



Centro Universitario de la Defensa en la Escuela Naval Militar

TRABAJO FIN DE GRADO

*Diseño preliminar de una planta OTEC para la producción de
energía eléctrica en las Islas Canarias*

Grado en Ingeniería Mecánica

ALUMNO: Hugo Zebensuí Riquelme García

DIRECTORES: Antón Cacabelos Reyes
Arturo González Gil

CURSO ACADÉMICO: 2021-2022

Universida_{de}Vigo



Centro Universitario de la Defensa en la Escuela Naval Militar

TRABAJO FIN DE GRADO

*Diseño preliminar de una planta OTEC para la producción de
energía eléctrica en las Islas Canarias.*

Grado en Ingeniería Mecánica

Intensificación en Tecnología Naval
Cuerpo General

Universida_{de}Vigo

RESUMEN

El océano, gracias a su extensión y características, es el colector solar y el sistema de almacenamiento de energía térmica más grande del planeta. Se estima que anualmente absorbe 4000 veces la demanda energética mundial actual en forma de calor. Los retos que presentan la creciente demografía, el calentamiento global y la limitación de los recursos obligan a la búsqueda de nuevas formas de obtención de energía que sean rápidas, baratas y fiables.

Los sistemas OTEC (*Ocean Thermal Energy Conversion*) aprovechan el gradiente térmico entre el agua superficial y profunda de los entornos marinos para producir una serie de recursos muy diversificados, como son energía eléctrica, agua potable o alimento entre otros. Además, lo realizan de forma renovable, ininterrumpida y sin necesidad de combustibles fósiles.

En España, aunque existen emplazamientos óptimos para su aprovechamiento, no se han realizado investigaciones sobre la materia, centrándose prácticamente la totalidad de instalaciones piloto en el Océano Pacífico.

El presente trabajo, dividido en cuatro fases bien diferenciadas aborda la posibilidad de desarrollar una planta OTEC en el archipiélago de las Islas Canarias. En primer lugar, estudia las modificaciones que se le realizan al clásico ciclo Rankine y las diferentes formas en las que puede ser su rendimiento aumentado para determinar la instalación que se pretende construir. Seguidamente la siguiente fase valora los diferentes emplazamientos en donde podría colocarse. La tercera parte del proyecto analiza los impactos socio ambientales del lugar escogido en el apartado anterior. Por último, se realiza un breve análisis económico de la planta OTEC.

PALABRAS CLAVE

OTEC (*Ocean Thermal Energy Conversion*), SOTEC (*Solar boosted Ocean Thermal Energy Conversion*), ciclo Rankine, energía maremotérmica, energía renovable, Islas Canarias.

AGRADECIMIENTOS

Siempre estaré en deuda con ellos, estén o no conmigo, entre cuyas prioridades figura mi bienestar,
con ellos, que me ofrecen su apoyo incondicional para afrontar juntos las dificultades,
con ellos, que con su valores, enseñanzas y acciones son mi ejemplo,
con ellos, que me guían para que navegue en la dirección correcta,
con ellos, que despiertan y dan alas a mi curiosidad
y por supuesto, ellos, con quiénes compartir mi tiempo es un privilegio.

No necesitan de presentación, ellos saben quiénes son.
Sinceras gracias, a todos ustedes.

CONTENIDO

Contenido	5
Índice de Figuras	7
Índice de Tablas	9
Índice de Ecuaciones	11
1 Introducción y objetivos	13
1.1 Tecnología OTEC	13
1.2 Dependencia energética de las Islas Canarias	15
1.3 Alcance del proyecto	16
2 Estado del arte	19
2.1 Energía maremotérmica	19
2.1.1 Potencial maremotérmico mundial	19
2.2 Ciclos de trabajo	22
2.2.1 Introducción a los ciclos termodinámicos	22
2.2.2 Ciclo Rankine	23
2.3 Origen de la tecnología OTEC	24
2.4 Sistemas OTEC	26
2.4.1 Ciclo Cerrado	26
2.4.2 Ciclo Abierto	27
2.4.3 Ciclo Híbrido	28
2.5 Optimizaciones del Ciclo Cerrado	29
2.5.1 SOTEC (Solar Boosted Ocean Thermal Energy Conversion)	29
2.5.2 EP-OTEC (Ejector Pump Ocean Energy Thermal Conversion)	31
2.5.3 Ciclo Kalina	32
2.6 Características de la tecnología OTEC	33
2.6.1 Productos y subproductos	33
2.6.2 Impacto medioambiental	34
2.7 Estado actual de la tecnología OTEC	35
2.7.1 Retos técnicos	35
2.7.2 Retos económicos	35
3 Diseño preliminar	37
3.1 Fase I: Estudio del ciclo de trabajo	37
3.1.1 Situación y objetivos de la Fase I	37
3.1.2 Selección del ciclo de trabajo	39
3.1.3 Elección del fluido de trabajo	40
3.1.4 Simulaciones	42
3.1.5 Análisis Ciclo SOTEC	46
3.1.6 Comprobación de los resultados	48
3.1.7 Conclusiones Fase I	51
3.2 Fase II: Elección del emplazamiento	52
3.2.1 Importancia, alcance y metodología de la Fase II	52
3.2.2 Aplicación de criterios de primer nivel	52
3.2.3 Conclusión tras la aplicación de los criterios de primer nivel	62
3.2.4 Aplicación de los criterios de segundo nivel	63
3.2.5 Emplazamiento final	69
3.3 Fase III: Impacto social y medioambiental	70
3.3.1 Importancia y alcance de la Fase III	70

3.3.2 Impactos medioambientales durante el periodo de construcción.....	70
3.3.3 Impactos medioambientales durante el periodo de operación.....	71
3.3.4 Impactos sociales.....	75
3.4 Fase IV: Estudio económico.....	77
3.4.1 Situación y objetivos de la Fase IV.....	77
3.4.2 Turbina	77
3.4.3 Sistema de bombeo.....	80
3.4.4 Sistemas de tuberías	85
3.4.5 Intercambiadores de calor. (Evaporador y condensador).....	87
3.4.6 Colectores solares.....	89
3.4.7 Análisis económico	89
4 Conclusiones	93
4.1 Conclusiones finales	93
4.2 Líneas futuras.....	93
5 Bibliografía	95
Anexo I: Consumo de combustibles fósiles en las Islas Canarias	101
Anexo II: Datos turbina <i>De Pretto Industrie</i>	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Reparto de temperatura superficial del mar a nivel mundial. Junio 2020 [3].	14
Figura 1-2 Reparto de temperatura superficial del mar a nivel mundial. Enero 2020 [3].	14
Figura 1-3 Archipiélago Canario [5].	15
Figura 1-4 Configuración del parque de generación de cada isla canaria según potencia eléctrica. Año 2019 [6].	15
Figura 2-1 Distribución recurso térmico oceánico [2].	20
Figura 2-2 Capas del océano [12].	20
Figura 2-3 Termoclina [2].	21
Figura 2-4 Distribución principales corrientes oceánicas [13].	21
Figura 2-5 Diagrama T-S y esquema de un Ciclo Rankine [15].	23
Figura 2-6 Dispositivo OTEC diseñado por Claude [17].	25
Figura 2-7 Principales proyectos de plantas OTEC desarrollados [18].	26
Figura 2-8 Esquema Ciclo Cerrado [2].	26
Figura 2-9 Esquema Ciclo Abierto [2].	27
Figura 2-10 Esquema Ciclo Híbrido [2].	28
Figura 2-11 Esquema Ciclo cerrado con SOTEC para el precalentamiento del agua superficial [21].	30
Figura 2-12 Esquema Ciclo cerrado con SOTEC para el supercalentamiento del fluido de trabajo [20].	30
Figura 2-13 Esquema Ciclo cerrado con EP-OTEC [1].	31
Figura 2-14 Diagrama T-S de un Ciclo Kalina y un Ciclo OTEC convencional [19].	32
Figura 2-15 Esquema de las posibilidades ofrecidas por las plantas OTEC [4].	33
Figura 3-1 Distribución de temperaturas en función de la profundidad. Tenerife sur. Año 2019 [3].	38
Figura 3-2 Gráfica y pendiente de profundidad en la costa sur de Tenerife [31].	38
Figura 3-3 Ciclo CC convencional con R717 en <i>DWSIM</i>	44
Figura 3-4 Ciclo CC convencional con R290 en <i>DWSIM</i>	45
Figura 3-5 Datos de producción eléctrica fotovoltaica mensual en Canarias. Año 2019 [6].	46
Figura 3-6 Ciclo SOTEC con R717 en <i>DWSIM</i>	47
Figura 3-7 Localizaciones de las batimetrías realizadas [31].	53
Figura 3-8 Batimetrías al este de Fuerteventura. Puerto del Rosario. Año 2019 [3].	54
Figura 3-9 Batimetrías al este de Las Palmas de Gran Canaria. Año 2019 [3].	54
Figura 3-10 Batimetrías al oeste de La Palma. Año 2019 [3].	55
Figura 3-11 Imagen relieve submarino de la isla de Lanzarote [31].	55
Figura 3-12 Perfil relieve submarino de la isla de Lanzarote [31].	56
Figura 3-13 Imagen relieve submarino de la isla de Fuerteventura [31].	56
Figura 3-14 Perfil relieve submarino de la isla de Fuerteventura [31].	57
Figura 3-15 Imagen relieve submarino de la isla de Gran Canaria [31].	57
Figura 3-16 Perfil relieve submarino de la isla de Gran Canaria [31].	58
Figura 3-17 Imagen relieve submarino de la isla de El Hierro [31].	58
Figura 3-18 Perfil relieve submarino de la isla de El Hierro [31].	59
Figura 3-19 Imagen relieve submarino de la isla de La Gomera [31].	59
Figura 3-20 Perfil relieve submarino de la isla de La Gomera [31].	60
Figura 3-21 Imagen relieve submarino de la isla de La Palma [31].	60
Figura 3-22 Perfil relieve submarino de la isla de La Palma [31].	61
Figura 3-23 Imagen relieve submarino de la isla de Tenerife [31].	61
Figura 3-24 Perfil relieve submarino de la isla de Tenerife [31].	62
Figura 3-25 Llegada al mar de la lava del volcán Cumbre Vieja [42].	64
Figura 3-26 Espacios marinos protegidos en las Islas Canarias Occidentales [43].	65
Figura 3-27 Espacios terrestres protegidos en las Islas Canarias Occidentales [44], [45].	65
Figura 3-28 Características emplazamiento OTEC en La Gomera [45].	66

Figura 3-29 Características emplazamiento OTEC en El Hierro [45].	67
Figura 3-30 Características emplazamiento OTEC en La Palma [45].	67
Figura 3-31 Puerto de Santa Cruz de Tenerife [45].	68
Figura 3-32 Dársena Pesquera de Santa Cruz de Tenerife [45].	68
Figura 3-33 Descarga submarina de una planta OTEC [24].	72
Figura 3-34 Ratio de emisiones de dióxido de carbono entre las principales formas de extracción energética [47].	74
Figura 3-35 Localización de Canarias en el mapa político mundial [49].	76
Figura 3-36 Turbina de la firma <i>De Pretto Industrie</i> [53].	78
Figura 3-37 Parámetros operación turbina SST-600, <i>Siemens Energy</i> [54].	79
Figura 3-38 Esquema turbina SST-600, <i>Siemens Energy</i> [54].	79
Figura 3-39 Parámetros operación turbina SST-800, <i>Siemens Energy</i> [54].	79
Figura 3-40 Esquema de la turbina SST-800, <i>Siemens Energy</i> [54].	80
Figura 3-41 Fenómeno de la piconocline [56].	81
Figura 3-42 ZLM Horizontal Slip Case Pump [57].	82
Figura 3-43 Horizontal, axially split case pump (BB1) [58].	83
Figura 3-44 <i>Bomba horizontal de carcasa partida ZW</i> [59].	84
Figura 3-45 Sección de un oleoducto submarino [61].	85
Figura 3-46 Diagrama tubería aguas profundas [62].	86
Figura 3-47 Diagrama intercambiador de placas de flujos opuesto [61], [63].	87
Figura 3-48 Intercambiadores de calor de la firma <i>Aiprel</i> [63].	88
Figura 3-49 Colectores solares modelo <i>SO 7000 TF V/H</i> [65].	89
Figura 3-50 Gráfico costes planta SOTEC	90
Figura 3-51 Gráfico porcentaje costes planta SOTEC	91
Figura 4-1 Buque OTEC [17]	94
Figura 0-1 Datos turbina <i>De Pretto Industrie</i> [53]	105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Factores de planta de las energías renovables.	34
Tabla 2-2 Factores de planta de las energías no renovables.	34
Tabla 3-1 Datos refrigerantes.....	41
Tabla 3-2 Datos propiedades de riesgo de los refrigerantes	41
Tabla 3-3 Clasificación de seguridad por flamabilidad y toxicidad.	42
Tabla 3-4 Clasificación de seguridad de los refrigerantes [7].	42
Tabla 3-5 Caudales iniciales de simulación obtenido de la bibliografía [38].	43
Tabla 3-6 Datos de temperatura, presión y caudal mostrados en la Figura 3-3.....	44
Tabla 3-7 Comparación caudales CC R-717 y R-290.....	45
Tabla 3-8 Datos de temperatura, presión y caudal del CC mostrado en la Figura 3-4	45
Tabla 3-9 Datos de temperatura, presión y caudal del SOTEC mostrado en la Figura 3-6.....	48
Tabla 3-10 Datos de temperatura, presión y entalpía del R717 obtenidos mediante <i>Peace Software</i>	48
Tabla 3-11 Producción eléctrica en los dos modos de funcionamiento	51
Tabla 3-12 Relación de los colores con la profundidad.....	53
Tabla 3-13 Veriles según la distancia a costa e isla [31].	62
Tabla 3-14 Ponderaciones de peligros naturales.....	64
Tabla 3-15 Ponderaciones probabilidad daño ecológico	66
Tabla 3-16 Ponderaciones disponibilidad de espacio.	69
Tabla 3-17 Ponderaciones finales	69
Tabla 3-18 Ppm en el agua profunda y superficial	73
Tabla 3-19 Caudales ciclo SOTEC Figura 3-6.	80
Tabla 3-20 Dimensiones intercambiador modelo <i>APN45L3</i> [63].....	88
Tabla 3-21 Costes planta SOTEC.	90
Tabla 3-22 Datos capacitivos de los diferentes tipos de energías. [67]	92
Tabla 0-1 Evolución de las importaciones de crudo en Canarias por país de procedencia [6].....	101
Tabla 0-2 Evolución de las importaciones nacionales de hidrocarburos en Canarias [6].....	102
Tabla 0-3 Suministros al mercado interior de Canarias, por isla y producto. Año 2019 [6].	103

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 2-1 Primera Ley de la Termodinámica.....	22
Ecuación 2-2 Rendimiento de Carnot	23
Ecuación 2-3 Rendimiento de Carnot	29
Ecuación 2-4 Rendimiento de Carnot aplicado a las condiciones de un ciclo OTEC	29
Ecuación 3-1 Balance energético de la turbina en la simulación de la Figura 3-6.	49
Ecuación 3-2 Balance energético de la turbina con los datos de <i>Peace Software</i>	49
Ecuación 3-3 Balance energético del evaporador en la simulación de la Figura 3-6.	49
Ecuación 3-4 Balance energético del evaporador con los datos de <i>Peace Software</i>	49
Ecuación 3-5 Balance energético del condensador en la simulación de la Figura 3-6.	50
Ecuación 3-6 Balance energético del condensador con los datos de <i>Peace Software</i>	50
Ecuación 3-7 Balance energético del colector solar en la simulación de la Figura 3-6.....	50
Ecuación 3-8 Balance energético del colector solar con los datos de <i>Peace Software</i>	50
Ecuación 3-9 Ecuación de la densidad.....	81
Ecuación 3-10 Volumen en función de la masa y el volumen.....	81
Ecuación 3-11 Cálculo de los litros de AP.	81
Ecuación 3-12 Cálculo del caudal de AP para una hora.	82
Ecuación 3-13 Cálculo número de bombas para AP.....	82
Ecuación 3-14 Cálculo de los litros de AS.	83
Ecuación 3-12 Cálculo del caudal de AS para una hora.	83
Ecuación 3-16 Cálculo número de bombas para AS.....	83
Ecuación 3-17 Cálculo de los litros de amoníaco.	84
Ecuación 3-18 Cálculo del caudal de amoníaco para una hora.....	84
Ecuación 3-19 Cálculo número de bombas para amoníaco.	84
Ecuación 3-20 Caudal en función de la sección y la velocidad.....	86
Ecuación 3-21 Cálculo de la velocidad de aspiración del AP.....	87
Ecuación 3-22 Cálculo de la velocidad de aspiración del AS.....	87
Ecuación 3-19 Cálculo del número de intercambiadores de calor.....	88
Ecuación 3-24 Precio del kW neto instalado en modo OTEC convencional.....	91
Ecuación 3-25 Precio del kW neto instalado en modo SOTEC.....	91

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Tecnología OTEC.

La energía maremotérmica puede definirse como la cantidad de energía en forma de calor que almacenan los océanos del planeta. A pesar de que este recurso es capaz de suplir con creces la demanda energética mundial, el competitivo precio de los combustibles fósiles relegó su explotación a un segundo plano. Con el encarecimiento del barril de crudo en los últimos lustros, el hincapié en la toma de medidas para combatir el cambio climático y el surgimiento de las energías verdes ha creado un ambiente favorable al resurgimiento de la idea de aprovechar este recurso energético.

Para llevar esto a cabo se desarrolla la tecnología OTEC. Catalogada como una de las pocas energías renovables capaces de generar elevadas potencias eléctricas a gran escala [1]. Además, permite la explotación de forma ininterrumpida. Al comportarse los océanos como focos térmicos -en los que su temperatura no varía sustancialmente entre la noche y el día- las plantas OTEC pueden operar de forma continua, al contrario que otras energías verdes como la energía eólica o solar, que dependen de la disponibilidad del recurso.

La extracción de energía maremotérmica se basa en la utilización del ciclo de potencia Rankine, pero con la introducción de algunas variaciones. Normalmente los beneficios de este ciclo se explotan en centrales nucleares o térmicas para la producción de energía eléctrica mediante turbinas. Por ello, el fluido -normalmente agua- se evapora gracias al calor liberado por el núcleo radioactivo o la combustión de carbón o petróleo.

La tecnología OTEC cambia en primer lugar el agua que se utiliza como fluido de trabajo por un refrigerante. Lo más comúnmente utilizado es amoníaco y en menor medida líquidos orgánicos como propano o freón. Una de las características más destacables es su evaporación a temperaturas relativamente bajas -en el rango de los 20°C-30°C- en condiciones normales. Además, no necesita de la quema de combustible alguno, ya que los focos caliente y frío son creados a partir del bombeo de agua marina superficial (AS) y profunda (AP) respectivamente. Estos a su vez se valen de intercambiadores de calor para evaporar y condensar el fluido de trabajo. Para recircular el líquido y cerrar el ciclo se añade una bomba que lo envía de nuevo al evaporador.

Las plantas OTEC se dividen en Ciclo Cerrado (CC), que maximizan exclusivamente la producción de electricidad, en Ciclo Abierto (CA), produciendo menos energía eléctrica, pero supliendo esta deficiencia con la obtención de aproximadamente dos millones de litros de agua potable por MW. Por último, se encuentran las que operan mediante un Ciclo Híbrido (CH), que combina lo mejor de las dos anteriores. La complicación en la instalación hace que los

mantenimientos sean extremadamente costosos.

Aunque el desarrollo e instalación de dispositivos OTEC tiene un gran potencial, como cualquier elemento, también consta de sus limitaciones. La más significativa es su localización. Para que las plantas operen correctamente, debe existir una diferencia de temperatura entre la superficie y las profundidades del mar de mínimo 18°C ininterrumpidamente. Como de forma generalizada se pueden obtener 3°C constantes a un kilómetro de profundidad, el verdadero factor limitante es encontrar una situación donde el agua superficial no caiga por debajo de los límites anteriormente impuestos. Estas localizaciones se concentran en latitudes bajas, próximas al Ecuador, donde la radiación solar es mayor [2]. En la Figura 1-1 extraída del software *ARGO* [3] puede observarse cómo se reparten estas temperaturas en el globo durante el mes de junio, año 2020.

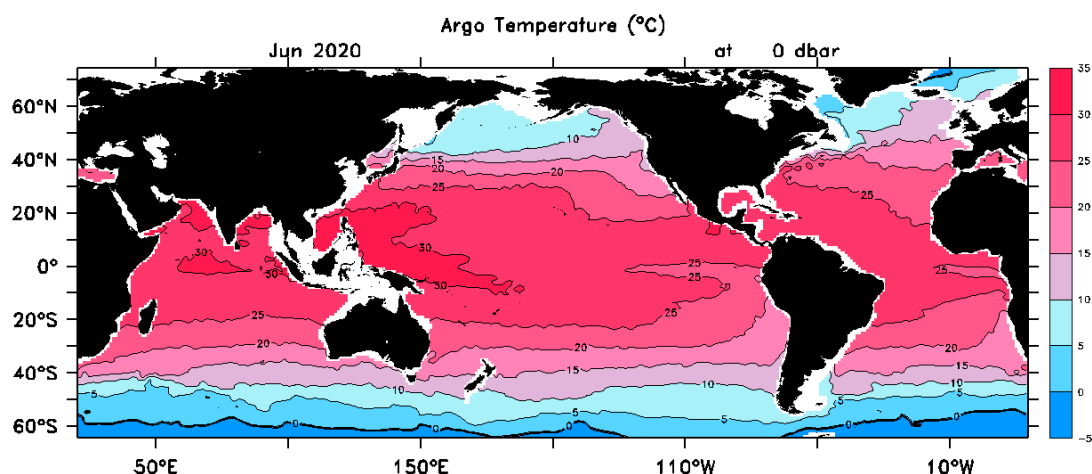


Figura 1-1 Reparto de temperatura superficial del mar a nivel mundial. Junio 2020 [3].

Si la Figura 1-1 se contrasta con la Figura 1-2 es posible observar que durante los meses más fríos -enero del mismo año- en el hemisferio norte los cambios son evidente. En el caso de España la línea que divide el rango 20°C - 25°C de los 5°C - 20°C se mantiene en la costa sur de la Península en verano mientras que se traslada a latitudes más próximas a las Islas Canarias en invierno.

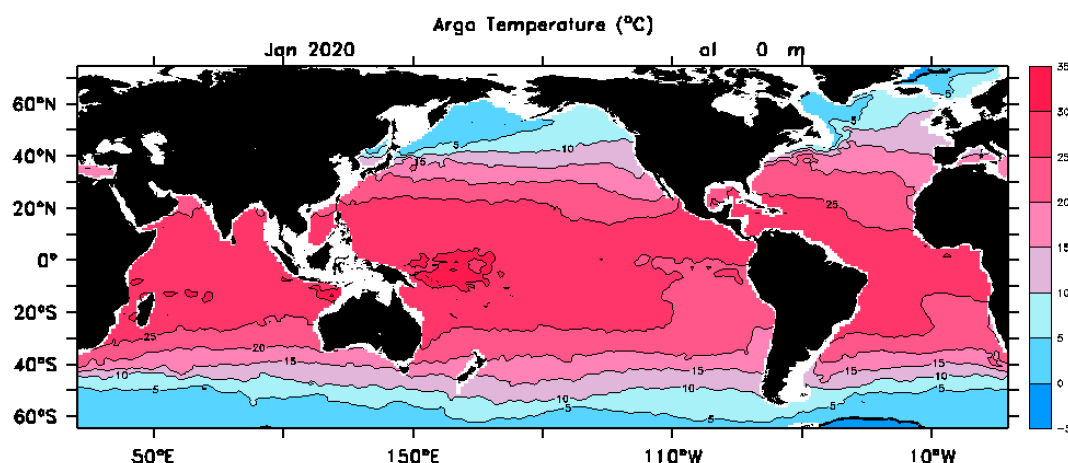


Figura 1-2 Reparto de temperatura superficial del mar a nivel mundial. Enero 2020 [3].

Aunque el territorio peninsular de España está catalogado como no apto para la operación de plantas OTEC, al no mantener durante las épocas invernales el gradiente térmico necesario, existen excepciones [4]. Es el caso del archipiélago canario. Se encuentra en el límite superior de esta franja óptima, por lo que es viable la instalación de dispositivos OTEC. El inconveniente es la

disminución en el rendimiento al no conseguirse amplias diferencias de temperatura entre el agua superficial y profunda.

1.2 Dependencia energética de las Islas Canarias

El archipiélago de las Islas Canarias es un grupo de siete islas de nacionalidad española. Situadas en el océano Atlántico, frente a la costa de Marruecos. Pueden clasificarse como Islas Mayores Tenerife y Gran Canaria, que contienen a las ciudades de Santa Cruz de Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria respectivamente, sendas capitales de provincia. Destacan por aglutinar a la mayor parte de la población canaria y contener las instalaciones industriales, portuarias y militares de mayor relevancia. Por otro lado, las Islas Menores están compuestas por La Palma, El Hierro y La Gomera en la provincia tinerfeña y Fuerteventura junto con Lanzarote en la provincia cuya capital se encuentra en Las Palmas de Gran Canaria. En la Figura 1-3 es posible observar su distribución geográfica.



Figura 1-3 Archipiélago Canario [5].

Como todo territorio insular, su aprovisionamiento entraña una serie de complicaciones a las que no es necesario hacer frente en el resto del país, a excepción -en menor medida- en el archipiélago balear. Uno de los aspectos de mayor relevancia es la dependencia energética del territorio canario. Más de la mitad de la potencia eléctrica es producida gracias a la quema de combustibles fósiles. Esta diferencia se acentúa especialmente en las Islas Mayores, más industrializadas. En la Figura 1-4 se muestran los datos -en MW- de lo anteriormente comentado.

Fuentes de energía primaria	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
PRODUCTOS DERIV. PETRÓLEO								
Centrales térmicas	999,18	1.046,50	232,26	187,02	105,34	21,17	14,91	2.606,38
Refinería	-	25,90	-	-	-	-	-	25,90
Cogeneración	24,88	39,20	-	-	-	-	-	64,08
Total productos deriv. petróleo	1.024,06	1.111,60	232,26	187,02	105,34	21,17	14,91	2.696,36
FUENTES RENOVABLES								
Eólica ^{(1) (2)}	159,30	195,65	22,30	28,66	6,97	0,36	0,00	413,24
Fotovoltaica ^{(1) (3)}	37,17	107,16	7,39	11,91	4,03	0,01	0,03	167,69
Minihidráulica	-	1,22	-	-	0,80	-	-	2,02
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	22,80	22,80
Biogás (vertedero)	-	1,60	2,10	-	-	-	-	3,70
Total fuentes renovables	196,47	305,63	31,79	40,57	11,80	0,37	22,83	609,44
TOTAL	1.220,53	1.417,23	264,05	227,59	117,14	21,54	37,74	3.305,81

Figura 1-4 Configuración del parque de generación de cada isla canaria según potencia eléctrica. Año 2019 [6].

La diferencia entre demandas es sustancial. Se puede diferenciar tres tipos de situaciones en base a los datos extraíbles de la última fila de la Figura 1-4, que cuantifica la cantidad de energía eléctrica aportada. La primera de ellas es la concerniente a las Islas Mayores -Tenerife y Gran Canaria- que superan el GW de potencia. Seguidamente se encuentran Lanzarote, Fuerteventura y La Palma, que sobrepasan el centenar de MW. Por último, se sitúan el Hierro y la Palma, que no superan el límite anteriormente mencionado.

A raíz del elevado coste de la producción energética en territorios insulares sumado a su dependencia de los combustibles fósiles crea un entorno en el que la introducción de vectores de explotación de energía renovable es extremadamente factible. Ejemplo de ello puede observarse en el archipiélago hawaiano, en el que el precio de los combustibles alcanza un sobre coste del 70%. Debido a esto, la investigación de estas tecnologías verdes es mucho más importante que en cualquier otro territorio estadounidense [7]. En el caso de Canarias puede observarse esta dependencia del recurso fósil en el Anexo I: Consumo de combustibles fósiles en las Islas Canarias en el que se destaca el dato de consumo anual de más de 3 millones de toneladas métricas en diferentes combustibles.

Otro aspecto de primer nivel es la obtención de agua potable con la que abastecer a la población insular. Se cumple de esta manera el nexo agua-energía. La producción de esta última implica grandes caudales del fluido y, por otro lado, la obtención y distribución del indispensable líquido requiere de una elevada cantidad de energía [8].

Por ello la tecnología OTEC, capaz de suplir al unísono las dos necesidades sin necesidad alguna de combustibles fósiles de forma ininterrumpida es una de las mejores opciones dentro de las renovables a tener en cuenta en estos escenarios. Es considerada como el método de extracción verde con mayor capacidad de generación de energía a gran escala.

1.3 Alcance del proyecto

Este proyecto tiene como objetivo la conceptualización del diseño inicial de una planta OTEC de ciclo cerrado con capacidad neta de 30 MW de potencia eléctrica neta para su posible instalación en las islas canarias.

Para llevar a cabo esto se dividirá el proyecto en cuatro fases bien diferenciadas además de una preliminar:

- Fase preliminar: Investigación bibliográfica sobre el estado de la tecnología OTEC, sus beneficios, impacto e inconvenientes en la actualidad. Se plasma en el Estado del Arte contenido en el proyecto.
- Fase I: Estudio del ciclo de trabajo y elección del fluido. En este apartado se estudiará el comportamiento del ciclo Rankine bajo diferentes condiciones de presión, temperatura y variando el fluido de trabajo, con el objetivo de escoger la combinación óptima. Además, se estudiará la posibilidad de mejorar la eficiencia del ciclo mediante la tecnología SOTEC (*Solar boosted Ocean Energy Conversion*). Para ello se ha utilizado el software *DWSIM*, simulador de procesos químicos industriales. Inicialmente se ha partido de los datos ofrecidos por plantas piloto ya operativas y proyectos desarrollados para establecer los parámetros iniciales de temperatura, presión y caudal. Verificada la viabilidad del ciclo, se modificaron los datos para adaptarlo a las condiciones en las que se encontraría la planta en Canarias. Tras comprobar que es posible la operatividad de una planta OTEC en las islas, ha sido modificar los parámetros una vez más para asegurar que aporta la potencia eléctrica deseada. Este diseño es el que se presenta en el proyecto. La última modificación realizada es la introducción de la optimización SOTEC al ciclo OTEC convencional.

- Fase II: Una vez definido el sistema que se pretende instalar, la segunda fase se centra en escoger un emplazamiento adecuado para el dispositivo OTEC en función de diferentes parámetros. Estos han sido escogidos en base a los aspectos que varios autores en la bibliografía han considerado relevantes para la instalación de una planta OTEC y a su vez han sido divididos en de primer y segundo nivel. Mientras que los primeros son directamente excluyentes, para los de segundo orden se realiza una ponderación en función de las condiciones de cada localización. Se analiza cada isla de forma individual y finalmente se concluye una posible localización exacta.
- Fase III: Escogido el emplazamiento se introducen los posibles efectos medioambientales y sociales que derivan de una planta OTEC en base a lo obtenido de la bibliografía. Se clasifican en efectos medioambientales producidos en el periodo de construcción, efectos medioambientales producidos en el periodo de operación y efectos sociales. Una vez presentados se particularizan para la localización concluida en el apartado anterior.
- Fase IV: Finalmente, escogida la localización geográfica óptima para el sistema, se tratará de encontrar en el mercado los elementos más significativos de la instalación para realizar un pequeño estudio de viabilidad económica del sistema con el objetivo de clarificar si es competitivo en el entorno en el que se pretende desarrollar.

2 ESTADO DEL ARTE

2.1 Energía maremotérmica

2.1.1 Potencial maremotérmico mundial.

La Tierra, es denominado Planeta Azul debido a que dos tercios de su superficie se encuentra cubierta por extensiones líquidas, de las cuales el 97,7% hacen referencia a los espacios oceánicos. Haga clic o pulse aquí para escribir texto. Una de las características principales en comparación con los entornos terrestres es que los mares tienen un calor específico más elevado. Esto quiere decir que para aumentar un grado su temperatura es necesaria una cantidad de energía significativamente mayor. Por lo tanto, se calientan y enfrían más lentamente que las masas continentales [2].

El Sol es considerada la fuente principal de energía atmosférica. Las radiaciones que inciden sobre nuestro planeta pueden diferenciarse entre las absorbidas por el mismo y las reflejadas de nuevo al espacio. Al centrar la atención en las asimiladas por la Tierra -que se estiman en 600 millones de TWh en forma de energía solar-, los océanos, debido a la característica anteriormente mencionada y a su extensión absorben una proporción elevada de esta energía. Tanto es así que se estima que el recurso útil OTEC oscila -en relación con la opinión de varios estudios- sobre los 40.000 millones de MW [9]. Este recurso supera ampliamente las necesidades energéticas de la población mundial. Expertos indican que llega a alcanzar 4.000 veces el consumo humano actual. En otras palabras, si se pudiera extraer el 1% de la energía térmica almacenada en los océanos, con un rendimiento del 3%, la humanidad vería satisfechas sus necesidades energéticas [10].

Este recurso no se distribuye de forma homogénea por los mares, ni en su dimensión vertical, ni en la horizontal. En primer lugar, la radiación solar no incide de igual forma en toda la superficie oceánica. Las latitudes más próximas al Ecuador (30°N a 30°S) son denominadas latitudes bajas y reciben la mayor parte de la energía absorbida por las grandes masas de agua [7]. Por lo tanto, a pesar de no estar concentrado en espacios relativamente pequeños como otras fuentes de energía, el recurso térmico oceánico se localiza en zonas tropicales y ecuatoriales. No por ello disminuye su potencial ya que diariamente, los 60 millones de kilómetros cuadrados de océano tropical absorben una cantidad de energía solar equivalente a 245 billones de barriles de crudo [11]. En la Figura 2-1 puede observarse el espectro de distribución de este recurso expresado mediante la media anual de diferencia de temperatura entre la superficie y los 1000 m de profundidad.

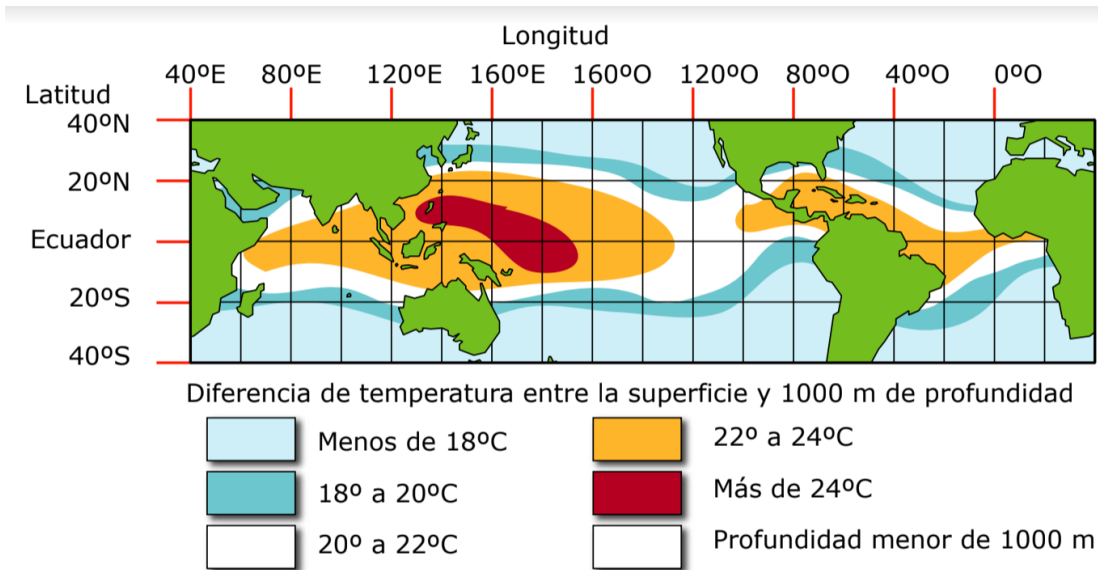


Figura 2-1 Distribución recurso térmico oceánico [2].

Como puede observarse, la mayor parte de los emplazamientos óptimos para el desarrollo de la tecnología OTEC se concentran en zonas próximas a la línea ecuatorial. La razón de esto viene determinada por dos razones. La primera de ellas es la diferencia de temperatura entre las profundidades marinas y la superficie. Para hacer funcionar una máquina térmica de esta naturaleza, un gradiente de mínimo 18°C es necesario. La segunda razón es la continuidad en el tiempo de esta diferencia. Para que la energía que produce una planta OTEC no varíe de forma estacional, debe asegurarse esa temperatura mínima de diferencia todo el año.

De igual manera que la temperatura a lo largo de los océanos no es uniforme en toda su extensión, tampoco lo es a medida que aumenta la profundidad. A mayor distancia de la superficie, la temperatura disminuye debido a la falta de radiación solar. Podría pensarse que este cambio es gradual, pero no se produce así. El océano se divide en capas en función de la profundidad. Desde la superficie hasta los 200 metros se conoce como zona epipelágica y desde los 200 hasta los 1000 metros como mesopelágica. Por último las cotas profundas se dividen en batipelágica, abisopelágica y hadopelágica en función de su distancia a superficie. En la Figura 2-2 es posible observar la división en niveles del océano.

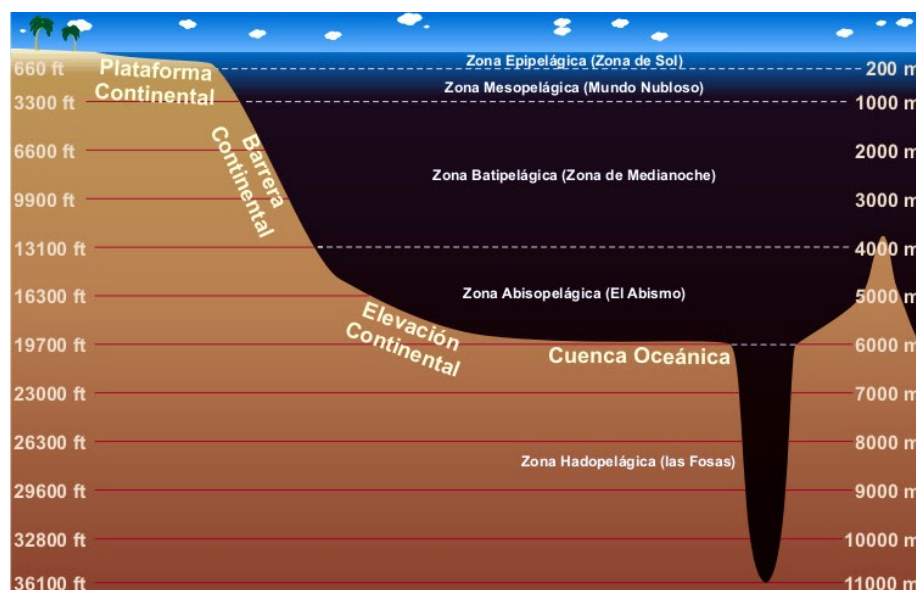


Figura 2-2 Capas del océano [12].

