



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar termoeléctrica con captadores Fresnel

Autor: Eduardo García García

Tutor: Agustín. Manuel Delgado Torres

Curso académico: 2019-2020

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**Estudio de un sistema de desalación por
ósmosis inversa alimentado mediante una
planta solar termoeléctrica con captadores
Fresnel**

ÍNDICE GENERAL

Índice general

RESUMEN	9
OBJETIVO Y ALCANCE.....	11
RESUMEN DE LOS CAPÍTULOS.....	12
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN A LA DESALACIÓN DE AGUA DE MAR	13
1.1. Recursos hídricos	13
1.1.1 Recursos hídricos en Canarias	16
1.2. Desalación de agua de mar	19
1.2.1. Desalación de agua de mar mediante ósmosis inversa.	21
1.2.2 Desalación de agua de mar en Canarias	25
CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN	29
2.1 Contexto energético.....	29
2.1.1 Situación energética actual	29
2.1.2. Situación energética actual en Canarias.	29
2.2 Geometría solar	32
2.2.1 Ángulos Tierra-Sol	32
2.2.2 Ángulos de Observador-Sol	36
2.3 Captación solar	38
2.3.1 El sol como fuente de energía.	38
2.3.2. Características de las tecnologías (CST)	39
2.3.2. Captadores termosolares.	40
2.3.3. Principales tecnologías de concentración solar disponibles comercialmente.....	41
2.3.4. Concentradores solares de foco puntual.	41
2.3.5. Concentradores solares de foco lineal.	42
2.4. Concentrador lineal Fresnel.	44
2.4.1. Elementos de un concentrador lineal Fresnel.	45
2.5 El campo solar	49

2.5.1. Fluido caloportador	51
2.5.2. Almacenamiento térmico	52
2.5.3. Funcionamiento de la planta solar termoeléctrica.	53
2.5.4 Software empleado.....	55
2.5.5 Plantas termo-solares en España	56
CAPÍTULO 3: ESTUDIO Y DIMENSIONADO DE LA PLANTA DESALADORA CON TECNOLOGÍA DE ÓSMOSIS INVERSA	59
3.1 Desaladora de Granadilla	59
3.2 Consideraciones de diseño para la membrana	61
3.2.1 Dimensionado de membranas.....	65
3.2.1 Dimensionado del intercambiador de presiones	69
3.3 Dimensionado de las tuberías	72
3.3.1 Elección del material.....	72
3.3.2 Elección de la longitud.....	74
3.3.3 Elección del diámetro de las tuberías.....	78
3.4 Dimensionado de las bombas del sistema	79
3.4.1 Bomba de alta presión.....	79
3.4.2 Bomba booster	82
3.4.3 Bombas de captación.	84
3.4.4 Bomba de distribución.	86
3.4.5 Bomba de rechazo.....	88
3.5 Dimensionado del pretratamiento.....	89
3.5.1 Pretratamiento físico.....	89
3.5.2 Pretratamiento químico.....	90
3.6 Dimensionado del postratamiento.	90
CAPÍTULO 4: ESTUDIO Y DIMENSIONADO DE LA CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA	92
4.1 Introducción	92
4.2 Modelo económico.....	92
4.3 Múltiplo solar (Solar Multiple)	93
4.4 Factor de capacidad (Capacity Factor)	93
4.5 LCOE (Levelized Cost of Energy)	94
4.6 Requisitos de diseño	95

4.7 Ubicación de la central solar termoeléctrica	96
4.8 Estudio de la central solar termoeléctrica con captadores solares lineales Fresnel	102
4.8.1 Elección del fluido de trabajo	104
4.8.2 Elección del número de módulos por fila	114
4.8.3 Elección del sistema de refrigeración	115
4.8.4 Almacenamiento térmico	119
4.8.5 Análisis de potencias de la central	120
4.8.6 Parámetros finales de la central solar termoeléctrica	123
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.	124
5.1 Análisis energético	124
5.2 Precio del agua producto de la desaladora	126
5.3 Reducción de la contaminación	128
CONCLUSIONES	130
BIBLIOGRAFÍA	134

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 Distribución del agua en el Planeta [25].....	13
Ilustración 2 Grado de presión sobre los recursos hídricos [21].....	14
Ilustración 3 Recursos hídricos totales en régimen natural (hm ³ /año) [21]	15
Ilustración 4 Distribución de recursos hídricos por unidades de planificación hidrológica [21].....	16
Ilustración 5 : Evolución de la extracción de aguas subterráneas. [26]	17
Ilustración 6 Evolución del consumo de abastecimiento. [26]	19
Ilustración 7 Evolución del consumo de riego. [26]	19
Ilustración 8 Esquema básico de un sistema de ósmosis inversa. [22].....	22
Ilustración 9 Evolución de la oferta de aguas en Canarias (hm ³ /año). [27].....	26
Ilustración 10 Dependencia (%) del agua desalada para abastecimiento doméstico en Canarias. [22].....	28
Ilustración 11 Producción eléctrica de energía renovable en Canarias [3].....	31
Ilustración 12 Esquema del ángulo horario [28]	33
Ilustración 13 Ángulo de declinación solar [28]	35
Ilustración 14 Ángulos de latitud y longitud [5]	36
Ilustración 15 Ángulo de altura solar, cenital y acimutal [6].....	38
Ilustración 16 Componentes de la radiación solar [7].....	39
Ilustración 17 Esquema general de un sistema termosolar de concentración (CST).[24]	40
Ilustración 18 Discos parabólicos con motor Stirling [24].....	42
Ilustración 19 Campos de heliostatos con sistema de torre central [24]	42
Ilustración 20 Concentradores cilindro-parabólicos [24].....	43
Ilustración 21 Concentradores tipo Fresnel [24].....	44
Ilustración 22 Prototipo realizado por Giovanni Francia 1964 [25]	44
Ilustración 23 Diferentes posiciones de los tubos lineales para Fresnel [24].....	47
Ilustración 24 Campo solar Fresnel con dos tubos receptores [24].....	47
Ilustración 25 Tubo receptor [24].....	48
Ilustración 26 Disposición de un campo solar [23].....	50
Ilustración 27 Diferentes configuraciones de diseño del campo solar [23]	51
Ilustración 28 Esquema de una planta solar termoeléctrica [9]	55
Ilustración 29 Puerto Errado I [36].	57
Ilustración 30 Foto del campo solar de Puerto Errado II [11]	58

Ilustración 31 Planta Desaladora de Granadilla [29].....	59
Ilustración 32 Bastidores de la desaladora de Granadilla [29].....	60
Ilustración 33 Composición química del agua de mar en Canarias [30]	62
Ilustración 34 Composición química del agua para el consumo humano [32]	64
Ilustración 35 Ventana de análisis software IMSDesign (Fuente: software IMSDesign) 66	
Ilustración 36 Ventana de análisis software IMSDesign (Fuente: software IMSDesign) 67	
Ilustración 37 Resultados de cálculo (primera iteración del intercambiador de presión). (Fuente: software IMSDesign)	68
Ilustración 38 Diagrama de flujo software IMSDesign (primera iteración). (Fuente: software IMSDesign)	69
Ilustración 39 Esquema de la instalación con datos de primera iteración en hoja Excel del intercambiador (Fuente: Energy Recovery)	70
Ilustración 40 Datos del intercambiador en primera iteración. (Fuente: Energy Recovery)	71
Ilustración 41 Datos del intercambiador en la segunda iteración (Fuente: IMSDesign) 71	
Ilustración 42 Resultados de cálculo (segunda iteración del intercambiador). (Fuente: IMSDesign).....	71
Ilustración 43 Diagrama de flujo en la segunda iteración (Fuente: IMSDesign)	72
Ilustración 44 Buscador de empresas en función del producto y aplicación requerida (Fuente: Grupo Sectorial AseTUB).....	73
Ilustración 45 Diámetros nominales de tuberías PRFV del fabricante Flowtite. (Fuente: Flowtite).....	73
Ilustración 46 Estadísticas de bajamares y pleamares. (Fuente: REDMAR).....	74
Ilustración 47 Elevación del terreno entre la parcela y el nivel del mar (Fuente: Goolzoom)	75
Ilustración 48 Consideraciones para la profundidad de los pozos. (Fuente: elaboración propia)	75
Ilustración 49 Datos del depósito de abastecimiento escogido (Fuente: PHT)	76
Ilustración 50 Distancia del depósito a la EDAM (Fuente: Goolzoom).....	77
Ilustración 51 Diferencia de altura del depósito a la EDAM (Fuente: Goolzoom).	77
Ilustración 52 Figura 23: Distancia de tubería de rechazo (Fuente: ArcGIS).....	78
Ilustración 53 Diámetros mínimos y nominales de las tuberías. (Fuente: elaboración propia)	79
Ilustración 54 Curva característica de la bomba SMD 150-320B [33].....	81
Ilustración 55 Modelo de bomba SMD 150-320B [33].....	81
Ilustración 56 Curva característica de la bomba XFP 206J- CB2 60HZ [33].....	83
Ilustración 57 Modelo de bomba XFP 206J- CB2 60HZ [33]	83
Ilustración 58 Curva característica de la bomba SMD 250-260B. [33].....	85

Ilustración 59 Modelo de bomba SMD 250-260B. [33].....	85
Ilustración 60 Curva característica de la bomba XFP 150M-CB2 50Hz. [33].....	87
Ilustración 61 Modelo de bomba XFP 150M-CB2 50Hz [33].....	87
Ilustración 63 Mapa de calor de la irradiancia solar de la ubicación elegida (Fuente: Elaboración propia)	97
Ilustración 64 Valores de la radiación directa a lo largo del año (fuente: Elaboración propia)	99
Ilustración 65 Irradiancia directa, difusa y global a lo largo del año (Fuente: Elaboración propia)	100
Ilustración 66 Comportamiento de la temperatura a lo largo del año en la ubicación seleccionada (Fuente: Elaboración propia).....	101
Ilustración 67 Comportamiento de la velocidad del viento a lo largo del año en la ubicación seleccionada (Fuete: elaboración propia).....	102
Ilustración 68 Parámetros del modelo de ORC por la compañía Turboden [35].....	103
Ilustración 69 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)	105
Ilustración 70 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia).....	105
Ilustración 71 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)	106
Ilustración 72 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia).....	107
Ilustración 73 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)	107
Ilustración 74 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia).....	108
Ilustración 75 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)	108
Ilustración 76 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia).....	109
Ilustración 77 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)	109
Ilustración 78 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia).....	110
Ilustración 79 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)	110
Ilustración 80 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia).....	111

Ilustración 81 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)	111
Ilustración 82 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia).....	112
Ilustración 83 Variación de la energía anual en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia).....	113
Ilustración 84 Variación del LCOE en función del número de módulos (Fuente: elaboración propia)	114
Ilustración 85 Energía anual por metro cuadrado (Fuente: elaboración propia) ... ¡Error! Marcador no definido.	
Ilustración 86 Consumo de la bomba de HTF y consumo de potencia del condensador a lo largo del año con refrigeración evaporativa (Fuente: elaboración propia)	116
Ilustración 87 Consumo de la bomba de HTF y consumo de potencia del condensador en verano con refrigeración evaporativa (Fuente: elaboración propia).....	116
Ilustración 88 Consumo de la bomba de HTF y consumo de potencia del condensador durante el año con refrigeración por aire (Fuente: elaboración propia).....	117
Ilustración 89 Consumo de la bomba de HTF y consumo de potencia del condensador en verano con refrigeración por aire (Fuente: elaboración propia)	118
Ilustración 90 Variación de masas del tanque de almacenamiento (Fuente: Elaboración propia)	119
Ilustración 91 Potencia disipada, absorbida e incidente de la planta en invierno (Fuente: elaboración propia)	121
Ilustración 92 Potencia disipada, absorbida e incidente de la planta en verano (Fuente: elaboración propia)	122
Ilustración 93 Energía anual de la desaladora y de la central termosolar	125
Ilustración 94 Representación gráfica de la energía de la planta desaladora, de la planta solar y de la red (fuente: elaboración propia).....	126

Índice de tablas

Tabla 1 Balance hídrico insular actual medio. [26]	17
Tabla 2 Balance hídrico subterráneo. [26]	18
Tabla 3 Clasificación de los procesos de desalación.[13]	20
Tabla 4 Plantas desaladoras y producción de agua desalada en Canarias (2012). [22].	27
Tabla 5 Conversión de número de fecha a día solar	34
Tabla 6 : Fluido caloportador utilizados por SAM [8].....	52
Tabla 7 Temperatura media de cada mes [31].....	63
Tabla 8 Tabla de resumen de las bombas de la instalación (Fuente: elaboración propia)	88
Tabla 9 Consumo de energía de la planta (Fuente: elaboración propia).....	89
Tabla 10 Parámetros de cálculo de LCOE impuestos por SAM (Fuente: elaboración propia)	95
Tabla 11 Características de la ubicación elegida (Fuente: Elaboración propia).....	96
Tabla 12 Parámetros finales de la central solar diseñada (Fuente: elaboración propia)	123
Tabla 13 Energía anual de la desaladora, de la planta solar y de la red (fuente: elaboración propia)	125
Tabla 14 Parámetros para el cálculo del precio del agua (Fuente elaboración propia)	127

Resumen

El objetivo del presente trabajo de Fin de Grado es el dimensionamiento de una planta desaladora de agua de mar con tecnología de ósmosis inversa, además, el dimensionamiento de una central solar termoeléctrica, que emplea la tecnología de colectores solares lineales Fresnel con sistema de almacenamiento térmico. Para llevarlo a cabo en primer lugar el dimensionamiento de la planta desaladora se ha tomado una planta real como referencia, así como para el dimensionado de la central solar termoeléctrica.

Para la ubicación de ambas centrales se ha decidido establecer en Tenerife, concretamente en el Polígono Industrial de Granadilla. Se ha elegido dicha ubicación porque reúne las condiciones idóneas para el uso de energías renovables. Las condiciones climatológicas se han obtenido a partir de la web “Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS).

El diseño y dimensionamiento de la planta desaladora se llevó a cabo partiendo de los datos disponibles sobre la planta desaladora de agua de mar establecida en el Polígono Industrial de Granadilla. Por otro lado, para el desarrollo de la central solar termoeléctrica se tomó como referencia un modelo de diseño de ciclo OR dado por la empresa Turboden. En este caso se realiza un análisis tecno-económico para profundizar en la viabilidad que tendría satisfacer parte de la demanda de energía de una planta desaladora de agua de mar con la utilización de una central solar termoeléctrica.

Para el estudio y dimensionamiento de la planta desaladora se utilizaron diversos programas, los cuales son: IMSDesign, Lewa Plus y Energy Recovery. Para el dimensionamiento de la central solar se utilizó el programa SAM “System Advisor Model”, elaborado por National Renewable Energy Laboratory. Este software en cuestión ha permitido simular el funcionamiento de la central, teniendo como valores de entrada los obtenidos del ciclo OR que se ha tomado como referencia.

Se lleva a cabo un estudio sobre la viabilidad de la implantación de ambas centrales, donde se da a conocer el presupuesto de la planta desaladora, así como de la influencia del precio del agua por metro cúbico por la utilización de energía renovables. Finalmente, se expone la masa

de dióxido de carbono que se reduciría con la utilización de la central solar termoeléctrica.

Abstract

The objective of this End-of-Degree work is the sizing of a seawater desalination plant with reverse osmosis technology, in addition, the sizing of a thermoelectric solar power plant, which uses the technology of Fresnel linear solar collectors with thermal storage system. To carry this out, first of all, the sizing of the desalination plant has been taken as a real plant as a reference, as well as for sizing the thermoelectric solar plant.

For the location of both plants, it has been decided to establish in Tenerife, specifically in the Granadilla Industrial Park. This location has been chosen because it meets the ideal conditions for the use of renewable energy. The weather conditions have been obtained from the website "Photovoltaic Geographical Information System" (PVGIS).

The design and sizing of the desalination plant was carried out based on the data available on the seawater desalination plant established in the Granadilla Industrial Estate. On the other hand, for the development of the thermoelectric solar plant, an OR cycle design model given by the Turboden company was taken as a reference. In this case, a techno-economic analysis is carried out to deepen the feasibility of meeting part of the energy demand of a seawater desalination plant with the use of a thermoelectric solar plant.

For the study and sizing of the desalination plant, various programs were used, which are: IMSDesign, Lewa Plus and Energy Recovery. For the sizing of the solar power plant, the SAM program "System Advisor Model" was used, prepared by the National Renewable Energy Laboratory. This software in question has made it possible to simulate the operation of the control unit, taking as input values those obtained from the OR cycle that has been taken as a reference.

A study is carried out on the feasibility of the implementation of both plants, where the budget of the desalination plant is disclosed, as well as the influence of the price of water per cubic meter due to the use of renewable energy. Finally, the mass of carbon dioxide that would be reduced with the use of the thermoelectric solar power plant is exposed.

Objetivo y alcance

El objetivo que tiene la ejecución de este proyecto es el estudio y dimensionado de una central desaladora de agua que utiliza la tecnología de ósmosis inversa y de una central solar termoeléctrica, que utiliza la tecnología de colectores lineales Fresnel.

Analizando el punto de vista formativo, la finalidad del presente Trabajo de fin de grado es la adquisición de los conocimientos básicos y fundamentales sobre el diseño, funcionamiento y tecnología empleada para las plantas de desalación de agua de mar mediante ósmosis inversa. Por otro lado, se obtienen los conocimientos sobre el recurso solar y sobre la tecnología que se utiliza para las centrales solares termoeléctricas. A su vez, se expone el aprendizaje en el manejo de diferentes softwares de simulación tanto para la planta desaladora como para el campo solar de la central

Para el estudio realizado se ha tomado como referencia una central desaladora de agua de mar y un circuito OR planteado y diseñado por una compañía especializada en este sector. Se eligen las características correspondientes para la capacidad de la desaladora y para el bloque de potencia y campo solar de la central solar. Tras la obtención de la información requerida, se comienza con el estudio y dimensionamiento de ambas centrales.

El estudio llevado a cabo abarca desde el conocimiento y obtención del consumo energético, hasta la realización de un análisis técnico-económico sobre el coste de energía y coste de la producción de agua.

No es objeto de este proyecto la ingeniería de detalle de todas las instalaciones de la planta solar termoeléctrica ni de la planta desaladora. Tampoco es objeto de este proyecto el estudio económico y financiero de la planta desaladora y de la central termoeléctrica

Resumen de los capítulos

Capítulo 1: Introducción a la desalación de agua de mar

En este capítulo se realiza una introducción de la situación hidrológica de Canarias y el uso de plantas desaladoras de agua de mar

Capítulo 2: Introducción a la energía solar térmica de concentración

En este capítulo se realiza una introducción sobre el sector energético de Canarias. Por otro lado, se da a conocer los tipos de captadores solares más utilizados, dando mayor importancia al captador lineal Fresnel

Capítulo 3: Estudio y dimensionado de la planta desaladora con tecnología de ósmosis inversa

Mediante la utilización de varios softwares de trabajo se lleva a cabo el estudio y dimensionado de la planta desaladora. Se obtiene el consumo de energía de la instalación, fabricante de la membrana, diámetro y longitud de las tuberías y el tipo de bombas para el diseño.

Capítulo 4: Estudio y dimensionado de la central solar termoeléctrica

Mediante el uso del software SAM se lleva a cabo el estudio y dimensionado de la planta solar termoeléctrica, obteniendo los parámetros principales para su diseño

Capítulo 5: Análisis de los resultados obtenidos

Se realiza un análisis de los datos obtenidos por el dimensionado de la planta desaladora y por la central solar termoeléctrica. Se realiza el cálculo sobre el coste que tendrá un metro cúbico de agua producto de la desaladora y de la masa de CO₂

Capítulo 1: Introducción a la desalación de agua de mar

1.1. Recursos hídricos

El agua es elemento más importante en la naturaleza y en los seres vivos, ya que constituye aproximadamente el 80 % de sus componentes, ello la hace indispensable para que desarrolle la vida.

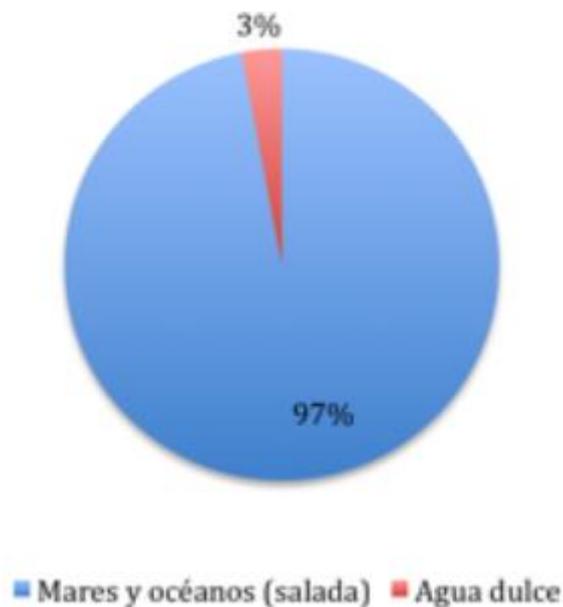


Ilustración 1 Distribución del agua en el Planeta [25]

Actualmente en el mundo existen millones de km³ de agua, de los cuales solamente el 2.5% pertenece al agua dulce. Esta, mayoritariamente es encontrada en los glaciares, capas polares y acuíferos profundo, la cual

no es utilizable, por lo que el agua dulce que puede ser utilizada procede de la escorrentía superficial del agua de lluvia.

Iniciando el ciclo hidrológico del agua, el promedio anual de precipitación sobre la tierra alcanza los 119000 km³ de agua, de los cuales 74000 km³ se evaporan a la atmósfera y los 45000 km³ restantes fluyen hacia los lagos, embalses o cursos de agua para finalmente filtrarse en el suelo formando acuíferos, creando los recursos hídricos. Todos los recursos hídricos anteriormente mencionados no son aprovechados en su totalidad ya que se estima que entre 9000 y 14000 km³ pueden ser aprovechables económicamente por los humanos, por ello el agua, aunque se encuentre en grandes cantidades en un bien limitado.

La disposición del agua de la Tierra es enormemente variable, debido a que existen zonas que están ampliamente abastecidas mientras que otras están sometidas a sequía que en algunos casos imposibilita la supervivencia de los seres vivos.

El agua tiene una multitud de usos: agricultura. Industria, producción de energía, agricultura... El porcentaje que representa el agua empleada en usos extractivos respecto a la disponibilidad es un indicador del grado de presión que se ejerce sobre el recurso hídrico en un país o región. A continuación, se muestra una imagen de los valores que tomó este indicador en el año 2014 en diferentes países del mundo, se considera que si el porcentaje es mayor al 40% se ejerce una fuerte presión sobre el recurso.

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

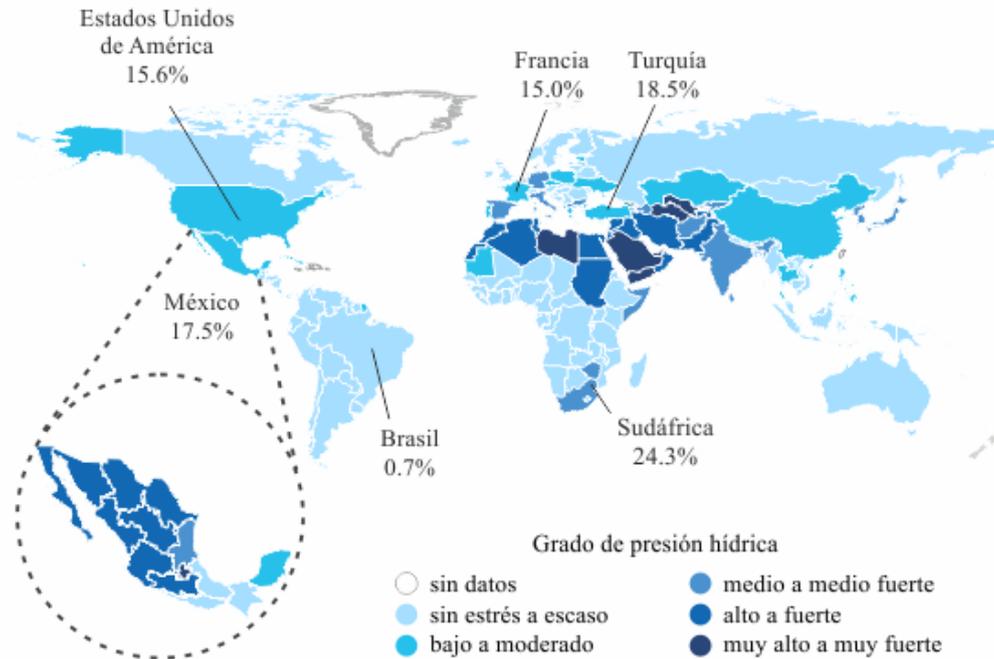


Ilustración 2 Grado de presión sobre los recursos hídricos [21]

En España se puede observar que el grado de presión se encuentra entre un 20 y un 40%, debido a los contrastes geográficos y climáticos que condicionan la distribución y disponibilidad de los recursos hídricos naturales, existiendo un gradiente geográfico entre las áreas más abundantes de recursos hídricos como es el noroeste y noreste, y las partes más secas como son el sur y sureste.

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

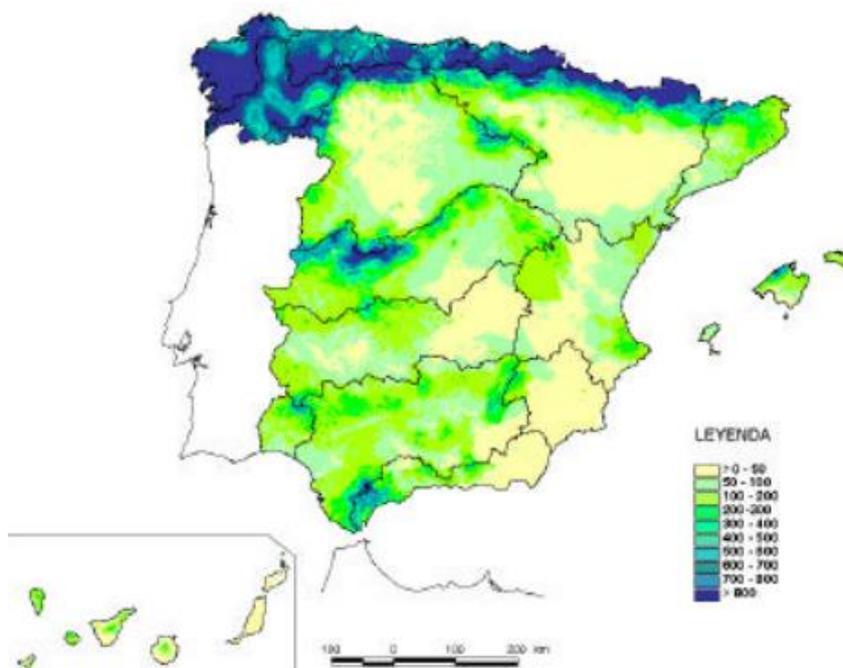


Ilustración 3 Recursos hídricos totales en régimen natural ($\text{hm}^3/\text{año}$) [21]

<i>Ambito de planificación</i>	<i>Recursos hídricos en régimen natural ($\text{hm}^3/\text{año}$)</i>
<i>Galicia Costa</i>	<i>12.250</i>
<i>Norte</i>	<i>31.907</i>
<i>Ebro</i>	<i>17.967</i>
<i>Duero</i>	<i>13.660</i>
<i>Tajo</i>	<i>10.883</i>
<i>Guadiana</i>	<i>5.475</i>
<i>Guadalquivir</i>	<i>8.601</i>
<i>Sur</i>	<i>2.351</i>
<i>Segura</i>	<i>803</i>
<i>Júcar</i>	<i>3.432</i>
<i>C.I. Cataluña</i>	<i>2.787</i>
<i>Total Península</i>	<i>110.116</i>

Ilustración 4 Distribución de recursos hídricos por unidades de planificación hidrológica [21]

1.1.1 Recursos hídricos en Canarias

Canarias cuenta con una superficie de 7447 km², con una población de 2.220 millones de habitantes en 2020 y cuenta con una densidad de 298 hab/km². Por otro lado, mediante los datos del Plan Hidrológico de Tenerife en el año 2005 la dotación bruta media era de 264.8 l/hab/día. El estudio de los recursos hídricos se centra en la isla de Tenerife, ya que será la ubicación de la planta desaladora de este proyecto.

Para llevar a cabo un balance hidrológico de la isla sobre los recursos superficiales terrestres se tienen en cuenta los siguientes aspectos: las precipitaciones de lluvia, que es un recurso atmosférico pero que no tiene un aprovechamiento directo; la evapotranspiración, que es la cantidad de agua que retorna a la atmósfera, ya sea por transpiración como por evaporación desde el suelo o las copas de los árboles; el agua de infiltración que es la que supera la retención superficial y alcanza subsuelos más profundos llegando a los acuíferos y a la escorrentía superficial que es el agua que llega a alcanzar la costa más la que se capta o deriva en su camino para ser almacenada. El balance hídrico insular actual medio se presenta en el siguiente cuadro, en él se puede observar como ya se adelantaba que la precipitación que recibe la isla no es un recurso directo, más de la mitad de esta se devuelve a la atmósfera mediante la evapotranspiración.

Tabla 1 Balance hídrico insular actual medio. [26]

Balance hídrico insular medio		1944/45-1974/75			1975/76-2005/06		
Ref	Magnitud hidrológica	Mm/año	Hm3/año	%	Mm/año	Hm3/año	%
P	Precipitación	460,2	937	100.0	382.6	779	100
EVT	Evapotranspiración	239.4	487	52	224.5	457	58.7
ES	Escorrentía	11.9	24	2.6	7.1	14	1.9
I	Infiltración	208.5	424	45.3	150.6	306	39.4
VR	Reservas del suelo	0.1	0	0.0	0.2	0.4	0.1
DE	Derivado a embalses	0.3	1	0.1	0.4	0.8	0.2

Los recursos subterráneos, en cuanto al caudal aportado por las galerías y pozos era de 186 hm³/año en 2005, con respecto al año 1985 se puede observar en la siguiente tabla una disminución del caudal del 10%.

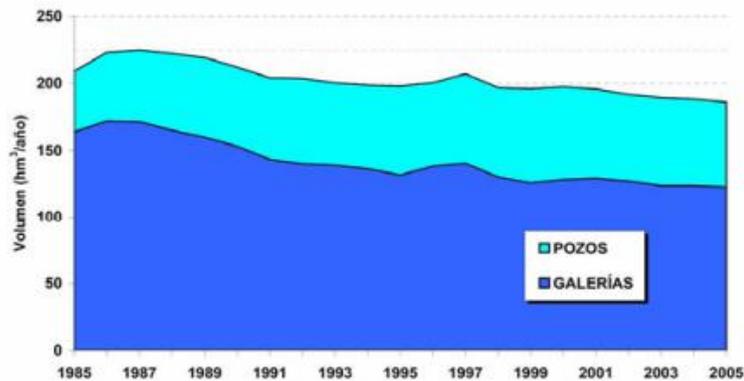


Ilustración 5 : Evolución de la extracción de aguas subterráneas. [26]

En la isla de Tenerife se establece un balance hídrico sencillo, se recibe agua debido a la infiltración de la lluvia y el retorno de riegos, y la pierde por salidas subterráneas al mar y mediante la extracción de pozos y galerías. En la siguiente tabla muestra el balance hídrico subterráneo insular para diferentes etapas, se puede observar que tras un periodo de elevadas extracciones, en el cual las salidas han superado a las entradas, el sistema evoluciona hacia una situación más equilibrada, como consecuencia de la reducción en las extracciones, que esta situación pueda alcanzarse depende obviamente de cuanto se reduzcan las salidas pero también de como varíe la infiltración en los próximos años; cabe destacar que el porcentaje que se muestra en la tabla es con respecto al total de agua que recibe el sistema.

Tabla 2 Balance hídrico subterráneo. [26]

MAGNITUD HIDROLÓGICA	Media del periodo 1971-1980		Media del periodo 1981-1990		Media del periodo 1991-2000		Media del periodo 2001-2006		
	hm ³ /año	% s. T. Entr							
ENTRADAS	Infiltración (IE)	338	78%	321	85%	235	86%	279	91%
	Retorno de riegos (RR)	93	22%	55	15%	38	14%	27	9%
	TOTAL	431	100%	376	100%	273	100%	306	100%
SALIDAS	Extracciones (E)	218	51%	213	57%	205	75%	188	61%
	Flujo al mar (SM)	399	92%	342	91%	294	107%	266	87%
	TOTAL	617	143%	555	148%	498	182%	454	148%
Variación de las RESERVAS (ΔR)	-186	-43%	-179	-48%	-225	-82%	-148	-48%	

En el año 1991, todas las demandas de agua de la isla se atendían gracias al aprovechamiento de los recursos hídricos superficiales y subterráneos disponibles. En el periodo comprendido entre 1991-2005, los recursos subterráneos se vieron reducidos en un 10% en términos relativos, 21.36 hm³ de agua, mientras que el consumo de agua total aumentó en 11.28 hm³. Para ello, la respuesta para este crecimiento de la demanda insular en 2005, de los 218,58 hm³ de agua requerida, 18,92 hm³ procedieron de la desalación de agua de mar y 8,94 hm³ de la reutilización de agua regenerada. En las figuras 6 y 7, se puede observar la evolución del consumo de abastecimiento y del consumo de riego, así como los recursos utilizados a lo largo del tiempo; se aprecia que para abastecer el incremento en la demanda de abastecimiento se ha optado en mayor medida por la desalación de agua de mar, en cambio para el consumo de riego la opción ha sido la reutilización de aguas regeneradas.

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel



Ilustración 6 Evolución del consumo de abastecimiento. [26]

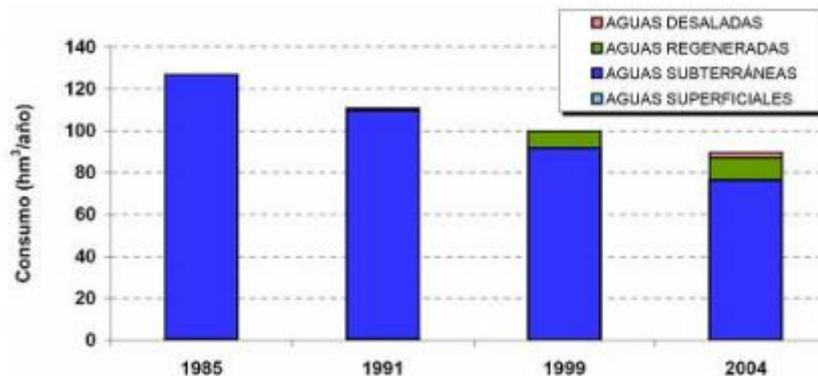


Ilustración 7 Evolución del consumo de riego. [26]

1.2. Desalación de agua de mar

La desalación de agua de mar es un proceso por el cual se lleva a cabo la separación de las sales de una disolución. Este proceso necesita energía para llevarse a cabo, además, la forma en la que se aplique esta energía es lo que hace la diferencia entre otros procesos.

