

Trabajo Fin de Grado

Ingeniería de la Energía

Sistemas de almacenamiento de energía conectados a la red eléctrica.

Autor: Adrián Blindu

Tutora: Cristina Prieto Ríos

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

Sistemas de almacenamiento de energía conectados a la red eléctrica.

Autor:
Adrián Blindu

Tutores:
Cristina Prieto Ríos
Profesora Ayudante Doctor

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2021

Proyecto Fin de Grado: Sistemas de almacenamiento de energía conectados a la red eléctrica.

Autor: Adrián Blindu

Tutora: Cristina Prieto Ríos

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

En este apartado me gustaría transmitir mi agradecimiento a todas aquellas personas que de forma directa o indirecta me han ayudado a lo largo de la etapa universitaria y que, de una manera u otra, han contribuido al desarrollo de este trabajo.

En primer lugar, a mi tutora, la Doctora Cristina Prieto, por su guía y ayuda en la organización, información y planificación de este trabajo.

En segundo lugar, a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y a sus profesores, los cuales me han formado a lo largo del grado y han sido fundamentales en este periodo de aprendizaje.

Por último, agradecerle a mi familia y a mis amigos por el apoyo moral a lo largo de toda mi carrera, lo cual ha contribuido a mejorar con creces esta experiencia.

El desarrollo de este trabajo ha enriquecido en gran medida mis habilidades y conocimientos sobre la materia, permitiéndome profundizar mucho más en el interesante mundo de la energía, y es por ello que me gustaría agradecerse a todas las personas que lo han hecho posible.

Resumen

Actualmente las energías renovables se encuentran en su auge y de acuerdo con las políticas energéticas actuales, se pretende que sigan aumentando de cara al futuro. Estas fuentes de energía son en su mayoría fluctuantes, por lo que, para conseguir una correcta integración de estas en la red y un aumento de la capacidad de gestión de la generación eléctrica de las mismas, hará falta aumentar la capacidad de almacenamiento de energía del sistema energético actual.

Por otro lado, a medida que aumenta la generación eléctrica renovable se podrán ir desmantelando las centrales de combustibles fósiles, cuyos ciclos de potencia podrían tener una segunda vida siendo reutilizados para complementar estos sistemas de almacenamiento.

El objetivo de este proyecto será implementar un sistema de almacenamiento de energía conectado a la red, el cual sea capaz de aprovechar la energía en las horas en las cuales la producción supera a la demanda para cargar el sistema y, posteriormente, descargar la energía almacenada cuando la demanda supere a la producción, reduciendo los vertidos de energía renovable y aumentando la estabilidad de la red eléctrica. Este sistema haría uso del ciclo de potencia de la central térmica de carbón en desmantelamiento de Los Barrios para turbinar dicha energía almacenada.

Para ello se diseñarán dos sistemas de almacenamiento, uno basado en un sistema de tanques de sales fundidas y otro basado en almacenamiento de hidrógeno producido mediante electrólisis. Finalmente se llevará a cabo un análisis comparativo entre ambos y se decidirá cuál es el idóneo para el caso estudiado, atendiendo a factores como la viabilidad técnica, la rentabilidad económica y el rendimiento energético.

Este proyecto estará formado por un documento descriptivo, en el cual se detallará la solución adoptada, un documento justificativo, en el que se explicarán las decisiones llevadas a cabo, los cálculos y las ecuaciones empleadas, un presupuesto en el que se desglosará el coste de las instalaciones, y, por último, un anexo en el que se incluirán catálogos, planos, tasaciones y las tablas con los resultados de todos los cálculos realizados.

Abstract

Renewable energies are currently booming and in accordance with current energy policies, it is intended that they will continue to increase for the future. These energy sources are mostly fluctuating, so it will be necessary to increase the energy storage capacity of the current energy system. By increasing this energy storage, it will be possible to achieve a correct integration of renewable energies in the grid and an increase in the management capacity of their electricity generation.

On the other hand, as renewable electricity generation increases, fossil fuel plants can be dismantled. The power cycles of these plants could have a second life being reused to complement these storage systems.

The objective of this project will be to implement an energy storage system connected to the grid, which is able to take advantage of energy at times when production exceeds demand to charge the system. Subsequently, the system will discharge the stored energy when demand exceeds production, reducing renewable energy discharges and increasing the stability of the electricity grid. This system would make use of the power cycle of the coal-fired power plant in the dismantling of Los Barrios to turbine this stored energy.

For this purpose, two storage systems will be designed, one based on a molten salt tank system and the other based on the storage of hydrogen produced by electrolysis. Finally, a comparative analysis will be carried out between the two and it will be decided which one is suitable for the case studied. For this analysis, factors such as technical feasibility, economic profitability and energy efficiency will be considered.

This project will consist mainly of a descriptive document, detailing the solution adopted, and a supporting document, which will show the calculations and equations used and will explain the decisions taken. In order to complement the previous documents, there will be also a budget in which the cost of the installations will be broken down and an annex containing catalogues, drawings, appraisals and tables with the results of all calculations performed.

Índice

Contenido

Agradecimientos	4
Resumen	5
Abstract	6
Índice	7
ÍNDICE DE TABLAS	12
ÍNDICE DE FIGURAS	14
ÍNDICE DE ECUACIONES	15
Acrónimos	17
DOCUMENTO DESCRIPTIVO	18
1. Introducción y objeto	18
1.1. Introducción	18
1.2. Objeto	20
1.3. Antecedentes	20
1.3.1. Sistema de hidrógeno	20
1.3.2. Sistemas de sales fundidas	23
1.4. Emplazamiento	25
1.5. Central térmica de Los Barrios	26
2. Análisis de la demanda y de la generación eléctrica	26
2.1 Demanda energética	26
2.2 Generación de energía	27
2.3 Potencia instalada	27
2.4 Análisis del mercado eléctrico español	28
3. Sistema de almacenamiento por tanques de sales fundidas	31
3.1 Introducción básica del funcionamiento del sistema	32
3.2 Fluidos de almacenamiento térmico	33
3.3 Diseño del sistema de almacenamiento	33
3.3.1 Tanques de almacenamiento de sales	33
3.3.1.1 Variables de funcionamiento	34

3.3.1.2	Calentadores de tanques	34
3.3.1.3	Materiales.....	34
3.3.1.4	Dimensionado	35
3.3.1.4.1	Estructura	35
3.3.1.4.2	Techo.....	36
3.3.1.4.3	Aislamiento	37
3.3.1.5	Cimentación y construcción	37
3.3.2	Tanque de drenaje	38
3.3.3	Circuitos de sales.....	38
3.3.3.1	Traceado eléctrico.....	39
3.3.3.2	Circuito de recalentamiento.....	39
3.3.3.3	Circuito de generación de vapor	39
3.3.3.4	Circuito de drenaje	39
3.3.4	Bombas.....	40
3.3.5	Instrumentación y sistema de control	41
3.3.6	Intercambiador de calor eléctrico.....	41
3.3.7	Generador de vapor	42
3.3.8	Válvulas	42
3.3.9	Revisiones periódicas y mantenimiento	42
3.3.10	Puesta en marcha.....	43
3.3.10.1	Prueba e inspección del tanque	43
3.3.10.2	Pre calentamiento de tanques.....	43
3.4	Análisis económico.....	44
4.	Sistema de almacenamiento por hidrógeno	47
4.1.	Introducción básica del funcionamiento del sistema	48
4.2.	Cámara de almacenaje de hidrógeno	49
4.2.1.	Dimensionado de la caverna de sal.....	50
4.2.2.	Construcción de la caverna de sal.....	50
4.3.	Electrolizadores.....	52
4.4.	Aprovisionamiento de agua	53
4.4.1.	Tuberías de agua	54
4.4.2.	Bombas de agua	54
4.5.	Unidades de inyección y extracción de hidrógeno	55
4.6.	Unidad de generación eléctrica a base de hidrógeno.....	56
4.6.1.	Turbinas de gas.....	57
4.6.2.	Sistema de reducción de emisiones de Nox.....	57

4.7.	Circuito de transporte de hidrógeno.....	58
4.8.	Equipo complementario.....	58
4.9.	Inspecciones y mantenimiento	60
4.10.	Análisis económico.....	61
5.	Análisis comparativo de los sistemas de almacenamiento.....	64
5.1.	Comparación de producciones y rendimientos	64
5.2.	Comparación de viabilidad técnica	64
5.3.	Comparación económica.....	65
5.4.	Perspectivas de futuro	66
5.5.	Conclusiones finales.....	66
PRESUPUESTO.....		68
1.	Sistema de almacenamiento por tanques de sales fundidas.....	68
1.1	Presupuesto detallado	68
1.2	Presupuesto simplificado	70
2.	Sistema de almacenamiento por hidrógeno.....	71
2.1	Presupuesto detallado	71
2.2	Presupuesto simplificado	73
DOCUMENTO JUSTIFICATIVO.....		74
1.	Sistema de almacenamiento por tanques de sales fundidas.....	74
1.1.	Análisis y elección del fluido de almacenamiento óptimo.....	74
1.2.	Elección de los materiales.....	75
1.2.1.	Tuberías de transporte de sales fundidas	75
1.2.2.	Material para los tanques de sales.....	76
1.2.3.	Materiales de aislamiento y protección de los tanques	77
1.3.	Cálculos dimensionamiento	79
1.3.1.	Tanques de sales	79
1.3.1.1.	Caudal de sales fundidas.....	79
1.3.1.2.	Volumen de la estructura.....	79
1.3.1.3.	Espesor de las paredes.....	80
1.3.1.4.	Techo.....	81
1.3.1.5.	Diseño de juntas.....	82
1.3.1.6.	Cálculo por sismo	82
1.3.1.7.	Presión de viento.....	84
1.3.1.8.	Presión máxima de almacenamiento.....	85
1.3.1.9.	Resistencia a la volcadura	86
1.3.1.10.	Anillos de refuerzo para viento	87

	10
1.3.1.11. Compresión del fondo del cuerpo.....	88
1.3.1.12. Compresión máxima del cuerpo	88
1.3.2. Cálculos propiedades de las sales fundidas	89
1.3.3. Bombas.....	90
1.3.4. Tanque de drenaje	92
1.3.5. Calentadores de sales.....	92
1.3.6. Circuito de sales	93
1.3.7. Pérdidas en los tanques de sales.....	96
1.3.8. Intercambiadores de calor eléctricos.....	103
1.4. Presupuesto justificado.....	105
2. Sistema de almacenamiento por hidrógeno	106
2.1. Elección de la cámara de almacenaje	106
2.2. Elección del material para los conductos de hidrógeno	109
2.3. Elección del sistema de generación eléctrica a base de hidrógeno	110
2.3.1. Comparación sistemas de combustión de hidrógeno con pilas de combustible 110	
Sistema de combustión de hidrógeno	110
2.3.2. Elección de la turbina de gas.....	112
2.4. Cálculos dimensionamiento	113
2.4.1. Planta de generación eléctrica de hidrógeno	113
2.4.2. Caverna de sal	114
2.4.3. Electrolizadores	115
2.4.4. Sistema de purificación de agua.....	117
2.4.4.1. Destilador	117
2.4.4.2. Bombas de agua	117
2.4.5. Unidades de inyección y extracción	119
2.4.6. Circuito de transporte de hidrógeno.....	119
2.4.7. Agua de desecho	119
2.5. Presupuesto justificado.....	120
Bibliografía y Referencias.....	122
Referencias.....	122
Bibliografía	124
ANEXOS	130

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Ciclo de potencia central térmica Los Barrios[22] (Romero, y otros, 1999).	26
Tabla 2: Consumo de energía en la provincia de Cádiz en 2019 (Agencia Andaluza de la Energía, 2020).	26
Tabla 3: Generación y consumo final de energía en Cádiz en 2019 (Agencia Andaluza de la Energía, 2020).	27
Tabla 4: Potencia instalada de Cádiz en 2019 (Agencia Andaluza de la Energía, 2020).	27
Tabla 5: Características y dimensiones de los tanques calientes.	35
Tabla 6: Características y dimensiones de los tanques fríos.	35
Tabla 7: Características y dimensiones del tanque de drenaje.	38
Tabla 8: Dimensiones de las tuberías de sales.	38
Tabla 9: Potencias y alturas proporcionadas por las bombas de sales.	40
Tabla 10: Parámetros de diseño del intercambiador de calor eléctrico.	41
Tabla 11: Análisis económico en el modo de operación de la temporada 1. Sistema de tanques de sales.	44
Tabla 12: Análisis económico en el modo de operación de la temporada 2. Sistema de tanques de sales.	45
Tabla 13: Análisis económico en el modo de operación de la temporada 1 con prima. Sistema de tanques de sales.	45
Tabla 14: Análisis económico en el modo de operación de la temporada 2 con prima. Sistema de tanques de sales.	46
Tabla 15: Resultados generales del estudio económico del sistema TES por tanques de sales.	47
Tabla 16: Propiedades del hidrógeno.	48
Tabla 17: Dimensiones y parámetros de la caverna de sal.	50
Tabla 18: Características de los electrolizadores.	53
Tabla 19: Características del depósito de agua destilada.	53
Tabla 20: Dimensiones de las tuberías de transporte de agua de mar.	54
Tabla 21: Dimensiones de las tuberías de agua destilada.	54
Tabla 22: Dimensiones de las tuberías de condensado.	54
Tabla 23: Características de la bomba sumergible de impulsión de agua de mar.	55
Tabla 24: Características de las bombas de impulsión de agua destilada.	55
Tabla 25: Características del compresor de hidrógeno.	56
Tabla 26: Características de la turbina de gas 9HA.01 en ciclo combinado. (General Electric, 2020).	57
Tabla 27: Dimensiones de los conductos de hidrógeno.	58
Tabla 28: Análisis económico en el modo de operación de la temporada 1. Sistema de hidrógeno.	61
Tabla 29: Análisis económico en el modo de operación de la temporada 2. Sistema de hidrógeno.	61
Tabla 30: Análisis económico en el modo de operación con prima de la temporada 1. Sistema de hidrógeno.	62
Tabla 31: Análisis económico en el modo de operación con prima de la temporada 2. Sistema de hidrógeno.	63
Tabla 32: Parámetros económicos sistema de hidrógeno.	63
Tabla 33: Comparativa de parámetros técnicos de los sistemas de almacenamiento de energía.	64
Tabla 34: Comparativa económica entre ambos sistemas de almacenamiento de energía.	65
Tabla 35: Presupuesto tanques calientes.	68
Tabla 36: Presupuesto tanques fríos.	68
Tabla 37: Presupuesto tanque de drenaje.	69
Tabla 38: Presupuesto de la cimentación.	69

Tabla 39: Presupuesto del circuito de sales fundidas.	69
Tabla 40: Presupuesto de la instrumentación y sistema de control del sistema de tanques de sales. ..	70
Tabla 41: Presupuesto de O&M del sistema de tanques de sales.	70
Tabla 42: Presupuesto general simplificado del sistema de tanques de sales.	71
Tabla 43: Presupuesto de la caverna de sal.	71
Tabla 44: Presupuesto de la unidad de generación de hidrógeno.	71
Tabla 45: Presupuesto del sistema de transporte de hidrógeno.	72
Tabla 46: Presupuesto de la unidad de potencia.	72
Tabla 47 :Presupuesto de la instrumentación y sistema de control del sistema de hidrógeno.	72
Tabla 48: Presupuesto de O&M del sistema de hidrógeno.	73
Tabla 49: Presupuesto general simplificado del sistema de hidrógeno.	73
Tabla 50: Comparativa entre diversos tipos de sales fundidas [14] (Kearney, y otros, 2003).	74
Tabla 51: Tasa de corrosión en función de la temperatura.[23] (Rubio, 2014).	75
Tabla 52: Composición porcentual en peso del SS347H [27] (Tubacero).	76
Tabla 53: Composición porcentual en peso del A516Gr70 [19] (Perumetales).	77
Tabla 54: Características de los aislantes térmicos.	78

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Estudio de cavernas de sales de HyUnder. (HyUnder, 2014)	22
Figura 2: Esquema de funcionamiento proyecto Redexis.[21] (Redexis, 2021)	23
Figura 3: Esquema de la instalación del proyecto Malta. (Barreiro)	25
Figura 4: Precio de casación del mercado diario español en los últimos 15 años (OMIE).	28
Ilustración 5: Precio de casación del mercado diario español en 2019 (OMIE).	29
Figura 6: Precio medio aritmético de la electricidad en la temporada 1.	30
Figura 7: Precio medio aritmético de la electricidad en la temporada 2.	30
Figura 8: Esquema de funcionamiento del sistema de almacenamiento de sales fundidas en combinación con el ciclo de potencia. Modificado de (German Aerospace Center, 2020).	32
Figura 9: Esquema del tanque de sales frías	36
Figura 10: Esquema del tanque de sales calientes	36
Figura 11: Esquema de funcionamiento sistema de almacenamiento por hidrógeno. Modificado de [18] (Ozarslan, 2012).	48
Figura 12: Esquema unidad de generación de hidrógeno. Modificado de [20] (Picchi, 2018)	49
Figura 13: Esquema sección de almacenamiento de hidrógeno. Modificado de (Ozarslan, 2012)	51
Figura 14: Esquema básico de un electrolizador tipo PEM. [15] (Morante, y otros, 2020)	52
Figura 15: Bosquejo de un quemador por difusión. (Morante, y otros, 2020)	58
Figura 16: Esquema Lavador de gas Venturi [16] (Nederman MikroPul).	59
Figura 17: Esquema de una torre de absorción [25] (Soto, 2017).	60
Figura 18: Esquema de la transferencia de calor en el tanque de sales.	97
Figura 19: Mapa de depósitos de sales europeos [4](Crotogino, y otros, 2010).	109

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1.....	52
Ecuación 2.....	56
Ecuación 3.....	79
Ecuación 4.....	80
Ecuación 5.....	80
Ecuación 6.....	80
Ecuación 7.....	81
Ecuación 8.....	82
Ecuación 9.....	82
Ecuación 10.....	83
Ecuación 11.....	83
Ecuación 12.....	84
Ecuación 13.....	84
Ecuación 14.....	85
Ecuación 15.....	85
Ecuación 16.....	85
Ecuación 17.....	86
Ecuación 18.....	86
Ecuación 19.....	86
Ecuación 20.....	87
Ecuación 21.....	87
Ecuación 22.....	87
Ecuación 23.....	88
Ecuación 24.....	88
Ecuación 25.....	89
Ecuación 26.....	89
Ecuación 27.....	89
Ecuación 28.....	89
Ecuación 29.....	89
Ecuación 30.....	90
Ecuación 31.....	90
Ecuación 32.....	90
Ecuación 33.....	90
Ecuación 34.....	91
Ecuación 35.....	91
Ecuación 36.....	91
Ecuación 37.....	92
Ecuación 38.....	93
Ecuación 39.....	93
Ecuación 40.....	94
Ecuación 41.....	94
Ecuación 42.....	94
Ecuación 43.....	95
Ecuación 44.....	95
Ecuación 45.....	95
Ecuación 46.....	96
Ecuación 47.....	96
Ecuación 48.....	98
Ecuación 49.....	98

Ecuación 50.....	98
Ecuación 51.....	99
Ecuación 52.....	99
Ecuación 53.....	99
Ecuación 54.....	100
Ecuación 55.....	100
Ecuación 56.....	100
Ecuación 57.....	101
Ecuación 58.....	101
Ecuación 59.....	101
Ecuación 60.....	102
Ecuación 61.....	102
Ecuación 62.....	102
Ecuación 63.....	103
Ecuación 64.....	104
Ecuación 65.....	104
Ecuación 66.....	105
Ecuación 67.....	113
Ecuación 68.....	113
Ecuación 69.....	114
Ecuación 70.....	114
Ecuación 71.....	114
Ecuación 72.....	116
Ecuación 73.....	116
Ecuación 74.....	116
Ecuación 75.....	117
Ecuación 76.....	118
Ecuación 77.....	118
Ecuación 78.....	118
Ecuación 79.....	119
Ecuación 80.....	120

Acrónimos

GEI	Gases de Efecto Invernadero
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
DLR	Centro Aeroespacial Alemán
TES	Thermal Energy Storage
TUBITAK	Consejo de Investigación Científica y Tecnológica de Turquía
FhG-ISE	Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems
KBB UT	KBB Underground Technologies
LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (Tecnología del Sistema Ludwig-Bölkow)
FCH JU	Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking
EE	Energía Eléctrica
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de la Energía
API	American Petroleum Institute
TSI	Técnicas y Servicios de Ingeniería
PCS	Poder Calorífico Superior
PCI	Poder Calorífico Inferior
PEM	Proton Exchange Membrane
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell
AISI	American Iron and Steel Institute
Policloruro de Vinilo	PVC
NOx	Óxidos de Nitrógeno
DEL	Dry Low Emission
WLE	Wet Low Emission
MEA	Membrane Electrode Assembly
GDL	Gas Diffusion Layer
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
SS	Stainless Steel

DOCUMENTO DESCRIPTIVO

1. Introducción y objeto

1.1. Introducción

La política energética española está determinada por la Unión Europea, basada en el acuerdo de París, el cual fue ratificado en 2016. En dicho contexto, la Comisión Europea presentó una serie de iniciativas para facilitar el cumplimiento de los objetivos principales de la UE para 2030:

- Una reducción de un **40%** en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- Que las energías renovables constituyan un **32%** sobre el consumo total de energía final bruta.
- Una mejora del **32,5%** en la eficiencia energética.
- Que los Estados miembros de la UE alcancen una interconexión eléctrica del **15%**.

Para el cumplimiento de estas medidas, la UE demanda a cada estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de 2021 a 2030 (PNIEC) [13] (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2020). El plan español prevé:

- Una reducción del **23%** en las emisiones de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- Una representación del **42%** de la renovable sobre el uso final de la energía.
- Una mejora del **39,5%** en la eficiencia energética.
- Que la energía renovable represente un **74%** de la generación eléctrica.

Además, se tiene en mente un objetivo más a largo plazo, el cual consiste en una reducción de al menos el 90% de las emisiones brutas de GEI respecto de 1990 para 2050 y alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable para esa fecha. Por lo que se pretende convertir a España en un país neutro en carbono para 2050.

Para conseguir alcanzar unos objetivos tan ambiciosos, la energía renovable para producción eléctrica deberá seguir creciendo, hasta llegar a unos 119 GW de potencia total instalada, según las previsiones de plan. Se trata de un aumento muy elevado, teniendo en cuenta que la potencia renovable instalada actualmente gira en torno a 57GW, por lo que a su vez será necesario un aumento de la capacidad de almacenamiento, la cual aportará una mayor capacidad de gestión a dicha generación. Este aumento de potencia de almacenamiento se prevé en aproximadamente 6GW.

Almacenamiento de energía

Las tecnologías de almacenamiento de energía ofrecen grandes beneficios, entre los cuales destaca el de conseguir desacoplar la demanda de la generación eléctrica. Como resultado se alcanzaría una mayor flexibilidad en el sistema eléctrico, lo que conllevaría un mayor aprovechamiento de las energías renovables variables, como la energía solar y la eólica. Esto es debido a que estas energías fluctuantes varían su producción a lo largo del tiempo, tanto a escalas horarias y diarias como a escalas de tiempo estacionales, por ende, con un sistema de almacenamiento se permitiría a los operadores del sistema igualar la oferta y la demanda de energía.

La implantación de estos sistemas ayudaría a solucionar los problemas del desajuste eléctrico español, evitando así vertidos de electricidad por exceso de producción. Esto también podría poner fin al bloqueo del rotor de aerogeneradores de los molinos de viento o a la desconexión de placas fotovoltaicas en periodos de exceso de generación eléctrica.

Por otro lado, se evitarían los cortes eléctricos provocados por los picos de demanda eléctrica, pudiendo suplir la potencia cuando la generación fuera incapaz de abastecerla, mejorando así la estabilidad del sistema eléctrico.

Por lo que, en definitiva, fomentar el aumento de la capacidad de almacenamiento energético posibilitará una mayor integración de renovables, evitando vertidos indeseados de energía limpia en periodos valle, a la vez que aportará más seguridad al sistema eléctrico y hará que los sistemas energéticos sean más baratos de construir y operar.

Actualmente se tienen varias tecnologías de almacenamiento de energía con el objetivo de mejorar la gestión de la demanda, entre las cuales se encuentran: las baterías, los condensadores, la hidroeléctrica reversible o de bombeo, el almacenamiento térmico, los sistemas de hidrógeno, etc.

De entre los distintos sistemas existentes, este trabajo tratará de analizar dos de los cuales cuentan con mayor proyección de cara al futuro. Se tratarán las tecnologías de almacenamiento a gran escala basadas en hidrógeno y las basadas en almacenamiento de sales térmicas.

Introducción sistema de almacenamiento por tanques de sales fundidas

Se trata de un sistema de almacenamiento térmico (TES) de calor sensible. Es una tecnología madura, la cual ha sido ampliamente utilizada en centrales termosolares.

Consiste en uno o varios tanques los cuales contienen las sales fundidas a temperaturas diferentes, pasando a llamarse uno tanque caliente y el otro tanque frío. Este sistema cuenta con dos modalidades de operación, carga y descarga. En la carga, las sales del tanque frío aumentan su temperatura hasta la temperatura del tanque caliente mediante un aporte de energía externo, para posteriormente ser almacenadas en este último. Por otro lado, en la descarga, las sales del tanque caliente son transportadas hasta un sistema de intercambiadores, donde aportarán parte de su calor sensible, hasta alcanzar la temperatura de las sales del tanque frío, donde serán depositadas.

Introducción sistema de almacenamiento por hidrógeno

Esta tecnología se podría considerar un sistema de almacenamiento químico, dado que utiliza la energía para descomponer un compuesto químico en diferentes partes mediante una reacción electroquímica.

Su funcionamiento se basa en la extracción de hidrógeno a partir del agua mediante un electrolizador, el cual utilizará energía eléctrica para ello. Una vez habiendo obtenido el hidrógeno puro, se procede a transportarlo hasta una cámara de almacenaje a elevadas presiones, en la cual permanecerá hasta que sea necesario su consumo. Cuando se requiera del hidrógeno almacenado, este será extraído y transportado hasta el punto de consumo, donde podría ser utilizado para generación eléctrica, mediante una pila de combustible o una unidad de combustión de hidrógeno acoplada a un ciclo de potencia, o para la distribución de hidrógeno con fines industriales o residenciales.

1.2. Objeto

El objetivo del siguiente documento es el diseño de dos sistemas de almacenamiento de energía interconectados a la red eléctrica. Uno de ellos es el conocido como sistema de almacenamiento de tanques de sales y el otro será un sistema basado en el almacenamiento de hidrógeno producido mediante electrólisis. Se pretende acoplar estos sistemas de almacenamiento al ciclo de potencia de la central térmica de carbón en desmantelamiento de Los Barrios y reutilizarlo para transformar la energía almacenada en energía eléctrica e inyectarla a la red para cubrir la demanda cuando sea preciso. Se pretende que en las horas de baja demanda con bajo precio de la energía el sistema almacene y que, en las horas de punta, con alto precio de la energía, genere.

Posteriormente, se llevará a cabo un análisis comparativo entre ambas tecnologías, prestando especial atención a factores como la viabilidad técnica, el rendimiento energético y la rentabilidad económica, para finalmente acabar eligiendo el sistema que mejor se ajuste al ciclo de potencia de Los Barrios.

1.3. Antecedentes

En este apartado se tratará de hacer una recopilación de algunas de las instalaciones y proyectos más relevantes en el uso de estas tecnologías aplicadas a centrales renovables.

1.3.1. Sistema de hidrógeno

❖ Instalaciones operativas

Actualmente en el mundo hay varias instalaciones de almacenamiento de hidrógeno operativas. A continuación, se expondrán tres de ellas en las cuales el almacenamiento de hidrógeno se produce en cavernas de sal.

Teesside-UK

Una planta con tres cavernas relativamente pequeñas situadas en Teesside, Reino Unido. Estas instalaciones almacenan más de 1000 toneladas de hidrógeno para uso industrial. Cada caverna cuenta con 370 metros de profundidad y una capacidad de almacenamiento de 150.000 m³, en la cual el hidrógeno se encuentra a la presión de 45 bares.

Texas-USA

Otras dos plantas más grandes situadas en Texas, EEUU, conocidas como Chevron Phillips Clemens Terminal y Praxair. La instalación Chevron Phillips Clemens Terminal lleva en funcionamiento desde 1980 y cuenta con una capacidad de almacenaje de unas 2.520 toneladas de hidrógeno a una presión máxima de 150 bares, encontrándose generalmente entre 70 y 135 bares. Se encuentra a una profundidad de 850 metros, con forma de cilindro, de 49,6 metros de diámetro y 300 metros de altura, lo que le confiere una capacidad de almacenamiento de unos 580.000 m³. Por otro lado, Praxair construyó su instalación al lado de esta y su operación empezó en 2007, aunque sus costes de construcción fueron más elevados que su antecesora.

Aparte de las instalaciones operativas existen también varios proyectos interesantes a destacar:

❖ Otros proyectos relevantes

TUBITAK

Parque de hidrógeno renovable de demostración, implementado por el Consejo de Investigación Científica y Tecnológica de Turquía (TUBITAK), el cual investiga las tecnologías del hidrógeno y sus aplicaciones a la tecnología renovable. El objetivo principal de este proyecto es utilizar energía solar y eólica para producir hidrógeno mediante electrólisis. Los proyectos de investigación son a pequeña escala, llevados a cabo con la intención de recoger información y experiencia para futuros sistemas de energía renovable basados en la producción y almacenamiento de hidrógeno para su posterior uso en la generación eléctrica.

Tzu Golu

En la zona Tzu Golu, en la región de Anatolia Central (Turquía), se empezó un proyecto en 2011 consistente en crear 12 cavernas de sal de 630.000 m³ cada una, mediante la técnica “solution mining”, para el almacenamiento de gas, de las cuales al menos 3 son para el almacenamiento de hidrógeno. Y de esas 3 una se planeaba utilizar para proveer un suministro constante de hidrógeno a una planta de gas. La zona cuenta con una central fotovoltaica en las cercanías para suministrar la energía eléctrica renovable, con buen abastecimiento de agua para la electrólisis y con elevada irradiación global, factores que lo convierten en un emplazamiento idóneo para la producción y almacenamiento de hidrógeno renovable.

HyUnder

En 2012 en Europa se empezó otro gran proyecto, conocido como HyUnder, en el cual se pretendía evaluar la viabilidad, técnica, económica y social, de almacenar hidrógeno bajo tierra a gran escala con el objetivo de equilibrar la red eléctrica cuando se añadiesen grandes cantidades de energía renovable a esta. Este proyecto trataría de analizar la situación de seis países: Alemania, España, Rumanía, Holanda, Francia y Reino Unido. La Fundación para el Desarrollo de las Tecnologías del Hidrógeno en Aragón sería la encargada de coordinar este proyecto en España.

El estudio, que finalizó en 2014 [10] (HyUnder, 2014), trae consigo unos resultados muy interesantes de cara a este proyecto, ya que se analizaron varios factores de cara a la viabilidad del uso de hidrógeno en cavernas de sal. Para ello se tuvieron en cuenta los siguientes factores:

- Calidad geológica para la construcción de cavernas de sal.
- Proximidad para los usos que tengan que ver con el transporte.
- Proximidad a fuentes de energías fluctuantes (como las renovables) de suficiente voltaje.
- Cercanía a tuberías de hidrógeno.
- Proximidad a instalaciones que consumen gas natural o instalaciones industriales que pudiesen consumir hidrógeno.
- Cercanía a redes eléctricas de alta tensión.
- Proximidad a nodos de red de gas natural.
- Número de Cavernas de sal.

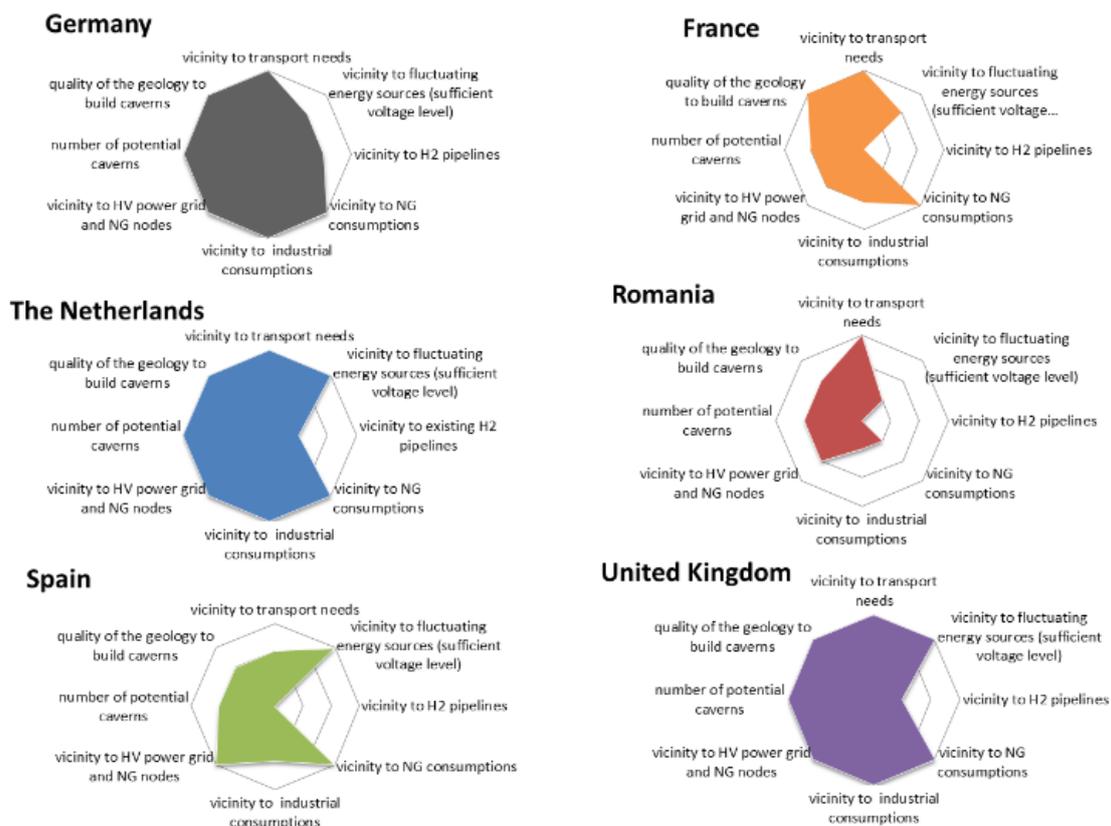


Figura 1: Estudio de cavernas de sales de HyUnder. (HyUnder, 2014)

Como se puede comprobar en la figura 1, España, a pesar de contar con una cantidad de cavernas de sal y una calidad geológica de las mismas por debajo de la media, cuenta con dos de los factores que más nos interesan a la hora de utilizar el hidrógeno para almacenamiento de energía procedente de fuentes renovables. Estos factores son, por un lado, la cercanía a fuentes de energía fluctuantes (principalmente renovables), lo que permitiría almacenar la energía producida por las mismas y, por otro lado, la cercanía a redes eléctricas de alta tensión, que haría posible inyectar en la red la energía almacenada.

Los resultados de los análisis y estudios realizados por este proyecto serán de gran utilidad a la hora de diseñar el sistema de almacenamiento subterráneo de hidrógeno, y se utilizará alguno de ellos más adelante.

DelyKaD

Este proyecto fue lanzado en 2012 en Alemania, llevado a cabo por el DLR (Centro Aeroespacial Alemán), FhG-ISE (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems), KBB UT (KBB Underground Technologies GmbH) y el LBST (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH) y finalizado a principios de 2015. Su objetivo era integrar los conocimientos más avanzados que se tienen sobre generación de hidrógeno mediante electrólisis y almacenamiento en cavernas de sal y realizar un análisis económico desde dos perspectivas, una a escala microeconómica y otra a escala macroeconómica. En definitiva, se deseaba estudiar la rentabilidad de las inversiones en infraestructuras de hidrógeno, teniendo en cuenta los desafíos y beneficios que podrían suponer para el futuro sistema eléctrico alemán.

Redexis

Se trata de un proyecto de hidrógeno renovable que se realizará en Mallorca, el cual forma parte del proyecto de subvención europea Green Hysland, en el que la Unión Europea, mediante la FCH JU (Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking), ha subvencionado con 10 millones de euros. Tiene como objetivo producir hidrógeno renovable mediante electrólisis en la planta de Lloseta, con una capacidad de producción de al menos 300 toneladas anuales, utilizando para ello plantas fotovoltaicas cercanas. Posteriormente se pretende transportar el hidrógeno producido a través de hidrodutos hasta el punto de consumo. Los usos que se le dará a este hidrógeno serán principalmente para autobuses y automóviles, aplicaciones de cogeneración con pila de combustible y aplicaciones térmicas en edificios, como hoteles. Para ello se clausuro la planta de producción de Lloseta y se instaló en ella un electrolizador con una potencia de 7,5MW. En la figura 2 se tiene un esquema básico del funcionamiento del sistema proyectado.

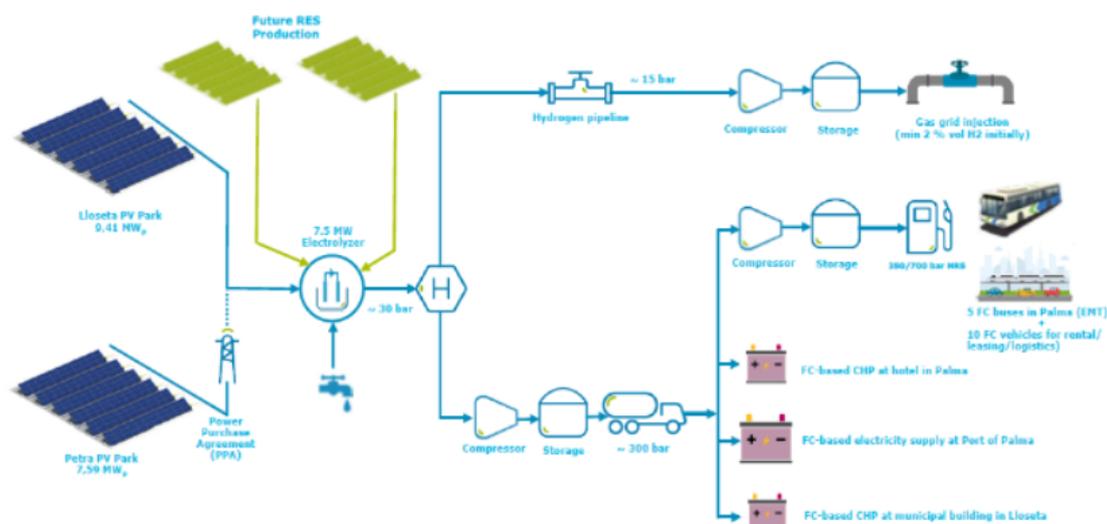


Figura 2: Esquema de funcionamiento proyecto Redexis.[21] (Redexis, 2021)

1.3.2. Sistemas de sales fundidas

❖ Instalaciones operativas

Gemasolar

Se trata de una planta termosolar de 19,9 MWe con receptor central de torre, propiedad de Torresol Energy, que se encuentra ubicada en Fuentes de Andalucía, Sevilla. Fue la primera planta comercial en el mundo que combinaba la tecnología de receptor de torre con tecnología de almacenamiento térmico de larga duración basado en sales fundidas a alta temperatura.

Los heliostatos que rodean la torre reflejan y concentran la energía solar en el receptor de la torre, el cual calienta las sales fundidas hasta temperaturas que rondan los 565°C. Posteriormente, estas sales a elevadas temperaturas son transportadas hasta el tanque de sales calientes, en el que se almacenan. La capacidad máxima de almacenamiento de la que dispone este sistema está en 670 MWht, lo que equivale a 15h a la potencia del ciclo de vapor de la central.

Se tienen varios centrales con configuraciones similares, como Cerro Dominator (110 MW y 17,5 h de TES), NOOR III (150MW y 7,5 h de TES) o Tonopah (110 MW y 10,5 h de TES), por poner algunos ejemplos.

Solana

Solana es una de las mayores plantas termosolares de tecnología cilindro-parabólica del mundo, situada en EEUU, a unos 70 km al sudoeste de Phoenix, Arizona. Cuenta con una potencia bruta de 280 MW.

Su tecnología se basa en colectores cilindro-parabólicos que concentran la radiación solar en unos tubos absorbedores, los cuales transportan un fluido de caloportador. Este fluido al pasar a través del tubo va aumentando su temperatura, para posteriormente cederle su energía térmica a las sales fundidas mediante un intercambiador de calor. Finalmente, estas sales fundidas se almacenan en el sistema de tanques, que cuenta con 6 horas de almacenamiento. Actualmente en el mundo hay más de 20 plantas comerciales con esta configuración.

También cabe destacar que hay varios proyectos en desarrollo que usan el almacenamiento en sales como una batería térmica:

❖ Proyectos en desarrollo

Proyecto Malta

El proyecto Malta [2] (Barreiro) fue sacado a la luz en 2017 por Alphabet Inc., y su objetivo principal era encontrar un forma barata y eficiente de almacenar electricidad proveniente de la red eléctrica. La idea consiste en el almacenamiento de energía mediante un sistema compuesto por sales fundidas calientes y líquido anticongelante frío, para posteriormente ser reconvertida en electricidad mediante un motor térmico. Se pretende utilizar una bomba de calor para convertir energía proveniente de centrales solares o eólicas en energía térmica para su posterior almacenamiento, el cual puede ser de varios días, e incluso semanas. Un esquema simplificado del funcionamiento de esta instalación se puede ver representado en la figura 3.

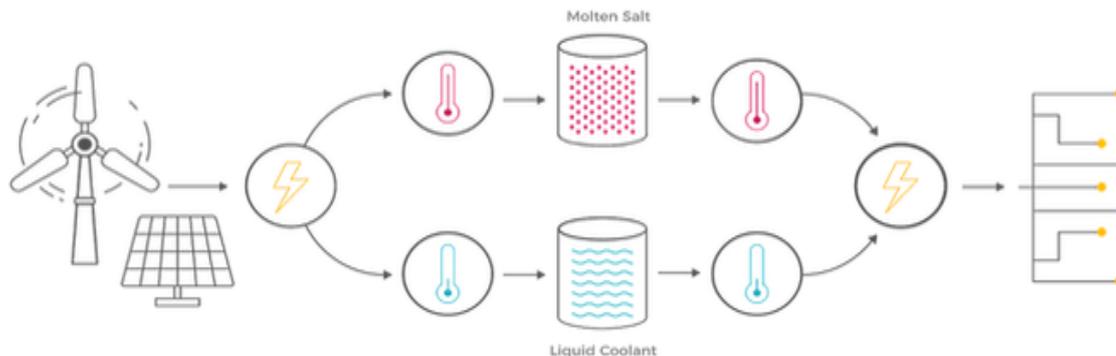


Figura 3: Esquema de la instalación del proyecto Malta. (Barreiro)

Se espera que Malta tenga en funcionamiento sus primeras instalaciones entre 2024 y 2025 en un proyecto piloto que tendrá una potencia de carga de 185 MW, con una capacidad para poder descargar 100 MW durante un periodo de 10 horas. Esta instalación se estima que podría tener una vida útil de 30 años.

Proyecto del DLR

El Centro Aeroespacial Alemán (DLR por sus siglas en alemán) ha estado investigando desde 2014 la posibilidad de reutilizar las plantas de carbón como activos de almacenamiento de energía.

El organismo está planificando un proyecto piloto en el que se pretende retirar la caldera de una antigua central de carbón y sustituirla por un tanque de almacenamiento térmico por sales fundidas, cuyas sales se calentarán con el exceso de producción de energías renovables.

Entre propuestas de ingeniería y construcción se estima un periodo de tres años para su funcionamiento. Una vez que se demostrarse la viabilidad comercial del proyecto, el DLR propone convertir en baterías de Carnot la gran mayoría de las centrales de carbón a desmantelar en Alemania.

1.4. Emplazamiento

El emplazamiento de los sistemas de almacenamiento se encontraría en la zona de la central térmica de Los Barrios, en Algeciras.

La central térmica de carbón de Los Barrios se cerró en 2020 por la falta de viabilidad de este tipo de centrales en las condiciones actuales del mercado. Con ello se perdieron 80 puestos de trabajos directos y un 20% de los ingresos corrientes que recibía el ayuntamiento.

EDP Residencial, la mayor compañía eléctrica en Portugal y una de las principales empresas energéticas en Europa, está valorando proyectos de energías renovables en la zona, con el objetivo de mantener la actividad industrial y generar empleo.

Para este proyecto se ha escogido el ciclo de potencia de dicha central en desmantelamiento para generar la energía almacenada mediante el sistema de almacenamiento. Es por ello que los sistemas diseñados estarán lo más cerca posible de este ciclo.

1.5. Central térmica de Los Barrios

Se encuentra ubicada en el término municipal de Los Barrios, en el centro de la Bahía de Algeciras. Viesgo es la compañía eléctrica propietaria de la central, además de ser la encargada de operarla. La empresa ya ha solicitado el cierre formal de la central y tiene previsto llevar a cabo un desmantelamiento parcial con el objetivo de que el emplazamiento y parte de los equipos puedan ser reutilizados en una futura actividad. Esa decisión resulta idónea para este proyecto, ya que permitiría la implantación del sistema de almacenamiento, reutilizando así el ciclo de potencia existente. Las características principales del antiguo ciclo de potencia son las destacadas en la tabla 1.

Tabla 1: Ciclo de potencia central térmica Los Barrios[22] (Romero, y otros, 1999).

Potencia eléctrica	550 MWe
Potencia térmica	1360 MWt
Rendimiento	40,44 %
Media de horas de funcionamiento anuales	7500 h

2. Análisis de la demanda y de la generación eléctrica

En este apartado se llevará a cabo un breve análisis de la demanda y de la generación eléctrica en Cádiz, provincia a la cual pertenece el municipio en el que se pretende diseñar el sistema de almacenamiento. Para dicho análisis se utilizarán los datos de la Agencia Andaluza de la Energía para la provincia de Cádiz (Agencia Andaluza de la Energía, 2020), a 31 de diciembre de 2019.