Los cambios más bruscos de temperatura se producen en la zona mesopelágica y son denominados termoclinas [7]. La Figura 2-3 ilustra el comportamiento de este fenómeno.

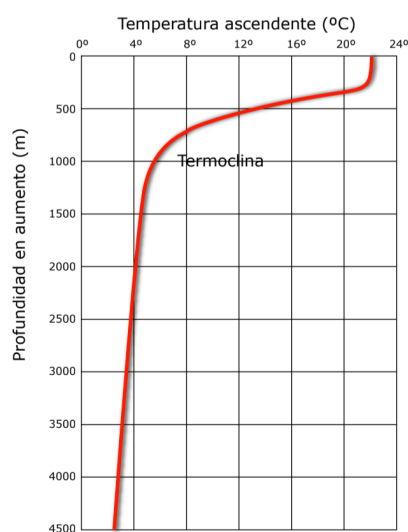


Figura 2-3 Termoclina [2].

Los dos factores anteriores concluyen en una única variable que resulta en la mayor condicionante de la tecnología OTEC; la localización de la diferencia de temperatura óptima entre las AS (Aguas Superficiales) y AP (Aguas Profundas). Potencial maremotérmico aprovechable.

Los océanos son máquinas perfectas en lo que a distribución de calor a nivel global se refiere. Las corrientes marinas desplazan ingentes masas de agua a través del globo distribuyendo oxígeno, nutrientes y sirviendo de autopistas para las grandes migraciones de muchas especies. En la Figura 2-4 es posible observar las principales corrientes marinas del planeta.

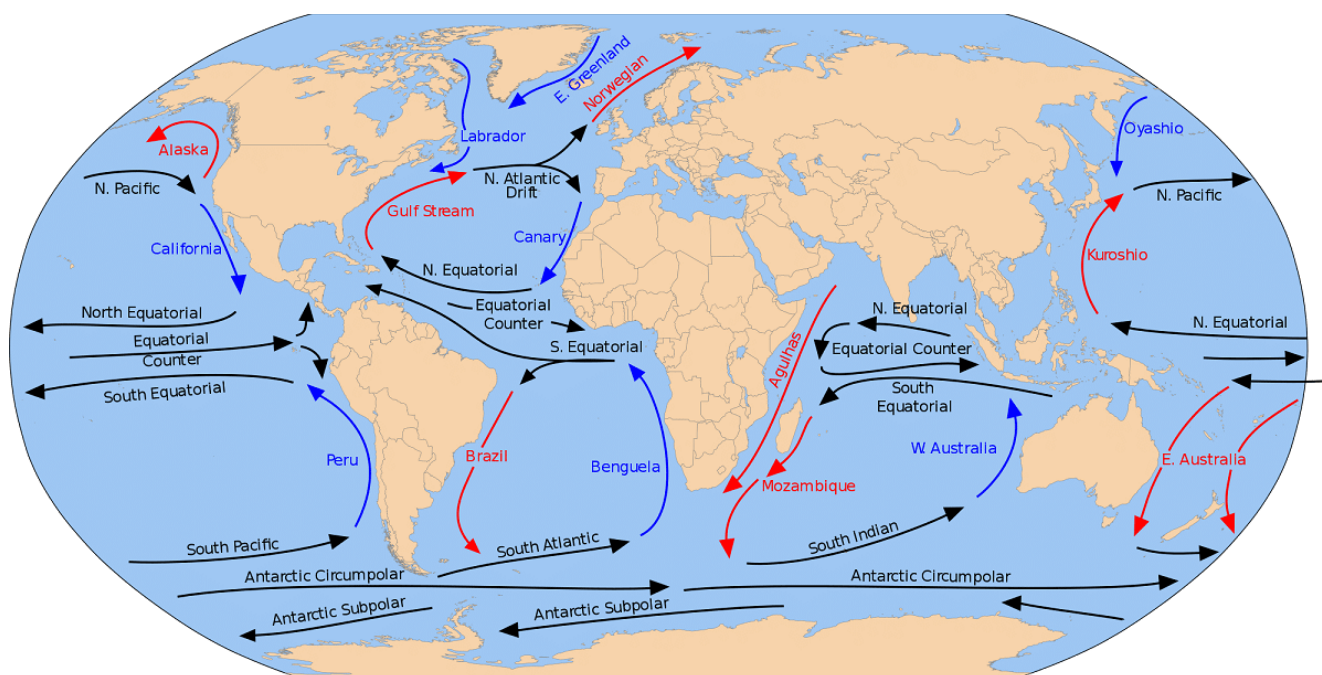


Figura 2-4 Distribución principales corrientes oceánicas [13].

Señaladas en rojo se encuentran las que son eminentemente cálidas, con un alto contenido en oxígeno y de naturaleza superficial. Por otro lado, se encuentran las dibujadas en azul, que se desplazan en entornos profundos, transportando agua fría rica en nutrientes. Estos flujos preestablecidos son extremadamente delicados independientemente de su vasta amplitud. El recurso energético OTEC proveniente de los mismos es capaz de solventar las necesidades actuales de la población mundial, pero debe explotarse con medida debido al impacto conjunto que un excesivo número de plantas operativas puede suponer para el equilibrio térmico de los mares, y, por lo tanto, mundial.

Una planta OTEC para operar necesita bombear agua fría de las profundidades para poder condensar el líquido de trabajo, independientemente de la configuración de la instalación. Un dimensionamiento aproximado de las cantidades de líquido desplazado puede realizarse con las siguientes comparaciones. La descarga de AP de una planta OTEC estándar de 100 MW de capacidad equivale al caudal del Río Colorado en el Pacífico, un décimo del Danubio y un quinto de Nilo [10]. En términos españoles, equivaldría aproximadamente a cinco veces la descarga del Guadalquivir en Sevilla. Nótese que estas cantidades hacen referencia a toneladas de agua por cada segundo.

Es innegable que el vertido incontrolado de agua fría a poca profundidad en cantidades de la mencionada índole repercute profunda y negativamente en los ecosistemas locales y en el equilibrio térmico global del planeta. Es por ello por lo que existen numerosos estudios que tratan de aportar una cifra límite a la extracción OTEC.

Debido a que la zona tropical/ecuatorial es la más propensa a concentrar los recursos explotables de energía maremotérmica y además en ellas absorben calor la mayoría de las corrientes oceánicas, es necesario fijar un límite de extracción para no interferir con el medio. Este calor máximo extraíble -establecido para interferir en el correcto funcionamiento del equilibrio térmico oceánico- se ha fijado en 30 TW anuales [14]. Por cuestiones de introducir un margen de seguridad se reduce esta cifra hasta 14 TW para que no exista posibilidad alguna de interferencia con el calentamiento de estas masas de agua. Por último, de forma local, se fijan unos 7 TW para no modificar las características térmicas de la zona de extracción, evitando así los posibles daños y desequilibrios que se pudieran producir en los ecosistemas cercanos a la zona de extracción [2].

2.2 Ciclos de trabajo

2.2.1 Introducción a los ciclos termodinámicos.

La mayor parte de la electricidad que es consumida por el ser humano es obtenida mediante la conversión de energía química en potencia mecánica, y esta última a su vez en energía eléctrica mediante alternadores. Esto se realiza mediante los conocidos como ciclos termodinámicos. Estos pueden definirse como cualquier sucesión de procesos termodinámicos que, tras haberse producido, el sistema regresa a su estado inicial. Puede entenderse como la nula variación de las magnitudes termodinámicas propias del sistema.

Existen variables, como el calor, a las que lo anterior no es aplicable debido a que no son funciones de estado del sistema. Se entienden como transferencias de energía en uno u otro sentido entre el sistema y su entorno. De hecho, una de las principales características de los ciclos termodinámicos es el cumplimiento de la Primera Ley de la Termodinámica; La energía total del universo se mantiene constante. No se crea ni se destruye, sólo se transforma. Este principio aplicado a los sistemas termodinámicos se expresa de la siguiente forma:

$$\Delta U = Q \pm W$$

Ecuación 2-1 Primera Ley de la Termodinámica

En la que U es la energía interna del sistema aislado, Q es la cantidad de calor aportado al sistema y W la cantidad de trabajo realizado por el sistema.

Una de las principales aplicaciones de estos ciclos termodinámicos es la obtención de trabajo a partir de dos focos de calor a distinta temperatura para producir energía mecánica. Por ello, estos ciclos en particular son denominados ciclos de potencia. Existe una gran variedad de ejemplos que producen movimiento como el Brayton, Otto o Rankine entre otros. La principal característica de todos ellos es el rendimiento, que relaciona el trabajo obtenido con el calor invertido para producirlo en un mismo ciclo completo. Este parámetro es diferente en función del tipo de ciclo descrito, pero todos ellos se ven limitados por el factor o rendimiento del Ciclo de Carnot, descrito según la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{T_C - T_F}{T_C}$$

Ecuación 2-2 Rendimiento de Carnot

Donde η simboliza la eficiencia, T_C la temperatura del foco cálido ($^{\circ}\text{C}$) y T_F la temperatura del foco frío. ($^{\circ}\text{C}$)

La tecnología OTEC no es una excepción independiente de esta secuencia de procesos termodinámicos. Utiliza para su funcionamiento el ciclo Rankine.

2.2.2 Ciclo Rankine.

Como cualquier otro ciclo de potencia, el ciclo Rankine busca la producción de trabajo mediante la conversión de calor. Es ampliamente utilizado en la mayor parte de centrales nucleares o térmicas, en donde el calor desprendido ya sea por las reacciones nucleares de fisión o por la combustión de los combustibles fósiles se utiliza para evaporar un líquido de trabajo, normalmente agua. Este vapor de agua a alta presión se hace pasar por una turbina, que al girar solidaria a un generador produce electricidad. Una vez sale de la turbina a baja presión, el vapor es condensado de nuevo en un intercambiador de calor. Normalmente esto se realiza bombeando agua del mar, un río o un lago, es por ello por lo que las centrales suelen situarse cerca de grandes masas de agua. Una vez devuelto a su estado líquido, el fluido de trabajo es redirigido mediante bombas de nuevo a la caldera/núcleo para iniciar de nuevo el ciclo.

El ciclo Rankine se compone de cuatro procesos. Dos de ellos son isoentrópicos, en los que la entropía del fluido no sufre alteraciones. Se producen en la turbina y en la bomba. Los dos restantes son isobáricos. Esto quiere decir que la presión es constante. Estos últimos se dan en los intercambiadores de calor, tanto evaporador como condensador. La Figura 2-5 expone el diagrama T-S (Temperatura-Entropía) de un ciclo Rankine y un esquema de los componentes principales.

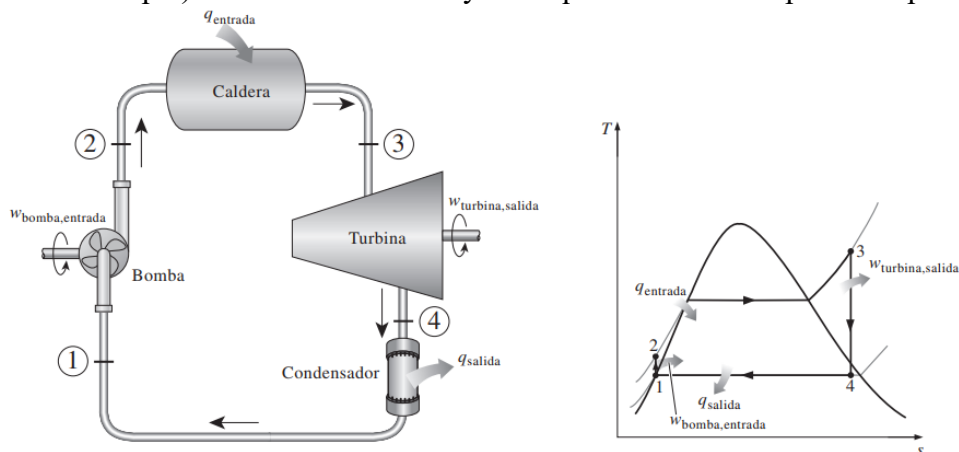


Figura 2-5 Diagrama T-S y esquema de un Ciclo Rankine [15].

Los procesos observables en la Figura 2-5 son los siguientes:

- Proceso 1-2: Compresión isoentrópica producida en la bomba. Se eleva la presión para que el fluido alcance un valor óptimo en la caldera. Se produce un consumo de potencia para hacer funcionar la bomba
- Proceso 2-3: Dentro de la caldera se transmite calor a presión constante. Primerio se calienta hasta temperatura de saturación y posteriormente se sobrecalienta el vapor resultante.
- Proceso 3-4: El vapor a alta presión entra en la turbina y libera energía en forma de presión y calor, que es aprovechado para accionar el rotor del dispositivo y así producir energía mecánica. En este proceso la entropía permanece constante y la disminución de presión es sustancial.
- Proceso 4-1: El vapor a baja presión proveniente de la salida de la turbina es condensado a presión constante en el intercambiador de calor que hace de condensador.

Las plantas OTEC utilizan los mismos procesos, pero en lugar de quemar combustible en una caldera, utilizan el agua cálida de las superficies marinas como foco caliente y el agua fría de las profundidades para condensar el fluido de trabajo [16].

2.3 Origen de la tecnología OTEC

Las primeras insinuaciones sobre la extracción de energía térmica de los océanos provienen del escritor francés Julio Verne, en su obra “Veinte mil leguas de viaje submarino”, publicada en 1870. No fue hasta ocho años más tarde cuando el fundamento teórico de esta tecnología vio la luz de la mano de un físico, también oriundo de Francia, llamado Jacques Arsene Dársonval. Propuso utilizar la energía de las AS para evaporar amoniaco presurizado a través de un intercambiador de calor. El vapor resultante acciona una turbina que, acoplada a un generador, produce energía eléctrica [2]. El ciclo Rankine en el que se basó se completaba con la condensación del amoniaco gracias al agua fría de la zona profunda, bombeada desde 1.000 metros.

Cuarenta años más tarde, otro inventor francés, alumno del anterior, llamado Georges Claude propuso utilizar la propia agua del océano como fluido de trabajo en lugar del amoniaco. De esta manera el agua es evaporada súbitamente en una cámara de vacío, el vapor a baja presión resultante mueve una turbina, que, de nuevo, acoplada a un generador, genera electricidad. El vapor es devuelto a su estado líquido gracias a la cesión de energía al agua fría proveniente de las profundidades. Claude demostró la viabilidad de su invención al instalar un dispositivo en Matanza, Cuba, en el año 1930. Aunque no llegó a alcanzar su producción neta debido a diversos factores, proporcionó 22 kW durante 11 días antes de que una tempestad destruyera las tuberías de AP [10]. En la Figura 2-6 puede observarse un esquema del ingenio instalado por Claude.

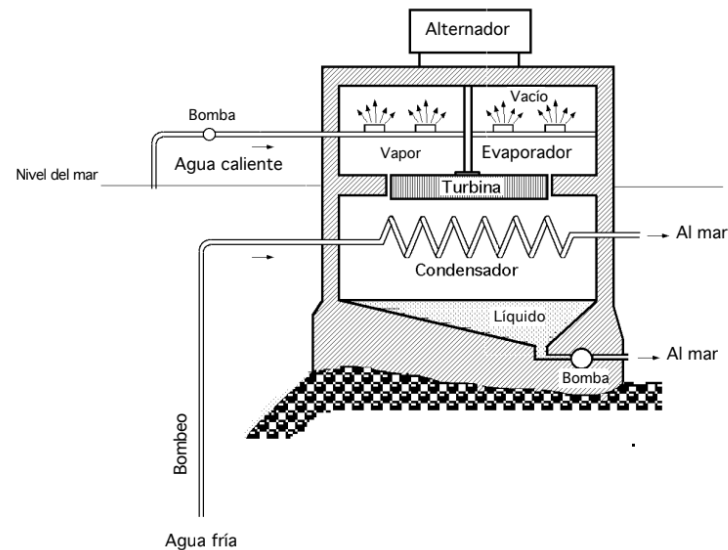


Figura 2-6 Dispositivo OTEC diseñado por Claude [17].

Posteriormente, el propio Claude diseñó una planta flotante de 2,2 MW para satisfacer la necesidad de hielo de la ciudad de Río de Janeiro en 1933. Lamentablemente desistió de su empresa en 1935 al ser incapaz, tras infructuosos intentos, de instalar correctamente la tubería de AP.

Fue en los años sesenta cuando comenzó el primer gran avance de la tecnología OTEC. Aunque fuese únicamente teórico, se empezaron a desarrollar plantas destinadas a explotación comercial. Potentes empresas estadounidenses *Lockheed Martin* y *TRW* proyectaron plantas con capacidades de 160 MW y 100 MW, ambas flotantes.

Un nuevo empuje se produce en el periodo entre los años 1970 y 1990. El monopolio protagonizado por Francia y Estados Unidos se diversifica con la introducción de nuevos actores como Japón e India, entre otros. Se realizaron experimentos relacionados con la viabilidad de las plantas OTEC, pero la implementación comercial nunca llegó a realizarse debido a que los bajos precios del petróleo relegaron esta tecnología a un segundo plano al no ser económicamente competitiva.

La situación cambió en 2008, cuando el coste del barril de crudo alcanzó los 140US\$. Se presentó la posibilidad de que hubiera llegado a su punto máximo según estipula el Pico de Hubbert [8]. Con este aumento del coste de los combustibles fósiles, además de la concienciación de la población con respecto al cambio climático y los problemas derivados de la contaminación, se ha reavivado la necesidad de encontrar nuevas fuentes de producción energética entre las que la tecnología OTEC tiene un protagonismo relevante. Varios autores consideran esta opción como una de las mejores opciones dentro de las renovables para la generación de energía a gran escala [1].

En la Figura 2-7 se resume en un listado los principales proyectos de plantas OTEC desarrollados entre 1930 y 2017. Figuran a su vez el país origen, el lugar de la instalación, el año, la producción bruta, el fluido de trabajo y su para qué fueron utilizadas.

Company/Country	Location	Year	Power (kW)	Working fluid	Description/Status
Claude / France	Cuba	1930	22	Seawater	Mini OTEC, Onshore
USA	Hawaii	1979	50	R717	Mini OTEC, Onshore
USA	Hawaii	1981	1.000	NH ₃	Mini OTEC, Onshore. Status: thermal tests
Tokyo Electric Company y Toshiba Corporation	Nauru	1981	31.5	Freon-22	It worked with a temperature difference of 20°C between the surface and deep seawater with depths of 500-700 m.
Toshiba y TEPC (Japan)	Nauru	1982	120	R22	Status: inactive
Japan	Tokunoshima	1982	50	NH ₃	Constructed for research purposes
England	Caribbean Sea Puerto Rico	1982	1.000	R22	Inactive
Taiwan	East Coast	1985	5.000	NH ₃	Inactive
Saga University (Japan)	Saga	1985	75	-	Constructed for research purposes
NELHA (USA)	Hawaii	1993	210	H ₂ O	Constructed for research purposes
Saga University (Japan)	Saga	1985	75	NH ₃ / H ₂ O	Implements regenerative Uehara cycle
NIOT(India)	Puerto de Tuticorin	2000	1.000	NH ₃	Plant Offshore Sagar Shakti
Lookheed Martin / US	Hainan Island	2013	10.000	NH ₃	Prototype Plant
KRISO and KIOST	Korea	2014	20	R32	Prototype Plant
NELHA (USA)	Hawaii	2015	100	NH ₃	Makai, Ocean Engineering generates energy for 120 homes
Lockheed Martin and Reignwood Group	In front of Hainan Island, South China	2017	10.000	NH ₃	Prototype Plant

Figura 2-7 Principales proyectos de plantas OTEC desarrollados [18].

2.4 Sistemas OTEC

Como se habrá podido observar en el apartado anterior, Jacques y Claude diseñaron dos sistemas cuya diferencia significativa entre sí era la naturaleza del fluido de trabajo. Atendiendo a esto se puede hacer la primera gran clasificación de los ciclos OTEC: ciclos cerrados (CC), ciclos abiertos (CA) y ciclos híbridos (CH). A continuación, se describirán y se mencionarán las ventajas e inconvenientes que presentan en comparación con los otros ciclos.

2.4.1 Ciclo Cerrado

Aquellos sistemas que se asemejan al dispositivo de Jacques Arsene, es decir, que utilizan un fluido diferente del agua para accionar la turbina son considerados ciclos cerrados. También son denominados ciclos Anderson. Su nombre proviene del hecho de que el líquido se evapora y luego se condensa de nuevo en un circuito único. El AS cálida y el AP fría aportan y absorben calor respectivamente mediante intercambiadores de calor. Normalmente se utilizan fluidos orgánicos cuya operatividad en sistemas refrigerantes está probada. Ejemplos de ello son el R717 (amoníaco) o el R134-a [19]. Un esquema de los principales componentes de un ciclo cerrado puede apreciarse en la Figura 2-8:

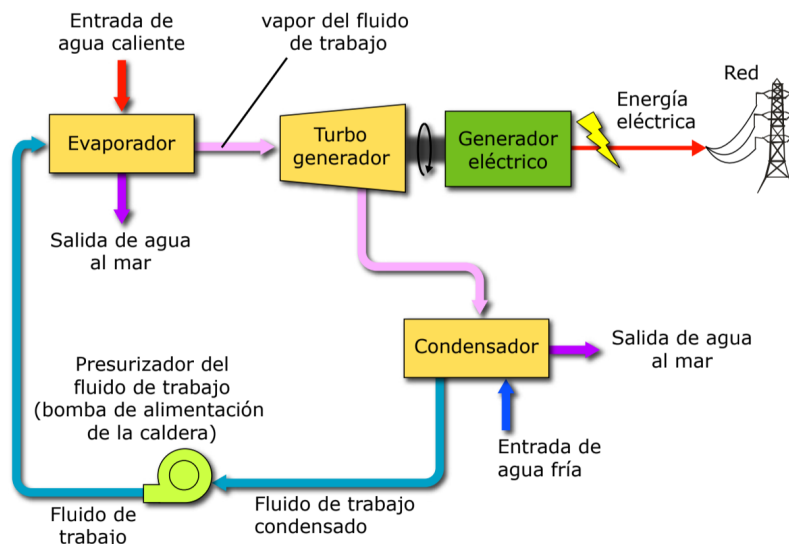


Figura 2-8 Esquema Ciclo Cerrado [2].

En comparación con el ciclo abierto, el ciclo cerrado presenta los siguientes aspectos [7]:

- La turbina es mucho más pequeña que en los ciclos abiertos o híbridos debido a una presión y volumen específico del fluido de trabajo mayor que en los otros casos.
- Necesita de menores mantenimientos debido a que la corrosión es menor. Esto es debido a que el vapor en contacto con la turbina es un compuesto orgánico y no agua, como ocurre con el ciclo abierto.
- Los flujos máscicos son menores, tanto de caudales de agua como de fluido de trabajo.
- Es el ciclo que produce mayor cantidad de energía eléctrica debido a que el consumo de las plantas de bombeo es mejor -a raíz de caudales más pequeños- y dispone de menos elementos que favorezcan las pérdidas de carga.

Las principales desventajas a considerar son las siguientes:

- Mayores riesgos de toxicidad o inflamabilidad en función del líquido de trabajo escogido.
- Necesidad de otro intercambiador de calor, comparado con el ciclo abierto.
- Dimensiones mayores de los intercambiadores de calor comparados con los necesarios en el ciclo abierto.

2.4.2 Ciclo Abierto

El primer ciclo abierto del que se tiene constancia es el desarrollado por Claude en 1930. Por ello, también es conocido como Ciclo Claude. Basa su funcionamiento en evaporar directamente el AS cálida mediante una cámara de vacío y utilizarla como fluido de trabajo. Esta es devuelta a su estado líquido mediante un intercambiador de calor por el que se hace pasar el AP fría [7]. La Figura 2-9 representa los componentes principales de un ciclo abierto:

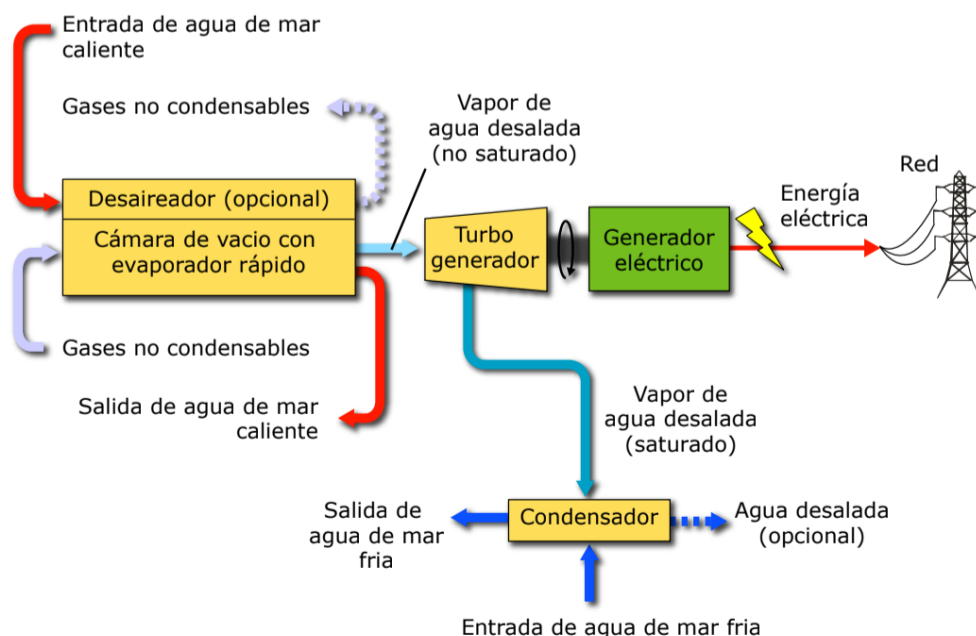


Figura 2-9 Esquema Ciclo Abierto [2].

Al igual que el anterior, el ciclo abierto presenta una serie de posibilidades que destacan sobre las otras opciones. La más relevantes son la siguiente:

- Debido a la evaporación del fluido de trabajo, que en este caso es agua, además de producir electricidad, produce un caudal importante de agua potable.
- Necesita de un intercambiador de calor menor que el ciclo cerrado.

Por otro lado, las desventajas frente a los otros ciclos pueden resumirse en:

- Necesita de mayores mantenimientos debido a que la corrosión es mayor en la turbina.
- La producción de energía eléctrica es menor comparada con el ciclo cerrado. Esto es producido por disponer de una planta de bombeo mayor, la cual aumenta el consumo.
- Necesita de mayor espacio para su instalación debido a las mayores dimensiones de la turbina.
- Produce mayor cantidad del CO_2 debido al evaporar el agua libera las cantidades existentes disueltas en el líquido.
- Los caudales -tanto de AP como de AS- necesarios son mayores comparados con el ciclo cerrado.

2.4.3 Ciclo Híbrido

Aunque realmente es una combinación de los dos anteriores, el ciclo híbrido merece una mención aparte debido a las prestaciones que ofrece. Nace ante la necesidad de combinar la producción de agua potable junto a cantidades importantes de energía eléctrica y del pensamiento de que sistemas de esta naturaleza penetrarían con mayor facilidad en el mercado. A efectos prácticos, combina lo mejor de las opciones anteriores.

Se compone principalmente de dos fases bien diferenciadas. Una inicial basada en un ciclo Claude. El AS caliente penetra en el sistema y se evapora mediante una cámara de vacío. En lugar de dirigir el vapor hacia una turbina, pasa a la segunda fase donde calienta un fluido de trabajo, provocando su evaporación como en un ciclo cerrado. Los gases liberados en esta evaporación son liberados a la atmósfera. Este nuevo vapor si es dirigido a una turbina y produce energía eléctrica. Los vapores de ambas fases son condensados mediante la aplicación de AP fría a través de dos intercambiadores de calor, produciendo agua potable en la primera fase y la condensación y recirculación del fluido de trabajo de la segunda. La Figura 2-10 presenta un diagrama de un ciclo híbrido para su mejor entendimiento:

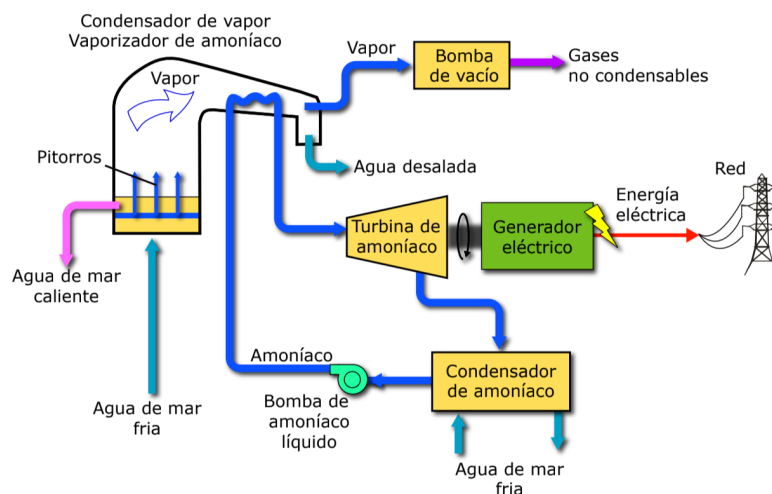


Figura 2-10 Esquema Ciclo Híbrido [2].

Las ventajas evidentes de este ciclo es la producción simultánea de energía eléctrica y agua potable en cantidades lo suficientemente importantes como para tener un valor comercial. Las principales desventajas son el mayor tamaño de las instalaciones en comparación con los otros ciclos, la necesidad de un caudal de AP más amplio y unos mayores costes de mantenimiento.

2.5 Optimizaciones del Ciclo Cerrado

Los métodos de extracción energética OTEC han de ser competitivos para poder introducirse eficazmente en el mercado. Las dificultades que entraña su instalación en tierra, entre las que se encuentra la instalación de tuberías fijas al fondo marino hasta grandes profundidades hace prácticamente imposible introducir modificaciones sustanciales en la planta. Es por ello que se han desarrollado diversos métodos de optimización para los diferentes tipos de ciclos disponibles para ser instalados de forma inicial, o que incluyan cambios mínimos en la planta. Como el objetivo de este trabajo es estudiar las posibilidades que ofrece una planta de ciclo cerrado y su viabilidad económica, en este apartado sólo se describirán los principales métodos de optimización del ciclo Anderson. Las modificaciones principales pueden dividirse en dos grupos principales; las aplicadas a la propia instalación con la adición de nuevos elementos y las que modifican el fluido de trabajo del ciclo cerrado, pasando de uno puro a una mezcla de dos o varios fluidos.

2.5.1 SOTEC (Solar Boosted Ocean Thermal Energy Conversion)

El rendimiento máximo de cualquier ciclo OTEC puede describirse mediante la fórmula del Principio de Carnot:

$$\eta_{max} = \frac{T_C - T_F}{T_C} * 100$$

Ecuación 2-3 Rendimiento de Carnot

Donde η_{max} simboliza la eficiencia, T_C la temperatura del foco cálido (°C) y T_F la temperatura del foco frío. (°C). Un breve ejemplo donde los datos sean respectivamente 4°C (277°K) y 21°C (294°K) permite vislumbrar el bajo rendimiento que presentan las plantas OTEC, en especial cuando una comparativa es realizada con otras fuentes de extracción energética.

$$\eta_{max} = \frac{294 - 277}{294} * 100 \approx 5,78\%$$

Ecuación 2-4 Rendimiento de Carnot aplicado a las condiciones de un ciclo OTEC

E la práctica se reduce a valores aún menores debido a las diferentes pérdidas del sistema por lo que para la generación de una cantidad apreciable de energía eléctrica -del orden de MW- necesita del bombeo de grandes caudales de agua [17]. La descarga de una planta OTEC de 100 MW de capacidad es equivalente al caudal del río Ebro en su desembocadura en el Mediterráneo. Al ser una opción poco recomendable la ampliación del caudal entrante de AP al suponer la modificación de un sistema de tuberías de longitudes del orden de kilómetros, aumentar la diferencia entre los focos de temperatura es un método viable para la obtención de mejores rendimientos.

Como enfriar el agua que proviene de las profundidades no es viable a priori, las opciones restantes se centran en elevar la temperatura del foco cálido. A pesar de que se ha planteado la posibilidad de reutilizar el agua destinada a refrigerar centrales nucleares o térmicas convencionales como foco cálido para plantas OTEC, no deja de estar basado en el uso de combustibles fósiles. Una opción de producción eléctrica cuyo funcionamiento se base

enteramente en métodos renovables y su disponibilidad sea elevada es la energía solar. Este es el principal motivo para el desarrollo de las plantas SOTEC (*Solar boosted Ocean Thermal Energy Conversion*).

El principio fundamental de este nuevo sistema es elevar la temperatura del líquido de trabajo antes de que este entre en la turbina. De esta manera se eleva el trabajo neto realizado por esta última. Aunque este suplemento de calor transferido se realiza mediante colectores solares, existen dos métodos para poder llevarlo a cabo. El primero de ellos es supercalentar directamente el fluido de trabajo, es decir, el amoníaco. El segundo se basa en elevar la temperatura del agua superficial antes de que entre en el intercambiador de calor y ceda su calor al líquido de trabajo [20]. En la Figura 2-11 es posible observar un esquema de un ciclo SOTEC en el que se precalienta el agua cálida antes de que esta ceda su calor al fluido de trabajo

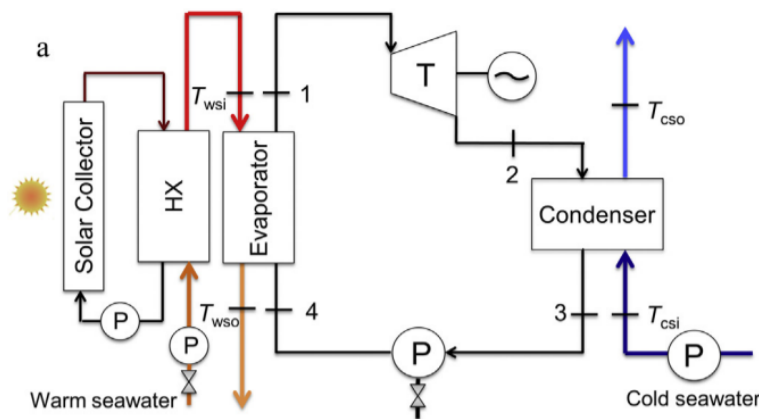


Figura 2-11 Esquema Ciclo cerrado con SOTEC para el precalentamiento del agua superficial [21].

Aunque en ambos casos el nuevo colector solar necesario experimenta corrosión, este es en el que menos sufre, debido a que la producida por el amoníaco a altas temperaturas y presiones es mayor que la del agua salada [22]. Por otro lado, en la Figura 2-12 se observa una instalación SOTEC destinada al sobrecalentamiento del fluido de trabajo antes de entrar en la turbina.

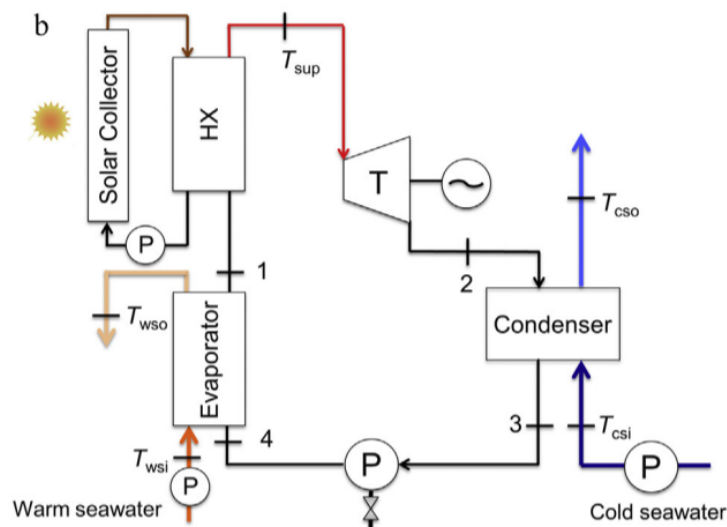


Figura 2-12 Esquema Ciclo cerrado con SOTEC para el sobrecalentamiento del fluido de trabajo [20].

En primer lugar, ha de ser destacado que el fluido de trabajo adquiere más temperatura en el supuesto mostrado en la Figura 2-12 debido a que primero sufre un calentamiento y evaporación gracias al AS en el intercambiador de calor y posteriormente es supercalentado por la energía cedida del colector solar. Ha de instalarse un colector cuyas características técnicas permita la operación con gases a presión y que sea químicamente compatible con el amoníaco, por lo que la

principal opción es el titanio [22]. La adquisición de equipos basados en este material no es económica. Aún así, el área de colectores solares que ha de estar disponible para elevar un grado la temperatura del caudal de agua salada es cinco veces mayor que el necesario para realizar la misma operación al fluido de trabajo [21]. Por lo que, aunque sean la opción menos económica en cuanto a colectores solares, es la más rentable en el cómputo global.

Aunque no existe todavía plantas piloto que dispongan de este tipo de tecnología SOTEC, son numerosos los estudios que la clasifican como uno de los mejores métodos de optimización para las instalaciones OTEC convencionales. Esto se debe a la alta disponibilidad del recurso solar en las latitudes donde es posible realizar las operaciones de extracción de energía termal oceánica. Se estima que la introducción de las configuraciones SOTEC operando en condiciones estándar elevarán el rendimiento en un 1,5% y la producción neta de electricidad se incrementará un 25%. ([20])

2.5.2 EP-OTEC (*Ejector Pump Ocean Energy Thermal Conversion*)

Otro de los métodos que mayores posibilidades presenta para la optimización de un ciclo Anderson es la adición de eyectores para modificar las presiones en ciertos puntos. La adición de estos dispositivos le otorga el nombre al sistema; EP-OTEC (*Ejector Pump Ocean Thermal Energy Conversion*). ([19])

El rendimiento de una planta OTEC convencional puede incrementarse si la diferencia de presión entre la entrada y salida y la turbina se eleva. Precisamente este efecto es el que se logra con la instalación de un eyector de doble fase a la salida de esta. En la Figura 2-13 es posible observar un esquema en el que se encuentran los principales componentes de EP-OTEC.

