

UNIVERSIDAD DE OVIEDO
DEPARTAMENTO DE ENERGÍA

TESIS DOCTORAL

**HIBRIDACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA
RENOVABLE NO GESTIONABLES CON SISTEMAS
DE ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO DE AIRE
COMPRESO O LICUADO**

AUTOR:

Fernando Soto Pérez

DIRECTORES:

Jorge Xiberta Bernat

Antonio José Gutiérrez Trashorras

Oviedo, Junio de 2015



Justificación

Este trabajo estudia el almacenamiento en forma de aire comprimido (a.c.) o licuado (a.l.) de la electricidad generada mediante energía renovable que no se puede verter a la red por razones técnicas o económicas, al posibilitar su venta en otro momento (kWh) a mayor precio.

Se estudia un sistema de almacenamiento para centrales de pequeña potencia (< 30 MW), apenas explotada hoy. Al comprimir aire, aumenta su entalpía: P y T se incrementan en $f(Rc)$. La necesidad o no de enfriar el aire para su almacenamiento influye en el rendimiento del ciclo y va a depender de la capacidad de la instalación empleada para soportar las condiciones de P y T del a. c. Se estudian los posibles sistemas de almacenamiento con fines energéticos del a.c. (CAES), así como las ventajas de los ciclos termodinámicos involucrados.

Una de las opciones es usar el aire almacenado como comburente en una turbina de gas (T.G.) a la que se acopla un generador eléctrico (G.E.). No es posible el almacenamiento a la T de la compresión. Una forma de mejorar el rendimiento de la instalación es recuperar el calor de los humos de combustión.

Otra opción es almacenar el a.c. en las condiciones de T y P de salida del compresor y que la energía se genere por la acción del aire en un motor o turbina de expansión sin T.G.

Para el caso de un parque eólico < 30 MW, para almacenamiento la energía, caben las siguientes alternativas:

Un sistema diatérmico con aprovechamiento de la energía de los humos de combustión de la T.G. para el precalentamiento del a.c. antes de su paso a la cámara de combustión.

Un sistema adiabático con motor de aire o turbina de expansión y almacenamiento en las condiciones de salida del compresor.

La propuesta de una instalación adiabática con turbina de expansión se presenta como la versión técnicamente viable, más rentable a largo plazo y de especial interés medioambiental.

Del estudio de la rentabilidad económica se concluye que la del almacenamiento de energía en forma de a.c. para instalaciones de pequeña potencia (SCAES) depende del tipo y la capacidad del almacenamiento utilizado.

Una de las mayores limitaciones que presenta el almacenamiento del a.c. es el del gran volumen de la instalación. Este volumen se reduce con aire líquido: Se estudian los que operan con aire licuado (LAES).

El funcionamiento del LAES es similar al CAES: El aire líquido se produce en una planta de licuefacción de aire cuando hay un exceso de energía. El aire líquido se almacena en un depósito hasta que se decida la producción de energía: el aire se expande en una turbina y se genera electricidad en un alternador. Además de la reducción del volumen, otra ventaja de almacenar aire en fase líquida es que el sistema opere a P cerca de la atmosférica

Por último, se desarrollan las conclusiones de la tesis

Analizado el trabajo, tiene la actualidad y la calidad científico-técnica necesaria para este tipo de trabajos, por lo que procede su presentación y defensa

Oviedo, 18 de mayo de 2015

Fdo.: Juan Carlos Luengo García
Director del Departamento ENERGIA

Contra la presente resolución podrá interponer recurso de alzada ante el Excmo. Sr. Rector Magfco. de esta Universidad en el plazo de un mes a contar desde el siguiente a la recepción de la presente resolución, de acuerdo con lo previsto en el artículo 114 de la Ley 30/92, de 26 de noviembre, del Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y Procedimiento Administrativo Común (B.O.E. de 27 de noviembre), modificada por la Ley 4/1999, de 13 de enero (B.O.E. de 14 de enero)

SRA. PRESIDENTA DEL CENTRO INTERNACIONAL DE POSTGRADO
SRes. DIRECTORES DE LA TESIS DOCTORAL
SR. FERNANDO SOTO PEREZ



RESUMEN DEL CONTENIDO DE TESIS DOCTORAL

1.- Título de la Tesis	
Español/Otro Idioma: Hibridación de fuentes de energía renovable no gestionables con sistemas de almacenamiento distribuido de aire comprimido o licuado	Inglés: Hybridization of non manageable renewable energy sources with compressed or liquefied distributed air storage
2.- Autor	
Nombre: Fernando Soto Pérez	DNI/Pasaporte/NIE:
Programa de Doctorado: Tecnología, diversificación, calidad y ahorro energético	
Órgano responsable: Universidad de Oviedo	

RESUMEN (en español)

Esta Tesis tiene por objeto el estudio del almacenamiento en forma de aire (comprimido o licuado) de la electricidad generada mediante energía renovable no gestionable y que no se puede verter a la red por razones técnicas o de saturación. El interés de diferir la entrega de energía a la red, también se vincula a motivos económicos, al posibilitar la venta del kWh a un precio más alto.

Con este fin, se ha considerado la posibilidad de utilizar un sistema de almacenamiento artificial que pueda emplearse en centrales de pequeña potencia (hasta 30 MW). una opción apenas explorada en la actualidad, que permite que la instalación no esté condicionada por la disponibilidad de un depósito natural (caverna, mina,...).

Cuando el aire a temperatura ambiente y a presión atmosférica es comprimido, aumenta su entalpía, de modo que su temperatura se incrementa en función de la relación de compresión. La necesidad o no de enfriar el aire para su almacenamiento va a influir en el rendimiento del ciclo de recuperación de la energía y va a depender de la capacidad de la instalación empleada para soportar las condiciones de presión y temperatura del aire comprimido.

Se analizan, en primer lugar, los posibles sistemas de almacenamiento con fines energéticos del aire comprimido (CAES), así como las ventajas e inconvenientes de los ciclos termodinámicos involucrados.

Una de las opciones que se presentan es que el aire almacenado se utilice posteriormente como comburente en una turbina de gas a la que se acopla un generador eléctrico. En este caso, no es posible el almacenamiento a la temperatura resultante de la compresión. Una forma de mejorar el rendimiento energético de la instalación es recuperar el calor de los humos de combustión.

Otra opción es que el aire comprimido se almacene en las condiciones de temperatura y presión de salida del compresor y que la energía se genere por la acción del aire en un motor o turbina de expansión. Esta instalación no dispone de turbina de gas.

En el caso particular de un parque eólico de pequeña potencia (hasta unos 30 MW), para el almacenamiento de la energía, caben las siguientes alternativas:

- 1) Un sistema diatérmico con aprovechamiento de la energía de los humos de combustión de la turbina de gas para el precalentamiento del aire comprimido antes de su paso a la cámara de combustión.



- 2) Un sistema adiabático con motor de aire o turbina de expansión y almacenamiento en las condiciones de salida del compresor.

La propuesta de una instalación adiabática con turbina de expansión se presenta como la versión técnicamente viable, más rentable a largo plazo y de especial interés medioambiental.

Del estudio de la rentabilidad económica de los sistemas considerados se concluye que la del almacenamiento de energía en forma de aire comprimido para instalaciones de pequeña potencia (SCAES) depende, en un alto grado, del tipo y la capacidad del almacenamiento utilizado.

Una de las mayores limitaciones que presenta el almacenamiento del aire comprimido es el gran volumen que requiere la instalación. Este volumen se reduce notablemente operando con aire líquido ya que, entonces, se logra una densidad de energía muy superior. Es por ello que se estudian, como alternativa a los sistemas de almacenamiento de aire comprimido, los que operan con aire licuado (LAES).

El funcionamiento del sistema LAES es similar al del CAES: El aire líquido se produce en una planta de licuefacción de aire cuando hay un exceso de energía o no interesa el vertido a la red de transporte y distribución para su consumo. El aire líquido producido se almacena en un depósito hasta que se decida la producción de energía, momento en el que el aire se expande en una turbina y se genera electricidad en un alternador.

Además de la reducción del volumen, otra ventaja de almacenar aire en fase líquida en lugar de hacerlo en fase gas es la posibilidad de que el sistema opere a presiones similares a la atmosférica.

RESUMEN (en Inglés)

This Thesis presents the study of a form of storage of the energy provided by non manageable renewable sources that cannot be delivered to the electricity network because of technical reasons or saturation. The interest of deferring the delivery of electricity to the grid is also linked to economic reasons, making it possible to sell the kWh at a higher price.

The possibility of using an artificial storage system that can be used in low power plants (up to 30 MW), an option hardly explored nowadays that allows the installation not to be conditioned by the availability of a natural reservoir (cavern, mine,...), has been considered.

When air at ambient temperature and atmospheric pressure is compressed, its temperature increases as a function of the compression ratio. The needing of air to be cooled or not before its storage will have influence on the efficiency of the cycle and will depend on the capability of the system to support compressed air's pressure and temperature conditions.

Possible compressed air energy storage systems (CAES) and the advantages and disadvantages of each thermodynamic cycle are studied.

One possibility is to store compressed air for using it later as oxidizing agent in a gas turbine to which a generator is coupled. In this cycle storage at compressor exit conditions is not possible. The way to improve efficiency in this cycle is to recover the heat of the combustion fumes.

Other possibility for storing energy as compressed air is to store it in compressors exit conditions, no needing to cool it. In this case, the air is expanded, when needed, in an engine or an expansion turbine. There is no gas turbine in this system.

Two options for defined system's development of small power wind farms (up to a power around 30 MW) are presented:



- 1) A diathermic system with use of combustion fumes energy in the gas turbine for preheating the compressed air before entering the combustion chamber.
- 2) An adiabatic system with an air engine or an expansion turbine and storage at compressor outlet conditions.

The proposal of an adiabatic with an expansion turbine system is presented as the most profitable in the long term and the one with special environmental interest and technically feasible option.

From the economic study of the alternatives, it is inferred the hard dependency on the kind and capacity of the storage system used in the compressed air energy storage for small power installations (SCAES) system.

One of the higher limitations of compressed air energy storage systems is the huge volume needed to store air mass enough. Instead of storing air in gaseous phase, a very higher energy density can be hold by means of liquid phase storage. Instead of storing gaseous phase air, it can be stored much more energy density by storing air in liquid phase.

As an alternative to compressed air storage systems, systems that allow the storage of energy as liquid air (LAES) are studied.

LAES system working is similar to the SCAES one: Liquid air is produced in an air liquefying plant when there is an excess of energy or it is not interesting to supply it into the grid. The liquid air produced is stored in a tank until energy production is needed, moment at which air is expanded through a turbine and energy is produced by a generator.

Liquefied instead compressed air energy storage systems main advantages are the storage volume reduction for the same energy density and the possibility of storing at pressures similar to the atmospheric one.

Mi más sincero agradecimiento a todas las personas e instituciones que, de un modo u otro, han colaborado en el desarrollo de esta tesis y en particular...

A los Doctores Jorge Xiberta Bernat y Antonio José Gutiérrez Trashorras por su inestimable ayuda y consejo...

A las empresas IMASA, REPSOL, Ogmios Renovables, PES Ingeniería e Ingeniería y Gestión de Eficiencia Energética por su colaboración y apoyo para impulsar este trabajo...

Y, sobre todo, a mi familia...

¡Gracias!

Fernando Soto Pérez

RESUMEN

Esta Tesis tiene por objeto el estudio del almacenamiento en forma de aire (comprimido o licuado) de la electricidad generada mediante energía renovable no gestionable y que no se puede verter a la red por razones técnicas o de saturación. El interés de diferir la entrega de energía a la red, también se vincula a motivos económicos, al posibilitar la venta del kWh a un precio más alto.

Con este fin, se ha considerado la posibilidad de utilizar un sistema de almacenamiento artificial que pueda emplearse en centrales de pequeña potencia (hasta 30 MW). una opción apenas explorada en la actualidad, que permite que la instalación no esté condicionada por la disponibilidad de un depósito natural (caverna, mina,...).

Cuando el aire a temperatura ambiente y a presión atmosférica es comprimido, aumenta su entalpía, de modo que su temperatura se incrementa en función de la relación de compresión. La necesidad o no de enfriar el aire para su almacenamiento va a influir en el rendimiento del ciclo de recuperación de la energía y va a depender de la capacidad de la instalación empleada para soportar las condiciones de presión y temperatura del aire comprimido.

Se analizan, en primer lugar, los posibles sistemas de almacenamiento con fines energéticos del aire comprimido (CAES), así como las ventajas e inconvenientes de los ciclos termodinámicos involucrados.

Una de las opciones que se presentan es que el aire almacenado se utilice posteriormente como comburente en una turbina de gas a la que se acopla un generador eléctrico. En este caso, no es posible el almacenamiento a la temperatura resultante de la compresión. Una forma

de mejorar el rendimiento energético de la instalación es recuperar el calor de los humos de combustión.

Otra opción es que el aire comprimido se almacene en las condiciones de temperatura y presión de salida del compresor y que la energía se genere por la acción del aire en un motor o turbina de expansión. Esta instalación no dispone de turbina de gas.

En el caso particular de un parque eólico de pequeña potencia (hasta unos 30 MW), para el almacenamiento de la energía, caben las siguientes alternativas:

- 1) Un sistema diatérmico con aprovechamiento de la energía de los humos de combustión de la turbina de gas para el precalentamiento del aire comprimido antes de su paso a la cámara de combustión.
- 2) Un sistema adiabático con motor de aire o turbina de expansión y almacenamiento en las condiciones de salida del compresor.

La propuesta de una instalación adiabática con turbina de expansión se presenta como la versión técnicamente viable, más rentable a largo plazo y de especial interés medioambiental.

Del estudio de la rentabilidad económica de los sistemas considerados se concluye que la del almacenamiento de energía en forma de aire comprimido para instalaciones de pequeña potencia (SCAES) depende, en un alto grado, del tipo y la capacidad del almacenamiento utilizado.

Una de las mayores limitaciones que presenta el almacenamiento del aire comprimido es el del gran volumen que requiere la instalación. Este volumen se reduce notablemente operando con aire líquido ya que, entonces, se logra una densidad de energía muy superior. Es por ello

que se estudian, como alternativa a los sistemas de almacenamiento de aire comprimido, los que operan con aire licuado (LAES).

El funcionamiento del sistema LAES es similar al del CAES: El aire líquido se produce en una planta de licuefacción de aire cuando hay un exceso de energía o no interesa el vertido a la red de transporte y distribución para su consumo. El aire líquido producido se almacena en un depósito hasta que se decida la producción de energía, momento en el que el aire se expande en una turbina y se genera electricidad en un alternador.

Además de la reducción del volumen, otra ventaja de almacenar aire en fase líquida en lugar de hacerlo en fase gas es la posibilidad de que el sistema opere a presiones similares a la atmosférica.

ABSTRACT

This Thesis presents the study of a form of storage of the energy provided by non manageable renewable sources that cannot be delivered to the electricity network because of technical reasons or saturation. The interest of deferring the delivery of electricity to the grid is also linked to economic reasons, making it possible to sell the kWh at a higher price.

The possibility of using an artificial storage system that can be used in low power plants (up to 30 MW), an option hardly explored nowadays that allows the installation not to be conditioned by the availability of a natural reservoir (cavern, mine,...), has been considered.

When air at ambient temperature and atmospheric pressure is compressed, its temperature increases as a function of the compression ratio. The needing of air to be cooled or not before its storage will have influence on the efficiency of the cycle and will depend on the capability of the system to support compressed air's pressure and temperature conditions.

Possible compressed air energy storage systems (CAES) and the advantages and disadvantages of each thermodynamic cycle are studied.

One possibility is to store compressed air for using it later as oxidizing agent in a gas turbine to which a generator is coupled. In this cycle storage at compressor exit conditions is not possible. The way to improve efficiency in this cycle is to recover the heat of the combustion fumes.

Other possibility for storing energy as compressed air is is to store it in compressors exit conditions, no needing to cool it. In this case, the air is expanded, when needed, in an engine or an expansion turbine. There is no gas turbine in this system.

Two options for defined system's development of small power wind farms (up to a power around 30 MW) are presented:

- 1) A diathermic system with use of combustion fumes energy in the gas turbine for preheating the compressed air before entering the combustion chamber.
- 2) An adiabatic system with an air engine or an expansion turbine and storage at compressor outlet conditions.

The proposal of an adiabatic with an expansion turbine system is presented as the most profitable in the long term and the one with special environmental interest and technically feasible option.

From the economic study of the alternatives, it is inferred the hard dependency on the kind and capacity of the storage system used in the compressed air energy storage for small power installations (SCAES) system.

One of the higher limitations of compressed air energy storage systems is the huge volume needed to store air mass enough. Instead of storing air in gaseous phase, a very higher energy density can be hold by means of liquid phase storage. Instead of storing gaseous phase air, it can be stored much more energy density by storing air in liquid phase.

As an alternative to compressed air storage systems, systems that allow the storage of energy as liquid air (LAES) are studied.

LAES system working is similar to the SCAES one: Liquid air is produced in an air liquefying plant when there is an excess of energy or it is not interesting to supply it into the grid. The liquid air produced is stored in a

tank until energy production is needed, moment at which air is expanded through a turbine and energy is produced by a generator.

Liquefied instead compressed air energy storage systems main advantages are the storage volume reduction for the same energy density and the possibility of storing at pressures similar to the atmospheric one.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	ANTECEDENTES	12
2	OBJETIVOS.....	16
3	INTRODUCCIÓN	19
4	PREVISIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES NO GESTIONABLES EN LA UNIÓN EUROPEA	27
5	SITUACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL EN CUANTO A NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	34
5.1	Marco regulatorio del sector eléctrico nacional relativo al almacenamiento de energía.....	34
5.1.1	Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico	35
5.1.2	Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.....	35
5.2	Necesidades de almacenamiento de electricidad en España	36
6.	TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO PARA LA SATISFACCIÓN DE LA DEMANDA INSTANTÁNEA DE ELECTRICIDAD.....	40
7.	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FORMA DE AIRE COMPRIMIDO.....	54
7	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FORMA DE AIRE COMPRIMIDO.....	55
7.1	Evaluación de tecnologías utilizadas en plantas existentes y en proyecto para la generación de electricidad a partir de aire comprimido almacenado (CAES)	58
7.1.1	Tecnología diatérmica.....	58

7.1.1.1	Central Huntorf.....	58
7.1.1.2	Central Mcintosh	62
7.1.2	Tecnología adiabática	64
7.1.3	Tecnología isotérmica	67
7.2	Obtención de parámetros de operación de una planta SCAES mediante la simulación de su funcionamiento con componentes existentes en el mercado	69
7.2.1	Simulación del sistema adiabático SCAES con motor de aire	71
7.2.2	Simulación del sistema SCAES adiabático con turbina de vapor	79
7.3	Definición de la planta SCAES técnicamente más adecuada para su aplicación en parques eólicos de pequeña potencia	83
7.4	Aplicación de los resultados experimentales obtenidos a la capacidad de almacenamiento necesaria en parques eólicos de pequeña potencia.....	85
7.5	Determinación de la capacidad de almacenamiento económicamente viable en parques eólicos de pequeña potencia.....	87
7.5.1	Escenario 1 SCAES: sistema de almacenamiento que funciona un 10% del tiempo disponible y cuya capacidad es de 7.500 m ³	89
7.5.2	Escenario 2 SCAES: sistema de almacenamiento que funciona un 10% del tiempo disponible y cuya capacidad es de 15.000 m ³ ...	93
7.5.3	Escenario 3 SCAES: Sistema de almacenamiento que funciona un 30% del tiempo disponible y cuya capacidad es de 7.500 m ³	97
7.5.4	Escenario 4: sistema de almacenamiento que funciona un 30% del tiempo disponible y cuya capacidad es de 15.000 m ³	101
7.6	Conclusiones sobre el almacenamiento de energía en forma de aire comprimido.....	106

8.	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FORMA DE AIRE LICUADO	108
8.1	Licuefacción del aire.....	110
8.1.1	Descripción del proceso industrial utilizado en la actualidad para la separación y licuefacción del aire.....	111
8.2	Almacenamiento de aire licuado	113
8.3	Evaluación de tecnologías utilizadas en plantas existentes y en proyecto para la generación de electricidad a partir de aire licuado almacenado (LAES).....	114
8.4	Definición de la planta técnicamente más adecuada para su aplicación en parques eólicos de pequeña potencia (SLAES)	117
8.5	Determinación de la capacidad de almacenamiento económicamente viable en parques eólicos de pequeña potencia.....	119
8.5.1	Escenario 1 SLAES: sistema de almacenamiento que funciona un 10% del tiempo disponible y cuya capacidad es de 13 m ³	121
8.5.2	Escenario 2 SLAES: sistema de almacenamiento que funciona un 10% del tiempo disponible y cuya capacidad es de 26 m ³	125
8.5.3	Escenario 3 SLAES: sistema de almacenamiento que funciona un 30% del tiempo disponible y cuya capacidad es de 13 m ³	129
8.5.4	Escenario 4 SLAES: sistema de almacenamiento que funciona un 30% del tiempo disponible y cuya capacidad es de 26 m ³	133
9.	COMPARACIÓN ENTRE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS DE INSTALACIONES SCAES Y SLAES	138
10.	CONCLUSIONES	141
	ANEXOS.....	144
	Anexo I. Análisis de rentabilidad de una inversión.....	145

Anexo II. Cálculo de Ingresos y Gastos	149
BIBLIOGRAFÍA.....	152

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: OBJETIVOS PARA ESPAÑA Y ALGUNOS PAÍSES DE LA UE.....	21
FIGURA 2: MAPA DE INTERCONEXIONES EN LA UE. CORREDORES PRIORITARIOS	24
FIGURA 3: PREVISIÓN DE CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍA POR FUENTE EN LA UE	29
FIGURA 4: GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA 2000 - 2030 EN LA UE DESGLOSADA POR FUENTE	30
FIGURA 5: COMPARACIÓN ENTRE LAS 4 FORMAS PRINCIPALES DE EQUILIBRADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	44
FIGURA 6: ESQUEMA DE PROCESO DE HIBRIDACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	46
FIGURA 7: TURBINA DE GAS EMPLEADA EN UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FORMA DE AIRE COMPRIMIDO	47
FIGURA 8: ESQUEMA DE UNA TURBINA DE GAS	49
FIGURA 9: CLASIFICACIÓN DE PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN ESPAÑA SEGÚN SU ETAPA DE DESARROLLO Y LA TECNOLOGÍA EMPLEADA	53
FIGURA 10: ESQUEMA DE INSTALACIÓN CAES	55
FIGURA 11: OPERACIÓN DE UNA INSTALACIÓN CAES DURANTE UN PERIODO DE 24 HORAS.....	57
FIGURA 12: CENTRAL HUNTORF	59
FIGURA 13: DIAGRAMA DE LA INSTALACIÓN CAES DE LA CENTRAL DE HUNTORF	60
FIGURA 14: ESQUEMA DE LA CENTRAL DE HUNTORF	61
FIGURA 15: CENTRAL MCINTOSH.....	63

FIGURA 16: DIAGRAMA DEL SISTEMA CAES DE LA CENTRAL DE MCINTOSH.....	63
FIGURA 17: DIAGRAMA DE UN SISTEMA CAES DE TIPO ADIABÁTICO DISEÑADO POR LA EMPRESA ENERGY STORAGE POWER CORPORATION.....	65
FIGURA 18: REPRESENTACIÓN DEL PROYECTO ADELE	67
FIGURA 19: MÁQUINA SUSTAINX PARA ALMACENAMIENTO DE AIRE COMPRIMIDO	68
FIGURA 20: DIAGRAMA DEL SISTEMA SCAES DE TIPO DIATÉRMICO CON MEJORAS A LAS CENTRALES EXISTENTES CON ESTA TECNOLOGÍA.....	69
FIGURA 21: DIAGRAMA DEL SISTEMA SCAES ADIABÁTICO CON MOTOR NEUMÁTICO	70
FIGURA 23: CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR NEUMÁTICO DE LA INSTALACIÓN SCAES.....	75
FIGURA 24: CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CALCULADO.....	76
FIGURA 25: DIAGRAMA DEL SISTEMA SCAES DE TIPO ADIABÁTICO	77
FIGURA 26: DIAGRAMA DEL SISTEMA SCAES DE TIPO ADIABÁTICO CON TURBINA DE VAPOR.....	78
FIGURA 27: CONDICIONES DE TRABAJO PARA LA TURBINA DE VAPOR DEL SISTEMA SCAES DE TIPO ADIABÁTICO....	80
FIGURA 28: DIAGRAMA DE MOLLIER MODIFICADO PARA LA TURBINA DE VAPOR.....	81
FIGURA 29: CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONAMIENTO DE LA TURBINA DE VAPOR.....	82
FIGURA 30: DIAGRAMA DEL SISTEMA SCAES CON TURBINA DE EXPANSIÓN.....	83
FIGURA 31: ESQUEMA DEL PROCESO EMPLEADO PARA LA SEPARACIÓN Y LICUEFACCIÓN DEL AIRE	112

FIGURA 32: PLANTA PILOTO DE ALMACENAMIENTO DE AIRE
LICUADO DE HIGHVIEW POWER STORAGE EN EL
REINO UNIDO..... 115

FIGURA 33: PROCESO DE ALMACENAMIENTO DE AIRE LICUADO 116

FIGURA 34: DIAGRAMA DEL SISTEMA LAES CON TURBINA DE
EXPANSIÓN..... 118

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1:	VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA A LA SALIDA DEL COMPRESOR DE AIRE EN FUNCIÓN DE LA RELACIÓN DE COMPRESIÓN	74
GRÁFICO 2:	VARIACIÓN DEL RENDIMIENTO ISENTRÓPICO DEL COMPRESOR DE AIRE EN FUNCIÓN DE LA RELACIÓN DE COMPRESIÓN.....	75
GRÁFICO 3:	ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 1 SCAES.....	92
GRÁFICO 4:	ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 2 SCAES.....	96
GRÁFICO 5:	ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 3 SCAES....	100
GRÁFICO 6:	ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 4 SCAES....	104
GRÁFICO 7:	ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 1 SLAES	124
GRÁFICO 8:	ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 2 SLAES	128
GRÁFICO 9:	ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 3 SLAES	132
GRÁFICO 10:	ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 4 SLAES	136

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: EVOLUCIÓN PREVISTA DE LAS POTENCIAS INSTALADAS DE ENERGÍAS RENOVABLES 2010 - 2020 EN LA UE.....	31
TABLA 3: PREVISIÓN DE ELECTRICIDAD TOTAL EN LOS ESCENARIOS ESTUDIADOS PARA ANALIZAR LAS NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO EN ESPAÑA	38
TABLA 4: COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD	51
TABLA 5: COSTES DE INVERSIÓN ESTIMADOS DEL SISTEMA SCAES CON TURBINA DE EXPANSIÓN	87
TABLA 6: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 1 SCAES.....	89
TABLA 8: RESULTADOS ESCENARIO 1 SCAES (PARTE 2)	91
TABLA 9: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 2 SCAES.....	93
TABLA 10: RESULTADOS ESCENARIO 2 SCAES (PARTE 1)	94
TABLA 11: RESULTADOS ESCENARIO 2 SCAES (PARTE 2).....	95
TABLA 12: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 3 SCAES.....	97
TABLA 13: RESULTADOS ESCENARIO 3 SCAES (PARTE 1)	98
TABLA 14: RESULTADOS ESCENARIO 3 SCAES (PARTE 2)	99
TABLA 15: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 4 SCAES.....	101
TABLA 16: RESULTADOS ESCENARIO 4 SCAES (PARTE 1)	102
TABLA 17: RESULTADOS ESCENARIO 4 SCAES (PARTE 2)	103
TABLA 18: CANTIDAD DE ELECTRICIDAD REQUERIDA PARA PRODUCIR UNA TONELADA DE OXÍGENO Y NITRÓGENO EN FASE GAS O LÍQUIDA.....	113
TABLA 19: COSTES DE INVERSIÓN ESTIMADOS DEL SISTEMA SLAES CON TURBINA DE EXPANSIÓN.....	120
TABLA 20: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 1 SLAES.....	121
TABLA 21: RESULTADOS ESCENARIO 1 SLAES (PARTE 1).....	122
TABLA 22: RESULTADOS ESCENARIO 1 SLAES (PARTE 2).....	123
TABLA 23: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 2 SLAES.....	125

TABLA 24: RESULTADOS ESCENARIO 2 SLAES (PARTE 1).....	126
TABLA 25: RESULTADOS ESCENARIO 2 SLAES (PARTE 2).....	127
TABLA 26: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 3 SLAES.....	129
TABLA 27: RESULTADOS ESCENARIO 3 SLAES (PARTE 1).....	130
TABLA 28: RESULTADOS ESCENARIO 3 SLAES (PARTE 2).....	131
TABLA 29: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 4 SLAES.....	133
TABLA 30: RESULTADOS ESCENARIO 4 SLAES (PARTE 1).....	134
TABLA 31: RESULTADOS ESCENARIO 4 SLAES (PARTE 2).....	135

1. ANTECEDENTES

1 ANTECEDENTES

Entre los años 2009 y 2011, el Departamento de Energía de la Universidad de Oviedo (DEUDO), colaboró activamente con una importante petrolera española^a para desarrollar nuevas alternativas energéticas al excedente de GLP que la empresa disponía en sus centros de producción y almacenamiento de hidrocarburos. De esta colaboración, surgió la idea de emplear GLP para producir electricidad en instalaciones térmicas que complementasen las de los parques eólicos de modo que la instalación conjunta pudiera proporcionar, en todo momento y ante cualquier condición meteorológica, la potencia nominal del parque.

La propuesta de la hibridación eólico - térmica, atrajo asimismo el interés de una importante empresa asturiana^b que, como gestora de parques eólicos, vio en la hibridación una interesante oportunidad de mejora del aprovechamiento de sus infraestructuras de generación.

Durante el periodo de colaboración citado y con financiación recibida de un contrato entre una empresa privada^c y la Fundación Universidad de Oviedo, el DEUDO estudió el potencial de los parques eólicos asturianos para el aprovechamiento, en ellos o en sus proximidades, de energías residuales.

Los resultados de aquel proyecto alentaron al DEUDO a continuar la investigación sobre la hibridación de parques eólicos y, en 2011, se pensó que otra posible manera de rentabilizar todo el potencial de las instalaciones eléctricas de fuentes renovables era almacenar la energía

^a REPSOL, S.A.

^b OGMIOS RENOVABLES, S.L.

^c INGENIERÍA Y GESTIÓN DE PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA, S.L.

que no se pudiera o no se quisiera verter a la red cuando aquélla se generase.

El nuevo estudio se centró en el almacenamiento de energía en forma de aire comprimido (CAES^d), modalidad que, hasta entonces, se había utilizado sirviéndose de depósitos naturales de grandes dimensiones, tales como grutas o yacimientos mineros ya explotados.

Con este fin, se contactó con una empresa de ingeniería^e, que tenía interés en la investigación de nuevas maneras de almacenar energía en plantas termosolares, como alternativa al almacenamiento de energía térmica que en ellas se llevaba a cabo por medio de grandes tanques atmosféricos de sales inorgánicas.

Seguidamente y en colaboración con la empresa citada, se presentó un proyecto de investigación a la FICYT (Fundación para el Fomento en Asturias de la Investigación Científica Aplicada y la Tecnología) en la Convocatoria pública de ayudas a empresas para la ejecución de proyectos de I + D + i durante el periodo 2009 - 2012. Esta convocatoria estaba incluida en el programa operativo FEDER de Asturias 2007 - 2013.

En 2012, dentro del Plan de Ciencia, Tecnología e Innovación (PCTI) del Principado, se obtuvo financiación para el desarrollo del proyecto denominado "Small Compressed Air Energy Storage (SCAES)".

Los resultados obtenidos en la realización de este proyecto pusieron de manifiesto que un almacenamiento con aire comprimido a escala muy inferior a la realizada hasta entonces, era, en principio, viable desde el punto de vista económico. Es de destacar el trabajo realizado dentro de este proyecto por la Dra. Eunice Villacaña Ortiz del DEUDO.

^d Compressed Air Energy Storage

^e PES INGENIERÍA, S.A.

En un trabajo ulterior, que también forma parte de esta tesis doctoral, se ha ampliado el campo de investigación al estudio del almacenamiento de aire en estado líquido (LAES). Hay que señalar a este respecto que tanto las principales compañías de licuefacción de gases (Linde, Messer, Air Products,...) como importantes compañías de ingeniería (Mitsubishi, GE,..) tienen en marcha proyectos de investigación y desarrollo de almacenamiento de energía en forma de aire comprimido o de aire licuado.

En 2014, y formado parte del trabajo de investigación realizado dentro del marco del PCTI ya aludido, se presentó al congreso de la SEECI, Sociedad Española de Estudios de la Comunicación Iberoamericana, la comunicación titulada "Almacenamiento de Energía en forma de Aire Comprimido en Instalaciones de Pequeña Potencia". Esta comunicación dio lugar a un artículo amplio que se incluyó en el apartado "Trabajos altamente especializados. Divulgación científica y ciencia de la divulgación" en la edición trilingüe de la publicación "Contenidos y formas en la vanguardia universitaria": Castellano (ACCI, España 2014), Portugués (Media XXI, Portugal 2014) e Inglés (Journal of Alternative Perspectives in the Social Sciences, Estados Unidos 2014).