2.1 Demanda energética

En la tabla 2 se encuentra detallado el consumo de energía anual de la provincia.

Tabla 2: Consumo de energía en la provincia de Cádiz en 2019 (Agencia Andaluza de la Energía, 2020).

Consumo de energía primaria	53.797 GWh
Consumo energía final	28.025 GWh
Consumo eléctrico final	4.953 GWh
Consumo primario energía renovable / consumo energía primaria total para uso energético	11,90 %

2.2 Generación de energía

En la tabla 3 se presentan los datos de producción bruta de energía eléctrica para dicho año y su relación con la energía final consumida.

Tabla 3: Generación y consumo final de energía en Cádiz en 2019 (Agencia Andaluza de la Energía, 2020).

Energía eléctrica total generada	16.269,7 GWh
Energía eléctrica renovable generada	3.254,50 GWh
EE renovable generada / EE total generada	20,00 %
EE generada / consumo final de EE	328,60 %
EE generada renovable / consumo final de EE	65,70 %

Como se puede observar por la relación de EE generada y consumida podemos dilucidar que en la provincia se genera más electricidad de la que se demanda, por lo que es una buena zona para implantar un sistema de almacenamiento de energía. Esto es debido a que los sistemas de almacenamiento podrían cargarse la mayor parte del tiempo con energía proveniente de centrales de generación eléctrica cercanas, evitando así pérdidas por transporte de EE lejana.

Por otro lado, el almacenamiento de energía podría suponer un incremento significativo de EE renovable aprovechada para consumo final eléctrico, reduciendo así la necesidad de centrales a base de carbón, además de aportar flexibilidad a la red eléctrica.

2.3 Potencia instalada

A continuación, en la tabla 4, se expone la potencia instalada con la que contaba la provincia de Cádiz en 2019.

Tabla 4: Potencia instalada de Cádiz en 2019 (Agencia Andaluza de la Energía, 2020).

Potencia eléctrica total	6.380,30 MWh
Potencia eléctrica no renovable	4.746,90 MWh
Potencia eléctrica renovable	1.633,40 MWh
Potencia eléctrica renovable frente a la total	25,60 %

De esta potencia renovable instalada en la provincia de Cádiz, el 85,01% es eólica, y el 8,20% fotovoltaica, ambas tecnologías carentes de almacenamiento de energía, por lo que el sistema diseñado será capaz de almacenar los excedentes que generen y, a su vez, proveer electricidad cuando estas se vean incapacitadas para ello debido a las condiciones climatológicas.

2.4 Análisis del mercado eléctrico español

Se pretende que el sistema de almacenamiento compre electricidad de la red y la almacene en periodos en los cuales la electricidad tenga un precio inferior, generalmente cuando la generación supera a la demanda. Posteriormente, esa energía almacenada será vendida e inyectada a la red en los periodos en los que los precios de venta de la electricidad sean más elevados, periodos que normalmente coinciden con las horas en las cuales la demanda es muy elevada y la generación de las energías renovables y nuclear no es capaz de suplirla, necesitando de energías cuyo precio en el mercado es superior, como las centrales a base de combustibles fósiles.

Para el diseño del sistema y para el posterior análisis económico hará falta conocer los precios de la electricidad en el mercado diario español, los cuales serán proporcionados por el Operador del Mercado Ibérico de Energía [17] (OMIE).

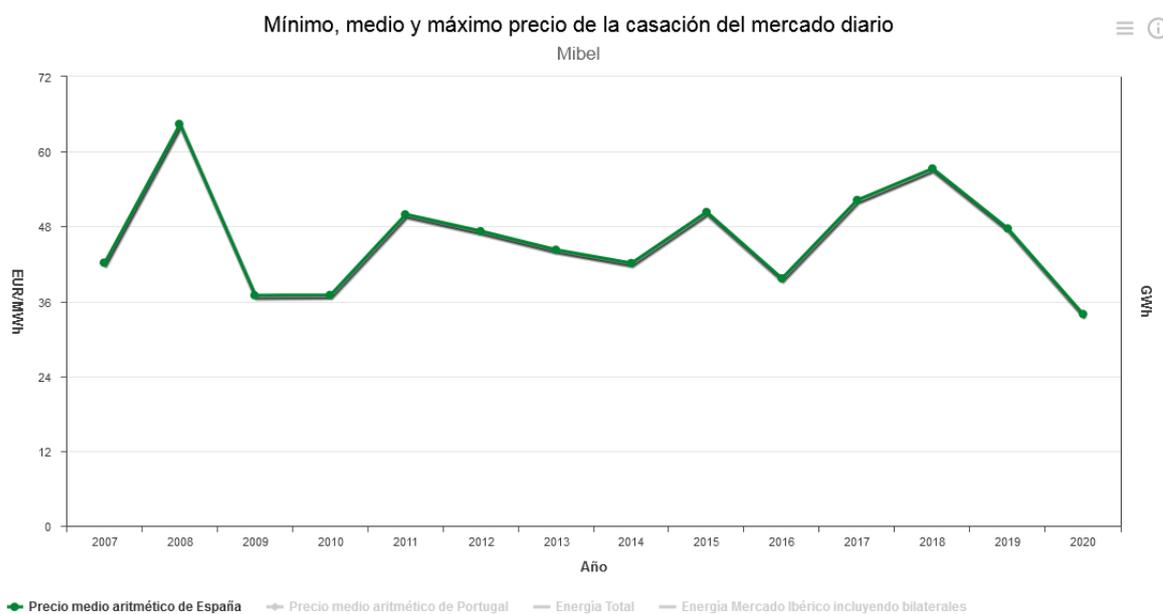


Figura 4: Precio de casación del mercado diario español en los últimos 15 años (OMIE).

Debido a la aparición de la pandemia de COVID-19 los precios de la electricidad de 2020 fueron anómalos, tal y como se puede ver en la figura 4. Han sido los más bajos en los últimos 15 años, en gran parte debido a la restricción de actividades, que supuso una bajada en la demanda eléctrica. Es por ello, que se tomará el año 2019 como referencia para este análisis, en vez del 2020, el cual se considera anómalo.

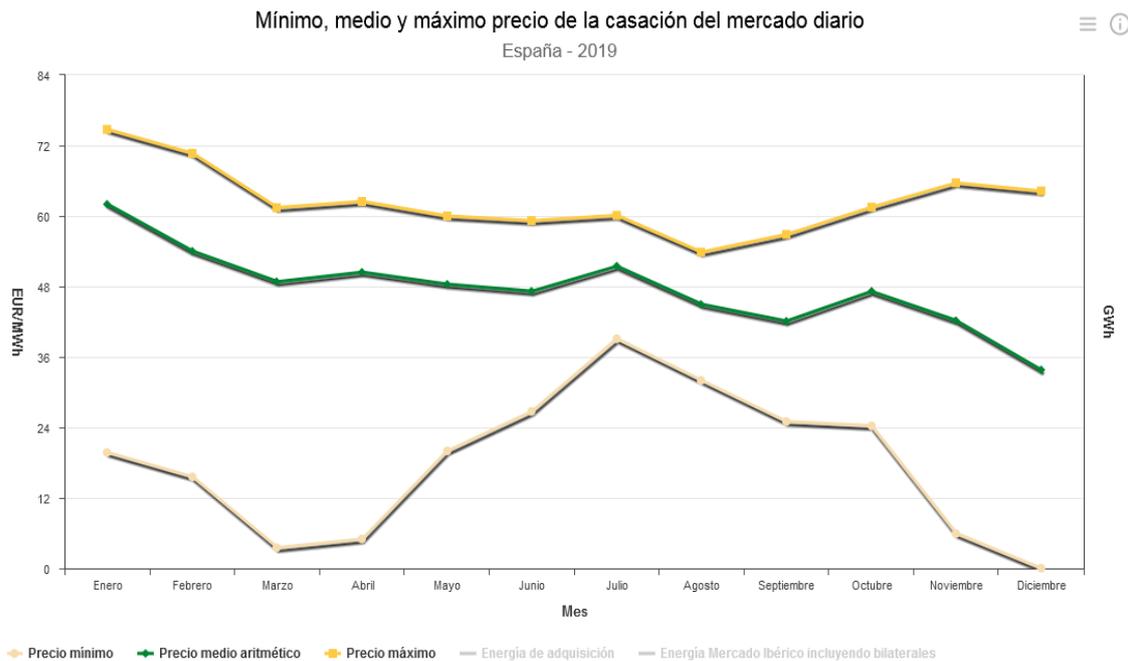


Ilustración 5: Precio de casación del mercado diario español en 2019 (OMIE).

De la gráfica de la figura 5 nos interesa la variación del precio de la electricidad en el mercado diario a lo largo de los meses del año 2020. Se pueden ver 3 precios diferentes: el precio mínimo, el máximo y el precio medio aritmético. Debido a la variación del precio que se da de un mes a otro y a la variación de las horas de sol (lo que podría variar el precio horario), se dividió el año en 2 temporadas, agrupando los meses cuyos precios medios aritméticos hayan sido similares:

- **Temporada 1:** Enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio y julio.
- **Temporada 2:** Agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre.

Para cada uno de estos grupos se halló un día tipo, gracias al cual se supo aproximadamente cuales son los horarios en los cuales se debería comprar y almacenar energía y en cuales se debería descargar el sistema para venderla. Conocer esto sirvió como base para estimar la capacidad de almacenamiento que debería tener el sistema. Por otro lado, también ayudo a la elaboración del análisis económico y a hallar los posibles beneficios de operar esta planta. Sin embargo, la operación real de la planta se regirá por la previsión del mercado diario del día siguiente, no por los precios horarios del día tipo, ya que estos solo serán de utilidad de cara a estimar la viabilidad de la planta.

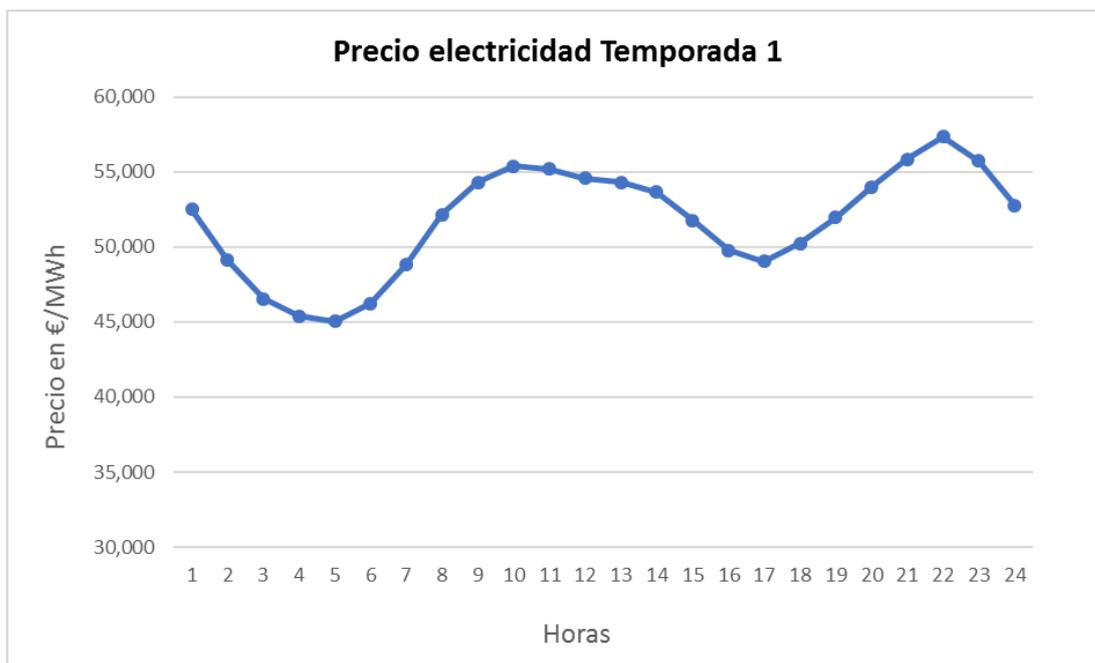


Figura 6: Precio medio aritmético de la electricidad en la temporada 1.

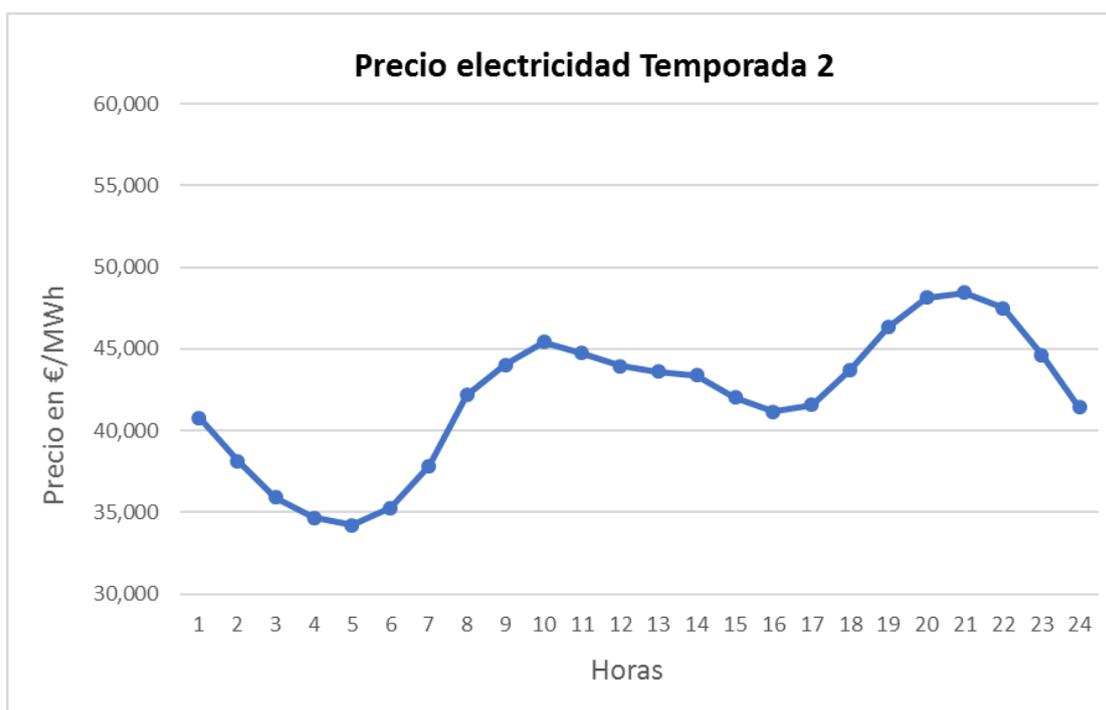


Figura 7: Precio medio aritmético de la electricidad en la temporada 2.

En las figuras 6 y 7 se muestra el precio medio aritmético de la electricidad en las diferentes horas del día, en el cual se han tenido en cuenta los precios de todas las horas de los días que conforman los meses de cada temporada. Podemos ver que en los meses de la temporada 1 los precios de la electricidad fueron, en general, más altos. Se considerará cada gráfica como un día tipo dentro de su temporada, y en base a ello se decidirá a que horas del día operar en carga y

a cuáles en descarga. La elección de estos intervalos de horarios de operación servirá de cara al diseño de la capacidad que deberá tener el sistema y al diseño de la potencia de carga que se requerirá.

Temporada 1

Se cargará el sistema de almacenamiento en las horas en las cuales la electricidad esté por debajo de 50 €/MWh. De manera aproximada podríamos hallar dos intervalos horarios interesantes, el primero de las 2 a las 8 (6 horas) y el segundo de las 16 a las 18 (2 horas). Estimando llegamos a la conclusión de que se podrían tener aproximadamente 8 horas de carga cada día.

Por otro lado, se descargará el sistema cuando se tenga un precio por encima de los 54,5 €/MWh. Para ello se tendrían dos intervalos, de las 10 a las 14 (4 horas) y de las 21 a las 24 (3 horas). Lo que daría como resultado un almacenamiento de 7 horas.

Temporada 2

En estos meses se cargará el sistema de almacenamiento cuando el coste de la electricidad sea inferior a 41,5 €/MWh. Se tendría un intervalo de almacenamiento de la 1 hasta las 8 (7 horas) y otro de las 16 a las 17 (1 hora), lo que nos dejaría con 8 horas de carga diarias.

Las franjas horarias en las cuales se operará en descarga serán las que tengan un precio superior a 44,5 €/MWh. Habría dos intervalos horarios apropiados, de las 10 a las 12 (2 horas) y de las 19 hasta las 24 (5 horas), lo que sumaría un total de horas de almacenamiento necesarias de 7, haciéndolo coincidir con la forma de operación de la temporada 1.

3. Sistema de almacenamiento por tanques de sales fundidas

Entre las muchas tecnologías de almacenamiento que se tienen en la actualidad, una de las más maduras y de las cuales presenta mayor eficiencia son los tanques de sales. Estamos ante una tecnología que cuenta con ya más de diez años de trayectoria comercial en plantas de energía solar térmica por concentración.

Esta tecnología funciona por almacenamiento de calor sensible, el cual es el tipo de TES más implementado y comercialmente más avanzado. Carga y descarga energía térmica calentando o enfriando un medio de almacenamiento sin cambiar su fase, en este caso un medio líquido, las sales fundidas. La cantidad de energía que se carga o descarga es proporcional al cambio de temperatura y al calor específico del material.

Las sales usadas habitualmente en este tipo de almacenamiento cuentan con una composición de un 60 % en peso de nitrato sódico (NaNO_3) y un 40% en peso de nitrato de potasio (KNO_3). Esta mezcla salina no es inflamable ni tóxica, además tampoco penetra en la tierra debido a que se solidifica a temperaturas inferiores a 240C° , por lo que el riesgo de contaminación ambiental es mínimo.

Teniendo en mente como objetivo la descarbonización del sistema energético y el aumento de las energías renovables, una gran idea es convertir las antiguas plantas de carbón que se planea dismantelar en plantas de reserva alimentadas por un almacenamiento térmico de energía. Esta propuesta, denominada batería de Carnot [9] (German Aerospace Center, 2020), podría suponer un gran ahorro económico, convirtiendo el almacenamiento térmico en un sistema muy competitivo, a la vez que salvaría muchos puestos de trabajo. En última instancia, se conseguiría dar una segunda vida a estas plantas de carbón, pero esta vez al servicio de las energías renovables.

3.1 Introducción básica del funcionamiento del sistema

La idea consistiría en implantar un sistema de almacenamiento por sales térmicas en una central de carbón ya existente, con el objetivo de aprovechar el ciclo de vapor Rankine de dicha central.

Las sales fundidas podrían ser calentadas en un intercambiador con resistencias eléctricas en lugar de tubos y haciendo circular las sales por la carcasa, empleando para ello principalmente la electricidad generada mediante las energías renovables. Esta energía se compraría en las horas de baja demanda, a bajo coste, es decir, cuando la generación superase a la demanda.

En momentos en los cuales se elevase la demanda y subiese el precio de la electricidad, esta energía térmica anteriormente almacenada en los tanques sería utilizada bombeando las sales calientes hacia el generador de vapor que alimentará el ciclo Rankine de la antigua central de carbón.

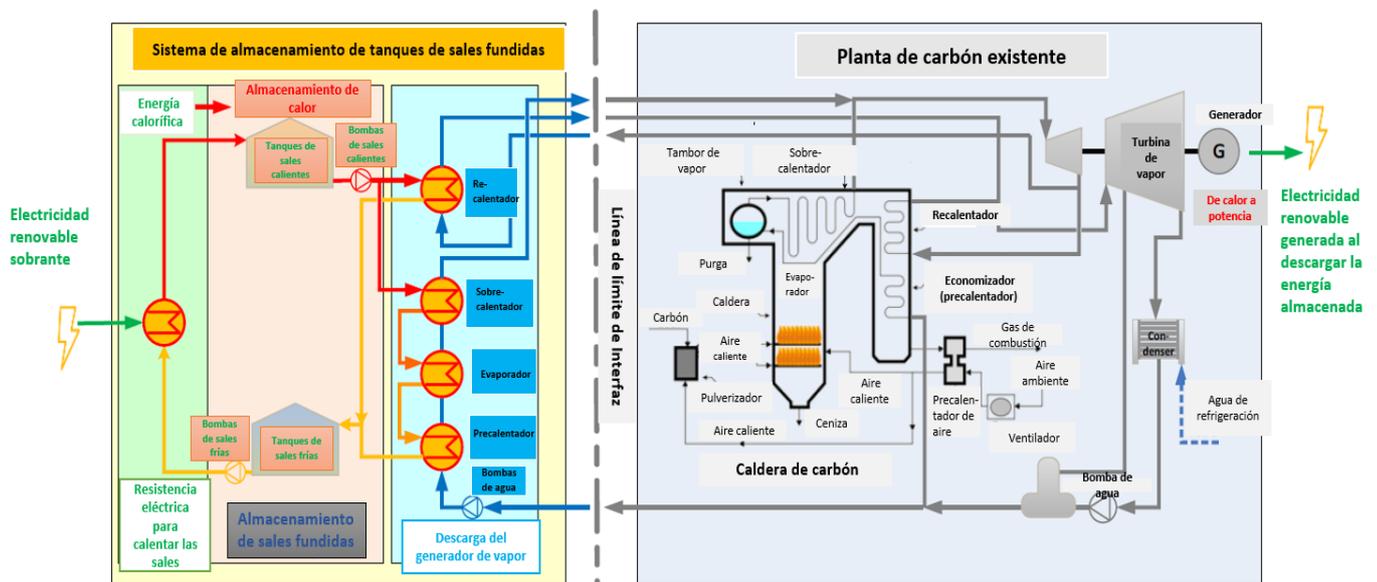


Figura 8: Esquema de funcionamiento del sistema de almacenamiento de sales fundidas en combinación con el ciclo de potencia. Modificado de (German Aerospace Center, 2020).

En este caso se estarían utilizando las sales calientes para producir vapor en los intercambiadores y en consecuencia producir electricidad en la turbina de vapor del ciclo. Una vez que las sales hayan transferido parte de su calor, estas volverán al tanque de sales frío, en el cual serán calentadas de nuevo en cuanto se disponga de energía renovable sobrante, reanudándose así el ciclo. La eficiencia de este tipo de sistema se sitúa en torno al 40%. En la figura 8 se puede ver un esquema de cómo podría funcionar dicho sistema.

De esta forma podríamos usar la infraestructura de la planta de forma casi completa, solo excluyendo la parte de la caldera de carbón. Todos los componentes de esta infraestructura son tecnologías ya maduras, solo la combinación de ellas es algo nuevo.

3.2 Fluidos de almacenamiento térmico

El fluido de almacenamiento térmico que se usará es el más utilizado en los sistemas de almacenamiento de las centrales solares de torre en la actualidad. Se trata de una sal binaria con un 60 % en peso de nitrato sódico (NaNO_3) y un 40% en peso de nitrato de potasio (KNO_3), también conocida como sal solar.

Esta sal presenta importantes ventajas como fluido de almacenamiento; como son su alta densidad, alta capacidad calorífica, elevada temperatura de descomposición y coste competitivo. Además, sus propiedades físico-químicas la hacen adecuada para su uso como fluido de almacenamiento de calor en tanques de grandes dimensiones. Estas altas temperaturas a las que puede trabajar permiten obtener el vapor a elevadas temperaturas y producir una conversión energética eficiente.

Su conductividad térmica media es de $0,52 \text{ W/m K}$ (fase líquida), su calor específico medio de $1,5 \text{ kJ/kg K}$ y su densidad (1880 Kg/m^3). Tiene una temperatura de fusión de $220 \text{ }^\circ\text{C}$ y una temperatura de descomposición próxima a 600°C , por lo que la mezcla salina puede encontrarse en dicho intervalo, aunque se intentará mantener siempre por encima de 245°C y por debajo de los 580°C .

3.3 Diseño del sistema de almacenamiento

En el siguiente apartado se expondrán las diferentes partes del sistema de almacenamiento y el diseño de cada una para ajustarla a las necesidades del sistema de almacenamiento. En el Anexo B se puede observar un esquema de cómo sería la disposición del sistema en la ubicación en la cual se encuentra la central térmica de Los Barrios.

3.3.1 *Tanques de almacenamiento de sales*

En este apartado trataremos todo lo referente a los tanques de sales, centrándonos en su configuración, materiales de construcción y sistema de calentamiento para evitar congelamiento y estratificación.

Otro aspecto que se debe tener en cuenta en nuestra instalación es la implementación de anillos de

distribución, situados en el fondo de los tanques con el fin de recircular constantemente las sales y homogeneizar las temperaturas.

La configuración del tanque será de cilindro vertical, ya que ha sido demostrada que dicha configuración es la más adecuada. Atendiendo a esta configuración, el límite constructivo del vástago de las bombas verticales de sales hace que los tanques tengan una limitación de 14 metros de altura.

3.3.1.1 Variables de funcionamiento

Las variables de funcionamiento de nuestra instalación serán las temperaturas entre las que se moverán las sales, la presión a la que se encuentran los tanques y las presiones dentro de las tuberías de sales.

Las presiones de las sales en las tuberías y en los tanques de sales se encontrarán alrededor de 1 bar, mientras que las temperaturas de las sales se encontrarán en el rango de 250-560 °C, siendo 250°C la temperatura de las sales frías y 560°C la temperatura de las sales calientes.

3.3.1.2 Calentadores de tanques

Los tanques requerirán de ciertos calentadores que servirán para compensar las pérdidas térmicas de los mismos y evitar que se solidifiquen en caso de pasar un largo periodo sin producción de energía debido a paradas de la central. Al suplir esas pérdidas también asegurará que las sales dentro del tanque se encuentren a su temperatura nominal de funcionamiento en todo momento, evitando así reducciones en la potencia del ciclo. Este calentamiento se llevará a cabo mediante calentadores eléctricos inmersos en los tanques, que serán dimensionados en función de las pérdidas, las cuales se encuentran calculadas en el documento justificativo.

Cada tanque caliente contará con un calentador de inmersión de 535 kW, cada tanque frío con uno de 135 kW y, por su parte, el tanque de drenaje dispondrá de un calentador de inmersión de 18 kW. Estos calentadores serán proporcionados por la empresa Wattco.

3.3.1.3 Materiales

El material del que estará fabricado el tanque tiene que ser resistente a la corrosión, debido a que las elevadas temperaturas a las que se encuentran las sales fundidas las hacen muy corrosivas y, por otro lado, también tienen que aguantar sin problemas temperaturas de hasta 600°C. Los materiales más adecuados para esta labor son las aleaciones metálicas.

Para el tanque de sales calientes fue escogido como material la aleación SS347H, mientras que para el tanque de sales frías se escogió el acero A516Gr70, elecciones que son debidamente explicadas en el documento justificativo. El tanque de drenaje se encuentra formado de la misma aleación que el tanque caliente, debido a que tiene que estar diseñado para soportar la máxima temperatura a la cual se pueden encontrar las sales en el momento de la evacuación.

3.3.1.4 Dimensionado

Para el diseño y cálculo de los tanques de almacenamiento ha sido utilizada la norma API 650 (Instituto Americano del Petróleo, 1998), atendiendo al Apéndice M, que trata los requerimientos de tanques a altas temperaturas, y al Apéndice N, para el uso de materiales no identificados en el documento. Todos los cálculos llevados a cabo y las ecuaciones utilizadas para ello se hallan en el documento justificativo.

3.3.1.4.1 Estructura

A continuación, se mostrarán dos tablas con las dimensiones, magnitudes y características principales de los tanques, calculadas según se establece en el documento justificativo. En la tabla 5 se muestran las del tanque caliente, mientras que en la tabla 6 aparecen las del tanque frío.

Tabla 5: Características y dimensiones de los tanques calientes.

TANQUES CALIENTES	
NÚMERO DE TANQUES	3
DISPOSICIÓN	Vertical
FORMA	Cilíndrica
DIÁMETRO EXTERIOR DE CADA TANQUE	37,2 m
ALTURA DEL CUERPO DEL TANQUE	14 m
ALTURA TOTAL INCLUYENDO TECHO	16,54 m
VOLUMEN INTERIOR DEL CUERPO	14.350 m ³
PESO TOTAL VACÍO	903.321 kg
ESPESOR DE LAS PAREDES DEL CUERPO	38,5 mm
ANCHURA ANILLOS DE REFUERZO	162,5 cm
PLACAS QUE CONFORMAN LA ESTRUCTURA	SS347H 3x2m

Tabla 6: Características y dimensiones de los tanques fríos.

TANQUES FRÍOS	
NÚMERO DE TANQUES	2
DISPOSICIÓN	Vertical
FORMA	Cilíndrica
DIÁMETRO EXTERIOR	43,0 m
ALTURA DEL CUERPO	14 m
ALTURA TOTAL INCLUYENDO TECHO	16,95 m
VOLUMEN INTERIOR DEL CUERPO	17,570 m ³
PESO TOTAL VACÍO	1.963.198
ESPESOR DE LAS PAREDES DEL CUERPO	35,6 mm
ANCHURA ANILLOS DE REFUERZO	160 cm
PLACAS QUE CONFORMAN LA ESTRUCTURA	A516Gr70

En la figura 10 se encuentra esquematizado el tanque de sales calientes, mientras que en la figura 9 el de sales frías. Los cilindros amarillos representan los anillos de refuerzo del tanque, con su correspondiente medición. Todos los anillos de refuerzo cuentan con la misma anchura y todos los espacios entre ellos miden lo mismo.

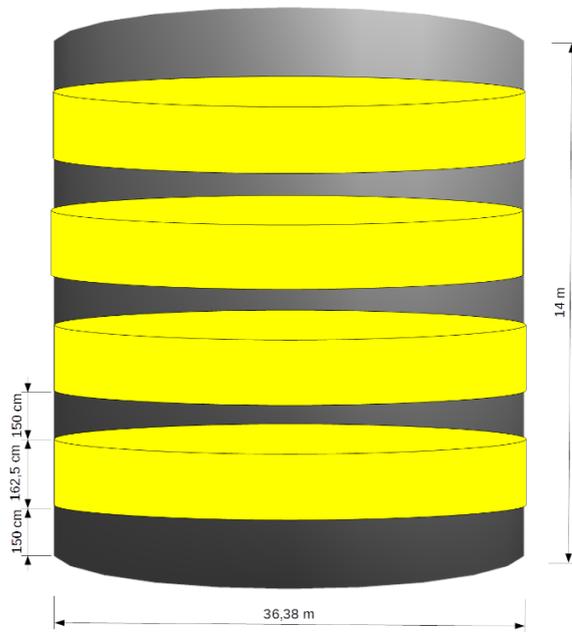


Figura 10: Esquema del tanque de sales calientes

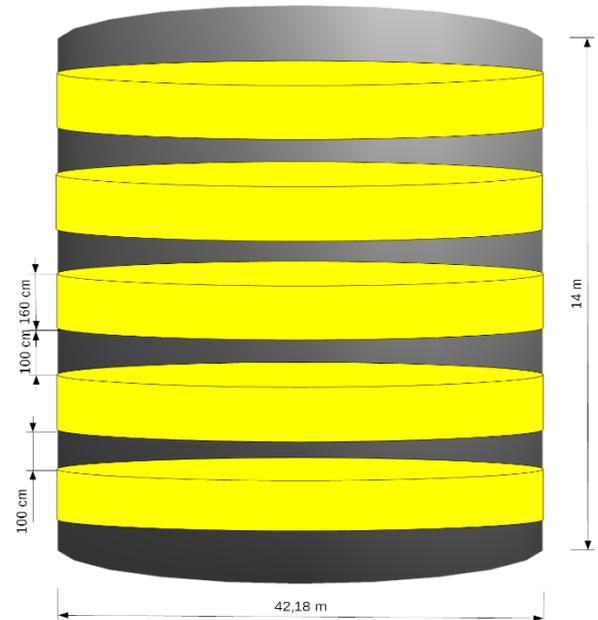


Figura 9: Esquema del tanque de sales frías

3.3.1.4.2 Techo

El techo elegido será autoportado de tipo sombrilla, por lo que estará apoyado únicamente en su periferia. Este tipo de techos se diseñan y calculan para que su forma geométrica y su espesor mínimo absorban la carga generada por su propio peso más las cargas vivas, sin contar con ninguna otra estructura de soporte. Se ha elegido este tipo de techo debido a que no tendrá que soportar ninguna carga viva.

El espesor de las paredes del techo será de 12,7mm en ambos tanques y estará formado por placas de 2x3m del mismo material que el del tanque al que pertenecen, con su respectivo aislamiento y posterior recubrimiento protector.

3.3.1.4.3 Aislamiento

El tanque requerirá de un aislamiento exterior para minimizar las pérdidas de calor. Para ello se empleará la manta armada de lana de roca volcánica ProRox WM 950. Las características técnicas de la manta se pueden observar en el Anexo A. Debido al bajo precio de este material se ha decidido escoger un espesor de 50 cm del mismo, disminuyendo de forma significativa las pérdidas de los tanques y a su vez el gasto en calentadores y en la electricidad que consumen los mismos. Las tuberías también fueron recubiertas de aislamiento, siendo el aislamiento en este caso de 15 cm de espesor.

Este aislamiento debe estar recubierto por una chapa de aluminio para evitar que el aislante se moje y se pudra al estar expuesto a la intemperie. Para ese propósito se utilizarán placas de aluminio 6061-T6 de 3x2m soldadas entre sí, con un espesor de 2mm.

3.3.1.5 Cimentación y construcción

La construcción de los tanques es algo peculiar. En contra de lo que se podría pensar, los tanques no son construidos en fábrica y transportados hasta la central debido a su elevado peso, estos sistemas de almacenamiento se montan en la propia planta.

En primer lugar, se realizará el movimiento de tierras, consistente en desbroce y limpieza, que serán necesarios para el acondicionamiento del circuito de sales fundidas y los tanques. Una vez realizada esta primera fase, se procederá a las excavaciones y a la implementación de pilotes para soportar los racks de tuberías. Será necesario una cimentación de hormigón armado de medio metro de espesor que soporte la elevada carga a la que se encontrará sometido el suelo de la zona.

El proceso de montaje se realiza de arriba un, por lo que se empezaría a montar la parte superior mediante gatos mecánicos y grúas se irían añadiendo los elementos restantes. A medida que se realiza este proceso se van soldando las violas (anillos metálicos). La cimentación del tanque se basará en una configuración multicapa de forma que se eviten los asentamientos diferenciales y sobre todo las pérdidas térmicas. Es muy importante a la hora del montaje de los tanques y del resto de elementos de la instalación tener en cuenta las tolerancias y márgenes necesarios que permitan posibles dilataciones de los materiales sin causar averías o problemas en el correcto funcionamiento.

Aparte, se cimentarán una especie de cubetas con hormigón en masa de 2m de longitud y 30mm de espesor a partir de la base del tanque. Para su formación se excavará 30mm de profundidad en el terreno para llenarlo de hormigón y, al final de los 2 metros de recorrido, se levantarán unas paredes de 0,3 metros de altura y 30mm de espesor también de hormigón. Serán instaladas con el objetivo de prevenir en caso de que se produjeran fugas de sales. No es necesaria una extensión mayor debido a la rápida solidificación de las sales al entrar en contacto con la temperatura ambiente.

3.3.2 Tanque de drenaje

El tanque de drenaje es un dispositivo auxiliar necesario en el sistema de almacenamiento de sales. En el caso de que hubiese algún error o problema en el funcionamiento normal del sistema, este tanque deberá permitir evacuar las sales fundidas, evitando así que se enfríen dentro del mismo. En definitiva, este tanque de drenaje podría evitar el colapso de la instalación en caso de fallos del sistema.

Para el dimensionado del tanque se ha utilizado la normativa API 650 (Instituto Americano del Petróleo, 1998) y los cálculos llevados a cabo se encuentran descritos en el documento justificativo. Este tanque se encontrará enterrado bajo tierra, a 3 metros de profundidad, y sus características principales se pueden observar en la tabla 7.

Tabla 7: Características y dimensiones del tanque de drenaje.

TANQUE DE DRENAJE	
NÚMERO DE TANQUES	1
DISPOSICIÓN	Horizontal
FORMA	Cilíndrica
DIÁMETRO EXTERIOR	7,1 m
LONGITUD	7m
VOLUMEN INTERIOR	269 m ³
ESPESOR DE LAS PAREDES DEL CUERPO	5,5 mm
PESO	10.279 kg
PLACAS QUE CONFORMAN LA ESTRUCTURA	SS347H 3x2m

3.3.3 Circuitos de sales

Se trata del circuito mediante el cual las sales fundidas viajan a través de los diversos equipos del sistema. Las tuberías que lo conforman estarán formadas de la aleación SS347H, material cuya elección se encuentra explicada en el documento justificativo.

Las longitudes se han calculado de forma aproximada utilizando AutoCad para ello, debido a que no se conoce con exactitud el futuro posicionamiento de cada elemento del sistema. Las dimensiones más relevantes de las tuberías se encuentran en la tabla 8.

Tabla 8: Dimensiones de las tuberías de sales.

CIRCUITO DE SALES	
LONGITUD DE LAS TUBERÍAS DEL CIRCUITO DE RECALENTAMIENTO	623 m
LONGITUD DE LAS TUBERÍAS DEL CIRCUITO DE GENERACIÓN DE VAPOR	1079 m
LONGITUD TUBERÍAS DEL CIRCUITO DE DRENAJE	298 m
DIÁMETRO NOMINAL	300 mm
ESPESOR	7 mm

3.3.3.1 Traceado eléctrico

Debido a que las sales fundidas tienen un rango de temperatura de fusión de 220-240°C debemos asegurarnos de que en ningún momento baje de dicha temperatura, por el peligro de congelación de las mismas (aunque es preferible que no baje de 250°C). También se desea que la temperatura de las sales se mantenga uniforme a lo largo de la tubería, evitando así cambios bruscos que puedan ocasionar problemas de funcionamiento. Con ese objetivo en mente, es necesario un traceado a base de calentadores eléctricos alrededor de las tuberías que transportan las sales calientes. Este sistema evitará la bajada de temperatura de las sales mediante resistencias eléctricas que funcionarán por efecto joule, es decir, se necesitará de consumo eléctrico para producir calor. También permiten el precalentamiento del sistema a la hora de llevar a cabo el llenado.

El dimensionado de la potencia de los calentadores se llevará a cabo en función de las pérdidas de calor de las tuberías, las cuales han sido calculadas en el documento justificativo. También se debe tener en cuenta que este traceado no se limitará solamente a tuberías, si no que deberá cubrir diversos elementos del sistema de circulación en el cual se pueda producir solidificación de sales, como bombas y válvulas.

Los cables calefactores que conformarán el traceado eléctrico serán aportados por la empresa Jiangsu Weineng Electric Co., Ltd. Los cables del circuito de sales calientes contarán con una potencia específica de 1,8 W/cm², mientras que los de sales frías con una de 0,4 W/cm².

3.3.3.2 Circuito de recalentamiento

En este circuito las sales procedentes del tanque frío son enviadas hasta las resistencias eléctricas alimentadas con energía de la red, las cuales las calentarán hasta la temperatura del tanque caliente, que es a donde serán llevadas posteriormente.

3.3.3.3 Circuito de generación de vapor

Las sales fundidas se impulsan desde el tanque caliente al generador de vapor del ciclo de potencia, donde transferirán su calor para posteriormente ser redirigidas al tanque frío.

3.3.3.4 Circuito de drenaje

Es el circuito utilizado para enviar las sales fundidas hacia el tanque de drenaje en caso de que se produjese algún fallo en el sistema que impidiese su correcto funcionamiento. Tiene que ser capaz de aguantar la temperatura máxima a la que podrían estar las sales.

El tanque de drenaje será enterrado bajo tierra, a 3 metros de profundidad, utilizando la fuerza de la gravedad y el resto de bombas para hacer fluir las sales hacia él. Cuando el sistema

recupere su funcionamiento normal y haya sido arreglada la falla, las bombas de drenaje deberán reimpulsar las sales hacia los tanques fríos.

3.3.4 Bombas

Para movilizar las sales a través de los tres circuitos principales harán falta varios bloques de bombas:

- 1) El primer bloque será el encargado de impulsar las sales provenientes del tanque caliente a través del circuito de generación de vapor, encargándose de que estas pasen por el generador de vapor y acaben llegando al tanque frío. Este bloque estará formado por tres bombas principales, una acoplada a cada tanque y una bomba de repuesto, por si alguna de las anteriores fallase.
- 2) El segundo bloque propulsará las sales a la salida del tanque frío hacia el circuito de recalentamiento, para finalmente terminar acabando en el tanque caliente. Constará de dos bombas activas, una por tanque, y otra de repuesto.
- 3) El tercer y último bloque será el responsable de movilizar las sales a través del circuito de drenaje. Estas se activarían en caso de que hubiese algún fallo en la instalación y se encargarían de devolver las sales del tanque de drenaje a los tanques calientes. Habrá dos bombas, cada una impulsará las sales a un tanque frío, y aparte, otra de repuesto.

Todas las bombas precisarán de aislamiento y posterior recubrimiento protector, además del correspondiente traceado eléctrico para evitar solidificación.

El dimensionado de estas bombas se llevó a cabo en el documento justificativo y las potencias y alturas que proporcionan estas se hallan en la tabla 9.

Tabla 9: Potencias y alturas proporcionadas por las bombas de sales.

Potencia de cada bomba del bloque 1	320,67 kW
Potencia de cada bomba del bloque 2	197,44 kW
Potencia de cada bomba del bloque 3	53,72 kW
Altura bombas bloque 1	88,77 m
Altura bombas bloque 2	44,85 m
Altura bombas bloque 3	42,25 m

Las bombas serán adquiridas del catálogo de la compañía Sulzer, concretamente las VEY, que se tratan de bombas verticales para sales fundidas de flujo mixto, capaces de proporcionar grandes caudales. Estas son capaces de funcionar hasta temperaturas de 600°C y proporcionar una altura máxima de 380 metros, siendo así aptas para el sistema. Los datos de funcionamiento y rangos de trabajo se encuentran en el Anexo A.

3.3.5 Instrumentación y sistema de control

Con el objetivo de controlar la temperatura en los puntos importantes de la instalación y así evitar sobrecalentamientos o enfriamientos que conlleven un deterioro del circuito o de las propias sales, se instalan una serie de sensores de temperatura en puntos clave. Estos puntos serán válvulas, partes de tuberías alejadas lo suficiente de los tanques para evitar así errores de medida por culpa de estos y los propios tanques, para conocer en todo momento la temperatura a la cual se encuentran las sales en su interior. Se contará en total con 28 sensores de temperatura INFKL-800.

Por otro lado, también harán falta sensores que midan la presión en diversos puntos de las tuberías, en las salidas de las bombas y válvulas y en los tanques de almacenamiento. Estos sensores cuentan con un elevado coste, principalmente debido a la dificultad de adaptarlos al funcionamiento con sales fundidas a elevadas temperaturas. En total se tendrán 24 sensores de presión modelo 522M17-120 de Endevco, suministrado por TSI (Técnicas y Servicios de Ingeniería).

Por último, los tanques también deberán contar con un sensor de nivel, que informe en todo momento del nivel de llenado de los mismos. Estos sensores serán de tipo radar, gracias a la gran penetración que tienen las señales que emiten. Se instalarán 6 sensores de nivel Supmea RD 902, uno para cada tanque.

3.3.6 Intercambiador de calor eléctrico

Se utilizarán intercambiadores de tipo tubo carcasa, en los cuales se sustituirán los tubos por resistencias eléctricas y se movilizará las sales a través de la carcasa. Se les conoce por el nombre de intercambiadores de calor eléctricos y funcionan por circulación forzada. Las características y parámetros de diseño de este intercambiador se encuentran en la tabla 10 y los cálculos llevados a cabo para su diseño se encuentran en el documento justificativo.

Tabla 10: Parámetros de diseño del intercambiador de calor eléctrico.

Potencia total	1190 MW
Temperatura que deben alcanzar las resistencias	608 °C
Configuración de las resistencias	En línea
Número de filas de resistencias	16
Superficie de intercambio de calor	731 m ²
Longitud recorrida por las sales en su interior	10 m
Número de resistencias eléctricas	582
Volumen del intercambiador	10,67 m ³
Diámetro de cada resistencia eléctrica	40 mm

3.3.7 *Generador de vapor*

Para generar vapor se utilizará la caldera del antiguo ciclo de potencia, llevando a cabo las modificaciones pertinentes para que por los tubos en los cuales antes pasaban los gases de combustión ahora pasen las sales fundidas, transmitiéndoles éstas calor al agua del ciclo, haciéndola cambiar de fase. Posteriormente, el vapor generado será turbinado de forma normal en el ciclo de vapor Rankine de la antigua central de carbón. Debido a la mayor corrosión de las sales, el material de estos tubos deberá ser sustituido por el acero SS347H.

3.3.8 *Válvulas*

Las válvulas son unos dispositivos mecánicos cuya función es controlar los fluidos en un sistema de tuberías mediante la apertura, cierre u obstrucción parcial de la zona de paso o por derivación o mezcla del mismo. Las válvulas del sistema de sales fundidas tendrán como objetivo modificar el caudal en función del modo de operación y atendiendo a las señales del sistema de control.

Se tendrán localizadas las válvulas en varias partes fundamentales del ciclo:

- Tres válvulas que regulen la salida de sales de los tanques calientes, una por cada tanque.
- Tres válvulas, una en cada tubería, que regulen la salida de sales del intercambiador de calor eléctrico hacia los tanques de sales térmicas. Estas permitirán elegir en que orden se llenan los tanques y con que prioridad, en el caso de no llenarlos de forma simultánea.
- Dos válvulas encargadas de regular la salida de sales de los tanques fríos hacia el intercambiador de calor eléctrico, una por tanque.
- Diez válvulas, una por cada tubería del sistema, encargadas de regular el drenado de las sales hacia el tanque de drenaje.

Las válvulas tendrán que ser aptas para funcionar con sales fundidas a elevadas temperaturas, por lo que estarán hechas de acero SS347H.