Existen procesos que como fuente principal utilizan vapor, estos procesos se conocen comúnmente como destilación y sus tres tecnologías principales son: Destilación Súbita Multietapa (MSF), Destilación Multiefecto (MED), y Compresión de Vapor (CV), para otros casos la energía utilizada es la eléctrica, conocida como la Electrodialisis (ED) y finalmente, el método que más divulgado que utiliza presión y será objeto

de estudio de este proyecto es la Ósmosis Inversa (OI). A continuación, en la tabla 3 se muestra una clasificación de los procesos de desalación según la energía utilizada.

Tabla 3 Clasificación de los procesos de desalación.[13]

Tipo de separación	Energía utilizada	Proceso	Sistema
Separación agua de sales	Vapor	Evaporación	Destilación solar
			Destilación súbita simple
			Destilación en tubos sumergidos
			Destilación súbita multietapa
			Destilación multiefecto de tubos horizontales
			Destilación multiefecto de tubos verticales
			Compresión mecánica de vapor
			Termocompresión de vapor
	Frío	Cristalización	Formación de hidratos
	Presión	Membrana	Congelación
Separación sales de agua	Carga eléctrica	Membrana selectiva	Ósmosis inversa
	Atracción química	Resina	Electrodialisis
			Intercambio iónico

La utilización de ósmosis inversa tiene aspectos positivos en cuanto a su utilización debió a que tiene el menor consumo energético, se puede utilizar en agua salobre y de mar y la inversión por lo general es menor en cuanto a los otros sistemas. Por otro lado, precisa de pretratamientos físico-químicos, la extensión de terreno necesaria es media, necesita una fuente exterior de energía, además de iones separa bacterias y virus por lo que también se aplica como método de desinfección, sus posibles aplicaciones eficientes se ven limitadas por la presencia de iones específicos y su manejo se dificulta en función de las características físico-químicas del agua.

1.2.1. Desalación de agua de mar mediante ósmosis inversa.

La tecnología de ósmosis tiene como base el proceso de ósmosis el cual es un fenómeno natural por donde dos soluciones de distinta concentración salina tienen a igualar sus concentraciones mediante poniéndolas en contacto a través de una membrana semipermeable. El

movimiento se produce desde la solución más diluida a la más concentrada y la fuerza que provoca el movimiento es conocida como presión osmótica. En el caso contrario, si se aplica presión en la solución concentrada el movimiento se produce desde esta a la más diluida alcanzando finalmente una posición de equilibrio.

El sistema de ósmosis inversa está formado por una o varias bombas de captación, que impulsan el agua hacia la zona de pretratamiento físico-químico; por una bomba de alta presión se impulsa el agua a los bastidores donde estarán los tubos con las membranas de ósmosis inversa en su interior en su interior; y por un conjunto de tuberías, por un lado las que formen la línea de permeado, que es la disolución que ha pasado a través de las membranas semipermeables y que es enviada a la zona de postratamiento, y por otro lado la línea de evacuación del concentrado o rechazo, la cual es la disolución que no ha conseguido pasar a través de las membranas semipermeables y tiene una mayor concentración de sal que el agua de alimentación.

La salmuera o rechazo a la salida de los tubos todavía tiene mucha presión, debido a que las pérdidas de carga en el interior de los módulos de ósmosis inversa son pequeñas. Por ello, se conduce la salmuera o rechazo a un sistema de recuperación de energía que puede ser una bomba invertida, una turbina hidráulica de tipo Felton o Francis o unas cámaras de intercambio de presión, con ello, la energía que se necesita para llevar a cabo el proceso de ósmosis se reduce sensiblemente.

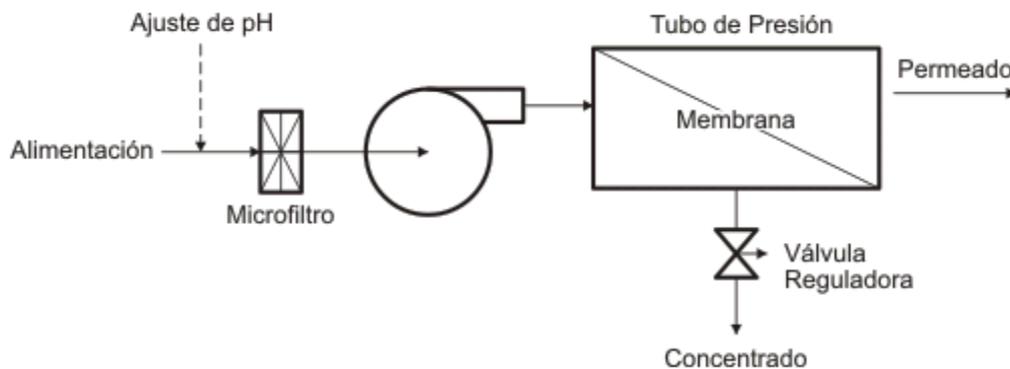


Ilustración 8 Esquema básico de un sistema de ósmosis inversa. [22]

El porcentaje de recuperación de la membrana es relativamente pequeño debido a que tiene una superficie y una producción determinada. Como consecuencia si se establece solamente un elemento en una instalación, se estaría perdiendo una gran parte del caudal de alimentación en salmuera. Por ello se colocan varias membranas en serie en los tubos de presión para que el rechazo de una membrana sea utilizado como caudal de alimentación para la siguiente. Aunque los módulos de los tubos de presión tengan la capacidad para tener varias membranas mejorando la recuperación, su capacidad sigue siendo limitada necesitando la colocación de varios módulos en paralelo. Como consecuencia surgen varios tipos de estructuras de producción en que se colocan las membranas.

Una etapa de una planta de ósmosis inversa es cada una de las unidades de producción que son alimentadas a través de una única fuente. En caso de que se quiera aumentar la eficiencia de la instalación, el rechazo o salmuera que sale de los tubos de presión, a una determinada presión, se introducen en otros tubos de presión constituyendo otra etapa. Cabe destacar que, si se aumenta el número de etapas, también aumenta el caudal de agua producto, aunque disminuye la calidad. Sin embargo, si el caudal de rechazo o el caudal de agua producto es impulsado mediante otra bomba elevando la presión para alimentar a otro conjunto de membranas se considera un paso. A continuación, se estudian las principales estructuras de producción en los sistemas de ósmosis inversa:

- Instalación de simple etapa:

Se caracteriza por un conjunto de membranas individuales o tubos de presión colocados en paralelo alimentados desde una bomba. Es una estructura característica cuando las concentraciones de sal son elevadas y no permite una conversión elevada con la tecnología actual de membranas. Tiene diversos usos como instalaciones de agua de mar o instalaciones experimentales.

- Etapas de salmuera:

Esta configuración es típica para aguas salobres, donde en cada etapa se recupera una parte de producto y el caudal de salmuera que llega a la siguiente etapa es menor que el inicial, y por ello el número de tubos empleados es menor. Con respecto a las características de recuperación de la membrana, el porcentaje máximo de recuperación por tubo de presión de 6 elementos es del 50% y debido a ello, el número máximo de

etapas que se pueden establecer son 3, con un total de 87.5% de recuperación (50% en la primera etapa, 25% en la segunda etapa y 12.5% en la tercera). Es difícil realizar recuperaciones superiores donde no se justificaría el uso de una cuarta etapa. El diseño de una instalación y la cantidad de etapas depende del proyectista, el porcentaje de agua que se necesita recuperar y en mayor medida de la composición química del agua.

- Etapas de producto:

Este tipo de configuración es utilizado cuando se necesita una buena calidad del agua producto y por ello se pasa de nuevo por otro conjunto de membranas mediante una bomba independiente. Actualmente no se suele utilizar mucho este tipo de configuración debido a la aparición de membranas de agua de mar con un elevado rechazo que permiten tener agua potable con un solo paso.

Teniendo en cuenta las diferentes etapas, también existen varios tipos de membranas y diferentes formas de clasificarlas, la más común podría ser su forma, de la cual destacan 4 tipos de membranas.

- Membranas planas:

Están elaboradas por una lámina que se introduce dentro de un marco ya sea circular o rectangular, el cual actúa como soporte de la membrana dándole rigidez y resistencia. En la actualidad son poco usadas porque presentan una pequeña superficie de contacto y una baja capacidad productiva, por lo que, si se quieren usar en instalaciones de tamaño medio, se requieren numerosas membranas.

- Membranas tubulares:

La membrana o membranas van introducidas en el interior de tubos de presión, los cuales aguantan la presión del proceso y están dispuestos de las cavidades suficientes para la entrada y salida del flujo del agua. Actualmente son utilizadas para el sector industrial, ya que, aunque tengan la particularidad de difícil ensuciamiento y fácil limpieza al igual que las membranas planas, siguen siendo demasiado voluminosas con respecto a su gran tamaño.

- Membranas de fibra hueca:

Están formadas por un haz de millones de tubos capilares con diámetro de 0,1 μm , esto permite su empaquetamiento en poco espacio,

dentro de un tupo de presión que constituye la carcasa protectora y permite la circulación del agua a desalar. La desventaja presente en este tipo de membranas es el riesgo y las grandes posibilidades de obstrucción, debido a ello solo se usan para aguas sometidas a pretratamientos y con un bajo contenido de sólidos en suspensión.

- Membranas de arrollamiento en espiral:

Estas membranas están formadas por numerosas láminas rectangulares, que constituyen las membranas. Estas, están enrolladas alrededor de un eje cilíndrico provisto de cavidades que permiten recoger el agua producto. Para realizar este enrollamiento se intercala un separador impermeable que permite la separación del caudal de salmuera y el caudal producto. Por otro lado, tienen una malla cuadrículada que garantiza que régimen de funcionamiento turbulento, además, determina los caudales hidráulicos por los que circula el agua a tratar.

Para los tratamientos de desalación de aguas para abastecimientos urbano y agrícolas solamente se emplean las membranas de arrollamiento en espiral y las membranas de fibra hueca. Por otro lado, se pueden diferenciar las membranas por su composición química.

- Membranas orgánicas:

La superficie activa de la membrana está elaborada por un polímero orgánico. Tienen un costo bajo y un buen procesado, sim embargo, tiene una corta vida de operación, se ven afectadas normalmente por la temperatura, el pH y gran variedad de sustancias químicas.

- Membranas inorgánicas:

Estas membranas están elaboradas por cerámicas (alúmina), vidrios, fosfacenos o estructuras de carbono. Aunque tienen una mayor fragilidad, son bioinertes, gran resistencia mecánica, térmica y química, por lo que tienen una larga vida de operación.

1.2.2 Desalación de agua de mar en Canarias

La primera desaladora en Canarias se llevó a cabo en la isla de Lanzarote en el año 1964, donde se construyó una unidad de evaporación

súbita multietapa de 2300 m³/día. Cinco años más tarde entró en servicio en Las Palmas de Gran Canaria una planta, de las mismas características que la planta de Lanzarote, pero con una producción de 20000 m³/día. Esta planta en cuestión fue en su momento una de las más grandes del mundo. En el año 1970, se incorporó una planta de estas mismas características en la isla de Fuerteventura, pero con una producción de 2000m³/día. Por otro lado, en esta isla se empezaron a instalar módulos desaladores con una nueva tecnología, destilación por compresión de vapor. Este tipo de tecnología ha tenido un gran atractivo para el sector hotelero en Canarias y ha tenido un gran desarrollo en contraposición con otras zonas del mundo.

La primera planta de desalación por membranas fue instalada en 1979 con el fin de la desalación de aguas salobres. Esta, fue implantada en la finca del Servicio Agrícola de la Caja Insular de Ahorros de Gran Canaria. La primera planta de ósmosis inversa en Canarias fue establecida en Arrecife, Lanzarote, entre los años 1982 y 1983. La introducción de la electrodiálisis se produjo en el año 1986, completándose la gama comercial de procesos de membranas existentes. Esta primera planta fue instalada en Maspalomas, Gran Canaria, con una producción de 22000 m³/día.

En la siguiente ilustración se puede observar los diferentes tipos de recursos hídricos comprendidos entre el periodo de 1978 y 2012. Se puede observar el notable crecimiento de las tecnologías de desalación y reutilización del agua. Por otra parte, los recursos subterráneos y superficiales han ido descendiendo conforme a los años.

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

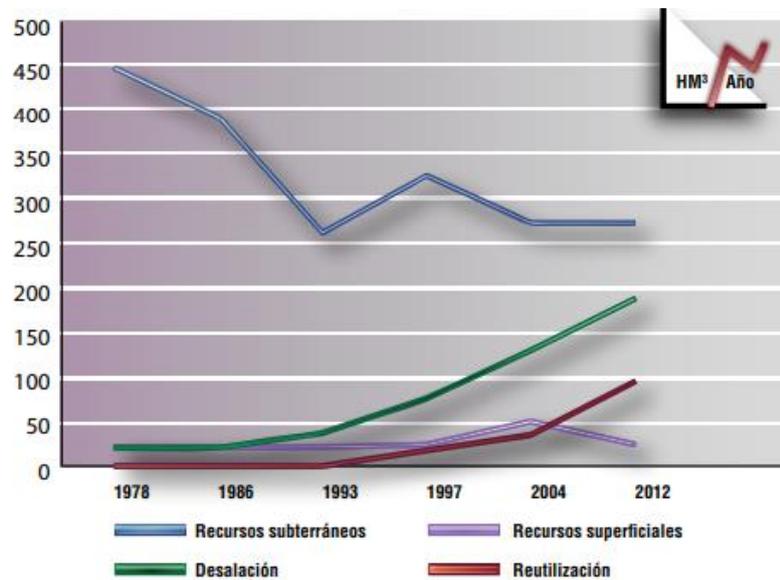


Ilustración 9 Evolución de la oferta de aguas en Canarias (hm³/año). [27]

La capacidad de producción de agua instalada en las islas, así como el número de plantas desaladoras en 2012, se encuentran en la tabla 4. Como dato, la generación de agua desalada en Canarias se establecía en 210 hm³ en el año 2004 y en 188 hm³ en el año 2012. La capacidad de producción de agua desalada instalada en Canarias supera los 600000 hm³/día, entre plantas públicas y privadas.

Tabla 4 Plantas desaladoras y producción de agua desalada en Canarias (2012). [22]

Nº de plantas desaladoras y producción de agua desalada en 2012 (DGA GobCan)				
	Nº Desaladoras	Nº Públicas	Nº Privadas	Producción (m ³)
GRAN CANARIA	137	11	126	336.195
TENERIFE	44	5	36	118.143
FUERTEVENTURA	64	4	60	65.049
LANZAROTE	85	5	80	62.570
LA GOMERA	1	0	1	4.100
EL HIERRO	4	4	0	2.000
LA PALMA	0	0	0	0

Realizando una clasificación por tamaños, se consideran plantas pequeñas aquellas que no superan los 2000 m³/día, plantas medianas cuando la producción se encuentra entre los 2000 y 5000 m³/día y plantas grandes las que la producción supera los 5000 m³/día. En Canarias el 75% del número de plantas son pequeñas, el 16% son medianas y solo el 9% corresponde a plantas de gran tamaño.

Como se puede observar en la ilustración 16, solamente las islas de la Gomera y de La Palma no dependen del proceso de desalación de agua de mar ya que no cuentan con plantas desaladoras públicas. Por ello, el suministro de agua de abastecimiento público se realiza a través de la extracción de agua subterránea captada por pozos y galerías. Por otra parte, en esta misma ilustración se indica la dependencia relativa de la producción de agua salada de mar para garantizar el abastecimiento público en cada una de las islas. Menos las islas anteriormente mencionadas, todas tienen una fuerte dependencia de esta tecnología destacando las islas de Lanzarote y Fuerteventura, las cuales tienen una dependencia total. Por ello, se pone de manifiesto la importancia que tiene la desalación de agua de mar en las Islas Canarias.

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

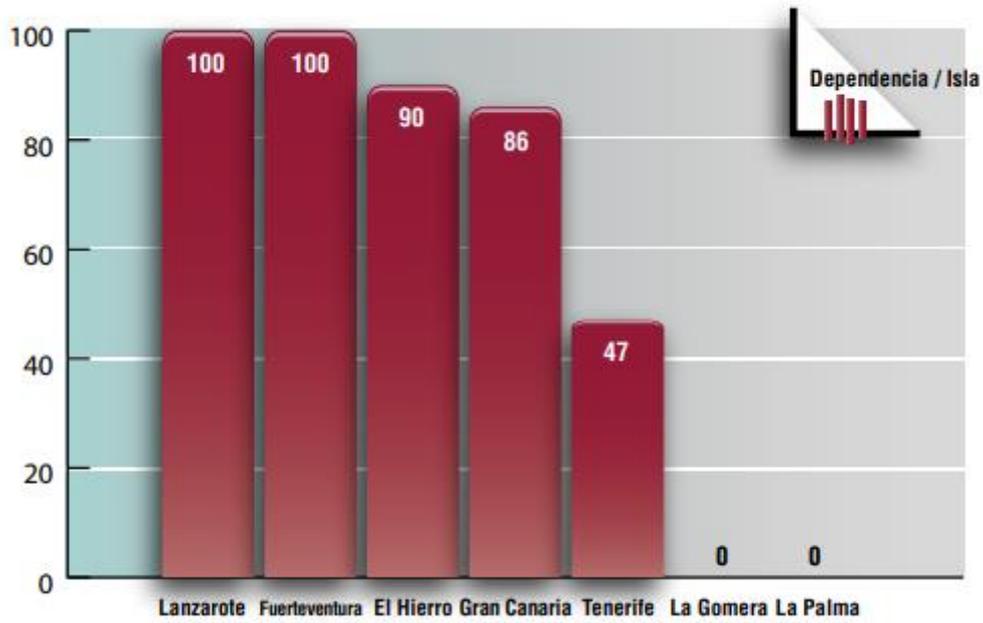


Ilustración 10 Dependencia (%) del agua desalada para abastecimiento doméstico en Canarias. [22]

Capítulo 2: Introducción a la energía solar térmica de concentración

2.1 Contexto energético

2.1.1 Situación energética actual

El consumo de energía eléctrica se ha incrementado considerablemente a nivel mundial, donde los sistemas electrónicos aún dependen potencialmente de los combustibles fósiles. Actualmente la utilidad de la energía fósil se encuentra en descenso debido, entre otras cosas, al fuerte impacto ambiental que genera por la producción de dióxido de carbono. Por otro lado, han progresado significativamente las energías renovables llegando al punto de que su desarrollo es más barato debido a la disminución de los costes de inversión en nuevas instalaciones.

En la actualidad existen planes energéticos, como el de la UE el cual establece una legislación relacionada con el marco climático y energético poniendo como fecha para 2030, una vez se haya complete la reducción de gases de efecto invernadero del 20% en 2020. La estrategia se lleva a cabo con el fin de proponer una serie de objetivos en materia de clima, energía y política durante el periodo de 2021-2030. Los objetivos establecidos se plantean a continuación.

- Reducir las emisiones de los gases que producen o intervienen en el proceso de efecto invernadero en un 40% con respecto a los niveles del año 1990.
- Mejorar la eficiencia energética por lo menos en un 32.5%
- El aumento de participación en el uso de energías renovables de al menos un 32% con respecto a la energía total generada.

Para el caso de España, mediante esta estrategia, el marco energético se establecerá en un 70 % la generación de energía eléctrica mediante energías renovables para 2030, ya que actualmente las energías renovables suponen un 40 % de la energía eléctrica total generada.

2.1.2. Situación energética actual en Canarias.

En la actualidad, el sistema energético de las Islas Canarias está caracterizado por una casi total dependencia del exterior, la cual se basa en la utilización de combustibles fósiles dando como resultado unos elevados costes de generación eléctrica, que tienen que ser reconocidos por el conjunto del sistema eléctrico para que los precios finales al consumidor sean similares a los del resto del territorio español. Esta situación es debida por la condición de Canarias de ser una región ultraperiférica, aislada energéticamente de otros territorios y de recursos limitados.

Por otro lado, esta comunidad cuenta con una serie de ventajas las cuales no se ha llevado a cabo su explotación al completo. Por un lado, se disponen de unas condiciones climáticas y recursos renovables cuyo aprovechamiento reduciría en gran medida la dependencia del exterior, reduciría las emisiones contaminantes, generaría empleo y aumentaría el desarrollo de la economía local; y, por otro lado, cuenta con un elevado potencial de ahorro energético, así mejorando la eficiencia energética en todos los sectores de actividad.

Observando la ilustración 11 muestra los datos del anuario energético de Canarias 2018, con ello se comprueba el fuerte incremento de la utilización de energía renovables como recurso energético. En 2018, el conjunto de energías renovables vertidas a la red supuso el 30.8% de la energía total. Esto se debe a las fuentes principales de energías renovables en Canarias, como son la energía eólica y la energía térmica.

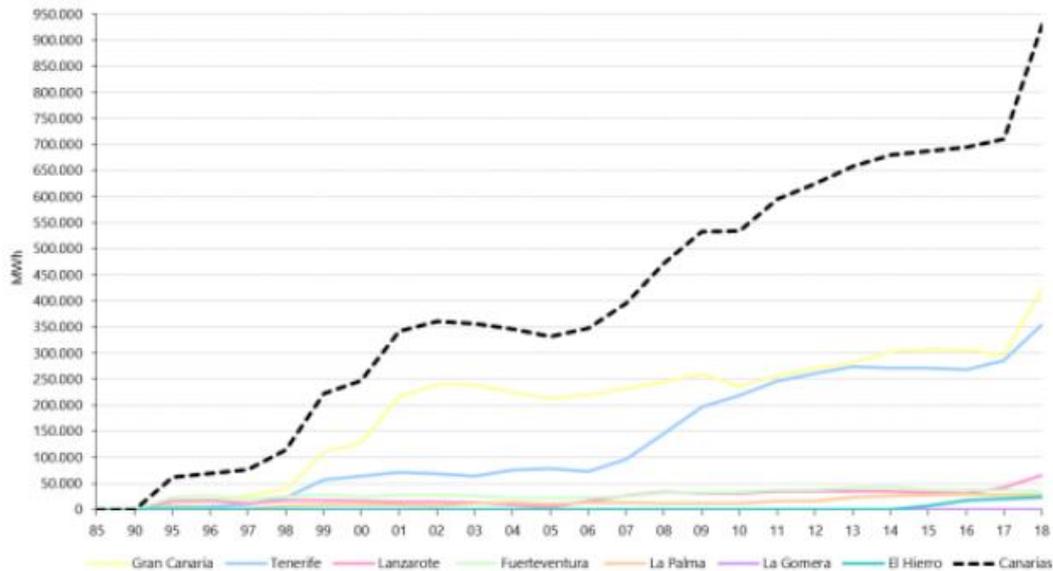


Ilustración 11 Producción eléctrica de energía renovable en Canarias [3]

Canarias ha establecido una serie de objetivos, denominados objetivos estratégicos de la EECan25 durante el periodo de 2015-2025 [4]. Esta estrategia tiene como fin continuar con el aumento de la producción eléctrica mediante energía renovables como se ha hecho desde el año 1990. Los puntos principales son:

- Mejorar la intensidad energética primaria un 28,91% en 2025 frente al 2015.
- Incrementar la participación de las energías renovables en el consumo de energía final desde el 2% en el año 2015 al 15% en el 2025.
- Aumentar la participación de las energías renovables para la generación eléctrica desde el 8% en el año 2015 al 45% en el 2025.
- Reducir las toneladas de CO2 equivalente en un 21% en el año 2025 respecto a las del año 2014.

Uno de los principales aspectos positivos de la energía solar termoeléctrica es su gestionabilidad. Con ello, se podría incrementar la

participación de las energías renovables y la apuesta por la producción de energía eléctrica gracias a plantas solares termoeléctrica.

Tras la gestionabilidad de las centrales, se menciona una de las grandes innovaciones para las centrales que es el almacenamiento térmico, con ello, sería posible la producción de energía eléctrica incluso cuando las condiciones climáticas no sean las adecuadas para la producción de energía eléctrica. A pesar de este avance, Canarias todavía no cuenta con este tipo de tecnología y por ello es uno de los objetivos de la estrategia anteriormente nombrada.

2.2 Geometría solar

En este apartado se dará una introducción del conjunto de aspectos en cuanto a la geometría solar que se deben de tener en cuenta para el diseño de un sistema de captación.

El ángulo de incidencia de la radiación solar es uno de los ángulos más importantes a la hora de proyectar una instalación solar. Dicho ángulo puede depender de varios factores como la localización en la que se va a encontrar la instalación y la posición del sol con respecto al punto donde se quiere el diseño. A continuación, se realizará una introducción que definirá los ángulos, empezando por los ángulos Tierra-Sol y por último los ángulos Observador-Sol.

2.2.1 Ángulos Tierra-Sol

2.2.1.1 Ángulo horario (ω)

El ángulo horario es el empleado para describir la rotación de la Tierra sobre su eje polar. Es el ángulo que forma el meridiano del observador, desde el punto donde se desea realizar la medición, con el meridiano de referencia que contiene al Sol en su plano en ese momento. Este ángulo depende de la posición del observador y de la hora.

Para entender este ángulo, previamente se debe de conocer el concepto de mediodía solar, el cual es el instante de tiempo en el que el Sol intercepta el plano meridiano del observador, llegando a su punto más alto en el cielo. Por tanto, el ángulo horario en el mediodía es 0°

mientras que las horas previas a la correspondiente del mediodía tendrán $\omega < 0^\circ$, mientras que para horas superiores será $\omega > 0^\circ$.

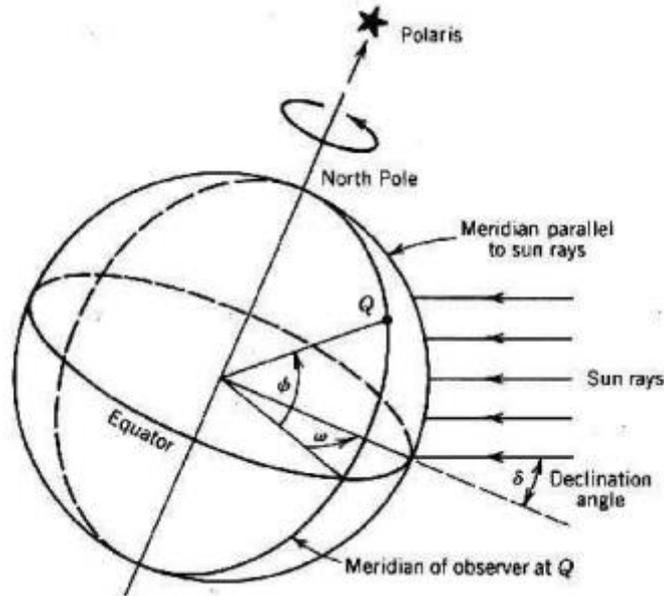


Ilustración 12 Esquema del ángulo horario [28]

Para definir el ángulo horario, uno de los parámetros más importantes es el tiempo solar. Con este parámetro se puede predecir la dirección de los rayos solares en relación con un punto de la tierra, sin embargo, este parámetro de tiempo solar es diferente a la hora de reloj local. La relación entre este y el ángulo horario viene a continuación mediante la expresión:

$$w = 15 (ts - 12) \quad (1)$$

- T_s : tiempo solar
- w : ángulo horario

Para calcular el tiempo solar, debemos de conocer en primer lugar la EOT, que es la ecuación del tiempo, que relaciona la diferencia entre el tiempo solar medio y el tiempo solar real en minutos.

$$EOT = 0,258 \cos(x) - 7,416 \sin(x) - 3,648 \cos(2x) - 9,228 \sin(2x) \quad (2)$$

En la siguiente ecuación, el ángulo x se define como función del número N , el cual se expresa a partir de la siguiente ecuación.

$$x = 360(N-1) / 365.242 \quad (3)$$

Tabla 5 Conversión de número de fecha a día solar

Mes	N
Enero	d
Febrero	d + 31
Marzo	d+ 59
Abril	d+ 90
Mayo	d + 120
Junio	d + 151
Julio	d + 181
Agosto	d + 212
Septiembre	d + 243
Octubre	d + 273
Noviembre	d + 304
diciembre	d + 334

La ecuación que puede relacionar la EOT y el tiempo solar es la LCT (tiempo local) y se define como la hora exacta del lugar en el cual se quiere conocer la hora solar. La expresión es la que viene a continuación.

$$LCT = ts - \frac{EOT}{60} + LC + D \quad (\text{Horas}) \quad (4)$$

- D será igual a 1 cuando el horario de verano esté activado o 0 en caso de que esté desactivado.
- LC es una corrección de la longitud que se define mediante la siguiente expresión:

$$LC = \frac{\text{Longitud local} - \text{longitud estandar zona horaria meridional}}{15} \quad (5)$$

2.2.1.2 Ángulo de declinación solar (δ)

El ángulo de declinación (δ), es aquel que está formado por el plano ecuatorial terrestre con la línea que une lo centros de la Tierra y el Sol. En este caso la declinación no depende de la posición del observador sino del día del año. La declinación es una magnitud que varía a lo largo de la órbita terrestre, debido al movimiento de la Tierra alrededor del Sol.

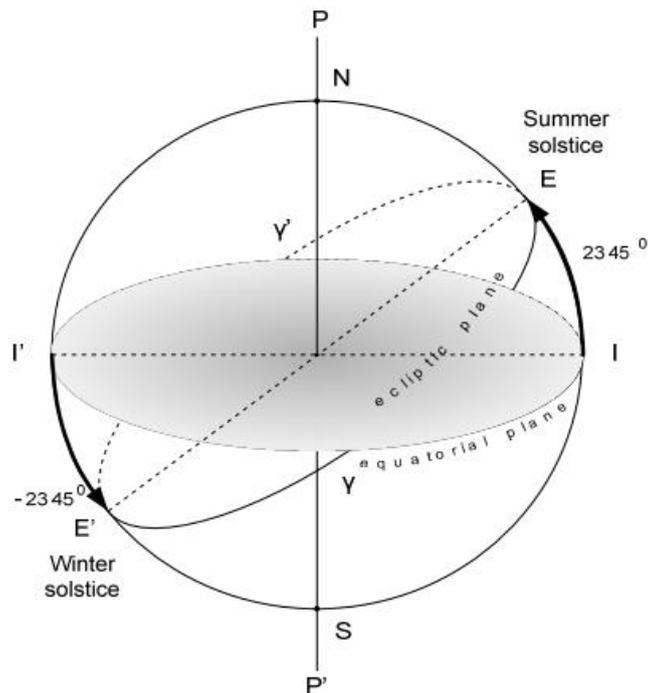


Ilustración 13 Ángulo de declinación solar [28]

Tomando como referencia el hemisferio norte, el 21 de junio el ángulo alcanza su valor máximo, cuando $\delta = 23.5^\circ$, correspondiendo este día con el solsticio de verano en el hemisferio norte. Esto provoca que, en el hemisferio sur, sea el solsticio de invierno y la parte diurna es mínima, mientras que en el hemisferio norte la parte diurna será máxima. In embargo, la declinación será mínima el día 20 de diciembre correspondiendo con el solsticio de invierno en el hemisferio norte llegando a $\delta = -23.5^\circ$, en este caso sucederá lo contrario. Para terminar, la declinación será nula ($\delta = 0^\circ$) en los equinoccios de primavera y otoño.

2.2.1.3 Ángulo de latitud (ϕ) y longitud

El ángulo de latitud (ϕ), es el que se encuentra entre el plano ecuatorial y una línea dibujada desde un punto en la superficie de la Tierra, hasta el propio centro de la Tierra. Por otro lado, el ángulo de longitud es la distancia angular que existe entre el Meridiano de Greenwich y un punto cualquiera, medida sobre el paralelo que pasa por dicho punto. Mediante estos dos ángulos se puede obtener cualquier ubicación en la superficie terrestre.

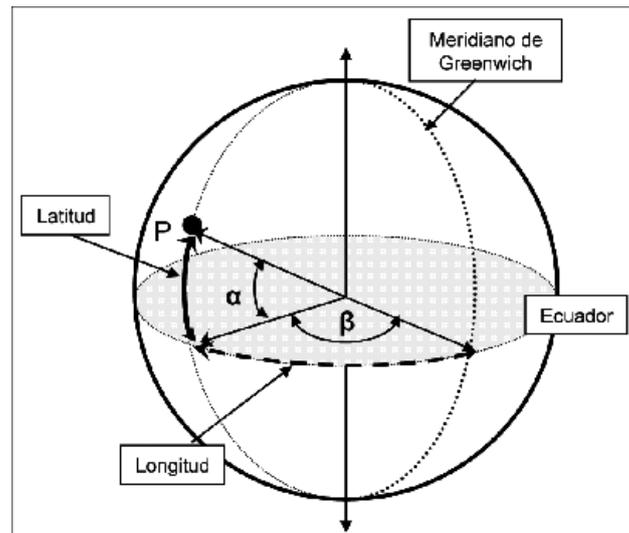


Ilustración 14 Ángulos de latitud y longitud [5]

2.2.2 Ángulos de Observador-Sol

Para llevar a cabo el cálculo de la radiación solar en una superficie horizontal es importante definir la posición del Sol mediante un sistema de coordenadas basado en el punto de observación y no en el centro de la Tierra como se ha realizado anteriormente.

2.2.2.1 Ángulo de altura solar (α)

El ángulo de altura solar (α), está formado por el plano horizontal y la línea que une al observador con el rayo central del Sol. Este puede variar dependiendo de la época del año y de la latitud en la que se encuentre el observador. Para el diseño de plantas solares o elementos que utilicen la energía solar, es de vital importancia conocer este ángulo. Cuanto mayor es su valor, menor es el camino que realiza la radiación solar para llegar a la superficie terrestre. Sin embargo, cuando la altura es pequeña, la radiación tiene que hacer un mayor recorrido para llegar a la superficie terrestre y, por tanto, disminuyendo su intensidad. El valor de este ángulo viene determinado por los ángulos presentes en el sistema Tierra-Sol.

$$\sin \alpha = \sin \delta \times \sin \phi + \cos \delta \times \cos \omega \times \cos \phi \quad (6)$$

El complemento del ángulo de altitud es la distancia angular desde el punto final de la altura solar hasta el cénit, y se denomina

ángulo cenital solar (θ_z). Por tanto, conociendo el ángulo cenital, es posible obtener el valor de la altura solar.

$$\theta_z = 90^\circ - \alpha \quad (7)$$

2.2.2.2 Ángulo cenital solar (θ_z)

El ángulo cenital solar (θ_z), es aquel que está formado por la línea que une al observador con los rayos de Sol y la vertical, es decir, el cénit. Cuanto mayor sea este ángulo, estará el Sol más cerca del horizonte. Por lo tanto, cuando toma el valor de 0° equivale que el Sol se encuentra en el cénit, por lo que los rayos de sol inciden de forma perpendicular al plano horizontal. Para el cálculo de este ángulo, se utiliza la siguiente expresión:

$$\cos\theta_z = \sin\delta \times \sin\varphi + \cos\delta \times \cos\omega \times \cos\varphi \quad (8)$$

2.2.2.3 Ángulo acimutal (A).

