

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

***ENERGÍA MARINA: ESTADO DEL
ARTE, SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS
DE LOS SISTEMAS DE GRADIENTE
TÉRMICO OTEC***

Alumno/Alumna: Terry, De Loredo, Maria

Director/Directora: Ibarra-Berastegi, Gabriel

Curso: 2017-2018

Fecha: 29 de junio 2018



Universidad
del País Vasco

Euskal Herriko
Unibertsitatea

BILBOKO
INGENIARITZA
ESKOLA
ESCUELA
DE INGENIERÍA
DE BILBAO

DATOS BÁSICOS DEL PROYECTO:

- *Equipo de proyecto: María Terry y Gabriel Ibarra-Berastegi*
- *Título del proyecto: Energía marina: Estado del arte, situación y perspectivas de los sistemas de gradiente OTEC.*
- *Resumen: La conversión de energía térmica oceánica (OTEC) es una tecnología prometedora de energía renovable. Además de producir electricidad, tiene más aplicaciones como la producción de agua dulce para algunas de sus configuraciones, aire acondicionado con agua de mar y cultivo marino. Siendo una tecnología con mucho potencial, muchos investigadores se han centrado en promoverla como forma de generar electricidad y producir otros combustibles como el amoníaco o el hidrógeno. Hasta el momento, esta tecnología ha ido desarrollándose gracias a estudios académicos y proyectos de demostración limitados, por lo que existe una incertidumbre sobre su viabilidad financiera para las plantas a mayor escala. Además, la falta de un proyecto de demostración operacional ha retrasado también grandes inversiones en esta tecnología. En este proyecto se reúne una amplia visión general de la tecnología, los aspectos económicos de esta, las posibles ubicaciones en el mercado y una amplia comparación con otras tecnologías para generar energía. Se verá también el impacto ambiental que puede tener una planta OTEC. Veremos que esta tecnología necesita una enorme inversión inicial, además de tener unos costes elevados en comparación con otras tecnologías ya existentes. Para poder ser viable se necesita integrar otros productos para estas plantas, tales como la producción de agua dulce, el aire acondicionado y el cultivo marino, sobre todo para los pequeños estados insulares en desarrollo, ayudando así a su desarrollo económico. Si la viabilidad de esta tecnología puede mejorarse integrando la producción de subproductos, OTEC puede ser un medio importante para producir más electricidad, agua dulce y alimentos para la creciente población del planeta.*
- *Palabras clave: Conversión de energía térmica oceánica, factor de capacidad, costes de capital nivelados.*
- *Abstract: The Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) is a promising technology of renewable energy. Besides producing electricity, it has more applications such as the production of fresh water for some of its configurations, air conditioning with sea water and marine cultivation. As it is a technology with a lot of potential, many researchers have focused on how to use it to produce electricity and other fuels such as ammonia or hydrogen. However, this technology has been developed by academic studies and limited demonstration projects, so there is uncertainty about its financial viability for plants on a larger scale. In addition, the lack of an operational demonstration project has also delayed large investments in this technology. This project offers a broad review of this technology (OTEC), its economic aspects, its possible position in the market and a wide comparison with other energy-generating technologies. It also includes an overview about the environmental impact that an OTEC plant can have. We will see that this technology needs a huge initial investment, in addition to having a higher cost compared to other existing technologies. In order to be viable, other products are needed for these plants; such as freshwater production,*

air conditioning and marine cultivation, especially for the small developing island states, helping their economic development. If the viability of this technology can be improved by integrating the production of derivatives, OTEC can be an important source of electricity, fresh water and food for the world's population.

- *Keywords: Ocean thermal energy conversion, factor capacity, levelized cost of energy.*
- *Abstraktu: Energia Termiko Ozeanikoaren konbertsioa (OTEC), energia berriztagarrien eta etorkizun handiko teknologia da. Elektrizitatea ekoizteaz gain, ur geza produzitzeko ahalmena du, itsasoko urez egokitutako airea, itas laborantzarako erabili daitekeena. Potentzial handiko teknologia izanik, inbestigatzaile askok elektrizitatea ekoiztekomodu bezala bultzatu dute, eta baita amoniakoa eta hidrogenoa bezalako erregaiak ekoizteko. Gaur egun. Hala ere, ziurgabetasun nabaria dago finantzial arloan eta eskala handiagoko proiektueta, orain arte teknologia honen garapena ikasketa eta proiektu mugatuetan oinarrituta egon delako. Teknologia honetan inbertsio asko atzeratu dira, erakusketa bezala balio duen proiektu baten falta egon delako. Proiektu honetan, teknologiaren ikuspegi zabala ematen da, honen arlo ekonomikoak, merkatuaren kokapen posibleak eta energia ekoizteko beste teknologiekin erkaketak. Gainera, OTEC instalazio batek izan dezakeen ingurumen- inpaktua aztertzen da. Teknologia honek hasierako inbertsio handia behar duela ikusiko dugu, eta gaur egun erabiltzen diren beste teknologiekin konparatuz, kostu handiagoak ditu. Bideragarria izan dadin, beste produktu batzuk integratzea beharrezkoa da landare horiei, esate baterako, ur garbiaren ekoizpena, klimatizazioa eta itsasoko laborantza, batez ere irla uharteetan garatzen ari diren estatuentzat, horrela garapen ekonomikoak laguntzen baitute. Teknologia horren bideragarritasuna hobetu daitekeenean, OTECek elektrizitatea, ur freskoa eta elikadura gehiago ekoizteko bitarteko garrantzitsua izan daiteke planeta osoan zehar.*
- *Hitz gakoak: energia termiko ozeanikoa, gaitasunaren faktorea, maila-kapitaleko kostuak.*