3.3.9 *Revisiones periódicas y mantenimiento*

Debido a que la instalación no requiere de componentes móviles ni cambio del fluido de almacenamiento, los gastos de mantenimiento son reducidos y se derivan principalmente de las revisiones periódicas.

Estas intervenciones se podrán realizar en su mayor parte durante el funcionamiento del sistema y consistirán principalmente en:

- Mantenimiento predictivo y análisis de vibraciones de las bombas de sales, el cual se realizará cada 5000 horas de funcionamiento.

- Revisión semanal del trazado eléctrico del circuito de sales.
- Revisión anual de los intercambiadores de calor, tanto el formado por resistencias eléctricas como el que conforma el generador de vapor. Consistirá en un mantenimiento predictivo y en un análisis de las condiciones de funcionamiento.
- Inspección anual de los elementos del instrumental y del sistema de control.

Las revisiones serán llevadas a cabo por la empresa instaladora, en este caso Duro Felguera.

3.3.10 Puesta en marcha

3.3.10.1 Prueba e inspección del tanque

Antes de llenar los tanques de sales fundidas será necesario asegurar su correcto funcionamiento y arreglar los posibles desperfectos y filtraciones que puedan existir.

En primer lugar, se llevará a cabo un análisis manual para comprobar que no hay ninguna falla de montaje que pueda destacar en una revisión visual.

En segundo lugar, se expondrá el tanque a una prueba hidrostática, en la cual se introducirá agua de forma gradual y monitoreada, con el objetivo de evitar deformaciones debidas a aumentos bruscos de presión, hasta alcanzar la altura de 14 metros de los tanques.

Por último, se someterán las soldaduras de boquillas y solapas de refuerzo a la presión de diseño mediante aire a presión y se revisarán con jabonadura para detectar posibles fugas.

3.3.10.2 Precalentamiento de tanques

Antes de poner en operación los tanques, estos deben ser precalentados con el objetivo de prevenir a las sales térmicas del choque de temperaturas y de posibles solidificaciones debidas a este.

El precalentamiento de los tanques de sales se realizará mediante la introducción en los mismos de gases de combustión a elevadas temperaturas. Estos gases se producirán mediante el uso de un quemador de gas natural.

Tanques fríos

Se calentarán de forma simultánea hasta temperaturas de 320-340°C, que se irán controlando mediante un sistema de control de temperatura. El tiempo de calentamiento dependerá del tamaño de los tanques, encontrándose este entre las 150-200 horas. Por último, los gases de combustión, tras pasar por los tanques fríos, serán enviados a los tanques calientes para continuar con el precalentamiento mediante una chimenea en la parte superior del tanque, la cual será posteriormente desmontada al finalizar el proceso.

Tanque caliente

Estos tanques se calentarán hasta temperaturas similares a las de los tanques fríos, de forma previa a su llenado, el cual se efectuará con posterioridad al llenado del tanque de sales frías. El tiempo de calentamiento también se estima entre 150-200 horas, y se inicia en la última fase de llenado de los tanques fríos.

3.4 Análisis económico

El análisis económico del sistema se llevará a cabo teniendo en cuenta el precio medio de compra y venta de la electricidad para cada hora, y también el modo de operación por temporadas comentado en el apartado de *Análisis del mercado eléctrico español*.

En la realidad la planta operará en función de las previsiones de mercado para cada hora, pero de cara al análisis económico se tendrán en cuenta los modos de operación descritos, los cuales conllevarán una menor rentabilidad económica que la del caso real. Por otro lado, no se tendrán en cuenta las tasas en los precios del mercado, por lo que por esta parte se estaría sobreestimando la viabilidad económica.

En la tabla 11 se encuentra el análisis para el modo de operación de la temporada 1, mientras que en la tabla 12 el de la temporada 2.

Tabla 11: Análisis económico en el modo de operación de la temporada 1. Sistema de tanques de sales.

MODO DE OPERACIÓN TEMPORADA 1

HORAS	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H16	H17
PRECIO DE COMPRA [€/MWH]	49,1138	46,5338	45,3933	45,0464	46,2235	48,8528	49,7916	49,0495
GASTO TOTAL DE CADA HORA	58.445,45 €	55.375,19 €	54.018,09 €	53.605,23 €	55.005,95 €	58.134,81 €	59.252,01 €	58.368,94 €
HORAS	H10	H11	H12	H13	H21	H22	H23	
PRECIO DE VENTA [€/MWH]	55,3810	55,1763	54,5705	54,2933	55,8545	57,3339	55,7404	
GANANCIAS DE CADA HORA	30.459,57 €	30.346,95 €	30.013,79 €	29.861,34 €	30.719,96 €	31.533,63 €	30.657,21 €	
GASTO TOTAL DEL DÍA	452.205,67 €							
GANANCIAS TOTALES DEL DÍA	213.592,45 €							
BENEFICIO DEL DÍA	-238.613,22 €							
BALANCE TOTAL DE LA TEMPORADA	-50.586.002,90 €							

Tabla 12: Análisis económico en el modo de operación de la temporada 2. Sistema de tanques de sales.

MODO DE OPERACIÓN TEMPORADA 2

HORAS	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H16
PRECIO DE COMPRA [€/MWH]	40,7729	38,1469	35,9186	34,6779	34,2210	35,2673	37,8271	41,1408
GASTO TOTAL DE CADA HORA	48.519,80 €	45.394,77 €	42.743,17 €	41.266,71 €	40.722,97 €	41.968,03 €	45.014,20 €	48.957,53 €
HORAS	H10	H11	H19	H20	H21	H22	H23	
PRECIO DE VENTA [€/MWH]	44,7567	43,9516	46,3294	48,1469	48,4410	47,4861	44,6289	
GANANCIAS DE CADA HORA	24.616,20 €	24.173,40 €	25.481,18 €	26.480,77 €	26.642,58 €	26.117,34 €	24.545,89 €	
GASTO TOTAL DEL DÍA	354.587,18 €							
GANANCIAS TOTALES DEL DÍA	178.057,36 €							
BENEFICIO DEL DÍA	-176.529,82 €							
BALANCE TOTAL DE LA TEMPORADA	-27.009.062,20 €							

En vista de los resultados obtenidos, se llega a la conclusión de que harían falta primas del estado para que la instalación y operación del sistema. Estas primas se materializarían como descuentos en la compra de electricidad en las horas de baja demanda, en las cuales el sistema se carga. Teniendo en cuenta los gastos de operación y mantenimiento (detallados en el presupuesto), el balance anual empieza a ser positivo a partir de una prima del 53,7 %. Sin embargo, teniendo en cuenta la inversión inicial, para obtener un balance económico positivo a lo largo de los 30 años de vida útil esta prima tendrá que ser mayor.

Con el objetivo de conseguir unas ganancias aceptables e interesantes para las posibles empresas inversoras en este sistema, fueron consideradas unas primas del 80% en el análisis económico mostrado en la tabla 13 y 14.

Tabla 13: Análisis económico en el modo de operación de la temporada 1 con prima. Sistema de tanques de sales.

MODO DE OPERACIÓN TEMPORADA 1 CON PRIMA

HORAS	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H16	H17
PRECIO DE COMPRA [€/MWH]	9,8228	9,3068	9,0787	9,0093	9,2447	9,7706	9,9583	9,8099
GASTO TOTAL DE CADA HORA	11.689,09 €	11.075,04 €	10.803,62 €	10.721,05 €	11.001,19 €	11.626,96 €	11.850,40 €	11.673,79 €
HORAS	H10	H11	H12	H13	H21	H22	H23	

PRECIO DE VENTA [€/MWH]	55,3810	55,1763	54,5705	54,2933	55,8545	57,3339	55,7404
GANANCIAS DE CADA HORA	30.459,57 €	30.346,95 €	30.013,79 €	29.861,34 €	30.719,96 €	31.533,63 €	30.657,21 €
GASTO TOTAL DEL DÍA	90.441,13 €						
GANANCIAS TOTALES DEL DÍA	213.592,45 €						
BENEFICIO DEL DÍA	123.151,31 €						
BALANCE TOTAL DE LA TEMPORADA	26.108.078,62 €						

Tabla 14: Análisis económico en el modo de operación de la temporada 2 con prima. Sistema de tanques de sales.

MODO DE OPERACIÓN TEMPORADA 2 CON PRIMA

HORAS	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H16
PRECIO DE COMPRA [€/MWH]	8,1546	7,629	7,1837	6,9356	6,8442	7,0534	7,5654	8,2281
GASTO TOTAL DE CADA HORA	9.703,96 €	9.078,95 €	8.548,63 €	8.253,34 €	8.144,59 €	8.393,61 €	9.002,84 €	9.791,51 €
HORAS	H10	H11	H19	H20	H21	H22	H23	
PRECIO DE VENTA [€/MWH]	44,7567	43,9516	46,3294	48,1468	48,4410	47,4860	44,6289	
GANANCIAS DE CADA HORA	24.616,20 €	24.173,40 €	25.481,18 €	26.480,77 €	26.642,58 €	26.117,34 €	24.545,89 €	
GASTO TOTAL DEL DÍA	70.917,44 €							
GANANCIAS TOTALES DEL DÍA	178.057,36 €							
BENEFICIO DEL DÍA	107.139,92 €							
BALANCE TOTAL DE LA TEMPORADA	16.392.408,36 €							

Se llevo a cabo el análisis económico teniendo en cuenta esta prima y en base a ello se halló el balance anual y el balance económico en los 30 años de vida útil de la planta. Para ello fueron utilizados los datos del documento *Presupuesto*.

Por otro lado, fueron calculados también el Valor Actual Neto (VAN), suponiendo una tasa de descuento del 10%, la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Payback. A continuación, en la tabla 15 se encuentran los resultados de estos parámetros económicos, los cuales sugieren que la inversión en este sistema, bajo estas condiciones, podría ser muy interesante.

Tabla 15: Resultados generales del estudio económico del sistema TES por tanques de sales.

Balance económico anual	41.288.834,13 €
Balance económico en 30 años	952.717.188,37 €
Payback	6,93 años
VAN	103.278.472,24 €
TIR	14,17%

4. Sistema de almacenamiento por hidrógeno

Otra de las tecnologías que tienen gran proyección de futuro es la del almacenamiento de energía en forma de hidrógeno. El hidrógeno es incoloro, inodoro e inodoro y su combustión no produce emisiones contaminantes. Su combustión produciría energía y vapor de agua, y pequeñas cantidades de óxido de nitrógeno en el caso de que se utilizase aire atmosférico en vez de oxígeno puro. Por otro lado, se trata del combustible con mayor energía por kg de masa, pero al tener una densidad muy pequeña, es necesario reducir su volumen de cara al almacenamiento.

Tenemos que este gas es bastante seguro, debido a que tiene una elevada flotabilidad y difusión. Es más ligero que el aire (con una densidad de $0,0899\text{kg/m}^3$), por lo que se dispersa hacia arriba, desapareciendo rápidamente, a diferencia de muchos otros gases utilizados para la combustión, los cuales se acumulan con facilidad (propano, butano, etc). Además, el hidrógeno no es explosivo, se trata de una molécula estable. Requiere de oxígeno y cierta energía de ignición para que se produzca combustión. Aunque bien es cierto que dicha energía de ignición puede ser bastante baja en ciertas concentraciones de oxígeno e hidrógeno, por lo general se trabajará con el hidrógeno puro tanto al almacenarlo como al transportarlo, imposibilitando la explosión. Por otra parte, el hidrógeno posee una temperatura de autoignición bastante elevada. Dicha temperatura es dependiente de la concentración, pero se puede encontrar el rango de $500\text{-}577^\circ\text{C}$ a presión ambiente (1 atm).

Esta tecnología es la que más energía eléctrica es capaz de almacenar actualmente, pudiendo superar los 100GWh de capacidad de almacenamiento y almacenarlos durante largos periodos de tiempo, del orden de semanas o meses. Sin embargo, la mayor desventaja que tiene es la baja eficiencia de conversión de electricidad a electricidad, es decir, el proceso de utilizar energía eléctrica para producir hidrógeno mediante electrólisis, almacenarlo, extraerlo y posteriormente transformarlo en electricidad otra vez mediante un ciclo de potencia. Esta eficiencia es inferior al 45%, pero a pesar de ello, sigue siendo, debido al resto de ventajas que posee, una de las mejores opciones en cuanto a almacenamiento de energía se refiere.

A continuación, en la tabla 16 se tienen las propiedades más relevantes del hidrógeno.

Tabla 16: Propiedades del hidrógeno.

Densidad en condiciones normales	0,0889 kg/m ³
Punto de fusión	-259,2 °C
Punto de ebullición	-252,9 °C
PCS	141.853 kJ/kg
PCI	120.011 kJ/kg
PCI (por volumen)	10.794,72 kJ/Nm ³

4.1. Introducción básica del funcionamiento del sistema

El funcionamiento de este sistema se basa en utilizar el hidrógeno como combustible del ciclo de potencia, en lugar de utilizar carbón. Para ello el hidrógeno sería producido previamente mediante un proceso conocido como electrólisis.

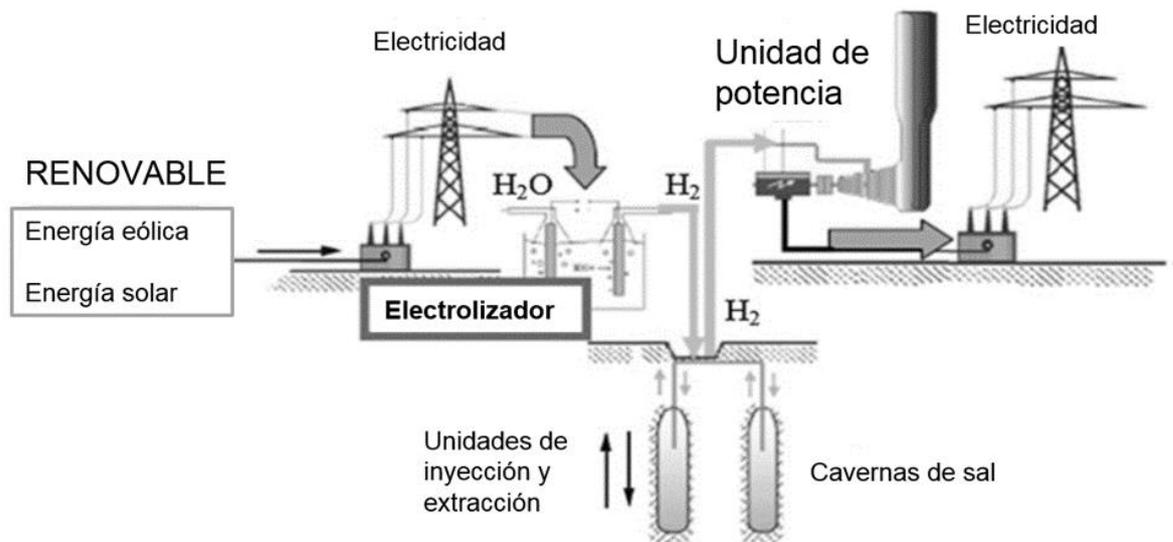


Figura 11: Esquema de funcionamiento sistema de almacenamiento por hidrógeno. Modificado de [18] (Ozarlsan, 2012).

Como se puede observar en el esquema de la figura 11, el sistema constará de varios pilares fundamentales. El primero de ellos es la fuente de energía renovable, la cual aportará la electricidad excedente para hacer funcionar el electrolizador. La energía aprovechada para hacer funcionar el electrolizador podría ser de diversa índole, aunque el objetivo es que la mayoría fuese renovable. Debido a que la energía para hacer funcionar el electrolizador se compra en periodos en los cuales hay baja demanda y el precio de la electricidad es bajo, la mayor parte de esta provendrá de fuentes de energía renovable o nuclear, y no de combustibles fósiles, ya que se tratan de las energías que venden a menor precio en el mercado. Así se estarían evitando vertidos de energía renovable.

Este electrolizador será el encargado de producir hidrógeno mediante un proceso conocido como electrólisis. Dicho hidrógeno será transportado hasta las unidades de inyección de gas, las cuales lo introducirán a presión dentro de un almacén, que en este caso será una caverna de sal.

El hidrógeno se mantendrá confinado en dicho almacén hasta que sea necesario suministrar energía a la red, en cuyo caso será extraído mediante los extractores de gas y posteriormente transportado hasta la unidad de potencia. En dicha unidad se utilizará el gas como combustible en un ciclo de potencia, generando electricidad que será vertida directamente a la red. Podría ser utilizada parte de la infraestructura y el ciclo de potencia de la antigua central de carbón para conformar esta nueva unidad de potencia.

Por otra parte, el esquema de la unidad de generación de hidrógeno, en la cual se encuentra el electrolizador, se observa en la figura 12.

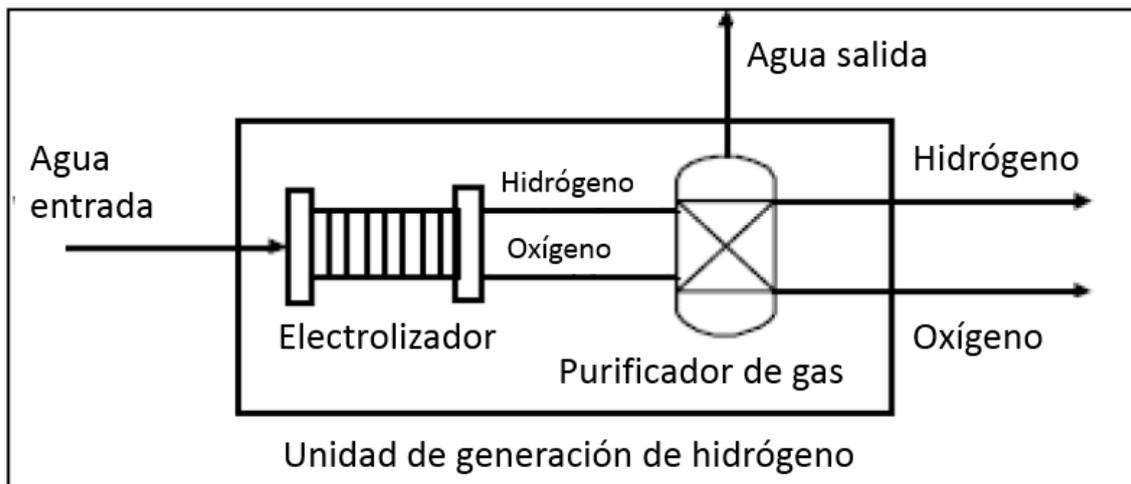


Figura 12: Esquema unidad de generación de hidrógeno. Modificado de [20] (Picchi, 2018)

4.2. Cámara de almacenaje de hidrógeno

El hidrógeno en su estado natural en condiciones normales de presión y temperatura cuenta con una densidad energética en volumen muy baja, como se pudo observar en la tabla 11. Por lo tanto, hará falta almacenarlo de tal forma que se maximice dicha densidad energética con las mínimas necesidades de instalaciones auxiliares y mínimo consumo energético. Por otro lado, necesitamos que esta tecnología tenga una gran capacidad de almacenamiento durante prolongados periodos de tiempo sin pérdidas apreciables y que el tiempo de recarga sea el mínimo posible. Por último, también se requiere que sea una tecnología madura y capaz de operar en un amplio rango de condiciones ambientales.

Actualmente se conocen varios métodos de almacenar el hidrógeno, entre los cuales tenemos el almacenamiento a presión, en estado líquido, en forma de hidruros metálicos, en nanotubos de carbono, microesferas de vidrio, etc. De entre los sistemas mencionados, el más estudiado y el que mejor podría adaptarse a los requisitos anteriormente citados sería el almacenamiento de hidrógeno bajo presión. Esta presión de almacenamiento deberá ser elevada, ya que a mayor presión mayor cantidad de hidrógeno se podrá almacenar y por lo tanto mayor densidad energética se tendrá. En comparación con otros métodos de almacenamiento, esta tecnología cuenta con una densidad energética (tanto en peso como en volumen) algo más baja que las demás, pero debido a su gran madurez y a su reducido coste energético comparado con las otras, se ha decidido elegir esta opción.

Como cámara de almacenaje se utilizará una caverna de sal, por las múltiples ventajas que tiene respecto a otros sistemas, que se detallan en el documento justificativo.

4.2.1. Dimensionado de la caverna de sal

El dimensionado de la caverna de sal es llevado a cabo, mediante diversos cálculos y ecuaciones, en el documento justificativo. A continuación, en la tabla 17, se detallan las dimensiones y parámetros de esta.

Tabla 17: Dimensiones y parámetros de la caverna de sal.

Capacidad de almacenamiento energética utilizada	7473 MWh
Capacidad de almacenamiento energética total	10.400 MWh
Volumen	39.478 m ³
Diámetro	18,91 m
Forma	Cilíndrica
Profundidad	600 m
Altura	150 m
Temperatura de la roca	30 °C
Presión máxima de almacenamiento	10,032 MPa
Presión mínima de operación	3,96 MPa

Como se puede ver, se tienen dos capacidades de almacenamiento energético. La primera corresponde a la energía que se carga y descarga en la caverna, mientras que la segunda tiene también en cuenta el colchón de hidrógeno que debe haber para mantener la presión mínima de operación dentro de esta. Este colchón de hidrógeno no será utilizado en el ciclo de potencia.

4.2.2. Construcción de la caverna de sal

De todos los parámetros a tener en cuenta en el diseño y construcción de las cavernas de sales, los principales a tener en cuenta en el diseño de las cavernas de sal son:

- Profundidad.
- Tensiones in-situ.
- Intervalos de máxima y mínima presión del hidrógeno una vez dentro.
- Propiedades a corto y largo plazo de la roca de sal y de la roca circundante.

La técnica utilizada para la construcción de la caverna de sal es conocida como “solution mining”. Se realizará mediante un proceso de lixiviación, el cual se dividirá en dos partes.

En primer lugar, se hará uso de un equipo de perforación para crear un pozo que lleve desde la superficie hasta la profundidad deseada. En segundo lugar, se bombeará agua a través del pozo y a medida que esta agua entre en contacto con la sal de roca la irá disolviendo. Una vez disuelta la sal, esta será extraída a través de otra tubería, dejando así libre el hueco que conforma la caverna.

Cabe destacar que hay dos tipos de lixiviación, directa e indirecta.

La lixiviación directa consiste en introducir el agua a través de la tubería interna hasta el fondo de la caverna. La disolución de sal y agua (salmuera) saldrá a través del espacio interno entre el interior del tubo y la cubierta externa. Mediante este método se crean cavernas con diámetros mayores en la parte inferior.

La lixiviación indirecta trata de introducir el agua a través del espacio interno entre el interior del tubo y la cubierta externa, llegando hasta el fondo, desde el cual es recogida la disolución. Mediante este procedimiento se desarrollan cavernas con diámetros mayores en la parte inferior.

Se utilizan ambos métodos para asegurar un desarrollo controlado de la caverna y unos diámetros semejantes en cada parte, evitando que haya grandes diferencias de volúmenes entre la parte superior e inferior de la cueva. Para evitar la lixiviación en el área del techo de la caverna se utilizará un fluido de recubrimiento. Este fluido de recubrimiento tiene una densidad inferior a la de la salmuera y no interacciona con la sal. Los más usados son el gas natural, propano, diésel y nitrógeno.

La fase de lixiviación tiene una duración que puede estar comprendida entre 2 y 4 años. Una vez terminada esta fase se procede a introducir gas a presión para desplazar la salmuera y extraerla por completo de la caverna y por otro lado se comprobará la hermeticidad y la integridad mecánica de dicha caverna. Durante el transcurso de este proceso se monitorearán los volúmenes de gas y salmuera para conocer la profundidad de la interfase entre ellas. Este procedimiento tiene una duración aproximada de 3 meses.

En la figura 13 se puede ver un esquema de cómo podría ser una instalación para almacenar hidrógeno.

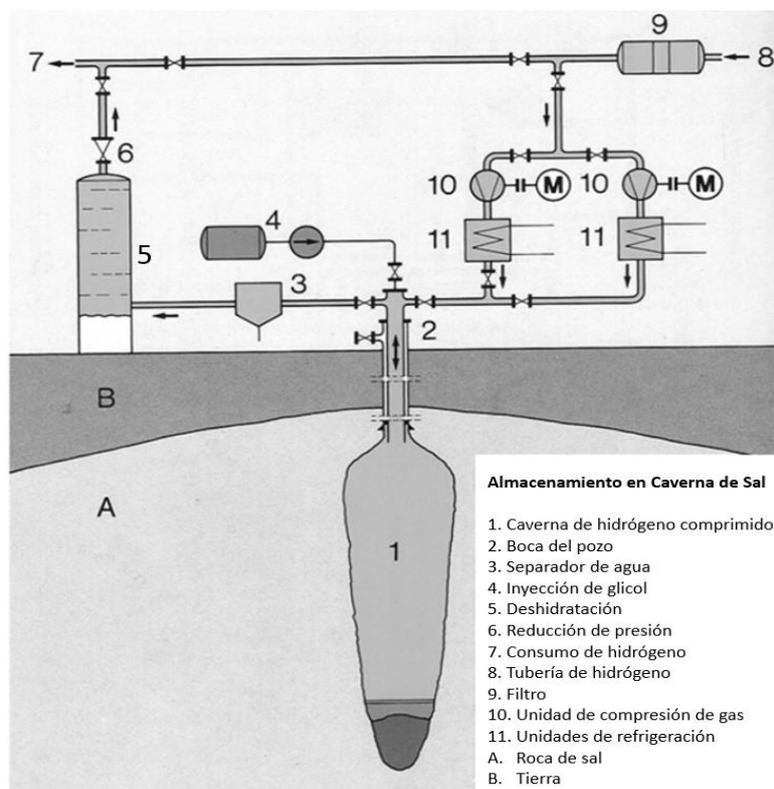
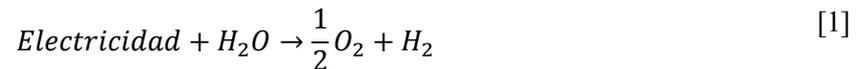


Figura 13: Esquema sección de almacenamiento de hidrógeno. Modificado de (Ozarlan, 2012)

4.3. Electrolizadores

El proceso mediante el cual se genera hidrógeno a partir de oxígeno y agua se denomina electrólisis. Para que dicho proceso pueda ser llevado a cabo es necesario aportar energía en forma de electricidad, como se muestra de forma simplificada en la expresión [1].

Ecuación 1



La tecnología de la electrólisis actualmente está muy desarrollada, existiendo una gran cantidad de electrolizadores en el mercado: electrolizadores de alcalino líquido, de membrana polimérica (PEM), de bromuro de hidrógeno, de vapor y de fotoelectrólisis.

Para este sistema será escogido un electrolizador tipo PEM, concretamente el HyLyzer 4000, cuyo catálogo se encuentra en el Anexo A. Esta decisión se encuentra detalladamente explicada en el documento justificativo, junto con los cálculos necesarios para el correcto dimensionado de los electrolizadores.

El esquema básico de funcionamiento de un electrolizador de tipo PEM se halla esquematizado en la figura 14.

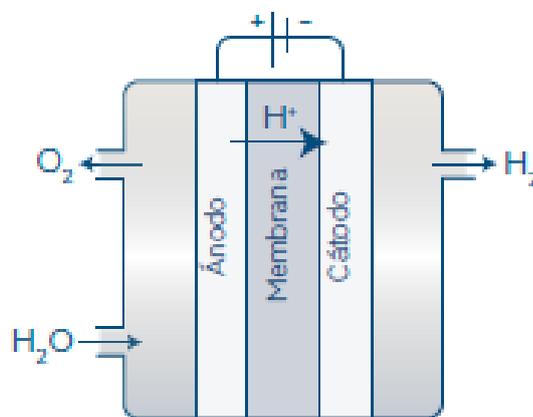


Figura 14: Esquema básico de un electrolizador tipo PEM. [15] (Morante, y otros, 2020)

Debido a las elevadas cantidades de hidrógeno que se deben producir, el sistema contará con varios electrolizadores, cuyas características se detallan en la tabla 18.

Tabla 18: Características de los electrolizadores.

Potencia total consumida	1355 MW
Potencia nominal de cada electrolizador	20 MW
Caudal volumétrico producido por cada electrolizador	4000 Nm ³ /h
Consumo eléctrico en corriente continua	4,3 kWh/Nm ³
Eficiencia de conversión energética	68,92%
Número de electrolizadores	68
Presión a la que se produce el hidrógeno	31 bares

4.4. Aprovechamiento de agua

Una vez vista la reacción química mediante la cual se da la electrólisis, en la expresión [1], se puede deducir que por cada gramo de hidrógeno (H₂) producido harán falta 9 gramos de agua (H₂O).

Debido a ello es necesario contar con un suministro de constante de agua, que en este caso será el Mar Mediterráneo por su cercanía a la central. Para ello se introducirán unas tuberías 100 metros mar a dentro, a 15 metros de profundidad, las cuales se encargarán de transportar el agua.

El agua tendrá que pasar por un proceso de purificación antes de entrar al electrolizador, a causa de la gran cantidad de minerales e impurezas que contiene. Esta purificación será llevada a cabo mediante un proceso de destilación por osmosis inversa, llegando a dar una pureza de agua cercana al 100%, requiriendo para ello 2kg de agua de mar para la producción de 1 kg de agua destilada. El agua destilada resultante será transportada hacia el electrolizador del sistema mediante 600 metros de tuberías, mientras que el agua de desecho, que contiene todas las impurezas extraídas del agua salada, se depositará directamente en el mar.

Cerca del electrolizador habrá un tanque de AISI 304, el cual mantendrá siempre en reserva los 3530 m³ de agua destilada que necesita el electrolizador diariamente, evitando así posibles paradas en el electrolizador por fallos puntuales o bajadas de producción en el destilador. Antes de la puesta en marcha de la instalación este tanque deberá estar lleno. El tanque contará con las características expuestas en la tabla 19.

Tabla 19: Características del depósito de agua destilada.

Volumen total sobredimensionado	3636 m ³
Forma	Cilindro vertical
Altura	7,4m
Diámetro	25m
Espesor de las paredes	40mm
Material	Acero AISI 304

4.4.1. Tuberías de agua

Las tuberías de agua se dividirán en tres grupos, las utilizadas para el transporte de agua salada, utilizadas para el transporte de agua destilada y las que se emplean para desechar el condensado procedente de la combustión, detalladas en las tablas 20, 21 y 22, respectivamente.

Tabla 20: Dimensiones de las tuberías de transporte de agua de mar.

TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE AGUA SALADA	
MATERIAL	AISI 316L
LONGITUD	100 m
DIÁMETRO EXTERNO	300 mm
ESPEJOR	4 mm

Tabla 21: Dimensiones de las tuberías de agua destilada.

TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE AGUA DESTILADA	
MATERIAL	PVC
LONGITUD	600 m
DIÁMETRO EXTERNO	250 mm
ESPEJOR	4 mm

Tabla 22: Dimensiones de las tuberías de condensado.

TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE CONDENSADO	
MATERIAL	AISI 316L
LONGITUD	246 m
DIÁMETRO EXTERNO	220 mm
ESPEJOR	4 mm

Como se puede observar, cuentan con materiales diferentes, esto se debe a que las tuberías que transportan agua salada necesitan un material resistente a la corrosión, como lo es el acero inoxidable, mientras que las que transportan agua destilada pueden ser de PVC, un material claramente más barato. Por su parte, las tuberías que transportan condensado también se diseñarán de acero inoxidable, debido a que las tuberías de PVC no aguantan bien temperaturas superiores a 60 °C de manera continuada.

4.4.2. Bombas de agua

Para impulsar el agua salada desde el fondo del mar hasta el destilador y el agua dulce desde el destilador al electrolizador harán falta unas bombas. Dichas bombas serán obtenidas de la empresa Sulzer.

Para impulsar el agua de mar se utilizará una bomba sumergible SJS, la cual es apta para bombear agua salada y cuyos motores no presentan ningún problema al funcionar bajo el mar.

Se contará con una bomba de reserva del mismo tipo, para tener asegurado el caudal de agua en el caso de que la primera fallase. En la tabla 23 se adjuntan las características de esta bomba.

Tabla 23: Características de la bomba sumergible de impulsión de agua de mar.

Modelo	SJS 50 Hz
Altura que debe proporcionar	17,95 m
Potencia nominal	57,58 kW
Caudal que aporta la bomba	859,30 m ³ /h
Rendimiento	75%

En el Anexo A se pueden ver el catálogo con los rangos de operación de la bomba para un funcionamiento a 50Hz, que será la frecuencia utilizada.

Por otro lado, para la impulsión del agua destilada se utilizarán 3 bombas multietapa verticales VMS instaladas en paralelo, contando también con una bomba de reserva de las mismas características. Los parámetros de funcionamiento de estas bombas se encuentran en la tabla 24, mientras que las especificaciones técnicas están detalladas en el catálogo del Anexo A.

Debido a que no trabajan en su punto óptimo de funcionamiento el rendimiento no será el máximo que muestra el catálogo, del 80%, si no del 75%.

Tabla 24: Características de las bombas de impulsión de agua destilada.

Modelo	VMS125
Altura que debe proporcionar	17,95 m
Potencia nominal	18,92 kW
Caudal total que deben aportar en conjunto	441,25 m ³ /h
Rendimiento	75%

4.5. Unidades de inyección y extracción de hidrógeno

La unidad de inyección de hidrógeno constará principalmente de un compresor que tendrá que ser capaz de incrementar la presión del H₂ de salida del electrolizador, de 31 bares, hasta la presión máxima a la que se almacena el hidrógeno en la caverna de sal, de 100 bares.

Para ello se ha escogido el modelo de compresor MSG-2/3 de la empresa Ingersoll Rand, capaz de cumplir con los requisitos de compresión establecidos. En la tabla 25 se pueden ver los parámetros bajo los que funcionará este compresor, mientras que en el Anexo A se encuentra una tabla con sus especificaciones técnicas.

Tabla 25: Características del compresor de hidrógeno.

Potencia	320,5 kW
Aumento de presión	69 bares
Rendimiento	85 %

Las unidades de extracción son más simples, ya que solo cuentan con un conducto y con una o varias válvulas reguladoras, las cuales permiten o impiden el paso del hidrógeno. Esto se debe a que el hidrógeno ya se encuentra a elevadas presiones en la caverna, por lo que no hará falta ninguna bomba que lo impulse.

En este caso, la unidad de extracción de hidrógeno constará de una válvula de compuerta que controlará el paso del hidrógeno de la caverna a los conductos mediante los cuales será transportado a la turbina de gas. Ha sido escogido el modelo de válvula de compuerta BS DN-500 de la empresa Belgicast, de 500mm de diámetro nominal. El catálogo del producto se puede encontrar en el Anexo A.

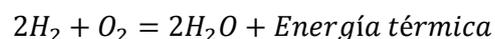
4.6. Unidad de generación eléctrica a base de hidrógeno

Para la generación eléctrica de energía se precisará un sistema de combustión de hidrógeno, algo relativamente novedoso y que reducirá las emisiones de CO₂.

El bloque de potencia se modificará de tal forma que se use una turbina de gas para la combustión del hidrógeno y se conservará parte del antiguo ciclo de Rankine con el objetivo de aprovechar el vapor resultante de la combustión y aumentar así la eficiencia del ciclo de potencia. Para que el bloque de potencia funcione en ciclo combinado, aparte de instalar las turbinas de gas, habrá que llevar a cabo ciertas modificaciones en el ciclo de Rankine para adaptarlo a las nuevas condiciones de funcionamiento.

La reacción del hidrógeno con el oxígeno, de forma simplificada (ya que en realidad cuenta con cuatro etapas) es la presentada en la reacción química 2.

Ecuación 2



[2]

Esta reacción global es válida solo cuando las temperaturas y presiones finales son tales que las especies intermedias (como el H, O, OH, etc) son despreciables.

Los modelos de turbina de gas en la actualidad son capaces de utilizar como hidrógeno un cierto porcentaje en volumen del combustible. Dicho porcentaje en volumen varía dependiendo del fabricante y el modelo de la turbina de gas, encontrándose éste entre 2-60% en volumen para los sistemas secos de baja emisión (DEL), mientras que para sistemas húmedos de baja emisión (WLE) puede llegar hasta el 100%. En este caso interesa que la combustión del hidrógeno sea del 100%, sin la necesidad de añadir gas natural u otro combustible, por lo que se elegirá un

sistema WLE, en el que se entrará en mayor profundidad en el apartado *Sistemas de reducción de emisiones de Nox*.

4.6.1. Turbinas de gas

La turbina de gas escogida fue el modelo 9HA.01 del fabricante General Electric [8](General Electric, 2020), la cual es capaz de funcionar con un combustible formado al 100% de hidrógeno mientras se use una tecnología WLE. Aunque la potencia de la turbina en solitario, desperdiciando el vapor de la combustión, sería de 448 MW con un rendimiento de 42,9%, esta se utilizará en ciclo combinado, aumentando así su rendimiento y funcionando a una potencia de 680 MW.

En la tabla 26 que viene a continuación se podrán ver las especificaciones de funcionamiento de esta turbina y su catálogo en el Anexo A.

Tabla 26: Características de la turbina de gas 9HA.01 en ciclo combinado. (General Electric, 2020)

Potencia eléctrica neta de salida	680 MW
Potencia térmica que se le debe aportar	1067,5 MW
Rendimiento	63,7 %
Caudal másico de hidrógeno consumido	8,9 kg/s

Debido al aumento de potencia ocasionado se tendrá que ampliar el sistema eléctrico y hacerlo apto para las nuevas condiciones de operación.

4.6.2. Sistema de reducción de emisiones de Nox.

En la actualidad, con el objetivo de reducir las emisiones de Nox, se utilizan sistemas de recirculación para disminuir la temperatura de la llama, con la consiguiente disminución del Nox térmico generado que lleva asociada. El Nox térmico hace referencia a los óxidos de nitrógeno que se forman a través de la oxidación de nitrógeno diatómico que se encuentra en el aire de combustión a elevadas temperaturas.

En los sistemas DEL, los gases de combustión a elevadas temperaturas son enfriados con dilución de aire antes de entrar al quemador, disminuyendo la generación de Nox. Los sistemas WLE tienen la misma función que los DEL, pero a diferencia de ellos estos utilizan agua o vapor para enfriar los gases de combustión.

Los sistemas WLE requieren de quemadores de difusión para su funcionamiento, presentando estos algunas ventajas y desventajas respecto a los quemadores de premezcla, utilizados por los sistemas DEL. En la figura 15 se puede ver un bosquejo del funcionamiento de los quemadores de difusión.

Por un lado, estos sistemas evitan el retroceso de la llama, fenómeno que se da cuando el hidrógeno se quema rápidamente y las llamas dentro de la cámara de combustión se desplazan por el combustible que va entrando, ocasionando la salida al exterior de estas llamas.

Por otro lado, se tiene una caída de eficiencia debido a la inyección del vapor o el agua necesaria para reducir la temperatura de la llama y en consecuencia la generación de Nox.

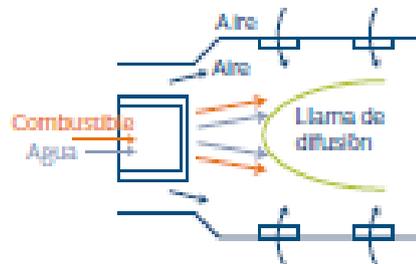


Figura 15: Bosquejo de un quemador por difusión. (Morante, y otros, 2020)

4.7. Circuito de transporte de hidrógeno

Los conductos de transporte de hidrógeno, también conocidos como hidrodutos, estarán formados de acero inoxidable austenítico, concretamente el 316L, debido a las buenas propiedades que presenta en lo que respecta al hidrógeno, comentadas en el documento justificativo. Las características de estos conductos se encuentran en la tabla 27.

Tabla 27: Dimensiones de los conductos de hidrógeno.

CONDUCTOS DE HIDRÓGENO	
MATERIAL	AISI 316L
LONGITUD DE LOS CONDUCTOS	116 m
DIÁMETRO EXTERNO	400 mm
ESPESOR DE LOS CONDUCTOS	7 mm

4.8. Equipo complementario

Este equipo es complementario al sistema de inyección y extracción del hidrógeno y es necesario para el correcto funcionamiento del mismo.

Lavador de gas Venturi

Al extraer el gas de la caverna es posible que éste arrastre partículas de sal, las cuales supondrían un inconveniente a la hora de su combustión. Para conseguir que el hidrógeno esté lo más limpio y sea lo más puro posible, se instala un lavador Venturi a la salida del extractor.

Se utilizará un lavador de gas Venturi de Nederman MikroPul por su elevada eficiencia (más del 99%), por su gran flexibilidad en las condiciones de operación y por su baja necesidad de mantenimiento.

Consiste en un Venturi de enfoque húmedo seguido de un separador de arrastre líquido. Los gases al acceder al Venturi entran directamente en contacto con el líquido de depuración (en este caso agua, para arrastrar y disolver la sal). En la garganta del Venturi las corrientes de líquido y gas colisionan, y el líquido se divide en gotas que atrapan las partículas de sal. Posteriormente esta mezcla de gas y líquido pasa a través de un codo inundado para acabar finalmente en el separador de arrastre, el cual mediante la acción centrífuga elimina las partículas restantes. Por último, la disolución de agua y sal (salmuera) es eliminada por el drenaje inferior del separador, mientras que el gas limpio sale a través de la sección superior del mismo. La representación gráfica del equipo se ilustra en la figura 16.

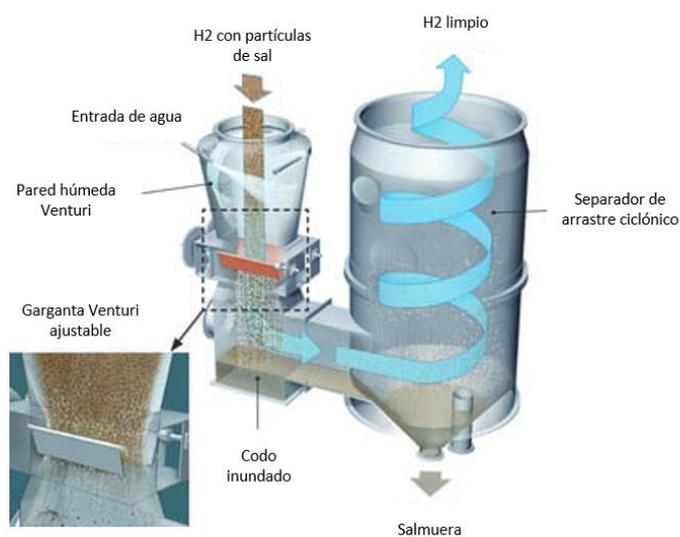
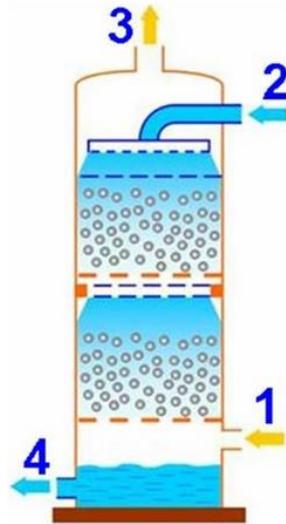


Figura 16: Esquema Lavador de gas Venturi [16] (Nederman MikroPul).

Torre de absorción

Este elemento se usa para eliminar la humedad que haya podido quedar en la corriente de hidrógeno después de su paso por el lavador Venturi. Se trata de un aparato cilíndrico vertical en el cual se pone en contacto el hidrógeno con el agua, pasando las moléculas de gas al líquido al mismo tiempo que las moléculas disueltas en el líquido regresan a la fase gaseosa, estableciéndose un equilibrio dinámico entre las moléculas que pasan a la solución y las que vuelven a la fase gaseosa. El diseño e instalación de la torre de absorción se dejará en manos de la empresa Clariant, la cual cuenta con experiencia en el uso de torres de absorción para el tratamiento de gases. En la figura 17 se puede ver gráficamente el funcionamiento de esta torre.



Proceso de Absorción de Gases

1. Entrada del Elemento en estado Gaseoso.
2. Entrada del elemento en estado líquido.
3. Salida de gas sin elemento.
4. Salida del líquido con el elemento absorbido

Figura 17: Esquema de una torre de absorción [25] (Soto, 2017).

Instrumentos de regulación y medida

Tienen el objetivo de regular y medir el hidrógeno tanto a la entrada como a la salida de la caverna. Proporcionarán datos de la presión y la temperatura a la que se encuentra el hidrógeno a la salida del electrolizador, a la entrada y salida de la caverna de sal y en el interior de esta, así como información sobre el caudal que atraviesa los conductos.

Para ello se utilizarán cuatro sensores de temperatura INFKL-800 de la compañía Kistler, cuatro sensores de presión PFT510 de FUTEK Advanced Sensor Technology S.A. y, dos sensores de caudal másico SITRANS FCS300 de Siemens S.A., uno a la salida del electrolizador y otro a la salida de la caverna de sal.

4.9. Inspecciones y mantenimiento

Las inspecciones y el mantenimiento del sistema de hidrógeno serán llevadas a cabo por las empresas instaladoras, Hydrogenics en el caso de los electrolizadores y General Electric en el caso de la turbina de gas combinada, mientras que el mantenimiento del resto de la instalación será delegado a una subcontrata. Las labores principales que se deberán llevar a cabo son:

- Revisión periódica de las bombas de agua, con su correspondiente mantenimiento predictivo y análisis de vibraciones.
- Revisión anual del instrumental de regulación y medida.
- Mantenimiento rutinario, inspecciones boroscópicas y sustitución de piezas desgastadas en la turbina de gas.
- Mantenimiento y revisiones periódicas de los electrolizadores para asegurar que funcionan correctamente y que no se produce deterioro en los electrodos.

4.10. Análisis económico

El análisis económico del sistema de almacenamiento por hidrógeno será llevado a cabo de forma análoga al del sistema de almacenamiento por tanques de sales, teniendo en cuenta las mismas suposiciones y los mismos modos de operación.

En las tablas 28 y 29 se muestran los balances efectuados para el modo de operación de la temporada 1 y de la temporada 2, respectivamente.

Tabla 28: Análisis económico en el modo de operación de la temporada 1. Sistema de hidrógeno.

