se puede describir en cuatro etapas diferentes:

1. Todos los días del año a las 12:00 CET se lleva a cabo una sesión de mercado diario en la que los vendedores (generadores, "traders" etc.) presentan ofertas de venta y los compradores (comercializadoras, consumidores finales, etc.) presentan ofertas de compra al Operador de Mercado para cada hora del día siguiente.
2. Con estas ofertas, el Operador de Mercado es capaz de construir a través de los multiplicadores de LaGrange un problema de optimización que refleja los costes y restricciones impuestas por el balance energético
3. Gracias a este proceso, el OMIE construye las curvas de oferta y demanda de cada hora del día siguiente.
4. Por último, a partir del cruce de las curvas de oferta y demanda el Operador de Mercado es capaz de mostrar tanto el precio final de la electricidad para cada hora del día siguiente, como el volumen total de energía negociada.

En la siguiente figura se puede observar el proceso previamente descrito de una forma muy simplificada:

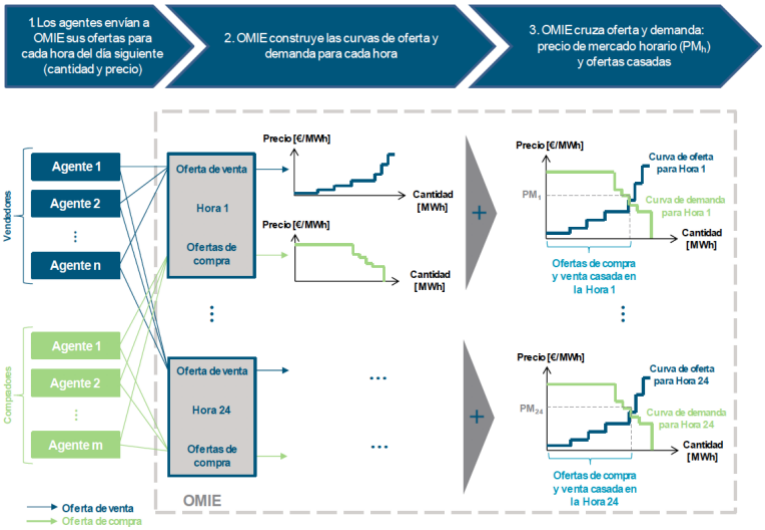


Figura 6. Esquema de funcionamiento del mercado diario de electricidad (Energía y Sociedad,2020)

En conclusión, dada la base matemática que hay detrás de todo este proceso de formación de precios en los mercados de electricidad, se puede concluir que las casaciones realizadas en el mercado diario presentan la solución más eficiente desde el punto de vista económico. Sin embargo, dadas las propiedades inherentes de la electricidad, se necesita asegurar también una viabilidad desde un punto de vista físico (OMIE,2020).

Por otra parte, cabe destacar que el programa resultado del mercado diario es el Programa Diario Base de Casación (PBDC). Posteriormente, una vez que el Operador del Sistema incorpora a este programa los contratos bilaterales, resulta el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF). Por último, una vez que se aplican las restricciones técnicas -posteriormente explicadas- al PDBF, resulta el Programa Diario Variable Definitivo (PDVD). Todo este proceso se lleva a cabo siguiendo siempre el modelo acordado y aprobado por todos los mercados europeos. El mercado diario europeo está gestionado por los operadores OMIE, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot y TGE a través del proyecto PCR (*Price Coupling of Regions*). Como bien indica su nombre, el cometido de este proyecto es implementar un sistema de acoplamiento de mercados que sea capaz de calcular los precios de la electricidad para toda Europa, permitiendo a su vez asignar la capacidad transfronteriza en los mercados de corto plazo. Por el momento, España se encuentra interconectada con Francia, Marruecos, Andorra y Portugal, dando lugar a los siguientes volúmenes económicos de energía importada o exportada en los mercados gestionados por OMIE:

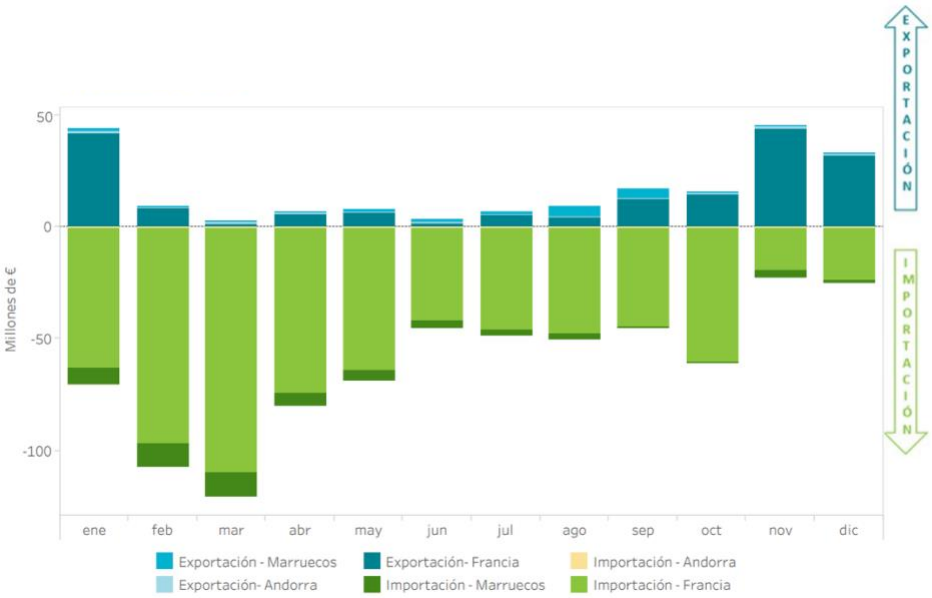


Figura 7. Volúmenes económicos intercambiados por fronteras del MIBEL en 2019 (OMIE, 2020)

2.2.2.3 Mercados intradiarios

Estos mercados son una herramienta crucial para que los agentes de mercado puedan ajustar, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía, su programa resultante del mercado diario (OME, 2020). Están estructurados en seis subastas del ámbito MIBEL y un mercado continuo transfronterizo europeo:

En el **mercado intradiario de subastas** se evalúan mediante la presentación de ofertas de compra y venta de energía eléctrica por parte de los agentes de mercado, los ajustes sobre el PDVD. Cabe destacar que, este mercado es el encargado de gestionar las áreas de precio de la energía de España y Portugal, así como la capacidad libre de interconexiones entre Andorra, Marruecos y Portugal (OMIE, 2020).

La principal diferencia entre el mercado intradiario de subastas y el **mercado intradiario continuo**, es que en el último los agentes pueden beneficiarse de la liquidez del mercado a nivel regional de España y Portugal, así como de la liquidez disponible en los mercados de otras áreas de Europa, siempre que se disponga de una capacidad de transporte transfronteriza entre las zonas. Además, este mecanismo de mercado intradiario cuenta con la ventaja que los ajustes pueden realizarse hasta una hora antes del momento de entrega de la energía (OMIE, 2020). Cabe destacar que 2019 ha sido el primer año completo de funcionamiento del mercado intradiario continuo, donde las tecnologías renovables han sido las que más han utilizado este mercado, donde se destaca la participación de la energía eólica en la última hora de negociación antes de la entrega de energía en tiempo real. En el marco europeo hay actualmente 21 países que operan la energía en este mercado, el cual se encuentra coordinado por 10 operadores distintos, siendo OMIE uno de ellos (OMIE,2020).

2.2.3 Gestión del sistema eléctrico

Actualmente, la energía eléctrica no puede almacenarse en grandes cantidades por lo que la generación debe igualarse al consumo de forma precisa e instantánea para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Por el contrario, se producirían desequilibrios que se traducirían en desvíos de frecuencia respecto al valor nominal tomado en Europa de 50 Hz. La gestión del sistema eléctrico incluida la gestión de los servicios de ajuste del sistema y la liquidación de los servicios de ajuste, desvíos y garantía de potencia, son entre otras, las responsabilidades encomendadas al Operador del sistema. Como se muestra en la Tabla 1 en España el operador encargado de garantizar el equilibrio en el sistema eléctrico español es REE.

Para ello, debe elaborar las previsiones pertinentes de la evolución de la demanda de energía eléctrica, las cuales son finalmente aprobadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Además, REE se encarga de gestionar en tiempo real las instalaciones de generación y transporte. Por ejemplo, en caso de que haya pequeños desvíos de generación/consumo, REE envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones aumentando o disminuyendo la generación de energía (Energía y Sociedad, 2020).

A modo introductorio, los servicios de ajuste pueden ser definidos como aquellos servicios que son gestionados por el operador del sistema que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad necesarias (Entrelíneas, 2017). Tal y como recoge Carbajo en su artículo sobre los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema (2007), la operación del sistema se centra en tres aspectos fundamentales durante el proceso de programación de la generación:

- **Gestión de restricciones técnicas:** Como se recoge en el RD 413/2014, se entiende por restricción técnica a "cualquier incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro, requiera, a criterio técnico del operador de sistema, la modificación de los programas de energía". Dichas restricciones son identificadas en los programas resultantes de la contratación bilateral física y los mercados de producción previamente definidos (Carbajo, 2007).

- **Gestión de los servicios complementarios:** En otras palabras, gestionar los servicios de regulación de frecuencia-potencia, control de tensión de la red de transporte y Reserva de Potencia Adicional a subir. La gestión de estos servicios tiene por objetivo garantizar que el suministro se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento, así como tener la capacidad para resolver desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real (Carbajo, 2007).

- **Gestión de desvíos:** Es un servicio de carácter protestativo gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer tras las negociaciones de energía en el mercado intradiario para el período de programación inmediatamente posterior (REE, 2019).

Los servicios complementarios, previamente definidos, incluyen la regulación frecuencia-potencia (primaria, secundaria y terciaria), control de tensión de la red de transporte y la gestión de desvíos (REE, 2018). Como el exdirector General de Operación REE destaca, "En términos económicos, el conjunto de mercados de servicios de ajuste del sistema tiene una incidencia muy reducida sobre el coste del suministro eléctrico. Sin embargo, son vitales para garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico" (Carbajo,2007). Esto, conduce a hacer un análisis más profundo de los conceptos previamente presentados en vista a proporcionar una visión más compacta de la labor del Operador de Sistema.

2.2.3.1 Restricciones técnicas

Tras finalizar cada una de las sesiones de los mercados diario e intradiario y teniendo en cuenta los contratos bilaterales, el operador del sistema lleva a cabo el proceso de solución de restricciones técnicas (Carbajo, 2007). Su finalidad es resolver las restricciones técnicas del sistema, a través de la limitación y modificación de los programas de producción de las unidades de generación y consumo de bombeo al menor coste posible. Además, la generación y la demanda debe ser equilibrada para que el suministro de energía eléctrica se pueda realizar con las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad (Energía y Sociedad, 2020). Se pueden hacer dos distinciones según cuál sea la red que padece restricciones técnicas:

- **Restricciones técnicas de la red de distribución:** Son aquellas solicitudes de los gestores de las redes de distribución al operador del sistema, para garantizar la seguridad en la red de distribución objeto de su gestión (REE, 2019)

- **Restricciones técnicas de la red de transporte:** Son identificadas en el sistema conjunto generación-red de transporte y requieren la modificación de los programas para el cumplimiento de los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema (REE, 2019)

Como se explicó anteriormente, las centrales de generación presentan ofertas de energía a subir y a bajar al operador del sistema. Durante este proceso, se encuentran dos fases fundamentales para su desarrollo:

1. La solución de **restricciones técnicas en tiempo real** se lleva a cabo durante la operación en tiempo real mediante la limitación y modificación de los programas de las unidades de programación (REE, 2019). Además, como destaca Carbajo (2007), se redespachan (a subir y/o a bajar) unidades de generación y/o consumo de bombeo para aliviar las posibles restricciones técnicas existentes.

2. Por otro lado, la solución de **restricciones técnicas identificadas por el PDBF** se lleva a cabo mediante la limitación y modificación de los programas de las unidades de programación y el posterior proceso de reequilibrio generación-demanda (REE, 2019).

2.2.3.2 Servicios complementarios

Los servicios complementarios, ofrecidos por los generadores y gestionados por el Operador de Sistema, tienen por objetivo asegurar con total seguridad, calidad y fiabilidad el suministro de energía eléctrica en todo momento, siendo a su vez capaces de resolver desequilibrios entre la generación y la demanda de energía en tiempo real (Energía y Sociedad, 2020). Para llevar esto a cabo, el Operador de Sistema dispone de tres servicios complementarios distintos:

1. La **regulación primaria** es un servicio complementario de carácter obligatorio, por lo que no está remunerado de forma explícita. Se trata de la capacidad que tienen los grupos generadores para realizar una corrección automática en los desequilibrios de potencia que pueda haber entre la generación y el consumo. Dicha corrección es llevada a cabo casi automáticamente (respuesta en menos de 30 segundos) por un regulador de velocidad que está equipado a cada generador, y debe mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación secundaria (Carbajo, 2007).

2. La **regulación secundaria** o **banda de regulación** es un servicio complementario de carácter potestativo que se define como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema puede actuar automáticamente en dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento que se encuentre en cada instante. La banda de regulación viene dada por la suma en valor absoluto de las contribuciones individuales de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación. Por otra parte, horizonte temporal de actuación oscila desde los 20 segundos hasta los 15 minutos, donde es reemplazada por la regulación terciaria.

En pocas palabras, proporciona al Operador de Sistema una reserva de energía adicional a subir o a bajar muy flexible para poder resolver de forma automática desequilibrios significativos que se puedan producir entre generación y demanda. La regulación secundaria es retribuida en base a dos parámetros: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía). En base a los desequilibrios existentes en la producción y/o consumo en tiempo real de energía, el operador del sistema se encarga de estimar diariamente una reserva de banda de regulación secundaria (MW) tras la celebración del mercado diario y del de restricciones (REE, 2019). Las empresas generadoras con carácter voluntario presentan sus ofertas de capacidad disponible, asignándose la banda requerida por el Operador de Sistema entre éstas utilizando un criterio de mínimo coste (Energía y Sociedad, 2020). El coste marginal de la banda de potencia para cada hora marca el precio con el que se remunera toda la capacidad asignada en este mercado. Como se puntualizó anteriormente, la regulación secundaria remunera además la energía eventualmente utilizada, valorada a precio de sustitución de energía terciaria, el cual es un precio muy competitivo respecto al del mercado diario. Por ejemplo, teniendo en cuenta que el precio medio final de la energía peninsular en el mercado diario de electricidad en el año 2019 fue de 48,59 €/MWh (REE, 2020a), la siguiente tabla muestran los precios competitivos que adquiere la energía en los mercados de ajuste:

Tabla 2. Precios medios ponderados de energías de los servicios de ajuste peninsular (REE, 2020a)

	2018		2019		% 19/18	
	A subir	A bajar	A subir	A bajar	A subir	A bajar
Restricciones técnicas PDBF	88,5	54,3	81,4	46,1	-8,0	-15,1
Regulación secundaria	57,5	50,9	54,7	39,4	-4,8	-22,6
Regulación terciaria	65,0	34,6	57,3	31,9	-11,7	-8,0
Gestión de desvíos	67,7	44,6	56,2	32,6	-16,9	-27,1
Restricciones técnicas en tiempo real	113,9	21,9	105,8	16,1	-7,1	-26,4

En conclusión, la justificación de estos precios viene dada en función del valor que adopte previamente la energía en el mercado diario. Por ejemplo, cuando el Operador de Sistema solicita energía a subir en una central determinada, la retribución por la adquisición de energía es considerablemente mayor a la que obtendría por vender la misma cantidad de energía en el mercado diario, dado que está ofreciendo un servicio complementario al sistema. En cambio, si el Operador de Sistema solicita a una central, generalmente de bombeo, que deje de producir y pase a consumir energía, el precio (€/MWh) al que la central adquiere la energía necesaria para consumir es muy inferior al ofertado en el mercado diario, dado que de esta forma también está ofreciendo un servicio complementario al sistema.

3. Por último, la **regulación terciaria** es un servicio complementario de carácter potestativo y está gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Su principal cometido es resolver los desvíos entre generación y consumo y llevar a cabo la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada (REE, 2019). En otras palabras, está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todos los grupos generadores del sistema. El horizonte temporal de actuación de las centrales que ofrecen este servicio no puede ser superior a 15 minutos y, a su vez, éstas deben ser capaces de mantener la variación de potencia ofertada durante 2 horas (Carbajo, 2007). El mercado de energía terciaria se celebra a última hora del día anterior al despacho y su precio viene dado por el precio marginal resultante de las ofertas presentadas por los generadores frente a una demanda de energía a subir o bajar. A modo de referencia, la reserva terciaria se activa de forma manual subiendo o bajando la potencia de la central de bombeo que hubiera ofertado al menor precio (energía a subir) o al mayor precio de recompra de energía (energía a bajar) (Energía y Sociedad, 2020). De nuevo, se puede observar la competitividad existente e inherente en las casaciones de los precios de la energía en el mercado español, lo cual, se debe en su totalidad a los mecanismos establecidos para la formación de precios de la electricidad en la Ley del Sector Eléctrico.

2.2.3.3 Gestión de desvíos

La gestión de desvíos tiene por objeto solucionar los desvíos entre generación y consumo que puedan aparecer tras el cierre de cada sesión del mercado intradiario, sin poner en riesgo la disponibilidad de las reservas de regulación secundaria y terciaria requeridas. De hecho, actúa como nexo entre la regulación terciaria y los mercados intradiarios dotando al operador del sistema una mayor flexibilidad en vista a poder resolver los desajustes entre generación y demanda. Para evaluar el grado de desequilibrio entre generación y demanda se deben evaluar los posibles futuros desvíos, teniendo en cuenta que, si estos superan una cantidad de 300 MWh durante varias horas, se debe convocar el mercado de gestión de desvíos pertinente (Carbajo, 2007). Los desvíos medidos se atribuyen a la diferencia que hay entre la energía medida en las barras de central y la energía programada en el mercado. Además, el sobrecoste horario debido a la aparición de desvíos en el sistema es posteriormente repercutido a los agentes que no hayan satisfecho las necesidades del sistema. Según recoge REE (2019) existen dos tipos de desvíos medidos: desvíos medidos a bajar y desvíos medidos a subir. Por ejemplo, en el caso de que el desvío neto horario sea a subir, el sobrecoste lo pagarán aquellos agentes que produzcan menos

en la hora fijada o, aquellos que consuman de más respecto a su programa. Obviamente, en el caso de que el desvío neto horario sea a bajar, se produce el efecto contrario (Energía y Sociedad, 2020). A modo de referencia, en la siguiente gráfica se muestra la cantidad de desvíos medidos en España en el año 2019 (GWh), así como su naturaleza:

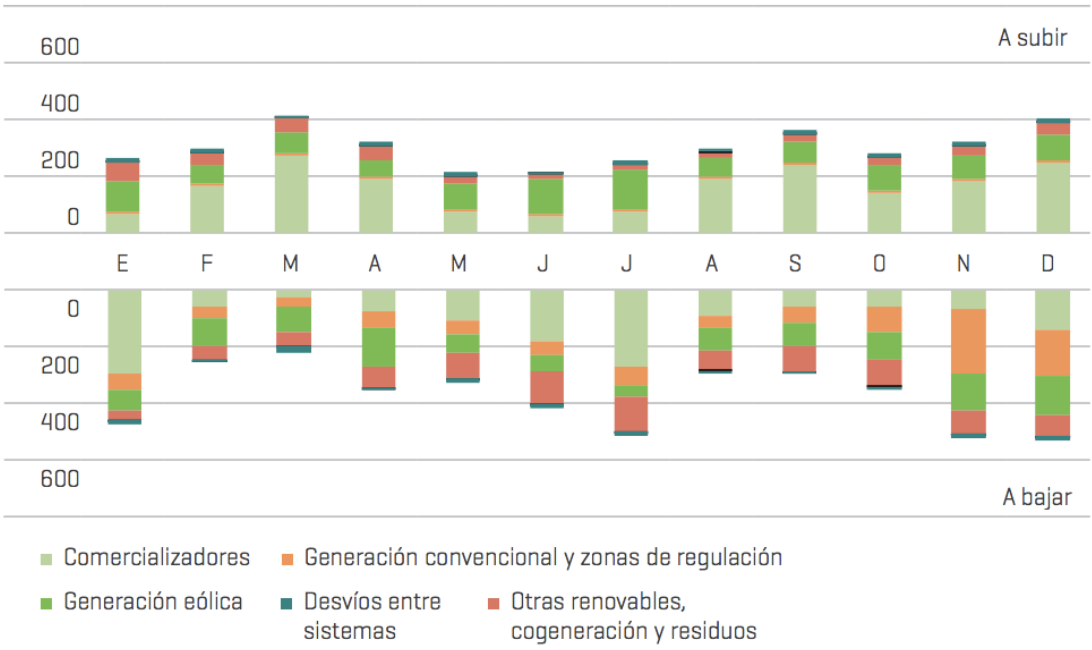


Figura 8. Desvíos netos medidos en el sistema eléctrico español (REE, 2020a)

2.2.4 Precio medio de la energía peninsular

Los informes finales del sistema eléctrico español son presentados habitualmente un año y medio después del comienzo del año de estudio. De esta forma, para el estudio y desglose de precios finales de la energía en la Península Ibérica, se considerarán los datos obtenidos en 2019 en los informes elaborados por REE (2020a). A modo introductorio, y para una mejor comprensión de todos los aspectos considerados para la elaboración de las siguientes gráficas, se definirán brevemente algunos conceptos:

Pagos por capacidad: Son subvenciones nacionales dirigidas a las instalaciones de generación del sistema eléctrico en las que se financia el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las plantas de generación, incentivando así su mantenimiento e inversión (REE, 2020).

Servicio de interrumpibilidad: En las ocasiones en las que en el sistema eléctrico no hay suficiente generación para abastecer toda la demanda, herramientas como el servicio de

interrumpibilidad entran en juego, permitiendo flexibilizar la operación del sistema eléctrico desde el lado de la demanda. El proceso consiste en una reducción de consumo ordenada por el Operador de Sistema a los grandes consumidores de energía eléctrica. De esta forma, se logra mantener el equilibrio entre generación y demanda sin que haya consumidores que se queden sin el derecho de usar electricidad. Efectivamente, las plantas que ofrecen este servicio reciben a cambio una retribución económica (REE, 2020b). El precio medio final de la energía peninsular en el año 2019 fue de 53,43 €/MWh, siendo un 16,97% inferior respecto al precio medio resultante en 2018 (REE, 2020). Cabe destacar que, el precio del mercado diario resultó ser 48,59 €/MWh, un 16,4% inferior respecto al precio del mercado diario en 2018. En la siguiente figura, podemos observar los distintos componentes del precio medio final en 2019:

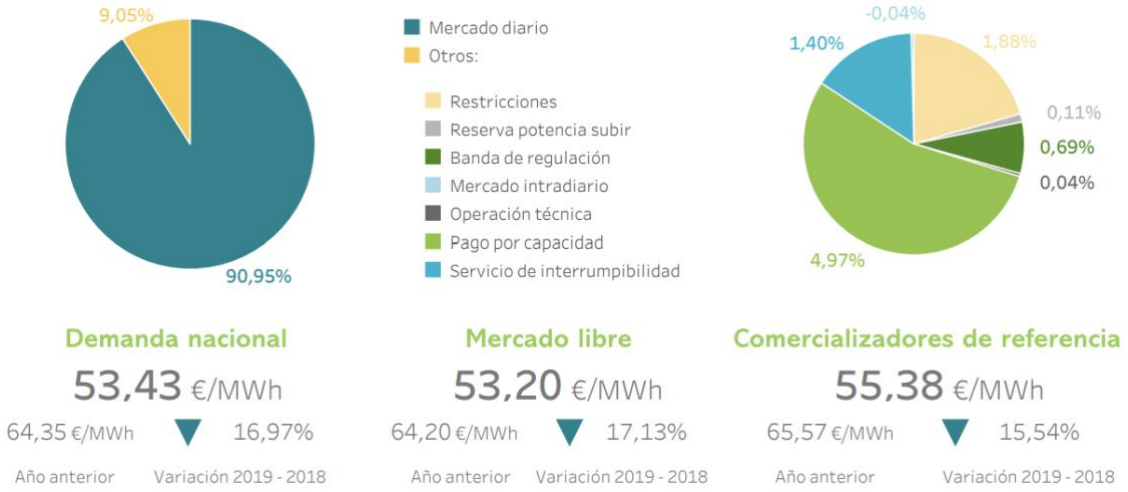


Figura 9. Componentes del precio medio final de la energía peninsular en 2019 (OMIE, 2020)

En la figura anterior se puede observar que, a pesar de la ayuda inestimable que ofrecen los servicios de ajuste dando garantías de plena calidad, seguridad y fiabilidad al sistema eléctrico, forman una parte muy pequeña del coste medio final de la energía peninsular.

El precio medio final de la energía peninsular viene mayormente marcado por el precio casado en el mercado diario e intradiario. A modo de referencia, se incluye en la siguiente figura el papel que tuvieron los distintos componentes del sistema eléctrico en la formación del precio medio final a lo largo de 2019:

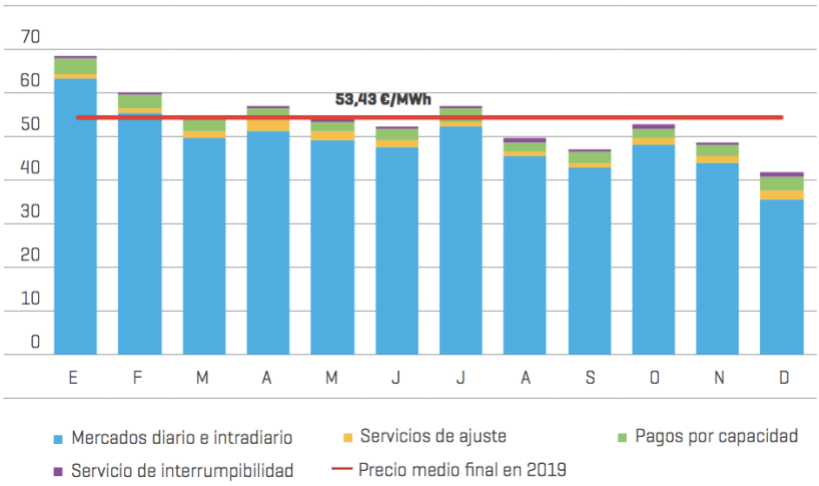


Figura 10. Evolución de los componentes del precio medio final de la energía peninsular (REE, 2020a)

Así como la repercusión que tuvieron los anteriormente explicados servicios de ajuste, en el precio medio final de la energía peninsular en el año 2019:

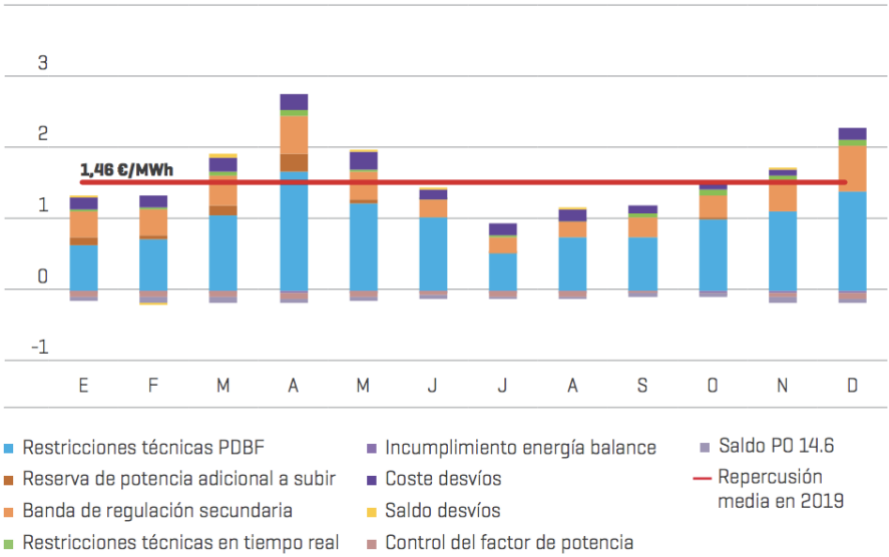


Figura 11. Evolución de los componentes del precio medio final de la energía peninsular en los mercados de ajuste (REE,2020a)

Por último, se incluyen los distintos componentes que elaboraron el precio medio final de la energía peninsular el pasado año 2019, acompañados de una columna mostrando una comparativa con los datos recogidos para el año anterior, en forma de incremento porcentual:

Tabla 3. Componentes del precio medio final de la energía peninsular en 2019 (REE, 2020a)

Precio (€/MWh) [1]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
Mercado diario	**62,98**	**54,93**	**49,35**	**50,94**	**48,93**	**47,40**	**51,96**
Mercado intradiario	**-0,03**	**-0,03**	**-0,02**	**-0,05**	**-0,01**	**-0,01**	**0,00**
Servicios de ajuste	**1,15**	**1,14**	**1,73**	**2,56**	**1,81**	**1,31**	**0,81**
Restricciones técnicas PDBF [2]	0,63	0,71	1,05	1,64	1,21	1,01	0,51
Reserva de potencia adicional a subir	0,12	0,06	0,14	0,27	0,06	0,00	0,01
Banda de regulación secundaria	0,35	0,37	0,41	0,51	0,39	0,25	0,23
Restricciones técnicas en tiempo real	0,03	0,01	0,06	0,08	0,03	0,01	0,02
Incumplimiento energía balance	-0,02	-0,02	-0,02	-0,03	-0,02	-0,02	-0,02
Coste desvíos	0,16	0,16	0,18	0,24	0,24	0,13	0,17
Saldo desvíos	-0,06	-0,08	-0,08	-0,09	-0,06	-0,03	-0,06
Control del factor de potencia	-0,07	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,05
Saldo PO 14.6	0,01	-0,01	0,05	0,00	0,02	0,02	0,00
Pagos por capacidad	**3,16**	**3,08**	**2,38**	**2,41**	**2,30**	**2,70**	**3,25**
Servicio de interrumpibilidad	**0,71**	**0,75**	**0,72**	**0,77**	**0,75**	**0,75**	**0,69**
Precio medio final 2019	**67,97**	**59,87**	**54,16**	**56,63**	**53,78**	**52,15**	**56,71**
Precio medio final 2018	**58,28**	**61,94**	**49,88**	**51,27**	**62,09**	**64,85**	**68,44**
Energía final [3] (GWh)	**23.271**	**20.115**	**20.689**	**19.483**	**19.874**	**19.953**	**22.659**

Precio (€/MWh) [1]	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual	% 19/18
Mercado diario	**45,37**	**42,59**	**47,74**	**43,59**	**35,36**	**48,59**	**-16,4**
Mercado intradiario	**0,00**	**-0,01**	**-0,02**	**-0,03**	**-0,02**	**-0,02**	**0,0**
Servicios de ajuste	**1,02**	**1,08**	**1,38**	**1,51**	**2,07**	**1,46**	**-37,9**
Restricciones técnicas PDBF [2]	0,73	0,73	0,98	1,11	1,37	0,96	-34,7
Reserva de potencia adicional a subir	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,06	-73,9
Banda de regulación secundaria	0,23	0,28	0,32	0,44	0,63	0,37	-32,7
Restricciones técnicas en tiempo real	0,01	0,05	0,07	0,05	0,09	0,04	-42,9
Incumplimiento energía balance	-0,01	-0,02	-0,03	-0,04	-0,03	-0,02	-33,3
Coste desvíos	0,17	0,17	0,13	0,08	0,16	0,17	6,3
Saldo desvíos	-0,07	-0,07	-0,06	-0,05	-0,08	-0,07	40,0
Control del factor de potencia	-0,05	-0,06	-0,06	-0,09	-0,07	-0,06	0,0
Saldo PO 14.6	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,0
Pagos por capacidad	**2,07**	**2,37**	**2,33**	**2,49**	**3,11**	**2,65**	**-1,9**
Servicio de interrumpibilidad	**0,74**	**0,79**	**0,77**	**0,76**	**0,76**	**0,75**	**-39,0**
Precio medio final 2019	**49,20**	**46,82**	**52,20**	**48,32**	**41,28**	**53,43**	**-17,0**
Precio medio final 2018	**71,14**	**77,57**	**71,48**	**67,66**	**67,97**	**64,37**	
Energía final [3] (GWh)	**21.143**	**19.905**	**20.127**	**20.612**	**20.765**	**248.596**	**-1,9**

[1] Cálculos realizados con las últimas liquidaciones disponibles del Operador del Sistema.
[2] PDBF: Programa diario base de funcionamiento
[3] Incluye el cierre de energía del mercado y los consumos propios de los servicios auxiliares de generación.

2.3 Sistemas de almacenamiento de energía

Como se recoge en el RDL 15/2018, el sistema energético ha iniciado un proceso de transición hacia un nuevo paradigma caracterizado por la descarbonización, la descentralización de la generación, la electrificación de la economía, la participación más activa de los consumidores y un uso más sostenible de los recursos. En efecto, se podría decir que uno de los pilares fundamentales para llevar a cabo dicha transición energética es el almacenamiento eficiente de energía. En el siguiente un esquema se recogen las principales tecnologías que permiten transformar y almacenar energía de manera eficiente en el mundo actual, las cuales serán posteriormente explicadas.

Figura 12. Diferentes tipos de almacenamiento de energía (Elaboración propia)

2.3.1 Almacenamiento químico y electroquímico

2.3.1.1 Hidrógeno

El hidrógeno es un vector energético, es decir, un elemento capaz de almacenar energía que posteriormente puede ser liberada de forma controlada. Dicha sustancia se puede obtener a partir de diversas fuentes de energía (agua, combustibles fósiles, biomasa etc.) a través de procesos como la electrólisis o la gasificación. En caso de que haya una demanda de energía, el hidrógeno puede satisfacerla directamente. Sin embargo, también puede ser almacenado en depósitos en forma de gas presurizado en cuevas subterráneas (similar al sistema de almacenamiento CAES) o bien en depósitos situados en la superficie, para poder posteriormente suministrarlo cuando las reservas sean bajas (HydrogenEurope, 2017). El almacenamiento de hidrógeno lleva consigo altos costes de inversión y una baja eficiencia por el momento. Simultáneamente, tiene una significativa densidad y capacidad energética superior.

Esto último, combinado con su baja eficiencia, sitúa al almacenamiento de hidrógeno como el más adecuado para la compensación de fluctuaciones de larga duración, por ejemplo, estacionales (Pieper y Rubel, 2010). El hidrógeno es el único elemento capaz de almacenar grandes cantidades de electricidad para equilibrar las fluctuaciones estacionales. Por ejemplo, un sistema que utilice hidrógeno como sistema de almacenamiento, podrá almacenar hasta 65 veces más energía que un sistema equivalente A-CAES (posteriormente explicado). Debido a esta gran eficiencia energética, el almacenamiento de hidrógeno puede emerger como la única opción de almacenamiento que puede permitir el equilibrio de fluctuaciones estacionales, que tienen por objetivo un sistema eléctrico impulsado por un uso pleno de energías renovables. En cambio, este tipo de almacenamiento se debe enfrentar a los desafíos de poder operar eficientemente a gran escala y poder asegurar la seguridad requerida (Pieper y Rubel, 2010). En la siguiente imagen se pueden observar los distintos roles que puede llegar a tomar el hidrógeno en caso de que llegue a ocupar una posición dominante en la transición energética:

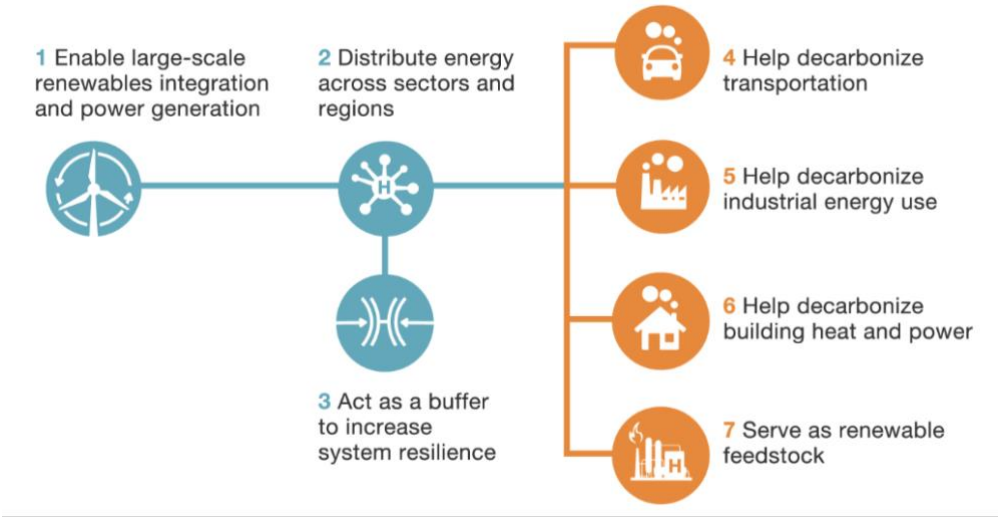


Figura 13. Roles que puede adoptar el hidrógeno en el sector energético (Heid et al., 2019)

2.3.1.2 Pilas de combustible

Las pilas de combustible son sistemas de almacenamiento electroquímicos en los que la energía química de un combustible adecuado se transforma de forma continua en energía eléctrica con la acción del oxígeno del aire. Cabe destacar que los principales combustibles del aire son el hidrógeno (H_2), el metanol (CH_3OH) y si se llegan a dar temperaturas muy elevadas, el metano (CH_4). El combustible empleado proviene de un depósito externo que permite el funcionamiento prolongado de este sistema, aportando una mayor capacidad a la batería.