Contenido

1.	INTRODUCCION.....	8
2.	CONTEXTO.....	9
3.	OBJETIVOS Y ALCANCE	11
4.	BENEFICIOS DEL PROYECTO.....	12
4.1	Beneficios personales.....	12
4.2	Beneficios sociales.....	12
4.3	Beneficios científico-técnicos	12
4.4	Beneficios económicos	13
5.	ESTADO DEL ARTE	14
5.1	OTEC.....	14
5.1.1	Ciclos termodinámicos	15
5.1.2	Casos estudiados OTEC.....	18
5.2	Obtención de agua dulce.....	19
5.3	Aire acondicionado.....	20
5.4	Agricultura marina.....	21
5.5	Impacto ambiental	22
5.3.1	Impacto y arrastre de organismos	22
5.3.2	Descarga de agua	23
5.3.3	Biocidas	23
5.3.4	Otros impactos ambientales.....	23
5.6	Posibles mercados.....	24
5.6.1	Mercados potenciales en islas pequeñas en desarrollo	26
5.6.2	Visión local	30
6.	RESULTADOS	33
6.1	Indicadores energéticos	33
6.2	Aspectos económicos.....	35
6.2.1	Plantas de 1-10MW	36
6.2.2	Plantas de 11-100MW	37
6.2.3	Plantas >100MW	37
6.2.4	Escalas de plantas y costes	38
6.2.5	Costes de los componentes	38
7.	DISCUSIÓN Y PERSPECTIVAS FUTURAS.....	41
7.1	Discusión	41

7.1.1 Comparación con otras energías	41
7.1.2 Comparación con otras energías oceánicas.....	45
7.1.3 Ventajas y desventajas de OTEC.....	46
7.2 Perspectivas futuras	47
8. PLANIFICACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN	48
8.1 Paquetes de trabajo y tareas.....	48
8.2 Diagrama de Gantt	50
9. PRESUPUESTO	¡Error! Marcador no definido.
10. ANÁLISIS DE RIESGO	51
11. CONCLUSIONES	52
BIBLIOGRAFIA.....	53
ANEXO I.....	55
ANEXO II.....	59

Índice de figuras

Figura 2-1 Plataforma Mini-OTEC en la bahía de Hawaii	9
Figura 5-1 Perfil de temperatura contra la profundidad oceánica	14
Figura 5-2 Esquema del ciclo cerrado OTEC	15
Figura 5-3 Esquema del ciclo abierto OTEC	16
Figura 5-4 Esquema del ciclo híbrido OTEC	17
Figura 5-5 Estación Mini-OTEC en Hawái	19
Figura 5-6 Representación del ciclo del agua para una instalación OTEC.....	20
Figura 5-7 Esquema del funcionamiento del sistema SWAC	21
Figura 5-8 Zonas potenciales para la instalación de SWAC	21
Figura 5-9 Esquema de un ciclo cerrado OTEC offshore.....	23
Figura 5-10 Diferencia de temperatura entre el agua superficial y de profundidad de los océanos	25
Figura 5-11 Mapa de diferencia de temperatura entre el agua superficial y de profundidad del océano	25
Figura 5-12 Consumición de energía per cápita en PEID en kW (2012).....	27
Figura 5-13 Porcentajes de tipos de energía por país	28
Figura 5-14 Generación de energía en porcentaje para los PEID	29
Figura 5-15 Generación de energía % en PEID (2012)	29
Figura 5-16 Capacidad de producción de energía por país (%).....	29
Figura 5-17 Mapa de temperatura del agua superficial en Europa (junio 2018)	30
Figura 5-18 Mapa de temperatura del agua superficial del mar en Europa (enero 2018).....	31
Figura 6-1 Ciclo Rankine	34
Figura 6-2 Planta OTEC en tierra	37
Figura 6-3 Línea de tendencia del capital inicial de planta OTEC según el tamaño	38
Figura 6-4 Planta petrolífera en alta mar	38
Figura 6-5 Planta OTEC offshore.....	38
Figura 6-6 Proporción de gastos en porcentaje de diferentes plantas OTEC.....	40
Figura 7-1 Datos para cálculo del LCOE	42
Figura 7-2 CF vs LCOE	43
Figura 7-3 Media de las emisiones de CO2 de distintas instalaciones (kg/MWh)	45
Figura 7-4 Planta de energía mareomotriz en el océano.....	46

Índice de tablas

Tabla 6-1 CF y rendimiento OTEC según la literatura existente	33
Tabla 6-2 Propiedades del amoniaco	34
Tabla 6-3 Trabajo y calor del ciclo	34
Tabla 6-4 Estimación del capital inicial (\$/KWh) en 2010.....	36
Tabla 7-1 Comparación de diferentes energías según características	41
Tabla 7-2 Rendimiento, CF y LCOE de varias tecnologías	43
Tabla 7-3 Emisiones de CO2 (kg/MWh).....	44
Tabla 7-4 Principales reservas actuales	47

Lista de acrónimos

OTEC: Ocean Thermo Energy Conversion

CF: factor de capacidad

DOE: Department of Energy

NELHA: Natural Energy Laboratory of Hawaii Authority

EOEA: Europe Ocean Energy Association

NIOT: National Institute of Ocean Technology

SWAC: Seawater Air Conditioning

GEI: Gases Efecto Invernadero

ER: Energías Renovables

PEID: Pequeños Estados Insulares en Desarrollo

LCOE: Levelized Cost of Energy

1. INTRODUCCION

Este documento contiene una visión del actual estado de la tecnología OTEC, así como de los aspectos económicos derivados de la instalación de una planta OTEC y una comparación con otras tecnologías de transformación de energía.

La energía de los océanos representa uno de los recursos renovables más grandes de nuestro planeta. Esta energía se puede aprovechar con distintas tecnologías (mareomotriz, energía de las olas y energía térmica oceánica). En este proyecto trataremos el caso de la energía térmica oceánica, la cual tiene los recursos más abundantes. Si se pudiese aprovechar toda la energía contenida en forma de calor por los océanos, esta representaría alrededor de 10.000 TWh/año, lo cual puede satisfacer gran parte de la demanda energética global. Esta tecnología puede combinarse con subproductos como el agua dulce, el aire acondicionado y el cultivo marino, siendo así una opción atractiva para la conversión de energía sostenible. Cabe destacar también, que pese a lo anteriormente citado, la termodinámica de este proceso es ineficiente y los costes de instalación y mantenimiento superan a gran parte de las demás energías renovables. Por otro lado, la disponibilidad ilimitada de agua oceánica de forma gratuita, hace que, de todas formas, sea una tecnología atractiva para el estudio.