MODO DE OPERACIÓN TEMPORADA 1

COMPRA Y VENTA DE ELECTRICIDAD								
HORAS	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H16	H17
PRECIO DE COMPRA [€/MWH]	49,1138	46,5338	45,3933	45,0464	46,2235	48,8528	49,7916	49,0495
GASTO TOTAL DE CADA HORA	66.562,46 €	63.065,81 €	61.520,22 €	61.050,03 €	62.645,29 €	66.208,69 €	67.481,04 €	66.475,33 €
GASTO TOTAL DEL DÍA								
HORAS	H10	H11	H12	H13	H21	H22	H23	
PRECIO DE VENTA [€/MWH]	55,3810	55,1763	54,5705	54,2933	55,8545	57,3339	55,7404	
GANANCIAS DE CADA HORA	37.659,11 €	37.519,87 €	37.107,95 €	36.919,48 €	37.981,05 €	38.987,03 €	37.903,46 €	
GASTO TOTAL DEL DÍA	515.008,88 €							
GANANCIAS TOTALES DEL DÍA	264.077,94 €							
BENEFICIO DEL DÍA	-250.930,94 €							
BALANCE TOTAL DE LA TEMPORADA	-53.197.359,72 €							

Tabla 29: Análisis económico en el modo de operación de la temporada 2. Sistema de hidrógeno.

MODO DE OPERACIÓN TEMPORADA 2

COMPRA Y VENTA DE ELECTRICIDAD								
HORAS	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H16
PRECIO DE COMPRA [€/MWH]	40,7729	38,1469	35,9186	34,6779	34,2210	35,2673	37,8271	41,1408
GASTO TOTAL DE CADA HORA	55.258,32 €	51.699,28 €	48.679,42 €	46.997,91 €	46.378,65 €	47.796,64 €	51.265,86 €	55.756,85 €

HORAS	H10	H11	H19	H20	H21	H22	H23
PRECIO DE VENTA [€/MWH]	44,7567	43,9516	46,3294	48,1469	48,4410	47,4861	44,6289
GANANCIAS DE CADA HORA	30.434,58 €	29.887,11 €	31.504,00 €	32.739,87 €	32.939,91 €	32.290,53 €	30.347,64 €
GASTO TOTAL DEL DÍA	403.832,94 €						
GANANCIAS TOTALES DEL DÍA	220.143,64 €						
BENEFICIO DEL DÍA	-183.689,29 €						
BALANCE TOTAL DE LA TEMPORADA	-28.104.462,09 €						

Como se puede comprobar, en el caso del sistema de hidrógeno también se tiene como resultado un balance negativo, por lo que también se deberá aplicar una prima para hacerlo rentable. La prima aplicada será la misma que en el caso del sistema TES de tanques de sales, para así poder tener una comparativa económica entre ambas en condiciones similares. El resultado de aplicar esta prima del 80% se puede observar en las tablas 30 y 31.

Para que el balance anual resultase positivo, teniendo en consideración los gastos de operación y mantenimiento, haría falta de una prima mínima de 47,9%, no obstante, para que el balance en 30 años sea positivo (teniendo en cuenta la inversión inicial), esta prima debe ser mucho mayor.

Tabla 30: Análisis económico en el modo de operación con prima de la temporada 1. Sistema de hidrógeno.

MODO DE OPERACIÓN TEMPORADA 1 CON PRIMA

COMPRA Y VENTA DE ELECTRICIDAD								
HORAS	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H16	H17
PRECIO DE COMPRA [€/MWH]	9,8228	9,3068	9,0787	9,0093	9,2447	9,7706	9,9583	9,8099
GASTO TOTAL DE CADA HORA	13.312,49 €	12.613,16 €	12.304,04 €	12.210,01 €	12.529,06 €	13.241,74 €	13.496,21 €	13.295,07 €
HORAS	H10	H11	H12	H13	H21	H22	H23	
PRECIO DE VENTA [€/MWH]	55,3810	55,1763	54,5705	54,2933	55,8545	57,3339	55,7404	
GANANCIAS DE CADA HORA	37.659,11 €	37.519,87 €	37.107,95 €	36.919,48 €	37.981,05 €	38.987,03 €	37.903,46 €	
GASTO TOTAL DEL DÍA	103.001,78 €							
GANANCIAS TOTALES DEL DÍA	264.077,94 €							
BENEFICIO DEL DÍA	161.076,16 €							
BALANCE TOTAL DE LA TEMPORADA	34.148.145,98 €							

Tabla 31: Análisis económico en el modo de operación con prima de la temporada 2. Sistema de hidrógeno.

MODO DE OPERACIÓN TEMPORADA 2 CON PRIMA

COMPRA Y VENTA DE ELECTRICIDAD								
HORAS	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H16
PRECIO DE COMPRA [€/MWH]	8,1546	7,6294	7,1837	6,9356	6,8442	7,0535	7,5654	8,2282
GASTO TOTAL DE CADA HORA	11.051,66 €	10.339,86 €	9.735,88 €	9.399,58 €	9.275,73 €	9.559,33 €	10.253,17 €	11.151,37 €
HORAS	H10	H11	H19	H20	H21	H22	H23	
PRECIO DE VENTA [€/MWH]	44,7567	43,9516	46,3294	48,1469	48,4410	47,4861	44,6289	
GANANCIAS DE CADA HORA	30.434,58 €	29.887,11 €	31.504,00 €	32.739,87 €	32.939,91 €	32.290,53 €	30.347,64 €	
GASTO TOTAL DEL DÍA	80.766,59 €							
GANANCIAS TOTALES DEL DÍA	220.143,64 €							
BENEFICIO DEL DÍA	139.377,06 €							
BALANCE TOTAL DE LA TEMPORADA	21.324.689,66 €							

Finalmente, en la tabla 32 se encuentra el análisis económico obtenido teniendo en cuenta esta prima, calculando para ello el balance económico anual, el balance económico en 30 años, el VAN teniendo una tasa de descuento del 10%, la TIR y el Payback. Para su cálculo se han utilizado los datos del documento *Presupuestos*.

Tabla 32: Parámetros económicos sistema de hidrógeno.

Balance económico en 30 años	90.124.182,58 €
Balance anual	55.004.111,46 €
Payback	28,36 años
VAN	-1.041.480.107,12 €
TIR	0,37%

A pesar de que el balance económico es positivo al finalizar los 30 años, al aplicar una tasa de descuento del 10% se tiene como resultado un VAN negativo, lo que implicaría que la inversión no sería rentable. Observando el valor del TIR, se comprueba que este es demasiado bajo como para llegar a resultar interesante invertir en este proyecto, incluso si esta inversión fuese de muy bajo riesgo. Esto se debe principalmente a la elevada inversión inicial que se debe aportar, la cual proviene en su mayoría del coste de los electrolizadores, tal y como se puede observar en el apartado *Presupuesto*.

5. Análisis comparativo de los sistemas de almacenamiento

5.1. Comparación de producciones y rendimientos

En este apartado se pretende comparar la producción de electricidad de ambos sistemas, el rendimiento de estos en cuanto conversión de energía eléctrica en energía de almacenada, el rendimiento del almacenamiento de esta energía y el rendimiento de reconversión de la energía almacenada en energía eléctrica.

El rendimiento del almacenamiento es el que tiene en cuenta las pérdidas de energía mientras esta se encuentra almacenada, por lo tanto, supondría la fracción de energía que llega desde el almacenamiento al ciclo. En el caso del sistema de hidrógeno se considerarán despreciables las pérdidas de hidrógeno que se puedan dar por fugas dentro de la caverna de sal, siendo este rendimiento cercano al 100%. En cuanto al sistema de tanques de sales se considerarán estas pérdidas como las pérdidas de calor que se producen en los tanques y en el circuito de sales.

En la tabla 33 se pueden observar las diferencias en rendimientos y potencias de ambos sistemas. Como se puede comprobar, tanto el rendimiento global como la producción neta de potencia son mayores en el caso del sistema de hidrógeno. Esto se debe al aumento de potencia que se llevó a cabo para así utilizar la turbina de gas en ciclo combinado y aumentar el rendimiento de esta. En caso contrario, el rendimiento global de sistema de hidrógeno utilizando solo una turbina de gas de 571 MW (9HA.02) sería del 30,33%.

Tabla 33: Comparativa de parámetros técnicos de los sistemas de almacenamiento de energía.

	Sistema de tanques de sales	Sistema de hidrógeno
Potencia neta	550 MW	680 MW
Rendimiento de conversión de energía eléctrica en energía almacenada	$\cong 100\%$	68,92%
Rendimiento de almacenaje	98,74%	$\cong 100\%$
Rendimiento de reconversión de energía almacenada en energía eléctrica	40,44%	63,70%
Rendimiento global del sistema	39,93%	43,90%

5.2. Comparación de viabilidad técnica

En lo que a aspecto técnico se refiere, la implantación del sistema de almacenamiento por tanques de sales resultaría más sencilla por los motivos descritos a continuación:

- En cuanto a la parte del almacenamiento, los sistemas TES han sido ampliamente investigados y probados de forma comercial en centrales termosolares durante más de 10 años. Por su parte, los sistemas de almacenamiento basados en cavernas de sales, aunque también acumulan varios años de trayectoria, cuentan con un repertorio de instalaciones probadas de forma comercial más reducido.

- En lo que respecta a la parte del sistema encargada de la conversión de energía eléctrica en energía para el almacenamiento, el diseño e instalación del intercambiador de calor eléctrico es de una complejidad muy inferior a la del grupo de electrolizadores, además de ser una tecnología más madura y asentada. Por otra parte, a diferencia del intercambiador, los electrolizadores necesitarían de un sistema de purificación del agua, el cual incrementa la complejidad de la instalación.
- En lo referente al ciclo de potencia, el sistema de almacenamiento por tanques permitiría conservar gran parte de este y las modificaciones se llevarían a cabo únicamente en la caldera, mientras que en el caso del sistema de hidrógeno haría falta implantar una turbina de gas y modificar el ciclo de vapor para adaptarlo a la salida de vapor de esta turbina.

5.3. Comparación económica

La tabla 34 se compone de una serie de parámetros interesantes de cara al análisis y comparación económica de ambos sistemas.

Como se puede comprobar, el sistema de almacenamiento por tanques de sales cuenta con una viabilidad económica muy superior, debida principalmente a su baja inversión inicial en comparación con la del sistema de almacenamiento por hidrógeno.

Tabla 34: Comparativa económica entre ambos sistemas de almacenamiento de energía.

	Sistema de hidrógeno	Sistema de tanques de sales
Inversión inicial	1.559.999.161,17 €	285.947.835,56 €
Costes de O&M anuales	468.724,18 €	1.211.652,85 €
Prima aplicada	80%	80%
Balance económico anual	55.004.111,46 €	41.288.834,13 €
Balance económico en 30 años	90.124.182,58 €	952.717.188,37 €
VAN	-1.041.480.107,12 €	103.278.472,24 €
TIR	0,37%	14,17%
Payback	28,36 años	6,93 años

Tal y como se observa en el apartado *Presupuesto*, en ambos casos la sección más costosa de la instalación resulta ser la dedicada a transformar la energía eléctrica en energía que pueda ser almacenada. La principal diferencia radica en que en el caso del sistema de hidrógeno el coste de esta sección es de unas 5 veces superior al del sistema TES de tanques de sales. Por otro lado, también cabe destacar el gasto extra que supone la implementación de una turbina de gas en el bloque de potencia del sistema de hidrógeno.

En contraposición, el sistema de hidrógeno cuenta con unas ganancias anuales superiores, debidas principalmente a su menor coste anual de O&M y a la mayor cantidad de energía eléctrica que vende. Aun así, el beneficio económico después de 30 años de operación es del orden de 10 veces mayor en el caso del sistema de tanques de sales, contando este también con

un VAN y una TIR aceptables, al contrario que el sistema de hidrógeno, donde la inversión en el mismo es inviable.

5.4. Perspectivas de futuro

La tecnología de almacenamiento de hidrógeno a gran escala para generación eléctrica podría ver aumentada su rentabilidad económica en los próximos años, especialmente en lo que a electrolizadores se refiere, que es donde reside el mayor costo de inversión de esta tecnología. En los electrolizadores se prevé una mejora en cuanto a eficiencia y una disminución de coste capital, el cual se estima en 500 €/kW para 2030 (Morante, y otros, 2020), lo que podría convertirla en una tecnología más competitiva en un futuro. En cuanto a las turbinas de gas, estas podrían mejorar su rendimiento en cuanto al funcionamiento con hidrógeno como único combustible y paliar algunos de los problemas que conlleva, haciéndolas más viables.

Por su parte, la tecnología TES en tanques de sales para generación eléctrica también cuenta con grandes perspectivas de futuro. Por un lado, se están investigando fluidos de almacenamiento térmico que cuenten con propiedades superiores a los que se tienen actualmente, lo que permitiría alcanzar mayores temperaturas máximas, menores temperaturas mínimas, aumentar el calor específico del fluido y disminuir la corrosión de los materiales en contacto con el mismo, entre otros. Por otro lado, el rendimiento de estos sistemas se podría mejorar en gran medida utilizando una bomba de calor en lugar de un intercambiador de calor eléctrico para calentar las sales, tal y como se plantea hacer en el Proyecto Malta (Barreiro).

5.5. Conclusiones finales

En este documento han sido diseñados dos sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala para el ciclo de potencia de la central térmica en desmantelamiento de Los Barrios y, posteriormente, se han comparado los aspectos técnicos y económicos de cada uno de ellos.

Finalmente, de esta comparación se ha extraído que el sistema de almacenamiento de energía térmica en tanques de sales es una opción económicamente más rentable que el sistema de almacenamiento de energía en hidrógeno, además de contar con una menor complejidad técnica. Esta comparación se ha llevado a cabo teniendo en cuenta la situación que conlleva la ubicación y características del ciclo de potencia de Los Barrios, sin embargo, al ser tan grande la diferencia entre ambos, este resultado podría generalizarse y extrapolarse a diversas circunstancias.

Por lo tanto, en términos generales, el sistema de almacenamiento de hidrógeno para generación eléctrica a gran escala no es una tecnología competitiva a día de hoy, y menos comparándola con la tecnología TES en tanques de sales. No obstante, podría tener cabida en aplicaciones a pequeña escala, como el suministro de hidrógeno a industrias, edificios residenciales y al sector del transporte, o a gran escala, en aplicaciones que requieran almacenar grandes cantidades de energía durante largos periodos de tiempo.

A pesar de ser la tecnología TES en tanques de sales una gran opción de almacenamiento de energía, se debe tener en cuenta que sin las primas del estado el sistema no sería

económicamente rentable. Por lo tanto, su operación sería inviable tal y como está gestionado el mercado eléctrico en la actualidad, y solo tendría cabida en el caso de un cambio en el funcionamiento del mismo o gracias a la entrega de subvenciones por parte del gobierno.

PRESUPUESTO

1. Sistema de almacenamiento por tanques de sales fundidas

1.1 Presupuesto detallado

En este presupuesto se desglosarán minuciosamente todos los gastos que pueda suponer la instalación del sistema de almacenamiento por tanques de sales fundidas.

Tabla 35: Presupuesto tanques calientes.

Tanques Calientes			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Placas 2x3m de SS347H de 38,5mm	6.608,96 €/u	1.307 u	8.637.910,72 €
Placas 2x3m de SS347H de 12,7mm	2.180,10 €/u	523 u	1.140.192,30 €
Placas 1,625x3m de SS347H de 17mm	2.918,37 €/u	454 u	1.324.939,98 €
Calentadores de inmersión	94.999,02 €/u	3 u	284.997,07 €
Mantas de lana de roca 100mm	17,40 €/m ²	22.918 u	398.773,20 €
Placas 2x3m de aluminio 2mm	125,53 €/u	1.885 u	236.624,05 €
Mano de obra de construcción	4,60 €/m ²	11.001 m ²	50.604,60 €
Mano de obra del aislamiento	2,49 €/m ²	11.305 m ²	28.150,64 €
		Total	12.102.192,55 €

Tabla 36: Presupuesto tanques fríos.

Tanques Fríos			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Placas 2x3m de A516Gr70 de 36mm	1.591,43 €/u	1.075 u	1.710.787,25 €
Placas 2x3m de A516Gr70 de 12,7mm	598,00 €/u	470 u	281.060,00 €
Placas 1,6X3m de A516Gr70 de 17mm	762,27 €/u	440 u	335.398,80 €
Calentadores de inmersión	32.889,99 €/u	2 u	65.779,97 €
Mantas de lana de roca 100mm	17,40 €/m ²	19.334 u	336.411,60 €
Placas 2x3m de aluminio 2mm	125,53 €/u	1.584 u	198.839,52 €
Mano de obra de construcción	4,60 €/m ²	9281 m ²	42.692,60 €
Mano de obra del aislamiento	2,49 €/m ²	9502 m ²	23.659,32 €
		Total	2.994.629,06 €

Tabla 37: Presupuesto tanque de drenaje.

Tanque de Drenaje			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Placas 2x3m de SS347H de 5,5mm	944,14 €/u	39 u	36.821,46 €
Calentador de inmersión	4.387,21 €/u	1 u	4.387,21 €
Mantas de lana de roca 100mm	17,40 €/m ²	577 u	10.039,80 €
Placas 2x3m de aluminio 2mm	125,53 €/u	47 u	5.899,91 €
Mano de obra de construcción	4,60 €/m ²	231 m ²	1.062,60 €
Mano de obra del aislamiento	2,49 €/m ²	277 m ²	689,73 €
		Total	58.900,71 €

Tabla 38: Presupuesto de la cimentación.

Cimentación			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Desbroce y limpieza del terreno	1,15 m ²	10.000 m ²	11.500,00 €
Hormigón armado y su mano de obra	100,77 €/m ³	3.210 m ³	323.471,70 €
Cubetas de hormigón en masa y su mano de obra	88,93 €/m ³	21 m ³	1.867,53 €
Excavación de las zonas de los tanques de sales	26,95 €/m ³	3.231 m ³	87.075,45 €
Excavación para el tanque de drenaje	26,95 €/m ³	438 m ³	11.804,10 €
		Total	435.718,78 €

Tabla 39: Presupuesto del circuito de sales fundidas.

Circuito de sales fundidas			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Tuberías de SS347H	270,62 €/m	1702 m	460.595,24 €
Cables calefactores eléctricos para 560 °C	14,28 €/m	2142 m	30.587,76 €
Cables calefactores eléctricos para 250 °C	7,98 €/m	930 m	7.421,40 €
Sales fundidas	0,41 €/kg	67.855.194 kg	27.820.629,45 €
Bombas Sulzer VYE para tanques calientes	10.993,02 €/u	4 u	43.972,08 €
Bombas Sulzer VYE para tanques fríos	14.805,91 €/u	3 u	44.417,72 €
Bombas Sulzer VYE para el tanque de drenaje	9.523,41 €/u	3 u	28.570,22 €
Válvulas mariposa Bvalve	1.689,16 €/u	18 u	30.404,88 €
Mano de obra montaje de tuberías	2,48 €/m	1.702 m	4.220,96 €
Mano de obra para aislamiento y protección de tuberías	3,95 €/m	1.702 m	6.722,90 €

Mantas de lana de roca 50mm	10,71 €/u	1.210 u	12.956,68 €
Placas 2x3m de aluminio 2mm	125,53 €/u	629 u	78.958,37 €
Resistencias del intercambiador de calor eléctrico	241.607.460,63 €/u	1 u	241.607.460,63 €
		Total	270.176.918,30 €

Tabla 40: Presupuesto de la instrumentación y sistema de control del sistema de tanques de sales.

Instrumentación y control			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Sensores de temperatura INFKL-800	1.036,97 €/u	28 u	29.035,16 €
Sensores de presión 522M17	5.640,00 €/u	24 u	135.360,00 €
Sensores de nivel Supmea RD 902	2.238,50 €/u	6 u	13.431,00 €
Equipo informático de control	1.650 €/u	1 u	1.650,00 €
		Total	179.476,16 €

Tabla 41: Presupuesto de O&M del sistema de tanques de sales.

Mantenimiento y gasto eléctrico de auxiliares			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Técnico de mantenimiento	22.031,00 €/año	5	110.155,00 €/año
Ingeniero eléctrico	27.537,00 €/año	1	27.537,00 €/año
Ingeniero de control de sistemas	30.469,00 €/año	2	60.938,00 €/año
Ingeniero de cálculos térmicos	27.622,00 €/año	1	27.622,00 €/año
Bombas de sales	3.611,04 MWh/año	46,34 €/MWh	167.335,75 €/año
Calentadores eléctricos	17.653,54 MWh/año	46,34 €/MWh	818.065,10 €/año
		Total	1.211.652,85 €/año

1.2 Presupuesto simplificado

Se trata del presupuesto general, en el cual se amontonarán los gastos por categorías, dando una visión global de los costes de la instalación de almacenamiento por tanques de sales fundidas.

Tabla 42: Presupuesto general simplificado del sistema de tanques de sales.

PRESUPUESTO GENERAL DEL SISTEMA DE TANQUES DE SALES

CATEGORÍAS	Coste
TANQUES	15.155.722,32 €
CIMENTACIÓN	435.718,78 €
CIRCUITO DE SALES	270.176.918,30 €
INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL	179.476,16 €
MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	1.211.652,85 €/año
INVERSIÓN INICIAL	285.947.835,56 €
GASTOS ANUALES EN O&M	1.211.652,85 €

2. Sistema de almacenamiento por hidrógeno

2.1 Presupuesto detallado

Este presupuesto tratará de desglosar minuciosamente todos los gastos que pueda suponer la instalación del sistema de almacenamiento por hidrógeno.

Tabla 43: Presupuesto de la caverna de sal.

Caverna de sal			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Sondeos	15.972 €/u	10	159.720,00 €
Perforación	344,18 €/m	600 m	206.508,00 €
Creación de la cavidad	0,795 €/m ³	39.478 m ³	31.385,01 €
Ingeniería de proyecto	20.000 €	1 u	20.000,00 €
		Total	417.613,01 €

Tabla 44: Presupuesto de la unidad de generación de hidrógeno.

Unidad de generación de hidrógeno			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Electrolizadores	18.300.000,00 €/u	68 u	1.244.400.000,00 €
Destiladora	300.000,00 €/u	1 u	300.000,00 €
Mano de obra para la construcción del depósito	4,60 €/m ²	582 m ²	2.677,20 €
Placas de acero 3x2m SS304 de 40mm	4.328,85 €/u	97 u	419.898,45 €
Tuberías PVC para transporte de agua destilada	9,55 €/m	600 m	5.730,00 €

Tuberías AISI 316L 7mm para el transporte de agua salada	188,53 €/m	100 m	18.853,00 €
Bomba de agua SJS 50Hz	3.043,50 €/u	2 u	6.087,00 €
Bombas de agua VMS125	563,61 €/u	4 u	2.254,44 €
		Total	1.245.155.500,09 €

Tabla 45: Presupuesto del sistema de transporte de hidrógeno.

Sistema de transporte de hidrógeno			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Conductos de AISI 316L 7mm	320,34 €/m	116 m	37.159 €
Compresor MSG-2/3	26.750.656,67 €/u	1 u	26.750.656,67 €
Válvula BS DN-500	10.529,00 €/u	1 u	10.529,00 €
Lavador Venturi	257.100,40 €/u	1 u	257.100,40 €
Torre de absorción	225.225,00 €/u	1 u	225.225,00 €
		Total	27.280.670,51 €

Tabla 46: Presupuesto de la unidad de potencia.

Unidad de potencia			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Turbina de gas 9HA.01	287.102.293,33 €/u	1 u	287.102.293,33 €
Tuberías AISI 316L para transporte de condensado	92,34 €/m	246 m	22.715,64 €
		Total	287.125.008,97 €

Tabla 47: Presupuesto de la instrumentación y sistema de control del sistema de hidrógeno.

Instrumentación y control			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Sensores de temperatura INFKL-800	1.137,77 €/u	4 u	4.551,08 €
Sensores de presión PFT510	1.350 €/u	4 u	5.400,00 €
Sensor de caudal másico SITRANS FCS300 31 bar	4.224,57 €/u	1 u	4.224,57 €
Sensor de caudal másico SITRANS FCS300 100 bar	4.542,94 €/u	1 u	4.542,94 €
Equipo informático de control	1.650 €/u	1 u	1.650,00 €
		Total	20.368,59 €

Tabla 48: Presupuesto de O&M del sistema de hidrógeno.

Mantenimiento y gasto eléctrico de auxiliares			
Recurso	Precio unitario	Unidades	Coste
Técnico de mantenimiento	22.031,00 €/año	5	110.155,00 €/año
Ingeniero eléctrico	27.537,00 €/año	1	27.537,00 €/año
Ingeniero de control de sistemas	30.469,00 €/año	2	60.938,00 €/año
Ingeniero de cálculos térmicos	27.622,00 €/año	1	27.622,00 €/año
Bombas de agua	677,11 MWh/año	46,34 €/MWh	31.377,28 €/año
Compresor	818,84 MWh/año	46,34 €/MWh	37.945,05 €/año
Consumo eléctrico destilador	3.736,51 MWh/año	46,34 €/MWh	173.149,86 €/año
		Total	468.724,18 €/año

2.2 Presupuesto simplificado

Es el presupuesto general, en el que se clasifican los gastos por categorías, dando una visión global de los costes de la instalación de almacenamiento por hidrógeno.

Tabla 49: Presupuesto general simplificado del sistema de hidrógeno.

PRESUPUESTO GENERAL DEL SISTEMA DE HIDRÓGENO

RECURSO	Coste
CAVERNA DE SAL	417.613,01 €
UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO	1.245.155.500,09 €
SISTEMA DE TRANSPORTE DE HIDRÓGENO	27.280.670,51 €
INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL	20.368,59 €
UNIDAD DE POTENCIA	287.125.008,97 €
MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	468.724,18 €/año
INVERSIÓN INICIAL	1.559.999.161,17 €
GASTOS ANUALES EN O&M	468.724,18 €

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

En este documento se pretende dar explicación y justificación a todas las elecciones técnicas y económicas llevadas a cabo durante el proyecto y mostrar las ecuaciones y cálculos utilizados para el mismo.

1. Sistema de almacenamiento por tanques de sales fundidas

1.1. Análisis y elección del fluido de almacenamiento óptimo

El fluido de almacenamiento será sal fundida. Actualmente en el mercado hay cuatro tipos principales de sales fundidas en función de su composición: Sal Solar, Hitec, Hitec XL (Calcium Nitrate Salt) y mezcla de LiNO₃:

A continuación, en la tabla 50, se mostrará una comparativa entre los diferentes tipos de sales fundidas más comunes del mercado, centrándonos en sus características y su composición.

Tabla 50: Comparativa entre diversos tipos de sales fundidas [14] (Kearney, y otros, 2003).

	<i>Sal Solar</i>	<i>Hitec</i>	<i>Hitec XL</i>	<i>Mezcla LiNO₃</i>
Composición (% en peso)				
Nitrato de sodio (NaNO ₃)	60	7	7	18
Nitrato de potasio (KNO ₃)	40	53	45	52
Nitrito de sodio (NaNO ₂)	0	40	0	0
Nitrato de calcio [Na(NO ₃) ₂]	0	0	48	0
Nitrato de Litio (LiNO ₃)	0	0	0	30
Parámetros				
Punto de fusión (°C)	220	142	120	120
Temperatura máxima (°C)	600	535	500	550
Viscosidad a 300°C (cP)	3,26	3,16	6,37	3,96
Densidad (Kg/m ³) a 300°C	1899	1640	1992	1914
Calor específico a 300°C [J/(Kg*K)]	1495	1560	1447	1580
Coste (€/kg)	0,41	0,77	0,99	2,56

Como podemos comprobar, la sal fundida óptima sería la mezcla de LiNO₃, debido a su buen rango de temperaturas y a su mayor calor específico principalmente. Pero su coste es demasiado elevado en comparación y los beneficios que supone respecto a las otras no rentan desde el punto de vista económico. Tanto Hitec como Hitec XL son muy interesantes debido a su baja temperatura de fusión, pero debido a la mayor viscosidad de Hitec XL y a su mayor precio e

inferior calor específico, podría ser preferible trabajar con Hitec en su lugar. Por último, tenemos la sal solar, la cual posee la temperatura superior de operación más elevada, pero por contrapartida también tiene la mayor temperatura de fusión, lo que supondría que habría que poner más énfasis en los calentadores para evitar la congelación de las sales. El salto de temperatura que puede ofrecer es muy similar al del resto de sales, siendo algo inferior al de la mezcla de LiNO_3 .

La decisión estaría entre Hitec y la Sal Solar. Debido a su bajo costo y a que permite una mayor temperatura de operación, la elección final será la Sal Solar.

1.2. Elección de los materiales

1.2.1. Tuberías de transporte de sales fundidas

El material de las tuberías de conducción de sales fundidas debe ser capaz de soportar temperaturas muy elevadas y, además, ser resistente a la corrosión. En la tabla 51 tenemos una comparativa de la resistencia a la corrosión por sales fundidas que presentan diversos metales.

Tabla 51: Tasa de corrosión en función de la temperatura.[23] (Rubio, 2014).

<i>Alloy</i>	Temperature (°C)	Corrosion rate $\mu\text{m/y}$
<i>Carbon steel</i>	460	120
<i>2.25Cr-1Mo</i>	460	101
	500	26
<i>9Cr-1Mo</i>	550	6
	600	23
<i>Aluminized Cr-Mo steel</i>	600	<4
<i>12Cr steel</i>	600	22
<i>304SS</i>	600	12
<i>316SS</i>	600	7-10
	630	106
<i>800</i>	565	5
	600	6-10
	630	75
<i>600</i>	600	7-10
	630	106
<i>Nickel</i>	565	> 500
<i>Titanium</i>	565	40

Entre los materiales analizados en la tabla 51, destacan por su buen ratio de corrosión la aleación 9Cr-1Mo, la Cr-Mo con recubrimiento de aluminio, el acero austenítico 316

y las aleaciones 800 y 600. Las aleaciones 800 y 600 tienen unos costes muy elevados en comparación con las otras opciones, por lo que al tener ratios similares serán descartados. La aleación Cr-Mo recubierta de aluminio se descarta también por la dificultad de encontrar un fabricante que la produzca a bajos costes. Comparando la aleación 316SS con la de 9Cr-1Mo, tenemos que ambas tienen un precio muy similar, siendo ligeramente inferior la segunda, y al tener también un mejor ratio de corrosión para la temperatura que nos interesa (550 °C), será el material elegido para las tuberías.

Se elegirá concretamente el SS347H, sin soldadura. Esta aleación se caracteriza por su resistencia a la corrosión, su elevada resistencia mecánica y su capacidad para aguantar elevadas temperaturas. Cuenta con una resistencia a la tracción de 585 MPa y un límite elástico de 415 MPa. En la tabla 52 se puede observar la composición de diferentes elementos en porcentaje de peso de este acero, sin considerar el hierro.

Tabla 52: Composición porcentual en peso del SS347H [27] (Tubacero).

Carbono	0,04-0,1%
Manganeso máx.	2%
Fósforo máx.	0.040%
Azufre máx.	0.030%
Silicio máx.	0.75%
Níquel	1,0-13,0
Cromo	17,0-20,0

1.2.2. Material para los tanques de sales

Tanque caliente

El material del tanque caliente debe ser capaz de aguantar temperaturas de hasta 580 °C sin problemas, aunque la instalación se diseñará para que este se encuentre a 560 °C de temperatura.

Para este tipo de tanques el material utilizado en la actualidad es la aleación SS347H, debido a su excelente resistencia a la corrosión y su capacidad de aguantar elevadas temperaturas, utilizándose habitualmente en rangos de 400-800 °C.

La aleación se trata de un acero inoxidable austenítico el cual lleva molibdeno y cromo en proporciones similares a 9Cr-1Mo.

Tanque frío

Se pretende que el tanque frío contenga sales a temperaturas de 250 °C. A estas temperaturas más bajas la corrosión de los aceros es inferior, por lo que podría no ser tan rentable utilizar una aleación muy resistente a la corrosión que pueda suponer un gran gasto en comparación con otra que podría tener prestaciones ligeramente inferiores. Es por ello que se ha elegido el acero A516Gr70 para su construcción, una aleación muy utilizada en el sector energético para este

tipo de tanques. Las dimensiones escogidas y el precio correspondiente de la tasación con la empresa World Iron&Steel se muestran en el Anexo C.

Este acero cuenta con un límite elástico de 260 MPa y una resistencia a la tracción de alrededor de 500 MPa. Su composición en peso se puede apreciar en la tabla 53.

Tabla 53: Composición porcentual en peso del A516Gr70 [19] (Perumetales).

Hierro	98,07-98,67%
Carbono	0,28%
Manganeso máx.	0.85 – 1.20%
Fósforo máx.	0.025%
Azufre máx.	0.025%
Silicio máx.	0.15 – 0.40%

1.2.3. Materiales de aislamiento y protección de los tanques

Tanto los tanques, como las bombas y las tuberías de sales precisan de un aislamiento para reducir las pérdidas por calor y un material que proteja ese aislamiento. En este caso se utilizará el mismo material de aislamiento y protección para tanques, tuberías y bombas, indistintamente de su temperatura.

Aislamiento

El aislante del sistema de almacenamiento debe ser un material capaz de aguantar temperaturas del orden de 600 °C sin variaciones en sus propiedades y además contar con una conductividad lo suficientemente baja, por debajo de 0,05 W/m·K a temperatura ambiente.

En el mercado se tienen varios materiales que cumplen con estas propiedades, entre los cuales se puede destacar la fibra cerámica, la lana de roca, la lana de vidrio o el aerogel. En la tabla 54 se exponen las características principales a tener en cuenta de estos aislantes. El objetivo de dicha tabla es solo hacer una escueta comparativa que facilite la elección del material de aislamiento.

Los precios son aproximados, debido a que dependen de las dimensiones y densidad del producto, son solo una referencia. Las conductividades y temperaturas para un mismo material pueden diferir dependiendo del fabricante y modelo que se escoja, por lo que los datos expuestos serán una media representativa hallada a partir de una búsqueda en el mercado.

Tabla 54: Características de los aislantes térmicos.

MATERIAL		CONDUCTIVIDAD Λ (W/M·°C) A 23°C	CONDUCTIVIDAD Λ (W/M·°C) A 400°C	MÁXIMA TEMPERATURA (°C)	PRECIO POR M ²
LANA ROCA	DE	0,036	0,105	1200	6,82 €/m ²
LANA VIDRIO	DE	0,034	0,078	400	3,25 €/m ²
FIBRA CERÁMICA		0,042	0,087	1100	18,86 €/m ²
AEROGEL		0,013	0,046	1000	60 €/m ²

El aerogel cuenta con la conductividad térmica más baja, pero debido a que es un material relativamente nuevo y su proceso de fabricación es muy caro aún, su coste es muy elevado en comparación con las otras alternativas, por lo que la descartaremos. Por su parte, la fibra cerámica también cuenta con un coste relativamente elevado y sus propiedades en cuanto a conductividad no superan las de las lanas minerales. En lo que se refiere a precios y a conductividad, las lanas minerales serían los materiales más adecuados para la instalación. A pesar de contar la lana de vidrio con mejores prestaciones en cuanto a precio y conductividad, se tiene que por lo general no opera bien a las temperaturas máximas del sistema, sin embargo, existen algunos modelos clasificables dentro de las lanas de vidrio que pueden operar a temperaturas superiores. Finalmente, debido al precio y a las prestaciones que ofrecen, las lanas minerales serán las escogidas como aislamiento.

Dentro de las lanas minerales se ha escogido la manta armada ProRox WM 950, la cual se encuentra formada de lana de roca volcánica cosida mediante hilos de acero galvanizado a una malla de acero galvanizado. Sus especificaciones técnicas se encuentran detalladas en el Anexo A.

Protección del aislamiento

Con el objetivo de proteger el aislamiento de las inclemencias del tiempo y los posibles daños que vengan del exterior se ha de elegir un material barato que cuente con unos niveles de resistencia mecánica y resistencia a la corrosión aceptables, sin la necesidad de que sea capaz de soportar elevadas temperaturas.

Para ello se ha escogido el aluminio 6061-T6, el cual es una aleación de aluminio con silicio (0,4-0,8%) y magnesio (0,8-1,2%). Esta aleación cuenta con un límite elástico de 276 MPa y una resistencia a la tracción de 310 MPa. Se ha escogido debido a que cumple con los requisitos básicos para esta función y porque cuenta con un coste muy reducido, que se puede observar en el Anexo C. La capa de aluminio contará solo con un espesor de 2mm, siendo este suficiente para cumplir la función para la que ha sido escogido.

1.3. Cálculos dimensionamiento

En este apartado se pretende llevar a cabo el cálculo de todos los parámetros y magnitudes relacionadas con el sistema de almacenamiento por tanques. Para ello se utilizarán los datos del ciclo de potencia de la central base.

1.3.1. Tanques de sales

Mediante diversas ecuaciones se calcularán las medidas idóneas para los tanques de sales fundidas y los parámetros que tengan relación con las mismas. Los cálculos de las medidas serán llevados a cabo según la norma API 650 [12] (Instituto Americano del Petróleo, 1998) y el documento [11] (Inglesa).

1.3.1.1. Caudal de sales fundidas

Se ha calculado mediante la fórmula [3] el caudal másico de sales (“ m_s ” en kg/s) que se debe proporcionar para darle al ciclo la potencia térmica necesaria para funcionar con su producción eléctrica nominal.

Ecuación 3

$$m_s = \frac{Q_t}{C_e \cdot (T_C - T_F)} \quad [3]$$

Q_t : Calor transferido por las sales fundidas [kWt].

C_e : Calor específico de las sales fundidas [kJ/kg*K].

T_C : Temperatura de las sales fundidas en el tanque caliente [K].

T_F : Temperatura de las sales fundidas en el tanque frío [K].

1.3.1.2. Volumen de la estructura

El tamaño del tanque caliente se calculará en base a las horas de producción y de las reservas de sales fundidas calientes que se requieran.

Para el cálculo del volumen total de sales que tiene que almacenar el tanque (“ V_t ” en m³) se utilizará la fórmula [4], que se puede ver a continuación:

Ecuación 4

$$Vt = \frac{m_s}{\rho_s} \cdot t \quad [4]$$

ρ_s : Densidad de las sales fundidas [kg/m³].

M_s : Caudal másico de sales fundidas [kg/s].

t : Tiempo de almacenamiento (s).

A causa de que la densidad de las sales fundidas varía con la temperatura a la que se encuentran, tendremos dos densidades diferentes, una para el tanque caliente y otra para el tanque frío. Eso nos proporcionará dos volúmenes distintos, siendo el del tanque frío inferior.

El tanque de sales frías tendrá el mismo volumen que el caliente, debido a que, tras agotar todas las sales calientes para producir vapor, estas deberán pasar al tanque frío.

Se sobredimensionará el tanque un 10% debido a que se tiene que introducir también el bloque de bombas y así también se evita el llenado total.

1.3.1.3. Espesor de las paredes

Para calcular el espesor de las paredes de los tanques se utilizará el método de un pie, solo aplicable a tanques cuyos diámetros sean menores o iguales a 60,96 metros, como es el caso.

Se calculará el espesor mínimo por condiciones de diseño, mediante la ecuación [5], y el espesor mínimo por prueba hidrostática, mediante la ecuación [6], para finalmente escoger el mayor de los dos.

Ecuación 5

$$td = \frac{0,0005D \cdot (H - 30,48) \cdot G}{Sd} + C \quad [5]$$

Ecuación 6

$$tt = \frac{0,0005D \cdot (H - 30,48)}{St} + C \quad [6]$$

td : Espesores por condiciones de diseño (cm).

tt : Espesor por prueba hidrostática (cm).

D : Diámetro nominal del tanque (cm).

H : Altura de diseño del nivel del líquido (cm).

G: Densidad relativa con respecto al agua de las sales fundidas.

C: Corrosión permisible (cm).

Sd: Esfuerzo permisible por condiciones de diseño (kg/cm^2).

St: Esfuerzo permisible por condiciones de prueba hidrostática (kg/cm^2).

Se tomará una corrosión permisible de 2mm considerando una vida media del sistema de 30 años. Debido a los bajos ratios de corrosión vistos anteriormente en la tabla 51, no hará falta un margen mayor.

Para hallar los esfuerzos permisibles por condiciones de diseño y por prueba hidrostática se utilizará una tabla proporcionada por la API 650, en la que vienen dichos esfuerzos para diferentes aleaciones. En el caso de la aleación SS347H no se tienen datos, por lo que se utilizarán los datos de la aleación A-442Gr55, cuyo límite elástico es parecido y cuyo límite de rotura es inferior, por lo cual los datos de esfuerzos permisibles serán similares o superiores en el caso del SS347H, permitiéndonos usar los datos de la aleación A-442Gr55 sin riesgos.

Por último, con el objetivo de adaptar los resultados del espesor al caso de tanques a elevadas temperaturas, se utilizó el apéndice M. Para ello se modificó el esfuerzo permisible por condiciones de diseño en función de la temperatura y se utilizó ese valor en las ecuaciones [5] y [6]. En esta norma se especifica que dicha adaptación es para temperaturas menores a 260°C, por lo que en teoría solo sería válida para los tanques fríos. Dado que no había parámetros en el caso de los tanques calientes, se extrapolaron los esfuerzos de cedencia equivalentes considerando una reducción lineal de estos con la temperatura. Se consideró la misma progresión que la vista desde 20 a 260°C en el apéndice del documento, pero en este caso llevada hasta 560°C.

1.3.1.4. Techo

Para los tanques de almacenamiento se utilizará un techo fijo autosoportado de tipo sombrilla, el cual es un polígono regular curvado por el eje vertical. Para el cálculo del espesor mínimo requerido (" t_t " en cm) se utilizará la ecuación [7]. Este espesor se debe encontrar entre 4,76 mm y entre 12,7 mm, aunque el cálculo del espesor mínimo resulte en un número mayor de 12,7mm.

Ecuación 7

$$t_t = \frac{r_r}{2400} \quad [7]$$

r_r : Radio de abombado del techo (cm). El radio se debe encontrar en el intervalo de 0,8D y 1,2D, siendo "D" el diámetro nominal del cuerpo del tanque.

Perfil de coronamiento

Tiene tres objetivos principales: soportar el peso del techo, darle rigidez al cuerpo, evitando así una posible deformación en la parte superior del cuerpo, y crear un sello entre el cuerpo y el techo.

El área de la sección transversal del perfil (“A” en cm²) sobre el que se apoya un techo de sombrilla viene determinado por la ecuación [8].

Ecuación 8

$$A = \frac{D \cdot r_r}{216.000} \quad [8]$$

D: Diámetro nominal del tanque (cm).

r_r: Radio de abombado de la tapa (cm).

1.3.1.5. Diseño de juntas

El área requerida para la sección transversal de la junta (“A” en cm²) se determinará mediante la ecuación [9]. Debe ser mayor o igual al área del perfil de coronamiento.

Ecuación 9

$$A = \frac{D^2 \cdot (P - 8th)}{11.265.408 \cdot \tan\theta} \quad [9]$$

th: Espesor de las placas del techo sin incluir ninguna corrosión permisible (cm).

P: Presión máxima de diseño (cm columnas de agua).

D: Diámetro nominal del tanque (cm).

1.3.1.6. Cálculo por sismo

La zona de Algeciras cuenta con una aceleración sísmica básica de 0,04g y un coeficiente de contribución “K” de 1,2 [6] (Escuela de Formación GF, 2018). Estos datos serán importantes de cara a la elección de la zona sísmica, que será requerida en el cálculo del momento de volteo.

Los movimientos telúricos son capaces de producir movimiento lateral de la masa de sales térmicas y movimiento del propio tanque, que a su vez generan fuerzas que actúan en el centro de gravedad del tanque, pudiendo ocasionar inestabilidad del conjunto. El producto de estas fuerzas y del brazo de palanca respecto del fondo originan un momento de volcadura, lo que

produce una compresión longitudinal, la cual podría deformar el cuerpo. Es por ello que es necesario diseñar el tanque para que resista este fenómeno. El momento de volteo ("M") se calculará mediante la expresión [10].

Ecuación 10

$$M = ZI \cdot (C_1 W_S X_S + C_1 W_r H_t + C_1 W_1 X_1 + C_2 W_2 X_2) \quad [10]$$

M: Momento de volteo (kg*m).

Z: Coeficiente sísmico.

I: Factor de rigidez.

C₁, C₂: Coeficiente de fuerza lateral sísmica.

W_s: Peso total del cuerpo del tanque (Kg).

X_s: Altura desde el fondo del cuerpo del tanque hasta el centro de gravedad de este (m).

W_r: Peso total del techo del tanque más una carga viva especificada por el usuario (Kg.)

H_t: Altura total del cuerpo del tanque (m).

W₁: Peso de la masa efectiva contenida en el tanque que se mueve al unísono con el cuerpo del tanque (Kg).

X₁: Altura desde el fondo del cuerpo del tanque al centroide de la fuerza lateral sísmica aplicada a W₁ (m).

W₂: Peso efectivo de la masa contenida por el tanque que se mueve en el primer oleaje (Kg.).

X₂: Altura desde el fondo del tanque al centroide de la fuerza sísmica lateral aplicada a W₂ (m).

El coeficiente sísmico Z dependerá del tipo de zona sísmica en el que se encuentra el terreno, pudiendo considerarse Zona B debido a los valores de aceleración sísmica básica y coeficiente de contribución.

Por otro lado, las masas efectivas, W₁ y W₂, y las alturas desde el fondo del tanque a los centroides de las fuerzas sísmicas laterales, X₁ y X₂, se obtendrán en función de la relación D/H y de ciertas gráficas proporcionadas por la norma API 650.

El coeficiente de fuerza lateral se tomará como 0,24, según lo dictado por la norma, mientras que el coeficiente C₂ se calculará mediante la fórmula [11], cuando T<4,5.

Ecuación 11

$$C_2 = \frac{0,3S}{T} \quad [11]$$

S: Factor de amplificación. Determinado mediante el tipo de terreno, su valor resulta ser 1 en este caso.