Se caracteriza por ser el ángulo o longitud de arco medido sobre el horizonte celeste que forman el punto cardinal Norte y la proyección vertical del Sol sobre el horizonte del observador situado en alguna latitud. Dicho ángulo se mide en sentido horario, por otro lado, antes del mediodía solar se considera negativo, y después del mediodía solar positivo. Para su cálculo, en primer lugar, se debe de conocer el valor de la constante A':

$$\sin A' = \frac{-\cos\delta \times \sin\omega}{\cos\alpha} = \frac{-\cos\delta \times \sin\omega}{\sin\theta_z} \quad (9)$$

a continuación, para obtener el valor del ángulo acimutal, se empleará una expresión u otra dependiendo del valor de $\cos\omega$:

$$\text{Si: } \cos\omega \geq \frac{\tan\delta}{\tan\varphi}, \quad A = 180^\circ - A' \quad (10)$$

$$\text{Si: } \cos\omega < \frac{\tan\delta}{\tan\varphi}, \quad A = 360^\circ + A' \quad (11)$$

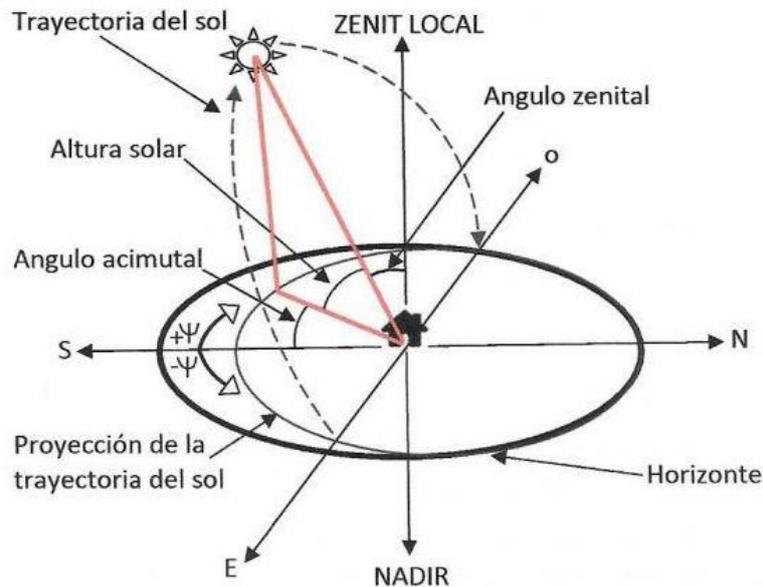


Ilustración 15 Ángulo de altura solar, cenital y acimutal [6]

2.3 Captación solar

2.3.1 El sol como fuente de energía.

El sol es la fuente de energía más importante para nosotros. El impacto físico del sol y la radiación solar en la Tierra afecta, entre otras cosas, las corrientes y las mareas, el clima y la biosfera. Por lo tanto, el sol no es solo una fuente de energía directa renovable y prácticamente inagotable, sino también el origen último de la mayoría de los otros recursos de energía renovable; energía eólica, energía oceánica, así como biomasa. Por lo que cabe destacar que la energía geotérmica y nuclear son las únicas fuentes de energía disponible que son independientes del sol.

La radiación solar interceptada por la Tierra constituye la principal fuente de energía renovable a nuestro alcance ya que, a efectos prácticos, el Sol puede ser considerado como un foco térmico a 5777 K y que nos hace llegar 1.36 KW / m² en forma de irradiación. Las pérdidas en la atmósfera por reflexión, absorción y dispersión provocan que se reduzca este valor alrededor de un 30 % por lo que su límite superior aproximado es de 1 KW / m². Estos valores de irradiación varían en función de las

condiciones climatológicas y del punto del mapa terrestre donde nos encontremos. Las regiones del mundo que reciben la mayor cantidad de radiación solar generalmente se encuentran dentro de las latitudes de $\pm 40^\circ$ en lo que a veces se denomina “cinturón solar”.

De forma general, se puede decir que la radiación incidente sobre la superficie terrestre tiene dos componentes: la radiación directa, que no ha sufrido modificación en su dirección desde el Sol, y la radiación difusa, procedente de todas las direcciones de la semiesfera celeste por encima del plano horizontal, así como de la reflexión de la radiación reflejada por el suelo.



Ilustración 16 Componentes de la radiación solar [7]

2.3.2. Características de las tecnologías (CST)

Las tecnologías de concentración solar térmica (CST) recogen y concentran la radiación del sol para transformarla en energía térmica. Esta energía térmica puede ser usada posteriormente para una gran cantidad de aplicaciones térmicas de alta temperatura, como calentamiento y enfriamiento, procesamiento de materiales, producción de electricidad o procesos químicos.

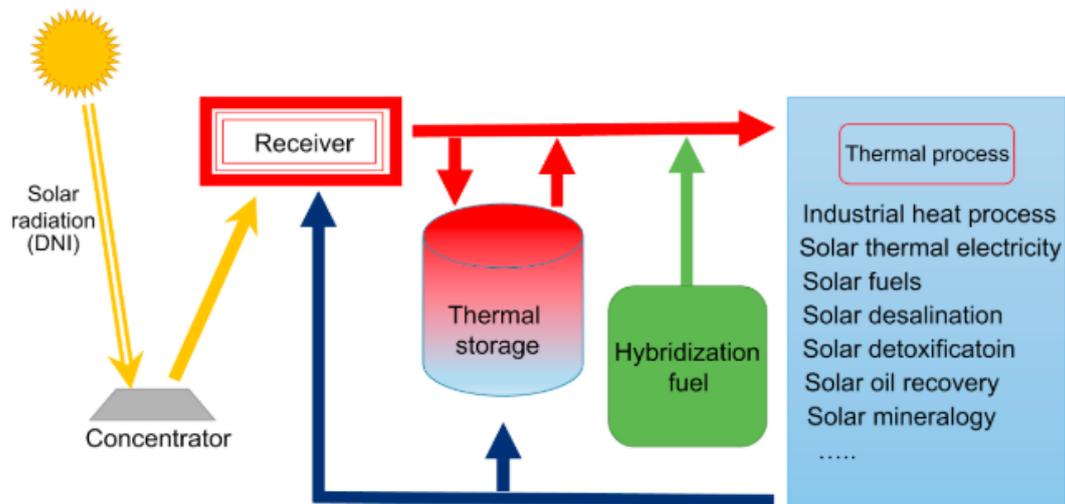


Ilustración 17 Esquema general de un sistema termosolar de concentración (CST).[24]

En la mayoría de las tecnologías CST, una vez que la radiación solar se convierte en energía térmica, en lugar de usarla en el mismo instante de la transformación, la energía térmica puede almacenarse como tal y usarse cuando sea más conveniente hacerlo. Por otra parte, esta energía térmica recogida y concentrada en un sistema CST también puede hibridarse; es decir, mezclado con energías térmicas derivadas de otras fuentes de calor como la biomasa o los combustibles fósiles. La hibridación con biomasa es particularmente interesante, ya que producirá un sistema de energía renovable capaz de suministrar energía térmica para ejecutar procesos industriales o producir electricidad las 24 horas del día, todos los días del año.

2.3.2. Captadores termosolares.

Los sistemas termosolares de concentración se caracteriza por el uso de dispositivos que redireccionan la radiación solar sobre una determinada superficie (superficie de captación) y la concentran sobre una superficie de menor tamaño (superficie de absorción). Cabe destacar que la transformación eficiente de la radiación solar en energía térmica se realiza mejor en receptores con un área de superficie pequeña, ya que las pérdidas térmicas son proporcionales al área.

En los sistemas termosolares de concentración, se debe de tener en cuenta que las pérdidas por radiación en el receptor son

proporcionales a la cuarta potencia de la diferencia de temperatura entre este y los alrededores, por lo que su rendimiento disminuirá con dicha diferencia. Cabe destacar que estas pérdidas térmicas son proporcionales al área receptora.

Por lo tanto, para aumentar la eficiencia térmica, es decir, la relación entre la energía útil entregada por el receptor y la radiación solar concentrada que incide sobre él, se pueden tomar las siguientes medidas:

- Aumentar la concentración, es decir, la relación entre el área total de las superficies colectoras solares y el área total de la superficie del receptor.
- Disminuir la temperatura de funcionamiento del receptor, reduciendo así la diferencia de temperatura con el ambiente.
- Utilización de materiales y técnicas especialmente diseñados para aumentar la absorción de la radiación solar en el receptor y para minimizar sus pérdidas térmicas, como recubrimientos absorbentes, tubos evacuados y materiales con las propiedades térmicas apropiadas.

2.3.3. Principales tecnologías de concentración solar disponibles comercialmente.

Hoy en día existen cuatro tecnologías principales disponibles comercialmente para concentrar la radiación solar directa en un receptor. Dos de estas tecnologías de concentración solar son tecnologías de enfoque puntual (3D) y las otras dos son de tecnología de enfoque lineal (2D).

2.3.4. Concentradores solares de foco puntual.

Los sistemas de enfoque puntual tienen reflectores que concentran la radiación solar en un receptor central que es efectivamente un punto en comparación con el reflector. Una de las principales ventajas de los receptores puntuales son las altas temperaturas que se alcanzan y que favorecen a obtener rendimientos más elevados. Existen dos tipos de concentradores de foco puntual:

- Campos de heliostatos con sistema de torre central

- Discos parabólicos con motor Stirling

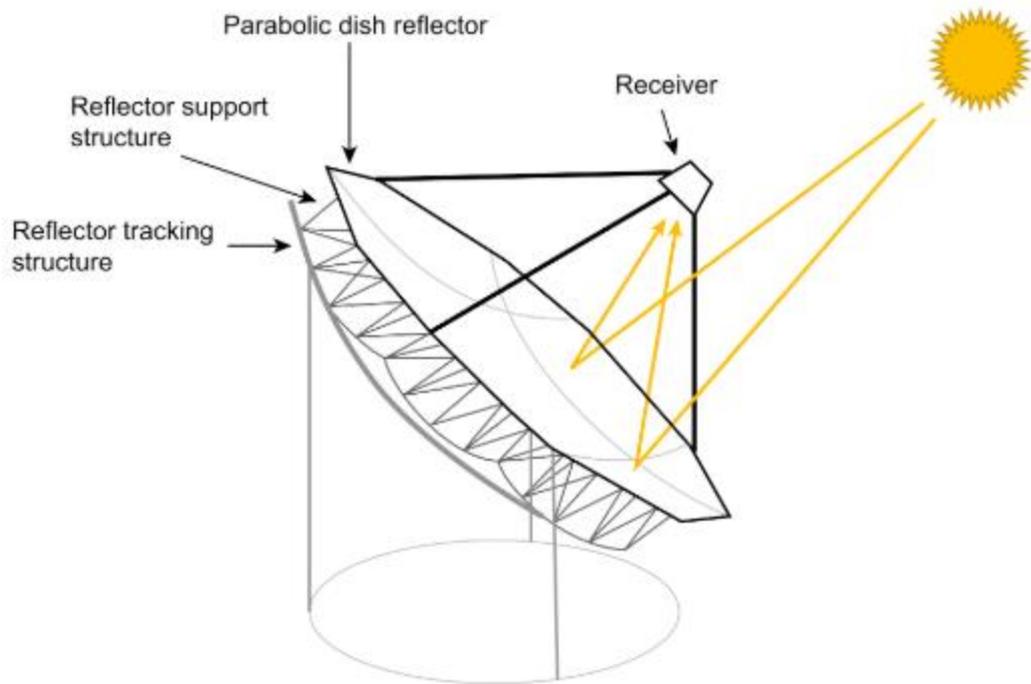


Ilustración 18 Discos parabólicos con motor Stirling [24]

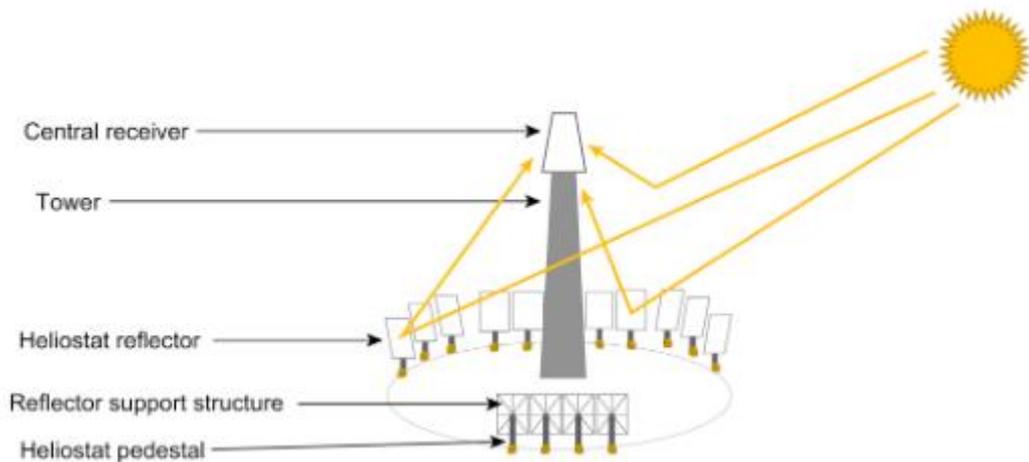


Ilustración 19 Campos de heliostatos con sistema de torre central [24]

2.3.5. Concentradores solares de foco lineal.

Los concentradores solares de foco lineal tienen reflectores que concentran la radiación solar en un receptor lineal. Por el interior del receptor lineal circula un fluido caloportador que es calentado. Este calor puede usarse posteriormente para producir vapor de agua sobrecalentado y expandirlo en una turbina, o para accionar una máquina de absorción.

Los campos de colectores lineales suelen constar de un gran número de espejos colocados en filas paralelas. La instalación de este tipo de colectores solares es más rentable que las instalaciones de los concentradores solares de foco puntual, aunque se obtienen menores concentraciones de energía solar y por tanto un menor rendimiento térmico. Existen dos tipos de concentradores lineales:

- Concentradores cilindro-parabólicos.
- Concentradores tipo Fresnel

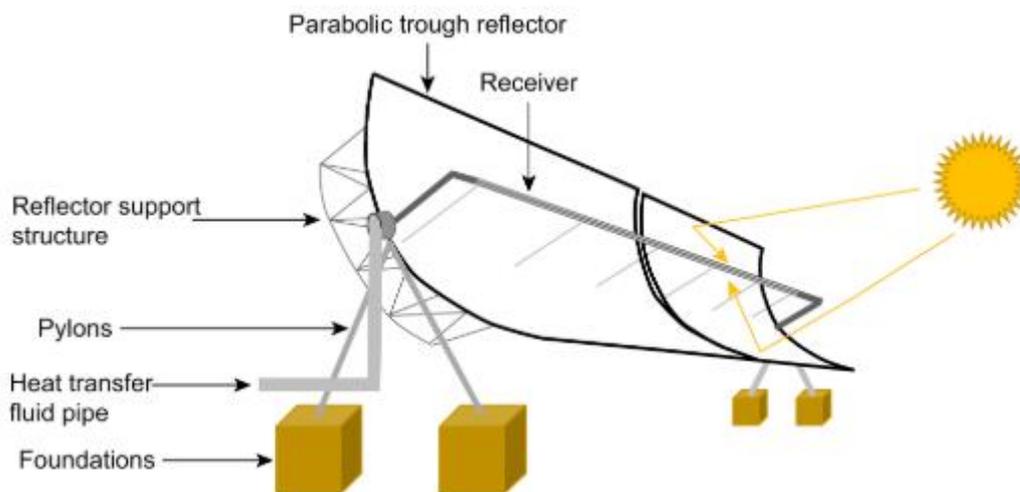


Ilustración 20 Concentradores cilindro-parabólicos [24]

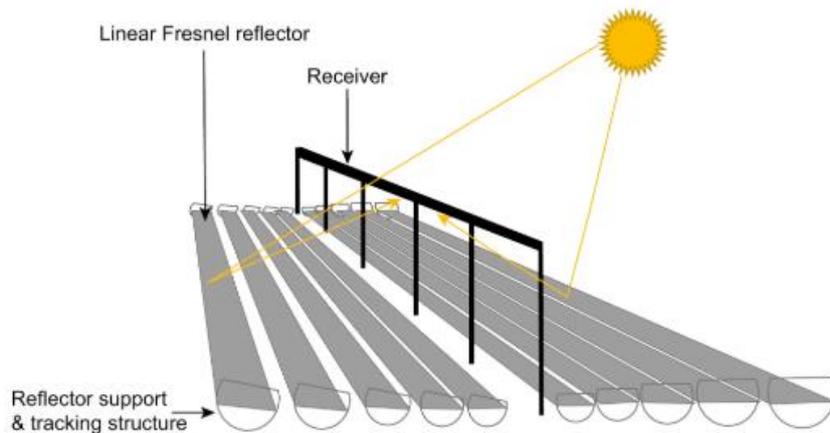


Ilustración 21 Concentradores tipo Fresnel [24]

2.4. Concentrador lineal Fresnel.

Los concentradores lineales de Fresnel se basan en la idea de obtener un concentrador continuo lineal. Mediante esta idea se evitan los problemas que plantea la construcción de concentradores solares de gran tamaño, permitiendo obtener soluciones más económicas. Esta idea fue llevada a la práctica por primera vez por Giovanni Francia a finales de 1690.



Ilustración 22 Prototipo realizado por Giovanni Francia 1694 [25]

Los concentradores lineales Fresnel convencionales tienen reflectores que pueden ser planos o ligeramente parabólicos. Los

reflectores están dispuestos paralelos al suelo de manera que cada reflector tenga una distancia focal diferente a su receptor. La separación de los reflectores es cercana para minimizar la discontinuidad en el área reflectante o la abertura. El ancho de los reflectores está optimizado para permitir el acceso a los reflectores para el mantenimiento, sin ser demasiado grande para complicar la estructura de soporte o el seguimiento. El campo solar se puede disponer sobre un plano horizontal con seguimiento este-oeste o norte-sur.

El elemento principal del receptor es el tubo absorbedor, el cual es similar al utilizado en los sistemas de canal parabólico, aunque como en los sistemas Fresnel se trata a menores temperaturas debido a que la relación de concentración es menor, puede prescindirse de recubrimientos selectivo costos. Actualmente los concentradores solares Fresnel lineales disponibles en el mercado alcanzan relaciones de concentración dentro del rango de 30 a 70.

Estos sistemas son muy adecuados para la generación directa de vapor saturado en los tubos. El vapor saturado puede emplearse para generación de electricidad mediante una turbina de vapor, o como aporte de calor a un proceso industrial o una máquina de absorción de frío.

Con el buen aprovechamiento del terreno, junto a su ligereza, construcción simple y bajo coste debido a que todos los elementos que conforman la estructura son relativamente simples en su fabricación e instalación, ha provocado el rápido desarrollo de esta tecnología. Como desventaja, posee una capacidad de concentración relativamente baja, lo que impide trabajar de forma eficiente a altas temperaturas y limita sus rendimientos energéticos y exergéticos.

2.4.1. Elementos de un concentrador lineal Fresnel.

Un concentrador lineal Fresnel convencional está formado por los siguientes elementos:

- Estructura de soporte del reflector
- Marco con accesorios de unión que permite el seguimiento solar de un solo eje.
- Reflector primario

- Tubo absorbedor
- Reconcentrador.

Estructura de soporte.

Su estructura es simple y ligera por ello, su diseño es de bajo coste. Por otra parte, su diseño hace que las tareas de mantenimiento o de reparación, se realicen fácilmente.

Sistema de seguimiento solar.

Cada línea de espejos tiene una inclinación, la cual va cambiando relativamente con respecto al seguimiento del sol. Para ello, cada fila de espejos se mueve mediante un motor o disponer de varios motores.

Reflector primario.

Este componente es el encargado de reflejar y concentrar la luz del sol en el tubo absorbedor, también recibe el nombre de campo de espejos.

Tubo absorbedor.

El tubo absorbedor o receptor, se encuentra protegido por una cubierta de vidrio. Por el interior circula un el fluido el cual variará con respecto a las aplicaciones o temperaturas que se lleguen a dar, aunque generalmente el fluido térmico puede ser aceite, agua e incluso sales fundidas.

Las principales características que debe cumplir el tubo absorbedor son una buena transmisión de calor con el fluido térmico y una distribución de temperaturas a lo largo del tubo uniforme, para evitar así una rápida degradación del material.

En general, el tubo absorbedor de los sistemas lineales Fresnel se puede colocar de varias formas, ya sea horizontal, vertical e incluso de forma triangular.

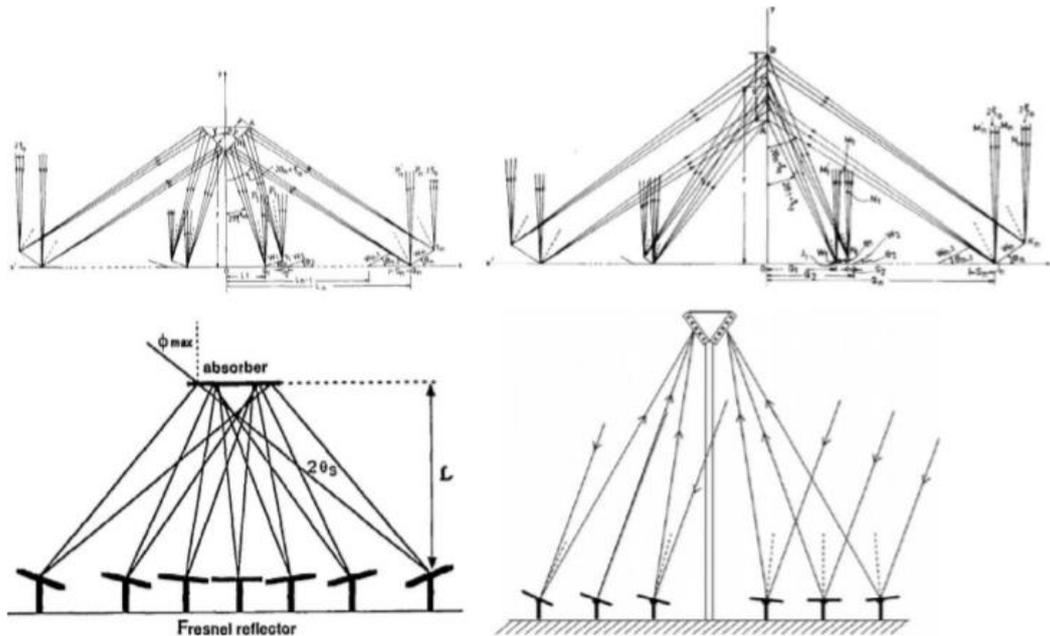


Ilustración 23 Diferentes posiciones de los tubos lineales para Fresnel [24]

Un sistema de concentrador lineal Fresnel (CLFR) puede llegar a utilizar dos torres receptoras separadas. El espejo en el CLFR detectará qué receptor es el más apropiado dependiendo de la hora solar y en función de qué opción de seguimiento proporcionará menores pérdidas debido a las sombras y bloqueos. Todo ello aportará una mayor eficiencia óptica en el diseño, aunque aumentará la complejidad debido al mecanismo de seguimiento.

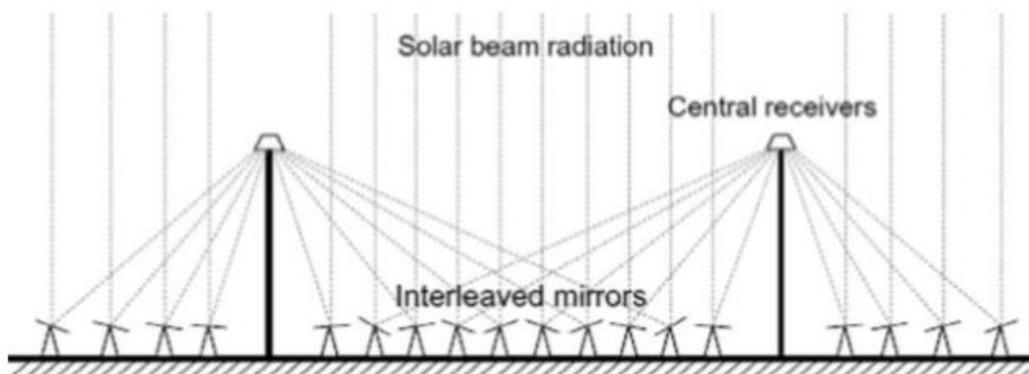


Ilustración 24 Campo solar Fresnel con dos tubos receptores [24]

Por otra parte, en el receptor se puede disponer más de un tubo absorbedor con o que aumentaría la eficiencia óptica del sistema. Cabe destacar que cuando se utiliza un único tubo absorbedor es para reducir la fabricación y el coste del equipo, además, en este caso se suelen utilizar concentradores secundarios para aumentar la eficiencia óptica del sistema.

Dependiendo del fabricante, en los concentradores solares lineales Fresnel, podemos encontrar dos tipos de tubos, los cuales son tubos evacuados y los tubos no evacuados. Cada tubo evacuado consiste en dos tubos de cristal hechos de vidrio borosilicate extremadamente fuerte. El tubo externo es transparente y permite que la luz del sol pase a través con la reflexión mínima y el tubo interno está cubierto con una capa de aluminio de nitruro. Durante el proceso de fabricación, el aire que se encuentra entre las dos capas de vidrio se bombea hacia fuera quedando un vacío que funcionará como aislante. Con ello se consigue que no se produzca una transferencia de energía térmica por lo que el calor que se encuentra dentro del tubo no se escaparía al exterior.

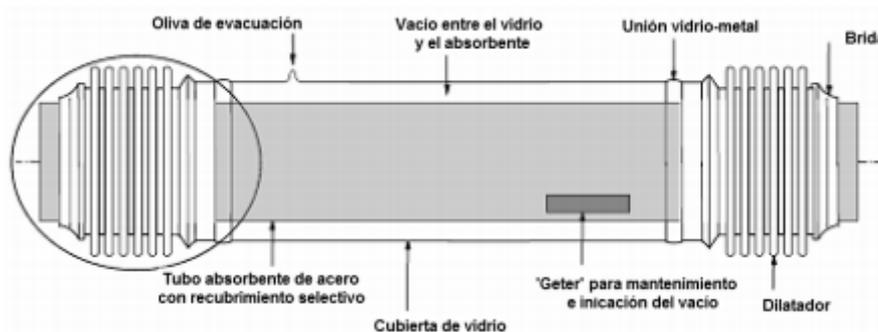


Ilustración 25 Tubo receptor [24]

Concentradores secundarios.

Los concentradores secundarios pueden variar en su forma, y esto dependerá de las necesidades de cada diseñador y del tipo de receptor a usar. Con los concentradores secundarios se consigue del aire que minimiza las pérdidas por convección y también se reducen las pérdidas por radiación. Por otro lado, permite un mayor aprovechamiento de los rayos, debido a que se produce una segunda reflexión de los

haces de luz que no inciden directamente sobre el tubo la primera vez que son reflejados por el campo de espejos y los redirige hacia el tubo.

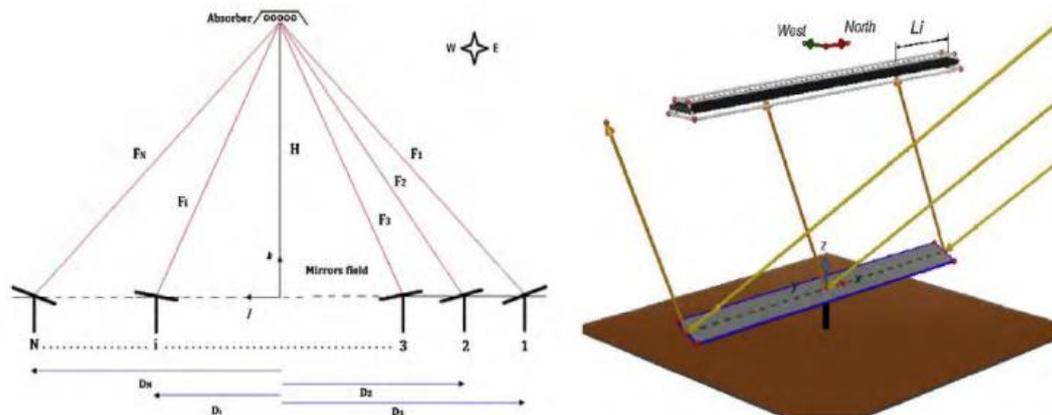


Ilustración 4 Sistema FRL con un concentrador secundario de diseño Hongh [24]

2.5 El campo solar

El campo solar es la parte de la central solar termoeléctrica encargada de la obtención de energía térmica. Esta parte de la central estará formada por filas o lazos de uno o más captadores solares, donde las dimensiones de estos dependerán del modelo comercial elegido. El campo solar estará formado por estas filas o lazos dispuestas en paralelo y la longitud de estas dependerán de las condiciones de diseño previamente establecidas para satisfacer las necesidades caloríficas de la instalación.

Para llevar a cabo el proceso de obtención de energía térmica en los colectores solares, estos deben de estar provistos por un fluido caloportador. Por ello, los colectores tienen una tubería en común la cual da el caudal necesario para los diferentes circuitos, además, una segunda tubería es la encargada de recoger el fluido caloportador una vez haya sido calentado para transportarlo a sus dos destinos posibles. El primero es transportar dicho fluido directamente al bloque de potencia de la central y el segundo es llevarlo a los tanques de almacenamiento térmico.

Es interesante minimizar lo máximo posible las pérdidas térmicas, por el generalmente la disposición del campo solar se diseña dividiéndose en múltiples secciones donde el ciclo de potencia se diseña en el centro de este. A continuación, en la siguiente ilustración [26] se puede observar un tipo de distribución de campo solar con el ciclo de potencia.

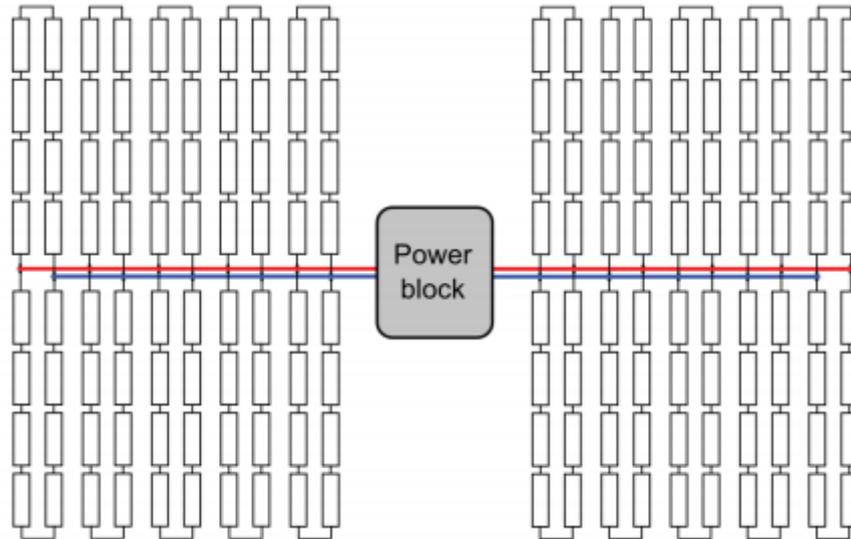


Ilustración 26 Disposición de un campo solar [23]

Como se ha podido observar en la ilustración [26] el campo solar se ha dividido en dos, sin embargo, existen otros tipos de configuraciones donde se puede subdividir el campo solar en 2, 4 y 6 subsecciones. En la ilustración [27] se puede observar diferentes tipos de diseño.

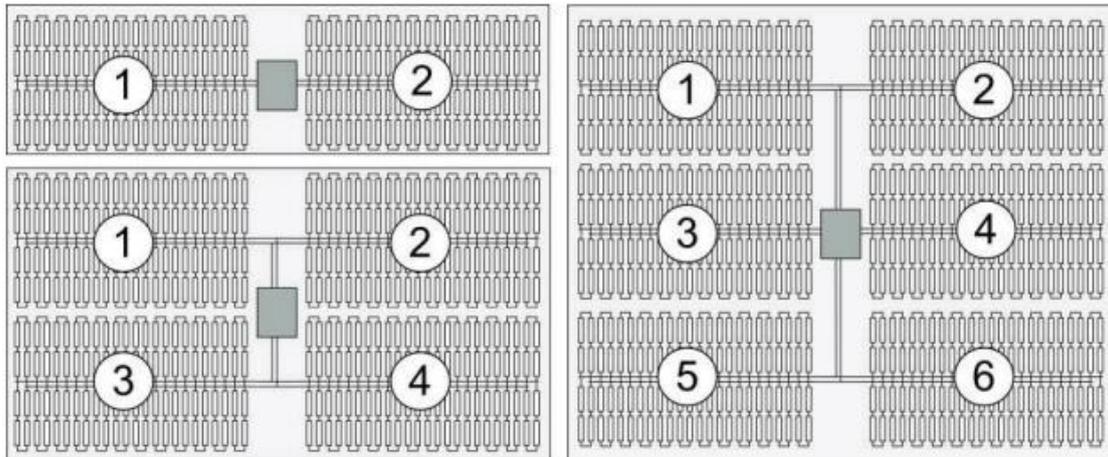


Ilustración 27 Diferentes configuraciones de diseño del campo solar [23]

El diseño del campo solar debe de cumplir con una serie de objetivos para que el establecimiento de la central solar termoeléctrica sea eficiente, los cuales se describen a continuación:

- Minimizar los costos que supone la instalación y operación
- La utilización rentable y eficiente del almacenamiento térmico.
- Otro parámetro importante es maximizar el tiempo en el que el campo solar está generando energía térmica para que el bloque de potencia pueda producir su capacidad nominal.