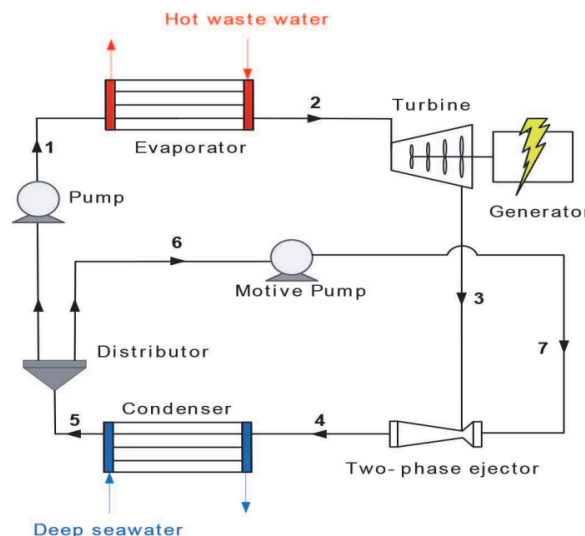


Figura 2-13 Esquema Ciclo cerrado con EP-OTEC [1].

Una vez condensado el fluido de trabajo en el punto 5, este se divide en dos caudales diferentes. Uno de ellos, el de trabajo, se dirige a una bomba (1) que le aumenta la presión y lo redirige al evaporador. Una vez convertido en gas (2) pasa por la turbina y genera trabajo. Cuando abandona la turbina (3) es donde comienzan a aparecer las modificaciones realizadas al ciclo. En lugar de dirigirse al condensador de forma directa, como ocurriría en una planta OTEC convencional, primero pasa por un eyector y posteriormente sí que se dirige al condensador (4). El objetivo de la introducción de este elemento puede entenderse mejor con la explicación del segundo flujo. Este, llamado caudal auxiliar, es dirigido a una bomba (6) que aumenta su presión para luego dirigirse al eyector (7). Con esto se consigue -mediante Efecto Venturi- crear un vacío a la salida de la turbina, lo que consigue el objetivo buscado, aumentar la diferencia de presión entre entrada y salida (puntos 2 y 3 respectivamente). Los flujos vuelven a converger en el punto 4 para ser condensador al unísono.

Se han llevado experimentos en laboratorio sobre las ventajas que ofrece la introducción de este tipo de optimizaciones en las plantas OTEC en la Universidad de Saga, Japón [1]. Los resultados muestran un aumento del 38% del rendimiento total frente a las configuraciones convencionales.

2.5.3 Ciclo Kalina

El amoníaco es uno de los fluidos de trabajos más comúnmente utilizados en plantas OTEC debido a sus amplias ventajas. A pesar de ello se tiene que hacer frente a algunas de sus propiedades, ya que suponen un riesgo. Su incompatibilidad química con el cobre y sus aleaciones, su toxicidad o su riesgo de explosión y combustión bajo ciertas circunstancias son ejemplos de ello. En especial su evaporación o condensación isoterma en un ciclo Rankine produce unas amplias pérdidas irreversibles en el proceso de intercambio de calor. La limitación de mejora en el rendimiento del sistema es sustancial [19].

Existen una gran cantidad de ciclos que utilizan mezclas de compuestos como líquidos de trabajo en función de las características y los objetivos de la instalación. Entre ellos, uno de los más extendidos es el ciclo Kalina. En lugar de amoníaco, en este nuevo ciclo se utiliza una mezcla de este con agua. En la búsqueda para disminuir estas pérdidas irreversibles que la utilización de amoníaco puro suponía, el ciclo Kalina utiliza un fluido de trabajo que es una mezcla no azeotrópica. Esto quiere decir que se trata de un líquido formado a partir de dos o más compuestos que no hierve a temperatura constante, no se comporta como un solo componente y el vapor resultante no tiene la misma composición que su fase líquida.

Gracias a esto, el ciclo Kalina logra una temperatura de evaporación variable. Durante este proceso, la concentración de amoníaco en el líquido va disminuyendo paulatinamente, lo que a su vez aumenta el punto de ebullición de la solución. Por ello el proceso de gasificación se equipara al de transferencia de calor. Así las pérdidas irreversibles que se comentaban anteriormente se ven reducidas, al mismo tiempo que la eficacia térmica incrementa. En algunos sistemas es posible reconducir el gas producido para precalentar el líquido de trabajo antes de que pase por el intercambiador de calor, reduciendo así el caudal de AS. En la Figura 2-14 se observa un diagrama T-S (Temperatura-Entropía) que compara un Ciclo Kalina con un OTEC convencional.

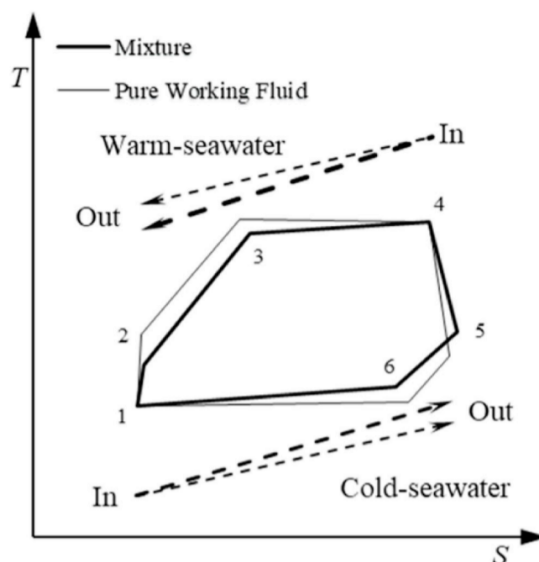


Figura 2-14 Diagrama T-S de un Ciclo Kalina y un Ciclo OTEC convencional [19].

A diferencia del SOTEC o el EP-OTEC, estos nuevos ciclos como el Kalina o el Uehara entre otros han sido ampliamente probados en laboratorio o incluso en plantas piloto como la desarrollada por la Universidad de Saga (Japón) en 1985 con una capacidad de 75 kW. Queda demostrado un aumento de la eficiencia de entre el 15%-30% pero la complejidad de estos ciclos en cuestiones

de número y conexión de los dispositivos, que repercute directamente en los costes, hacen que sea poco factible su introducción en el mercado en un futuro próximo.

2.6 Características de la tecnología OTEC

2.6.1 Productos y subproductos

Unos de los atractivos más destacables de la tecnología OTEC es la diversificación de sus productos y subproductos además de las aplicaciones varias que se le pueden dar a los mismos.

Queda mencionada la capacidad de generar agua potable y energía eléctrica a un coste fijo, pero el hecho de bombear agua oceánica desde aproximadamente un kilómetro de profundidad es extremadamente provechoso para otros sectores.

El agua profunda está libre de contaminantes y tiene una alta concentración de nutrientes, lo que la hace especialmente efectiva a la hora de destinarla al cultivo de especies marinas mediante estanques acuícolas. Mediante la combinación del AS y el AP se pueden obtener las temperaturas adecuadas para propiciar las condiciones óptimas necesarias para el desarrollo de especies de alta calidad y muy bien valoradas en el mercado. Ejemplos de ello son las ostras, el salmón, el rodaballo o la langosta. Este tipo de subproducto implica un activo de especial relevancia debido a la elevada cantidad en la que se puede producir. Los grandes caudales de AP movilizados por un ciclo cerrado con capacidad de 1 MW son capaces de renovar el agua de 25 pozos de 100 metros cuadrados por uno de profundidad cada segundo. Como contrapartida, se estima que entre el 20% y el 32% de la potencia bruta generada debe destinarse a operaciones de bombeo [10].

Otro de las principales aplicaciones de esta agua fría es la que se ha llevado a cabo en los sistemas de enfriamiento. La tecnología SWAC (*Sea Water Air Conditioning*) utiliza bombas para introducir agua fría de las profundidades en intercambiadores de calor con el objetivo de generar un foco frío. De forma habitual, las necesidades de aire acondicionado de una comunidad cercana a la costa son elevadas. En una planta OTEC por cada 10 MW de energía eléctrica bruta se pueden producir 5 MW de aire acondicionado extra. De esta manera, los ahorros energéticos vinculados al sector se estiman en un 90% [16]. La existencia de estos sistemas confirma su viabilidad, como el sistema de refrigeración de los servidores críticos de Google en Finlandia, donde se bombea agua profunda del Mar Báltico o la multitud de hoteles que utilizan este sistema en los trópicos.

Por último, uno de los sectores menos conocidos pero que también se puede beneficiar de este torrente de agua fría y nutritiva es la agricultura. El enfriamiento del sustrato mediante el bombeo del agua fría gracias a conductos subterráneos permite cultivar en invernaderos especies que no serían viables de otro modo [7].

En la Figura 2-15 se presenta un esquema de las posibilidades que la tecnología OTEC ofrece de forma directa e indirecta.

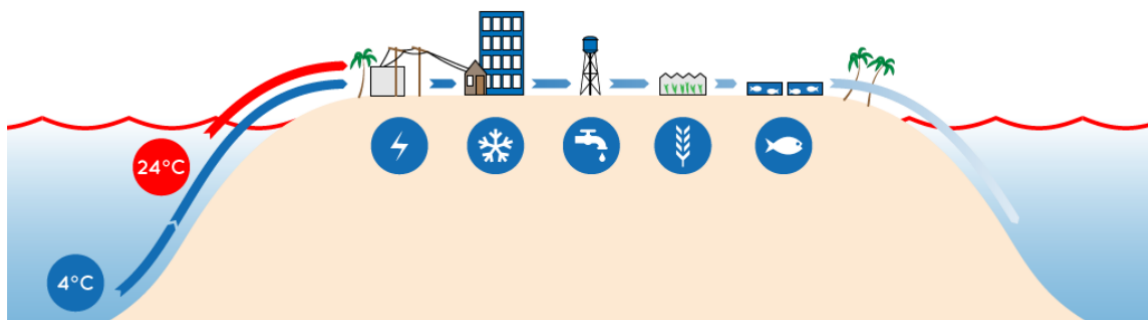


Figura 2-15 Esquema de las posibilidades ofrecidas por las plantas OTEC [4].

2.6.2 Impacto medioambiental

La tecnología OTEC pertenece a las denominadas energías renovables. La fuente de la que se nutre es inagotable y las emisiones a la atmósfera son nimias en comparación con las plantas destinadas a la combustión de recursos fósiles. Las equivalencias que presenta en términos de cantidad de petróleo consumido indica que es una opción factible a priori económicamente y sin lugar a dudas en el ámbito medioambiental. Una única instalación OTEC de 75 MW de capacidad neta equivale a un millón de barriles de crudo anuales [8].

Además, es la única dentro de la familia de las renovables que tiene un factor de planta tan elevado, entorno al 95%. Esto quiere decir que del tiempo total que la planta es capaz de operar, lo hace casi al 100%. Una planta OTEC funciona prácticamente 24 horas al día debido a que las variaciones de temperatura del océano son insignificantes en las latitudes próximas al Ecuador. En comparación con otras formas de extracción de energía en la Tabla 2-1 puede concluirse que es la del valor de factor de planta más elevado entre las renovables [4].

Instalaciones	Factor de planta
Solar térmica	18
Solar fotovoltaica	25
Hidráulica	52
Eólica	34
Eólica Offshore	34
Geotérmica	92
OTEC	95

Tabla 2-1 Factores de planta de las energías renovables.

En Tabla 2-2 se observa que también encabeza la lista de los factores capacitivos de las energías no renovables:

Instalaciones	Factor de planta
Carbón convencional	85
Gas natural	87
Nuclear	90
OTEC	95

Tabla 2-2 Factores de planta de las energías no renovables.

A pesar de que presenta multitud de beneficios en diferentes aspectos, la tecnología OTEC no está exenta de riesgos. Especialmente en los ciclos cerrados la posibilidad de fugas del fluido de trabajo puede causar daños medioambientales de grado variable en función del líquido utilizado. Por otro lado, las tomas de agua marina suponen un peligro para los seres marinos de tamaño medio y pequeño debido al riesgo de succión que presentan. Las vibraciones procedentes de estas tuberías también representan un foco de estrés para la fauna y flora de la zona. A su vez las descargas de agua proveniente de las profundidades realizadas a poca profundidad pueden desequilibrar el ecosistema al completo al introducir una cantidad anómala de nutrientes [23].

2.7 Estado actual de la tecnología OTEC

2.7.1 Retos técnicos

La tecnología OTEC se mantuvo durante muchos años catalogada como inviable debido a los retos técnicos que su instalación suponía. Nunca antes se habían diseñado plantas que necesitaran de tuberías kilométricas de un elevado diámetro para el bombeo de agua a cotas profundas. Actualmente la implementación de la técnica y los materiales ya probada en el ámbito de las extracciones petrolíferas off-shore ofrecen la posibilidad de encontrar todos los componentes necesarios en el mercado para afrontar la construcción de plantas OTEC [24].

La instalación de las tuberías para la aspiración de AP están consideradas como un punto crítico en la fase de construcción. La mayor parte de los autores lo consideran el dispositivo de mayor riesgo de la planta. Son dispositivos que han de ir firmemente anclados al lecho marino para evitar la acción de mareas y corrientes. Además, han de bombear un gran caudal de agua para el correcto funcionamiento de la planta. La fijación en superficie al resto del complejo ha de ser objeto de especial cuidado ya que es el lugar de mayor esfuerzo debido que está sometido a las acciones ambientales adversas. Para solventar esta serie de dilemas el polietileno de alta densidad es una opción recomendable para diámetros que no excedan el metro y medio. Para mayores caudales, el FRP (*fiberglass reinforced plastic*) se considera la mejor opción [25]. Ambos destacan por su aislamiento térmico, sus buenas propiedades mecánicas y su flexibilidad [24].

La turbina es otro de los retos tecnológicos que afronta esta tecnología. Aunque se han dado casos en los que se utilizan dispositivos ya disponibles en el mercado, no se han desarrollado hasta este lustro estudios específicos para la optimización de estos dispositivos aplicados a la extracción de energía maremotérmica [26]. La totalidad de las opiniones coincide en que la mejor opción para la tecnología OTEC son las turbinas radiales debido a su mayor eficiencia con pequeñas presiones que las axiales [27]. Los parámetros de baja presión y temperatura dentro de las turbinas OTEC posibilitan la introducción de nuevos materiales plásticos en su construcción que minimicen sus costes y mantengan prolonguen los mantenimientos.

2.7.2 Retos económicos

La tecnología OTEC, como cualquier otra, debe cumplir un requisito imprescindible para poder introducirse en el mercado: Ser económicamente viable. La capacidad de vender la energía generada y los subproductos a precios que cubran los costes y proporcionar un grado de rentabilidad aceptable para los inversionistas son principios básicos que deben ser cubiertos [24].

Durante los años 1970 a 1990 la opinión generalizada sobre la implantación de las plantas OTEC especificaba que los proyectos de esta índole no verían la luz a no ser que se realizaran en conjunto entre las entidades gubernamentales y el capital privado [28]. Actualmente, con los estudios desarrollados, el coste de la construcción de un proyecto OTEC dimensionado para explotación comercial es perfectamente asumible por el sector privado sin necesidad de ayudas gubernamentales [8].

El principal problema relacionado con la comercialización de las plantas OTEC es el elevado capital inicial que su instalación requiere en comparación con otras tecnologías. Esta realidad disuade a los potenciales inversores. Es por ello por lo que aun estando más que probada su viabilidad, la tecnología OTEC se encuentra en un estado de madurez nivel TRL 6 (modelo de sistema o demostración del prototipo) [16].

Independientemente de ello, el abaratamiento de los costes y la posibilidad de amortización de la planta gracias a los subproductos en un espacio de tiempo razonable sitúa a la tecnología OTEC como posibilidad renovable y viable, especialmente para comunidades insulares o países en líneas de desarrollo [29].

3 DISEÑO PRELIMINAR

3.1 Fase I: Estudio del ciclo de trabajo

3.1.1 Situación y objetivos de la Fase I.

La primera fase del proyecto se centra en diseñar y verificar la viabilidad del ciclo termodinámico que se pretende instalar en las Islas Canarias. Esto es de especial relevancia ya que tiene directas implicaciones con los factores operacional y económico de la futura instalación.

El objetivo final es el dimensionamiento del ciclo Rankine de una planta OTEC de CC para la obtención de 30 MW de energía brutos. Esta potencia se ha fijado a raíz de los datos aportados en la Figura 1-4 y los existentes en la bibliografía. Se considera que las primeras plantas OTEC destinadas a la explotación comercial serán introducidas en escenarios insulares con una potencia instalada neta de entre 10 MW y 50 MW [30].

Para la obtención de los 30 MW mencionados ha de tenerse en cuenta que un 20%-30% de la energía producida se destina a las operaciones de bombeo de los elevados caudales de agua necesarios [25]. Además, hay que asumir las pérdidas producidas en las turbinas, intercambiadores de calor, estaciones de bombeo, etc. Es por ello necesario dimensionar la planta para que la producción bruta adquiera un valor tal que, una vez restadas las pérdidas y costes energéticos de su operación, dispongamos de 30 MW para verter a la red. Por ello, aplicando el máximo valor disponible en la bibliografía para consumos de las plantas de bombeo (30%) y dejando un amplio margen de seguridad, se dimensionará la planta OTEC para que su producción alcance los 45 MW.

Para poder llevar a cabo las simulaciones es necesario estipular cuál será el fluido de trabajo. Esta decisión es de una gran trascendencia, ya que condicionará la producción de energía y más importante aún, los riesgos que habrán de asumir los operarios de la planta y su impacto medioambiental en caso de fuga. Para ello se ha realizado una ponderación entre los fluidos más utilizados en las plantas OTEC piloto construidas y las aún en proyecto. Finalmente se ha corroborado que la opción escogida es la mejor mediante la simulación del mismo ciclo cambiando únicamente el fluido de trabajo.

Como se comentó anteriormente, Canarias se encuentra en el límite de la zona que se considera óptima para la instalación y aprovechamiento de la tecnología OTEC. Sus latitudes a primera vista no le permiten disponer de la diferencia de temperatura entre las cotas superficial y profunda necesaria para su operación ininterrumpida. Es por ello que uno de los objetivos primordiales de esta fase es demostrar si el ciclo es viable con un menor gradiente térmico. La Figura 3-1 muestra una gráfica obtenida mediante el software *ARGO* [3] con la distribución de

temperaturas en función de la profundidad en la costa sur de la isla de Tenerife.

Es posible observar que la superficie se mantiene a una temperatura constante todo el año de unos 19°C entre la superficie y los 50 metros de profundidad, que es el rango de cotas donde suele ir instalada la toma de AS. A pesar de que existen aumentos de temperatura que pueden llegar hasta los 23°C entre los meses de mayo y noviembre, para asegurar la operatividad de la planta se tomará como temperatura del AS 17°C en las futuras simulaciones. Todos los posibles aumentos en el gradiente térmico que se produzcan en la realidad repercutirán positivamente en el rendimiento de la planta.

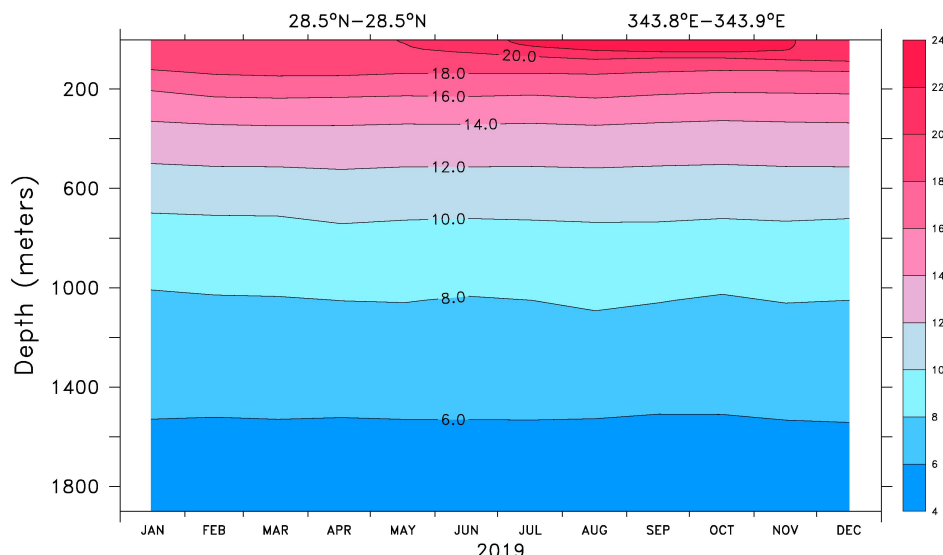


Figura 3-1 Distribución de temperaturas en función de la profundidad. Tenerife sur. Año 2019 [3].

Otro dato relevante a tener en cuenta es la profundidad a la que es necesario colocar las tuberías de aguas profundas para obtener agua a 4°C. Ha de alcanzarse cotas de casi 1600 metros de profundidad para ello. Las Islas Canarias son un caso especial dentro de la orografía española que permite obtener grandes veriles a muy pocas distancias de costa, como los que se demuestra en la Figura 3-2.

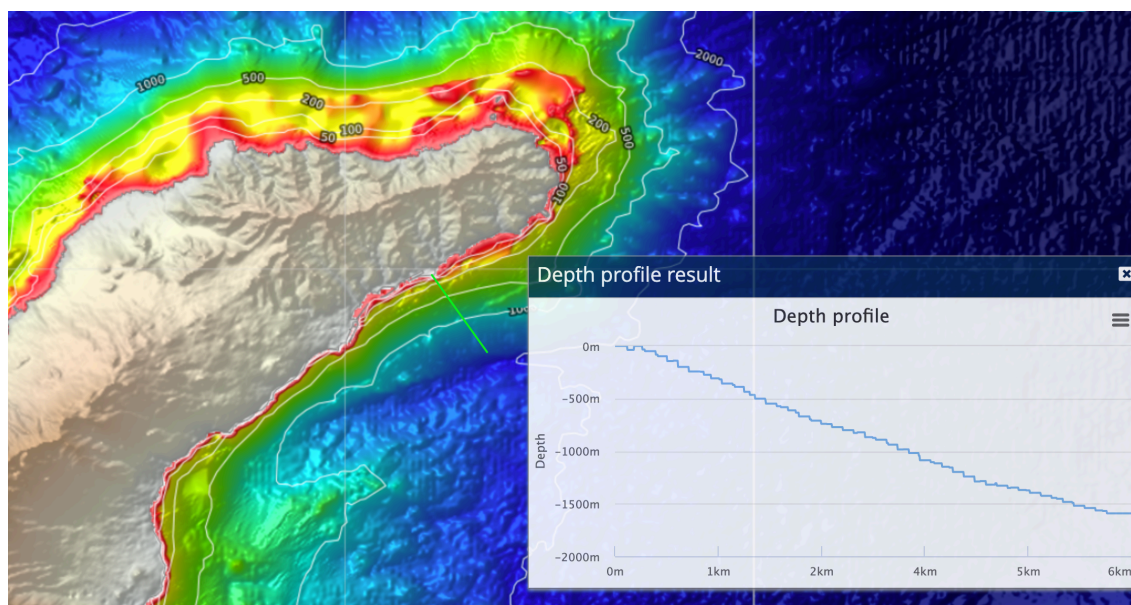


Figura 3-2 Gráfica y pendiente de profundidad en la costa sur de Tenerife [31].

Debido al mínimo gradiente térmico en la zona, en el caso de quedar demostrada su viabilidad a menores temperaturas, ha de buscarse un método que supla esta carencia de rendimiento con respecto a otros sistemas OTEC que si operan con las diferencias de temperatura necesarias. La solución adoptada ha sido incluir la opción SOTEC a la planta. La disponibilidad del recurso solar en el archipiélago canario es extremadamente elevada y no sólo permitiría mantener la producción en periodos más fríos, sino que aumentaría teóricamente el rendimiento entre un 20%-25% [21].

Por último, otro de los objetivos a conseguir durante esta primera fase, con vistas a la cuarta, es establecer los parámetros de operación de la posible planta OTEC para la búsqueda de los elementos principales en el mercado. El caudal necesario a bombear tanto de AP como de AS permitirá dimensionar las bombas y el diámetro de las tuberías submarinas. La cantidad de calor necesario a transferir para condensar y evaporar el fluido de trabajo será la base a partir de la cual pueda calcularse la superficie de transferencia en los intercambiadores de calor y, por ende, el número necesario a adquirir. Lo mismo ha de aplicarse con los colectores solares. Por lo tanto, el establecimiento final de estos parámetros servirá como punto de partida para el posterior desarrollo de la cuarta fase del proyecto.

3.1.2 Selección del ciclo de trabajo

Una de las principales cuestiones a aclarar es el motivo por el cual se escoge un CC, que sólo produce energía, frente a un CA, que además produce agua potable. Debería de tener más atractivo el segundo caso ya que se trata de un territorio insular donde el recurso hídrico cobra una importancia vital. De su obtención depende la correcta realización de la mayor parte de las actividades vinculadas a los sectores primario y secundario.

A pesar de que a primera vista la opción de un CA es mucho más deseable por la diversificación de los subproductos de la planta OTEC tiene el inconveniente de que es más costosa. Uno de los principales inconvenientes a los que se ha enfrentado la tecnología OTEC es la incertidumbre que genera al estar aún en fase de desarrollo. La falta de inversión imposibilita la construcción de dispositivos que prueben su rentabilidad a nivel comercial y la falta de experiencias que prueben su rentabilidad aleja al capital -gubernamental o privado- a invertir en estos proyectos. Para romper con este círculo el ahorro de costes de construcción y operación han de procurarse que sean mínimos. Las plantas de CC son más pequeñas que las de CA al disponer de menos elementos y más sencillas en su instalación, abaratando los primeros. Pero el verdadero ahorro se produce en el hecho de que necesitan un mínimo mantenimiento al no entrar sus componentes principales en contacto directo con el agua, a excepción de los intercambiadores de calor. Se evita así la corrosión que produce la misma y prolonga la vida operativa de la planta de forma sustancial. Las estimaciones realizadas por otros autores le añaden 10 años más de capacidad operativa a las plantas de CC frente a las de CA [32].

Por otro lado, la incorporación de la tecnología SOTEC sólo es efectiva realizarla en plantas de CC o Mixto, ya que estas últimas tienen una parte de CC. Esto es debido a que si se deseara elevar en un único grado la temperatura del caudal entrante de AS se necesitarían cinco veces el área de colectores solares necesarios para realizar la misma operación, pero con el fluido refrigerante [21]. Como el CC es el único que trabaja con un fluido con alta capacidad de absorción de calor, sólo es rentable su aplicación a este último.

A pesar de que el crecimiento de la población aumenta la demanda de los recursos energéticos e hídricos, estos últimos son de obtención relativamente más sencilla debido a que la capacidad de producción de agua potable en las islas está sobredimensionada y monopolizada en forma de desalinizadoras y de galerías. Aunque el agua de las profundidades marinas puede venderse como producto exclusivo en el mercado, su impacto no llega a tener tanta relevancia como la aportación de energía eléctrica a la red. Actualmente, la energía eléctrica de las islas es suministrada mediante centrales térmicas en su mayoría. La introducción de la tecnología SOTEC supondría una importante reducción de combustibles fósiles. Por otro lado, atendiendo a los datos de la Figura

1-4, la posibilidad real de dotar a Islas Menores como La Gomera o el Hierro de sistemas autónomos que cubran la totalidad de su demanda energética con un margen considerable para asumir picos de consumo es una opción de un impacto mucho más estratégico.

Finalmente, ha de tenerse en cuenta que la orografía del territorio canario es extremadamente abrupta. Por lo tanto, el terreno disponible para la construcción es escaso o complicado, en especial a medida que se alcanza la línea de costa desde el interior. En cualquier caso, ambas opciones entrañan un sobre coste. Las reducidas dimensiones de una planta de CC frente a la de CA aumentan las localizaciones viables para su correcta instalación.

3.1.3 Elección del fluido de trabajo

En una planta OTEC que opere mediante un ciclo cerrado, la elección del fluido de trabajo óptimo es una decisión cuya importancia tiene un valor capital, como ya se ha indicado. Presenta una relación directa con los parámetros de operatividad, riesgo medioambiental y seguridad para los trabajadores. Al existir una gran cantidad de líquidos en el mercado que pueden ser implementados en un ciclo Rankine de este tipo, el presente apartado condensa la metodología utilizada para la elección del fluido de trabajo que se considera óptimo para la planta propuesta.

Para la decisión sobre el refrigerante a utilizar en el ciclo cerrado se realizará una comparativa entre los parámetros más característicos relacionados con su operatividad y seguridad.

Los criterios a tener en cuenta para la elección del líquido son los siguientes [33]:

- **Coste:** Aunque no afecta a la operatividad de la planta, la importancia que obtiene en términos de rentabilidad económica hace obligatoria su consideración.
- **Seguridad de uso:** Este término viene especificado por la flamabilidad, toxicidad e inestabilidad del fluido según lo estipulado por la clasificación de la *National Fire Protection Association* (NFPA)
- **Poder de calentamiento global (GWP):** Índice que mide la cantidad de energía que absorbe un gas por periodo de tiempo. El tiempo de referencia son 100 años. Se mide en relación al CO_2 , que es el gas que menos calor absorbe de todos.
- **Entalpía de cambio de fase:** Conviene que tenga el más alto posible según el cambio de presión a la entrada y salida de la turbina, ya que es está directamente relacionado con el trabajo que esta entrega.
- **Conductividad térmica:** Es recomendable una alta conductividad térmica dado que, cuanto mayor sea este parámetro, mejor será la transferencia de calor.

Por otro lado, los refrigerantes a examinar son aquellos que por experiencias realizadas en plantas OTEC piloto se consideran más apropiados. Estos son:

- **Amoniaco (R717):** Es el refrigerante más utilizado hasta ahora en dispositivos OTEC. Tiene un impacto ambiental bajo, aunque en altas concentraciones puede resultar tóxico.
- **Freón (R123):** Se utiliza en sistemas de aire acondicionado y para la limpieza de sistemas de refrigeración. Tiene impacto ambiental bajo ya que se diseñó como sustituto el R11, prohibido por el Protocolo de Montreal [33].
- **Difluoroetano (R152a):** Aunque también tiene un impacto ambiental bajo, es inflamable.
- **Propano (R290):** A pesar de ser ampliamente utilizado en sistemas de refrigeración y bombas de calor, su principal inconveniente es su elevada flamabilidad. Prácticamente no tiene impacto ambiental.

- **Tetrafluoroetano (R134a):** Además de ser un fluido refrigerante, también es ampliamente utilizado como propulsor de aerosoles.

En la Tabla 3-1 pueden observarse los valores de coste (US\$), entalpía de cambio de fase (ΔH), GWP y conductividad térmica (U) para el refrigerante en estado líquido y a una temperatura de 25°C. El precio de los refrigerantes se ha obtenido utilizando la disponible en la bibliografía [34].

Refrigerante	Coste (US\$/kg)	ΔH (kJ/kg)	GWP	U (W/mK)
R717	0,63	1371	0	0,0266
R123	85	170,157	4	0,0860
R152a	3,97	172,716	124	0,1050
R290	18,59	345,673	3	0,0928
R134a	9,01	205,355	1430	0,0833

Tabla 3-1 Datos refrigerantes

Puede observarse que el amoníaco es la mejor opción en tres de los cuatro parámetros estudiados. Tiene especial relevancia su nula capacidad de colaboración con el calentamiento global y un competitivo precio. El difluoroetano destaca en el aspecto de la conductividad térmica.

En relación con las características que implican riesgo, se han ponderado en función de lo estipulado según la NFPA. El valor 0 indica que no existe peligro y el 5 implica el máximo existente. En la Tabla 3-2 pueden observarse los datos presentados [33].

Refrigerante	Flamabilidad	Toxicidad	Inestabilidad
R717	1	3	0
R123	4	1	0
R152a	4	1	1
R290	4	1	0
R134a	0	1	1

Tabla 3-2 Datos propiedades de riesgo de los refrigerantes

Con respecto a los datos ofrecidos es posible concluir que el R134a es el más seguro de todos los refrigerantes disponibles y el R152a el que entraña mayor riesgo en el caso de utilizarse. En el punto medio se encuentra el amoníaco, que presenta una toxicidad elevada frente a una nula inestabilidad e inestimable flamabilidad.

En la Tabla 3-3 se muestra otro tipo de clasificación de seguridad para los gases que atiende únicamente a dos parámetros, toxicidad y flamabilidad [16].

La primera se divide en A y B, dependiendo de lo propensa que sea la sustancia a ser nociva o letal para personas o animales debido a una exposición intensa o prolongada por contacto, ingestión o inhalación. La letra A significa que no presenta toxicidad en concentraciones mayores o iguales a 400 ppm y que no tiene efectos adversos para la mayoría de los trabajadores que puedan estar expuestos en una jornada laboral de 8 horas diarias y 40 semanas.

La letra B por otro lado representa concentraciones medias menores o iguales a 399 ppm y de igual manera, no tiene efectos adversos en el mismo periodo de exposición que en el A. Respecto a la flabamilidad, esta se dividirá en clase 1, no inflamables en estado vapor en cualquier concentración de aire, clase 2, cuyo índice inferior de inflamabilidad cuando forman una mezcla con aire es igual o superior al 3.5% en volumen. Por último, clase 3, en el que el índice inferior de inflamabilidad cuando forman mezcla con el aire es inferior a 3.5% en volumen.

			Toxicidad	
			Baja toxicidad	Alta toxicidad
			A	B
Flamabilidad	No propaga	1	A-1	B-1
	Propagación Baja	2	A-2	B-2
	Propagación Alta	3	A-3	B-3

Tabla 3-3 Clasificación de seguridad por flamabilidad y toxicidad.

En la Tabla 3-4 se indica la clasificación final que reciben los refrigerantes analizados en relación con los parámetros de toxicidad y flamabilidad anteriormente citados:

Refrigerante	Clasificación
R717	B-1
R123	A-1
R152a	A-2
R290	A-3
R134a	A-2

Tabla 3-4 Clasificación de seguridad de los refrigerantes [7].

En vista de los parámetros aportados puede concluirse que el amoníaco (R717) es el fluido de trabajo óptimo para la operación de la planta OTEC. Ciertamente es que no es la mejor opción en todos los parámetros, pero ofrece las mejores condiciones de operación con un riesgo asumible, ya que es el segundo refrigerante más seguro. Existe además una amplia bibliografía de casos en los que se utiliza de forma efectiva como fluido de trabajo en plantas OTEC de ciclo cerrado y de refrigeración.

Las propiedades del amoníaco como líquido de operación presentan muchas otras ventajas. Ofrece un comportamiento más estable en la turbina en la presión de entrada que muchos otros fluidos, independientemente de que el rendimiento sea menor [35]. Por otro lado, reduce de forma sustancial el área de intercambio térmico en los evaporadores y condensadores de la planta, así como el diámetro de la turbina [36]. Uno de los principales inconvenientes del uso de amoníaco es su incompatibilidad química con ciertas aleaciones, en especial las de cobre-níquel, por la corrosión que en ellas generan.

3.1.4 Simulaciones

Con el objetivo de verificar la viabilidad del CC en el territorio canario se han realizado una serie de simulaciones mediante el programa *DWSIM*. Este software libre es utilizado como simulador de procesos químicos industriales [37]. A pesar de que otras opciones están disponibles como por ejemplo *CyclePad* o *Cycle Tempo*, se ha primado la utilización del anteriormente mencionado debido a su sencilla interfaz y por poseer una base de datos referente a líquidos refrigerantes mucho más extensa y completa que las otras dos posibilidades.

El primer problema que es necesario solucionar es el establecimiento de los datos con los que se comienza a dimensionar la instalación. Esta información se ha obtenido a partir de un estudio preliminar referente a una planta OTEC con capacidad de producción de 50 MW [38]. En la Tabla 3-5 pueden observarse los datos con los que se empezaron las simulaciones:

Dato	Caudal (kg/s)	Temperatura (°C)
Agua superficial	270400	26
Agua profunda	142300	4,5
Líquido de trabajo (R717)	2750	-

Tabla 3-5 Caudales iniciales de simulación obtenido de la bibliografía [38].

La diferencia de mayor importancia entre las condiciones en las que operarían ambas plantas se encuentra en la temperatura del AS. Mientras las actividades del dispositivo estudiado en la bibliografía se desarrollan en un entorno en el que el AS se encuentra a 26°C, el diseño de una instalación para Canarias debe adaptarse al peor entorno posible añadiendo el margen de seguridad mencionado. Esto implica una temperatura del AS de 17°C.

Se ajustaron los datos para que la temperatura del fluido de trabajo a la entrada de la turbina fuera de 16,5°C y 7 bares de presión. La presión se ha tomado de la bibliografía, estando el rango entre 6 y 9 bares, dependiendo del autor [11]. El cambio de temperatura se debe a que el rendimiento del evaporador no es del 100%. Han de esperarse pérdidas en este intercambio de calor entre el AS y el amoníaco.

La salida del R717 del mismo dispositivo se produce a 7,035°C y 5,9 bares. Estos parámetros permiten que la potencia eléctrica bruta extraída sea de 45,3 MW. Aplicándole la disminución del 30% que ha de destinarse a operaciones de bombeo, se obtienen 31,71 MW netos para verter a la red. Por otro lado, más importante aún queda demostrada la viabilidad del ciclo OTEC con un gradiente térmico inferior al señalado por la bibliografía. Esto es de especial relevancia porque demuestra que es posible ampliar las latitudes en las que es posible instalar dispositivos OTEC, permitiendo su uso en una zona mucho mayor.

En el condensador, el vapor se enfría hasta 5,607°C cambiando a fase líquida y se dirige de hacia una bomba que eleva su presión de nuevo hasta los 7 bares y lo recircula hacia el evaporador, que eleva la temperatura del amoníaco de nuevo hasta 16,5°C, cambiándolo de fase y cerrando el ciclo.