T: Periodo natural de la ondulación (s). Se determina mediante la ecuación [12].

Ecuación 12

$$T = KD^{0,5} \quad [12]$$

K: Factor determinado mediante la relación D/H y una gráfica presente en la norma.

D: Diámetro nominal del tanque (m).

1.3.1.7. Presión de viento

Los tanques se diseñarán para aguantar sin problemas el momento de volteo producido por la constante carga del viento. Para todas las zonas de velocidades de viento inferiores a 161 km/h se considerará una carga de viento de por lo menos 146 kg/m² en la superficie del plano vertical, 88 kg/m² en las áreas proyectadas de las superficies del cilindro y 73 kg/m² en las áreas proyectadas de superficies cónicas y doble curvadas. Debido el día de máximo viento en la localización de Los Barrios es de 18,7 km/h [3] (Cedar Lakes Ventures), se pueden tomar las presiones anteriormente consideradas.

El momento de volteo ("M") producido por el viento se tendrá en cuenta como si fuese una carga uniformemente distribuida sobre una viga empotrada en un extremo y vendrá determinado por la ecuación [13].

Ecuación 13

$$M = \frac{P_V \cdot D_{max} \cdot H_t^2}{2} \quad [13]$$

P_V: Presión del viento (Kg/m²).

D_{max}: Diámetro exterior del tanque incluyendo líneas de tuberías (m).

H_t: Altura total del tanque incluyendo el techo [m].

Para que no sea necesario anclar el tanque, debe cumplirse la inecuación [14], en caso contrario el anclaje es obligatorio. En este caso la relación se cumple y no es necesario su anclaje.

Ecuación 14

$$M < \frac{2}{3} \cdot \frac{WD}{2} \quad [14]$$

W: Peso muerto del tanque disponible para resistir el levantamiento (Kg).

D: Diámetro nominal del tanque (m).

1.3.1.8. Presión máxima de almacenamiento

La máxima presión de diseño ("P", en columna de agua) de los tanques de sales se establece con la ecuación [15].

Ecuación 15

$$P = \frac{11.265.408 \cdot A \cdot \tan\theta}{D^2} + 8th \quad [15]$$

A: Área de la sección transversal de la junta cuerpo-techo (cm²).

θ: Ángulo del techo con respecto a la horizontal (grados).

D: Diámetro nominal del tanque (cm).

th: Espesor mínimo del techo excluyendo cualquier corrosión permisible (cm).

La presión máxima de diseño real tendrá que ser menor que la presión máxima permisible ("P_{max}" en cm columna de agua), calculada mediante la ecuación [16].

Ecuación 16

$$P_{max} = \frac{1.275,8W}{D^2} + 8th \quad [16]$$

W: Peso total del cuerpo y accesorios soportados por cuerpo y techo, sin considerar el peso del techo (Kg).

Por último, habría que tener en cuenta también la presión de falla, calculada mediante la ecuación [17].

Ecuación 17

$$P_f = 1,6P - 4,8th \quad [17]$$

P_f: Presión de falla (mca).

Esta presión se recomienda que la presión máxima a la que estará sometido el tanque no supere el 80% de esta presión de falla.

Finalmente, se debe escoger la presión máxima más restrictiva de las tres anteriormente calculadas y tenerla en cuenta a la hora de elegir la presión de diseño del tanque. Una vez hechos los cálculos, resulta que la presión más restrictiva es la equivalente al 80% de la presión de falla, siendo esta la que definitivamente se tendrá en cuenta.

1.3.1.9. Resistencia a la volcadura

Para tanques sin anclaje, como es el caso, el peso del líquido en el interior del tanque debe ser usado para resistir la volcadura. El peso máximo de las sales fundidas que puede ser usado para resistir la volcadura del tanque ("W_L" en kg*m) vendrá definido por la ecuación [18], siempre y cuando se cumpla la inecuación [19].

Ecuación 18

$$W_L = 0,29369T_b \cdot \sqrt{F_{by} \cdot G \cdot H} \quad [18]$$

Ecuación 19

$$W_L \leq 0,000186G \cdot H \cdot D \quad [19]$$

T_b: Espesor de la placa del fondo bajo el tanque (cm).

F_{by}: Esfuerzo mínimo de cedencia especificado del fondo (Kg/cm²).

G: Densidad relativa de las sales fundidas.

H: Altura de diseño del nivel del líquido (cm).

El espesor de la placa del fondo del tanque deberá ser mayor que el valor resultante de la ecuación [20].

Ecuación 20

$$6,0413 \cdot \frac{W_L}{G \cdot H} \quad [20]$$

1.3.1.10. Anillos de refuerzo para viento

Estos tanques prescindirán de anillo de refuerzo superior, debido a que ya cuentan con techo, lo que no los hace necesarios. Por lo tanto, se diseñarán solo los anillos de refuerzo intermedios. Los anillos utilizados estarán formados de placas y serán circulares. El módulo de sección mínimo para la velocidad de la zona se determinará mediante la ecuación [21].

Ecuación 21

$$Z = 5,78704 \times 10^{-8} D^2 H^2 \quad [21]$$

Z: Módulo de sección mínimo requerido (cm³).

D: Diámetro nominal del tanque (cm).

H: Altura del cuerpo del tanque (cm).

Por otro lado, la máxima distancia permisible entre anillos intermedios y entre anillo intermedio y el perfil de coronamiento ("H₁" en cm) será calculada mediante la fórmula [22].

Ecuación 22

$$H_1 = 299.298 \times 10t^3 \cdot \sqrt{(t/D)^3} \quad [22]$$

t: Espesor del anillo superior (cm).

D: Diámetro nominal del tanque (cm).

El espesor mínimo de las placas de los anillos refuerzo es de 6,35mm según la norma, aunque debido a las dimensiones del tanque se utilizará un espesor de 17mm, con el objetivo de poder permitirnos una mayor distancia máxima permisible entre anillos.

A la hora de escoger el número de anillos se tuvieron en cuenta varios factores. En primer lugar, se tuvo en consideración la anchura mínima que debían tener los anillos, calculada en función del módulo de sección mínimo requerido "Z", y la máxima distancia permisible entre anillos "H₁", asegurando así que las medidas finales estuviesen siempre por encima de estos factores

mínimos. En segundo lugar, se planteó la distribución de los anillos de tal forma que siempre hubiese la misma distancia entre ellos, dejando un espacio entre el suelo y el anillo inferior y otro espacio entre el techo y el anillo superior. Por lo tanto, el número de anillos siempre será una unidad inferior al número de espacios.

1.3.1.11. Compresión del fondo del cuerpo

Para tanques sin anclar, la fuerza máxima de compresión en el fondo del cuerpo se podrá determinar de una forma u otra dependiendo del resultado del valor de la relación [23].

Ecuación 23

$$\frac{M}{D^2 \cdot (W_t + W_L)} \quad [23]$$

Cuando la relación anterior toma valores inferiores o iguales a 0,785, como es el caso, se utiliza la fórmula [24] para hallar dicha fuerza.

Ecuación 24

$$b = W_t + 1,273 \cdot \frac{M}{D^2} \quad [24]$$

b: Máxima fuerza longitudinal compresiva en el fondo del cuerpo (kg/m de circunferencia del cuerpo).

W_t: Peso del cuerpo del tanque más la porción de techo soportada por el mismo (kg/m de circunferencia del cuerpo).

W_L: Peso máximo de las sales fundidas que puede ser usado para resistir la volcadura del tanque (kg*m).

D: Diámetro nominal del tanque (cm).

M: Momento de volteo (kg*m).

1.3.1.12. Compresión máxima del cuerpo

De cara a hallar la máxima compresión permisible del cuerpo fue utilizada la ecuación [25], la cual se eligió en función del valor de la relación [26], que tanto en el caso del tanque frío como en el caso del caliente resultó ser menor de 44.

Ecuación 25

$$\frac{G \cdot H \cdot D^2}{t^2} \quad [25]$$

Ecuación 26

$$Fa = \left(\frac{83 \cdot t}{2,5 \cdot D} + 7,5 \cdot \sqrt{G \cdot H} \right) \cdot 10,273 \quad [26]$$

Fa: Esfuerzo de compresión longitudinal máximo admisible en el cuerpo (kg/cm²).

G: Densidad relativa del fluido a almacenar.

H: Nivel máximo de diseño del líquido (m).

D: Diámetro nominal del tanque (m).

t: Espesor del anillo inferior del tanque (mm).

El esfuerzo de compresión longitudinal máximo debe cumplir, por un lado, la inecuación [27] y, por otro lado, la inecuación [28] para poder ser considerado estable.

Ecuación 27

$$Fa < F_{ty} \quad [27]$$

Ecuación 28

$$Fa > 2.02333 \cdot \frac{b}{t} \quad [28]$$

En nuestro caso se cumplen ambas inecuaciones en ambos tipos de tanques, por lo que no es necesario llevar a cabo modificaciones en la estructura o recurrir al anclaje en ninguno de ellos.

1.3.2. Cálculos propiedades de las sales fundidas

Para el cálculo de las sales fundidas ha sido utilizada la relación [29], mientras que para el cálculo de la viscosidad dinámica se ha utilizado la ecuación [30], para el de calor específico la ecuación [31] y, por último, para el cálculo de la conductividad térmica la ecuación [32]. Estas ecuaciones fueron halladas del documento [7] (Ferri, y otros, 2008) y posteriormente modificadas para adaptarlas a las unidades utilizadas.

Ecuación 29

$$\rho_s = 2263,6 - 0,636 \cdot T \quad [29]$$

Ecuación 30

$$\mu_s = 0,075474 - 2,775 \cdot 10^{-4} \cdot T + 3,488 \cdot 10^{-7} \cdot T^2 - 1,474 \cdot 10^{-10} \cdot T^3 \quad [30]$$

Ecuación 31

$$C_e = 1396,02 + 0,172 \cdot T \quad [31]$$

Ecuación 32

$$k_s = 0,391 + 1,9 \cdot 10^{-4} \cdot T \quad [32]$$

ρ_s : Densidad de las sales fundidas (kg/m³). Variará en función de la temperatura de las sales.

μ_s : Viscosidad dinámica (Pa*s). Variará en función de la temperatura de las sales.

T : Temperatura de las sales (K).

k_s : Conductividad térmica de la sal solar (W/m*K). Su valor dependerá de la temperatura de las sales.

1.3.3. Bombas

La altura que deben proporcionar las bombas ("Ht" en m) se calculará mediante la ecuación [33].

Ecuación 33

$$H_t = H_g + \frac{P_{imp} - P_{asp}}{\rho_s \cdot g} + \frac{\lambda \cdot V^2 \cdot L}{2 \cdot g \cdot D} \quad [33]$$

H_t : Altura que debe ser capaz de proporcionar la bomba (m).

H_g : Altura geométrica (m). Se despreciará en el caso de las tuberías de los tanques de sales porque es terreno llano, pero se tendrá en cuenta en el caso del tanque de drenaje que se encuentra enterrado.

P_{imp} : Presión de las sales en la zona desde la cual se impulsan (Pa).

P_{asp} : Presión de las sales en la zona en la cual deben llegar después de ser bombeadas (Pa).

ρ_s : Densidad de las sales fundidas (kg/m³). Variará en función de la temperatura de las mismas.

G : Aceleración de la gravedad (m/s²). Toma el valor de 9,81 m/s².

λ : Coeficiente de fricción.

V: Velocidad de las sales fundidas por las tuberías (m/s).

L: Longitud del tramo de tuberías a analizar (m).

D: Diámetro de las tuberías (m).

Para calcular el coeficiente de fricción hará falta conocer previamente el número de Reynolds del flujo, y según el resultado de este se utilizará una ecuación u otra para su cálculo. El número de Reynolds vendrá determinado por la ecuación [34].

Ecuación 34

$$Re = \frac{\rho_s \cdot V \cdot D}{\mu_s} \quad [34]$$

Re: Número de Reynolds.

μ_s : Viscosidad dinámica de las sales fundidas (Pa*s). Variará en función de su temperatura.

Debido al elevado valor del número de Reynolds, el cual indica que el flujo es turbulento, se utiliza la ecuación [35] para hallar el coeficiente de fricción. Posteriormente se comprueba mediante el diagrama de Moody que el resultado obtenido coincide y por lo tanto se confirma que es correcto.

Ecuación 35

$$\lambda = 0,0055 \cdot \left[1 + \left(20.000 \cdot \frac{e}{D} + \frac{10^6}{Re} \right)^{\frac{1}{3}} \right] \quad [35]$$

e: Rugosidad absoluta o aspereza de superficie (mm). Se toma el valor correspondiente al acero.

Para el cálculo de la potencia necesaria de las bombas de sales se utilizará la ecuación [36].

Ecuación 36

$$P_B = \rho_s \cdot g \cdot Q \cdot H_t \cdot \eta_B \quad [36]$$

P_B : Potencia eléctrica que consume la bomba (W).

Q: Caudal volumétrico de sales fundidas que impulsa la bomba (m³/s).

η_B : Rendimiento de la bomba.

1.3.4. Tanque de drenaje

El tamaño del tanque de drenaje será diseñado en función del volumen de sales inactivas que se puedan quedar en las tuberías del circuito de sales o en los intercambiadores y, debido a alguna urgencia o funcionamiento anómalo de la instalación, deban ser drenados.

Para hallar este volumen se han sumado los volúmenes de sales en el intercambiador de resistencias eléctricas, el del intercambiador de la caldera y el del circuito de sales, tal y como se puede ver en la ecuación [37].

Ecuación 37

$$V_{SI} = V_{IR} + V_{IC} + V_C \quad [37]$$

V_{SI} : Volumen de sales inactivas (m³).

V_{IR} : Volumen de sales en el intercambiador de resistencias eléctricas (m³).

V_{IC} : Volumen de sales en el intercambiador de la caldera (m³).

V_C : Volumen de sales en las tuberías del circuito de sales (m³).

El cuerpo del tanque será cilíndrico con disposición horizontal, fijando su longitud en 7m y hallando a partir de ella el diámetro correspondiente del tanque. Por otra parte, el espesor mínimo de las paredes del mismo será calculado de igual forma que en el caso de los tanques de sales, mediante las ecuaciones [5] y [6], y su posterior extrapolación para aguantar la temperatura de 560 °C (máxima temperatura posible en dicho tanque).

1.3.5. Calentadores de sales

Estos calentadores eléctricos funcionarán por efecto joule, por lo que se considerará que cada kWh eléctrico equivaldrá a 1 kWh térmico. Se encontrarán varios repartidos por el sistema: en el traceado eléctrico, en los tanques de sales y en el sistema mediante el cual se calientan las sales con energía generada por el campo solar.

Para hallar la potencia que deben tener estos calentadores, por un lado, se tendrán que calcular las pérdidas en las tuberías y en los tanques de sales, ya que dichas pérdidas son las que deben ser capaces de compensar los mismos, evitando así que la temperatura de las sales disminuya, lo que podría conllevar problemas relacionados con la solidificación o congelación de estas. Estas pérdidas serán calculadas en los apartados correspondientes al circuito de sales y al de pérdidas en los tanques de sales.

Los cálculos de pérdidas térmicas fueron llevados a cabo utilizando las ecuaciones y correlaciones presentes en el documento *Colección de Tablas, Gráficas y Ecuaciones de Transmisión de Calor* [26] (Toro, 2014).

1.3.6. Circuito de sales

La longitud total del circuito será la suma de las longitudes de los diferentes circuitos de sales fundidas, cuya longitud dependerá de la distancia entre los diferentes elementos que componen el sistema: tanques de sales, calentador eléctrico principal acoplado a la planta fotovoltaica, tanque de drenaje e intercambiadores conectados al ciclo de potencia.

Para llevar a cabo el cálculo de las tuberías ha sido utilizada la aplicación AutoCad, en la cual se han esquematizado las tuberías y se han hecho las medidas sobre la imagen por satélite obtenida de Google Maps, para posteriormente ser extrapoladas a las medidas reales.

Por otro parte, se han calculado las pérdidas térmicas de las tuberías con el objetivo de conocer la potencia que deberían proporcionar las resistencias del traceado eléctrico. Para ello se han utilizado varias ecuaciones.

La ecuación [38], descrita a continuación, da como resultado la transferencia o pérdida de calor en las tuberías.

Ecuación 38

$$Q_p = \frac{T_i - T_e}{\frac{1}{h_i \cdot A} + R_p + R_a + \frac{1}{h_e \cdot A}} \quad [38]$$

T_i : Temperatura en el interior de las tuberías (°C).

T_e : Temperatura en el exterior de las tuberías o temperatura ambiente (°C).

h_i : Coeficiente de transferencia de calor por convección interior (W/m²*K).

h_e : Coeficiente de transferencia de calor por convección exterior (W/m²*K).

R_p : Resistencia térmica asociada a las placas que forman la estructura del tanque (K/W).

R_a : Resistencia térmica asociada al aislamiento del tanque (K/W).

Por un lado, para calcular el coeficiente de transferencia de calor por convección forzada en el interior de los tubos, se precisó de la ecuación [39].

Ecuación 39

$$h_i = \frac{Nu \cdot k_s}{D_i} \quad [39]$$

Nu: Número de Nusselt

K_s: Conductividad térmica media de la sal solar (W/m*K).

Di: Diámetro interno de las tuberías (m).

De cara a saber que correlación utilizar para calcular el número de Nusselt se tuvo que hallar de antemano el número de Reynolds, con la ecuación [34] anteriormente expuesta, y el número de Prandtl, mediante la ecuación [40].

Ecuación 40

$$Pr = \frac{C_e \cdot \mu_s}{k_s} \quad [40]$$

Pr: Número de Prandtl.

C_e: Calor específico de las sales fundidas [kJ/kg*K].

μ_s: Viscosidad dinámica (Pa*s).

Conforme a los resultados presentados, se procedió a aplicar la correlación [41], de Dittus-Boelter (número 27).

Ecuación 41

$$Nu = 0,023 \cdot Re^{(4/5)} \cdot Pr^n \quad [41]$$

Re: número de Reynolds.

N: Coeficiente dependiente del sentido del flujo de calor. Toma el valor de 0,3 en este caso.

Por otro lado, para hallar la resistencia térmica asociada al cuerpo metálico de la tubería y al aislamiento se ha utilizado la fórmula [42]. La resistencia térmica asociada al recubrimiento de aluminio se ha despreciado por ser de muy poco espesor y por tener una conductividad térmica muy elevada.

Ecuación 42

$$R = \frac{\ln \frac{De}{Di}}{2\pi \cdot k \cdot L} \quad [42]$$

R: Resistencia térmica del material analizado (K/W).

De: Diámetro externo de las tuberías (m).

k: Conductividad térmica del material analizado (W/m*K).

L: Longitud de las tuberías (m).

Por último, se hizo uso de la ecuación [43] para hallar el coeficiente de convección externo, el cual se relaciona con la transmisión de calor por convección libre de la tubería con el aire ambiente.

Ecuación 43

$$h_e = \frac{Nu \cdot k_s}{De} \quad [43]$$

Para el cálculo del número de Nusselt asociado a este coeficiente de transferencia de calor por convección hizo falta el cálculo del número de Rayleigh, a través de la ecuación [44], para la cual hizo falta también el número de Grashof, calculado mediante la ecuación [45].

Ecuación 44

$$Ra = Gr \cdot Pr \quad [44]$$

Ecuación 45

$$Gr = \frac{g \cdot \beta \cdot (T_s - T_e) \cdot De^3}{(\mu a / \rho a)} \quad [45]$$

Gr: Número de Grashof.

g: Aceleración de la gravedad (m/s²).

β: Coeficiente de expansión térmica (K⁻¹). Se define como (1/Te).

Ts: Temperatura superficial de la tubería (°C).

μa: Viscosidad dinámica del aire (Pa*s).

ρa: Densidad del aire (kg/m³).

Una vez obtenidos los resultados se escoge la correlación [46], de Morgan.

Ecuación 46

$$Nu = C \cdot Ra^N \quad [46]$$

C, N: Coeficientes de la correlación de Morgan que dependen del valor de Ra. Toman el valor de 0,125 y 1/3 respectivamente, en este caso.

1.3.7. Pérdidas en los tanques de sales

Con el objetivo de dimensionar los calentadores de sales dentro de los tanques, han sido calculadas las pérdidas de calor en los mismos. Para ello se ha planteado un esquema del tanque, en la figura 18, con las pérdidas en cada parte del mismo.

Los calentadores deberán estar diseñados de tal forma que el calor que aporten pueda suplir las pérdidas del tanque en todo momento, incluso en la situación más desfavorable. Es por ello que se llevará a cabo el cálculo en las condiciones en las cuales las pérdidas de calor son máximas. Por lo que, en primer lugar, se tendrá en cuenta que el tanque está lleno de sales, es decir, que su altura coincide con el nivel de sales fundidas, el cual es de 14 metros. El caso en el que las pérdidas deberían ser mínimas es el que se da cuando las sales fundidas se encuentran en su altura mínima, a 1,27 metros, debido a que el área de contacto con las paredes es menor, y es por ellas donde se producen las mayores pérdidas de calor.

Las pérdidas totales del tanque serían las resultantes de la suma de las pérdidas por el techo, las pérdidas por las paredes y las pérdidas por el fondo del tanque, tal y como se ve en la ecuación [47].

Ecuación 47

$$Q_T = Q_t + Q_p + Q_f \quad [47]$$

En la figura 18 se representan de forma esquemática los flujos de calor o pérdidas del tanque anteriormente comentados.

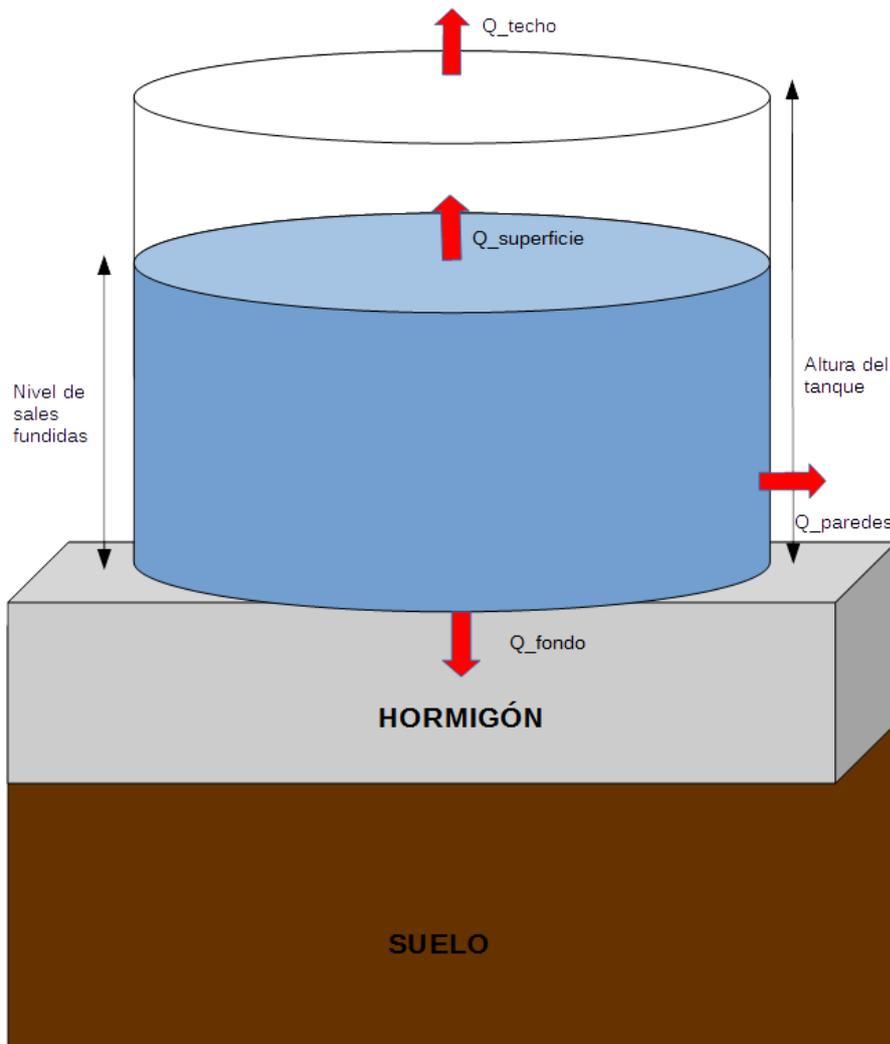


Figura 18: Esquema de la transferencia de calor en el tanque de sales.

A continuación, se procederá al cálculo de cada flujo de calor por separado, con las ecuaciones y correlaciones correspondientes.

Pérdidas por el techo del tanque

Las pérdidas de la superficie de las sales se pueden dividir en dos flujos de calor, por un lado, las pérdidas debidas a la transferencia de calor por convección libre con el aire dentro del tanque y, por otro lado, las pérdidas radiantes. Debido a la consideración de que las sales se encuentran en su nivel máximo, las únicas pérdidas radiantes son las que se dan con el techo del tanque. Las pérdidas por convección, por su parte, se darán entre las sales fundidas y el aire y, posteriormente, entre el aire y las placas que conforman el techo, a través del cual se producirá una transferencia de calor por conducción.

Con el objeto de simplificar el análisis de estas pérdidas, se ha despreciado la transferencia de calor por radiación con el techo, teniéndose en cuenta únicamente la transferencia por convección. Por otro lado, para que esta hipótesis no afecte significativamente al resultado final, se ha tenido en cuenta el caso más desfavorable, en el cual la temperatura del aire es igual a la temperatura de las sales, considerando así la transferencia de calor por convección máxima, sin tener en cuenta resistencia térmica alguna. Por otro lado, se ha despreciado también la

resistencia térmica que supondría el aluminio que recubre el tanque, debido a su elevada conductividad térmica y a su pequeño espesor, lo que daría como resultado una resistencia térmica irrelevante.

Partiendo de las hipótesis mencionadas anteriormente, se llega a la conclusión de que las pérdidas en la superficie de las sales fundidas se pueden considerar iguales a las pérdidas del techo. Para el cálculo de estas se utilizó la ecuación [48].

Ecuación 48

$$Q_{techo} = \frac{T_{ai} - T_{ae}}{\frac{1}{h_{ai} \cdot A_t} + R_{pt} + R_{at} + \frac{1}{h_{ae} \cdot A_t}} \quad [48]$$

T_{ai}: Temperatura del aire en el interior del tanque (°C).

T_{ae}: Temperatura del aire exterior o temperatura ambiente (°C).

h_{ai}: Coeficiente de película del aire en el interior del tanque con el techo (W/m²*K).

A_t: Área de la superficie del techo (m²).

R_{pt}: Resistencia térmica del material de las placas del techo (K/W).

R_{at}: Resistencia térmica del aislamiento del techo (K/W).

h_{ae}: Coeficiente de película del aire exterior con el techo del tanque (W/m²*K).

Para ello se calculó, en primer lugar, el coeficiente de transferencia de calor por convección libre del aire dentro del tanque con las placas de la estructura del techo, mediante la ecuación [49].

Ecuación 49

$$h_{ai} = \frac{Nu \cdot k_{ai}}{L_t} \quad [49]$$

k_{ai}: Conductividad térmica del aire a la temperatura del interior del tanque (W/m²*K).

L_t: Longitud característica del techo (m). Viene definida por la relación [50].

Ecuación 50

$$L_t = \frac{A_t}{P} \quad [50]$$

P: Perímetro del tanque (m).

Para el cálculo de número de Nusselt correspondiente se utilizó la correlación [51], de McAdams (número 38). El número de Rayleigh fue hallado con la ecuación [44], ya utilizada con anterioridad, teniendo en cuenta para ello las propiedades del aire a la temperatura del tanque, las cuales fueron sacadas del documento *Colección de Tablas, Gráficas y Ecuaciones de Transmisión de Calor* (Toro, 2014), de forma directa en el caso de la temperatura ambiente y la del tanque frío, y mediante interpolación lineal en el caso de la temperatura del tanque caliente.

Ecuación 51

$$Nu = 0,27 \cdot Ra^{1/4} \quad [51]$$

La resistencia térmica de las placas de aleación y del aislamiento del techo fueron calculadas considerando a este una placa plana de superficie circular, utilizando para ello la ecuación [52].

Ecuación 52

$$R = \frac{e}{k \cdot A} \quad [52]$$

R: Resistencia térmica del material analizado (K/W).

e: Espesor del material analizado (m).

k: Conductividad térmica del material analizado (W/m*K).

A: Área de la superficie a través de la cual se produce la transferencia de calor.

Por último, hizo falta calcular el coeficiente de película del aluminio que recubre el tanque con el aire exterior. Para llevar a cabo el cálculo en el caso más desfavorable se tuvo en cuenta una velocidad del viento de 18,7 km/h, la cual se trata de la máxima velocidad de viento registrada en la zona en 2020 (Cedar Lakes Ventures), dando como resultado una convección forzada de flujo paralelo a la superficie del techo. Este coeficiente fue calculado con la ecuación [53].

Ecuación 53

$$h_{ae} = \frac{Nu \cdot k_{ae}}{L_t} \quad [53]$$

Para hallar la correlación que se debía utilizar fue necesario calcular previamente el número de Reynolds, mediante la ecuación [54]. Por otro lado, el número de Prandtl del aire exterior es el

mismo que se halló en el caso de las tuberías, debido a que las propiedades del aire son las mismas, ya que este se encuentra a la misma temperatura exterior de 25°C.

Ecuación 54

$$Re = \frac{\rho_a \cdot V \cdot L}{\mu_a} \quad [54]$$

ρ_a : Densidad del aire (kg/m³). Dependerá de la temperatura a la que se encuentre.

V : Velocidad máxima del viento (m/s).

μ_a : Viscosidad del aire (Pa*s). Variará en función de la temperatura a la que se encuentre.

Una vez obtenido el valor del número de Reynolds, se elige utilizar la correlación [55], de Churchill y Berstein (número 9).

Ecuación 55

$$Nu = (0,037 \cdot Re^{4/5} - 871) \cdot Pr^{1/3} \quad [55]$$

Pérdidas por el fondo del tanque

Las pérdidas en el fondo del tanque serán modeladas teniendo en cuenta una transferencia de calor por convección libre de las sales fundidas del fondo con las placas de aleación que lo conforman y una transmisión de calor por conducción a través de la aleación, del aislamiento y finalmente del hormigón armado de la cimentación. La ecuación [56] definirá esta pérdida de calor.

Ecuación 56

$$Q_{fondo} = \frac{Ts - Ta}{\frac{1}{h_f \cdot A_f} + R_{pf} + R_{af} + R_{hf}} \quad [56]$$

T_s : Temperatura de las sales (°C).

T_a : Temperatura del suelo, considerada igual que la del ambiente (°C).

h_f : Coeficiente de película de las sales con el fondo del tanque (W/m²*K).

R_{pf} : Resistencia térmica de las placas de metal del fondo del tanque (K/W).

R_{af} : Resistencia térmica del aislamiento del fondo del tanque (K/W).

R_{hf} : Resistencia térmica del hormigón armado de la cimentación (K/W).

A_f : Área del fondo del tanque (m²).

El coeficiente de película será calculado de forma análoga al caso del techo, mediante la ecuación [57].

Ecuación 57

$$h_f = \frac{Nu \cdot k_{ai}}{L_f} \quad [57]$$

L_f : Longitud característica del fondo (m). Definida por la relación [58].

Ecuación 58

$$L_f = \frac{A_f}{P} \quad [58]$$

Para el cálculo del número de Nusselt se necesitó previamente del número de Rayleigh, calculado de nuevo mediante la ecuación [44], pero esta vez teniendo en cuenta las propiedades de la sal fundida a la temperatura del tanque en vez de las propiedades del aire. Una vez hallado este número, se calculó el de Nusselt con la correlación [59], de McAdams (número 38).

Ecuación 59

$$Nu = C \cdot Ra^n \quad [59]$$

C: Coeficiente de la correlación cuyo valor depende del número de Rayleigh. Es de 0,15 en este caso.

N: Coeficiente de la correlación dependiente del número de Rayleigh. Toma el valor de 1/3 en el caso analizado.

Posteriormente para el cálculo de las resistencias térmicas se procedió de forma similar al cálculo de las pérdidas por el techo, utilizando la ecuación [52].

Pérdidas por las paredes del tanque

Por último, para calcular las pérdidas que se dan a través de las paredes del tanque se ha tenido en cuenta una transferencia de calor por convección interior entre las sales y las placas de metal, una transferencia de calor por conducción por las placas y el aislamiento del tanque y, otra transferencia por convección, esta vez entre el recubrimiento de aluminio y el aire exterior.

Los cálculos de las pérdidas en las paredes se llevaron a cabo teniendo en cuenta la velocidad de llenado y vaciado de los tanques, teniendo así convección forzada, lo que supondría mayores pérdidas que en convección libre. El cálculo se realiza teniendo en cuenta esta velocidad a pesar de que se tiene como hipótesis una superficie de contacto de las sales con el tanque constante y máxima, lo que supondría una altura de las sales constante de 14 metros, lo que a priori es incompatible con una velocidad de llenado a vaciado. El suponer estas velocidades y además mantener la altura constante, siendo por lo tanto la superficie de contacto máxima en todo momento, se hace de cara a hallar las circunstancias en las cuales las pérdidas son máximas y se da la situación más desfavorable. De las dos velocidades que se tienen, se considerará la más rápida en cada tanque, debido a que esa es la que produce las mayores pérdidas. En el caso del tanque caliente se tendrá en cuenta la velocidad de vaciado de este, al ser la más rápida de este, mientras que en el caso del tanque frío se tendrá en cuenta la velocidad de llenado del mismo, coincidiendo esta con la de vaciado del tanque caliente. Estas pérdidas en las paredes fueron calculadas mediante la fórmula [60].

Ecuación 60

$$Q_{paredes} = \frac{T_s - T_{ae}}{\frac{1}{h_{sp} \cdot A_p} + R_{pp} + R_{ap} + \frac{1}{h_{ap} \cdot A_p}} \quad [60]$$

h_{sp} : Coeficiente de película de las sales fundidas del interior del tanque con las paredes de este ($W/m^2 \cdot K$).

R_{pp} : Resistencia térmica de las placas de las paredes del tanque (K/W).

R_{ap} : Resistencia térmica del aislamiento de las paredes del tanque (K/W).

h_{ap} : Coeficiente de película del aire exterior con las paredes del tanque ($W/m^2 \cdot K$).

A_p : Área de las paredes del cuerpo cilíndrico del tanque (m^2).

En primer lugar, se calculó el coeficiente de película de las sales con las paredes del tanque a través de la ecuación [61] y posteriormente el número de Reynolds con la ecuación [62]. Por su parte el número de Prandtl se calculó de igual forma que en el caso de las pérdidas por convección interna en las tuberías, mediante la ecuación [40].

Ecuación 61

$$h_{sp} = \frac{Nu \cdot k_s}{Di} \quad [61]$$

Ecuación 62

$$Re = \frac{\rho_s \cdot V_{max} \cdot Di}{\mu_s} \quad [62]$$

k_s : Conductividad térmica de la sal solar (W/m*K). Su valor está en función de la temperatura de las sales.

D_i : Diámetro interno del tanque (m).

ρ_s : Densidad de las sales fundidas (kg/m³). Su valor dependerá de la temperatura de las sales.

μ_s : Viscosidad dinámica (Pa*s). Su valor dependerá de la temperatura de las sales.

Para el cálculo del número de Nusselt fue escogida la correlación [63] (número 13), elegida en función de los números de Reynolds y de Prandtl resultantes del cálculo anterior.

Ecuación 63

$$Nu = 0,3 + \frac{0,62 \cdot Re^{1/2} \cdot Pr^{1/3}}{\left[1 + (0,4/Pr)^{2/3}\right]^{1/4}} \cdot \left[1 + \left(\frac{Re}{282000}\right)^{5/8}\right]^{4/5} \quad [63]$$

Tanque de drenaje

En el caso del tanque de drenaje las pérdidas serán calculadas de igual forma que en los casos anteriores, con algunas consideraciones especiales:

- Se tendrá en cuenta la velocidad de llenado máxima del tanque para llevar a cabo los cálculos en las paredes, considerando convección forzada. Esta velocidad es la resultante de tener que drenar las sales de todas las tuberías al mismo tiempo hacia el tanque de drenaje. Esta hipótesis dará como resultado unas pérdidas mayores a las reales, pero será útil debido a que se pretende sobredimensionar el calentador y así dejar cierto margen de seguridad.
- Se considerará la puesta en marcha del sistema de calentadores cuando la temperatura de las sales dentro de este tanque alcance los 250°C y no antes, debido a que en este caso los calentadores tienen como objetivo único evitar la solidificación de las sales, al igual que en los tanques fríos.
- Los cálculos del techo del tanque se harán de igual forma que los cálculos del fondo, debido a que se considerará tanque completamente lleno de cara a hallar las máximas pérdidas, para así dimensionar el calentador en función de estas.
- En el exterior del tanque la transferencia de calor será solo por conducción, no por convección con el aire, ya que este se encuentra enterrado.

1.3.8. Intercambiadores de calor eléctricos

Para llevar a cabo los cálculos de dimensionado del intercambiador de calor eléctrico, necesario para calentar las sales del tanque frío hasta la temperatura del tanque caliente, se utilizará la

ecuación [64]. Se estableció como parámetro de diseño que las resistencias debían alcanzar una temperatura de 608 °C.

Ecuación 64

$$A_t = \frac{P_t}{U \cdot \Delta T} \quad [64]$$

A_t : Área de transferencia de calor de las resistencias (m²).

P_t : Potencia térmica aportada a las sales (W).

U : Coeficiente global de transferencia de calor (W/m²*K).

ΔT : Diferencia de temperatura entre las resistencias y la temperatura media de las sales (°C).

De cara al cálculo del coeficiente global de transferencia de calor se ha considerado el intercambiador como un banco de tubos de configuración lineal, siendo los tubos las resistencias eléctricas. En primer lugar, fue calculado el número de Reynolds y el de Prandtl utilizando las ecuaciones [40] y [34], respectivamente, pero teniendo en cuenta la temperatura media del fluido para el cálculo de las propiedades de las sales. Después de la obtención de estos números adimensionales, y en función de ellos, se escogió la correlación [65], de Zhukauskas (número 17), para calcular el número de Nusselt.

Ecuación 65

$$Nu = C_1 \cdot C_2 \cdot Re^m \cdot Pr^{0,36} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_s}\right)^{1/4} \quad [65]$$

Nu : Número de Nusselt.

C_1 , m : Coeficientes dependientes del número de Reynolds, la configuración utilizada y del cociente entre la distancia vertical entre los tubos y la horizontal (S_T/S_L), la cual fue diseñada para ser de 1. Toman el valor de 0,27 y 0,63, respectivamente.

C_2 : Coeficiente dependiendo del número de filas y la configuración escogida. Toma el valor de 0,99 en este caso.

Re : Número de Reynolds para la temperatura media de las sales.

Pr : Número de Prandtl para la temperatura media de las sales.

Pr_s : Número de Prandtl para la temperatura superficial media.

Una vez obtenido el número de Nusselt se calculó el coeficiente de transferencia de calor por convección mediante la ecuación [66]. En este caso este coeficiente coincide con el coeficiente

global de transferencia de calor “U”, debido a que al ser una resistencia eléctrica a una cierta temperatura, no hay más coeficientes ni resistencias térmicas involucradas en la transferencia de calor desde la superficie de la resistencia eléctrica a las sales.

Ecuación 66

$$h = \frac{Nu \cdot D}{k_s} \quad [66]$$

h: Coeficiente de transferencia de calor por convección (W/m²*K).

k_s: Conductividad térmica de la sal solar a la temperatura media del fluido (W/m*K).

D: Diámetro de las resistencias del intercambiador eléctrico.

Se estableció que la longitud de contacto de las sales con las resistencias eléctricas es de 10 m y el diámetro de las resistencias de 40 mm, y a partir de esas medidas se calculó la cantidad de resistencias necesarias para suplir la superficie de contacto requerida. Se dispusieron 36 por fila en las 10 primeras y 37 resistencias por fila en las 6 últimas.

1.4. Presupuesto justificado

En este apartado se procederá a justificar los datos que conforman el presupuesto del sistema de almacenamiento por tanques de sales fundidas.

Tanques de sales

De cara a hallar el presupuesto de los tanques de sales, en primer lugar, se tasó el precio de las placas que los conformaban, con la asistencia de la compañía World Iron & Steel, mientras que las mantas de lana de roca utilizadas fueron cotizadas por la empresa Promotec Iberica.

Por otra parte, los calentadores de los tanques fríos y calientes han sido tasados por la empresa Wattco para ciertas potencias, y a partir de dichas tasaciones se ha extrapolado el precio de los calentadores para los tanques fríos y calientes.

En cuanto a la mano de obra para la construcción de estos tanques se utilizó un generador de precios en España [5] (CYPE Ingenieros).

Cimentación

Todos los precios referentes a la cimentación, sus materiales y la mano de obra fueron calculados mediante el generador de precios anteriormente mencionado.

Circuito de sales

Las tuberías de transporte de sales térmicas fueron cotizadas con World Iron & Steel, al igual que las placas, mientras que las mantas de lana de roca fueron tasadas con Promotec Iberia, de la misma forma que las mantas de los tanques.

El precio del kg de las sales fundidas empleadas en el sistema (sal solar) se extrajo del documento *Overview on use of a Molten Salt HTF in a Trough Solar* (Kearney, y otros, 2003).

Por su parte, el precio de la mano de obra se halló mediante el generador de precios mencionado, tanto para el montaje de las tuberías como para el aislamiento y protección con aluminio de las mismas.

Los cables calefactores del circuito de sales han sido tasados por Jiangsu Weineng Electric CO., LTD, mientras que el intercambiador de calor eléctrico se tasó extrapolando el precio de los calentadores de tanques calientes cotizados por Wattco para la potencia requerida por el intercambiador.

El precio de las bombas de sales fue proporcionado por Jiangsu Shuanglian pump industry Co., Ltd. para valores de caudal inferiores a los necesitados, por lo cual este precio se extrapoló teniendo en cuenta el caudal de real de las bombas de la instalación.

Instrumentación y control

Los sensores de nivel de los tanques fueron tasados con la compañía Supmea, mientras que los sensores de temperatura de la instalación se tasaron con Kistler y los de presión por TSI (Técnicas y Servicios de Ingeniería).

Mantenimiento y gasto eléctrico de auxiliares

El costo del mantenimiento se hallará considerando que el sistema necesitará de 5 técnicos de mantenimiento, dos ingenieros de campo (uno para la parte eléctrica de la instalación y otro para la parte térmica de esta) y otros dos ingenieros ocupados del sistema de control de la central. Serán considerados los salarios promedio en España **[28]** (Indeed) de cara a evaluar el presupuesto de mantenimiento. Los costos de mantenimiento derivados de posibles fallas en las máquinas o degradación de los materiales no se tendrán en cuenta.

Para el cálculo del gasto eléctrico de los auxiliares se tuvieron en cuenta, por un lado, los gastos anuales de energía de las bombas de sales que funcionan de forma habitual (sin contar las del tanque de drenaje), considerando que el bloque 1 funciona 7 horas al día y el bloque 2 funciona 8 horas, todos los días del año. Por otro lado, se calculó también el gasto eléctrico de los calentadores de los tanques y de los cables calefactores del circuito de sales. Se tomo el precio de la electricidad medio para las horas de funcionamiento del sistema sin aplicarle ninguna prima.

2. Sistema de almacenamiento por hidrógeno

2.1. Elección de la cámara de almacenaje

Para almacenar el hidrógeno a presión a gran escala podemos distinguir dos formas principales, almacenamiento superficial o subterráneo.

Almacenamiento superficial

El almacenamiento superficial consistiría en almacenar el hidrógeno en tanques en la superficie. El material del cual estará formado el tanque dependerá de la presión a la que se someterá el

hidrógeno (estando el intervalo entre 200-700 bares), pudiendo ser utilizados materiales como el de acero, el aluminio, la fibra de carbono o de vidrio, etc.

Almacenamiento subterráneo

Por otro lado, el almacenamiento subterráneo, también conocido como almacenamiento geológico, consiste en almacenar el hidrógeno en una cámara bajo tierra. Dicha cámara podría ser artificial o natural.

Los almacenes de este tipo han sido un éxito y son claves en la actual infraestructura del gas natural. En comparación con los almacenamientos en superficie, están protegidos por una roca de recubrimiento de cientos de metros de espesor, lo que representa una ventaja en lo que respecta a la seguridad, mientras que permiten también grandes volúmenes de almacenamiento.

Para ello se utilizan diferentes tipos de almacenes geológicos:

- **Acuíferos:** Se tratan de formaciones rocosas permeables y poco porosas, las cuales deben estar cubiertas por una capa de roca impermeable para ser utilizados en el almacenamiento de hidrógeno.
- **Yacimientos agotados:** Son yacimientos agotados de petróleo y gas natural, los cuales han sido ya explorados, por lo que se podrían convertir en almacenes subterráneos para hidrógeno sin suponer una gran inversión inicial.
- **Minas abandonadas:** Estas minas formadas por la extracción de minerales tienen costos de conversión a almacenes de hidrógeno relativamente bajos, debido a la exploración e infraestructura ya existente, sin embargo, podrían tener problemas de estanqueidad, lo que supondría un peligro.
- **Cavernas de sal:** Son cavidades creadas artificialmente en depósitos de sal. Los parámetros típicos de este tipo de almacenes geológicos son presiones de 20MPa, volúmenes de alrededor de 700.000m³ y profundidades de unos 2000 metros. El espesor de sus paredes suele estar entre varias decenas de metros y 100 metros.

El almacenamiento subterráneo tiene dos inconvenientes principales. Por un lado, el riesgo de fuga por falta de estanqueidad, lo que conllevaría a tener pérdidas de hidrógeno. Por otro lado, el hidrógeno podría reaccionar con los microorganismos o con los constituyentes minerales del reservorio, lo que podría provocar que se fuera deteriorando o agotando con el paso del tiempo. Las cavernas de sal solucionan estos problemas, debido a que la roca de sal de la que se constituye es de los materiales geológicos con mayor impermeabilidad (se considera una tasa de fuga del 0,01% anual), por lo que estas cavernas son extremadamente estancas, lo que evitaría las fugas anteriormente comentadas. Además, tenemos que no reacciona con el hidrógeno, evitando que este se deteriore con el paso del tiempo.