2.5.1. Fluido caloportador

El fluido caloportador es aquel que circula por el tubo absorbedor recibiendo el calor de la radiación solar concentrada y aumentando su propia temperatura, aunque de forma variable, dependiendo del fluido con el que se trabaje. El fluido caloportador puede llegar a temperaturas de hasta 550°C, en casos óptimos, aunque para ello deberá de pasar por varios colectores solares dispuestos en paralelo. Cabe destacar que cuando un fluido sobrepasa la temperatura de 400°C las pérdidas térmicas son elevadas y el rendimiento baja.

La función del fluido caloportador es la transferencia de energía calorífica a un fluido secundario como puede ser vapor de agua, mediante un intercambiador de calor que funciona a contracorriente. El vapor

producido tendrá la función de mover la turbina característica del bloque de potencia.

El tipo de fluido de trabajo a elegir dependerá de la temperatura de operación de la planta. En caso de que se trabajen con temperaturas normales ($T < 275^{\circ}\text{C}$), se utiliza agua desmineralizada para la captación de energía, siendo lo más idóneo ya que no haría falta la utilización de un intercambiador de calor para posteriormente mover la turbina. Sin embargo, si las temperaturas de trabajo de la planta son altas, se utilizará aceite sintético, ya que este es el fluido más utilizado a nivel comercial.

A continuación, se mostrará en la siguiente tabla los fluidos calorportadores de trabajo del software SAM, el cual será el programa utilizado para el dimensionamiento de la planta termosolar.

Tabla 6 : Fluido caloportador utilizados por SAM [8]

Nombre	Temperatura óptima mín de operación ($^{\circ}\text{C}$)	Temperatura óptima máx de operación ($^{\circ}\text{C}$)	Punto de congelación
Hitec Solar Salt	238	593	238
Hitec XL	120	500	-120
Caloria HT 43	-12	315	-12
Therminol VP-1	12	400	12
Therminol 59	-45	315	-68
Therminol 66	0	345	-25

2.5.2. Almacenamiento térmico

Actualmente, uno de los principales problemas de las tecnologías de captación solar es solamente son capaces de aprovechar la energía solar que incide directamente y, por tanto, dependen considerablemente de que las condiciones climáticas sean las favorables para la producción de energía. Por ello se hace indispensable la utilización del almacenamiento térmico. Las principales ventajas del uso de esta tecnología son las siguientes:

- El suministro de energía térmica al circuito de potencia será constante en todo momento, actuando de manera

independiente a la cantidad de radiación solar directa que exista en ese momento.

- El suministro de energía térmica no viene supeditado a las horas de radiación solar, por ello, los periodos de captación y suministro de energía al bloque de potencia puede no transcurrir a la vez.

La forma más común de utilizar este tipo de energía térmica es utilizando como almacenamiento térmico una mezcla de sales (nitrato de sodio y nitrato de potasio). Estas sales son sólidas a temperatura ambiente, aunque para su utilización, se licúan entre 130 y 230 °C. Este líquido se puede llegar a calentar hasta temperaturas de 500 y 600 °C, por lo que se adaptará perfectamente para una central donde el calor varíe entre 200 y 500 °C. Este calor se puede almacenar durante distintos periodos que suelen ir de las 2 a las 14 horas en función del modelo de tanque de almacenamiento.

2.5.3. Funcionamiento de la planta solar termoeléctrica.

El bloque de potencia es el que contiene la tecnología requerida para convertir la energía térmica que ha sido obtenida mediante el campo solar, en energía mecánica o energía eléctrica. El ciclo de vapor convencional que se utiliza para las centrales termoeléctricas es el Rankine, aunque pueden existir otros diseños, como por ejemplo se puede generar energía con un ciclo de energía autónoma o se pueden integrar en un ciclo combinado para compensar el uso de combustible. A continuación, se describirá el funcionamiento de una planta solar termoeléctrica.

En primer lugar, la planta empieza operando con el funcionamiento del fluido caloportador entrando a las diferentes filas. El número de filas y la longitud que tienen depende principalmente de las necesidades caloríficas de la planta. El fluido caloportador elegido, para moverse a través de las filas o lazos es impulsado a través de bombas auxiliares. A medida que el fluido va pasando a través de los receptores solares, va aumentando su temperatura. La temperatura de salida del fluido del campo solar está previamente definida por el proyectista. Tras el incremento de energía obtenido, el fluido caloportador se dirige al sistema de almacenamiento de energía y al bloque de potencia.

Para el almacenamiento térmico, el fluido caloportador pasa por un intercambiador de calor donde va a calentar un fluido secundario, el cual

se trata de sal de nitrato. Para esta configuración de sistema de almacenamiento existirán dos tanques, un tanque de sales frío y el otro caliente. Durante el periodo de almacenamiento de energía, el fluido caloportador se utiliza para el calentar el nitrato de sal del tanque frío, luego este calor será transmitido al tanque de sal caliente. En caso de que se requiera energía térmica, este proceso se desarrollará de forma inversa, donde la sal fundida calentará el fluido caloportador para llevar la energía térmica al bloque de potencia.

En el caso de que se desee utilizar como fluido caloportador sales fundidas, el intercambiador de calor para el almacenamiento térmico dejará de tener utilidad ya que circula el mismo fluido tanto por el campo solar como por el almacenamiento térmico. Como consecuencia de esta configuración, el esquema de la central se simplificaría.

Tras el almacenamiento térmico, el fluido caloportador pasará por un intercambiador de calor donde pasará la energía térmica al fluido secundario que circula por el bloque de potencia el cual será agua. Debido a la transmisión de energía térmica el agua entrará a la turbina como vapor sobrecalentado, con unas condiciones de presión y temperatura previamente definidas. En este punto, la turbina producirá energía mecánica, la cual mediante un transformador se convertirá en energía eléctrica para luego ser vertida en la red.

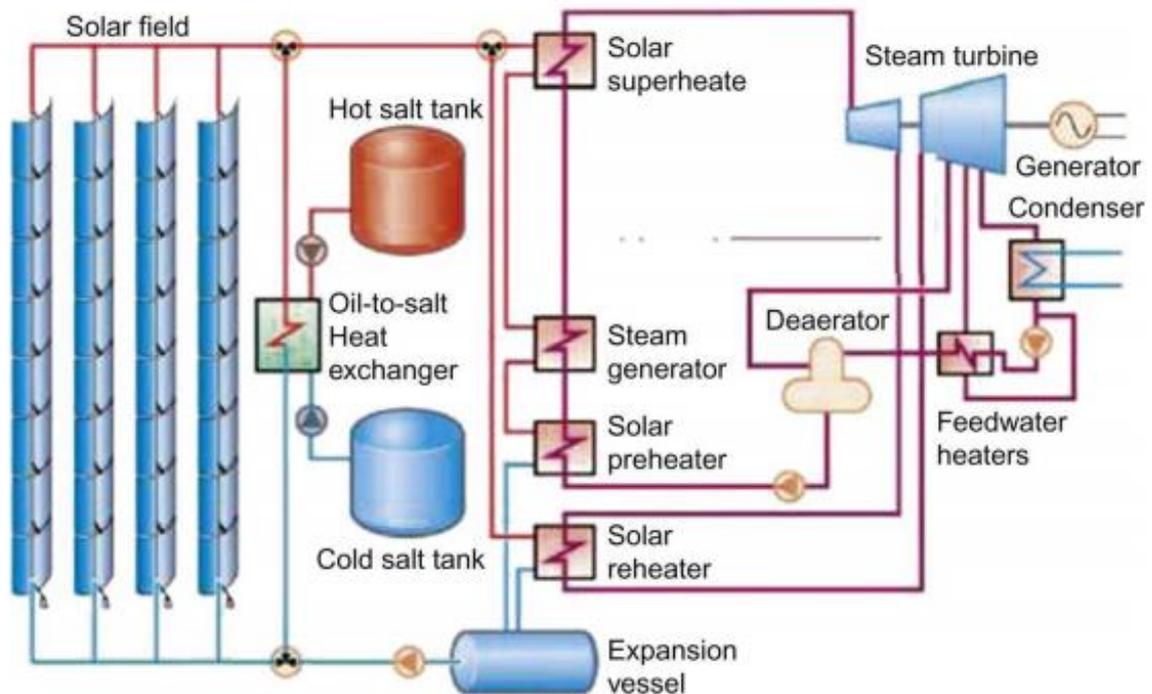


Ilustración 28 Esquema de una planta solar termoeléctrica [9]

2.5.4 Software empleado

Para el estudio de la central termosolar que se realizará posteriormente, se ha hecho uso de diversos programas para realizar los cálculos correspondientes, así como su diseño y representaciones gráficas durante este apartado. Para el dimensionamiento de la central solar se hizo uso del software SAM

SAM "System Advisor Model" [11] es un software cuyo objetivo principal es la de ofrecer un modelo tecno-económico que permita la toma de decisiones en el marco de la ingeniería, concretamente, en el ámbito energético debido a que es capaz de implementar modelos tecnológicos y financieros, y a su vez, proporcionar información tanto de rendimiento, como de costes energéticos para diferentes modalidades de tecnologías renovables. Este software ha sido desarrollado por National Renewable Energy Laboratory (NREL), en colaboración con Sandia National Laboratories, y con U.S. Department of Energy (DOE) Energía Solar

Technologies Program (SETP). A continuación, se mostrará las tecnologías renovables que SAM estudia:

- Sistemas fotovoltaicos, abarca tanto pequeños techos residenciales hasta grandes sistemas de servicios públicos. También, es posible estudiar sistemas fotovoltaicos de gran concentración
- Almacenamiento de baterías con baterías de iones de litio, ácido de plomo o flujo.
- Sistemas de concentración de energía solar para la generación de energía eléctrica, que incluyen Cilindro-Parabólica, Torre Central, Lineal Fresnel y Dish-Stirling.
- Proceso industrial de calor a través de cilindro parabólico y sistemas lineales de Fresnel.
- Energía eólica, se puede estudiar tanto pequeñas turbinas individuales hasta grandes parques eólicos.
- Estudia sistemas de calentamiento solar de agua.
- Sistemas de energía geotérmica.
- Sistemas de generación de energía a través de la biomasa.

2.5.5 Plantas termo-solares en España

El sector de energía termosolar en España ha vivido un auge en los últimos años. La principal razón de este aumento son las buenas condiciones climatológicas que hay para la explotación de energía. En España se encuentran las siguientes centrales solares que utilizan la tecnología de captadores lineales Fresnel:

2.5.5.1 Planta termoeléctrica Puerto Errado I

Puerto Errado I fue una de las primeras plantas instaladas en España con tecnología lineal Fresnel. En 2009 comenzó la operación de esta planta y es la primera de 5 proyectos realizados por Novatec Biosol que utiliza la tecnología Fresnel.

Con una potencia de 1,4 MW produce una cantidad aproximada de 2,8 GWh anuales. La planta consta de 2 líneas paralelas de captadores de 5,5 m de longitud y 16 m de anchura, cada uno de ellos con 16 espejos. Los receptores, que son del modelo comercial NOVA-1, están situados a casi 8 m de altura y tienen una longitud total de 806 m. El área de captación

total del campo solar es de 18.000 m². El sistema de refrigeración utilizado por la planta es una torre de refrigeración seca (aerocondensadores)



Ilustración 29 Puerto Errado I [36].

2.5.5.2 Planta termoeléctrica Puerto Errado II

Ubicada en Calasparra, Murcia (España) y tras un período de construcción de dos años, seguido de una fase de prueba, hoy se ha inaugurado la planta termosolar Puerto Errado 2 (PE2) de 30 MW.

La planta ha sido construida sobre una superficie de 650000 m², equivalente a la superficie aproximada de 91 campos de fútbol FIFA. Sobre el terreno se han instalado 28 filas de espejos reflectores de casi un kilómetro de largo cada una y una superficie total de espejos de unos 30.000 m², que capturan el generoso sol de España. Los espejos planos concentran los rayos solares en tubos receptores llenos con agua. Debido al calentamiento del agua en el tubo receptor, se genera vapor saturado de hasta 270 grados a 55 bar de presión. Este vapor se hace circular por dos turbinas de vapor de 15 MW cada una que mueven sendos generadores, transformando así la energía térmica generada por el campo solar en energía eléctrica que se entrega a la red.

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel



Ilustración 30 Foto del campo solar de Puerto Errado II [11]

Capítulo 3: Estudio y dimensionado de la planta desaladora con tecnología de ósmosis inversa

3.1 Desaladora de Granadilla

Para el diseño de la planta de ósmosis inversa se ha tomado como modelo la estación desaladora de Granadilla la cual utiliza la tecnología de ósmosis inversa permitiéndole obtener caudales de gran calidad. Esta ha sido construida para satisfacer la demanda de la comanda de abona la cual es una de las mayores en cuanto a crecimiento en Tenerife, con una población que supera los 70000 habitantes. La planta en cuestión opera las 24 horas y solo se para por operaciones de mantenimiento.



Ilustración 31 Planta Desaladora de Granadilla [29]

La capacidad inicial de la desaladora es de 14000 m³/día mediante dos líneas de producción, aunque tendrá una futura ampliación llegando a los 42000 m³/día mediante seis líneas de producción.

La desadora está ubicada en el Polígono Industrial de Granadilla, la cual tiene una superficie de 16000 m². Para la obtención del agua de mar cuenta con 9 pozos perforados de los cuales están en servicio 7, todos equipados con bombas sumergibles que funcionan a 7 atm. Estas bombas impulsan el agua de mar a los filtros de arena, donde previamente se someten a un pretratamiento de dosificación para reducir carga biológica.

Seguidamente el agua es sometida a un segundo filtrado donde se retienen las partículas superiores. Una vez filtrado, el 40% del caudal pasa a las bombas de alta presión, las cuales tienen un consumo de potencia de 750 kW. Estas impulsan el agua a su correspondiente bastidor a 60 atm para su que se realice el proceso de ósmosis.

El sistema de ósmosis inversa utiliza membranas arrolladas en el interior de un cilindro por el que circula el agua de mar a 60 atm, cada cilindro en cuestión tiene 7 membranas. La superficie permeable es de 41 m². Se convertirá en agua osmotizada un 40% del agua de mar que circules por estos cilindros. Cada bastidor contará con 73 tubos por lo que supone una superficie permeable por línea de 21000 m². El agua rechazada que contiene toda la sal es enviada de vuelta al mar mediante un emisario de 225 m, además, esta es diluida para que se preserve la naturaleza del medio ambiental submarino.



Ilustración 32 Bastidores de la desaladora de Granadilla [29]

Tras el proceso de ósmosis, el 60% de caudal se convierte en agua de rechazo con una presión de 54 atm, por ello se aprovecha esta energía residual que ha sido fundamental para optimizar la eficiencia de la planta. El agua de rechazo previamente a su vertido se hace pasar por el sistema de recuperación de energía. En este dispositivo la presión se transfiere a un caudal de agua de mar que proviene directamente de las unidades de

filtrado. El caudal de agua de mar que ha recibido la presión del agua de rechazo es impulsado mediante una bomba booster (consumo de potencia de la bomba de 75 kW), para que se sume al 40% del agua de mar que entra en los bastidores.

El agua que ha sido osmotizada es almacenada en un depósito subterráneo que cuenta con una capacidad de 7000 m³, aunque previamente es mineralizada. A la entrada de este depósito se encuentran 4 silos diseñados para que el agua ascienda por su interior a través de lechos de calcita, esto hace que se mantenga la calidad del agua producida y cumpliendo las normas de calidad para el abastecimiento de la población.

Finalmente, el agua es impulsada a la sala de bombeo de la central. A partir de este punto el agua producto es impulsada al depósito del polígono industrial mediante un sistema de tres bombes independientes.

El consumo energético de la planta es de 2,7 Kwh/m³ y su realización ha supuesto una inversión de unos 29000000 de euros, la cual ha sido financiada por el Ministerio de Agricultura y Alimentación del medio ambiente, aunque se han realizado inversiones secundarias de 8000000 de euros. La gestión de este sistema ha sido encomendada al Consejo Insular de Aguas.

3.2 Consideraciones de diseño para la membrana

La planta opera con un caudal de permeado objetivo de 14000 m³/día, por lo que determinando una conversión del 40%, el caudal de entrada al sistema de ósmosis inversa será del 35000m³/día. Como se trabaja con un caudal tan elevado, se decidió instalar dos bastidores. Cada línea producirá un caudal permeado de 7000m³/día, por lo tanto, su caudal de entrada será de 17500 m³/día.

En primer lugar, debemos establecer la composición salina del agua de mar, para ello, hemos utilizado la información aportada por el libro “Introducción a la desalación de aguas” de José Miguel Veza, para agua de mar en Canarias. Tomamos estos valores debido a que la composición del agua en Canarias no tiene cambios significativos dependiendo de la zona.

Ilustración 33 Composición química del agua de mar en Canarias [30]

Elemento	Agua de mar en Canarias (mg/L)
Ph	8,2
Sulfato	3500
Cloruro	21280
Bicarbonato	141,5
Bromuro	0,5
Fluoruro	0,862
Calcio	431
Magnesio	1470
Sodio	11870
Potasio	451
Estroncio	10
Borato	5,23
Sílice	1,1
Bario	0,017
Nitrato	0,7

La planta de ósmosis inversa estará ubicada en el sur de Tenerife, concretamente en el Polígono Industrial de Granadilla.

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel



Para la temperatura del agua de captación, se consulta la web de EDAM donde muestra la temperatura promedio mensual a lo largo del año 2019. Con ello podemos realizar una media y establecer la temperatura de captación.

Tabla 7 Temperatura media de cada mes [31]

Mes	Temperatura
Enero	19,6
Febrero	18,8
Marzo	18,8
Abril	19,2
Mayo	20
Junio	21,1
Julio	21,9
Agosto	22,8
Septiembre	23,5
Octubre	23,4
Noviembre	22,1
Diciembre	20,7

Por tanto, como temperatura media de captación tomaremos 21°C y como PH del agua 8.2. por otra parte, debemos de tener en cuenta los

Límites establecidos por el Real Decreto RD140-2003 de calidad del agua de consumo humano, los cuales se encuentran en la siguiente tabla:

Ilustración 34 Composición química del agua para el consumo humano [32]

Parámetros	Valor paramétrico	Unidad
Antimonio	5	µg/l
Arsénico	10	µg/l
Benceno	1	µg/l
Boro	1	mg/l
Bromato	10	µg/l
Cadmio	5	µg/l
Cianuro	20	µg/l
Cobre	2	mg/l
Cromo	50	µg/l
Dicloroetano	3	µg/l
Fluoruro	1,5	mg/l
Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos (HPA)	0,1	µg/l
Mercurio	1	µg/l
Níquel	20	µg/l
Nitrato	50	mg/l
Nitritos	0,1	mg/l
Calcio	100	µg/l
Magnesio	50	µg/l
Aluminio	200	µg/l
Amonio	0,5	mg/l
Cloruro	250	mg/l
Hierro	200	µg/l
Manganeso	50	µg/l
Sodio	200	mg/l
Sulfato	250	mg/l
PH	6,5-9,5	

3.2.1 Dimensionado de membranas

El software tomado para conocer el fabricante de las membranas es IMGDesign elaborado por la empresa Hydranautics, la cual pertenece a Nitto Group Company. Esta elección de software fue tomada debido a que este grupo es uno de los líderes mundiales en tecnología de membranas. Llevan operando en el campo de la membrana de ósmosis inversa y a día de hoy es una de las compañías con más experiencia en la industria.

Para comenzar a trabajar con el software elegido, en primer lugar, seleccionamos el idioma y las unidades con las que se quiere trabajar.



Ilustración Ventana de configuración software IMSDesign (Fuente: software IMSDesign)

En la siguiente ventana se establecen los diferentes parámetros de entrada que requiere el programa, los cuales son los datos del análisis químico del agua, pH y temperaturas. Por otra parte, se pide el nombre del proyecto y el modo de captación de agua, la cual se realiza a través de pozos.

Proyecto: Desaladora Calculado por: Eduardo Temperatura: 21,0 °C Tipo de agua: Mar Superficie Convencional Fecha: 24/08/2020

pH: 8,00 CO3: 14,038 mg/l CO2: 0,760 mg/l NH3: 0,00 mg/l Conductividad: 60121 µs/cm

Cationes		Aniones	
mg/l	mg/l CaCO3	mg/l	mg/l CaCO3
Calcio	431,00	1077,50	
Mg	1470,00	6024,59	
Na	11870,00	25804,35	
K	451,00	576,76	
NH4	0,00	0,00	
Ba	0,017	0,01	
Sr	10,000	11,41	
Total, meq/l		669,89	
HCO3	141,50	115,98	
SO4	3148,00	3279,17	
Cl	21280,00	30014,10	
F	0,86	2,26	
NO3	0,70	0,56	
PO4	0,00	0,00	
SiO2	1,10		
B	5,23		
Total, meq/l		668,71	

seleccione análisis

Paso 1

- Bruta
- Alimentación
- Permeado
- Rechazo 1

Saturaciones

TDS Calculado	38823 mg/l	CaSO4	24,4 %
Presión osmótica	27,9 bar	BaSO4	72,5 %
Ca2(P04)2 SI	0,00	SrSO4	35,2 %
CCPP	33,51 mg/l	CaF2	14,2 %
		Silica	0,8 %

Ilustración 35 Ventana de análisis software IMSDesign (Fuente: software IMSDesign)

A continuación, en la ventana de diseño se debe de especificar el caudal de permeado necesario en el que operará la planta. Para este proyecto, se establece que el caudal de permeado será de 7000m³/día.

Se debe de conocer que el factor de conversión es la relación del caudal que puede desalarse a partir de un determinado caudal de alimentación. Para este proyecto se toma como factor de conversión 40%. Este factor puede cambiar, por ejemplo, si aumentamos el factor de conversión también aumenta el aprovechamiento del agua a tratar, pero como consecuencia supone una explotación mayor de las membranas las cuales pueden llegar a obstruirse.

Para este proyecto, se toma 3 años como edad de las membranas. De forma general, la edad de las membranas que se tiene en cuenta para dimensionarlas suele establecerse entre los 3 y 5 años, aunque varios informes realizados por la empresa Acuamed, expone que la vida media suele estar entre los 5 y 8 años. La vida media de las membranas varía en función de la calidad del agua de alimentación y del mantenimiento que se realice.

Para este caso se ha determinado el coeficiente de disminución de flujo por año en un 5 %. Generalmente varía de un 4,5 a un 8.5%.

Finalmente, para establecer un valor del incremento de paso de sales al año, se debe saber que este depende del material de las membranas, para membranas de acetato de celulosa se suponen valores entre el 15 y el 30% mientras que, en membranas de poliamida, como es este caso, suele estar entre el 5 y 15% anual, por lo que se establece en 7%.

Trenes		Paso 1	Paso 1	
pH alimentación		8,00	Producto químico	H2SO4
Conversión	%	40,00	Concentración de la solución,%	100
Flujo/tren de permeado,	m3/d	7000,0	Tasa de dosificación de productos químico	mg/l
Flujo promedio	lmh	13,9	Edad membrana	años
Caudal de alimentación,	m3/d	17500,0	Disminución Fluj por año	7,00
Caudal de rechazo	m3/d	10500,0	Factor de ensuciamiento	1,00
			Incremento de paso de sales/año, %	10,0

Ilustración 36 Ventana de análisis software IMSDesign (Fuente: software IMSDesign)

En la siguiente ventana, especificamos el bastidor a utilizar. Se toma como modelo de membrana SWC4 MAX, el número de etapas será 1, el número de tubos de presión son 73 y el número de membranas por tubo son 7. Por otra parte, se selecciona el sistema de recuperación de energía, el cual será un intercambiador de presión donde se mantienen los parámetros indicados en el programa.

Especificación del Sistema		Cálculos ERD	
Etapa 1		<input checked="" type="radio"/> Intercambiador de presión <input type="radio"/> Turbo	
Tipo de elemento	SWC4 MAX	Fuga	1,00 %
Elementos / tubo de presión	7	Mezcla volumétrica	6,00 %
Nº de tubos de presión	73	H.P. diferencial	0,50 bar
		Bomba booster	2,28 bar

Ilustración Especificación del sistema en software IMSDesign (Fuente: software IMSDesign)

Tras introducir todos los datos del análisis y diseño, se ejecuta el programa para obtener los resultados de los cálculos.

Resultados de Cálculo									(Flows are per vessel)
Arreglo	Tubo de presión	Alimentación (bar)	Conc (bar)	Alimentación (m3/h)	Conc (m3/h)	Flujo (lmh)	Flujo máximo	Beta máximo	
1-1	73	60,1	58,3	9,99	5,99	13,9	23,9	1,04	

Concentración de permeado											
Calcio	0,019	K	2,433	Sr	0,005	Cl	78,667	PO4	0,000	CO2	0,815
Mg	0,066	NH4	0,000	HCO3	0,976	NO3	0,019	SiO2	0,003	CO3	0,000
Na	51,242	Ba	0,000	SO4	2,914	F	0,006	B	0,601	pH	6,3
NH3	0,000									TDS	136,95 mg/l

Saturaciones del rechazo y parámetros							
CaSO4, %	49	SrSO4, %	71	Presión osmótica	48,8 bar	pH	8,1
BaSO4, %	137	SiO2, %	1	CCPP	88,71 mg/l	TDS	67901,1 mg/l
Ca3(PO4)2 SI	0,00	CaF2, %	115				

Ilustración 37 Resultados de cálculo (primera iteración del intercambiador de presión).
 (Fuente: software IMSDesign)

Los resultados obtenidos de permeado cumplen con los máximos establecidos por el Real Decreto 140/2003. A pesar de ello se tiene varias excepciones que no cumplen con los requisitos como el pH, el cual se debe ajustar en el postratamiento y las saturaciones de sulfato de bario y de fluoruro de calcio, que para corregirlas se hace a través del pretratamiento.

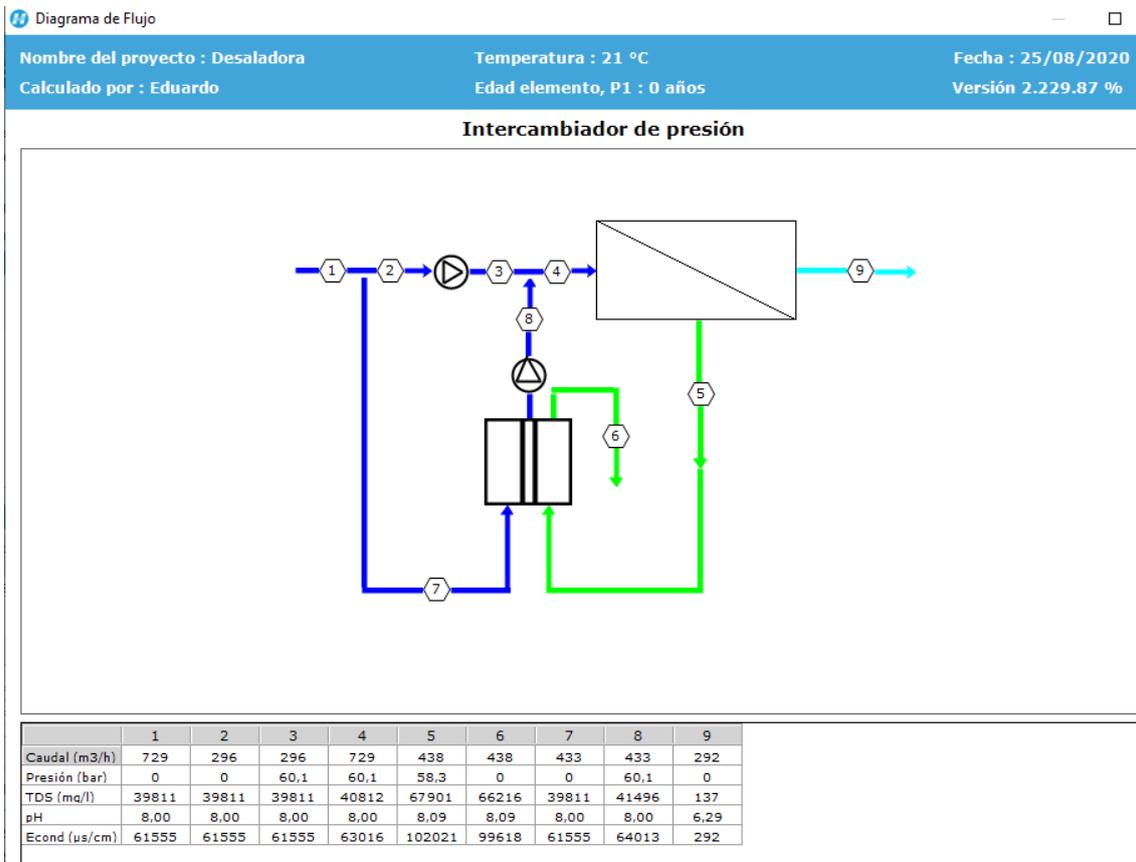


Ilustración 38 Diagrama de flujo software IMSDesign (primera iteración). (Fuente: software IMSDesign)

3.2.1 Dimensionado del intercambiador de presiones

Para el dimensionamiento del intercambiador de presiones del sistema se ha escogido el fabricante Energy Recovery ya que es una empresa líder en este sector, teniendo la compañía más de 20 años. En la página web de esta compañía ofrece una herramienta Excel para la elección del intercambiador adecuado, aunque se necesitará algunos datos obtenidos en el software de membranas IMSDesign.

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

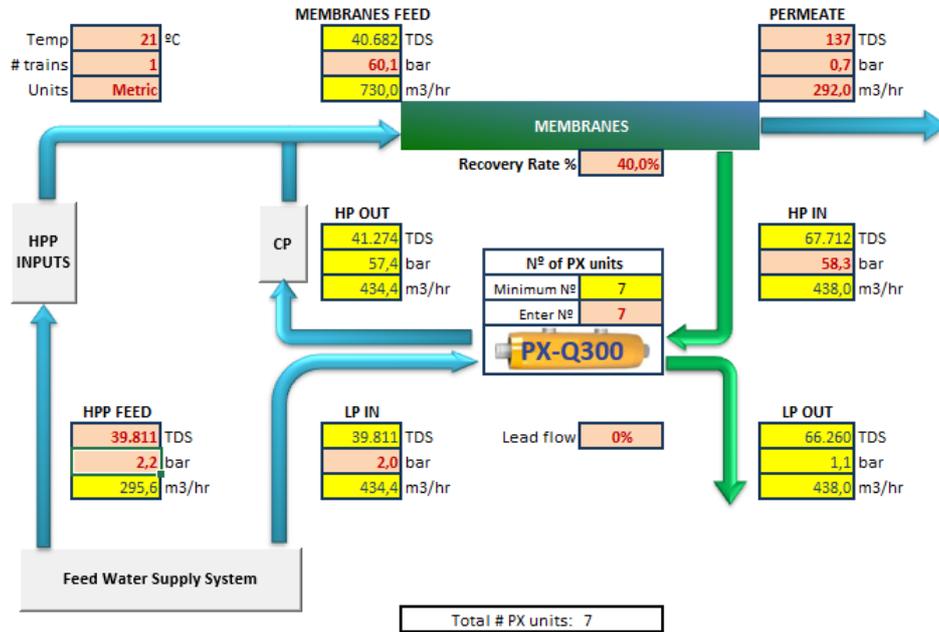


Ilustración 39 Esquema de la instalación con datos de primera iteración en hoja Excel del intercambiador (Fuente: Energy Recovery)

El modelo de intercambiador que nos proporciona es el PX-Q300, este tipo de intercambiador es uno de los más eficientes en el mercado, además de que tiene la ventaja de que es muy silencioso. Se deben de colocar 7 unidades como mínimo, llegando a tener un caudal unitario de 62.6 m³/h. Por otro lado, tiene una eficiencia del 96.36%. Las características aportadas por esta configuración se muestran en el siguiente cuadro.

PX Technology Performance	
PX unitary flow	62,6 m ³ /hr
Salinity Increase at membranes	2,2%
Volumetric mixing VM	5,2%
Lubrication flow (LF) per PX array	3,6 m ³ /hr
LF as % of concentrate flow	0,8%
HP DP	0,9 bar
LP DP	0,9 bar
RO Specific Energy **	2,35 kWh/m ³
Brine Recovery Efficiency	97,70%
Overall PX Efficiency	96,36%

Ilustración 40 Datos del intercambiador en primera iteración. (Fuente: Energy Recovery)

Con estos datos se sustituyen los parámetros de recuperación de energía en el software de membranas que inicialmente se habían dejado sin modificar y se vuelve a ejecutar para ver como varían los valores que se han visto hasta ahora

Cálculos ERD

Intercambiador de presión Turbo

Fuga	1,00	%
Mezcla volumétrica	5,20	%
H.P. diferencial	0,50	bar
Bomba booster	2,26	bar

Ilustración 41 Datos del intercambiador en la segunda iteración (Fuente: IMSDesign)

A continuación, veremos los resultados de los cálculos y del diagrama de flujo en esta segunda iteración.