En una primera parte se presenta el contexto del proyecto, los objetivos y el alcance del mismo y los beneficios personales, sociales, científicos y económicos que se esperan conseguir. Para ello, se estudiará el estado del arte de esta tecnología y sus características técnicas. De este modo, se determinarán las condiciones que deben darse para la instalación de una planta OTEC. Hecho esto, se buscarán las posibles ubicaciones para esta planta en todo el mundo.

Una vez conocidas las características necesarias, podemos pasar a dar una visión económica de la implantación. Para ello se recogerán diferentes datos de diversas plantas en la literatura ya existente, y obtener así la información necesaria para el estudio.

Con todo esto, se verá cómo se sitúa la tecnología OTEC frente a otras energías renovables y no renovables, y poder tener así una visión completa de esta tecnología.

Este estudio cuenta también con un análisis de riesgos. En él, se enumeran los riesgos principales que pueden afectar de alguna manera a una planta OTEC.

Finalmente, se discutirá sobre las perspectivas futuras de esta tecnología, basándonos en todo el estudio anterior, y se darán unas conclusiones del mismo.

2. CONTEXTO

El concepto de OTEC nace en 1881 gracias a Jacques-Arsène d'Arsonval quien propuso la idea inicial basándose en el ciclo termodinámico de Rankine utilizando el concepto de ciclo cerrado con amoníaco como fluido de trabajo.

Posteriormente, en 1928 el ingeniero francés Georges Claude, alumno de d'Arsonval, demostró la viabilidad del concepto utilizando agua caliente a 30°C, proveniente de una fábrica de acero, para el evaporador y agua fría a 10°C de un río como fluido de condensación. Con esta prueba consiguió una velocidad de turbina de 5000rpm y una potencia de salida de 50kW ^[1]. Por otro lado, aunque las pruebas realizadas en las costas cubanas (1929-1930) con un tubo de agua fría de 1.6 metros de diámetro y con 2 km de longitud, que solo funcionó durante 11 días debido a una tormenta que destruyó esta tubería, y más tarde en aguas de Rio de Janeiro (1934-1935), demostraron la viabilidad del proyecto, terminaron fracasando a causa de los efectos del movimiento del oleaje sobre la conducción sumergida.

Posteriormente no hubo actividad comercial en OTEC hasta finales de la década de 1970 cuando Lockheed Corporation, Dillingham Corporation y el gobierno del estado de Hawái completaron una prueba en el mar del sistema OTEC bautizado "Mini-OTEC" en agosto 1978 que produjo con éxito una potencia de 18 kW durante 3 meses antes de su cierre planificado ^[2].



Figura 2-1 Plataforma Mini-OTEC en la bahía de Hawaii

Los próximos mayores avances no vinieron hasta 1980-1981 con el proyecto experimental OTEC-1 en Hawái, gracias al Departamento de Energía de EEUU (DOE). La plataforma utilizada fue un tanque de la US Navy, que fue modificado para este proyecto, siguiendo el ejemplo de su predecesor *Le Tunisie*. Esta plataforma carecía del conjunto turbina-generator puesto que no estaba diseñada para producir energía, sino como una plataforma para probar diversas tecnologías relacionadas con OTEC, como la plataforma, la tubería de agua fría, los sistemas de amarre, los sistemas de transferencia de energía y los intercambiadores de calor. El proyecto OTEC-1 solo duró unos meses, hasta marzo 1981, en vez de la propuesta inicial de dos años, debido a problemas de financiación. Pese a ello, este proyecto alcanzó varios hitos como: desplegar con éxito una tubería de agua de 670 metros de longitud, amarre en 1.370 m de

agua, operación exitosa de la tubería de agua fría con viento, cambios de olas y corriente, operación de un intercambiador de calor de carcasa y tubos en un ciclo cerrado de 38MW de servicio térmico y demostración del control de bioincrustación con inyección de bajo nivel de cloro ^[1].

Después de la segunda crisis del petróleo, el interés en la tecnología OTEC disminuyó considerablemente. En cambio, la ingeniería en el campo del petróleo en alta mar se fue desarrollando cada vez más, los amarres, las técnicas de instalación y las de bombeo evolucionaron rápidamente. De esta forma se obtuvieron plataformas capaces de recuperar crudo a miles de metros de profundidad. Desde entonces, este campo ha llegado a un estado de madurez tecnológica que era tan necesaria para OTEC en los tiempos de G.Claude.

De manera similar, los avances en fluidos de refrigeración y la proliferación de dispositivos de recuperación de energía y calor en sistemas industriales llevaron la fabricación de intercambiadores, bombas y turbinas hasta la madurez. Todo esto significa que ensamblar estos sistemas es más simple y sus rendimientos son mucho más altos que hace solo 20 años.

La primera instalación de producción neta de energía no se desarrolló hasta la década de los noventa. Ubicada en Hawái, EE. UU. En el Natural *Energy Laboratory of Hawaii Authority* (NELHA), la planta fue financiada por el Departamento de Energía de EE. UU. Hoy en día, esta planta de demostración de OTEC es la primera instalación de producción de energía neta del mundo conectada a la red.

Además de la lucha contra el cambio climático, las últimas crisis del petróleo y *los recientes acontecimientos en Japón* simplemente reafirman la ventaja de desarrollar soluciones alternativas de producción de energía para combustibles fósiles (particularmente carbón) y para energía nuclear, en áreas tropicales e islas. OTEC representa una oportunidad para la producción de electricidad básica en todas estas áreas ^[2].