Otro factor importante es la facilidad de construcción, gracias a la alta solubilidad de la sal en el agua, lo que permitirá que sea construida por lixiviación.

En cuanto a seguridad, las cavernas de sal son de las opciones más seguras, debido a las altas profundidades a las que se encuentran y al elevado espesor de sus paredes. La única zona en la

que podría provocarse algún daño sería en la parte que interconecta la caverna con la superficie. Para evitar esto se instalan válvulas de cierre de seguridad a unos 50 metros de profundidad, las cuales se cierran automáticamente si se presenta algún riesgo de explosión.

Conclusión

Comparando los sistemas de almacenamiento en superficie con los subterráneos, podemos llegar a la conclusión de que los subterráneos tienen varias ventajas respecto a los otros:

- El coste de construcción es mucho menor que el de los tanques, debido en parte al gran ahorro de material. Se estima que puede llegar a ser incluso 10 veces más barato.
- Su vida útil es prácticamente ilimitada.
- Altos niveles de protección contra las inclemencias del tiempo.
- Capacidad volumétrica mucho mayor, hasta 60 veces más que el volumen de un depósito de gas esférico en la superficie.
- Mayor seguridad al encontrarse a cientos de metros de profundidad.
- Impacto ambiental reducido, debido a que se encuentra enterrado.

Finalmente llegamos a la conclusión de que el almacenamiento subterráneo de hidrógeno es muy superior al almacenamiento en la superficie, en lo que a aplicaciones estáticas y a gran escala se refiere. Y dentro de este almacenamiento subterráneo, se llega a la conclusión de que la mejor opción es el almacenamiento en cavernas de sal, por lo cual será el elegido.

La zona en donde se encuentra la central de carbón de Los Barrios se tienen posibles depósitos de sal mesozoicos, por lo que sería posible la construcción de cavernas de sal en dicha zona. En la figura 19 se encuentran representadas en verde las zonas en las cuales se tienen depósitos mesozoicos de sales, y como se puede comprobar, la central se encuentra en una de ellas.

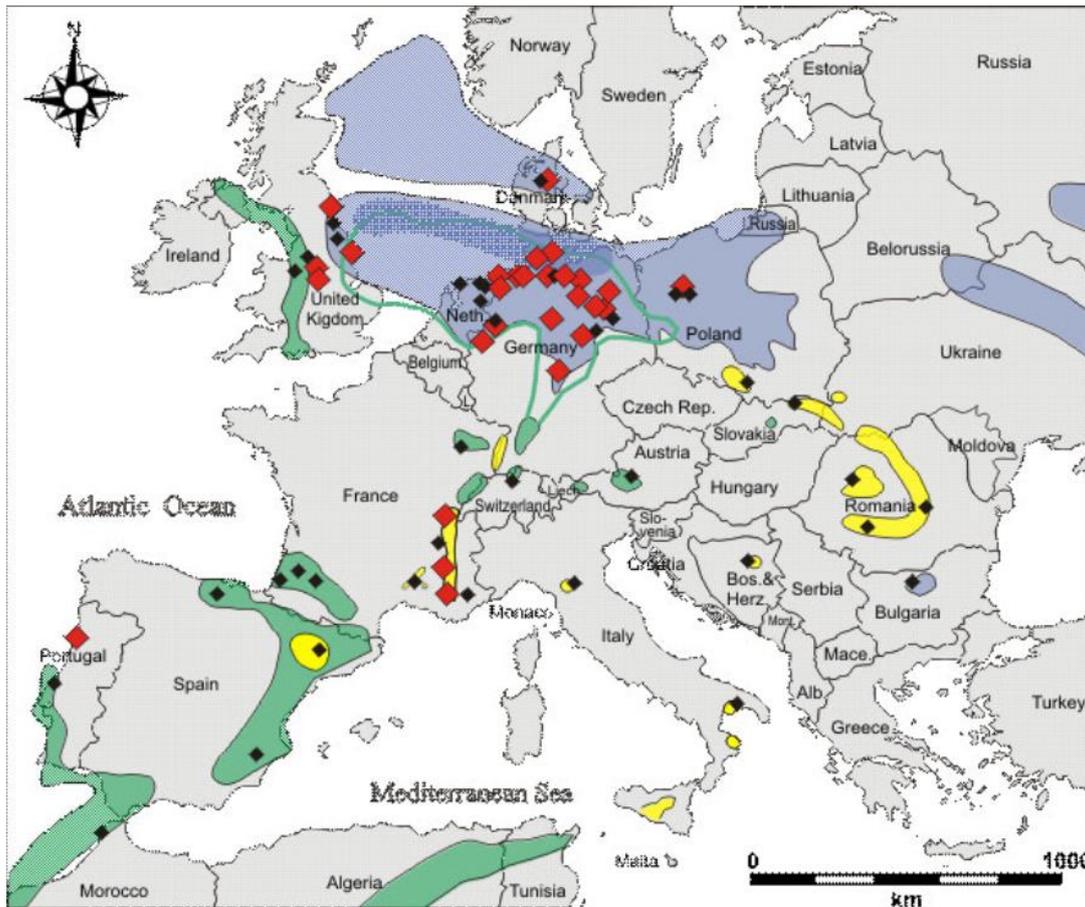


Figura 19: Mapa de depósitos de sales europeas [4](Crotogino, y otros, 2010).

2.2. Elección del material para los conductos de hidrógeno

El hidrógeno al no ser corrosivo nos permitiría en principio utilizar una amplia gama de materiales metálicos para fabricar los conductos de transporte. Sin embargo, se deben tener algunas consideraciones en cuenta:

- Algunos tipos de acero pueden ser dañados por el hidrógeno bajo ciertas circunstancias, como en el caso de que hubiese defectos de producción (agrietamientos, incrustaciones, etc.).
- Los materiales porosos, como los de fundición, no deberían utilizarse debido a su porosidad, al cual podría causar fugas. Esto se debe a que las moléculas de hidrógeno son muy pequeñas, por lo que serían capaces de atravesar pequeñas fisuras o porosidades.
- El hidrógeno podría fragilizar ciertos metales debido a su interacción con las redes cristalinas de estos, difundándose en el metal y depositándose en su estructura reticular. Esto puede provocar pérdida de resistencia y ductilidad en el material que puede derivar en la iniciación y propagación de fracturas mecánicas. Los aceros ferríticos son más propensos a dicha fragilización, sobre todo si se encuentran a altas tensiones, mientras que los aceros austeníticos lo son menos. Por otro lado, también puede

fragilizar metales reaccionando el hidrógeno con estos (formación de hidruros, decarburación, ataque por hidrógeno).

En vista de lo anteriormente comentado, encontramos que un material que podría ser adecuado para la conducción de hidrógeno es el acero inoxidable austenítico de la serie 300, es decir, formada por aleaciones cromo-níquel. Concretamente se escogerá el acero inoxidable austenítico 316L (como para las sales), debido a que apenas sufre fragilización en la prueba de tracción en hidrógeno a altas presiones (45-90 MPa) y temperaturas ambientes.

El espesor de los conductos se diseñará para ser de 7mm, más grueso que en el caso de las tuberías de agua, previniendo así futuros problemas de desgastes o fugas. Esto se debe a las propiedades especiales, anteriormente descritas, del hidrógeno, y a que este se encuentra a presión (30 bares manométricos).

En el Anexo C se encuentra la tasación para las dimensiones de las tuberías 316L. Se escogerá el tubo sin costura, puesto que las soldaduras (sobre todo si no están bien hechas y cuentan con defectos) podrían suponer un problema, debido a la mayor probabilidad del hidrógeno de dañarlas.

2.3. Elección del sistema de generación eléctrica a base de hidrógeno

Para producir energía a partir de hidrógeno contamos con dos formas diferentes: las pilas de combustible y los sistemas de combustión de hidrógeno. En este apartado se analizarán ambas tecnologías y se decidirá cuál es más adecuada para el sistema de almacenamiento a diseñar.

2.3.1. Comparación sistemas de combustión de hidrógeno con pilas de combustible

Sistema de combustión de hidrógeno

Este sistema se basa en la combustión del hidrógeno para la producción de calor, el cual será utilizado en el ciclo de potencia de la central térmica para la generación de energía eléctrica. Para la combustión de hidrógeno es necesario tener en cuenta varias consideraciones, sobre todo de cara al diseño de la sección de combustión del ciclo de potencia de la central térmica.

- La temperatura de llama es muy elevada, de 1985 °C para una concentración de hidrógeno del 99%, por lo que sería necesario un estudio térmico del hogar para adaptar los materiales a dichas temperaturas.
- Cuenta con una producción de Nox bastante elevada, la cual se estima entre los 210 y 240 mg/Nm³ para un quemador normal sin ningún sistema específico para su eliminación. Este valor supera los valores permitidos por la UE para instalaciones de media y alta potencia, por lo que sería necesario implantar un sistema capaz de reducir estas emisiones de Nox.

- Debido a su bajo PCI en volumen ($10.794,72 \text{ KJ/m}^3$) hará falta un gran caudal de hidrógeno, lo que supondría grandes tuberías de alimentación.
- Hay que prestar especial atención al diseño de las tuberías debido al riesgo de fuga y al riesgo de fragilización que estas presentan.
- Es necesaria la sustitución de los quemadores existentes por otros especializados para la combustión de hidrógeno.
- Las llamas que surgen de la combustión del hidrógeno son invisibles para el espectro de visión del ojo humano. Por lo tanto, harían falta sistemas específicos para detectarla, instalados en la cámara de combustión.

Pila de combustible

La pila de combustible es un dispositivo electroquímico el cual es capaz de transformar de forma directa la energía química de un combustible en energía eléctrica. Para ello utiliza un combustible y un comburente, que en este caso son hidrógeno y oxígeno, respectivamente. El proceso da como resultado la producción de agua, calor y electricidad en forma de corriente continua.

Las pilas de combustible engloban el conjunto formado por el Stack y todos los elementos necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. El Stack es la unidad en la cual se produce la reacción electroquímica que transforma la energía química en eléctrica y está formado por varias células individuales. Cada celda individual tiene varios componentes:

- **Electrodos:** Es donde tienen lugar las reacciones químicas y se compone del ánodo y el cátodo. En el cátodo se reduce el H_2 y en el ánodo se produce la oxidación del combustible.
- **Electrolito:** El electrolito, también denominado membrana, cumple tres funciones principales: como aislante electrónico, como conductor iónico y como separador de los reactantes anódicos y catódicos. A través de él pasan los iones, con el objetivo de mantener el equilibrio de cargas entre ánodo y cátodo. El conjunto de la membrana y los electrodos forma la MEA.
- **Placas bipolares:** Estas placas pueden estar fabricadas de diversos materiales, dependiendo de cuentan con cinco funciones fundamentales. Son las encargadas de llevar a cabo la conexión eléctrica entre celdas, eliminar el agua de la zona catódica, distribuir el gas a la MEA, refrigerar el Stack y proporcionar rigidez mecánica.
- **GDL:** Son capas difusoras de gas, hechas de un material hidrófobo y poroso, que generalmente suele estar basado en carbono. Tienen como objetivo servir como difusor de los gases, dar soporte mecánico y rigidez al sistema y, proporcionar un canal para los electrones y para el agua formada en el cátodo. Van colocadas entre los electrodos y los conductores de corriente, por lo que deben ser eléctricamente conductoras, y solo se usan en pilas de combustible de baja temperatura.

Entre las tecnologías de pilas de combustible que se tienen en la actualidad, para la generación de electricidad a gran escala podemos destacar tres:

- **Pilas de combustible de óxidos sólidos (SOFC):** Tienen como electrolito un compuesto sólido de tipo cerámico. Son capaces de alcanzar potencias de varios MW, funcionando a temperaturas de operación de alrededor de 1000°C y con eficiencias entre 50-60%.
- **Pilas de combustible de carbonatos fundidos (MCFC):** Utilizan como electrolito una mezcla de sales de carbonatos fundidos ($\text{Li}_2\text{CO}_3/\text{K}_2\text{CO}_3$) retenidas en una matriz porosa de óxido de litio y cerámica (LiAlO_2). Cuentan con un rango de potencias entre 100KW y 10MW, tienen temperaturas de operación de 600-650°C y cuentan con rendimientos de hasta el 60%.
- **Pilas de combustible de ácidos fosfóricos (PAFC):** Usan ácido fosfórico líquido como electrolito y electrodos de carbón poroso que contienen un catalizador de platino. Cuentan con potencias de hasta 11MW, temperaturas de operación relativamente bajas de 200-250°C y una eficiencia de generación eléctrica entre 37-42%.

Conclusiones

Comparando ambas tecnologías de generación de electricidad a base de hidrógeno llegamos a la conclusión de que el más adecuado para nuestra instalación sería el sistema de combustión de hidrógeno. Esto se debe a que a pesar de que con las pilas de combustible se podrían alcanzar mayores rendimientos y evitar grandes emisiones de NO_x , estas tienen potencias muy inferiores a las que se necesitan. Por otro lado, implantando el sistema de combustión sería posible conservar de forma parcial el ciclo de potencia de la planta, con algunas modificaciones, mientras que las pilas de combustible deberían sustituirlo por completo, aumentando mucho los costes de inversión.

2.3.2. Elección de la turbina de gas

Actualmente en el mercado hay pocas turbinas de gas capaces de funcionar al 100% con hidrógeno. Dos de las mayores fabricantes de turbinas alimentadas con hidrógeno son Siemens y General Electric.

Siemens cuenta con tres modelos de turbinas aeroderivadas capaces de funcionar solo con hidrógeno: SGT-A65, SGT-A45 y SGT-A35 [24] (Siemens, 2019). El inconveniente principal es que la máxima potencia capaz de entregar funcionando en solitario es de 70,8 MW, quedándose muy por debajo de los 550 MW requeridos en principio.

Por su parte, General Electric (GE) cuenta en su catálogo (General Electric, 2020) con dos turbinas de gran potencia capaces de operar con un combustible compuesto íntegramente de hidrógeno. Se tratan de las turbinas 9HA.01 y 9HA.02, con producciones de 448 y 571 Mwe netos, respectivamente. Los rendimientos de estas son bastante bajos, de 42,9% para la primera y 44% en el caso de la segunda.

Para solventar el problema del rendimiento se plantea el trabajo en ciclo combinado, aprovechando así la energía de los gases de combustión de la turbina. Al estar formado el

combustible solo de hidrógeno, estos gases de combustión serán casi en su totalidad vapor de agua, los cuales podrían utilizarse en el ciclo Rankine de la central de carbón, conservando así parte del mismo. Las instalaciones del ciclo deberán ser debidamente modificadas y adaptadas a las nuevas condiciones de operación.

De acuerdo al catálogo del fabricante GE, la turbina de gas 9HA.01 trabajando en ciclo combinado es capaz de proporcionar una potencia neta de 680 MWe con una eficiencia del 63,7%. A pesar del aumento de potencia aportada por la central y de las consecuentes modificaciones que se tendrán que llevar a cabo en el sistema eléctrico para adaptarlo a esta nueva potencia, la alternativa de utilizar la turbina en ciclo combinado se espera que reporte beneficios a la larga que compensen los gastos que conlleva, y es por ello que esta última opción es la escogida.

2.4. Cálculos dimensionamiento

2.4.1. Planta de generación eléctrica de hidrógeno

Para el cálculo de la potencia térmica necesaria para producir 680 MWe de potencia neta en la turbina hará falta conocer el rendimiento térmico del ciclo, que en este caso es de 63,7%. En base a eso, se calculó la potencia térmica que hay que aportarle al ciclo mediante la ecuación [67].

Ecuación 67

$$P_t = P_n \cdot \eta_C \quad [67]$$

P_t : Potencia térmica que hay que aplicarle al ciclo (MWt).

P_n : Potencia eléctrica neta que inyecta la turbina a la red (MWe).

η_C : Rendimiento del ciclo de potencia.

A partir de esta potencia se puede hallar el caudal de hidrógeno que se debe aportar al ciclo para sustentar esta producción de energía térmica mediante la ecuación [68].

Ecuación 68

$$m_{CH_2} = P_t \cdot PCI_{H_2} \quad [68]$$

m_{CH_2} : Caudal másico consumido de hidrógeno (kg/s).

PCI_{H_2} : Poder calorífico inferior del hidrógeno (MJ/kg).

2.4.2. Caverna de sal

La tensión inicial que tiene que soportar la superficie plana del suelo de la caverna de sal (P_v) viene estimada en Mega Pascales (MPa) por la ecuación [69] (Ozarslan, 2012).

Ecuación 69

$$P_v = 0,022H \quad [69]$$

P_v : Tensión que debe soportar la superficie plana del suelo de la caverna (MPa).

H : Profundidad de la caverna de sal (m).

En las cavernas de sal gruesas se asume que la presión vertical inicial es igual a la presión horizontal inicial ($P_v = P_h$). La tensión final de la caverna es la resultante del estado de tensiones iniciales y de las tensiones inducidas por la apertura y la inyección de hidrógeno a presión.

Por otro lado, la temperatura efectiva (T) a la cual se encuentra la roca de sal que rodea la caverna a una profundidad H se puede estimar con la ecuación [70] (Ozarslan, 2012), en grados Celsius ($^{\circ}\text{C}$).

Ecuación 70

$$T = 12 + 0,03H \quad [70]$$

Habitualmente las presiones de operación en el diseño de las cavernas de sal se basan en las regulaciones existentes, en los criterios convencionales y en los estudios geo-mecánicos específicos de la zona en la cual se implantan. La presión máxima de almacenamiento suele tomarse como una fracción de la P_v , en el rango de 0,75-0,85. En este caso se decide tomar como presión máxima de almacenamiento un valor equivalente al 76% de la P_v .

Para hallar el volumen de la caverna, primero se ha calculado la capacidad de almacenamiento de energía que debe tener para ser capaz de operar en 7 horas de descarga, mediante la ecuación [71].

Ecuación 71

$$C = P_t \cdot t_d \quad [71]$$

C : Capacidad de almacenamiento de energía en la caverna de sal (MWh).

T_d : Tiempo de descarga del sistema de almacenamiento (h).

Con esta capacidad de almacenamiento y conociendo el PCI del hidrógeno se ha calculado la masa de hidrógeno que debe ser almacenada en la caverna de sal y posteriormente, conociendo la densidad del hidrógeno a la presión máxima de almacenamiento, se halló el volumen que esta debía tener para contener al hidrógeno a dicha presión.

Por otro lado, también se debe tener en cuenta una presión mínima de operación. Esta presión es de gran importancia a la hora de preservar la estabilidad y la seguridad de la caverna. Para asegurar esta presión mínima siempre debe haber en la caverna una cantidad de gas, conocido como gas colchón. Esta presión se determina de forma bastante conservativa y se consideran aceptables valores de alrededor del 30% de la P_v . Con el objetivo de que siempre se mantenga dicha presión mínima, habrá que sobredimensionar la caverna y añadir un extra de hidrógeno, el cual no debe ser consumido. Para hallar la masa de hidrógeno de colchón se ha utilizado la densidad mínima que debe tener el hidrógeno en la caverna para no bajar del límite de presión mínimo establecido.

2.4.3. Electrolizadores

El electrolizador que usaremos en nuestra planta será el de tipo alcalino líquido, debido a que se trata de uno de los más estudiados y porque es idóneo para usos a gran escala como el caso de grandes plantas conectadas a la red eléctrica.

De entre los distintos tipos de electrolizadores que podemos encontrar en el mercado, los dos principales y que mejor se ajustan nuestro proyecto son el electrolizador de tipo alcalino líquido y los electrolizadores de membrana polimérica.

Electrolizador de tipo alcalino líquido: Es el más estudiado y funciona muy bien para la producción de hidrógeno a gran escala. Cuenta con unos precios más bajos que los de la tecnología PEM y una eficiencia ligeramente superior.

Electrolizador PEM: Puede trabajar a mayores intensidades, generando un hidrógeno más puro a alta presión, lo que permite obtener unos sistemas más compactos y reducir costes asociados a etapas de compresión y purificación. Por otro lado, no requiere del uso de electrolitos corrosivos, lo que reduce las necesidades de mantenimiento. Otros aspectos muy relevantes son los rápidos tiempos de respuesta y la gran flexibilidad de producción que tiene, lo que lo hace ideal para acoplarse a fuentes de energía fluctuantes, como las renovables.

Una vez habiendo expuesto lo anterior, el electrolizador escogido para la unidad de producción de hidrógeno será de tipo PEM, debido a sus múltiples ventajas frente a la tecnología alcalina, especialmente por su idoneidad para operar con energías renovables.

La compañía Hydrogenics, perteneciente a Cummins Inc., es de las empresas líderes en la industria de los sistemas de hidrógeno y su catálogo cuenta con electrolizadores de gran potencia. Dentro de su marca de electrolizadores, HyLYZER, se tiene un electrolizador de 20MW de tipo PEM, el más potente del catálogo. Para el diseño del sistema hace falta conectar una gran cantidad de estos electrolizadores entre sí, debido a los elevados requerimientos de potencia que se tienen.

Para hallar la eficiencia energética de conversión de electricidad en hidrógeno se ha utilizado la ecuación [72], teniendo en cuenta el poder calorífico inferior del hidrógeno, debido a que será este el que se aproveche en la turbina de gas.

Ecuación 72

$$\varepsilon = \frac{PCI_{H_2}}{C_e} \cdot 100 \quad [72]$$

ε : Eficiencia energética de la conversión de electricidad a hidrógeno (%).

C_e : Consumo eléctrico del electrolizador a capacidad nominal (MJ/kg).

PCI_{H_2} : Poder calorífico inferior del hidrógeno (MJ/kg).

Los electrolizadores se dimensionarán de tal forma que el caudal de hidrógeno producido por estos sea capaz de cargar la caverna hasta su presión máxima de almacenamiento, llevándose a cabo esta carga durante 8 horas. Para ello el electrolizador debe ser capaz de aportar en 8 horas la cantidad de hidrógeno necesaria para que posteriormente el ciclo de potencia pueda funcionar con su caudal másico de hidrógeno durante 7 horas. Para el cálculo se utiliza la ecuación [73].

Ecuación 73

$$mp_{H_2} = \frac{mc_{H_2} \cdot t_d}{t_c} \quad [73]$$

mp_{H_2} : Caudal másico producido de hidrógeno (kg/s).

t_c : Tiempo de carga del sistema de almacenamiento (h).

Si la reacción en el electrolizador fuese ideal, por cada kg de hidrógeno producido haría falta aportar 9 kg de agua, dándose por tanto una relación 9:1, pero en la práctica esta relación cambia. El electrolizador elegido presenta una relación de 15,7:1, por lo tanto, las necesidades de agua superarán con creces el caso teórico y serán calculadas teniendo en cuenta dicha relación.

Por otro lado, para calcular la potencia eléctrica que se le debe aportar al electrolizador se utilizará la ecuación [74].

Ecuación 74

$$P_e = \frac{C_e}{mp_{H_2}} \quad [74]$$

Pe: Potencia eléctrica que se tiene que suministrar a los electrolizadores (MW).

2.4.4. Sistema de purificación de agua

2.4.4.1. Destilador

El destilador será dimensionado en función de la cantidad de agua que se necesite aportar al electrolizador. Por cada kg de agua destilada que precisen los electrolizadores se necesitarán 2 kg de agua salada.

Se implantará un depósito de agua destilada de 3636 m³ de volumen contiguo al electrolizador, capaz de almacenar el agua que necesita el electrolizador para funcionar 8 horas (tiempo estimado que funcionará cada día). El destilador deberá ser capaz de producir los 3530 m³ diarios que necesita el electrolizador y almacenarlos en el depósito, para asegurar así el suministro de agua al sistema y que este no se vea interrumpido en caso de fallo de la maquinaria.

Este destilador de osmosis inversa será proporcionado por la empresa Zhangjiagang Luye Machinery Co., Ltd. y es ella la que especifica el gasto eléctrico que este tiene.

2.4.4.2. Bombas de agua

A continuación, se tendrán que dimensionar las bombas que impulsan el agua salada desde el fondo del mar hasta el destilador, las bombas que impulsan el agua destilada desde el destilador hasta los electrolizadores y las bombas que propulsan el agua resultante de la combustión desde el ciclo de potencia hasta el Río Guadarranque.

Para calcular la altura que deben ser capaces de proporcionar las bombas se hará uso de la fórmula [75], de forma análoga a como se hizo en el cálculo de las bombas de sales fundidas.

Ecuación 75

$$H_t = H_g + \frac{P_{imp} - P_{asp}}{\rho_a \cdot g} + \frac{\lambda \cdot V^2 \cdot L}{2 \cdot g \cdot D} \quad [75]$$

H_t: Altura que debe ser capaz de proporcionar la bomba (m).

H_g: Altura geométrica (m). Se tendrá en cuenta solo para el bombeo del agua salada, despreciándose en el caso del agua destilada, considerándose un terreno llano.

P_{imp}: Presión del agua en la zona desde la cual se impulsa (Pa).

P_{asp}: Presión del agua en la zona en la cual acaba llegando después de ser bombeada (Pa).

ρ_a : Densidad del agua (kg/m^3). Su valor variará en función de si es agua salada o agua destilada.

G : Aceleración de la gravedad (m/s^2). Se toma el valor de $9,81 \text{ m/s}^2$.

Λ : Coeficiente de fricción.

V : Velocidad del agua a través de las tuberías (m/s).

L : Longitud del tramo de tuberías a analizar (m).

D : Diámetro de las tuberías (m).

Se calcula previamente el número de Reynolds, que vendrá determinado por la ecuación [76].

Ecuación 76

$$Re = \frac{\rho_a \cdot V \cdot D}{\mu} \quad [76]$$

Re : Número de Reynolds.

μ : Viscosidad dinámica del agua ($\text{Pa}\cdot\text{s}$).

Al igual que en el caso de las sales fundidas, el número de Reynolds es elevado, encontrándose en flujo turbulento, por lo que se halla el coeficiente de fricción mediante la ecuación [77].

Ecuación 77

$$\lambda = 0,0055 \cdot \left[1 + \left(20.000 \cdot \frac{e}{D} + \frac{10^6}{Re} \right)^{\frac{1}{3}} \right] \quad [77]$$

e : Rugosidad absoluta o aspereza de superficie (mm). Se toma el valor correspondiente al acero.

A continuación, se precisará de la ecuación [78] para calcular la potencia que necesitarán las bombas de agua destilada y de agua salada.

Ecuación 78

$$P_B = \rho_a \cdot g \cdot Q \cdot H_t \cdot \eta_B \quad [78]$$

P_B : Potencia eléctrica que consume la bomba (W).

Q : Caudal volumétrico de sales fundidas que impulsa la bomba (m^3/s).

η_B : Rendimiento de la bomba.

2.4.5. Unidades de inyección y extracción

El componente fundamental de las unidades de inyección es el compresor. Para hallar su consumo de potencia eléctrica hará falta conocer la potencia necesaria para comprimir el hidrógeno desde la presión a la que sale del electrolizador hasta la presión a la que se almacena en la caverna de sal. Esta potencia se hallará mediante la ecuación [79].

Ecuación 79

$$P_C = \dot{m}_{H_2} \cdot (h_a - h_e) \cdot \eta_C \quad [79]$$

P_C : Potencia eléctrica que consume el compresor.

\dot{m}_{H_2} : Flujo másico de hidrógeno que sale del electrolizador.

h_a : Entalpía del hidrógeno que se almacena en la cueva de sal, a la presión de

h_e : Entalpía del hidrógeno que sale del electrolizador, a la presión de

η_C : Rendimiento del compresor

2.4.6. Circuito de transporte de hidrógeno

El circuito de transporte de hidrógeno será el encargado de llevarlo desde el electrolizador hasta la cámara de almacenaje y de esta hasta la planta de combustión. La longitud de este dependerá de las distancias entre estos elementos, los cuales se implantan de tal forma que no estén muy alejados entre sí con el objetivo de minimizar gastos en conductos y reducir las pérdidas de carga en los mismos.

Los tramos de conductos se han esquematizado y medido con la ayuda de AutoCad y, posteriormente, fueron convertidos a metros. El bosquejo de los conductos, la localización de la caverna y los electrolizadores se encuentran en el Anexo B.

2.4.7. Agua de desecho

Para llevar a cabo una estimación de la cantidad de agua producida de la combustión del hidrógeno fue utilizado el balance de masa de la ecuación [80].

Ecuación 80

$$m_{H_2} + m_{O_2} = m_{H_2O} \quad [80]$$

m_{H_2} : Flujo másico de hidrógeno consumido por la turbina de gas.

m_{O_2} : Flujo másico de oxígeno que consume la turbina de gas para la reacción de combustión.

m_{H_2O} : Flujo másico de vapor de agua producido en la combustión del hidrógeno.

Una vez que el vapor producido sea turbinado en el ciclo de Rankine, el agua que haya condensado será desechada al río Guadarranque.

2.5. Presupuesto justificado

En este apartado se justificarán los precios de los componentes y la mano de obra de la instalación de almacenamiento de energía por hidrógeno y en el Anexo C se encontrarán algunas de estas tasaciones recibidas por las propias empresas proveedoras o por otras empresas similares cuyas cotizaciones fueron útiles para estimar el costo de los equipos.

Caverna de sal

El presupuesto de la perforación y la creación de la cavidad se ha estimado con la ayuda del trabajo de Alejandro Hidalgo Ruíz, extrapolándolo para la profundidad y dimensiones de la caverna de este proyecto. Por su parte, el costo de la ingeniería de proyecto también fue estimado en función de este, pero sin tener en cuenta en este caso las dimensiones.

El costo de los sondeos para el estudio geológico fue cotizado mediante el generador de precios en España (CYPE Ingenieros).

Unidad de generación de hidrógeno

El precio de los electrolizadores fue tasado por la empresa Cummis, la cual proporciono presupuesto para 4 electrolizadores HyLYZER 1000-30, los cuales equivaldrían a 20MW, que es la potencia de cada electrolizador del sistema. A consecuencia de ello, ha sido estimado que cada electrolizador HyLYZER 4000-30 tendrá el mismo precio que 4 electrolizadores HyLYZER 1000-30.

Las placas que conforman el tanque de agua destilada y las tuberías de agua salada han sido tasadas por la compañía World Iron & Steel, mientras que las tuberías de PVC fueron cotizadas por la empresa Tuyper Grupo.

El costo de la mano de obra para la construcción del tanque de agua destilada fue hallado mediante el generador de precios en España (CYPE Ingenieros).

El destilador de agua salada fue cotizado de manera aproximada por la empresa Zhangjiagang Luye Machinery Co., Ltd.

En cuanto al coste de las bombas de agua, este fue tasado por la compañía Jiangxi Province County Mining Machinery Factory. Esta tasación servirá como una estimación del precio, dado que las bombas tasadas no coinciden con las reales de la instalación, pero cuentan con parámetros de funcionamiento similares.

Sistema de transporte de hidrógeno

Los conductos que transportan el hidrógeno los ha cotizado World Iron & Steel.

Tian Hua Institute of Chemical Machinery & Automation Limited Company proporcionó un precio para un compresor de características similares al requerido, aunque de menor caudal, por lo que para hallar el precio del compresor MSG-2/3 se extrapoló dicho resultado para el caudal de operación del mismo.

El precio de la válvula BS DN-500 fue estimado gracias a la cotización recibida de Topsun Pipelines.

El costo de la torre de absorción ha sido estimado utilizando el documento “Ingeniería básica de un sistema de almacenamiento de hidrógeno en cavernas salinas para el almacenamiento de energía en el sector eléctrico” [29] (Tirado, 2018) y extrapolarlo para las condiciones de este proyecto.

Por su parte, el lavador Venturi fue cotizado por la compañía Yosun, la cual dio presupuesto para un lavador de 200 m³/h, siendo este precio posteriormente extrapulado para el caudal con el que operará el lavador de la instalación.

Instrumentación y Control

El precio de los sensores de presión fue proporcionado por la empresa FUTEK Advanced Sensor Technology S.A., los sensores de temperatura por la compañía Kistler y los caudalímetros por Siemens S.A. El equipo de control, que recibe y procesa las señales de los sensores fue cotizado, al igual que los sensores de presión, por FUTEK Advanced Sensor Technology S.A.

Unidad de potencia

Las tuberías para transportar el condensado se cotizaron a través de World Iron & Steel, mientras la turbina de gas por su parte fue cotizada de forma aproximada con la ayuda de la empresa Dongturbo Electric Company, Ltd., teniendo en cuenta el precio para 75MW de potencia y extrapolándolo a los 448MW de nuestra turbina. No se tuvo en cuenta el costo del remodelado que habría que hacerle al antiguo ciclo de vapor para adaptarlo a las necesidades de la turbina de gas en ciclo combinado y producir 680 MW en conjunto.

Mantenimiento y gasto de auxiliares

En cuanto a personal de mantenimiento se ha considerado el mismo que en el caso del sistema de sales, teniendo en consecuencia el mismo costo. En cuanto a gasto de auxiliares se ha tenido en cuenta por un lado el gasto del compresor de hidrógeno y, por otro lado, el gasto de las bombas de agua. En el caso del compresor se ha considerado que opera 7 horas diarias, las bombas de agua destilada y salada 24 horas y las bombas de condensado 8 horas, los 365 días del año en todos los casos.

Bibliografía y Referencias

En la sección “Referencias” aparecerán las fuentes y los recursos bibliográficos principales utilizados para la realización de este documento, correspondientemente citados en las diversas partes del mismo. Para su redacción se tuvo en cuenta la norma UNE ISO 690.

Por otra parte, en la sección de “Bibliografía” se incluye todo el material consultado y que haya sido de utilidad para la creación de este documento.

Referencias

- [1] **Agencia Andaluza de la Energía. 2020.** Informe de infraestructuras energéticas provincia de Cádiz. [En línea] 31 de diciembre de 2020. [Citado el: 23 de Marzo de 2021.] https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Planificaci%C3%B3n/informe_prov_ca_miea_2020_12_31_0.pdf.
- [2] **Barreiro, Ana Pérez.** El proyecto de Alphabet para almacenar energía en Sal. [En línea] [Citado el: 23 de Febrero de 2021.] <https://futuroelectrico.com/malta-almacenar-energia-en-sal/>.
- [3] **Cedar Lakes Ventures.** Clima promedio en Los Barrios España durante todo el año. [En línea] [Citado el: 21 de Abril de 2021.] <https://es.weatherspark.com/y/34105/Clima-promedio-en-Los-Barrios-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>.
- [4] **Crotogino, F., y otros. 2010.** *Large-Scale Hydrogen Underground Storage for Securing Future Energy Supplies*. s.l. : World Hydrogen Energy Conference, 2010.
- [5] **CYPE Ingenieros.** Generador de Precios. España. [En línea] [Citado el: 5 de Junio de 2021.] <http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0>.
- [6] **Escuela de Formación GF. 2018.** Cálculo sísmico NCSE-02. [En línea] 29 de Agosto de 2018. [Citado el: 11 de Abril de 2021.] <https://geotecniafacil.com/calculo-sismico-ncse-02/>.
- [7] **Ferri, Roberta, Cammi, Antonio y Mazzei, Domenico. 2008.** Molten salt mixture properties in RELAP5 code for thermodynamic solar applications. *International Journal of Thermal Sciences*. 14 de Febrero de 2008, págs. 1677-1678.
- [8] **General Electric. 2020.** 9HA Power Plants. [En línea] Julio de 2020. [Citado el: 28 de Abril de 2021.] https://www.ge.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/products/gas-turbines/9ha-power-plants.pdf.
- [9] **German Aerospace Center. 2020.** *Repurposing of existing coal-fired power plants into Thermal Storage Plants for renewable power in Chile*. 2020.

- [10] **HyUnder. 2014.** Assessment of the Potential, the Actors and Relevant Business Cases for Large Scale and Long Term Storage of Renewable Electricity by Hydrogen Underground Storage in Europe. [En línea] 14 de Julio de 2014. [Citado el: 10 de Enero de 2021.] http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D6.3_Joint-results-from-individual-case-studies.pdf.
- [11] **Inglesa.** *Diseño y Cálculo de Tanques de Almacenamiento.*
- [12] **Instituto Americano del Petróleo. 1998.** *API Norma 650 décima edición.* s.l. : CSSINFO, 1998.
- [13] **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. 2020.** *Borrador actualizado del plan nacional integrado de energía y clima 2021-2030.* 2020.
- [14] **Kearney, D., y otros. 2003.** *Overview on use of a Molten Salt HTF in a Trough Solar Field.* s.l. : NREL Parabolic Trough Thermal Energy Storage Workshop Golden, 2003.
- [15] **Morante, Juan Ramón, y otros. 2020.** *Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada.* Madrid : Fundación Naturgy, 2020. 978-84-09-22546-0.
- [16] **Nederman MikroPul.** Venturi Wet Dust Scrubbers. [En línea] [Citado el: 5 de Marzo de 2021.] <https://www.nedermanmikropul.com/es-mx/products/wet-scrubbers/venturi-scrubber>.
- [17] **OMIE.** Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad. [En línea] [Citado el: 27 de Abril de 2021.] <https://www.omie.es/>.
- [18] **Ozarlan, Ahmet. 2012.** Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns. *International journal of Hydrogen energy* 37. 11 de Agosto de 2012.
- [19] **Perumetales.** ASTM A516 GR 70. [En línea] [Citado el: 27 de Marzo de 2021.] http://www.perumetalescorporacion.com/astm_A516.php.
- [20] **Picchi, Alberto Carlos Moeckel. 2018.** *Producción de hidrógeno a partir del excedente de energía eléctrica proveniente de renovables.* Sevilla : Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2018.
- [21] **Redexis. 2021.** Redexis construirá en Mallorca el primer hidroduto de España partir de la planta de Hidrógeno renovable impulsada en el proyecto europeo GREEN HYSLAND. [En línea] 27 de Enero de 2021. [Citado el: 21 de Febrero de 2021.] <https://www.redexisgas.es/wp-content/uploads/2021/01/Ndp-Redexis-construir%C3%A1-en-Mallorca-el-primer-hidroduto-de-Espa%C3%B1a-a-partir-de-la-planta-de-Hidr%C3%B3geno-renovable-impulsada-en-el-proyecto-europeo-GREEN-HYSLAND.pdf>.
- [22] **Romero, Javier Rojas y Escobar, Juan Nores. 1999.** Visita a Los Barrios. [En línea] Junio de 1999. [Citado el: 25 de Noviembre de 2020.] <https://web.archive.org/web/20090812053409/http://www.esi2.us.es/ANT/ingenio/ingenio10/barrios.html>.
- [23] **Rubio, Marta Torralba. 2014.** *Optimización del espesor de sales fundidas para una Central de Captadores Cilindro-Parabólicos (CCP).* Sevilla : Escuela Técnica Superior de Ingenieros, 2014.

- [24] **Siemens. 2019.** Siemens Annual Report 2019. [En línea] 2019. [Citado el: 13 de Abril de 2021.] <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:0389873c-aed9-444d-9780-4b14b1b7ce57/2019-annual-report.pdf>.
- [25] **Soto, Frank. 2017.** Torres de Absorción de Gases, una de las maneras de separar las mezclas químicas. [En línea] 2017. [Citado el: 23 de Abril de 2021.] <https://steemit.com/spanish/@frankjavier/torres-de-absorcion-de-gases-una-de-las-maneras-de-separar-las-mezclas-quimicas>.
- [26] **Toro, Juan Francisco Coronel. 2014.** Colección de Tablas, Gráficas y Ecuaciones de Transmisión de Calor. [En línea] Septiembre de 2014. [Citado el: 12 de Mayo de 2021.] http://jfc.us.es/DESCARGAS/TC/TABLAS_TC_SEP-2014_V35.pdf.
- [27] **Tubacero.** Catálogo Tubacero. [En línea] [Citado el: 23 de Febrero de 2021.] http://tubacero.es/resources/upload/link/tubacero_catalogo_general.pdf.
- [28] **Indeed.** Salarios . [En línea] [Citado el: 29 de Junio de 2021.] <https://es.indeed.com/career/salaries?from=gnav-jobsearch--jasx>.
- [29] **Tirado, Germán Moyano. 2018.** *Ingeniería básica de un sistema de almacenamiento de hidrógeno en cavernas salinas para el almacenamiento de energía en el sector eléctrico.* Sevilla : Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2018.

Bibliografía

- Abelló Linde, S.A.** Manipulación de Hidrógeno. [En línea] [Citado el: 23 de Marzo de 2021.] https://www.linde-gas.es/es/images/CS_13_%20v%2012%20%28manipulaci%C3%B3n%20de%20hidr%C3%B3geno%29_tcm316-25939.pdf.
- AFELMA; ANDIMAI.** Guía de Buenas Prácticas en el Aislamiento Industrial. [En línea] [Citado el: 21 de Marzo de 2021.] <https://www.fenercom.com/wp-content/uploads/2017/01/Guia-de-Buenas-Practicas-en-el-Aislamiento-Industrial-fenercom-2017.pdf>.
- Agencia Andaluza de la Energía. 2020.** Informe de infraestructuras energéticas de Andalucía. [En línea] 31 de Diciembre de 2020. [Citado el: 11 de Marzo de 2021.] https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/Planificaci%C3%B3n/informe_andaluz_miea_2020_12_31.pdf.
- Álvarez, Javier Callón.** Propiedades del Hidrógeno. [En línea] [Citado el: 17 de Diciembre de 2020.] <https://elementos.org.es/hidrogeno>.
- Amores, Ernesto, Nuria Rojas, Margarita Sánchez Molina y Sevilla, Gema. 2018.** [En línea] Junio de 2018. [Citado el: 13 de Abril de 2021.] https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewjfi_Kq79XvAhXH4IUkHWTdAGkQFjACegQIBBAD&url=http%3A%2F%2Fwww.energetica21.com%2Fdes

cargar.php%3Fseccion%3Darticulos%26archivo%3DWhFfLhV2U7i2Mp9J200oDIMggLmwvVS21ej9OaRJ9IvmFfdDdHHIT.

Barreiro, Ana Pérez. El proyecto de Alphabet para almacenar energía en Sal. [En línea] [Citado el: 23 de Febrero de 2021.] <https://futuroelectrico.com/malta-almacenar-energia-en-sal/>.

Belgicast. 2014. Válvulas de Compuerta de Cierre Elástico. [En línea] Febrero de 2014. [Citado el: 12 de Mayo de 2021.] https://www.belgicast.eu/fileadmin/user_upload/BELGICAST_Valvulas_de_compuerta_de_cierre_el%C3%A1stico.pdf.

Bonnet. Clasificación de los aceros inoxidable. [En línea] [Citado el: 17 de Enero de 2021.] <http://www.bonnet.es/clasificacionacerinox.pdf>.

Caglayan, Dilara Gulcin, y otros. 2020. Technical potential of salt caverns for hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*. 18 de Enero de 2020.

Camacho, Laura Cruz. 2018. *Diseño Básico de un Sistema de Almacenamiento Térmico de Sales en una Planta Termosolar de 50MWh*. Sevilla : Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2018.

Cano, Marta Palomo. 2017. *Aislantes térmicos. Criterios de selección por requisitos energéticos*. S.I. : Universidad Politécnica de Madrid, 2017.

Carrizo, Denise A., Danon, Claudio A. y Ramo, Cinthia P. 2019. CARACTERIZACIÓN DE UN ACERO ASTM A213 T91 EN CICLOS DE ENFRIAMIENTO CONTINUO. [En línea] Diciembre de 2019. [Citado el: 19 de Enero de 2021.] https://www.researchgate.net/publication/338192886_CHARACTERIZACION_DE_UN_ACERO_ASTM_A213_T91_EN_CICLOS_DE_ENFRIAMIENTO_CONTINUO.

CENERGIA. 2019. Alemania busca poner almacenamiento térmico en plantas de carbón. [En línea] 21 de Marzo de 2019. [Citado el: 15 de Diciembre de 2020.] <https://cenergia.org.pe/blog/alemania-busca-poner-almacenamiento-termico-en-plantas-de-carbon/>.

Centro Nacional de Hidrógeno. Pilas de Combustible. [En línea] [Citado el: 28 de Enero de 2021.] <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/>.

Choque, Yupanqui Santos. 2017. *Estudio técnico económico de un sistema de paneles fotovoltaicos e hidrógeno*. Madrid : Universidad Politécnica de Madrid, 2017.

Coscia, Kevin, y otros. 2013. Thermophysical Properties of LiNO₃-NaNO₃-KNO₃ Mixtures for Use in Concentrated Solar Power. *Journal of Solar Energy Engineering*. Agosto de 2013.

Cummins Hydrogenics. 2020. Power to hydrogen to power solution. [En línea] 3 de Noviembre de 2020. [Citado el: 16 de Mayo de 2021.] https://flexnconfu.eu/wp-content/uploads/2020/11/Webinar-FLEXnCONFU_Cummins_D_Thomas.pdf.

E&M Combustión. EM&C quemadores de hidrogeno. [En línea] [Citado el: 20 de Abril de 2021.] https://emcombustion.es/wp-content/pdfs/es/EM&C_quemadores_hidrogeno.pdf.

—. 2016. Recirculación de Gases de Combustión para mejorar la protección del medio ambiente. [En línea] 16 de Marzo de 2016. [Citado el: 14 de Mayo de 2021.] <https://emcombustion.es/recirculacion-de-gases-de-combustion/>.

Fernández, Daniel Iglesias. *Estudio numérico del flujo de sales fundidas en un receptor central de torre mediante fluent.* Madrid : Universidad Carlos III .

Fernández, Marinela. Pérdidas de carga por fricción. [En línea] [Citado el: 20 de Abril de 2021.] <https://lopei.files.wordpress.com/2010/06/practica-6.pdf>.

Forsberg, C. W. 2006. *Assessment of Nuclear-Hydrogen Synergies with Renewable Energy Systems and Coal Liquefaction Processes.* Tennessee : Oak Ridge National Laboratory, 2006.