Resultados de Cálculo (Flows are per vessel)

Arreglo	Tubo de presión	Alimentación (bar)	Conc (bar)	Alimentación (m3/h)	Conc (m3/h)	Flujo (lmh)	Flujo máximo	Beta máximo
1-1	73	61.1	59.3	9.99	5.99	13.9	24.1	1.04

Concentración de permeado

Calcio	0,020	K	2,478	Sr	0,005	Cl	80,140	P04	0,000	CO2	0,823
Mg	0,067	NH4	0,000	HC03	0,989	N03	0,020	Si02	0,003	CO3	0,000
Na	52,200	Ba	0,000	S04	2,968	F	0,006	B	0,609	pH	6,3
NH3	0,000									TDS	139,51 mg/l

Saturaciones del rechazo y parámetros

CaSO4, %	50	SrSO4, %	72	Presión osmótica	49,7 bar	pH	8,1
BaSO4, %	140	SiO2, %	1	CCPP	90,62 mg/l	TDS	69128,5 mg/l
Ca3(P04)2	0,00	CaF2, %	124				

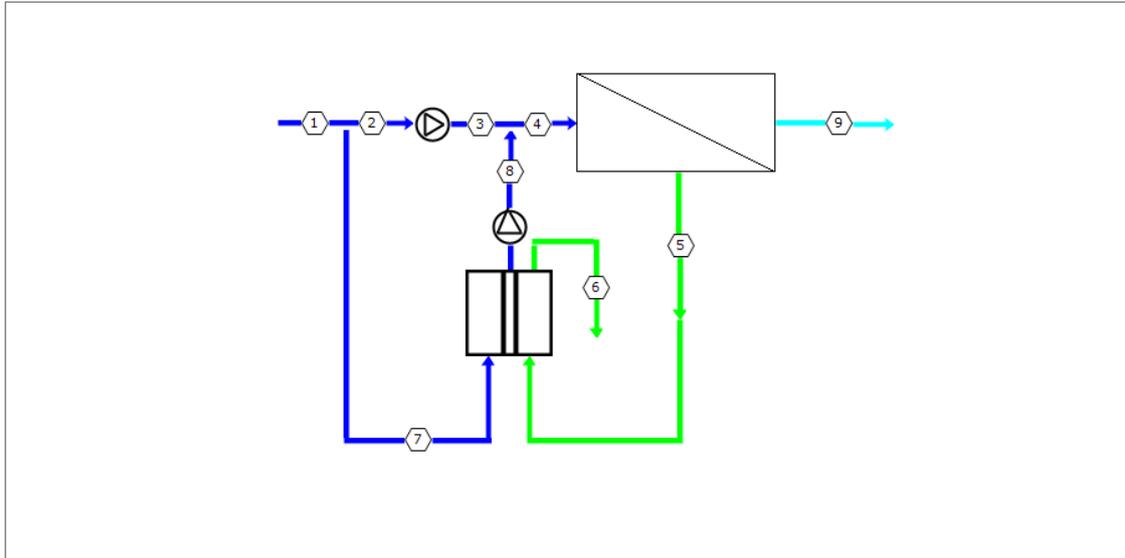
Cálculos ERD

Intercambiador de presión Turbo

Fuga	1,00	%
Mezcla volumétrica	5,20	%
H.P. diferencial	0,50	bar
Bomba booster	2,26	bar

Ilustración 42 Resultados de cálculo (segunda iteración del intercambiador). (Fuente: IMSDesign)

Intercambiador de presión



	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Caudal (m3/h)	729	296	296	729	438	438	433	433	292
Presión (bar)	0	0	61,1	61,1	59,3	0	0	61,1	0
TDS (mg/l)	40671	40671	40671	41550	69128	67649	40671	42151	140
pH	8,00	8,00	8,00	8,00	8,10	8,10	8,00	8,00	6,29
Econd (µs/cm)	62810	62810	62810	64091	103770	101662	62810	64966	297

Ilustración 43 Diagrama de flujo en la segunda iteración (Fuente: IMSDesign)

Como se puede observar, los resultados de los cálculos no han cambiado mucho con respecto a la primera iteración por lo que tomamos estos datos como los definitivos.

3.3 Dimensionado de las tuberías

En este apartado de dimensionado de tuberías, se seleccionarán los materiales como sus propias dimensiones, es decir su diámetro y longitud, además se realizará el cálculo de las pérdidas de carga. Las tuberías que se van a calcular son: tubería de captación, tubería de alimentación, tubería de distribución y la tubería de rechazo de salmuera.

3.3.1 Elección del material

El material elegido para todas las tuberías es Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio (PRFV), ya que las tuberías serán más ligeras en

comparación con otros materiales y tienen una elevada resistencia mecánica y a la corrosión y por consiguiente una larga vida útil.

Para la elección del fabricante se consulta la web del Grupo Sectorial AseTUB (Asociación Española de Fabricantes de Tubos y Accesorios Plásticos) perteneciente a ANAIP (Asociación Española de Industriales de Plásticos). De esta manera se logra encontrar tres empresas que se dedican a la producción de los tubos seleccionados.

Parques Australianos

Sitio de ejemplo de Parques Tamaño Fuente [Mayor](#) [Reajustar](#) [Menor](#)

Elija una aplicación:

Elija un producto:

Mostrar #

Empresa	E-mail	Teléfono	Página web
Amiblu Pipes Spain	info-es@amiblu.com	+34 977 470 777	www.amiantit.eu
Future Pipe Spain	spain@futurepipe.com	+34 937 798 888	www.futurepipe.com
Prefabricados Delta	apenalba@fcc.es	+34 915 300 047	www.prefabricadosdelta.com

Ilustración 44 Buscador de empresas en función del producto y aplicación requerida (Fuente: Grupo Sectorial AseTUB)

El fabricante Flowtite ofrece los siguientes diámetros nominales de tuberías PFRV:

• 100	• 300	• 500	• 900	• 1600
• 150	• 350	• 600	• 1000	• 1800
• 200	• 400	• 700	• 1200	• 2000
• 250	• 450	• 800	• 1400	• 2400

Ilustración 45 Diámetros nominales de tuberías PFRV del fabricante Flowtite. (Fuente: Flowtite)

Tras observar las empresas que se dedican a la producción de los tubos requeridos, se escoge la empresa Amiantit que trabaja con productos del fabricante Flowtite, el distribuidor líder a nivel mundial de tuberías de este material.

3.3.2 Elección de la longitud.

3.3.2.1 Tubería de captación.

Para este sistema, se decide colocar tres pozos de captación, de los cuales dos trabajarán de manera continua y el tercero funcionará como reserva para evitar paradas o variación de producción de la planta, además evitamos que el sistema dependa de solo una bomba de captación y la explotación de un único pozo.

Las bombas de captación necesitan estar sumergidas a una cierta profundidad para que no se produzca el fenómeno de cavitación. Esta profundidad como mínimo debe contemplar el propio nivel del pozo y la bajamar máxima que se pueda dar en la zona, además de la pérdida de altura que se pueda dar debida a la filtración en el terreno y a que en la aspiración la bomba genera un cono de succión que disminuye el nivel del agua.

Con el fin de conocer el valor de bajamar máxima se estudia un informe realizado por la Red de Mareógrafos de Puertos del Estado (REDMAR).

	Niveles (cm)							
	Observados				Marea astronómica			
	Máx	Mín	Med	D.E.	Máx	Mín	Med	D.E.
Pleamar	305	158	225	25	295	160	224	25
Bajamar	140	-3	74	24	138	13	75	24
Pleamar viva	305	228	262	16	295	231	260	15
Bajamar viva	112	-3	44	17	72	13	45	14
Pleamar muerta	237	158	188	12	212	160	187	11
Bajamar muerta	140	77	111	12	138	89	112	10

Ilustración 46 Estadísticas de bajamares y pleamares. (Fuente: REDMAR)

Como se debe de medir el nivel del pozo, se utiliza la herramienta web Goolzoom, con la que se mide el perfil longitudinal del terreno.



Ilustración 47 Elevación del terreno entre la parcela y el nivel del mar (Fuente: Goolzoom)

A continuación, en la siguiente tabla se calculará la profundidad final elegida para el pozo.

Ilustración 48 Consideraciones para la profundidad de los pozos. (Fuente: elaboración propia)

Elevación del terreno	Bajamar máxima	Pérdida de altura por fricción	Pérdida de altura por succión	Profundidad mínima del pozo	Profundidad final elegida para el pozo
50	1.4	1	1	53.4	55

Los pozos estarán colocados de forma simétrica en forma de cruz, cada uno con una separación de 15 metros y todos ellos conectados con

un colector común. Finalmente, la longitud de la tubería de captación es la suma de la profundidad del pozo y la separación entre estos.

$$L_{\text{captación}} = 55 + 15 = 70\text{m}$$

3.3.2.2 Tubería de alimentación.

Como se comentó anteriormente, los pozos estaban separados entre sí 15 m y todos ellos se unen a un colector común. Por tanto, desde el punto de unión de la bifurcación de los pozos se conduce la tubería de alimentación que se considera de 20 metros hasta la entrada de la bomba de alta presión (EDAM), donde pasa por un tratamiento previo.

$$L_{\text{alimentación}} = 20\text{ m}$$

3.3.2.3 Tubería de distribución.

Se elige el depósito al cual se quiere conducir el permeado, se opta por el depósito del Polígono Industrial de Granadilla, donde se pueden ver los datos a continuación.

Tipo de infraestructura	Depósito de abastecimiento
Denominación	Polígono Industrial de Granadilla
Dato técnico	Capacidad de 4500 m ³
Coordenadas UTM	(X,Y) → (352.093, 3.108.9121018)
Cota	101
Municipio	Granadilla de Abona

Ilustración 49 Datos del depósito de abastecimiento escogido (Fuente: PHT)

Mediante las coordenadas anteriores y mediante el uso de la herramienta web Goolzoom se mide la distancia y la diferencia de altura a la EDAM.

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

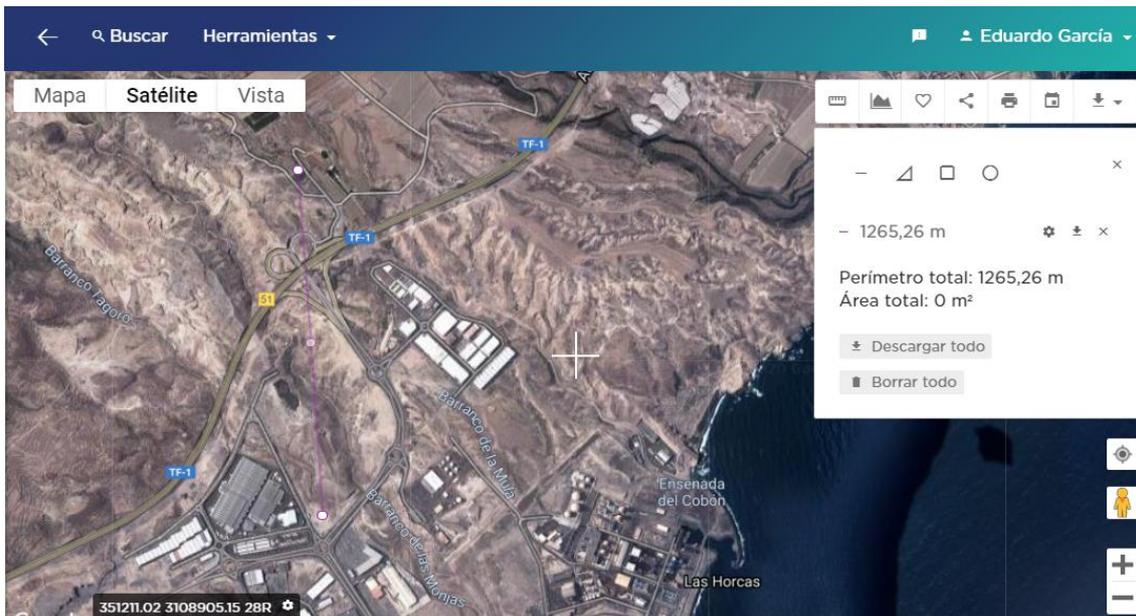


Ilustración 50 Distancia del depósito a la EDAM (Fuente: Goolzoom)

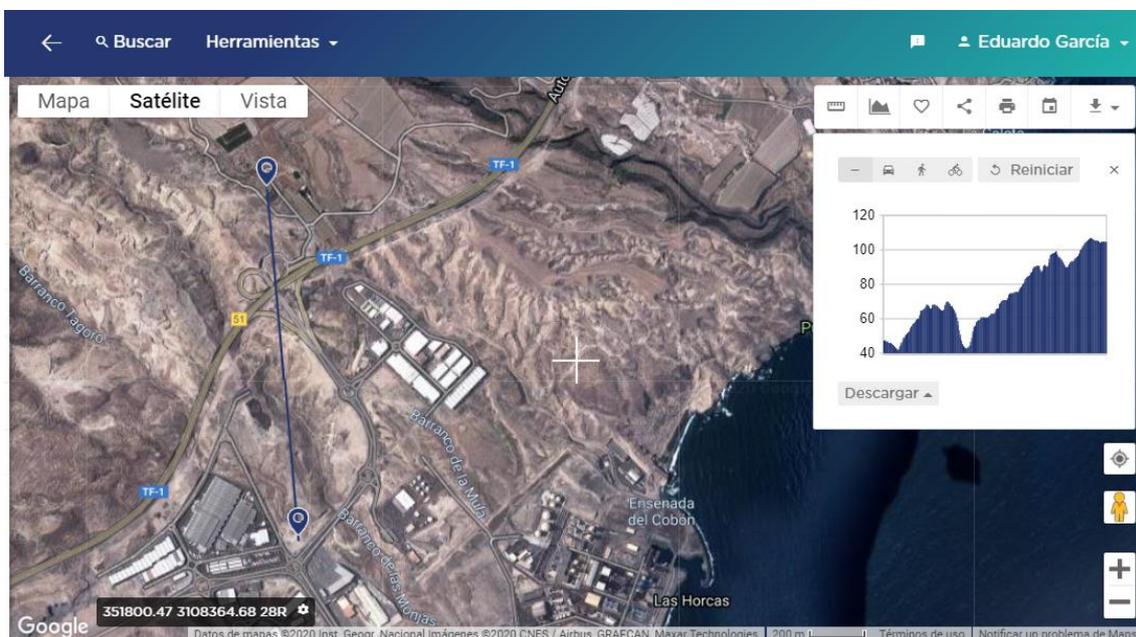


Ilustración 51 Diferencia de altura del depósito a la EDAM (Fuente: Goolzoom).

Como se puede observar, la distancia de forma lineal entre la planta y el depósito es de 1.26 Km, sin embargo, los cálculos se realizarán aproximando la distancia a 1.5 km para tener en cuenta las posibles irregularidades del terreno. Por otra parte, se obtiene el dato de la diferencia de altura con respecto al depósito de la EDAM que se encuentra a 51 m de él. Por tanto, el depósito se encuentra a 101 m.

$$L_{\text{distribución}} = 1.5 \text{ km}$$

3.3.2.4 Tubería de rechazo de salmuera

Para el diseño de la planta se considera necesario la colocación de un emisario submarino para realizar el rechazo de salmuera, este se decide colocar en la isobata -11 a una distancia de 1550 m de la EDAM con un trazado principalmente recto, esta distancia se ha medido con la ayuda de un mapa generado por ArcGIS una plataforma web de representación cartográfica. Esta isobata es seleccionada por considerarse que está lo suficientemente lejos de la costa y que de este modo no interfiere en la salinidad del agua de captación.

Batimetría de las Islas Canarias



Ilustración 52 Figura 23: Distancia de tubería de rechazo (Fuente: ArcGIS)

$$L_{\text{rechazo}} = 1.55 \text{ km}$$

3.3.3 Elección del diámetro de las tuberías

El diámetro de las tuberías se calcula mediante el criterio de Bonnet. Mediante este criterio se calcula el diámetro mínimo que se necesita para la aplicación.

$$D_{\text{mín}} = 0.835 \cdot Q^{2/5} \quad (12)$$

Mediante el software IMSDesign se obtiene el dato del caudal de distribución, caudal de rechazo y caudal de alimentación, además se sabe que el caudal de captación es la mitad del caudal de alimentación.

- Caudal de alimentación: $Q_{\text{alim}} = 729 \text{ m}^3/\text{h}$
- Caudal de captación: $Q_{\text{cap}} = 364.5 \text{ m}^3/\text{h}$
- Caudal de distribución: $Q_{\text{dist}} = 296 \text{ m}^3/\text{h}$
- Caudal de rechazo: $Q_{\text{rech}} = 438 \text{ m}^3/\text{h}$

Mediante estos datos, se realiza una tabla con los diámetros mínimos ya calculados y con los diámetros comerciales correspondientes dados por la empresa Flowtite.

Ilustración 53 Diámetros mínimos y nominales de las tuberías. (Fuente: elaboración propia)

	Diámetro mínimo (mm)	Diámetro nominal (mm)
Tubería de alimentación	440.81	450
Tubería de captación	334.07	350
Tubería de distribución	307.38	350
Tubería de rechazo	359.54	400

3.4 Dimensionado de las bombas del sistema

3.4.1 Bomba de alta presión

Para la elección de las diversas bombas que se van a utilizar en este sistema, se consultan varios fabricantes de maquinaria industrial como KSB, Sulzer y Lowara. Mediante la página web de estos fabricantes se puede hacer la selección adecuada de la bomba conociendo los datos del caudal que va a suministrar la bomba y la altura manométrica que debe proporcionar, la cual será calculada a continuación.

$$H_{AP} = \frac{P_{out} - P_{in}}{\rho \cdot g} + z_{out} - z_{in} + \frac{v_{out}^2 - v_{in}^2}{2 \cdot g} + \sum H_r \quad (13)$$

Antes de proceder con el cálculo tomaremos una serie de hipótesis de trabajo:

- Se considera régimen estacionario.
- Se considera despreciables las variaciones de energía cinética y potencial.
- Las pérdidas de carga se consideran insignificantes.
- Se toma la densidad del agua como un valor aproximado de 1000 kg/m³ (ρ).
- La aceleración de la gravedad se toma como 9.81 m/s².

Cálculo para la altura manométrica de la bomba de alta presión.

- Presión de salida (P_{out})= 61.1 bar
- Presión de entrada (P_{in})= 2 bar. Tomamos esta presión para evitar que se produzca el fenómeno de cavitación en la bomba.

Por tanto, la altura manométrica para la bomba de alta presión es:

$$H_{AP} = 602.44 \text{ m}$$

Por otra parte, mediante el software del dimensionado de membranas se tiene el caudal que circula por la bomba el cual es $Q_{AP} = 296 \text{ m}^3/\text{h}$.

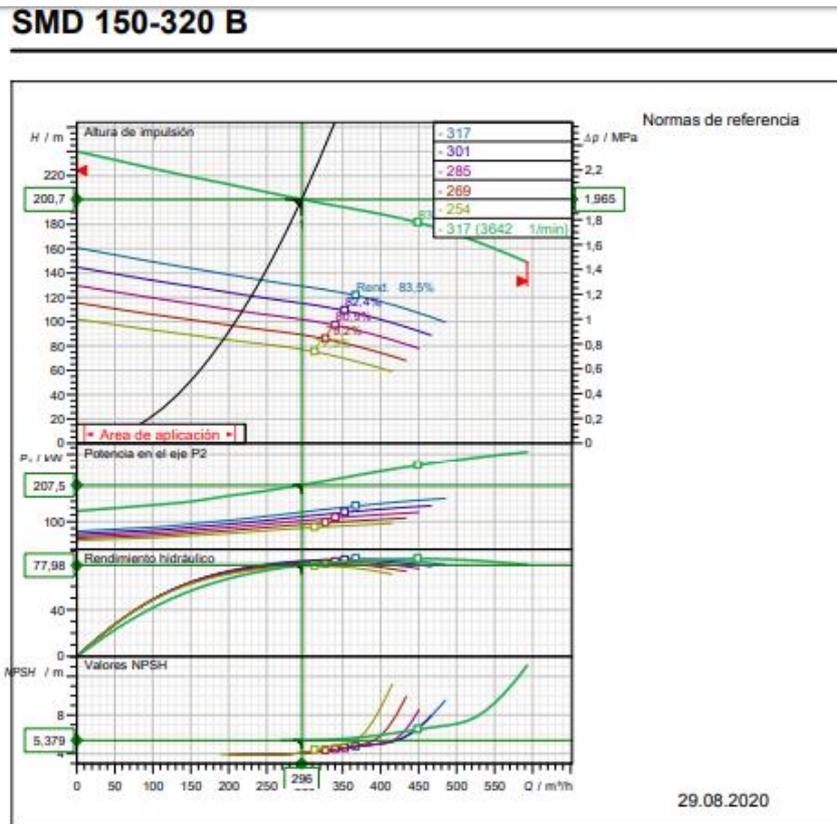


Ilustración 54 Curva característica de la bomba SMD 150-320B [33]



Ilustración 55 Modelo de bomba SMD 150-320B [33]

El modelo de bomba seleccionado ha sido SMD 150-320B, elaborada por el fabricante Sulzer. Para este diseño se ha decidido llevar

a cabo una configuración en serie de tres bombas de este mismo modelo. Con ello, lo que se consigue es no forzar una sola bomba a trabajar a unas presiones tan altas y con ello mediante este tipo de configuración aumentar la vida útil de las bombas. Por otra parte, este tipo de bomba nos asegura que no se producirá el fenómeno de cavitación en el punto de trabajo deseado.

3.4.2 Bomba booster

Para la selección de la bomba booster se realiza de la misma manera que en el apartado anterior, donde se calcula la altura manométrica correspondiente a la bomba de recirculación y el caudal de esta.

Procedemos al cálculo de la altura manométrica de la bomba.

- Presión de salida (P_{out}): 68,3 bar.
- Presión de entrada (P_{in}): 66,6 bar.

Finalmente, la altura manométrica para la bomba Booster es:

$$H_{Booster} = 18.33 \text{ m}$$

Mediante el software de membranas, se conoce el caudal que pasa por la bomba:

$$Q_{Booster} = 433 \text{ m}^3/\text{h}$$

XFP 206J-CB2 60 HZ

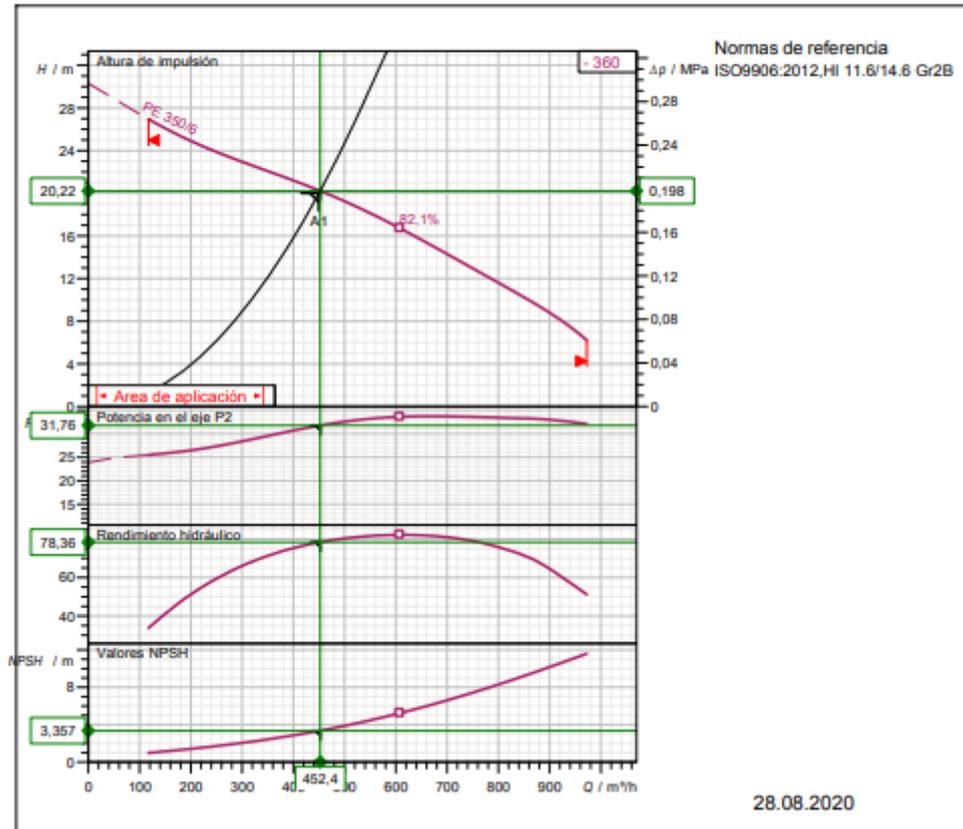


Ilustración 56 Curva característica de la bomba XFP 206J- CB2 60HZ [33]



Ilustración 57 Modelo de bomba XFP 206J- CB2 60HZ [33]

La bomba que se ha seleccionado en este caso será el modelo
 XFP 206J- CB2 60HZ, perteneciente al fabricante Sulzer. Este tipo de

bomba presenta una alta eficiencia y confirma que en el punto de trabajo se producirá cavitación ya que la presión de entrada cumple con la altura mínima requerida

3.4.3 Bombas de captación.

Para la selección de las bombas de captación se procede de la misma manera que en los apartados anteriores, donde se debe de calcular la altura manométrica de la bomba y conocer el caudal que pasa por ella. Para llevar a cabo su cálculo se toman unas determinadas hipótesis de trabajo:

- Se trabaja en régimen estacionario
- Se consideran despreciables las variaciones de energía cinética y potencial
- La densidad del agua se toma como 1000 kg/m³
- La aceleración de la gravedad se toma como 9.81 m/s²

Datos de la bomba

- Diferencia de cotas (Z)= 55 m
- Presión de entrada $P_{in}=0$
- Presión de salida $P_{out}=4.5$ bar

Para este caso, en la presión de salida se ha impuesto 4.5 bar debido a que es la suma de la presión implantada de la bomba de captación (2bar) para que se no se produzca cavitación y la presión diferencial que existe en el pretratamiento (2.5bar). Por tanto, la altura manométrica es:

$$H_{captación} = 101 \text{ m}$$

$$Q_{captación} = 364.5 \text{ m}^3/\text{h}$$

SMD 150-260 B

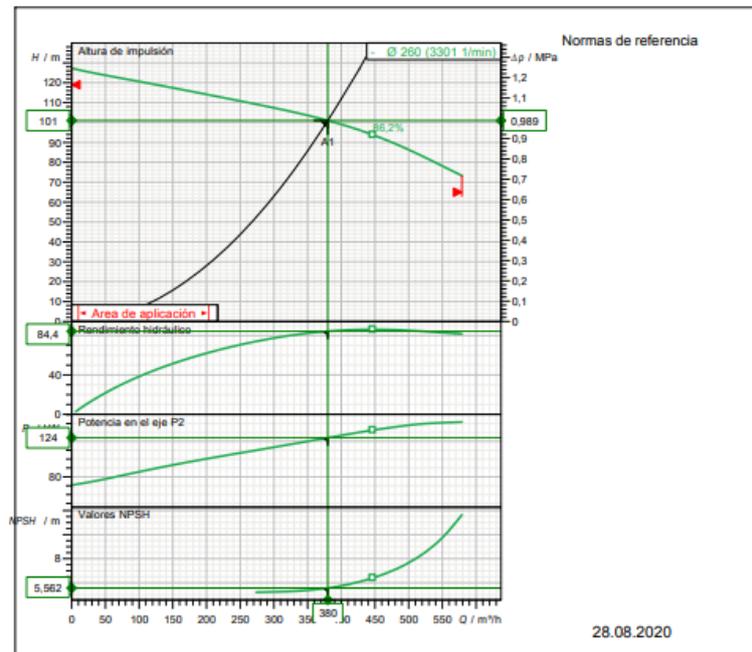


Ilustración 58 Curva característica de la bomba SMD 250-260B. [33]



Ilustración 59 Modelo de bomba SMD 250-260B. [33]

La bomba que se ha seleccionado en este caso será el modelo SMD 250-260B, perteneciente al fabricante Sulzer. Este tipo de bomba presenta una alta eficiencia y confirma que en el punto de trabajo se producirá cavitación ya que la presión de entrada cumple con la altura mínima requerida

3.4.4 Bomba de distribución.

Finalmente se calcula la altura manométrica de la misma manera que en las bombas anteriores, conociendo los siguientes datos:

- Diferencia de cotas (Z)= 51 m
- Diferencias de presiones (P)= 0 bar

Para este caso la altura manométrica de la bomba de distribución depende solamente de la propia diferencia de cota, por tanto:

$$H_{\text{distribución}} = 51 \text{ m}$$

$$Q_{\text{distribución}} = 292 \text{ m}^3/\text{h}$$

XFP 150M-CB2 50 HZ

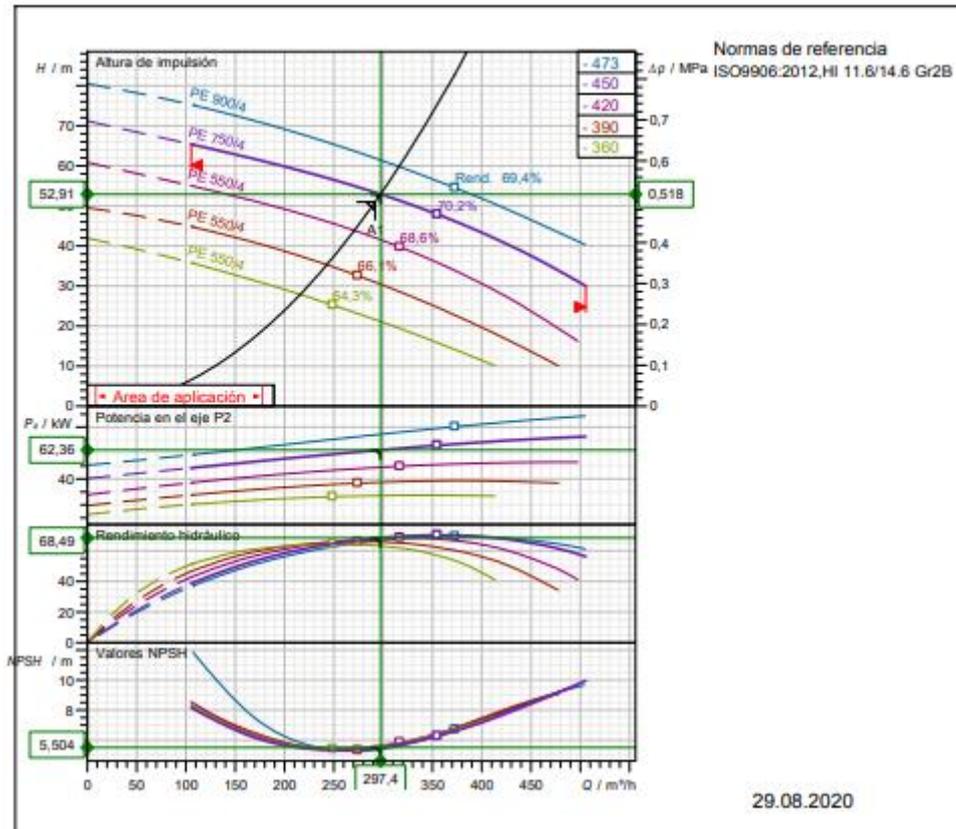


Ilustración 60 Curva característica de la bomba XFP 150M-CB2 50Hz. [33]



Ilustración 61 Modelo de bomba XFP 150M-CB2 50Hz [33]

La bomba que se ha seleccionado en este caso será el modelo XFP 150M-CB2 50Hz, perteneciente al fabricante Sulzer. Este tipo de bomba presenta una alta eficiencia y confirma que en el punto de trabajo se producirá cavitación ya que la presión de entrada cumple con la altura mínima requerida

3.4.5 Bomba de rechazo

Para este caso se estudia si es necesario colocar una bomba para el transporte del caudal de rechazo de salmuera. Para ello se calcula la altura manométrica como se ha realizado en los casos anteriores:

- Cota de entrada (Z_{out})= -11 m
- Cota de entrada (Z_{in})= 55m
- Presión de entrada (P_{in})= 1.1 bar
- Presión de salida (P_{out})= 1.1 bar

Para establecer la presión de salida con la profundidad del emisario, donde se conoce que por cada 10 m de columna de agua equivale a 1 bar, por lo que a una profundidad de 11 metros equivale a 1,1 bar. La presión de entrada equivale a un dato que ha sido extraído del Excel que se usó para el intercambiador de presión. Finalmente, la altura manométrica es:

$$H_{rechazo} = -66 \text{ m}$$

Mediante este resultado, se confirma que no será necesario la colocación de una bomba ya que el resultado de la altura manométrica es negativo y que con la diferencia de cota es suficiente para el transporte de caudal de rechazo de salmuera.

Cuadro resumen de las bombas principales de la instalación.

Tabla 8 Tabla de resumen de las bombas de la instalación (Fuente: elaboración propia)

Bomba	Fabricante	Modelo	Eficiencia	Potencia
Alta presión (x3)	Sulzer	SMD 150-320B	77.98 %	207,5 kW
Booster	Sulzer	XFP 206J-CB2 60HZ	78.36 %	31.76 kW
Captación	Sulzer	SMD 250-260B	84.4 %	124 kW

Distribución	Sulzer	XFP 150M- CB2 50Hz	68.49 %	62.36 kW
Potencia total de la planta	840.62 kW			

Tabla 9 Parámetros de la planta (Fuente: elaboración propia)

Energía total anual	7363831.2 kWh año
Capacidad anual de la planta	5110000 m ³ /año
Coefficiente de operación de la planta	1.44 kWh/m ³

3.5 Dimensionado del pretratamiento

El pretratamiento es una de las partes que tiene mayor importancia en el proceso de desalación, ya que, debido a ello, este condiciona los costes de mantenimiento y explotación de la planta. El principal objetivo del pretratamiento es impedir el deterioro de los equipos de la EDAM y para ello se deben de ajustar las características físicas, químicas y biológicas del agua, para impedir la formación de incrustaciones y corrosión. Por tanto, el pretratamiento puede diferenciarse en: pretratamiento físico y pretratamiento químico.

3.5.1 Pretratamiento físico.

Para este proyecto, el agua de mar es captada mediante pozo, con este tipo de captación y debido a la acción filtrante del terreno, el agua recogida suele ser más limpia. Por ello se decide colocar como primera fase del pretratamiento físico será instalar filtros de arena. En esta etapa el agua pasa por una tubería de filtros que retiene la mayor parte de las partículas en suspensión. Estas tuberías tienen una boquilla filtrante de 0,5 mm de paso, dejando pasar el agua y no la arena. Por otro lado, en procesos de membranas es imprescindible colocar filtros de cartucho para garantizar que no llegan partículas a las membranas de ósmosis inversa.

Existen diversos fabricantes de estos filtros, algunos tales como: Lenntech, 3M, Pure Aqua, etc. Para un completo dimensionado de esta fase se debería elegir el modelo de cartuchos adecuado y la cantidad de

estos, lo cual dependerá de las exigencias del fabricante de las membranas.

Cada filtro tiene una pérdida de presión característica, cuando esta pérdida alcanza un determinado valor límite, indica que es el momento de realizar el cambio de cartuchos.

3.5.2 Pretratamiento químico.

El pretratamiento químico tiene como fin evitar la precipitación de óxidos metálicos o sales minerales en las membranas.

Para comenzar, se debe de realizar una corrección del pH del agua para que esté dentro de los límites establecidos. Esto se consigue mediante la dosificación de ácido sulfúrico (H_2SO_4) con una concentración del 100% antes del filtro de cartucho para que se produzca la acidificación del agua de mar.

Además, se debe controlar otros valores tales como la saturación de sulfato de bario ($BaSO_4$) y fluoruro cálcico (CaF_2), estas sales son poco solubles por lo que se considera necesario recurrir a un dispersante para impedir su precipitación.

Los productos químicos anteriormente nombrados pueden ser obtenidos por los fabricantes nombrados en el pretratamiento físico.