Una vez verificada que un ciclo de estas características es capaz de operar en un escenario cuyas características se asemejen al entorno en Canarias, el siguiente paso ha sido tratar de disminuir los caudales necesarios a bombear. Sabiendo que una parte importante de la energía producida se dedica al bombeo de estas cantidades de agua, de conseguir reducirlas sin disminuir la potencia eléctrica producida no será necesario destinar tanta energía a estas operaciones. Este excedente es vertido a la red, aumentando los beneficios de la instalación.

Se mantuvo fijo el caudal de amoníaco y su temperatura de salida tanto en el evaporador como en el condensador. Partiendo de los datos iniciales contenidos en la Tabla 3-5 se fueron disminuyendo progresivamente en 5000 kg/s los de AS y AP en el simulador hasta que se produjese el esperado cambio de la temperatura en el amoníaco a la salida de ambos dispositivos. De esta manera se calculó el valor límite de caudal. Resultó que, mientras que fue posible disminuir la cantidad de AS necesaria hasta los 90 tn/s frente a las 270,4 tn/s fue necesario ampliar el caudal de AP de 142,3 tn/s a 200 tn/s. Aún así, en el cómputo total el ahorro es de 122,7 tn/s.

En la Figura 3-3 puede observarse el ciclo CC creado en el programa *DWSIM* que utiliza amoníaco como fluido de trabajo y presenta los datos anteriormente citados:

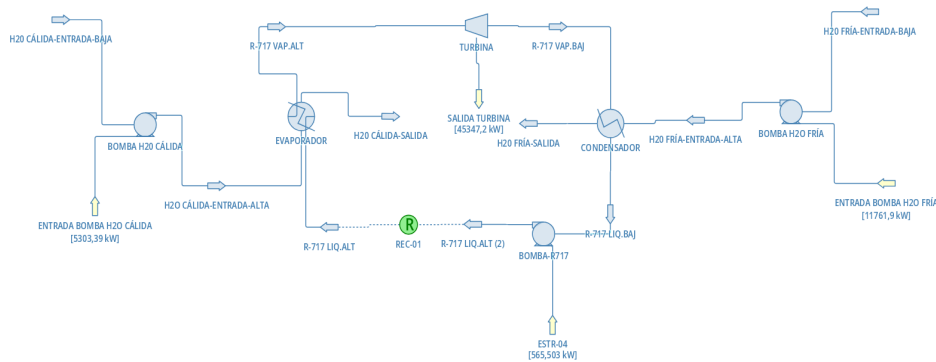


Figura 3-3 Ciclo CC convencional con R717 en DWSIM

En la Figura 3-3 pueden observarse los datos más relevantes de presión temperatura y caudal de las leyendas mostradas en la Figura 3-3:

Leyenda	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Caudal (kg/s)
R-717 VAP.BAJ	7,04	5,9	2750
R-717 VAP. ALT	16,50	7	2750
R-717 LIQ. BAJ	5,61	5,9	2750
R-717 LIQ. ALT	3,50	7	2750
H2O CÁLIDA-ENTRADA-ALTA	17,00	3,5	90000
H2O FRÍA-SALIDA	7,37	3,5	200000
H2O FRÍA-ENTRADA-BAJA	4,00	3	200000
H2O FRÍA-ENTRADA-ALTA	4,00	3,5	200000
H2O CÁLIDA-SALIDA	9,53	3,5	90000
H2O CÁLIDA-ENTRADA-BAJA	17,00	3	90000

Tabla 3-6 Datos de temperatura, presión y caudal mostrados en la Figura 3-3

Es necesario comentar una serie de especificaciones para los datos anteriormente expuestos ya que son simplificaciones que se resolverán en apartados posteriores:

- Los datos de presión referente a las aspiraciones de las tuberías de AS y AP, H2O CÁLIDA-ENTRADA-BAJA y H2O FRÍA-ENTRADA-BAJA, se han tomado a la presión estándar de 20 metros de profundidad. En el caso de las aguas profundas este dato no es representativo. Aunque sí se busca que la bomba aumente la presión medio bar, la presión de entrada será mayor, atendiendo a 1 atm por cada 10 metros de columna de agua. A una profundidad de 1500 m, la presión será de 151 atmósferas, al añadirle el peso de la columna de aire al nivel del mar [39].
- En relación con lo anterior, el consumo de la bomba de AP no es real. Tanto la altura de columna de agua como la presión son mucho mayores, lo que implica un incremento de los consumos.

En apartados posteriores se desglosará el estudio específico de cada componente principal para la búsqueda los mismos en el mercado.

Por último, con el objetivo de demostrar la bondad del amoniaco (R717) como fluido de trabajo en instalaciones OTEC, se ha realizado la simulación del mismo ciclo de trabajo, con exactamente las mismas condiciones para el propano (R290). En la Figura 3-4 se muestra la configuración anterior operando con R290:

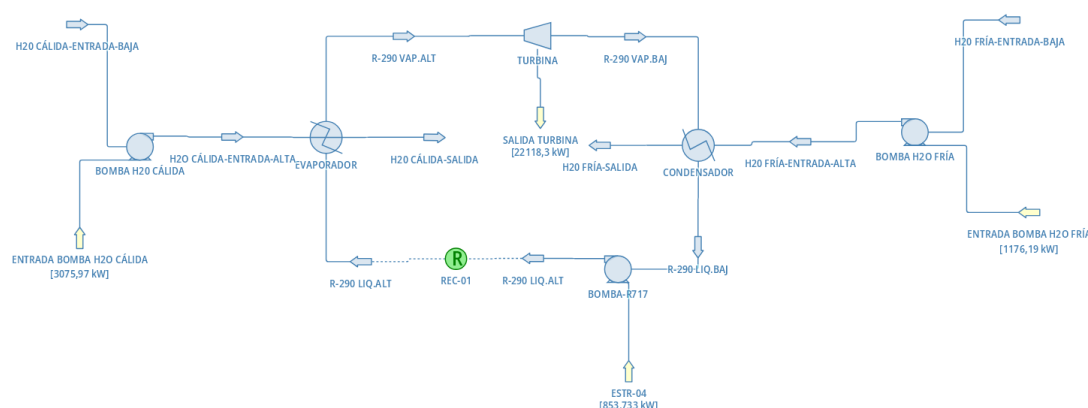


Figura 3-4 Ciclo CC convencional con R290 en DWSIM

Las mayores diferencias son apreciables tanto en la cantidad de potencia aportada como en los caudales necesarios. En este ciclo con R290 ambos son mucho menores. Mientras que en el caso donde se operaba con amoníaco la producción eléctrica llegaba a los 45,3 MW, en este caso únicamente se obtienen 22,1 MW brutos. Aunque esto es una clara desventaja, debe tenerse en cuenta que la mayor conductividad térmica del R290 -como se muestra en la Tabla 3-1 - implica el bombeo de una menor cantidad de agua, tanto caliente como fría, para que el fluido de trabajo alcance las temperaturas necesarias. Con los respectivos ahorros de potencia dedicados a estas operaciones. En la Tabla 3-7 se comparan los caudales de la Figura 3-3 y Figura 3-4.

Dato	R717 (kg/s)	R290 (kg/s)
CAUDAL DE REFRIGERANTE	2750	2000
H2O CALIENTE ENTRADA BAJA	90000	52200
H2O FRÍA-ENTRADA-BAJA	200000	20000

Tabla 3-7 Comparación caudales CC R-717 y R-290

Gracias a la facilidad del propano para liberar y absorber energía, puede apreciarse un cambio significativo en la cantidad de AP necesaria para disminuir la temperatura. Mientras que en el caso del R717 el AP era más del doble en cantidad que el AS, en este ciclo es, al contrario. La toma de agua fría en 10 veces menor en comparación.

De igual manera que en el caso anterior, los datos de potencia para las bombas de agua profunda no son representativos.

En la Tabla 3-8 se especifican los parámetros de este ciclo.

Leyenda	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Caudal (kg/s)
R-290 VAP.BAJ	6,16	5,1	2000
R-290 VAP. ALT	16,51	7	2000
R-717 LIQ. BAJ	4,60	5,1	2000
R-717 LIQ. ALT	3,73	70	2000
H2O CALIENTE-ENTRADA-ALTA	17,00	3,5	52200
H2O FRÍA-SALIDA	11,15	3,5	20000
H2O FRÍA-ENTRADA-BAJA	4,00	3	20000
H2O FRÍA-ENTRADA-ALTA	4,00	3,5	20000
H2O CALIENTE-SALIDA	14,21	3,5	52200
H2O CALIENTE-ENTRADA-BAJA	17,00	3	52200

Tabla 3-8 Datos de temperatura, presión y caudal del CC mostrado en la Figura 3-4

Es posible concluir que utilizar propano como fluido de trabajo es una opción viable. Un dispositivo OTEC que trabaje con este fluido es capaz de producir una cantidad importante de energía con menores caudales que la misma instalación trabajando con amoníaco. Por otro lado, es mucho menos tóxico que este último, pero tiene un alto grado de inflamabilidad. (Tabla 3-2). La principal desventaja es que no permite alcanzar los niveles de producción de potencia eléctrica requeridos en este trabajo, es más caro, y no ha sido tan ampliamente utilizado en dispositivos OTEC como el amoníaco.

3.1.5 Análisis Ciclo SOTEC

A pesar de quedar demostrada la viabilidad del ciclo OTEC convencional con los datos mostrados en la simulación anterior, aún es necesario solucionar la cuestión referente a la optimización del rendimiento de la planta. Como se ha señalado, la latitud del archipiélago lo sitúa en el límite de la zona considerada de explotación OTEC, por lo tanto, es interesante encontrar una forma de potenciar el ciclo para obtener un mayor rendimiento económico de la planta. Para ello se ha tenido en cuenta la aplicación la tecnología SOTEC al ciclo. La razón de esto ha sido la abundante disponibilidad del recurso solar en el archipiélago. En la Figura 3-5 se muestran los datos de producción mensual de energía eléctrica fotovoltaica del año 2019 por isla y mes expresada en Megavatios-hora (MWh).

Mes	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	(*) El Hierro	Canarias	Mes/total
Vertida a red									
Enero	3.522	12.348	619	959	382	1	3	17.835	6,42%
Febrero	4.208	14.553	781	1.242	502	1	4	21.291	7,66%
Marzo	4.769	17.019	950	1.526	571	1	4	24.841	8,94%
Abril	5.025	16.207	1.038	1.647	564	1	4	24.486	8,81%
Mayo	5.960	19.892	1.080	1.785	638	2	5	29.363	10,57%
Junio	5.188	15.087	949	1.598	480	1	4	23.307	8,39%
Julio	5.717	20.372	1.055	1.706	657	2	5	29.513	10,62%
Agosto	5.534	18.893	1.008	1.562	653	2	5	27.657	9,95%
Septiembre	4.961	15.741	857	1.358	529	1	4	23.452	8,44%
Octubre	4.043	14.218	755	1.250	494	1	4	20.765	7,47%
Noviembre	3.276	12.875	642	1.001	402	1	3	18.200	6,55%
Diciembre	3.242	11.939	608	1.003	403	1	3	17.199	6,19%
TOTAL	55.445	189.143	10.343	16.638	6.276	16	48	277.910	100%
Ene-Mar/Total	22,5%	23,2%	22,7%	22,4%	23,2%	22,9%	23,3%	23,0%	-
Abr-Jun/Total	29,2%	27,1%	29,7%	30,2%	26,8%	28,3%	27,2%	27,8%	-
Jul-Sep/Total	29,2%	29,1%	28,2%	27,8%	29,3%	28,7%	30,1%	29,0%	-
Oct-Dic/Total	19,0%	20,6%	19,4%	19,6%	20,7%	20,2%	19,4%	20,2%	-

Figura 3-5 Datos de producción eléctrica fotovoltaica mensual en Canarias. Año 2019 [6].

Gracias a los datos aportados en la Figura 3-5 es posible apreciar la importancia que ha cobrado la energía fotovoltaica en el archipiélago canario. Lo más reseñable es la tendencia de los datos de cantidad de energía vertida a la red por isla -cada columna- a mantenerse en la mayor parte de los casos en un margen razonable. Esto puede traducirse como que, durante todos los meses del año, las Islas Canarias gozan de una elevada tasa de disponibilidad del recurso solar.

La tecnología SOTEC, como se comentó anteriormente, puede dividirse en dos métodos utilizados. Estos varían en relación al líquido que calientan. Puede estar dedicados a elevar la temperatura del AS antes de que entre en el evaporador, es decir, realizar un precalentamiento. Por otro lado, su función también es posible que sea la de sobrecalentar el vapor del fluido de trabajo ya evaporado antes de que este entre en la turbina. Una mejor visualización de estas configuraciones se puede conseguir con las Figura 2-11 Figura 2-12. En el caso que atañe, se utilizará la segunda opción ya que es la más económica. Esto se debe a que se necesita un área cinco veces mayor de colectores solares para elevar un grado la temperatura en el primer caso

comprado con el segundo [21]. Además, los dispositivos no están en contacto directo con el agua del mar, ahorrándose sus efectos corrosivos.

Para ello se ha añadido un calentador a la simulación del CC de amoníaco a modo de colector solar. El dispositivo tiene como objetivo elevar 7°C la temperatura del fluido de trabajo antes de comenzar a entrar en la turbina. Aunque en la bibliografía se establece un incremento de temperatura efectivo de 20°C [22], la elección de un número menor se sustenta en dos motivos fundamentales: Abaratar el coste de la instalación al disminuir el área necesaria de colectores solares y aplicar un margen de seguridad. La Figura 3-6 muestra la simulación realizada en *DWSIM*:

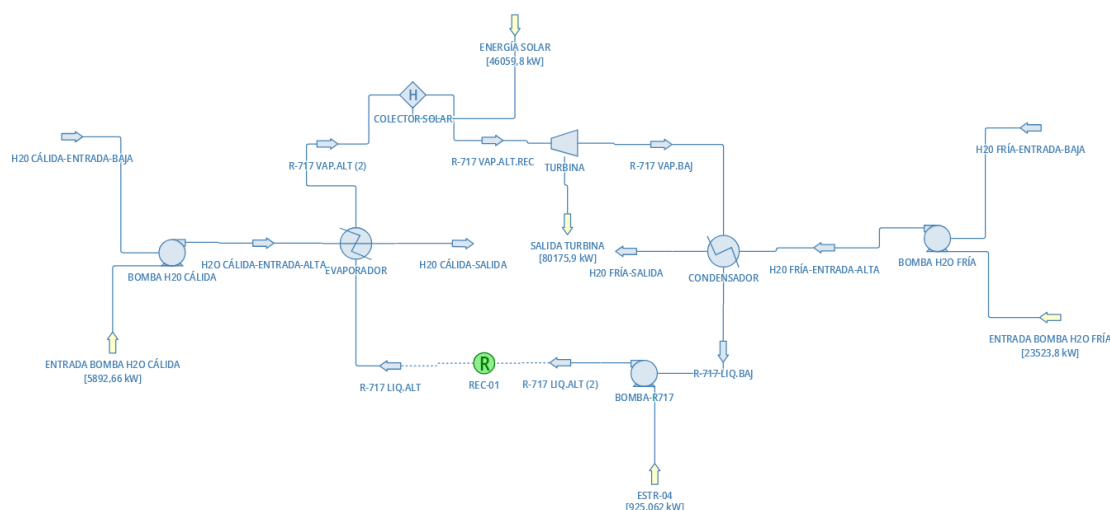


Figura 3-6 Ciclo SOTEC con R717 en *DWSIM*

La primera mejora sustancial que se percibe es el incremento de potencia eléctrica bruta producida, pasando de los 45 MW a los 80 MW con el aumento de 7°C la temperatura del fluido de trabajo antes de su entrada en la turbina. Es importante destacar que no ha sido necesario modificar los parámetros de caudal. Esto implica que, probada la viabilidad la planta OTEC convencional ante cualquier escenario, la optimización SOTEC no requiere instalaciones adicionales de costosas tuberías submarinas.

Este simple aumento de temperatura que realizan los colectores solares aumenta en un 77,7% la producción total en comparación con el CC convencional desplazando las mismas masas de agua y amoníaco.

Por lo tanto, con la introducción de las mejoras que la opción SOTEC ofrece se obtiene una planta de producción eléctrica con dos modos de trabajo. Uno de ellos en el que se opera en condiciones estándar, el OTEC convencional, destinado a trabajar durante periodos nocturnos y cuando no esté disponible el recurso solar. El otro método -sólo disponible cuando sean efectivos los colectores en función de las condiciones climáticas- se basa en la optimización del ciclo sobrecalentando el vapor de amoníaco antes de que este entre en la turbina. Este último prácticamente duplica la producción energética con respecto a la primera opción, pasando de aportar 31,5 MW a la red a verter 56 MW.

En la Tabla 3-9 se presentan los datos de temperatura, presión y caudal de lo todos los puntos del ciclo SOTEC observable en la Figura 3-6.

Leyenda	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Caudal (kg/s)
R-717 VAP.BAJ	7,07	5,2	2750
R-717 VAP. ALT (2)	16,5	7	2750
R-717 VAP. ALT. REC.	23,5	7	2750
R-717 LIQ. BAJ	5,45	5,2	2750
R-717 LIQ. ALT	5,47	7	2750
H2O CÁLIDA-ENTRADA-ALTA	17,00	3,5	90000
H2O FRÍA-SALIDA	10,76	3,5	200000
H2O FRÍA-ENTRADA-BAJA	4,00	3	200000
H2O FRÍA-ENTRADA-ALTA	4,00	3,5	200000
H2O CÁLIDA-SALIDA	10,24	3,5	90000
H2O CÁLIDA-ENTRADA-BAJA	17,00	3	90000

Tabla 3-9 Datos de temperatura, presión y caudal del SOTEC mostrado en la Figura 3-6

En los datos presentados en la Tabla 3-9 puede observarse que se han aplicado las mismas hipótesis con respecto a las presiones de aspiración que en el caso anterior. Por ello los comentarios realizados anteriormente también son aplicable a esta simulación.

Gracias a los datos aportados en la simulación es posible concluir que la viabilidad de la tecnología OTEC en el archipiélago canario es posible, ampliando por ello el área donde estas instalaciones pueden operar con un recurso de gradiente térmico inferior. Además, las optimizaciones del ciclo gracias a SOTEC son recomendables ya que incrementa en un 77,7 % el rendimiento total de la planta, prácticamente durante todos los periodos diurnos del año sin necesidad de hacer cambios importantes en los sistemas más críticos de la planta OTEC, como son las tuberías.

3.1.6 Comprobación de los resultados

Con el objetivo de comprobar si los datos aportados por el programa son válidos, se ha considerado necesario verificar el orden de magnitud de los mismos realizando los balances energéticos de los componentes del sistema. Para ello, se han obtenido los datos de entalpía de las diferentes etapas del amoniaco mediante la calculadora online *Peace Software* [40]. Los valores obtenidos se muestran en la Tabla 3-11.

Leyenda	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (kJ/kg)
R-717 VAP.BAJ	7,07	5,2	1482,891
R-717 VAP. ALT (2)	16,5	7	1481,962
R-717 VAP. ALT. REC.	23,5	7	1513,64
R-717 LIQ. BAJ	5,45	5,2	225,42
R-717 LIQ. ALT	5,47	7	225,54

Tabla 3-10 Datos de temperatura, presión y entalpía del R717 obtenidos mediante *Peace Software*.

Utilizando estos datos se realizarán los posteriores balances energéticos. En primer lugar, se analizará el balance térmico del conjunto turbina-generador, que viene definido por la siguiente ecuación:

$$W_t = \eta_T * \eta_G * \dot{m}_{R-717} * (h_2 - h_1)$$

Ecuación 3-1 Balance energético de la turbina en la simulación de la Figura 3-6.

En donde los parámetros representan:

W_t = Trabajo realizado por el conjunto turbina – generador.

η_T = Rendimiento de la turbina

η_G = Rendimiento del generador.

$\dot{m}_{R-717}$ = Caudal de amoníaco.

h_2 = entalpía del vapor a la salida de la turbina (R-717 VAP.BAJ).

h_1 = entalpía de vapor a la entrada de la turbina (R-717 VAP. ALT. REC).

Se aplica el valor de rendimiento de la turbina introducido en la simulación del ciclo, que es de un 95%. Asumiendo el rendimiento del generador con valor 1 los cálculos son los siguientes:

$$1 * 0,95 * 2750 \left[\frac{kg}{s} \right] * \left(-1482,891 \left[\frac{kJ}{kg} \right] - \left(-1513,64 \left[\frac{kJ}{kg} \right] \right) \right) = -80331,76 \text{ kW}$$

Ecuación 3-2 Balance energético de la turbina con los datos de Peace Software.

Si se realiza una comparación entre el valor de la simulación y el calculado podrá observarse que la diferencia entre ambos no es sustancial. Por ello se verifica que los cálculos son correctos y que el simulador trabaja correctamente.

Otros elementos para analizar son los intercambiadores de calor. Primero se realizará el balance energético del evaporador. Este puede comprobarse comparando el calor absorbido por el amoníaco. La fórmula que expresa la energía cedida por el refrigerante en el evaporador es la siguiente:

$$Q_{Ev} = \dot{m}_{R-717} * \eta_{Ev} * (h_5 - h_4)$$

Ecuación 3-3 Balance energético del evaporador en la simulación de la Figura 3-6.

Los parámetros de la ecuación representan las siguientes cantidades:

Q_{Ev} = Calor absorbido por el amoníaco en el evaporador.

η_{Ev} = Rendimiento del evaporador.

$\dot{m}_{R-717}$ = Caudal de amoníaco.

h_5 = entalpía del amoníaco a la salida del evaporador (R-717 VAP. ALT (2)).

h_4 = entalpía de amoníaco a la entrada del evaporador (R-717 LIQ. ALT).

Aplicando los datos de entalpía y asumiendo el rendimiento del evaporador igual a la unidad en este caso se obtiene:

$$1 * 2750 \left[\frac{kg}{s} \right] * \left(-1481,962 \left[\frac{kJ}{kg} \right] - \left(-225,54 \left[\frac{kJ}{kg} \right] \right) \right) = 3455160,5 \text{ kW}$$

Ecuación 3-4 Balance energético del evaporador con los datos de Peace Software.

Si este resultado se compara con el dato aportado por el simulador (3537070 kW) es posible concluir que las diferencias de nuevo son ínfimas. Por lo tanto, también se verifica el correcto funcionamiento del evaporador.

Independientemente de que los intercambiadores de calor sean semejantes, se realizarán idénticos cálculos en el condensador para verificar que los datos son correctos. La fórmula que expresa el calor cedido por el refrigerante en el condensador es la siguiente:

$$Q_{Cn} = \dot{m}_{R-717} * \eta_{Cn} * (h_2 - h_3)$$

Ecuación 3-5 Balance energético del condensador en la simulación de la Figura 3-6.

Los parámetros de la ecuación representan las siguientes cantidades:

Q_{Cn} = Calor absorbido por el amoníaco en el condensador.

η_{Cn} = Rendimiento del condensador.

$\dot{m}_{R-717}$ = Caudal de amoníaco.

h_2 = entalpía del amoníaco a la salida de la turbina (R-717 VAP.BAJ).

h_3 = entalpía de amoníaco a la salida del condensador (R-717 LIQ. BAJ).

Aplicando los datos de entalpía en este caso resulta en:

$$1 * 2750 \left[\frac{kg}{s} \right] * \left(-1482,891 \left[\frac{kJ}{kg} \right] - \left(-225,42 \left[\frac{kJ}{kg} \right] \right) \right) = 3458045,25 \text{ kW}$$

Ecuación 3-6 Balance energético del condensador con los datos de Peace Software.

De nuevo, si se realiza la comparación entre el dato obtenido mediante cálculo y el aportado por el simulador (3503880 kW) es posible observar que la diferencia no es muy amplia y que ambos pertenecen al mismo rango de magnitudes, por lo tanto, es posible verificar que son ambos correctos.

Por último, es necesario estudiar el colector solar, realizando su balance energético para confirmar como en los casos anteriores, que no se está aplicando rendimiento diferente a la unidad al dispositivo. La siguiente ecuación que expresa el balance energético del colector:

$$Q_{Cs} = \dot{m}_{R-717} * \eta_{Cs} * (h_1 - h_5)$$

Ecuación 3-7 Balance energético del colector solar en la simulación de la Figura 3-6.

Q_{Cs} = Calor cedido al amoníaco por el colector.

η_{Ev} = Rendimiento del colector.

$\dot{m}_{R-717}$ = Caudal de amoníaco.

h_1 = entalpía del amoníaco a la salida del evaporador (R-717 VAP. ALT (2)).

h_5 = entalpía del amoníaco a la entrada de la turbina (R-717 VAP.ALT.REC).

Aplicando los datos de entalpías pertinentes a la anterior fórmula y un rendimiento del colector del 45% resulta en:

$$Q_{Cs} = 2750 \left[\frac{kg}{s} \right] * 0,45 * \left(-1481,962 \left[\frac{kJ}{kg} \right] - \left(-1513,64 \left[\frac{kJ}{kg} \right] \right) \right) = 39201,525 \text{ kW}$$

Ecuación 3-8 Balance energético del colector solar con los datos de Peace Software.

Al coincidir con el dato de energía necesaria en el colector en la Figura 3-6, es deducible que los cálculos son correctos.

3.1.7 Conclusiones Fase I.

Gracias a los datos aportados en la simulación es posible concluir que la viabilidad de la tecnología OTEC en el archipiélago canario es posible. Además, la posibilidad de optimización del ciclo mediante la introducción SOTEC sin la necesidad de realizar cambios en la planta permite obtener mayores rendimientos, aumentar la producción y maximizar los beneficios.

La planta propuesta tendría, por lo tanto, dos modos de funcionamiento. Uno en estándar, en el que se aplica la configuración tradicional de una OTEC de ciclo cerrado, donde el amoníaco cambia a fase gaseosa en el evaporador para posteriormente entrar en la turbina, y otro en el que antes de pasar a la turbina el mismo vapor es recirculado por unos colectores solares para aumentar su temperatura antes de pasar a su expansión. De esta manera se consigue que la planta opere 24 horas de forma ininterrumpida y en los periodos de máxima radiación solar multiplique su rendimiento, obteniendo así mayor potencia eléctrica. La Tabla 3-11 recoge la potencia eléctrica instalada en las dos formas de operación.

Modo de Funcionamiento	Potencia instalada bruta (kW)	Potencia instalada neta (kW)
OTEC Convencional	45347,2	31743,04
SOTEC	80175,9	56123,13

Tabla 3-11 Producción eléctrica en los dos modos de funcionamiento

Con vistas a comenzar posteriores fases del proyecto deben tenerse en cuenta los siguientes resultados para la búsqueda de los elementos principales de la instalación OTEC en el mercado.

Los intercambiadores de calor, tanto evaporador como condensador deben cumplir las siguientes características:

- Estar basados en un elemento químicamente compatible con el amoníaco.
- (Evaporador) Potencia mínima de 3600000 kW.
- (Evaporador) Trabajar con caudales de agua salada de 90 tn/s.
- (Condensador) Potencia mínima de 3600000 kW.
- (Condensador) Trabajar con caudales de agua salada de 200 tn/s.
- Tener cierta resistencia a la corrosión del agua salada.

Con respecto al conjunto turbina-generador:

- Trabajar con un caudal de 2750 kg/s.
- Ser capaz de extraer un mínimo de energía eléctrica de 75 MW.
- Estar compuesta de materiales químicamente estables con el amoníaco.

En relación al colector solar:

- Estar compuesto por elementos químicamente estables con el amoníaco.
- Ser capaz de incrementar la temperatura del amoníaco en 7°C.
- No abarcar una superficie excesiva.

Las estaciones de bombeo de agua:

- Aportar los caudales de 90 tn/s y 200 tn/s en función de si es agua cálida o profunda.
- En el caso de la tubería profunda, estar diseñadas para pérdidas de carga de 2000 m.
- En el caso de la tubería superficial, ser capaz de elevar el agua a 20 metros de altura.

Las características de la estación de bombeo de amoniaco:

- Incrementar la presión a 7 bares.
- Materiales químicamente estables con el amoniaco.
- Trabajar con un caudal de 2750 kg/s.

3.2 Fase II: Elección del emplazamiento

3.2.1 Importancia, alcance y metodología de la Fase II

La tecnología OTEC es aplicable a la mayoría de países que disponen de línea de costa y se sitúan en latitudes bajas (30°N a 30°S) pero han de escogerse localizaciones específicas para su instalación que atienden a necesidades técnicas y económicas. Existen una gran variedad de parámetros a considerar que, de una forma u otra, afectan al rendimiento de un dispositivo OTEC en un emplazamiento concreto.

Los criterios que mayor relevancia tienen a la hora de llevar a acabo esta elección son [16]:

- Profundidad máxima para bombeo de agua fría de hasta 1500 metros.
- Distancias cortas de la línea de costa al AP.
- Gradiente térmico viable. (17°C en superficie y 4°C para el agua profunda)
- Probabilidad de peligros naturales.
- Probabilidad de daños ecológicos.
- Disponibilidad de espacio.

A lo largo de las siguientes páginas se expondrán uno a uno estos criterios con más detalle, especificados para el caso de Canarias. Primero se tratará de descartar las islas donde la instalación de un dispositivo OTEC no es tan interesante como en otros casos. Para ello los primeros criterios a analizar serán los de profundidad máxima, gradiente térmico y distancia de la línea de costa al AP. Estos criterios se denominarán de primer nivel.

Posteriormente se utilizarán los restantes parámetros para especificar una localización concreta en la isla que se ha escogido como mejor opción. Se conocerán estos como de segundo nivel.

3.2.2 Aplicación de criterios de primer nivel

La orografía del archipiélago canario, sobre todo la submarina, es muy propensa a ofrecer localizaciones donde la instalación de dispositivos OTEC es viable. Su naturaleza volcánica ha hecho que durante siglos de continua actividad magmática se hayan elevado del fondo oceánico hasta constituir no sólo territorios elevados por encima del nivel del mar, sino también para albergar el punto más alto del país, el volcán del Teide con 3715 metros sobre el nivel del Atlántico.

La ventaja que esta realidad supone para la tecnología OTEC es especialmente relevante. La necesidad de encontrar un gradiente térmico adecuado no sólo viene impuesta por una alta temperatura superficial, sino el acceso al agua fría profunda. Para esto último son necesarias largas tuberías conectadas a plantas de bombeo de alta potencia. El consumo excesivo de estas últimas puede hacer inviable en térmicos económicos proyectos de esta índole. Debido a esto, la cercanía del AP a la línea de costa se convierte en un criterio de máxima importancia.

El gradiente térmico en el archipiélago puede considerarse constante. Los datos obtenidos del software *ARGO* [3] apuntan a una estabilidad anual en las temperaturas de las aguas de las distintas islas a lo largo de sus costas. Pueden darse fenómenos meteorológicos que puntualmente

disminuyan la temperatura superficial. Esto tiene una innegable importancia debido a la sensibilidad que las instalaciones OTEC presentan frente a los cambios de temperatura. La disminución en 1°C en el gradiente térmico puede reducir el rendimiento total de la planta en un 15% [41]. Se hace frente a esta eventualidad diseñando el dispositivo para el peor caso posible.

Para probar lo anteriormente mencionado se han obtenido datos de la variación de la temperatura con respecto a la profundidad en diferentes localizaciones del archipiélago canario. Los lugares seleccionados han sido la franja de océano que separa el territorio insular de la masa continental africana, el espacio central entre las islas de Gran Canaria y Fuerteventura y por último un área al oeste de la isla de la Palma, que mira al Atlántico. Estos lugares quedan mejor definidos en la Figura 3-7.

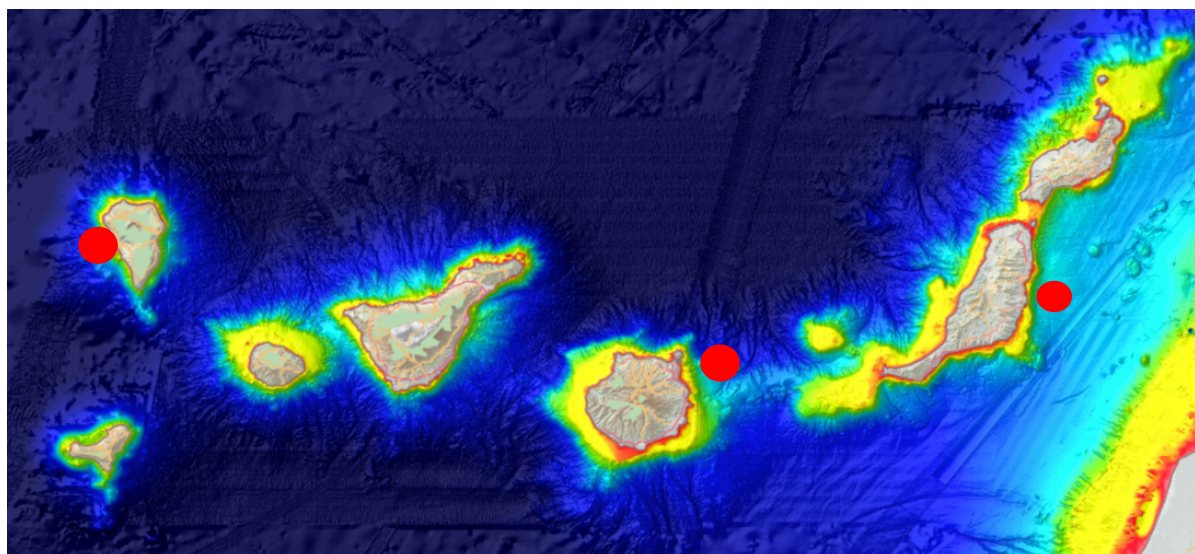


Figura 3-7 Localizaciones de las batimetrías realizadas [31].

Los colores en la imagen tienen los significados que recoge la Tabla 3-12:

Color	Cota de profundidad (m)
Rojo	0-45
Amarillo	45-70
Verde	100-1200
Azul	Más de 12000

Tabla 3-12 Relación de los colores con la profundidad.

En la Figura 3-8 pueden observarse las batimetrías al Este de Fuerteventura, entre el archipiélago y el continente africano. Específicamente frente al Puerto del Rosario.

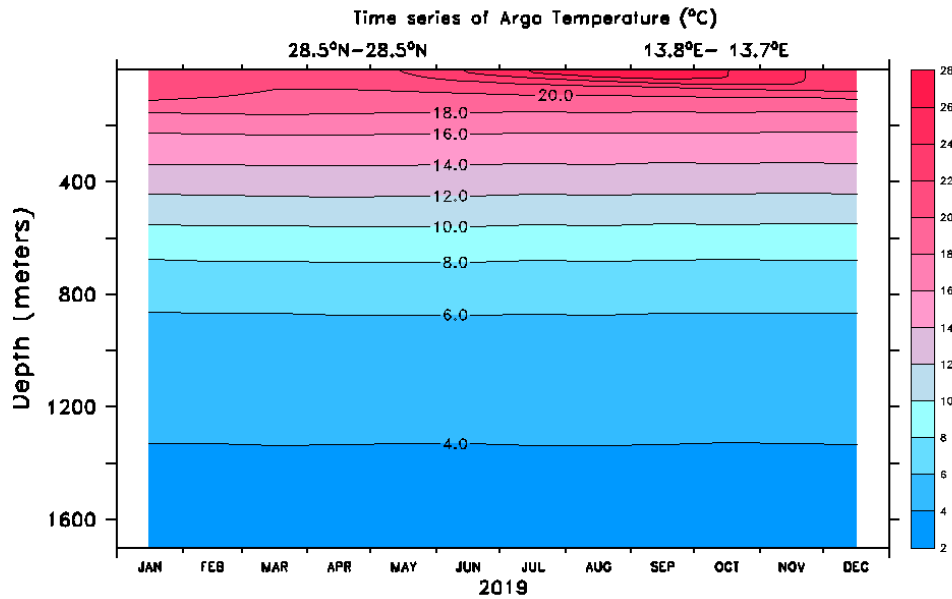


Figura 3-8 Batimetrías al este de Fuerteventura. Puerto del Rosario. Año 2019 [3].

Es posible observar como a lo largo del año se pueden obtener temperaturas cálidas superficiales constantes dentro del rango de 20°C-18°C. De compararse con la Figura 3-9, que muestra datos de la misma naturaleza obtenidos frente al puerto de Las Palmas de Gran Canaria, es posible apreciar que no existe una variación de interés.

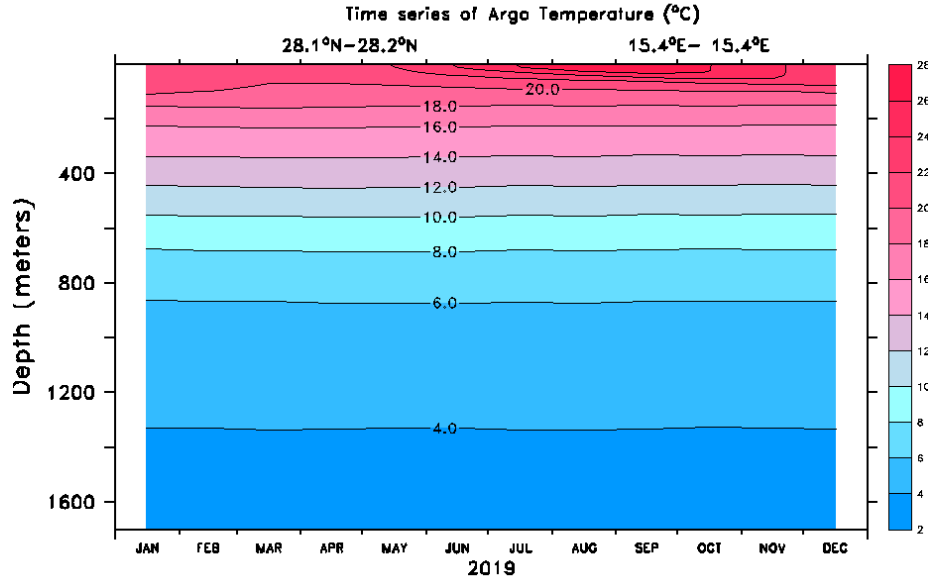


Figura 3-9 Batimetrías al este de Las Palmas de Gran Canaria. Año 2019 [3].

Si se comparan a su vez los datos con los obtenidos en la frontal atlántica, al oeste de la isla de La Palma, puede observarse de nuevo que no existen variaciones sustanciales en el perfil profundidad-temperatura, presentándose las termoclinas a la misma distancia de la superficie. Esto puede observarse en la Figura 3-10.