Fuel Cells. 2020. Green Hysland project planned for Mallorca. *Fuel Cells Bulletin.* Noviembre de 2020, págs. 9-10.

Fuelcell. 2006. Electrochemical Power. [En línea] 2006. [Citado el: 18 de Enero de 2021.] http://www.fuelcell.no/principle_components_es.htm.

Gabrian. Aluminum Alloy Properties. [En línea] [Citado el: 21 de Marzo de 2021.] <https://www.gabrian.com/wp-content/uploads/2018/09/6061-Aluminum-Alloy-Properties-1.pdf>.

García-Conde, Antónío González. 2021. Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno. [En línea] 13 de Abril de 2021. http://www2.udg.edu/Portals/88/proc_industrials/5%20-%20Otros%20Combustibles-Hidrogeno.pdf.

German Aerospace Center. 2020. *Repurposing of existing coal-fired power plants into Thermal Storage Plants for renewable power in Chile.* 2020.

González, Iñigo Béjar. 2021. Sistemas de combustión de hidrógeno para la descarbonización de la industria. [En línea] 2 de Febrero de 2021. [Citado el: 21 de Abril de 2021.] <https://www.interempresas.net/Energia/Articulos/325671-Sistemas-de-combustion-de-hidrogeno-para-la-descarbonizacion-de-la-industria.html>.

González, Manuel Gómez. 2008. *Sistema de generación eléctrica con pila de combustible de óxido sólido alimentado con residuos forestales y su optimización mediante algoritmos basados en nubes de partículas.* S.l. : Universidad Nacional de Educación a Distancia (España). Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, 2008.

Grupo de termotecnia. 2019. *Sistemas basados en hidrógeno.* Sevilla : Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2019.

Harm, Diego Larráin. 2015. *Desarrollo de un sistema de almacenamiento térmico para la central termosolar Astexol 2.* Madrid : Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Energía y Minas, 2015.

Hydrocarbons Technology. Tuz Golu Underground Gas Storage Project. [En línea] <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/tuz-golu-underground-gas-storage-project/>.

HyUnder. 2013. Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe. [En línea] 8 de Agosto de 2013. [Citado el: 20 de Enero de 2021.] http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D2.1_Benchmarking-of-large-scale-seasonal-hydrogen-underground-storage-with-competing-options.pdf.

—. **2013.** Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe. [En línea] 14 de Agosto de 2013. [Citado el: 20 de Enero de 2021.] http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D3.1_Overview-of-all-known-underground-storage-technologies.pdf.

Inarquía. El Mejor Aislante Térmico, el Aerogel o Humo Helado. [En línea] [Citado el: 20 de Febrero de 2021.] <https://inarquia.es/aerogel-humo-helado-mejor-aislante-termico/>.

Ingersoll Rand. Compresor centrífugo MSG-2/3. [En línea] [Citado el: 9 de Mayo de 2021.] <https://www.directindustry.es/prod/ingersoll-rand/product-5703-1878205.html>.

ISOVER. Soluciones de aislamiento para aplicaciones de industria. [En línea] [Citado el: 10 de Marzo de 2021.] https://www.isover.com.ar/sites/isover.ar/files/assets/documents/ref_isover_cat_ind_2811.pdf.

Klinger Saidi Spain. Soluciones para energía termosolar. [En línea] [Citado el: 5 de Febrero de 2021.] https://www.saidi.es/wp-content/uploads/2019/05/SAIDI_Solutions_Thermal_Power.pdf.

Kruck, Olaf, y otros. 2013. Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen. [En línea] 18 de Agosto de 2013. [Citado el: 15 de Febrero de 2021.] http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D3.1_Overview-of-all-known-underground-storage-technologies.pdf.

Kunstman, Andrzej, Poborska-Młynarska, Katarzyna y Urbańczyk, Kazimierz. 2007. *Solutions mining in salt deposits: outline of recent development trends*. s.l. : Krakow AGH, 2007.

Martínez, Amable Linan y Pombo, Jose Luis Urrutia. 1969. *Análisis de la reacción hidrógeno aire mediante métodos de perturbaciones singulares*. S.l. : Dres.Ings.Aeronáuticos INTA, 1969.

Material Mundial. Acero Inoxidable 316 Ficha Técnica. [En línea] [Citado el: 26 de Enero de 2021.] <https://www.materialmundial.com/inox-ss316-aisi-astm-acero-inoxidable-316-ficha-tecnica-propiedades-ss/>.

Michalski, Jan, y otros. 2017. Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems. *International journal of hydrogen energy* 42. 6 de Mayo de 2017.

Modesto, Luis. 2020. *Instalaciones y Máquinas Hidráulicas*. Sevilla : Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2020.

Morante, Juan Ramón, y otros. 2020. *Hidrógeno: Vector energético de una economía descarbonizada*. Madrid : Fundación Naturgy, 2020. 978-84-09-22546-0.

Mundo Marítimo. 2020. El agua: El problema al que nadie se refiere al hablar del hidrógeno verde. [En línea] 2 de Noviembre de 2020. [Citado el: 15 de Mayo de 2021.] <https://www.mundomaritimo.cl/noticias/el-agua-el-problema-al-que-nadie-se-refiere-al-hablar-del-hidrogeno-verde>.

Muñiz, Guillermo Romero. 2016. *Instrumentación y control de sistema de sales fundidas de central termosolar de receptor central*. Sevilla : Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2016.

Nel Hydrogen. Water electrolyzers / hydrogen generators. [En línea] [Citado el: 18 de Abril de 2021.] <https://nelhydrogen.com/water-electrolyzers-hydrogen-generators/>.

Redexis. 2021. Redexis construirá en Mallorca el primer hidrógeno renovable impulsado en el proyecto europeo GREEN HYSLAND. [En línea] 27 de Enero de 2021. [Citado el: 21 de Febrero de 2021.] <https://www.redexisgas.es/wp-content/uploads/2021/01/Ndp-Redexis-construir%C3%A1-en-Mallorca-el-primer-hidrogeno-de-Espa%C3%B1a-a-partir-de-la-planta-de-Hidr%C3%B3geno-renovable-impulsado-en-el-proyecto-europeo-GREEN-HYSLAND.pdf>.

Román, María del Carmen Benítez. 2016. *Análisis de pérdidas térmicas en el sistema HTF y almacenamiento de sistemas termosolares CCP*. Sevilla : Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2016.

Ruano, Carlos Vidal. 2016. *Diseño de una columna de absorción de relleno para la desulfuración de gas natural*. Cádiz : Facultad de Ciencias, 2016.

Ruiz, Alejandro Hidalgo. 2017. *Creación de una cavidad en un domo salino para almacenamiento de aire comprimido*. S.I. : Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, 2017.

Sener. 2017. Planta solar térmica Gemasolar. [En línea] 2017. [Citado el: 11 de Abril de 2021.] <https://www.energy.sener.es/pdf-ficha-proyecto/gemasolar>.

Shaanxi Shew-e Steel Pipe. 2018. Proyecto Malta. Google quiere revolucionar el almacenamiento de energía usando sal, acero y aire. [En línea] 4 de Junio de 2018. [Citado el: 3 de Marzo de 2021.] <https://forococheselectricos.com/2021/03/google-proyecto-malta-almacenamiento-de-energia-usando-sal-acero-y-aire.html>.

Sohlif, Doiminik, Stepper, Robin y Schneide, Dr. Günter. 2021. Tecnología de Almacenamiento de CSP. [En línea] 28 de Mayo de 2021. <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/08/05202601/Tecnologia-de-Almacenamiento-de-CSP.pdf>.

Sulzer. Bomba de sales fundidas de vanguardia para plantas termosolares. [En línea] [Citado el: 5 de Mayo de 2021.] <https://www.sulzer.com/es-es/spain/shared/products/vey-molten-salt-for-concentrated-solar-power>.

—. Bomba multietapa vertical VMS. [En línea] [Citado el: 11 de Abril de 2021.] <https://www.sulzer.com/es-es/spain/shared/products/vms-vertical-multistage-pump>.

—. Bomba sumergible SJS. [En línea] [Citado el: 11 de Abril de 2021.] <https://www.sulzer.com/es-es/spain/shared/products/sjs-submersible-pump>.

The Leighty Foundation. 2007. Running the world on renewables: Hydrogen transmission pipelines and firming geologic storage. *International Journal of energy research*. 21 de Marzo de 2007.

Universidad de Sevilla. PropiedadesDeFluidos. [En línea] [Citado el: 23 de Abril de 2021.] <https://personal.us.es/jfc/PropiedadesDeFluidos/>.

Valbruna México. Aceros inoxidables austeníticos. [En línea] [Citado el: 16 de Marzo de 2021.] <http://valbruna.com.mx/clasificacion-de-los-acero-inoxidables/aceros-inoxidables->

austeníticos/#:~:text=Los%20aceros%20austen%C3%Adticos%20tienen%20considerablemente ,la%20oxidaci%C3%B3n%20a%20elevadas%20temperaturas..

Villar Mir Energía. 2020. El almacenamiento de energía, la tendencia de este 2020. [En línea] 20 de Enero de 2020. [Citado el: 4 de Enero de 2021.] <https://www.energyvm.es/el-almacenamiento-de-energia-la-tendencia-de-este-2020/>.

Zhou, Hao, y otros. 2020. *Experimental and numerical investigation of temperature distribution and heat loss of molten salt tank foundation at different scales*. S.l. : Springer-Verlag GmbH Germany, part of Springer Nature 2020, 2020.

ANEXOS

Anexo A: Catálogos

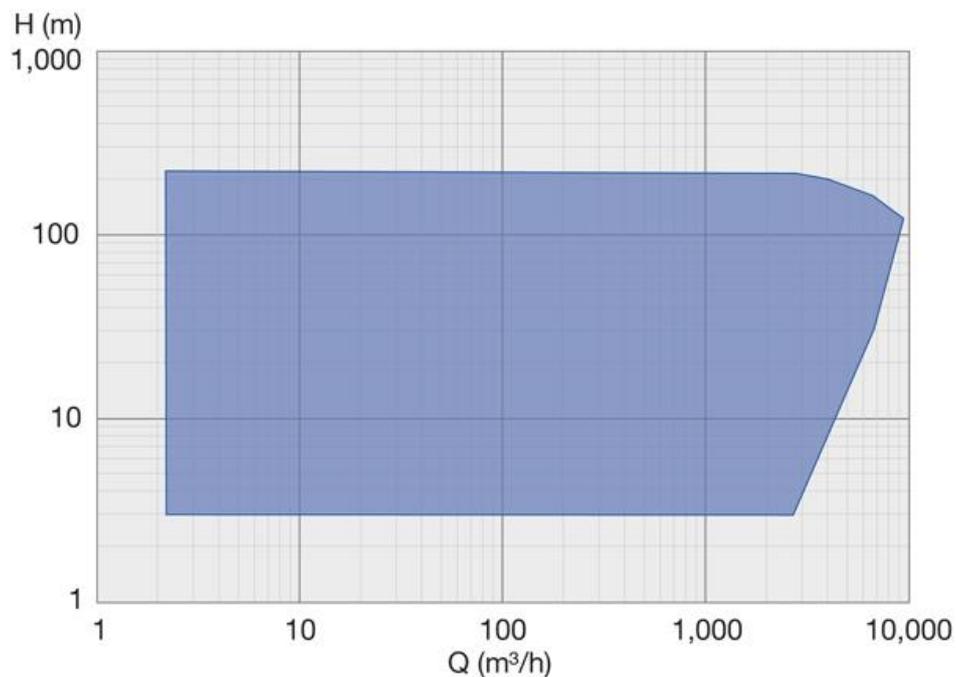
Especificaciones técnicas del catálogo de las bombas de agua destilada

Datos técnicos (50 Hz)

	VMS 2	VMS 4	VMS 6	VMS H 6	VMS 10 2P	VMS 10 4P	VMS 15 2P	VMS 15 4P	VMS 25 2P
Rango de caudales [m ³ /h]	0.2 - 3.3	0.4 - 6.5	0.6 - 9	0.6 - 8.6	1.0 - 13.2	0.5 - 6.6	1.8 - 22.5	0.98 - 11.3	2.8 - 35
Caudal nominal a Q _{opt.} [m ³ /h]	1.9	4	6.3	6.5	10	5	18	9.8	28
Presión nominal	PN 10 - 25 - 40								
Presión máx. bombeo [m]	229	234	256	402	239	58	248	59	246
Presión máxima a Q _{opt.} [m]	187	193	200	325	179	43	193	44	185
NPSH a Q _{opt.} [m]	2.2	1.2	1.2	2.0	1.2	0.9	1.2	0.6	3.0
Rendimiento máximo	54 %	62 %	68 %	60 %	68 %	68 %	71 %	71 %	77 %

	VMS 25 4P	VMS 40 2P	VMS 40 4P	VMS 60 2P	VMS 60 4P	VMS 85	VMS 85 4P	VMS 125
Rango de caudales [m ³ /h]	1.4 - 17.5	4 - 54	2 - 27	6 - 76	3 - 38	8.5 - 112.8	4.3 - 54	13.1 - 162
Caudal nominal a Q _{opt.} [m ³ /h]	14	40	19	54	26.5	85.7	40.0	125.0
Presión nominal	PN 10 - 25 - 40							
Presión máx. bombeo [m]	59	239	59	251	71	176	42	128
Presión máxima a Q _{opt.} [m]	45	194	50	193	55	132	33	88
NPSH a Q _{opt.} [m]	0.8	2.5	0.6	2.7	0.7	2.2	0.6	5.0
Rendimiento máximo	77 %	76 %	76 %	78 %	78 %	79 %	79 %	80 %

Rangos de operación de la bomba sumergible SJS de agua salada



WATER ELECTROLYZERS : PRODUCT LINE

Alkaline

PEM (Proton Exchange Membrane)



	HySTAT®-15-10	HySTAT®-60-10	HySTAT®-100-10	HyLYZER® -500-30	HyLYZER® -1.000-30	HyLYZER® -4.000-30
Output pressure	10 barg (27 barg optional)			30 barg		
Design	Indoor/outdoor	Indoor/outdoor	Indoor/outdoor	Indoor/outdoor	Indoor	Indoor
Number of cell stacks	1	4	6	2	2	8
Nominal hydrogen flow	15 Nm ³ /h	60 Nm ³ /h	100 Nm ³ /h	500 Nm ³ /h	1.000 Nm ³ /h	4.000 Nm ³ /h
Nominal input power	80 kW	300 kW	500 kW	2.5 MW	5 MW	20 MW
AC power consumption (utilities included, at nominal capacity)	5.0 to 5.4 kWh/Nm ³			≤ 5.1 kWh/Nm ³	DC power consumption: 4.3 kWh/Nm ³ ± 0.1 (at nameplate hydrogen flow)	
Turndown ratio	40-100%	10-100%	5-100%	5-100%	5-125%	
Hydrogen purity	99.998% O ₂ < 2 ppm, N ₂ < 12 ppm (higher purities optional)			99.998% O ₂ < 2 ppm, N ₂ < 12 ppm (higher purities optional)		
Tap water consumption	<1.4 liters / Nm ³ H ₂			<1.4 liters / Nm ³ H ₂		
Footprint (in containers)	1 x 20 ft	1 x 40 ft	1 x 40 ft	2 x 40 ft	(LxWxH) 8.4 x 2.3 x 3.0 m	20 x 25 m (500 m ²)
Utilities (AC-DC rectifiers, reverse osmosis, cooling, instrument air, H ₂ dryer)	Incl.	Incl.	Incl.	Incl.	Optional	Optional

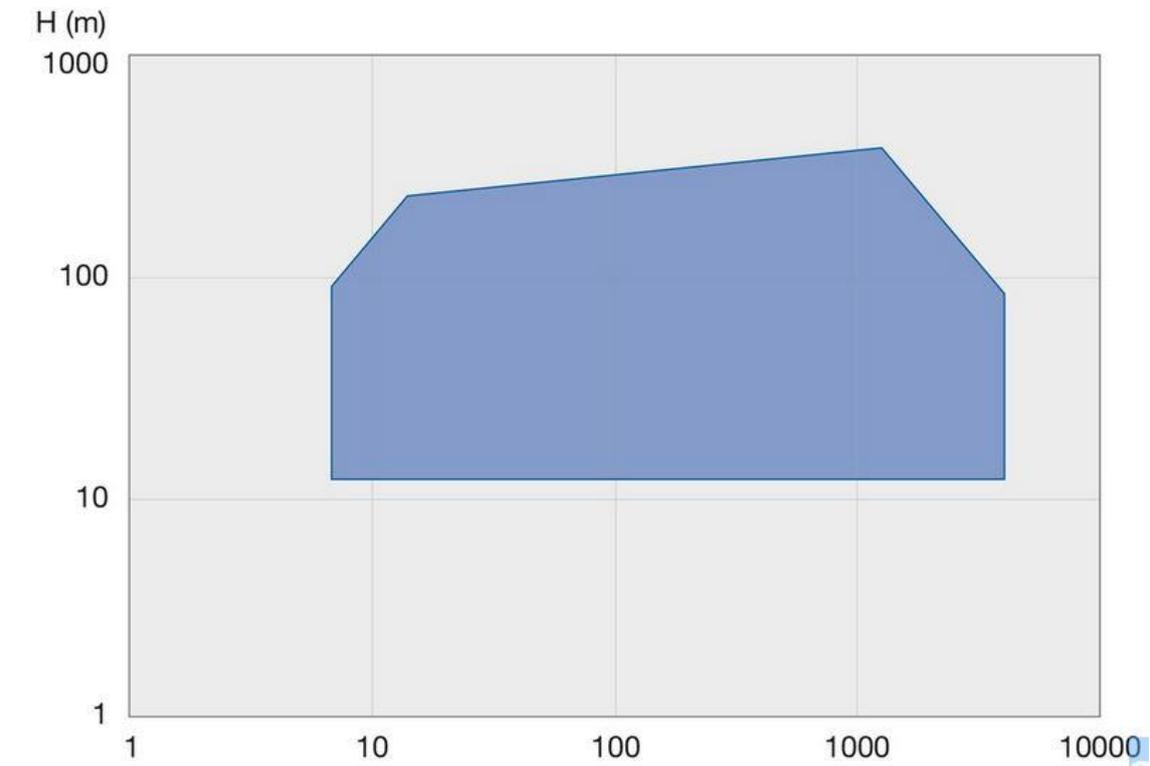
Datos técnicos del compresor de hidrógeno MSG-2/3

Tecnología	centrífugo
Tipo	de aire, de gas
Accionamiento	con motor eléctrico, térmico
Instalación / movilidad	estacionario
Lubricación	sin aceite
Uso previsto	industrial
Otras características	refrigerado por agua, de baja presión
Presión	Máx.: 100 bar (1.450,38 psi) Mín.: 0 bar (0 psi)
Caudal	Máx.: 280 m ³ /min (9.888,11 ft ³ /min) Mín.: 70 m ³ /min (2.472,03 ft ³ /min)
Potencia	Máx.: 4.100 kW (5.574,45 hp) Mín.: 0 kW (0 hp)

Datos de funcionamiento bombas de sales Sulzer

	50 Hz	60 Hz
Cuerpos de bomba	Hasta 914 mm	Hasta 36"
Caudales	Hasta 4'000 m ³ /h	Hasta 17'600 US gpm
Alturas	hasta 380 m	hasta 1'250 ft
Presiones	hasta 100 bares	hasta 1'450 psi (libras por pulgada cuadrada)
Temperaturas	hasta 600 °C	hasta 1'100 °F

Rangos de funcionamiento bombas Sulzer



Datos técnicos del catálogo de la manta de lana de roca Prorox 950WM

Aplicación

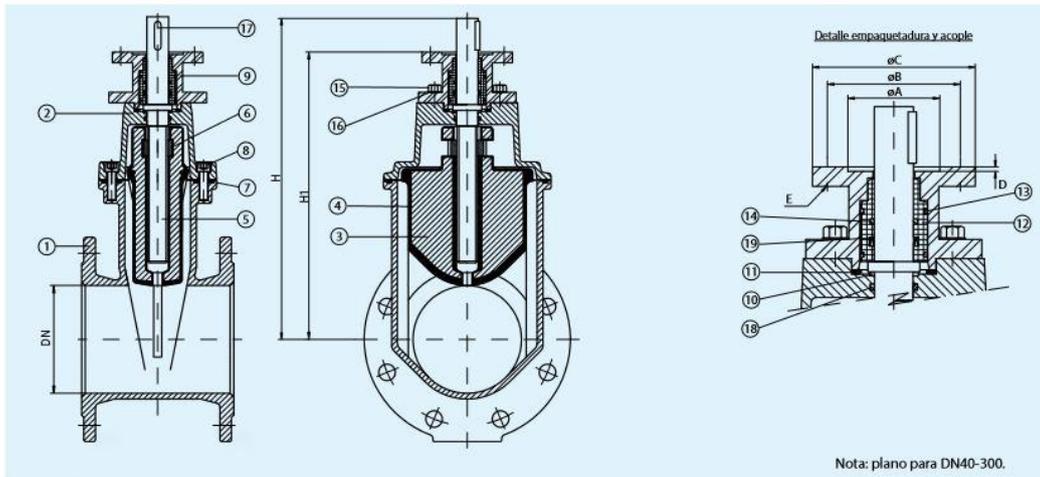
La manta armada Prorox WM 950^{ES} cumple plenamente con los requerimientos normativos internacionales, de acuerdo con la norma EN14303

Características técnicas

	Resultados											Normativa	
	T (°C)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600		640
Conductividad térmica	λ (W/mK)	0,039	0,045	0,053	0,062	0,072	0,084	0,097	0,112	0,146	0,192	0,213	EN 12667
Temperatura máxima de trabajo	640 °C											EN 14706	
Reacción al fuego	Euroclase A1											EN 13501-1	
Densidad nominal	80 kg/m ³											EN 1602	
Absorción de agua	< 1 kg/m ²											EN 1609	
Resistencia al paso del vapor de agua	$\mu = 1$											EN 14303	
Resistencia al paso del aire	> 40 kPa.s/m ²											EN 29053	
Código de designación	MW EN 14303-T2-ST(+)-640-WS1											EN 14303	

Catálogo válvula de compuerta BS DN-500

PN-10/16 / DN-40/1200



DN	H	H1	Brida acoplamiento ISO 5211	øA	øB	øC	D	E
40	237	193	F-10	70.5	102	125	3.5	4xø12
50	247	202.5	F-10	70.5	102	125	3.5	4xø12
65	277	230	F-10	70.5	102	125	3.5	4xø12
80	326.5	279.5	F-10	70.5	102	125	3.5	4xø12
100	359.5	312.5	F-10	70.5	102	125	3.5	4xø12
125	408	361.5	F-10	70.5	102	125	3.5	4xø12
150	447	400.5	F-10	70.5	102	125	3.5	4xø12
200	550	484.5	F-10	70.5	102	125	3.5	4xø12
250	641.5	571	F-14	100.5	140	175	4.5	4xø18
300	716.5	646	F-14	100.5	140	175	4.5	4xø18
350	796.5	727	F-14	100.5	140	175	4.5	4xø18
400	955	898	F-14	100.5	140	175	4.5	4xø18
450	955	898	F-14	100.5	140	175	4.5	4xø18
500	1151	1075	F-16	130.5	165	210	5.5	4xø22
600	1313	1238	F-16	130.5	165	210	5.5	4xø22

Datos de funcionamiento de la turbina de gas 9HA.01 en ciclo combinado

	9HA.01	9HA.02
Net output (MW)	680	838
Net heat rate (Btu/kWh, LHV)	5356	5320
Net heat rate (kJ/kWh, LHV)	5651	5613
Net efficiency (% , LHV)	63.7%	64.1%
Ramp Rate (MW/minute)	65	88
Startup Time (RR Hot, Minutes)	<30	<30

Anexo B: Planos

Esquema del sistema de tanques de sales



Cada trazado y figura representa un elemento real del sistema, descrito a continuación en la leyenda:

Trazado verde: Tuberías que conducen al tanque de drenaje.

Trazado amarillo: Tuberías de los tanques de sales calientes al ciclo de potencia.

Trazado cian: Tuberías del ciclo de potencia a los tanques fríos.

Trazado azul: Tuberías de los tanques fríos al intercambiador de calor por resistencias eléctricas.

Trazado rojo: Tuberías del intercambiador de calor por resistencias eléctricas a los tanques calientes.

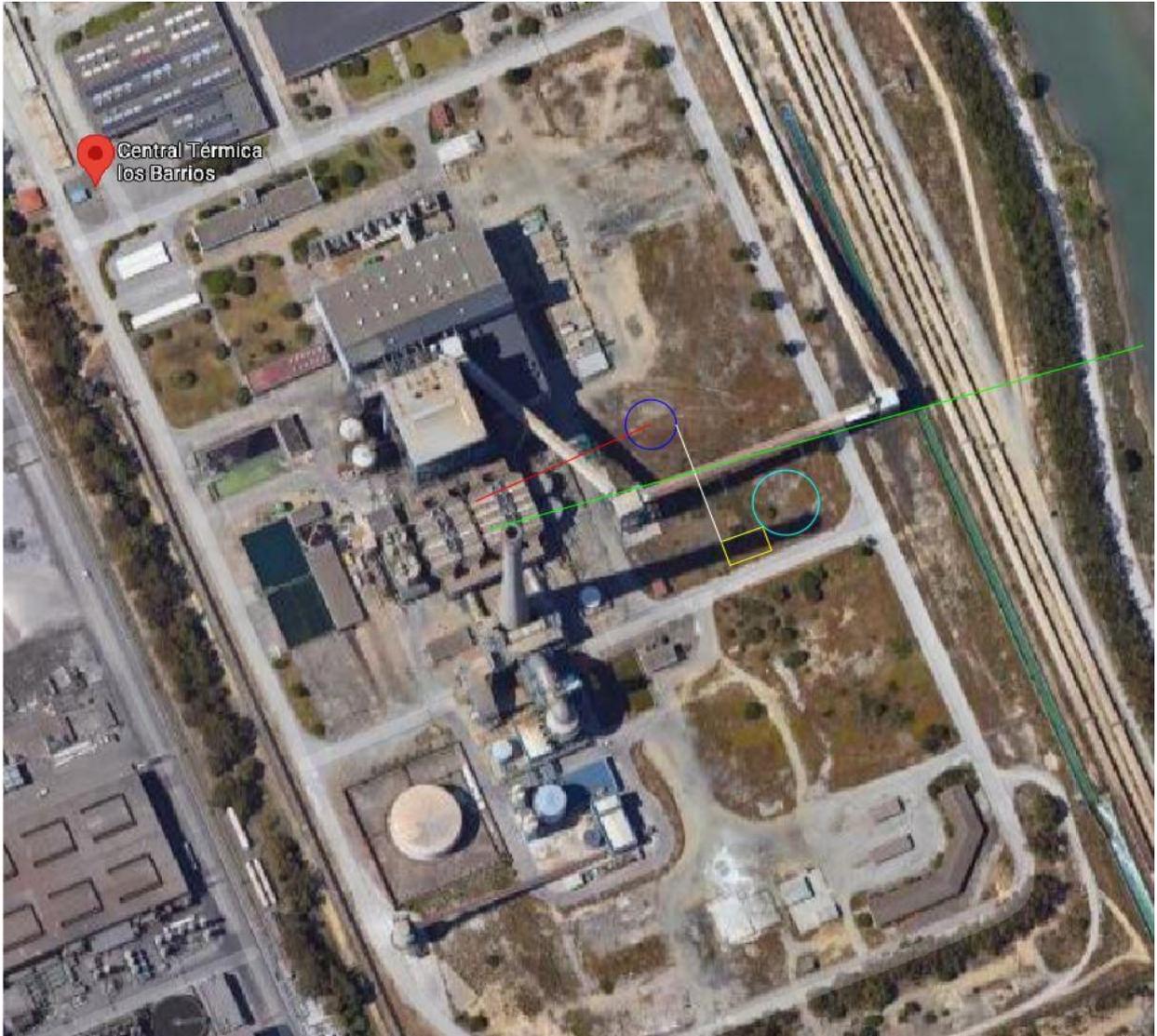
Circunferencias rojas: Tanques de sales calientes.

Circunferencias azules: Tanques de sales frías.

Rectángulo blanco: Intercambiador de calor por resistencias eléctricas.

Rectángulo rosa: Tanque de drenaje.

Esquema del sistema de almacenamiento por hidrógeno



Leyenda:

Circunferencia azul: Caverna de sal.

Rectángulo amarillo: Electrolizador.

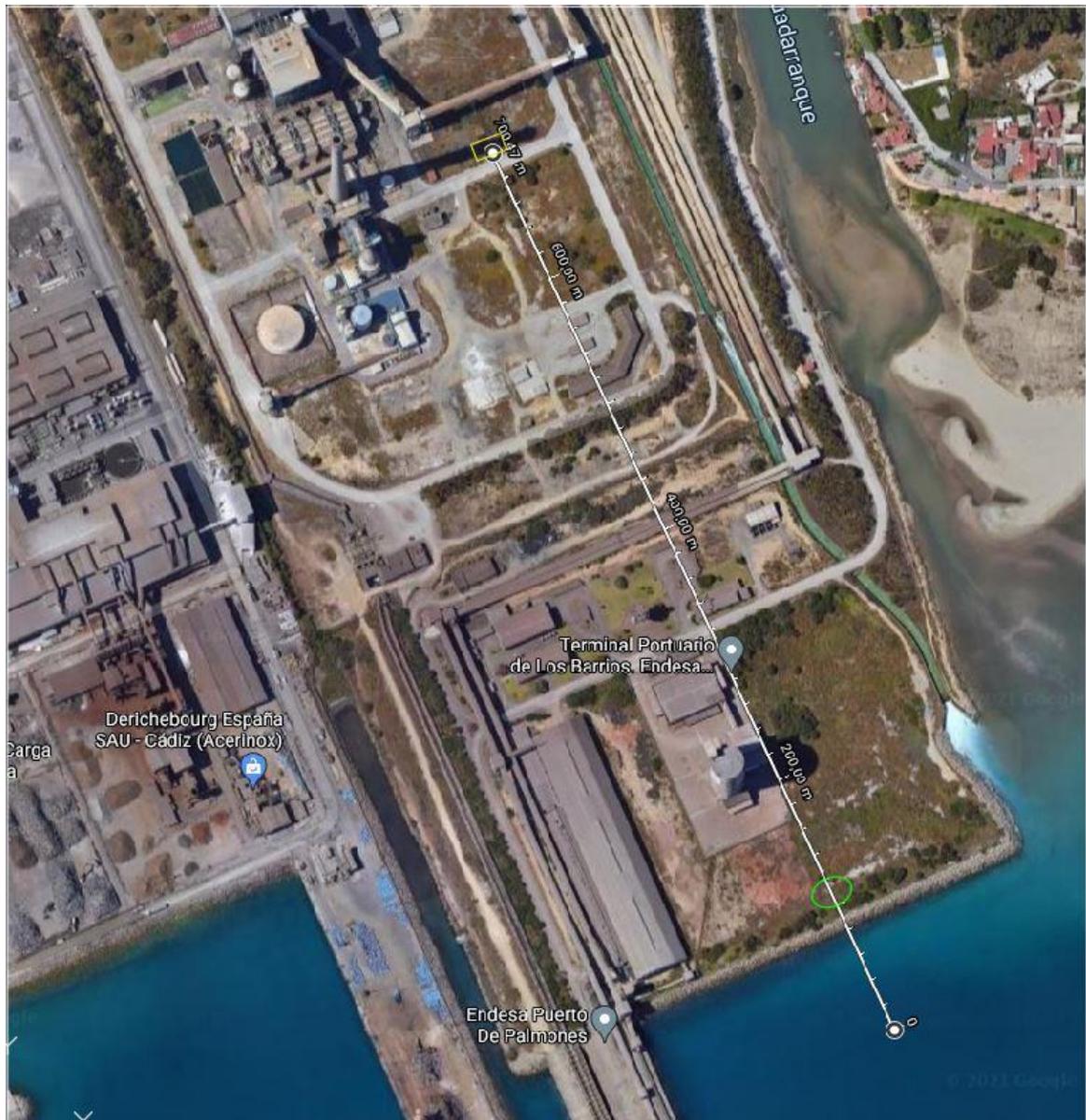
Trazado blanco: Conducto de transporte de hidrógeno del electrolizador a la caverna de sal.

Trazado rojo: Conducto de transporte de hidrógeno a la turbina de gas.

Trazado verde: Conducto de transporte de condensado al río Guadarranque.

Circunferencia Cian: Depósito de agua destilada.

Esquema tuberías de agua del destilador al electrolizador



Leyenda:

Óvalo verde: Destilador de agua.

Rectángulo amarillo: Electrolizador.

Anexo C: Tasaciones

Tasación de las placas de los tanques



SHAANXI WORLD IRON & STEEL CO., LTD

ADD: NO.88 Xi'an International Trade & Logistics Park, Baqiao District, China
Email: world03@worldironsteel.com Phone: +86-15349272801 Web: www.worldironsteel.com

QUOTATION SHEET

ATT: Adrian

CONTACT: Monica

REF NO.: WD210629M

D/Q: Jun 29th 2021

ITEM #.	DESCRIPTION	Width	WT	LENGHT	QUANTITY	WEIGHT		FOB PRICE			
		m	mm	m	pcs	Kg/Pce	Total /Ton	EURO/Ton	ERUO/KG	EURO/Pce	EURO/Total
1	Placas de A516Gr70 de 36mm	2.0	36.00	3.0	1075	1,696	1,823	€ 939	€ 0.94	€ 1,591.43	€ 1,710,783
2	Placas de A516Gr70 de 12,7 mm	2.0	12.70	3.0	470	598	281	€ 952	€ 0.95	€ 569.24	€ 267,542
3	Placas de A516Gr70 de 17 mm	2.0	17.00	3.0	440	801	352	€ 952	€ 0.95	€ 762.27	€ 335,397
4	Placas de SS347H de 38.5mm	2.0	38.50	3.0	1307	1,832	2,394	€ 3,608	€ 3.61	€ 6,608.96	€ 8,637,905
5	Placas de SS347H de 5,5 mm	2.0	5.50	3.0	40	262	10	€ 3,608	€ 3.61	€ 944.14	€ 37,765
6	Placas de SS347H de 12,7 mm	2.0	12.70	3.0	523	604	316	€ 3,608	€ 3.61	€ 2,180.10	€ 1,140,191
7	Placas de SS347H de 17 mm	2.0	17.00	3.0	454	809	367	€ 3,608	€ 3.61	€ 2,918.37	€ 1,324,939
8	Placas de acero SS304 de 40mm	2.0	40.00	3.0	97	1,903	185	€ 2,275	€ 2.27	€ 4,328.85	€ 419,898
9	Placas de aluminio6061 de 2mm	2.0	2.00	3.0	3857	33	127	€ 3,804	€ 3.80	€ 125.53	€ 484,167
TOTAL							5,856				€ 14,358,587

Tasación de las tuberías



SHAANXI WORLD IRON & STEEL CO., LTD

ADD: NO.88 Xi'an International Trade & Logistics Park, Baqiao District, China
Email: world03@worldironsteel.com Phone: +86-15349272801 Web: www.worldironsteel.com

QUOTATION SHEET

ATT: Adrian

CONTACT: Monica

RUC:

REF NO.: WD210701M

DIRECCION:

D/Q: July 01th 2021

ITEM #.	DESCRIPTION	OD	WT	LENGHT	QUANTITY	WEIGHT		FOB PRICE				
		mm	mm	m	m	Kg/m	Total /Ton	EURO/Ton	EURO/kg	EURO/M	EURO/Total	
1	AISI SS347H Seamless Stainless Steel Pipe	300.0	7.00	5.8	1702	51.42	87.51	5,263 €	5.26 €	271 €	460,602 €	
2	AISI 316L Seamless Stainless Steel Pipe	220.0	4.00	5.8	246	21.66	5.33	4,263 €	4.26 €	92 €	22,716 €	
3	AISI 316L Seamless Stainless Steel Pipe	300.0	6.00	5.8	100	44.22	4.42	4,263 €	4.26 €	189 €	18,853 €	
4	AISI 316L Seamless Stainless Steel Pipe	400.0	7.00	5.8	116	68.97	8.00	4,645 €	4.64 €	320 €	37,159 €	
TOTAL							105.27					539,330 €

Tasación de las mantas de lana de roca





PROMOTEC IBERICA 89, S.L.

Tel.: 93 469 62 26 promo@promoteciberica.com
www.promoteciberica.com

Fecha Oferta: 10/06/2021
A la atención:
Nº Oferta: I1 / 1.025
Representante: SIN ASIGNAR
Nº Hoja: 1
REFERENCIA:

SELLOS MECÁNICOS · EMPAQUETADURAS TÉCNICAS · JUNTAS EN GENERAL · SISTEMAS DE ESTANQUEIDAD · CALICHOS · AISLANTES TÉRMICOS · PLÁSTICOS TÉCNICOS · LUBRICANTES

REPARACIÓN DE SELLOS MECÁNICOS · FABRICACIÓN A MEDIDA DE SELLOS MECÁNICOS · REPARACIÓN DE BOMBAS DE TODO TIPO · MANTENIMIENTO INDUSTRIAL · CORTE A MEDIDA DE JUNTAS

LÍQUIDOS · UTENSILIOS · BOLSAS DE BASURA · CELULOSA · DISPENSADORES Y

OFERTA

ADRIAN BLINDU

Tel: _____

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN	PLAZO ENTREGA	UD	PRECIO	IMPORTE
V	M2. MANTA LANA ROCA PROROX WM950 4800 x 1000 x 50 MM		1.036,58	10,708	11.099,699
V	M2. MANTA LANA ROCA PROROX WM950 2400 x 1000 x100 MM		1.036,58	17,400	18.036,492

Tasación de los electrolizadores

Product	Quantity of Units	Nominal Hydrogen Flow (Nm ³ /h)	Equivalent Power	Mio EUR
HyLYZER®-1000-30	1	1000	~5 MW	4,6*
HyLYZER®-1000-30	4	4000	~ 20 MW	18,3*
HyLYZER®-1000-30	8	8000	~ 40 MW	36,3*

Tasación de los cables calefactores



JIANGSU WEINENG ELECTRIC CO.,LTD

Dazhai River Road No. 3, Huangcheng Industrial Area, Baoying Country, Yangzhou City, Jiangsu Province, China
Tel:0086 514 88600333 Fax:0086 514 88600909 Website:www.http://jswndq.en.alibaba.com
Contactor:LILY M/P:008613952500476 Email:other@wnheater.com

Quotation Sheet

TO: University of Seville
Attn: Adrian Blindu
Mob: +34 640137057
EMAIL:adrianb61998@gmail.com

From: Jiangsu Weineng Electric Co., Ltd.
Attn: Lily
Date: 3rd,July,2021
Period of validity : 15 days

Item	Product's description	Specifications	QTY	Unit Price	Total Price
1	Electric Heating Tracing Cable	Operating Temperature 560°C	1606	US\$17.00	US\$27,302.00
2	Electric Heating Tracing Cable	Operating Temperature 250°C	930	US\$9.50	US\$8,835.00
TOTALLY					US\$36,137.00

Tasación de los calentadores de tanques fríos

QUOTED LEADTIME				
12+ WEEKS AFTER PAYMENT AND ALL APPROVALS				
PART ID	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT PRICE	EXTENDED PRICE
FL1	FLANGE HEATER 20" FLANGED HEATER (132 ELEMENTS) 257.5 KW, 600 V, 3 PH (247.8 AMPS) (DENSITY 10.3 WATTS/SQ. IN.) (POTASIAM AND SODIUM NITRATE APPLICATION) (4 CIRCUIT) FLANGE ANSI 150 LBS (STAINLESS STEEL 316 MATERIAL) 0.43" O.D. TUBE DIA. INCOLOY 800 SHEATH MATERIAL 5" STANDOFF 15" COLD SECTION 70" HEATED LENGTH 85" IMMERSSED LENGTH THERMOCOUPLE TYPE J FOR HIGH LIMIT CONTROL NEMA 4 ENCLOSURE (MOISTURE RESISTANT) OPERATING PRESSURE: 15 PSI OPERATING TEMPERATURE: 250 C DESIGN PRESSURE: 100 PSI	2.00	73,998.00	\$147,996.00

Tasación de los calentadores de tanques calientes

QUOTED LEADTIME				
12+ WEEKS AFTER PAYMENT AND ALL APPROVALS				
PART ID	DESCRIPTION	QUANTITY	UNIT PRICE	EXTENDED PRICE
FL1	FLANGE HEATER 24" FLANGED HEATER (180 ELEMENTS) 428.75 KW, 600 V, 3 PH (412.6 AMPS) (DENSITY 11.4 WATTS/SQ. IN.) (POTASIAM AND SODIUM NITRATE APPLICATION APPLICATION) (4 CIRCUIT) FLANGE ANSI 300 LBS (STAINLESS STEEL 316 MATERIAL) 0.475" O.D. TUBE DIA. INCOLOY 800 SHEATH MATERIAL 9.5" STANDOFF 15" COLD SECTION 70" HEATED LENGTH 85" IMMERSSED LENGTH THERMOCOUPLE TYPE J FOR HIGH LIMIT CONTROL NEMA 4 ENCLOSURE (MOISTURE RESISTANT) OPERATING PRESSURE: 15 PSI OPERATING TEMPERATURE: 550 C DESIGN PRESSURE: 100 PSI	4.00	89,998.00	\$359,992.00

Tasación de sensores de presión para los tanques y tuberías de sales

Muy Sres. Nuestros:

De acuerdo con su requerimiento, seguidamente pasamos a detallarles los diferentes aspectos de nuestra mejor oferta por el servicio del asunto.

I. Oferta Económica

Item	Cantidad	Descripción	Prec./Unit.	TOTAL
1	1	Sensor de presión modelo 522M17-120 – Endevco Longitud cable integral 3 metros	5.640,00 €	5.640,00 €
TOTAL				5.640,00 €

Tasación de los sensores de presión y el sistema de control de las cavernas de hidrógeno

Package 1 - at73aa4	each	qty	total
 <p>Item No: FSH03688 PFT510 , 100 Bar , Miniature Flush Mount Diaphragm , Material - 17-4 PH S.S. , 3/8-24-Thread , Relative , 29 Awg 4 Conductor Spiral Shielded Silicone Cable , 10 ft Long</p>	\$1,350.00	1	\$1,350.00
 <p>Item No: FSH03927 USB220 , External USB Output Kit , 24 Bit Resolution , Up To 18.1 Bit Noise Free , Standard , For mV/V Inputs , Up to 4800 SPS , Red Powder Coated</p>	\$1,000.00	1	\$1,000.00
 <p>Item No: FSH03189 SENSIT Test and Measurement Version 2.6.6.0 for IDA100, IH4500, IPM650, USBxxx. Compatible w/ Windows 7, 8 and 10.</p>	\$500.00	1	\$500.00
 <p>Item No: SPP00007 Integration, Configuration, Calibration, and Certification, Sensor + Instrument NIST Traceable, Pressure, 5 points</p>	\$150.00	1	\$150.00

Tasación de los sensores de temperatura para ambos sistemas de almacenamiento

Nº de referencia

Fecha

Persona de contacto Adrián Blindu

Condiciones de pago 30 días

Condiciones de entrega DDP, Incoterms 2020 Place of delivery

Forma de envío Courier standard

Pos	Artículo/Descripción	Origen	Cantidad	Precio EUR	Importe EUR
10	22000401 17144 IR temperature sensor 800 °C INFKL-800 incl. 5m cable open end for brake disk	DE	1 u	857,00	857,00
	Subtotal				857,00
	Transporte				80,00
	Importe Neto				937,00
	Importe IVA 21,0%				196,77
	Importe total EUR:				1.133,77

Caudalímetros para el sistema de hidrógeno

Referencia	Descripción	Neto	Uds	Total
PN40	<p>SITRANS FCS300 Caudalímetro Coriolis de dos tubos. Adecuado para medición de caudal volumétrico, caudal fraccionario, caudal másico, temperatura y densidad de líquidos y gases, para aplicaciones en la industria de alimentos y bebidas, industria farmacéutica e industria química.</p> <p>3 Sensor Coriolis FCS300 con transmisor FCT030</p> <p>3G Tamaño del sensor DN15 (1/2"), tamaño de conexión DN15 (1/2")</p> <p>A1 Brida con cuello para soldar EN1092-1 B1 Presión PN40 1 AISI 316L, W1.4435/1.4404</p> <p>0 Caudal másico: 0,20% de caudal Densidad: 10kg/m3</p> <p>D Transmisor de montaje compacto Aluminio IP67 / NEMA 4X</p> <p>A Estándar. Sin homologación Ex en el producto.</p> <p>3 Interfaz gráfica de usuario local 240x160 píxeles Ventana de la tapa en "Panzer glass"</p> <p>A02 Pasacables de nylon Rosca métrica</p> <p>B11 Software estándar (transmisor)</p> <p>E02 Salida de corriente 4-20 mA HART activo/pasivo No Ex</p> <p>F01 No Ex. C2: Corriente/Frec./Impulso. C3: Ninguno. C4: Ninguno. Puente activo/pasivo seleccionado.</p> <p>S30 Acepta dispositivo de almacenamiento masivo Función para tarjeta SD vía USB</p>	4.224,57	1,00	4.224,57
PN100	<p>SITRANS FCS300 Caudalímetro Coriolis de dos tubos. Adecuado para medición de caudal volumétrico, caudal fraccionario, caudal másico, temperatura y densidad de líquidos y gases, para aplicaciones en la industria de alimentos y bebidas, industria farmacéutica e industria química.</p> <p>3 Sensor Coriolis FCS300 con transmisor FCT030</p> <p>3G Tamaño del sensor DN15 (1/2"), tamaño de conexión DN15 (1/2")</p> <p>A3 Brida con cuello para soldar EN1092-1 B1 Presión PN100 1 AISI 316L, W1.4435/1.4404</p> <p>0 Caudal másico: 0,20% de caudal Densidad: 10kg/m3</p> <p>D Transmisor de montaje compacto Aluminio IP67 / NEMA 4X</p> <p>A Estándar. Sin homologación Ex en el producto.</p> <p>3 Interfaz gráfica de usuario local 240x160 píxeles Ventana de la tapa en "Panzer glass"</p> <p>A02 Pasacables de nylon Rosca métrica</p> <p>B11 Software estándar (transmisor)</p> <p>E02 Salida de corriente 4-20 mA HART activo/pasivo No Ex</p> <p>F01 No Ex. C2: Corriente/Frec./Impulso. C3: Ninguno. C4: Ninguno. Puente activo/pasivo seleccionado.</p> <p>S30 Acepta dispositivo de almacenamiento masivo Función para tarjeta SD vía USB</p>	4.542,94	1,00	4.542,94

Radar medidor del nivel de los tanques de sales

CÓDIGO	CONCEPTO	PRECIO	Und(s)	Dto	SUBTOTAL	IVA	TOTAL
 SUP-RD-902-G-A-V-5-L-M-X	Transmisor de nivel tipo RADAR	1.850,00€	1	0%	1.850,00€	21%	2.238,50€
	Envío Transporte de mercancía	15,00€	1	0%	15,00€	21%	18,15€
	BASE IMPONIBLE	IMPUESTO			TOTAL IMPUESTO		TOTAL
	1.865,00€	IVA 21%			391,65€		2.256,65€
	1.865,00€						2.256,65€

Tasación de la turbina de gas

3.1 Prices of CGT25-EA GTG plant

No.	Item	Q'ty	Price/USD
Option 1	CGT25-EA GTG Plant	1	16,305,300.00
Option 2	CGT25-EA GTG Plant	3	48,064,000.00

Note: The quoted equipment listed in GTG scope of supply is designed and manufactured based on ISO, GOST or Chinese standard.