En los últimos años, los avances tecnológicos en las tuberías de aguas profundas han hecho que las tuberías a gran escala estén disponibles comercialmente para las plantas de OTEC, tal como se describe en el informe NOAA 2009. Este desarrollo, junto con los precios variables del petróleo y los mandatos globales de energía renovable, hacen que este sea el momento oportuno para llevar OTEC al mercado ^[3].

Por ello, como parte del desarrollo de la energía oceánica, la comercialización del sistema de conversión de energía térmica oceánica (OTEC) se ha acelerado en los Estados Unidos, Europa, Japón y otros países desarrollados. Estados Unidos planeó instalar un sistema OTEC de 10 MW en el Mar del Sur de China hasta 2017 y firmó un contrato de compra de 100 MW con Hawaiian Electric. El gobierno de Francia decidió construir un sistema OTEC de 10 MW en Reunión, y se esperaba que la Unión Europea invierta \$ 100 millones en la instalación de un sistema OTEC de 16 MW en la isla de Martinica hasta 2017. Según el Europe Ocean Energy Association (EOEA), los Estados Unidos y Japón planean instalar sistemas OTEC de 365 MW y 2500 MW, respectivamente, y se espera que tengan posiciones dominantes en el campo ^[4].

3. OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo de este proyecto es analizar la literatura existente para entender el estado del arte de la tecnología OTEC. Los objetivos principales de este proyecto pueden ordenarse de la siguiente manera:

1. Revisar el estado del arte de la tecnología OTEC, tanto el carácter tecnológico como el económico.
2. Calcular los indicadores energéticos de este sistema.
3. Poner todo esto en contexto para poder compararlo con otras energías renovables y no renovables.

En primer lugar, se procederá a describir la naturaleza de la tecnología OTEC, que es el proceso mediante el cual utiliza la diferencia de temperatura entre las capas superiores e inferiores de los océanos para producir energía y analizaremos los lugares donde este proceso es viable.

A continuación, se debe realizar un estudio de las diferentes plantas OTEC, analizar sus resultados, así como su evolución en el tiempo. El fin de esto es conseguir recabar los máximos resultados posibles para poder calcular unos rangos de CF de las plantas OTEC y así tener una primera comparativa con otras energías en cuanto a eficiencia.

Después de esto analizaremos la parte económica de esta tecnología. Esto implica analizar la inversión inicial, así como el coste por MW instalado y producido para diferentes escalas de plantas OTEC. De esta manera podremos compararlo con otras energías y así entender la viabilidad económica de la tecnología OTEC. Además, estudiaremos la demanda tanto energética como de agua dulce global y los mercados potenciales.

Para realizar una comparativa completa de esta energía deberemos también estudiar su impacto ambiental, es decir, como afecta al entorno marino y al ecosistema la instalación de las plantas OTEC y lo compararemos con otras energías marinas.

Todo esto nos permitirá obtener los datos suficientes para analizar ventajas e inconvenientes de las plantas OTEC y así valorar el atractivo de esta energía frente a otras.

4. BENEFICIOS DEL PROYECTO

Se hace cada vez más evidente la necesidad de encontrar formas de obtención de energía que sean limpias, renovables y poco agresivas con el medio ambiente, debido a la rapidez con la que el planeta se deteriora a causa de la actividad humana. Además de esto, deben ser energías que permitan responder a la cada vez más creciente demanda energética mundial, siendo competitivas y eficientes. Para ello deben desarrollarse e impulsarse diferentes tecnologías que respondan a estos criterios. Por estos motivos, estudiar y conocer la tecnología OTEC podría ser beneficioso. Podemos clasificar estos beneficios de la siguiente manera:

4.1 Beneficios personales

El principal beneficio personal de realizar este proyecto, es que se convierte en un método de aprendizaje para el alumno y una forma de aplicar los conocimientos obtenidos a lo largo de los cuatro cursos de grado, así como una oportunidad para involucrarse en un proceso investigador.

La realización de este proyecto, además, aporta una visión de la aplicabilidad y uso real que se hace de las técnicas estudiadas a lo largo del grado y es una buena oportunidad para participar en el estudio de una tecnología prometedora como la conversión de la energía termal del océano.

En este proyecto, el personal implicado debe familiarizarse y documentarse sobre los novedosos temas que se tratan, como son la mejora de los intercambiadores de calor o la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías que contribuyan al desarrollo sostenible, debiendo aprenderá desenvolverse en la realización de un proyecto de ingeniería, y poniendo en práctica lo aprendido hasta el momento.

4.2 Beneficios sociales

En cuanto a los beneficios que la sociedad en conjunto puede obtener del desarrollo de esta tecnología, cabe destacar la obtención de energía a través de un proceso prácticamente limpio, sin emisiones directas de CO₂ a base de un recurso abundante como es el agua de los océanos.

El creciente aumento del consumo energético está suponiendo una sobreexplotación de los recursos energéticos existentes, lo que puede comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus necesidades. Por esto, el desarrollo de energías alternativas renovables, como la energía maremotérmica, supone un gran avance de cara al futuro.

4.3 Beneficios científico-técnicos

Teniendo en cuenta la importancia de encontrar formas sostenibles y eficaces de obtener energía, mediante este documento se pretende ofrecer un estudio sobre la tecnología OTEC.

Esta técnica no sólo aporta una forma de obtener energía de forma continua y ecológica, sino que al mismo tiempo proporciona una fuente de agua dulce desalada, el cual es un bien limitado.

4.4 Beneficios económicos

Además de los beneficios ya señalados hasta el momento, también hay que señalar los beneficios económicos que supone esta tecnología.

Desarrollar una tecnología como esta no es solo beneficiosa para la Tierra, reduciendo las emisiones en CO₂ a la atmósfera, sino también desde el punto de vista económico ya que utiliza como elemento principal agua del océano, la cual es gratis y abundante en todo lo largo del planeta. Además, podemos obtener otro beneficio económico con el agua dulce que se obtiene con los procesos en ciclo abierto, o también como refrigeración.