Este tipo de pilas están compuestas por dos electrodos conductores electrónicos separados por un electrolito conductor de iones. Su funcionamiento se lleva a cabo mediante la oxidación del combustible (hidrógeno) en el ánodo y la reducción del oxígeno del aire en el cátodo, originando una diferencia de potencial entre ambos electrodos. Además, presentan un alto rendimiento y bajas emisiones contaminantes para el medio ambiente (Dietsche and Klingebiel, 2005). Por último, se debe puntualizar que dentro de todas las pilas de combustible existentes, las que funcionan con hidrógeno son las más utilizadas. Su principal diferencia frente a las baterías es que el hidrógeno abastece continuamente la pila desde depósitos exteriores permitiendo su uso constante (Iberdrola, 2020a).

2.3.1.3 Baterías

Las baterías son dispositivos que almacenan energía en compuestos químicos capaces de generar carga eléctrica gracias a reacciones de reducción-oxidación que se producen en su interior. Las ventajas principales de las baterías una gran rapidez de respuesta (milisegundos), su facilidad de instalación y los múltiples beneficios que pueden aportar a instalaciones renovables a las que vayan asociadas. Existen una gran variedad de tipos, como las pilas de ion de litio, de níquel-cadmio o las pilas de plomo-ácido (Iberdrola, 2020a). Son estas primeras, las baterías de ion de litio, las que el sector de las energías renovables estima que aportarán una solución más eficiente al problema del almacenamiento de la energía generada. El litio cuenta con un elevado potencial electroquímico y es capaz de acumular grandes cantidades de energía. En cambio, es su elevado coste lo que no ha permitido hasta ahora el desarrollo de este tipo de sistema de almacenamiento. Según un estudio realizado por el equipo de BloombergNEF, se prevé una reducción a la mitad de los costes de las baterías de ion de litio por kWh para 2030, a medida que la demanda se disipe en dos mercados diferentes: vehículos eléctricos y almacenamiento estacionario. Esta reducción de costes conducirá a un remarcado incremento de las instalaciones de almacenamiento de energía en todo el mundo, pasando de los actuales 9GW/17GWh instalados hasta los 1.095GW/2.850GWh previstos para 2040. En cambio, es necesario puntualizar que el desarrollo de este tipo de almacenamiento llevará consigo una inversión aproximada de 662.000 millones de dólares (Henze, 2019).

2.3.2 Almacenamiento térmico

El almacenamiento térmico tiene el potencial de acumular energía en materiales que permitan retenerla y, posteriormente, liberarla de manera controlada. Se lleva a cabo a través de métodos que incluyen desde la refrigeración mediante acumulación de hielo hasta la exposición a temperaturas extremadamente elevadas (1250 °C). Este método es característico de la industria alimentaria, de la climatización de edificios y de la fabricación. Unas de las principales características de este tipo de almacenamiento es la existente sinergia con las fuentes de energía renovables y el variable rendimiento que posee dependiendo del rango de temperaturas con el que se trabaje, aunque éste, oscile habitualmente entre el 80% y 90% (Iberdrola, 2020a). Por otra parte, el uso de sistemas de almacenamiento térmico de energía puede conducir a una mejora en la economía, dados sus eficientes costes de inversión y su leve contaminación del medio ambiente (Sarbu y Sebarchievici, 2018). Estos sistemas están empezando a ser relativamente importantes para el almacenamiento de electricidad en combinación con plantas de energía solar, donde el calor puede almacenarse para producir electricidad cuando la luz solar no está disponible. En Europa, se estima que, con el uso de este tipo de almacenamiento, se pueden ahorrar alrededor de 1,4 millones de GWh por año y evitar 400 millones de toneladas de emisiones de CO_2 en edificios y sectores industriales (IRENA,2013).

2.3.2.1 Recuperación del calor geotérmico en minas subterráneas

Las minas subterráneas cerradas e inundadas dan lugar a reservas de agua de mina que pueden ser empleadas como una fuente de energía geotérmica. Dado que la minería induce fracturas en el macizo rocoso, la infiltración del agua de lluvia desde el área de recarga está habilitada, por lo que se tiene que mantener un bombeo intenso mientras la mina está activa (Ordóñez *et al.,*2012). Cuando la mina se cierra, este bombeo generalmente se detiene produciendo una inundación gradual de los huecos de la mina. Durante este proceso gradual de inundación, el aumento del nivel del agua depende directamente del flujo de recarga e indirectamente del volumen de huecos (Álvarez *et al*.,2016). Dado que las descargas incontroladas de agua de mina en la superficie no son deseables, el bombeo generalmente se reanuda y ajusta para que la descarga sea igual a la recarga, manteniendo así un nivel de inundación permanente, lo cual beneficia también a la calidad del agua de mina. De esta forma, el depósito subterráneo creado podrá ser regulado y a su vez proporcionar diferentes usos: generación de energía geotérmica e hidráulica, suministros de agua potable, soporte del flujo ecológico de los ríos etc. (Hall *et al*., 2011).

Por tanto, se puede precisar que el agua de mina no debe considerarse como un gran problema, pues puede llegar a utilizarse como una fuente de energía o incluso como una fuente de agua tanto para uso potable como industrial. El potencial geotérmico del agua de mina está mundialmente reconocido y es hoy en día objeto de estudio en varias minas situadas por todo el mundo, especialmente en las de carbón (Watzlaf y Ackman,2006). Su interés parte de que la temperatura del agua de mina suele ser elevada en función de su profundidad, debido al gradiente geotérmico y a que está aislada de variaciones estacionales, es decir, la temperatura se mantiene alta y estable siendo así adecuada para ser empleada para aplicaciones geotérmicas. Por ejemplo, la temperatura media del agua en las minas de carbón abandonadas en Europa es de 14 °C. En efecto, Milenic *et al.* (2010) sostienen que esta temperatura es apropiada para sistemas de calefacción y refrigeración geotérmicos, donde la operación de éstos puede ser significativamente menos costosa que los sistemas convencionales de calefacción y refrigeración dados los precios actuales del combustible y la electricidad.

La red de galerías de una mina, las cuales pueden llegar a tener profundidades de hasta cientos de metros, actúa como una interfaz de intercambio de calor con el conjunto de rocas calientes (Banks, 2016). Por tanto, la temperatura del agua de mina es superior que la del aire ambiente y presenta la ventaja de poder ser almacenada en grandes cantidades. Dado que la conductividad hidráulica del depósito es elevada debido a los huecos creados y el aumento de la porosidad secundaria generado por la propia actividad minera, se pueden llegar conseguir dar grandes usos al agua de mina. En particular, las minas inundadas tienen el potencial necesario para proporcionar sistemas de calefacción y refrigeración por medio de bombas de calor (Banks, 2016). Además, mediante métodos numéricos se puede definir el comportamiento hidrogeológico minero y hacer una estimación de la temperatura del agua a largo plazo bajo diferentes escenarios de explotación, pudiendo así definir fácilmente la idoneidad de las minas inundadas como recurso térmico sostenible (Loredo *et al.,* 2016).

2.3.2.1.1 Funcionamiento de las bombas de calor

Una bomba de calor es una máquina térmica cuyo funcionamiento está basado en la termodinámica y tiene como objetivo aportar calor y mantener caliente el espacio a climatizar. Su funcionamiento consiste en capturar el calor de una fuente fría (agua de mina) y transferirlo a una fuente caliente a través de un intercambiador de calor. El calor capturado se utiliza para evaporar un refrigerante, cuya temperatura aumenta por compresión.

A continuación, se libera el calor en el intercambiador y la temperatura del refrigerante es reducida nuevamente con una válvula de expansión, cerrando de esta forma el ciclo. Si lo que se desea es proporcionar aire acondicionado, simplemente habría que invertir el ciclo que se acaba de explicar. La eficiencia de la bomba de calor es expresada mediante el coeficiente de rendimiento, COP (*Coefficient of Performance*), que es la tasa de calor producido por el trabajo suministrado (Peralta *et al.,* 2015).

Una instalación geotérmica minera que emplee bombas de calor será más eficiente cuanto menor sea la diferencia entre la temperatura suministrada y mayor sea el COP de la bomba. De esta forma, una menor cantidad de energía sería necesaria para alcanzar los requisitos de calefacción o refrigeración (Peralta *et al.,* 2015). Además, el grado de éxito de este sistema se rige por si la cantidad del agua de mina es suficiente (flujo de agua disponible y sostenible, capacidad del depósito), por su calidad y por la disposición de una demanda de calefacción/refrigeración situada cerca de la mina en cuestión (Banks, 2016). Finalmente, se explica cómo se llega a la expresión (3).

El potencial térmico del foco frío viene dado por la siguiente expresión:

$$Pc = \Delta T . F . SH . \rho \qquad (1)$$

Donde ΔT es la diferencia de temperatura entre el agua de mina que entra y sale del evaporador, F es el caudal bombeado, SH es el calor específico del agua (4186,8 kg $^{-1}$ (°C)$^{-1}$) y ρ es la densidad del agua (1000 kg m^{-3}).

El potencial térmico del foco caliente es:

$$Pw = Pc . COP . (COP - 1)^{-1} \qquad (2)$$

Por lo que el trabajo aportado al compresor de la bomba de calor es:

$$We = Pw - Pc = Pw . COP^{-1} \qquad (3)$$

2.3.2.1.2 Sistemas de transmisión de calor del agua de mina a las bombas de calor

Como indican Hall *et al.* (2011), la transferencia de calor del agua de la mina a las bombas de calor puede ser lograda a través de diferentes configuraciones. La configuración más simple es un sistema de circuito abierto, en el que el agua se bombea fuera de la mina para ser posteriormente descargada tras la captura de calor (calefacción) o bien, tras su liberación (refrigeración). En algunos casos, el agua de mina puede ser reinyectada nuevamente dentro de la mina en un lugar separado para evitar la temperatura del agua extraída, y provocar así una disminución de la eficiencia de la extracción de calor (Banks,2016). Por un lado, en los sistemas de circuito abierto el agua se bombea generalmente desde el pozo vertical de la mina. La alteración de la estratificación en el agua debido al bombeo permite la mezcla de aguas con diferentes temperaturas y puede llegar a conducir efectos negativos en el recurso térmico (Andrés *et al.*, 2017). En cambio, en los sistemas de circuito cerrado, el intercambiador de calor se sumerge en la mina y se hace circular un fluido de trabajo (gas o líquido que absorbe o transmite energía) para tomar el calor del agua de la mina sin contacto alguno (Peralta *et al.,* 2015). Este tipo de configuración es preferible para minas con calidad de agua baja (propiedades hidroquímicas desfavorables), o cuando no hay suficiente volumen de agua (Hall *et al.,* 2011).

Los costes de un sistema geotérmico pueden variar ampliamente en función de su configuración. Los sistemas más eficientes son aquellos que son capaces de proporcionar calefacción y refrigeración simultáneamente y se encuentran normalmente instalados en grandes edificios con demandas similares de ambos durante un ciclo anual, como es el caso de un hospital. Este uso equilibrado de calefacción y refrigeración permite alcanzar un COP muy alto y evitar tanto temperaturas extremas como el agotamiento a largo plazo del depósito geotérmico. La distancia entre los usuarios potenciales y la mina es un factor crítico para la eficiencia de la instalación, ya que el coste del sistema de tuberías y la pérdida de calor puede comprometer la viabilidad energética y financiera del sistema (Banks, 2016). Una posible solución para reducir los costes finales de este tipo de sistemas puede ser la excavación de un pozo para alcanzar una galería de acceso al agua de mina en una zona más próxima al área de demanda, en lugar de bombearla desde el pozo de extracción como se hace habitualmente (Menéndez *et al.*,2019). A su vez, se debe tener en cuenta que la eficiencia del intercambiador de calor puede verse afectada por factores como la obstrucción, la corrosión y daños por incrustaciones. Por ello, la hidroquímica del agua va a ser un factor muy importante para tener en cuenta a la hora de diseñar una instalación de este tipo (Loredo *et al.*,2017).

Por último, cabe destacar que las bombas sumergibles ubicadas en los pozos de extracción, las bombas de circulación y los compresores requieren energía eléctrica para su funcionamiento. Dependiendo del COP, el factor de emisión de una planta de energía geotérmica usando agua de mina podría alcanzar los 0.048 kg CO_2 kWh^{-1}, un valor muy inferior a los de las plantas convencionales que utilizan combustibles fósiles: gas natural (0.204 kg CO_2 kWh^{-1}), gasóleo (0.287 kg CO_2 kWh^{-1}) o energía eléctrica (0.246 kg CO_2 kWh^{-1}) (Menéndez *et al.,* 2019).

2.3.3 Almacenamiento eléctrico y electromagnético

El electromagnetismo en su conjunto presenta recursos favorables para el almacenamiento de energía, bien a través de un campo eléctrico originado por la polarización de cargas materiales, o, a través de un campo magnético generado por una corriente eléctrica. Las tecnologías que permiten almacenar energía directamente e incluyen una doble capa eléctrica reciben el nombre de supercondensadores, y aquellas que almacenan una energía magnética reciben el nombre de superconductores. El diseño básico de estas dos tecnologías es relativamente simple: Los supercondensadores almacenan energía en el campo eléctrico existente entre dos electrodos cargados separados por un material aislante y los superconductores almacenan energía en un campo magnético generado por una corriente que circula a través de un cable superconductor. Cabe destacar que ambos tipos de almacenamiento de energía se caracterizan por tener una alta densidad de potencia, baja densidad de energía, alta eficiencia y escasa o nula degradación tras repetidos ciclos de carga y descarga (Hvidtfeldt y Søndenberg, 2013).

2.3.4 Almacenamiento mecánico

Por último, se describirán los diferentes tipos de almacenamiento mecánico de energía. Entre ellos, se encuentran los volantes de inercia, los sistemas de almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES), las centrales bombeo hidráulico (PHES) y las centrales de bombeo hidráulico subterráneas (UPHES). Debido a que en el caso de estudio del presente proyecto se ha planteado la construcción de una planta UPHES, se hará hincapié en los dos últimos sistemas de almacenamiento mecánico mencionados.

2.3.4.1 Volantes de inercia

Los volantes de inercia son un tipo de almacenamiento de energía cuyo funcionamiento reside en principios mecánicos. Llevado a la práctica, consiste en un disco metálico que comienza a

girar cuando se le aplica un par motor para, a continuación, tratar de frenar el volante con un par resistente conservando la energía eléctrica en forma cinética (Iberdrola, 2020a). Los volantes de inercia pueden encontrarse en un amplio rango de tamaños (y ser usados en paralelo si fuera necesario) para tanto el abastecimiento de múltiples servicios que requieren varios MW de potencia, hasta para pequeños sistemas como es el caso de coches, autobuses y ferris (Hvidtfeldt y Søndenberg, 2013).

2.3.4.2 Sistemas de almacenamiento CAES

Un sistema CAES (*Compressed Air Energy Storage*) es una tecnología de bajo coste empleada para almacenar grandes cantidades de energía eléctrica en forma de aire comprimido. Es una de las pocas tecnologías que permiten el abastecimiento de energía durante un abanico amplio de tiempo (decenas de horas) ofreciendo grandes capacidades de almacenamiento de energía, del orden de centenas de MW. Este tipo de sistemas de almacenamiento trabajan usando la electricidad para comprimir el aire (conversión de energía eléctrica en potencial), que posteriormente será almacenado en un gran depósito (normalmente en una formación geológica subterránea). Dicha electricidad, es regenerada a través de la recuperación del aire comprimido almacenado, quemando una pequeña cantidad de combustible para posteriormente expandir los productos en combustión a través de una turbina (Succar y Williams, 2008).

Durante la década de los 1970 los sistemas CAES adquirieron gran importancia debido a que la energía nuclear y los precios del petróleo -Crisis del petróleo de 1973- subieron por encima de sus máximos históricos (Stys, 1997). Sin embargo, debido a su capacidad de generar electricidad a partir de fuentes de energía renovables, estos sistemas están adquiriendo una importancia destacada durante los últimos años (He *et al.,*2017). Además, el rendimiento operacional de esta tecnología ha sido comprobado a lo largo de varios años en países como Alemania o Estados Unidos (Pieper y Rubel, 2010). Cabe destacar que otros tipos de almacenamiento de energía, como los previamente definidos volantes de inercia y supercapacitadores, tienen la capacidad de proporcionar servicios de corta duración con la estabilidad y calidad de potencia necesaria, pero, no son económicamente viables a la hora de enfrentarse a picos de demanda (EPRI-DOE,2004). En efecto, las únicas tecnologías capaces de proporcionar energía a una planta durante varias horas a un precio atractivo son únicamente los sistemas CAES y las centrales PHES (*Pumped Hydroelectric Energy Storage),* siendo estás últimas posteriormente explicadas con detalle (McLarnon y Cairns, 1989).

Por otra parte, cabe destacar que apenas existen preocupaciones ambientales sobre la construcción de plantas CAES ya que es un sistema subterráneo, las emisiones de la turbina de combustión se diluyen con la salida del ciclo del aire, se requiere únicamente un volumen de agua limitado y, por último, la inyección de aire húmedo reduce las emisiones de NOx (Menéndez *et al.,* 2019).

2.3.4.2.1 Geología apropiada para sistemas CAES

Dado que los sistemas CAES son una tecnología capaz de almacenar grandes cantidades de energía, es de esperar que para su construcción sean necesarios depósitos de amplias dimensiones. Construir grandes depósitos subterráneos llevan consigo importantes inversiones económicas. Por ello, se opta por construir dichas plantas en formaciones geológicas estables lo suficientemente profundas para así poder operar a la presión requerida de una forma segura y económicamente asumible. Los depósitos de aire comprimido deben estar sellados de forma que no pueda escapar aire de ellos mismos y, a su vez, poder resistir los constantes cambios de presión. En efecto, los únicos depósitos subterráneos apropiados para la construcción de estos sistemas son por el momento:

Las **cavidades en formaciones de sal** se crean a partir de técnicas mineras que permiten construirlas con las dimensiones requeridas para después ser convertidas en depósitos de gran capacidad. Este tipo de formaciones son impermeables, es decir, no permiten que ningún tipo de fluido escape de las rocas salinas que las rodean, lo que las hace idóneas para almacenar aire comprimido. Las dimensiones habituales de estas cavernas oscilan entre los 100 y 200 metros de diámetro, y se suelen situar entre 600 y 900 metros de profundidad. Además, cabe destacar que las paredes de una caverna de sal poseen la fuerza estructural del acero, lo que las hace muy resistentes frente a la degradación de la reserva durante la vida útil de la planta (Layton, 2012). Son las que resultan más viables económicamente con un coste aproximado de $2/kWh siempre y cuando esté asegurado un medio receptor donde la salmuera resultante se pueda eliminar fácilmente (Succar y Williams, 2008).

Las **cavidades en macizo rocoso competente** son creadas a partir de la excavación en formaciones de roca relativamente dura e impermeable. Su principal inconveniente como depósito para un sistema CAES es que presenta altos costes de operación ($30/kWh), aunque, en el caso del empleo de minas preexistentes, dichos costes descienden hasta 10$/kWh (Shepard y Van Der Lieden, 2001). En conclusión, pese a los posibles desarrollos en la tecnología

minera empleada para explotar dichas formaciones, se disponen actualmente de otras geologías más favorables y económicamente más competitivas para la construcción de una planta CAES.

Las **formaciones de roca porosa** como acuíferos salinos presentan también características adecuadas para este tipo de reservas. Su principal ventaja es que son la opción más económica con un coste de 0.11$/kWh (EPRI-DOE, 2003), pero el uso de un acuífero para un sistema CAES requiere una amplia caracterización previa del sitio en vista a determinar su idoneidad. En dicho estudio, se deberían determinar con precisión parámetros hidrogeológicos como porosidad y permeabilidad del acuífero, así como las dimensiones del mismo, los niveles de presión y fenómenos como la oxidación y corrosión (Succar y Williams, 2008).

Por último, las **minas abandonadas de carbón** presentan también un alto potencial para actuar como depósitos de almacenamiento de energía. No sólo porque presentan una excelente permeabilidad y una alta capacidad de almacenamiento, sino también porque la evaluación de las características del depósito puede ser hecha in situ, dado que se trata de una infraestructura ya existente con un historial geológico conocido. En efecto, el almacenamiento de energía dentro de las minas de carbón es viable siempre que los huecos mineros estén sellados correctamente, evitando así posibles fugas de aire y, las capas de carbón se encuentren suficientemente separadas entre sí para evitar posibles combustiones del carbón. En tal caso, la superficie de la roca expuesta se puede cubrir con unos 5 centímetros de hormigón armado y ser posteriormente forrado con una membrana impermeable de alta resistencia, como puede ser el caso de fibra de vidrio (Menéndez *et al.,*2019). Una ventaja destacable de las minas de carbón es que suelen encontrarse cercanas a plantas de generación, lo que reduce costes de líneas de transporte de energía. Además, precisamente en Europa, este tipo de almacenamiento de energía es altamente considerado debido a la abundante existencia de minas de carbón cerradas recientemente (Layton, 2012). En la siguiente tabla recogida en la publicación de Wang *et al.* (2017) se pueden observar cuáles pueden ser los costes totales de una planta CAES en función de la geología característica de la caverna:

Tabla 4. Costes según el medio de construcción empleado para una planta CAES (Wang et al., 2017)

Depósito	Capacidad (MWe)	CPRC ($/kW)	CESC ($/kWh)	ST (h)	TC ($/kWe)
Sal	200	350	1	10	360
Roca Porosa	200	350	0.1	10	351
Roca Dura	200	350	30	10	650

Abreviaciones: CPRC (Cost for Power-Related Plant Components); CESC (Cost for the Energy Storage Components); ST ("Typical" hours of Storage for a Plant); TC (Total Cost).

2.3.4.2.2 Funcionamiento de los sistemas CAES

Los sistemas CAES funcionan de forma similar al que lo hace una turbina de gas convencional excepto que, en éstos, las operaciones de compresión y expansión ocurren independientemente y a tiempos distintos. Dado que la energía es proporcionada de forma separada, la producción de la turbina puede ser empleada en su totalidad para generar electricidad durante la expansión. A modo de referencia, una turbina de gas convencional tiene un rendimiento aproximado del 66% en la fase de expansión al hacer funcionar el compresor (Zaugg, 1975).

Durante la compresión, la electricidad es usada para poner en funcionamiento una cadena de compresores que inyectan aire en un depósito aislado, almacenando así aire a alta presión a la temperatura del medio. Dicha cadena de compresores hace uso de "*intercoolers*" (aparato mecánico usado para enfriar un gas tras una compresión) y un "*aftercooler*" para reducir la temperatura del aire inyectado aumentando así la eficiencia de la compresión (ya que la temperatura se incrementa con la compresión), reduciendo el volumen de almacenamiento requerido y minimizando tensiones térmicas a las que se pueden ver sometidas las paredes del depósito. Como se explicó anteriormente, durante la fase de expansión el aire es extraído del depósito y se quema un combustible (generalmente gas natural) en el aire a presión. Los productos originados tras dicha combustión se expanden (normalmente en dos tipos), generando electricidad por consiguiente (Succar y H. Williams, 2008).

Las principales características de los sistemas CAES es que son capaces de aprovechar las diferencias existentes entre los picos de precio de la energía y tienen la capacidad de "*Black start*", es decir, de restaurar una planta de generación sin necesidad de apoyarse en una red externa. Como se recoge en la publicación de Menéndez *et al.* (2019), cuando la demanda de energía es baja, el compresor es impulsado por el surplus de electricidad existente en la red para producir aire comprimido, el cual es almacenado posteriormente en el depósito. Por otra parte, cuando la demanda es alta, el aire comprimido es liberado para mover una turbina que a su vez, acciona un generador entregando así la energía excedente a la red. Durante este proceso, en la energía potencial del aire comprimido se convierte en energía eléctrica. Dado que el gas se calienta cuando se comprime y se enfría cuando se expande, se puede mejorar la eficiencia reduciendo la temperatura durante el proceso de compresión, o bien, calentando el aire en una cámara de combustión situada antes de la turbina (Menéndez *et al.*, 2019).

Cabe destacar que los compresores y turbinas están diseñados en base a la presión del aire para la que está diseñada el sistema de almacenamiento (Wang *et al.,*2017). A continuación, se puede observar un esquema de la configuración de un sistema CAES:

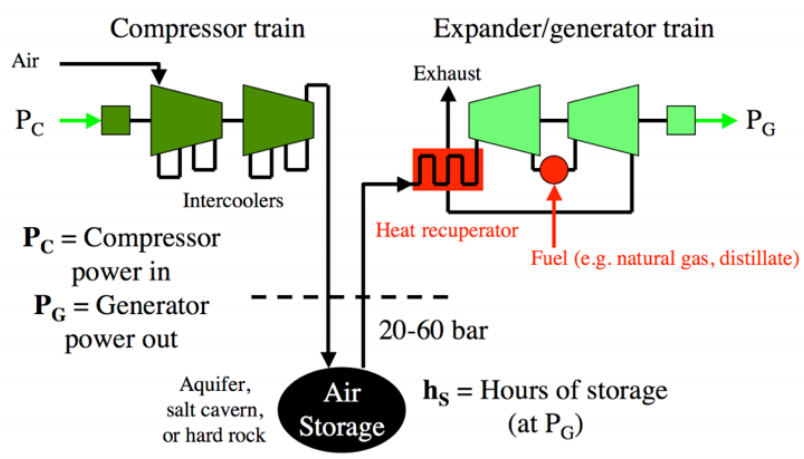


Figura 14. Funcionamiento de un sistema de almacenamiento CAES (Succar y Williams, 2017)

2.3.4.2.3 Tipos de sistemas CAES

La motivación principal para desarrollar la tecnología CAES es lograr una sostenibilidad energética y una notable reducción de emisiones, pues gracias a los actuales desarrollos tecnológicos en este aspecto, se evita el uso de combustibles fósiles. A continuación, se presentan los distintos tipos de sistemas CAES que están bajo desarrollo.

Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES)

Un Sistema A-CAES es un tipo de sistema de almacenamiento basado en la compresión y almacenamiento de aire en depósitos subterráneos. Este tipo de sistemas se encuentran aun en proceso de desarrollo por lo que no se encuentran aun disponibles en el mercado actual. Están diseñados para ser capaces de almacenar hasta 1 billón de GWh y llegar a producir 200 MW de energía eléctrica (EASE, 2017). Uno de los principales retos de este tipo de sistemas de almacenamiento es reducir sus altos costes de construcción pues aún se encuentran situados al principio de la curva de aprendizaje (aquella que hace una estimación fiable sobre el coste por unidad de producción a lo largo del tiempo). Esto, significa que la construcción de los primeros sistemas será la más costosa y, por tanto, donde se deberá buscar la aplicación más económicamente viable posible.

Las máquinas turbo-avanzadas, sistemas TES (*Thermal Energy Storage*) de última generación y la disposición de tuberías capaces de transportar fluidos a altas temperaturas son factores elementales para una correcta implementación de esta tecnología de almacenamiento. Además, ya que durante el proceso de compresión se pueden alcanzar temperaturas de 600 °C, el compresor requerirá a su vez una tecnología muy avanzada. Respecto a su funcionamiento, el calor generado durante el proceso de compresión se emplea para calentar el aire comprimido, mientras que la energía generada mediante el proceso de expansión se usa para enfriar el compresor. El calor producido durante el proceso de compresión se almacena en un sistema TES mientras el aire es transportado a alta presión a depósitos subterráneos. Cuando la energía almacenada se necesita, el aire comprimido se usa para generar la potencia necesaria para accionar la turbina mientras simultáneamente recupera el calor del sistema de almacenamiento térmico (EASE, 2018).

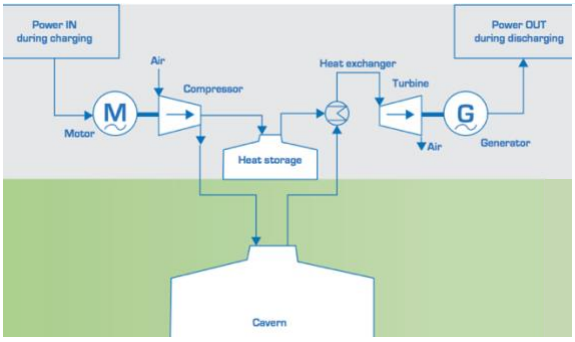


Figura 15. Funcionamiento de un sistema A-CAES (EASE, 2018)

Los componentes más destacados de este tipo de sistema son el compresor movido por un motor eléctrico, el depósito de aire, la turbina, el generador y el sistema TES. A continuación, se presentarán las características principales de los sistemas A-CAES en la siguiente tabla:

Tabla 5. Características sistemas A-CAES (EASE, 2018)

Potencia (MW)	Energía (GWh)	Tiempo de Descarga (h)	Tiempo de Reacción	Eficiencia (%)	Vida útil (años)	Coste de Inversión (€/kW)
100 - 1000	0,1 - 10	1's-10's	Algunos minutos	>70%	>30	1200 - 2000

Por otra parte, se estima que los sistemas A-CAES tienen el potencial necesario para abastecer gran parte del almacenamiento de energía necesario en el marco europeo, lo que se debe en gran parte a las numerosas zonas apropiadas para su construcción (minas de carbón abandonadas, depósitos de sal, etc.).

Por ejemplo, se estima que en Alemania las plantas CAES puedan llegar a almacenar hasta 30 GW, potencia cuatro veces superior a la que es posible suministrar a través de las centrales hidroeléctricas de bombeo ya instaladas (EASE, 2018). Como se recoge en el informe de la EASE (*European Association for Storage of Energy*) el Gobierno Federal de Alemania clasifica a la tecnología A-CAES como una de las áreas prioritarias en desarrollo (EASE, 2018). En conclusión, la evolución del desarrollo los sistemas A-CAES se debe seguir de cerca pues puede ser una de las piezas clave para tener en Europa un sistema de almacenamiento energético muy desarrollado.

Diabatic Compressed Air Energy Storage (D-CAES)

Un Sistema D-CAES es también un tipo de sistema de almacenamiento basado en la compresión y el almacenamiento de aire en depósitos subterráneos. Durante su funcionamiento, la electricidad disponible se utiliza para comprimir el aire en el depósito situado a profundidades comprendidas entre los 500 y 800 m sometidos a presiones cercanas a los 100 bares. Cuando se necesita dicha electricidad , el aire expulsado se calienta a través de un proceso de combustión, para el cual generalmente se emplea gas natural. A continuación, el aire caliente es expandido para poner en funcionamiento la turbina de gas y generar así electricidad. En realidad, se podría decir que un sistema D-CAES es un sistema híbrido compuesto por un ciclo de turbina de gas y un sistema de almacenamiento eléctrico (EASE, 2018). Como destacan Zhang *et al.* (2019) en su análisis sobre el funcionamiento de sistemas D-CAES, el rendimiento de éstos se mejora mediante la recuperación del calor residual del aire de escape de la turbina de baja presión para precalentar el aire comprimido (Zhang *et al.,*2019).

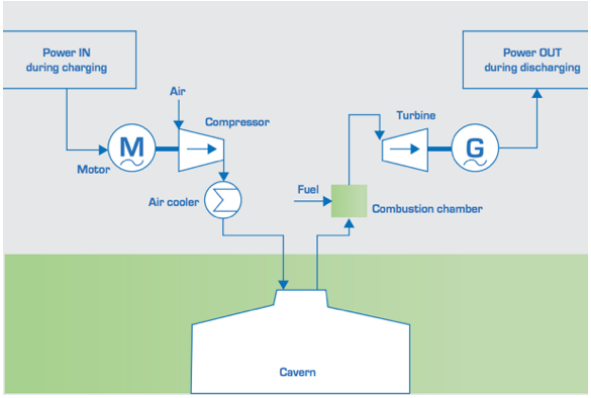


Figura 16. Funcionamiento de un sistema D-CAES (EASE, 2018)

Los componentes principales de una planta D-CAES son el compresor movido por un motor eléctrico, el depósito de aire comprimido, la turbina, el generador y un sistema de combustión para calentar el aire liberado. Como se recoge en el artículo publicado por Menéndez *et al*. (2019), en una planta D-CAES el aire comprimido de un depósito se puede mezclar con un combustible (gas natural) en la cámara de combustión para así accionar la turbina de gas. La potencia generada por dicha turbina, así como la requerida por el compresor, se obtiene a partir de las ecuaciones siguientes:

$$\dot{W}_T = (\dot{m}_a + \dot{m}_{NG}) \cdot (h_{e1} - h_{e2}) \quad (4)$$

$$\dot{W}_C = \dot{m}_a \cdot (h_{c2} - h_{c1}) \quad (5)$$

Donde $\dot{W}_T$ y $\dot{W}_C$ son la potencia generada por la turbina y requerida por el compresor, respectivamente, $\dot{m}_a$ y $\dot{m}_{NG}$ son el flujo másico del aire y del gas natural, respectivamente (kg s^{-1}), $(h_{e1} - h_{e2})$ es la diferencia de entalpías en el proceso de expansión del gas de la turbina, y, finalmente, $(h_{c2} - h_{c1})$ es la diferencia de entalpías en el proceso de compresión del compresor (Menéndez *et al.,* 2019). A continuación, se presentan las características principales de los sistemas D-CAES:

Tabla 6. Características sistemas D-CAES (EASE,2018)

Potencia (MW)	Energía (GWh)	Tiempo de Descarga (h)	Tiempo de Reacción	Eficiencia (%)	Vida útil (años)	Coste de Inversión (€/kW)
100 - 1000	0,1 - 10	1's-10's	Algunos minutos	55%	>30	400 - 1200

Isotérmicos

Un sistema de almacenamiento CAES isotérmico es aquel en el que la compresión y la expansión se realizan a temperatura constante gracias a un intercambio de calor continuo con el entorno. De esta forma, el aire es comprimido a una mayor presión y la expansión no requiere la combustión de un gas para producir energía. Su principal inconveniente es que sólo son prácticos a la hora de trabajar con bajos valores de potencia (Wang *et al.,* 2017). Sin embargo, este tipo de almacenamiento de aire comprimido es ideal puesto que no pueden evitarse las pérdidas de calor.

A modo de conclusión, los sistemas adiabáticos son más eficientes que los diabáticos y menos dependientes de combustibles fósiles. Por ello, son un tipo de almacenamiento más atractivo pues el espacio de almacenamiento puede ser comprimido adiabáticamente presentando cambios de temperatura y pérdidas de calor prácticamente nulos (Layton, 2012). Sin embargo, en los sistemas A-CAES la capacidad de almacenamiento puede llegar a suponer un problema ya que se necesita una mayor cantidad de aire para generar la misma cantidad de energía que con una planta D-CAES y, además, resultan más costosos (Bozzolani, 2010). Por último, debido al gran impacto que la generación renovable está teniendo en el mix energético nacional y europeo, se va a desencadenar tanto la necesidad de almacenamiento de energía a gran escala como la generación descentralizada a pequeña escala. Por ello, un sistema que ya ha sido tecnológicamente probado y llevado a cabo es una solución aparentemente interesante para el futuro del almacenamiento energético en Europa.

2.3.4.2.4 Plantas CAES en el marco global actual

Actualmente solo existen dos plantas CAES que estén en funcionamiento. Esto se puede ver probablemente influenciado por la dificultad de encontrar depósitos que presenten una geología adecuada, las pérdidas de energía, el calor requerido adicional en el proceso de expansión y sus elevados costes de inversión (Menéndez *et al*., 2019).

La planta de Huntorf tiene 290 MW de potencia instalada y contó con la primera instalación de un sistema CAES en el marco global en el año 1978. Está situada cerca de Bremen (Alemania) y fue construida por ABB para proporcionar un servicio de "*black-start*" a plantas nucleares cercanas al Mar Norte y para abastecer energía a bajo coste. Lleva operando exitosamente durante más de cuatro décadas principalmente suministrando a otro tipo de plantas de almacenamiento (centrales hidroeléctricas) con una disponibilidad del 90% y una fiabilidad del 99% (Succar y Williams, 2008). Puesto que fue meramente diseñada para cumplir las funciones anteriormente señaladas, sólo era capaz de generar energía durante dos horas. Posteriormente, su tiempo de ciclo fue aumentado hasta cuatro horas en vista a poder ser utilizada para ayudar a compensar la creciente producción de energía eólica en el norte de Alemania. Esta planta puede almacenar más de 310.000 m^3 de aire comprimido a presiones de hasta 70 bares en dos cuevas de sal, ambas localizadas a 790 m bajo tierra. Además, frente a las doce horas que necesita para recargarse por completo, puede suministrar energía a máxima potencia durante cuatro horas y hasta diez horas extra a una potencia considerablemente menor (Menéndez *et al*., 2019).