2. OBJETIVOS

2 OBJETIVOS

El Objetivo General de la presente tesis doctoral es el siguiente:

Estudiar y analizar las posibilidades de hibridación de instalaciones de generación eléctrica de fuentes renovables con instalaciones de almacenamiento de aire comprimido o licuado para permitir una mayor penetración en el mercado de las fuentes de energías no gestionables^f.

Para ello se llevarán a cabo los objetivos específicos que se enuncian a continuación.

- 1) Establecer las previsiones de generación de las energías renovables no gestionables en nuestro país y en nuestro entorno económico y energético más influyente.
- 2) Determinar las necesidades de almacenamiento de la energía generada, procedente de fuentes no gestionables, en el sistema eléctrico español.
- 3) Estudiar las tecnologías en uso y en desarrollo que se podrían incorporar a estas instalaciones de electricidad no gestionable para almacenar la energía, que no se puede o no se quiere verter a la red en el momento en que tiene lugar la generación, en forma de:
 - Aire comprimido
 - Aire licuado

^f Se entenderá por generación no gestionable aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programada (Real Decreto 413/2014, de 6 de junio)

- 4) Obtener datos de funcionamiento de un sistema de generación eléctrica a partir de un almacenamiento de:
 - Aire comprimido
 - Aire licuado

- 5) Determinar cuál de los dos sistemas de almacenamiento de aire estudiados es el más adecuado para su hibridación con una instalación de generación renovable no gestionable desde los puntos de vista:
 - Técnico
 - Económico

- 6) Hacer un análisis de sensibilidad de la instalación para determinar el grado de dependencia de los dos sistemas de almacenamiento de aire estudiados de los parámetros de funcionamiento.

3. INTRODUCCIÓN

3 INTRODUCCIÓN

La política energética europea establece que el mercado interior de la energía deberá haberse completado en los próximos años y que, en 2020, las fuentes de energía renovables deberán suponer el 20% del consumo final, las emisiones de gas de efecto invernadero reducirse entre un 20 y un 30% y, el incremento de eficiencia energética, aportar un ahorro del consumo del 20%¹.

Una significativa proporción de la capacidad de generación se concentrará, en un futuro próximo, en lugares distantes de los centros principales de consumo. Se prevé que hasta un 12 % de la generación de energías renovables en la Unión Europea en 2020 provenga de instalaciones marítimas, situadas principalmente en los mares septentrionales. Una aportación relevante de electricidad comunitaria de origen renovable se originará en los parques solares y eólicos terrestres del sur continental y en las instalaciones de biomasa de la Europa central y oriental. Simultáneamente aumentará la importancia de la generación distribuida en todo el continente².

El avance de las energías renovables debe ir unido al desarrollo de formas de almacenar la energía que permitan gestionar la oferta de forma independiente de las condiciones climatológicas y, además, se debe garantizar la seguridad del abastecimiento³ a precios competitivos en un contexto de creciente competencia internacional por los recursos mundiales⁴.

En el mercado eléctrico español, por ejemplo, la respuesta a la interrumpibilidad eléctrica de origen renovable es, principalmente, la introducción en el sistema, de forma muy rápida, de un mayor aporte de energía eléctrica proveniente de fuentes convencionales de origen fósil o de la importación⁵.

En la Figura 1, se reflejan los objetivos particulares que se fijan para algunas naciones de la Unión Europea, entre ellos España⁶, país para el que se determina que un 40% de la electricidad generada en 2020 lo sea a partir de fuentes renovables. Se incide sobre las limitaciones en el almacenamiento y la transmisión que hay en la actualidad y que obligan a realizar vertidos⁹ de energía procedentes de parques eólicos y que no es posible almacenar.

⁹ Vertidos de energía renovable: La introducción masiva de generación renovable, en momentos de baja demanda, puede hacer necesario reducir la energía a producir por las centrales de producción con fuentes de energía renovable no gestionable, para mantener el equilibrio generación-demanda y garantizar la seguridad del sistema.

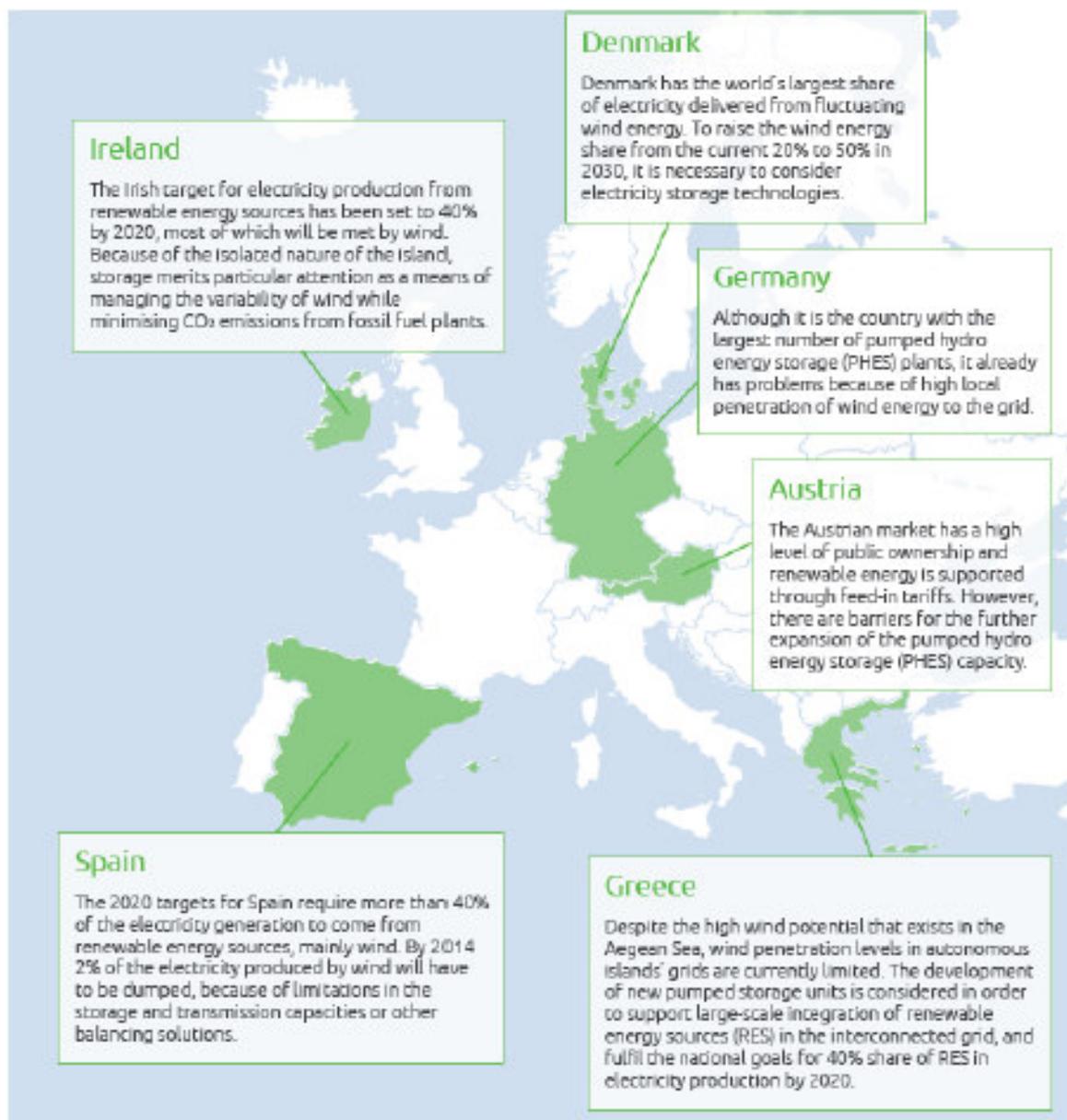


FIGURA 1: OBJETIVOS PARA ESPAÑA Y ALGUNOS PAÍSES DE LA UE

FUENTE: "Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy". StoRE Project Final Publishable Report. 2014

La solución para compensar las caídas de generación eléctrica de fuentes renovables, no tiene por qué pasar necesariamente por una instalación de apoyo ajena al punto de generación. Ello trae consigo, además de otros inconvenientes, que no puedan aprovecharse energías residuales en la

instalación de apoyo, lo que podría implicar, por ejemplo, una reducción de la tasa de emisiones de CO₂⁷.

La larga vida útil de las inversiones en el sector energético hace que las estrategias relativas a la reducción de emisiones de CO₂ que genera el sector tengan unos plazos de aplicación mucho más largos que las de otros problemas medioambientales. Es aquí donde, con la planificación del desarrollo a largo plazo de las energías renovables y el incremento de los almacenamientos de pequeña potencia, se conseguiría una asignación más justa de las responsabilidades por las emisiones de CO₂ así como una reducción de estas últimas

Optimizar la generación mediante fuentes renovables pasa por conseguir que los generadores suministren, de manera continuada, toda la electricidad para la que están diseñadas sus instalaciones y que este suministro sea conocido con antelación por parte del operador del sistema eléctrico⁸. De este modo se logra, además de una reducción y correcta asignación de las emisiones del sector, una estabilización de la red y un mayor aprovechamiento de unas infraestructuras que están diseñadas para determinados parámetros nominales de funcionamiento que sólo se alcanzan durante un porcentaje pequeño de tiempo.

En estos momentos, la mejora y modernización de las redes eléctricas es una necesidad que resulta de la creciente demanda que se derivará de la multiplicación de aplicaciones y tecnologías que utilizan la electricidad como fuente de energía (bombas de calor, vehículos eléctricos, dispositivos de información y comunicación, etc.)⁹.

La política energética europea prioriza la creación y el desarrollo de las interconexiones comunitarias (Figura 2). Por otra parte, para lograr los objetivos de reducción de la dependencia de las fuentes de generación basadas en el carbono y el aumento de las renovables, se requiere

asimismo un desarrollo de los almacenamientos de energía que permitan la gestión de las redes sin la incertidumbre derivada de las condiciones meteorológicas¹⁰.

A medida que aumenta la capacidad de interconexión, se maximiza el volumen total de producción eólica que el sistema es capaz de integrar en condiciones de seguridad¹¹, dado que, la energía procedente de esta fuente y que no tiene cabida en el propio sistema, se puede enviar a alguno de los sistemas vecinos en lugar de ser desaprovechada. Al mismo tiempo, ante falta de producción renovable o frente a problemas en la red, un alto grado de capacidad de intercambio permite recibir energía de otros países¹².



FIGURA 2: MAPA DE INTERCONEXIONES EN LA UE. CORREDORES PRIORITARIOS

FUENTE: Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones "Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020 – Esquema para una red de energía europea integrada". 2010.

En el caso particular de España, si bien en 2015 se ha concluido una nueva interconexión eléctrica con Francia a través de los Pirineos que ha duplicado la capacidad de interconexión hasta entonces existente al pasar de 1.400 a 2.800 MW, aún se está muy lejos del valor mínimo establecido por la UE. En 2020, España será el único país Comunitario que, incluso contando todas las interconexiones previstas, seguirá por debajo del 10% establecido¹³.

Para compensar la variabilidad de las energías renovables no gestionables, no poner en peligro la seguridad de suministro y mantener el equilibrio en el sistema eléctrico, se cuenta con la generación gestionable, con los almacenamientos energéticos y con las interconexiones internacionales.

Debido a la posición geográfica de España, las posibilidades de interconexión continental con el resto de Europa son muy limitadas¹⁴. El hecho de que la existente con Francia sea muy pequeña, como ya se dijo, hace de la península ibérica una «isla eléctrica». Es por ello que, en nuestro país, es particularmente necesario desarrollar almacenamientos energéticos que permitan maximizar la utilización de la electricidad procedente de fuentes renovables.

4. PREVISIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA **MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES NO** **GESTIONABLES EN LA UNIÓN EUROPEA**

4 PREVISIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES NO GESTIONABLES EN LA UNIÓN EUROPEA

En la actualidad y por las limitaciones asociadas a la generación eléctrica, las energías renovables no son capaces de cubrir en su totalidad la demanda del mercado y no es previsible que lo hagan en el futuro inmediato. Las centrales convencionales de origen fósil o nuclear siguen siendo imprescindibles para garantizar, en todo momento, un suministro eléctrico acorde con el consumo.

Hay que señalar, por otra parte, que existe un límite de instalaciones de generación de electricidad con fuentes renovables no gestionables a partir del cual el beneficio asociado a ellas no compensa el coste de las centrales convencionales operativas que se precisarían para que la cobertura de la demanda esté totalmente garantizada¹⁵.

Estas limitaciones apuntan a que las centrales híbridas integradas por una energía renovable no gestionable y otra convencional podrían constituir una solución que aunara las ventajas de aquellas fuentes consideradas por separado. Tal sería el caso, por ejemplo, de las instalaciones eléctricas híbridas eólica - térmica de gas natural. Las centrales híbridas contribuirían además a un mayor grado de implantación y desarrollo de la generación distribuida.

Desde el punto de vista económico, con las instalaciones generadoras híbridas de una energía renovable no gestionable y otra convencional serían, en general, más ventajosas que las convencionales centralizadas de elevada potencia, tanto por sus menores costes de operación y mantenimiento como, con frecuencia, su mayor eficiencia.

Hay que destacar que, desde el punto de vista de la satisfacción de la demanda instantánea, se obtienen resultados equivalentes si se considera que la instalación de energía renovable está hibridada con una de generación térmica, convencional o basada en combustibles alternativos, que si dispone de un sistema de almacenamiento.

Se prevé que, en la UE, en 2020, el 50% de la energía generada mediante fuentes renovables, provenga de las que son no gestionables.

En cuanto a la evolución de los requerimientos de energía primaria (Figura 3), se apunta un ligero crecimiento hasta 2030, pero con un incremento de la contribución de los recursos renovables¹⁶.

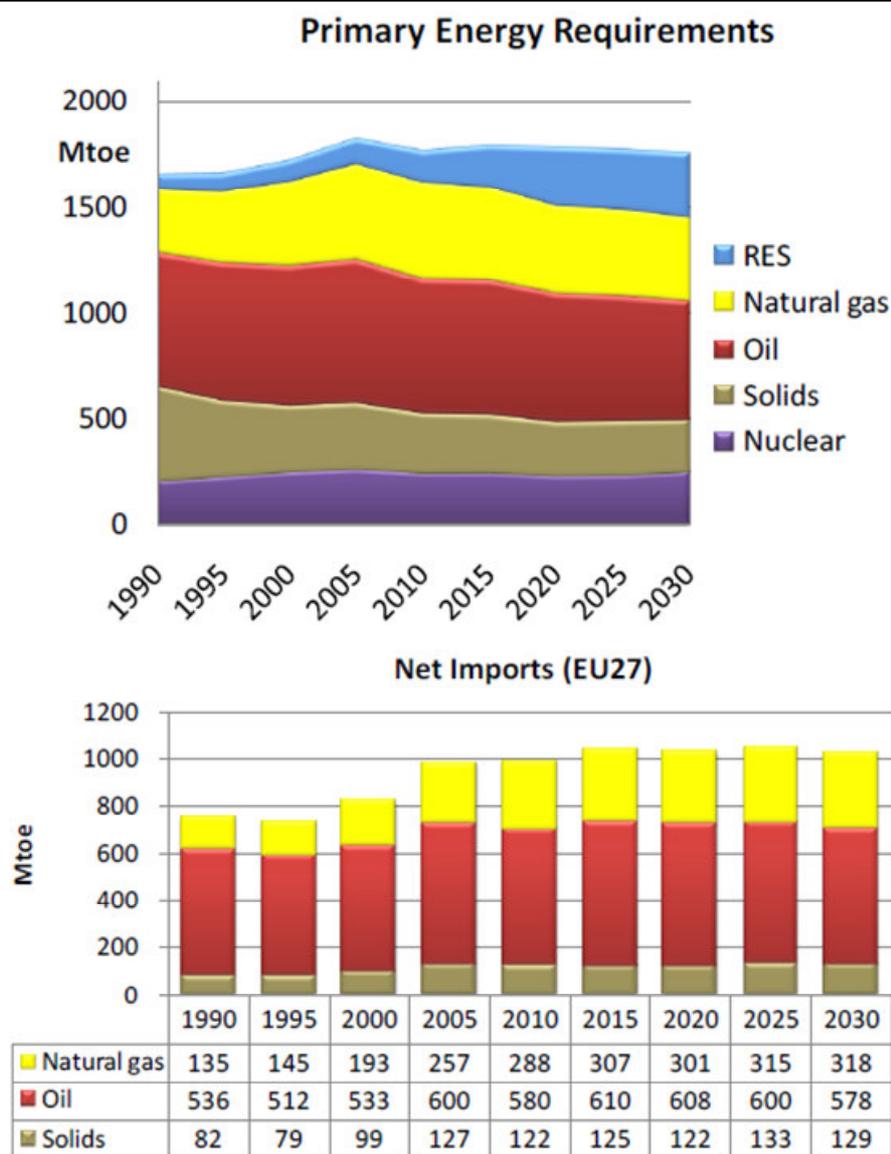
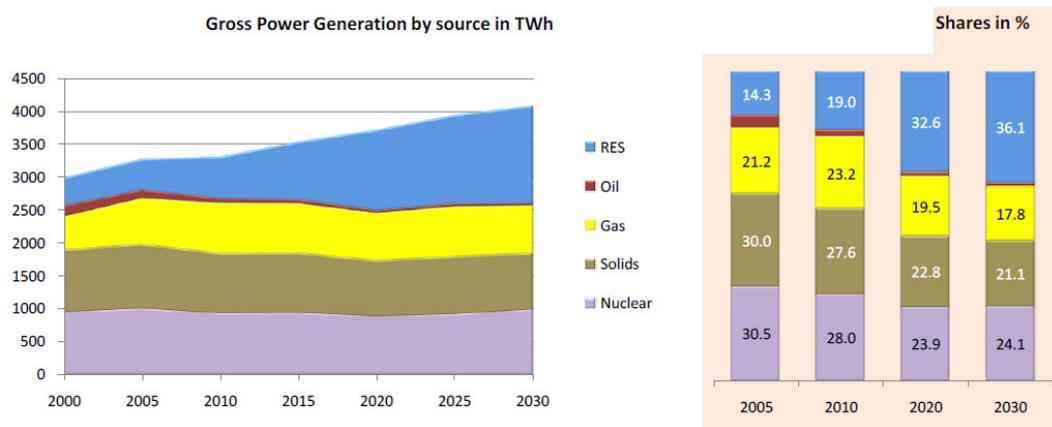


FIGURA 3: PREVISIÓN DE CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍA POR FUENTE EN LA UE

FUENTE: EU Energy trends to 2030. Directorate General for Energy. European Commission. Update 2009

En la Figura 4 se refleja el desglose por fuente de la generación de electricidad que se estima en la Unión Europea hasta 2030. En ese año, se espera que el mayor peso, con un 36,1% del total, lo tengan las renovables. El segundo lugar lo ocuparía la nuclear, con un 24,1% y, a continuación, se situarán los combustibles sólidos, con un 21,1% y el gas natural, con un 17,8%. El petróleo por su parte, acentuará su carácter marginal en el sector.



**FIGURA 4: GENERACIÓN BRUTA DE ENERGÍA 2000 - 2030 EN LA UE
DESGLOSADA POR FUENTE**

**FUENTE: EU Energy trends to 2030. Directorate General for Energy. European
Commission. Update 2009**

En cuanto a la electricidad de origen renovable, en 2020, se pasará de los 244 GW de 2010 a los 460 GW. De estos últimos, 200 GW (43%) serían eólicos y 38 GW (12%) de origen solar, lo que supondría que estas dos fuentes de generación no gestionable sumarían el 63% de la potencia renovable instalada (Tabla 1).

Tipo	Capacidad instalada 2010 (GW)	Capacidad instalada 2020 (GW)	Proporción 2020 (%)	Variación 2010-2020 (%)
Hidroeléctrica	116,9	134,2	29 %	15 %
Eólica	82,6	201	43 %	143 %
Biomasa	25,8	90	19 %	249 %
Solar	21,2	37,7	8 %	78 %
Otros	1	3,6	1 %	260 %
TOTAL	247,5	466,5	100 %	88 %

TABLA 1: EVOLUCIÓN PREVISTA DE LAS POTENCIAS INSTALADAS DE ENERGÍAS RENOVABLES 2010 - 2020 EN LA UE

FUENTE: EU Energy trends to 2030. Directorate General for Energy. European Commission. Update 2009

Entre 2010 y 2020, el incremento previsto de la potencia eólica instalada será del 191%, el de la solar del 386% y el del total renovable del 82%. En esta década, se espera que la electricidad renovable se duplique, pasando de 633 a 1.152 TWh y que más del 50% del total proceda de fuentes no gestionables (Tabla 2)

Tipo de REC	Generación 2010 (TWh)	Generación 2020 (TWh)	Proporción 2020 (%)	Variación 2010-2020 (%)
Hidroeléctrica	342,1	364,7	32 %	7 %
Eólica	160,2	465,8	40 %	191 %
Biomasa	103,1	203	18 %	97 %
Solar	21	102	9 %	386 %
Otros	6,5	16,4	1 %	152 %
TOTAL	632,9	1151,9	100 %	82 %

2: EVOLUCIÓN PREVISTA DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD DE FUENTES RENOVABLES 2010 - 2020 EN LA UE

**FUENTE: EU Energy trends to 2030. Directorate General for Energy. European
Commission. Update 2009**

La mayor parte del crecimiento de la capacidad y la generación eólicas en la UE, se concentrará en Alemania, Reino Unido, España, Francia, Italia y los Países Bajos, mientras que el aumento de la capacidad y la generación de energía solar se acentuará todavía más en Alemania y España, y, en menor medida, en Italia y Francia¹⁷.

5. SITUACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL EN CUANTO A NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

5 SITUACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL EN CUANTO A NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

5.1 MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL RELATIVO AL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

A continuación se presenta, el marco regulatorio básico que rige el sector eléctrico español y, en particular, el relativo al almacenamiento de energía procedente de fuentes renovables no gestionables para mejorar su integración en el sistema.

El almacenamiento de energía, como elemento necesario para potenciar la penetración en el mercado de fuentes de energía no gestionables, no se ha tenido en cuenta en España hasta hace muy poco.

A principios de este siglo, los aspectos considerados esenciales para el fomento de las energías renovables eran los siguientes¹⁸:

- Primas a la electricidad vertida a la red
- Ayudas para I+D+D.
- Financiación de infraestructuras de evacuación de la energía eléctrica.
- Regulación de los trámites administrativos pertinentes.
- Mejora de la imagen pública, destacando su carácter de energías limpias a la par que autóctonas.

En el Plan de Fomento de Energías Renovables 2011 - 2020¹⁹, sí se citan ya distintas opciones de almacenamiento de energía; concretamente, además del CAES y del bombeo hidráulico para grandes instalaciones, se

tienen en cuenta las baterías, para instalaciones a media y gran escala, y el almacenamiento de hidrogeno, para aprovechar la energía proveniente principalmente de grandes parques eólicos²⁰.

5.1.1 LEY 24/2013, DE 26 DE DICIEMBRE, DEL SECTOR ELÉCTRICO

Esta ley, tiene por objeto ser un marco para la regulación del sector con el fin de garantizar un suministro eléctrico medioambientalmente aceptable, con los niveles de calidad exigibles y al mínimo coste posible, para asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y dotarlo de un nivel de competencia efectivo.

En la ley 24/2013 no se acomete la necesidad de almacenamiento de energía para mejorar la integración en el sistema de las instalaciones de generación de energía procedente de fuentes renovables no gestionables.

5.1.2 REAL DECRETO 413/2014, DE 6 DE JUNIO, POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS

Este Real Decreto establece que, para que determinadas tecnologías puedan ser consideradas total o parcialmente aptas para participar en los servicios de ajuste de la demanda, se deberán tener en cuenta, entre otras opciones, las relativas a la hibridación, a la operación integrada de instalaciones y al almacenamiento. El Decreto, por tanto, abre un camino al desarrollo de sistemas que permitan la gestionabilidad de las instalaciones generadoras procedentes de fuentes renovables.

Además, las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, tendrán prioridad para la evacuación de la energía producida, sobre todo aquellas cuya generación no sea gestionable. Asimismo, con el objetivo de contribuir a una integración segura y máxima de la electricidad renovable no gestionable, el operador del sistema considerará preferentes aquellos generadores cuya adecuación tecnológica contribuya en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

Los avances en el almacenamiento energético seguirán siendo un punto clave en el futuro de cara a lograr una mayor estabilidad al sistema eléctrico, y permitir una mayor integración de las energías renovables en el mismo²¹.

En el Plan de Fomento de Energías Renovables 2011 - 2020, se recomienda la profundización en el desarrollo normativo de los sistemas de almacenamiento. Hay que destacar que las cuestiones que más influyen en este desarrollo son, además de las medioambientales, las relativas a los marcos regulatorios²².

5.2 NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

Según los resultados del Proyecto StoRE^h de la Unión Europea, en el que se han simulado las características de operación de los países

^h Proyecto StoRE (2013): Programa de la Unión Europea "Intelligent Energy Union". El consorcio del proyecto StoRE lo forman 9 socios, de 6 países diferentes: Alemania, Austria, Dinamarca, España, Grecia e Irlanda. Tiene por objetivo facilitar el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía a gran escala, tales como el bombeo

comunitarios estudiados, las instalaciones de almacenamiento de energía existentes y planificadas en España hasta el año 2020, no serán suficientes y también que, después de ese año, se incrementará rápidamente la necesidad de nuevas instalaciones de almacenamiento.

En el proyecto se han examinado dos escenarios futuros para el desarrollo de las renovables (Tabla 3).

El primero, que está referido al año 2020, asume que la aportación de las renovables en el sistema eléctrico se aproximará al 40%. En él, únicamente se tienen en cuenta las actuaciones de eficiencia energética llevadas a cabo hasta, en el marco de las actuaciones de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4) 2004-2012²³. En este escenario se consideran las estimaciones más recientes para el desarrollo de las tecnologías eólica y solar y también dos de las previsiones de nueva potencia hidráulica de bombeo, a saber: 3 GW en el caso 1 y 6 GW en el caso 2.

El segundo escenario contempla una aportación de las renovables de hasta el 80% de la generación eléctrica, que es el objetivo para las próximas décadas. Este escenario analiza el grado de implantación relativo de la eólica y la solar, las más relevantes de estas fuentes energéticas, dado que existen condicionantes del mercado que pueden influir a favor del desarrollo de una frente a la otra. En él se estudian las tres configuraciones alternativas siguientes: Caso A (100 GW eólica, 35 GW solar), caso B (85 GW eólica, 50 GW solar) y caso C (72 GW eólica, 65 GW solar).

En la modelización realizada se prevé una extensión de la vida útil de las plantas nucleares existentes (y la correspondiente reducción de las

hidráulico (PHES) y el aire comprimido en cavernas (CAES), para permitir una mayor penetración de las energías renovables

necesidades de ciclo combinado). Si bien este hecho incide en la potencia renovable instalada, sí que afecta al límite de penetración de las energías no gestionables en el sistema eléctrico.

	Ref.	Escenario 2020 (GW)		Escenario 80% de renovables (GW)		
		1	2	A	B	C
Centrales térmicas						
Carbón	11.7	11.7		-		
Ciclo combinado	25.3	28.4		30 – 404		
Fuel/gas	1.5	1.5		-		
Nuclear	7.8	7.5		-		
Otras térmicas	7.3	3.0		2.0		
Renovables						
Eólica on-shore	21.1	(35.0) ¹ 35.0		100 ²	85 ²	72 ²
Eólica off-shore	-	(3.0) ¹ 0.75				
Solar fotovoltaica	4.05	(8.4) ¹ 7.25		35 ³	50 ³	65 ³
Solar termoeléctrica (semi-controlable)	1.05	(5.1) ¹ 4.8				
Hidráulica	14.8	14.8 (11.7 sin bombeo)		15.5 (10.5 sin bombeo)		
Bombeo hidráulico	2.75	5.75	8.8	12.75		
Minihidráulica	2.04	2.2		2.5		
Geotérmica	-	0.05		~ 1.5		
Otras renovables	0.9	(1.7) 2.2		~ 4.5		
Pico anual (GW)	43.9	~ 62		~ 70		
Generación neta (TWh/a)	264.1	374.7		420.0 (~500.0 BAU)		
PHES (TWh/a)	3.2	8.5		27 - 38 ⁴		
Intercambios internac. (TWh/a)	6.1	12		-		
Demanda eléctrica (bc) (TWh/a)	254.8	~ 354				
Generación renovable, TWh	87	(150) 146		336		
Aportación renovable	33 %	~ 39%		~ 80%		

TABLA 3: PREVISIÓN DE ELECTRICIDAD TOTAL EN LOS ESCENARIOS ESTUDIADOS PARA ANALIZAR LAS NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO EN ESPAÑA

FUENTE: "Necesidades de almacenamiento en España". Project StoRE. 2013

El sistema eléctrico español, como ya indicamos, puede asemejarse a una isla eléctrica, ya que dispone de una capacidad de interconexión que

es sólo del 3% respecto a la capacidad de generación, valor muy inferior al 10% recomendado por la Unión Europea.

Sin embargo, España ha sido ejemplo de buena integración de renovables en la red eléctrica, gracias a la flexibilidad de ésta y a la excelente gestión de la potencia de bombeo hidráulico disponible.

No obstante, en ocasiones, no ha sido posible verter a la red toda la electricidad eólica generada, situación que cabe esperar que siga produciéndose, e incluso puede acrecentarse, dado el aumento previsto de la creciente potencia instalada de esta energía renovable.

En el escenario de 80% de renovables, una fracción de entre el 4 y el 7% de la generación no gestionable no podrá entrar en el sistema. Es por ello que los sistemas de almacenamiento jugarán un papel clave para cumplir los objetivos de la UE para España, al permitir almacenar hasta un 70% de la energía renovable no gestionable que de otra manera no se podría integrar en la red en el momento de la generación.

6. TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO PARA LA **SATISFACCIÓN DE LA DEMANDA** **INSTANTÁNEA DE ELECTRICIDAD**

6 TECNOLOGÍAS EN ESTUDIO PARA LA SATISFACCIÓN DE LA DEMANDA INSTANTÁNEA DE ELECTRICIDAD

De los resultados reflejados en el capítulo anterior, se desprende la necesidad de dotar de autonomía frente a la meteorología a las instalaciones generadoras de energía procedente de fuentes renovables no gestionables, para que sean capaces de satisfacer la demanda instantánea por sí mismas²⁴.

De las fuentes renovables, la eólica es junto con la hidráulica, la más exergética²⁵, sin embargo, y en contraposición a la hidráulica, no permite por sí sola gestionar la oferta para satisfacer las demandas cambiantes del mercado²⁶. Actualmente se están estudiando nuevas formas de hacerla gestionable²⁷. Una de las más prometedoras y ya en una fase inicial de demostración, es la obtención de hidrógeno²⁸ mediante electrólisis del agua a partir de la electricidad eólica²⁹. Ello supondrá la disponibilidad de un combustible que se podrá almacenar para satisfacer la demanda eléctrica en el momento en que se produzca³⁰.

La utilización del hidrógeno como combustible, requerirá que la instalación eólica tenga una central térmica de apoyo. De esta forma, se podrá atender la demanda eléctrica del mercado con las turbinas eólicas o con la ya mencionada central térmica de apoyo mediante la combustión del hidrógeno³¹. El proceso térmico funcionará únicamente cuando los aerogeneradores precisen de un apoyo para aportar el 100% de la potencia instalada.

La central térmica de apoyo también puede estar alimentada con combustibles, convencionales o alternativos, hibridación asimismo entre energía renovable y gestionable, opción que puede ser un escalón de tránsito interesante, tecnológica y económicamente, previo al uso de energías exclusivamente renovables.

La hibridación entre energía eólica y térmica permitiría que la oferta de electricidad de los parques eólicos se pudiera gestionar de forma análoga a los sistemas convencionales. Ello supondría, asimismo, un avance en el futuro funcionamiento de las instalaciones eólicas cuando se llegue al siguiente escalón en su desarrollo que será, probablemente, la producción y almacenamiento de hidrógeno con los fines ya indicados³².

Existen otras vías de investigación abiertas cuyo objeto es también hacer gestionable la oferta de energía eléctrica producida mediante aerogeneradores. En zonas con orografías adecuadas³³, se emplea el excedente de viento para elevar agua y así almacenar energía potencial. Este sistema precisa disponer de terrenos amplios y adecuados para una instalación de este tipo³⁴.