5. ESTADO DEL ARTE

5.1 OTEC

OTEC es una fuente de energía renovable solar, en la cual el océano es el receptor de la energía solar. Anualmente, el océano absorbe energía emitida por el sol, casi el equivalente a la demanda energética mundial. Esta energía queda almacenada en las capas superiores del océano (35-100 metros) y redistribuida entre el océano y la atmósfera a causa del viento, olas, nubes, lluvia y el calentamiento de las regiones polares. Alrededor de estas profundidades, la temperatura y salinidad del agua se mantienen uniformes en el océano. En las zonas tropicales de la tierra, la temperatura de la superficie del agua es de entre 27 y 29°C. Mientras que debajo de estas capas, la temperatura disminuye hasta los 4-5°C a unos 1000 metros de profundidad. Pasados estos 1000 metros, la temperatura decrece unos pocos grados, incluso a 3650 metros de profundidad. La densidad del agua aumenta con la disminución de la temperatura, lo que provoca que el agua de las capas inferiores no se mezcle con las de la superficie.

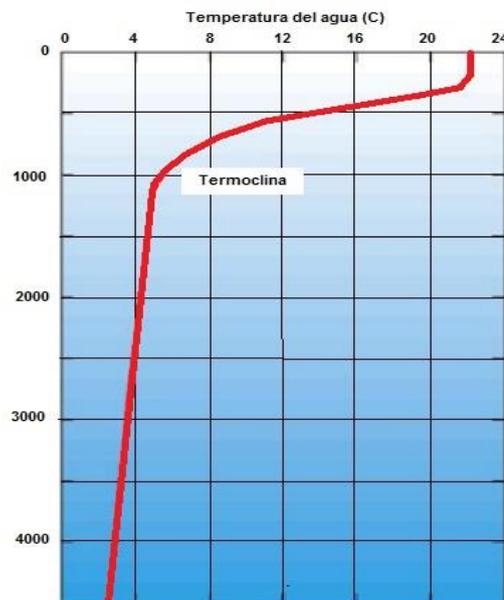


Figura 5-1 Perfil de temperatura contra la profundidad oceánica

OTEC utiliza esta diferencia de temperatura entre el agua caliente de la superficie y el agua fría de las profundidades para producir electricidad. Para ello son necesarios los siguientes elementos:

- un conjunto de evaporador-turbina-condensador
- tuberías y bombas de alimentación de agua caliente y frías, bombeadas desde la superficie y las profundidades
- una infraestructura para los elementos conexos

Para poder aspira el agua de las capas más profundas es necesaria una tubería de entrada de gran diámetro, la cual se sumerge a más de 1000 metros de profundidad y así acceder a esta agua.

Para que el sistema OTEC funcione adecuadamente es necesario que la diferencia de temperatura entre la capa inferior y superior sea de al menos 20°C, de ahí que sea interesante trabajar en las zonas tropicales, donde los rayos solares entran perpendicularmente a la superficie del agua y, por tanto, absorben mayor energía. Estas capas superficiales son cuerpos de almacenaje de energía naturales, que trabajan 24 horas al día. Para operar de forma continua es importante que se mantenga esta diferencia de temperatura a lo largo del año.

Una componente importante de una instalación OTEC es la tubería de agua fría. La tubería debe ser capaz de soportar las desventajas del entorno marino con el fin de permanecer unida a la plataforma OTEC. Para obtener la diferencia de temperatura requerida para el sistema (20 °C), la tubería debe poder extraer agua fría a una profundidad de aproximadamente 1000 metros. Para soportar los grandes flujos de agua fría, el tamaño de la tubería para una instalación de 100 MW la tubería puede tener aproximadamente 10 metros de diámetro. La construcción, el despliegue y la instalación de la tubería de agua fría siguen siendo un desafío de ingeniería para esta tecnología [5].

5.1.1 Ciclos termodinámicos

Existen tres tipos de sistemas OTEC, tales como el ciclo abierto, ciclo cerrado y ciclo híbrido. A continuación, los veremos más detalladamente.

5.1.1.1 Ciclo cerrado

Tal como se representa en la Figura 5-2, la configuración del ciclo cerrado necesitará un fluido de trabajo que es, generalmente, amoníaco. Se hace hervir el fluido de trabajo gracias al agua caliente de la superficie del océano en un intercambiador (evaporador). El fluido se vaporiza y hace funcionar una turbina, produciendo así electricidad. Después, este vapor se lleva hasta otro intercambiador (condensador), donde se condensa. Para proteger las cuchillas de la turbina, es necesario un separador estático entre el evaporador (que produce vapor húmedo) y la turbina. De este modo, el vapor que entre a la turbina es seco en vez de húmedo.