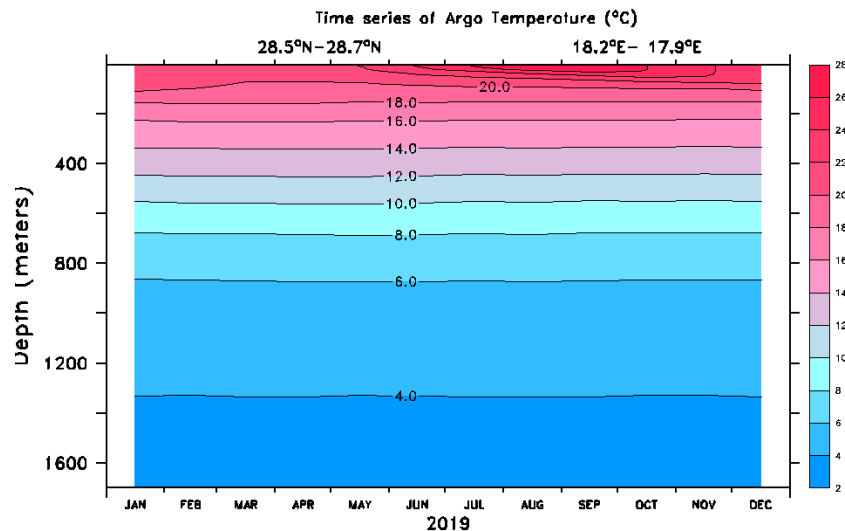


Figura 3-10 Batimetrías al oeste de La Palma. Año 2019 [3].

Puede concluirse por lo tanto que el criterio de gradiente térmico queda garantizado para todas las islas por igual. Debido a esto, no puede ser utilizado como un parámetro de descarte entre las diferentes opciones existentes.

Además, observando la parte inferior de las tres gráficas es posible desestimar también el criterio de profundidad máxima al no ser relevante. En todos los perfiles batimétricos se obtienen temperaturas de 4°C entre los 1200 y 1400 metros de profundidad.

En último lugar queda la distancia a costa del agua profunda. Este sí es un parámetro decisivo dentro de los de primer nivel ya que, a pesar de que las Islas Canarias es un territorio mucho más propenso que muchos otros para alcanzar grandes profundidades a pocas distancias de la línea de costa, hay islas que presentan veriles mucho más adecuados. A continuación, se presentan imágenes con los perfiles submarinos de cada una de las islas. Estas se han obtenido mediante el recurso web *EMODnet Bathymetry* [31]. En relación con las futuras gráficas de perfiles de profundidad deben aclararse que sus ejes de abscisas no son proporcionales debido a que sólo tienen en cuenta cambios en la pendiente, no distancia total.

Las islas orientales (Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote) presentan todas un perfil submarino en el que se ven rodeadas por una meseta de profundidad media de 60 metros. Esto supone un sobre coste al ser necesario la ampliación de la longitud de la tubería de aguas profundas. En la Figura 3-11 puede observarse este fenómeno en la isla de Lanzarote.

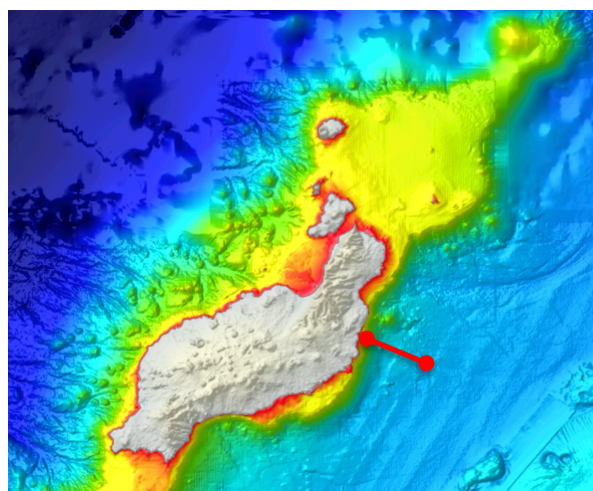


Figura 3-11 Imagen relieve submarino de la isla de Lanzarote [31].

El punto más cercano a la profundidad deseada se muestra en la Figura 3-11 mediante una línea roja. El perfil que esta línea con respecto al fondo viene dada por la Figura 3-12.

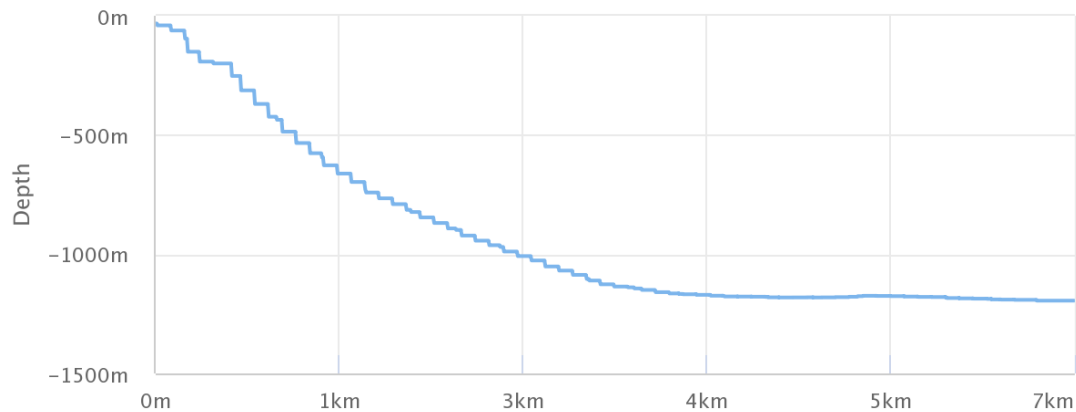


Figura 3-12 Perfil relieve submarino de la isla de Lanzarote [31].

El mismo caso se presenta en la isla de Fuerteventura, donde se repite el fenómeno de una plataforma submarina que rodea el terreno emergido con una profundidad media que oscila entre los 50 y 75 metros. La Figura 3-13 muestra lo anteriormente mencionado.

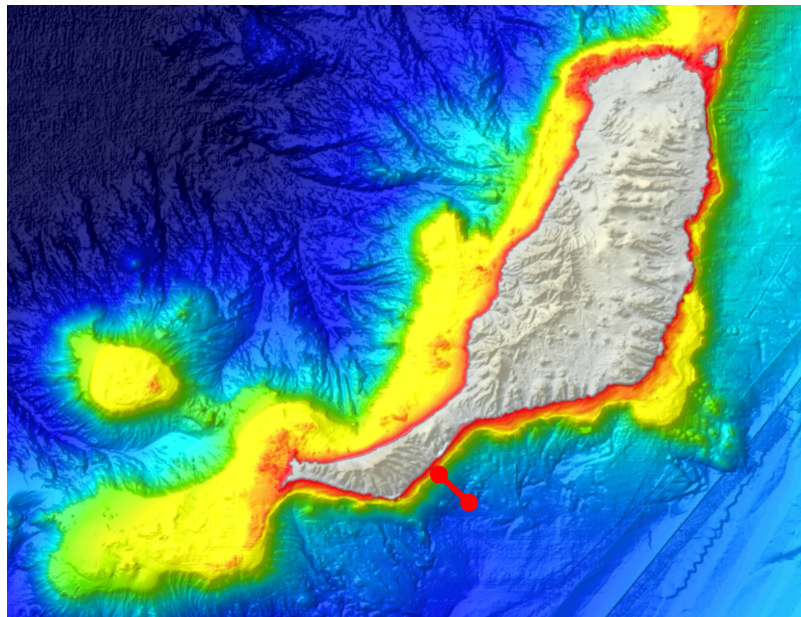


Figura 3-13 Imagen relieve submarino de la isla de Fuerteventura [31].

A diferencia del anterior, en el caso de Fuerteventura si que existe un emplazamiento óptimo donde la longitud de la tubería a instalar es aceptable. Esto se muestra mediante la Figura 3-14, que hace referencia al perfil del veril submarino presente a lo largo de la línea roja marcada en la Figura 3-13

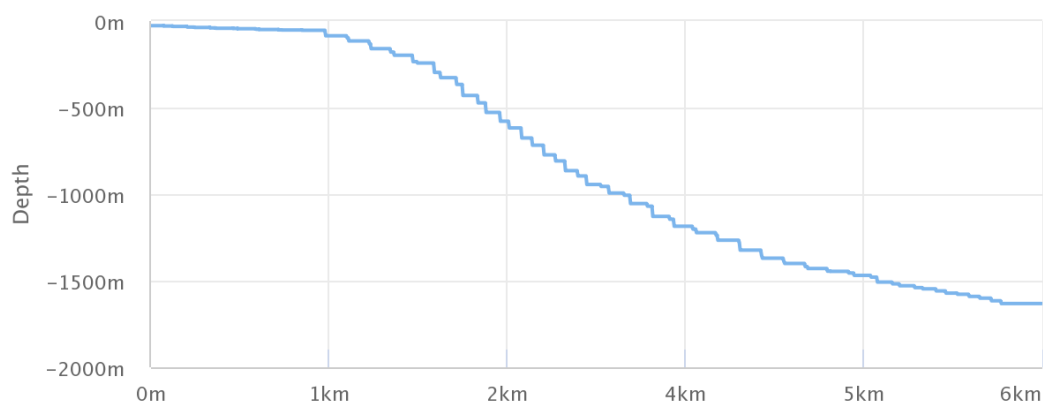


Figura 3-14 Perfil relieve submarino de la isla de Fuerteventura [31].

La comparación entre las Figura 3-12 y Figura 3-14 es significativa ya que a los mismo cinco kilómetros de la línea de costa en la isla de Fuerteventura se alcanzan los 1500 metros de profundidad mientras que en Lanzarote se mantienen los 1200 metros. A pesar de que este último emplazamiento podría parecer viable, cabe destacar que el perfil submarino de ambos presenta una forma que no es beneficiosa para la instalación de tuberías de gran diámetro. La excesiva pendiente obliga a la instalación de dispositivos de fijación al lecho marino, lo que a su vez incrementa los costes. Esto, como se verá, no se da en otros casos.

El caso de la última isla oriental, Gran Canaria es mucho más representativo que los anteriores. A pesar de poseer las ventajas de un gran puerto comercial y estar mucho más industrializadas que el resto -a excepción de Tenerife- la orografía submarina de la zona obliga a que deba considerarse como una de las opciones menos viables debido a que, al contrario que Lanzarote y Fuerteventura, no existen excepciones en su meseta oceánica. La totalidad de la isla esta rodeada en mayor o menos medida por una extensión de similares características que sus otras dos vecinas orientales. En la Figura 3-15 puede observarse esta realidad.

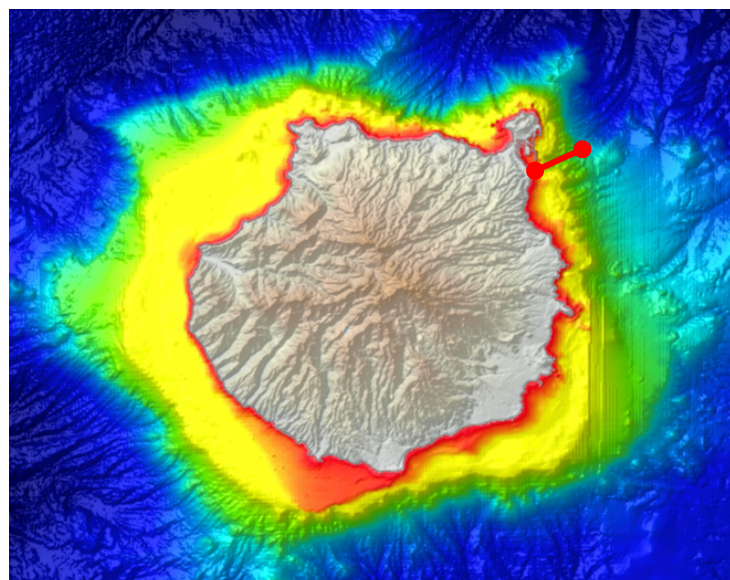


Figura 3-15 Imagen relieve submarino de la isla de Gran Canaria [31].

La línea roja, al igual que los casos anteriores, muestra el perfil de la zona más propensa a alcanzar grandes profundidades con distancias cercanas a costa. En la Figura 3-16 se observa la diferencia con los anteriores, en el que se obtienen escasos mil metros de profundidad a la misma distancia.

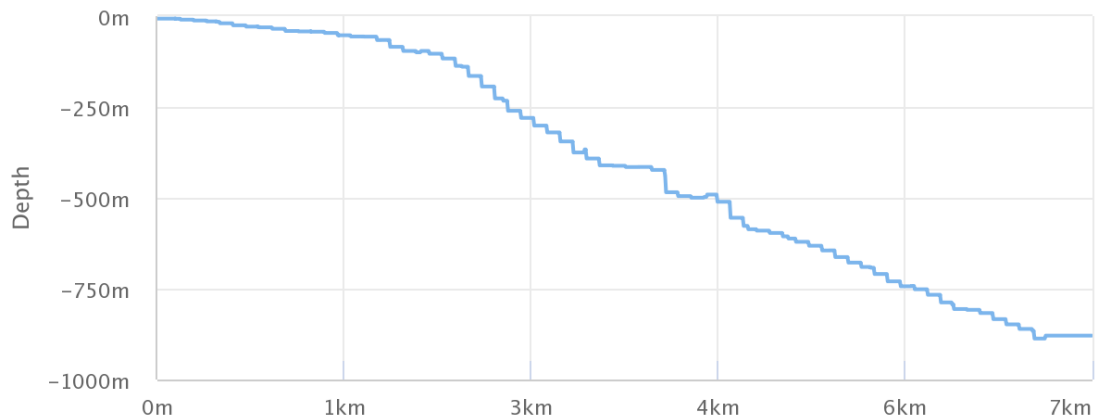


Figura 3-16 Perfil relieve submarino de la isla de Gran Canaria [31].

Un breve vistazo a la Figura 3-7 permitirá entrever que las islas que componen la parte occidental del archipiélago presentan en su mayor parte una orografía submarina mucho más abrupta que las anteriores. Esto permite acortar la longitud final de las tuberías destinadas a bombear los grandes caudales de agua fría necesarios, abaratando los costes totales de la instalación.

El motivo principal de este fenómeno se remonta a la formación misma del archipiélago. Según la teoría geológica del punto caliente, las Islas Canarias se formaron a partir de una única área magmáticamente activa. Una grieta en el lecho submarino permite la aportación continua de material desde el fondo. Este prácticamente incesante surgimiento de rocas y lava, unido al desplazamiento de la placa tectónica durante siglos con un movimiento de oeste a este hace que se formen las siete islas que componen actualmente el archipiélago. Esto da explicación a las cuestiones de por qué las islas occidentales son más escarpadas que sus vecinas en el este debido a que son más recientes. Una mayor exposición a las condiciones meteorológicas durante más tiempo resulta en un nivel de erosión mucho más extenso. Aporta a su vez el motivo de la mayor actividad volcánica en las islas del oeste.

Continuando con el análisis sobre la distancia de la profundidad óptima para un dispositivo OTEC como el diseñado en la fase anterior y la línea de costa, se analizará primero la más occidental de las Islas canarias, El Hierro. En la Figura 3-17 se presenta la imagen de los fondos de dicha ínsula.

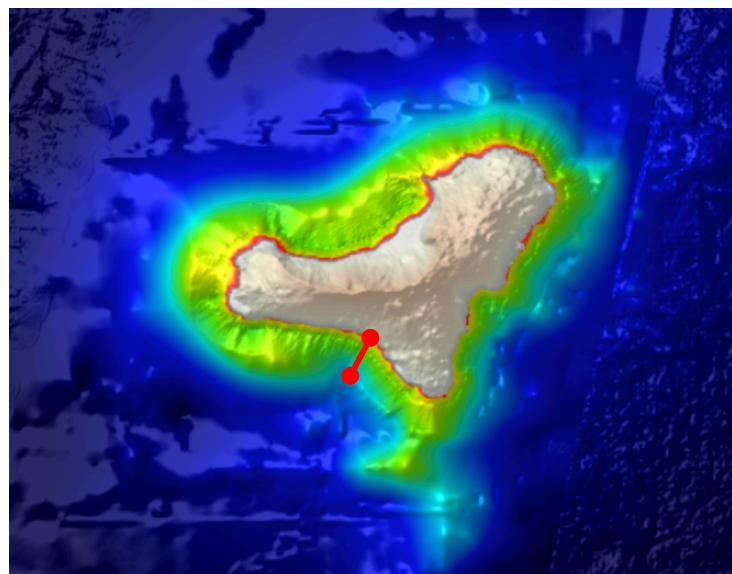


Figura 3-17 Imagen relieve submarino de la isla de El Hierro [31].

En comparación con las anteriores imágenes, es posible verificar la nula presencia de plataforma oceánica a su alrededor, manteniéndose el talud oceánico con una pendiente constante a excepción de la parte occidental, donde es menor. En la Figura 3-18 puede observarse el perfil del relieve submarino de esta isla.

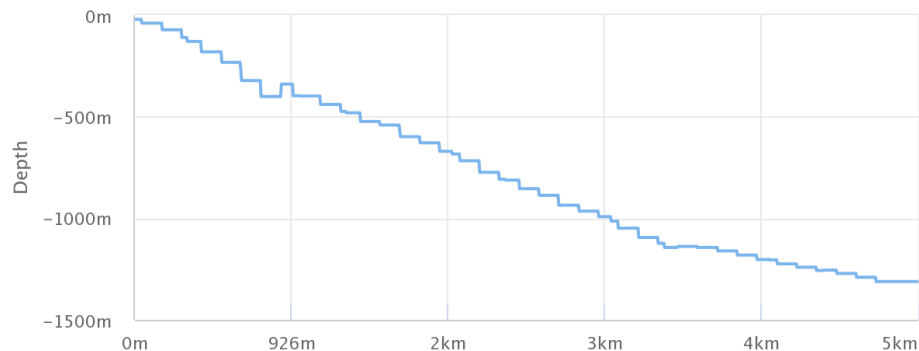


Figura 3-18 Perfil relieve submarino de la isla de El Hierro [31].

Puede observarse la continuidad en la pendiente mencionada anteriormente. Característica de la cual carecen los territorios ya analizados.

En relación con las islas orientales debe mencionarse a La Gomera. Esta parece ser la excepción que confirma la ausencia de plataforma submarina alrededor del territorio emergido. Se asemeja más a Fuerteventura o a Lanzarote que a las propias islas que la rodean. Debido a esto es, junto a Gran Canaria, una de las opciones menos recomendables como emplazamiento para una planta OTEC a lo largo de la cara norte de la isla. El verdadero problema que atenaza esta opción es de naturaleza logística. Con una orografía extremadamente abrupta y la limitación de las carreteras y puertos a tráfico ligero, destinado únicamente a cubrir las necesidades, la infraestructura no apoya la instalación de grandes plantas de producción eléctrica. En la Figura 3-19 puede observarse la orografía tanto emergida como sumergida de esta isla.

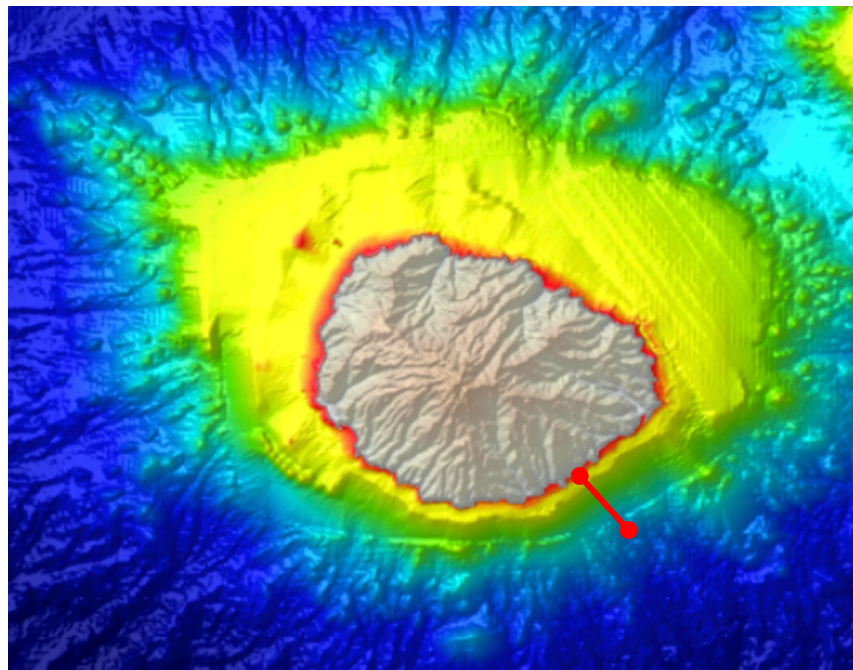


Figura 3-19 Imagen relieve submarino de la isla de La Gomera [31].

A primera vista destaca la plataforma submarina que rodea la ínsula a excepción de la parte sur, en dónde se localizan las mejores zonas para la instalación de una tubería de aguas profundas. La Figura 3-20 indica el perfil de una de estas zonas, delimitada por la línea roja en la Figura 3-19

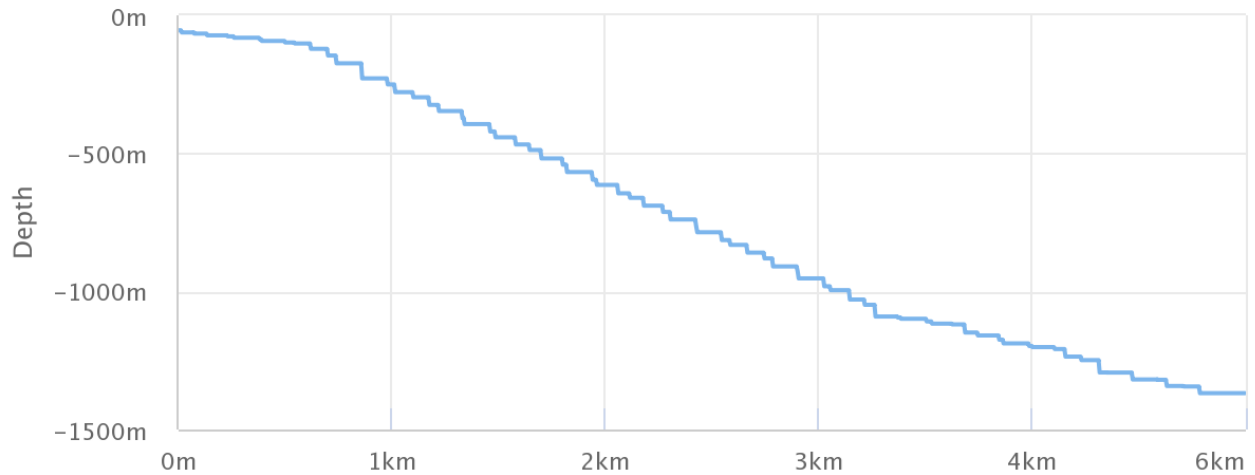


Figura 3-20 Perfil relieve submarino de la isla de La Gomera [31].

A pesar de que no alcanza a los mil metros a los 3 kilómetros de costa, como en muchas otras islas ocurre, presenta una pendiente constante a lo largo de prácticamente toda su extensión.

La última de las Islas Menores a analizar es La Palma. En la Figura 3-21 se observa los territorios bajo la superficie del mar que rodean a la denominada Isla Bonita. Esta presenta diversos puntos en dónde el acceso al agua de las profundidades es relativamente sencillo en comparación de otras islas. Esto se debe a la elevada pendiente submarina del talud que rodea prácticamente la totalidad de la isla. Como contrapartida, se encuentra lo escarpado que es el territorio de superficie. A pesar de no ser tan inaccesible como otras islas tales como La Gomera, las dificultades logísticas de La Palma, con la falta de autopistas y grandes puertos pueden encarecer enormemente el proyecto de instalación de una planta OTEC debido a la problemática que suponen las líneas de comunicación adaptadas a escaso tráfico y a ningún tipo de transporte pesado.

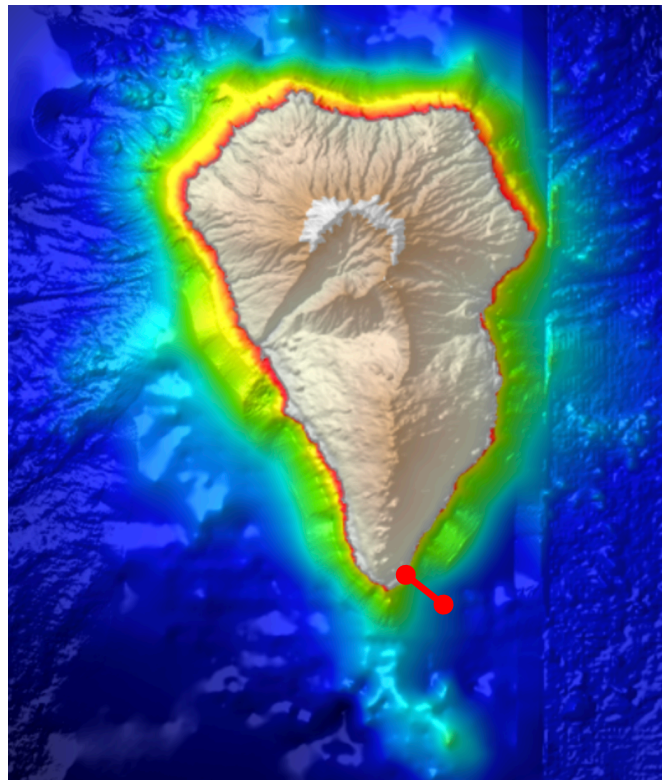


Figura 3-21 Imagen relieve submarino de la isla de La Palma [31].

La línea presente en la Figura 3-21 representa una posible instalación de la mencionada tubería de AP. La Figura 3-22 muestra el perfil del lecho marino donde se posaría la misma.

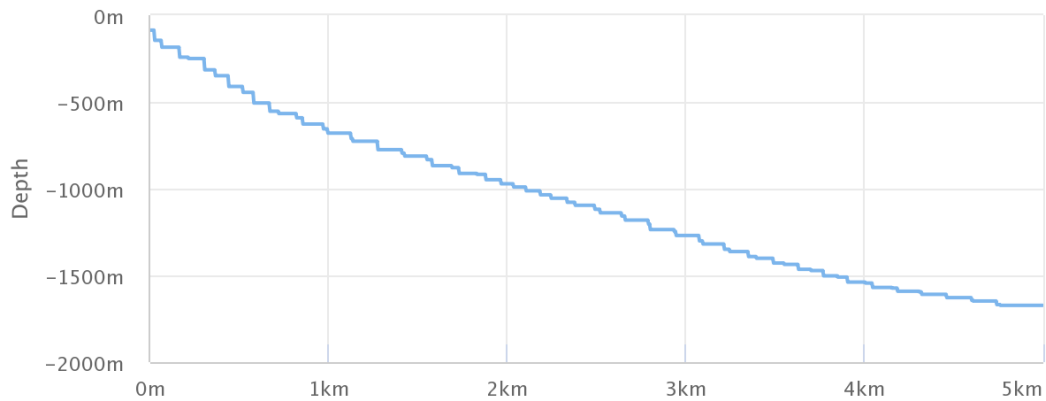


Figura 3-22 Perfil relieve submarino de la isla de La Palma [31].

Por último, queda por analizar Tenerife. Como puede observarse en la Figura 3-23, la parte sur de la isla es más propensa a albergar instalaciones OTEC debido a la prácticamente inexistencia de plataforma submarina. Es de especial relevancia la singularidad que presenta el espacio submarino de Tenerife con respecto a al resto de islas. Esta se encuentra en la parte sureste de la isla en forma de incisión de gran profundidad. Esto permite alcanzar grandes profundidades a distancias relativamente pequeñas de la costa. La zona descrita se enmarca rodea con dos cuadros rojos en la Figura 3-23 para su mejor localización.

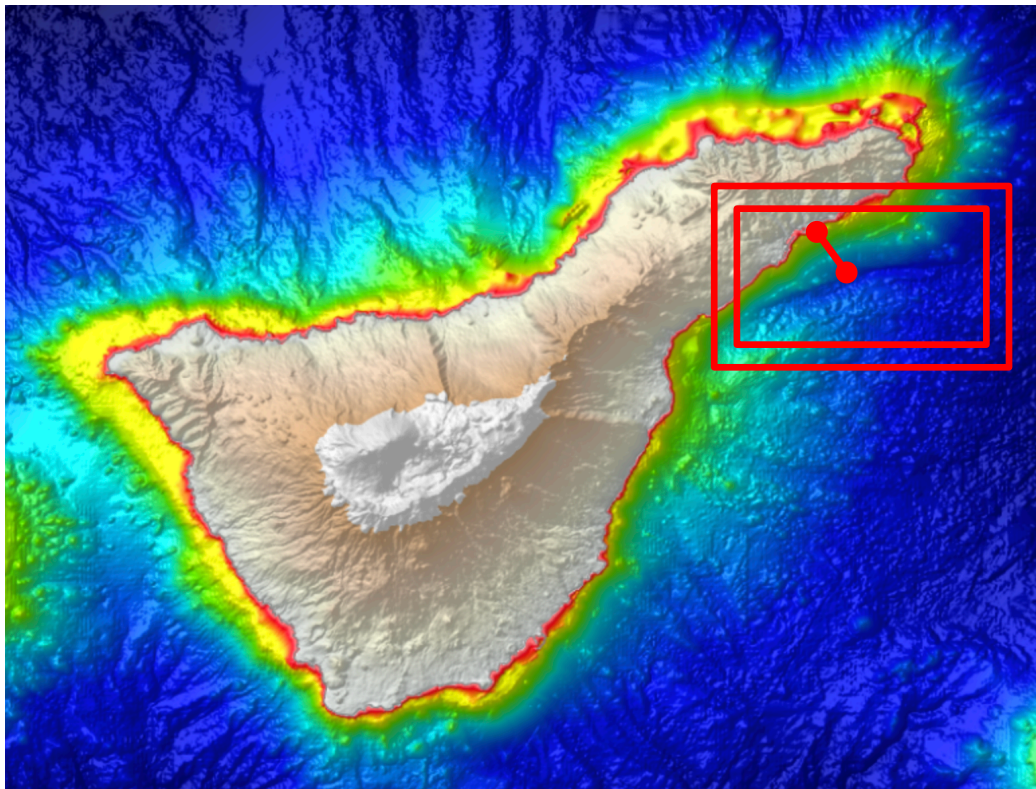


Figura 3-23 Imagen relieve submarino de la isla de Tenerife [31].

En esta zona, donde se encuentra la singularidad mencionada, la orografía submarina presenta unas características que permiten alcanzar el kilómetro y medio de profundidad a poca distancia de costa. La Figura 3-24 muestra el perfil de esta línea.

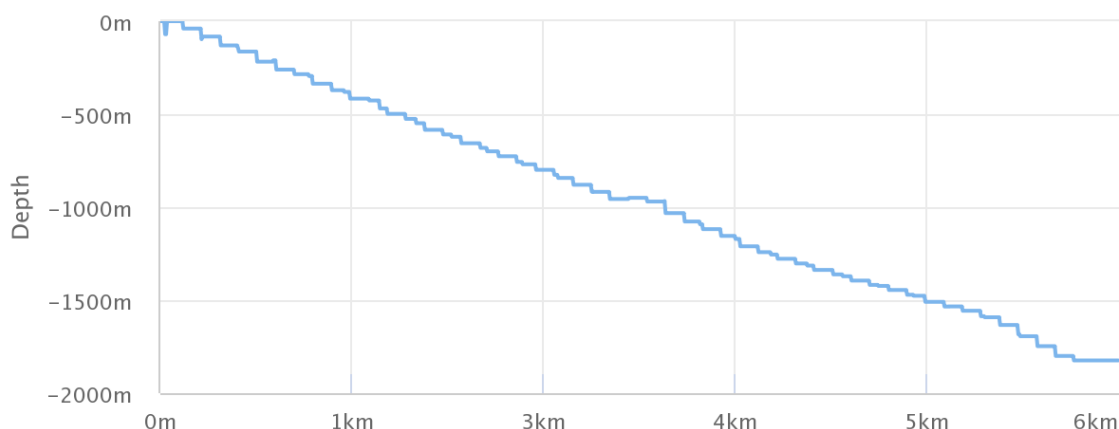


Figura 3-24 Perfil relieve submarino de la isla de Tenerife [31].

Como puede observarse, es el perfil que presenta la pendiente más constante de todos los presentados. Aunque es cierto que no alcanza tan rápidamente como otros la profundidad necesaria para la obtención de agua a 4°C, es el que mayores cotas ofrece sin cambios sustanciales en la orografía del terreno.

3.2.3 Conclusión tras la aplicación de los criterios de primer nivel

Es conveniente recordar que se han definido anteriormente como criterios de primer nivel los siguientes:

- Profundidad máxima para bombeo de agua fría de hasta 1500 metros.
- Distancias cortas de la línea de costa al AP.
- Gradiente térmico viable. (17°C en superficie y 4°C para el agua profunda)

Tras el análisis de las batimetrías de la zona y la orografía de cada isla de forma individual, se ha concluido que los parámetros de 1500 metros de profundidad y un gradiente térmico constante entre 17°C y 4°C no son criterios de exclusión al cumplirse en la práctica totalidad del espacio marítimo canario.

Por otro lado, la longitud de tubería profunda a instalar si es un factor de importancia capital que resulta excluyente en alguno de los casos. En la Tabla 3-13 se muestran los datos de los diferentes veriles en metros presentados en las figuras anteriores, diferenciados por isla y por kilómetros de distancia a costa.

Isla	Veril a 1km	Veril a 2 km	Veril a 3 km	Veril a 4 km	Veril a 5km
Tenerife	301	679	1052	1164	1500
Gran Canaria	52	117	280	491	645
La Gomera	228	614	981	1202	1319
Lanzarote	422	696	845	1075	1141
Fuerteventura	85	617	955	1185	1469
Las Palma	655	972	1270	1544	1673
El Hierro	479	739	1051	1265	1401

Tabla 3-13 Veriles según la distancia a costa e isla [31].

A partir de los datos contenidos en la Tabla 3-13 pueden deducirse las siguientes conclusiones:

- Gran Canaria, a pesar de las infraestructuras industrial y naval que contiene no es una opción viable porque no es capaz de alcanzar las profundidades necesarias para bombear agua a 4°C.
- Lanzarote, además de no sobrepasar los 1200 metros necesarios para obtener el agua profunda a la temperatura adecuada, presenta una pendiente en el relieve submarino que no es apta para la instalación de tuberías.
- Fuerteventura, aunque cumple con el criterio de profundidad, presenta al igual que Lanzarote un perfil en su talud submarino no apto para la colocación de las necesarias tuberías de aguas profundas.

Quedan, por lo tanto, gracias a la aplicación de los criterios de primer nivel, excluidas las islas orientales del archipiélago canario para la aplicación de los parámetros de segundo nivel.

3.2.4 Aplicación de los criterios de segundo nivel.

Tras haber filtrado las islas a través de los criterios de primer nivel, se procederá a realizar el mismo ejercicio con los de segundo nivel en las islas de Tenerife, La Palma, La Gomera y el Hierro. Se recuerda que estos son los siguientes:

- Probabilidad de peligros naturales.
- Probabilidad de daños ecológicos.
- Disponibilidad de espacio y naturaleza del mismo.

Como en este caso no se trata de reunir unas características que permitan el cumplimiento de una premisa como se aplicaba en el apartado anterior se aplicará un método de ponderación para valorar las diferentes posibilidades.

En primer lugar, se tendrá en cuenta el parámetro referente a los fenómenos naturales que pueden suponer un riesgo para las instalaciones. La naturaleza de estos puede dividirse en meteorológico, abarcando este grupo riadas de importancia producidas por fuertes lluvias, huracanes, fuertes vientos, etc. Por otro lado, se encuentran las relacionadas con un origen geológico como pueden ser pequeños terremotos o erupciones volcánicas.

Recordando los sucesos acaecidos en las dos últimas décadas, queda demostrado que las islas de La Palma y el Hierro tienen mayor facilidad a sufrir fenómenos de carácter geológico con las erupciones de Cumbre Vieja (2021) en el primer caso y en el Mar de las Calmas (2011) en el segundo. El resto de los volcanes del archipiélago se encuentran actualmente inactivos. La Figura 3-25 muestra el avance de la lava en la isla de La Palma durante la erupción.

Por otro lado, el archipiélago en su conjunto sufre de media dos periodos anuales de fuertes vientos y mala mar, como queda constancia de las riadas de 2002 y 2010. Normalmente estos episodios son producidos por el fenómeno de la gota fría.



Figura 3-25 Llegada al mar de la lava del volcán Cumbre Vieja [42].

A raíz de los fenómenos anteriormente mencionados se asignan las siguientes ponderaciones a las islas en función de los efectos que estos pueden tener en la posible planta OTEC y de las capacidades del hombre para poder paliar sus efectos. Quedan recogidos en la Tabla 3-14.

Isla	Carácter Geológico (CG)	Carácter Meteorológico (CM)	Total Peligros Naturales (TPN)
Tenerife	0	-1	-1
La Gomera	0	-1	-1
Las Palma	-2	-1	-3
El Hierro	-2	-1	-3

Tabla 3-14 Ponderaciones de peligros naturales

A pesar de que se han desarrollado sistemas de defensa contra fuertes oleajes como rompeolas o grandes estructuras de hormigón armado, la posibilidad de que los embates del mar dañen los acoplamientos de las tuberías a resto de la planta -el punto más crítico de la instalación- sigue siendo real. Aunque el dividir el caudal total en diferentes tuberías es más costoso que una única tubería, en cuestiones de seguridad es mucho más rentable no disponer de una única entrada de agua, sobre todo en estos casos.

En el caso de los fenómenos de carácter geológicos, lamentablemente no se pueden tomar medidas efectivas contra ellos.

En referencia al siguiente criterio de selección, que se trata de la probabilidad de daño ecológico, ha de comentarse que este parámetro está directamente vinculado a la existencia de reservas marinas o de espacios naturales protegidos. A pesar de que los efectos concretos del impacto ambiental que la instalación de una planta OTEC suponen se especificarán en apartados posteriores, el conocimiento de la proximidad de las zonas que se benefician de esta protección especial es de relevancia, ya que, en función del marco regulatorio vigente, la viabilidad del proyecto OTEC podría verse comprometido.