Figura 17. Vista aérea de la planta CAES de Huntorf (Layton, 2012)

Aunque en la década de los 1980 los precios del gas y el petróleo eran altos, y las plantas CAES proporcionaban una solución económica para el suministro de energía, no fue hasta la década siguiente cuando se puso por primera vez en funcionamiento una planta CAES en Estados Unidos. La planta de McIntosh tiene una potencia instalada de 110 MW y fue construida por la AEC (*Alabama Electric Corporative*) en el domo salino situado en el sur de Alabama y lleva operando desde el año 1991 (Succar y Williams, 2008). Se estima que hasta 540.,000 m^3 de aire comprimido a 75 bares se pueden almacenar en esta planta, la cual está constituida por una caverna de sal de unos 760 m de profundidad. Esta planta puede suministrar energía a máxima potencia durante 26 horas ya que el calor residual es recuperado y el consumo de combustible es un 25% menor en comparación con la planta de Huntorf. Al igual que la planta alemana, la de McIntosh tiene una disponibilidad del 90% y una fiabilidad del 99% (Menéndez *et al.,* 2012). En la siguiente ilustración se puede observar el sistema de compresores y la turbina de combustión de esta central, aunque, se debe puntualizar que presenta un diseño muy similar al de la planta de Huntorf.

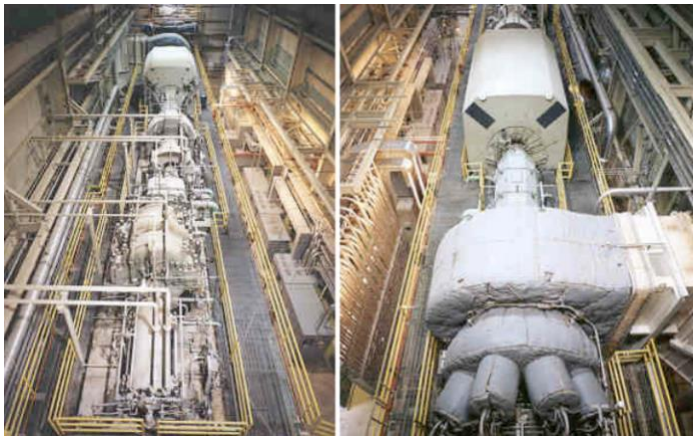


Figura 18. Sistema de Compresores y turbina de combustión en la planta de McIntosh (Layton, 2012)

Aunque no haya más plantas CAES en funcionamiento, se han desarrollado otros proyectos principalmente en Estados Unidos y China. Éstos, presentan como novedad la existencia de sistemas híbridos como es el caso del compresor de la turbina de aire. De esta forma, en vez de generar electricidad, el compresor bombea aire hacia la planta CAES, de manera que elimina la generación intermedia de energía entre la turbina y el compresor, haciendo así aumentar su eficiencia técnica y económica (Menéndez *et al.,* 2019). La IAMU (*Iowa Association of Municipal Utilities*) es una de las compañías que intentó diseñar este tipo de plantas híbridas. El proyecto de esta planta CAES estaba pensado para haber sido construida en Dallas, donde estaría directamente conectada a un parque eólico. En este caso, se planteaba que el exceso de aire moviese una turbina, y que la energía generada por ésta fuera almacenada en el acuífero para su posterior uso (Succar y Williams, 2008). Lamentablemente, tras varios años de estudio se llegó a la conclusión de que el acuífero no era adecuado para la construcción de una planta CAES por sus propiedades (Menéndez *et al.,* 2019).

2.3.4.2.5 Comparativa y eficiencia económica de los sistemas CAES

Además de consideraciones medioambientales, las plantas CAES están diseñadas para proporcionar beneficios económicos tanto a los dueños de éstas, como a los operadores de las plantas de generación de energía. Los beneficios más destacados de estos sistemas son los siguientes:

- *Fast ramping*: *Ramping* es un término empleado en el marco de la generación de energía y se refiere a la velocidad con la que un generador puede verter energía a la red o, por el contrario, reducir su producción en caso de que la demanda disminuya. En el caso de las plantas CAES, presentan la característica de tener un *ramping* muy rápido.
- Almacenamiento de energía eólica nocturno: Permite liberar dicha energía durante el día en el momento que los precios en el mercado sean más competitivos.
- Es una de las pocas tecnologías que puede disponer de grandes capacidades de almacenamiento de energía a costes relativamente bajos.
- *Black-start*: Como se definió anteriormente, es la capacidad que tiene un generador para arrancar sin necesidad de una alimentación exterior, pudiendo a su vez generar energía de una forma estable durante un período determinado de tiempo.
- Absorbe el exceso de generación con su compresor durante los momentos en los que la demanda desciende considerablemente. Efectivamente, estas plantas son a su vez capaces de regular su frecuencia de uso.

Por otra parte, pese a todas las ventajas que presenta, son sus inconvenientes los que hacen a esta tecnología tener una escasa presencia en el marco global actual:

- La geología subterránea que presentan los emplazamientos para estas instalaciones es percibida por los servicios públicos como un problema de riesgo, pese a que las compañías de gas y petróleo lleven almacenando hidrocarburos en reservas similares durante más de 80 años.
- Aparentemente resulta difícil encontrar el recinto adecuado para su construcción, puesto que se necesita la presencia de minas y determinadas formaciones geológicas.
- Durante el proceso de conversión de energía hay pérdidas inevitables. En efecto, llega menos energía a la red si pasa a través de un sistema CAES que si, por el contrario, pasase por un sistema similar, pero sin almacenamiento.
- La desventaja más destacada es la necesidad del calentamiento adicional en el proceso de expansión para asegurar la captación máxima de energía del aire comprimido. Se estima que por cada 3 kWh generados a partir de un sistema D-CAES, se necesita un kWh de gas natural, lo que hace al sistema económicamente muy dependiente de los precios del gas natural en el momento de su uso.

A modo de referencia, una planta CAES de 100 MW con una eficiencia del 85%, costaría alrededor de 1000 € /kW instalado, habiendo considerado una vida útil de 30 años y un período de recuperación de la inversión inferior a diez años (Menéndez *et al.,* 2019).

2.3.4.3 Sistemas de almacenamiento PHES (Pumped Hydroelectric Energy Storage)

Aunque el concepto de almacenamiento energético por bombeo (PHES) no es reciente, ha habido un destacado interés en los últimos años en esta tecnología. Gracias a estos sistemas, se optimiza la energía producida por fuentes renovables, al igual que se garantiza la estabilidad de la red y se asegura el suministro al sistema eléctrico (Deane *et al.,* 2010).

En el marco global actual, las centrales PHES son las instalaciones que presentan una mayor capacidad disponible, la cual es esencial para garantizar la estabilidad de la red y la seguridad del suministro una vez el combustible convencional sea remplazado por fuentes renovables. Además, gracias a disponer de tal capacidad, se pueden lograr cubrir altas demandas de energía en entornos energéticos inestables (Menéndez *et al.,* 2019).

Una central PHES se establece entre un depósito superior y un depósito inferior conectados por un circuito hidráulico que actuará como línea de conducción del agua entre los dos embalses y una unidad de bomba-turbina (Barbour *et al., 2*016). En ellos, la energía potencial almacenada del agua es empleada para la generación de electricidad en función de la demanda del sistema (Kadiyala *et al*., 2016). Durante las horas de baja demanda, el agua se bombea desde el depósito inferior hasta el superior utilizando energía eléctrica de la red y durante los momentos de mayor demanda el agua fluye de regreso al depósito inferior a través de turbinas para producir electricidad que se retroalimenta a la red.

La capacidad de almacenamiento está relacionada con la diferencia de altura entre ambos depósitos y el volumen de agua que éstos pueden almacenar (Meyer, 2013). Dentro de las características principales de los sistemas PHES, se incluye la disponibilidad de un tiempo de arranque corto y una potencia de salida muy rápida. Por ejemplo, en Corea, el tiempo de inicio de un sistema PHES es de 4 minutos y la velocidad de *ramping* es de hasta diez veces mayor en comparación con la de las unidades de ciclo combinado (Min y Kim, 2017). Su eficiencia a ciclo completo, modo bomba y modo turbina, oscila entre el 70% y 80%, aunque se han llegado a estimar valores de hasta el 87% (Rohit *et al., 2*017). De todas formas, Barnes y Levine (2011) recogen en su libro *Large Energy Storage Systems Handbook* una tabla donde indican que una planta PHES con una eficiencia del 75.15% se considera baja, mientras que una eficiencia alta será aquella superior al 80.12 %. En la siguiente ilustración, se muestra la forma que adopta una instalación de este tipo:

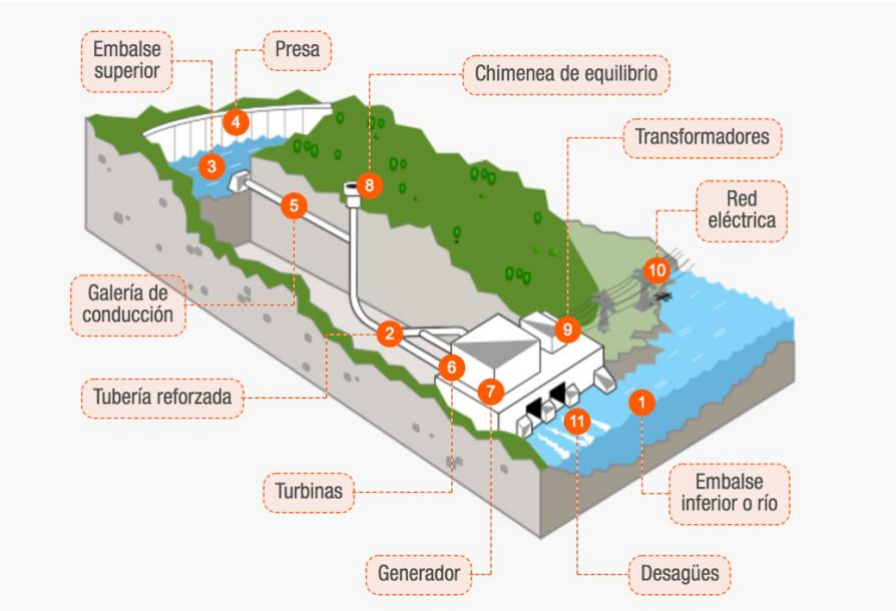


Figura 19. Diseño convencional de una planta PHES (Iberdrola, 2020b)

Actualmente, existen varios países pertenecientes a la Unión Europea que presentan emplazamientos muy interesantes para la construcción de plantas PHES. En la siguiente tabla se recogen los países más atractivos del marco europeo para la construcción de este tipo de plantas (Menéndez *et al*.,2019).

Tabla 7. Posibles minas subterráneas en Europa para almacenar energía (Menéndez et al., 2019)

País	Número de minas	Estado	Rango de Profundidad (m)	Caudal de agua (Mm^3/año)
Francia	81	Inundadas	500-1200	120
Alemania	23	Inundadas	200-1800	48-54
	4	No inundadas	200-1300	
Polonia	28	Activas	300-800	209
	26	Inundadas	300-800	
España	36	Inundadas	200-700	37
	12	No inundadas	300-600	
Reino Unido	64	Inundadas	300-1200	N/A

2.3.4.3.1 Eficiencia económica de las plantas PHES

El beneficio obtenido a partir de este tipo de sistemas de almacenamiento radica en la diferencia de precio entre el excedente de consumo de energía y el pico de electricidad generado, el cual se vende a mercado por un precio más alto que en modo consumo. Por ejemplo, suponiendo una eficiencia de una planta PHES del 70%, el precio para las ventas de energía debería ser 1.4 veces más alto que el precio durante las horas de baja demanda para que el sistema sea económicamente viable (Menéndez *et al.,* 2019). En un contexto general, el almacenamiento de energía proporciona una gran variedad de fuentes de ingresos. Cuando estos se combinan, traen consigo una serie de beneficios sostenibles tanto para empresas de servicios públicos como para inversores. Según un informe de la compañía General Electric (2019), estos ingresos se pueden clasificar según tres categorías principales:

El **arbitraje** en las centrales de bombeo tiene lugar en el proceso de consumo y producción de energía. El precio de la electricidad presenta grandes fluctuaciones a lo largo del día, haciendo mucho más interesante consumir energía en horas de baja demanda y producirla cuando la oferta es limitada, obteniendo así un precio para ventas de energía mucho más competitivo. En conclusión, se puede afirmar que la alta volatilidad entre los precios de la electricidad entre los picos de alta y baja demanda impulsa las oportunidades de arbitraje en el consumo energético (NHA, 2017).

La **capacidad** se traduce en la disponibilidad para poner grandes cantidades de energía en la red en cualquier momento. Esto es, en cualquier momento la cantidad de energía producida puede tener que igualarse a la consumida, lo que implica que las diversas utilidades deban disponer de reservas pudiendo así abastecerse rápidamente.
Los acuerdos directos entre los operadores de red y los propietarios de las plantas pueden definir los costes de almacenamiento de energía. De esta forma, se protege la estabilidad de la red y, a su vez, a los operadores de planta se les asegura un ingreso fijo sobre la inversión (Pieper y Rubel, 2011).

Los **servicios auxiliares** son aquellos servicios necesarios para garantizar de una forma fiable y segura la transmisión de energía eléctrica entre vendedor y comprador. Estos servicios van más allá de la operación y la transmisión, pues ayudan a mantener la estabilidad y seguridad de la red en función de la demanda para cada momento, manteniendo un flujo continuo de electricidad. El control de frecuencia, el control de voltaje y el servicio "*black-start"* son algunos de los componentes principales de estos servicios (NHA, 2017).

2.3.4.3.2 Plantas PHES en el marco global actual

China

Para abordar la creciente necesidad de energía limpia, China necesita una mayor penetración de las fuentes renovables. Por ello, ha llevado a cabo la construcción de grandes centrales de bombeo, como es el caso de la central de Tres Gargantas y la central de Sonla. Además, para acomodar su creciente participación en la energía eólica y solar, China ha planeado agregar 60 GW de almacenamiento hidroeléctrico para 2020 en el 13º Plan Quinquenal (GE, 2019). La planta más grande de este país, y la segunda en el marco global, es la central hidroeléctrica reversible de Huizhou. En ella, la energía se genera mediante la utilización de ocho bombas de generación de Alstom, cada una con una capacidad de unos 300 MW, dando lugar a una potencia total instalada de 2.448 MW. Las unidades iniciales fueron conectadas entre 2007 y 2008, completando finalmente la central eléctrica en 2011. Dicha central, se suministra con agua de un depósito superior formado por dos presas. Una vez que el agua del depósito superior se transfiere a través de la central eléctrica, se produce electricidad y el agua se descarga en una presa inferior. Posteriormente, el agua puede ser bombeada por los generadores de nuevo al depósito superior para su reutilización (Roca, 2017). En conclusión, presenta el esquema básico que adopta una central hidroeléctrica reversible.

Estados Unidos

La central hidroeléctrica reversible del condado de Bath se describe como la "batería más grande del mundo", con una potencia instalada máxima de 3.003 MW, con un promedio de 2.772 MW, y una capacidad de almacenamiento de energía de 24.000 MWh (Kronowski, 2013). La estación consta de dos embalses separados por unos 380 m de altura y es la central hidroeléctrica más grande del mundo. Su construcción comenzó en marzo de 1977 con una capacidad inicial de 2.100 MW y se completó en diciembre de 1985 con un coste final de $1.600 millones. Como en cualquier central de este tipo, el agua se libera desde el depósito superior durante los períodos de alta demanda y se utiliza para generar electricidad. En cambio, lo que la hace diferente de otras centrales hidroeléctricas reversibles es que, durante los tiempos de baja demanda, la energía necesaria para realizar el bombeo de agua desde el depósito inferior hasta el superior proviene bien de plantas térmicas que utilizan carbón como combustible o, incluso, de plantas nucleares (Wong *et al.,* 1988).

España

En el marco nacional actual, dentro de la explotación de diversas energías renovables, la energía hidroeléctrica es la tecnología más consolidada y con mayor grado de madurez, siendo una tecnología que ha sido desarrollada en el país durante más de un siglo. Actualmente (marzo 2020), España cuenta con la segunda central hidroeléctrica de bombeo más grande de Europa, La Muela II (1750 MW), donde el primer puesto está ocupado por la central francesa Grand Maison con sus 1780 MW de potencia instalada. La central hidroeléctrica de bombeo Cortes-La Muela se localiza en la margen derecha del río Júcar, en Valencia. Entre los años 2006 y 2013 Iberdrola invirtió 300 millones añadidos a los 900 millones iniciales en la ampliación de La Muela II (Iberdrola, 2009). Tras la ampliación de la central, pasó de tener 630 MW de potencia instalada hasta los actuales 1.750 MW en turbinación y 1.280 MW en bombeo. Actualmente, es capaz de producir hasta 1.625 GWh, los cuales dan para atender la demanda anual de alrededor de 400.000 hogares (Roca, 2017).

La hibridación de sistemas de almacenamiento PHES con generación eólica presenta una solución muy competitiva para combatir la naturaleza intermitente de las energías renovables. En el marco europeo, uno de los primeros sistemas híbridos que integraron el almacenamiento por bombeo con energía eólica fue el construido en la isla de El Hierro en España (Merino *et al., 2*012). El sistema híbrido hidráulico-eólico de Gorona del viento El Hierro, S.A., está diseñado para abastecer a la isla del Meridiano de energía eléctrica a partir de fuentes limpias y renovables como el agua y el viento. El excedente eólico que no es aprovechado por la población

se destina a bombear agua entre el depósito inferior el superior. Así, el agua que queda acumulada en el superior producirá electricidad al caer al depósito inferior de la instalación en momentos de escasez de viento. Cabe destacar que también dispone de una central de motores diésel, la cual entra únicamente en funcionamiento en casos excepcionales cuando no hay ni viento ni agua suficiente para producir la energía demandada.

En conclusión, la combinación de la generación eólica e hidráulica logra convertir una fuente intermitente, la eólica, en un suministro constante y controlado, aportando novedosos avances al sector de las energías renovables (Gorona del Viento, 2020). Este tipo de sistemas híbridos pueden ser muy interesantes para regiones situadas al norte de España, como Asturias, dada la abundante disposición de recursos hídricos y condiciones climatológicas favorables. A continuación, se muestra la forma que adopta el sistema anteriormente descrito en la realidad:

Figura 20. Diseño del sistema híbrido de Gorona del viento (Gorona del viento, 2020)

2.3.4.3.3 Líneas futuras de plantas PHES

En el marco europeo, se espera que las centrales PHES aumenten su capacidad moderadamente para el año 2030, llegando a incrementar entre 8.000 y 11.000 MW de potencia instalada en el continente, impulsados principalmente por la necesidad de mayor flexibilidad debido al crecimiento de las energías renovables intermitentes (IHA,2018).En el marco global, se esperan alcanzar los 78.000 MW de potencia instalada para el año 2030 a través de centrales PHES, teniendo lugar en China gran parte de esta expansión, donde se estiman instalar alrededor de 50.000 MW (véase en la siguiente figura). La mayor parte de la construcción de estas plantas en Europa se espera en Suiza, Austria, Reino Unido, Portugal y Francia. Por otro lado, fuera de China y Europa, se espera que la mayoría de las centrales PHES se construyan en la región de Asia-

Pacífico, con algunas construcciones de importancia en los países del Medio Este. Por ejemplo, India, Indonesia, Filipinas y Tailandia tienen proyectos ya elaborados para la construcción este tipo de plantas.

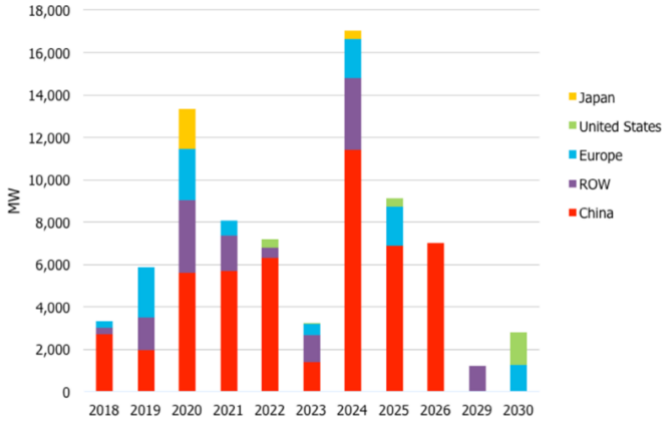


Figura 21. Estimación de la capacidad (MW) instalada por país desde 2018 hasta 2030 (IHA, 2018)

En conclusión, el aumento de la capacidad de almacenamiento de energía a partir de instalaciones PHES va a estar íntimamente relacionado con el papel que jueguen las fuentes de energía renovable en el mix energético europeo y mundial del futuro. Sin embargo, muchos mercados están tardando en reaccionar y proporcionar las señales de precio necesarias para asegurar la apuesta del sector privado en esta tecnología, debido principalmente a la dinámica que sigue el arbitraje de inversión en materia de energía renovable. Por tanto, el desafío principal para la industria y los responsables políticos es desarrollar un mercado y unos marcos regulatorios claros y concisos para así lograr una transición hacia un mercado eléctrico más limpio y renovable.

2.3.4.4 Sistemas de almacenamiento UPHES (Underground *Pumped Hydroelectric Energy Storage*)

El primer diseño de una central hidroeléctrica reversible con embalse subterráneo se remonta a principios del siglo XX, cuando R.A. Fessenden presentó una patente para un sistema PHES cuyo depósito inferior estaba situado bajo tierra (Pickard, 2012). La expansión de centrales de bombeo convencionales se encuentra actualmente limitada por sus requisitos topográficos (disponibilidad de un salto competitivo entre ambos depósitos) y por los problemas de aceptación pública, atribuidos principalmente al impacto ambiental que genera la construcción de presas en zonas montañosas.

Por ello, es el momento de dar paso hacia una tecnología capaz de almacenar cantidades masivas de energía evitando los problemas planteados por las centrales de bombeo convencionales. Al igual que las centrales de bombeo convencionales, una planta UPHES está constituida por dos embalses conectados entre sí mediante un circuito hidráulico, presentan una alta eficiencia de operación, son capaces de abastecer durante períodos largos de tiempo y tienen una larga vida útil (Udin, 2003). Además, el depósito inferior puede ser construido directamente bajo el depósito superior, reduciendo así la distancia horizontal entre ambos depósitos y maximizando el salto de la instalación. Por esta razón, una planta UPHES puede producir más energía que una central de bombeo convencional, teniendo ambos embalses de misma capacidad (Pujades *et al.*, 2016). A continuación, se muestra la forma que adoptaría una planta UPHES utilizando una mina de carbón como depósito inferior:

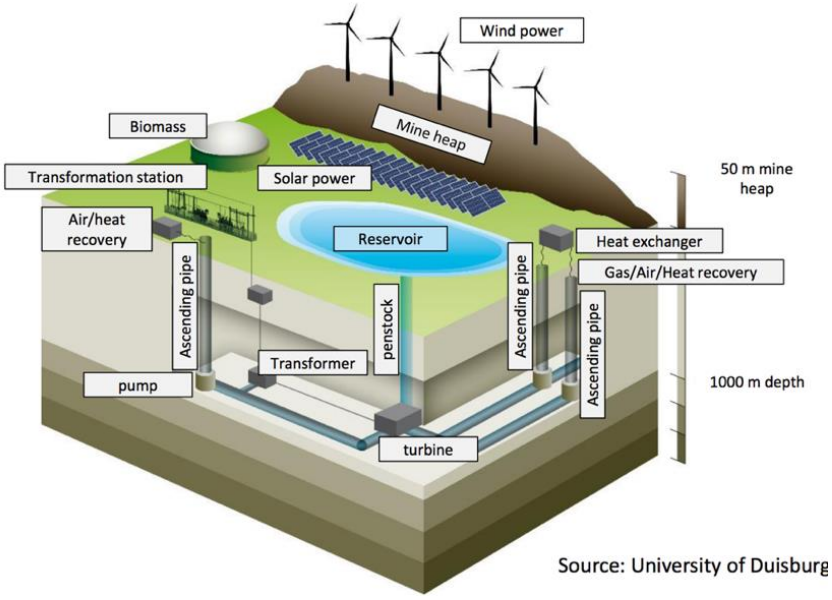


Figura 22. Diseño de una planta UPHES usando una mina de carbón como depósito subterráneo (Niemann, 2018)

2.3.4.4.1 Principales componentes y parámetros de una planta UPHES

Además de disponer de dos depósitos, uno superior y otro inferior, una planta UPHES está constituida por los siguientes componentes:

Casa de máquinas: Se trata de la galería encargada de albergar toda la maquinaria hidroeléctrica (bomba, turbina, válvula, motor-generador y sistemas de control). Actualmente, existen varias plantas PHES que sitúan la casa de máquinas bajo tierra. Por ejemplo, la planta PHES alemana situada en Goldisthal (Turingia) (Beyer, 2007).

El turbo grupo (turbina-bomba, generador) suele ser la maquinaria de mayor tamaño y pesos. Por tanto, en algunos casos podría ser útil instalar la sala de transformadores en la superficie, aunque disponer de una larga línea de transmisión entre el generador y el transformador no sea lo ideal (Winde *et al., 2*016).

Bomba y turbina: La turbina es la encargada de transformar la energía cinética existente del agua al caer desde el depósito inferior en electricidad, generalmente a través de un alternador, que se encuentra acoplado a su eje. Por otro lado, la bomba es una máquina que utiliza la energía que proviene de una máquina (alternador) para mover un líquido mediante su aumento de velocidad y presión. La potencia de la turbina y la bomba no viene determinada únicamente por el salto hidráulico, sino también por el tiempo de ciclo y el caudal previsto de la instalación (Winde *et al., 2*016). El modelo más eficiente suele ser es un sistema híbrido de bomba-turbina denominado turbina Francis o turbina reversible y puede funcionar como una turbina (modo generación) y como una bomba (en modo consumo). Sin embargo, tales unidades combinadas solo pueden operar con alturas de agua de hasta 800 m. Por tanto, el uso de una turbina Pelton, que está diseñada para explotar grandes saltos hidráulicos de bajo caudal, también puede resultar interesante para estas instalaciones. En cambio, este tipo presenta la desventaja que no pueden funcionar en modo bomba dado que debe ser instalada por encima de la superficie de agua del depósito inferior.

Salto hidráulico: El salto de la instalación viene dado por la diferencia de cotas entre el depósito superior y el depósito inferior. Hallar su valor es condición indispensable para poder dimensionar correctamente la instalación y conocer sus principales parámetros de producción.

Tubería de presión: La tubería de presión conecta el depósito inferior y superior y contiene el agua que impulsa la turbina. La longitud de la tubería está determinada en gran medida por la profundidad a la que se encuentre la galería donde se encuentre el generador de energía (Winde *et al., 2*016).

Circuito de ventilación: Ambos depósitos, inferior y superior, necesitan un sistema de ventilación que equilibre las fluctuaciones de presión que ocurren bajo tierra durante el llenado y vaciado de los depósitos. El circuito de ventilación puede ser conectado bien a galerías adyacentes que se encuentren ventiladas o al exterior (Winde *et al., 2*016).

Túnel de acceso: Es la vía que actúa como conexión entre las infraestructuras de la superficie y las máquinas situadas bajo tierra. Sus funciones principales son el transporte de operadores, materiales y máquinas, cableado eléctrico, el sistema de ventilación y proporcionar una ruta de escape de emergencia.

2.3.4.4.2 Funcionamiento y parámetros productivos de una planta UPHES

Una de las principales ventajas que presentan las plantas UPHES de cara a su posible futura implementación en el sistema energético global, es que comparten las mismas bases de operación que las plantas PHES, se pueden hallar fácilmente sus períodos óptimos de utilización. Su funcionamiento consiste en el bombeo de agua desde el depósito inferior hasta el superior cuando existe un surplus de energía eléctrica en el sistema, pudiendo así almacenar agua en forma de energía potencial en el depósito superior y, posteriormente, poder liberarla en períodos de alta demanda. En otras palabras, su modo de operación, producción o consumo viene determinado por el precio que adopta la energía en el mercado a lo largo del día.

La energía almacenada en una planta UPHES es proporcional a la masa de agua bombeada y al salto hidráulico existente entre los dos depósitos (EERA, 2018). Estas instalaciones tienen una potencia instalada habitual entre los 100 y 1000 MW y una capacidad entre los 1 y 15 GWh. Al igual que las centrales de bombeo convencionales, las plantas UPHES presentan también una eficiencia muy alta (70-80%), convirtiéndolas a su vez en una de las tecnologías de almacenamiento a gran escala más atractivas en el marco global actual (Uddin, 2003).

Como recoge Wong en su estudio (1996), la potencia instalada (W) de una planta de bombeo viene dada por la siguiente ecuación:

$$P = \rho . g . Q . H . \eta \qquad (6)$$

Donde ρ es la densidad del agua (1000 kg m^{-3}), g es la aceleración de la gravedad (9.81 ms^{-2}), Q es el caudal a través de la turbina (m^3 s^{-1}), H es el salto neto (ver Aspectos hidráulicos), descontando la pérdida de carga (mH_2O), y η es la eficiencia de la turbina y el generador, que generalmente es del 90%.

2.3.4.4.3 Plantas UPHES en estructuras mineras

Los depósitos subterráneos pueden construirse exclusivamente para una planta UPHES o, como posteriormente se presentará en el caso de estudio de este proyecto, reutilizando los huecos existentes de minas abandonadas. Como recoge Meyer (2013), la energía hidroeléctrica se puede producir y almacenar usando minas subterráneas inactivas, de forma que el almacenamiento por bombeo se establezca entre un depósito colocado en la superficie, o en los niveles superiores de la mina, y un depósito inferior comunicado por un pozo de mina equipado con turbinas. Todos los componentes principales pueden ubicarse bajo tierra, aunque siempre es preferible un sistema híbrido donde el depósito superior se encuentre en la superficie. Esta variante resulta más interesante ya que se traduce en una mayor capacidad de almacenamiento, debido a un mayo salto de la instalación y a una reducción de los costes asociados a la obra civil subterránea (Meyer, 2013). Además, la construcción de plantas UPHES aprovechando minas subterráneas abandonadas presentan una serie de ventajas adicionales respecto a las plantas UPHES convencionales:

- Los conductos ya han sido excavados
- El pozo de mina ya se encuentra disponible, por lo que acceder a los distintos niveles del depósito inferior no supondrá problema alguno
- La mina ya dispone de su infraestructura de bombeo subterránea propia (bombas, cámaras de bombeo conectadas a la red y red de tuberías)

La mayoría de los diseños de plantas UPHES están previstos para funcionar como circuitos cerrados de agua, aunque también es posible su funcionamiento en circuitos abiertos. En el caso de estos últimos, se puede utilizar un acuífero como depósito inferior o permitir que la recarga natural alimente el sistema mientras que el exceso de agua se bombea de regreso a la superficie, evitando así posibles inundaciones y contaminaciones del agua (Winde *et al.*, 2016). Además, esta tecnología puede combinarse con el almacenamiento de energía renovable eólica, solar, o geotérmica, aprovechando para esta última, la temperatura del agua profunda de la mina. Además, como recoge Meyer (2013), puede ser incluso combinada con un sistema de uso del agua de mina como recurso hídrico, para suministro de agua potable, uso agrícola o industrial.

No obstante, en algunos casos, la infraestructura de la mina abandonada se conserva como patrimonio industrial-histórico, lo que podría dificultar su empleo para la construcción de una planta UPHES.

Además, por razones técnicas, no todas las minas son adecuadas para esta aplicación (Özarslan *et al.,*2013). La estabilidad es un factor decisivo, por lo que las minas en las que podrían ocurrir procesos de disolución (yacimientos de sales o rocas evaporíticas), o aquellas donde existan gases explosivos o se puedan liberar sustancias tóxicas, se deben evitar. Por otra parte, las minas que han sido cerradas recientemente son preferibles a las antiguas, ya que en las primeras la morfología de la mina es más conocida. Incluso esas minas que han sido selladas se pueden adaptar, reanudar el bombeo y restaurar las cavidades, y se podrían excavar los conductos que fueran necesarios. Además, es conveniente que las minas se encuentren en zonas pobladas, ya que habrá usuarios finales de energía cercanos que podrían beneficiarse del sistema de almacenamiento. Por último, las características geológico-geomecánicas de las rocas circundantes, así como las condiciones de operación (variaciones de presión) deben analizarse a fondo, ya que pueden poner en peligro la estabilidad de las aberturas subterráneas (Özarslan *et al., 2*013).

Los estudios sobre el empleo de minas subterráneas de carbón como fuente de recursos energéticos son escasos, principalmente debido a la mala calidad del agua de la mayoría de las minas de carbón abandonadas, lo que desemboca en un interés generalmente bajo en este tipo de estructuras (Ordóñez *et al., 2*012). Sin embargo, aunque actualmente no existan muchos ejemplos de plantas UPHES que usen estructuras mineras y no haya sistemas a escala real en funcionamiento, algunos estudios técnicos y de viabilidad han sido publicados. Por ejemplo, se ha planteado la reconversión de la mina cerrada de Prospel-Haniel a una planta UPHES de 200 MW.

En el proyecto anteriormente mencionado, se permitirá que miles de m^3 de agua caigan 1200 m, girando turbinas en la parte inferior del pozo de la mina, lo que se traducirá en una capacidad de almacenamiento de 3 GWh (Williams, 2017). Por otra parte, Winde *et al.* (2016) surgieren que la existencia de galerías muy profundas no inundadas, el amplio espacio de almacenamiento subterráneo y la abundancia de agua en acuíferos kársticos, hacen de las minas de oro sudafricanas estructuras excepcionalmente adecuadas para la construcción de plantas UPHES. Por tanto, tras haber liderado el desarrollo de las minas más profundas en el mundo durante más de un siglo, puede que haya llegado también el momento para Sudáfrica para tomar la delantera en el desarrollo y la prestación de soluciones potenciales sostenibles para dar una segunda vida a minas en desuso.

2.3.4.4.4 Riesgos y viabilidad económica de la implementación de sistemas UPHES

Dado que las plantas UPHES disponen de grandes depósitos subterráneos, se deberá medir rigurosamente la actividad sísmica en el área del proyecto y los impactos geotécnicos del desplazamiento diario de la masa de agua durante las distintas etapas de operación, bombeo o turbinación. Además, aspectos como la vida útil de las estructuras subterráneas, la disponibilidad de maquinaria adecuada para entornos de alta presión y el conocimiento de las dimensiones de la infraestructura de acceso para transportar e instalar grandes equipos deben de ser considerados. Por otra parte, los aspectos legales y administrativos (derechos de propiedad) y factores políticos y sociales deberán ser rigurosamente analizados (Winde *et al., 2*016). Aunque las tecnologías eólica y solar se hayan abaratado en los últimos años, los costes de inversión en tecnologías de almacenamiento de energía se han mantenido muy altos. Por ejemplo, los costes de inversión estimado para el proyecto de la central UPHES en la mina de Prosper-Haniel se estiman alrededor de los 500 millones de € (Andrews, 2017). Meyer (2013) estima que el trabajo subterráneo aumenta los costes hasta 1400 €/kW más que si se dispone de centrales hidroeléctricas reversibles exteriores, por lo que, como se dijo anteriormente, se va a preferir siempre ubicar el depósito superior en la superficie, siempre y cuando sea públicamente aceptado. Por otro lado, los costes de inversión de un sistema UPHES planteado para la mina de Grund (Alemania) se han estimado alrededor de los 180 millones de €, adoptando un precio de 1800 €/kW para una capacidad de almacenamiento de 400 MWh (Meyer, 2013).

Todos estos valores concuerdan con los declarados por Madlener y Spetch (2013) donde estiman que los costes por kW instalado para una planta UPHES en minas de carbón varían entre 1300 y 2000 €/kW, habiendo tomado para su trabajo el conservador valor de 2215 €/kW. Las diferencias de precios entre períodos de alta y baja demanda en la tarifa para los grandes consumidores hacen que las plantas UPHES sean generalmente económicamente viables durante todo el año. Según el primer estudio, los aspectos técnicos no determinarán los costos de inversión finales, sino la incertidumbre de la evolución futura del marco legal del mercado energético (Madlener y Spetch, 2013). No obstante, la transición actual hacia energías limpias, así como otros aspectos macroeconómicos, como los altos costes de bombeo en minas cerradas, los beneficios ambientales o el desarrollo potencial de las áreas mineras socialmente deprimidas, deben tenerse en cuenta a la hora de estudiar la viabilidad de construir un sistema UPHES en una estructura minera.

3. Caso de estudio: Mina de Lieres (Asturias)

3.1 Introducción

La Cuenca Central Asturiana es una cuenca de origen parálico, es decir, formada en medios marinos marginales, durante buena parte de la mitad superior del Sistema Carbonífero (piso Westfaliense). La potencia total de todos sus sedimentos se estima en los 5.800 m, conteniendo de 65 a 70 capas de carbón, no todas explotables, con potencias comprendidas generalmente entre 0,50 y 3,60 m. A su vez, como destacan García-Loygorri *et al.* (1971) el concepto usual de CCC tiene un significado meramente geográfico e industrial, pues se trata únicamente de la parte del Carbonífero asturiano situado en el centro de la provincia y que ofrece una importante densidad de capas de carbón beneficiales. Las capas de carbón son repartidas en los llamados paquetes productivos (Caleras, Generalas, San Antonio, María Luisa, Sotón, Entrerregueras, Sorriego, Modesta y Oscura) cuyas reservas se pueden cifrar en 1.305 millones de toneladas (García-Loygorri *et al.*,1971).