Otra de las vías de investigación actuales es la de almacenar aire comprimido que se podrá liberar cuando sea necesario generar energía en ausencia de recurso eólico³⁵. En este caso, el aire comprimido se puede guardar en cavidades naturales del terreno o bien en depósitos contruidos al efecto próximos al parque eólico. En la actualidad, este tipo de almacenamiento se aprovecha casi exclusivamente en grandes cavernas naturales aptas para este fin³⁶.

Las instalaciones de almacenamiento de aire son más flexibles, en su hibridación con una central de energía renovable, que las plantas de generación convencionales. Pueden arrancar así como subir y bajar carga de forma más rápida, y adaptarse a múltiples arranques y paradas a lo largo de un ciclo de funcionamiento.³⁷

En el caso de fuentes de energía renovable diferentes de la eólica, el almacenamiento de energía³⁸ se lleva a efecto de otros modos entre los que cabe citar los depósitos de sales fundidas a alta temperatura en el

caso de la solar térmica, las baterías y acumuladores eléctricos en el caso de la solar fotovoltaica, etc.

En la Figura 5, se reflejan las ventajas del almacenamiento de energía frente a otras maneras de equilibrar el sistema eléctrico. El almacenamiento de electricidad es, en comparación con las otras tres maneras principales de flexibilizar el sistema eléctrico (generación flexible, aumento de interconexiones y actuación sobre la demanda) la que aporta una mayor diversidad de beneficios.



FIGURA 5: COMPARACIÓN ENTRE LAS 4 FORMAS PRINCIPALES DE EQUILIBRADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

FUENTE: Liquid Air in the energy and transport systems. Opportunities for industry and innovation in the UK. Full Report. 2013

De cuanto antecede, se infiere la mejora que se lograría en el aprovechamiento de infraestructuras de generación eléctrica a partir de fuentes renovables mediante su combinación local con sistemas que

permitan el almacenamiento de energía y que hagan a los generadores capaces de adaptar la oferta eléctrica a la demanda instantánea del mercado, independientemente de las condiciones meteorológicas.

Desde el punto de vista técnico, es necesario analizar de qué manera se deben combinar la instalación generadora y la de almacenamiento³⁹.

Desde el punto de vista económico, al generador le interesa poder poner en el mercado la cantidad de energía que interese en cada momento⁴⁰. Este hecho, junto con el desarrollo de la generación distribuida, presenta también un importante valor estratégico⁴¹.

Algunas de las posibilidades que tiene el proceso de hibridación de un parque eólico con un almacenamiento de energía y apoyo de un sistema térmico se recogen en la figura 6. En ella se observa que la generación de electricidad por vía térmica da lugar a un excedente de calor que se puede aprovechar en un recuperador para diversos usos⁴² como la generación de vapor, la calefacción de cultivos (por ejemplo, de algas para producción de biocombustibles), calefacción - refrigeración en un sistema de district heatingⁱ,...

El esquema de la Figura 6 muestra asimismo el buen aprovechamiento de las infraestructuras de funcionamiento de las instalaciones de generación de energía eléctrica que permite la hibridación, de forma que se pueda

ⁱ District heating es un sistema para calentar una ciudad o parte de ella. El calor se produce en una caldera de un sistema de generación eléctrica y se transporta después a los consumidores con un sistema de tuberías en forma de vapor o agua caliente. Inicialmente solo se satisfacía la demanda de calefacción, pero, posteriormente, se amplió al suministro de refrigeración.

operar la red conociendo la oferta instantánea de forma independiente a las condiciones meteorológicas.

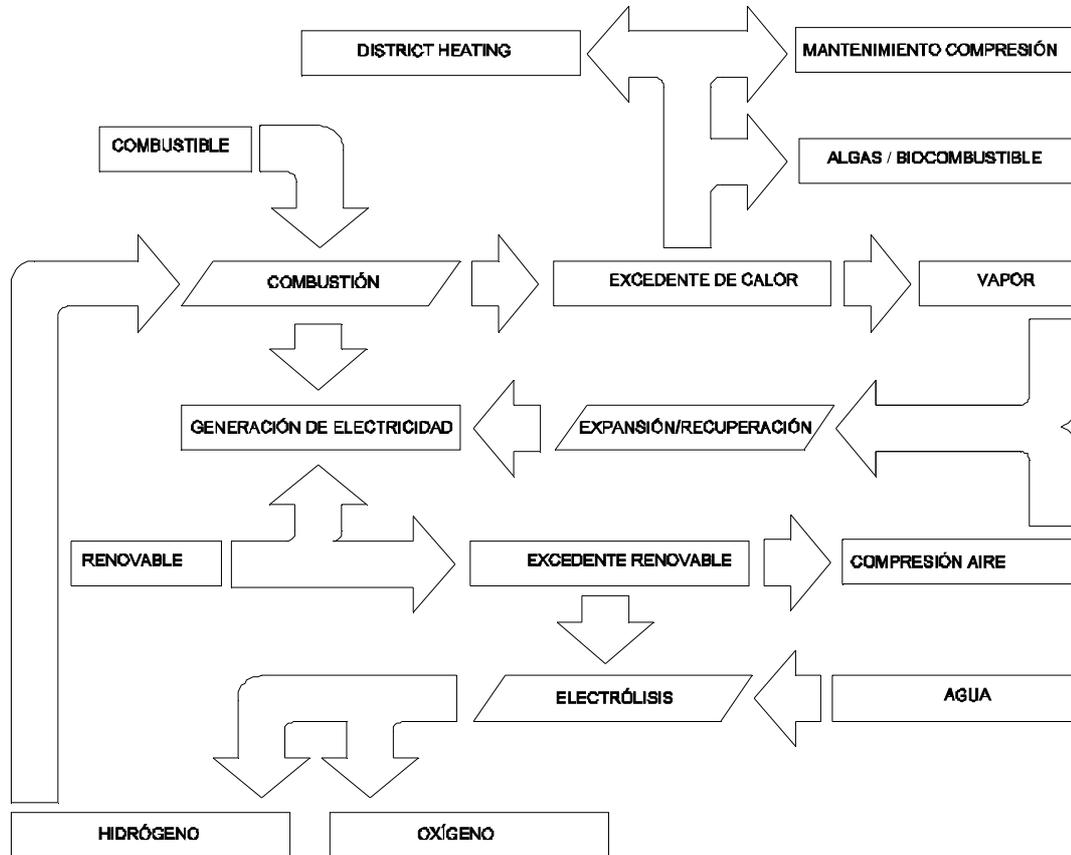


FIGURA 6: ESQUEMA DE PROCESO DE HIBRIDACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

FUENTE: Elaboración propia

Siempre que se produzca un excedente de energía renovable, éste se empleará en comprimir aire para su almacenamiento y posterior descarga en una turbina de expansión o en un motor neumático, o como comburente en una turbina de gas. En la Figura 7 se representa una turbina de gas empleada en una planta de generación con almacenamiento de energía en forma de aire comprimido.

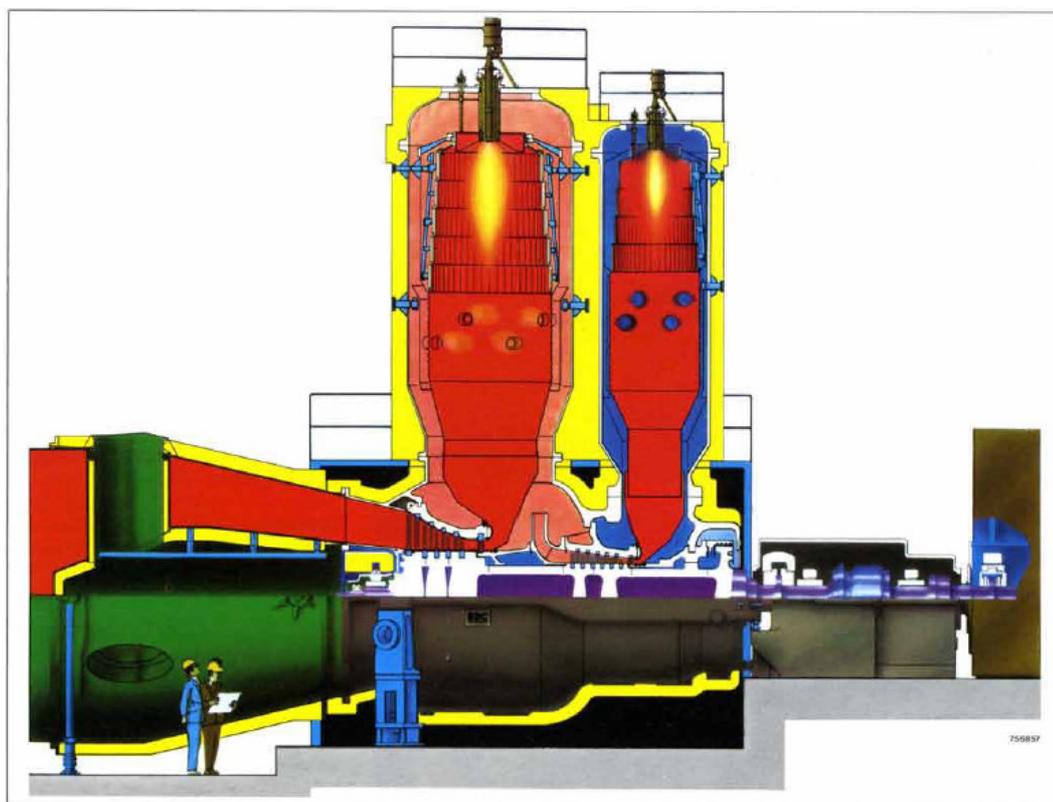


FIGURA 7: TURBINA DE GAS EMPLEADA EN UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FORMA DE AIRE COMPRIMIDO

FUENTE: "Huntorf air storage gas turbine power plant". Energy supply. BBC Brown Boveri

En la Figura 8 se muestra un esquema básico del funcionamiento de una turbina de gas⁴³, máquina térmica que funciona en ciclo abierto y que toma y cede al ambiente el aire que la alimenta. Los pasos intermedios de este ciclo abierto son:

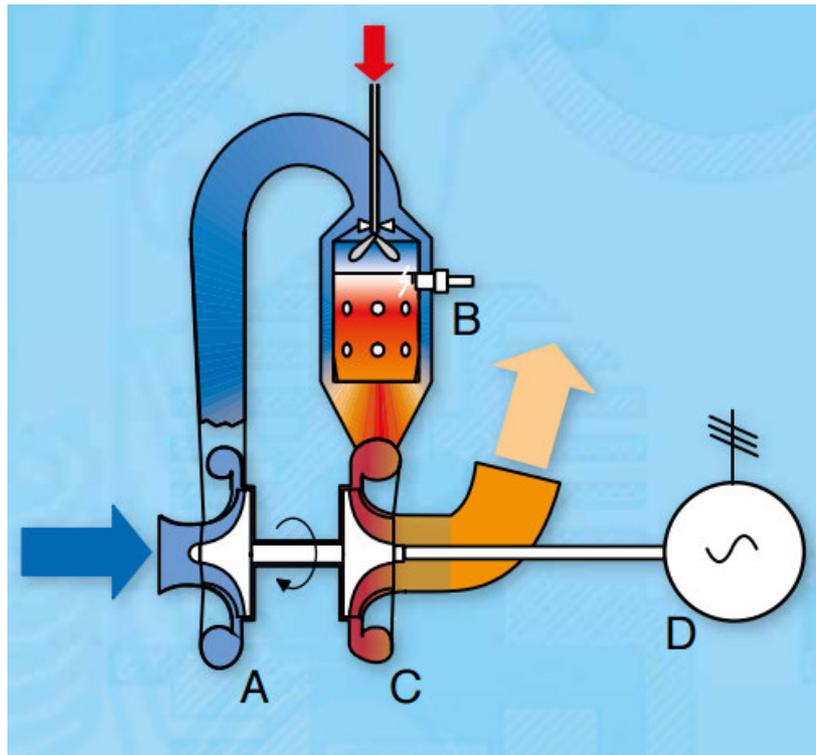
- Compresión adiabática del gas frío con un compresor (A), con el aumento de temperatura subsiguiente.

- Calentamiento isobárico del aire mediante el aporte de calor que se realiza quemando combustible con el oxígeno atmosférico en la cámara de combustión (B).

- Expansión adiabática de los humos de combustión en una turbina (C), con la reducción de temperatura y presión correspondientes.

Una parte de la potencia, que se extrae con la turbina, sirve para el accionamiento del compresor. El resto queda disponible como potencia útil para accionar un generador (D).

Si se utiliza un sistema de almacenamiento de aire comprimido desde el que se alimenta de comburente a una turbina de gas, toda la potencia útil de la turbina puede ser empleada para generar electricidad, siendo innecesario el uso de parte de ella para la compresión del aire en los periodos de generación.

**FIGURA 8: ESQUEMA DE UNA TURBINA DE GAS**

FUENTE; <http://www.gunt.de/>

En los últimos tiempos, se han instalado una gran cantidad de centrales de fuentes renovables, sobre todo de parques eólicos, en España⁴⁴. A medida que se está más próximo a alcanzar el grado de saturación en cuanto al número de parques eólicos que puede ser rentable tener instalados, cabe pensar que, en un futuro no muy lejano, se pudiera autorizar, únicamente, la puesta en funcionamiento de instalaciones generadoras que dispongan de sistemas que permitan la satisfacción de la demanda de horas punta⁴⁵.

La mayoría de las investigaciones actuales dedicadas al estudio del potencial de almacenamiento de energía procedente de fuentes renovables se dedican a las grandes instalaciones de generación⁴⁶.

El desarrollo de esta tesis se centra en las posibilidades de hacer gestionable la oferta de instalaciones generadoras de electricidad en parques eólicos de pequeña potencia⁴⁷, es decir, en un orden de magnitud en el entorno de los 30 MW.

La opción que se considera para lograr la gestionabilidad apuntada es la del almacenamiento de energía en forma de aire comprimido y licuado. Estos almacenamientos se consideran eficientes técnica y económicamente para instalaciones de entre 10 MW y 1 GW⁴⁸. Investigaciones recientes, llevan a cabo el estudio de la viabilidad de los sistemas CAES para potencias de unos pocos kW⁴⁹.

A continuación (Tabla 4), se presenta un análisis comparativo de varias formas de almacenamiento de energía sobre varios supuestos. En él se señala que el del aire comprimido es una tecnología madura y no especialmente costosa en comparación con otros sistemas de almacenamiento. Estas instalaciones se diseñan para un periodo de funcionamiento largo, requieren poco mantenimiento, presentan unos costes de ciclo de vida que no son elevados, son escalables y tienen capacidad para almacenar gran cantidad de energía. Presentan, sin embargo, el inconveniente de que su respuesta no es tan rápida como la de otros sistemas de almacenamiento y que están limitadas por su dependencia geográfica.

Device type	Low Capital Expenditure	Long life	Low Maintenance	Low through life costs	Fast response (seconds)	High energy storage capacity	Scalable	Geographical constraint	Development Stage
Pumped hydro	N	Y	Y	Y	N	Y	N	Y	3
Compressed air	Y	Y	Y	Y	N	Y	Y	Y	3
Compressed air - adiabatic	Y	Y	Y	Y	N	Y	Y	Y	1
Cryogenic	Y	Y	Y	Y	N	Y	Y	N	2
Flywheels	N	?	N	N	Y	N	N	N	2/3
Capacitors	N	N	N	N	Y	N	N	N	?
Superconducting Magnets	N	Y	N	N	Y	N	N	N	1
Batteries	N	N	Y	N	Y	N	Y	N	3
Fuel Cells	N	Y	Y	N	Y	Y	Y	N	1

Development stage: 1 = R&D 2 = Demonstration 3 = Mature

TABLA 4: COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD

FUENTE: Liquid Air in the energy and transport systems. Opportunities for industry and innovation in the UK. Full Report. 2013

En general, en el Sistema Eléctrico Español actual no se tienen en cuenta los sistemas de apoyo como solución a la intermitencia de las centrales de energía renovable. Cuando su generación no es la requerida por la demanda, REE^j resuelve el problema en la forma que estima oportuno.

Como ya hemos indicado, las instalaciones que no tengan garantizada la continuidad de su producción pueden maximizar su oferta y mejorar el aprovechamiento de sus infraestructuras mediante el almacenamiento de energía en forma de aire comprimido o licuado.

La mayoría de los proyectos de almacenamiento de energía llevados a cabo en España, están en fase de Investigación y Desarrollo. Sólo

^j REE es Red Eléctrica de España

algunas se encuentran en la etapa inicial de demostración y son muy pocas las ya inmersas en esta última o en la precomercial⁵⁰.

Hay un predominio claro de tecnologías de almacenaje químico o electroquímico, frente al térmico y eléctrico.

A continuación (Figura 9), se muestra una clasificación de los proyectos de almacenamiento llevados a cabo en España en 2013, según The European Electricity Grid Initiative (EEGI). La mayoría de los proyectos se focalizan en el usuario final, unos pocos se centran en la red de distribución y casi ninguno en la generación.

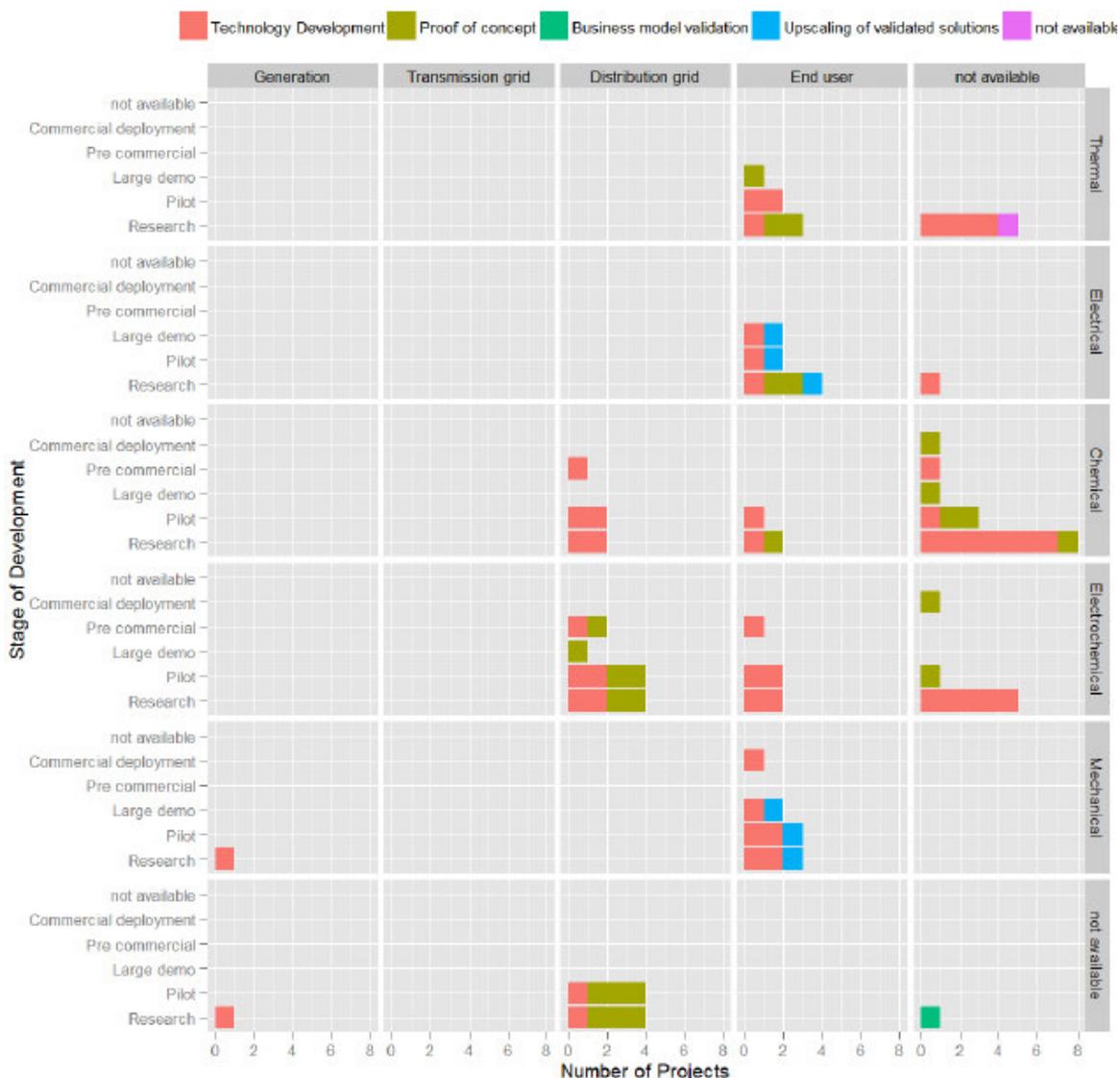


FIGURA 9: CLASIFICACIÓN DE PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN ESPAÑA SEGÚN SU ETAPA DE DESARROLLO Y LA TECNOLOGÍA EMPLEADA

FUENTE: The European Electricity Grid Initiative (EEGI)

7. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FORMA DE AIRE COMPRIMIDO

7 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FORMA DE AIRE COMPRIMIDO

Dependiendo de la fuente de energía que se utilice, su almacenamiento se puede hacer, como ya señalamos, de diferentes maneras⁵¹. En este capítulo, nos limitaremos al que se produce en forma de aire comprimido (CAES)⁵². En la actualidad, estas instalaciones están asociadas a plantas convencionales de generación eléctrica que aprovechan grandes formaciones cavernosas (Figura 10).

En esta tesis se estudiará la posibilidad de almacenamiento de energía, en forma de aire comprimido, en depósitos artificiales de capacidad adecuada a la potencia nominal de las instalaciones a las que apoyan y que, como ya indicamos, se sitúan en el entorno de los 30 MW⁵³.

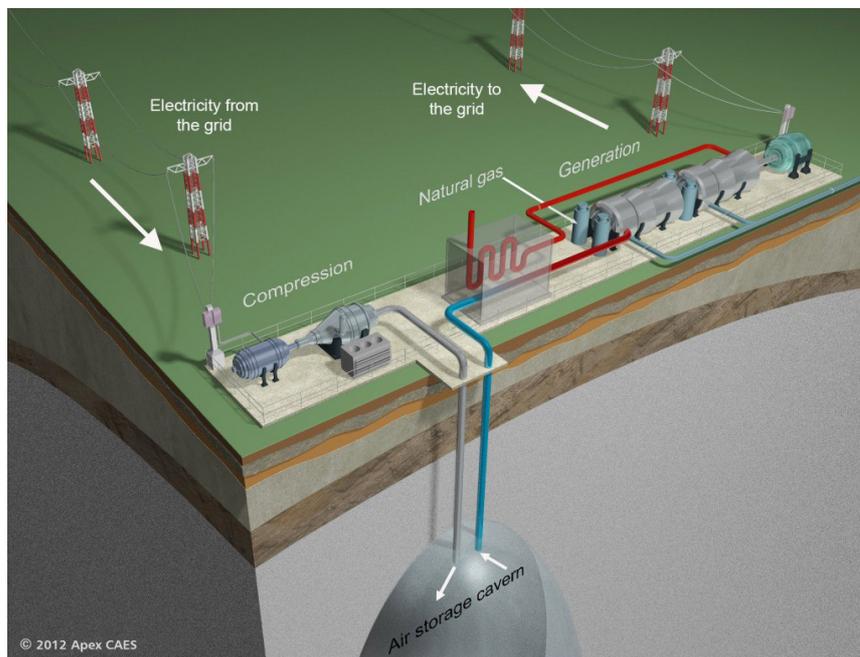


FIGURA 10: ESQUEMA DE INSTALACIÓN CAES

FUENTE: <http://www.apexcaes.com/caes>

El único proyecto de investigación en curso que explora la posibilidad de utilizar depósitos artificiales para almacenar el calor de compresión del aire en condiciones adiabáticas, y que se encuentra en una etapa avanzada de desarrollo, es el ADELE. El proyecto está siendo desarrollado por varias empresas europeas, con financiación comunitaria.

En la Figura 11, se refleja el modo de operación de un sistema CAES en un ciclo de 24horas.

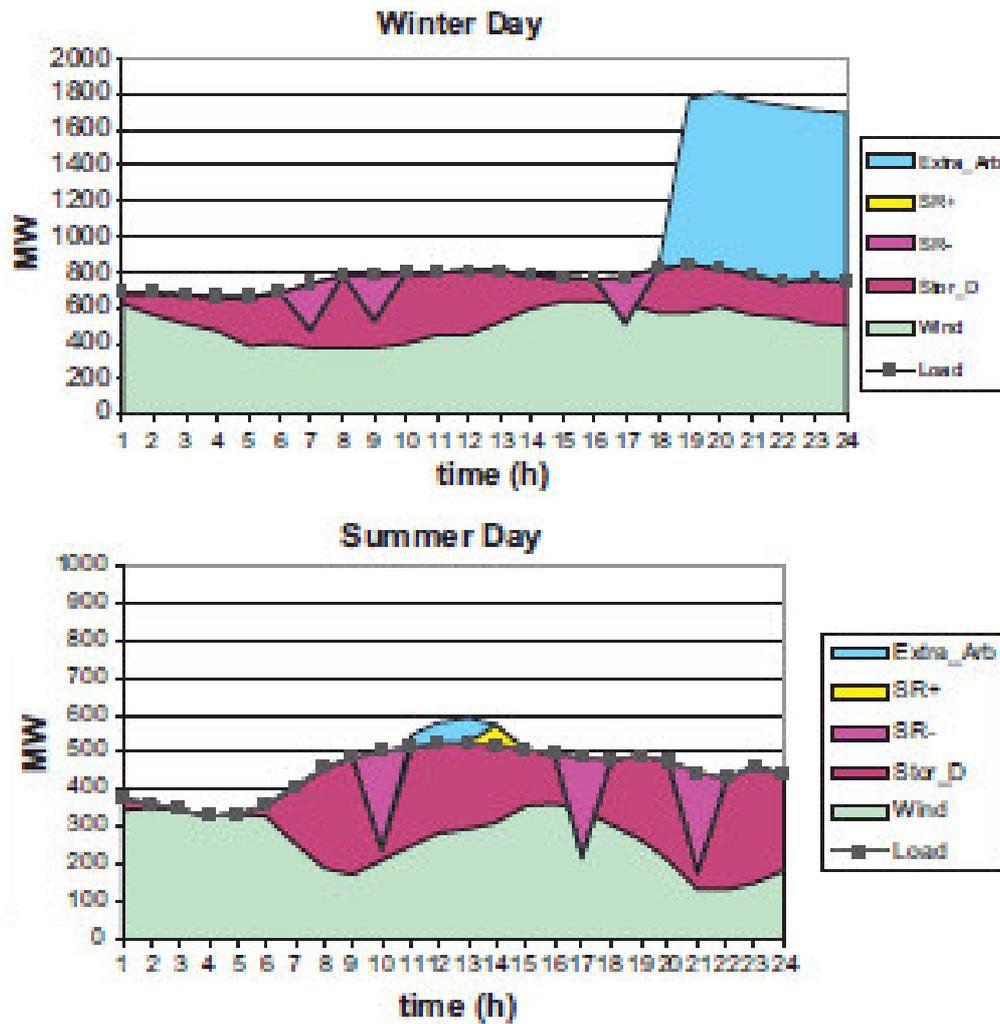


FIGURA 11: OPERACIÓN DE UNA INSTALACIÓN CAES DURANTE UN PERIODO DE 24 HORAS⁵⁴

La parte de la gráfica color burdeos (Stor_D) es la aportación del sistema CAES a la satisfacción de la demanda instantánea.

FUENTE: R. Loisel, A. Mercier, C. Gatzen, N. Elms. "Market evaluation of hybrid wind-storage power systems in case of balancing responsibilities". Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2011.

7.1 EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN PLANTAS EXISTENTES Y EN PROYECTO PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE AIRE COMPRIMIDO ALMACENADO (CAES)

En este capítulo se realiza un estudio previo de las tecnologías de almacenamiento de aire comprimido (CAES) que ya se utilizan para la generación de energía eléctrica y se evalúan las ventajas e inconvenientes de sus ciclos termodinámicos (diatérmico, adiabático e isotérmico).

7.1.1 TECNOLOGÍA DIATÉRMICA

El ciclo diatérmico es el que emplean las dos centrales de almacenamiento de aire comprimido que operan en la actualidad (Huntorf y MacIntosh). Es de este ciclo, por lo tanto, del que se tienen más información experimental.

7.1.1.1 CENTRAL HUNTORF

La central de Huntorf (Figura 12) fue construida en Alemania en 1978 y tiene una potencia de 290 MW. Consta de un tren de compresores, una unidad motor-generadora, una turbina de gas y dos cavernas de almacenamiento subterráneo⁵⁵.



FIGURA 12: CENTRAL HUNTORF

FUENTE: Crotogino Fritz, Mohmeyer Klaus-Uwe, SCHARF Roland: "Huntorf CAES: More than 20 years of successful operation". 2001

Durante los periodos en los cuales la electricidad generada presenta un bajo precio de venta, ésta se emplea para arrancar un motor que permite el proceso de compresión. El aire comprimido se almacena en minas de sal subterráneas. Posteriormente, durante los periodos de mayor demanda o cuando el precio de venta de la energía es más ventajoso, el proceso se invierte. El aire comprimido es conducido hasta la admisión de una turbina de gas donde tiene lugar su combustión con gas natural. La generación de electricidad sigue la pauta de las instalaciones de turbina de gas con este fin⁵⁶. El diagrama y el esquema de funcionamiento de esta central se indican en las Figuras 13 y 14 respectivamente⁵⁷.

Esta central que, a plena carga, proporciona 290 MW durante 2 horas, requiere un caudal de aire constante de 417 kg/s. El sistema compresor precisa 8 horas de funcionamiento y requiere un flujo de aire de 108 kg/s. Por tanto, la relación entre las horas de generación y las de consumo para almacenamiento es de $\frac{1}{4}$. A la salida del compresor se sitúa un intercambiador de calor. La central tiene dos cavernas las cuales totalizan un volumen de 310.000 m³ y admiten una presión máxima de 70 bar.

Cuando el aire, a temperatura ambiente y a presión atmosférica, entra al compresor, aumenta su temperatura en función de la relación de compresión. El sistema de almacenamiento no puede soportar la temperatura resultante de la compresión, por lo que es preciso enfriar el aire antes de su almacenamiento.