Tasación de las bombas de agua

Contact Person: Adrian Blindu				Contact Person: Ms Habiba Huang			
No.	Product Name	Model No.	Picture	Detail Descriptions	Qty (Set)	Unit price (EXW Factory price/Set)	Total Amount (USD)
1	SH Double suction pump	10SH-19A 250S14A		1.Flow capacity: 432m3/h 2.Head: 11m 3.Speed: 1450r/min 4.Impeller dia: 224mm 5.Power: 22kw 6.National power supply: 380v/50hz/3 phases	1	\$2,000	\$2,000
2	SH Double suction pump	14SH-28A 350S16A		1.Flow capacity: 864m3/h 2.Head: 16m 3.Speed: 1450r/min 4.Impeller dia: 270mm 5.Power: 55kw 6.National power supply: 380v/50hz/3 phases	1	\$3,600	\$3,600
1. Payment term: 40% T/T deposit in advance, 60% T/T balance shall be paid before factory delivery.							
2. Delivery Terms: EXW Factory price only.							
3. The quotation is valid within 7 days.							
4. Lead Time: 10-15 working days after payment received and all information confirmed							

Anexo D: Hojas de cálculo en Excel

Cálculos del sistema de almacenamiento por sales fundidas

Datos y parámetros generales	
Densidad de las sales a 300°C [kg/m ³]	1899
Altura vertical del cuerpo del tanque [m]	14
Potencia del ciclo [MW]	550
Ángulo del techo con respecto a la horizontal [°]	8
Ángulo del techo con respecto a la horizontal [rad]	0,13962634
Presión de viento [Kg/m ²]	146
Número de horas de almacenamiento	7
Número de tanques calientes	3
Número de tanques fríos	2
Esfuerzo permisible por prueba hidrostática A516Gr70 (kg/cm ²)	2000
Esfuerzo permisible por condiciones de diseño A516Gr70 (kg/cm ²)	1780
Esfuerzo permisible por prueba hidrostática SS347 (kg/cm ²)	1580
Esfuerzo permisible por condiciones de diseño SS347 (kg/cm ²)	1410
Corrosión permisible [mm]	2
Rugosidad absoluta en tuberías de acero [mm]	0,0457
Rugosidad relativa tuberías	0,000156
Altura de diseño del líquido "H" [cm]	1400
Temperatura tanque caliente [K]	833
Temperatura tanque frío [K]	523
Entalpía específica a 833K [KJ/Kg]	1282,25356
Entalpía específica a 523K [KJ/Kg]	777,178
Diferencia de entalpía específica [KJ/Kg]	505,07556
Sobredimensionado de volumen de los tanques [%]	10%
Densidad del agua [kg/m ³]	1000
Peso muerto de un tanque caliente [kg]	22618398
Peso muerto de un tanque frío [kg]	33927597

Ciclo de potencia antiguo	
Energía térmica generada anualmente [GWht]	10200
Energía eléctrica generada anualmente [GWh]	3200
Potencia térmica [MWt]	1360
Potencia neta [MW]	550
Rendimiento [%]	40,44%
Poder calorífico de la hulla [KJ/Kg]	30600
Consumo de hulla [Kg/año]	1200000000
Media de horas de funcionamiento [h/año]	7500
Consumo de combustible por hora [Kg/h]	160000

Cálculos generales	
Caudal de sales [Kg/s]	2692,66642
Volumen total necesario para tanques calientes [m ³]	39135,78749
Volumen de cada tanque caliente[m ³]	13045,2625
Volumen de cada tanque caliente sobredimensionado [m ³]	14349,78875
Volumen total necesario para tanques fríos [m ³]	35139,92428
Volumen de cada tanque frío [m ³]	17569,96214
Volumen de cada tanque frío sobredimensionado [m ³]	19326,95835
Altura mínima de las sales en los tanques [m]	1,272727273
Capacidad térmica de los tanques calientes [MWth]	9520
Masa de sales totales de la instalación [kg]	67855193,79
Masa de sales en cada tanque caliente lleno [kg]	22618397,93
Masa de sales en cada tanque frío lleno [kg]	33927596,89

Cálculos de los tanques de sales

Cálculos de tanques calientes	
Cálculos de la estructura	
Diámetro del tanque [m]	34,4443071
Diámetro sobredimensionado interno [m]	36,12549406
Espesor mínimo de las paredes prueba hidrostática [mm]	17,65651475
Espesor mínimo de las paredes por condiciones de diseño [mm]	32,41880045
Espesor mínimo de las paredes por condiciones de diseño a 560°C [mm]	38,48458784
Espesor paredes tanque caliente [mm]	38,5
Espesor mínimo del fondo [cm]	19,86328502
Espesor real del fondo [cm]	38,5
Perímetro del cuerpo del tanque [m]	114,3618079
Cálculos del techo	
Espesor mínimo requerido mediante cálculos [mm]	12,04183135
Espesor real escogido [mm]	12,7
Área perfil de coronamiento [cm ²]	48,3352341
Área de las juntas [cm ²]	48,3352341
Radio de abombado del techo tanque caliente [cm]	2890,039525
Altura total del tanque incluyendo techo [m]	16,53855354
Materiales	
Esfuerzo de cedencia SS347H [kg/cm ²]	2090
Esfuerzo a la tensión SS347H [kg/cm ²]	5252
Magnitudes de operación	
Presión del tanque caliente [bar]	1,01325
Temperatura tanque caliente [°C]	560
Densidad relativa de las sales calientes	1,73384
Densidad de las sales a 560°C [kg/m ³]	1733,84
Viscosidad de las sales a 560°C [Pa*s]	0,001146377

Número de Reynolds	3402327,886
Calor específico a 560°C [J/Kg*K]	1539,32
Cálculos de las placas	
Área de cada placa de SS347H [m ²]	6
Superficie del cuerpo cilíndrico de cada tanque caliente [m ²]	1588,882214
Superficie del techo de cada tanque caliente [m ²]	1045,230132
Superficie del fondo del tanque caliente [m ²]	1024,984911
Superficie total de todos los tanques calientes sin contar techo[m ²]	7841,601374
Número de placas de SS347H de 38,5 mm	1306,933562
Peso de cada placa de SS347H de 38,5 mm [kg]	1832
Peso de la estructura o cuerpo del tanque [kg]	798100,7621
Peso total del techo del tanque [kg]	105219,8333
Diámetro exterior teniendo en cuenta espesor de placas y aislamiento [m]	36,40249406
Diámetro exterior teniendo en cuenta solo espesor de placas [m]	36,20249406
Superficie total de todos los tanques calientes (teniendo en cuenta el espesor de las placas más el del aislamiento) [m ²]	11305,47725
Superficie total de todos los tanques calientes (solo teniendo en cuenta el espesor de las placas) [m ²]	11000,57393
Número de placas de aluminio	1884,246208
Superficie de techo total [m ²]	3135,690396
Número de placas de SS347H de 12,7mm	522,6150659
Peso de cada placa de SS347H de 12,7mm [kg]	604
Peso de cada placa de SS347H de 12,7mm [kg]	604
Peso total del tanque vacío [kg]	903320,5954
Peso total del tanque lleno [kg]	23521718,52
Presión de almacenamiento	
Presión máxima permisible [mca]	87,65468433
Presión máxima de diseño [mca]	15,49735339
Presión de falla [mca]	143,2328843
Presión máxima real [mca]	114,5863074
Presión máxima real [bares]	11,27758438
Presión escogida [bares]	1,01325
Cálculos por viento	
Momento de volteo de viento [Kg*m]	726857,1168
Relación a cumplir (el momento debe ser menor a este valor)	274455365,4
Cálculos por sismo	
Momento de volteo por sismo [kg*m]	39955457,63
Relación D/H	2,580392433
Wt [kg]	22618397,93
W1 [Kg]	92735431,51
W2 [Kg]	151543266,1
Ws [kg]	798100,7621
Xs [m]	7
X1 [m]	5,46
X2 [m]	8,26

Wr [Kg]	105219,8333
Ht [m]	14
I	1
C1	0,24
C2	0,082871354
S	1
T	3,620068765
K	0,6
W1/Wt (hallado de la gráfica)	4,1
W2/Wt (hallado de la gráfica)	6,7
X1/H (hallado de la gráfica)	0,39
X2/H (hallado de la gráfica)	0,59
Coefficiente sísmico Z	0,375
Resistencia a la volcadura	
Esfuerzo mínimo de cedencia especificado del fondo [Kg/cm ²]	2090
Espesor de la placa del fondo bajo el tanque [cm]	38,5
Densidad relativa de las sales fundidas calientes	1,73384
WL [kg*m]	25467,80751
Compresión del cuerpo	
WT [kg]	7898,79604
Espesor del anillo inferior del tanque [cm]	3,85
Parámetro a tener en cuenta en el diseño de la compresión máxima del fondo	9,17564E-05
Fuerza máxima de compresión en el fondo (en la circunferencia del cuerpo) [kg/m]	7902,693458
Parámetro a tener en cuenta en el esfuerzo máximo de compresión longitudinal	21,37190255
Esfuerzo máximo de compresión longitudinal permisible [kg/cm ²]	743,0822598
El esfuerzo máximo de compresión longitudinal debe ser inferior al siguiente valor [kg/cm ²]	1045
Anillos de refuerzo	
Módulo de sección mínimo requerido [cm ²]	1480267,302
Perímetro del anillo [cm]	11349,15867
Ancho mínimo de las placas para formar el anillo de refuerzo [cm]	130,4296948
Espesor de las placas de los anillos de refuerzo [cm]	1,7
Distancia máxima permisible [cm]	150,1078028
Ancho de las placas del anillo de refuerzo [cm]	162,5
Distancia entre anillos de refuerzo [cm]	150
Número de anillos elegido	4
Largo de las placas de los anillos de refuerzo [m]	3
Número de placas para los anillos de refuerzo de SS347H 17mm por tanque	151,3221156
Número de placas para los anillos de refuerzo de SS347H 17mm total	453,9663469

Cálculos tanques fríos	
Cálculos estructura	
Diámetro del tanque [m]	39,9738938
Diámetro sobredimensionado interno [m]	41,92497351
Espesor mínimo de las paredes prueba hidrostática [mm]	16,35427243
Espesor mínimo de las paredes por condiciones de diseño [mm]	33,14393266
Espesor mínimo de las paredes por condiciones de diseño a 250°C[mm]	35,5173934
Espesor paredes tanque frío [mm]	36
Espesor mínimo del fondo [cm]	31,33556105
Espesor del fondo real elegido [cm]	36
Espesor del fondo real elegido [mm]	360
Perímetro del cuerpo del tanque [m]	132,565702
Cálculos techo	
Espesor mínimo requerido por cálculo [mm]	13,97499117
Espesor real [mm]	12,7
Área perfil de coronamiento [cm ²]	65,10012607
Área de las juntas [cm ²]	65,10012607
Radio de abombado del techo tanque frío [cm]	3353,997881
Altura total del tanque incluyendo techo [m]	16,94608539
Materiales	
Esfuerzo de cedencia A516Gr70 [kg/cm ²]	2670
Esfuerzo a la tensión A516Gr70 [kg/cm ²]	4920
Magnitudes de operación	
Presión del tanque frío [bar]	1,01325
Temperatura tanque frío [°C]	250
Densidad relativa de las sales frías	1,931
Densidad de las sales a 250°C [kg/m ³]	1931
Viscosidad de las sales a 250°C [Pa*s]	0,00466201
Número de Reynolds	1254936,835
Calor específico a 250 °C[J/Kg*K]	1486
Cálculos placas	
Área de cada placa de A516Gr70 [m ²]	6
Superficie del cuerpo cilíndrico de cada tanque frío [m ²]	1843,956643
Superficie del techo de cada tanque frío [m ²]	1407,764225
Superficie del fondo del tanque frío [m ²]	1380,497025
Superficie total de todos los tanques fríos sin contar techo [m ²]	6448,907337
Número de placas A516Gr70 de 36mm	1074,817889
Peso de cada placa A516Gr70 de 36mm [kg]	1696
Peso de la estructura del tanque [kg]	1822891,14
Peso total del techo del tanque [kg]	140307,1677
Diámetro exterior teniendo en cuenta espesor de placas y aislamiento [m]	42,19697351
Diámetro exterior teniendo en cuenta solo espesor de placas [m]	41,99697351
Superficie total de todos los tanques fríos (espesor placas + aislamiento) [m ²]	9501,733359
Superficie total de todos los tanques fríos (solo con espesor de placas) [m ²]	9280,260585
Número de placas de aluminio	1583,622227

Superficie de techo total [m ²]	2815,528449
Número de placas A516Gr70 de 12,7mm	469,2547415
Peso de cada placa de A516Gr70 de 12,7mm [kg]	598
Peso total del tanque vacío [kg]	1963198,308
Peso total del tanque lleno [kg]	35890795,2
Presión de almacenamiento	
Presión máxima permisible [mca]	143,4915372
Presión máxima de diseño [mca]	17,04388125
Presión de falla [mca]	237,2276174
Presión máxima real [mca]	189,782094
Presión máxima real [bares]	18,67835369
Presión escogida [bares]	1,01325
Viento	
Momento de volteo por viento [Kg*m]	884591,871
Relación a cumplir (el momento debe ser menor a este valor)	477213969,1
Sismo	
Momento de volteo por sismo [kg*m]	41616843,23
Relación D/H	2,994640965
Wt [kg]	33927596,89
W1 [Kg]	162852465,1
W2 [Kg]	176423503,8
Ws [kg]	1822891,14
Xs [m]	7
X1 [m]	5,46
X2 [m]	7,98
Wr [Kg]	140307,1677
Ht [m]	14
I	1
C1	0,24
C2	0,075954764
S	1
T	3,949719312
K	0,61
W1/Wt (hallado de la gráfica)	4,8
W2/Wt (hallado de la gráfica)	5,2
X1/H (Hallado de la gráfica)	0,39
X2/H (hallado de la gráfica)	0,57
Coeficiente sísmico Z	0,375
Resistencia a la volcadura	
Esfuerzo mínimo de cedencia especificado del fondo [Kg/cm ²]	2670
Espesor de la placa del fondo bajo el tanque [cm]	36
Densidad relativa de las sales fundidas frías	1,931
WL [kg*m]	28405,50047
Compresión del cuerpo	
WT [kg/m]	14809,24763

Espesor del anillo inferior del tanque [cm]	3,6
Parámetro a tener en cuenta en el diseño de la compresión máxima del fondo	5,47888E-05
Fuerza máxima de compresión en el fondo (en la circunferencia del cuerpo) [kg/m]	14812,26169
Parámetro a tener en cuenta en el esfuerzo máximo de compresión longitudinal	36,66493351
Esfuerzo máximo de compresión longitudinal permisible [kg/cm ²]	693,4659307
El esfuerzo máximo debe ser inferior al siguiente valor [kg/cm ²]	1335
Anillos de refuerzo	
Módulo de sección mínimo requerido [cm ²]	1993692,382
Perímetro del anillo [cm]	13171,11888
Ancho mínimo de las placas para formar el anillo de refuerzo [cm]	151,3684904
Espesor de las placas de los anillos de refuerzo [cm]	1,7
Distancia máxima permisible [cm]	120,0645412
Ancho de las placas del anillo de refuerzo [cm]	160
Distancia entre anillos de refuerzo [cm]	100
Número de anillos elegido	5
Largo de las placas de los anillos de refuerzo [m]	3
Número de placas para los anillos de refuerzo de A516Gr70 17mm por tanque	219,518648
Número de placas para los anillos de refuerzo de A516Gr70 17mm total	439,037296

Extrapolación para adaptar el tanque a la temperatura de operación	
Módulo de elasticidad 20°C [Mpa]	203
Módulo de elasticidad 260°C [Mpa]	188
Relación de disminución del módulo de elasticidad por cada 1°C	0,000308
Módulo de elasticidad A516Gr70 250°C [kg/cm ²]	2480,929803
Módulo de elasticidad SS347 560°C [kg/cm ²]	1742,524631
Esfuerzo permisible por condiciones de diseño A516Gr70 a 250°C (kg/cm ²)	1653,953202
Esfuerzo permisible por condiciones de diseño SS347 a 560°C (kg/cm ²)	1175,578818

Cálculos del tanque de drenaje	
Volúmen tanque de drenaje [m ³]	269,0785
Longitud horizontal [m]	7
Diámetro [m]	6,996
Superficie del tanque [m ²]	230,7281217
Área de cada placa de SS347H [m ²]	6
Superficie total del tanque considerando aislamiento [m ²]	276,787
Superficie de las paredes internas del tanque [m ²]	153,849
Número de placas de SS347H	38,455
Número de placas de aluminio	46,131
Espesor mínimo de las paredes por condiciones de diseño [mm]	4,880
Espesor mínimo de las paredes por condiciones de diseño a 560°C [mm]	5,454
Espesor paredes tanque de drenaje [mm]	5,5
Diámetro exterior contando placas y aislamiento [m]	8,007
Peso de cada placa de SS347H de 5,5mm [kg]	262

Peso del tanque [kg]	10075,12798
----------------------	-------------

Cálculos circuito de sales	
Longitud tuberías de sales [m]	1701,924
Diámetro externo tuberías de sales [m]	0,3000
Espesor tuberías [m]	0,0070
Diámetro interno tuberías de sales [m]	0,2930
Volumen de sales inactivas tuberías [m ³]	114,753
Volumen de sales inactivas intercambiadores [m ³]	154,325
Longitud tuberías de drenaje	297,886
Superficie total [m ²]	1884,777
Diámetro exterior con aislamiento incluido [m]	0,6
Superficie total teniendo en cuenta el espesor del aislamiento [m ²]	3769,553
Placas de aluminio para tuberías	628,259
Caudal volumétrico de sales calientes [m ³ /s]	1,553
Caudal volumétrico de sales frías [m ³ /s]	1,394
Caudal volumétrico por cada tubería de sales calientes [m ³ /s]	0,518
Caudal volumétrico por cada tubería de sales frías [m ³ /s]	0,697
Área de paso de las tuberías m ²	0,067
Velocidad de las sales fundidas calientes [m/s]	7,678
Velocidad de las sales fundidas frías [m/s]	10,341
Tiempo de vaciado del tanque de drenaje [min]	5
Caudal de impulsión desde el tanque de drenaje [m ³ /s]	0,149
Tiempo de llenado máximo del tanque de drenaje [s]	91,29198991
Velocidad de las sales fundidas desde el tanque de drenaje a los tanques fríos [m/s]	6,344469499

Cálculos de pérdidas de calor en las tuberías

Cálculos de transmisión de calor en tuberías de sales	
Conductividad térmica del SS347H [W/m*K]	16,3
Temperatura ambiente °C	25
Viscosidad del aire a 25°C [Pa*s]	0,00001849
Densidad aire a 25°C [kg/m ³]	1,184
Conductividad térmica del aire a 25°C [W/m*K]	0,02551
Calor específico aire a 25°C [J/kg/K]	1007
Tuberías de sales calientes	
Temperatura media sales calientes en las tuberías [°C]	560
Conductividad térmica aislamiento a 560 °C [W/m*K]	0,169
Calor específico a 560°C [J/Kg*K]	1539,32
Conductividad térmica de la sal solar a 560°C [W/m*K]	0,54927
Número de Praldt convección forzada interior	3,213
Número de Nusselt convección forzada interior	5485,4210347

Coefficiente de transferencia de calor por convección interior [W/m²*K]	10283,199
Resistencia a la conducción de calor tubería de SS347H [K/W]	2,15318E-07
Resistencia a la conducción de calor del aislamiento [K/W]	0,000609696
Número de Grashof	273342620,3
Número de Prandtl del aire exterior	0,7298875
Número de Rayleigh	199509360,43
Número de Nusselt convección libre exterior	73,041
Coefficiente de transferencia de calor por convección exterior [W/m²*K]	6,211
Área interior tuberías de sales calientes [m ²]	985,5144620
Área exterior tuberías de sales calientes [m ²]	1009,0591761
Calor perdido por las tuberías de sales calientes [kW]	695,191
Potencia del traceado eléctrico por metro de tuberías calientes[kW/m]	0,649
Tuberías de sales frías	
Temperatura media sales frías en las tuberías [°C]	250
Conductividad térmica aislamiento a 250 °C [W/m*K]	0,072
Calor específico a 250°C [J/Kg*K]	1486
Conductividad térmica de la sal solar a 250°C [W/m*K]	0,490
Número de Prandtl convección forzada interior	14,128
Número de Nusselt convección forzada interior	3851,641
Coefficiente de transferencia de calor por convección interior [W/m²*K]	6446,174
Resistencia a la conducción de calor tubería de SS347H [K/W]	3,65178E-07
Resistencia a la conducción de calor del aislamiento [K/W]	0,002427123
Número de Prandtl del aire exterior	0,730
Número de Grashof	127559889,5
Número de Rayleigh	93104368,2
Número de Nusselt convección libre exterior	56,654
Coefficiente de convección exterior [W/m²*K]	4,8175094
Área interior tuberías de sales frías [m ²]	581,0838116
Área exterior tuberías de sales frías [m ²]	594,9663600
Calor perdido por las tuberías de sales frías [kW]	81,0331187
Potencia del traceado eléctrico por metro de tuberías frías [kW/m]	0,1283634
Pérdidas de calor totales por las tuberías [kW]	776,2246120

Cálculos de pérdidas de calor en los tanques de sales

Cálculos de transmisión de calor en tanques	
Tanques calientes	
Temperatura media sales calientes en el tanque caliente [°C]	560
Conductividad térmica aislamiento a 560 °C [W/m*K]	0,169
Conductividad térmica del SS347H [W/m*K]	14,2
Conductividad hormigón armado [W/m*K]	2,5
Velocidad máxima del viento [m/s]	5,19444444
Número de Prandtl del aire exterior	0,729887495
Calor perdido por el fondo [kW]	171,7924106

Área del fondo [m ²]	1024,984911
Perímetro del fondo [m]	113,4915867
Longitud característica [m]	9,031373514
Número de Garshof	7,71351E+11
Número de Praldt	3,212703644
Número de Rayleigh	2,47812E+12
Número de Nusselt	2029,856877
Coefficiente de película de las sales con el fondo [W/m²*K]	123,4518188
Resistencia a la conducción de calor del fondo de SS347H [K/W]	2,47341E-05
Resistencia a la conducción de calor del aislamiento del fondo [K/W]	0,002886462
Resistencia a la conducción de calor del hormigón armado del fondo [K/W]	0,000195125
Calor perdido por las paredes a la altura de 14m [kW]	256,2719673
Superficie de paredes del tanque [m ²]	1588,882214
Velocidad estimada de llenado [m/s]	0,000441919
Velocidad estimada de vaciado [m/s]	0,000505051
Número de Reynolds para la velocidad de llenado	24145,60228
Número de Reynolds para la velocidad de vaciado	27594,97404
Número de Prandtl interior	3,212703644
Número de Peclet	88654,47365
Número de Nusselt interior	232,0390355
Reynolds del flujo de aire exterior (viento)	12374451,36
Número de Nusselt exterior	12297,26555
Coefficiente de película de las sales con las paredes [W/m²*K]	3,528037038
Resistencia a la conducción de calor de los muros de SS347H [K/W]	1,70458E-06
Resistencia a la conducción de calor del aislamiento de las paredes [K/W]	0,001832891
Coefficiente de película del aire exterior con las paredes [W/m²*K]	8,43231757
Calor perdido por el techo [kW]	106,7265295
Área del techo [m ²]	1045,230132
Viscosidad del aire a 560°C [Pa*s]	0,000037348
Conductividad térmica del aire a 560°C [W/m*K]	0,05888
Calor específico aire a 560°C [J/kg/K]	1106
Densidad aire a 560°C [kg/m ³]	0,424
Longitud característica [m]	7,935773274
Reynolds del flujo de aire exterior (viento)	2639630,565
Número de Nusselt exterior	3785,136845
Número de Garshof	3792789828
Número de Prandtl del aire interior	0,701543614
Número de Rayleigh	2660807484
Número de Nusselt interior	61,32211532
Coefficiente de película del aire interior con el techo [W/m²*K]	0,454983532
Coefficiente de película del aire exterior con el techo [W/m²*K]	12,16754027
Resistencia a la conducción de calor del techo de 347SSH [K/W]	8,55664E-07
Resistencia a la conducción de calor del aislamiento del techo [K/W]	0,002830554
Pérdidas totales de calor en cada tanque caliente [KW]	534,7909074
Tanques fríos	

Temperatura media sales en el tanque frío [°C]	250
Conductividad térmica del A516Gr70 [W/m*K]	41
Conductividad hormigón armado [W/m*K]	2,5
Conductividad térmica aislamiento a 250 °C [W/m*K]	0,072
Calor perdido por el fondo [kW]	43,36335205
Área del fondo [m ²]	1380,497025
Perímetro del fondo [m]	131,7111888
Longitud característica [m]	10,48124338
Número de Garshof	37053044913
Número de Prandtl	14,12759077
Número de Rayleigh	5,2347E+11
Número de Nusselt	1208,895039
Coefficiente de película con el fondo [W/m²*K]	56,55873441
Resistencia a la conducción de calor del fondo de A516Gr70 [K/W]	6,36038E-07
Resistencia a la conducción de calor del aislamiento del fondo [K/W]	0,005030394
Resistencia a la conducción de calor del hormigón armado del fondo [K/W]	0,000144875
Calor perdido por las paredes a la altura de 14m [kW]	57,04876248
Superficie de muros del tanque [m ²]	1843,956643
Velocidad estimada de vaciado [m/s]	0,000441919
Velocidad estimada de llenado [m/s]	0,000505051
Número de Reynolds para la velocidad de vaciado	7674,052102
Número de Reynolds para la velocidad de llenado	8770,34526
Número de Prandtl interior	14,12759077
Número de Peclet	123903,8488
Número de Nusselt	301,7616972
Reynolds del flujo de aire exterior (viento)	14301835,69
Número de Nusselt exterior	14127,93406
Coefficiente de película de las sales con las paredes [W/m²*K]	3,529516445
Resistencia a la conducción de calor de las paredes de A516Gr70 [K/W]	4,75768E-07
Resistencia a la conducción de calor del aislamiento de las paredes [K/W]	0,003715537
Coefficiente de película del aire exterior con las paredes [W/m²*K]	7,295937799
Calor perdido por el techo [kW]	34,83080551
Área del techo [m ²]	1407,764225
Viscosidad del aire a 250°C [Pa*s]	0,0000276
Conductividad térmica del aire a 250°C [W/m*K]	0,04104
Calor específico aire a 250°C [J/kg/K]	1033
Densidad aire a 250°C [kg/m ³]	0,6748
Longitud característica [m]	10,68826603
Reynolds del flujo de aire exterior (viento)	3555176,379
Número de Nusselt exterior	5014,196903
Número de Garshof	68452776903
Número de Prandtl aire interior	0,694707602
Número de Rayleigh	47554664516
Número de Nusselt interior	126,0845999
Coefficiente de película del aire interior con el techo [W/m²*K]	0,484130164

Resistencia a la conducción de calor del techo de A516Gr70 [K/W]	2,20034E-07
Resistencia a la conducción de calor del aislamiento del techo [K/W]	0,00493296
Coefficiente de película del aire exterior con el techo [W/m ² *K]	11,96753175
Pérdidas totales de calor en cada tanque frío [kW]	135,24292
Pérdidas totales en los tanques [kW]	1874,858562

Pérdidas de calor en el tanque de drenaje

Pérdidas en el tanque de drenaje	
Temperatura media de las sales a la que se activará el sistema de calentadores [°C]	250
Calor perdido por las paredes [kW]	12,22891302
Superficie de paredes del tanque [m ²]	153,8485578
Velocidad estimada de llenado [m/s]	0,076677045
Velocidad estimada de vaciado [m/s]	0,003888889
Número de Reynolds para la velocidad de llenado	222187,6763
Número de Reynolds para la velocidad de vaciado	11268,86395
Número de Prandtl interior	14,12759077
Número de Peclet	3138976,567
Número de Nusselt interior	3943,859299
Coefficiente de película de las sales con las paredes [W/m²*K]	276,4393026
Resistencia a la conducción de calor de las paredes de SS347H [K/W]	0,000216122
Resistencia a la conducción de calor del aislamiento [K/W]	0,018159384
Calor perdido por las bases circulares del tanque [kW]	5,811201797
Área de una base [m ²]	38,43978191
Perímetro de la base [m]	21,9783654
Longitud característica [m]	1,748982748
Número de Garshof	172163888,3
Número de Prandtl interior	14,12759077
Número de Rayleigh	2432260961
Número de Nusselt	201,7257391
Coefficiente de película con la base [W/m²*K]	56,55873441
Resistencia a la conducción de calor de la base de SS347H [K/W]	1,00761E-05
Resistencia a la conducción de calor del aislamiento de la base [K/W]	0,076966615
Pérdidas de calor totales máximas del tanque de drenaje [kW]	18,04011481

Cálculos de los cables calentadores y calentadores eléctricos

Cables Calefactores de las tuberías	
Pérdidas por longitud tuberías con sales calientes [W/m]	649,32024
Pérdidas por área tuberías con sales calientes [W/cm ²]	0,068895017
Pérdidas por longitud tuberías con sales frías [W/m]	128,3634173
Pérdidas por área tuberías con sales frías [W/cm ²]	0,013619782
Sobredimensionamiento de la potencia máxima del calefactor	30%
Relación área de calefactor/área de la tubería	0,05

Superficie total de los cables calefactores [m ²]	94,23882828
Diámetro de los cables calefactores [m]	0,015
Potencia de los calefactores de las tuberías de sales calientes [W/cm ²]	1,791270448
Potencia de los calefactores de las tuberías de sales frías [W/cm ²]	0,354114321
Longitud del cable calefactor por cada metro de tubería [m]	2
Longitud de los cables calefactores de las tuberías de sales calientes [m]	2141,290077
Longitud de los cables calefactores para las tuberías de sales frías y drenaje [m]	929,1650086
Gasto diario calefactores tuberías de sales frías [MWh]	0,64826495
Gasto diario calefactores tuberías de sales calientes [MWh]	4,866
Gasto anual calefactores tuberías de sales frías [MWh]	236,6167067
Gasto anual calefactores tuberías de sales calientes [MWh]	1776,214265
Calentadores de los tanques	
Potencia de cada calentador de tanques calientes [kW]	534,7909074
Potencia de cada calentador de tanques fríos [kW]	135,24292
Potencia del calentador del tanque de drenaje [kW]	18,04011481
Gasto diario calentadores de los tanques fríos [MWh]	5,950688482
Gasto diario calentadores de los tanques calientes [MWh]	36,90057261
Gasto anual calentadores de los tanques fríos [MWh]	2172,001296
Gasto anual calentadores de los tanques calientes [MWh]	13468,709
Gasto total anual de los calentadores de tuberías y tanques [MWh/año]	17653,541

Cálculos de bombas de sales

Cálculos de bombas	
Caudal de sales tanques calientes [m ³ /h]	5590,827
Caudal de sales tanques fríos [m ³ /h]	5019,989
Caudal volumétrico cada bomba tanque caliente [m ³ /h]	1863,609
Caudal volumétrico cada bomba tanque frío [m ³ /h]	2509,995
Caudal volumétrico cada bomba tanque de drenaje [m ³ /h]	1614,47084
Factor de fricción sales calientes	0,013781147
Factor de fricción sales frías	0,014169384
Altura bombas sales calientes de tanques a ciclo [m]	29,70640894
Altura bombas sales frías de ciclo a tanques [m]	59,06538792
Altura bombas sales calientes de resistencias eléctricas a tanques [m]	20,72456021
Altura bombas sales frías de tanques a resistencias eléctricas [m]	24,12362498
Altura de las bombas de drenaje [m]	24,7732354
Potencia bombas sales calientes de tanques a ciclo [kW]	261,5655009
Potencia bombas sales frías de ciclo a tanques [kW]	700,4568244
Potencia bombas sales calientes de resistencias eléctricas a tanques [kW]	182,4801504
Potencia bombas sales frías de tanques a resistencias eléctricas [kW]	212,408981
Parámetros por bloques	
Altura bombas bloque 1 [m]	88,77179686
Altura bombas bloque 2 [m]	44,84818519
Altura bombas bloque 3 [m]	24,7732354

Potencia bombas bloque 1 [kW]	962,0223253
Potencia bombas bloque 2 [kW]	394,8891314
Potencia bombas bloque 3 [kW]	377,9361678
Potencia de cada bomba del bloque 1 [kW]	320,6741084
Potencia de cada bomba del bloque 2 [kW]	197,4445657
Potencia de cada bomba del bloque 3 [kW]	188,9680839
Gasto eléctrico diario de las bombas del bloque 1 [kWh]	6734,156277
Gasto eléctrico diario de las bombas del bloque 2 [kWh]	3159,113051
Gasto total diario de bombas de funcionamiento habitual (bloque 1 y 2) [kWh]	9893,269328
Gasto total anual de bombas de funcionamiento habitual (bloque 1 y 2) [MWh]	3611,043305

Cálculos del intercambiador eléctrico

Intercambiador eléctrico de banco de tubos	
Configuración	En línea
Potencia a aportar [MW]	1190
Diámetro de cada resistencia eléctrica [m]	0,04
Número de filas	16
Relación ST/D establecida	3
Distancia entre los ejes centrales de las resistencias eléctricas en vertical (ST) [m]	0,12
Distancia entre los ejes centrales de las resistencias eléctricas en horizontal (SL) [m]	0,12
Relación ST/SL establecida	1
Temperatura de la resistencia eléctrica [°C]	608
Temperatura media de las sales al pasar por el intercambiador [°C]	405
Diferencia de temperatura [°C]	203
Coeficiente global de transferencia de calor [W/m ² *K]	8026,609605
Superficie total de intercambio de calor necesaria [m ²]	730,3293986
Área de paso por la carcasa [m ²]	0,337128235
Longitud recorrida por las sales dentro del intercambiador [m]	10
Número de resistencias eléctricas en forma de tubo	581,1776694
Volumen de sales dentro del intercambiador eléctrico [m ³]	3,371282346
Volumen total del intercambiador eléctrico [m ³]	10,67457633
Velocidad de paso de las sales a través (m/s)	1,801821594
Potencia por unidad de superficie [W/cm ²]	186,2173428
Número de resistencias por filas según el cálculo	36,32360434
Número real de resistencias por fila para las 10 primeras filas	36
Número real de resistencias por fila para las 6 filas restantes	37
Cálculo del coeficiente de transferencia de calor por convección del intercambiador	
Temperatura media del fluido [°C]	405
Temperatura media del fluido [K]	678
Temperatura superficial media [°C]	506,5
Temperatura superficial media [K]	779,5
Densidad de las sales a 405°C [kg/m ³]	1832,42
Viscosidad de las sales a 405 °C [Pa*s]	0,001727247

Calor específico de la sal solar a 405 °C [J/Kg*K]	1512,66
Conductividad térmica de la sal solar a 405 °C [W/m*K]	0,51982
Viscosidad de las sales a 560 °C [Pa*s]	0,001286159
Calor específico de la sal solar a 560 °C [J/Kg*K]	1530,118
Conductividad térmica de la sal solar a 560 °C [W/m*K]	0,539105
Número de Reynolds	76461,40354
Número de Prandtl	5,026235975
Número de Prandtl a la temperatura superficial media	3,650449715
Coefficiente C1	0,27
Coefficiente C2	0,99
Coefficiente m (para aplicar al nuevo Reynolds en lugar del diámetro)	0,63
Número de Nusselt	617,6453084
Coefficiente de transferencia de calor por convección [W/m ² *K]	8026,609605

Cálculos de la cimentación

Cimentación	
Espesor cimentación de hormigón armado tanques fríos [m]	0,5
Espesor cimentación de hormigón armado tanques calientes [m]	0,5
Superficie de hormigón armado de cada tanque frío	1518,546728
Superficie de hormigón armado de cada tanque caliente	1127,483402
Volumen de hormigón armado de cada tanque frío [m ³]	759,2733639
Volumen de hormigón armado de cada tanque caliente [m ³]	563,7417008
Volumen total de hormigón armado [m ³]	3209,77183
Espesor cubetas de hormigón en masa [m]	0,03
Altura de las paredes de la cubeta [m]	0,3
Superficie de hormigón en masa de cada tanque frío [m ²]	151,7196608
Superficie de hormigón en masa de cada tanque caliente [m ²]	131,7774229
Volumen total de las cubetas de hormigón en masa [m ³]	20,96314771
Superficie de todos los tanques [m ²]	6419,54366
Superficie ocupada por tuberías [m ²]	510,5771858
Superficie ocupada por el intercambiador de calor eléctrico [m ²]	232,4710677
Superficie para el desbroce y limpieza mínima [m ²]	7162,591914
Superficie para el desbroce y limpieza sobredimensionada (real) [m ²]	10.000
Volumen de tierra a excavar para la cimentación de los tanques calientes [m ³]	1703,08507
Volumen de tierra a excavar para la cimentación de los tanques fríos [m ³]	1527,649907
Volumen total de tierra a excavar [m ³]	3230,734978
Profundidad a la que se entierra el tanque de drenaje [m]	3
Área a excavar para el tanque de drenaje [m ²]	56,04851693
Volumen a excavar para enterrar el tanque de drenaje [m ³]	437,2240242

Resultados generales del sistema	
Pérdidas diarias totales [MWh]	48,366
Producción diaria de energía [MWh]	3850
Rendimiento de almacenamiento	98,74%
Rendimiento del ciclo	40,44%
Rendimiento global del sistema	39,93%

Cálculos del sistema de almacenamiento por hidrógeno

Datos y parámetros generales del sistema	
PCI Hidrógeno [kJ/kg]	120.011
Densidad agua marina [kg/m ³]	1027
Densidad agua de desecho [kg/m ³]	1054
Presión al salir de la bomba [bar]	1,01325
Presión salida del destilador [bar]	1,01325
Presión entrada electrolizador [bar]	1,01325
Presión salida electrolizador [bar]	31
Presión salida bomba de aguas residuales [bar]	1,01325
Densidad del hidrógeno en condiciones atmosféricas [kg/Nm ³]	0,0889
Densidad del hidrógeno a 10,032MPa y 25°C [kg/m ³]	7,902
Tiempo de almacenamiento o descarga [h]	7
Sobredimensionamiento de la cantidad de hidrógeno en la caverna	10%
Altura geométrica entre el suelo del mar y el destilador [m]	15
Aceleración de la gravedad [m/s ²]	9,81
Rugosidad absoluta en las tuberías de acero [mm]	0,0457
Rugosidad relativa en las tuberías de acero	0,00015439
Tiempo de carga del sistema [h]	8
Masa molecular H ₂ [g/mol]	2
Masa molecular agua destilada [g/mol]	18
Densidad del hidrógeno a 31 bares y 25 °C [kg/m ³]	2,476

Caverna de sal	
Capacidad de almacenamiento necesaria [MWh]	7472,527473
Volumen de almacenamiento inicial [m ³]	28366,90415
Capacidad de almacenamiento sobredimensionada [MWh]	10399,31468
Masa de hidrógeno total a almacenar considerando el colchón [kg]	311950,845
Masa de hidrógeno necesaria a almacenar [kg]	224155,2766
Volumen de almacenamiento sobredimensionado [m ³]	39477,45444
Profundidad de la caverna [m]	600
Presión vertical (y horizontal) inicial [Mpa]	13,2
Temperatura efectiva de la roca [°C]	30
Presión máxima de almacenamiento [Mpa]	10,032
Altura de la caverna	150
Diámetro caverna cilíndrica [m]	18,30560135

Presión mínima de operación [Mpa]	3,96
Densidad mínima de hidrógeno en la cámara (kg/m ³)	3,095
Cantidad mínima de hidrógeno en la caverna para colchón [kg]	87795,56835
Superficie caverna de sal [m ²]	8626,311408

Electrolizadores HyLYZER 4000-30	
Producción de cada electrolizador [Nm ³ /h]	4000
Consumo de cada electrolizador [MW]	20
Caudal másico de hidrógeno producido por cada electrolizador [kg/s]	0,09877778
Consumo eléctrico a capacidad nominal en CC [kJ/kg]	174.128
Consumo eléctrico en corriente continua [kWh/Nm ³]	4,3
Número de electrolizadores	67,7634765
Eficiencia de conversión energética [%]	68,92%
Caudal másico de hidrógeno producido [kg/s]	7,78316933
Caudal volumétrico de hidrógeno producido a 31 bares [m ³ /s]	3,1434448
Caudal volumétrico de hidrógeno producido a 31 bares [m ³ /min]	188,606688
Consumo de agua del electrolizador [m ³ /Nm ³ _H2]	0,0014
Consumo de agua del electrolizador [m ³ /kg_H2]	0,01574803
Consumo de agua del electrolizador [kg/kg_H2]	15,7480315
Potencia requerida en los electrolizadores [MW]	1355,27
Caudal de agua destilada a aportar [kg/s]	122,569596

Unidad de purificación de agua	
Caudal de agua salada del mar [kg/s]	245,1391914
Caudal de agua salada del mar [kg/día]	7060008,712
Caudal de agua salada del mar [m ³ /s]	0,238694441
Caudal de agua salada del mar [m ³ /h]	859,2999893
Caudal de agua salada del mar [m ³ /día]	6874,399914
Caudal de agua destilada [kg/día]	3530004,356
Caudal de agua destilada [m ³ /s]	0,122569596
Caudal de agua destilada [m ³ /h]	441,2505445
Caudal de agua destilada [m ³ /día]	3530,004356
Caudal de agua de desecho [m ³ /s]	0,116289939
Caudal de agua reultante de la combustión [m ³ /s]	0,070048524
Consumo específico destilador [kWh/m ³]	2,9
Consumo eléctrico diario del destilador [MWh]	10,23701263
Consumo eléctrico anual del destilador [MWh]	3736,509611

Compresor	
Entalpía hidrógeno a 3,1 Mpa y 25°C [kJ/kg]	3945
Entalpía hidrógeno a 10,032 MPa y 25°C [kJ/kg]	3980
Potencia del compresor de hidrógeno [kW]	320,483443
Rendimiento del compresor de hidrógeno [%]	85%

Gasto diario del compresor de hidrógeno [MWh]	2,2433841
Gasto anual del compresor de hidrógeno [MWh]	818,835197

Depósito de agua	
Volumen necesario de agua [m ³]	3530,004356
Sobredimensionado [%]	3,00%
Volumen total sobredimensionado [m ³]	3.636
Diámetro [m]	25
Altura [m]	7,407003797
Superficie [m ²]	581,7447179
Área de las placas de acero SS304 de 40mm [m ²]	6
Número de placas de acero SS304 de 40mm	96,95745298

Bombas de agua	
Rendimiento bombas [%]	75%
Altura a proporcionar por las bombas de agua de mar [m]	17,95375245
Altura a proporcionar por las bombas de agua destilada [m]	11,80189649
Altura a proporcionar por las bombas de agua resultante de la combustión [m]	3,024876375
Potencia de las bombas agua de mar [kW]	57,56728214
Potencia de las bombas agua de destilada [kW]	18,92092215
Potencia de las bombas de agua resultante de la combustión [kW]	2,771496677
Potencia total bombas [kW]	79,25970096
Gasto diario de las bombas de agua [MWh]	1,85511738
Gasto anual de las bombas de agua [MWh]	677,1178436

Turbinas de gas	
Potencia neta [MW]	680
Eficiencia turbinas de gas [%]	63,70%
Potencia térmica necesaria [MW]	1067,503925
Caudal de hidrógeno consumido [kg/s]	8,895050659
Caudal de hidrógeno consumido [m ³ /s]	1,1256708
Caudal de hidrógeno consumido [m ³ /h]	4052,414879
Vapor de agua resultante de la combustión [kg/s]	80,05545593

Circuito de hidrógeno	
Longitudes de conductos	
Diámetro de la caverna en AutoCad	5523,25
Relación de conversión metros/AutoCad	0,003314281
Longitud del conducto del electrolizador a la caverna AutoCad	13983,6
Longitud del conducto de la caverna a las turbinas de gas AutoCad	20918,5
Longitud del conducto del electrolizador a la caverna [m]	46,34557679
Longitud del conducto de la caverna a las turbinas de gas [m]	69,32978261
Longitud total de los conductos de hidrógeno [m]	115,6753594

Características de los conductos	
Diámetro externo de los conductos [m]	0,4
Espesor de los conductos [m]	0,007
Diámetro interno de los conductos [m]	0,393
Área de paso de los conductos [m ²]	0,121303961
Velocidad del hidrógeno dentro de los conductos [m/s]	25,91378531