Durante más de dos siglos, hasta el 70% de toda la producción española de carbón provenía de la cuenca carbonífera central asturiana (CCC) cuya zona de afloramientos se extiende al Sureste de Oviedo hasta traspasar la divisoria Asturias-León con un área aproximada de 1.400 km^2 (García-Loygorri *et al.*, 1971). Históricamente, fue en la CCC dónde se emprendió una primera fase de minería de montaña desde el nivel del valle hasta los afloramientos más altos de carbón. La explotación continuaría después a través de pozos verticales y galerías para así poder acceder a mayor profundidad, abriendo galerías sobre roca y permitiendo de esta forma explotar carbón a profundidades de hasta 700 m por debajo del valle. Sin embargo, debido a los elevados costes de extracción derivados de una compleja tectónica, desde finales de la década de 1980, se ha producido el cierre de la mayoría de las minas de carbón (Moreno y López, 2008), existiendo actualmente una mina que abierta actualmente en el marco regional.

Los huecos creados durante los períodos de extracción de carbón en la CCC han generado almacenes subterráneos cuyo comportamiento hidrogeológico es similar al de un acuífero kárstico. Esto, se puede traducir en la disponibilidad de algunas de las minas de carbón abandonadas comprendidas en la CCC para el desarrollo de diferentes tipos de proyectos de generación de energía renovable (Menéndez *et al.*,2019). Como caso de estudio, se presenta la Mina de Lieres, ubicada en la CCC, como infraestructura de potencial interés para llevar a cabo la construcción de una central hidroeléctrica reversible subterránea (UPHES).

3.2 Localización e Historia Minera

La Mina de Lieres está ubicada en el pueblo de Lieres, concejo de Siero, a 10 km de Oviedo (Asturias) y a un km de la Autovía del Cantábrico. Actualmente, cuenta con cuatro puntos de acceso: dos desde la carretera SI-14 y otros dos desde la carretera local a El Solano (FSE y GPA, 2006).

Figura 23. Localización del área de estudio - Mina de Lieres

La configuración del pueblo está íntimamente ligada a las actividades mineras que comenzaron a finales del siglo XIX a las órdenes de una empresa local, la Sociedad Especial Minera La Fraternidad. En 1903 la sociedad belga Solvay adquiere la propiedad de las minas, con la finalidad de suministrar hulla a su proyectada planta de sosa de Barreda, en Torrelavega (BOE, 2004). La adquisición de la mina supuso una transformación total del territorio de Lieres, donde se conformó un conjunto poblacional integrado en el espacio de producción de carbón. Cabe destacar que Lieres representa el modelo de uno de los mejores poblados mineros de todas las zonas hulleras asturianas, pues contaba con poblados como el de Campiello con edificios construidos exclusivamente para los trabajadores y ejecutivos de la mina.

Según recoge Álvarez-Quintana (1997), dos períodos históricos conforman la historia de la explotación de la mina de Lieres, según el tipo de minería que fue empleada:

Minería Horizontal (1892-1914)

- **1892.** Comienzo la explotación minera por la Sociedad Especial Minera "*La Fraternidad*".
- **1903.** Adquisición de la explotación por la sociedad belga Solvay&CIE dirigida por el ingeniero Achille Paternottre.
- **1910.** Noticias de la existencia de talleres de lavado y selección de carbones en la zona inferior del recinto.
- **1914.** Suspensión de las labores de minería horizontal debido a la baja productividad y las dificultades que presentaba la explotación por minas de montaña.

Minería Subterránea (1916-2001)

El estallido de la primera Guerra Mundial tras la clausura de 1914 produjo un gran incremento de la demanda de carbón. Por ello, la situación en el marco mundial era justificación más que necesaria para el reinicio de la explotación de las minas de Lieres junto a un cambio radical del modelo de explotación en el que entraría en juego la minería vertical (subterránea). A continuación, se presentan en orden cronológico los hechos más destacados a lo largo de la vida útil de la Mina de Lieres en esta etapa (HUNOSA, 2007):

- **1915-1916.** Perforación del pozo nº 1 y construcción de la antigua sala de máquinas. Construcción de la sala de calderas en el lugar que ocupa la subestación eléctrica y la chimenea.
- **1920.** Construcción de la central eléctrica.
- **1925.** Adaptación y ampliación de una bocamina para polvorín
- **1926.** Relevo del cargo de encargado general al ingeniero Hipolite Bonnardeaux e inicio del ajardinamiento del barrio de administración. Con este cambio se produjeron hechos determinantes en el conjunto de las instalaciones.
- **1929-1930.** Operación estética de Bonnardeaux dando una imagen homogénea en el conjunto de las instalaciones.
- **1940.** Construcción del nuevo castillete nº 1 en hormigón armado y de la nueva sala de máquinas

- **1940-1950.** Debido a la coyuntura económica muy favorable a la minería del carbón, durante esta década se perforó del pozo nº 2 y se construyó su castillete en acero y su correspondiente sala de máquinas.
- **1950.** Colocación del busto de Ernest Solvay en los jardines del barrio de administración y servicios auxiliares.
- **1953.** Se produce el relevo de Hipolite Bonnardeaux por Joaquín Vega de Seoane, el primer ingeniero español que dirigió la explotación de la Mina de Lieres. Durante su cargo, se produjeron importantes modificaciones en las instalaciones como la mecanización de procesos productivos y la mejora de las condiciones laborales de sus trabajadores.
- **1983-1986.** Construcción del actual castillete del pozo nº 2
- **1987.** Solvay se retira de la Mina de Lieres con la venta a González y Díaz S.L. del resto de su participación.
- **1995.** Incorporación de la Mina de Lieres a los activos de HUNOSA con la denominación de "Pozo Siero".
- **2001.** Se interrumpe definitivamente la explotación del Pozo Siero.

El sistema de explotación normalmente empleado fue el de testeros con posteo de madera y relleno, utilización de martillo picador y explosivos. Se estima que la longitud media de los frentes era de 60 m, con una potencia media de 1,6 m y una producción media por tajo/taller de 112 t/día (cabe destacar que el número total de tajos llegó a ser de 7). El avance de galerías se efectuaba mediante arranque con explosivos, perforación mediante martillos rápidos apoyados sobre jumbos y carga con palas neumáticas. El posteo se realizaba con madera en las galerías de carbón y con cuadros metálicos deslizantes en las galerías de roca. Por otra parte, el transporte de estériles era con vagones mientras que en guías era con transportador blindado. Para el transporte en vertical un pozo se empleaba para extracción y servicios, mientras que el otro para ventilación y servicios (IGME, 1984). Los pozos 1 y 2 están comunicados en 10 plantas. El brocal de ambos pozos se encuentra a una cota de 288 m s.n.m. y la última planta a -492 m s.n.m., lo que hace una profundidad máxima de 780 m (ver Figura 24).

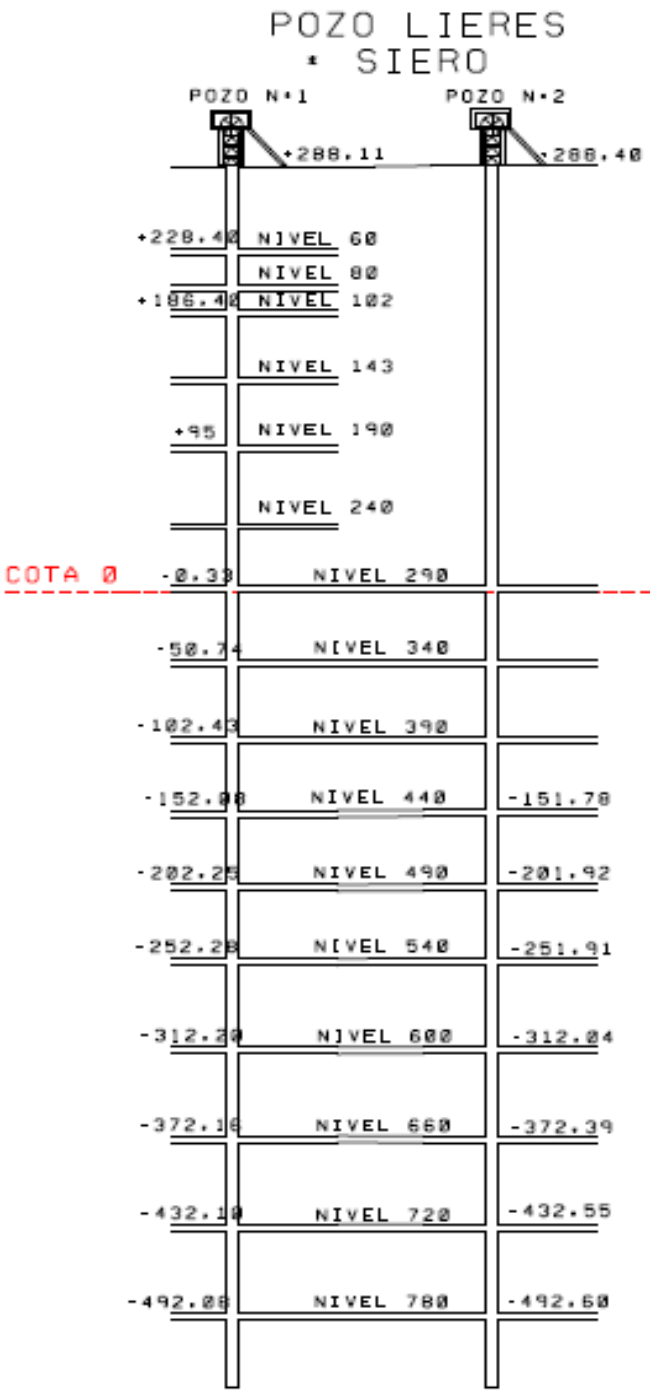


Figura 24: Esquema de los niveles de explotación de la mina de Lieres (facilitado por HUNOSA)

El pozo principal de extracción contaba con las siguientes características:

- Profundidad de extracción: 600 m
- Sistema: Jaulas
- Capacidad: 90 t/hora
- Transporte realizado con vagones de 1.050 litros arrastrados por locomotoras de acumuladores de 3,5 y 5 toneladas.

A modo de referencia, en 1930 el sector hullero comenzó a acusar los primeros síntomas de la crisis mundial de 1929. Por ello, en 1931, el descenso de la producción y el aumento de los stocks en bocamina manifestaban el estancamiento de la producción, cuyo descenso quedó paliado en parte por la devaluación de la peseta, que abarató el carbón nacional con relación al inglés. Así, la importación de la hulla disminuyó de forma considerable al igual que la producción asturiana debido a la paralización de las obras públicas y el comienzo de la crisis siderúrgica. En pocas palabras, hubo un estancamiento evidente en esa época.

A continuación, se presenta una lista de los elementos integrantes del inventario de la instalación industrial Pozo Siero que actualmente todavía se pueden encontrar en la parcela:

1. Bocamina
2. Castillete del pozo nº 1
3. Castillete del pozo nº 2
4. Casa de máquinas del pozo nº 1
5. Antigua casa de máquinas del pozo nº 2
6. Ventilador “Aerex”
7. Central eléctrica
8. Chimenea
9. Polvorín
10. Maquinaria, utillaje y herramientas utilizadas en los procesos técnicos y de fabricación ya obsoletos o desaparecidos. Ejemplo: Grupo convertidor Ward-Leonard (Cuadro de mando y disyuntores)

Todos los elementos incluidos en este Inventario de Patrimonio del Principado de Asturias se localizan en la zona extractiva y fueron construidos en su mayoría en el período comprendido entre 1916 y 1950. La bocamina y parte del polvorín corresponden a la etapa de minería de montaña y el castillete actual del pozo nº 2 corresponde al trienio de 1983-1986. Actualmente, la parcela del antiguo Pozo Siero es propiedad de HUNOSA y se encuentra totalmente desafectada de la actividad productiva tras el cierre de la explotación. No obstante, presentan la opción a ser reconvertidas para usos de industria general, comercial y equipamiento, tanto público como privado, siempre que esta transformación se considere de interés público y social y dentro del general proceso de reconversión de la minería asturiana (BOPA, 2018).

Cabe destacar que los dos pozos verticales de la mina (Ilustración 18) están conectados y separados por una distancia de 50 m, distribuidos en 16 niveles distintos (Menéndez *et al.,*2019). La mina de Lieres cuenta con la particularidad de ser la mina asturiana más profunda. En efecto, ha sido seleccionada para este proyecto atendiendo en gran parte a este criterio, además de por su cercanía geográfica a consumidores potenciales y porque es considerada como una mina "seca", lo que se traduce en una directa y considerable reducción de los costes de bombeo.

Figura 25. Vista general del pozo en el año 2000 (Vv.Aa, 2000)

3.3 Contexto geológico

Gracias a un estudio que facilitó HUNOSA (2007) sobre la disposición geológica de los materiales presentes en la Mina de Lieres y su entorno, se puede hacer una síntesis completa sobre el contexto geológico del área de estudio. En cambio, deberán realizarse los pertinentes estudios geotécnicos del subsuelo pormenorizados en una supuesta puesta en marcha del proyecto. Como destacan Colmenero *et al*. (2008), la geología de la CCC consiste en una secuencia potente de rocas sedimentarias pertenecientes al Carbonífero Superior (Westfaliense) que incluye tanto litofacies de transición como marinas (lutitas, limolitas, vetas de carbón y niveles subordinados de caliza). La mina de Lieres se encuentra en la Subzona Norte de la CCC, que se encuentra incluida en cuanto a evolución térmica dentro del dominio diagenético, donde la reflectancia de la vitrinita oscila entre el 0.5-1% (Colmenero *et al.,* 2008).

Su límite Norte y Oeste es el trazado de la falla de La Carrera y por el Sur la falla de Calas hasta su intersección con la base del Paquete Caleras, que limita por el borde oriental (HUNOSA, 2007). En efecto, los paquetes que integran esta área son, de muro a techo: Caleras, Generalas, San Antonio, María Luisa, Sotón y, en el extremo occidental, la base de Entrerregueras (García-Loygorri *et al*. 1971).

Toda la franja meridional de la zona está ocupada por un basamento paleozoico, constituido por materiales de la edad carbonífera que presentan un metamorfismo muy débil y una dirección de 60-70° hacia el NO marcado por la falla de La Carrera. La franja se extiende de W a E, según la disposición general de las distintas unidades en la zona, que es E-W, y con una ligera flexura hacia el N. Su morfología es característica de un macizo monoclinal con un buzamiento medio de 50° hacia el NO, afectado en su tercio oriental por la falla de Ventaniella, que atraviesa la zona de estudio provocando un desplazamiento horizontal del flanco oriental en sentido NO-SE. Cabe destacar que sobre el conjunto carbonífero se encuentra, discordante, la serie cretácica, con buzamiento medio de unos 30° N (ver figura siguiente). En efecto, el Pozo Siero está emboquillado en los materiales del Cretácico inferior. En superficie y junto con el Terciario, con el que también está en contacto discordante, el Cretácico presenta morfología de vaguada, puesto que constituyen el flanco sur y parte del núcleo del Sinclinal de Lamuño, cuyo flanco N desaparece bajo los materiales cabalgantes del anticlinal Carbayín-Traspando, separadas ambas estructuras por la Falla de la Carrera, que es una falla asociada al anticlinal de Carbayín.

Finalmente, se puede observar en la siguiente figura cómo las capas bituminosas de carbón explotadas en esta mina están ubicadas en el flanco norte de un anticlinal apretado, sumergiéndose 75° al norte (HUNOSA, 2007).

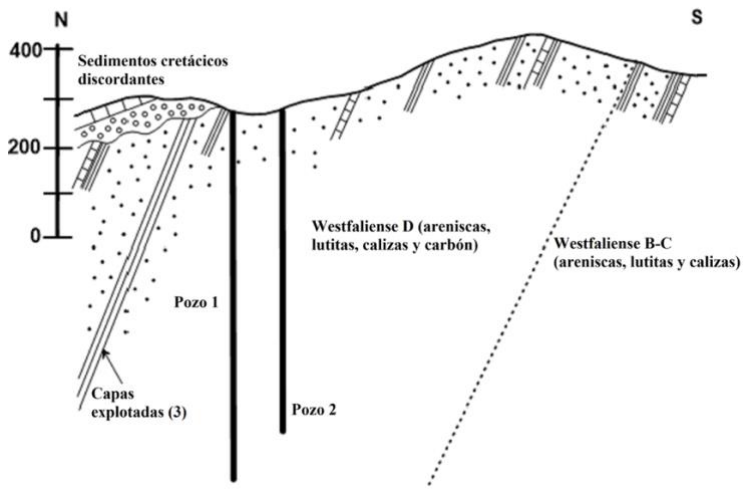


Figura 26. Corte geológico Norte-Sur atravesando la Mina de Lieres (modificado de Menéndez et al., 2019)

3.4 Climatología

La temperatura media anual en Lieres es de 13,0 °C, y la precipitación media anual es de 830 mm/año, considerando un periodo de 30 años (Climate-data.org, 2020). Los valores medios mensuales y anuales para un año hidrológico medio en Lieres se recogen en la siguiente tabla. Se han calculado también los valores medios mensuales de evapotranspiración potencial y real, según el método de Thorntwaite, así como el valor de la lluvia útil correspondiente. Asimismo, se muestran también los valores de la precipitación de un año seco y un año húmedo.

Tabla 8: Valores climatológicos para un año hidrológico medio en la zona de estudio

	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	AÑO
Precipitación (mm)	85	113	82	67	59	58	94	61	52	42	54	63	830
Temperatura media (ºC)	14,1	10,7	8,8	7,7	8,3	9,9	11,2	13,7	16,5	18,6	18,8	17,3	13,0
Evapotranspiración Potencial (mm)	56,1	33,3	24,4	21,2	23,8	37,4	48,0	71,0	92,0	109,9	103,3	80,6	701
Evapotranspiración Real (mm)	56,1	33,3	24,4	21,2	23,8	37,4	48,0	71,0	92,0	92,0	54,0	63,0	616
Reserva (mm)	0	28,9	100	100	100	100	100	100	90	50,0	0,0	0	769
Déficit (mm)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	49,3	17,6	85
Superávit (mm)	0	9	57,6	45,8	35,2	20,6	46,0	0,0	0	0	0	0	214
												Precipitación útil (mm)	214
												Precipitación año seco (mm)	623
												Precipitación año húmedo (mm)	1037,5

Se puede observar que se evapotranspira un 74% de la precipitación, con lo que se tiene una lluvia útil anual de unos 214 mm. Por otra parte, el balance hecho mes a mes, permite estimar que la reserva del suelo está llena 6 meses al año, de diciembre a mayo (se ha tomado un valor de 100 mm de reserva útil), mientras que existe déficit en los meses de julio a septiembre (únicos meses en los que la evapotranspiración real es inferior a la potencial) y superávit (exceso que generará escorrentía) en el periodo que va de diciembre a abril.

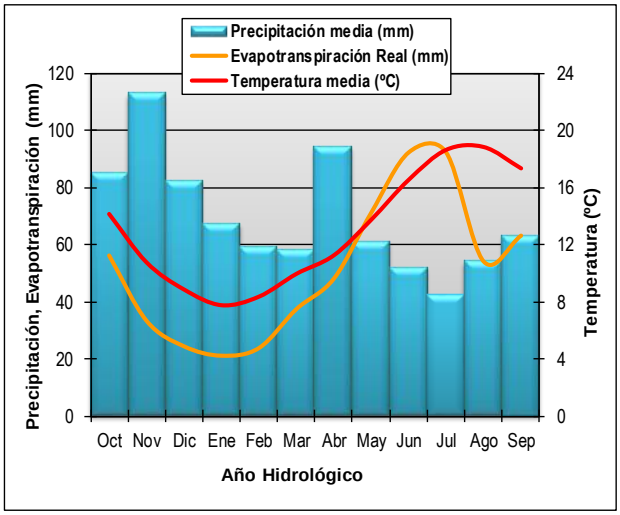


Figura 27. Variación de precipitación, temperatura y evapotranspiración real a lo largo de un año hidrológico medio en la zona de estudio

3.5 Hidrología e Hidrogeología

La Cuenca Central Asturiana presenta una red hidrológica muy densa y heterogénea, con ríos de poco recorrido y muchos afluentes. Durante dicho recorrido es frecuente que estén en contacto con más de un acuífero y se encuentran altamente influenciados por los vertidos de residuos urbanos e industriales, haciendo que varios tramos de los ríos se encuentren altamente contaminados (IGME, 2017). La zona de estudio está atravesada por riegas de escasa entidad que se unen en el Arroyo del Pielgón, que vierte sus aguas en el Arroyo Miravate, que sirve de línea divisoria entre los concejos de Nava y Siero. Este arroyo es tributario del río Nora, uno de los afluentes más largos del río Nalón. La cuenca del arroyo del Pielgón tiene una extensión de 4,8 km^2. Tomando un valor de lluvia útil de 214 mm/año, de acuerdo con lo obtenido en el estudio climático, el caudal medio anual del arroyo del Pielgón a la salida de su cuenca sería de unos 33 l/s, valor de muy escasa magnitud y sería aún inferior (y probablemente de carácter estacional) en la proximidad de la mina.

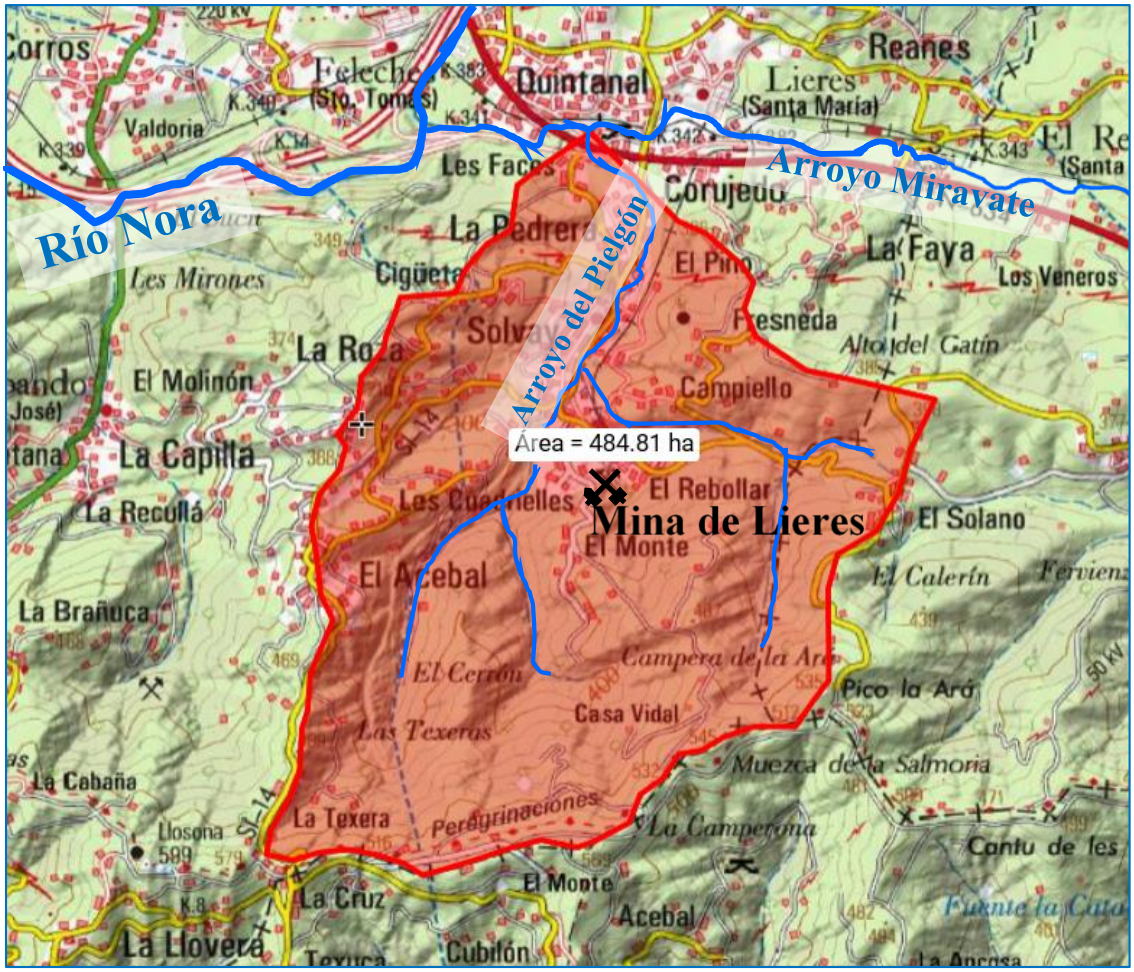


Figura 28. Cuenca de drenaje en la que se ubica la zona de estudio (encuadre horizontal: 4,5 km)

Desde un punto de vista hidrogeológico, la CCC se caracteriza por sedimentos de muy baja permeabilidad que pueden conducir a acuíferos escasos y pequeños. Según Ordóñez *et al.* (2012), los materiales que se pueden encontrar en el área Carbonífera se pueden clasificar en función de su permeabilidad en tres tipos:

1. **Materiales de muy baja permeabilidad:** Estos se podrían clasificar como lutitas y limolitas . Se han llegado a estimar valores de permeabilidad por debajo de 10^{-7} m s^{-1} en condiciones naturales (un macizo impermeable prácticamente virgen) y valores de alrededor de 10^{-6} m s^{-1} en zonas explotadas donde se fractura la masa rocosa.
2. **Materiales de baja permeabilidad debido a fisuras:** Están representados por cuarcirenitas, areniscas calcáreas y conglomerados silíceos. Su permeabilidad está relacionada con la fracturación, aunque los valores originales son generalmente muy bajos (10^{-6} m s^{-1}).
3. **Materiales de permeabilidad variable debido a fisuras y karstificación:** Se trata de materiales constituidos por niveles delgados de caliza intercalada entre series de lutitas y limolitas. A pesar de que la permeabilidad primaria de estos materiales es muy baja, han desarrollado una secundaria a través de su fracturación y/o karstificación. Por tanto, permeabilidades entre medianas y bajas se asignan a estos niveles, aunque son variables dependiendo del grado de karstificación.

En efecto, la CCC presenta series en general con muy baja permeabilidad. Por otra parte, cabe destacar que cuando la mina de Lieres estaba activa, había un caudal medio de bombeo de 60.000 m^3/año (Menéndez *et al.*, 2019). Efectivamente, es por ello por lo que es conocida como una mina seca comparada con las demás que se ubican en la CCC, donde es habitual exceder de un millón de m^3/año. Esta relativamente baja recarga se debe principalmente a la presencia de sedimentos cretácicos impermeables de grano fino que no permiten la infiltración en la parte norte del área minada. Además, el escaso desarrollo de la minería en profundidades de 300 m por debajo de la superficie evitó que las abundantes fracturas inducidas por la actividad minera alcanzasen la superficie y promoviesen la infiltración, a diferencia de otras minas de la CCC, dado que éstas reciben a menudo infiltraciones procedentes de cursos perdedores de agua. Los huecos existentes en las minas ahora se están inundando, creando un depósito hidrogeológicamente aislado, debido a la baja permeabilidad de las rocas circundantes. Por ejemplo, en 2012 el nivel del agua estaba a una profundidad de 500 m y, desde entonces, ha ido aumentando muy lentamente, con una tasa promedio de 19 m por año. Sin embargo, el ascenso del nivel agua fue más rápido en las primeras fases de inundación, debido a que es menor el

desarrollo de las labores mineras a mayor profundidad (el ascenso se ralentiza cuando es mayor el volumen de huecos, sobre todo cuando se alcanzan las plantas de la mina). En 2019 la mina estaba inundada hasta una profundidad de 370 m desde la superficie (Menéndez *et al.*, 2019).

En la siguiente figura se muestra la extensión de las labores mineras vista en planta, así como la "cuenca de afección" de la mina, que sería el área que recibe agua que puede ser infiltrada al interior de los huecos mineros. Para su definición se han tenido en cuenta las divisorias topográficas y la extensión de las labores, ya que la fracturación que éstas han inducido en los materiales suprayacentes incrementará su permeabilidad de forma que sean susceptibles de infiltrar recarga superficial hacia el interior de la mina.

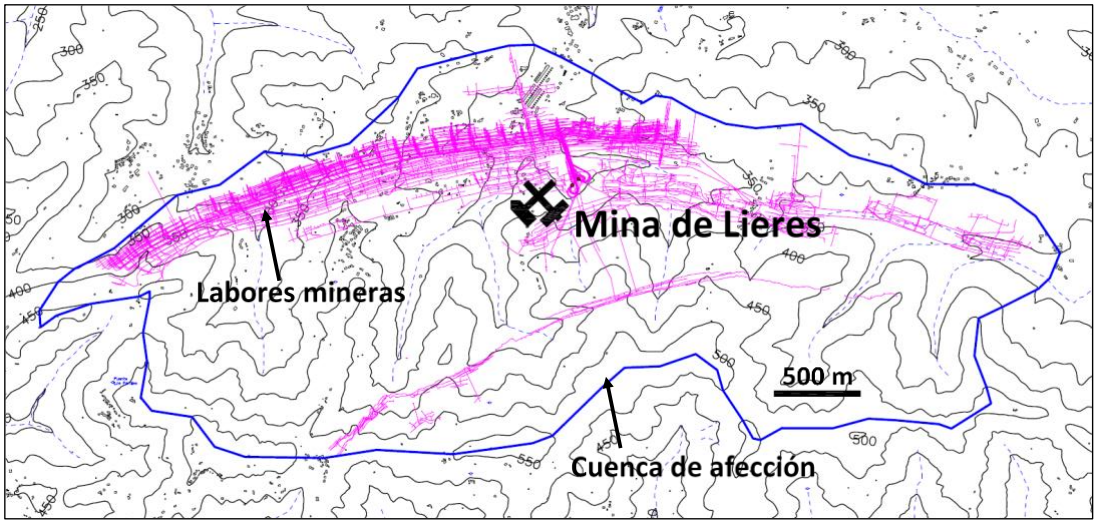


Figura 29. Proyección horizontal de las labores mineras y cuenca de afección de la Mina de Lieres

La cuenca de afección que representa el área de recarga del depósito, considerando la extensión de los previos trabajos en la mina y que podría permitir la infiltración de agua, es de 8,88 km^2. Por lo tanto, suponiendo que el caudal bombeado (ya citado) es igual a la recarga dentro de esa cuenca, solo aproximadamente el 3,2% de la lluvia efectiva se infiltra en la mina. Este valor es mucho más bajo que el calculado para otras minas de la CCC (Ordóñez *et al.,* 2012) dado que los materiales del afloramiento en la cuenca son mucho más impermeables y menos fracturados, como ya se mencionó anteriormente. De acuerdo con la empresa minera HUNOSA, el conjunto de las galerías de la mina de Lieres tiene una longitud total de 242 km. Se ha obtenido el volumen de huecos suponiendo una sección media de 10 m^2 para las galerías y estimando el hueco dejado por el carbón extraído, obteniendo un volumen final de 2,5 hm^3, que es la capacidad total de la infraestructura subterránea. Este volumen de huecos se llenará de agua con la inundación completa, en caso de que no se reanude el bombeo.

3.6 Diseño de una planta UPHES con embalse subterráneo en el interior de una mina

Las minas de carbón asturianas tienen una profundidad que generalmente oscila entre los 500 y 600 m, con una infraestructura principal compuesta por varios ejes verticales con un diámetro de unos 5-6 m, utilizados para la extracción del carbón y para el acceso de personal y materiales. Además, presentan una extensa red de galerías horizontales a diferentes niveles, con una separación entre las mismas de 80 a 100 m. Alrededor de 40 hm^3 de agua subterránea se bombea del conjunto de estas minas cada año. Para este caso de estudio, como se dijo anteriormente, se parte con la ventaja de que la Mina de Lieres es la mina más profunda de toda la región. Existe la posibilidad de abandonar el bombeo una vez finalizada la actividad extractiva, inundando gradualmente tanto los huecos de la mina como los poros abiertos. En cambio, en el presente caso de estudio se propone una solución potencial y sostenible para lidiar con la naturaleza intermitente de los recursos renovables manteniendo dicho bombeo: una planta UPHES. Como en todo proyecto, en la fase de diseño surgen varias cuestiones para las que se deben encontrar respuestas adecuadas, o, al menos, dejarlas planteadas en vista a una posible futura resolución por expertos del área en cuestión (Madlener y Spetch, 2013):

1. **Depósitos de almacenamiento:** La primera pregunta que surge es cómo se puede realizar el depósito de almacenamiento. ¿Qué volúmenes hay disponibles y cómo de viables serán las operaciones de ejecución involucradas en el proyecto?
2. **Longitud de la tubería:** Dado que el valor de la potencia eléctrica instalada depende directamente del salto neto (ver Aspectos hidráulicos), se debe llevar a cabo un estudio cuidadoso sobre qué salto sería realista para este caso.
3. **Cantidad de energía:** ¿Cuál es el valor aproximado de la cantidad de energía que se podrá almacenar en la planta?
4. **Dimensionamiento:** ¿En qué período se debe convertir la energía almacenada? Para ello, ¿Cuál debe ser la potencia de las turbinas? ¿Qué modelo se escogerá?
5. **Viabilidad técnica:** Dado que actualmente se dispone fácilmente de datos técnicos para la construcción de plantas PHES, ¿Se podría adaptar con éxito el diseño de una planta PHES a una planta UPHES? Por otra parte, ¿Se deberían construir nuevos pozos y galerías, o serviría la infraestructura existente?
6. **Viabilidad económica:** ¿Los costos de inversión para la construcción de la planta UPHES pueden llegar a ser competitivos? ¿Cuál sería su rentabilidad a largo plazo?

En el presente caso de estudio se han analizado dos escenarios completamente diferentes, aunque para ambos se plantee la construcción de una planta UPHES en la mina de Lieres. Es decir, ambas instalaciones disponen de un depósito superior donde el agua se almacena a nivel de superficie y otro inferior con un volumen útil similar. Se planteó la posibilidad de construir el superior también bajo tierra, pero esto implicaría un aumento significativo en los costes de inversión, por lo que esta opción fue descartada desde el principio. En los alrededores de la mina de Lieres existen edificios reconocidos como patrimonio histórico que deben ser preservados. En cambio, la construcción de un depósito en la superficie se podría llevar a cabo aprovechando esta área, respetando dichos edificios y sin generar conflictos con posibles zonas pobladas cercanas.

Para justificar los parámetros recogidos en el estudio económico y, a su vez, poder realizar una descripción detallada sobre los distintos componentes que constituyen una planta UPHES, se ha realizado el dimensionamiento de una instalación tipo. En la siguiente figura se muestra a modo de esquema, la forma que adoptaría una planta UPHES en caso de llevar a cabo su construcción excavando un nuevo reservorio:

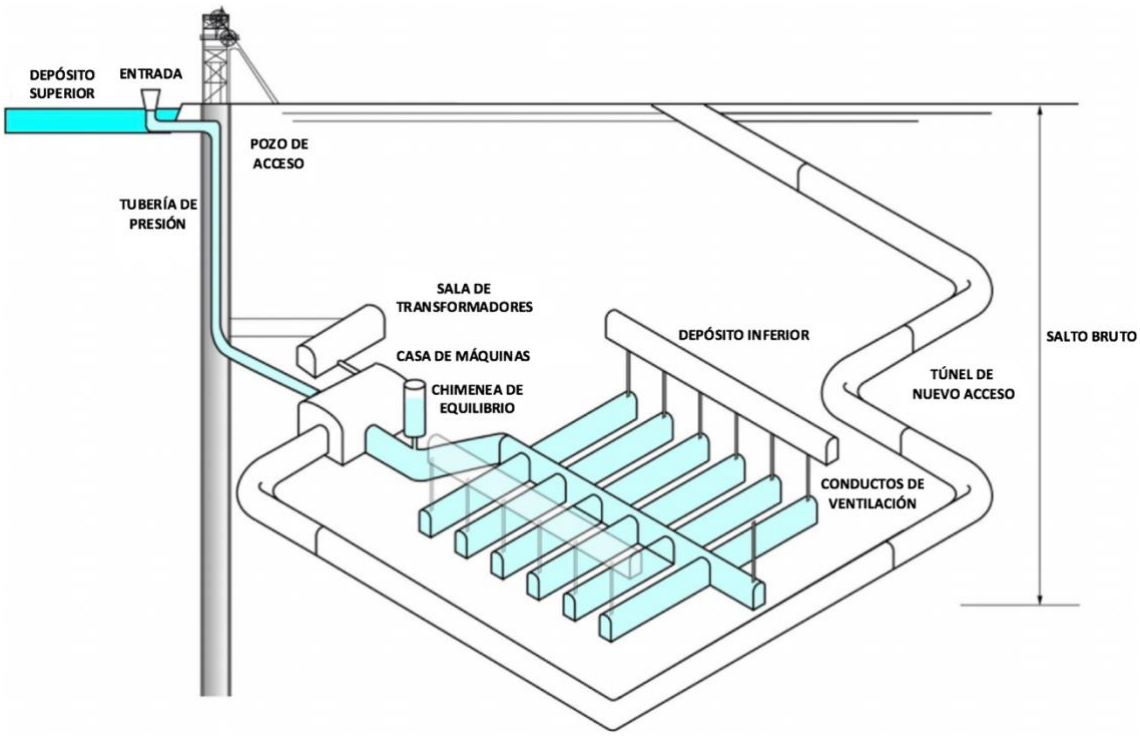


Figura 30. Diseño de una planta UPHES para la mina de Lieres (modificado de Menéndez et al., 2019)

3.6.1 Depósito superior

Como se verá posteriormente en el capítulo de aspectos hidráulicos, en una planta UPHES hay un nivel máximo y mínimo de explotación. Sin embargo, el depósito superior no se pueda llenar ni vaciar completamente por razones de seguridad. Por esta razón, se ha estimado un volumen del depósito superior de 300.000 m^3, frente a los 250.000 m^3 propuestos para el depósito inferior de ambos escenarios. Una de las ventajas que presenta dicho proyecto es que, dado que esta central se ha planteado construir dónde anteriormente hubo una explotación minera, tanto el llenado inicial como las reposiciones por evaporación del depósito exterior se llevarían a cabo con el bombeo del agua subterránea de la mina, por lo que no habría que desviar ningún río para su llenado.