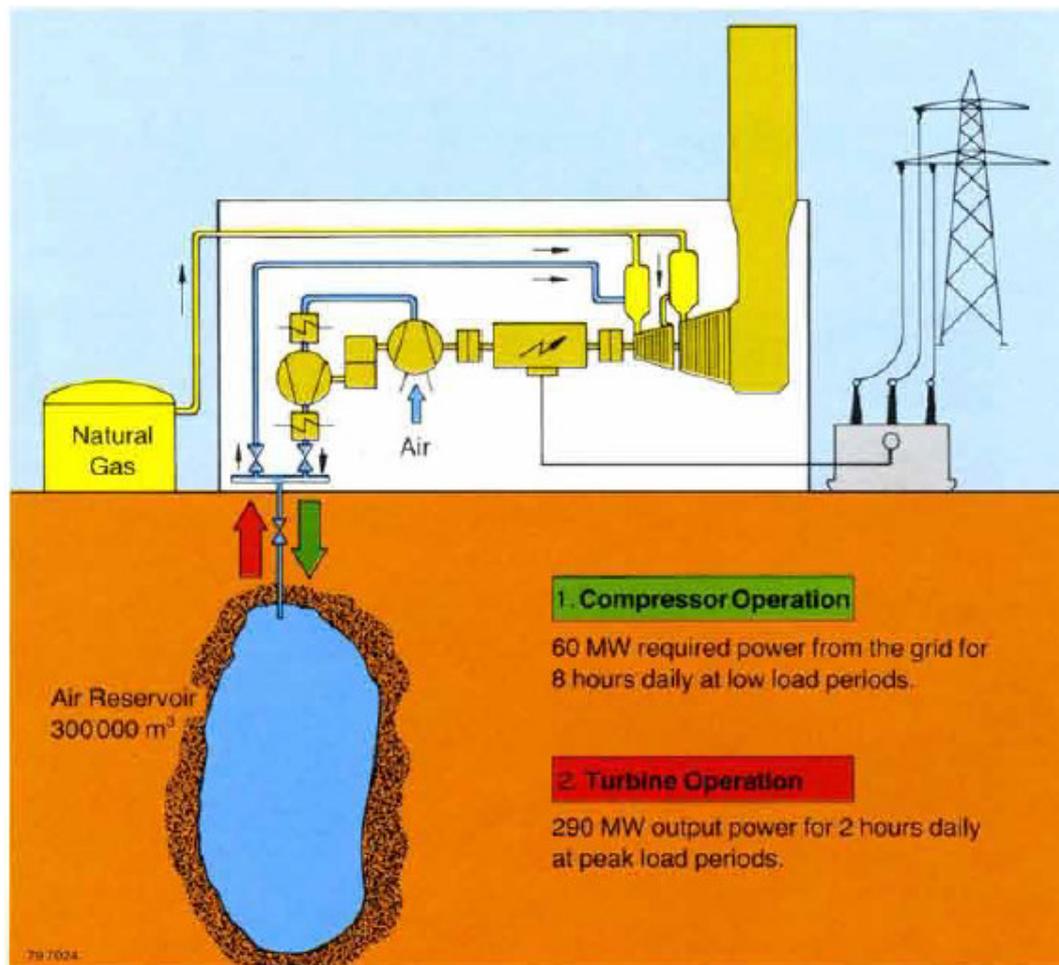


FIGURA 13: DIAGRAMA DE LA INSTALACIÓN CAES DE LA CENTRAL DE HUNTORF

FUENTE: "Huntorf air storage gas turbine power plant". Energy supply. BBC Brown Boveri

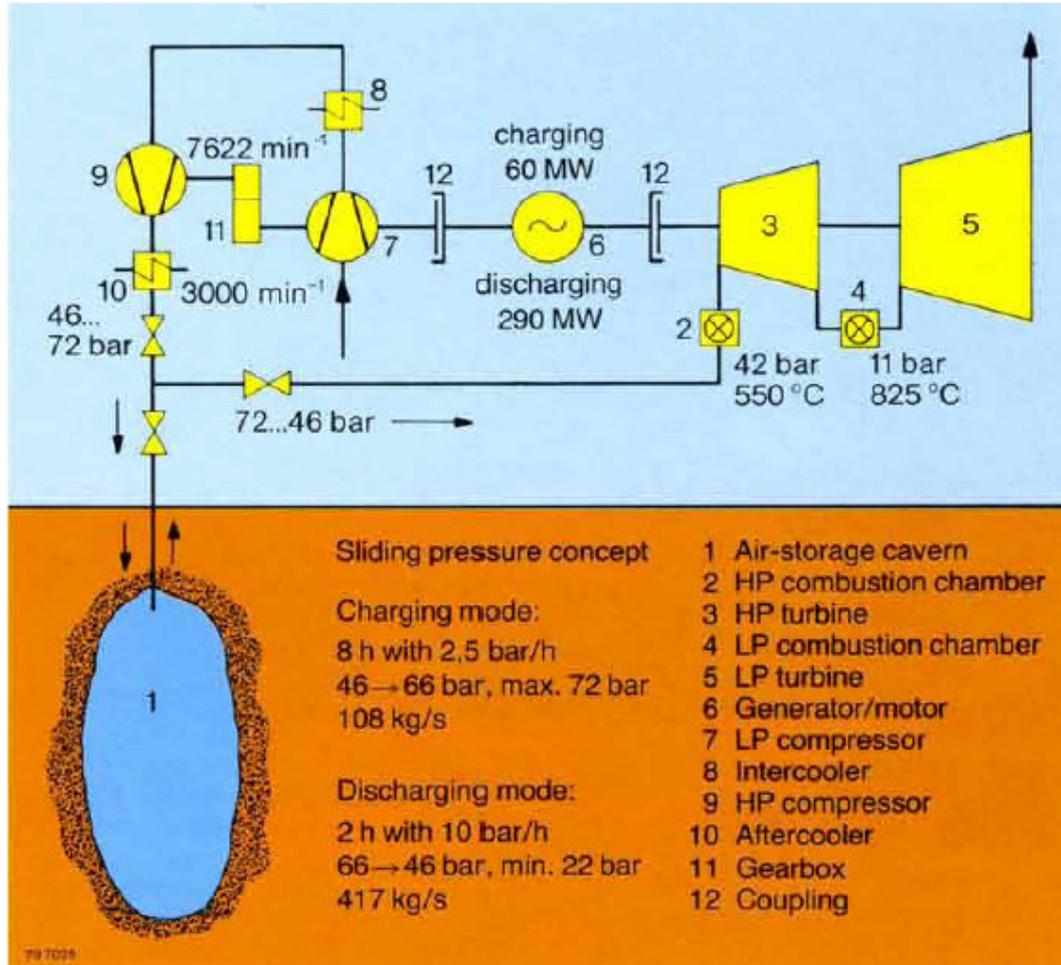


FIGURA 14: ESQUEMA DE LA CENTRAL DE HUNTORF

FUENTE: "Huntorf air storage gas turbine power plant". Energy supply. BBC Brown Boveri

La central tiene un rendimiento global del 42%.

Del análisis de esta central, se concluye que el medio de almacenamiento es uno de los elementos de mayor importancia, ya que debe garantizar una completa estanqueidad y estabilidad del volumen de aire presurizado. Por ello, el acondicionamiento de las cavernas ha supuesto un alto coste de inversión. También son importantes los costes de mantenimiento de la instalación.

El desarrollo de esta central ha demostrado la viabilidad de este sistema de almacenamiento, a pesar de los inconvenientes y problemas que lleva asociados, siendo los de mayor entidad los que se presentan en las cavernas. A este respecto, merece la pena destacar el que se deriva del riesgo de corrosión debido a la humedad del aire presurizado.

7.1.1.2 CENTRAL MCINTOSH

Una forma de aumentar el rendimiento de las instalaciones de generación eléctrica a partir de la expansión de aire comprimido almacenado es recuperar la energía de los humos de combustión de la turbina⁵⁸ para el precalentamiento del aire a la salida de sistema de almacenamiento. Bajo este principio funciona la central ubicada en Alabama (McIntosh) (Figura 15).

Esta central, de 110 MW a plena potencia, tiene un rendimiento del 54% y puede suministrar energía para aproximadamente 60.000 hogares. La caverna donde se almacena el aire tiene un volumen de 500.000 m³ y soporta una presión máxima de 76 bar.

El esquema de la instalación se muestra en la Figura 16⁵⁹.

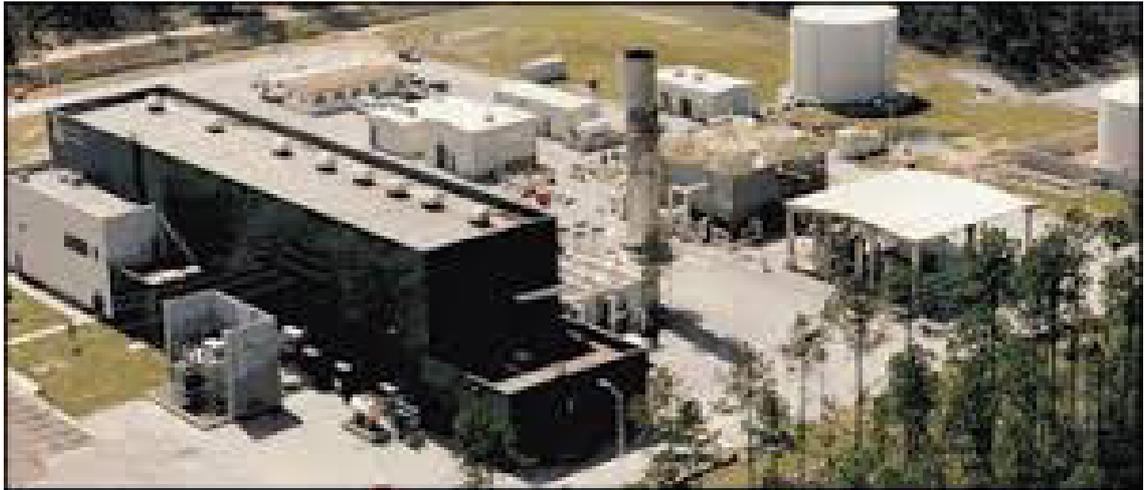


FIGURA 15: CENTRAL MCINTOSH

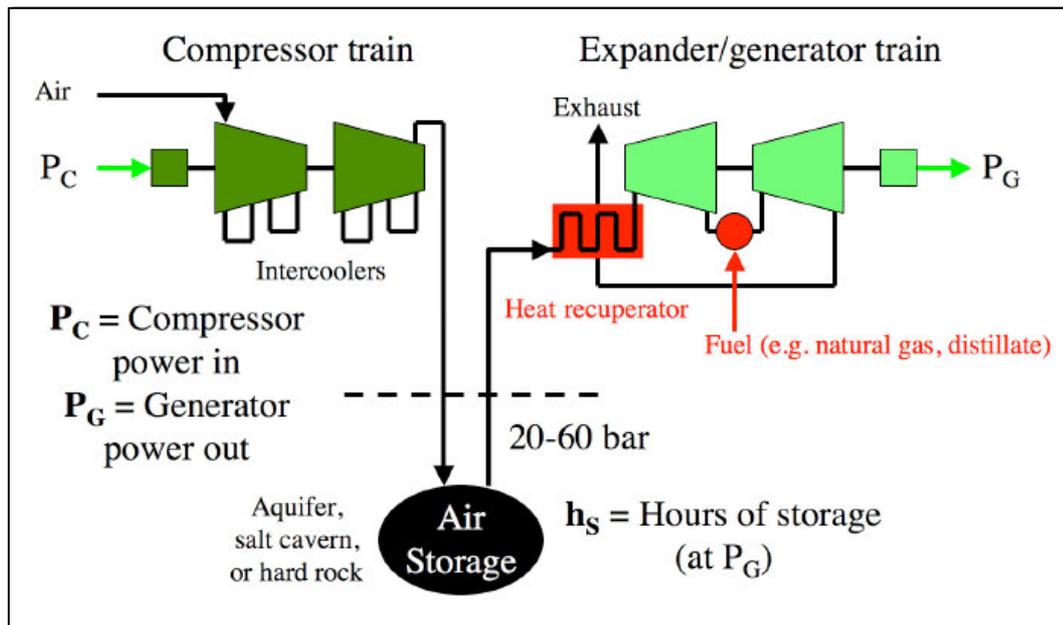
FUENTE: <http://www.escinc.com/>

FIGURA 16: DIAGRAMA DEL SISTEMA CAES DE LA CENTRAL DE MCINTOSH

FUENTE: S. Succar, R. Williams. "Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind Power". Princeton Environmental Institute.

2008

Existen en proyecto otras dos centrales de este tipo: una de 2.700 MW en Ohio y otra de 540 MW en Texas.

El hecho de que la infraestructura de almacenamiento, la caverna o mina, deba estar cerca de la central generadora para emplear el excedente de energía en la puesta en marcha del sistema CAES limita los lugares donde pueda ubicarse estas instalaciones.

7.1.2 TECNOLOGÍA ADIABÁTICA

La tecnología CAES adiabática no presenta intercambiadores de calor a la salida del compresor ya que el almacenamiento se hace a la presión y temperatura del aire comprimido. Posteriormente, el aire se libera a una turbina de expansión acoplada a un generador eléctrico. Tampoco precisa de la unidad de combustión de las centrales diatérmicas. El menor número de componentes respecto de aquéllos reduce las pérdidas térmicas. Sin embargo, requiere un buen sistema de aislamiento y estanqueidad para poder mantener la energía del aire comprimido. En la actualidad, estos sistemas están en la fase de investigación y desarrollo previa a la de demostración⁶⁰.

El almacenamiento del aire comprimido también se hace en cavernas subterráneas de sal acondicionadas para disponer de una buena estanqueidad. La energía térmica que aparece durante la compresión⁶¹ es recuperada por el aire cuando se expande⁶².

Se espera que el valor real del rendimiento de esta instalación esté en torno al 70%.

Un esquema de instalación, en el que se han utilizado depósitos de aceite para el almacenamiento de energía térmica, se muestra en la Figura 17.

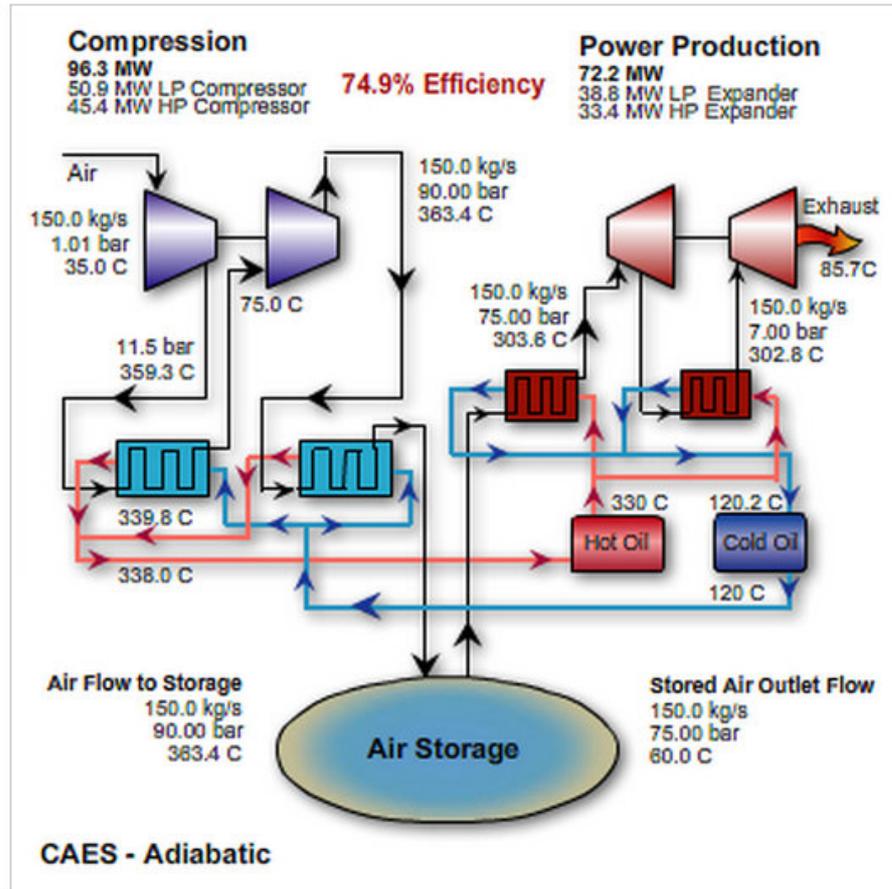


FIGURA 17: DIAGRAMA DE UN SISTEMA CAES DE TIPO ADIABÁTICO DISEÑADO POR LA EMPRESA ENERGY STORAGE POWER CORPORATION

FUENTE: www.espcinc.com

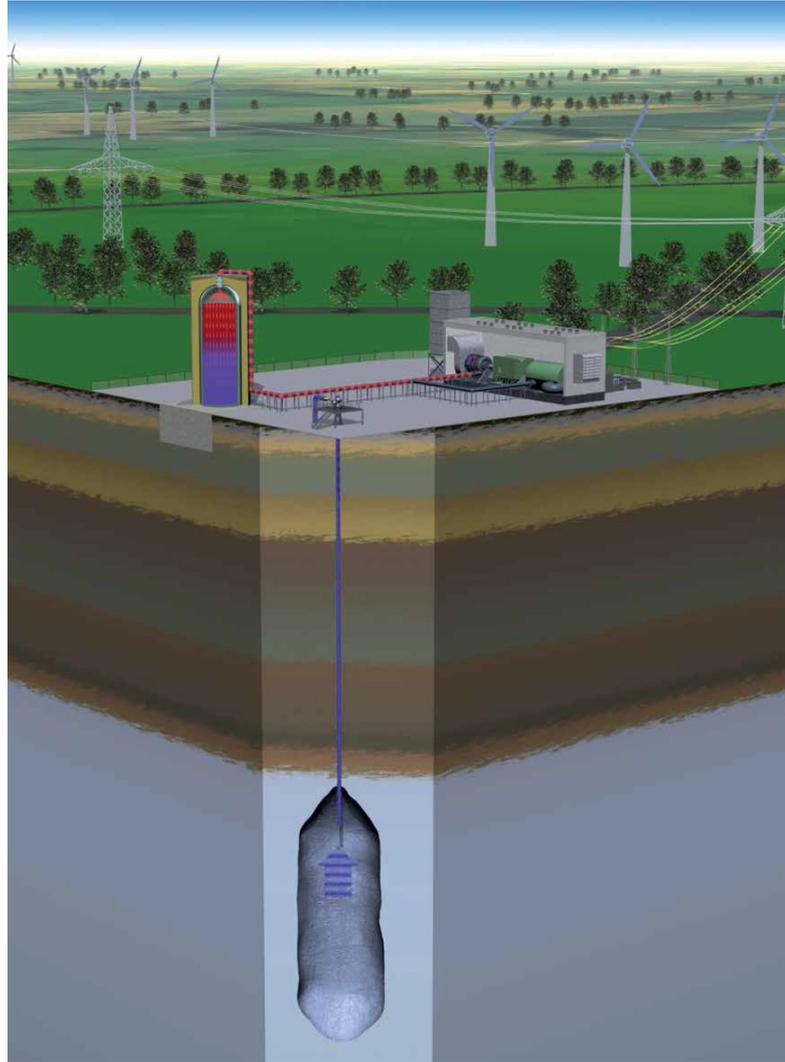
El primer proyecto CAES adiabático a gran escala que se está construyendo es el ADELE⁶³. (ADELE es el acrónimo alemán para el almacenamiento de energía de aire comprimido adiabático para el suministro de electricidad). La planta de demostración (Figura18) tendrá una capacidad de almacenamiento de 1.000 MWh y podrá suministrar 200 MW durante cinco horas.

En el sistema CAES adiabático, el aire se comprime durante los períodos en que el suministro de electricidad es superior a la demanda. Cuando ésta última aumenta, el aire comprimido puede ser utilizado para generar energía eléctrica en una turbina.

Durante el proceso de compresión, la temperatura del aire se eleva a más de 600 °C. Este calor de compresión se extrae del aire, antes de almacenarlo, y se lleva a una instalación de almacenamiento de energía térmica. Ésta última está formada por uno o varios contenedores verticales, de hasta 40 metros de altura, con celdas de ladrillos cerámicos a través de los cuales fluye el aire caliente.

Cuando se va a generar electricidad, antes de que el aire comprimido se expanda debe ser calentado de nuevo haciéndolo pasar por el almacenamiento de energía térmica.

Este enfoque adiabático, gracias al cual el calor del aire comprimido no se pierde y puede ser reutilizado para la producción eléctrica, difiere de los depósitos de aire comprimido tradicionales existentes, principalmente por tener unos niveles de eficiencia energética significativamente más altos de eficiencia. Además, el aire comprimido no se calienta por medio de gas natural para mantener sus condiciones de almacenamiento, evitándose así, tanto su consumo, como las emisiones de CO₂ a que dé lugar.

**FIGURA 18: REPRESENTACIÓN DEL PROYECTO ADELE**

FUENTE: <http://www.rwe.com/>

7.1.3 TECNOLOGÍA ISOTÉRMICA

Los sistemas CAES de tipo isotérmico se encuentran aún en la etapa de investigación y desarrollo, previa a una instalación de demostración. Según sus promotores, en vez de comprimir y expandir el aire en turbocompresores y turbinas, donde el proceso es intrínsecamente adiabático, el sistema isotérmico comprime y expande el gas dentro de

cilindros hidráulicos (acumuladores e intensificadores), lo que permite una transferencia térmica controlada con el entorno del ambiente durante la compresión y la expansión. Se esperan rendimientos térmicos superiores al 90 % tanto para la compresión como para la expansión⁶⁵.

En la Figura 19 se muestra una máquina utilizada para el almacenamiento de aire comprimido de forma isotérmica.



**FIGURA 19: MÁQUINA SUSTAINX PARA ALMACENAMIENTO DE AIRE
COMPRIMIDO**

FUENTE: <http://www.smithsonianmag.com/>

7.2 OBTENCIÓN DE PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE UNA PLANTA SCAES MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE SU FUNCIONAMIENTO CON COMPONENTES EXISTENTES EN EL MERCADO

Tras el análisis de las plantas existentes y de las que están en proyecto, se han estudiado dos alternativas para el desarrollo del sistema SCAES en parques eólicos de potencia de hasta 30 MW.

La primera alternativa se basa en un sistema diatérmico en el que se introducen mejoras a las dos centrales analizadas que operan con esta tecnología. Una mejora se debe a que el almacenamiento del aire se hará en las condiciones de presión y temperatura que resultan de su compresión. La otra mejora consiste en recuperar la energía de los humos de combustión de la turbina de gas para el precalentamiento del aire comprimido antes de su paso a la cámara de combustión.

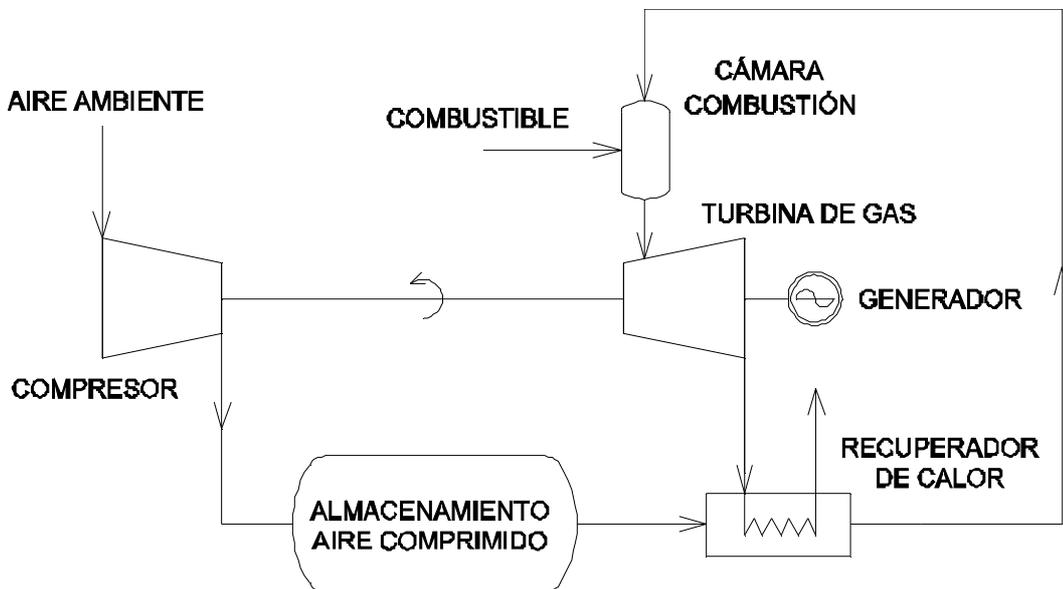


FIGURA 20: DIAGRAMA DEL SISTEMA SCAES DE TIPO DIATÉRMICO CON MEJORAS A LAS CENTRALES EXISTENTES CON ESTA TECNOLOGÍA

FUENTE: Elaboración propia

Este sistema consta por tanto de los siguientes equipos: compresor, almacenamiento de aire comprimido, cámara de combustión, intercambiador de calor con los humos de combustión de la turbina, turbina de gas y generador (Figura 20).

La segunda alternativa estudiada es la de un sistema adiabático con un motor de aire. Sus componentes son, además del motor, el compresor y el sistema de almacenamiento. Esta variante respecto al proyecto ADELE se justifica por la disponibilidad en el mercado de los motores neumáticos y su amplio uso en actividades industriales (Figura 21).

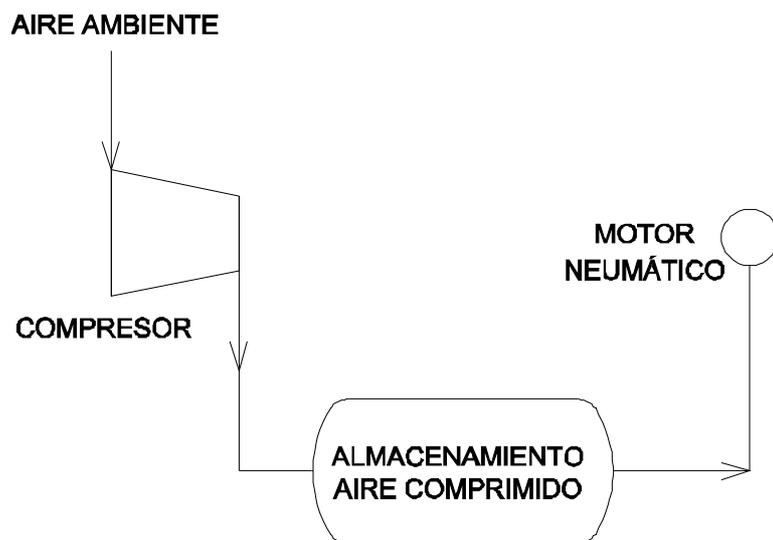


FIGURA 21: DIAGRAMA DEL SISTEMA SCAES ADIABÁTICO CON MOTOR NEUMÁTICO

FUENTE: Elaboración propia

De las dos alternativas estudiadas, se considera más ventajosa la adiabática ya que:

- Es más eficiente
- Es más sencilla, al no requerir una turbina de gas ni la instalación del combustible para esta última.
- Tiene un menor coste de inversión y mantenimiento de la planta y de operación al no consumir ningún tipo de combustible.
- Opera sólo con energía renovable

7.2.1 SIMULACIÓN DEL SISTEMA ADIABÁTICO SCAES CON MOTOR DE AIRE

Seguidamente se ha analizado y simulado el funcionamiento del sistema CAES de tipo adiabático con motor neumático (Figura 21). Se han utilizado equipos comerciales disponibles, con el fin de tener datos reales suministrados por los fabricantes y así obtener resultados más fiables.

Se ha seleccionado el compresor DRF 220/13 de PUSKA de 220 HP (164 kW), que puede alcanzar una presión máxima de trabajo de 13 bar y un caudal de 1.240 m³/h^k. El compresor se esquematiza en la Figura 22.

Para el aire del ambiente (P_1 , T_1), se considera una temperatura de 23°C (296K) y una presión de 0,86 bar.

^k Compresor rotativo de tornillo serie DRF. PUSKA

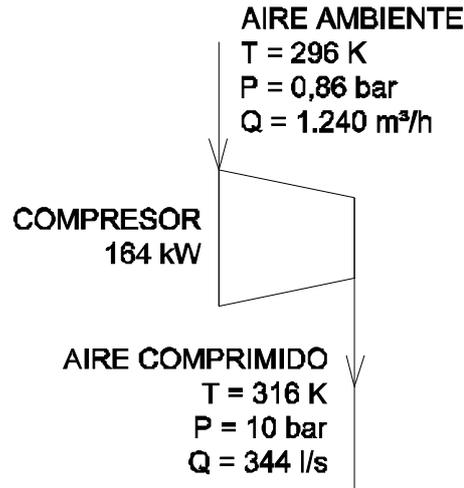


FIGURA 22: CARACTERÍSTICAS DEL COMPRESOR Y DATOS INICIALES DEL SISTEMA ADIABÁTICO SCAES CON MOTOR NEUMÁTICO

FUENTE: Elaboración propia

Los diferentes cambios de estado que pueden ser considerados son los que se indican a continuación⁶⁶:

- Proceso isocoro (volumen constante)
- Proceso isobárico (presión constante)
- Proceso isotérmico (temperatura constante)
- Proceso isentrópico (sin intercambio de calor con el entorno)
- Proceso politrópico (con intercambio completo de calor con el entorno)

Se asume una compresión politrópica¹.

¹ El proceso isotérmico consiste en el intercambio de calor completo con el entorno mientras que el proceso isentrópico no implica ningún tipo de intercambio de calor. Todos los procesos reales ocurren en algún punto entre estos dos extremos, mediante un proceso politrópico. La expresión matemática para este proceso es:

$$P \cdot V^\gamma = \text{constante, donde: } P = \text{presión absoluta [Pa], } V = \text{volumen [m}^3\text{]}$$

$\gamma = 0$ para un proceso isobárico

$\gamma = 1$ para un proceso isotérmico

La temperatura del aire a la salida del compresor (T_2) aumenta en función de la relación de compresión ($PR = P_2/P_1$), del índice politrópico γ y del rendimiento isentrópico teórico del compresor (η_{isen}), de acuerdo con la Ecuación 1:

$$T_2 = T_1 \left(1 + \frac{1}{\eta_{isen}} \cdot PR^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma}\right)} \right) \quad \text{Ecuación 1}$$

Se asume un comportamiento ideal. El índice politrópico γ es el exponente isentrópico del aire: 1,4.

El rendimiento isentrópico teórico del compresor (η_{isen}) se calcula con la Ecuación 2:

$$\eta_{isen} = 0.91 + \frac{PR-1}{300} \quad \text{Ecuación 2}$$

Hay que señalar que la temperatura del aire aumenta significativamente a medida que aumenta la relación de compresión, tal y como se muestra en el Gráfico 1.

$\gamma = K = C_p/C_v$ para un proceso isentrópico

$\gamma = \infty$ para proceso isocoro

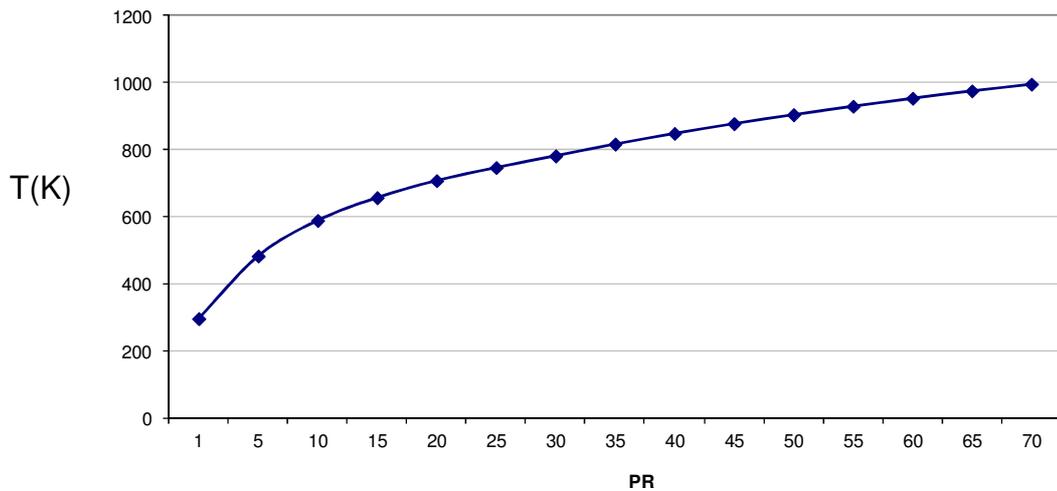


GRÁFICO 1: VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA A LA SALIDA DEL COMPRESOR DE AIRE EN FUNCIÓN DE LA RELACIÓN DE COMPRESIÓN

FUENTE: Elaboración propia

Alcanzar altas presiones conduce al aumento significativo de la temperatura del aire, lo que condiciona el sistema de almacenamiento. Por ello, será necesario establecer un límite para la presión de trabajo.

En cuanto al rendimiento isentrópico del compresor, éste crece a medida que lo hace la relación de compresión (Gráfico 2). Se puede considerar que a partir de una $PR=13$, que es el valor máximo que puede alcanzar el compresor en las condiciones ambientales consideradas, $T=23^{\circ}\text{C}$ y $P=0,86$ bar, el rendimiento de éste último es igual o superior al 95%.

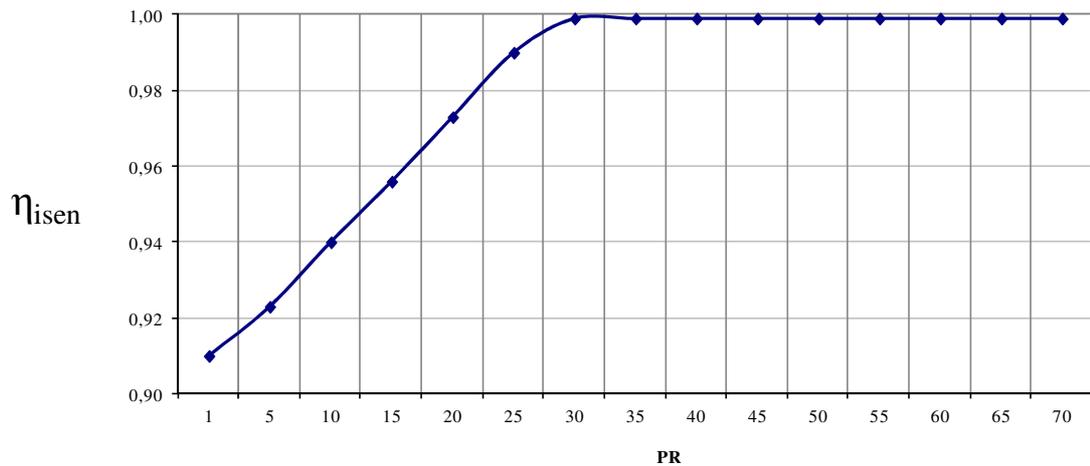


GRÁFICO 2: VARIACIÓN DEL RENDIMIENTO ISENTRÓPICO DEL COMPRESOR DE AIRE EN FUNCIÓN DE LA RELACIÓN DE COMPRESIÓN

FUENTE: Elaboración propia

Operando con estas condiciones ($PR=13$, $\eta_{isen}=95\%$ y $\gamma =1,4$) y considerando despreciables las pérdidas de calor con el ambiente, la temperatura del aire a la salida del compresor alcanza los 360°C (633K) a 13 bar, valores que debe soportar el sistema de almacenamiento.