3.6 Dimensionado del postratamiento.

El agua puede tener un nivel de calcio bajo y baja alcalinidad, debido al elevado rechazo de estos iones por las membranas, por tanto, es un agua desequilibrada, su estabilización puede conseguirse mediante varios procedimientos:

- Descarbonatación o desgasificación: con este método se consigue reducir el CO_2 a menos de 10 m/l y el pH queda en 6-6,5, si el contenido en CO_2 del permeado es bajo no necesita el desgasificador.
- Adición de productos químicos: se suele emplear cal, CO_3Ca , $NaOH$ o Na_2CO_3 , aunque con los dos últimos productos químicos, se estabiliza el pH pero por la ausencia de calcio no se garantiza que el agua no sea corrosiva, por lo que debe agregarse un inhibidor de la corrosión que proteja los materiales. En el caso de realizarse esta

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

técnica podrían consultarse los fabricantes anteriormente mencionados: Lenntech, 3M, Pure Aqua, etc.

- Mezclas con otras aguas: donde el agua desalada suponga al menos un 10% de la composición Esta última opción parece el método más idóneo, ya que solo se necesita combinar el agua desalada con otra, pero se debe conocer más sobre las necesidades de esta fase para poder adoptar la solución más adecuada

Capítulo 4: Estudio y dimensionado de la central solar termoeléctrica

4.1 Introducción

En este capítulo se llevará a cabo el dimensionado de la planta termoeléctrica ubicada en la isla de Tenerife, Islas Canarias, la cual utilizará la tecnología lineal Fresnel como captador solar. Se ha tomado como referencia esta tecnología debido a que es la que se adapta mejor a las condiciones climatológicas de la isla, obteniendo los mejores rendimientos.

Para llevar a cabo el estudio del dimensionamiento, en primer lugar, se definen una serie de parámetros principales, los cuales son los empleados para el diseño de la planta solar. A continuación, mediante el programa SAM, se llevarán a cabo las simulaciones pertinentes obteniendo los valores óptimos principales del campo solar.

El estudio se llevará a cabo usando un modelo de captador Fresnel previamente elegido. Las simulaciones se llevarán a cabo cambiando parámetros como el fluido de trabajo, las horas de almacenamiento térmico o el múltiplo solar

4.2 Modelo económico.

Para la realización del estudio, es necesario obtener el valor de un parámetro tecno-económico denominando LCOE (Levelized cost of energy). Por ello, la simulación en SAM se elegirá la opción de PPA single owner.

Los proyectos realizados en PPA (Power Purchase Agreement), también llamado acuerdo de compra-venta, son proyectos destinados a servicios públicos donde venden la electricidad a un precio que ha sido sometido a un proceso de negociación a través de un acuerdo de compra-venta de energía (PPA). Con SAM estos modelos financieros son aplicables a cualquier tipo de estudio, ya sea de baja o de gran escala.

Con la opción Single Owner se presupone que la estructura involucra a un único propietario que puede ser tanto la empresa proyectista o la empresa que compre el proyecto a la empresa proyectista. Sin embargo, este tipo de disposición se caracteriza en que todos los beneficios, tanto los de la planta como los fiscales los reciba el único propietario.

4.3 Múltiplo solar (Solar Multiple)

Uno de los parámetros más importantes a la hora de dimensionar una planta solar es el múltiplo solar. Este parámetro, puede ser definido como el cociente entre la potencia térmica absorbida por el fluido de trabajo en el punto de diseño y la potencia térmica que demanda el ciclo de potencia. A continuación, se muestra la expresión del múltiplo solar.

$$SM = \frac{Q_{\text{campo solar}}}{Q_{\text{Bloque de potencia}}} \quad (13)$$

SM: múltiplo solar, el resultado numérico de este parámetro se interpreta de la siguiente manera:

- $SM < 1 \rightarrow$ El campo solar no llega a producir la energía térmica suficiente en el punto de diseño, para satisfacer la demanda de energía del bloque de potencia (turbina-generador).
- $SM = 1 \rightarrow$ En este caso el campo solar genera la cantidad suficiente de energía en el punto de diseño para satisfacer la demanda de energía del sistema turbina-generador. Sin embargo, no es capaz de producir energía de más para entregarle al bloque de potencia cuando las condiciones climatológicas no sean las adecuadas, por ejemplo, por la noche donde la radiación que llega a la superficie de los captadores solares es pequeña.
- $SM > 1 \rightarrow$ El campo solar es capaz de producir energía térmica para satisfacer la necesidad del bloque de potencia en el punto de diseño, además, produce un excedente de energía. Esta energía sobrante será enviada a un almacenamiento térmico para que luego sea suministrada al bloque de potencia cuando la intensidad de la radiación solar no sea la suficiente.

4.4 Factor de capacidad (Capacity Factor)

El factor de capacidad o también denominado factor de planta de una central solar termoeléctrica se define como el cociente entre la energía

generada por la planta durante un cierto periodo de tiempo y la energía que hubiese generado para los valores de diseño de una planta. Generalmente, el factor de capacidad cuando se utiliza la tecnología Fresnel en una planta suele estar comprendido entre los valores de 15 y 50%.

Uno de los parámetros principales de los que depende el factor de capacidad es el recurso solar que viene supeditado por la ubicación en la que se encuentre la planta termosolar. Por tanto, en las situaciones en que la radiación solar no sea la suficiente se utiliza el almacenamiento térmico para que se mantenga la producción de energía en el punto de diseño y así no afectar negativamente el factor de capacidad.

Otro de los factores importantes que afectan de forma negativa el factor de capacidad son las diferentes averías que se pueden desarrollar en el funcionamiento de la planta. Ello provocaría que la central no estuviera a pleno rendimiento, afectando a la producción de energía y al factor de capacidad.

4.5 LCOE (Levelized Cost of Energy)

El parámetro económico importante que se utiliza para el dimensionamiento de una planta solar termoeléctrica es el LCOE (Costo nivelado de la energía). Este parámetro se puede definir como la razón de los costes totales que tendrá una instalación a lo largo de toda su vida, con respecto a la producción de energía que conseguirá a lo largo de años de operación. El LCOE será utilizado para definir el punto de diseño óptimo de la planta. A continuación, se muestra la expresión que define este parámetro:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{It + Mt + Ft}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+r)^t}} \quad (14)$$

Siendo:

- $It(\text{€})$: Gastos de inversión en el año t
- $Mt(\text{€})$: Gastos de operación y mantenimiento en el año t
- $Ft(\text{€})$: Gastos de combustibles en el año t
- $Et(\text{kWh})$: Electricidad Generada en el año t
- $r(\%)$: tasa de descuento
- $t(\text{años})$: Vida útil o esperada del sistema.

Para realizar el cálculo del LCOE en este proyecto, se dejan por defecto los valores que tiene establecido el software SAM para los costes de las plantas.

Tabla 10 Parámetros de cálculo de LCOE impuestos por SAM (Fuente: elaboración propia)

Analysis period	25
Inflation rate	2.5 %/year
Interna trate of return (nominal)	13 %/year
Project term debt	60 % of capital cost
Nominal debt interest rate	8 %/year
Effective tax rate	40 %/year
Nominal construction interest rate	8 %/year

4.6 Requisitos de diseño

A continuación, se exponen los requisitos que debe de cumplir la planta solar termoeléctrica en cuanto a su diseño:

- Uno de los parámetros más importantes que se tendrá en cuenta a la hora del diseño de la planta solar termoeléctrica, será el área del campo solar debido a que la ubicación de diseño de esta planta es al lado de la desaladora previamente diseñada. Uno de los principales problemas en la isla de Tenerife es que tiene gran parte de su territorio ocupado, por lo que supone una desventaja para la implementación de la tecnología de captadores solares.
- Un recurso básico en el funcionamiento de la planta es el agua, por lo que se intentará optimizar lo máximo posible
- Tras realizar las simulaciones, el factor de capacidad deberá de establecerse dentro de los parámetros establecidos (15-50%).
- A la hora de establecer el punto de diseño de la planta, se deberá de obtener el máximo rendimiento optimizando el LCOE.

4.7 Ubicación de la central solar termoeléctrica

Uno de los parámetros principales a la hora de diseñar una central solar termoeléctrica es la ubicación en la que va a ser establecida, ya que como mínimo deberá de tener el recurso solar suficiente para la satisfacer la demanda del bloque de potencia y que sea rentable la planta. A la hora de establecer una planta termosolar, se tiene como objetivo ubicaciones que tienen una irradiación directa anual de aproximadamente 2000kWh/m².

Por otro lado, se deben de tener en cuenta otros aspectos importantes en cuanto a la ubicación de la central como puede ser la orografía, donde el espacio en el que se vaya a realizar la planta sea lo más llano posible o considerar un lugar para satisfacer la demanda de agua de la planta.

A la hora de seleccionar una ubicación, en SAM se puede observar que tiene una gran base de datos de diferentes ficheros climáticos que corresponde con localizaciones ubicadas en Estados Unidos. Por ello, se ha hecho uso de la página web PVGIS “Photovoltaic Geographical Information System”, la cual es una herramienta oficial dada por la Unión Europea que permite la obtención de ficheros climáticos que contienen parámetros importantes como la radiación solar estimada para África, Asia y Europa.

Tras la elección de la ubicación, se introducen los valores en el SAM y para ello mediante la página web anteriormente mencionada obtendremos conjunto de datos meteorológicos con valores para cada hora, a lo largo de un año, de la ubicación elegida, guardados en un archivo TMY. La particularidad de estos archivos es que contienen datos de periodos de tiempo largos como por ejemplo décadas.

La ubicación elegida es el Polígono Industrial de Granadilla. En la siguiente tabla se podrá ver un resumen de las características principales de la ubicación elegida.

Tabla 11 Características de la ubicación elegida (Fuente: Elaboración propia)

Ubicación de la central solar termoeléctrica	
Latitud (°)	28.085
Longitud (°)	-16.493
Radiación directa anual	2118

Global horizontal (KWh/m2/día)	5.81
Direct normal (beam) (KWh/m2/día)	6.32
Diffuse horizontal (KWh/m2/día)	1.70
Average temperatura (°C)	22.6
Average wind speed (m/s)	7.3

Al establecer la ubicación seleccionada en SAM, tenemos una opción denominada heat map, la cual muestra la variación de la irradiación directa (W/m2) que llega a la central termosolar a lo largo del año.

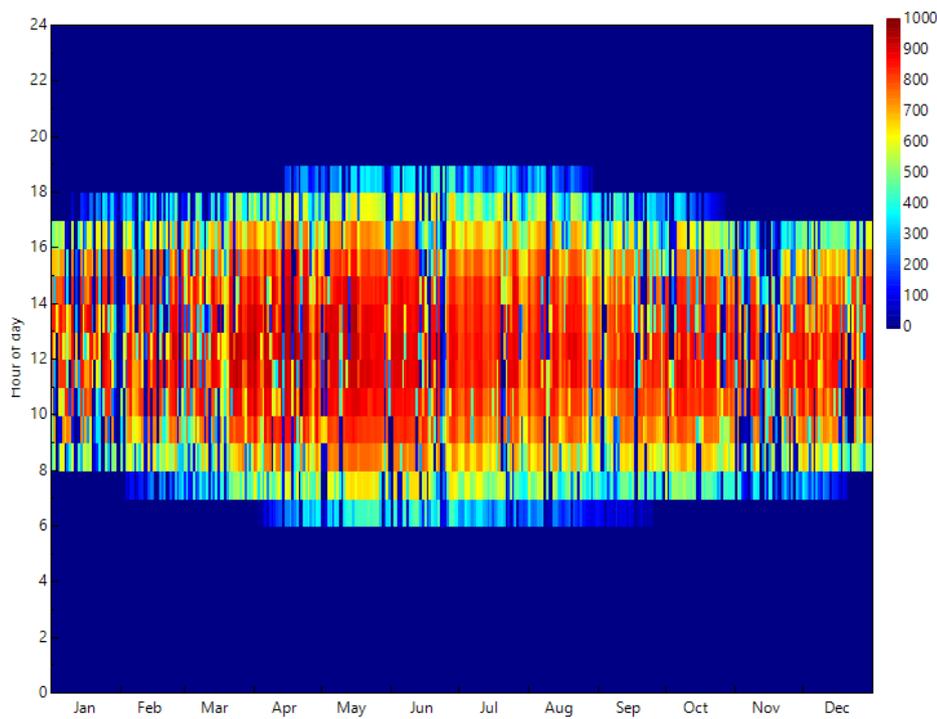


Ilustración 62 Mapa de calor de la irradiancia solar de la ubicación elegida (Fuente: Elaboración propia)

Para la interpretación de la ilustración 63, se puede observar que los valores de irradiancia próximos a 0 son destacados mediante un color azul oscuro. Por otro lado, a medida que este valor aumenta el gráfico se tornano en rojo como se indica en la propia gráfica. Se puede observar

que en el eje X se representa las horas del día y en el eje Y los meses del año. En la ilustración se determina como en los meses de verano donde las horas de luz solar son mayores, el ancho de la irradiación aumenta.

La irradiancia de diseño es uno de los parámetros fundamentales que debe ser optimizado ya que principalmente se utilizará para dimensionar el tamaño de la central solar termoeléctrica. A la hora de establecer este valor, se debe de tener en cuenta los siguientes aspectos:

- En caso de que la irradiancia de diseño sea demasiado grande, provocará un sobredimensionamiento del campo solar.
- En caso de que la irradiancia de diseño tenga un valor demasiado pequeño, tendrá como consecuencia que el campo solar será demasiado pequeño y no aprovechará de manera adecuada la irradiancia directa que llega a la superficie.

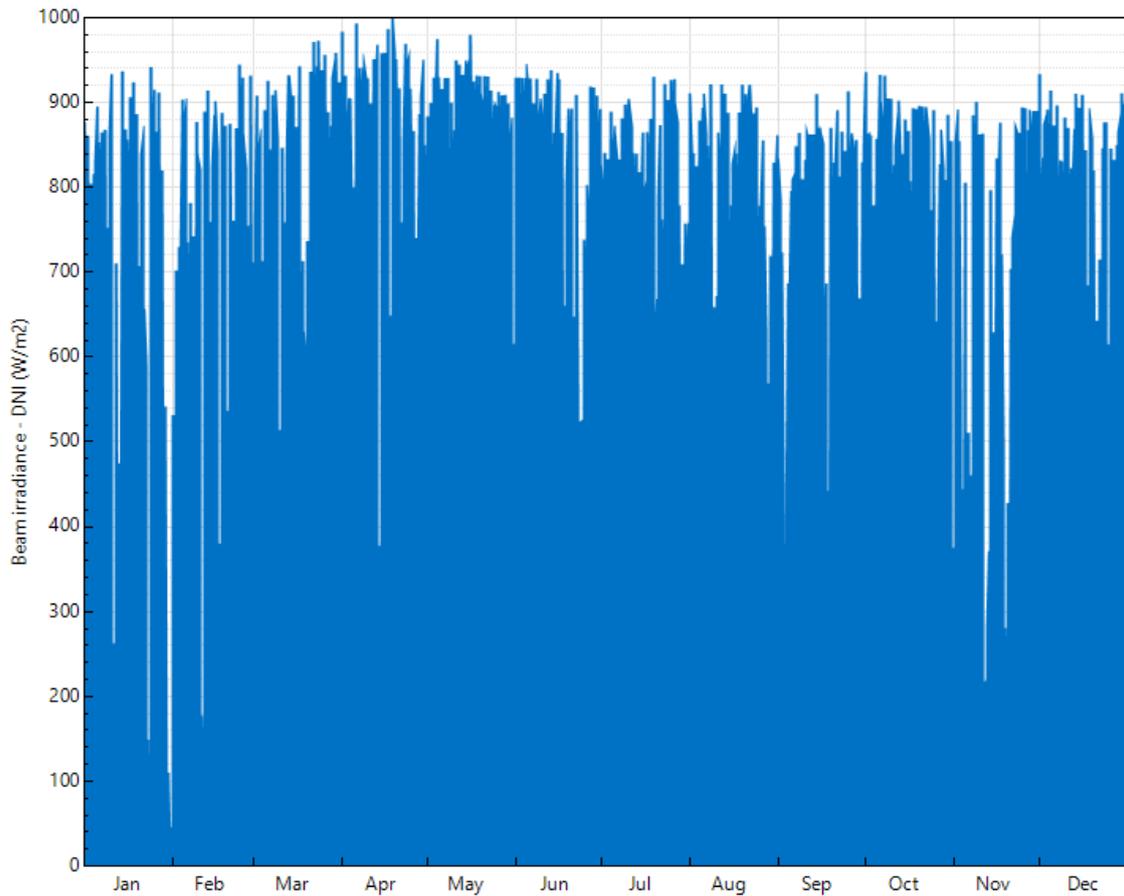


Ilustración 63 Valores de la radiación directa a lo largo del año (fuente: Elaboración propia)

Observando la ilustración 64, representa los diferentes valores que toma la irradiancia a lo largo del año. Se puede apreciar como el valor de la irradiancia varía entre los valores de 900 y 1000 W/m² por ello, para el dimensionado de la central solar termoeléctrica, se tomará como irradiancia de diseño 950 W/m², además, coincide con el valor por defecto que tiene el software SAM.

A continuación, se mostrará la variación de la irradiancia global, difusa y directa mensualmente

Irradiancia global	
Irradiancia directa	
Irradiancia difusa	

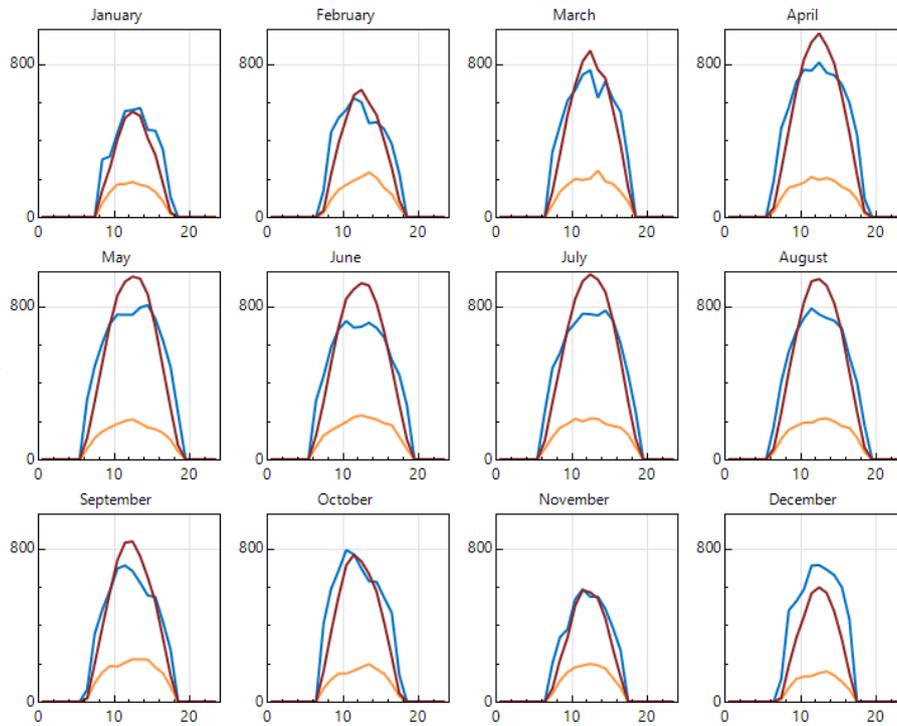


Ilustración 64 Irradiancia directa, difusa y global a lo largo del año (Fuente: Elaboración propia)

En las siguientes ilustraciones se va a representar la temperatura y la velocidad del viento a lo largo del año en la ubicación elegida

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

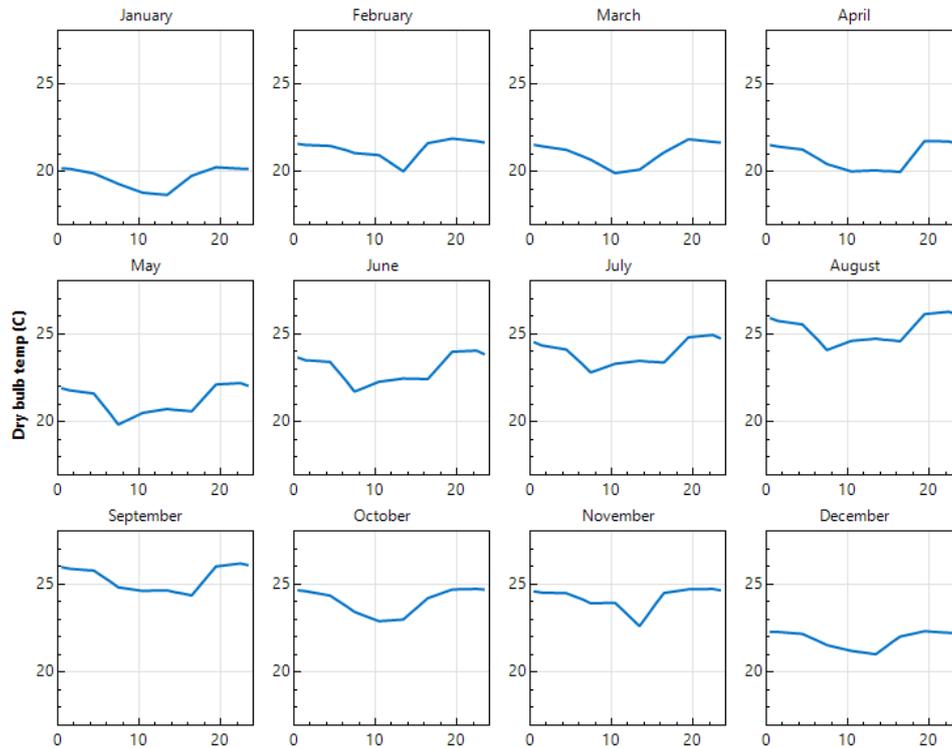


Ilustración 65 Comportamiento de la temperatura a lo largo del año en la ubicación seleccionada (Fuente: Elaboración propia)

Observando la ilustración 66, se representa la variación de la temperatura a lo largo del año en la ubicación seleccionada, esta, varía entre los rangos de 16 y 26 °C. A la hora de establecer el diseño de la central, se debe de tener en cuenta que una temperatura inferior a la del ambiente puede afectar negativamente al diseño dando lugar a pérdidas térmicas, por otro lado, temperaturas moderadas pueden beneficiar al sistema de refrigeración si se selecciona que sea por aire. Finalmente se consideran estas temperaturas óptimas para el diseño de la central solar termoeléctrica.

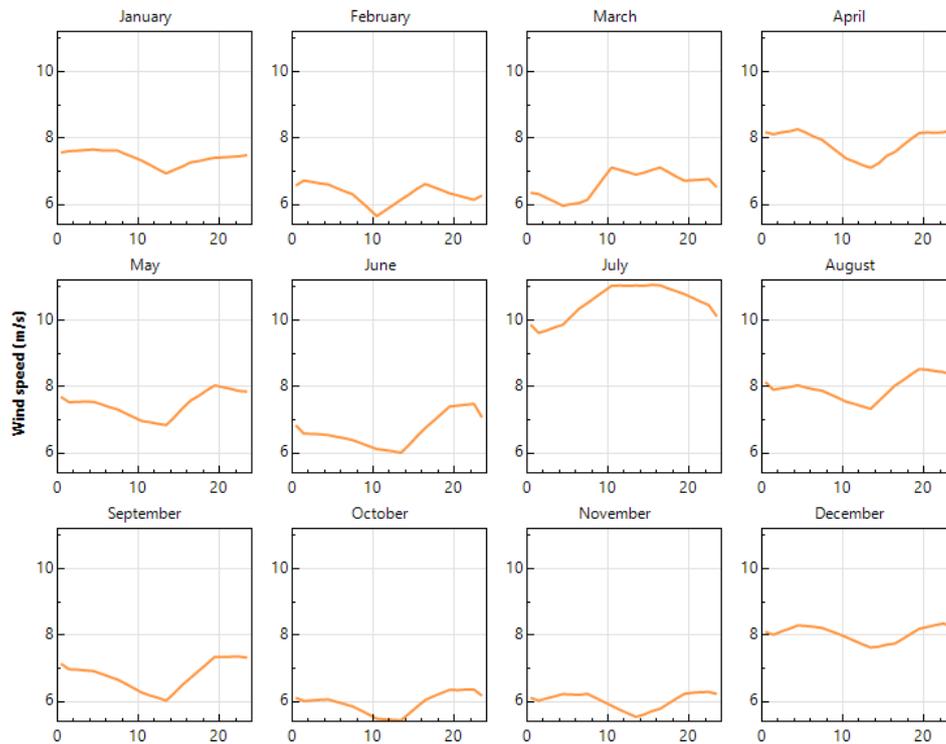


Ilustración 66 Comportamiento de la velocidad del viento a lo largo del año en la ubicación seleccionada (Fuente: elaboración propia)

En la ilustración 67 se representa la variación de la velocidad del viento a lo largo el año en la ubicación elegida. Este parámetro a la hora de diseñar una central solar termoeléctrica interesa que se mantenga bajo, debido a que puede afectar negativamente a la estructura añadiéndole tensión, además, este fenómeno aumentaría las pérdidas térmicas.

4.8 Estudio de la central solar termoeléctrica con captadores solares lineales Fresnel

A continuación, se realizará un estudio de la central solar termoeléctrica, la cual funciona mediante captadores lineales Fresnel. Para este estudio se ha utilizado el modelo LF-11 como captador solar.

La central termosolar diseñada deberá de satisfacer la demanda energética de la planta desaladora de ósmosis inversa, por ello se ha buscado un modelo de ciclo ORC que pueda satisfacer dicha demanda. El

ciclo elegido ha sido diseñado por la empresa Turboden, correspondiendo con el modelo HRS 12 (Rated down to 1000 kW). La tabla que se muestra a continuación muestra los parámetros principales del modelo de ciclo ORC. Por otro lado, a la hora de establecer los parámetros en SAM se han realizado algunas modificaciones las cuales se comentarán a continuación.

Nominal temperatura "HT" loop (in/out)	305/204 °C
Thermal power input "HT" loop	4043 kW
Overall thermal input	4043 kW
Hot wáter temperatura (in/out)	25/35 °C
Thermal power to the cooling water circuit	3040 kW
Gross active electric power	1000 kW
Gross electric efficiency	24,7%
Captive power consumption	36 kW
Net active electric power	964 kW
Net electric efficiency	23,8%
Electric generator	50 Hz, 400V
Plant size	Multiple Skid
Net solar collector surface	10000-13000 m ²
Typical delivery time (EXW)	9-11 months

Ilustración 67 Parámetros del modelo de ORC HRS 12 por la compañía Turboden [35]

Para el diseño, se han utilizado sales fundidas como fluido caloportador para la realización de las simulaciones. Estas sales son: Hitec Solar Salt, Hitec XL e Hitec. El modelo propuesto por la compañía Turboden utiliza aceite como fluido de trabajo, sin embargo, para este diseño se ha decidido trabajar con sales fundidas para la optimización de la central. Esta optimización se lleva a cabo debido a que no se requiere de un intercambiador de calor aceite-sal y que la temperatura de almacenamiento en las sales no se va a ver limitada por la temperatura máxima de trabajo del aceite térmico.

En cuanto al diseño del almacenamiento térmico, el software de trabajo SAM ofrece varios fluidos de trabajo. En este caso al igual que el

fluido caloportador elegido para el campo solar se va a utilizar sales fundidas, concretamente Hitec Solar Salt.

A la hora de realizar la parametrización con los distintos fluidos caloportadores, se establecen unas temperaturas máximas y mínimas, correspondiendo con los valores típicos para las centrales de este tipo. La temperatura de entrada al lazo será de 293 °C y a la salida será de 525°C

A continuación, se realizará un resumen con los datos característicos de la planta

Tabla 12 Parámetros de la planta solar termoelectrica. (Fuente: elaboración propia)

Tecnología	Lineal Fresnel
Modelo económico	Dueño único
Irradiancia de diseño	950 W/m ²
Latitud	28.085
Longitud	-16.493
Temperatura de salida del lazo	525°C
Temperatura de entrada del lazo	293°C
Potencia bruta	1 MW
Potencia neta	0.9 MW
Rendimiento térmico del ciclo	0.35
Tanque de fluido frío	1
Tanque de fluido caliente	1

4.8.1 Elección del fluido de trabajo

En este apartado se llevará a cabo un estudio sobre cuál será el fluido caloportador más eficiente para el ciclo. Para ello se realizarán diferentes simulaciones donde se irá variando el múltiplo solar y las horas de almacenamiento con cada fluido