3.6.2 Entrada y tubería de presión

La tubería de presión es la tubería vertical que transcurre por el interior del pozo de acceso y se encarga de transportar el caudal de agua desde el depósito superior hasta la central subterránea. Se pueden emplear materiales como acero, PVC, polietileno, aleaciones de plástico etc. para su fabricación. Para esta central, se ha previsto una tubería de acero tipo S355 J2+N, con uniones soldadas y espesores crecientes en sentido descendente hacia la casa de máquinas. Las pérdidas de carga en la tubería aumentan si se reduce su diámetro; en cambio, el salto neto y la energía generada en la turbina disminuirían en tal caso. Para su dimensionamiento, se deberá hacer un análisis sobre posibles solicitaciones a las que se puede ver sometida, siendo la presión interior consecuencia de la operación de salto la más importante. Además, factores como el peso propio y del agua, efectos térmicos o sísmicos y las vibraciones o presiones cíclicas consecuencia de las turbinas son también solicitaciones importantes para tener en cuenta en su dimensionamiento. De hecho, todas estas solicitaciones diferentes se combinan en varios estados de carga distintos en vista a poder realizar adecuadamente el dimensionamiento y cálculo de la tubería (Menéndez, 2018). En este proyecto, dado que el depósito inferior se encuentra bajo tierra en ambos escenarios -posteriormente estudiados-, éste se puede colocar directamente debajo del depósito superior, en una ubicación que minimice la distancia horizontal entre los dos depósitos y, por tanto, la longitud de la tubería de presión. Se plantea instalar dicha tubería a lo largo de la caña del pozo de acceso a la mina con un diámetro de 1,98 m, cuyo valor se justifica en el apartado de aspectos hidráulicos. La tubería a presión diseñada presenta 3 tramos unidos por 2 codos:

- **Tramo nº 1:** Distancia comprendida entre la toma de agua en el depósito superior hasta el primer codo. En este tramo, se dispondrá de dos accesorios: una toma de agua con una estructura de emboquille abocinada y, una válvula esférica.
- **Codo nº 1:** Enlace del tramo nº 1 con el tramo nº 2 de la tubería. No supone ningún cambio en la dirección sino en la inclinación, siendo la variación del ángulo 90°.
- **Tramo nº 2:** Distancia comprendida entre el codo nº 1 y el codo nº 2. No hay ningún cambio en la inclinación como tampoco ningún accesorio incorporado.
- **Codo nº 2:** Enlace del tramo nº 2 con el tramo nº 3 de la tubería. Como el codo nº1, no supone ningún cambio en la dirección sino en la inclinación, siendo dicha variación también de 90°.
- **Tramo nº 3:** Distancia comprendida entre el codo nº 2 y el inicio de la turbina Francis. Este tramo cuenta con una válvula de mariposa y una inclinación de 0° pues se encuentra sobre el plano horizontal.

3.6.3 Sala de transformadores

La sala de transformadores albergará tanto el transformador principal como el de servicios auxiliares. En otras ocasiones, la sala de transformadores se puede localizar en la superficie, como es el caso de la planta UPHES diseñada para la mina de Prosper-Haniel (European Comission, 2018b). El transformador principal se encarga de aumentar la tensión generada por el alternador al nivel de la red eléctrica con las menores pérdidas posibles. El transformador de servicios auxiliares es el encargado de alimentar a todas las cargas y consumos que puedan producirse en el interior de la instalación, como, por ejemplo, la excitación del generador. Para ambos escenarios, se proponen unas dimensiones para la construcción de esta galería de 25 m de largo, 6 m de ancho y 8 m de alto.

3.6.4 Casa de máquinas

Como consecuencia de diversos aspectos normativos y para no tener todos los equipos eléctricos junto a las turbomáquinas y al motor/generador, la sala de transformadores se localizará en un lugar diferente al de la casa de máquinas. Se han propuesto unas dimensiones para ambos escenarios de 30 m de largo, 16 m de ancho y 40 m de alto, cuya galería albergará los siguientes equipos:

Turbina hidráulica y motor-generador

La turbina hidráulica es uno de los componentes más importantes a la hora de diseñar toda central hidroeléctrica reversible, dado que su función principal es transformar la energía del agua en mecánica rotatoria, la cual es posteriormente transformada en energía eléctrica por medio de un alternador acoplado a su eje. Según el salto neto, el caudal y la velocidad específica se puede estimar el tipo de turbina más adecuado para cada central, siendo las turbinas Kaplan, Pelton y Francis las más competitivas. En particular, para esta instalación se plantea el uso de una turbina Francis reversible capaz de funcionar tanto como turbina o como bomba, tratándose del mismo equipo. Cuando funciona como turbina, se acopla a un generador como una turbina normal, y cuando funciona como una bomba se acopla a un motor que la acciona para enviar el agua desde el depósito inferior al superior. En la **Fig. 36** se puede observar la forma que dicho equipo adopta una vez construido:

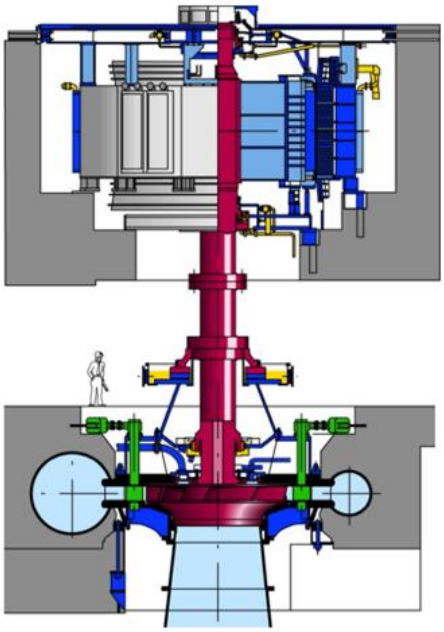


Figura 31. Corte transversal de una turbina-bomba Francis (Voith-Siemens, 2006)

El generador se trata de una máquina eléctrica rotativa que transforma la energía mecánica de rotación existente en su eje en energía eléctrica en sus bornes. Para este proyecto se propone un generador síncrono colocado de la misma forma que la turbina, es decir, acoplado en el mismo eje. Cabe destacar que antes de conectar el generador a la red se necesita un regulador de tensión del sistema para ajustar la frecuencia, el ángulo de desfase y la tensión de salida a los valores de la red. Esto se lleva a cabo mediante el control U-Q (tensión-potencia reactiva) y el control P-f (Potencia-frecuencia), permitiendo así entregar a la red dichos valores al nivel deseado.

Celdas de media tensión

Las celdas de media de tensión son las encargadas de asegurar una sincronización correcta junto a una máxima fiabilidad operativa del sistema. En función del tipo que sea (protección, medida, línea, etc.) se instalarán eléctricamente en puntos distintos de la casa de máquinas. Su función principal es sincronizar valores de frecuencia, voltaje y fase con la red. Por ejemplo, la celda de acometida del transformador principal, que se sitúa eléctricamente entre el generador y el transformador, es la encargada de llevar a cabo el acoplamiento del generador a la red. Las plantas hidroeléctricas imponen demandas muy especiales en la celda del generador en comparación con otros tipos de centrales eléctricas, especialmente en términos de operaciones de conmutación, por lo que su instalación es totalmente necesaria. Además, se propone integrar un disyuntor capaz de interrumpir inmediatamente el flujo de energía eléctrica en caso de cortocircuito en el generador o en el transformador, evitando fallos secundarios que puedan afectar a la operación completa de la planta (PEi, 2016).

3.6.5 Chimenea de equilibrio

Sus funciones principales son absorber los aumentos repentinos de presión y proporcionar agua extra durante una breve caída de presión, fundamentalmente en la fase de bombeo. Para ello, se empleará uno de los métodos de excavación más económicos, conocido mundialmente como *raise boring (*Figura 32*)*. Este método de perforación se instala sobre la superficie, se realiza una primera perforación de pequeño diámetro haciendo rotar un útil de corte con una fuerza de empuje desde el exterior y se perfora hasta llegar a la galería inferior; luego se sustituye la broca por un escariador (que está en la galería) que se fija a la sarta de perforación y que amplía la perforación hacia arriba (Liu y Meng, 2015). Para ambos escenarios, se ha planteado construir un pozo con un diámetro de 4 m y una altura de 60 m situado a la entrada de la casa de máquinas.

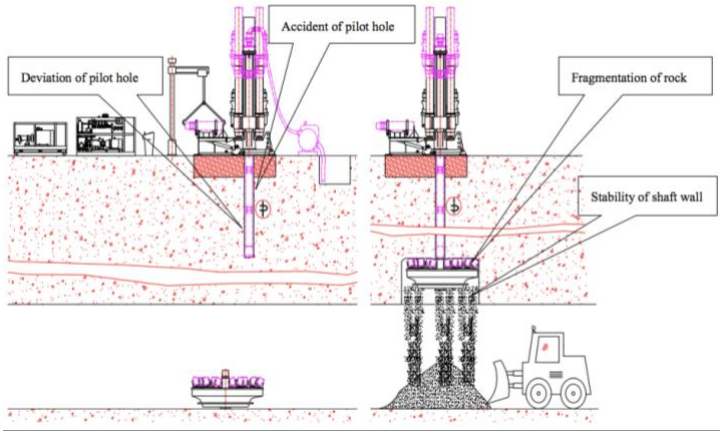


Figura 32. Método de raise boring y posibles problemas relacionados con la mecánica de rocas (Liu y Meng, 2015)

3.6.6 Depósito inferior y túnel de nuevo acceso

Disponer de un macizo rocoso competente es un requisito esencial para la construcción de una central hidroeléctrica reversible subterránea. En este proyecto, se parte al poseer información sobre las propiedades mecánicas del macizo rocoso en el área de Lieres es extensa debido al conocimiento adquirido después de las últimas décadas de actividad minera. Efectivamente, esto supone una ayuda inestimable a la hora de seleccionar los métodos de excavación técnica y económicamente más adecuados. El método de explotación dominante en la CCC es la minería por tajo largo, que implica un colapso controlado de los sedimentos (Menéndez *et al.,* 2019b). Por ello, el uso de las cavidades restantes de la minería de carbón debe ser excluido. Madlener y Spetch (2013) plantean las siguientes tres opciones considerando una situación similar: (1) Excavar y asegurar galerías adicionales, (2) Hacer uso de las galerías existentes y (3) Excavar una nueva red de túneles. Por razones geológicas y debido a la alta presión de las rocas, especialmente en grandes profundidades, la excavación de pequeñas galerías adicionales es totalmente inviable. Por otra parte, la excavación artificial de grandes cavidades es técnicamente muy exigente y económicamente muy costoso, por lo que no parece ser una solución muy razonable (Alvarado *et al.,*2013). En cambio, como recogen Madlener y Spetch (2013), en ciertos casos, las galerías existentes pueden ser parcialmente utilizadas tras haber aplicado medidas de extensión adicionales. Por ello, se han planteado dos escenarios diferentes en vista a dar una visión más amplia y completa sobre los posibles resultados que se pueden obtener a partir de la construcción de una planta UPHES en el área de estudio, que se estudiarán de forma independiente:

1. Un sistema de almacenamiento en el que se aprovechen los huecos existentes de la mina.

2. Un sistema de almacenamiento en forma de columna vertebral que deberá ser construido totalmente nuevo (Figura 30)

Los túneles se encuentran entre las estructuras civiles más complejas por lo que van a tener un impacto relevante en el coste total de la instalación en ambos casos. La implicación directa de la complejidad del túnel se debe al alto número de parámetros técnicos y factores que afectan a su coste, lo que hace que cada túnel sea prácticamente único. En efecto, parámetros como la longitud del túnel, su sección transversal, las condiciones del suelo y el método de construcción empleado proporcionan una referencia acorde al precio final de la obra civil en cuestión (European Comission, 2018a).

Como se observa en la Figura 30 debido a las dimensiones y la capacidad de las galerías verticales existentes, es necesario construir un nuevo túnel de acceso desde el exterior hasta la galería que albergue la casa de máquinas. Este túnel de nuevo acceso se usará para la fase de construcción (transporte de equipos hidroeléctricos y eléctricos) y para la fase de operación y mantenimiento. Teniendo en cuenta que se trata de un macizo rocoso de dureza media y con bastante fracturación y discontinuidades, dicho túnel se va a construir mediante uno de los principales métodos convencionales de excavación usados en la industria de túneles, perforación y voladura. El proceso de este método se puede subdividir en tres operaciones principales (European Comission, 2018a):

1. **Excavación:** Para ello, se utilizan explosivos que son introducidos en agujeros perforados por delante de la cara del túnel por la que se quiere avanzar. Los explosivos se detonan en un orden secuencial preestablecido, para poder así gobernar la excavación durante cada ciclo.
2. **Eliminación de estériles:** El estéril se carga y transporta fuera del túnel a través de un sistema de transporte (camiones, trenes de servicio). Una vez fuera del túnel, el estéril debe ser transportado al lugar adecuado para su acumulación. A modo de referencia, el lugar donde se acumulan los estériles puede llegar a estar hasta a 100 km de distancia de la mina.
3. **Colocación de elementos de soporte:** Es el caso de nervaduras de acero, pernos de tierra o roca, hormigón armado, etc.

Una vez descrito el proceso de construcción del túnel de nuevo acceso, se han calculado las dimensiones que adoptaría éste para cada uno de los escenarios considerados.

3.6.6.1 Depósito inferior y túnel de nuevo acceso: utilización de los huecos existentes

La longitud del túnel de nuevo acceso en este escenario resulta mayor que la del anterior dado que se plantea construir la casa de máquinas en un nivel inferior, en la cota -312,2m (Figura 24) evitando así la construcción de nuevos túneles, ya que se aprovecharían las galerías de una planta de la mina. Por ello, considerando a su vez una pendiente del 12%, se estima una longitud de 5000 m para el túnel de acceso. Cabe destacar que la sección de dicho túnel será la misma que la planteada para el anterior escenario, es decir, 22 m^2. Por otro lado, dado que se dispondrá de las galerías ya construidas, las cuales presentan una menor sección (10-12 m^2), habría que asegurarlas y reforzarlas para su alcanzar un uso en condiciones de plena fiabilidad y seguridad. Además, se debe tener en cuenta que, dado que la sección es menor que la planteada para los túneles construidos desde cero, haría falta disponer de más metros de galería para alcanzar el volumen diseñado para la central.

En particular, considerando un volumen útil de 250.000 m^3 para el depósito inferior, se ha calculado que harían falta unos 20.800 m de galerías. La principal ventaja que presenta este método es el gran ahorro de costes de inversión que llevaría consigo durante la fase de construcción de la central, ya que en este caso solo sería necesario reforzar dichas galerías con una capa de hormigón proyectado y una lámina de impermeabilización de polietileno, evitando así posibles fugas y acceso de partículas sólidas a la turbina.

3.6.6.2 Depósito inferior y túnel de nuevo acceso: excavación de un nuevo reservorio

Como se observa en la Figura 30 el túnel de nuevo acceso presenta una pendiente descendente, cuya inclinación se ha estimado entre el 11 y 13%, tomando un valor medio del 12%. Por otro lado, tal y como se muestra en la Figura 24 la cota del brocal del Pozo Lieres es de 288,11 m.s.n.m., y la cota a la que se ha planteado construir la casa de máquinas en este escenario es de -252,28 m.s.n.m. Por ello, considerando el valor de estas cotas y el valor previamente escogido para la pendiente, se estima que el túnel de acceso tenga una longitud de aproximadamente 4.500 m.

Por otra parte, la sección transversal del túnel debe ser rigurosamente calculada, pues las dimensiones de ésta van a afectar directamente al coste final del túnel y, por tanto, de la central en su totalidad. Menéndez *et al.* (2019b), en su estudio sobre la evaluación de minas subterráneas para actuar como depósitos de agua en minas de carbón del NW de España,

plantean que una sección transversal competente para este tipo de túneles sería 22 m^2, por lo que se adoptará la misma en este caso de estudio. Cabe destacar que también se excavarán mediante el método de perforación y voladura la casa de máquinas, el centro de transformadores y el depósito inferior, con su forma característica de columna vertebral. Para la construcción del depósito inferior se ha diseñado la excavación de una nueva red de túneles reforzados con hormigón con una sección transversal de 30 m^2 y una longitud de 200 m cada uno. En vista a minimizar la superficie subterránea ocupada, el diseño del depósito inferior dispondrá de un túnel central, desde el cual partirán por ambos lados túneles transversales con una inclinación del 2% con una distancia entre ellos de 18 m. La pendiente de los depósitos transversales tiene por objeto facilitar la descarga de agua en el proceso de vaciado (bombeo), dado que así se consume menos energía de la red y por tanto los costes finales de consumo de energía se reducen. El diseño del depósito interior de la planta UPHES para la Mina de Lieres en este escenario es el mostrado en la Figura 30 aunque en vez de 12 depósitos transversales, se contará con 38, colocando así 19 a cada lado del depósito central. Por tanto, teniendo en cuenta todas las dimensiones mencionadas, el túnel central tendrá una longitud de 720 m de largo y una sección transversal idéntica, de 30 m^2.

3.6.7 Galería de sumergencia

La galería de sumergencia es una exigencia de las turbinas debido a que necesitan disponer siempre de una carga de agua fija. En otras palabras, se trata de una galería que debe encontrarse siempre llena de agua aún cuando el depósito inferior esté en su nivel mínimo de explotación. Por esta razón, no se tiene en cuenta a la hora de estimar la capacidad total del depósito inferior. Para el escenario en que se construye de nuevo el depósito inferior, se trata de la longitud comprendida entre la casa de máquinas y el túnel central del depósito. Se diseñó esta galería de forma que tenga una longitud de 250 m y una inclinación del 10%, o lo que es lo mismo, para que la turbina Francis disponga de 25 m de sumergencia. Como se mostrará posteriormente, esta longitud se tuvo en cuenta a la hora de calcular el salto bruto medio de la instalación. Por otra parte, para el caso en el que se plantea aprovechar los huecos existentes de la mina, en lugar de excavar una galería, se ha planteado la construcción un pozo vertical de 25m de altura y un diámetro de 5m, de forma que la turbina disponga igualmente de 25 m de sumergencia.

3.6.8 Conductos de ventilación

Antes de que el depósito inferior comience a llenarse de agua durante la producción de energía (modo turbina), los túneles que constituyen el depósito inferior se encuentran completamente llenos de aire. Esto, puede suponer un problema dado que para llevar a cabo un funcionamiento adecuado de la turbina, es necesario evacuar el aire existente en dichos túneles.De lo contrario, la resistencia ofrecida por el aire, el cual se encuentra comprimido en el interior de los túneles hasta que son llenados con agua, supondría un problema importante en la descarga de la turbina hacia el depósito inferior. Por ello, se plantea la construcción de un pozo de ventilación en la infraestructura subterránea que permita al aire salir por el pozo durante los procesos de llenado y entrar durante los de vaciado.

Aunque en el esquema general se haya planteado un pozo de ventilación para cada túnel, se ha demostrado que el flujo de aire durante el llenado puede ser evacuado por un único pozo de 1m de diámetro (Menéndez et al., 2019c). Por ello, se ha planteado construir para ambos escenarios un único pozo de ventilación de 1 m de diámetro con una sección de 0,78 m^2, mediante el método raise boring.

3.7 Análisis de rendimiento de una planta UPHES

Como recoge Menéndez (2018) en su tesis doctoral, la potencia eléctrica instalada en centrales hidroeléctricas reversibles es directamente proporcional al salto neto (m.c.a) y al caudal de agua (m^3/s), dependiendo este último parámetro de la capacidad de los depósitos. Para llevar a cabo un correcto dimensionamiento de la planta, se han contemplado diferentes escenarios en los que se estudia la cantidad de energía producida por la instalación variando los parámetros previamente mencionados (Madlener y Specht, 2013). De esta forma, se han analizado los valores resultantes de producción y consumo de energía para saltos comprendidos entre 100 m.c.a y 600 m.c.a, en función del volumen útil escogido para el depósito inferior. En la siguiente tabla se muestra la producción de energía eléctrica por cada ciclo de turbinado obtenida por cada ciclo de turbinado, variando la capacidad del depósito inferior y el salto neto de la instalación. Para su cálculo, se ha considerado un rendimiento de la turbina del 90%, un rendimiento del transformador del 98% y un rendimiento del alternador del 98,5% (MWH, 2009). Cabe recordar que la capacidad de una planta de bombeo hidráulico viene dada por la expresión (6), cuya explicación ha sido desarrollada anteriormente.

Tabla 9. Producción de energía eléctrica por ciclo turbinado (MWh/ciclo)

Salto neto [m.c.a]	Capacidad del depósito inferior (hm^3)					
	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35
100	23,7	35,5	47,3	59,2	71,0	82,9
200	47,3	71,0	94,7	118,4	142,0	165,7
300	71,0	106,5	142,0	177,6	213,1	248,6
400	94,7	142,0	189,4	236,7	284,1	331,4
500	118,4	177,6	236,7	295,9	355,1	414,3
600	142,0	213,1	284,1	355,1	426,1	497,2

En la siguiente tabla se muestra la producción de energía anuales considerando ciclos de producción diarios, alcanzando un máximo de 164,06 GWh. Cabe destacar que se ha considerado un período de funcionamiento de 330 días/año, dejando así 35 días para mantenimiento, reparaciones, supervisiones, etc.

Tabla 10. Producción de energía eléctrica por año (MWh/año)

Salto neto [m.c.a]	Capacidad del depósito inferior (hm^3)					
	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35
100	7.812,4	11.718,6	15.624,8	19.531,0	23.437,2	27.343,4
200	15.624,8	23.437,2	31.249,7	39.062,1	46.874,5	54.686,9
300	23.437,2	35.155,9	46.874,5	58.593,1	70.311,7	82.030,3
400	31.249,7	46.874,5	62.499,3	78.124,1	93.749,0	109.373,8
500	39.062,1	58.593,1	78.124,1	97.655,2	117.186,2	136.717,2
600	46.874,5	70.311,7	93.749,0	117.186,2	140.623,5	164.060,7

Dado que se está analizando el rendimiento de una central hidroeléctrica reversible, además de mostrar los valores de producción de energía anual, se deben aportar los datos de consumo de energía eléctrica (MWh/año). Como ya se ha explicado, este consumo tiene lugar cuando la turbina opera en modo bomba para impulsar el agua desde el depósito inferior hasta el superior. Dado que el rendimiento de este tipo de centrales oscila entre el 70 y 80% (MWH, 2009), se ha supuesto un rendimiento total de la planta UPHES del 77% tanto para el cálculo del consumo de energía anual teórico (siguiente tabla) como para el presente caso de estudio.

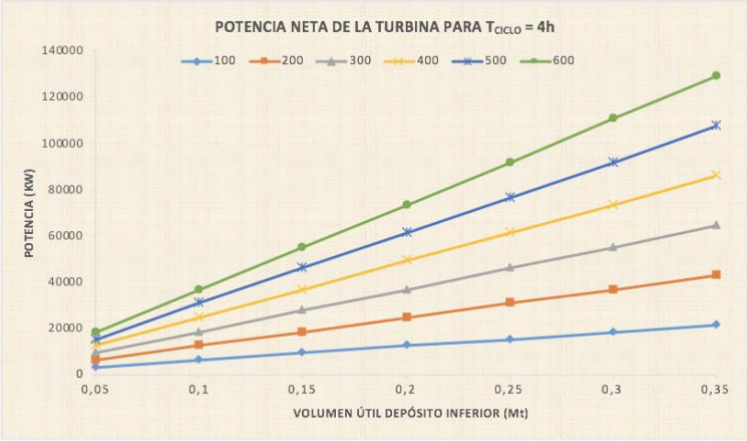
Tabla 11. Consumo de energía eléctrica por año (MWh/año)

Salto neto [m.c.a]	Capacidad del depósito inferior (hm^3)					
	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35
100	10.146,0	15.219,0	20.292,0	25.365,0	30.438,0	35.511,0
200	20.292,0	30.438,0	40.584,0	50.730,0	60.876,0	71.021,9
300	30.438,0	45.657,0	60.876,0	76.094,9	91.313,9	106.532,9
400	40.584,0	60.876,0	81.167,9	101.459,9	121.751,9	142.043,9
500	50.730,0	76.094,9	101.459,9	126.824,9	152.189,9	177.554,9
600	60.876,0	91.313,9	121.751,9	152.189,9	182.627,9	213.065,8

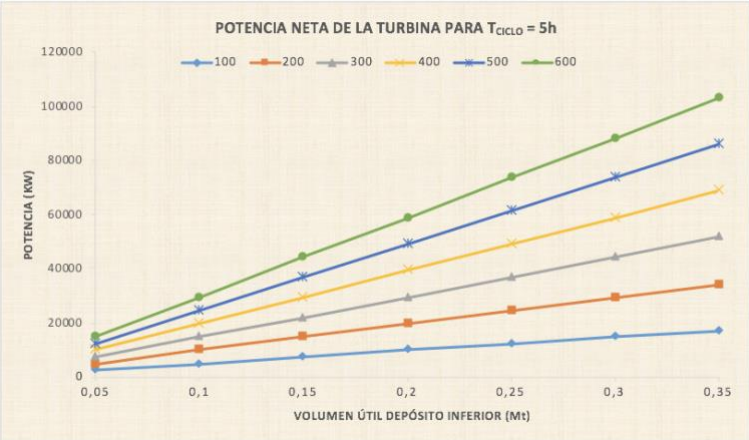
A partir de estas tres últimas tablas se puede observar claramente cómo cuánto mayores sean el volumen disponible en el depósito inferior y el salto neto, mayores serán los valores de

energía producida y consumida. Gracias a lo expuesto con anterioridad sobre los momentos óptimos de funcionamiento para este tipo de centrales, se puede llegar a entender fácilmente dónde reside la eficiencia económica de las mismas, dado que se consume más de lo que se llega a producir. Efectivamente, la clave son las acentuadas diferencias de precio unitario de la energía (€ /MWh) entre los períodos de alta (modo turbina) y baja (modo bombeo) demanda de energía a lo largo del día, aparte de otras consideraciones referentes a los mercados de ajuste. Una vez analizada la producción de energía , se debe definir la potencia unitaria de la turbina Francis. Para este caso de estudio, se han analizado seis tiempos de ciclo diferentes en vista a poder hacer un dimensionamiento de la instalación completo y justificado.

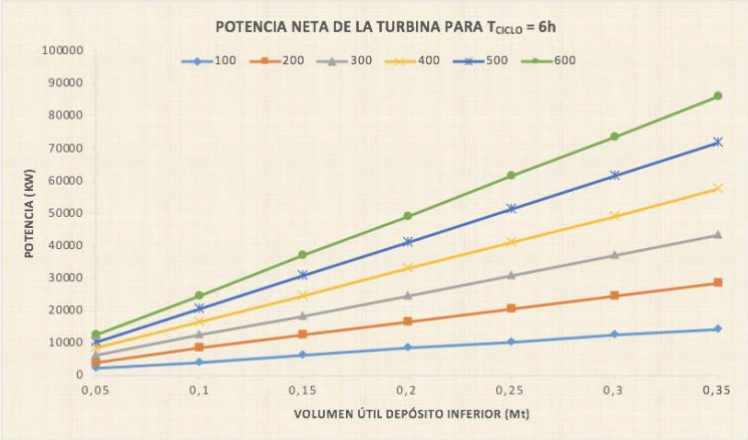
Cada gráfica corresponde a un tiempo de ciclo (entre 4 y 9 h) y en cada una de ellas se representan ciertos valores de potencia neta instalada disponible en función de la capacidad del depósito inferior (entre 0,05 y 35 hm^3) y del salto neto (entre 100 y 600 m.c.a.).



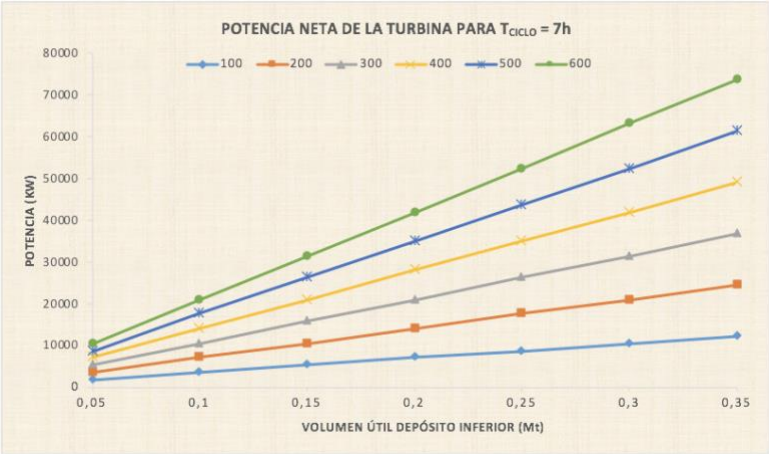
a)



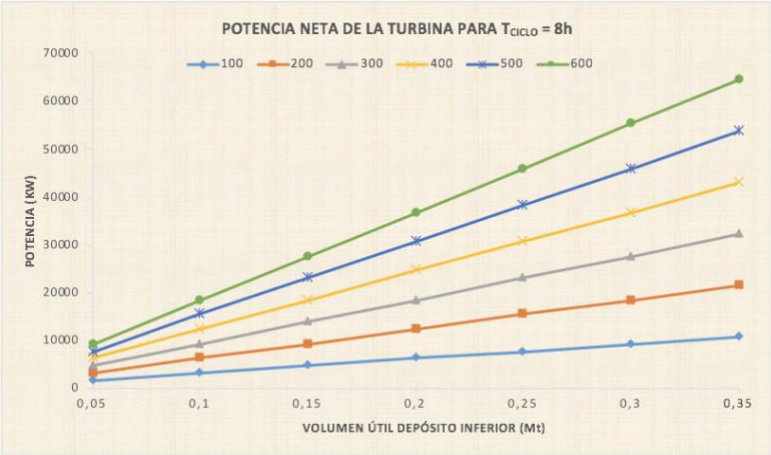
b)


POTENCIA NETA DE LA TURBINA PARA T_{CICLO} = 6h
100
200
300
400
500
600
POTENCIA (KW)
100000
90000
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0,05
0,1
0,15
0,2
0,25
0,3
0,35
VOLUMEN ÚTIL DEPÓSITO INFERIOR (Mt)

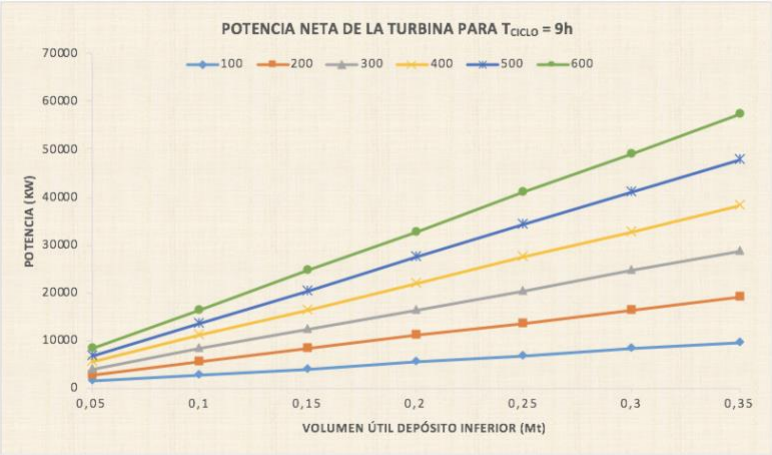
c)


POTENCIA NETA DE LA TURBINA PARA T_{CICLO} = 7h
100
200
300
400
500
600
POTENCIA (KW)
80000
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0,05
0,1
0,15
0,2
0,25
0,3
0,35
VOLUMEN ÚTIL DEPÓSITO INFERIOR (Mt)

d)


POTENCIA NETA DE LA TURBINA PARA T_{CICLO} = 8h
100
200
300
400
500
600
POTENCIA (KW)
70000
60000
50000
40000
30000
20000
10000
0
0,05
0,1
0,15
0,2
0,25
0,3
0,35
VOLUMEN ÚTIL DEPÓSITO INFERIOR (Mt)

e)



f)

Figura 33. Potencia de la turbina para un tiempo de ciclo de 4 h (a), 5h (b), 6 h (c), 7 h (d), 8 h (e), y 9 h (f), en función de la capacidad del depósito inferior y el salto neto

Analizando las seis figuras anteriores se puede observar fácilmente cómo cuánto mayor es el número de horas por ciclo productivo, menor es la potencia neta de la turbina. Dicha potencia aumenta con el tamaño del depósito y con el salto neto, como es obvio. Efectivamente, la máxima potencia neta se alcanzaría para un ciclo productivo de 4 h, tomando un salto neto de 600 m.c.a. y un volumen útil del depósito inferior de 0,35 Hm^3, siendo este valor 128,76 MW.

A partir de las conclusiones extraídas de dicho análisis, no se han considerado saltos inferiores a 300 m.c.a por razones económicas, dado que la demanda de energía cubierta durante su vida útil no alcanzaría nunca una rentabilidad positiva, por lo que su inversión no llegaría nunca a ser considerada. Por otro lado, no se han tenido en cuenta saltos por encima de 600 m.c.a por razones técnicas, pues es imprescindible reservar un volumen de huecos por debajo del nivel de la turbina para poder mantener el bombeo de agua y, en caso de emergencia, poder realizar un vaciado del depósito inferior (Menéndez, 2018). Por otro lado, teniendo en cuenta las dimensiones de las galerías existentes de la mina de Lieres, así como los gastos que conllevaría la construcción de nuevos túneles subterráneos que actuasen como depósito inferior, no se han considerado volúmenes útiles mayores a 350.000 m^3 por razones meramente económicas. De esta forma, se evita por una parte tener producciones de energía que dificultarían la rentabilidad del proyecto en caso de no escoger un salto adecuado y, por otra, se permite optimizar el beneficio obtenido a partir de la central sin riesgos de carácter físico-técnico.

3.8 Automatización de la planta UPHES

Las centrales hidroeléctricas reversibles tienen un ciclo de vida muy largo, por lo que la fiabilidad del sistema y el servicio elegidos son de suma importancia (Voith, 2020). Como se recoge en el RDL 11/2005, dado que las obras a realizar en esta instalación comprenden aquellos elementos electromecánicos que conectan la instalación hidráulica y eléctrica, se requieren ciertos requisitos para alcanzar una automatización óptima del sistema:

- **Disposición de sistemas auxiliares**: Como se mencionó anteriormente, se plantea la instalación de celdas de media tensión situadas en la casa de máquinas, así como una sala de transformadores donde se incluya un transformador de servicios auxiliares. Este transformador será el encargado de alimentar a todas las cargas y consumos que puedan producirse en el interior de la instalación.

- **Control de los parámetros de producción principales de la central:** Su objetivo principal es realizar una correcta evaluación de los niveles y temperaturas de los sistemas mecánicos y eléctricos según las medidas obtenidas en la celda de medida a través de los controles de U-Q y P-f. Por ejemplo, se deberá disponer de un control sobre la cantidad de energía (MWh) que se vierte a la red y el consumo total de energía de la instalación.
- **Protecciones de los equipos mecánicos**: Durante la instalación de la turbina Francis se deberán aplicar numerosas protecciones al dispositivo, dado que es una de las partes más esenciales de la central. Por ejemplo, la implementación de un sistema de seguridad contra el embalamiento de la turbina en caso de un apagón en la central es una medida de protección bastante utilizada en este tipo de centrales.
- **Protecciones de los equipos eléctricos:** Es el caso de las protecciones de equipos eléctricos como el generador, el transformador, la línea de interconexión etc.

Efectivamente, el objetivo principal de la automatización del sistema es lograr que la central funcione de forma automática pudiendo así reducir considerablemente los costes de operación y mantenimiento, optimizar el aprovechamiento energético y aumentar la seguridad de los equipos. Para ello, en el caso de estudio un sistema de control HyCon diseñado por Voith Hydro para ambos escenarios.

3.9 Aspectos hidráulicos

Como ya se ha comentado, la capacidad (MW) de una central hidroeléctrica reversible es función directa del salto neto y del caudal al que circula el agua a través de la instalación. Por tanto, es necesario determinar la velocidad del agua para lograr identificar el tiempo de ciclo óptimo para la instalación.