El volumen del sistema de almacenamiento se calcula a partir de las características del motor neumático. Se ha elegido un motor de 23 kW cuyos datos técnicos indican que proporciona la máxima potencia con un caudal de aire de 425 l/s a 7 bar (Figura 20).

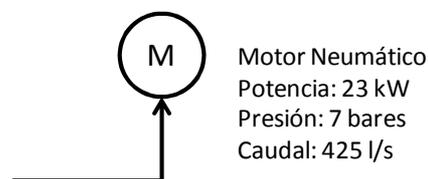


FIGURA 23: CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR NEUMÁTICO DE LA INSTALACIÓN SCAES

FUENTE: Elaboración propia

Con esta información, se establece un tiempo de descarga (t_{des}) de 3 horas en el que el motor puede entregar la potencia especificada. De esta forma es posible determinar el volumen de almacenamiento necesario (V_{alm}) a partir de la relación entre el caudal que requiere el motor en litros/hora (Q_{motor}) y el tiempo de descarga (t_{des}), tal y como se muestra en la Ecuación 3.

$$V_{alm} = Q_{motor} \cdot t_{des}$$

Ecuación 3

El volumen de almacenamiento que resulta es de 4590 m³ (Figura 24), equivalente a un contenedor cúbico de 16,7 m de lado.



FIGURA 24: CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CALCULADO

FUENTE: Elaboración propia

La masa de este volumen es de 2559 kg calculada a partir de la densidad del aire ($\rho = 346,02 \cdot T_2^{-0,997}$) a la temperatura de 360°C.

$$m_{alm} = V_{alm} \cdot \rho_{aire}$$

Ecuación 4

$$m_{alm} = V_{alm} (346,02 \cdot T_2^{-0,997})$$

$$m_{alm} = 4590 \times 0,55 = 2559 \text{ kg}$$

Para estas condiciones, el tiempo que se requiere para almacenar este volumen de aire (t_{alm}) viene dado por la Ecuación 5.

$$t_{alm} = \frac{V_{alm}}{Q_{comp}} = \frac{4590m^3}{1240m^3/h} = 3,7 = 3 \text{ horas y } 43 \text{ min} \quad \text{Ecuación 5}$$

El diagrama del sistema se indica en la Figura 25.

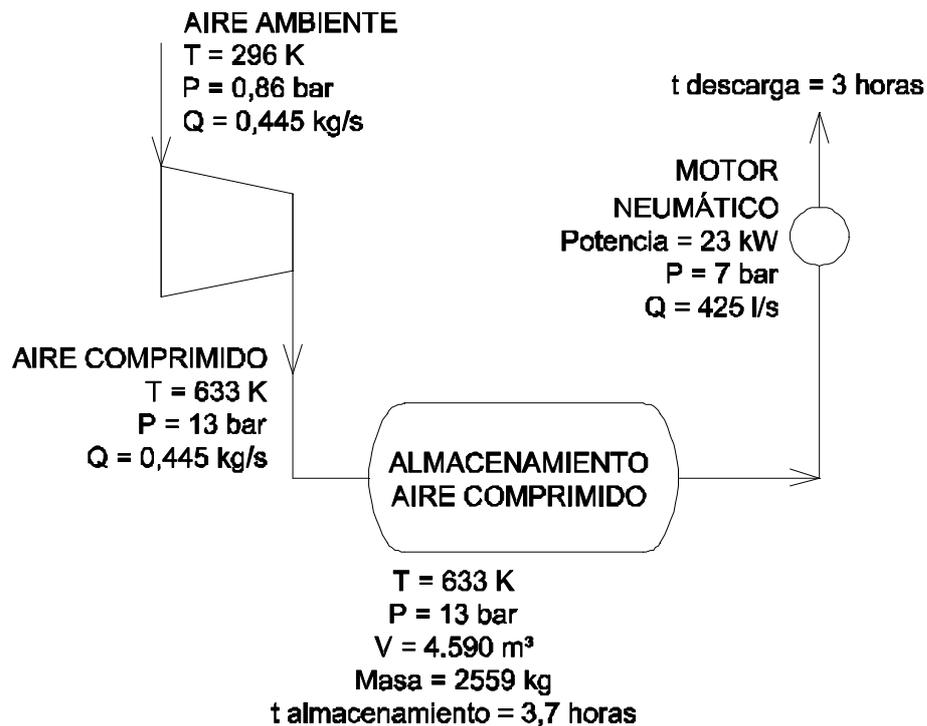


FIGURA 25: DIAGRAMA DEL SISTEMA SCAES DE TIPO ADIABÁTICO

FUENTE: Elaboración propia

En términos de rendimiento eléctrico, en un ciclo de carga y descarga, se tendrá un consumo del compresor de 606 kWh y una generación eléctrica del motor de 70 kWh. En términos globales, el rendimiento es del 11,4%.

Como ventajas del sistema SCAES adiabático presentado en esta tesis doctoral, es de remarcar la versatilidad de prescindir de la turbina de gas,

y en consecuencia del combustible, lo que en principio es la opción más rentable tanto desde el punto de vista económico como medioambiental.

Sin embargo, nos enfrentamos a dos problemas. El primero radica en el medio de almacenamiento y las tuberías de conducción, los cuales deben ser construidos para soportar las elevadas condiciones de presión y temperatura. El segundo problema radica en la inexistencia de equipos comerciales adecuados para operar en las condiciones de trabajo definidas: La potencia máxima de los motores existentes es de 23 kW y, en ellos, la temperatura de funcionamiento no puede superar los 80°C.

Se ha considerado la posibilidad de sustituir el motor neumático por una turbina de expansión. Al no estar disponible en la escala comercial, se propone utilizar, para un estudio preliminar, una turbina de vapor (Figura 26), la cual podría ser la base del diseño de una turbina de expansión.

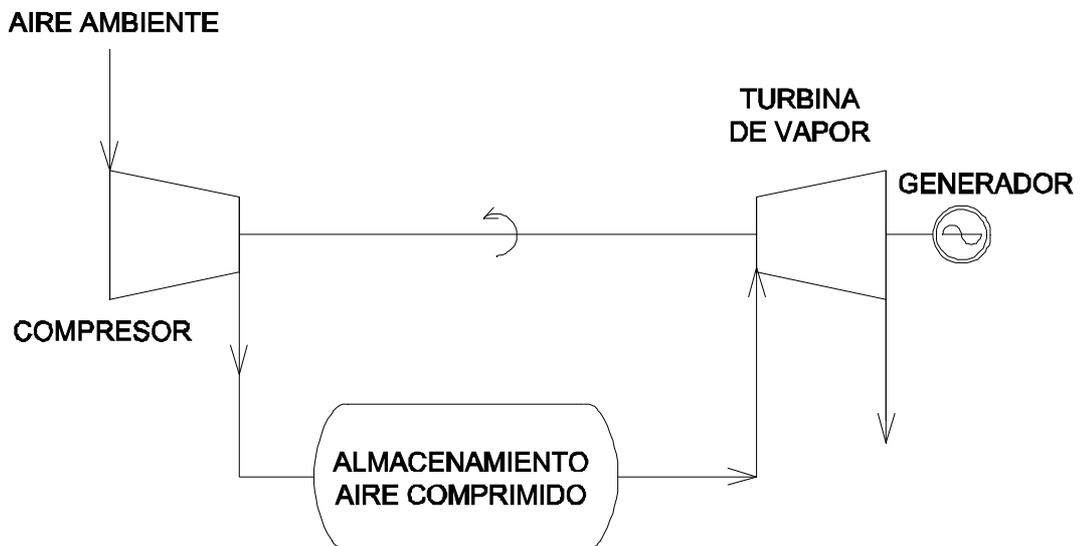


FIGURA 26: DIAGRAMA DEL SISTEMA SCAES DE TIPO ADIABÁTICO CON TURBINA DE VAPOR

FUENTE: Elaboración propia

7.2.2 SIMULACIÓN DEL SISTEMA SCAES ADIABÁTICO CON TURBINA DE VAPOR

Para simular un sistema adiabático con turbina y, dado que no hay en el mercado turbinas de expansión adecuadas, se ha utilizado como aproximación una turbina de vapor.

Se ha seleccionado^m la microturbina de vapor S2E-50-250⁶⁷ la cual permite un rango de temperatura de trabajo entre 130 °C y 350 °C, con presiones del orden de 4 a 20 bar y caudales de entre 1,5 y 8 t/h.

En este caso y en vista de las características de la turbina, se ha considerado operar a una presión de 10 bar, con el fin de poder alcanzar temperaturas de trabajo no mayores de 350 °C (623 K). A esta presión, la temperatura a la salida del compresor (T_2) es de 316 °C (589 K). Estas condiciones son las que, en principio, y considerando despreciables las pérdidas con el ambiente, se mantienen en el sistema de almacenamiento y, posteriormente, constituyen las de entrada a la turbina de vapor (Figura 27).

^m Microturbina de vapor S2E50-250, Grupo Nova Energía- Bio-Calora.

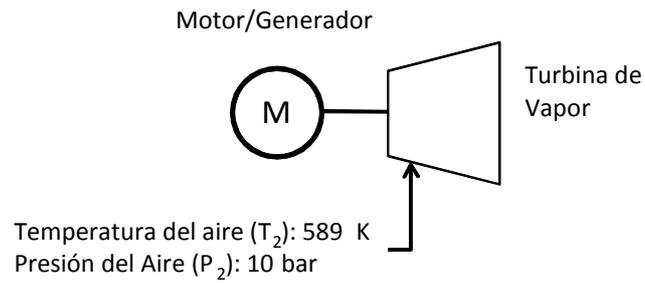


FIGURA 27: CONDICIONES DE TRABAJO PARA LA TURBINA DE VAPOR DEL SISTEMA SCAES DE TIPO ADIABÁTICO

FUENTE: Elaboración propia

A partir de la información proporcionada por el fabricante en el diagrama de Mollier modificado (Figura 28), a la salida de la turbina, el vapor se encuentra a 120 °C y 1bar. Se toman estos datos como aproximación de las condiciones del aire a la salida de la turbina de vapor.

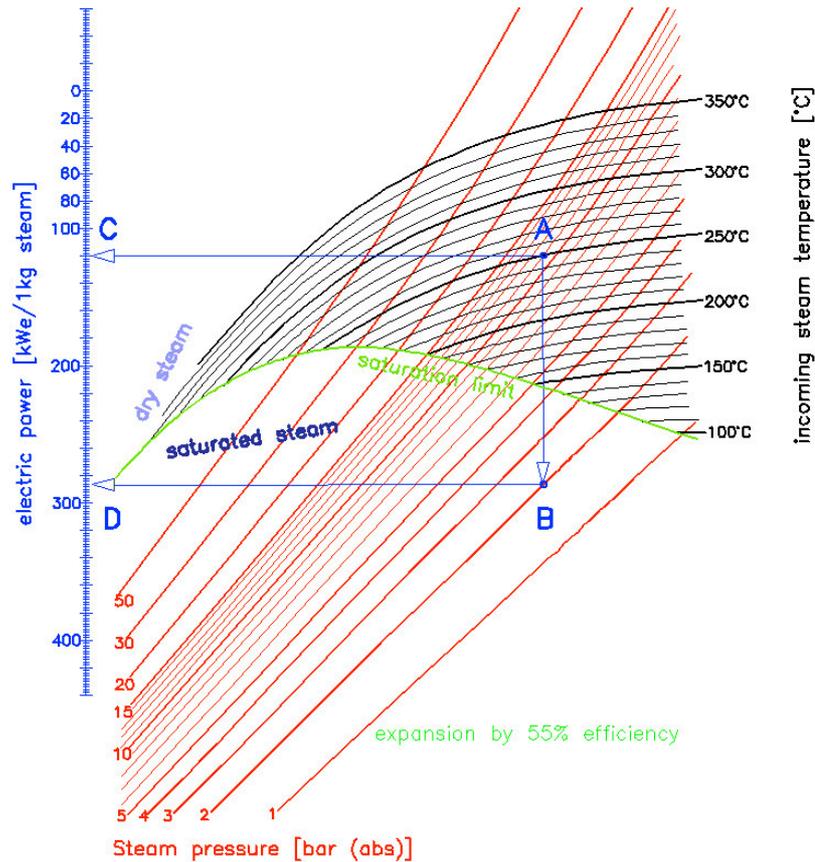
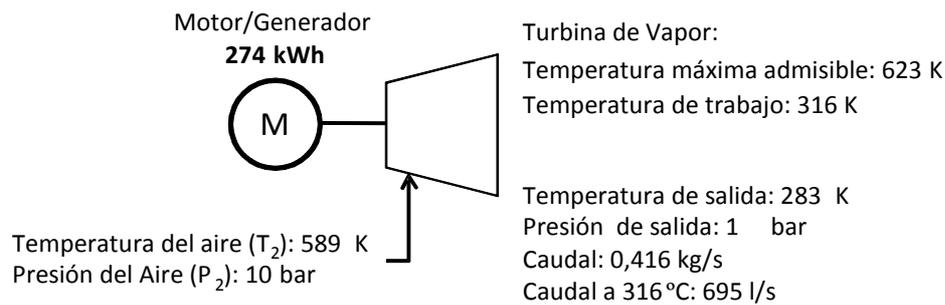


FIGURA 28: DIAGRAMA DE MOLLIER MODIFICADOⁿ PARA LA TURBINA DE VAPOR

FUENTE: Catálogo técnico microturbina de vapor S2E50-250, Grupo Nova Energía-Bio-Calora.

Para un caudal de 1.5 t/h, equivalente a 695 l/s (teniendo en cuenta la densidad del aire a la temperatura T_2), se tiene que la turbina, durante las tres horas de funcionamiento, genera 274 kWh (Figura 29).

ⁿ El diagrama entalpía-entropía de Mollier para vapor de agua permite representar transformaciones termodinámicas que tienen lugar en procesos industriales que implican vapor. La versión representada aquí permite estimar la potencia de salida de la turbina

**FIGURA 29: CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONAMIENTO DE LA TURBINA DE VAPOR****FUENTE: Elaboración propia**

La potencia de salida calculada, hace que se requiera un volumen de almacenamiento de 7.506 m^3 , lo que conduce a que el compresor trabaje 6 horas y 3 minutos para suministrar dicho volumen de aire e implica un consumo de 992 kWh.

La potencia del compresor debe ser de 164 kW.

El rendimiento eléctrico obtenido es del 27%.

La incorporación de una turbina de expansión supondría alcanzar un mayor rendimiento al obtenido con una turbina de vapor, pero, como ya se ha comentado, no hay turbinas de expansión en el mercado que cumplan los requerimientos.

Actualmente la turbina de expansión del proyecto ADELE se encuentra en una etapa de diseño y se pretende que el aire presurizado esté a 600°C y 100 bar.

7.3 DEFINICIÓN DE LA PLANTA SCAES TÉCNICAMENTE MÁS ADECUADA PARA SU APLICACIÓN EN PARQUES EÓLICOS DE PEQUEÑA POTENCIA

Desde el punto de vista técnico, se propone como el sistema SCAES más adecuado para su utilización en parques eólicos de pequeña potencia, un sistema CAES adiabático con turbina de expansión.

Este sistema está compuesto por un compresor, la unidad de almacenamiento adiabático y una turbina de expansión.

En la Figura 30, se refleja el esquema propuesto para el citado sistema.

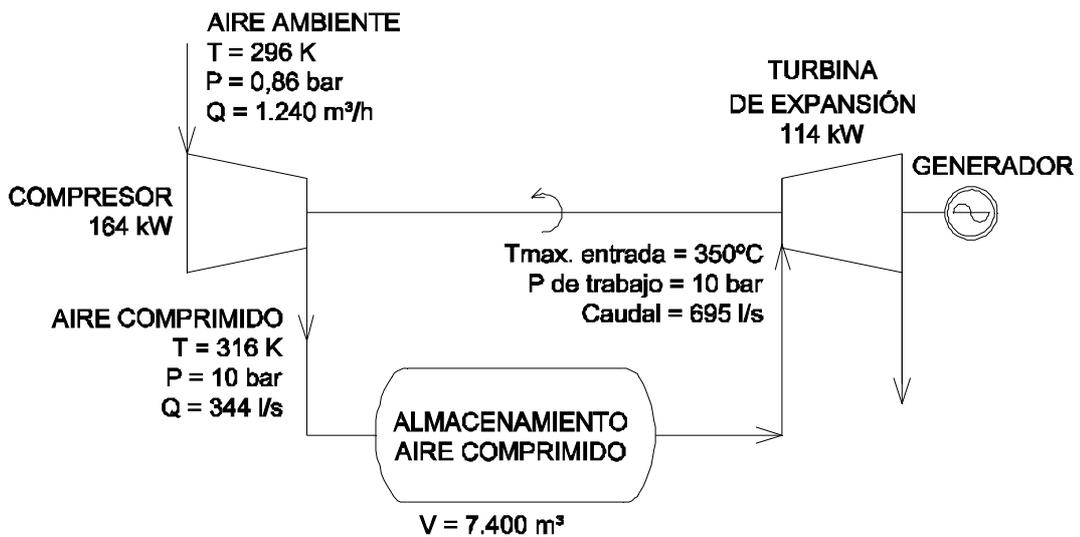


FIGURA 30: DIAGRAMA DEL SISTEMA SCAES CON TURBINA DE EXPANSIÓN

FUENTE: Elaboración propia

Del análisis técnico de cada uno de los elementos que aparecen en el esquema, se desprende lo siguiente:

- Para el sistema compresor no se apunta ningún problema técnico comercial para su implementación. Con equipos similares a los existentes en plantas CAES instaladas, se puede tener un tren de compresores con una potencia de hasta 60 MW.
- Respecto del sistema de almacenamiento, se considera que debe reunir las condiciones marcadas por la temperatura y la presión de trabajo, lo que comporta el diseño de un contenedor específico que es técnicamente viable, tal como se ha indicado anteriormente. Como parte del proyecto ADELE se está desarrollando un sistema de almacenamiento adiabático de aire comprimido de gran capacidad. Para el almacenamiento del volumen de aire comprimido en las condiciones de presión y temperatura que se necesita para las pequeñas potencias manejadas en el desarrollo de la presente tesis doctoral, se han considerado 2 posibilidades técnicamente viables: la primera, instalar depósitos subterráneos de la capacidad necesaria y, la segunda, utilizar contenedores aéreos aislados térmicamente y diseñados con este fin.
- Finalmente, la turbina de expansión es el elemento que requiere una etapa de diseño específica. Se está desarrollando este equipo para que pueda operar en el sistema adiabático de la planta ADELE, cuyas condiciones de operación son similares a las estudiadas en esta tesis.

7.4 APLICACIÓN DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES OBTENIDOS A LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO NECESARIA EN PARQUES EÓLICOS DE PEQUEÑA POTENCIA

La electricidad eólica en España en 2014 fue de 54 TWh, para una potencia instalada de 23 GW. Para las 8.760 horas anuales y suponiendo un 90% de disponibilidad^o de las instalaciones generadoras, la máxima cantidad de energía en un año sería de unos 181 TWh. Si no existiese dependencia de la presencia de viento, por tanto, habría 127 TWh más que se podrían verter a la red con las infraestructuras existentes.

El tiempo en el que los parques eólicos, aún estando disponibles, no producen electricidad⁶⁸ es de unas 5.500 horas anuales⁶⁹, lo que equivale a una media de unas 15 horas al día.

Es necesario determinar qué porcentaje de ese tiempo podría aprovecharse para generar energía con el fin de almacenarla. El cálculo anterior, realizado con datos reales del mercado eléctrico español durante 2014, sitúa el factor medio de planta^p de un parque eólico en un 37%.

Un parque eólico de 30 MW, con un 90% de disponibilidad anual, tiene unas infraestructuras que le permiten verter a la red anualmente un máximo de 236 GWh. Atendiendo al factor de planta citado anteriormente, el mismo parque eólico, no generará más de 88 GWh en el año^q.

^o La instalación no tiene ningún impedimento técnico ni administrativo para funcionar

^p Porcentaje de tiempo en el que, estando disponible, un parque eólico genera electricidad

^q $30 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 0,9 = 236,5 \text{ GWh}$

$236,5 \text{ GWh} \cdot 0,37 = 87,5 \text{ GWh}$

Si un 10% del tiempo disponible, que equivale a unas 788 horas considerando, como ya se indicó, un 90% de disponibilidad de la instalación, el parque eólico de 30 MW no vierte electricidad a la red, sino que la destina al almacenamiento de energía en forma de aire comprimido, con un compresor de potencia 164 kW y un rendimiento del 95%, el consumo anual del almacenamiento sería de 136 MWh. Con una turbina de vapor de 114 kW con un rendimiento del 27%, obtendríamos una producción eólica neta anual de 24,2 MWh que se podrían verter a la red con independencia de la meteorología^r.

Para la instalación que se ha dimensionado, con una capacidad de almacenamiento de aire de 7.500 m³, se puede realizar un estudio económico referido al MW de potencia eólica.

Si la turbina de expansión de 114 kW similar a la del proyecto ADELE alcanza realmente un 70% de rendimiento, como se espera que suceda, la electricidad anual producida en un parque eólico de 30 MW de potencia se podría ver incrementada en hasta 62,9 MWh.

Si el almacenamiento puede realizarse durante un 20% del tiempo disponible, la energía de origen eólico obtenida a través de la expansión del aire comprimido, sería de 125,8 MWh con un consumo de almacenamiento de 272 MWh.

El máximo aprovechamiento que se considera factible es el conseguido mediante la compresión de aire durante un 30% del tiempo de disponibilidad. En este caso, con el almacenamiento estudiado, se

^r 164 kW / 0,95 · 788 h = 136 MWh

114 kW · 788 h = 89,8 MWh

89,8 MWh · 0,27 = 24,2 MWh

89,8 MWh · 0,70 = 62,9 MWh

obtendría una generación de 188,7 MWh para un consumo de almacenamiento de 408 MWh.

7.5 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO ECONÓMICAMENTE VIABLE EN PARQUES EÓLICOS DE PEQUEÑA POTENCIA

Para el análisis de viabilidad económica se emplean los datos de partida recogidos en la Tabla 5:

Cantidad	Equipo	Coste (€)
1	Compresor DRF 220/13	83.000
1	Turbina de expansión de 114 kW (ADELE)	100.000
1	Sistema de almacenamiento	2.480.000
	Varios (tuberías, sistemas de acondicionamiento)	40.000
Inversión		2.703.000

TABLA 5: COSTES DE INVERSIÓN ESTIMADOS DEL SISTEMA SCAES CON TURBINA DE EXPANSIÓN

FUENTE: Elaboración propia

La valoración de ingresos se ha hecho partiendo de un precio del MWh de 0,16 € el primer año y considerando un incremento anual del 3%.

La valoración de estos costes se ha hecho de la siguiente manera:

- El coste del compresor es un precio de mercado.

-
- El coste de la turbina de expansión está basado en una mayoración del precio de mercado de una turbina de vapor de similares características, cuyo valor se sitúa en los 50.000€.
 - El coste del sistema de almacenamiento ha sido calculado por la empresa ENERGY STORAGE POWER CORPORATION (ESPC), en el entorno de los 50 \$/kWh_{almacenado}⁷⁰. También se ha hecho una valoración adicional basada en precios de depósitos calculados para el volumen y la presión de almacenamiento y se ha obtenido un valor de 40 €/kWh_{almacenado}. Este último es el que se ha considerado para el cálculo.

El rendimiento estimado de la turbina de expansión es del 70% y el rendimiento del compresor es del 95%. La vida útil estimada de la instalación es de 20 años.

Se estudiarán 4 escenarios para hacer un análisis de sensibilidad. Se han definido teniendo en cuenta el volumen de almacenamiento calculado en la simulación del sistema con turbina de expansión de 114 kW realizada en el apartado 7.3 y en los tiempos de funcionamiento disponibles para almacenar aire que se consideraron en el apartado 7.4.

- Escenario 1: El sistema de almacenamiento funciona un 10% del tiempo disponible y la capacidad de almacenamiento es de 7.500 m³.
- Escenario 2: El sistema de almacenamiento funciona un 10% del tiempo disponible y la capacidad de almacenamiento es de 15.000 m³.
- Escenario 3: El sistema de almacenamiento funciona un 30% del tiempo disponible y la capacidad de almacenamiento es de 7.500 m³.
- Escenario 4: El sistema de almacenamiento funciona un 30% del tiempo disponible y la capacidad de almacenamiento es de 15.000 m³.

7.5.1 ESCENARIO 1 SCAES: SISTEMA DE ALMACENAMIENTO QUE FUNCIONA UN 10% DEL TIEMPO DISPONIBLE Y CUYA CAPACIDAD ES DE 7.500 m³

Para el análisis de viabilidad económica se emplean los datos de partida recogidos en la Tabla 6

Inversión Inicial	2.703.000	€
Período de amortización	15	años
Vida útil instalación	20	años
Coste de explotación anual	10.000	€/año
N.de almacenamientos	1	
Potencia instalada por almacenamiento	114	kW
Potencia instalada total almacenamientos	114	kW
Horas anuales de funcionamiento del almacenamiento	788	horas/año
Disponibilidad	90%	
Electricidad generada	62.914	kWh/año
Electricidad exportada	62.914	kWh/año
Rendimiento turbina	70%	

TABLA 6: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 1 SCAES

FUENTE: Elaboración propia

En las Tablas 7 y 8 se recogen los resultados obtenidos del análisis económico del almacenamiento de energía en forma de aire comprimido.

En los Anexos I y II a este documento se explican algunos términos utilizados para analizar la rentabilidad de una inversión y para el cálculo de ingresos y gastos.

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos	2.703.000							
Total Inversión	2.703.000	0						
Amortizaciones	0	180.200						
Coefficiente de amortización		6,67%						
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)		10.368	10.679	11.000	11.330	11.670	12.020	12.380
Costes								
Total op. costs		10.250	10.506	10.769	11.038	11.314	11.597	11.887
Amortizaciones		180.200						
BAT		-180.082	-180.027	-179.969	-179.908	-179.844	-179.777	-179.707
Impuestos (35%)		-63.029	-63.009	-62.989	-62.968	-62.946	-62.922	-62.897
Resultado neto		-117.053	-117.017	-116.980	-116.940	-116.899	-116.855	-116.809
FLUJO DE CAJA OPERATIVO								
		63.147	63.183	63.220	63.260	63.301	63.345	63.391
CF	-2.703.000	63.147	63.183	63.220	63.260	63.301	63.345	63.391
Cumulative Cash Flow	-2.703.000	-2.639.853	-2.576.671	-2.513.451	-2.450.191	-2.386.890	-2.323.545	-2.260.154

TABLA 7: RESULTADOS ESCENARIO 1 SCAES (PARTE 1)

FUENTE: Elaboración propia

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos								
Total Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortizaciones	180.200	180.200	180.200	180.200	180.200	180.200	180.200	180.200
Coefficiente de amortización	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)	12.752	13.134	13.528	13.934	14.352	14.783	15.226	15.683
Costes								
Total op. costs	12.184	12.489	12.801	13.121	13.449	13.785	14.130	14.483
Amortizaciones	180.200	180.200	180.200	180.200	180.200	180.200	180.200	180.200
BAT	-179.632	-179.554	-179.473	-179.387	-179.297	-179.202	-179.104	-179.000
Impuestos (35%)	-62.871	-62.844	-62.815	-62.785	-62.754	-62.721	-62.686	-62.650
Resultado neto	-116.761	-116.710	-116.657	-116.601	-116.543	-116.482	-116.417	-116.350
FLUJO DE CAJA OPERATIVO	63.439	63.490	63.543	63.599	63.657	63.718	63.783	63.850
CF	63.439	63.490	63.543	63.599	63.657	63.718	63.783	63.850
Cumulative Cash Flow	-2.196.716	-2.133.226	-2.069.683	-2.006.084	-1.942.427	-1.878.709	-1.814.926	-1.751.076

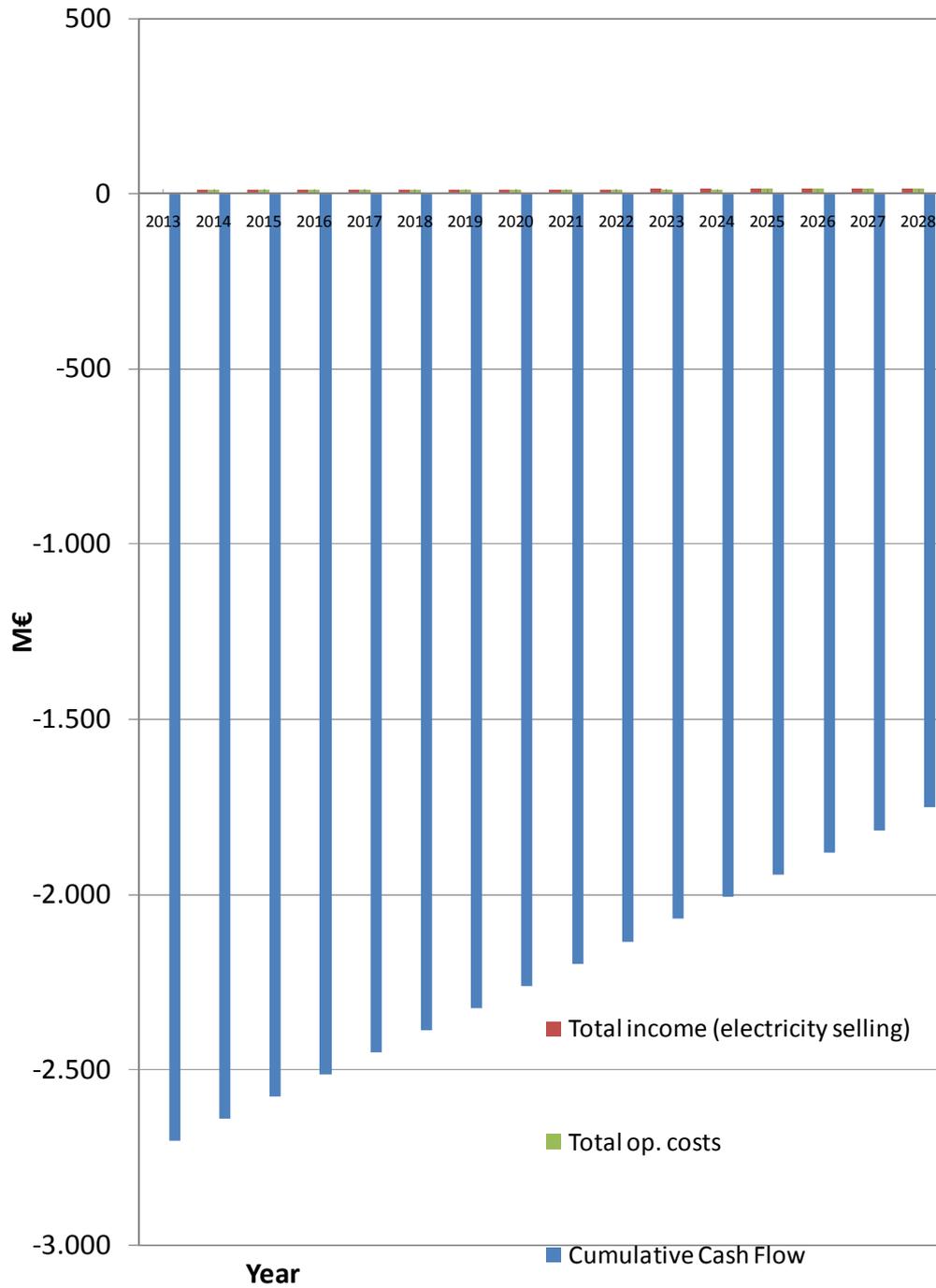
TABLA 8: RESULTADOS ESCENARIO 1 SCAES (PARTE 2)

FUENTE: Elaboración propia

El Payback Simple^s en este escenario es de más de 42 años.

El resultado del estudio se representa en el Gráfico 3.

^s El payback o "plazo de recuperación" es un criterio de valoración de inversiones que permite seleccionar un determinado proyecto en base a cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. La forma de calcularlo es mediante la suma acumulada de los flujos de caja, hasta que ésta iguale a la inversión inicial

**GRÁFICO 3: ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 1 SCAES****FUENTE: Elaboración propia**

7.5.2 ESCENARIO 2 SCAES: SISTEMA DE ALMACENAMIENTO QUE FUNCIONA UN 10% DEL TIEMPO DISPONIBLE Y CUYA CAPACIDAD ES DE 15.000 m³

Para el análisis de viabilidad económica se emplean los siguientes datos de partida recogidos en la Tabla 9:

Inversión Inicial	5.183.000	€
Período de amortización	15	años
Vida útil instalación	20	años
Coste de explotación anual	10.000	€/año
N.de almacenamientos	2	
Potencia instalada por almacenamiento	114	kW
Potencia instalada total almacenamientos	228	kW
Horas anuales de funcionamiento del almacenamiento	788	horas/año
Disponibilidad	90%	
Electricidad generada	125.828	kWh/año
Electricidad exportada	125.828	kWh/año
Rendimiento turbina	70%	

TABLA 9: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 2 SCAES

FUENTE: Elaboración propia

En las Tablas 10 y 11 se recogen los resultados obtenidos del análisis económico del almacenamiento de energía en forma de aire comprimido.