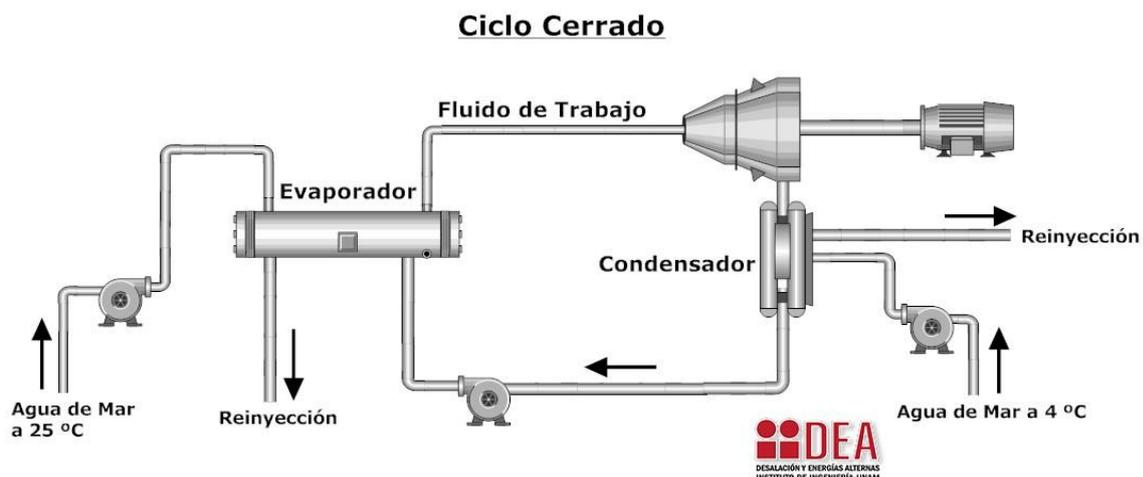


Figura 5-2 Esquema del ciclo cerrado OTEC

Para este proceso es importante la diferencia de temperatura entre la entrada de agua caliente y la de agua fría, de forma que el fluido de trabajo pueda cambiar de estado. Este fluido debe tener unas propiedades termodinámicas que permitan extraer la energía máxima del ciclo.

Los mejores fluidos de trabajo para un sistema OTEC de ciclo cerrado tienen un punto de ebullición muy bajo; por ejemplo, amoníaco, clorofluorocarbonos (CFC), hidroclorofluorocarbonos (HCFC) e hidrofluorocarbonos (HFC). Debido al Protocolo de Montreal, los CFC y HCFC están (o ya están) siendo eliminados gradualmente de la producción. Esto reduce la lista de fluidos de trabajo al amoníaco y los HFC. Las desventajas de usar OTEC de ciclo cerrado son las propiedades del fluido de trabajo y la posible bioincrustación de los intercambiadores de calor. El amoníaco es tóxico incluso en bajas concentraciones y los HFC son un gas de efecto invernadero. Para aliviar estas preocupaciones, Claude propuso utilizar el vapor generado mediante el uso de agua de mar caliente como fluido de trabajo OTEC y, por lo tanto, nació el sistema OTEC de ciclo abierto [6].

5.1.1.2 Ciclo abierto

Como se puede observar en la Figura 5-3, para el ciclo abierto primero se absorbe agua de la superficie, de media a unos 26°C. Esta agua es dirigida a un evaporador donde la presión es muy baja, esto se debe a que, a bajas presiones, el agua necesita menos temperatura para evaporarse. Aun así, al pasar el caudal de agua por el evaporador flash, el vapor producido tan solo supone 0,5%, el resto del agua es reconducido y devuelto al océano a una temperatura de 16°C. El vapor obtenido es desalinizado y se inyecta en la turbina de baja presión, una vez que sale se dirige hacia el condensador. Para condensar el vapor se bombea agua del fondo del mar a 5°C. La ligera caída de entalpía entre el condensador y el evaporador es suficiente para hacer funcionar el turbogenerador, produciendo así energía.

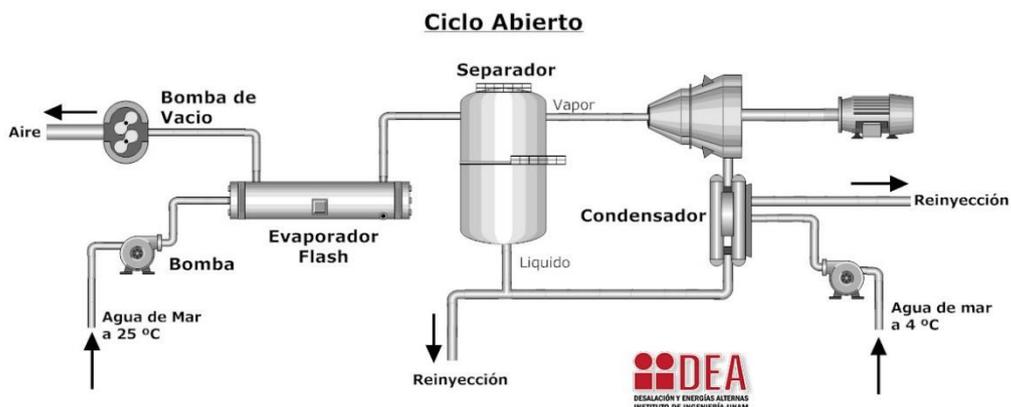


Figura 5-3 Esquema del ciclo abierto OTEC

Con este ciclo, además de energía, podemos ver que se produce agua dulce a base de agua salada que puede ser utilizada para el consumo. Esto revaloriza el proceso, pudiendo obtener beneficios tanto con la energía producida como con el agua desalinizada.

El proceso de ciclo abierto tiene una ventaja sobre el proceso de ciclo cerrado porque elimina uno de los intercambiadores de calor en el proceso y también tiene un subproducto de valor económico, agua dulce. El desafío en esta configuración es el tamaño de la plataforma que es casi el doble del tamaño de la arquitectura de ciclo cerrado para la misma potencia salida.

5.1.1.3 Ciclo híbrido

El ciclo híbrido es una de las derivaciones del ciclo abierto de OTEC, es una combinación entre el ciclo abierto y el ciclo cerrado, destinado a producir electricidad y agua dulce. Esta tecnología combina lo mejor del ciclo abierto y cerrado.