3.9.1 Caudal nominal

El caudal se encuentra limitado por las pérdidas de carga asociadas al diámetro de los conductos, por lo que se deberá seleccionar uno adecuado en función del tiempo de ciclo y el dimensionamiento de los depósitos. El tiempo de ciclo es el número de horas establecido para un funcionamiento de la turbina al 100% a plena carga. La turbina también podría funcionar al 50%, 75%, etc., aumentando así el número de horas por ciclo, pero esto no se tendrá en cuenta para los escenarios planteados en este proyecto.

A continuación, en la siguiente tabla se recogen los valores de caudal (m^3/s) en función del tiempo de ciclo diario a plena carga y del dimensionamiento de los depósitos.

Tabla 12. Caudal en función del tiempo de ciclo y volumen útil del depósito inferior (m3/s)

Salto neto [m.c.a]	Capacidad del depósito inferior (hm^3)					
	0,1	**0,15**	**0,2**	**0,25**	**0,3**	**0,35**
4	6,94	10,42	13,89	17,36	20,83	24,31
5	5,56	8,33	11,11	13,89	16,67	19,44
6	4,63	6,94	9,26	11,57	13,89	6,20
7	3,97	5,95	7,94	9,92	11,90	13,89
8	3,47	5,21	6,94	**8,68**	10,42	12,15
9	3,09	4,63	6,17	7,72	9,26	10,80

Se puede observar que los valores más elevados se obtienen para el menor tiempo de ciclo y mayor volumen del depósito inferior, alcanzando un valor máximo de 24,31 m^3/s para un ciclo de 4 h y un depósito de 0,35 hm^3. Como ya se ha visto (Figura 33), se puede comprobar cómo a medida que aumenta el tiempo de ciclo, el caudal y la potencia neta de la turbina se reduce. Como recoge Menéndez (2018), la selección final del caudal dependerá principalmente de la estrategia que vaya a adoptar la instalación en el mercado. Por ejemplo, si la central se diseña para participar en puntas de demanda, se requerirá una potencia nominal más elevada dando lugar a un tiempo de ciclo menor y, por tanto, un mayor caudal. En cambio, si se diseña meramente para ofrecer disponibilidad al sistema eléctrico se escogería un tiempo de ciclo superior, dando lugar a potencia instalada menor. Para este proyecto, ambas instalaciones han sido diseñadas para participar en los servicios de ajuste del sistema eléctrico, previamente explicados, ofreciendo así una gran disponibilidad a dicho sistema. Por tanto, será esencial

escoger un tiempo de ciclo alto que oscile entre las 7 y las 9 h de funcionamiento de la turbina a plena carga, habiendo finalmente optado por escoger un valor medio entre ambos valores, planteando un tiempo de ciclo de 8h.

3.9.2 Salto bruto medio de la instalación

El sato neto de una planta UPHES viene dado por la diferencia entre el salto bruto medio de la instalación y las pérdidas de carga. Por lo tanto, antes de hallar su valor se deben conocer los valores máximos y mínimos del salto bruto de la instalación (Menéndez, 2018). Como se observa en la siguiente ilustración, el salto bruto máximo viene dado por la diferencia de cotas entre el nivel máximo de explotación del embalse superior y el nivel mínimo de explotación del nivel inferior. Efectivamente, a medida que el nivel del depósito superior se reduce en la fase de producción de energía, el nivel del agua en el depósito inferior aumenta.

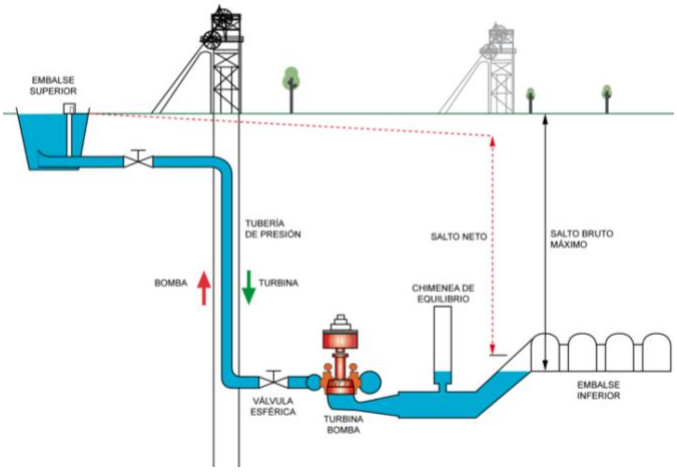


Figura 34. Salto bruto máximo y salto neto (Menéndez, 2018)

Por otro lado, en este tipo de instalaciones el nivel mínimo de explotación se sitúa a una distancia de seguridad de la tubería cuando el nivel del agua del depósito inferior se encuentra en su cota más elevada. Esta distancia es conocida como salto bruto mínimo de la instalación y se muestra en la siguiente ilustración:

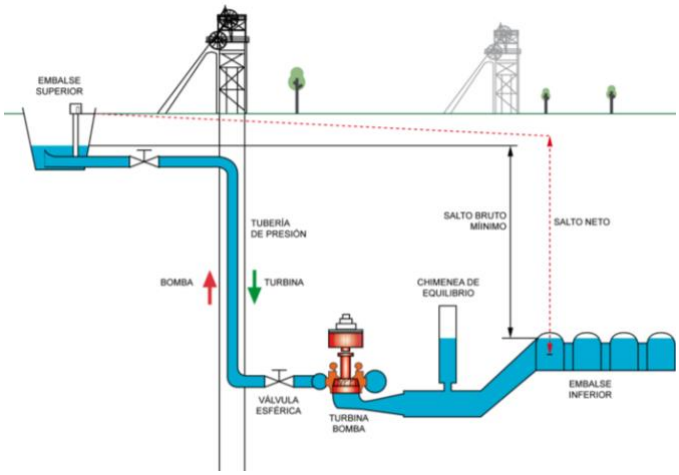


Figura 35. Salto bruto mínimo y salto neto (Menéndez, 2018)

Conocer el salto neto medio de la instalación es condición indispensable para la determinación de la potencia instalada de la instalación. Para calcularlo, se halló la diferencia entre el salto bruto medio (altura entre el nivel de ambos depósitos al 50% de capacidad) y las pérdidas de carga totales. Dado que en este caso de estudio se han planteado dos escenarios diferentes, los saltos de cada planta UPHES van a variar en función del nivel al que se construya cada una.

Por una parte, en el caso en el que se plantea la excavación de un nuevo reservorio, se propone la construcción de la casa máquinas en el nivel 540 de la mina de Lieres, aunque, la cota a la que se construirá la planta resulta ser -227,28 m, dado que ha considerado una sumergencia de 25m. En la siguiente tabla se recogen los diversos saltos calculados y, a su vez, qué valores se tuvieron en cuenta para el cálculo de la longitud de la tubería:

Tramo 1: Correspondiente al primer tramo horizontal de la tubería. Se le asignó una longitud de 100m.

Tramo 2: Correspondiente al tramo vertical de la tubería. Considerando las cotas de los depósitos en la mina de Lieres (ver tabla siguiente) se llegó a un valor de 525,39m (273,11+252,28).

Tramo 3: Correspondiente al segundo tramo horizontal de la tubería. Se le asignó una longitud de 75m.

Tabla 13. Definición de cotas y saltos brutos para una planta UPHES excavando un nuevo reservorio

EXCAVACIÓN NUEVO RESERVORIO		
Superior	Cota Superior (Exterior)	288,11
	Cota inferior	273,11
Inferior	Cota Superior	-221,28
	Cota inferior	-227,28
Salto bruto máximo (m.c.a)	515,39	
Salto bruto mínimo (m.c.a)	494,39	
50% Deposito superior	280,61	
50% Depósito inferior	-224,28	
Salto bruto medio (m.c.a)	**504,89**	
Longitud Tubería (m)	**700,39**	

En conclusión, para el escenario en el que se propone la reutilización de los huecos existentes de la mina de Lieres, se ha planteado construir el depósito inferior en el nivel 540, es decir, en la cota -252,28 m.

Por otra parte, para evitar construir nuevas galerías, se ha planteado situar la casa de máquinas en la planta inmediatamente inferior de la mina, es decir, en la cota -312,2 m (Figura 24). De esta forma, el salto bruto en este escenario aumenta, así como la longitud de la tubería de presión. En la siguiente página se pueden observar los valores recogidos en la anterior tabla adaptados al escenario en el que se propone la reutilización de los huecos existentes.

Tabla 14. Definición de cotas y saltos para una planta UPHES reutilizando los huecos existentes

UTILIZACIÓN DE HUECOS ACTUALES		
Superior	Cota Superior	288,11
	Cota inferior	273,11
Inferior	Cota Superior	-246,28
	Cota inferior	-252,28
Salto bruto máximo (m.c.a)	540,39	
Salto bruto mínimo (m.c.a)	519,39	
50% Deposito superior	280,61	
50% Depósito inferior	-249,28	
Salto bruto medio (m.c.a)	**529,89**	
Longitud Tubería (m)	**760,31**	

En este caso, para el cálculo de la longitud de la tubería de presión, el único valor que ha variado respecto al otro escenario es la longitud de la tubería en el tramo 2, pasando ésta a tener una longitud de 585,31m, calculado en base a las cotas de la tabla anterior (273,11 +312,2).

3.9.3 Dimensionamiento de la tubería de presión

El dimensionamiento de la tubería de presión también constituye una parte esencial a la hora de proporcionar un análisis completo de la instalación desde el punto de vista hidráulico. Como

se explicó anteriormente, esta tubería es el conducto por el que circula el agua desde el depósito superior hasta el inferior y su longitud viene dada principalmente por el salto neto de la instalación, así como la longitud de sus tramos horizontales. Para el cálculo de su diámetro, se ha resuelto un problema tipo de balances de energías con rozamientos en tuberías mediante un proceso iterativo. A continuación, se plantean las dos formas de la ecuación de Darcy-Weissbach empleadas para el cálculo de las pérdidas de carga (Δh):

$$\Delta h = f\,\frac{L}{D}\frac{\mathrm{V}^2}{2\mathrm{g}} \qquad\qquad \Delta h = 0.0827\, f\, L\, \frac{Q^2}{D^5} \tag{7}$$

siendo h la pérdida de carga (m)

f el coeficiente de fricción en tuberías

L la longitud de la tubería de presión (m)

Q el caudal de la instalación (m^3/s)

V la velocidad de circulación del agua por el interior de la tubería (m/s)

D el diámetro interior de la tubería (m)

Así como la ecuación para calcular el número de Reynolds:

$$Re = \frac{4\,Q}{\pi\, D\, v} \tag{8}$$

siendo Q el caudal del fluido que recorre la tubería (m^3/s)

v la viscosidad cinemática del fluido que recorre la tubería. $v\,(agua) = 10^{-6} m^2/s$

D el diámetro interior de la tubería (m)

El número de Reynolds es un número adimensional ampliamente utilizado en mecánica de fluidos, fenómenos de transporte y diseño de reactores para la caracterización del movimiento de un fluido. En función de su valor se puede estimar el régimen al que se encuentra sometido un fluido: laminar, turbulento liso o turbulento rugoso. Para el comienzo de la resolución del problema se debe suponer un diámetro D para la tubería, así como un factor de fricción, para poder así calcular el número de Reynolds. A continuación, se obtendrá un nuevo valor para el coeficiente de fricción gracias al diagrama de Moody (Anexo I) y a los valores anteriormente supuestos, pudiendo calcular así un nuevo valor del diámetro D' manteniendo las pérdidas de carga constantes.

Finalmente, con estos nuevos valores del coeficiente de fricción (f) y del diámetro (D'), se comienza a iterar siguiendo el proceso descrito hasta que la f mejorada iguale a la f supuesta, momento en el que se obtendrá el valor del diámetro deseado. A continuación, se recogen los diferentes parámetros que fueron considerados para el cálculo del diámetro de la tubería:

- Coeficiente de fricción f supuesto: 0,03
- Diámetro D supuesto: 1,75 m
- Caudal Q (Tciclo=8h): 8,68 m^3/s
- Longitud L de la tubería: 760 m
- Rugosidad del material de la tubería (acero): $\varepsilon = 0{,}06\ \mathrm{mm}$
- Rugosidad relativa = ε/D

Tabla 15: Iteraciones para el cálculo del diámetro de la tubería de presión

Nº Iteración	Parámetros						
	D	f	Δh	ε/D	Re	f	D'
1	1,75	0,030	7,97	0,0265	6.31E + 06	0,058	2,0
2	2,0	0,057	7,97	0,0245	4.51E + 06	0,057	1,99
3	1,99	0,056	7,97	0,0246	4.52E + 06	0,056	1,98
4	1,98	0,056	7,97	0,0246	4.53E + 06	0,056	1,98

Finalmente, se ha calculado la velocidad del agua en la conducción de una tubería de presión con un diámetro de 1,98 m mediante la siguiente fórmula:

$$V = \frac{Q}{S} = \frac{Q}{\frac{\pi}{4}D^2} \qquad (9)$$

siendo S la sección de la tubería de presión (m^2).

Por último, sustituyendo el valor calculado del diámetro final (D'= 1,98 m) y tomando el caudal de la instalación para un tiempo de ciclo de 8 h, se obtiene una velocidad media del agua en la tubería de 2,82 m/s. Cabe destacar que, para el caso en el que la tubería de presión mide 760 m, se llega al mismo diámetro, por lo que el dimensionamiento sirve los dos escenarios analizados.

3.9.4 Pérdidas de carga

Para definir las pérdidas de carga en la instalación, se han tenido en cuenta tanto las pérdidas primarias como las secundarias. Para calcular las pérdidas de carga en la tubería de presión se

ha empleado la ecuación de Darcy-Weissbach (8), en cambio, para las demás se ha empleado la ecuación general para pérdidas de carga localizadas:

$$\Delta h' = \mathrm{k}\frac{\mathrm{V}^2}{2g} \qquad (10)$$

siendo $\Delta h'$ la pérdida de carga secundaria

k el coeficiente de pérdida de carga según el accesorio

v la velocidad media del agua en la tubería de presión: 2,82 m/s

g la aceleración de la gravedad: 9,81 m/s^2

3.9.4.1 Obra de toma

Para la captación del agua en el depósito superior se construye una obra de toma, a través de la cual se reduce la velocidad del agua al paso por la rejilla y se permite incrementar la velocidad del flujo de agua de forma gradual. Para el cálculo de las pérdidas de agua correspondientes a la obra de toma, se tomó k=0,5 como valor predeterminado de k para tomas de agua con embocadura abocinada. De esta forma, se obtuvo un valor total para las pérdidas de agua derivadas de la toma de agua de $\Delta h_{ta} = 0{,}2027\ m$

3.9.4.2 Rejillas

En centrales hidroeléctricas convencionales, para evitar la intrusión de cuerpos sólidos en la instalación a través de la tubería de presión se instalan rejillas, que no es más que una agrupación de barras metálicas separadas entre ellas a una distancia constante. Para el cálculo de las pérdidas de carga, se han considerado unos barrotes de sección rectangular (C_f=2,42, ver debajo) de 6,5 cm de espesor y 30 cm de separación entre cada uno de ellos, con una inclinación β de 90º. El valor de k viene dado por:

$$k = C_f \left(\frac{s}{b}\right)^{\frac{4}{3}} \sin\beta \qquad (11)$$

siendo C_f el coeficiente de forma de la rejilla

s el espesor de los barrotes

b el espacio entre los barrotes

β el ángulo de inclinación de las rejillas

Se obtiene un valor de k = 0,32 y finalmente un valor de $\Delta h_{re} = 0{,}1297\ m$

3.9.4.3 Válvulas

Cabe destacar que el valor de k para este tipo de accesorios difiere en función del fabricante que los distribuya. Para este caso de estudio se ha considerado un coeficiente de k=0,2 para la válvula esférica y de k=0,4 para la válvula de mariposa. De esta forma, se obtuvieron los siguientes valores $\Delta h_{ve} = 0{,}081\ m$ y $\Delta h_{vm} = 0{,}1621\ m$. Por tanto, las pérdidas de carga totales generadas por ambas válvulas son de $\Delta h_v = 0{,}2431\ m$.

3.9.4.4 Tubería de presión

Pérdidas por rozamiento

Se han considerado las pérdidas totales de la tubería de presión como la suma de las pérdidas por rozamiento del agua con las paredes del conducto (Δh_r) y las que tienen lugar en los cambios de dirección, es decir, en los codos. Debido a las características de la tubería, se ha estimado un factor de fricción f = 0,056 para calcular las pérdidas por rozamiento, utilizando una de las ecuaciones de Darcy-Weissbach planteadas anteriormente (7) y (8).

Tabla 16: Pérdidas de carga por rozamiento para ambos escenarios

Longitud tubería (m)	700	760
Pérdida de carga total (m)	8,03	8,71

Pérdidas en los codos

Para hallar las pérdidas de carga en los codos se ha supuesto un valor de k=0,9, pues los codos de la tubería de presión son ambos de 90º y de radio corto. De esta forma, se llega a que las pérdidas tanto en el codo nº 1 como en el codo nº 2 son de 0,365 m. Por tanto, las pérdidas totales debido al paso del agua por los codos son de $\Delta h_c = 0{,}73\ m$.

Pérdidas por la energía cinética del agua

Como su nombre indica, este parámetro representa las pérdidas de carga en la tubería debido a la energía cinética del agua en su transcurso por la tubería de presión. Su valor viene dado por la siguiente expresión:

$$\Delta ec = \frac{(V_i)^2 - (V_0)^2}{2g} = \frac{2{,}82^2 - 0}{2 \cdot 9{,}81} = 0{,}4053\ m \qquad (12)$$

3.9.5 Pérdidas de carga totales y salto neto de la instalación

Como es de suponer, la pérdida de carga total de la instalación será la suma de todas las pérdidas calculadas anteriormente:

$$\Delta h_T = \Delta h_{ta} + \Delta h_{re} + \Delta h_v + \Delta h_r + \Delta h_c + \Delta ec \qquad (13)$$

Una vez calculados los saltos brutos medios y las pérdidas de carga para ambos escenarios se obtienen, restando el primer valor del segundo, el salto neto resultante de la instalación.

Tabla 17: Pérdidas de carga y salto neto de la instalación para ambos escenarios

	EXCAVACIÓN NUEVO RESERVORIO	UTILIZACIÓN DE HUECOS ACTUALES
Salto bruto medio (m.c.a)	**504,89**	**529,89**
Pérdidas de carga (m)	**9,74**	**10,43**
Salto neto medio (m.c.a)	**495,15**	**519,46**

3.10 Parámetros constructivos y de producción de la planta UPHES

En este apartado se recogen los principales parámetros que se han considerado y calculado para el diseño de una instalación de almacenamiento de energía hidroeléctrica en el interior de la explotación minera de Lieres. A continuación, se recogen los principales parámetros constructivos y de producción para la instalación de una planta UPHES en la mina de Lieres para cada uno de los escenarios planteados. En la siguiente tabla se recogen los principales parámetros constructivos para la instalación de una planta UPHES en el área de estudio:

Tabla 18: Principales parámetros constructivos para ambos escenarios

EXCAVACIÓN NUEVO RESERVORIO	
PRINCIPALES PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS	
Sección del nuevo acceso	22
Longitud del nuevo acceso	4.500
Volumen del depósito superior	300.000
Volumen del depósito inferior	250.000
Longitud de sumergencia	25
Longitud de la galería de sumergencia	250
Volumen de la galería de sumergencia	7.500
Sección de las galerías transversales	30
Longitud de las galerías transversales	8.320
Pendiente de la galería central (%)	0
Pendiente de la galerías transversales (%)	2
Sección de los conductos de ventilación	0,78
Longitud de los conductos de ventilación	1.797
Sección de la chimenea de equilibrio	12,57
Longitud de la chimenea de equilibrio	60
Diámetro de la tubería de presión	1,98
Sección de la tubería de presión	2,82

UTILIZACIÓN DE HUECOS ACTUALES	
PRINCIPALES PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS	
Sección del nuevo acceso	12
Longitud del nuevo acceso	5.000
Volumen del depósito superior	300.000
Volumen del depósito inferior	250.000
Longitud de sumergencia	25
Longitud del pozo de sumergencia	25
Diámetro del pozo de sumergencia	5
Sección de los conductos de ventilación	0,78
Longitud de los conductos de ventilación	1.797
Sección de la chimenea de equilibrio	12,57
Longitud de la chimenea de equilibrio	60
Diámetro de la tubería de presión	1,98
Sección de la tubería de presión	2,82

Como se puede observar y, en base a lo anteriormente explicado, aunque se haya estimado un volumen de 300.000 m^3 para el embalse superior de ambos escenarios, únicamente serán útiles alrededor de 250.000 m^3, siendo este valor de la capacidad del depósito inferior.

Una vez recogidos los principales parámetros constructivos para tener en cuenta a la hora de diseñar una central hidroeléctrica reversible construida en una infraestructura minera, se han recogido en una tabla todos los parámetros destacables desde el punto de vista productivo para ambos escenarios. Como se mencionó anteriormente, dado que la estrategia de mercado planteada para esta central consiste en la participación en los servicios de ajuste del sistema eléctrico mediante sistemas de almacenamiento de energía subterráneos, se ha optado por seleccionar un tiempo de ciclo de turbinado de 8h.

De esta forma, aunque se produzca una reducción importante en la potencia nominal de la turbina frente a otros escenarios con tiempos de ciclo inferiores, se aumentará considerablemente la disponibilidad de la central para el sistema eléctrico, lo cual resulta más interesante en vista al uso que se le quiere dar a la instalación.

Tabla 19: Principales parámetros de producción para ambos escenarios

EXCAVACIÓN NUEVO RESERVORIO	
PRINCIPALES PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN	
Tiempo ciclo turbina (h)	8
Caudal (m^3/s)	8,68
Velocidad tubería de presión (m/s)	2,82
Salto bruto máximo (m.c.a)	515,39
Salto bruto mínimo (m.c.a)	494,39
Salto bruto medio (m.c.a)	**504,89**
Pérdidas de carga (m.c.a)	9,74
Salto neto medio (m.c.a)	**495,2**
Potencia bruta de la turbina (kW)	42.162,42
Rendimiento de la turbina (%)	90
Potencia neta (kW)	**37.946,2**
Producción de energía (MWh/día)	303,57
Rendimiento alternador (%)	0,985
Rendimiento transformador (%)	0,98
Ventas de energía (MWh/día)	293,04
Ventas de energía (MWh/año)	**96.701,73**
Caudal modo bomba (m^3/s)	8,68
Potencia modo bomba (kW)	49.280,75
Consumo de energía (MWh/año)	**125.586,67**

UTILIZACIÓN DE HUECOS ACTUALES	
PRINCIPALES PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN	
Tiempo ciclo turbina (h)	8
Caudal (m^3/s)	8,68
Velocidad tubería de presión (m/s)	2,82
Salto bruto máximo (m.c.a)	540,39
Salto bruto mínimo (m.c.a)	519,39
Salto bruto medio (m.c.a)	**529,89**
Pérdidas de carga (m.c.a)	10,43
Salto neto medio (m.c.a)	**519,5**
Potencia bruta de la turbina (kW)	44.232,43
Rendimiento de la turbina (%)	90
Potencia neta (kW)	**39.809,2**
Producción de energía (MWh/día)	318,47
Rendimiento alternador (%)	0,985
Rendimiento transformador (%)	0,98
Ventas de energía (MWh/día)	307,42
Ventas de energía (MWh/año)	**101.449,42**
Caudal modo bomba (m^3/s)	8,68
Potencia modo bomba (kW)	51.700,25
Consumo de energía (MWh/año)	**131.752,50**

Como se puede observar en estas tablas, se cumple lo que se venía diciendo anteriormente sobre este tipo de centrales: a mayor salto, mayor potencia instalada. Por tanto, la utilización de los huecos actuales para la construcción del depósito inferior va a resultar, aparentemente, mucho más atractiva económicamente – esto será posteriormente justificado en el estudio económico-. En este 2º escenario resultaría una instalación con una potencia bruta de la turbina de 44,23 MW, con un caudal de 8,68 m^3/s y un salto neto medio de 519,5 m.c.a. Además, con estos valores se alcanzarían unas cifras de producción de energía neta anual de 101,5 GWh, con un consumo de energía en modo bomba de 131,8 GWh/año.

4. Estudio económico

La energía hidroeléctrica es una tecnología que requiere grandes inversiones con largos plazos para su desarrollo y construcción debido a la necesidad de estudios muy detallados sobre la

viabilidad, planificación, diseño e ingeniería civil que lleva consigo un proyecto de tal escala. Se pueden distinguir tres costes principales en proyectos de centrales hidroeléctricas:

- Los **trabajos de obra civil** necesarios para la construcción de la central hidroeléctrica, incluyendo en ellos la construcción de nuevas galerías, pozos y túneles de acceso.
- Los costes relacionados con el **equipo electromecánico**: turbina-bomba, motor-alternador, circuito eléctrico, sistemas de automatización y control etc.
- Los costes de **desarrollo del proyecto** que incluyen la planificación y evaluación de viabilidad, análisis del impacto ambiental, licencias etc.

Los costes del equipo electromecánico tienden a una variación significativamente menor que a la que se ven sometidos los costes de ingeniería civil, ya que el equipo electromecánico es una tecnología madura y bien definida, cuyos costes no se encuentran muy influenciados por las características del lugar de la instalación. Como resultado, la variación en el coste por kW instalado para un proyecto hidroeléctrico está íntimamente relacionado con las consideraciones tomadas en el lugar de construcción de la central en relación con las necesidades de obra civil. El aprovechamiento de los huecos existentes de la mina de Lieres para la construcción del depósito inferior no sólo presenta grandes beneficios económicos, si no que a su vez se trata de una forma innovadora de dar una segunda vida a las minas de carbón que se encuentran abandonadas en la actualidad. Por ello, se ha considerado un tercer escenario en el que se recibiría una subvención para cubrir el 50% de los costes totales de inversión de la instalación.

4.1 Parámetros económicos

4.1.1 BAIT y BAT

Para las operaciones comprendidas en el análisis de rentabilidad, se calculó el valor del BAIT y el BAT en vista a presentar un resultado económico lo más ajustado posible. El **BAIT**, o también conocido como BAII (Beneficio Antes de Intereses e Impuestos), es un indicador contable de la rentabilidad que se calcula como ingresos menos gastos, excluyendo los gastos correspondientes a los impuestos e intereses que tiene que pagar la empresa (Sevilla, 2020).
Por otra parte, se ha calculado a su vez el **BAT**, o también conocido como BAI (Beneficio Antes de Impuestos). Como su propio nombre indica, viene dado por la diferencia entre el BAIT y el coste financiero que conlleve el proyecto. Debido a la situación actual de incertidumbre generada por el COVID-19, se esperan impactos negativos en la economía mundial, que se verán

sin duda reflejados directamente en las entidades pertenecientes al sector energético. Por ello, en vista a paliar las tan nefastas consecuencias en las que se pueden ver envueltas las empresas de dicho sector, para este proyecto se han planteado dos métodos de financiación de bajo riesgo para el inversor:

1. Un método de **financiación mixta** donde los fondos ajenos (bancos o fondos de inversión) asumirían un 80% de la inversión, reduciendo de esta forma los riesgos del inversor dado que éste cubriría únicamente el 20% de la inversión inicial.
2. Un método de **financiación por terceros** en el que un tercero experto en este tipo de negocios asumiera la totalidad de los costes de inversión a cambio de una participación en el resultado anual de la instalación (Bravo, 2020).

Para el cálculo del análisis de rentabilidad se ha optado por escoger el primer método de financiación, de forma que se pueda proporcionar una visión más clara y concisa del alcance que lleva consigo la construcción de un proyecto de este calibre. Además, el inversor puede así estimar posibles resultados de la instalación en función del tipo de interés del préstamo finalmente negociado con los fondos ajenos, sin falta de incluir en su balance costos-beneficio el porcentaje de participación que dichos fondos exijan sobre sus beneficios durante un tiempo determinado, estando así expuesto a menos riesgos.

4.1.2 Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los flujos de caja de un proyecto para conocer las ganancias o pérdidas que se van a obtener con dicha inversión. Para ello, se consideran todos los flujos de caja en el momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN expresa una medida de rentabilidad de un proyecto en términos absolutos netos, lo que lo hace ser una medida fiable a la hora de valorar distintas operaciones de inversión (Velayos-Morales, 2020). Viene dado por la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_t}{(1+k)} + \frac{F_t}{(1+k)^2} + \cdots + \frac{F_t}{(1+k)^n} \qquad (14)$$

Siendo F_t: Flujos de caja en cada período t

I_0: Inversión que se realiza en el momento inicial (t=0)

n: Es el número de períodos de tiempo

k: Es el tipo de descuento exigido a la inversión

En función del resultado obtenido en la operación anterior, el inversor puede estimar si la inversión es viable, así como compararla con otra en términos absolutos. El criterio de decisión esencial utilizando este indicador económico se basa en lo siguiente:

- **VAN > 0**: El proyecto de inversión genera beneficios.
- **VAN = 0**: El proyecto de inversión no va a generar ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- **VAN < 0**: El proyecto de inversión genera pérdidas, por lo que no se consideraría, en principio, llevarlo a cabo.

Uno de los inconvenientes principales que presenta evaluar un proyecto de inversión en base a los resultados obtenidos mediante el cálculo del VAN, es la dificultad de especificar una tasa de descuento adecuada, ya que, en función de ésta, el resultado varía considerablemente. Para este proyecto, se ha considerado una tasa de actualización del 4,5%.

4.1.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno se define como la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión (Sevilla, 2020). Es una medida utilizada en proyectos de inversión que está muy relacionada con el VAN, ya que también se define como el valor de la tasa de descuento que hace nulo el VAN para un proyecto de inversión dado. En efecto, si esta tasa es superior a la tasa de interés real, la inversión es rentable. A su vez, la inversión más rentable es aquella que tenga una TIR más alta. Su cálculo viene dado, por tanto, por la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = 0 \qquad (15)$$

4.1.4 Índice de Precios al Consumo (IPC)

El índice de precios al consumo es un indicador que mide la variación de los precios de una cesta de bienes y servicios en un lugar concreto durante un determinado período de tiempo. Este

índice se utiliza para medir el impacto de las variaciones en los precios en el aumento del coste de vida. En efecto, dado que dicha cesta de bienes está constituida por una gran variedad de productos de diferentes sectores, puede recoger en buena medida el valor que tome la inflación (Pedrosa,2020). Para la elaboración del plan de negocio, se ha supuesto una actualización del precio de la energía del 1,5% anual, mientras que para los demás costes, se ha considerado un 1%.

4.2 Utilización de los huecos existentes

4.2.1 Costes de inversión de la instalación

Debido a la cantidad de parámetros que se deben tener en cuenta para llevar a cabo una correcta estimación de los costes de construcción de una central de este tipo, se ha elaborado una tabla desglosando los costes más destacados según su naturaleza. Para realizar esta estimación se han utilizado como referencia datos proporcionados por fabricantes, recogidos en su mayoría en el trabajo de Menéndez (2018). Para los trabajos de obra civil se ha planteado subcontratar empresas de obras subterráneas cuyos costes incluyan la maquinaria empleada, materiales y mano de obra, reduciendo así el tiempo de planificación de la obra. Dado que el túnel de acceso se ejecutará mediante perforación y voladura, mientras que los pozos a partir de la técnica del *raise boring*, existe una variación de precios en función de la infraestructura construida. Se han fijado precios medios por metro lineal construido según el tipo de excavación empleado. De esta forma, para el túnel de acceso se ha fijado un precio de 5.000 € /m, un precio de 800 € /ml para los pozos de 1 m de diámetro y un precio de 15 € /m^3 excavado para el depósito superior. Es importante destacar que dentro del último coste se incluyen los gastos debidos a la impermeabilización y la obra de toma.

Tabla 20: Estimación de los costes de inversión totales para el escenario de uso de huecos existentes

COSTES DE INVERSIÓN	
Nuevo acceso	22.500.000
Almacenamiento superior	4.500.000
Tubería de presión	1.831.200
Galería de sumergencia	1.875.000
Sala de transformadores	600.000
Casa de máquinas	2.300.000
Chimenea de equilibrio	460.000
Almacenamiento inferior	22.500.000
Conductos de ventilación	250.000
Turbina-bomba	6.825.000
Motor-alternador	6.435.000
Subestación eléctrica	890.000
Sistema eléctrico	2.300.000
Sistema hidráulico	450.000
Automatización y control	400.000
Evacuación de energía	400.000
Total coste (€)	**74.516.200,00**

Aunque de forma menos pronunciada que en el otro escenario (ver más adelante), los costes que conlleva reforzar e impermeabilizar el depósito del almacenamiento inferior también constituyen la mayor partida de los costes de inversión totales, suponiendo un 30,2 % de los costes totales de la instalación. Por otra parte, se observa que los costes correspondientes al turbogrupo (turbina-bomba y motor-alternador) supondrían el 17,8 % del coste de inversión total de la instalación, correspondiendo a una cantidad de 13,26 millones de euros.

4.2.2 Ingresos de la explotación

Los ingresos de la instalación vienen dados por el valor obtenido directamente a través de las ventas de energía, y por la retribución establecida para este tipo de centrales en el RD 413/2014. Para estimar la retribución (€/MWh) específica para ventas de energía en este tipo de instalaciones hay que seguir los parámetros retributivos que se recogen dicho Real Decreto por el cual se regula entre otras, la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. La estimación de este valor se ha realizado suponiendo que se va a participar en el mercado diario de electricidad y en los servicios de ajuste del sistema eléctrico español. Según se recoge en el RD 413/2014, dado que la central que se ha planteado en este proyecto tiene una potencia instalada inferior a 50 MW, a esta central le corresponde una retribución de 116.900 €/MW·año. Por otra parte, es importante destacar que actualmente dicha asignación del régimen retributivo específico para la construcción de nuevas instalaciones de producción de energía renovable se está llevando a cabo mediante procedimientos de

concurrencia competitiva y, en caso de obtenerla, es por un período máximo de 25 años. En este proyecto, se ha considerado para ambos escenarios la obtención de dicha retribución por un período equivalente a los 25 primeros años de vida de la instalación.

Como se ha explicado en el capítulo de mercados de electricidad en España, la casación de los precios de la electricidad es un proceso muy complejo. Además, el rendimiento del precio de la electricidad se encuentra influenciado por un gran número de factores que no permanecen constantes en el tiempo. Por ello, se ha realizado un análisis sobre la variabilidad del rendimiento de una central hidroeléctrica en función de un precio (€/MWh) medio estimado anual, tanto para ventas de energía como para consumo. En la siguiente tabla se recogen la cifra total de ingresos para unas ventas de energía de 101.500 MWh/año variando los precios de las mismas:

Tabla 21: Resumen de ingresos de la explotación para el escenario de uso de huecos existentes

RESUMEN DE INGRESOS (€/MWh)	85	80	75
Ventas energía (MWh/año)	101.449	101.449	101.449
Ventas energía (€)	8.623.201	8.115.954	7.608.707
Retribución RD 413/2014	4.653.694	4.653.694	4.653.694
TOTAL INGRESOS (€/año)	**13.276.895**	**12.769.648**	**12.262.401**

4.2.3 Gastos de la explotación

Los gastos anuales ligados al correcto funcionamiento de la explotación se subdividen en cinco subgrupos principales. Al igual que se han estudiado los resultados de la explotación para diferentes precios de ventas de energía, se han propuesto de la misma forma diferentes precios medios de consumo de energía:

Tabla 22: Resumen de gastos de la explotación para el escenario de uso de huecos existentes

GASTOS EXPLOTACIÓN (€/MWh)	30	28	26
Consumo de energía (MWh/año)	131.752	131.752	131.752
Consumo de energía (€)	3.952.575	3.689.070	3.425.565
Personal (€)	300.000	300.000	300.000
Repuestos (€)	60.000	60.000	60.000
Serv. Exteriores, Gastos Generales (€)	150.000	150.000	150.000
Seguros (€)	40.000	40.000	40.000
TOTAL GASTOS (€)	**4.502.575**	**4.239.070**	**3.975.565**

Por otra parte, cabe destacar que existen ciertos impuestos que se deben pagar por construir y tener en funcionamiento una instalación de este tipo.

A finales del año 2011, el Gobierno aplicó mediante el RD 1544/2011 un nuevo peaje de acceso a las redes de transporte y distribución a todas las redes de generación para corregir el déficit tarifario -diferencia entre los ingresos recaudados a través de las tarifas reguladas y los costes reales correspondientes a las mismas- (Energía y Sociedad, 2020b). Este valor se encuentra recogido en el Real Decreto previamente mencionado y es el máximo aplicable según la normativa europea, siendo igual a 0,5 €/MWh. Además, se ha tenido en cuenta la medida principal recogida en la Ley 15/2012 sobre medidas fiscales para la sostenibilidad energética. En ella, se plantea la imposición de un canon hidráulico por la utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica. Se trata de un impuesto de tipo impositivo del 22%, que para instalaciones de bombeo con potencia instalada igual o inferior a 50 MW se reduce un 90%, es decir, a un valor del 2,2 % sobre los ingresos totales.