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos	5.183.000							
Total Inversión	5.183.000	0						
Amortizaciones	0	345.533						
Coefficiente de amortización		6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)		20.737	21.359	21.999	22.659	23.339	24.039	24.761
Costes								
Total op. costs		10.250	10.506	10.769	11.038	11.314	11.597	11.887
Amortizaciones		345.533	345.533	345.533	345.533	345.533	345.533	345.533
BAT		-335.047	-334.681	-334.303	-333.912	-333.508	-333.091	-332.660
Impuestos (35%)		-117.266	-117.138	-117.006	-116.869	-116.728	-116.582	-116.431
Resultado neto		-217.780	-217.543	-217.297	-217.043	-216.780	-216.509	-216.229
FLUJO DE CAJA OPERATIVO		127.753	127.991	128.236	128.490	128.753	129.024	129.305
CF	-5.183.000	127.753	127.991	128.236	128.490	128.753	129.024	129.305
Cumulative Cash Flow	-5.183.000	-5.055.247	-4.927.256	-4.799.020	-4.670.529	-4.541.776	-4.412.752	-4.283.448

TABLA 10: RESULTADOS ESCENARIO 2 SCAES (PARTE 1)

FUENTE: Elaboración propia

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos								
Total Inversión	0							
Amortizaciones	345.533							
Coefficiente de amortización	6,67%							
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)	25.503	26.268	27.057	27.868	28.704	29.565	30.452	31.366
Costes								
Total op. costs	12.184	12.489	12.801	13.121	13.449	13.785	14.130	14.483
Amortizaciones	345.533							
BAT	-332.214	-331.754	-331.278	-330.786	-330.278	-329.753	-329.211	-328.650
Impuestos (35%)	-116.275	-116.114	-115.947	-115.775	-115.597	-115.414	-115.224	-115.028
Resultado neto	-215.939	-215.640	-215.330	-215.011	-214.681	-214.339	-213.987	-213.623
FLUJO DE CAJA OPERATIVO	129.594	129.894	130.203	130.522	130.853	131.194	131.546	131.911
CF	129.594	129.894	130.203	130.522	130.853	131.194	131.546	131.911
Cumulative Cash Flow	-4.153.853	-4.023.960	-3.893.757	-3.763.235	-3.632.382	-3.501.188	-3.369.642	-3.237.731

TABLA 11: RESULTADOS ESCENARIO 2 SCAES (PARTE 2)

FUENTE: Elaboración propia

El Payback Simple en este escenario es de 40 años (Gráfico 4).

El cálculo del TIR^t en este escenario sale negativo.

El resultado del estudio se muestra en el Gráfico 4.

^t Es la tasa de interés por medio de la cual se recupera la inversión.

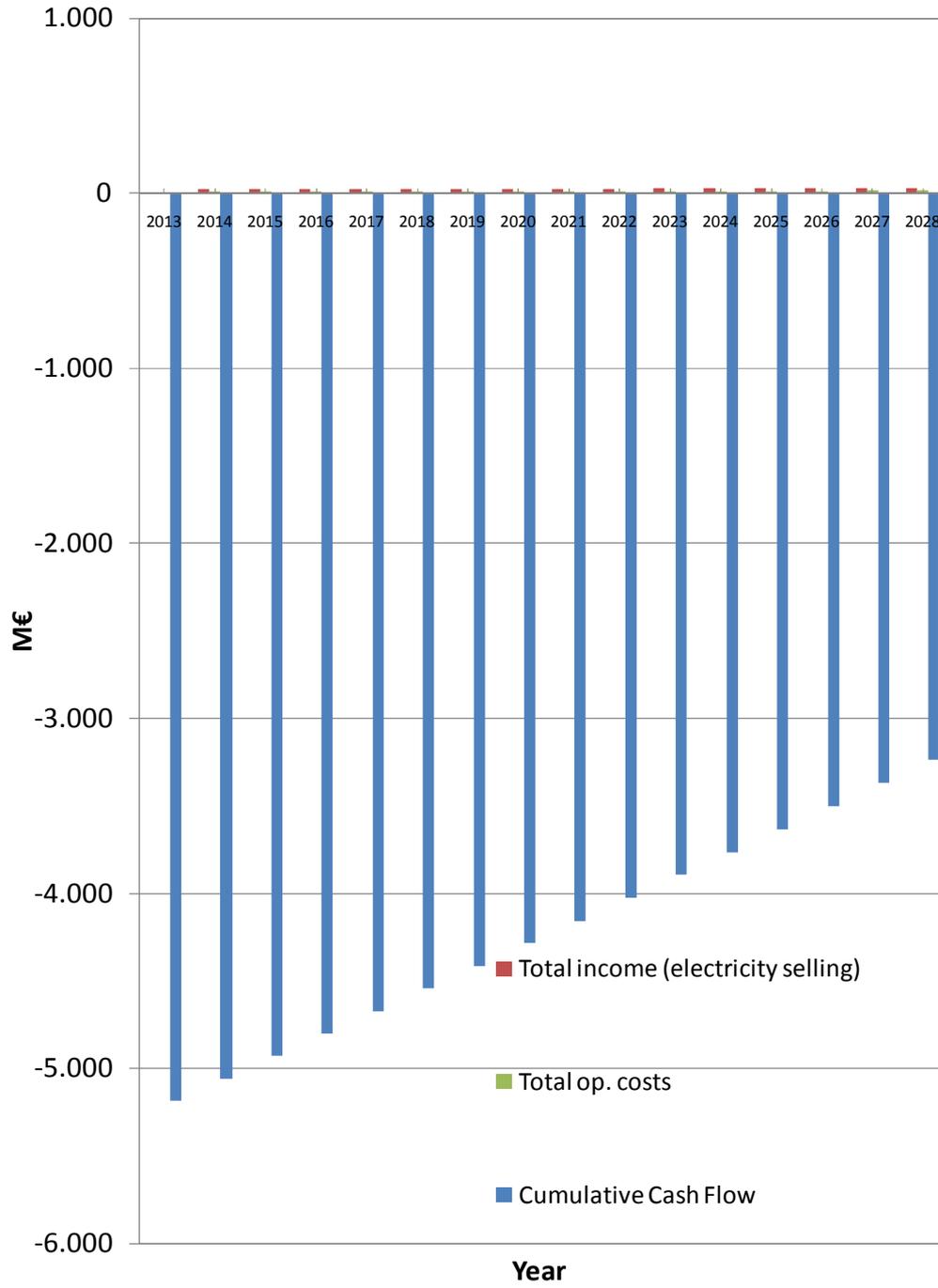


GRÁFICO 4: ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 2 SCAES

FUENTE: Elaboración propia

7.5.3 ESCENARIO 3 SCAES: SISTEMA DE ALMACENAMIENTO QUE FUNCIONA UN 30% DEL TIEMPO DISPONIBLE Y CUYA CAPACIDAD ES DE 7.500 m³

Para el análisis de viabilidad económica se emplean los siguientes datos de partida que se recogen en la Tabla 12:

Inversión Inicial	2.703.000	€
Período de amortización	15	años
Vida útil instalación	20	años
Coste de mantenimiento anual	10.000	€/año
N.de almacenamientos	1	
Potencia instalada por almacenamiento (kW)	114	kW
Potencia instalada total almacenamientos (kW)	114	kW
Horas anuales de funcionamiento del almacenamiento	2.365	horas/año
% Disponibilidad	90%	
Electricidad generada	188.742	kWh/año
Electricidad exportada	188.742	kWh/año
Rendimiento generación	70%	

TABLA 12: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 3 SCAES

FUENTE: Elaboración propia

En las Tablas 13 y 14 se recogen los resultados obtenidos del análisis económico del almacenamiento de energía en forma de aire comprimido.

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos	2.703.000							
Total Inversión	2.703.000	0						
Amortizaciones	0	180.200						
Coefficiente de amortización		6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)		31.105	32.038	32.999	33.989	35.009	36.059	37.141
Costes								
Total op. costs		10.250	10.506	10.769	11.038	11.314	11.597	11.887
Amortizaciones		180.200	180.200	180.200	180.200	180.200	180.200	180.200
BAT		-159.345	-158.668	-157.970	-157.249	-156.505	-155.738	-154.946
Impuestos (35%)		-55.771	-55.534	-55.289	-55.037	-54.777	-54.508	-54.231
Resultado neto		-103.574	-103.134	-102.680	-102.212	-101.728	-101.230	-100.715
FLUJO DE CAJA OPERATIVO		76.626	77.066	77.520	77.988	78.472	78.970	79.485
CF	-2.703.000	76.626	77.066	77.520	77.988	78.472	78.970	79.485
Cumulative Cash Flow	-2.703.000	-2.626.374	-2.549.309	-2.471.789	-2.393.801	-2.315.329	-2.236.359	-2.156.874

TABLA 13: RESULTADOS ESCENARIO 3 SCAES (PARTE 1)

FUENTE: Elaboración propia

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos								
Total Inversión	0							
Amortizaciones	180.200							
Coefficiente de amortización	6,67%							
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)	38.255	39.403	40.585	41.802	43.056	44.348	45.679	47.049
Costes								
Total op. costs	12.184	12.489	12.801	13.121	13.449	13.785	14.130	14.483
Amortizaciones	180.200							
BAT	-154.129	-153.286	-152.416	-151.519	-150.593	-149.637	-148.651	-147.634
Impuestos (35%)	-53.945	-53.650	-53.346	-53.031	-52.707	-52.373	-52.028	-51.672
Resultado neto	-100.184	-99.636	-99.070	-98.487	-97.885	-97.264	-96.623	-95.962
FLUJO DE CAJA OPERATIVO	80.016	80.564	81.130	81.713	82.315	82.936	83.577	84.238
CF	80.016	80.564	81.130	81.713	82.315	82.936	83.577	84.238
Cumulative Cash Flow	-2.076.858	-1.996.294	-1.915.164	-1.833.451	-1.751.136	-1.668.200	-1.584.624	-1.500.386

TABLA 14: RESULTADOS ESCENARIO 3 SCAES (PARTE 2)

FUENTE: Elaboración propia

El Payback Simple en este escenario es de casi 34 años.

El cálculo del TIR en este escenario sale negativo.

Los resultados del estudio se reflejan en el Gráfico 5.

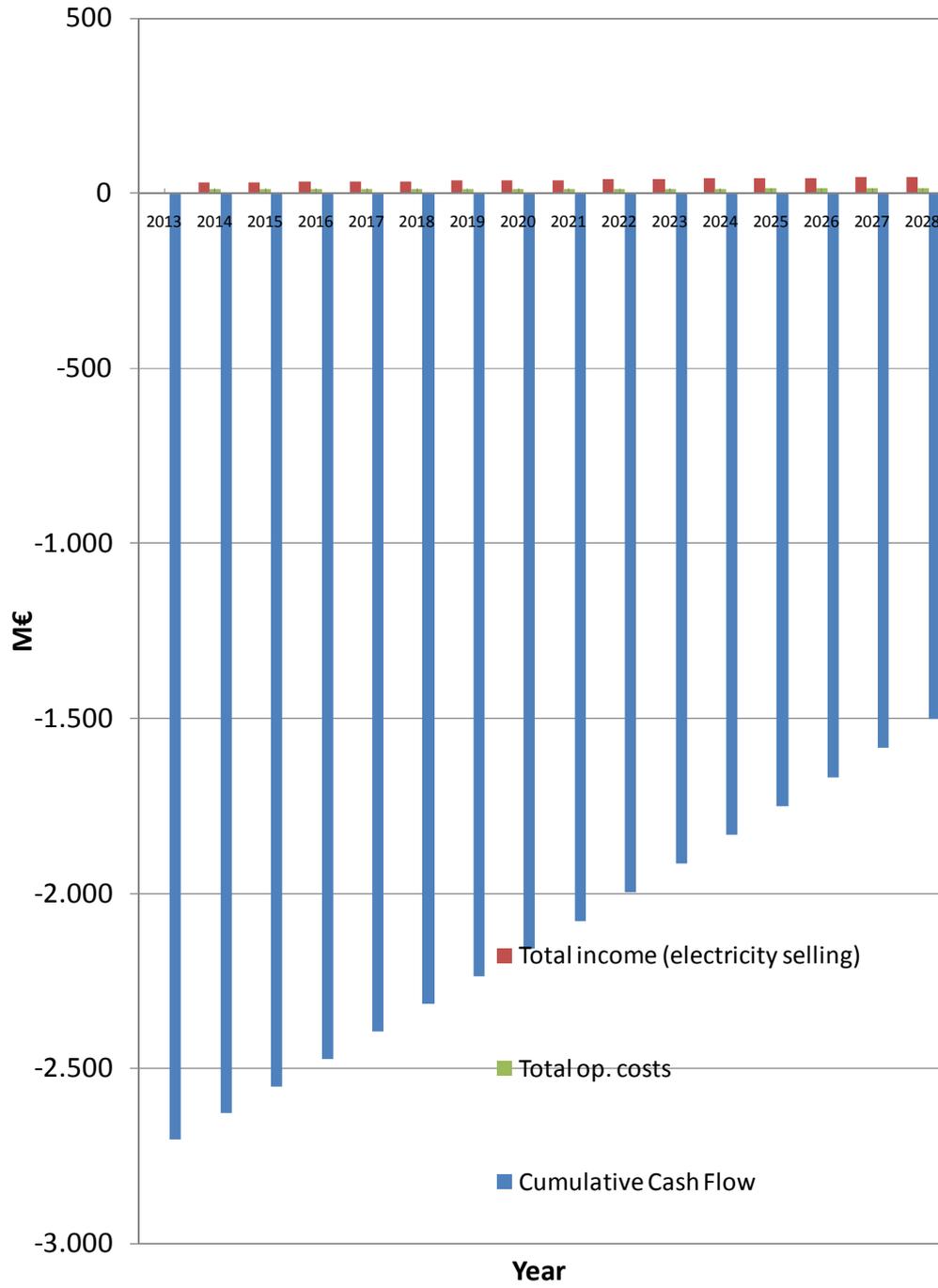


GRÁFICO 5: ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 3 SCAES

FUENTE: Elaboración propia

7.5.4 ESCENARIO 4: SISTEMA DE ALMACENAMIENTO QUE FUNCIONA UN 30% DEL TIEMPO DISPONIBLE Y CUYA CAPACIDAD ES DE 15.000 m³

Se emplean para el análisis de viabilidad económica los siguientes datos de partida recogidos en la Tabla 15:

Inversión Inicial	5.183.000	€
Período de amortización	15	años
Vida útil instalación	20	años
Coste de explotación anual	10.000	€/año
N.de almacenamientos	2	
Potencia instalada por almacenamiento	114	kW
Potencia instalada total almacenamientos	228	kW
Horas anuales de funcionamiento del almacenamiento	2.365	horas/año
Disponibilidad	90%	
Electricidad generada	377.485	kWh/año
Electricidad exportada	377.485	kWh/año
Rendimiento turbina	70%	

TABLA 15: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 4 SCAES

FUENTE: Elaboración propia

En las Tablas 16 y 17 se recogen los resultados obtenidos del análisis económico del almacenamiento de energía en forma de aire comprimido.

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos	5.183.000							
Total Inversión	5.183.000	0						
Amortizaciones	0	345.533						
Coefficiente de amortización		6,67%						
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)		62.210	64.076	65.998	67.978	70.018	72.118	74.282
Costes								
Total op. costs		10.250	10.506	10.769	11.038	11.314	11.597	11.887
Amortizaciones		345.533						
BAT		-293.574	-291.964	-290.304	-288.593	-286.830	-285.012	-283.139
Impuestos (35%)		-102.751	-102.187	-101.606	-101.008	-100.390	-99.754	-99.099
Resultado neto		-190.823	-189.776	-188.698	-187.586	-186.439	-185.258	-184.040
FLUJO DE CAJA OPERATIVO		154.710	155.757	156.836	157.948	159.094	160.275	161.493
CF	-5.183.000	154.710	155.757	156.836	157.948	159.094	160.275	161.493
Cumulative Cash Flow	-5.183.000	-5.028.290	-4.872.533	-4.715.697	-4.557.749	-4.398.655	-4.238.380	-4.076.887

TABLA 16: RESULTADOS ESCENARIO 4 SCAES (PARTE 1)

FUENTE: Elaboración propia

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos								
Total Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortizaciones	345.533	345.533	345.533	345.533	345.533	345.533	345.533	345.533
Coefficiente de amortización	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)	76.510	78.805	81.170	83.605	86.113	88.696	91.357	94.098
Costes								
Total op. costs	12.184	12.489	12.801	13.121	13.449	13.785	14.130	14.483
Amortizaciones	345.533	345.533	345.533	345.533	345.533	345.533	345.533	345.533
BAT	-281.207	-279.217	-277.165	-275.050	-272.869	-270.622	-268.306	-265.919
Impuestos (35%)	-98.423	-97.726	-97.008	-96.267	-95.504	-94.718	-93.907	-93.072
Resultado neto	-182.785	-181.491	-180.157	-178.782	-177.365	-175.905	-174.399	-172.847
FLUJO DE CAJA OPERATIVO	162.749	164.043	165.376	166.751	168.168	169.629	171.134	172.686
CF	162.749	164.043	165.376	166.751	168.168	169.629	171.134	172.686
Cumulative Cash Flow	-3.914.138	-3.750.095	-3.584.719	-3.417.968	-3.249.800	-3.080.171	-2.909.037	-2.736.350

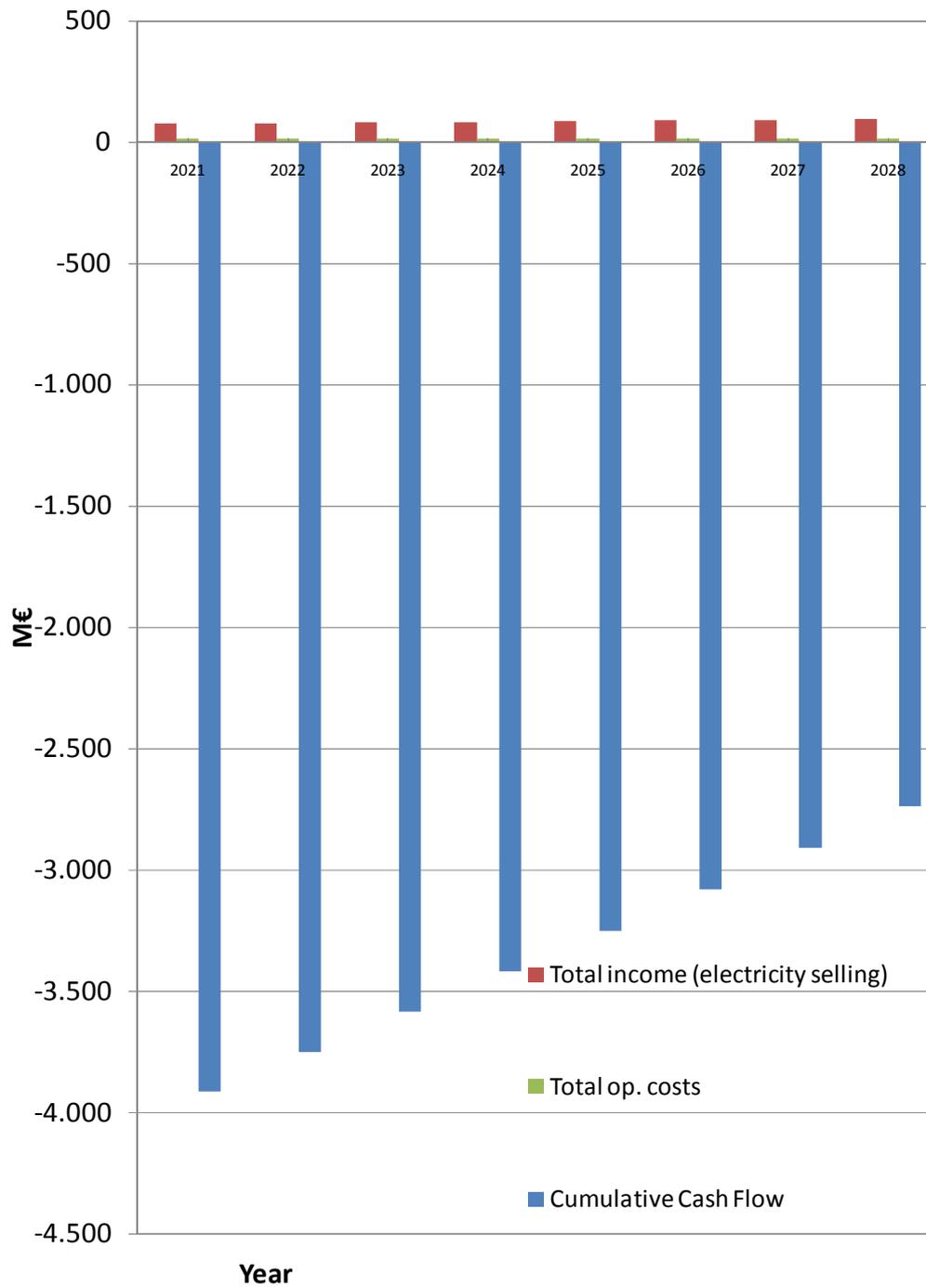
TABLA 17: RESULTADOS ESCENARIO 4 SCAES (PARTE 2)

FUENTE: Elaboración propia

El Payback Simple en este escenario es de 30 años.

El TIR en este escenario es negativo.

Los resultados del estudio se reflejan en el Gráfico 6.

**GRÁFICO 6: ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 4 SCAES****FUENTE: Elaboración propia**

Las conclusiones extraídas del análisis de los escenarios estudiados son las siguientes:

La viabilidad económica de la instalación está determinada por los siguientes factores:

- El coste del almacenamiento: Para que la inversión se recupere este coste ha de situarse en $4 \text{ €/kWh}_{\text{almacenado}}$. Este valor es muy inferior al actual.
- La capacidad de almacenar una cantidad suficiente de aire comprimido⁷¹: Para que la inversión se recupere, la tasa de almacenamiento calculada, al precio de almacenamiento objetivo, es de aproximadamente $40 \text{ m}^3/\text{MWh}$.
- La disponibilidad del tiempo necesario para poder llevar a cabo el almacenamiento: La ratio de tiempo de consumo en almacenamiento frente a tiempo de generación que hace que la instalación sea económicamente viable es de $1/3$.

7.6 CONCLUSIONES SOBRE EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FORMA DE AIRE COMPRIMIDO

El sistema SCAES adiabático es, según lo visto hasta ahora en la presente tesis doctoral, una opción más rentable que el diatérmico, que es el más desarrollado en la actualidad. Esto es así, porque se prescinde de intercambiadores de calor, turbina de gas y el consumo de combustible.

Otra ventaja del sistema SCAES adiabático frente al diatérmico es que, al no depender del suministro de combustible, es posible su instalación en lugares remotos. Además, el sistema SCAES adiabático, tiene un mayor interés desde el punto de vista medioambiental al no existir emisiones debidas a procesos de combustión.

Para la generación de electricidad a partir de aire comprimido resulta más eficiente utilizar una turbina de expansión que un motor neumático. La turbina de expansión no está disponible todavía a escala comercial. Dos prototipos de 5 MW a 72 bar y de 50 MW a 150 bar respectivamente, son los únicos disponibles y ambos están en la fase de I+D+i⁷². Por otra parte, se está diseñando una turbina de expansión de mayor potencia que permita trabajar a 600°C y 100 bar para el proyecto ADELE. Una vez en el mercado se podrá abordar su aplicación a los sistemas SCAES adiabáticos de menor potencia.

La instalación de almacenamiento de aire, es técnicamente factible, pero requiere un estudio más amplio y pormenorizado con el objeto de establecer hasta qué grado se puede reducir su coste para llegar a sistemas SCAES competitivos.

El coste de la instalación se reduciría notablemente almacenando el aire comprimido en fase líquida, lo que será abordado en el siguiente capítulo⁷³.

Una variable que debe ser tomada en cuenta en el análisis de la viabilidad de los sistemas SCAES es el ahorro de combustible que se consigue al no tener que operar instalaciones de apoyo⁷⁴. Esto supone un importante ahorro económico y una importante ventaja medioambiental.

Finalmente, hay que destacar la autonomía de las instalaciones equipadas con sistemas de almacenamiento SCAES respecto de combustibles externos, ya que ello supone un importante valor estratégico desde el punto de vista de la seguridad del suministro.

8. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FORMA DE AIRE LICUADO

8 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FORMA DE AIRE LICUADO (LAES)

La principal limitación que presenta el almacenamiento de energía en forma de aire comprimido es el gran volumen que se necesita para almacenar una masa suficiente de aire.

En lugar de almacenar el aire en fase gaseosa, se puede tener una densidad de energía mucho mayor mediante el almacenamiento en la fase líquida⁷⁵.

En un sistema CAES, se dispone de una densidad de energía almacenada de unos 18 MJ/m³. La eficiencia de almacenamiento de un ciclo CAES es teóricamente en torno al 75%.

La energía por unidad de volumen de aire licuado es de 660 MJ/m³, por lo que hay un gran potencial para almacenamiento de energía más compacto⁷⁶, dado que se necesita un volumen 36 veces menor para almacenar energía en forma de aire líquido que para almacenar energía en forma de aire en fase gas.

El funcionamiento del sistema LAES es similar al CAES: El aire líquido se produce en una planta de licuefacción de aire cuando hay un exceso de energía o no interesa que la misma sea vertida a la red. El aire líquido producido se almacena en un depósito hasta que hay necesidad de producción de energía⁷⁷, momento en el que el aire se expande en una turbina y se genera energía en un alternador⁷⁸.

Las principales ventajas de almacenar aire en fase líquida en lugar de en fase gaseosa son la reducción del volumen almacenado para una misma densidad de energía y la posibilidad de almacenar a presiones similares a la atmosférica.

8.1 LICUEFACCIÓN DEL AIRE

En la actualidad, no se produce aire licuado a escala comercial, ya que la demanda se limita a sus componentes: oxígeno, nitrógeno y argón. Sí se utilizan pequeñas cantidades de aire líquido cuyo consumo se destina a aplicaciones marginales como la crioterapia y se suministra como aire líquido "sintético", fabricado mezclando oxígeno y nitrógeno líquidos que se han producido por separado en una proporción de 20/80⁷⁹.

La demanda de oxígeno y nitrógeno es similar, si bien prevalece ligeramente la de oxígeno. Debido a que en el aire hay 4 veces más nitrógeno que oxígeno, en las unidades de separación el exceso de nitrógeno se ventila a la atmósfera.

Las propiedades termofísicas del aire y del nitrógeno son similares, así que, el gas nitrógeno residual podría ser licuado para utilizarlo en lugar de aire líquido en el almacenamiento de energía.

La licuefacción del aire se puede lograr con menos equipo que el necesario para separar oxígeno y nitrógeno, y sólo precisa cuatro quintas partes de la energía consumida por el proceso con separación, según se recoge en el documento "Liquid Air in the energy and transport systems. Opportunities for industry and innovation in the UK. Full Report." de The Centre for Low Carbon Futures.

Se calculan los costes de producción de aire líquido entre 4 y 6 c€/kg. Se estima que hay un importante potencial para reducirlos⁸⁰.

8.1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO INDUSTRIAL UTILIZADO EN LA ACTUALIDAD PARA LA SEPARACIÓN Y LICUEFACCIÓN DEL AIRE

El aire es una mezcla de nitrógeno (78%), oxígeno (21%) y argón (1%). Estos gases licúan a diferentes temperaturas: el nitrógeno a 77 K, el oxígeno a 90 K y el argón a 87 K. La separación de los componentes del aire se hace aprovechando esta diferencia de temperatura de licuefacción⁸¹ procediendo de la siguiente manera:

Primero, el aire se filtra y se comprime a una presión de alrededor de 6 bar. El aire comprimido se enfría a una temperatura de aproximadamente 288 K. Seguidamente, se separan de él el agua y el CO₂ para que no se congelen y bloqueen el proceso de licuefacción.

El aire limpio se enfría entonces hasta una temperatura próxima a las de licuefacción mediante repetidas compresiones y expansiones y haciéndolo pasar a través de un intercambiador de calor. Esta parte del proceso es la de mayor consumo de energía.

El aire enfriado se separa en sus componentes en columnas de destilación en las que el líquido sale por la base de la columna de entrada y los gases por la cabecera de la última columna de destilación. El proceso produce un exceso de nitrógeno, ya que es la fracción más abundante en el aire, exceso que, como ya indicamos, suele liberarse en forma gaseosa a la atmósfera.

En la Figura 31 se ilustra el proceso de separación y licuefacción de aire.

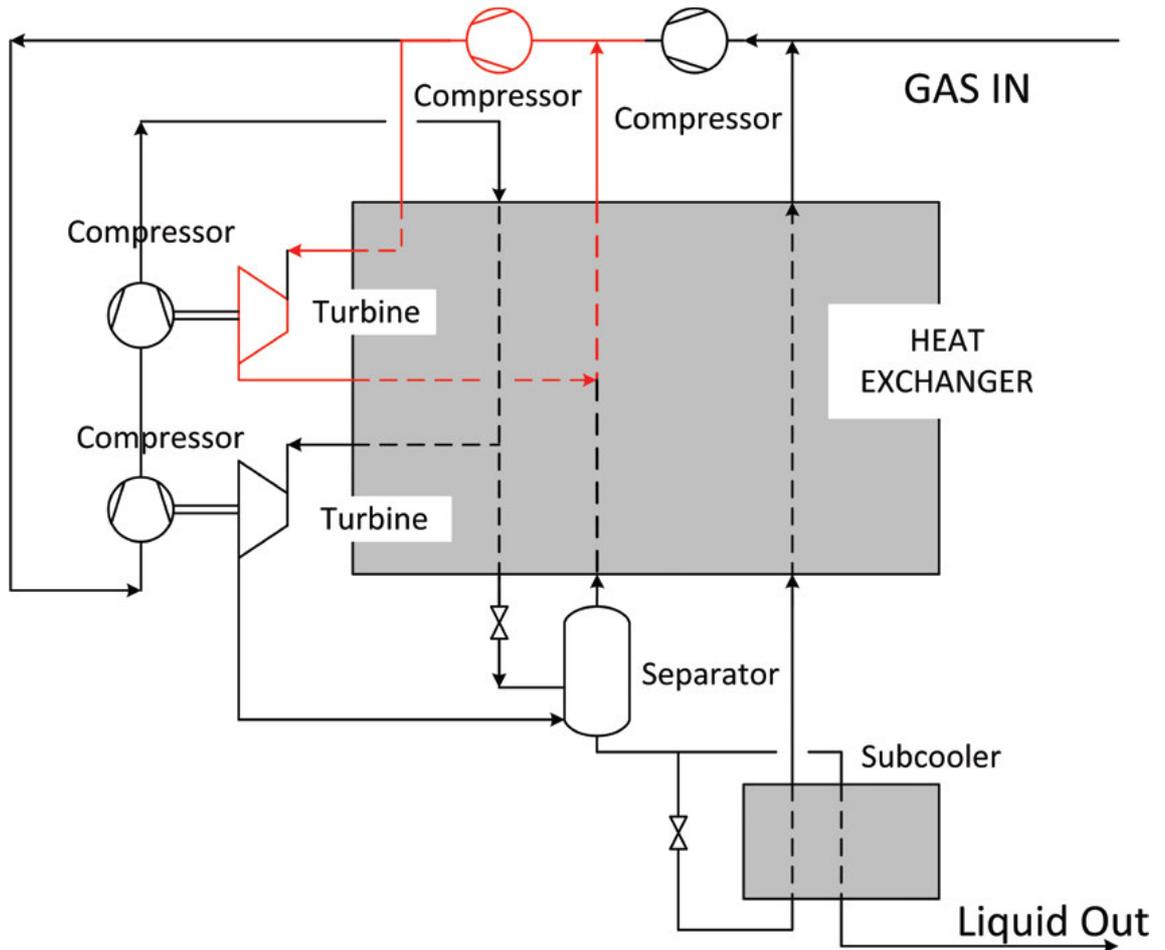


FIGURA 31: ESQUEMA DEL PROCESO EMPLEADO PARA LA SEPARACIÓN Y LICUEFACCIÓN DEL AIRE

FUENTE: Liquid Air in the energy and transport systems. Opportunities for industry and innovation in the UK. Full Report. 2013

La electricidad requerida para producir una tonelada de oxígeno o nitrógeno, utilizando la mejor tecnología disponible, se muestra en la Tabla 18.