En las Figura 3-26 pueden observarse los espacios marinos protegidos en las islas bajo análisis:

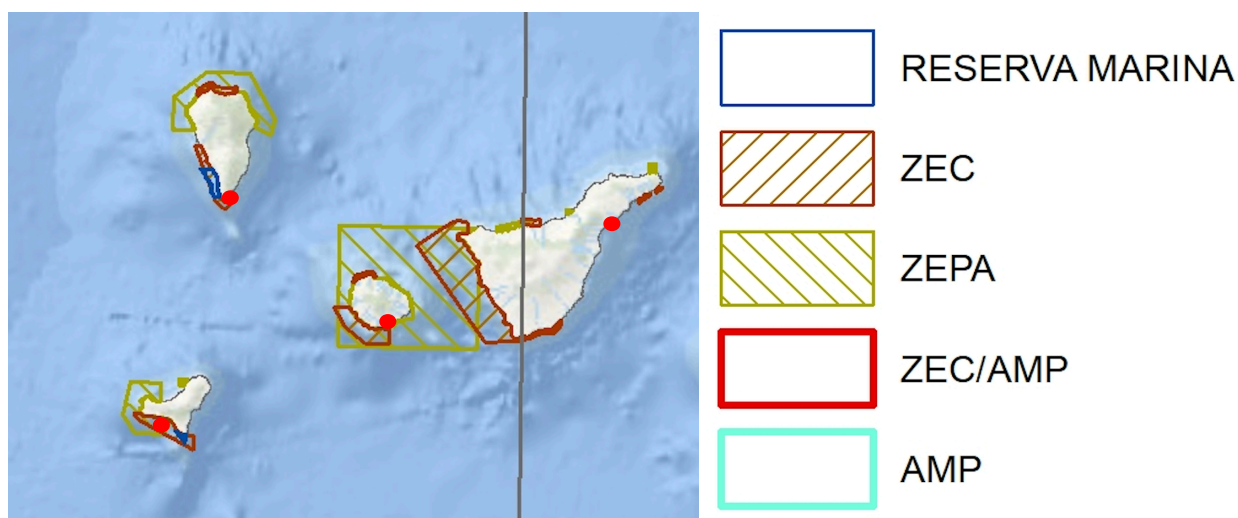


Figura 3-26 Espacios marinos protegidos en las Islas Canarias Occidentales [43].

Las siglas que aparecen en la Figura 3-26 significan:

- ZEC: Zona Especial de Conservación.
- ZEPA: Zona de Especial Protección para las Aves.
- AMP: Áreas Marinas Protegidas.

Como puede observarse en la Figura 3-26 todos los emplazamientos -señalados con puntos rojos- a excepción de Tenerife se encuentran en zonas protegidas de una forma u otra. A pesar de que los dispositivos OTEC no producen desechos contaminantes, es cierto que, como cualquier actividad humana, tiene un impacto en el entorno en donde opera. Evitar estas zonas es una prioridad debido a las complicaciones que la construcción de una planta de producción en estas áreas supone.

Habiendo señalado las zonas de protección marina, se hace necesario señalar aquellas que se encuentran en el ámbito terrestre. En la Figura 3-27 se muestran los diferentes espacios terrestres protegidos en Canarias.

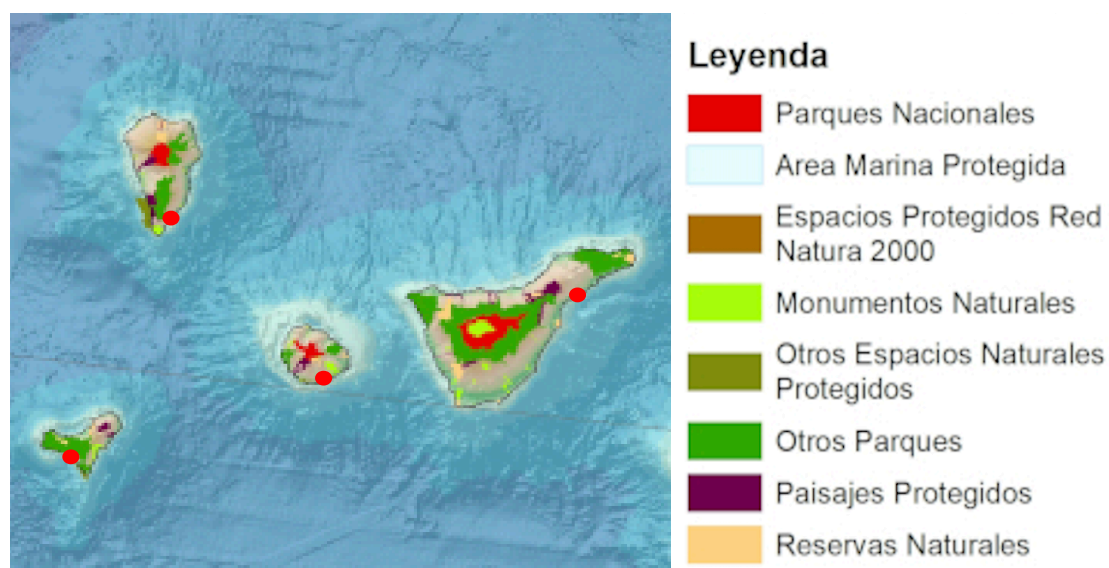


Figura 3-27 Espacios terrestres protegidos en las Islas Canarias Occidentales [44], [45].

Es posible observar como sólo los emplazamientos escogidos en Tenerife y La Gomera se encuentran fuera de todo tipo de zona bajo protección natural especial.

La ponderación del parámetro de probabilidad de daño ecológico se basará en la adición de un punto positivo a aquellas zonas que se encuentren fuera de los espacios anteriormente citados debido a la ventaja que representa no encontrarse situados en estas zonas. De la misma manera, se valorará negativamente a los que si se encuentran dentro de estos límites. Los resultados se presentan en la Tabla 3-15.

Isla	Espacios Marinos (EM)	Espacios Terrestres (ET)	Total Daño Ecológico (TDE)
Tenerife	+1	+1	2
La Gomera	-1	+1	0
Las Palma	-1	-1	-2
El Hierro	-1	-1	-2

Tabla 3-15 Ponderaciones probabilidad daño ecológico

El siguiente criterio a analizar es la disponibilidad de espacio en el área que rodea el punto dónde se han estimado que existen los taludes submarinos que presentan mejores características. Para ello se han tomado varias imágenes satélite mediante la aplicación *Google Earth*. El objetivo es determinar si existe espacio suficiente para albergar la planta, piscinas destinadas a la explotación acuícola y lo abrupta que pueda ser la zona de interés. Por otro lado, es importante considerar si existen instalaciones de apoyo y el grado de actividad comercial en la zona. Normalmente el 85% de los accidentes de navegación se producen a menos de 8 km de costa y en zonas cercanas a puerto[24], por lo que valorar la posibilidad real de accidente es necesario.

La primera a analizar será La Gomera. El talud submarino que se especificaba en la Figura 3-20 parte de la zona de la isla conocida como Playa Santiago, muy cerca del aeropuerto. En la Figura 3-28 puede observarse la orografía de la zona.



Figura 3-28 Características emplazamiento OTEC en La Gomera [45].

En azul se señala el área apta para construcción. En rojo por otra parte se indica el acantilado que rodea la zona. Este hecho implica una mayor defensa frente a los golpes de la mar, pero por otro lado incrementa costes al aumentar el trabajo efectuado por el sistema de bombeo al tener que elevar a mayor altura la columna de agua. Además, debe tenerse en cuenta que el relieve tiene una pendiente considerable y no es apto para la instalación de estanques acuícolas.

Ha de destacarse a su vez los impedimentos logísticos que la instalación de una planta OTEC en la isla de La Gomera implicaría. No existen puertos de grandes dimensiones ni carreteras que

faciliten el transporte de grandes cargas. Por lo tanto, los sobrecostos que implican la ausencia de estos elementos podrían volver a la planta no competitiva.

El Hierro es la próxima ínsula a examinar. Poco cabe mencionar sobre este caso, excepto que es totalmente inviable la instalación en la zona donde el talud submarino se une con la superficie. Es impracticable la construcción de planta alguna debido al abrupto relieve, como puede observarse en la Figura 3-29. Por lo tanto, se descarta El Hierro como opción viable para un posible proyecto OTEC en la localización estudiada.

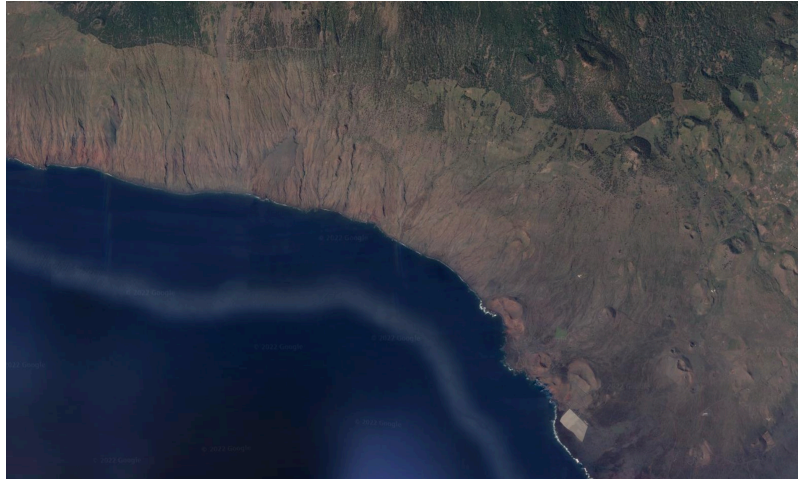


Figura 3-29 Características emplazamiento OTEC en El Hierro [45].

La última de las Islas Menores a estudiar es La Palma. La zona examinada tiene extensión suficiente como para albergar las instalaciones tanto de la propia planta como las necesarias para la explotación de recursos acuícolas. El dilema con respecto a esta es de naturaleza semejante al de la isla de la Gomera. La falta de carreteras y puertos que permitan el transporte de grandes cargas complica en extremo la logística de la planta, sobretudo en su fase de construcción. El área en cuestión puede visualizarse en la Figura 3-30. En azul se especifica el área disponible para construcción.



Figura 3-30 Características emplazamiento OTEC en La Palma [45].

Para finalizar el estudio de este criterio se analizará la isla de Tenerife. Como se observará posteriormente es la mejor preparada para albergar una planta OTEC en las proximidades de la zona donde el talud submarino estudiado alcanza la superficie. Consta de espacio suficiente como para construir la propia planta para la generación de energía eléctrica y desarrollar las piscinas destinadas a explotación acuícolas. Por otro lado, se encuentra en un polígono industrial donde priman las empresas relacionadas con el sector marítimo. La Dársena Pesquera -como se denomina- consta de un importante rompeolas que protege las construcciones en su interior de los efectos de los eventos climatológicos adversos.

Además, está perfectamente conectado gracias a amplias carreteras. Su proximidad al puerto principal de la isla, de aguas profundas y acostumbrado al tránsito de grandes y abundantes cargas es una ventaja estratégica a tener en cuenta. Otro elemento que considerar es la estación de tensión eléctrica que se encuentra en el polígono. Puede suponer un punto para el vertido en la red de la potencia producida por la planta OTEC. Por otro lado, la Dársena cuenta con sus propias instalaciones portuarias, aunque de menos porte, que permitirían albergar las embarcaciones destinadas a realizar trabajos en los tramos superficiales de las tuberías si fuese esto necesario. En la Figura 3-31 puede observarse el puerto de Santa Cruz de Tenerife al completo y en la Figura 3-32 específicamente la Dársena Pesquera.



Figura 3-31 Puerto de Santa Cruz de Tenerife [45].

En el extremo norte del puerto es posible observar las instalaciones de la Dársena Pesquera, que se detallan en la Figura 3-32.



Figura 3-32 Dársena Pesquera de Santa Cruz de Tenerife [45].

Los diferentes colores en la Figura 3-32 hacen referencia a:

- Azul: Los diferentes solares construibles.
- Naranja: La línea de muelle destinada actividades comerciales.
- Amarillo: Estación de tensión eléctrica del polígono industrial.
- Verde: Instalaciones del Instituto Español de Oceanografía en Canarias.

Cabe destacar la importancia de este último en relación a sus investigaciones sobre la

explotación de recursos acuícolas, tanto on-shore como off-shore.

Por último ha de destacarse la alta probabilidad de accidente debido al denso tráfico marítimo.

Habiendo examinado todos los casos, se procederá a la ponderación de los distintos factores que se considera de importancia suficiente dentro del criterio estudiado. Los resultados se resumen en la Tabla 3-16. Debe recordarse que la isla de El Hierro ha quedado descartada debido a la nula posibilidad de construcción que ofrece su orografía. Los factores que valorar serán:

- Grado de evolución de las instalaciones de transporte (TNS): Estado y capacidad de puertos y carreteras.
- Existencia de instalaciones de apoyo (InsAp): Astilleros, industria naval, centros de investigación, etc.
- Capacidad de explotar el recurso acuícola (Acui): Espacio para la instalación de piscinas.
- Existencia de infraestructuras o características del terreno que favorezcan la defensa de la planta (DEF): Rompeolas, acantilados o semejantes.
- Proximidad a centros de consumo. (CONS)
- Posibilidad de accidente debido al tráfico mercante (TRAF)

Isla	TNS	Acui	InsAp	DEF	TRAF	CONS	Total Espacio (TE)
Tenerife	+1	+1	+3	+1	-3	+1	4
La Gomera	-1	0	0	+1	0	0	0
Las Palma	-1	+1	0	0	0	0	0

Tabla 3-16 Ponderaciones disponibilidad de espacio.

3.2.5 Emplazamiento final

Una vez realizado la valoración de todos los criterios de segundo nivel, se procede a realizar la sumatoria de todos los parámetros para la obtención de la mejor localización para una planta OTEC en las Islas Canarias. Los valores finales se condensan en la Tabla 3-17.

Isla	TPN	TDE	TE	Total
Tenerife	-1	+2	4	5
La Gomera	-1	0	0	-1
Las Palma	-3	-2	0	-5

Tabla 3-17 Ponderaciones finales

Observando los resultados de la Tabla 3-17 puede concluirse que el mejor emplazamiento para una planta OTEC en el territorio canario es la isla de Tenerife. Concretamente la Dársena Pesquera del puerto que se encuentra en la capital. Esto se debe principalmente a la combinación de factores como la infraestructura auxiliar, la disponibilidad de espacio suficiente para su construcción, o la cercanía de la fuente de agua fría necesaria para el correcto funcionamiento del dispositivo OTEC.

3.3 Fase III: Impacto social y medioambiental

3.3.1 Importancia y alcance de la Fase III

Durante los periodos de construcción y operación, una planta OTEC tiene una serie de impactos sobre el entorno en el que se encuentra. Algunos de ellos son especialmente negativos por lo que su extensión y repercusiones deben ser estudiadas.

A pesar de no generar desperdicios sólidos, tóxicos, no emitir contaminantes atmosféricos y estar considerada como renovable al no utilizar combustibles fósiles, la tecnología OTEC -al igual que el resto de las energías verdes- no está completamente exenta de impactos ambientales [8]. La previsión en este ámbito se hace completamente necesaria para poder tener desarrolladas de antemano medidas y procedimientos que prevengan y, en el caso de accidente, mitiguen los efectos que puedan producirse.

Por ello, el objetivo de esta fase es presentar los distintos impactos sociales y medioambientales que el desarrollo de dispositivos de este tipo pueda implicar para el entorno y se particularizará cada uno de ellos en el caso concreto de Tenerife.

Para la consecución de este objetivo se dividirá en primer lugar el impacto medioambiental en los siguientes grupos para poder desglosarlos individualmente en subgrupos más concretos:

- Impactos durante periodo de construcción.
 1. Degradación de la calidad del aire.
 2. Destrucción del hábitat natural.
 3. Impacto estético.
- Impactos durante el periodo de operación.
 1. Fugas del fluido de trabajo.
 2. Crecimiento biológico en los componentes del sistema.
 3. Arrastre de organismos marinos.
 4. Emisiones de CO_2 .
 5. Vertidos de agua fría.
 6. Desequilibrio de los ecosistemas marinos.

En relación con los impactos sociales en los núcleos de población adyacentes, estos se dividirán en:

- Autonomía energética.
- Tasas de empleo.
- Polución acústica.
- Cambio en los patrones de pesca locales.

3.3.2 Impactos medioambientales durante el periodo de construcción

Son de esperar en el proceso de edificación de las instalaciones movimientos de tierra producidos por mano humana para la aclimatación del terreno a las necesidades. El entorno marino, rico en vientos terrales y virazones -desplazamientos de aire desde la tierra al mar y en sentido inverso debido a los cambios de temperatura nocturnos y diurnos de las masas continentales- es propicio para la propagación de partículas de escaso peso. La degradación de la calidad del aire también es producida por las exhaustaciones de gases a raíz del uso de maquinaria pesada y generadores [23].

A pesar de que la eliminación total de este tipo de impacto ambiental no es posible puesto que implicaría desistir de la propia construcción de la planta, son de naturaleza efímera en comparación con el tiempo total de existencia de las instalaciones.

Independientemente de que el emplazamiento escogido para la planta OTEC sea un terreno ganado al mar, el desarrollo de edificaciones en este espacio no deja de suponer la destrucción del pequeño ecosistema, cuya riqueza natural es variable. Es necesario realizar un estudio de la fauna y flora que habita este entorno para poder discernir si están protegidas y deben ser reubicadas antes del comienzo de los trabajos.

Por último, el impacto estético que pueda tener una planta de esta naturaleza, aunque es un parámetro relativo en función de la percepción individual, debe de mencionarse que no se espera que, en la Dársena Pesquera de Tenerife, rodeado de instalaciones industriales y portuarias, desentone con el ambiente en el que se propone ubicar.

3.3.3 Impactos medioambientales durante el periodo de operación

Los efectos que una planta OTEC impone sobre el medio en el que desarrolla sus actividades son mucho más variados en el periodo de operación -mucho más extenso en comparación con el resto de las fases que componen la vida total de la instalación- que en el de construcción.

En primer lugar, como se ha explicado anteriormente, esta forma de producción de energía requiere de ingentes caudales de agua, tanto superficial como profunda. Necesariamente, en los extremos de las tuberías se producen efectos de succión que, de atrapar a los organismos marinos, en especial los de pequeño tamaño, implican una probabilidad total de mortandad. Las implicaciones de esto son mayúsculas, debido a que los efectos tienen un impacto mucho más perjudicial en aguas superficiales. En esta zona de aguas someras se concentra más del 70% de las formas de vida marina. Además, la succión de los organismos más pequeños -como el fitoplancton, zooplancton y algunos peces- de implica un desequilibrio en la cadena trófica del ecosistema local, al formar estos la base de la misma [25]. La solución óptima es controlar la fuerza de succión de ambas tomas, limitando la velocidad de aspiración. Esto tiene especial relevancia para las tuberías de AS y puede lograrse mediante el correcto diseño de los parámetros de la planta de bombeo.

Una vez el agua ha entrado en las bombas y en los intercambiadores de calor, la posibilidad real de que se adhieran a los conductos internos de los mismos formas de vida marina debe de ser un motivo de atención. El rendimiento por las disminuciones de caudal y la pared de materia orgánica que se crea en la superficie de intercambio afectan directamente a la producción energética total de la instalación. Uno de los métodos más utilizados para impedir este fenómeno es la disolución de sustancias -como el cloro- que en las concentraciones adecuadas resultan mortales para los mencionados organismos. Aunque es efectivo, debe tenerse en cuenta que la introducción de estos compuestos en los caudales de agua implica inmediatamente la imposibilidad de realizar actividades piscícolas, ya que también es tóxico para las formas de vida de las que se pretende sacar posteriormente rendimiento económico con su cultivo. Por ello debe valorarse la posibilidad de incluir en los costes iniciales la adición de sistemas de bombeo de adicionales, que entren en funcionamiento mientras se realiza la limpieza y acondicionamiento de los principales. Debe tenerse en cuenta que, al no aprovechar estos caudales, se vierten estos de nuevo al mar, contaminando el ecosistema. En la planta OTEC a la que se hace referencia en el presenta trabajo no se introducirán sustancias nocivas para solucionar esta cuestión. Se considera que las ventajas ambientales y económicas obtenidas a raíz de su descarte son ampliamente beneficiosas en términos de menor impacto natural y menor periodo de amortización de la inversión inicial.

En el hipotético caso de que el agua se retorne al mar -por la imposibilidad de desarrollar la infraestructura acuícola - debe tenerse en cuenta las características dispares entre el líquido a 20 metros y a 1200 metros de profundidad. Esta última tiene un alto contenido en nutrientes y

prácticamente no contiene patógenos. Siendo así, su vertido incontrolado en ecosistemas eufóticos -zona superficial del océano donde la penetración de luz solar permite el crecimiento de flora subacuática- puede implicar un desequilibrio producido por el exceso de recursos alimenticios para la fauna y flora. Además, favorecen el desarrollo de algas y líquenes que pueden llegar a crear un fenómeno de eutrofización local. Otro de los efectos negativos posibles es el desarrollo en exceso de especies locales que podrían llegar a imponer una sobrepresión sobre el resto de los seres vivos al no haberse producido el necesario incremento de sus especies predatorias en paralelo.

A un lado el impacto que puede ejercer el vertido de aguas profundas en entornos superficiales sobre las formas de vida próximas, otro de los fenómenos a examinar es la variación de temperaturas del entorno marítimo alrededor de la planta. Esto se conoce como *upwelling* en la bibliografía anglosajona, pero en este caso producido a raíz de las actividades vinculadas con el ser humano. El vertido de agua fría en cantidades tales como maneja un dispositivo OTEC puede provocar que el AS disminuya su temperatura [46]. Este hecho es de importancia capital para la propia instalación ya que empequeñece el gradiente térmico vital para el correcto funcionamiento. La disminución de un único grado en este dato implica la caída en un 15% del rendimiento total de la planta OTEC [41].

La solución mejor valorada para los casos en los que no se aproveche el agua profunda es el retorno al océano a una profundidad en la que produzca los efectos anteriores en un grado trivial. Normalmente suelen fijarse la descarga en el rango de 100-200 metros bajo la superficie. La Figura 3-33 ilustra una planta OTEC con esta configuración.

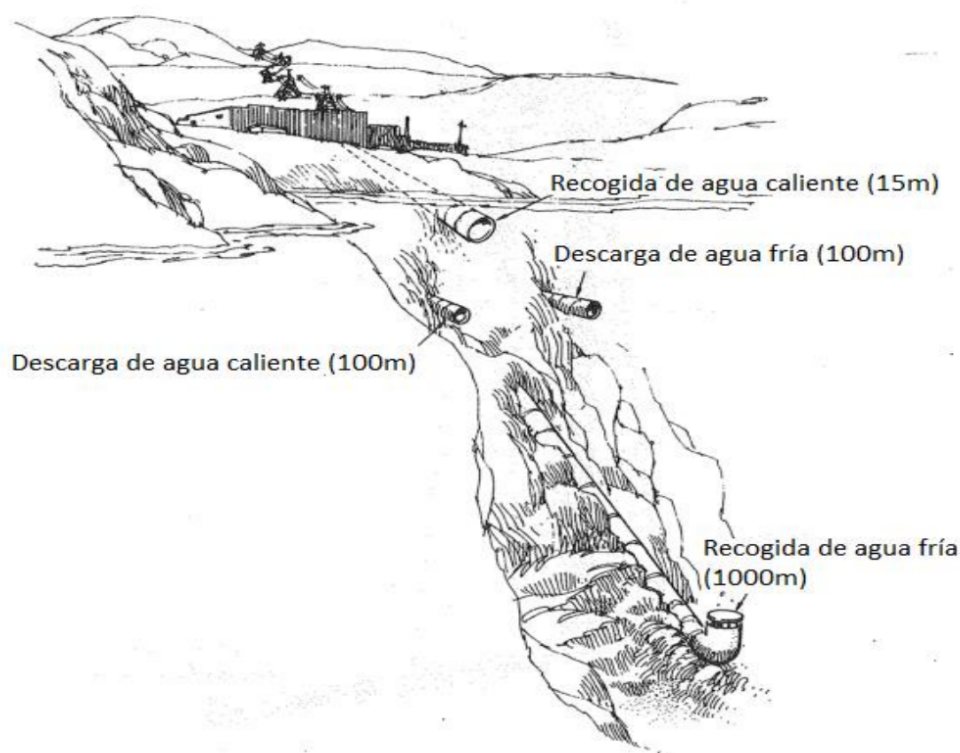


Figura 3-33 Descarga submarina de una planta OTEC [24].

Las tuberías, al bombear agua hasta la superficie produce vibraciones. Estas se producen mucho más rápidamente y a alcances mayores en el medio acuático que en el aire. Sobre todo, la que trabaja con AP, debido a su extensión puede servir como atracción biológica de organismos tanto locales como pelágicos. Este fenómeno es posible que resulte de nuevo en un desequilibrio en los ecosistemas próximos a la instalación.

Al estudiar los posibles efectos que los fenómenos anteriores podrían implicar para el entorno marino que rodea al emplazamiento donde se pretende instalar la planta OTEC puede concluirse que no serán tan negativos como podría suponerse.

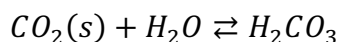
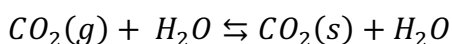
La zona en concreto es, prácticamente desde la superficie hasta la cota de absorción de AP, un talud submarino -como es apreciable en la Figura 3-23 y Figura 3-24 - en el que la orografía no es propensa a albergar grandes concentraciones de vida marina. Además de ello, el área de aguas someras está continuamente sometida a los efectos de un abundante tráfico mercante a raíz de las instalaciones portuarias cercanas. Debido a esto la mayor parte de los organismos han migrado a zonas en donde los efectos derivados de estas actividades no se hagan notar en tanto grado. Por otro lado, las cuestiones relacionadas con el vertido de agua fría en superficie no afectan a este caso gracias a la intención de reutilizarla en cultivos acuícolas.

Dejando atrás la casuística vinculada al entorno subacuático, a pesar de no trabajar con combustibles fósiles de naturaleza alguna, las plantas OTEC producen cierta cantidad de CO_2 que, aunque es entre 15 y 25 veces menor que la producida en una central térmica convencional [47], sigue siendo importante. La razón de esto es que el agua marina contiene un porcentaje de CO_2 disuelto, que es posible liberar si se expone el líquido a determinadas condiciones. El AP normalmente tiene una mayor concentración que el AS debido a las mayores presiones que soporta y a la distancia de la que se encuentra de la superficie, fuente de oxigenación. En la Tabla 3-18 pueden observarse las diferencias de concentración.

Fluido	Ppm CO_2
Agua Profunda	1133.7
Agua Superficial	326.7

Tabla 3-18 Ppm en el agua profunda y superficial

Como puede deducirse en la Tabla 3-18 la concentración de dióxido de carbono en el AP es mayor que el triple en comparación con el AS. Este gas disuelto en el agua marina participa en las siguientes reacciones químicas:



Donde (g) representa el compuesto en estado gaseoso y (s) simboliza cuando se encuentra disuelto [47]. De las reacciones presentadas, la más relevante para una planta OTEC es la primera, en la que el dióxido de carbono pasa de estar disuelto en el líquido a desprenderse del mismo en forma de gas. Estas emisiones pueden catalogarse en función de su naturaleza en:

- CO_2 liberado en el proceso de construcción: Producidas, como se especificó anteriormente, por el uso de maquinaria durante el proceso desarrollo de la instalación y la producción de los materiales implicados. Tienen un carácter temporal.
- Emisiones de CO_2 de larga duración: A raíz de las descargas de agua salada fría rica en este gas.
- Emisiones de CO_2 de corta duración: Emisiones producidas durante la generación de electricidad en la planta OTEC debido a la liberación del gas contenido en el AP.

Debido a la clasificación anterior puede deducirse que todas las instalaciones OTEC en su proceso de construcción liberan dióxido de carbono. Por otro lado, las emisiones de este gas en ciclos abiertos e híbridos se concentran en el tipo de corta duración debido a la necesaria evaporación del líquido marino. Para una mejor visualización se recomiendan la Figura 2-9 y Figura 2-10 respectivamente. Cuando este entra en las cámaras de vacío y pasa a convertirse en vapor de agua aparte de producir el residuo sólido de los metales y sales disueltas, permite también la liberación de los gases que se encontraban retenidos, entre los que se encuentran el dióxido de carbono y el dióxido de nitrógeno entre otros. El tratamiento de estos gases y su extracción antes de que se internen en las siguientes fases del ciclo es de vital importancia ya que la formación con el tiempo de macroburbujas -sobretudo en la turbina y los intercambiadores de calor- puede llegar a dañar álabes de la primera y disminuir el rendimiento de los segundos. Estos dilemas no se presentan en las plantas que funcionan gracias a un ciclo cerrado debido a que el agua marina no llega a evaporarse (Figura 2-8).

Estas emisiones que conforman las cantidades de CO_2 liberadas por una planta OTEC durante su actividad para la producción de energía eléctrica puede servir como indicador de su potencial renovable y su bajo impacto ambiental en comparación con otras formas de producción de energía, en especial aquellas que se basan en los combustibles fósiles. En la Figura 3-34 se expone un gráfico que ayuda a apreciar la comparativa entre los principales métodos actuales.

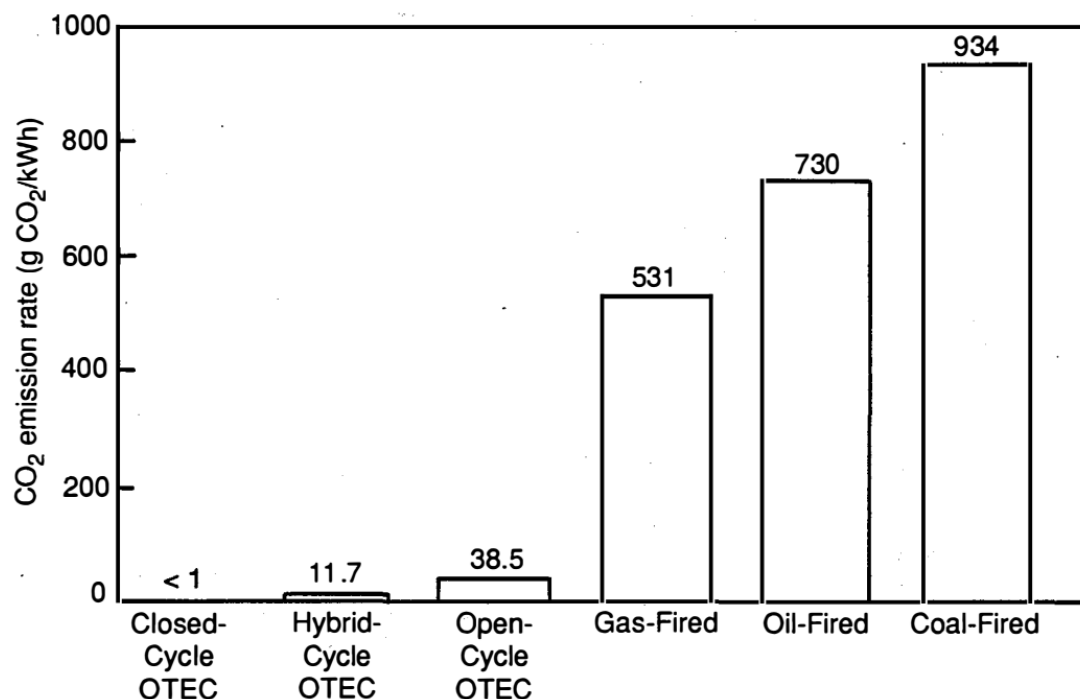


Figura 3-34 Ratio de emisiones de dióxido de carbono entre las principales formas de extracción energética [47].

Un breve vistazo al diagrama de barras presentado en la Figura 3-34 debería bastar para concebir los nimios niveles de emisiones de dióxido relativo a las instalaciones OTEC, especialmente las de ciclo cerrado.

La última referencia a la liberación de CO_2 será la vinculada a las emisiones de larga duración. Como se pretende reutilizar el AP para actividades acuícolas, para que esta cumpla los parámetros óptimos debe pasar por un proceso de oxigenación antes de ser vertida en los estanques donde se cultivan y crecen las diferentes especies. Esto incluye su exposición a la atmosfera durante periodos de tiempo medianamente prolongados, lo que se traduce en emisiones de dióxido de carbono a medida que se produce la admisión de oxígeno. Esto no es necesario en el caso en que se pretendan cultivar algas y semejantes. Independientemente de la elevada concentración de CO_2 , este será rápidamente consumido por los organismos en sus procesos de fotosíntesis [47].

Puede concluirse en relación con las emisiones de dióxido de carbono, que a pesar de disminuir las de corto y largo plazo en comparación con otras formas de producción energética - visualizar Figura 3-34 - la poca experiencia y las dificultades de desarrollo elevarán aquellas implicadas en el proceso de construcción [47].

El último efecto ambiental que considerar durante el periodo de operación de una planta OTEC, exclusivo de los ciclos cerrados e híbridos, es el relacionado con la posibilidad de producirse fugas en el circuito del líquido de trabajo. En el caso que ocupa, este será el amoníaco. A pesar de ser un refrigerante que resulta tóxico a ciertas concentraciones, como pudo observarse en la Tabla 3-3, la amplia experiencia y bibliografía resultante de la extensa utilización de este compuesto para, por ejemplo, circuitos de aire acondicionado entre otros, posibilitan tomar las medidas de precaución necesarias para evitar, o en el caso de producirse la fuga, mitigar sus efectos tanto para el entorno como para el personal de la planta y alrededores.

3.3.4 Impactos sociales

La población que reside en los núcleos urbanos cercanos al emplazamiento escogido para la instalación de una planta OTEC no es ajena a la misma. Existen efectos de diferente naturaleza que pueden ayudar a que la introducción de esta tecnología sea percibida como una mejora para la sociedad en lugar de generar un sentimiento de rechazo e intrusismo.

En primer lugar, se encuentra la posibilidad de autonomía energética local. Países como Puerto Rico o la República Dominicana son estados totalmente dependientes de la importación de combustibles fósiles para la producción de energía. Una planta con una producción de 75 MW ahorra 1.000.000 barriles de petróleo anuales. Los recursos económicos destinados a la obtención de las anteriores cantidades repercuten positivamente en las finanzas de los países productores, obteniendo pingües beneficios económicos secundarios los estados consumidores. En contraposición, el dinero invertido en proyectos OTEC, financiado por entidades privadas o públicas retorna a la economía del país en cuestión [8].

Otros escenarios donde la tecnología OTEC tiene una positiva predisposición para su introducción en el mercado son los denominados SIDS (*Small Island Developing States*) refiriéndose tanto a los estados insulares en desarrollo – numerosos en el Océano Pacífico- como su propio nombre indica, como a los numerosos países marítimos en proceso de industrialización presentes principalmente en la costa africana. Además, también es posible aplicar estas instalaciones a los territorios insulares de naciones más avanzadas tecnológicamente. España misma es un ejemplo de estas últimas con el archipiélago canario [32].

Según estudios realizados en los países del Primer Mundo las necesidades domésticas e industriales de entre 1000 y 2000 viviendas en un entorno favorable se ven suplidas por 1 MW. En el caso de estados en vías de desarrollo el número se multiplica entre 5 y 15 veces más para el mismo valor de potencia eléctrica. Se calcula que una planta de CC de 50 MW de capacidad es capaz de aportar la electricidad necesaria para satisfacer las necesidades de 300.000 viviendas en los SIDS o 100.000 en el caso de países industrializados [32].

Aplicando la información anterior al caso que ocupa, según el último estudio del INE (Instituto Nacional de Estadística) el número total de viviendas en el municipio de Santa Cruz de Tenerife se calcula en 96.290 [48]. Una planta OTEC instalada en el emplazamiento indicado es capaz de aportar potencia eléctrica a una parte significativa de esta población a un precio fijo e independiente de las fluctuaciones del valor del barril de crudo o de gas natural.

Otro factor positivo que se debe tener en cuenta es el aumento de la tasa de empleo y la atracción de talento. La tecnología OTEC no ha sido introducida de forma efectiva en el mercado por diversos factores que se expondrán posteriormente, pero el hecho de hacerlo en territorio español, y de específicamente en territorio canario supone sentar las bases del desarrollo de una actividad lucrativa con apenas competencia en el mercado, en la que se necesita personal

altamente cualificado. Asentar empresas vinculadas a este sector con vistas a la exportación de esta tecnología a otros países, con especial relevancia en los cercanos países africanos en vías de desarrollo, supondría unos beneficios que repercutirían directamente en el aumento de la calidad de vida de los núcleos urbanos contiguos a la par que el prestigio del *know-how* y la industria española en la esfera internacional. En la Figura 3-35 se observa la estratégica localización del archipiélago canario -encuadrado en rojo- con respecto a los países africanos situados a orillas del Atlántico.



Figura 3-35 Localización de Canarias en el mapa político mundial [49].

La última ventaja que mencionar se encuadra en el marco estratégico. Disminuir la necesidad de combustibles fósiles de los territorios insulares repercute directamente en la flexibilización de las comunicaciones marítimas y favorece la independencia energética. Los buques petroleros o gaseros pueden dedicarse a otras actividades más lucrativas y en caso de conflicto el transporte de combustibles se limita al necesario para los medios de transporte y las unidades militares. Si se tiene en cuenta que existen ciclos que también posibilitan la obtención de un recurso tanpreciado como el agua, se concluye que la tecnología OTEC tiene un impacto estratégico mayúsculo al promover la autarquía energética de los territorios sin necesidad de aprovisionamiento.

Esto último tiene una directa implicación para con las marinas militares de los países que incorporen esta tecnología a sus territorios insulares al desaparecer la necesidad de proteger estas líneas de tráfico mercante. Disminuye a su vez la dependencia exterior con respecto a los combustibles fósiles, posibilitando mayor flexibilidad estratégica en los diferentes teatros de operaciones. Ejemplos de ello podrían citarse a Alemania o Italia en la Segunda Guerra Mundial. A raíz del bloqueo sufrido durante el conflicto se cerraron prácticamente la totalidad de las líneas comerciales, incluyendo las de combustibles. Debido a esto, muchos avances tácticos no se pudieron realizar por falta de recursos, llegando al caso de la inmovilización de la totalidad de la flota italiana en puerto [50].