Tabla 23: Impuestos y peajes para el primer escenario

IMPUESTOS Y PEAJES (€/MWh)	85	80	75
Peaje Generación	50.725	50.725	50.725
Canón hidráulico (2,2%)	292.092	280.932	269.773
TOTAL GASTOS (€)	**342.816**	**331.657**	**320.498**

Como se verá posteriormente, para el análisis de rentabilidad de ambos escenarios se han tomado valores medios tanto para ventas como para consumo de energía, evitando de esta forma arbitrar lo menos posible con el precio de la electricidad. De esta forma, para este proyecto se ha establecido un valor de 80 €/MWh para las ventas de energía, así como un valor de 28 €/MWh para el consumo.

4.2.4 Análisis de sensibilidad: interés del préstamo vs período de amortización establecido

Al igual que para estimar los costes de inversión de un proyecto de este calibre, existen una ingente cantidad de factores que entran en juego a la hora de llevar a cabo el análisis de rentabilidad de este tipo de proyectos:

- El precio de la electricidad no permanece invariable en el tiempo, y menos aún ahora con el creciente papel que toman las energías renovables en el mix energético y la situación de inestabilidad actual. Por ello, estimar su precio con exactitud para años futuros es una tarea que no es posible realizar tal y como está organizado actualmente el mercado eléctrico europeo.

- En función del marco social y económico en el que una empresa vaya a realizar una inversión de este calibre para la construcción de una planta de generación y almacenamiento de energía, el tipo de interés negociado con la entidad bancaria, o gubernamental, que realizará el préstamo va a variar fuertemente. Por ejemplo, tras la crisis financiera de 2008, los bancos centrales (BCE, FED) se vieron obligados a reducir los tipos de interés en los préstamos para combatir fuertemente la recesión económica en la que casi todo el mundo se vio envuelta, llegando a alcanzar hasta valores negativos. En el marco actual, en medio de la crisis generada por la propagación del COVID-19, el porcentaje de los tipos de interés actuales, no parece que vaya a aumentar considerablemente en un futuro cercano. Como se recoge en Renewables First (2015), la tasa de interés de un préstamo realizado por una entidad bancaria para la construcción de centrales hidroeléctricas suele situarse 3,5% por encima del LIBOR (*London Inter-Bank Offered Rate*). El LIBOR es una tasa establecida para préstamos a corto plazo (hasta un año) no garantizada. Es utilizada como referencia por los principales bancos globales a la hora de realizar inmensas transacciones de dinero a lo largo del mundo en las que se ven envueltas operaciones financieras complejas, como es el caso de los *swaps* (Hull, 2015). Dado que es una tasa que se calcula diariamente, es fácil llegar a la conclusión que fijar el valor de un préstamo basado en el valor del LIBOR para un proyecto a largo plazo, no resulta muy ventajoso ya que puede verse sometido a fuertes variaciones a lo largo del tiempo. Por ello, son las entidades mismas quiénes finalmente negocian el valor del interés del préstamo con el inversor una vez se proporciona un resumen profundo del proyecto.

Para este escenario, se ha realizado un análisis de sensibilidad en el que se puede observar cómo variando los tipos de interés negociados con los fondos ajenos, así como el período de amortización de la deuda establecido, diferentes parámetros económicos sufren variaciones muy interesantes. Como ya se ha indicado, para el cálculo de los siguientes parámetros se ha tomado un precio medio para las ventas de energía de 80 €/MWh y un coste de 28 €/MWh para el consumo.

Tabla 24: Variación del VAN y el TIR en función del número de años de amortización de la central hidroeléctrica, tomando un interés del préstamo del 3,5%

i=3,5%

Nº Años Amortización	Intereses Totales	VAN	TIR	Payback
15	€18.025.531	€40.294.321	8,31%	10
20	€24.275.681	€36.548.335	7,89%	11
25	€29.056.976	€33.196.610	7,56%	11

Tabla 25: Variación del VAN y el TIR en función del número de años de amortización de la central hidroeléctrica, tomando un interés del préstamo del 3%

i=3%

Nº Años Amortización	Intereses Totales	VAN	TIR	Payback
15	€15.290.647	€41.818.033	8,49%	10
20	€20.525.586	€38.486.121	8,10%	11
25	€24.534.325	€35.515.503	7,79%	11

Tabla 26: Variación del VAN y el TIR en función del número de años de amortización de la central hidroeléctrica, tomando un interés del préstamo del 2,5%

i=2,5%

Nº Años Amortización	Intereses Totales	VAN	TIR	Payback
15	€12.607.953	€43.316.077	8,66%	10
20	€16.867.044	€40.383.692	8,30%	11
25	€20.129.809	€37.779.374	8,02%	11

Como se puede observar, no solo variando el período de amortización de la deuda, sino también el tipo de interés finalmente negociado, los índices VAN y TIR para este escenario se encuentran sometidos a grandes fluctuaciones. Esto permite poder realizar una estimación previa del posible rendimiento de la central en función de los parámetros elegidos, analizando así cuáles serían las condiciones que optimizarían el beneficio del inversor. Para el plan de negocio del presente estudio económico, se han estimado, al igual que con los precios de energía suministrada y adquirida, valores medios. Es decir, se ha considerado un período de amortización de 20 años con un tipo de interés del 3%. A continuación, se plantean los resultados según se considere o no la concesión de una subvención en el plan de negocio.

4.2.5 Plan de negocio sin subvención

Las centrales de almacenamiento de bombeo convencionales tienen una vida útil que oscila entre los 50 y 150 años (Immendoerfer *et al.,* 2017). Por ello, una vida útil de 40 años se considera un valor conservador y realista dado que en este proyecto se plantea la construcción de una central hidroeléctrica reversible, cuya gran parte de su estructura se encuentra en el interior de una mina de carbón abandonada. Cabe destacar que el cálculo de los costes financieros anuales se ha realizado sumando el coste respectivo a cada uno de los doce meses que comprende cada año del período del préstamo. Tras elaborar el plan de negocio que se recoge en la siguiente tabla, se pueden observar con detalle todos los flujos de caja esperados a lo largo de la vida útil de la instalación, así como el beneficio neto obtenido, alcanzando éste un valor de 38,49 millones de euros. Por otra parte, se puede observar una vez tenidos en cuenta todos los parámetros financieros necesarios, que la planta UPHES empezaría a generar beneficio a partir del año número 17.

Tabla 27: Plan de negocio de la planta UPHES en la zona de estudio para el escenario de uso de huecos existentes

Año	Ingresos	Costes	BAIT	Coste Financiero	BAT	Impuestos	Resultado económico	Flujo de caja	VAN actualizado
0			-74.516.200					-74.516.200	-71.307.368
1	12.769.648	8.296.464	4.473.185	1.788.389	2.684.796	671.199	2.013.597	5.739.407	-66.051.622
2	12.891.388	8.360.615	4.530.772	1.721.833	2.808.940	702.235	2.106.705	5.832.515	-60.940.609
3	13.014.953	8.425.686	4.589.268	1.653.280	2.935.988	733.997	2.201.991	5.927.801	-57.016.478
4	13.140.372	8.491.687	4.648.685	1.582.670	3.066.014	766.504	2.299.511	6.025.321	-51.134.759
5	**13.267.672**	**8.558.634**	**4.709.038**	**1.509.943**	**3.199.096**	**799.774**	**2.399.322**	**6.125.132**	**-46.431.297**
6	13.396.882	8.626.539	4.770.342	1.435.033	3.335.309	833.827	2.501.482	6.227.292	-41.855.305
7	13.528.030	8.695.417	4.832.612	1.357.876	3.474.736	868.684	2.606.052	6.331.862	-37.402.834
8	13.661.145	8.765.283	4.895.862	1.278.405	3.617.457	904.364	2.713.093	6.438.903	-33.070.068
9	13.796.256	8.836.149	4.960.108	1.196.549	3.763.559	940.890	2.822.669	6.548.479	-28.853.321
10	**13.933.395**	**8.908.031**	**5.025.364**	**1.112.238**	**3.913.126**	**978.282**	**2.934.845**	**6.660.655**	**-24.749.034**
11	14.072.590	8.980.943	5.091.647	1.025.397	4.066.250	1.016.563	3.049.688	6.775.498	-20.753.768
12	14.213.874	9.054.901	5.158.973	935.951	4.223.022	1.055.755	3.167.266	6.893.076	-16.864.200
13	14.357.276	9.129.920	5.227.357	843.822	4.383.535	1.095.884	3.287.651	7.013.461	-13.077.122
14	14.502.830	9.206.014	5.296.816	748.929	4.547.887	1.136.972	3.410.915	7.136.725	-9.389.430
15	**14.650.567**	**9.283.201**	**5.367.366**	**651.189**	**4.716.178**	**1.179.044**	**3.537.133**	**7.262.943**	**-5.798.127**
16	14.800.520	9.361.495	5.439.026	550.517	4.888.509	1.222.127	3.666.382	7.392.192	-2.300.317
17	14.952.723	9.440.913	5.511.810	446.824	5.064.986	1.266.246	3.798.739	7.524.549	1.106.802
18	15.107.208	9.521.471	5.585.738	340.021	5.245.716	1.311.429	3.934.287	7.660.097	4.425.936
19	15.264.011	9.603.185	5.660.826	230.014	5.430.812	1.357.703	4.073.109	7.798.919	7.659.702
20	**15.423.166**	**9.686.073**	**5.737.092**	**116.707**	**5.620.386**	**1.405.096**	**4.215.289**	**7.941.099**	**10.810.630**
21	15.584.708	6.044.342	9.540.366	-	9.540.366	2.385.091	7.155.274	7.155.274	13.527.494
22	15.748.673	6.129.629	9.619.044	-	9.619.044	2.404.761	7.214.283	7.214.283	16.148.805
23	15.915.098	6.216.141	9.698.957	-	9.698.957	2.424.739	7.274.218	7.274.218	18.678.076
24	16.084.019	6.303.896	9.780.122	-	9.780.122	2.445.031	7.335.092	7.335.092	21.118.685
25	**16.255.473**	**6.392.913**	**9.862.560**	**-**	**9.862.560**	**2.465.640**	**7.396.920**	**7.396.920**	**23.473.883**
26	11.775.806	6.483.210	5.292.596	-	5.292.596	1.323.149	3.969.447	3.969.447	24.683.339
27	11.952.443	6.574.805	5.377.637	-	5.377.637	1.344.409	4.033.228	4.033.228	25.859.310
28	12.131.729	6.667.718	5.464.011	-	5.464.011	1.366.003	4.098.009	4.098.009	27.002.716
29	12.313.705	6.761.967	5.551.738	-	5.551.738	1.387.935	4.163.804	4.163.804	28.114.452
30	**12.498.411**	**6.857.573**	**5.640.838**	**-**	**5.640.838**	**1.410.210**	**4.230.629**	**4.230.629**	**29.195.388**
31	12.685.887	6.954.554	5.731.333	-	5.731.333	1.432.833	4.298.500	4.298.500	30.246.370
32	12.876.175	7.052.931	5.823.244	-	5.823.244	1.455.811	4.367.433	4.367.433	31.268.224
33	13.069.318	7.152.724	5.916.594	-	5.916.594	1.479.148	4.437.445	4.437.445	32.261.750
34	13.265.358	7.253.955	6.011.403	-	6.011.403	1.502.851	4.508.552	4.508.552	33.227.727
35	**13.464.338**	**7.356.643**	**6.107.696**	**-**	**6.107.696**	**1.526.924**	**4.580.772**	**4.580.772**	**34.166.915**
36	13.666.303	7.460.810	6.205.493	-	6.205.493	1.551.373	4.654.120	4.654.120	35.080.049
37	13.871.298	7.566.478	6.304.820	-	6.304.820	1.576.205	4.728.615	4.728.615	35.967.849
38	14.079.367	7.673.668	6.405.699	-	6.405.699	1.601.425	4.804.274	4.804.274	36.831.011
39	14.290.558	7.782.403	6.508.154	-	6.508.154	1.627.039	4.881.116	4.881.116	37.670.215
40	**14.504.916**	**7.892.706**	**6.612.210**	**-**	**6.612.210**	**1.653.053**	**4.959.158**	**4.959.158**	**38.486.121**

Fin período préstamo
Fin período retribución RD 413/2014

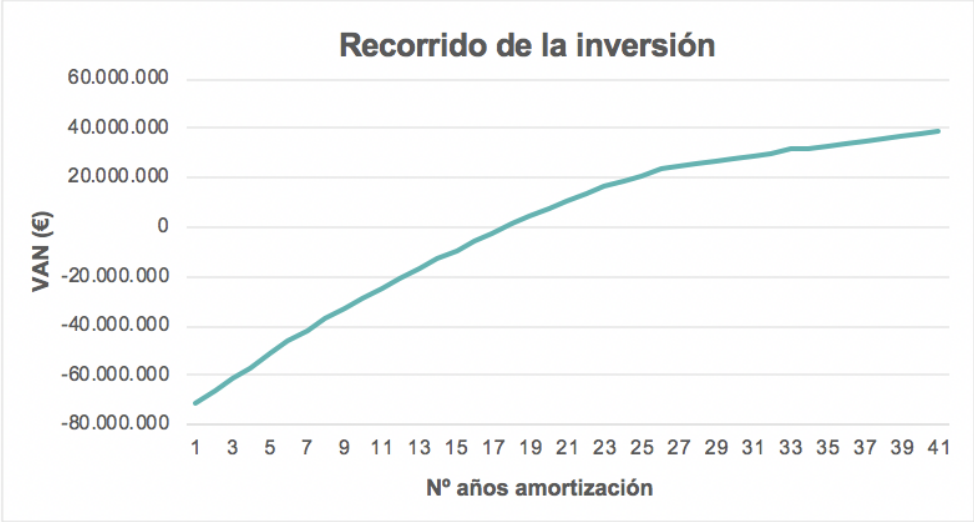


Figura 36. Recorrido de la inversión a lo largo del tiempo de amortización establecido para el escenario de uso de huecos existentes

4.2.6 Plan de negocio con subvención

También se ha incluido un escenario alternativo dónde se ha considerado la obtención de una subvención del 50% sobre los costes totales de inversión, como ya se había indicado. Cuando se acomete un proyecto de inversión de esta magnitud, siempre se buscan posibles líneas de ayudas (españolas, europeas) en vista a asegurar, o como es en este caso, mejorar la rentabilidad de un proyecto. Aunque es cierto que en muchas ocasiones no se consiguen, resulta realista considerar tal escenario debido a la segunda vida que adquieren las minas abandonadas de carbón con este tipo de centrales y las ventajas de favorecer áreas mineras deprimidas potenciando además el uso de energía renovables.

En efecto, la reutilización de minas cerradas podría dinamizar la economía de unas zonas muy castigadas precisamente por el cierre de estas explotaciones, lo que se traduciría directamente en:

- Nuevos puestos de trabajo durante la construcción y explotación de la instalación.
- Transición hacia un mix energético más limpio y renovable en países donde la minería de carbón ha jugado un papel muy importante en el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica. Por ejemplo, es el caso de países como España, Polonia o Alemania.
- Inclusión de nuevas instalaciones de almacenamiento de energía con bajos impactos ambientales en el marco nacional, lo cual resulta extrapolable al marco europeo y mundial.

En la siguiente tabla se presenta el plan de negocio considerando esta subvención y se observa una importante mejora de la rentabilidad, ya que se empezarían a generar beneficios a partir del año 7. El beneficio generado por la instalación rondaría los 74 millones de euros, es decir, rondando rentabilidades muy competitivas del 200%.

Tabla 28: Plan de negocio de la planta UPHES en la zona de estudio para el escenario de uso de huecos existentes

Año	Ingresos	Costes	BAIT	Coste Financiero	BAT	Impuestos	Resultado económico	Flujo de caja	VAN actualizado
0			-37.258.100					-37.258.100	-35.653.684
1	12.769.648	6.433.559	6.336.090	894.194	5.441.895	1.360.474	4.081.422	5.944.327	-30.210.286
2	12.891.388	6.497.710	6.393.677	860.916	5.532.761	1.383.190	4.149.571	6.012.476	-24.941.574
3	13.014.953	6.562.781	6.452.173	826.640	5.625.533	1.406.383	4.219.149	6.082.054	-19.219.243
4	13.140.372	6.628.782	6.511.590	791.335	5.720.255	1.430.064	4.290.191	6.153.096	-14.903.840
5	**13.267.672**	**6.695.729**	**6.571.943**	**754.971**	**5.816.972**	**1.454.243**	**4.362.729**	**6.225.634**	**-10.123.203**
6	13.396.882	6.763.634	6.633.247	717.517	5.915.731	1.478.933	4.436.798	6.299.703	-5.494.001
7	13.528.030	6.832.512	6.695.517	678.938	6.016.579	1.504.145	4.512.434	6.375.339	(1.010.958)
8	13.661.145	6.902.378	6.758.767	639.202	6.119.565	1.529.891	4.589.674	6.452.579	3.331.011
9	13.796.256	6.973.244	6.823.013	598.275	6.224.738	1.556.185	4.668.554	6.531.459	7.536.798
10	**13.933.395**	**7.045.126**	**6.888.269**	**556.119**	**6.332.150**	**1.583.038**	**4.749.113**	**6.612.018**	**11.611.115**
11	14.072.590	7.118.038	6.954.552	512.699	6.441.854	1.610.463	4.831.390	6.694.295	15.558.499
12	14.213.874	7.191.996	7.021.878	467.976	6.553.902	1.638.476	4.915.427	6.778.332	19.383.319
13	14.357.276	7.267.015	7.090.262	421.911	6.668.351	1.667.088	5.001.263	6.864.168	23.089.784
14	14.502.830	7.343.109	7.159.721	374.464	6.785.257	1.696.314	5.088.942	6.951.847	26.681.946
15	**14.650.567**	**7.420.296**	**7.230.271**	**325.594**	**6.904.677**	**1.726.169**	**5.178.508**	**7.041.413**	**30.163.708**
16	14.800.520	7.498.590	7.301.931	275.258	7.026.672	1.756.668	5.270.004	7.132.909	33.538.832
17	14.952.723	7.578.008	7.374.715	223.412	7.151.303	1.787.826	5.363.477	7.226.382	36.810.941
18	15.107.208	7.658.566	7.448.643	170.011	7.278.632	1.819.658	5.458.974	7.321.879	39.983.524
19	15.264.011	7.740.280	7.523.731	115.007	7.408.724	1.852.181	5.556.543	7.419.448	43.059.945
20	**15.423.166**	**7.823.168**	**7.599.997**	**58.353**	**7.541.644**	**1.885.411**	**5.656.233**	**7.519.138**	**46.043.445**
21	15.584.708	6.044.342	9.540.366	-	9.540.366	2.385.091	7.155.274	7.155.274	48.760.309
22	15.748.673	6.129.629	9.619.044	-	9.619.044	2.404.761	7.214.283	7.214.283	51.381.619
23	15.915.098	6.216.141	9.698.957	-	9.698.957	2.424.739	7.274.218	7.274.218	53.910.890
24	16.084.019	6.303.896	9.780.122	-	9.780.122	2.445.031	7.335.092	7.335.092	56.351.499
25	**16.255.473**	**6.392.913**	**9.862.560**	**-**	**9.862.560**	**2.465.640**	**7.396.920**	**7.396.920**	**58.706.697**
26	11.775.806	6.483.210	5.292.596	-	5.292.596	1.323.149	3.969.447	3.969.447	59.916.153
27	11.952.443	6.574.805	5.377.637	-	5.377.637	1.344.409	4.033.228	4.033.228	61.092.125
28	12.131.729	6.667.718	5.464.011	-	5.464.011	1.366.003	4.098.009	4.098.009	62.235.530
29	12.313.705	6.761.967	5.551.738	-	5.551.738	1.387.935	4.163.804	4.163.804	63.347.266
30	**12.498.411**	**6.857.573**	**5.640.838**	**-**	**5.640.838**	**1.410.210**	**4.230.629**	**4.230.629**	**64.428.202**
31	12.685.887	6.954.554	5.731.333	-	5.731.333	1.432.833	4.298.500	4.298.500	65.479.185
32	12.876.175	7.052.931	5.823.244	-	5.823.244	1.455.811	4.367.433	4.367.433	66.501.038
33	13.069.318	7.152.724	5.916.594	-	5.916.594	1.479.148	4.437.445	4.437.445	67.494.564
34	13.265.358	7.253.955	6.011.403	-	6.011.403	1.502.851	4.508.552	4.508.552	68.460.542
35	**13.464.338**	**7.356.643**	**6.107.696**	**-**	**6.107.696**	**1.526.924**	**4.580.772**	**4.580.772**	**69.399.729**
36	13.666.303	7.460.810	6.205.493	-	6.205.493	1.551.373	4.654.120	4.654.120	70.312.863
37	13.871.298	7.566.478	6.304.820	-	6.304.820	1.576.205	4.728.615	4.728.615	71.200.663
38	14.079.367	7.673.668	6.405.699	-	6.405.699	1.601.425	4.804.274	4.804.274	72.063.825
39	14.290.558	7.782.403	6.508.154	-	6.508.154	1.627.039	4.881.116	4.881.116	72.903.029
40	**14.504.916**	**7.892.706**	**6.612.210**	**-**	**6.612.210**	**1.653.053**	**4.959.158**	**4.959.158**	**73.718.935**

Fin período préstamo
Fin período retribución RD 413/2014

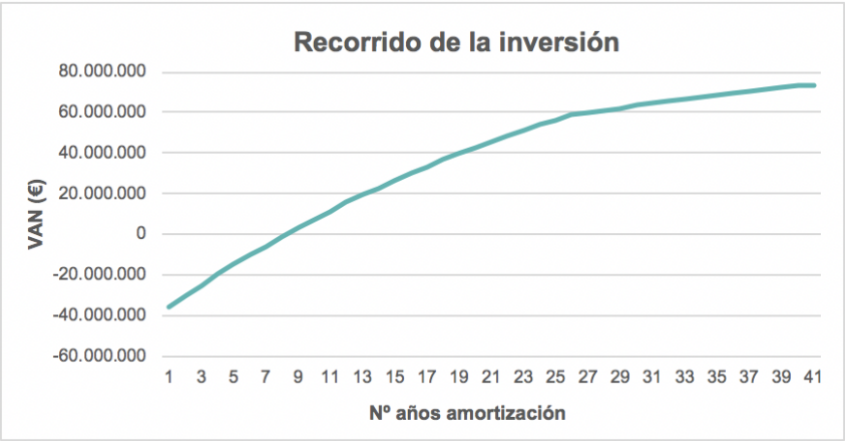


Figura 37. Recorrido de la inversión a lo largo del tiempo de amortización establecido para el escenario de uso de huecos existentes

4.3 Excavación de un nuevo reservorio

4.3.1 Costes de inversión de la instalación

Para este escenario también se plantea subcontratar empresas de obras subterráneas para los trabajos de obra civil de la instalación. Análogamente al otro escenario, dado que las galerías se ejecutarán mediante perforación y voladura, mientras que los pozos a partir de la técnica del *raise boring*, existe una variación de precios en función de la infraestructura construida. Como ya se indicó en dicho escenario, se han fijado precios medios por metro lineal construido según el tipo de excavación empleado. Para las galerías de 30 m^2 se ha considerado un precio de 7.500 € /ml y para el resto de excavaciones se utilizaron los mismos precios (5.000 € /ml para el túnel de acceso, 800 € /ml para los pozos de 1 m de diámetro y 15 € /m^3 excavado para el depósito superior).

Tabla 29: Estimación de los costes de inversión totales para el escenario de excavación de un nuevo reservorio

COSTES DE INVERSIÓN	
Nuevo acceso	25.000.000
Almacenamiento superior	4.500.000
Tubería de presión	1.680.000
Galería de sumergencia	1.875.000
Sala de transformadores	600.000
Casa de máquinas	2.300.000
Chimenea de equilibrio	460.000
Almacenamiento inferior	62.400.000
Conductos de ventilación	250.000
Turbina-bomba	6.475.000
Motor-alternador	6.105.000
Subestación eléctrica	850.000
Sistema eléctrico	2.200.000
Sistema hidráulico	425.000
Automatización y control	375.000
Evacuación de energía	400.000
Total coste (€)	**115.895.000,00**

Como se comentó anteriormente, se puede observar que la mayor partida de costes se debe a la construcción de la red de galerías del depósito subterráneo de agua, constituyendo un 53,85% del coste total de toda la inversión. Efectivamente, el conjunto de todos los trabajos subterráneos constituye la gran parte del CAPEX de la instalación. Por otra parte, cabe destacar que los ingresos y gastos de la explotación no van a permanecer invariables respecto a los del otro escenario, pues existen variaciones en los parámetros de producción de la planta UPHES en función del salto escogido.

4.3.2 Ingresos de la explotación

Al igual que en el escenario anteriormente considerado, los ingresos de la instalación vienen dados por el valor obtenido directamente a través de las ventas de energía, y por la retribución establecida para este tipo de centrales en el RD 413/2014. En la siguiente tabla, se recogen los valores correspondientes a ingresos anuales sin actualizar, considerando unas ventas de energía de 96,75 MWh/año:

Tabla 30: Resumen de ingresos de la explotación para el escenario de excavación de un nuevo reservorio

RESUMEN DE INGRESOS (€/MWh)	85	80	75
Ventas energía (MWh/año)	96.702	96.702	96.702
Ventas energía (€)	8.219.647	7.736.139	7.252.630
Retribución RD 413/2014	4.435.908	4.435.908	4.435.908
TOTAL INGRESOS (€/año)	**12.655.555**	**12.172.047**	**11.688.538**

4.3.3 Gastos de la explotación

Al igual que en el escenario anterior, los gastos anuales ligados al correcto funcionamiento de la explotación se subdividen en cinco subgrupos principales. Además, se encuentran acompañados de los impuestos y peajes que se deben pagar por la explotación de la instalación:

Tabla 31: Resumen de gastos de la explotación para el escenario de excavación de un nuevo reservorio

GASTOS EXPLOTACIÓN (€/MWh)	30	28	26
Consumo de energía (MWh/año)	125.587	125.587	125.587
Consumo de energía (€)	3.767.600	3.516.427	3.265.253
Personal (€)	300.000	300.000	300.000
Repuestos (€)	60.000	60.000	60.000
Serv. Exteriores, Gastos Generales (€)	150.000	150.000	150.000
Seguros (€)	40.000	40.000	40.000
TOTAL GASTOS (€)	**4.317.600**	**4.066.427**	**3.815.253**

Tabla 32: Impuestos y peajes para el escenario de excavación de un nuevo reservorio

IMPUESTOS Y PEAJES (€/MWh)	85	80	75
Peaje Generación	48.351	48.351	48.351
Canón hidráulico (2,2%)	278.422	267.785	257.148
TOTAL GASTOS (€)	**326.773**	**316.136**	**305.499**

Al igual que para el anterior escenario, para realizar el análisis de rentabilidad se han tomado valores medios tanto para ventas como para consumo de energía.

Se puede observar que, pese a que se hayan adoptado los mismos precios, tanto los ingresos como los costes totales de la explotación varían en comparación con el otro escenario, debido a las diferencias en los parámetros de producción de cada instalación.

4.3.4 Plan de negocio

En vista a poder realizar posteriormente una comparativa más transparente entre los resultados económicos de ambos escenarios, se consideró un 3% como tipo de interés del préstamo y un periodo de amortización de la deuda de 20 años para realizar el plan de negocio. Además, se consideró igualmente un período de vida útil de la instalación de 40 años.

Tabla 33: Plan de negocio de la planta UPHES en la zona de estudio para el escenario de excavación de un nuevo reservorio

Año	Ingresos	Costes	BAIT	Coste Financiero	BAT	Impuestos	Resultado económico	Flujo de caja	VAN actualizado
0			-115.895.000					-115.895.000	-110.904.306
1	12.172.047	10.177.313	1.994.734	2.781.480	-786.746	-	-786.746	5.008.004	-106.318.327
2	12.288.089	10.221.138	2.066.951	2.677.965	-611.015	-	-611.015	5.183.735	-101.775.837
3	12.405.872	10.265.402	2.140.469	2.571.345	-430.876	-	-430.876	5.363.874	-100.339.386
4	12.525.421	10.310.109	2.215.312	2.461.526	-246.214	-	-246.214	5.548.536	-92.825.471
5	**12.646.764**	**10.355.262**	**2.291.501**	**2.348.413**	**-56.911**	**-**	**-56.911**	**5.737.839**	**-88.419.409**
6	12.769.926	10.400.867	2.369.059	2.231.906	137.153	34.288	102.865	5.897.615	-84.085.674
7	12.894.937	10.446.928	2.448.008	2.111.904	336.104	84.026	252.078	6.046.828	-79.833.634
8	13.021.822	10.493.450	2.528.372	1.988.302	540.070	135.017	405.052	6.199.802	-75.661.760
9	13.150.611	10.540.437	2.610.174	1.860.992	749.182	187.295	561.886	6.356.636	-71.568.546
10	**13.281.331**	**10.587.894**	**2.693.437**	**1.729.863**	**963.575**	**240.894**	**722.681**	**6.517.431**	**-67.552.513**
11	13.414.013	10.635.826	2.778.187	1.594.799	1.183.388	295.847	887.541	6.682.291	-63.612.208
12	13.548.684	10.684.236	2.864.448	1.455.684	1.408.764	352.191	1.056.573	6.851.323	-59.746.200
13	13.685.376	10.733.131	2.952.245	1.312.396	1.639.849	409.962	1.229.887	7.024.637	-55.953.087
14	13.824.118	10.782.515	3.041.603	1.164.808	1.876.795	469.199	1.407.596	7.202.346	-52.231.488
15	**13.964.941**	**10.832.393**	**3.132.549**	**1.012.793**	**2.119.755**	**529.939**	**1.589.816**	**7.384.566**	**-48.580.046**
16	14.107.877	10.882.769	3.225.108	856.218	2.368.889	592.222	1.776.667	7.571.417	-44.997.430
17	14.252.956	10.933.649	3.319.307	694.946	2.624.361	656.090	1.968.271	7.763.021	-41.482.332
18	14.400.212	10.985.038	3.415.174	528.835	2.886.339	721.585	2.164.754	7.959.504	-38.033.464
19	14.549.677	11.036.941	3.512.735	357.741	3.154.995	788.749	2.366.246	8.160.996	-34.649.566
20	**14.701.383**	**11.089.363**	**3.612.020**	**181.514**	**3.430.506**	**857.627**	**2.572.880**	**8.367.630**	**-31.329.395**
21	14.855.365	5.347.559	9.507.806	-	9.507.806	2.376.951	7.130.854	7.130.854	-28.621.804
22	15.011.657	5.401.035	9.610.622	-	9.610.622	2.402.656	7.207.967	7.207.967	-26.002.788
23	15.170.293	5.455.045	9.715.248	-	9.715.248	2.428.812	7.286.436	7.286.436	-23.469.269
24	15.331.309	5.509.596	9.821.713	-	9.821.713	2.455.428	7.366.285	7.366.285	-21.018.280
25	**15.494.740**	**5.564.692**	**9.930.049**	**-**	**9.930.049**	**2.482.512**	**7.447.536**	**7.447.536**	**-18.646.966**
26	11.224.714	5.620.338	5.604.376	-	5.604.376	1.401.094	4.203.282	4.203.282	-17.366.263
27	11.393.085	5.676.542	5.716.543	-	5.716.543	1.429.136	4.287.408	4.287.408	-16.116.180
28	11.563.981	5.733.307	5.830.674	-	5.830.674	1.457.669	4.373.006	4.373.006	-14.896.046
29	11.737.441	5.790.640	5.946.801	-	5.946.801	1.486.700	4.460.101	4.460.101	-13.705.199
30	**11.913.503**	**5.848.547**	**6.064.956**	**-**	**6.064.956**	**1.516.239**	**4.548.717**	**4.548.717**	**-12.542.991**
31	12.092.205	5.907.032	6.185.173	-	6.185.173	1.546.293	4.638.880	4.638.880	-11.408.785
32	12.273.588	5.966.103	6.307.486	-	6.307.486	1.576.871	4.730.614	4.730.614	-10.301.958
33	12.457.692	6.025.764	6.431.929	-	6.431.929	1.607.982	4.823.947	4.823.947	-9.221.896
34	12.644.558	6.086.021	6.558.536	-	6.558.536	1.639.634	4.918.902	4.918.902	-8.167.999
35	**12.834.226**	**6.146.881**	**6.687.345**	**-**	**6.687.345**	**1.671.836**	**5.015.508**	**5.015.508**	**-7.139.678**
36	13.026.739	6.208.350	6.818.389	-	6.818.389	1.704.597	5.113.792	5.113.792	-6.136.357
37	13.222.140	6.270.434	6.951.707	-	6.951.707	1.737.927	5.213.780	5.213.780	-5.157.467
38	13.420.473	6.333.138	7.087.335	-	7.087.335	1.771.834	5.315.501	5.315.501	-4.202.455
39	13.621.780	6.396.469	7.225.310	-	7.225.310	1.806.328	5.418.983	5.418.983	-3.270.776
40	**13.826.106**	**6.460.434**	**7.365.672**	**-**	**7.365.672**	**1.841.418**	**5.524.254**	**5.524.254**	**-2.361.898**

Fin período préstamo
Fin período retribución RD 413/2014

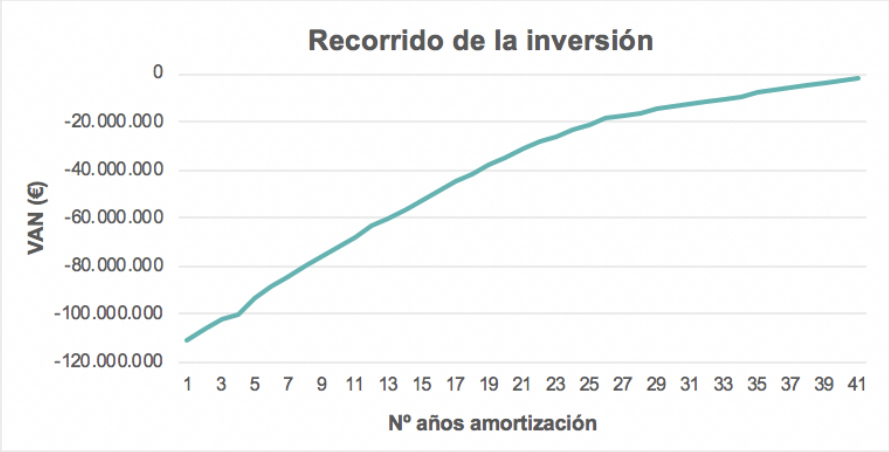


Figura 38. Recorrido de la inversión a lo largo del tiempo de amortización establecido para el escenario de excavación de un nuevo reservorio

Como se puede observar, la tecnología en el ámbito de la ingeniería civil no se ha desarrollado lo suficiente como para que llevar a cabo un proyecto de una planta UPHES en la que su depósito inferior se construye completamente de nuevo sea económicamente viable. Para llegar a un VAN positivo (233.106 €), habría que irse hasta el año 43, dónde el TIR sería del 4,51%.

4.4 Análisis comparativo de los resultados obtenidos

Como se ha podido observar tras el estudio económico realizado para los distintos escenarios planteados para una posible construcción de una planta UPHES en la mina de Lieres, el resultado final de la instalación va a estar íntimamente relacionado con el método de construcción que finalmente se escoja. Por el momento, está claro que no resulta económicamente viable realizar un proyecto de este tipo construyendo de nuevo toda la infraestructura. En cambio, escogiendo una solución menos atractiva desde el punto de vista técnico, aunque siempre en condiciones de plena seguridad y fiabilidad, se pueden obtener resultados muy competitivos desde el punto de vista económico y eficiente con el medio ambiente. De cara a dar una visión aún más compacta sobre el alcance que tiene consigo llevar a cabo la construcción de una planta UPHES, se han calculado diversos parámetros característicos de una central de este tipo presentaría para ambos escenarios (aprovechar los huecos existentes de la mina y llevar a cabo la construcción de un depósito inferior completamente nuevo).