Benchmark specific electricity consumption (kWh/tonne) at 285k and 1,013bar		
Air separation plant product	Oxygen	Nitrogen
Gaseous (@40bar)	400	243
Liquid	638	549

TABLA 18: CANTIDAD DE ELECTRICIDAD REQUERIDA PARA PRODUCIR UNA TONELADA DE OXÍGENO Y NITRÓGENO EN FASE GAS O LÍQUIDA

FUENTE: Liquid Air in the energy and transport systems. Opportunities for industry and innovation in the UK. Full Report. 2013

8.2 ALMACENAMIENTO DE AIRE LICUADO

El almacenamiento del aire licuado puede realizarse en dos tipos de tanque. Para pequeñas cantidades, se emplean depósitos aislados mediante vacío. Para grandes cantidades, se utilizan tanques de fondo plano aislados térmicamente mediante algún tipo de arcilla, como puede ser la perlita⁸².

La principal ventaja de los depósitos frente a los tanques es que los primeros pueden ser presurizados a cualquier presión que permita el material de que están contruidos, mientras que los tanques de fondo plano, siempre trabajan a una presión próxima a la atmosférica. A partir de 300m³ de capacidad, siempre se emplearán tanques de fondo plano y se operará a una presión entre 30 y 100 mbar.

8.3 EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN PLANTAS EXISTENTES Y EN PROYECTO PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE AIRE LICUADO ALMACENADO (LAES)

La empresa Highview Power Storage ha construido una planta piloto de almacenamiento de aire licuado en el Reino Unido. La construcción terminó en 2011. La potencia de la planta es de 300 kW (Figura 32).

Los componentes principales de la planta son los siguientes:

- Almacenamiento criogénico
- Recuperación de energía
- Almacenamiento de frío de alto grado
- Compresor de circulación de frío
- Compresor de recirculación
- Compresor principal
- Unidad de purificación de aire
- Caja de frío principal

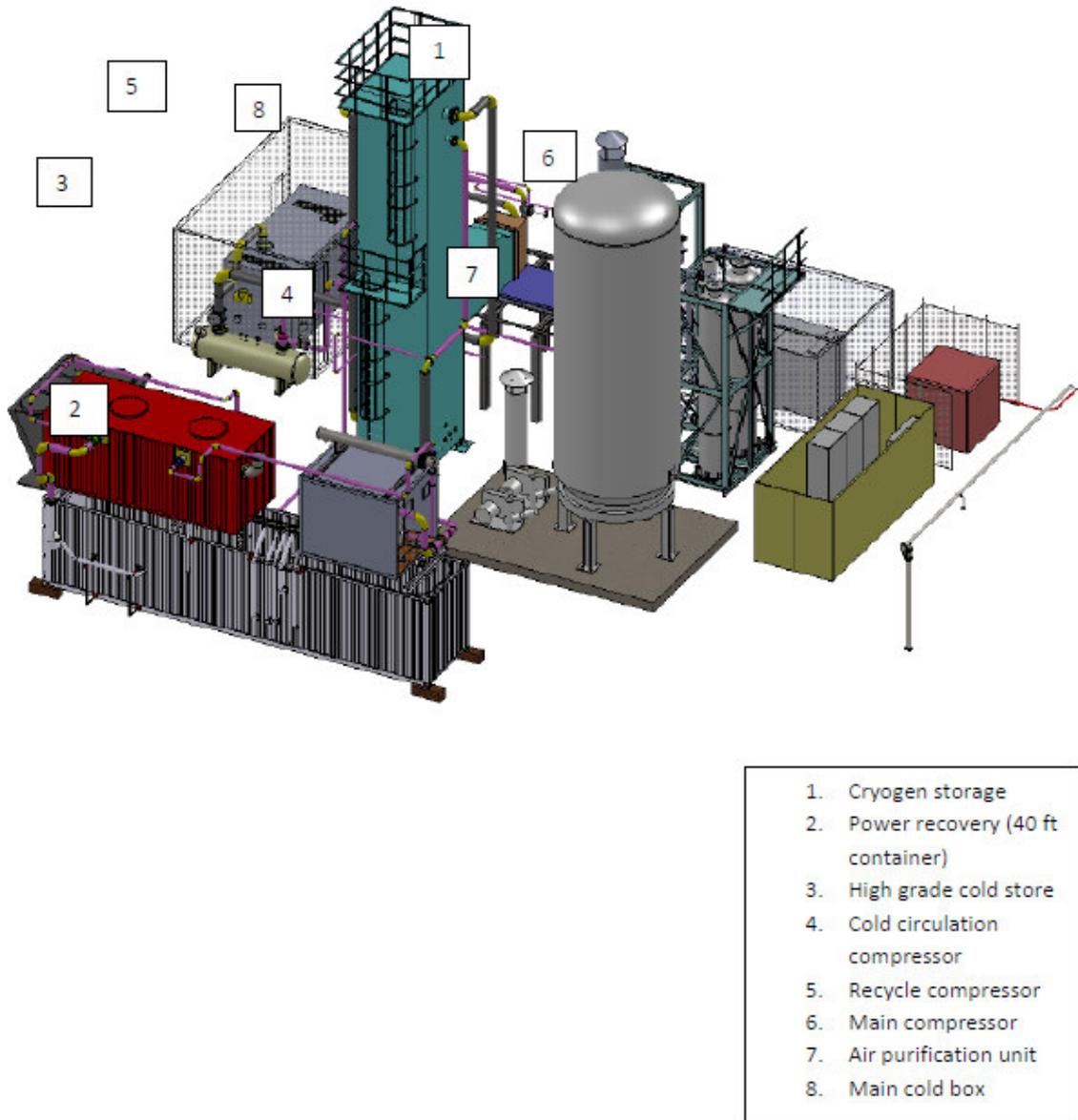


FIGURA 32: PLANTA PILOTO DE ALMACENAMIENTO DE AIRE LICUADO DE HIGHVIEW POWER STORAGE EN EL REINO UNIDO

FUENTE: Highview Power Storage Technology and Performance review. 2012

En la Figura 33, se recoge un esquema del sistema de aprovechamiento de energía almacenada en forma de aire licuado diseñado por la empresa Highview Power Storage.

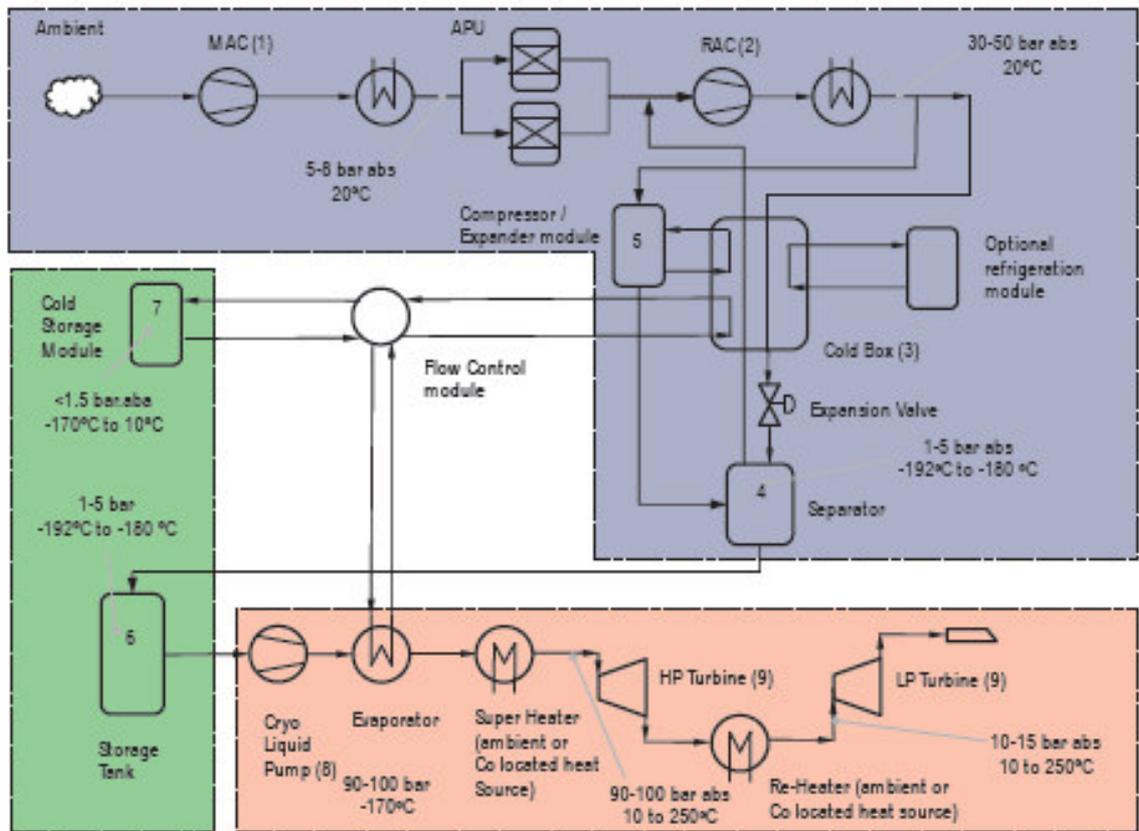


FIGURA 33: PROCESO DE ALMACENAMIENTO DE AIRE LICUADO

FUENTE: Highview Power Storage

Una instalación de almacenamiento de energía en forma de aire licuado opera del siguiente modo:

El aire recogido del ambiente se comprime y se filtra. Se le retiran el agua y el dióxido de carbono para que no se congelen y bloqueen el proceso de licuefacción. El aire comprimido se enfría y se expande en etapas sucesivas de forma que, en su mayor parte, se licúa. El aire licuado se almacena en un depósito aislado térmicamente. Cuando conviene generar electricidad para su vertido a la red, el aire licuado se calienta mediante el intercambio de calor con un fluido de mayor temperatura, la del aire ambiente, por ejemplo, y se expande en un sistema de turbinas. La expansión del aire en las turbinas sigue un ciclo Rankine⁸³.

La generación de electricidad a partir de aire licuado almacenado, necesita del uso de los mismos componentes que se han considerado durante el estudio de las tecnologías disponibles para con este fin⁸⁴. La única diferencia está en el sistema de almacenamiento elegido.

8.4 DEFINICIÓN DE LA PLANTA TÉCNICAMENTE MÁS ADECUADA PARA SU APLICACIÓN EN PARQUES EÓLICOS DE PEQUEÑA POTENCIA (SLAES)

Desde el punto de vista técnico, se propone como el más adecuado para su utilización en parques eólicos de pequeña potencia, el sistema SLAES^u con turbina de expansión.

Este sistema está compuesto por una unidad de licuefacción, la unidad de almacenamiento de aire líquido y una turbina de expansión (Figura 34).

^u Small Liquefied Air Energy Storage

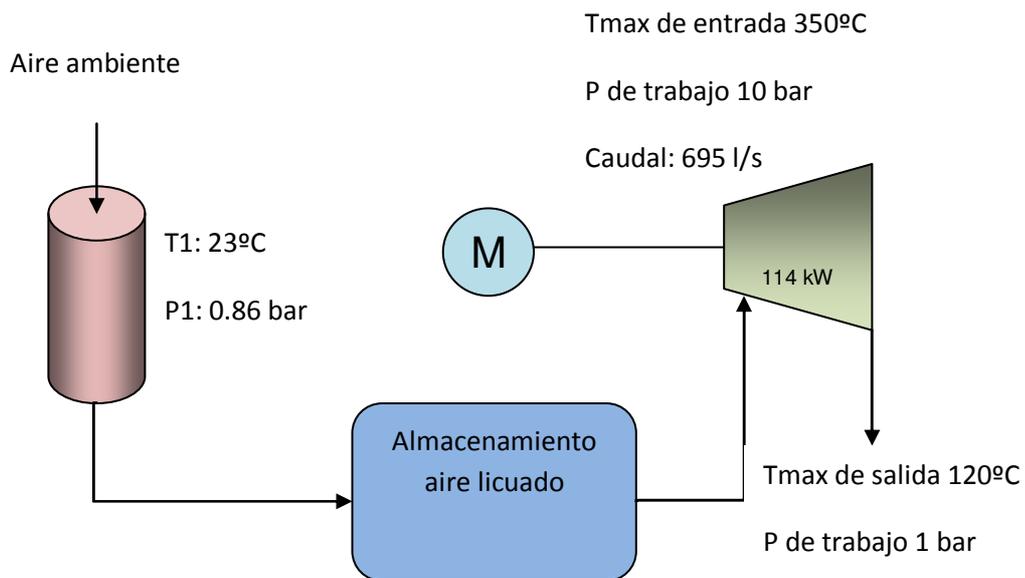


FIGURA 34: DIAGRAMA DEL SISTEMA LAES CON TURBINA DE EXPANSIÓN

FUENTE: Elaboración propia

Del análisis técnico de cada uno de los elementos que aparecen en el esquema de la Figura 34, se desprende lo siguiente:

- En cuanto al sistema de licuefacción, no se apunta ningún problema técnico comercial para su implementación. Con equipos similares a los existentes en las plantas LAES instaladas, se puede tener un sistema de licuefacción con una potencia de hasta 80 MW y que permitiría un almacenamiento de 9600 t/día⁸⁵.
- Respecto del sistema de almacenamiento, se considera que debe reunir las condiciones de trabajo marcadas por la temperatura y la presión, lo que lleva al diseño de un contenedor específico que es técnicamente viable.
- Finalmente, la turbina de expansión es el elemento que requiere una etapa de diseño específica. Se está desarrollando este equipo

para que pueda operar en el sistema adiabático de la planta ADELE, cuyas condiciones de operación son similares a las estudiadas en la presente tesis doctoral.

8.5 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO ECONÓMICAMENTE VIABLE EN PARQUES EÓLICOS DE PEQUEÑA POTENCIA

A partir de los datos experimentales de la empresa Highview Power Storage en su documento "Technology and performance review"⁸⁶ (Tabla 19), para el análisis de la viabilidad económica de la instalación se toman los siguientes valores:

- El coste del almacenamiento, para la potencia de salida considerada, es de 25 €/kWh.
- El coste del sistema de licuefacción de aire, para la potencia de salida considerada, es de 2.000 €/kW.

El resto de los costes son los mismos que se han considerado en el capítulo 8 para el estudio del sistema CAES.

Para comparar resultados, se considerará un almacenamiento de aire licuado de la misma energía que el almacenamiento de aire comprimido estudiado en el apartado 8.

En la Tabla 19 se indican los costes de inversión.

Cantidad	Equipo	Coste (€)
1	Sistema de licuefacción	105.000
1	Turbina de expansión	100.000
1	Sistema de almacenamiento	105.000
	Varios (tuberías, sistemas de acondicionamiento)	40.000
Inversión		350.000

TABLA 19: COSTES DE INVERSIÓN ESTIMADOS DEL SISTEMA SLAES CON TURBINA DE EXPANSIÓN

FUENTE: Elaboración propia

El rendimiento de la turbina de expansión es del 70%. La vida útil de la instalación es de 20 años. Todos los valores de costes, rendimientos y vida útil, son estimados.

La valoración de ingresos se ha hecho partiendo de un precio del MWh de 0,16€ el primer año y considerando un incremento anual del 3%. Para hacer un análisis de sensibilidad, se estudiarán los 4 escenarios siguientes:

- Escenario 1: El sistema de almacenamiento funciona un 10% del tiempo disponible y la capacidad de almacenamiento es de 13 m³.
- Escenario 2: El sistema de almacenamiento funciona un 10% del tiempo disponible y la capacidad de almacenamiento es de 26 m³.
- Escenario 3: El sistema de almacenamiento funciona un 30% del tiempo disponible y la capacidad de almacenamiento es de 13 m³.
- Escenario 4: El sistema de almacenamiento funciona un 30% del tiempo disponible y la capacidad de almacenamiento es de 26 m³.

8.5.1 ESCENARIO 1 SLAES: SISTEMA DE ALMACENAMIENTO QUE FUNCIONA UN 10% DEL TIEMPO DISPONIBLE Y CUYA CAPACIDAD ES DE 13 m³

Para el análisis de viabilidad económica se emplean los datos de partida recogidos en la Tabla 20:

Inversión Inicial	350.000	€
Período de amortización	15	años
Vida útil instalación	20	años
Coste de explotación anual	10.000	€/año
N.de almacenamientos	1	
Potencia instalada por almacenamiento	114	kW
Potencia instalada total almacenamientos	114	kW
Horas anuales de funcionamiento del almacenamiento	788	horas/año
Disponibilidad	90%	
Electricidad generada	62.914	kWh/año
Electricidad exportada	62.914	kWh/año
Rendimiento turbina	70%	

TABLA 20: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 1 SLAES

FUENTE: Elaboración propia

En las Tablas 21 y 22, se recogen los resultados obtenidos del análisis económico del almacenamiento de energía en forma de aire licuado.

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos	350.000							
Total Inversión	350.000	0						
Amortizaciones	0	23.333						
Coefficiente de amortización		6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)		10.368	10.679	11.000	11.330	11.670	12.020	12.380
Costes								
Total op. costs		10.250	10.506	10.769	11.038	11.314	11.597	11.887
Amortizaciones		23.333	23.333	23.333	23.333	23.333	23.333	23.333
BAT		-23.215	-23.160	-23.103	-23.042	-22.978	-22.911	-22.840
Impuestos (35%)		-8.125	-8.106	-8.086	-8.065	-8.042	-8.019	-7.994
Resultado neto		-15.090	-15.054	-15.017	-14.977	-14.936	-14.892	-14.846
FLUJO DE CAJA OPERATIVO		8.244	8.279	8.317	8.356	8.398	8.441	8.487
CF	-350.000	8.244	8.279	8.317	8.356	8.398	8.441	8.487
Cumulative Cash Flow	-350.000	-341.756	-333.477	-325.161	-316.804	-308.407	-299.965	-291.478

TABLA 21: RESULTADOS ESCENARIO 1 SLAES (PARTE 1)

FUENTE: Elaboración propia

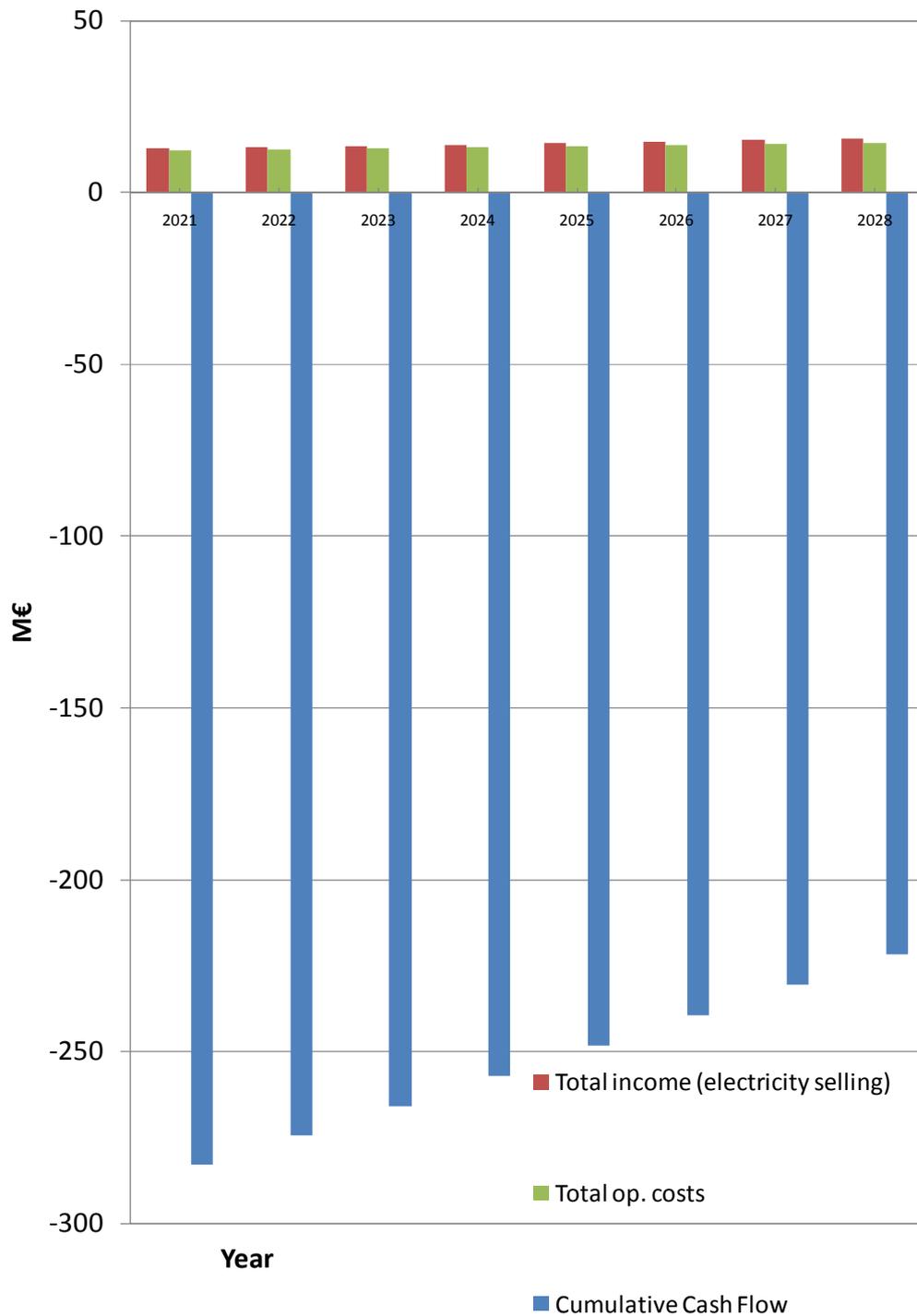
CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos								
Total Inversión	0							
Amortizaciones	23.333							
Coefficiente de amortización	6,67%							
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)	12.752	13.134	13.528	13.934	14.352	14.783	15.226	15.683
Costes								
Total op. costs	12.184	12.489	12.801	13.121	13.449	13.785	14.130	14.483
Amortizaciones	23.333							
BAT	-22.766	-22.688	-22.606	-22.520	-22.430	-22.336	-22.237	-22.133
Impuestos (35%)	-7.968	-7.941	-7.912	-7.882	-7.851	-7.818	-7.783	-7.747
Resultado neto	-14.798	-14.747	-14.694	-14.638	-14.580	-14.518	-14.454	-14.387
FLUJO DE CAJA OPERATIVO	8.536	8.586	8.639	8.695	8.754	8.815	8.879	8.947
CF	8.536	8.586	8.639	8.695	8.754	8.815	8.879	8.947
Cumulative Cash Flow	-282.942	-274.356	-265.716	-257.021	-248.267	-239.452	-230.573	-221.626

TABLA 22: RESULTADOS ESCENARIO 1 SLAES (PARTE 2)

FUENTE: Elaboración propia

El Payback Simple en este escenario es de más de 41 años.

Los resultados del estudio se reflejan en el Gráfico 7.

**GRÁFICO 7: ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 1 SLAES****FUENTE: Elaboración propia**

8.5.2 ESCENARIO 2 SLAES: SISTEMA DE ALMACENAMIENTO QUE FUNCIONA UN 10% DEL TIEMPO DISPONIBLE Y CUYA CAPACIDAD ES DE 26 m³

Para el análisis de viabilidad económica se emplean los siguientes datos de partida recogidos en la Tabla 23.

Inversión Inicial	600.000	€
Período de amortización	15	años
Vida útil instalación	20	años
Coste de explotación anual	10.000	€/año
N.de almacenamientos	2	
Potencia instalada por almacenamiento	114	kW
Potencia instalada total almacenamientos	228	kW
Horas anuales de funcionamiento del almacenamiento	788	horas/año
Disponibilidad	90%	
Electricidad generada	125.828	kWh/año
Electricidad exportada	125.828	kWh/año
Rendimiento turbina	70%	

TABLA 23: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 2 SLAES

FUENTE: Elaboración propia

En las Tablas 24 y 25, se recogen los resultados obtenidos del análisis económico del almacenamiento de energía en forma de aire licuado.

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos	600.000							
Total Inversión	600.000	0						
Amortizaciones	0	40.000						
Coefficiente de amortización		6,67%						
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)		20.737	21.359	21.999	22.659	23.339	24.039	24.761
Costes								
Total op. costs		10.250	10.506	10.769	11.038	11.314	11.597	11.887
Amortizaciones		40.000						
BAT		-29.513	-29.148	-28.769	-28.379	-27.975	-27.558	-27.126
Impuestos (35%)		-10.330	-10.202	-10.069	-9.933	-9.791	-9.645	-9.494
Resultado neto		-19.184	-18.946	-18.700	-18.446	-18.184	-17.912	-17.632
FLUJO DE CAJA OPERATIVO		20.816	21.054	21.300	21.554	21.816	22.088	22.368
CF	-600.000	20.816	21.054	21.300	21.554	21.816	22.088	22.368
Cumulative Cash Flow	-600.000	-579.184	-558.130	-536.830	-515.276	-493.460	-471.372	-449.004

TABLA 24: RESULTADOS ESCENARIO 2 SLAES (PARTE 1)

FUENTE: Elaboración propia

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos								
Total Inversión	0							
Amortizaciones	40.000							
Coefficiente de amortización	6,67%							
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)	25.503	26.268	27.057	27.868	28.704	29.565	30.452	31.366
Costes								
Total op. costs	12.184	12.489	12.801	13.121	13.449	13.785	14.130	14.483
Amortizaciones	40.000							
BAT	-26.681	-26.220	-25.744	-25.253	-24.745	-24.220	-23.677	-23.117
Impuestos (35%)	-9.338	-9.177	-9.011	-8.838	-8.661	-8.477	-8.287	-8.091
Resultado neto	-17.342	-17.043	-16.734	-16.414	-16.084	-15.743	-15.390	-15.026
FLUJO DE CAJA OPERATIVO	22.658	22.957	23.266	23.586	23.916	24.257	24.610	24.974
CF	22.658	22.957	23.266	23.586	23.916	24.257	24.610	24.974
Cumulative Cash Flow	-426.347	-403.390	-380.124	-356.538	-332.622	-308.365	-283.755	-258.781

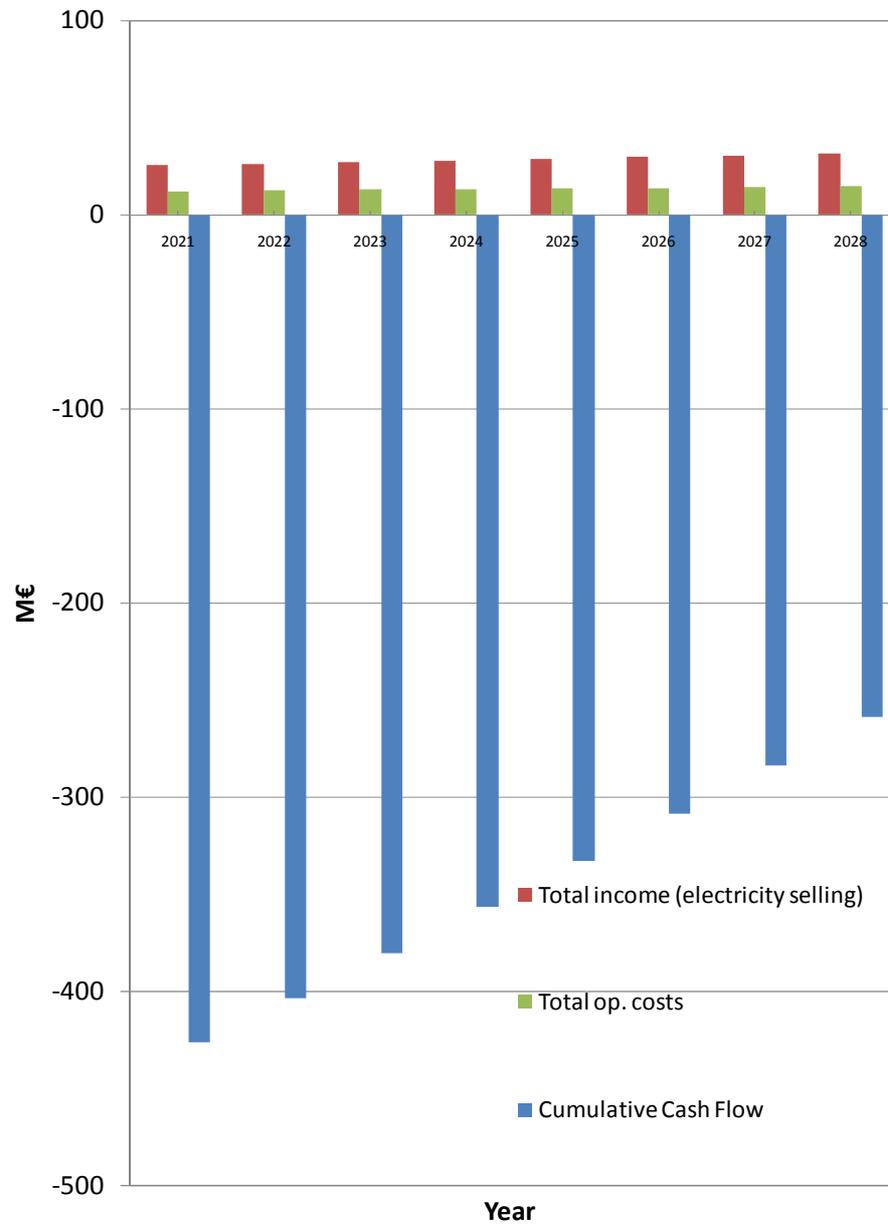
TABLA 25: RESULTADOS ESCENARIO 2 SLAES (PARTE 2)

FUENTE: Elaboración propia

El Payback Simple en este escenario es de casi 27 años.

El cálculo del TIR en este escenario sale negativo.

Los resultados del estudio se reflejan en el Gráfico 8.

**GRÁFICO 8: ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 2 SLAES****FUENTE: Elaboración propia**

8.5.3 ESCENARIO 3 SLAES: SISTEMA DE ALMACENAMIENTO QUE FUNCIONA UN 30% DEL TIEMPO DISPONIBLE Y CUYA CAPACIDAD ES DE 13 m³

Para el análisis de viabilidad económica se emplean los siguientes datos de partida que se recogen en la Tabla 26:

Inversión Inicial	350.000	€
Período de amortización	15	años
Vida útil instalación	20	años
Coste de explotación anual	10.000	€/año
N.de almacenamientos	1	
Potencia instalada por almacenamiento	114	kW
Potencia instalada total almacenamientos	114	kW
Horas anuales de funcionamiento del almacenamiento	2.365	horas/año
Disponibilidad	90%	
Electricidad generada	188.742	kWh/año
Electricidad exportada	188.742	kWh/año
Rendimiento turbina	70%	

TABLA 26: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 3 SLAES

FUENTE: Elaboración propia

En las Tablas 27 y 28, se recogen los resultados obtenidos del análisis económico del almacenamiento de energía en forma de aire licuado.