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

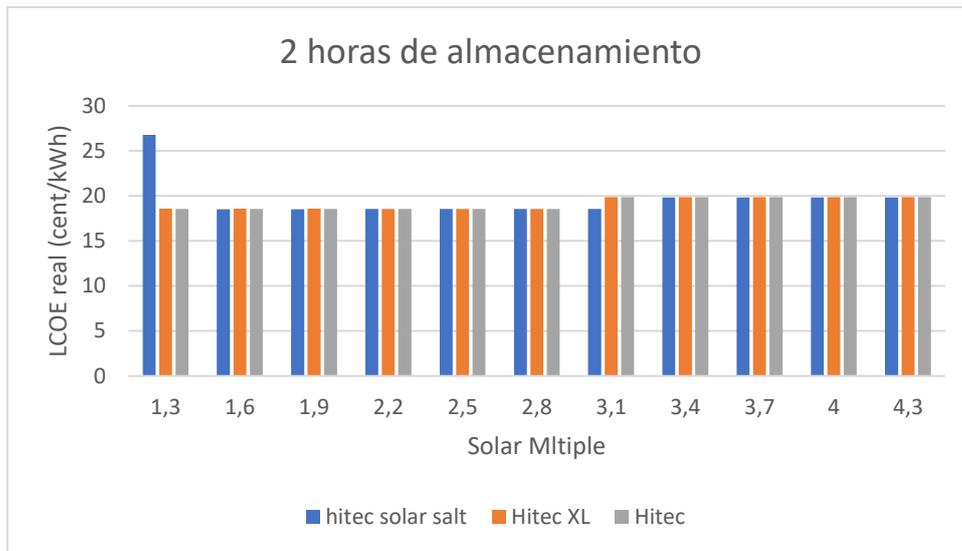


Ilustración 68 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

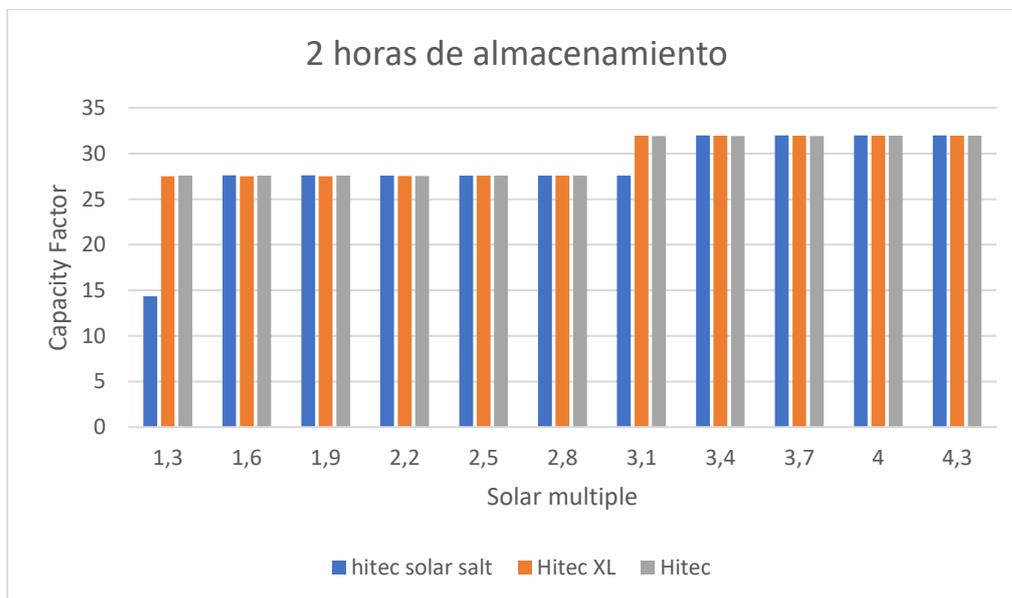


Ilustración 69 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

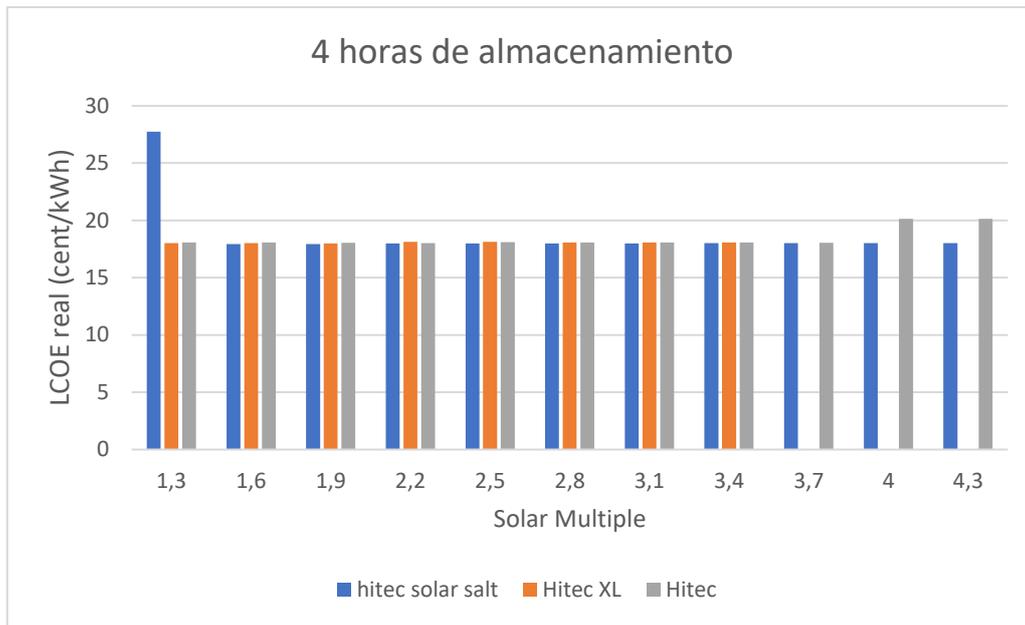


Ilustración 70 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

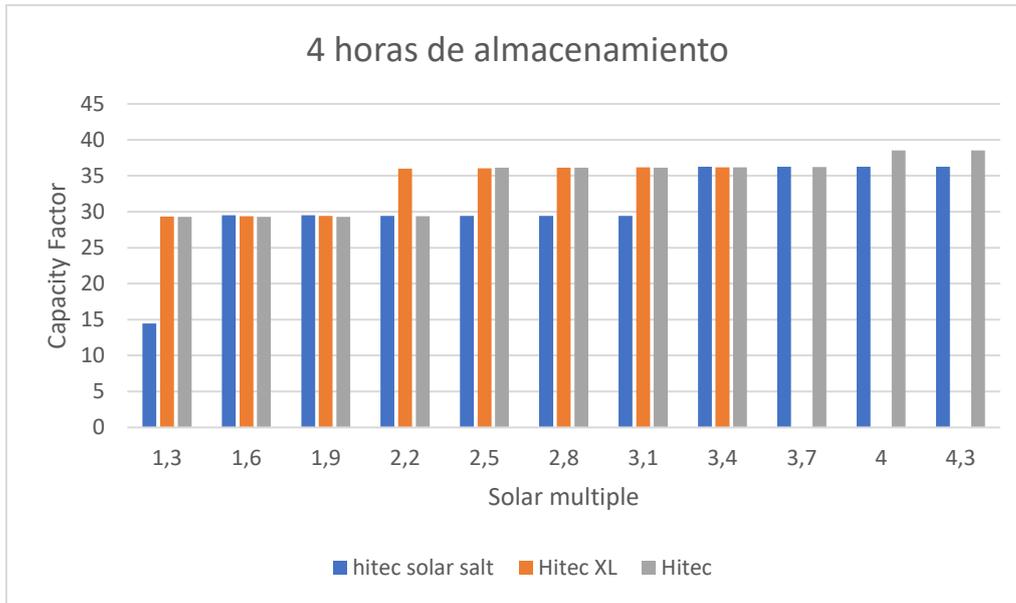


Ilustración 71 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

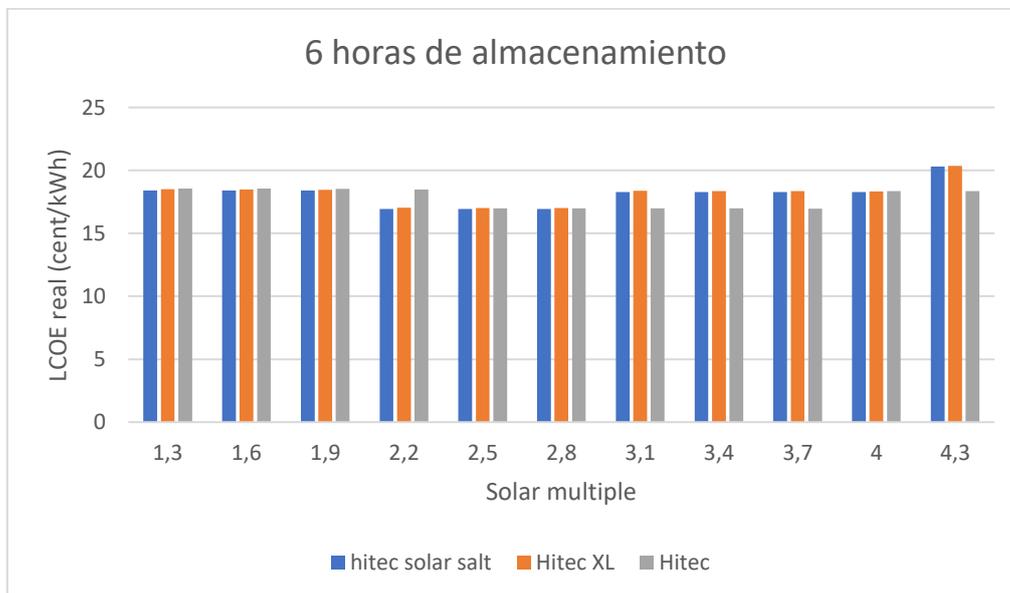


Ilustración 72 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

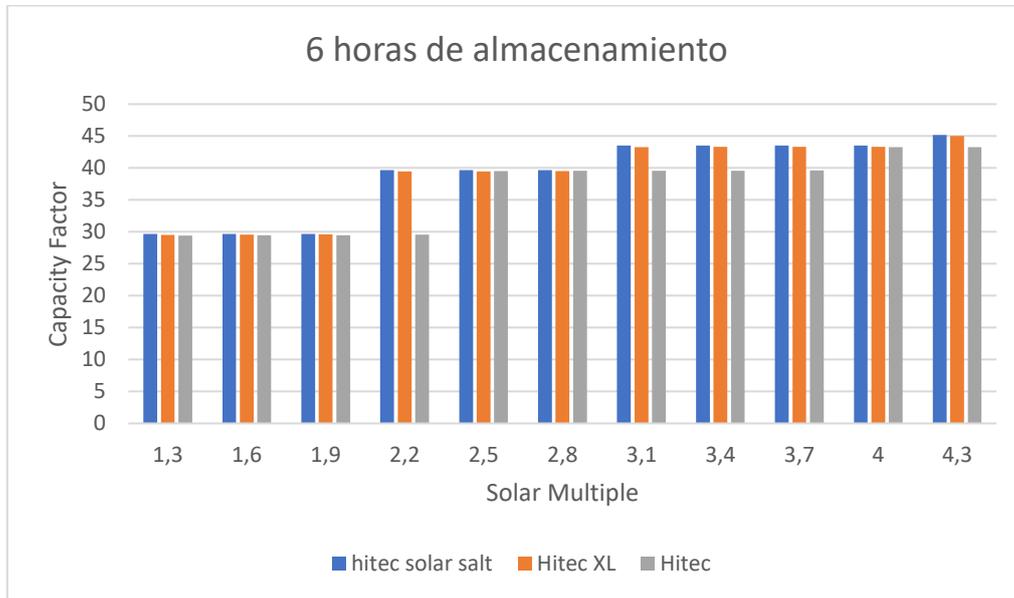


Ilustración 73 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

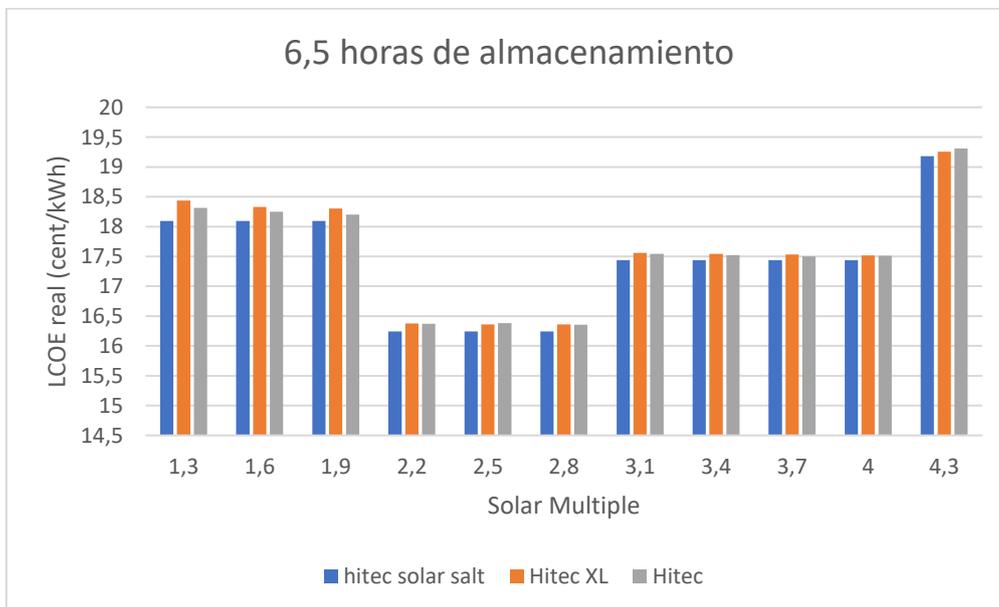


Ilustración 74 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

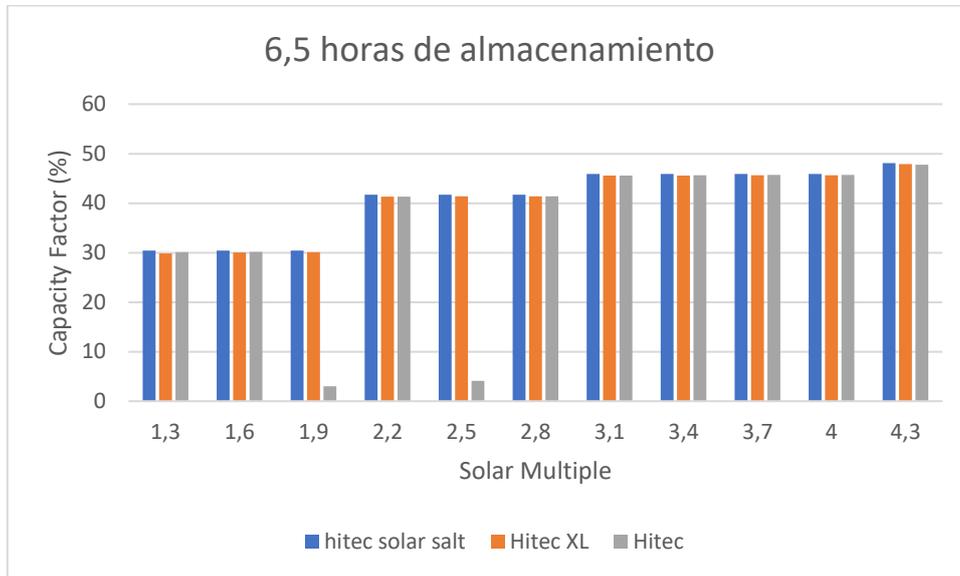


Ilustración 75 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

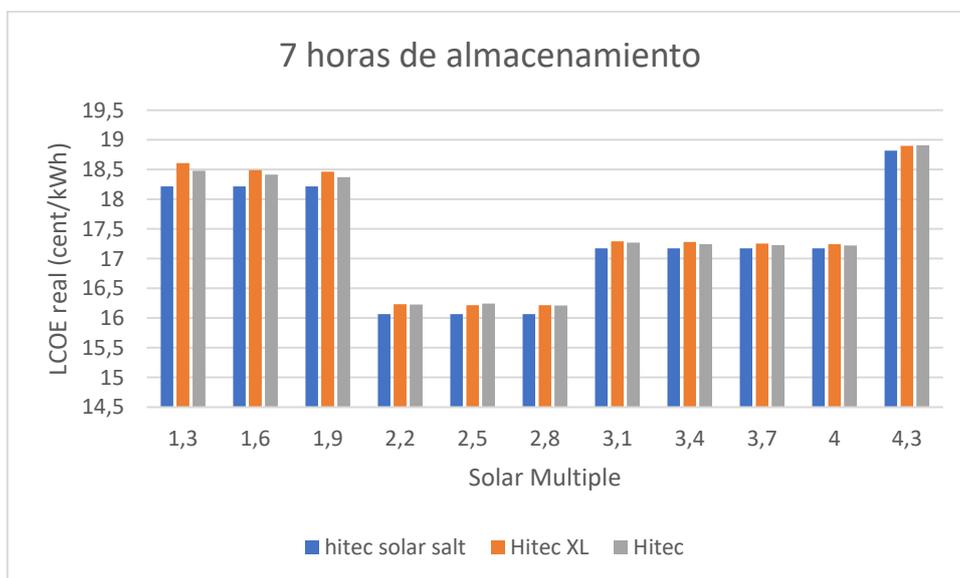


Ilustración 76 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

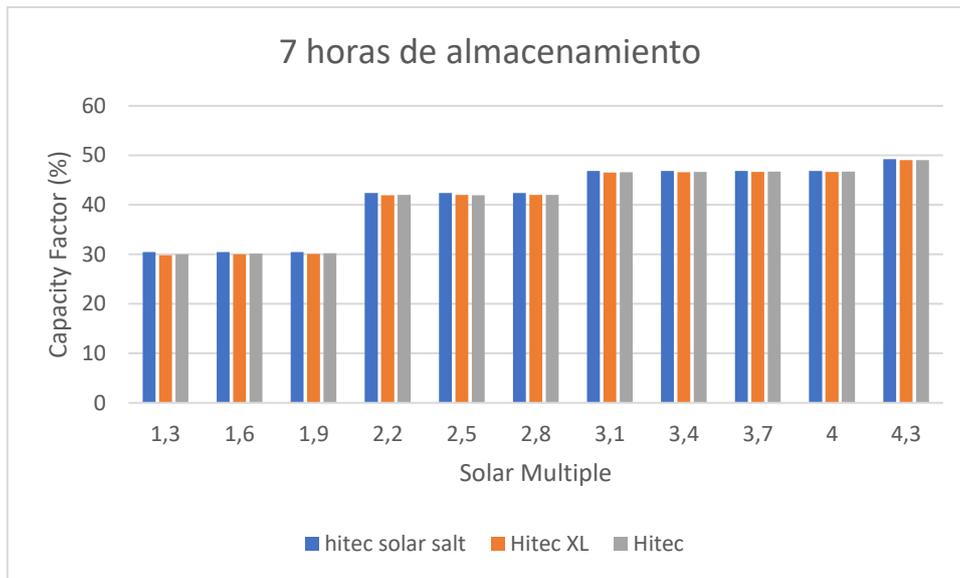


Ilustración 77 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

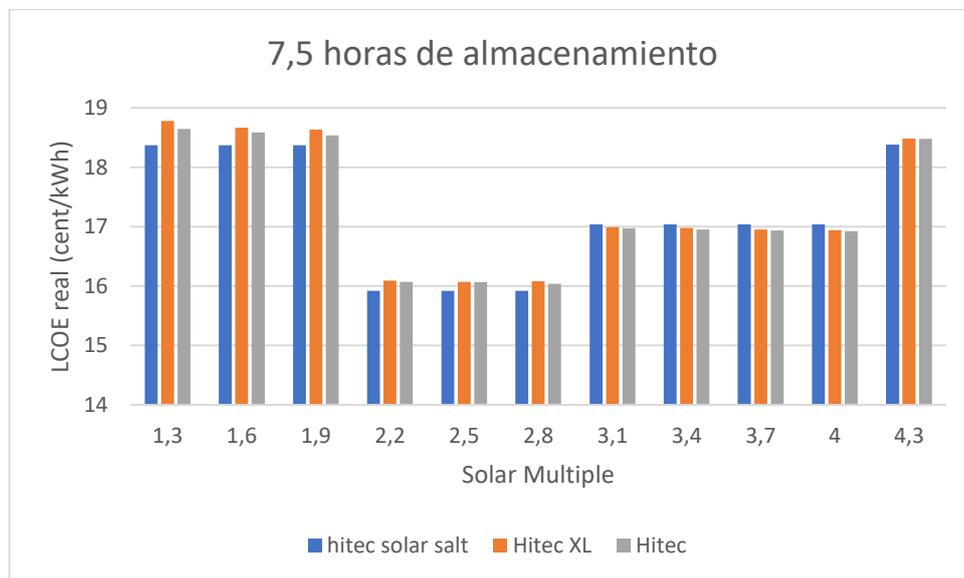


Ilustración 78 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

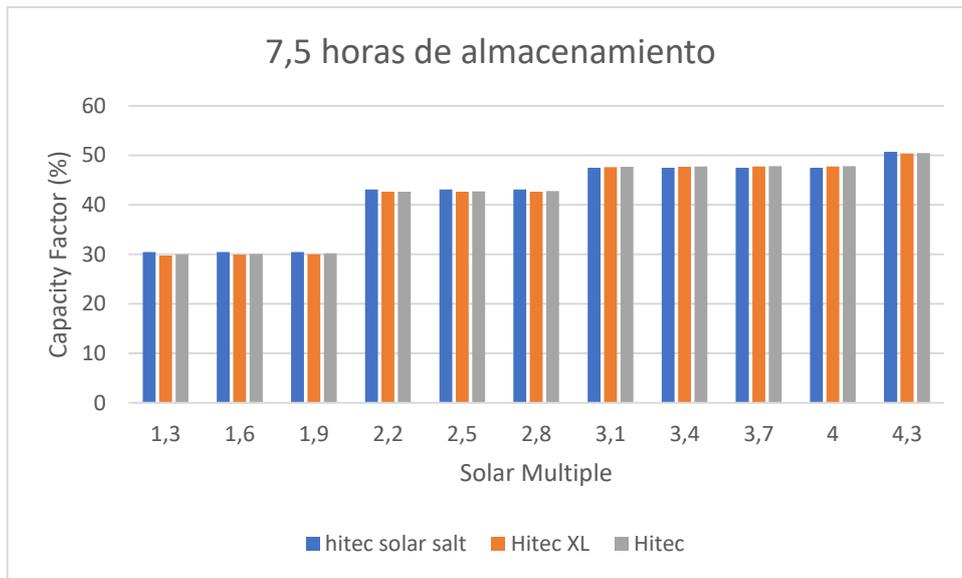


Ilustración 79 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

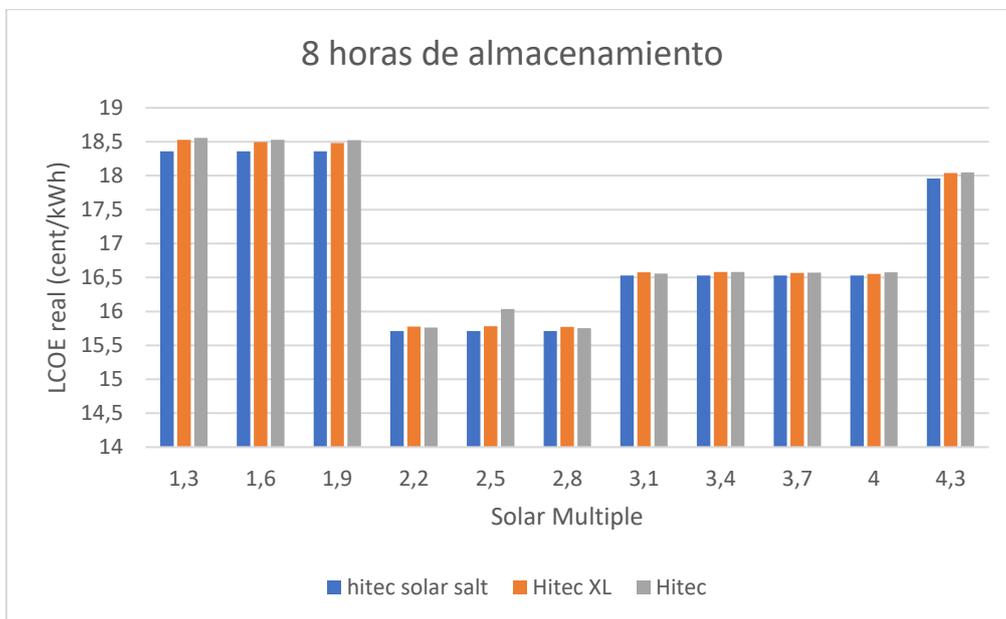


Ilustración 80 Variación del LCOE en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

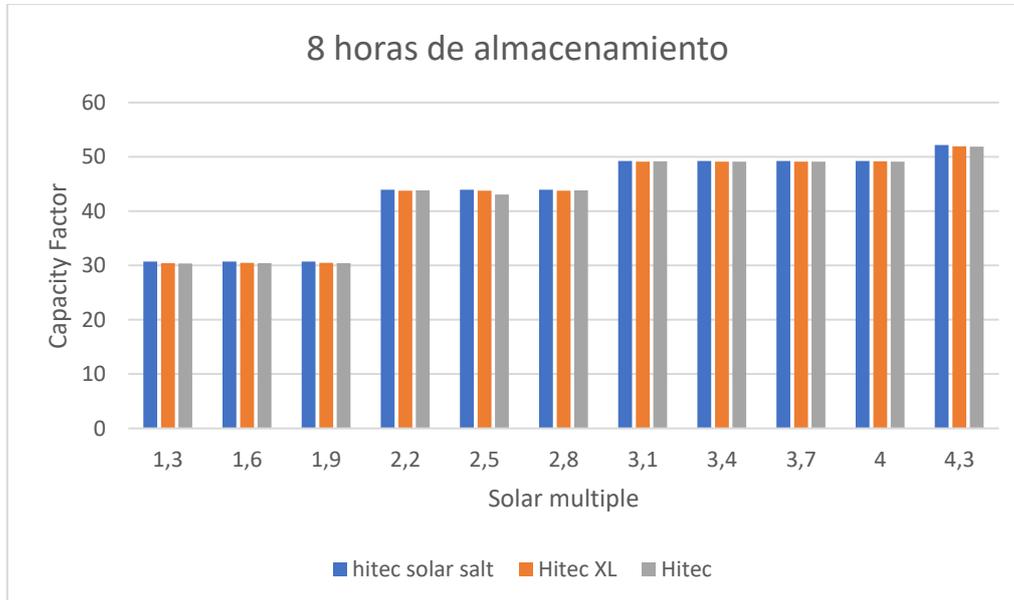


Ilustración 81 Variación del factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento (Fuente: elaboración propia)

Se han mostrado los resultados obtenidos mediante la parametrización, donde se ha ido variando el fluido caloportador.

Mediante la realización de este estudio, se ha podido obtener la representación gráfica de la variación del LCOE en función del número de horas de almacenamiento y del múltiplo solar. Como se puede observar, mediante el incremento del múltiplo solar, se aumenta la producción de energía eléctrica de la planta debido al aumento del tamaño del campo solar y por tanto se obtiene un mayor aprovechamiento de la luz solar. Con respecto al LCOE se puede observar en las representaciones gráficas donde llega a un mínimo, a partir de este valor vuelve a crecer.

Por otro lado, observando cómo varía el valor del LCOE para un mismo múltiplo solar con diferentes horas de almacenamiento. Realizando un ejemplo, tomando como valor del múltiplo solar 2.3, se puede observar en las gráficas que el valor del LCOE va aumentando conforme lo hacen las horas de almacenamiento. Esta variación se lleva a cabo debido a que,

con un múltiplo solar pequeño, aunque se aumenten las horas de almacenamiento, el campo solar es incapaz de aprovecharlo debido a que el recurso solar sigue teniendo las mismas dimensiones. Sin embargo, si ocurriera al revés, es decir, un múltiplo solar elevado para horas de almacenamiento pequeña se observa como el valor del LCOE decrece, debido a que el campo solar produce una gran cantidad de energía, pero no está haciendo aprovechada.

En las representaciones gráficas del factor de capacidad de la planta, se puede observar su crecimiento con respecto al aumento del múltiplo solar. Este crecimiento se produce a que conforme aumenta el múltiplo solar, mayor será el aprovechamiento del recurso solar. Cabe destacar que cuanto mayor sea el factor de capacidad, significa que la central opera cada vez más cerca al punto de diseño.

El fin de las representaciones gráficas cambiando los fluidos caloportadores en función del almacenamiento térmico y del múltiplo solar es la selección del fluido más eficiente para la central solar termosolar. Para este caso el fluido que corresponde con el menor valor de LCOE según el estudio de parametrización es el Hitec Solar Salt, el cual opera con un valor de múltiplo solar de 2.6 y con 8 horas de almacenamiento.



Ilustración 82 Variación de la energía anual en función de las horas de almacenamiento
(Fuente: elaboración propia)

Con respecto a las representaciones gráficas anteriores donde se muestra la parametrización realizada, se puede observar que cuando se trabaja con 8 horas de almacenamiento para cada fluido, se obtienen los menores valores de LCOE. Para este caso, en la ilustración 75 se ha representado el valor de la energía anual producida por la planta, operando con los valores de cada fluido caloportador donde el LCOE es mínimo. Se puede observar que el fluido caloportador elegido anteriormente, Hitec Solar Salt es el que produce un mayor de energía anual producida con un valor de 3.47 GWh con respecto a los otros fluidos. El fluido caloportador que más se acerca a su valor es el Hitec XL con un valor de energía anual producida de 3.45 GWh.

4.8.2 Elección del número de módulos por fila

A continuación, se realizará un estudio cuál será el número de módulos óptimo por fila para el campo solar. Para ello, se establece en la simulación un múltiplo solar de 2.6 y 8 horas de almacenamiento. Estos son los parámetros más eficientes obtenidos del apartado anterior.

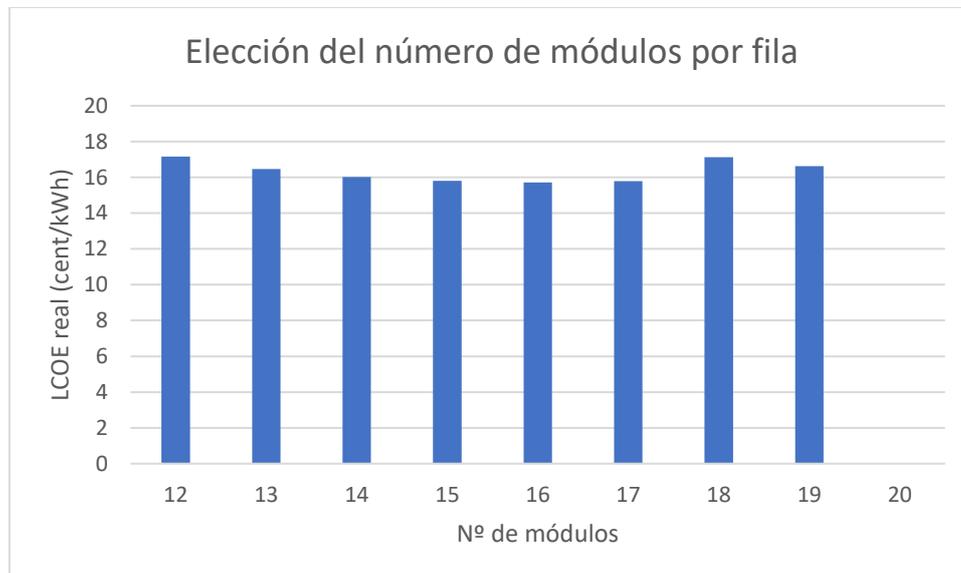


Ilustración 83 Variación del LCOE en función del número de módulos (Fuente: elaboración propia)

Como se puede observar en la ilustración 76, se representa la variación del LCOE en función del número de módulos por fila para el

campo solar. En la representación gráfica se observa como hay un mínimo cuando se tiene 16 módulos, esto es debido a que el campo solar tiene las medidas óptimas para el recurso solar. Cuando se ponen menos captadores, el LCOE aumenta debido a que no se está aprovechando el recurso solar, sin embargo, en el caso contrario, cuando se ponen más captadores solares el LCOE aumenta debido a que el tamaño del campo solar ha aumentado pero el recurso solar se mantiene constante.

Como se ha comentado anteriormente se establece en 16 el número de módulos por fila del campo solar, donde cada uno de estos tendrá una separación de 1 m. finalmente el campo solar diseñado tendrá una superficie de 28262,395 m². Por tanto, mediante el empleo del fluido caloportador Hitec Solar Salt y con 16 módulos por fila, se obtiene una mayor energía anual con respecto a otros fluidos caloportadores y por tanto como se muestra en la ilustración 85 tiene una mayor optimización del espacio.

4.8.3 Elección del sistema de refrigeración.

En este apartado se comprobará el sistema de refrigeración adecuado para la central solar termoeléctrica. Para llevarlo a cabo, el software SAM ofrece dos tipos de refrigeración; refrigeración por aire o refrigeración mediante torre de refrigeración. Para la elección del sistema de refrigeración, se realizará un estudio teniendo en cuenta el consumo del condensador, parámetro que interesa optimizar e irá variando en función del sistema de refrigeración elegido

Consumo de potencia del condensador	
Consumo de potencia de la bomba HTF	

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

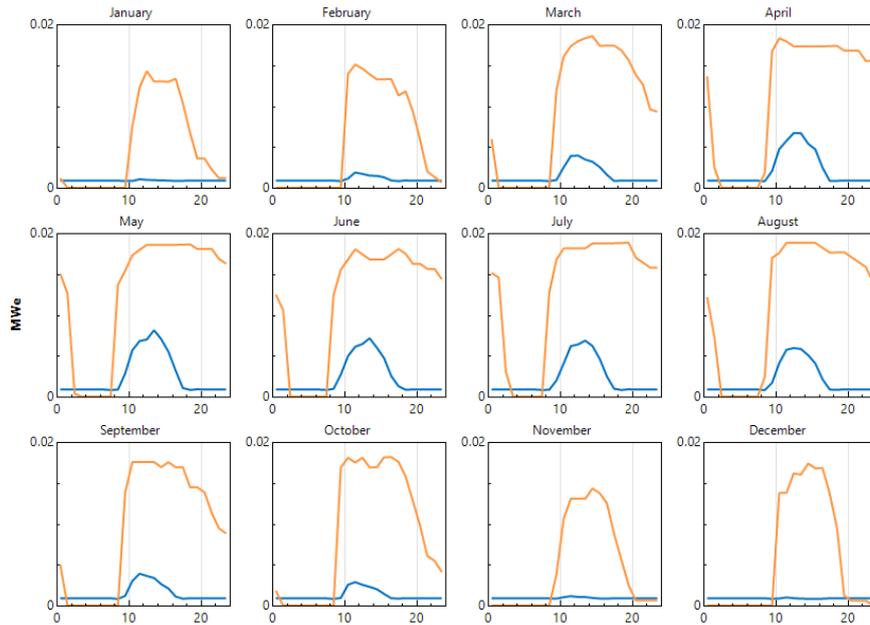


Ilustración 84 Consumo de la bomba de HTF y consumo de potencia del condensador a lo largo del año con refrigeración evaporativa (Fuente: elaboración propia)

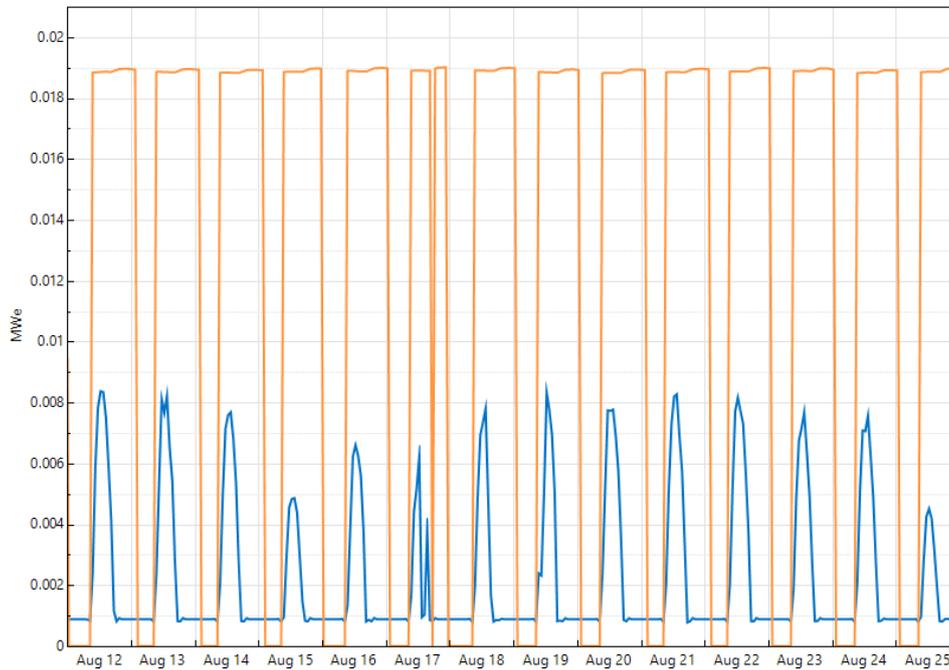


Ilustración 85 Consumo de la bomba de HTF y consumo de potencia del condensador en verano con refrigeración evaporativa (Fuente: elaboración propia)

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

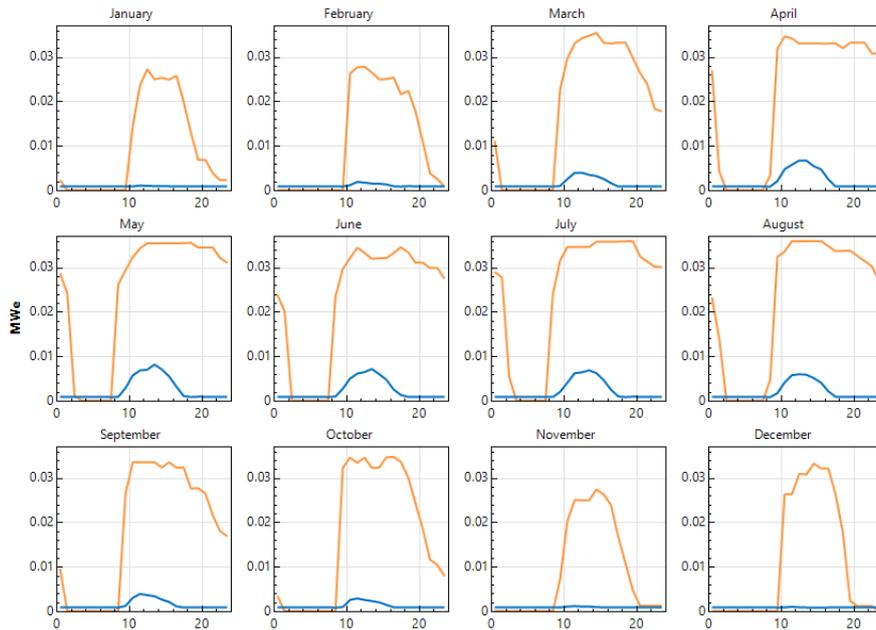


Ilustración 86 Consumo de la bomba de HTF y consumo de potencia del condensador durante el año con refrigeración por aire (Fuente: elaboración propia)

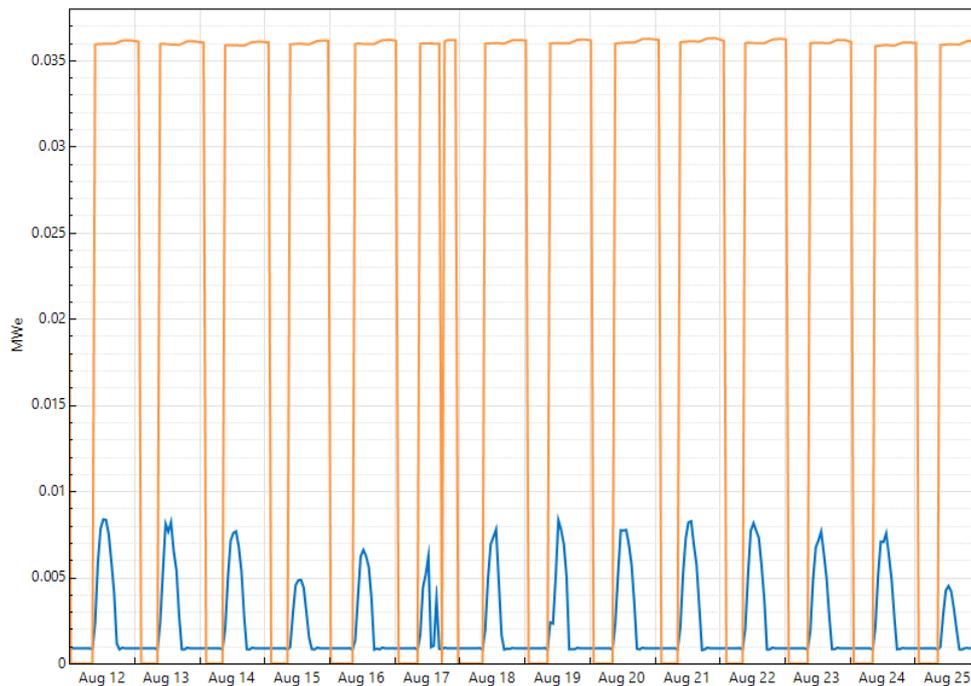


Ilustración 87 Consumo de la bomba de HTF y consumo de potencia del condensador en verano con refrigeración por aire (Fuente: elaboración propia)

En las siguientes ilustraciones se ha representado la variación del consumo de potencia del condensador y de la bomba de HTF en función del sistema de refrigeración elegido. Para ambos sistemas, se puede observar que a lo largo del año el consumo de potencia del condensador aumenta en el verano mientras que en el invierno disminuye, esto es debido al aumento y descenso de la temperatura en estas estaciones por lo tanto los resultados son lógicos. Sin embargo, para la elección del sistema de refrigeración, se observa tomando como ejemplo las ilustraciones de los días de verano utilizando aire, el consumo de potencia del condensador es mayor con respecto si se utilizase el sistema evaporativo. Por tanto, para la reducción de este parámetro se va a utilizar para el diseño de la central solar termoeléctrica el sistema evaporativo.