Horas equivalentes

Las horas equivalentes se traducen en las horas de funcionamiento de la central hidroeléctrica a potencia nominal.

$$Horas\ equivalentes\ = \frac{Energía\ producida\ en\ un\ año}{Potencia\ instalada} = \frac{101.449\ MWh}{39{,}81\ MW} = 2548\ h$$

$$Horas\ equivalentes = \frac{Energía\ producida\ en\ un\ año}{Potencia\ instalada} = \frac{96.702\ MWh}{37{,}95\ MW} = 2548\ h$$

Factor de capacidad

Se trata del porcentaje resultante del cociente entre la energía generada en un período de tiempo determinado y la energía generada si se hubiera logrado tener la central en funcionamiento a potencia nominal durante todo ese período.

$$Factor\ de\ capacidad\ (\%) = \frac{Energía\ producida\ en\ un\ año}{Potencia\ instalada * 8760h} = \frac{101.449\ MWh}{39{,}81\ MW * 8760h} = 29{,}09\%$$

$$Factor\ de\ capacidad\ (\%) = \frac{Energía\ producida\ en\ un\ año}{Potencia\ instalada * 8760h} = \frac{96.702\ MWh}{37{,}95\ MW * 8760h} = 29{,}09\%$$

Costes de generación

Es una medida que se emplea muy habitualmente para identificar la viabilidad económica de la construcción de este tipo de centrales hidroeléctricas. Se calcula hallando el cociente entre los gastos anuales y la energía media que se produce en un año. Cabe destacar que se han incluido dentro de los gastos anuales, los gastos debidos a impuestos y peajes por tener la instalación en funcionamiento.

$$Costes\ de\ generación = \frac{Gastos\ anuales}{\text{Energía producida}} = \frac{4.239.070\ €}{101.449\ \text{MWh}} = 41{,}79\ €/\text{MWh}$$

$$Costes\ de\ generación = \frac{Gastos\ anuales}{\text{Energía producida}} = \frac{4.066.427\ €}{96.702\ \text{MWh}} = 42{,}05\ €/\text{MWh}$$

Índice de energía

Al igual que el parámetro que nos indica los costes de generación de energía anuales, el índice de energía es a su vez una buena medida de referencia entre proyectos de este tipo.

$$\text{Índice de energía} = \frac{\text{Inversión total}}{\text{Energía producida en un año}} = \frac{74.516.200\ €}{101.449\ \text{MWh}} = 734{,}52\ €/\text{MWh}$$

$$\text{Índice de energía} = \frac{\text{Inversión total}}{\text{Energía producida en un año}} = \frac{115.895.000\ €}{96.702\ \text{MWh}} = 1198{,}48\ €/\text{MWh}$$

Índice de potencia

El índice de potencia viene dado por el cociente entre la inversión total de la instalación (€) la potencia instalada (kW). Es uno de los índices más usados para medir la rentabilidad de operación de la instalación.

$$\text{Índice de potencia} = \frac{\text{Inversión total}}{\text{Potencia instalada (kW)}} = \frac{74.516.200\ €}{39.809\ \text{kW}} = 1871{,}84\ €/\text{kW}$$

$$\text{Índice de potencia} = \frac{\text{Inversión total}}{\text{Potencia instalada}} = \frac{115.895.000\ €}{37.946\ \text{kW}} = 3054{,}21\ €/\text{kW}$$

Período de retorno

Se trata de una aproximación del tiempo que se tardará en recuperar la inversión de una forma ficticia, ya que no se tienen en cuenta los distintos parámetros financieros. Como se verá próximamente, este valor dista considerablemente del valor real de retorno.

$$\text{Período de retorno} = \frac{\text{Inversión total}}{\text{Ingresos anuales} - \text{gastos anuales}} = \frac{74.516.200}{12.769.648 - 4.239.070€} = 8{,}7\ \textit{años}$$

$$\text{Período de retorno} = \frac{\text{Inversión total}}{\text{Ingresos anuales} - \text{gastos anuales}} = \frac{115.895.000}{12.172.047€ - 4.066.427} = 14{,}3\ \textit{años}$$

Se observa que el valor de todos estos parámetros es superior en el escenario de huecos de nueva construcción, con un mismo factor de capacidad y nº de horas equivalentes.

A continuación, se recoge a modo de resumen, los resultados obtenidos para los distintos escenarios planteados en el estudio económico:

Tabla 34: Resultados económicos en los tres escenarios planteados

UPSH	Periodo de operación (años)	Precio medio ventas (€/MWh)	Precio medio compra (€/MWh)	Interés (%)	Coste de Inversión (€)	VAN	TIR	PAYBACK
Nuevos Túneles	40	80	30	3,00%	115.895.000,00	-2.361.898 €	4,35%	16
Uso de huecos actuales	40	80	30	3,00%	74.516.200,00	38.486.121 €	8,10%	11
Uso de huecos actuales con subvención (50%)	40	80	30	3,00%	37.258.100,00	73.718.935 €	16,88%	6

En conclusión, gracias al estudio económico realizado en este proyecto se pueden comparar diferentes tendencias que puede seguir la construcción de una planta UPHES en función de los parámetros de construcción y producción para los que haya sido diseñada. Efectivamente, hoy en día no resulta económicamente viable construir una central hidroeléctrica reversible subterránea desde cero, debido a los altos costes de obra civil que conlleva. En cambio, resulta muy interesante el aprovechamiento de los huecos existentes en minas en desuso, ya que de esta forma se da una segunda vida a una infraestructura abandonada que no genera beneficios e incluso puede suponer costes, convirtiéndola en un sistema energético renovable tanto en lo referente a la generación como al almacenamiento de energía.

5. Evaluación medioambiental del área de estudio

Se entiende que existe impacto ambiental cuando un factor ambiental resulta modificado de modo que la calidad ambiental va a ser distinta en los casos de no ejecución y de ejecución de un proyecto. Por ello, realizar un estudio de impacto ambiental donde se recojan de manera objetiva y con carácter interdisciplinar las posibles consecuencias de la ejecución de un proyecto de este calibre, es esencial, ya que se evalúan los efectos sobre los activos medioambientales intangibles que no se consideran en los análisis costo-beneficio tradicionales (Conesa, 1997). Para este proyecto se ha optado por dividir los impactos medioambientales que se generan en la fase de ejecución de la obra y en la fase de explotación de la central. Cabe destacar que, en caso de llevar a cabo el proyecto, sería necesario a su vez realizar un estudio de los impactos ambientales en la fase de demolición/abandono.

5.1 Impactos medioambientales durante la fase de ejecución de la obra civil

En la fase de ejecución las obras más significativas son las obras subterráneas, por lo que los posibles impactos en el medio ambiente serán los siguientes:

- Ruido y ondas emitidas por las máquinas encargadas de perforar y realizar las obras civiles. Se trata de un efecto inevitable que deberá ser cuidadosamente estudiado tratando de optimizar el tiempo de utilización de las máquinas.
- El impacto paisajístico es prácticamente nulo, ya que gran parte de la instalación se construye bajo tierra.
- El impacto en el ecosistema se puede traducir en una leve variación de la vegetación durante el proceso de construcción de la central. Esto se debe principalmente a que la mayoría de las obras se realizarían donde ya existía anteriormente una explotación minera, por lo que todas estas consideraciones ya se tuvieron en cuenta en su día y no deberían suponer gran problema.

5.2 Impactos medioambientales durante la fase de explotación de la central

En la fase de explotación de la central se deberán tener en cuenta igualmente los impactos sónicos, paisajísticos y biológicos:

- El impacto sónico que producen este tipo centrales deriva únicamente del ruido generado por los equipos electromecánicos albergados en la casa de máquinas, el centro de transformadores y los sistemas de ventilación. Por ello, en caso de que este impacto sea mayor del esperado se podría mitigar insonorizando dichos componentes con materiales absorbentes o aislantes. El hecho de que estos equipos se encuentren a bastante profundidad limita mucho los posibles efectos.
- Al igual que en la fase de ejecución, el impacto paisajístico sería prácticamente nulo dado que gran parte de la central está construida bajo tierra. Además, las estructuras que se plantearon construir en la superficie no supondrían un fuerte impacto debido a estar situadas en una zona libre de población y que fue ya anteriormente empleada para la explotación minera.

6. Conclusiones

En el presente proyecto ha quedado demostrado que, a pesar de la actual inexistencia de sistemas de almacenamiento hidroeléctricos subterráneos a escala comercial en el mundo, las plantas UPHES pueden suponer una solución potencial a los problemas derivados de la naturaleza intermitente de las fuentes de energía renovables: se reducirían considerablemente las emisiones de CO_2, capacitando al sistema eléctrico para una mayor integración de fuentes renovables en el mix, pudiendo resultar en una idea atractiva de cara a posibles inversores interesados en alcanzar modelos de producción libres de emisiones. Además, la posibilidad de reutilizar minas abandonadas para llevar a cabo esta clase de proyectos supone un incentivo extra para empresas y administraciones regionales y estatales, que pueden llegar a ver en éstos la solución a los problemas derivados del desmantelamiento de minas subterráneas, tanto en lo referente a posibles costes remanentes como a la generación de empleo, posibilitando la reconstrucción del tejido sociolaboral de las regiones más afectadas por el fin de la explotación de combustibles fósiles.

En particular, el UPHES planteado en la mina de Lieres (Asturias), con un salto neto de 519,5 m y una potencia instalada de 39,8 MW, permite obtener una rentabilidad positiva de 38,5 millones de euros, llegando a incrementar hasta los 73,7 millones de euros en caso de lograr la obtención de una subvención para el proyecto. Sin embargo, la construcción de una planta UPHES excavando un nuevo reservorio no presentaría resultados económicamente favorables por el momento, debido a los altos costes de obra civil que conllevan. Para ambos escenarios, es necesario destacar que los parámetros geológicos, geotécnicos e hidrogeológicos deberán ser estudiados en profundidad en caso de valorar la ejecución de un proyecto de este alcance, pues juegan un papel vital a la hora de evaluar el rendimiento de una planta UPHES, así como los posibles inconvenientes que pueda llegar a presentar a lo largo de su vida útil.

A pesar de haber reconocido y estudiado en cierta profundidad los mecanismos de funcionamiento del sistema eléctrico español, se ha decidido dejar fuera del alcance de este proyecto, aquellas consideraciones particulares que se deben tener en cuenta acerca de las fluctuaciones a las que se ven sometidas los precios de la electricidad en los mercados diario, intradiario e incluso, en los mercados a plazo y que pudieran tener influencia en el análisis económico. Su estudio, requeriría de un trabajo de investigación más detallado y de mayor extensión, por lo que no ha podido ser abordado en este proyecto.

Sin lugar a duda, las energías renovables son el futuro, y la cooperación entre los actores públicos y privados será la clave para reconstruir economías para alcanzar un futuro más limpio y sostenible. El proyecto que aquí se plantea se enmarca en esta línea y supone una opción viable técnica y económicamente, extrapolable a otras regiones, aportando una solución potencial para la reconversión económica de países donde la industria del carbón ha tenido y, que por el momento, sostiene, un papel muy importante en la economía nacional (Alemania, Polonia).

7. Bibliografía

ADB, (2001). *Project Completion Report On The Guangzhou Pumped Storage Stage II Project*. Large.stanford.edu. Disponible en: http://large.stanford.edu/courses/2014/ph240/galvan-lopez2/docs/26369-prc-pcr.pdf

Alvarado R, Niemann A, Schwanenberg D, (2013). *Concepts for Pumped-Storage Hydroelectricity using Un-derground Coal Mines.* Proceedings of 2013 IAHR Congress, Tsinghua University Press, Beijing.

Alvarado R., Niemann, A., Wortberg, T., (2015). Underground pumped-storage hydroelectricity using existing coal mining infrastructure. In: Mynnet A. (ed.) Deltas and the future and what happens upstream. E-proceedings of the 36th IAHR world congress. The Hague (Netherlands): IAHR.

Álvarez-Quintana C, (1971). *Solvay & cia (Lieres): Historia y arquitectura de una empresa belga en Asturias. Las minas.* Vol. 51, 149 – 83:126.

Álvarez R, Ordóñez A, De Miguel E, Loredo C, (2016) *Prediction of the flooding of a mining reservoir in NW Spain.* J Environ Manag 2016;184:219–28

Andrés C, Ordóñez A, Álvarez R, (2017) *Hydraulic and thermal modelling of an underground mining reservoir.* Mine Water Environ 2017;36:24–33

Andrews, R., (2017) *A Brief Review of Underground Coal Mine Energy Storage*. Energy Matters. Disponible en: http://euanmearns.com/a-brief-review-of-underground-coal-mine-energy-storage/

Banks D, (2016) *Making the red one green: renewable heat from abandoned flooded mines*. In: International Association of Hydrogeologists (Irish Group) editor. Proceedings of the 36th annual groundwater conference. Tullamore, Co. Offaly, Ireland. International Association of Hydrogeologists; 2016. p. 1–9.

Banks D, Younger PL, Arnesen RT, Iversen ER, Banks SB, (1997). *Mine-water chemistry: the good, the bad and the ugly.* Environ. Geol. 32, 3 - 157:174.

Barbour E, Wilson IG, Radcliffe J, Ding Y, Li Y., (2016) *A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets.* Renewable Sustainable Energy Review 2016, 61-421:432.

Barnes, F. y Levine, J., (2011). *Large Energy Storage Systems Handbook*. 1st ed. CRC Press; 1 edition.

Beyer, T., (2013). *Goldisthal Pumped-Storage Plant: More Than Power Production*. Hydro Review. Disponible en: https://www.hydroreview.com/2007/03/01/goldisthal-pumped-storage-plant-more-than-power-production/#gref

BloombergNEF (2020). *New Energy Outlook 2019* | Bloomberg NEF. Disponible en: https://about.bnef.com/new-energy-outlook/

BMWi (2020). *What exactly are flexibility options?* Disponible en: https://www.bmwienergiewende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2018/01/Meldung/direkt-account.html
BOE-A-2004-6070 "*Inventario del Patrimonio Cultural de Asturias del Pozo Siero, en Lieres, concejo de Siero*"

BOPA (2018). Núm. 117 de 22-05-2018 "Aprobación definitiva de la modificación 8.ª de la revisión del PGOU de Siero"

Bozzolani E, (2010). *Techno-economic analysis of compressed air energy storage systems:* School of Engineering, Cranfield University. Disponible en: https://dspace.lib.cranfield.ac.uk/bitstream/handle/1826/6786/EMANUELE_BOZZOLANI_THESIS_2010.pdf?sequence=1&isAlloewd=y.

Bravo A, (2020). *Financiación por terceros tras el coronavirus: una solución para las empresas.* Disponible en: https://www.eleconomista.es/opinion-legal/noticias/10536493/05/20/Financiacion-por-terceros-tras-el-coronavirus-una-solucion-para-las-empresas.html

Carbajo A, (2007). *Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema*. Mincotur.gob.es. Disponible en: https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/55.pdf

Chen H, Cong TN, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y, (2009). *Progress in electrical energy storage system: a critical review.* Prog Nat Sci 2009, 19 (3) - 291:312

Climate-data.org, (2020). *Clima Lieres*. Disponible en: https://es.climate-data.org/europe/espana/principado-de-asturias/lieres-482518/

CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) (2020). *Informe de seguimiento de mercados a plazo de energía eléctrica en España (enero 2018)*. Disponible en: https://www.cnmc.es/sites/default/files/1941141_35.pdf

Colmenero JR, Suárez-Ruiz I, Fernández-Suárez J, Barba P, Llorens T (2008). *Genesis and rank distribution of upper Carboniferous coal basins in the Cantabrian mountains, northern Spain*. Int J Coal Geol, 76 – 187:204

Conesa V, (1995). *Los instrumentos de gestión ambiental en la empresa.* S.A. Mundi-Prensa Libros.

Deane JP, Ó Gallachóir BP, McKeogh EJ, (2010) *Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant.* Renew. Sustain. Energy Rev. 2010, 14-1293:1302.

Dietsch K, Klingebiel M, (2005). *Bosch, Manual De La Técnica Del Automóvil*. Plochingen: Robert Bosch.

Dincer I, Rosen MA, (2011) *Thermal Energy Storage: Systems and Application*. John Wiley & Sons: Chichester, UK, 2011.

EASE (2016). *Adiabatic Compressed Air Energy Storage*. Disponible en: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_ACAES.pdf

EASE (2016). *Diabatic Compressed Air Energy Storage*. Disponible en: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_ACAES.pdf

EERA 2018. *Underground Pumped Hydro Storage*. Disponible en: https://eera-es.eu/wp-content/uploads/2018/07/EERA_Factsheet_Underground-Pumped-Hydro-Energy-Storage_final.pdf
Energía y sociedad (2020). *Mecanismos de ajuste de demanda y producción.* Disponible en: http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-5-mecanismos-de-ajuste-de-demanda-y-produccion/

Entrelíneas (2017). *Servicios de ajustes: los mecanismos de equilibrio del sistema | Entrelíneas*. Disponible en: https://entrelineas.ree.es/conoce-mejor/servicios-de-ajustes-los-mecanismos-de-equilibrio-del-sistema

EPRI-DOE (2003). Ha*ndbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications*. EPRI, DOE, Palo Alto, CA, Washington, DC 2003. Disponible en: https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/ESHB%201001834%20reduced%20size.pdf

EPRI-DOE (2004). *Energy Storage for Grid Connected Wind Generation Applications.* EPRI, DOE, Palo Alto, CA, Washington, DC 1008703, 2004. Disponible en: https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/EPRI-DOE%20ESHB%20Wind%20Supplement.pdf

European Comission, (2018a). *Annex 13 – Case study on tunnels.* Disponible en: https://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/assess_unit_cost_rail/annex_13_case_study_tunneling.pdf

European Comission, (2018b). *Underground Pumped Hydroelectric Storage using existing coal mining infrastructure of Prosper Haniel Mine, Germany*. University of Duisburg-Essen. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/6.2_niemann_energy_storage.pdf

FCH (2015). *Commercialisation of Energy Storage in Europe*. Disponible en: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CommercializationofEnergyStorageFinal_3.pdf

Fondo Social Europeo, Gobierno del Principado de Asturias (2006). *Plan estratégico para Lieres.* Disponible en: http://movil.asturias.es/RecursosWeb/trabajastur/Otra_Documentacion/Plan%20estrat%C3%83%C2%A9gico%20para%20Lieres.pdf

García-Loygorri A, Ortuño G, Caride de Liñan C, Gervilla M, Greber C, Feys R, (1971). *El Carbonífero de la Cuenca Central Asturiana*. Trabajos de Geología. Universidad de Oviedo, 3 – 101:150

GE (2019). *Implementing Sustainable Business Models for Hydro Storage*. Disponible en: https://www.ge.com/content/dam/gepower-renewables/global/en_US/downloads/Whitepapers/ge-hydro-storage-sustainable-business-models-whitepaper.pdf>

Gorona del Viento (2020). *Central Hidroeólica - Gorona Del Viento El Hierro, S.A.*. Gorona del Viento El Hierro, S.A. Disponible en: http://www.goronadelviento.es/central-hidroeolica/

Hall A, Scott JA, Shang H, (2011). *Geothermal energy recovery from underground mines.* Renewable Sustainable Energy Review 2011, 15-916:924

He W, Luo X, Evans D. Busby J, Garvey S, Parkes D, (2017). *Energy storage of compressed aire in cavern and cavern volume estimation of the large-scale compressed air energy storage system.* Applied Energy; 57-208:745.

Heid B, Linder M, Orthofer A, Wilthaner M, (2017). *Hydrogen: The Next Wave For Electric Vehicles.* McKinsey & Company. Disponible en: https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/hydrogen-the-next-wave-for-electric-vehicles

Henze V, (2019). *Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve In The Next Decade*. BloombergNEF. Disponible en: https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/

Holzinger C, Robinson C, (2020). *Global Energy Storage Market Forecast 2019.* Disponible en: https://www.luxresearchinc.com/hubfs/Lux%20Research%20-%20Global%20Energy%20Storage%20Market%20Forecast%202019%20-%20press.pdf

HUNOSA (2007). *Plan especial de protección de las antiguas instalaciones del Pozo Siero en lieres (Siero). Ayuntamiento de Siero.* Disponible en: http://www.ayto-siero.es/recursos/doc/servicios_al_ciudadano/Normativa/Plan_General/PLANES_ESPECIALES/ANTIGUAS_INSTALACIONES_POZO_DE_LIERES/15981_20112011201513358.pdf

Hull J, (2014). *Options, futures, and other derivatives*. Harlow: Pearson.

Hvidtfeldt H, Sønderberg L, (2013). *DTU International Energy Report 2013*. Disponible en: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/60269062/DTU_International_Energy_Report_2013.pdf

Hydrogen Europe (2017). *Hydrogen Storage.* Disponible en: https://hydrogeneurope.eu/hydrogen-storage

Iberdrola (2020a). *Almacenamiento De Energía: La Clave De Un Futuro Descarbonizado*. Disponible en: https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/almacenamiento-de-energia-eficiente

Iberdrola (2020b). *Pumped-storage hydro-power plants: Do you know what pumped-storage hydropower stations are used for?* Disponible en: https://www.iberdrola.com/environment/pumped-storage-hydropower

Iberdrola (2009). I*berdrola construye la mayor central hidráulica de bombeo de Europa: La Muela II.* Disponible en: https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-construye-la-mayor-central-hidraulica-de-bombeo-de-europa-la-muela-ii-2539591920090928

IEA (2018). *Renewables 2018, International Energy*.
Agency of the Organisation for Economic Cooperation and Development, Paris, France. Disponible en: https://www.iea.org/reports/renewables-2018

IGME (1984). *Actualización del inventario de recursos nacionales de carbón.* Madrid: ITGE. Memoria I.

IGME (2017). *Estudio de los recursos de metano en las capas de carbón (CBM): Antecedentes y valoración de la cuenca carbonífera central de Asturias y cuencas adyacentes.* Volumen I, Generalidades de la CCC, Área Riosa-Olloniego Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas de Oviedo.

IHA (2018). *The World's Water Battery: Pumped Hydropower Storage And The Clean Energy Transition.* Disponible en: https://www.hydropower.org/sites/default/files/publications-docs/the_worlds_water_battery_-_pumped_storage_and_the_clean_energy_transition_2.pdf

Immendoerfer A, Tietze I, Hottenroth H, Viere T, (2017). *Lifecycle impacts of pumped hydropower storage and battery storage.* Int J Energy Environ Eng, 8 – 231:245

International Renewable Energy Agency (IRENA), (2013). *The Energy Technology Systems Analysis Programmes (ETSAP): Technology Brief E17.* International Energy Agency: Paris, France, 2013.

Kadiyala A, Kommalapati R, Husque Z, (2016). *Evaluation of the Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Hydroelectricity Generation Systems.* Sustainability 2016, 8-539.

Karan SK, Samadder SR, (2016). *Reduction of spatial distribution of risk factors for transportation of contaminants released by coal mining activities*. J. Environ Manage, 180 - 280:290.

Koronowsni R, (2013). *The Inside Story Of The World'S Biggest 'Battery' And The Future Of Renewable Energy*. Disponible en: https://thinkprogress.org/the-inside-story-of-the-worlds-biggest-battery-and-the-future-of-renewable-energy-8984e81283c/

Layton L, (2012). *Compressed Air Energy Storage.* Disponible en: https://pdhonline.com/courses/e365/e365content.pdf
Liu Z, Meng Y, (2015). *Key technologies of drilling process with raise boring method.* Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. Disponible en: 10.1016/j.jrmge.2014.12.006.

Loredo C, Ordóñez A, García-Ordiales E, Álvarez R, Roqueñí N, Cienfuegos P, Peña A, Burnside NM., (2017). *Hydrochemical characterization of a mine water geothermal energy resource in NW Spain.* Sci Total Environ, 576-59:69

Madlener R, Spetch JM, (2013). *An Explanatory Economic Analysis of Underground Pumped-Storage Hydro Power Plants in Abandoned Coal Mines.* FCN working paper Nº 2.

McLarnon F.R., Cairns E.J. (1989). Energy-Storage, Annual Review of Energy, 14-241:271

Menéndez J, Ordóñez A, Álvarez R, Loredo J, (2019). *Energy from closed mines: Underground energy storage and geothermal applications.* Disponible en: https://doi.org/10.1016/j.ser.2019.04.007

Menéndez J, Fernandez-Oro JM, Galdo M, Loredo J (2019b) *Energy storage in underground coal mines in NW Spain: Assessment of an underground lower water reservoir and preliminary energy balance.* Disponible en: https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.042

Menéndez J, Fernandez-Oro JM, Galdo M, Loredo J (2019c). *Pumped-storage hydropower plants with underground reservoir: Influence of air pressure on the efficiency of the Francis turbine and energy production.* Renewable Energy;143:1427-1438

Menendez J. (2018) Almacenamiento de energía hidroeléctrica en explotaciones subterráneas de carbón y ajuste del Sistema eléctrico español. Tesis Doctoral, Universidad de Oviedo.

Menéndez J, Loredo J, Fernández-Oro JM, Galdo-Vega M, (2018). *Underground pumped-storage hydro power plants with mine water in abandoned coal mines.* Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/329143569

Merino J, Veganzones C, Sanchez JA, Martinez S, Platero CA, (2012). *Power System Stability of a Small Sized Isolated Network Supplied by a Combined Wind-Pumped Storage Generation System: A Case Study in the Canary Islands.* Energies 2012, 5-2351:2369.

Meyer F, (2013) *Storing wind energy underground.* Berlin: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear safety. Disponible en: http://www.bine.info/fileadmin/content/Presse/Projectinfos_2013/PM_18_2013/ ProjektInfo_1813_engl_internetx.pdf

MIBEL, (2020). *Iberian Electricity Market – MIBEL*. Disponible en: https://www.mibel.com/en/home_en/

Milenic D, Vasiljevic P, Vranjes A, (2010). *Criteria for use of groundwater as renewable energy source in geothermal heat pump systems for building heating/cooling purposes*. Energy Build, 42-649:657

Min CG, Kim MK, (2017). *Flexibility-Based Reserve Scheduling of Pumped Hydroelectric Energy Storage in Korea.* Energies 2017, 10, 1478

Moreno B, Lopez AJ, 2008. *The effect of renewable energy on employment. The case of Asturias (Spain).* Renewable Sustainable Energy Review, 12 - 732:751

MWH (2009). *Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest.* Disponible en: https://www.hydro.org/wp-content/uploads/2017/08/PS-Wind-Integration-Final-Report-without-Exhibits-MWH-3.pdf

Newman J, D'Aprile P, (2016). *The new economics of energy storage*. McKinsey & Company. Disponible en: https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/the-new-economics-of-energy-storage

NHA, (2017). *Challenges And Opportunities For New Pumped Storage Development.* Disponible en: https://www.hydro.org/wp-content/uploads/2017/08/NHA_PumpedStorage_071212b1.pdf

OMIE (2020). *Mercado de electricidad* Disponible en: https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad

Ordóñez A, Jardón S, Álvarez R, Andrés C, Pendás F. (2012). *Hydrogeological definition and applicability of abandoned coal mines as water reservoirs*. J Environ Monit, 14-2127:2136

Özarslan A, Aydiner HY, Köken E, Alber M. *Stability analysis of deep coal mine main roadways for pumped hydropower lower reservoir storage*. Kwasniewski M, Lydzba D, editors. Rock mechanics for resources, energy and environment. Proceedings of EUROCK2013. Wroclaw (Polonia). Taylor & Francis, 2013, p. 587–92

Pedrosa SJ, (2020). Índice de precios al consumo (IPC). Disponible en: https://economipedia.com/definiciones/ipc-indice-precios-al-consumo.html

PEi (2016). *Switchgear solution for hydropower plants.* Disponible en: https://www.powerengineeringint.com/world-regions/asia/switchgear-solution-for-hydropower-plants/

Peralta E, Breede K, Falcone G. *Geothermal heat recovery from abandoned mines: a systematic review of projects implemented worldwide and a methodology for screening new projects.* Environ Earth Sci 2015, 73-6783:6795.

Pickard W, (2012). *The history, present state, and future prospects of underground pumped hydro for massive energy storage.* Proceedings of the IEEE, 100(2), p. 473-483.

Pieper C, Rubel H, (2010). *Electricity storage: Making Large-Scale Adoption of Wind and Solar Energies a Reality.* Disponible en: https://www.bcg.com/documents/file41973.pdf

Pujades E, Willems T, Bodeux S, Orban P, Dassargues A, (2016). *Underground pumped storage hydroelectricity using abandoned works (deep mines or open pits) and the impact on groundwater flow.* Disponible en: https://doi.org/ 10.1007/s10040-016-1413-z

REE, (2018). *Soria Chira - Central Hidroeléctrica Reversible*. Disponible en: https://www.ree.es/html_chira_soria/index.html

REE, (2020a). *Servicios de ajuste e intercambios internacionales, Avance 2019; Comprometidos con la energía inteligente.* Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2020/servicios_de_ajuste_2019.pdf

REE, (2020b). *Servicio de interrumpibilidad*. Disponible en: https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/servicio-de-interrumpibilidad

Renewables First, (2015). *Financing Hydropower Projects.* Disponible en: https://www.renewablesfirst.co.uk/hydropower/hydropower-financing-and-investing/financing-hydro-projects/

Roca J, (2017). *Las 10 Mayores Centrales Hidroeléctricas De Bombeo Del Mundo*. Disponible en: https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-mayores-centrales-hidroelectricas-de-bombeo-del-mundo/

Rohit AK, Devi KP, Rangnekar S, (2017). *An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector: Part I – Technologies and Comparison.* J. Energy Storage 2017, 13-10:23

Sarbu I, Sebarchievici C, (2018). *A Comprehensive Review Of Thermal Energy Storage.* Disponible en: https://www.mdpi.com/2071-1050/10/1/191

Scott M, (2020). *Energy Storage Set To Charge Into Central Role In Global Markets*. Disponible en: https://www.forbes.com/sites/mikescott/2020/02/28/energy-storage-set-to-charge-into-central-role-in-global-markets/#10bed3427c79

Sevilla A (2020). *Beneficio antes de intereses e impuestos (BAII).* Disponible en: https://economipedia.com/definiciones/beneficio-antes-de-intereses-e-impuestos-bait.html

Sevilla A, (2020). *Tasa interna de retorno (TIR).* Disponible en: https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html

Shepard S, Van der Linden S, (2001). *Compressed air energy storage adapts proven technology to addres market opportunities.* Power Engineering (Barrington, Illinois), 105-34:37
Succar S, Williams RH, (2008). *Compressed air energy storage: theory, resources, and applications for wind power.* Princeton Environmental Institute; Disponible en: https://acee.princeton.edu/wp-content/uploads/2016/10/SuccarWilliams_PEI_CAES_2008April8.pdf

Stys ZS, (1977). *Compressed air storage for load leveling of nuclear power plants in Proceedings of the 12th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference.* Washington, DC, USA: American Nuclear Society, 2-1023:30.

Teng F, Pudjianto D, Aunedi M, Strbac G, (2018). *Assessment of Future Whole-System Value of Large-Scale Pumped Storage Plants in Europe.* Energies 2018, 11, 246.

TOTAL (Gas y electricidad España) (2019a). *Mercados a plazo de electricidad en España*. Disponible en: https://www.gasyelectricidad.total.es/mercados-plazo-de-electricidad-en-espana

TOTAL (Gas y electricidad España) (2019b). *El mercado diario de electricidad en España*. Disponible en: https://www.gasyelectricidad.total.es/mercado-diario-compra-venta-de-electricidad?_ga=2.255080385.855974782.1583159757-631140233.1583159757

Uddin N, (2003). *Preliminary design of an underground reservoir for pumped storage.* Geotechnical and Geological Engineering, 21:331-335

Velayos-Morales V, (2020). *Valor actual neto (VAN).* Disponible en: https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html

Voith-Siemens (2006). Go*ldisthal Cross Section Pump-Turbine.* Disponible en: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Goldisthal_CrossSection_PumpTurbine_300.jpg

Voith (2020). *Excellence in plant control HyCon Control System.* Disponible en: http://voith.com/corp-en/hydropower-components___automation.html

Vv.Aa (2000). *Asturias y la mina.* Ediciones Trea, S.L. Colección Mayor.

Watzlaf GR, Ackman TE, (2006) *Underground mine water for heating and cooling using geothermal heat pump systems.* Mine Water Environ 2006, 25-1:14

Wang J, Lu K, Ma L,Dooner M, Miao S, Li J, Wang D, (2017). *Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development*. Disponible en: Mdpi.com/1996-1073/10/7/991

Williams D (2017) *Coal mine to be transformed into 200 MW pumped hydro plant.* Power Engineering International. Disponible en: https://www. powerengineeringint.com/articles/2017/03/coal-mine-to-be-transformed-into200-mw-pumped-hydro-plant.html

Winde F, Kaiser F, Erasmus E. *Exploring the use of deep level gold mines in South Africa for underground pumped hydroelectric energy storage schemes.* Renewable Sustainable Energy Review 2016, 78-668:682

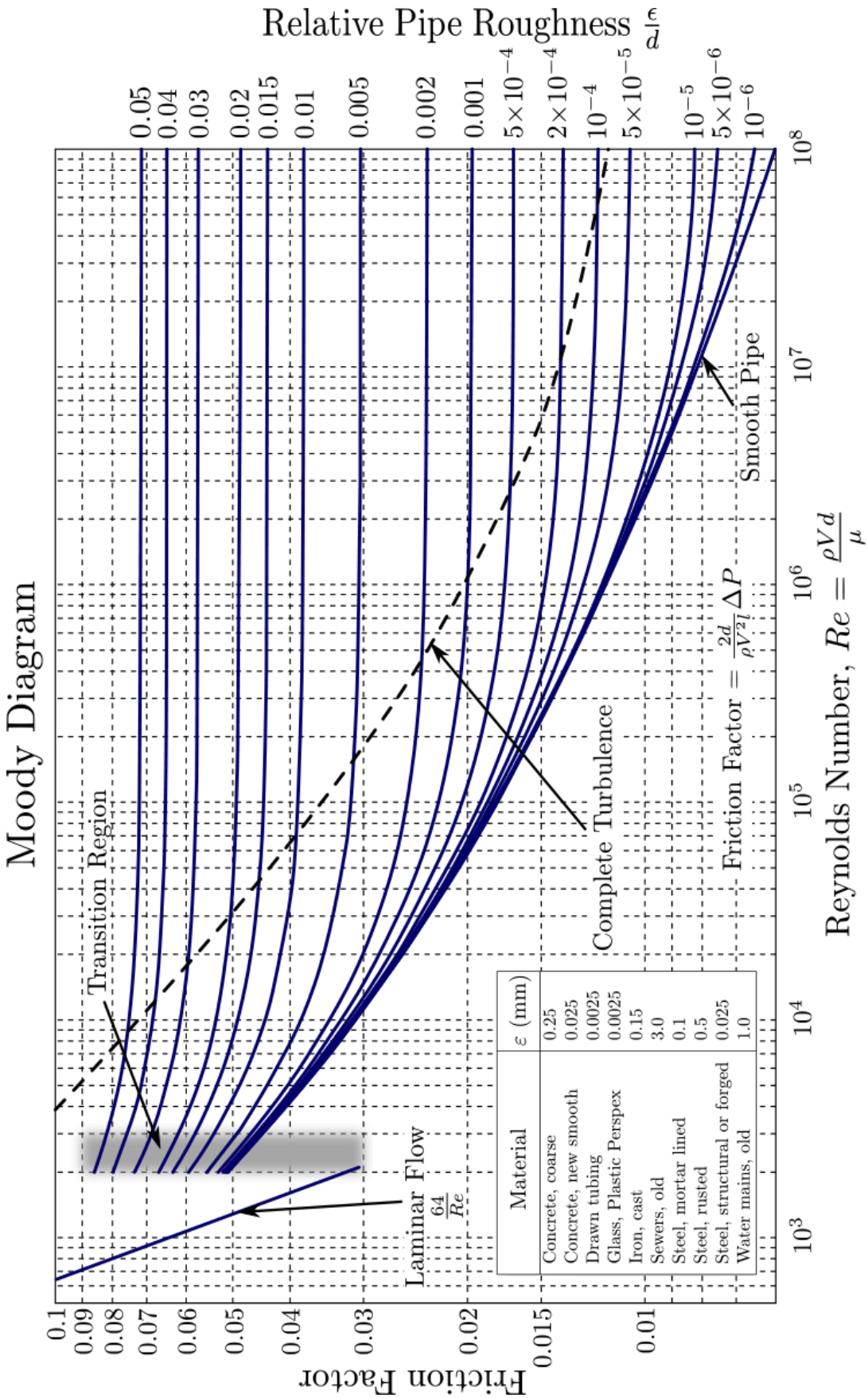
Wong IH, (1996). *An underground pumped storage scheme in the Bukit Timah Granite of Singapore.* Tunnel Underground Technology.11(4)-485:489.

Wong KL, Oechsel RG, Wafle DRT, (1988). *Bath County pumped storage project tunnel system - evaluation of remedial measures.* Disponible en: https://doi.org/10.1016/0148-9062(89)91945-1

Zaugg P, (1975). *Air-Storage Power Generating Plants*. Brown Boveri Review, 62: 338-347.

Zhang J, Zhou S, Li S, Song W, Feng Z, (2019). *Performance analysis of diabatic compressed aire energy storage (D-CAES) system.* Disponible en: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.782

8. Anexo I


Moody Diagram
Relative Pipe Roughness $\frac{\epsilon}{d}$
0.05
0.04
0.03
0.02
0.015
0.01
0.005
0.002
0.001
5×10^{-4}
2×10^{-4}
10^{-4}
5×10^{-5}
10^{-5}
5×10^{-6}
10^{-6}
Transition Region
Laminar Flow
$\frac{64}{Re}$
Complete Turbulence
Smooth Pipe
Friction Factor $= \frac{2d}{\rho V^2 l}\Delta P$
Reynolds Number, $Re = \frac{\rho V d}{\mu}$
Friction Factor
0.1
0.09
0.08
0.07
0.06
0.05
0.04
0.03
0.02
0.015
0.01
10^3
10^4
10^5
10^6
10^7
10^8
Material | ε (mm)
Concrete, coarse | 0.25
Concrete, new smooth | 0.025
Drawn tubing | 0.0025
Glass, Plastic Perspex | 0.0025
Iron, cast | 0.15
Sewers, old | 3.0
Steel, mortar lined | 0.1
Steel, rusted | 0.5
Steel, structural or forged | 0.025
Water mains, old | 1.0