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos	350.000							
Total Inversión	350.000	0						
Amortizaciones	0	23.333						
Coefficiente de amortización		6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)		31.105	32.038	32.999	33.989	35.009	36.059	37.141
Costes								
Total op. costs		10.250	10.506	10.769	11.038	11.314	11.597	11.887
Amortizaciones		23.333	23.333	23.333	23.333	23.333	23.333	23.333
BAT		-2.478	-1.802	-1.103	-382	361	1.129	1.921
Impuestos (35%)		-867	-631	-386	-134	126	395	672
Resultado neto		-1.611	-1.171	-717	-249	235	734	1.248
FLUJO DE CAJA OPERATIVO		21.722	22.162	22.616	23.085	23.568	24.067	24.582
CF	-350.000	21.722	22.162	22.616	23.085	23.568	24.067	24.582
Cumulative Cash Flow	-350.000	-328.278	-306.115	-283.499	-260.414	-236.846	-212.779	-188.197

TABLA 27: RESULTADOS ESCENARIO 3 SLAES (PARTE 1)

FUENTE: Elaboración propia

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos								
Total Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortizaciones	23.333	23.333	23.333	23.333	23.333	23.333	23.333	23.333
Coefficiente de amortización	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)	38.255	39.403	40.585	41.802	43.056	44.348	45.679	47.049
Costes								
Total op. costs	12.184	12.489	12.801	13.121	13.449	13.785	14.130	14.483
Amortizaciones	23.333	23.333	23.333	23.333	23.333	23.333	23.333	23.333
BAT	2.738	3.581	4.451	5.348	6.274	7.230	8.215	9.233
Impuestos (35%)	958	1.253	1.558	1.872	2.196	2.530	2.875	3.231
Resultado neto	1.779	2.327	2.893	3.476	4.078	4.699	5.340	6.001
FLUJO DE CAJA OPERATIVO	25.113	25.661	26.226	26.810	27.412	28.033	28.673	29.334
CF	25.113	25.661	26.226	26.810	27.412	28.033	28.673	29.334
Cumulative Cash Flow	-163.084	-137.424	-111.197	-84.388	-56.976	-28.944	-270	29.064

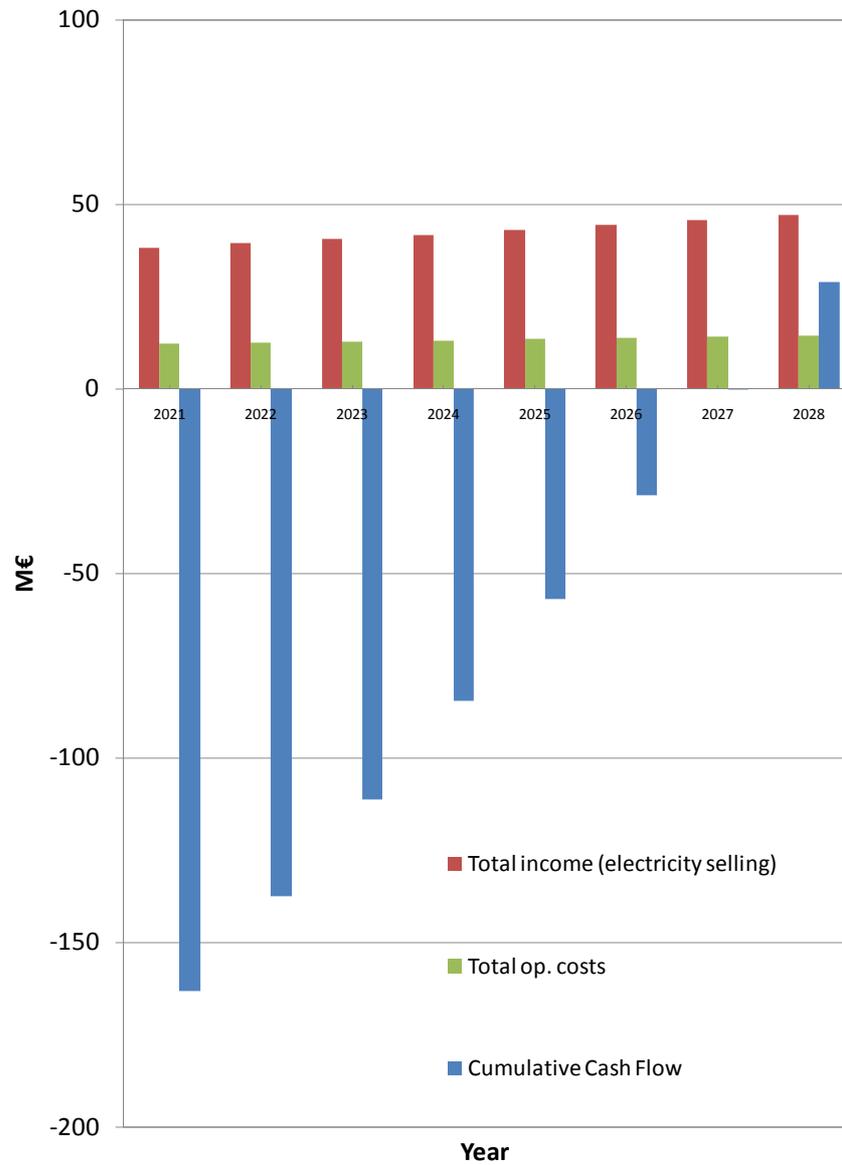
TABLA 28: RESULTADOS ESCENARIO 3 SLAES (PARTE 2)

FUENTE: Elaboración propia

El Payback Simple en este escenario es de 14 años y medio.

El cálculo del TIR en este escenario da 0,96%.

Los resultados del estudio se reflejan en el Gráfico 9.

**GRÁFICO 9: ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 3 SLAES****FUENTE: Elaboración propia**

8.5.4 ESCENARIO 4 SLAES: SISTEMA DE ALMACENAMIENTO QUE FUNCIONA UN 30% DEL TIEMPO DISPONIBLE Y CUYA CAPACIDAD ES DE 26 m³

Para el análisis de viabilidad económica se emplean los siguientes datos de partida recogidos en la Tabla 29:

Inversión Inicial	600.000	€
Período de amortización	15	años
Vida útil instalación	20	años
Coste de explotación anual	10.000	€/año
N.de almacenamientos	2	
Potencia instalada por almacenamiento	114	kW
Potencia instalada total almacenamientos	228	kW
Horas anuales de funcionamiento del almacenamiento	2.365	horas/año
Disponibilidad	90%	
Electricidad generada	377.485	kWh/año
Electricidad exportada	377.485	kWh/año
Rendimiento turbina	70%	

TABLA 29: DATOS DE PARTIDA ESCENARIO 4 SLAES

FUENTE: Elaboración propia

En las Tablas 30 y 31, se recogen los resultados obtenidos del análisis económico del almacenamiento de energía en forma de aire licuado.

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos	600.000							
Total Inversión	600.000	0						
Amortizaciones	0	40.000						
Coefficiente de amortización		6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)		62.210	64.076	65.998	67.978	70.018	72.118	74.282
Costes								
Total op. costs		10.250	10.506	10.769	11.038	11.314	11.597	11.887
Amortizaciones		40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
BAT		11.960	13.570	15.229	16.940	18.703	20.521	22.395
Impuestos (35%)		4.186	4.749	5.330	5.929	6.546	7.182	7.838
Resultado neto		7.774	8.820	9.899	11.011	12.157	13.339	14.557
FLUJO DE CAJA OPERATIVO		47.774	48.820	49.899	51.011	52.157	53.339	54.557
CF	-600.000	47.774	48.820	49.899	51.011	52.157	53.339	54.557
Cumulative Cash Flow	-600.000	-552.226	-503.406	-453.507	-402.496	-350.339	-297.000	-242.443

TABLA 30: RESULTADOS ESCENARIO 4 SLAES (PARTE 1)

FUENTE: Elaboración propia

CALCULO DE RENTABILIDAD	Datos en €							
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Inversión en Activos Fijos								
Inversión en Activos Fijos								
Total Inversión	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortizaciones	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
Coeficiente de amortización	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%	6,67%
Cuenta de resultados								
Ingresos								
Total income (electricity selling)	76.510	78.805	81.170	83.605	86.113	88.696	91.357	94.098
Costes								
Total op. costs	12.184	12.489	12.801	13.121	13.449	13.785	14.130	14.483
Amortizaciones	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
BAT	24.326	26.317	28.369	30.484	32.664	34.911	37.227	39.615
Impuestos (35%)	8.514	9.211	9.929	10.669	11.432	12.219	13.030	13.865
Resultado neto	15.812	17.106	18.440	19.814	21.232	22.692	24.198	25.750
FLUJO DE CAJA OPERATIVO	55.812	57.106	58.440	59.814	61.232	62.692	64.198	65.750
CF	55.812	57.106	58.440	59.814	61.232	62.692	64.198	65.750
Cumulative Cash Flow	-186.631	-129.525	-71.086	-11.271	49.960	112.652	176.850	242.600

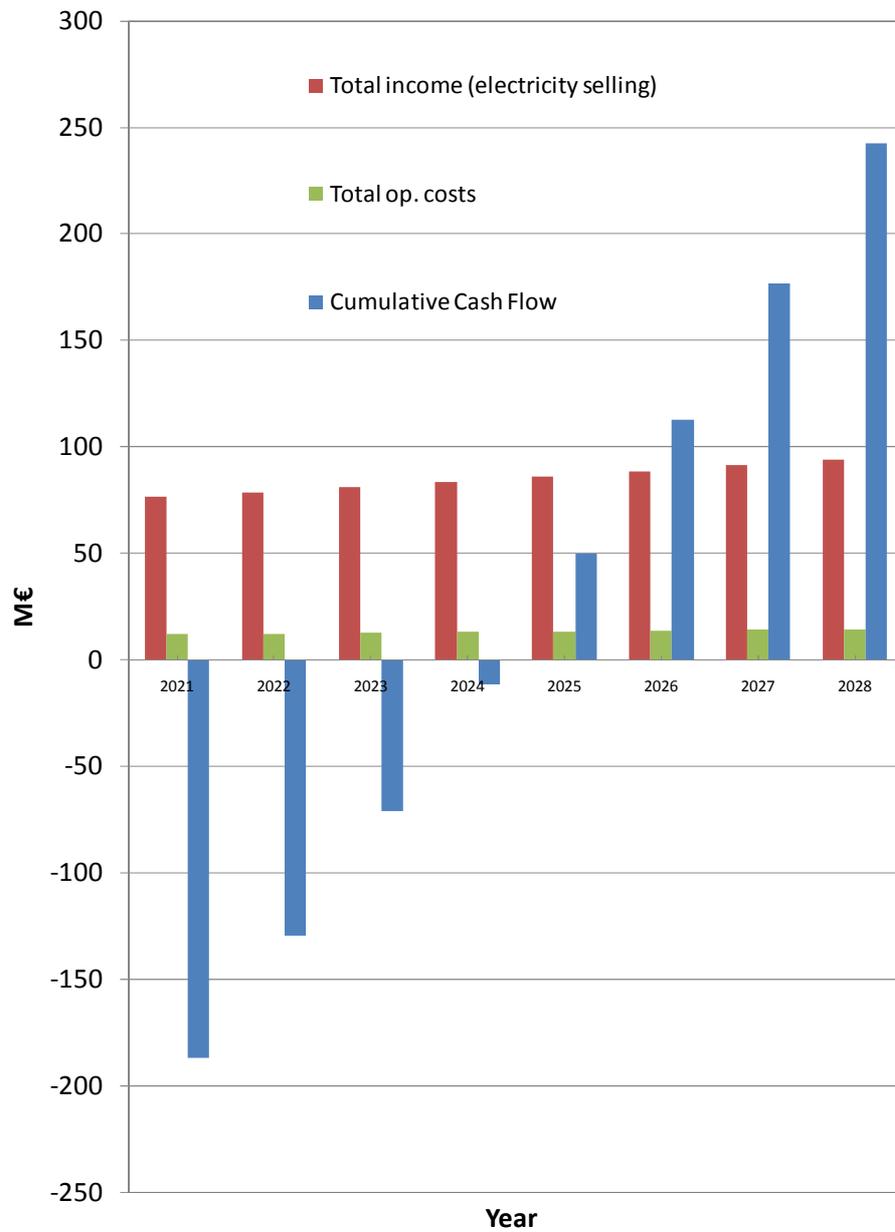
TABLA 31: RESULTADOS ESCENARIO 4 SLAES (PARTE 2)

FUENTE: Elaboración propia

El Payback Simple en este escenario es de algo más de 11 años.

El cálculo del TIR en este escenario resulta 4,32.

Los resultados del estudio se reflejan en el Gráfico 10.

**GRÁFICO 10: ESTUDIO DE VIABILIDAD. ESCENARIO 4 SLAES****FUENTE: Elaboración propia**

Del análisis de los escenarios estudiados se concluye que la viabilidad económica de la instalación está determinada por:

- La capacidad de almacenar una cantidad suficiente aire licuado: La tasa de almacenamiento calculada que hace que la instalación sea económicamente viable es de aproximadamente $0,07 \text{ m}^3/\text{MWh}$.
- La disponibilidad del tiempo necesario para poder llevar a cabo el almacenamiento: La ratio de tiempo de consumo en almacenamiento frente a tiempo de generación que hace que la instalación sea económicamente viable es de $1/3$.

9. COMPARACIÓN ENTRE LOS RESULTADOS **OBTENIDOS DEL ANÁLISIS DE** **INSTALACIONES SCAES Y SLAES**

9 COMPARACIÓN ENTRE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS DE INSTALACIONES SCAES Y SLAES

El almacenamiento de energía en forma de aire licuado permite la hibridación de instalaciones generadoras a partir de fuentes no gestionables con instalaciones de menor tamaño que las que serían necesarias si se utilizase aire en fase gaseosa.

El almacenamiento de energía en forma de aire licuado no está condicionado por la ubicación de la planta de generación⁸⁷, como sí puede estarlo el almacenamiento en forma de aire en fase gas⁸⁸.

La tasa de almacenamiento calculada que hace que la instalación SCAES sea económicamente viable es de aproximadamente 40 m³/MWh. Para la instalación SLAES, esta tasa es de 0,07 m³/MWh

La ratio de tiempo de consumo en almacenamiento frente a tiempo de generación que hace que la instalación sea económicamente viable es de 1/3 tanto para la instalación de almacenamiento de aire comprimido como para de aire licuado.

Las principales compañías de licuefacción de gases (Linde, Messer, Air Products,...) e importantes empresas de ingeniería (Mitsubishi, GE,...) tienen en marcha proyectos de investigación y desarrollo de almacenamiento de energía en forma de aire comprimido o de aire licuado.

Una variable que debe ser tomada en cuenta en el análisis de la viabilidad de los sistemas SCAES o SLAES es el ahorro tanto de inversión como de combustible que se consigue al no requerir instalaciones térmicas de apoyo⁸⁹. Esto supone, además, en ambos casos una importante ventaja medioambiental.⁹⁰

10. CONCLUSIONES

10 CONCLUSIONES

Se han analizado las previsiones de generación mediante energías renovables no gestionables en España y en su entorno económico y energético más influyente. Se han analizado las necesidades de almacenamiento de energía, procedente de fuentes no gestionables, a nivel europeo y español. Del citado análisis se concluye que es necesario desarrollar almacenamientos de energía que permitan regular la generación proveniente de fuentes no gestionables, tanto en Europa en general, como en España en particular.

Se han obtenido datos de funcionamiento de un sistema de generación eléctrica a partir de un almacenamiento de aire comprimido y a partir de aire licuado. Se ha determinado que los dos tipos de almacenamiento son técnicamente viables y que ambos tienen una fuerte dependencia económica de la capacidad de almacenamiento y del tiempo que se puede dedicar la instalación generadora a almacenar energía.

El sistema SCAES adiabático es una opción más rentable que el diatérmico, que es el más desarrollado en la actualidad. Esto es así, porque se prescinde de intercambiadores de calor, turbina de gas y el consumo de combustible. Además, al no depender del suministro de combustible, es posible su instalación en lugares remotos y tiene un mayor interés desde el punto de vista medioambiental al no existir emisiones debidas a procesos de combustión.

En lo que se refiere a la instalación de almacenamiento de aire, es técnicamente factible y es preciso un estudio en profundidad del sistema de almacenamiento con el objeto de establecer hasta qué grado se puede reducir su coste para llegar a sistemas SCAES competitivos.

El almacenamiento de energía en forma de aire licuado permite la hibridación de instalaciones generadoras a partir de fuentes no gestionables con instalaciones de menor tamaño que las que serían necesarias si se utilizase aire en fase gaseosa.

El almacenamiento de energía en forma de aire licuado no está condicionado por la ubicación de la planta de generación, al contrario que el almacenamiento en forma de aire en fase gas.

El almacenamiento de energía en forma de aire licuado es, para instalaciones generadoras de pequeña potencia, más viable económicamente que el almacenamiento de energía en forma de aire comprimido.

La independencia de las instalaciones equipadas con sistemas de almacenamiento SCAES o SLAES respecto de combustibles externos, supone un importante valor estratégico desde el punto de vista del asegurar el suministro.

ANEXOS

ANEXO I. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UNA INVERSIÓN

ANEXO I. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UNA INVERSIÓN

Se entiende por **flujo de caja (FC) o flujo de fondos** (en inglés *cash flow*) los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo, en un período dado.

El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa.

$$FC_i = Ingresos_i - Gastos_i - Impuestos_i$$

El **payback (PB) o "plazo de recuperación"** es un criterio estático^v de valoración de inversiones que permite seleccionar un determinado proyecto en base a cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. Resulta muy útil cuando se quiere realizar una inversión de elevada incertidumbre y de esta forma tenemos una idea del tiempo que tendrá que pasar para recuperar el dinero que se ha invertido.

La forma de calcularlo es mediante la suma acumulada de los flujos de caja. El PB valor del parámetro n para el cual se anula la suma acumulada de flujos.

$$\sum_{i=0}^n FC_i = 0$$

FC_i representa los flujos de caja en cada periodo i .

^v Los criterios estáticos no tienen en cuenta el hecho de que los capitales tienen distintos valores en los diferentes momentos del tiempo

FC_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de períodos considerado.

k es el tipo de interés.

El **Valor Actual Neto**, también conocido como valor actualizado neto o valor presente neto (en inglés net present value), cuyo acrónimo es VAN (en inglés, NPV), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja (en inglés cash-flow) futuros para determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización (k) o de descuento es el resultado del producto entre el coste medio ponderado de capital (CMPC) y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

En las transacciones internacionales es necesario aplicar una tasa de inflación particular, tanto, para las entradas (cobros), como, para las de salidas de flujos (pagos). La condición que maximiza el margen de los flujos es que la economía exportadora posea un IPC inferior a la importadora, y viceversa.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1+k)^i}$$

FC_i representa los flujos de caja en cada periodo i .

FC_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de períodos considerado.

k es el tipo de interés.

Según este indicador financiero obtenemos la ganancia del resultado de flujos futuros descontando la inversión inicial.

Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico. En otros casos, se utilizará el coste de oportunidad.

El TIR (tasa interna de retorno) es el valor que toma el parámetro **k** cuando el VAN se anula e indica la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

ANEXO II. CÁLCULO DE INGRESOS Y GASTOS

I. INVERSIÓN INICIAL

Cantidad de dinero que es necesario invertir para poner en marcha un proyecto de negocio.

II. PERÍODO DE AMORTIZACIÓN

Número de años durante los que se amortizan los bienes de inmovilizado material e inmaterial depreciables, de forma que transcurrido este plazo el valor de dichos elementos debe quedar totalmente cubierto, excluido en su caso, el valor residual.

III. AMORTIZACIÓN

Desde el punto de vista financiero, se entiende por amortización, el reembolso gradual de una deuda.

IV. COEFICIENTE DE AMORTIZACIÓN

$1 / \text{N}^{\circ} \text{ AÑOS EN LOS QUE SE REALIZA LA AMORTIZACIÓN}$

V. BAT

Beneficio bruto antes de impuestos: Ingresos - Costes

VI. FLUJO DE CAJA

Recursos generados por la empresa (flujos de entradas y salidas de caja) en un determinado período de tiempo, pudiendo estar asociados a un proyecto de inversión concreto o a la empresa en su conjunto.

El flujo de caja en el momento t (FC_t) se calcula restando a los cobros (C_t) que han tenido lugar en dicho período los correspondientes pagos (P_t).

$FC_t = C_t - P_t$, donde $t = 0...N$ (momentos del tiempo del horizonte de planificación), De tal forma, que en este caso, su determinación se basa en la liquidez y no en el beneficio.

Al aplicar este criterio se está considerando que todos los FC se generan al final de cada uno de los "t" períodos analizados, y no tenerse en cuenta cuando tienen realmente lugar los correspondientes cobros y pagos asociados a cada período del tiempo.

En ocasiones, a la hora de estimar los FC, no aplican el criterio de caja expuesto anteriormente, sino que aplican el criterio del devengo. De esta forma, determinan los FC de cada período como la suma del beneficio del período más las correspondientes amortizaciones dotadas en el mismo (si hubiera otras cuentas correctoras que fueran reconocidas como un gasto pero que no supusieran salidas de caja, como es el caso de las provisiones, también se sumarían).

$$FC_t = B_t + A_t, t = 0...N$$

Donde:

B_t : Beneficio del período t .

A_t : Amortización dotada en el período t . Se suma al beneficio del ejercicio por ser un gasto del período, pero no una salida de caja.

Ambas expresiones serían equivalentes cuando los ingresos coincidieran con los cobros, y los gastos con los pagos. La coincidencia total es complicada porque lo habitual es que siempre haya algún gasto que no suponga una salida de caja, y por tanto, no sea un pago, como es el caso de las amortizaciones.

VII. FLUJO DE CAJA OPERATIVO

Flujo de caja operativo después de impuestos = Ingresos - Gastos - Impuestos.

VIII. FLUJO DE CAJA ACUMULADO

Consiste en ir acumulando los importes del flujo de caja. Éste acumulado se compone de costes e ingresos. La gráfica de los costes tiene forma de S y suele ser muy significativa la comparación de la curva planificada y la real del proyecto en curso. El acumulado de caja es útil para visualizar los niveles de endeudamiento en que incurre el gestor del proyecto y caso de no poder afrontarlos debería desistir de su realización, aun cuando se tratase de un sistema que produjera beneficios.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- ¹ "Plan de ahorro y eficiencia energética 2011 - 20. 2º plan de acción nacional de eficiencia energética en España 2011 -2020". IDAE. 2011.
- ² DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- ³ LIBRO VERDE. Comisión de las Comunidades Europeas. 2000
- ⁴ Villicaña-Ortiz, E., Gutiérrez-Trashorras, A. J., Paredes-Sánchez, J. P. Xiberta-Bernat, J. "Solar energy potential in the coastal zone of the Gulf of Mexico". *Renewable Energy*, 81. (2015).
- ⁵ Germán Martínez Montes, María del Mar Serrano López, María del Carmen Rubio Gámez, Antonio Menéndez Ondina. "An overview of renewable energy in Spain. The small hydro-power case". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 9. 2005.
- ⁶ "Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy". StoRE Project Final Publishable Report. 2014.
- ⁷ Sam Koochi-Kamali, V.V. Tyagi, N.A. Rahim, N.L. Panwar, H. Mokhlis. "Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 25. 2013.
- ⁸ Aitor Ciarreta, Carlos Gutiérrez-Hita, Shahriyar Nasirov. "Renewable energy sources in the Spanish electricity market: Instruments and Effects". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2011.

- ⁹ "Grid integration of large capacity energy sources and use of large capacity electrical energy storage. White paper. International Electrotechnical Commission. 2012.
- ¹⁰ T.J. Hammons. "Integrating renewable energy sources into European grids". Electrical Power and Energy Systems. 2008.
- ¹¹ Cancino-Solórzano, Y., Villicaña-Ortiz, E., Gutiérrez-Trashorras, A. J., Xiberta-Bernat, J." Electricity sector in Mexico: Current status. Contribution of renewable energy sources". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14. (2010).
- ¹² "Interconexiones eléctricas: Un paso para el mercado único de la energía en Europa". Red Eléctrica de España. 2012.
- ¹³ <http://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/nueva-interconexion-electrica-con-Francia>. Consulta en abril de 2015.
- ¹⁴ Domínguez, E. F., Bernat, J. X. "Restructuring and generation of electrical energy in the Iberian Peninsula". Energy Policy, 35 (2007)
- ¹⁵ P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, J. Salpakari. "Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity". Renewable and Sustainable Energy Reviews 45. 2015.
- ¹⁶ EU Energy trends to 2030. Directorate General for Energy. European Commission. Update 2009.
- ¹⁷ "Las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020. Esquema para una red de energía europea integrada". Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones 2010.
- ¹⁸ "Iniciativas Prioritarias del Plan de Fomento de las Energías Renovables en España. Guía de objetivos y aplicaciones singulares". IDAE. 2001.

-
- ¹⁹ Plan de Fomento de las Energías Renovables en España. IDAE. 1999.
- ²⁰ Plan de Energías Renovables 2011 - 20. IDAE. 2011.
- ²¹ "Electrical Energy Storage. White Paper". International Electrotechnical Commission. 2011.
- ²² http://www.store-project.eu/en_GB/consultation-spain. Consulta en abril de 2015.
- ²³ Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4) 2004-2012. IDAE. 2007.
- ²⁴ "Harnessing variable renewables. A guide to the balancing challenges". International Energy Agency. 2011.
- ²⁵ Alfred Cavallo. "Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and compressed air energy storage (CAES)". ScienceDirect. 2005.
- ²⁶ Mathias Zuber (Ecoprogram GmbH). The World Market for Pumped-Storage Power Plants. 2013.
- ²⁷ Tom Acker, Northern Arizona University on behalf of the National Renewable Energy Laboratory U.S. Department of Energy Wind and Hydropower Program. "IEA Wind Task 24. Integration of Wind and Hydropower Systems. Volume 1: Issues, Impacts, and Economics of Wind and Hydropower Integration". National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2011.
- ²⁸ LINDE TECHNOLOGY. Natures Powerhouse. 2013.

- ²⁹ T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki, Y. Zeraouli. "Energy storage: Applications and challenges" *Solar Energy Materials & Solar Cells* 120. 2014.
- ³⁰ J. I. Linares Hurtado, B. Y. Moratilla Soria "El Hidrógeno y la Energía" Colección Avances de Ingeniería. Análisis de situación y prospectiva de nuevas tecnologías energéticas. 2007.
- ³¹ S. Karellas , N. Tzouganatos. "Comparison of the performance of compressed-air and hydrogen energy storage systems: Karpathos island case study". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29. 2014.
- ³² LINDE annual report 2013.
- ³³ C. Bueno, J.A. Carta. "Wind powered pumped hydro storage systems a mean of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2004.
- ³⁴ R. S. Stelzer, R. N. Walters. "Estimating Reversible Pump-Turbine Characteristics". United States Department of the Interior. Bureau of Reclamation. 1977.
- ³⁵ Nor Shahida Hasan, Mohammad Yusri Hassan , Md Shah Majid, Hasimah Abdul Rahman. "Review of storage schemes for wind energy systems" *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 21. 2013.
- ³⁶ F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, R. Villafafila-Robles. "A review of energy storage technologies for wind power applications". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16. 2012.
- ³⁷ Robert H. Schulte, Nicholas Critelli, Jr., Kent Holst, Georgianne Huff. "Lessons from Iowa: Development of a 270 Megawatt Compressed Air

Energy Storage Project in Midwest Independent System Operator". DOE Energy Storage Systems Program. 2012.

- ³⁸ <https://www.psa.es/webesp/instalaciones/almacenamiento.php>. Consulta en abril de 2015.
- ³⁹ Pan Zhao*, Yiping Dai, Jiangfeng Wang Design and thermodynamic analysis of a hybrid energy storage system based on A-CAES (adiabatic compressed air energy storage) and FESS (flywheel energy storage system) for wind power application. Energy. 2014.
- ⁴⁰ Magnus Korpaas, Arne T. Holen, Ragne Hildrum. "Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system" Electrical Power and Energy Systems. 2003.
- ⁴¹ Chris Naish, Ian McCubbin, Oliver Edberg, Michael Harfoot. "Outlook of energy storage technologies". Policy Department. Economic and Scientific Policy. European Parliament. 2008.
- ⁴² Manual de geotermia. Instituto geológico y minero de España. IDAE. 2008.
- ⁴³ <http://www.gunt.de/>. Consultada en abril de 2015.
- ⁴⁴ Cancino-Solórzano, Y., Gutiérrez-Trashorras, A. J., Xiberta-Bernat, J. "Analytical methods for wind persistence: Their application in assessing the best site for a wind farm in the State of Veracruz, Mexico". Renewable Energy 35. (2010).
- ⁴⁵ Emily Fertig, Jay Apt. "Economics of compressed air energy storage to integrate wind power: A case study in ERCOT". Energy Policy. 2011.
- ⁴⁶ "Hydro in Europe: Powering Renewables". EURELECTRIC WG Hydro. 2011.

- ⁴⁷ Vorrath Kokaew, Mohamed Moshrefi-Torbati, Suleiman M Sharkh. "Maximum Efficiency or Power Tracking of Stand-Alone Small Scale Compressed Air Energy Storage System". Energy Procedia 42. 2013.
- ⁴⁸ "Electricity Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits". EPRI, Palo Alto, CA, 2010. 1020676. 2010.
- ⁴⁹ Hao Sun, Xing Luo, Jihong Wang. "Feasibility study of a hybrid wind turbine system – Integration with compressed air energy storage". Applied Energy. 2015.
- ⁵⁰ Frederik Geth, Johannes Kathan, Lukas Sigrist and Peter Verboven. "Energy Storage Innovation in Europe. A mapping exercise". EEGI. 2013.
- ⁵¹ M.R. Islam , S. Mekhilef , R. Saidur, " Progress and recent trends of wind energy technology". Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013.
- ⁵² <http://www.apexcaes.com/caes>. Consulta en febrero de 2015.
- ⁵³ Daniel Wolf, Marcus Budt. "LTA-CAES – A low-temperature approach to Adiabatic Compressed Air Energy Storage". Applied Energy. 2014
- ⁵⁴ R. Loisel, A. Mercier, C. Gatzemb, N. Elmsb: "Market evaluation of hybrid wind-storage power systems in case of balancing responsibilities". Renewable and Sustainable Energy Reviews 15. 2011.
- ⁵⁵ Crotofino Fritz, Mohmeyer Klaus-Uwe, SCHARF Roland: "Huntorf CAES: More than 20 years of successful operation". 2001.

- ⁵⁶ James E. Mason, Cristina L. Archer. "Baseload electricity from wind via compressed air energy storage (CAES)". Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2011.
- ⁵⁷ "Huntorf air storage gas turbine power plant". Energy supply D GK 90 202 D. BBC Brown Boveri.
- ⁵⁸ <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1343-central-ciclo-combinado>. Consulta en abril de 2015.
- ⁵⁹ S. Succar, R. Williams. "Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind Power". Princeton Environmental Institute. 2008.
- ⁶⁰ Technology roadmap energy storage. Energy International Agency. 2014.
- ⁶¹ Audrius Bagdanavicius, Nick Jenkins. "Exergy and exergoeconomic analysis of a Compressed Air Energy Storage combined with a district energy system" Energy Conversion and Management. 2013.
- ⁶² Hossein Safaei , David W. Keith. "Compressed air energy storage with waste heat export: An Alberta case study". Energy Conversion and Management 78. 2014.
- ⁶³ <http://www.rwe.com/>. Consulta en febrero de 2015.
- ⁶⁵ SustainX's ICAES: "CAES Isotérmico ¿Mejor que el almacenamiento en sales fundidas?" CSP Today. 2011.
- ⁶⁶ Manual técnico de Aire Comprimido. Junta de Castilla y León - Ente Regional de la Energía.
- ⁶⁷ Catálogo técnico microturbinas de vapor BioCalora. Grupo Nova Energía. 2014.

- ⁶⁸ <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/generacion-eolica/>. Consulta en febrero de 2015.
- ⁶⁹ Análisis del recurso. Atlas eólico de España. Estudio técnico PER 2011 - 2020. IDAE. 2011.
- ⁷⁰ <http://www.espcinc.com/>. Consulta en febrero de 2015.
- ⁷¹ Sandhya Sundararagavan, Erin Baker. "Evaluating energy storage technologies for wind power integration" Solar Energy 86. 2012.
- ⁷² Daniel Wolf, Marcus Budt: "LTA-CAES – A low-temperature approach to Adiabatic Compressed Air Energy Storage". Applied Energy. 2014.
- ⁷³ Liquid Air in the energy and transport systems Opportunities for industry and innovation in the UK. MESSER. 2013.
- ⁷⁴ Henrik Lund *, Georges Salgi. " The role of compressed air energy storage (CAES) in future sustainable energy systems". Energy Conversion and Management. 2009.
- ⁷⁵ Haisheng Chen, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, Yulong Ding. "Progress in electrical energy storage system: A critical review" Progress in natural science. 2008.
- ⁷⁶ Bernd Ameel, Christophe T'Joel, Kathleen De Kerpel, Peter De Jaeger, Henk Huisseune, Marnix Van Belleghem, Michel De Paepe: "Thermodynamic analysis of energy storage with a liquid air Rankine cycle". Applied Thermal Engineering. 2012.
- ⁷⁷ <http://www.airproducts.com/industries/Energy/Power/PowerTechnologies/energy-storage.aspx>. Consulta en abril de 2015.
- ⁷⁸ <http://www.eu.mhps.com/en/liquid-air-energy-storage.html>. Consulta en abril de 2015.

- ⁷⁹ "Liquid Air Technologies – a guide to the potential". Centre for low carbon futures and liquid Air energy network. University of Birmingham. 2013.
- ⁸⁰ The Centre for Low Carbon Futures. "Liquid Air in the energy and transport systems. Opportunities for industry and innovation in the UK. Full Report." 2013.
- ⁸¹ W.F. Castle. "Air separation et liquefaction: recent developments and prospects for the beginning of the new millennium". International Journal of Refrigeration. 2000.
- ⁸² Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias. ITC EP 04: DEPÓSITOS CRIOGÉNICOS.
- ⁸³ Bernd Ameel, Christophe T'Joel, Kathleen De Kerpel, Peter De Jaeger, Henk Huisseune, Marnix Van Belleghem, Michel De Paepe. "Thermodynamic analysis of energy storage with a liquid air Rankine cycle". Applied Thermal Engineering. 2012.
- ⁸⁴ Robert Morgan, Stuart Nelmes, Emma Gibson, Gareth Brett. "Liquid air energy storage – Analysis and first results from a pilot scale demonstration plant". Applied Energy. 2014.
- ⁸⁵ http://www.the-linde-group.com/en/clean_technology/. Consulta abril 2015.
- ⁸⁶ HIGHVIEW POWER STORAGE. "Technology and performance review". 2012.

- ⁸⁷ I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, V. Efthimiou. "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13. 2009.
- ⁸⁸ Bharath Kantharaj, Seamus Garvey, Andrew Pimm "Thermodynamic analysis of a hybrid energy storage system based on compressed air and liquid air". *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 2014.
- ⁸⁹ Ilja Pawel. "The cost of storage - how to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation". *Energy Procedia* 46. 2014.
- ⁹⁰ Cancino-Solórzano, Y., Xiberta-Bernat, J. "Statistical analysis of wind power in the region of Veracruz (Mexico)". *Renewable Energy*, 34. (2009).