A pesar de que los beneficios de la instalación de una planta OTEC en la isla de Tenerife son múltiples, también existen factores que tienen un impacto negativo en la sociedad.

Uno de los más importantes es la contaminación acústica que una central de esta índole podría producir. La operación continua de las estaciones de bombeo y las turbinas pueden influir en el descanso de las viviendas circundantes. Afortunadamente en el caso estudiado los terrenos a

utilizar se encuentran en una zona industrial y no residencial. Por ello se estima que, a pesar de que este factor no tendrá una importancia capital, futuros proyectos en emplazamientos diferentes deben ser acompañados del estudio de las repercusiones de esta naturaleza para que su introducción social sea aceptada por los ciudadanos.

Para finalizar, la modificación de los patrones de pesca locales a causa del fenómeno de atracción biológica producido a raíz de las vibraciones de las tuberías al aspirar los caudales de agua es un problema intrínseco a la instalación de estos dispositivos. A pesar de que puede mitigarse parcialmente a costa de incrementar la inversión inicial con el objetivo de disminuir estas vibraciones, el efecto no puede ser del todo eliminado. Por lo tanto, es de esperar una predisposición negativa por parte del sector pesquero, sobre todo el que se dedica al ámbito costero. Aunque el impacto tendrá un alcance local y en el caso estudiado los caladeros se encuentran alejados de la zona de operación de la planta -puesto que se ubica en un espacio destinado al comercio marítimo- ha de tenerse en cuenta que es posible que las variaciones de estos patrones de pesca también se den en zonas más alejadas.

3.4 Fase IV: Estudio económico

3.4.1 Situación y objetivos de la Fase IV.

Una vez establecida la planta que se pretende construir y elegido su emplazamiento, este último capítulo del proyecto se dedica en primer lugar a la búsqueda de los elementos principales del dispositivo OTEC. El objetivo es saber si existe la posibilidad de adquirirlos directamente del mercado. De cumplirse esta última condición es viable la instalación de la planta OTEC sin mayores estudios que los necesarios para adaptar y permitir a estos equipos operar en conjunto.

Muchos autores consideran que la implantación de la tecnología OTEC no necesitará de novedosos descubrimientos que permitan su desarrollo. La mayor parte de sus componentes están ya disponibles, heredados de otros sectores -como las tuberías de la extracción de combustibles fósiles- por lo que su viabilidad técnica no supone un problema [24]. Para poder analizar los diferentes elementos de forma individual se dividirán en los siguientes grupos:

- Turbina.
- Intercambiadores de calor (evaporador y condensador)
- Colectores solares.
- Sistema de bombeo.
- Sistema de tuberías.

La segunda parte de esta fase se centra en el análisis económico de la planta. A pesar de que la tecnología OTEC se encuentra en nivel TRL 6 (demostración del prototipo) [16], se considera que el desarrollo hasta el punto de que permita su explotación comercial puede realizarse sin subsidios gubernamentales [51]. El verdadero reto se encuentra en la elevada inversión inicial necesaria que la instalación del sistema requiere, la cual desanima a la mayor parte del sector inversor [52].

3.4.2 Turbina

Este sistema está compuesto por dos elementos bien diferenciados, la turbina y el generador. Ambos son imprescindibles para generar poder realizar la transformación de energía térmica en energía cinética -gracias a la turbina- y de energía cinética a energía eléctrica, con el generador.

Existen una gran variedad de estudios que especifican que las turbinas radiales son especialmente recomendables para los dispositivos OTEC debido a los flujos y presiones pequeñas. Por otro lado, las turbinas axiales tienen una eficiencia menor [27]. A pesar de que esto se ha mantenido como una constante a lo largo de todas las investigaciones realizadas sobre la

temática, con estudios sobre la optimización de turbinas radiales [26], [27], a medida que aumentaba la producción energética de los ciclos, de igual manera lo hacían los caudales que habrían de pasar por la turbina. Por ello se consideró que, para unidades mayores, con grandes flujos de trabajo, las turbinas axiales constituyen las opciones más viables [35].

Los CA tienen la desventaja de operar a presiones muy bajas. Por ello las turbinas con las que han de operar no se pueden encontrar en el mercado, ya que según los estudios realizados la opción que mejores perspectivas de extracción de energía presenta en estos casos es una turbina axial de 12 metros de diámetro para una capacidad de 1MW. Los CC tienen la ventaja en comparación con estos últimos de trabajar a mayor presión. Esto permite utilizar turbinas más pequeñas. El rango de presiones suele estar entre 6 y 9 bares, pasando a necesitar un dispositivo cuyo diámetro se reduce a 1,1 metros para la misma producción de energía que el caso anterior [11], [24].

En relación de lo anteriormente expuesto, para optimizar el ciclo de trabajo de la planta que se pretende instalar, la búsqueda de la turbina se centrará en elementos de naturaleza axial -debido a la elevada producción que se busca obtener- que trabajan a pequeñas presiones y sean compatibles para operar con amoníaco. Existen diferentes opciones en el mercado de entre las que se destacan las siguientes:

Las turbinas diseñadas por *De Pretto Industrie* [53]. Se trata de unos dispositivos operados gracias a vapor cuya temperatura máxima se sitúa en los 540°C. El rango de presiones con el que trabajan va desde los 2,5 bar hasta los 130 bar. Tienen capacidad para producir 50 MW. La gran ventaja de esta clase de dispositivos es que los módulos de los que se compone la turbina son intercambiables. Esto permite la posibilidad de satisfacer las necesidades particulares del cliente. Información ampliatoria se encuentra disponible en el

Anexo II: Datos turbina *De Pretto Industrie*. La Figura 3-36 muestra la turbina diseñada por esta firma.

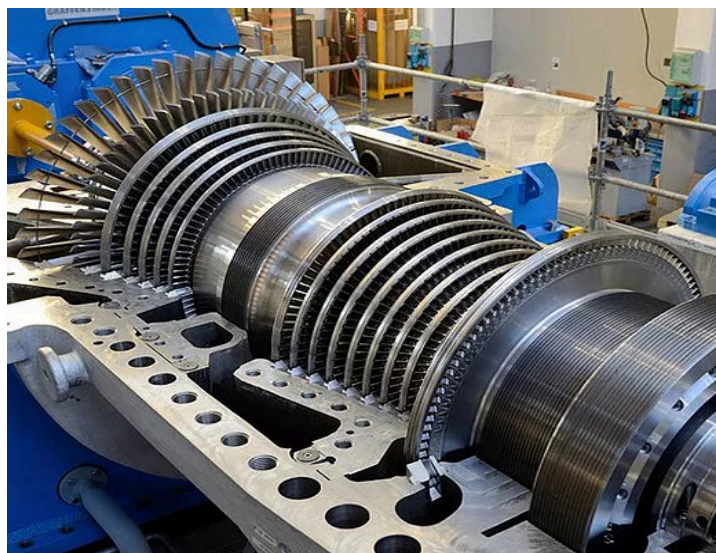


Figura 3-36 Turbina de la firma *De Pretto Industrie* [53].

La casa *Siemens Energy* [54] posee un amplio catálogo de turbinas disponibles en el mercado y probadas en diferentes ámbitos y proyectos. De todos los dispositivos que ofrece los más destacados con relación a su introducción dentro de una planta OTEC son los modelos SST-600 y SST-800. Estos se han elegido en función de los parámetros con los que operan. Se ha tenido en cuenta las presiones con las que trabajarán, las revoluciones por minuto y la cantidad de energía que serían capaces de generar. Los datos del primer modelo mencionado, SST-600, pueden observarse en la Figura 3-37:

SST-600

Power output	up to 200 MW
Speed	3,000 to 18,000 rpm
Live steam parameters	
Inlet pressure	up to 165 bar / up to 2,393
Inlet temperature	up to 565 °C / 1,050 °F
Exhaust steam parameters	
Back pressure	up to 80 bar / 1,160 psi
Condensing	up to 1.0 bar / 15 psi
District heating	up to 3.0 bar / 43 psi

Figura 3-37 Parámetros operación turbina SST-600, *Siemens Energy* [54].

Por otro lado, el dispositivo en cuestión puede visualizarse en la Figura 3-38:

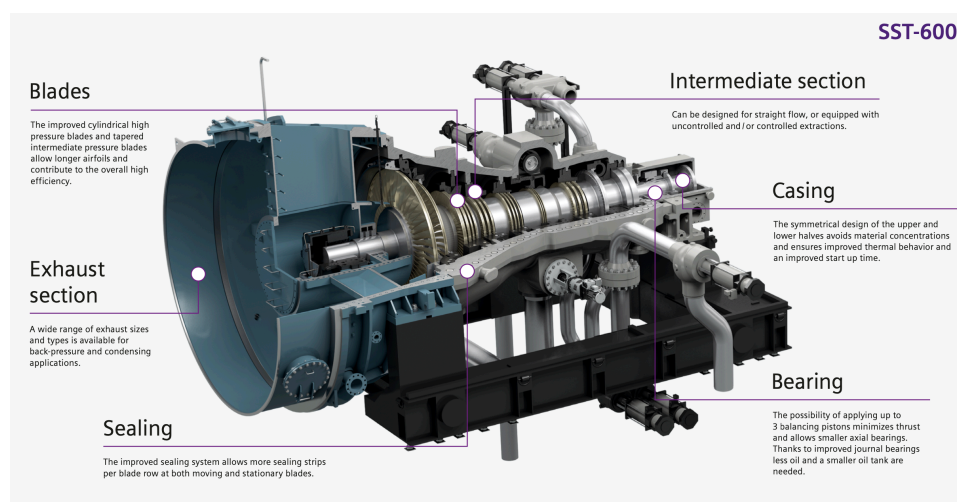


Figura 3-38 Esquema turbina SST-600, *Siemens Energy* [54].

El restante modelo ofrecido por la casa *Siemens Energy* se trata de la turbina SST-800. Se diferencia de la anterior por, a pesar de ofrecer la misma potencia ofrecida (200 MW), este último modelo trabaja a un régimen de revoluciones mucho más lento y restringido. Desde las 3000 rpm hasta las 3600 rpm comparado con el modelo SST-600, que opera desde las 3000 rpm hasta las 18000 rpm. Las presiones en la admisión se mantienen constantes mientras que las de exhaustación varían. La Figura 3-39 muestra los parámetros con los que trabaja este último dispositivo.

SST-800

Power output	up to 200 MW
Speed	3,000 to 3,600 rpm
Live steam parameters	
Inlet pressure	up to 165 bar / up to 2,393 psi
Inlet temperature	up to 565 °C / up to 1,050 ° F
Exhaust conditions	
Back pressure	up to 72 bar / 1,044 psi
Controlled extractions (up to 2)	
Pressure, ext. valve	up to 72 bar / 1,044 psi
Uncontrolled extractions (up to 7)	
	various pressure levels

Figura 3-39 Parámetros operación turbina SST-800, *Siemens Energy* [54].

Por otro lado, la Figura 3-40 muestra el esquema del equipo en cuestión:

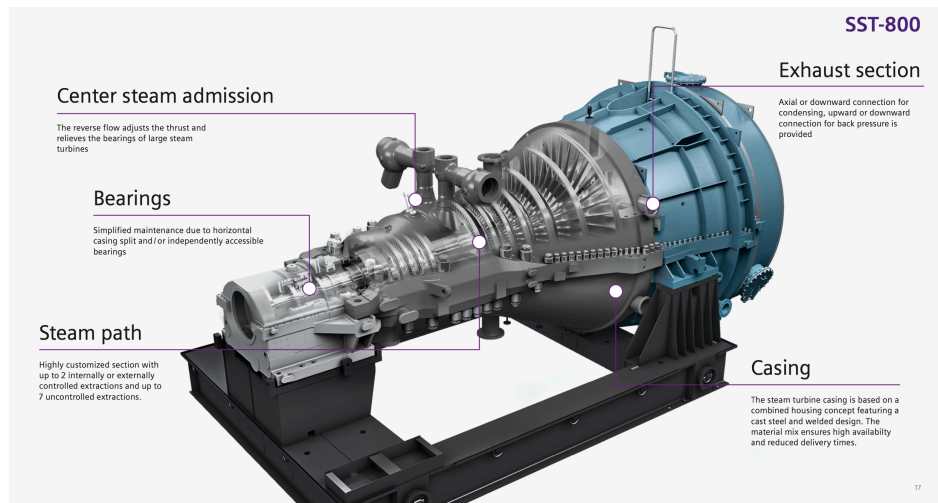


Figura 3-40 Esquema de la turbina SST-800, Siemens Energy [54].

No se ha encontrado información sobre el precio de ninguno de los dispositivos por lo tanto para posteriores cálculos se asumirán los datos encontrados en la bibliografía sobre el coste de equipos de esta naturaleza, que serán de 3,5 millones de euros [24]. Como se considera indispensable tener una duplicidad de equipos para -en el caso de fallo o de mantenimiento no se detenga la producción de la planta- se adquirirán dos turbinas semejantes, con un coste total de 7 millones de euros.

3.4.3 Sistema de bombeo

Las plantas OTEC han de desplazar elevados caudales en muy poco tiempo para poder operar correctamente. En la Tabla 3-19 se observan los caudales el ciclo SOTEC diseñado en la Fase II:

Fluido	Caudal (kg/s)
Agua Profunda	200000
Agua Superficial	90000
Amoniaco	2750

Tabla 3-19 Caudales ciclo SOTEC Figura 3-6.

Por lo tanto, se presenta una situación en la que han de desplazarse tres caudales con dimensiones muy dispares entre sí, pero que además a presiones también muy diferentes. El agua profunda ha de bombearse a 1500 metros de profundidad, donde la presión es de 151 bares. La superficial se obtiene a 20 metros de la superficie, lo que implican 3 bares de presión. Por último, el amoniaco en cierto punto del sistema es necesario que alcance los 7 bares de presión cuando ha sido condensado para dirigirlo hacia el evaporador. Ante este problema la mejor solución es dividir en tres sistemas de bombeo diferentes, cada uno de los cuales adaptado a los requerimientos de cada caudal. Las mejores opciones que se han encontrado en el mercado pertenecen a la firma *Rhurpumpen* [55] debido a su diversificación en los sectores petroquímicos, industriales y de tratamiento de aguas.

El caudal de agua profunda es el más problemático de los tres. Con diferencia es el mayor de los tres y el que a presión más elevada se bombea. Como los parámetros de las bombas vienen dados por metros cúbicos por hora, se hace necesaria hacer la conversión para poder comparar parámetros.

La relación entre la masa y el volumen es la densidad, expresada esta según la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{m}{v}$$

Ecuación 3-9 Ecuación de la densidad.

Donde ρ es la densidad, m es la masa expresada en kilogramos y v es el volumen expresado en litros. Despejando es posible concluir que el volumen es:

$$v = \frac{m}{\rho}$$

Ecuación 3-10 Volumen en función de la masa y el volumen.

Ahora debe tenerse en cuenta que la densidad del agua marina es diferente en función de la distancia a la que se encuentre de la superficie. De igual manera que se produce una variación de temperatura con el aumento de profundidad -razón de ser de la tecnología OTEC- el mismo fenómeno se produce con la salinidad. Esto puede observarse en la Figura 3-41, en donde la concentración de sales disueltas en el agua marina aumenta a medida que se aleja de la zona superficial hasta alcanzar un valor constante conocido como picnoclina.

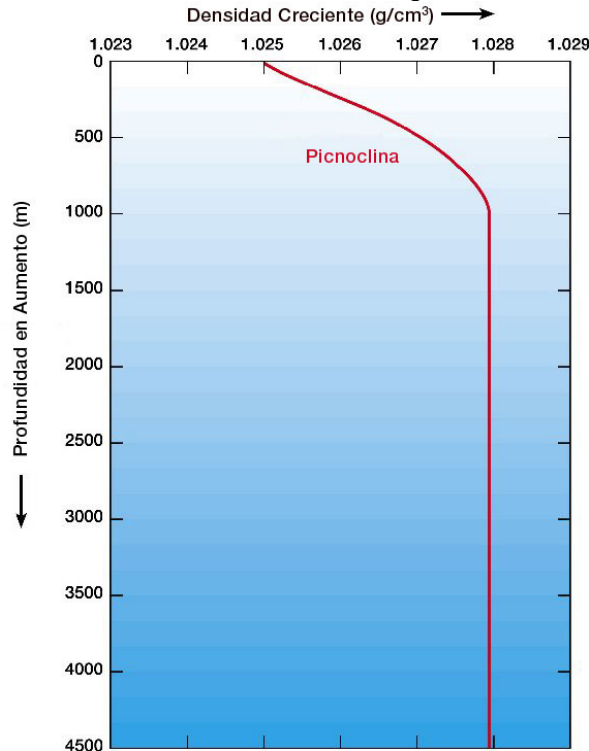


Figura 3-41 Fenómeno de la picnoclina [56].

Conociendo ahora el valor de densidad a esas profundidades es posible calcular el de volumen:

$$\frac{200000}{1,028} = 194552,53 \text{ l} = v$$

Ecuación 3-11 Cálculo de los litros de AP.

Sabiendo que un m^3 equivale a 1000 litros, se concluye que el volumen de AP a desplazar es de $194,553 \text{ m}^3$. Es necesario recordar que estos cálculos están dimensionados para el periodo de un único segundo y los parámetros de las bombas se calculan por horas. Por ello, hay que calcular la cantidad de agua a desplazar en los 3600 segundos que abarcan una hora.

$$194,553 * 3600 = 700387,2 \frac{m^3}{h}$$

Ecuación 3-12 Cálculo del caudal de AP para una hora.

La mayor bomba encontrada es el modelo *ZLM Horizontal Slip Case Pump* [57], diseñada para oleoductos a alta presión. Las características principales son la capacidad desde $100 m^3/h$ hasta $20000 m^3/h$. Otro dato relevante es que las descargas pueden instalarse desde 4 hasta 40 pulgadas. Es posible observar el equipo en la Figura 3-42.



Figura 3-42 ZLM Horizontal Slip Case Pump [57].

Para calcular el número de bombas necesarias es posible dividir su capacidad entre el caudal a movilizar.

$$\frac{700387,2}{20000} = 35,019 \text{ bombas}$$

Ecuación 3-13 Cálculo número de bombas para AP.

Por lo tanto, es necesario adquirir 35 bombas de este modelo para bombear los 200000 kg/s de agua profunda. Por temas de mantenimiento y redundancia de equipos en el caso de que se produzca algún fallo se instalarán 40 unidades. A un precio individual de 0,55 M€, el total de capital necesario en este aspecto es de 22 M€ [24].

En el caso de el bombeo de AS, la presión es inferior, 3 atm frente a las 151 del AP. Además, el caudal es menor, menos de la mitad que el anterior en comparación. Debido a esto las operaciones de movilización del caudal de agua superficial requieren menos número de dispositivos. Como la densidad del líquido es diferente en superficie en relación a lo mostrado en la Figura 3-41, se hace necesario recalcular el volumen a bombear para escoger entre los tipos de bombas disponibles.

$$\frac{90000}{1,025} = 87804,88 \text{ l} = v$$

Ecuación 3-14 Cálculo de los litros de AS.

Lo que equivale a $87,805 \text{ m}^3$. Aplicando ahora el tiempo, se recuerda que el dato anterior hace referencia al periodo de un segundo y las bombas miden el tiempo de operación en horas. Por lo tanto, el volumen total a movilizar en 3600 segundo es:

$$87,805 * 3600 = 316098 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Ecuación 3-15 Cálculo del caudal de AS para una hora.

Para hacer frente a estos caudales, se ha escogido el modelo *Horizontal, axially split case pump (BB1)* [58], con capacidad de $31800 \text{ m}^3/\text{h}$. Las bridas de descarga van desde 5 hasta 36 pulgadas. El dispositivo puede visualizarse en la Figura 3-43:



Figura 3-43 Horizontal, axially split case pump (BB1) [58].

En entorno donde va a realizar sus actividades de aspiración contiene la mayor parte de los organismos marinos, tanto animales como vegetales, por lo que la posibilidad de aspirar por error a dichos seres vivos es elevada. Además, las zonas cercanas a la superficie son más propensas a contener desechos y materiales contaminantes como plásticos o maderas a la deriva. Es por ello necesario instalar un sistema de filtrado al comienzo de las tomas de agua. Por otro lado, la configuración de una presión de entrada pequeña disminuye la velocidad de succión del agua, permitiendo a los organismos escapar del torrente si se vieran atrapados por él.

Si dividimos el caudal de AS necesario entre la capacidad del modelo escogido es posible calcular el número necesario de bombas para llevar a acabo la operación.

$$\frac{316098}{31800} = 9,94 \text{ bombas}$$

Ecuación 3-16 Cálculo número de bombas para AS.

De nuevo, para tener redundancia de equipos de instalarán 12 bombas en lugar de las 10 necesarias. Con un coste unitario de 0,25 M de euros, el costo final de la instalación de las bombas de agua superficial supone 3 M€ [24].

La última bomba a tener en cuenta es la del amoniaco. Esta requiere de un tratamiento especial porque al ser un compuesto distinto que el agua tiene requerimientos de compatibilidad química diferentes. Ningún elemento que esté en contacto con el amoniaco debe contener titanio. Las bombas que operen con el mismo deben cumplir el mismo requisito. Los cálculos anteriormente realizados con las aspiraciones de agua deben repetirse en el caso del amoniaco para dimensionar la bomba que se va a necesitar. Siendo la densidad del amoniaco $\rho = 0,73 \text{ kg/m}^3$ se obtiene:

$$\frac{2750}{0,73} = 3767,12 \text{ l} = v$$

Ecuación 3-17 Cálculo de los litros de amoniaco.

Pasando este volumen a metros cúbicos se obtiene que es $3,78 \text{ m}^3$. Ahora se calcula para el periodo de una hora.

$$3,767 * 3600 = 13561,2 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Ecuación 3-18 Cálculo del caudal de amoniaco para una hora.

La bomba elegida para bombear el amoniaco ha sido la *Bomba horizontal de carcasa partida ZW* [58] con una capacidad de $9000 \text{ m}^3/\text{h}$ y 98 bares de presión máxima, utilizada para proceso industriales. Figura 3-44 corresponde a este equipo.



Figura 3-44 Bomba horizontal de carcasa partida ZW [59].

Si dividimos el caudal de amoniaco que es necesario bombear entre la capacidad de la bomba, se obtienen el número de dispositivos a adquirir.

$$\frac{13561,2}{9000} = 1,50 \text{ bombas}$$

Ecuación 3-19 Cálculo número de bombas para amoniaco.

Para mantener la planta en condiciones óptimas en el caso de fallo de uno de estos dispositivos, se aplicará la redundancia de equipos con la adquisición de 4 bombas de este tipo. Su precio unitario es de 0,03 M€ por lo que el total sería de 0,12 M€.

3.4.4 Sistemas de tuberías

Tanto las tuberías que deben alcanzar cotas de 1500 metros de profundidad como las que se limitan al rango de 20-30 metros bajo la superficie es uno de los sistemas críticos de los sistemas OTEC. En comparación con el resto son los más expuestos a las condiciones ambientales y los que entrañan una mayor dificultad de instalación. En especial los primeros metros de tubería, aquellos que conectan con la planta, son de especial interés y deben ser objeto de un exhaustivo estudio de esfuerzos puesto que es el tramo más afectado y su deformación puede llegar a implicar una pérdida total del sistema [60].

Las tuberías están sometidas a fuerzas de diferente índole y esfuerzos varios. Entre ellos destacan el estrés producido por la succión, movimientos laterales y verticales debido a las olas, corrientes marinas y mareas, esfuerzos longitudinales debido al propio peso de la tubería y el desgaste producido por el efecto corrosivo del ambiente marino [35]. De nuevo la tecnología para diseñar y construir tuberías capaces de resistir el bombeo de estos caudales puede heredarse de la relacionada con los petroquímicos.

Para plantas OTEC instalados en tierra, el polietileno de alta densidad se considera una opción recomendable para diámetros menores a 1,6 metros [25]. Es mencionado por otros autores por ser un buen aislante térmico, ser flexible y tener buenas propiedades mecánicas [24]. Además, al haber sido ampliamente utilizado, es una tecnología que aporta seguridad. Para diámetros mayores, el FPR (*fiberglass reinforced plastic*) es considerada la mejor opción.

Los sistemas de tuberías de una planta OTEC pueden clasificarse en tres tipos:

- Tubería de aguas profundas.
- Tubería de aguas superficiales.
- Tubería de descarga.

No se estudiará el último de los sistemas porque en la planta propuesta no es necesario. Al reutilizar el agua bombeado para actividades acuícolas, esta se calienta y adquiere propiedades parecidas al agua superficial del entorno. Por lo tanto, es viable descargarla directamente, no siendo necesario bombearla hasta una profundidad donde no tenga propiedades desequilibrantes para los ecosistemas locales.

Los dos sistemas de tuberías restantes pueden instalarse por secciones con métodos ya probados para oleoductos submarinos construidos por la firma *Global Marine Drilling Company* como se muestran en la Figura 3-45:



Figura 3-45 Sección de un oleoducto submarino [61].

Existen diferentes disposiciones para las tuberías submarinas. Dependiendo de la pendiente del talud submarino pueden ir extendidas en toda su longitud por el lecho marino o hacerlo de forma parcial, aprovechando la flexibilidad de los materiales utilizados. Ejemplos de ello lo se puede encontrar en la Figura 3-46:

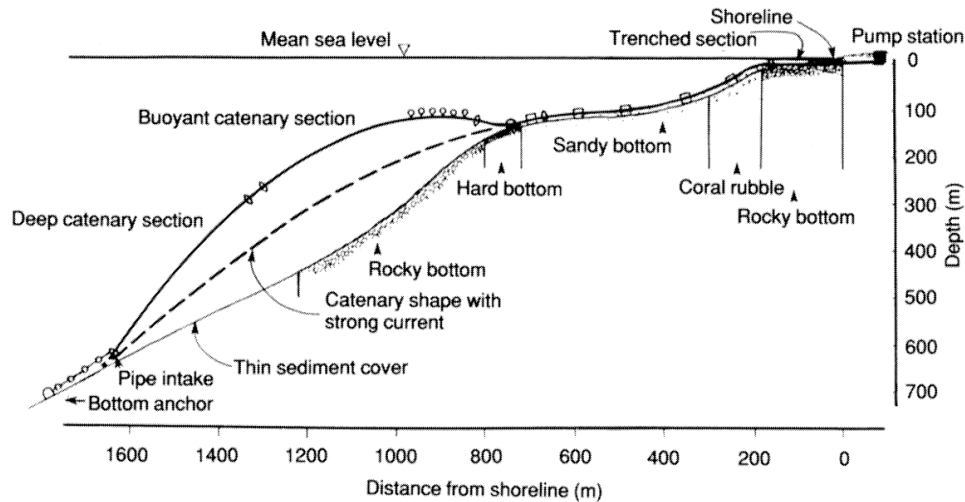


Figura 3-46 Diagrama tubería aguas profundas [62].

En la Figura 3-46 es posible observar el comportamiento de una tubería de AP cuya sección hasta los aproximadamente 130 metros de profundidad va fija al lecho marino. Las siguientes secciones se encuentran flotando en el medio menos la toma al final de la tubería, hecho fija en el suelo mediante un anclaje. Es posible observar la longitud de la tubería y distancia el fondo en condiciones normales y cuando existen una fuerte corriente.

Para obtener los caudales establecidos en la Tabla 3-19 el diámetro de estos elementos se sitúa entre los 12 y 18 metros [62]. Como esto es inviable se pretende dividir el caudal total en caudales más pequeños que serán aspirados por varias tuberías en lugar de una única toma. A pesar de que es una opción más cara, permite a la planta continuar con sus operaciones en el hipotético caso de que existan impedimentos en alguna de las tuberías. Esto no sería posible en una configuración con una única toma de agua. Se utilizarán tuberías de 3 metros de diámetro en ambos casos, agua profunda y superficial, a raíz de lo disponible en la bibliografía [24].

La fórmula que define el caudal es la siguiente:

$$Q = V * A$$

Ecuación 3-20 Caudal en función de la sección y la velocidad

Donde Q es el caudal medido en m^3/s , la velocidad se expresa como V y sus dimensiones son m/s y por último el área, representadas con la letra A en m^2 .

En el caso del AS, se dividirán las cuarenta bombas a instalar en ocho estaciones. Cada una de ellas con cinco bombas. En todo momento estarán en funcionamiento siete, con una en estado de mantenimiento. Esta última se irá rotando. De igual manera el caudal se dividirá en siete tuberías, cada una de ellas conectada a una estación de bombeo. El caudal individual de cada una de ellas es de $27,793 m^3/s$. Se redondeará a $28 m^3/s$ para otorgar un factor de seguridad al dispositivo. Aplicando la fórmula anterior tras despejar la velocidad es posible deducir que en cada tubería de agua superficial es:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{\frac{\pi R^2}{2}} = \frac{28}{\frac{\pi * 1,5^2}{2}} = 7,92 m/s$$

Ecuación 3-21 Cálculo de la velocidad de aspiración del AP.

El caso de las tuberías superficial es similar al anterior. Las 12 bombas cuya adquisición se prevé se distribuirán en 6 grupos de 2 dispositivos cada uno. En este caso estarán operativos 5 grupos, 10 bombas en total con un grupo de reserva. Irán rotando en función de los mantenimientos necesarios. Utilizando las tuberías similares al caso del AP -de diámetro de 3 metros- es posible calcular la velocidad de aspiración de las destinadas al AS. El caudal total de $87,805 \text{ m}^3/\text{s}$ se divide en cuatro, cada uno de ellos destinada una estación de bombeo. Los caudales individuales tienen un valor de $14,634 \text{ m}^3/\text{s}$. Se redondeará a $14,7 \text{ m}^3/\text{s}$ para aplicar un margen de error. En la siguiente expresión puede observarse el cálculo realizado:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{Q}{\frac{\pi R^2}{2}} = \frac{14,7}{\frac{\pi * 1,5^2}{2}} = 4,16 \text{ m/s}$$

Ecuación 3-22 Cálculo de la velocidad de aspiración del AS.

En relación con los datos obtenidos en la bibliografía, la instalación de las tuberías profundas se encuentra entre los elementos más caros de una planta OTEC. Es complicado encontrar presupuestos específicos para este tipo de trabajos, aún más sin los imprevistos posibles durante su colocación que puedan suponer sobrecostos. Por ello tras la particularización de los datos obtenidos en otros estudios [24], se estima que el precio de instalación de las tuberías de AP será de unos 42 M€ mientras que los de AS ascenderán hasta los 18 M€.

3.4.5 Intercambiadores de calor. (Evaporador y condensador)

Los intercambiadores de calor son elementos esenciales dentro del ciclo OTEC ya que permiten la transferencia de energía entre los flujos de agua, tanto superficial como profunda, y el amoníaco. Han de cumplir las especificaciones de no contener elementos de titanio ni aleaciones de cobre-níquel debido a los efectos corrosivos [62]. A su vez debe ser capaz de operar a las presiones máximas del ciclo diseñado.

La bibliografía apunta a que la mejor opción son dispositivos de placas [16]. Entre ellos los que operan con flujos contrarios son los más recomendables. El amoníaco fluye de arriba abajo cuando se evapora y el agua cálida en sentido contrario. En el condensador es a la inversa. El amoníaco entra por la parte superior y el agua fría por la inferior. En la Figura 3-47 se muestra la configuración de un intercambiador de calor de flujos opuestos.

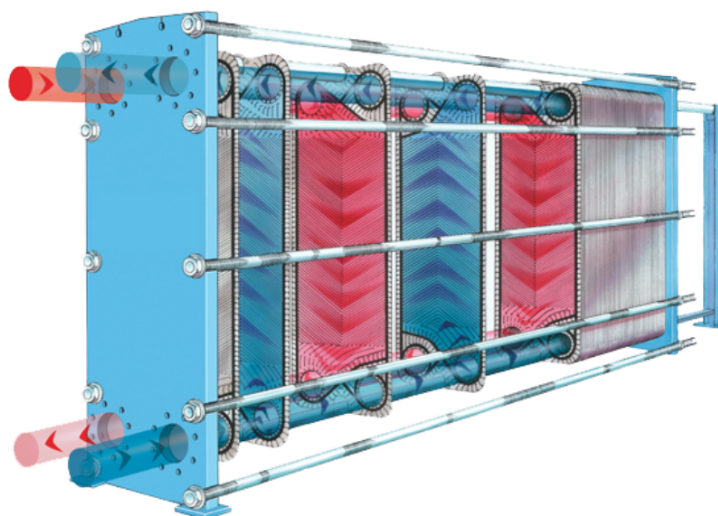


Figura 3-47 Diagrama intercambiador de placas de flujos opuesto [61], [63].

Los dispositivos concretos que se pretenden adquirir son del modelo *APN45L3* de la firma

Aiprel [63]. Han sido los únicos encontrados que cumplen con las características necesarias para ser integrados dentro de la planta OTEC. Pueden soportar una presión máxima de 35 bares y la máxima transferencia de calor que intercambian entre los fluidos es de 60 MW. Por otro lado, es posible elegir el material y grosor de las placas del dispositivo. Esto permite solventar el problema relacionado con la compatibilidad química con el titanio, cobre y níquel. Las entradas de fluido pueden escogerse entre DN-32 (31,75 mm) y DN-500 (508 mm), que hacen referencia a los diámetros nominales. La Figura 3-48 recoge una imagen de varios dispositivos de la firma *Aiprel*:



Figura 3-48 Intercambiadores de calor de la firma *Aiprel* [63].

Con respecto a las medidas estructurales, los intercambiadores del modelo *APN45L3* son las siguientes:

Dato	Valor	Unidad
Altura	3389	m
Anchura	1373	m
Área transferencia de calor	2,46	m ²
Diámetro nominal	450	mm

Tabla 3-20 Dimensiones intercambiador modelo *APN45L3* [63].

El caudal máximo de operación los intercambiadores de calor es de $4500 \text{ m}^3/\text{h}$. Teniendo en cuenta la tasa horaria de amoníaco a calentar, especificada en la Ecuación 3-18, es posible calcular el número de dispositivos necesarios para la planta OTEC.

$$\frac{13561,2}{4500} = 3,013 \text{ dispositivos}$$

Ecuación 3-23 Cálculo del número de intercambiadores de calor.

Son necesarios tres intercambiadores de calor que sirvan como evaporador y otros tres que sirvan como condensador. Los equipos estarán en contacto con el agua salada y como anteriormente se comentó, no se añadirán ningún tipo de disolución clorhídrica para impedir la proliferación de organismos marinos. Esto obliga a disponer de otro dispositivo de redundancia para que opere cuando se le esté realizando el mantenimiento a uno de los otros. Por ello el número total de intercambiadores de calor a adquirir será de ocho unidades.

El modelo APN45L3 consta aproximadamente de 3000 láminas si el grosor escogido es 0,4 mm. Por lo tanto, el área total de un único intercambiador es de 7380 m^2 . El del conjunto operativo (3 unidades) es de 22140 m^2 .

No se ha encontrado el precio específico de este modelo por lo que se utilizarán los datos de la bibliografía para estimar el coste. Con un valor unitario de 0,75 M€ el capital necesario para su adquisición es de 6 M€ [24].

3.4.6 Colectores solares

Los colectores solares son únicamente necesarios cuando se pretende introducir la tecnología SOTEC en el ciclo OTEC convencional. Aunque existen estudios que aumentan la temperatura del líquido de trabajo hasta rangos de entre 20°C y 40°C [20], la planta que se pretende instalar en las Islas Canarias sólo comprende un incremento de 7°C .

En la bibliografía se especifican áreas de 890 m^2 para realizar operaciones semejantes en plantas de capacidad similar [21], por lo que se asumirá dicho dato para los futuros cálculos.

La adquisición de estos elementos se realizará a través de la empresa *Bosch* [64]. El modelo de alto rendimiento seleccionado ha sido el *SO 7000 TF V/H* [65], ya que es el único capaz de soportar diez bares de presión en los tubos. Cuando se sobrecaliente el amoníaco a siete bares, es de esperar un aumento en la presión que se asumirá con este margen de seguridad de tres bares. Además, el dispositivo no utiliza materiales incompatibles químicamente con el amoníaco. En la Figura 3-49 se muestra el dispositivo:



Figura 3-49 Colectores solares modelo *SO 7000 TF V/H* [65].

La superficie del absorbedor es de $2,35 \text{ m}^2$, por lo tanto, se necesitan 380 equipos para poder sobrecalentar el amoníaco los 7°C indicados. A un precio unitario aproximado de 8000 €, implica una inversión de 3,04 M€.

3.4.7 Análisis económico

Para poder realizar el análisis económico de la planta propuesta primero ha de realizarse una estimación de los costes de la misma. Para ello en la Tabla 3-21 se pueden observar los diferentes costes de la posible planta OTEC.

Existen otros costes que han de tenerse en cuenta como los relacionados con la instalación eléctrica y los elementos de control. Estos se estiman en el 26% del coste total obtenido a partir de la suma de todos los elementos de la planta. Por otro lado, los costes asociados a la gestión del proyecto y la ingeniería se estiman en el 42% de la misma cantidad [24].

Elemento	Coste unitario	Cantidad	Coste total
Turbina	3,5 M€	2	7 M€
Bombas AP	0,55 M€	40	22 M€
Bombas AS	0,25 M€	12	3 M€
Bombas R717	0,03 M€	4	0,12 M€
Tubería AP	-	8	42 M€
Tubería AS	-	6	18 M€
Evaporador	0,75 M€	4	3 M€
Condensador	0,75 M€	4	3 M€
Colectores solares	8000 €	380	3,04 M€
			101,16 M€
Otros costes			27,46 M€
Gestión proyecto			42,48 M€
TOTAL			171,1 M€

Tabla 3-21 Costes planta SOTEC.

El coste total de la planta puede parecer elevado, pero si se compara con las inversiones necesarias en la construcción de centrales nucleares (entre los 4000 y 5000 M€) o las centrales térmicas (450 M€) puede observarse que es un precio competitivo. Además, estos valores de coste coinciden con el rango de precios que la bibliografía estima que costarán los dispositivos OTEC (70-200 M€) [66].

En Figura 3-50 es posible observar un gráfico con la distribución de costes de la planta SOTEC obtenidos en la Tabla 3-21. Debe tenerse en cuenta que el coste de las bombas de R717 no es apreciable en dicha imagen.