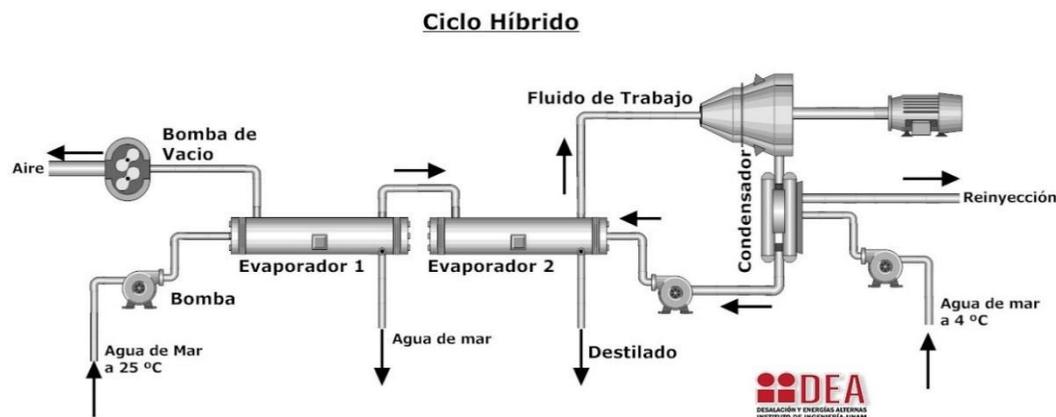


Figura 5-4 Esquema del ciclo híbrido OTEC

Algunos estudios de mercado han sugerido que los sistemas OTEC que pueden proporcionar electricidad y agua pueden penetrar en el mercado con mayor facilidad que las plantas dedicadas exclusivamente a la generación de energía. El ciclo híbrido OTEC se concibió como una respuesta a estos estudios. Los ciclos híbridos combinan las capacidades de producción de agua potable de OTEC de ciclo abierto con el potencial de grandes capacidades de generación de electricidad que ofrece el ciclo cerrado^[7].

Se han propuesto varias variantes de ciclo híbrido. Típicamente, como en el ciclo de Claude, el agua de mar caliente superficial se evapora rápidamente en un vacío parcial. Este vapor a baja presión fluye a un intercambiador de calor donde se emplea para vaporizar un fluido presurizado de bajo punto de ebullición, como el amoníaco. Durante este proceso, la mayor parte del vapor se condensa, produciendo agua potable desalinizada. El vapor de amoníaco fluye a través de un ciclo cerrado simple y se condensa usando agua de mar fría. El vapor no condensado y otros gases que salen del evaporador de amoníaco pueden enfriarse adicionalmente mediante transferencia de calor al amoníaco líquido que sale del condensador de amoníaco o al agua de mar fría. Los elementos no condensables se comprimen y descargan a la atmósfera^[7].

El vapor se usa como un medio intermediario de transferencia de calor entre el agua de mar tibia y el amoníaco; en consecuencia, el potencial de bioincrustación en el evaporador de amoníaco se reduce significativamente. Otra ventaja del ciclo híbrido relacionado con la producción de agua dulce es que la condensación se produce a presiones significativamente más altas que en un condensador OTEC de ciclo abierto, debido a la eliminación de la turbina de la trayectoria del flujo de vapor. Esto puede, a su vez, producir algunos ahorros en la cantidad de energía consumida para comprimir y descargar los gases no condensables del sistema. Sin embargo, estos ahorros (en relación con un ciclo de Claude simple que produce electricidad y agua) se compensan con el respaldo adicional de la bomba de amoníaco de ciclo cerrado.

El ciclo híbrido alternativo consiste en un sistema OTEC de ciclo cerrado convencional que produce electricidad y un sistema de desalinización basado en la evaporación instantánea aguas abajo. La producción de agua y la generación de electricidad se pueden ajustar de manera independiente, y cualquiera puede seguir utilizándose en caso de que un subsistema falle o requiera servicio. Los principales inconvenientes son que el evaporador de amoníaco utiliza agua de mar caliente directamente y está sujeto a incrustaciones biológicas; y se requiere equipo adicional, como el condensador de superficie de agua potable, lo que aumenta los gastos de capital ^[7].

5.1.2 Casos estudiados OTEC

Ha habido varias demostraciones de OTEC en las últimas décadas. Todos estos estudios han ayudado a promover la causa de la tecnología ayudando a científicos e ingenieros a entender parte del sistema OTEC mejor. Algunos de los estudios de demostración más populares son:

5.1.2.1 Hawái

Una de las primeras plantas de OTEC fue encargada en 1979 en Hawaii, se trataba de un barco de 32m prestado por la US Navy llamada Mini-OTEC, que servía como plataforma para el experimento. Era una demostración offshore de 50 kW de ciclo cerrado que consumía 40 kW en la operación de la planta y una producción neta de 10kW. Se extrajo agua fría a una temperatura de 4.4 ° C desde una profundidad de 670 m, con una tubería de 0.6 metro de diámetro. El amoníaco se usó como fluido de trabajo y la tubería de agua fría se hizo de polietileno para reducir el bioincrustado, que era una de las mayores preocupaciones para la tubería de agua fría, además de por su fácil instalación. Los intercambiadores de calor estaban hechos de titanio. Con 600 horas de operación, fue una de las plantas con mayor funcionamiento continuo.



Figura 5-5 Estación Mini-OTEC en Hawái

5.1.2.2 Nauru

En 1981 Tokio Electric Company y Toshiba Corporation se encargaron de la instalación y las pruebas de una planta terrestre piloto OTEC de 100kW en Nauru. Este sistema funcionó con una diferencia de temperatura de 20°C entre el agua caliente y fría del océano a una profundidad de 500-700 metros. Se utilizó una tubería de 945 metros para llegar a una profundidad de 580 metros. El fluido de trabajo utilizado fue el freón-22 puesto que se consideró menos dañino para el medio ambiente, aunque actualmente este producto ha sido prohibido por el Protocolo de Montreal. Los tubos del intercambiador fueron recubiertos con titanio para mejorar su rendimiento. El evaporador se colocó horizontalmente mientras que el condensador de dos pasos se erigió verticalmente. De nuevo, el material utilizado para la tubería de agua fría era polietileno. Con este proyecto se probó las características de respuesta a la carga, la turbina y las pruebas de rendimiento del intercambiador de calor. Los resultados fueron bastante satisfactorios con la eficiencia de la turbina registrada en más del 80%. La planta logró una generación de energía continua de 31.5kW y un registro operativo de 10 días. Tuvo que pararse el experimento debido a que la tubería de agua fría se dañó con una tormenta.