Es interesante el estudio de la utilización de agua directa de mar para la refrigeración de la planta, debido a que se podría reducir más el consumo de potencia del condensador y, por tanto, aumentar el rendimiento del ciclo de potencia. Para este diseño, dada la cercanía al

agua de mar ya que se eligió ubicación de la central el Polígono Industrial de Granadilla. Sin embargo, como se ha dicho antes, el software SAM solamente permite las posibilidades de que la planta sea refrigerada por aire o por el sistema evaporativo el cual utiliza una torre de refrigeración.

En cuestión al consumo de la bomba de HTF, este aumenta con respecto a los meses de verano donde aumenta la temperatura.

4.8.4 Almacenamiento térmico

En este apartado se estudian las variaciones de la masa de sales tanto del tanque frío como del tanque caliente a lo largo del año.

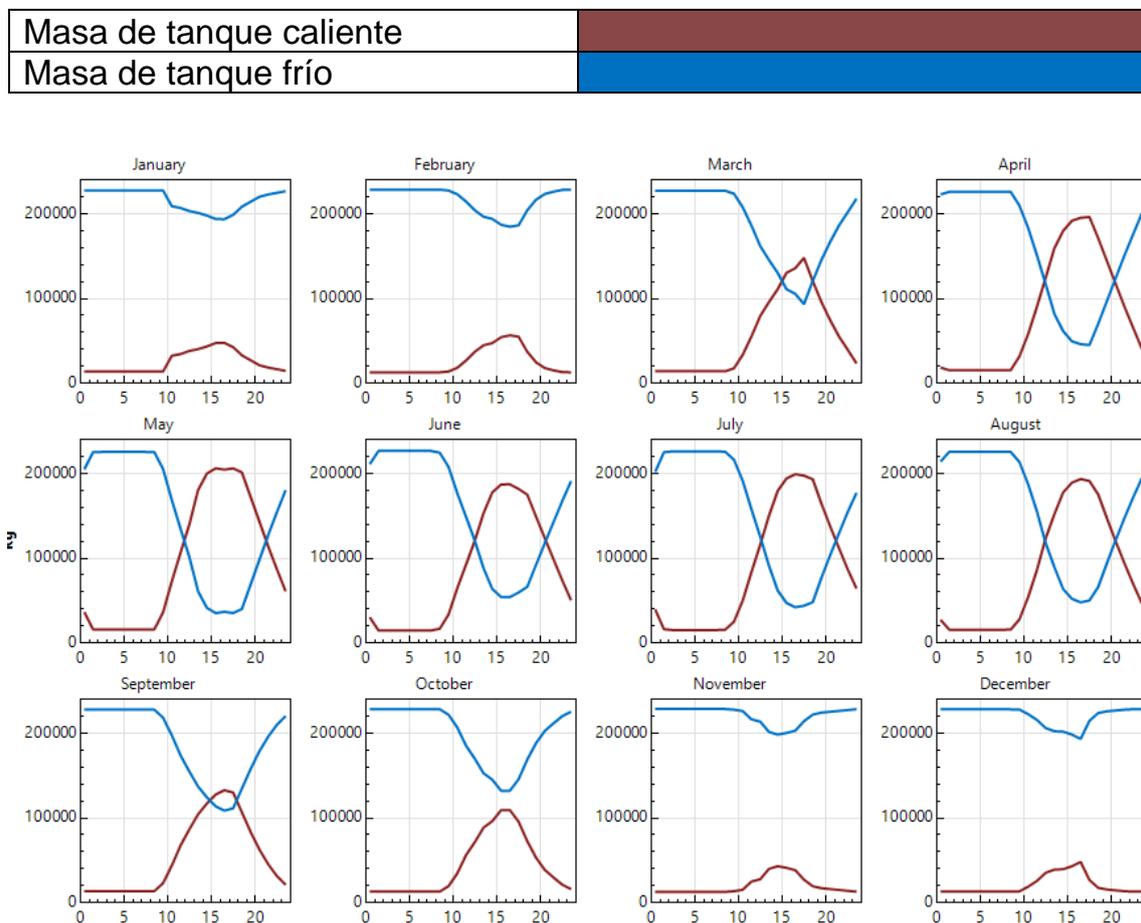


Ilustración 88 Variación de masas del tanque de almacenamiento (Fuente: Elaboración propia)

En las gráficas anteriores se ha comprobado la variación de la masa de almacenamiento tanto del tanque frío como del tanque caliente a lo largo del año. Se puede apreciar como en los meses de verano la masa de almacenamiento es mucho mayor que en invierno. Esto es debido a que en verano hay más recurso solar que en invierno. Por otro lado, se puede apreciar como la masa del tanque caliente comienza a aumentar en las horas de luz, mientras que la masa del tanque frío disminuye de forma progresiva. Por otro lado, se observa que en las horas donde el recurso solar empieza a disminuir, también lo hace masa de almacenamiento del tanque caliente para que la central pueda seguir operando. Estos tanques pueden variar su tamaño en función del número de horas de almacenamiento que tenga la planta solar.

4.8.5 Análisis de potencias de la central

En este apartado se indica la potencia absorbida por la planta, la potencia disipada y la potencia incidente

Potencia térmica absorbida	
Potencia térmica disipada	
Potencia térmica incidente	

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis inversa alimentado mediante una planta solar térmica con captadores Fresnel

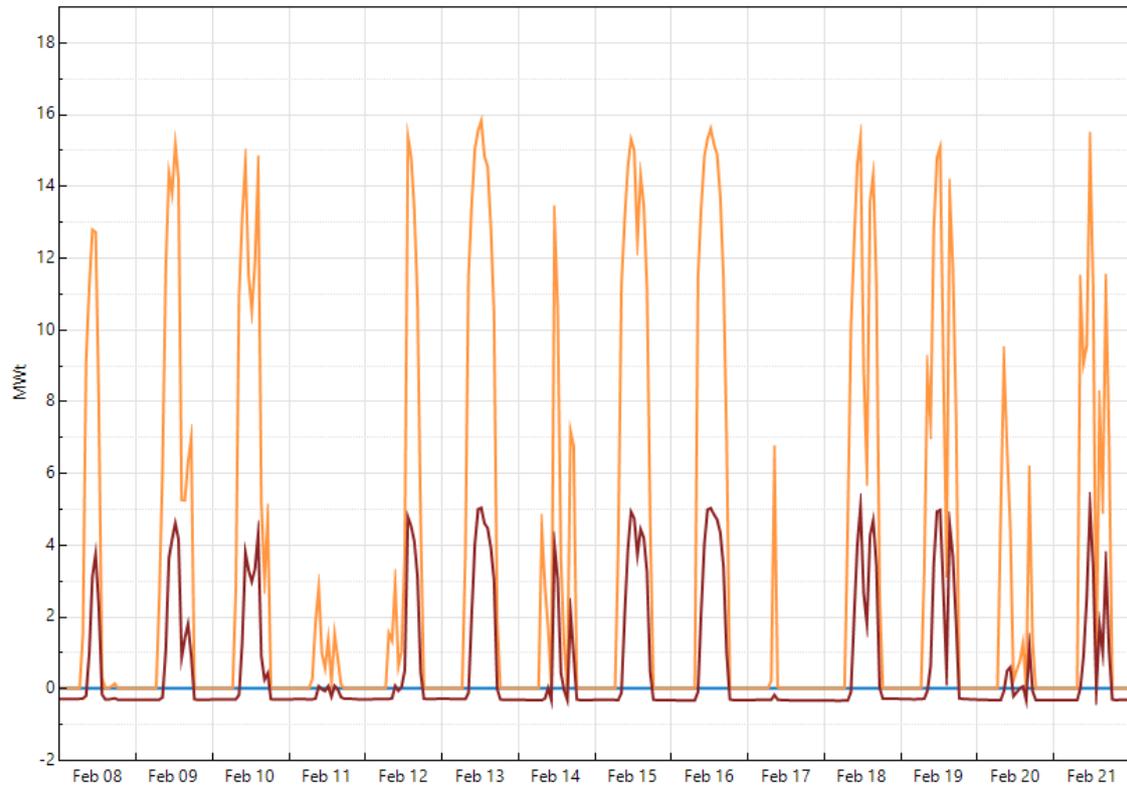


Ilustración 89 Potencia disipada, absorbida e incidente de la planta en invierno
(Fuente: elaboración propia)

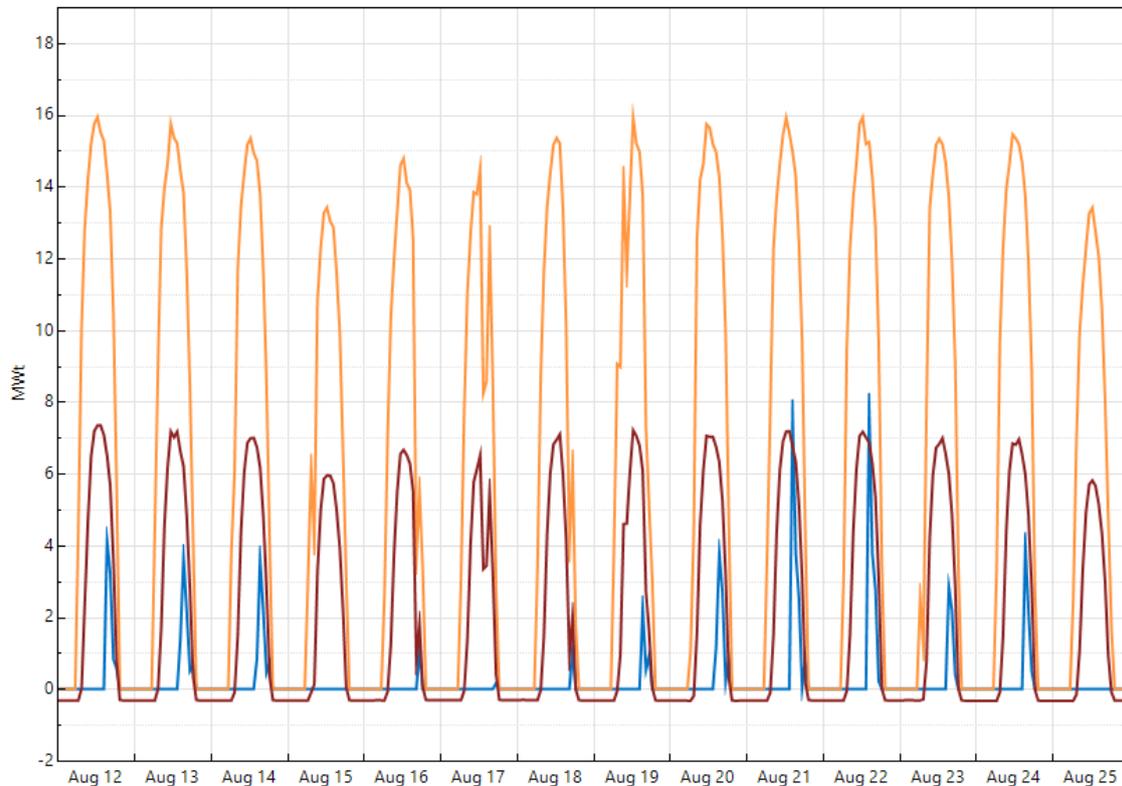


Ilustración 90 Potencia disipada, absorbida e incidente de la planta en verano (Fuente: elaboración propia)

En las siguientes ilustraciones se ha representado la potencia disipada, la absorbida y la incidente tanto como para los días de verano como para los días de invierno. Se puede observar en las ilustraciones como la potencia incidente en el campo solar es mayor en verano que en invierno, esto es debido a lo que se ha comentado anteriormente donde las horas de recurso solar son mayores en verano que en invierno. Por otro lado, se observa la potencia disipada que se produce en los meses de verano. Este excedente de energía se debe de liberar mediante un disipador, aunque una de las maneras para que no se produzca dicho excedente sería aumentar el número de horas de almacenamiento.

En estas representaciones gráficas se puede observar la disminución de la potencia absorbida en invierno con respecto a la potencia absorbida en verano. Esto se produce también debido a la disminución del número de horas de recurso solar que se produce.

4.8.6 Parámetros finales de la central solar termoeléctrica

Tras la realización del diseño de la central termoeléctrica, se exponen todos sus parámetros en la siguiente tabla.

Tabla 13 Parámetros finales de la central solar diseñada (Fuente: elaboración propia)

Fluido caloportador	Hitec Solar Salt
Múltiplo Solar	2.6
Horas de almacenamiento	8 h
Número de módulos por fila	16
Energía generada al año	3,47 GWh
Energía generada al año por m2	123 kWh/m2
Sistema de refrigeración elegido	Evaporativo
Factor de capacidad	43.5%
Dimensiones del campo solar	28262,39541 m2
LCOE (real)	16,00 cent/ kWh

Capítulo 5: Análisis de los resultados obtenidos

5.1 Análisis energético

En este capítulo se analizarán los valores de potencia consumida por la central desaladora de ósmosis inversa, la energía producida por la central solar termoeléctrica y la energía que deberá tomar la desaladora en caso de que la central termosolar no produzca la suficiente energía.

Como se comprobó en el apartado de dimensionamiento de la desaladora de agua de mar, el consumo de potencia mayoritario viene a raíz del funcionamiento de las bombas. Se debe de tener en cuenta, que la desaladora de ósmosis inversa se encuentra operando las 24 horas del día. Aunque el consumo de potencia puede variar en función del agua producto a lo largo del año ya que siempre no generará la misma cantidad de agua producto, para este apartado se establece que dicho consumo no tendrá variaciones, es decir, se mantendrá constante durante todo el año.

Tras la realización del dimensionamiento de la planta de ósmosis inversa del apartado anterior, se ha obtenido su producción de energía anual. Sin embargo, se debe de comprobar si esta energía producida es la suficiente para satisfacer la demanda energética. Para este estudio no es suficiente y por tanto la planta desaladora de agua debe de coger energía para satisfacer dicha demanda energética.

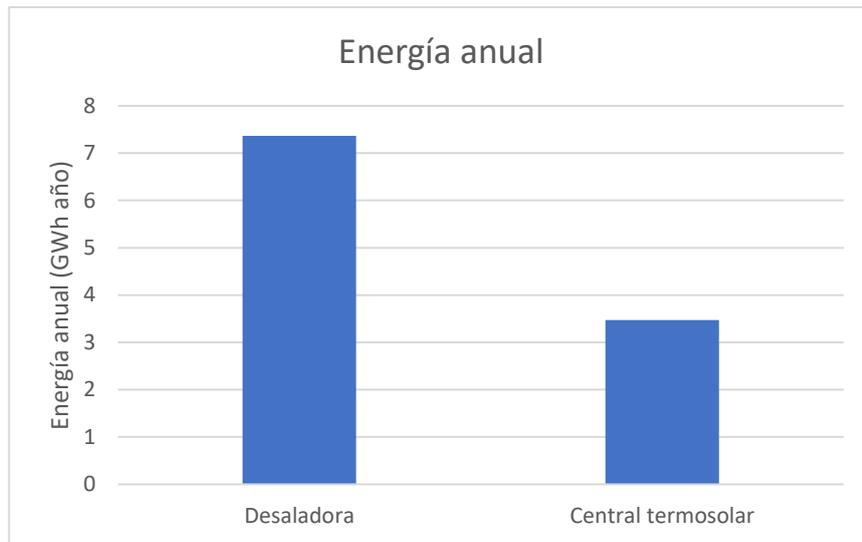


Ilustración 91 Energía anual de la desaladora y de la central termosolar

Para el cálculo de la cantidad de energía que tomará la planta desaladora de la red, simplemente se debe de realizar la diferencia entre el consumo de energía de la planta desaladora y la energía aportada por la planta solar termoeléctrica. Por tanto, en la tabla 9 se muestra dicho valor:

Tabla 14 Energía anual de la desaladora, de la planta solar y de la red (fuente: elaboración propia)

Consumo de energía de la planta desaladora	7.3638 GWh
Energía producida por la planta solar	3.47 GWh
Energía tomada de la red	3.8938 GWh

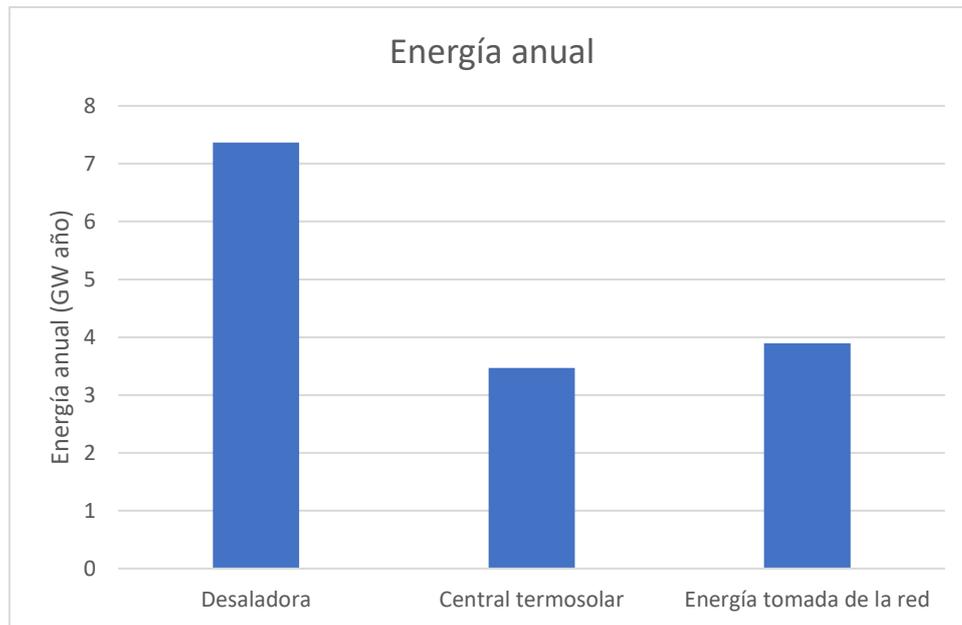


Ilustración 92 Representación gráfica de la energía de la planta desaladora, de la planta solar y de la red (fuente: elaboración propia)

En los datos obtenidos se observa la cantidad de energía que debe de tomar la planta desaladora para satisfacer la demanda energética. Por ello, la central termosolar cubre el 47.14 % de la demanda de energía, mientras que la energía de la red cubre el 52.86% restante.

5.2 Precio del agua producto de la desaladora

En este apartado se realizará el cálculo del coste de metro cúbico del agua producto generada por la planta desaladora dimensionada. Debido a la utilización de energías renovables, como en este caso la energía solar, el coste del agua se incrementa a diferencia de si solamente se usase energía tomada de la red. Esto es debido a que el coste de las infraestructuras para la producción de energía eléctrica mediante energía solar son más caras.

Para llevar a cabo el coste del agua, se deben de conocer previamente una serie de parámetros ya han sido calculados en los apartados anteriores.

Costes de inversión

Refleja la inversión inicial que se debe de realizar para la construcción de la planta desaladora de agua de mar y para la obtención del equipo característico para el funcionamiento de la planta.

Mantenimiento.

Los costes relacionados al mantenimiento de la planta, también incluye la revisión y el cambio del equipo de ósmosis inversa. Estos costes han sido determinados debido a que corresponden con el 3,6% de la inversión de la planta

Energía.

El coste de la energía tomada tanto de la central solar termoeléctrica diseñada como de la red para satisfacer la demanda de energía de la planta desaladora.

Capacidad de producción de la planta.

Trata de la cantidad de agua de producto que puede generar la planta durante su vida útil.

Tasa de interés aplicada.

Es la tasa de interés anual que se debe de pagar por la implementación de la planta desaladora de agua de mar

Tabla 15 Parámetros para el cálculo del precio del agua (Fuente elaboración propia)

Costes de inversión de la planta	15.400000 €
Costes de mantenimiento	554400 €
LCOE de la central solar	0.16 € / kWh
LCOE de la red	0.14 € / kWh
Energía aportada por la central solar	3.47 GWh
Energía aportada por la red	3.8939 GWh
Cantidad de agua producto de la planta de OI	14000 m ³ /día
Tasa de interés aplicada	4%

Finalmente, la expresión para calcular el coste de metro cúbico de agua generada por la planta desaladora es el cociente entre la inversión que supone, el mantenimiento de la planta, los costes del precio de la energía tomada por la planta solar y por la red, multiplicando cada coste por la cantidad de energía dada, entre el agua producto generada por la desaladora en un periodo de 25 años de vida útil.

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{It+Mt+E}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Wp}{(1+r)^t}} \quad (16)$$

Siendo:

- $It(\text{€})$: Gastos de inversión en el año t
- $Mt(\text{€})$: Gastos de operación y mantenimiento en el año t
- $E(\text{€})$: Gastos de energía en el año t
- $Wp(\text{m}^3)$: Agua producto generada por la planta en el año t
- $r(\%)$: tasa de descuento
- $t(\text{años})$: Vida útil o esperada del sistema.

Tras la realización del cálculo se obtiene un valor de $0.54\text{€}/\text{m}^3$. Realizando una comparación con el precio del agua de la central de Granadilla que es de $0.60\text{€}/\text{m}^3$ y la central del Rosario es de $0,90\text{€}/\text{m}^3$. Por tanto, el resultado es bastante bajo, esto es debido al LCOE de la central solar. Este parámetro ha sido calculado mediante el software SAM con la herramienta LCOE Calculator. Sin embargo, el valor dado corresponde con el LCOE anual nominal de la planta termoeléctrica.

5.3 Reducción de la contaminación.

En este proyecto, para satisfacer parte de la demanda de energía que se produce en la planta desaladora diseñada, se ha hecho uso del diseño de una central solar termoeléctrica. Una de las principales ventajas que tiene la utilización de energías renovables, como en este proyecto donde se utiliza la energía solar, es la reducción del consumo de combustibles fósiles y la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO_2) a la atmósfera.

Por tanto, en este apartado mostrará la cantidad de dióxido de carbono emitido a la atmósfera que se reduce con la utilización de la

central solar termoeléctrica. Para ello, se debe de conocer el factor de contaminación dado por la central que suministra energía a la red para que sea utilizada por la planta desaladora. En el Polígono Industrial de Granadilla el nombre de la central encargada de suministrar energía a la red es la compañía Endesa S.A.

A través de la página web del gobierno de España [34], se ha obtenido el factor de emisiones de dióxido de carbono que produce la compañía Endesa. Este factor indica los kilogramos de CO₂ que se emiten a la atmósfera mediante la producción de 1 kWh de potencia. Para dicha compañía el factor de emisiones se establece en 0.27 Kg CO₂/kWh. Finalmente, para el realizar el cálculo sobre la cantidad de CO₂ que se ha reducido con la utilización de energías renovables, sería de realizar el producto entre el factor de emisiones de CO₂ dada por la compañía, por la cantidad de energía dada por la central solar termoeléctrica a la planta desaladora. Se muestra a continuación operación realizada. $3.47 \cdot 10^6$

$$Kg \text{ de } CO_2 = 0.27 \text{ kg} \frac{CO_2}{kWh} \times 3.47 \cdot 10^6 kWh = 936900 \text{ kg de } CO_2$$

A continuación, se va a calcular la cantidad de CO₂ que se emitiría en caso de que toda la demanda de energía de la planta sea abastecida mediante la energía procedente de la red, por tanto:

$$Kg \text{ de } CO_2 = 0.27 \text{ kg} \frac{CO_2}{kWh} \times 7.368 \cdot 10^6 kWh = 1989360 \text{ kg de } CO_2$$

Finalmente observando los datos obtenidos, la utilización de una de una central solar termoeléctrica supondría una reducción de la cantidad de CO₂ emitido un 47.1 %. Por tanto, la utilización de energías renovables irá tomando cada vez más importancia ya que se ha visto una reducción de emisiones de CO₂ al ambiente, así como una reducción de la utilización de combustibles fósiles.

Conclusiones

La realización de este trabajo de fin de grado tiene como objetivos principales el estudio y dimensionamiento de una central desaladora de agua de mar que opera con la tecnología de ósmosis inversa y una central solar termoeléctrica que opera con captadores lineales Fresnel. En primer lugar, se realizó un estudio sobre la situación hidrológica en Canarias, así como de las características principales relacionadas con la energía solar termoeléctrica. A continuación, se comienza con el diseño y dimensionamiento de ambas plantas donde se establecen como ubicación en el Polígono Industrial de Granadilla, Tenerife, Islas Canarias.

La implementación de la desalación de agua de mar en Canarias tiene un papel fundamental, ya que satisface una gran parte de la demanda de agua para el abastecimiento doméstico, llegando a los casos de las islas de Lanzarote y Fuerteventura, las cuales tienen una dependencia del 100%. Por otro lado, se trabajó con la tecnología lineal Fresnel para el diseño de una central solar termoeléctrica. Este tipo de tecnología es una de las más usadas en todo el mundo y su implementación en Canarias puede contribuir a grandes beneficios. Las islas Canarias tienen un grave problema energético que viene dado por la dependencia del exterior causada por la supeditación a los combustibles fósiles. Por ello, la implementación de una planta solar que no estuviese limitada por las condiciones climatológicas debido a la utilización de la tecnología de almacenamiento térmico, podría ser un gran paso para la transición energética en Canarias.

Para el dimensionado de ambas plantas se llevó a cabo un estudio tecno-económico básico donde se optimiza el precio del agua producto generada por la planta desaladora y el precio de la energía generada por la planta solar termoeléctrica. Tras la obtención de los costes, mediante una bibliografía verificada se puede comprobar que están dentro de los límites asumidos.

Para la realización de este proyecto se han utilizado softwares los cuales son: IMSDesign para el tratamiento de las membranas, Energy Recovery para el dimensionamiento del intercambiador de presiones, Sulzer para la obtención de las bombas idóneas para la planta desaladora y SAM que fue utilizado para el dimensionamiento de la planta solar termoeléctrica. Este software es ampliamente utilizado en el sector

energético debido a que es capaz una gran serie de parámetros gracias a la cantidad de variables que considera.

Finalmente se destaca que, con la realización de este trabajo de fin de grado, se han obtenido los conocimientos básicos sobre las energías renovables, concretamente los sectores de la desalación de agua de mar y la energía solar termoeléctrica, dentro del área de la ingeniería mecánica.

Conclusions

The main objectives of this final degree project are the study and sizing of a seawater desalination plant that operates with reverse osmosis technology and a thermoelectric solar plant that operates with linear Fresnel collectors. In the first place, a study was carried out on the hydrological situation in the Canary Islands, as well as the main characteristics related to thermoelectric solar energy. Next, we begin with the design and dimension of both plants where it is located as a location in the Polígono Industrial de Granadilla, Tenerife, Canary Islands.

The implementation of seawater desalination in the Canary Islands plays a fundamental role, since it satisfies a large part of the demand for water for domestic supply, reaching the cases of the islands of Lanzarote and Fuerteventura, which are dependent on the 100%. On the other hand, we worked with linear Fresnel technology for the design of a thermoelectric solar plant. This type of technology is one of the most used in the world and its implementation in the Canary Islands can contribute to great benefits. The Canary Islands have a serious energy problem that is caused by dependence on the outside caused by being dependent on fossil fuels. Therefore, the implementation of a solar plant that was not limited by weather conditions due to the use of thermal storage technology could be a great step for the energy transition in the Canary Islands.

For the dimensioning of both plants, a basic techno-economic study was carried out where the price of the product water generated by the desalination plant and the price of the energy generated by the thermoelectric solar plant are optimized. After obtaining the costs, through a verified bibliography it can be verified that they are within the assumed limits.

To carry out this project, softwares have been used which are: IMSDesign for the treatment of the membranes, Energy Recovery for the sizing of the pressure exchanger, Sulzer for obtaining the ideal pumps for the desalination plant and SAM which was used for the sizing of the thermoelectric solar plant. This software is widely used in the energy sector because it is capable of a large series of parameters thanks to the number of variables it considers.

Finally, it is highlighted that, with the completion of this final degree project, basic knowledge about renewable energies has been obtained,

Estudio de un sistema de desalación por ósmosis
inversa alimentado mediante una planta solar térmica
con captadores Fresnel

specifically the sectors of seawater desalination and thermoelectric solar energy, within the area of mechanical engineering.

Bibliografía

- [1]. “Marco sobre clima y energía para 2030 | Acción por el Clima.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es. [Accessed: 30- Apr-2020].
- [2]. E. Acuerdo, D. Sostenible, N. Unidas, M. Estrat, C. Clim, and P. N. Integrado, “Marco Estratégico de Energía y Clima : una oportunidad para la modernización de la economía española y la creación de empleo,” pp. 1–14, 2015.
- [3]. Consejería de Transición Ecológica Lucha contra el cambio climático y Planificación Territorial, “Anuario energético de canarias 2018,” 2020.
- [4]. Gobierno de Canarias, “Estrategia Energética de Canarias 2015-2025,” pp. 1–171, 2017.
- [5]. Recurso online: https://www.researchgate.net/figure/Figura-143-Latitud-y-longitud-a-angulo-de-latitud-b-angulo-de-longitud-Fuente_fig3_266580366
- [6]. Recurso online: <https://www.aulafacil.com/cursos/medio-ambiente/energia-solar-termica-1/angulo-cenital-y-la-elevacion-solar-l37810>
- [7]. “Red eléctrica de España.” [Online]. Available: <https://www.ree.es/es>.
- [8]. M. J. Wagner, P. Gilman, M. J. Wagner, and P. Gilman, “Technical Manual for the SAM Physical Trough Model Technical Manual for the SAM Physical Trough Model,” no. June, 2011.
- [9]. Paul Breeze, Solar Power Generation. Academic Press.
- [10]. “Protermosolar.” [Online]. Available: <https://www.protermosolar.com>.
- [11]. “Tubo EP2” [Online] Available: <https://empresite.eleconomista.es/TUBO-SOL-PE2.html>
- [12]. Romero González, Juan Francisco. Estudio y optimización de una planta de ósmosis inversa de tratamiento de agua para una

- industria alimentaria. Trabajo de fin de grado, Escuela Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, Sevilla
- [13]. Veza, José Miguel (2002). Introducción a la Desalación de Aguas. Gran Canaria: Servicio de publicaciones y producción documental de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria
- [14]. Agüera Soriano, José (2002). Mecánica de fluidos incompresibles y turbomáquinas hidráulicas. Madrid: Editorial Ciencia.
- [15]. Medina San Juan, José Antonio (1999). Desalación de aguas salobres y de mar. Ósmosis Inversa. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.
- [16]. Gutiérrez López, Belén (2012). Recuperación de energía de la salmuera. Tesis doctoral, Ingeniería Química, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid.
- [17]. Guía de Desalación: aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano. Ministerio de sanidad y política social.
- [18]. Plan Hidrológico de Tenerife. Cabildo de Tenerife.
- [19]. Madrid Vicente, Antonio (2009). Energías renovables (fundamentos, tecnologías y aplicaciones) (primera edición). Madrid: AMV Ediciones, Mundi-Prensa.
- [20]. Consejo Insular de Aguas de Tenerife: www.aguastenerife.org/
- [21]. Comisión Nacional del Agua: www.conagua.gob
- [22]. Centro Canario del Agua: www.fcca.es
- [23]. J.Blanco, Manuel; Ramírez, Lourdes. "Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology". O'Reilly for Higher Education, 2016. URL: <https://learning-oreilly-com.accedys2.bbtk.ull.es/library/view/advances-inconcentrating/9780081005170/?ar>
- [24]. Breeze, Paul. "Solar Power Generation". O'Reilly for Higher Education, 2016. URL: <https://learning-oreilly-com.accedys2.bbtk.ull.es/library/view/solar-powergeneration/9780128040546/xhtml/Cover.xhtml>
- [25]. Food and Agriculture Organization of the United Nations: www.fao.org

- [26]. Instituto Canario de Estadística:
www.gobiernodecanarias.org/istac/
- [27]. Pérez Talavera, José Luis (Febrero 2017). Avances en la investigación e ingeniería de las técnicas e instalaciones de desalación de agua de mar en las Islas Canarias, [en línea]. Tenerife: Fundación General de la Universidad de La Laguna. Disponible en: <http://campus.fg.ull.es/>
- [28]. “Power from the sun.” [Online]. Available: <http://www.powerfromthesun.net/Book/chapter03/chapter03.html>.
- [29]. Polígono Industrial de Granadilla S.A.: www.polgran.com
- [30]. Veza, JM (2002). Introducción a la desalación de aguas. Las Palmas de Gran Canaria: Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Servicio de Publicaciones.
- [31]. EDAM Obtenido de <https://es.climate-data.org/europe/espana/tenerife-10021/>
- [32]. Normativa sanitaria de aguas de consumo humano. (2005). Toledo: Dirección General de Salud Pública y Participación.
- [33]. Inicio - Porque la vida es fluida - control de flujo y aplicadores. (Dakota del Norte). Obtenido de <https://www.sulzer.com/>
- [34]. “Gobierno de España, Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico” [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/>
- [35]. “Turboden” [Online] Available: <https://www.turboden.com/>
- [36]. “Protenders”[Online]. Available: <https://www.protenders.com/projects/puerto-errado-1>