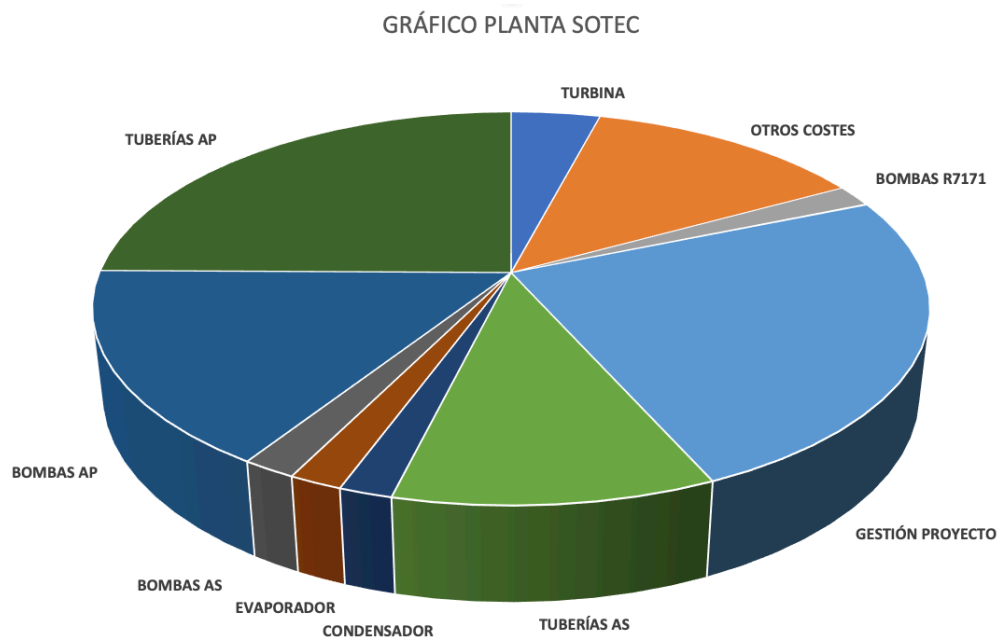


Figura 3-50 Gráfico costes planta SOTEC

En la Figura 3-51 se muestran los porcentajes que representa el coste de cada elemento.

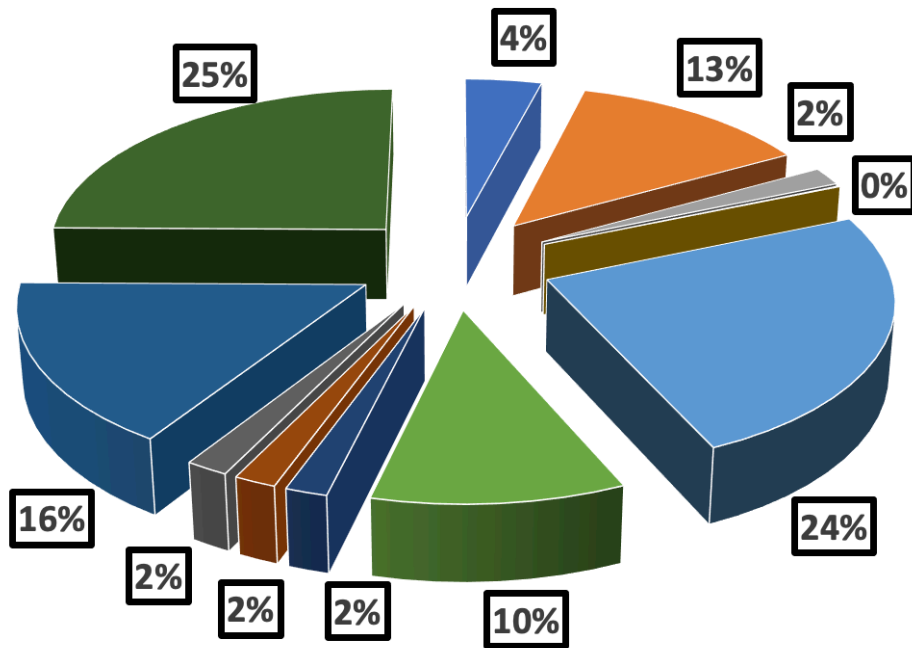


Figura 3-51 Gráfico porcentaje costes planta SOTEC

Otro parámetro que considerar es el precio por kW neto instalado. En el caso de la planta SOTEC existen dos valores uno para cuando la planta opere en su régimen normal, y otro cuando sea posible aplicar los colectores solares. Utilizando los datos obtenidos en la Tabla 3-11, es posible calcular los datos anteriormente citados. Estos se encuentran representados en la Ecuación 3-25 y la Ecuación 3-24:

$$\frac{171,1 \text{ M€}}{31743,04 \text{ kW}} = 5390,157 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Ecuación 3-24 Precio del kW neto instalado en modo OTEC convencional.

$$\frac{171,1 \text{ M€}}{56123,13 \text{ kW}} = 3048,65 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

Ecuación 3-25 Precio del kW neto instalado en modo SOTEC.

Si estos valores se comparan con los de las plantas nucleares o térmicas, las primeras operan en el orden de 7000 €/kW y las segundas de 2,200 €/kW es posible concluir que es una energía competitiva ya que, a pesar de que tiene valores superiores al de las centrales térmicas, producen entre un 90% y 75% menos de contaminantes en todos los ámbitos.

Las plantas OTEC operan las 24 horas de los 365 días del año. Es la segunda energía renovable que mayor capacidad tiene de producir energía después de la hidroeléctrica. Por otro lado, es el método de extracción de energía de entre todos los existentes que mayor factor de planta posee. El factor de planta es el cociente entre la energía real generada por la central durante un periodo específico de tiempo y la energía generada en el mismo periodo si hubiese trabajado a plena carga. Con los datos contenidos en la Tabla 3-22 es posible hacer una comparación entre los diferentes tipos de energía:

Energy type	Total (MW)	Plant factor	Average annual production net (GWh year ⁻¹)	Net hours of annual production
OTEC²	100	0.8	1562.5	8760
Hydroelectric	2400	0.41	3498.1	3555
Solar/Photovoltaic	30	0.46	19.5	1415
Wind	251.1	0.32	225	2801
Geothermal	225	0.77	1172.3	6767
Bioenergy	53	0.24	26.7	2100
Nuclear power	1608	0.75	7925.8	6572
Carboelectric	2778	0.73	12897.6	6360
Thermoelectric	2100	0.37	2488.7	3203
Dual	367	0.64	1145.5	4877
Turbogas	393	0.28	274.4	2494
Internal combustion	210	0.25	113.5	2162
Regenerative brakes	290	0.56	1071.1	6596
Combined cycle	1454	0.67	5650.2	5800

Tabla 3-22 Datos capacitivos de los diferentes tipos de energías. [67]

Otro buen indicador de la viabilidad económica de la planta OTEC que se pretende instalar es su comparación con las fuentes de energía presentes en la zona de operación. Según los datos de la OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) [68] el día 15 de marzo de 2022 el precio del MW/h alcanzó los 311,71 € en España. De igual manera los combustibles alcanzaron records históricos con un coste de 1,87 € el litro. Esto implicaba que el precio del barril de Brett (159 litros) alcanzó el precio de 297,33 € en el mismo país. Esto crea un entorno en el que el coste del combustible casi triplica el establecido como límite en el Pico de Hubbert [8], incrementando el coste de la energía producida por los recursos fósiles. Las circunstancias son favorables para la introducción de la tecnología OTEC a nivel de explotación comercial.

Por último, ha de tenerse en cuenta el periodo de recuperación de la inversión inicial realizada en la construcción de la planta. Debido a que es aún una tecnología que no ha sido desarrollada para producir grandes volúmenes de energía, el desarrollo de las instalaciones se estima que abarquen un periodo de dieciocho meses (año y medio) antes de comenzar a operar. La vida útil de un dispositivo de esta naturaleza se estima en treinta años ya que no opera a grandes presiones ni elevadas temperaturas, ralentizando el deterioro de los materiales. Este periodo de operatividad es similar al de las centrales térmicas y de media cinco años superior al de las plantas nucleares. (AE11)

Una planta OTEC convencional de más de 50 MW de producción neta se estima que recupere la inversión inicial de íntegra a partir del decimosegundo año operando. En el caso del ciclo diseñado es de suponer que lo hará en menos tiempo al existir periodos extensos en los que duplica su producción. Además, cuenta con la ventaja de sumar los beneficios reportados por las actividades piscícolas, que, a pesar de suponer una mayor inversión inicial, repercute en poco tiempo positivamente en el balance económico, aportando beneficios del margen desde 3,3 hasta 82,5 millones de dólares anuales [11].

4 CONCLUSIONES

4.1 Conclusiones finales

A lo largo de los capítulos anteriores se ha podido observar que la tecnología OTEC paulatinamente vuelve a ser de interés para los sectores privados y públicos debido a las nuevas demandas realizadas por la sociedad y por la necesidad de encontrar fuentes de energía fiables no dependientes de los combustibles fósiles.

Los objetivos que se pretendían alcanzar con este trabajo, condensados cada uno en las fases en el que se ha dividido, han podido ser cumplimentados, demostrando por un lado la viabilidad de la tecnología OTEC en latitudes más altas con menores gradientes térmicos, y el estudio de la posibilidad de su introducción en las Islas Canarias.

Con el análisis, simulación y comprobación de resultados se han definido los parámetros del ciclo que se pretende instalar, además de demostrar la bondad del amoníaco como fluido de trabajo e introducir la tecnología SOTEC de forma efectiva para diseñar una planta con dos modos de funcionamiento, uno de 31 MW de producción y otro con 56 MW.

Tras la elección del emplazamiento y la consideración de los riesgos medioambientales y sociales, la última fase del proyecto ha conseguido establecer los elementos a adquirir y realizar una estimación del presupuesto de instalación de una planta de esta naturaleza. Habiendo realizado comparaciones con las actuales centrales térmicas y nucleares se concluye que actualmente la tecnología OTEC se encuentra en un entorno en donde las circunstancias permiten que sea competitiva como el único método de extracción de energía existente que además de ser renovable, no depende de las condiciones meteorológica y produce grandes cantidades de energía.

4.2 Líneas futuras

España es por antonomasia una talasocracia. Quiere esto decir que nuestra vinculación al mar estará siempre presente por necesidad y por nuestra cultura. Debido a ello las líneas de tráfico mercante, en especial aquellas por las que navegan los grandes buques que transportan los combustibles fósiles son elementos de valor estratégico muy elevado. La tecnología OTEC permite disminuir esta dependencia con la generación de energía eléctrica -junto con otros muchos recursos- de forma prácticamente autárquica.

Las plantas estudiadas en este proyecto son exclusivamente on-shore, pero ya existen líneas de investigación cuyos objetivos son la concentración de una planta OTEC en una plataforma flotante y navegable para que sirva como buque-central. Con la firme idea de desplazar a los combustibles fósiles de forma definitiva, estos barcos sustituirán a los petroleros y gaseros y realizarán singladuras mucho más cortas a lugares donde exista el gradiente térmico necesario

como para poder operar. Tras cargar las baterías que transporta gracias a la planta OTEC instalada a bordo, llevará su cargamento energético para que sea descargado directamente a la red. Ejemplo de estas plataformas es posible observar en la Figura 4-1:

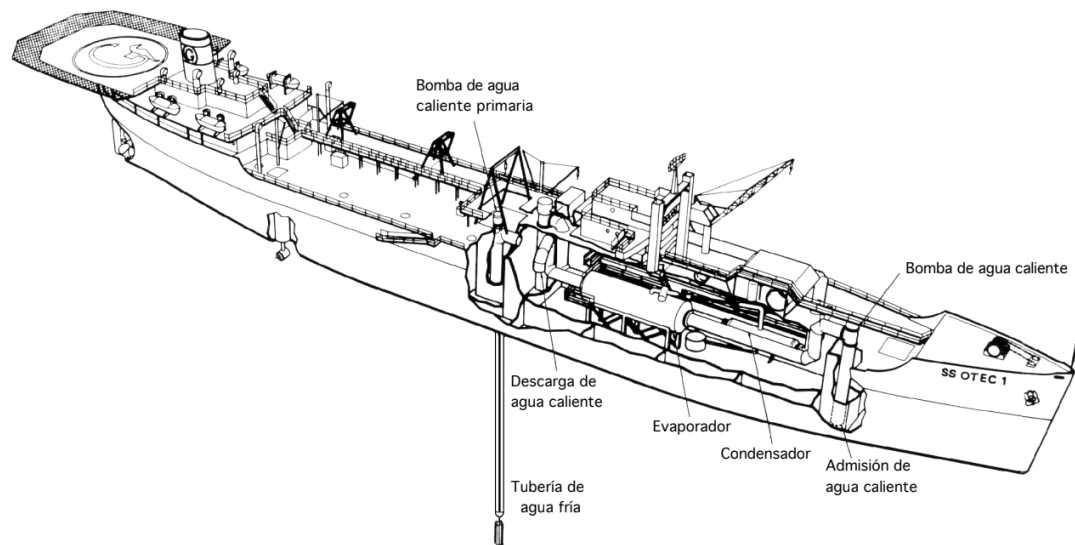


Figura 4-1 Buque OTEC [17]

A pesar de que el desarrollo de buques con estas características permitirá la explotación del recurso a prácticamente cualquier nación con la voluntad suficiente como para construirlos, el avance de la tecnología OTEC no alcanzará dicho punto en un futuro próximo. Las mejoras más relevantes se observarán en lo referente a mejorar los rendimientos del ciclo y el funcionamiento de los equipos y dispositivos que lo componen.

5 BIBLIOGRAFÍA

- [1] H. Lee, S. Lim, J. Yoon, and H. Kim, “Novel OTEC Cycle Using Efficiency Enhancer,” *IntechOpen*, 2015, [Online]. Available: www.intechopen.com
- [2] “Energía maremotérmica.” Accessed: Mar. 11, 2022. [Online]. Available: <http://kimerius.com/app/download/5781434351/Energ%C3%ADa+maremot%C3%A9rmica.pdf>
- [3] Instituto Español de Oceanografía, “ARGO España,” 2020. <https://www.oceanografia.es/argo/> (accessed Mar. 12, 2022).
- [4] María Terry De Loredo, “Energía Marina: Estado del Arte, Situación y Perspectivas del los Sistemas de Gradiente Térmico OTEC,” Bilbao, 2018. Accessed: Mar. 12, 2022. [Online]. Available: <https://addi.ehu.es/bitstream/10810/29293/2/MARIA%20TERRY%20DE%20LOREDO%20-%20TFG%281%29.pdf>
- [5] Jacques Descloitres, “Imágen satélite de las Islas Canarias,” *MODIS Rapid Response Team, NASA/GSFC*, 2002.
- [6] Gobierno de Canarias, “Anuario Energético de Canarias 2019,” 2019. [Online]. Available: <https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/ocean/>
- [7] Marisela Bernal Francisco, “Estudio técnico y económico de una planta OTEC y sus usos secundarios en México,” 2016.
- [8] J. A. Martí, T. J. Plocek, and M. A. J. Laboy, “Implementación comercial de la conversión de energía océano termal: Aspectos ambientales e implicaciones socio económicas.” Accessed: Mar. 12, 2022. [Online]. Available: Aspectos ambientales e implicaciones socio económicas [Jhttp://www.offinf.com](http://www.offinf.com) › ImplementacionAIDIS
- [9] L. R. Núñez Rivas, “El aprovechamiento de las energías renovables marinas como opción tecnológica de futuro,” Madrid, 2016. Accessed: Mar. 11, 2022. [Online]. Available: el aprovechamiento de las energías renovables marinas <https://www.mincotur.gob.es> › EconomíaIndustrial

- [10] S. M. Masutani and P. K. Takahashi, “Ocean thermal energy conversion (OTEC),” in *Encyclopedia of Ocean Sciences*, Elsevier, 2019, pp. 641–647. doi: 10.1016/B978-0-12-409548-9.11382-X.
- [11] R. A. R. Venkatesan, “Ocean Thermal Energy Conversion,” *Marine Engineers Journals*, Feb. 2001.
- [12] Meteorología Básica, “Las Capas del Océano,” *Meteorología Básica*. <http://meteobasica.blogspot.com/2011/09/las-capas-del-oceano.html> (accessed Mar. 12, 2022).
- [13] M. Pidwirny, “Corrientes marinas,” *Physical Geography*, 2007. <http://www.physicalgeography.net/> (accessed Mar. 12, 2022).
- [14] K. Rajagopalan and G. C. Nihous, “Estimates of global Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) resources using an ocean general circulation model,” *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 532–540, Feb. 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.07.014.
- [15] J. F. Millán Salgado, “Máquinas y Equipos Térmicos II,” *Blogspot*, 2017. <http://maquinasyequipostermicos02.blogspot.com/2017/09/unidad-i-ciclos-de-vapor.html> (accessed Mar. 12, 2022).
- [16] R. Silva Casarín, G. Posada Vanegas, J. Gutiérrez Lara, and A. Félix Delgado, “Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC),” Ciudad de México.
- [17] P. Fernández Díez, “Energía maremotérmica,” 2010. Accessed: Mar. 12, 2022. [Online]. Available: https://files.redsauce.net/js/pdfjs/web/viewer.html?file=https%3A%2F%2Frsml.redsauce.net%2FAppController%2Fcommands_RSM%2Fapi%2Fapi_getFile.php%3FitemID%3D208%26propertyID%3D20%26RStoken%3D59e8ac1045d03e2ff6564c0638315f38
- [18] D. Vera, A. Baccioli, F. Jurado, and U. Desideri, “Modeling and optimization of an ocean thermal energy conversion system for remote islands electrification,” *Renewable Energy*, vol. 162, pp. 1399–1414, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.07.074.
- [19] W. Liu, X. Xu, F. Chen, Y. Liu, L. Liu, and Y. Chen, “A review of research on the closed thermodynamic cycles of ocean thermal energy conversion,” *Science Direct*, 2020.
- [20] S. Khanmohammadi, M. M. Baseri, P. Ahmadi, A. A. A. Al-Rashed, and M. Afrand, “Proposal of a novel integrated ocean thermal energy conversion system with flat plate solar collectors and thermoelectric generators: Energy, exergy and environmental analyses,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 256, May 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.120600.
- [21] H. Aydin, H. S. Lee, H. J. Kim, S. K. Shin, and K. Park, “Off-design performance analysis of a closed-cycle ocean thermal energy conversion system with solar thermal preheating and superheating,” *Renewable Energy*, vol. 72, pp. 154–163, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.07.001.
- [22] N. Yamada, A. Hoshi, and Y. Ikegami, “Performance simulation of solar-boosted ocean thermal energy conversion plant,” *Renewable Energy*, vol. 34, no. 7, pp. 1752–1758, Jul. 2009, doi: 10.1016/j.renene.2008.12.028.

- [23] E. Celestino Carrera Chan, M. Fernanda Sabido Tun, J. Francisco Bárcenas Graniel, and E. Cerezo Acevedo, “Environmental Impact Assessment of the Operation of an Open Cycle OTEC 1MWe Power Plant in the Cozumel Island, Mexico,” in *Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) - Past, Present, and Progress*, IntechOpen, 2020. doi: 10.5772/intechopen.91179.
- [24] R. Gil Alba, “Estudio sobre la implantación de la tecnología maremotérmica,” 2016. Accessed: Mar. 12, 2022. [Online]. Available: https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/27764/TFG_Raul_Gil_Alba.pdf
- [25] L. A. Vega, “Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC),” 1999.
- [26] D. Y. Kim and Y. T. Kim, “Preliminary design and performance analysis of a radial inflow turbine for ocean thermal energy conversion,” *Renewable Energy*, vol. 106, pp. 255–263, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.01.038.
- [27] W. Liu, Y. Ge, L. Liu, and Y. Chen, “Current Development and Prospect of Turbine in OTEC,” in *Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) - Past, Present, and Progress*, IntechOpen, 2020. doi: 10.5772/intechopen.90608.
- [28] G. H. Lavi, “Issues in OTEC commercialization,” Pittsburgh, Aug. 1979.
- [29] S. T. Thirugnana, A. B. Jaafar, T. Yasunaga, T. Nakaoka, Y. Ikegami, and S. Su, “Estimation of ocean thermal energy conversion resources in the east of malaysia,” *Journal of Marine Science and Engineering*, vol. 9, no. 1, pp. 1–11, Jan. 2021, doi: 10.3390/jmse9010022.
- [30] D. E. Cavrot, “Economics of ocean thermal energy conversion (OTEC),” Nov. 1993.
- [31] European Marine and Observation and Data Network, “EMODnet Bathymetry DTM,” 2020. <https://www.emodnet-bathymetry.eu/> (accessed Mar. 12, 2022).
- [32] L. A. Vega, “Economics of ocean thermal energy conversion.”
- [33] A. Giostri, A. Romei, and M. Binotti, “Off-design performance of closed OTEC cycles for power generation,” *Renewable Energy*, vol. 170, pp. 1353–1366, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.02.047.
- [34] E. C. Acevedo, J. G. T. Cupul, V. M. Romero Medina, E. Gomez Barragan, M. Angel, and A. Mendieta, “Analysis and Development of Closed Cycle OTEC System.” [Online]. Available: www.intechopen.com
- [35] C. Bernardoni, M. Binotti, and A. Giostri, “Techno-economic analysis of closed OTEC cycles for power generation,” *Renewable Energy*, vol. 132, pp. 1018–1033, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.08.007.
- [36] IRENA, “Ocean thermal energy conversion,” Jun. 2014. [Online]. Available: www.irena.org
- [37] D. Wagner and O. de Medeiros, “DWSIM-Open Source Chemical Process Simulator.” Accessed: Mar. 12, 2022. [Online]. Available: Process Simulation, Modeling and Optimization Technical ...https://dwsim.inforinside.com.br/tech_manual

- [38] L. A. Vega, “First Generation 50 MW OTEC Plantship for the Production of Electricity and Desalinated Water,” 2010.
- [39] Federación Española de Actividades Subacuáticas, “Manual Buceo 1 Estrella,” 2019. [Online]. Available: www.fedas.es
- [40] Peace Software, “Calculation of thermodynamic state variables of ammonia,” *Calculation of thermodynamic state variables of ammonia*, Jun. 2007. http://www.peacesoftware.de/einigewerte/nh3_e.html (accessed Mar. 12, 2022).
- [41] J. Langer, J. Quist, and K. Blok, “Recent progress in the economics of ocean thermal energy conversion: Critical review and research agenda,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 130. Elsevier Ltd, Sep. 01, 2020. doi: 10.1016/j.rser.2020.109960.
- [42] 20MINUTOS, “La lava del volcán de La Palma alcanza por segunda vez el mar desde su erupción y forma una segunda fajana,” *20MINUTOS*, La Palma, Nov. 10, 2021. Accessed: Mar. 12, 2022. [Online]. Available: <https://www.20minutos.es/noticia/4885265/0/la-lava-del-volcan-de-la-palma-alcanza-por-segunda-vez-el-mar-desde-su-erupcion-y-forma-una-segunda-fajana/>
- [43] Ministerio de la transición ecológica y el reto demográfico, “Espacios Marinos Protegidos,” *Espacios Marinos Protegidos*, 2020. <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/biodiversidad-marina/espacios-marinos-protegidos/default.aspx> (accessed Mar. 12, 2022).
- [44] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico., “Espacios Naturales Protegidos en España,” *Espacios Naturales Protegidos*, 2020. https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/ENP_Descargas.aspx (accessed Mar. 12, 2022).
- [45] Google, “Google Earth,” *Google Earth*, 2022. <https://www.google.com/intl/es/earth/> (accessed Mar. 12, 2022).
- [46] Y. Jia, G. C. Nihous, and K. J. Richards, “Effects of ocean thermal energy conversion systems on near and far field seawater properties - A case study for Hawaii,” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 4, no. 6, Nov. 2012, doi: 10.1063/1.4766820.
- [47] H. J. Green and P. R. Guenther, “Carbon Dioxide Release from OTEC Cycles,” 1990.
- [48] Gobierno de España, “INE. Instituto Nacional de Estadística,” *Instituto Nacional de Estadística*. <https://www.ine.es/> (accessed Mar. 12, 2022).
- [49] Etapa Infantil, “Mapa Mundial,” 2014. <https://www.etapainfantil.com/mapamundi-para-imprimir> (accessed Mar. 12, 2022).
- [50] Luis de la Sierra, *La guerra naval en el Atlántico (1939-1945)*. 1974. Accessed: Dec. 24, 2021. [Online]. Available: https://books.google.es/books?id=VKOASQAACAAJ&dq=guerra+naval+en+el+atlantic+o&hl=es&sa=X&redir_esc=y

- [51] A. B. Jaafar, M. Khairi Abu Husain, and A. Ariffin, “Research and Development Activities of Ocean Thermal Energy-Driven Development in Malaysia,” in *Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) - Past, Present, and Progress*, IntechOpen, 2020. doi: 10.5772/intechopen.90610.
- [52] C. C. K. Liu, “Ocean thermal energy conversion and open ocean mariculture: The prospect of Mainland-Taiwan collaborative research and development,” *Sustainable Environment Research*, vol. 28, no. 6. Chinese Institute of Environmental Engineering, pp. 267–273, Nov. 01, 2018. doi: 10.1016/j.serj.2018.06.002.
- [53] de Pretto Industrie, “De Pretto Industrie,” *Steam Turbines*, 2022. <https://www.deprettoindustrie.com/steam-turbines/> (accessed Mar. 15, 2022).
- [54] Siemens Energy, “Siemens Energy,” *Stema Turbines*, 2022. <https://www.siemens-energy.com/global/en.html> (accessed Mar. 15, 2022).
- [55] Rhurpumpen, “Rhurpumpen,” *Inicio*, 2022.
- [56] Ventanas al Universo, “Picnoclinas,” *Densidad de las Aguas de los mares*, 2010. <https://www.windows2universe.org/earth/Water/density.html&lang=sp> (accessed Mar. 15, 2022).
- [57] Rhurpumpen, “ZLM Horizontal Slip Case Pump,” *Bomba horizontal con carcasa partida ZLM*, 2022. <https://www.ruhrpumpen.com/es/productos/bombas-entre-rodamientos/zlm> (accessed Mar. 15, 2022).
- [58] Rhurpumpen, “Horizontal, axially split case pump (BB1),” *Bomba horizontal con carcasa partida ZW*, 2022. <https://www.ruhrpumpen.com/es/productos/bombas-entre-rodamientos/zw> (accessed Mar. 15, 2022).
- [59] Rhurpumpen, “Bomba horizontal con carcasa partida ZW,” *Bomba horizontal con carcasa partida ZW*, 2022. <https://www.ruhrpumpen.com/es/productos/bombas-entre-rodamientos/zw> (accessed Mar. 15, 2022).
- [60] J. A. Martí, M. A. J. Laboy, and O. E. Ruiz, “Viabilidad de la conversión de energía océano termal (OTEC) para la producción de energía renovable y agua potable en países en desarrollo,” Bávaro-Punta Cana, Nov. 2010.
- [61] Plastics, “3000mm PE pipes for deep water outfall pipeline,” *Plastics*, 2013. Accessed: Mar. 15, 2022. [Online]. Available: <https://www.plastics.gl/construction/mega-wastewater-treatment-plant/>
- [62] U.S Department of Energy, “Ocean Thermal Energy Conversion,” Nov. 1989.
- [63] Aiprel, “Aiprel,” *Incio*, 2020. <http://www.aiprel.com/> (accessed Mar. 15, 2022).
- [64] Bosch, “Bosch-Solar Térmica,” *Solar Térmica*, 2022. <https://www.bosch-thermotechnology.com/es/es/ocs/comercial-e-industrial/solar-termica-742023-c/> (accessed Mar. 15, 2022).

- [65] Bosch, “Bosch SO 7000 TF V/H,” *Solar térmica*, 2022. <https://www.bosch-thermotechnology.com/es/es/ocs/comercial-e-industrial/so-7000-tf-v-h-742027-p/> (accessed Mar. 15, 2022).
- [66] G. C. Nihous and M. A. Syed, “Financing strategy for small OTEC plants,” *Pergamon*, vol. 38, no. 3, pp. 201–211, 1997.
- [67] A. García Huante, Y. Rodríguez Cueto, E. Paola Garduño Ruiz, and R. Efraín Hernández Contreras, “General Criteria for Optimal Site Selection for the Installation of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Plants in the Mexican Pacific.” [Online]. Available: www.intechopen.com
- [68] Operador del Mercado Ibérico de Energía, “OMIE,” Nov. 2022. <https://www.omie.es/> (accessed Mar. 15, 2022).

ANEXO I: CONSUMO DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN LAS ISLAS CANARIAS

En el presente anexo se incluyen los datos referentes al consumo energético relativo a combustibles fósiles en el archipiélago canario. Su función principal es resaltar la dependencia que los territorios insulares mantienen con respecto a este recurso y la consecuente debilidad estratégica que esto supone.

Todas las cifras contenidas en las tablas se refieren a toneladas métricas.

En la Tabla 0-1 se exponen las importaciones realizadas al archipiélago canario relativas a combustibles dividido por los países de procedencia y, su vez, estos últimos agrupados por continentes. Los datos van desde el año 2011 a 2019

PROCEDENCIA	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
AMÉRICA									
Brasil	32.534	184.255	0	0	0	0	0	0	0
Colombia	0	146.140	0	0	0	0	0	0	0
México	242.884	365.504	88.051	0	0	0	0	0	0
Venezuela	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	275.418	695.900	88.051	0	0	0	0	0	0
ÁFRICA									
Angola	55.004	414.556	408.795	264.247	0	130.082	0	0	0
Camerún	587.160	227.746	376.874	264.487	0	0	0	0	0
Congo		0	0	0	0	0	0	0	0
Costa de Marfil	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gabón	0	20.948	393.985	0	0	0	0	0	0
Ghana	0	126.686	0	0	0	0	0	0	0
Guinea Ecuatorial	624.182	547.995	271.328	0	69.415	0	0	0	0
Nigeria	0	541.000	317.509	137.626	133.076	126.128	0	0	0
R.del Congo	513.155	272.223	128.957	0	0	0	0	0	0
Senegal	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.779.501	2.151.153	1.897.449	666.360	202.491	256.210	0	0	0
EUROPA									
Rusia	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ORIENTE MEDIO									
Arabia Saudí	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Irak	0	253.690	0	0	0	0	0	0	0
Irán	277.326	73.936	0	0	0	0	0	0	0
Siria	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	277.326	327.626	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	2.332.245	3.174.679	1.985.500	666.360	202.491	256.210	0	0	0

Tabla 0-1 Evolución de las importaciones de crudo en Canarias por país de procedencia [6].

Es posible observar una disminución de las importaciones a partir de los años 2015 y 2016 hasta llegar a la total desaparición de estas actividades comerciales. La razón de este fenómeno

no se debe a la eliminación de la dependencia en estos recursos. Su origen se explica a partir de la concentración de la adquisición de los combustibles en el territorio peninsular para su posterior transporte. Es decir, en lugar de dirigirse directamente a las islas, los buques atracan en puertos del sur de España para luego redistribuir los combustibles embarcándolos de nuevo hacia Canarias.

En relación con lo anteriormente mencionado, la Tabla 0-2 se muestran las importaciones nacionales de combustibles fósiles en las Islas Canarias agrupadas según la tipología de estos.

Productos	2015	2016	2017	2018	2019 (p)	Δ (%) 2019-2018
CRUDO						
Crudo	202.495	256.210	4,50	0,20	0,002	-98,97%
GLP						
Butano	37.406	35.253	35.085	39.082	31.788	-18,7%
Propano	47.665	50.446	51.935	49.348	51.519	4,4%
Total GLP	85.071	85.698	87.020	88.430	83.307	-5,8%
GASOLINAS						
Gasolina 95	369.808	403.337	371.902	388.943	423.697	8,9%
Gasolina 98	92.105	146.039	145.072	144.347	147.449	2,1%
Otras gasolinas	24.195	5.596	105	131	116	-11,4%
Gasolinas de aviación	93	91	63	48	83	70,6%
Total Gasolinas	486.201	555.064	517.142	533.469	571.344	7,1%
GASOIL						
Gasóleos	2.061.096	2.205.105	2.267.166	2.155.869	2.046.626	-5,1%
Total Gasoil	2.061.096	2.205.105	2.267.166	2.155.869	2.046.626	-5,1%
FUEL OIL						
Fuelóleos	2.647.510	2.545.236	3.142.145	2.870.038	1.974.159	-31,2%
Total Fuel oil	2.647.510	2.545.236	3.142.145	2.870.038	1.974.159	-31,2%
QUEROSENO						
Queroseno	940.143	1.162.275	1.117.845	1.258.184	1.087.097	-13,6%
Total Queroseno	940.143	1.162.275	1.117.845	1.258.184	1.087.097	-13,6%
TOTAL ENTRADAS	6.422.515	6.809.588	7.131.322	6.905.990	5.762.531	-16,6%
Total crudo	202.495	256.210	4,50	0,20	0,002	-99,0%
Total productos acabados	6.220.020	6.553.378	7.131.318	6.905.990	5.762.531	-16,6%

Tabla 0-2 Evolución de las importaciones nacionales de hidrocarburos en Canarias [6].

Por últimos se presenta en la Tabla 0-3 los suministros al mercado interior de hidrocarburos diferenciado por islas y a su vez por tipología de combustible en el año 2019. Los datos contenidos en esta tabla son de especial relevancia se son comparados con la Figura 1-4, en la que se muestra el consumo energético de cada isla. Permite realizar una estimación del posible ahorro en cantidades de combustible que es posible ahorrar con la introducción de una planta OTEC. Estos datos son especialmente relevantes en las Islas Menores, donde es posible atender a la totalidad de la demanda energética.

DISEÑO PRELIMINAR DE UNA PLANTA OTEC PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN LAS ISLAS CANARIAS

Productos	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
GAS REFINERIA								
Gas Refinería	0	0	0	0	0	0	0	0
GLP								
Autogás	842	633	89	109	0	0	0	1674
Butano	6.475	19.930	1.511	1.799	3.317	751	342	34.126
Propano	14.395	22.334	6.615	6.419	3	4	0	49.771
Total GLP	21.712	42.897	8.216	8.328	3.320	755	342	85.570
GASOLINA								
Gasolina 95	144.491	167.347	39.879	27.933	12.334	2.204	1.438	395.626
Gasolina 98	42.016	70.633	3.521	4.646	5.350	1.003	817	127.987
Total gasolina	186.507	237.980	43.400	32.579	17.684	3.206	2.255	523.612
QUEROSENO								
Q. Corriente	0	100	0	0	0	0	0	100
GASOIL								
G. automoción	277.581	294.938	53.098	52.094	28.924	4.795	3.368	714.798
G. eléctrico	307.323	338.364	14.961	39.177	2.641	0	0	702.467
Total Gasoil	584.904	633.303	68.059	91.271	31.565	4.795	3.368	1.417.264
DIÉSEL OIL								
D. industrial	10.962	9.007	38	121	0	0	0	20.128
D. eléctrico	0	0	0	0	0	16.671	4.506	21.177
Total Diésel	10.962	9.007	38	121	0	16.671	4.506	41.305
FUEL OIL								
F. industrial	18.822	12.124	0	0	0	0	0	30.946
F. oil eléctrico	332.734	321.194	164.193	120.062	50.444	0	0	988.626
Total Fuel	351.556	333.317	164.193	120.062	50.444	0	0	1.019.572
TOTAL	1.155.641	1.256.605	283.906	252.361	103.013	25.428	10.472	3.087.424
	37,43%	40,70%	9,20%	8,17%	3,34%	0,82%	0,34%	100,00%

Tabla 0-3 Suministros al mercado interior de Canarias, por isla y producto. Año 2019 [6].

ANEXO II: DATOS TURBINA *DE PRETTO INDUSTRIE*

General design data

Power	P	up to 50 MW
Live steam data	$p_L - T_L$	Pressure / Temperature categories: 60 bar – 450 °C 63 bar – 485 °C 130 bar – 530 °C
Exhaust pressure	p_B	Condensing turbines: up to 1 bar Back-pressure turbines: up to 50 bar
Extraction pressure	p_e	2 up to 50 bar
Rotating speed	N	Driving generators: 3000 or 3600 rpm if direct, up to 17000 rpm through reduction gear Driving units like compressors: 3000 up to 17000 rpm (depending on size)

Modular design

The modules for inlet and exhaust casings are chosen to satisfy the specific steam data; The intermediate modules, based on the above selection, can be chosen from an array of possible combinations.

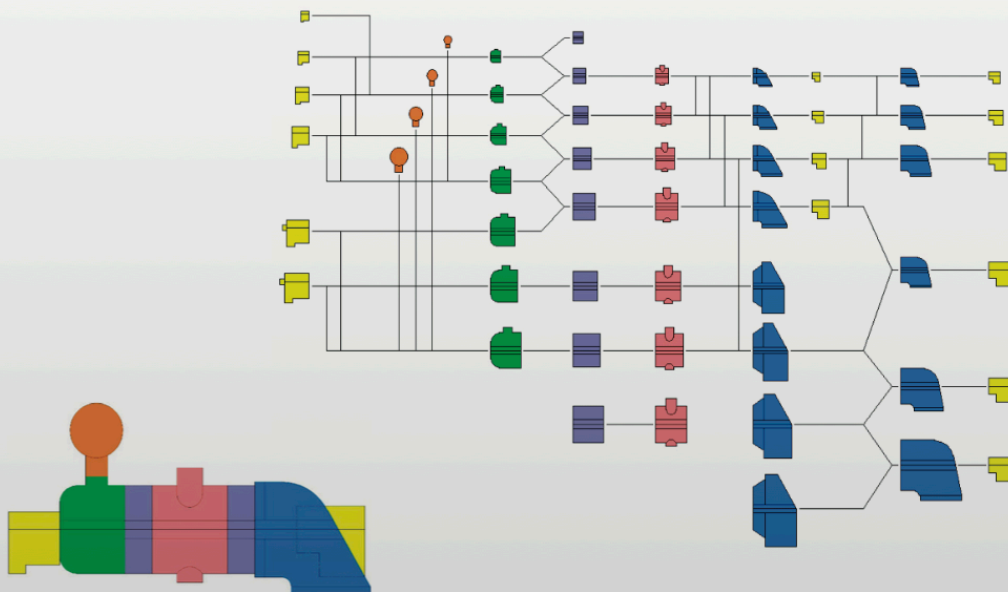


Figura 0-1 Datos turbina *De Pretto Industrie* [53].