5.1.2.3 Costa este de la India

A finales de siglo XX el NIOT llegó a un acuerdo para construir una planta offshore experimental, en las costas de la India. La planta estaba compuesta por una barcaza que servía de plataforma, con una potencia nominal de 1MW y una producción neta de 500kW. El fluido de trabajo iba a ser amoniaco, con evaporadores recubiertos de acero especial. La tubería de agua fría también era de polietileno y con un diámetro de 1 metro. El proyecto fue abandonado debido a los problemas surgidos a la hora de desplegar la tubería de agua fría. Después de este incidente el proyecto se enfocó a la desalinización del agua marina, usando la tubería de agua fría OTEC.

5.2 Obtención de agua dulce

Uno de los mayores problemas de nuestro tiempo es la escasez de agua dulce en el planeta, especialmente en las regiones áridas y entre los países en desarrollo. Las reservas de agua de la Tierra son, en su mayoría, de agua salda (97,5%), quedando tan solo 2,5% de agua dulce. De esta pequeña parte, sólo 0,5% es fácilmente accesible, en ríos lagos y acuíferos.

Esto, añadido al creciente aumento de la población, hace que sea primordial encontrar un método de obtener agua dulce, que a su vez sea respetuoso con el medio ambiente. En 2010, aproximadamente el 80% de la población mundial vivía en áreas con difícil acceso al agua potable. La escasez de agua puede convertirse en un factor principal para la implantación de plantas OTEC en varias zonas del mundo.

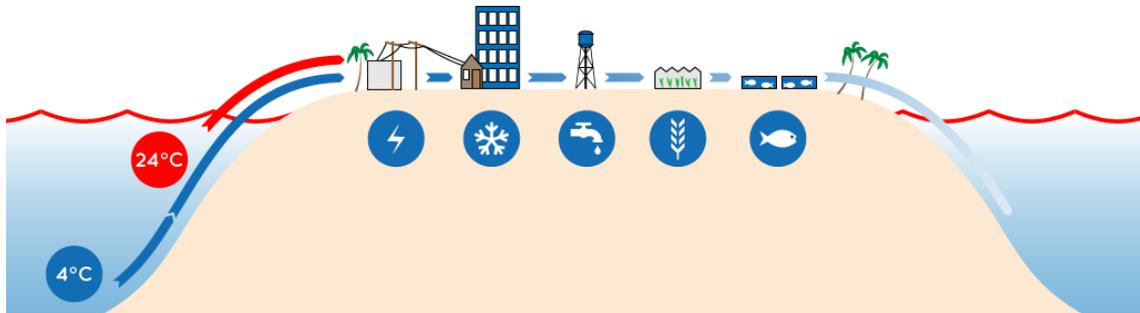


Figura 5-6 Representación del ciclo del agua para una instalación OTEC

Cabe destacar que la implantación de estas plantas supone una inversión inicial elevada, pero, teniendo en cuenta que la tecnología OTEC combina de forma natural las oportunidades de producción de energía con la desalación de agua de mar, los gobiernos están evaluando el apoyo a este tipo de proyecto para integrar en la red fuentes de energía alternativas y sostenibles, que resuelven el problema del acceso a agua dulce y además creando nuevos empleos.

5.3 Aire acondicionado

La tecnología SWAC utiliza bombas para introducir grandes volúmenes de agua fría de las profundidades para alimentar los intercambiadores de calor del sistema, que generan una fuente de frío. El agua fría (4-7°C) se bombea desde profundidades de 700 a 1000 m, dependiendo del patrón de temperatura de la fuente de agua.

Los intercambiadores, ubicados en tierra, usarán la temperatura fría del agua de mar para enfriar un circuito completamente independiente que generará la distribución de frío a las instalaciones ^[13].

El agua usada se envía de vuelta al océano, a profundidades que corresponden a su temperatura, para evitar cualquier impacto ambiental.

Una de las mayores demandas individuales de energía en climas tropicales es debida al aire acondicionado (AC) de los hoteles y grandes edificios ^[12]. Según la investigación de la University of Hawaii Economic Research Organization (UHERO), la corriente alterna convencional que se utiliza en los hoteles de Hawái, representa un 42% del consumo de energía de los hoteles. A este gasto hay que añadirle además los costes asociados con el remplazo de refrigerantes filtrados y su contenido y reciclaje seguros.

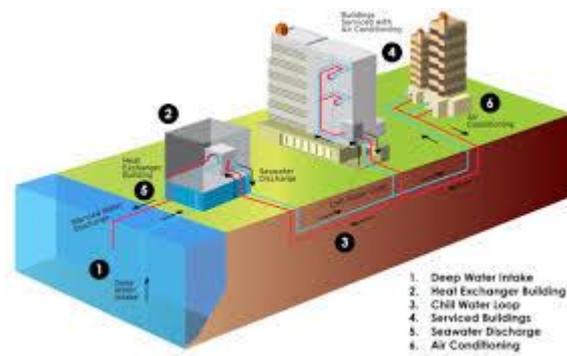


Figura 5-7 Esquema del funcionamiento del sistema SWAC

Desde el punto de vista ambiental, el AC provoca un efecto negativo y significativo en el medio ambiente. Según Emerson Climate Technologies, la energía consumida por la refrigeración, el aire acondicionado y las bombas de calor es responsable del 10% de las emisiones globales de carbono.

En comparación, SWAC ha demostrado ofrecer grandes ahorros de energía, de hasta el 90%. Esto supondría que, en zonas con altos precios de la electricidad, se podrían ahorrar cientos de millones de dólares en electricidad a lo largo de la vida útil de grandes sistemas SWAC. Esto viene respaldado por numerosos casos donde se ha registrado con éxito la utilización de este sistema de refrigeración. Como por ejemplo el sistema SWAC de Hawai en NELHA, o el centro de datos de Google en Finlandia, donde el sistema SAWC utiliza agua fría del Mar Báltico para enfriar los servidores críticos de Google ^[12]. Este sistema de refrigeración también se usa ya en algunos hoteles. La Figura 5-8 nos muestra además la vasta extensión en el que el sistema SWAC es viable.

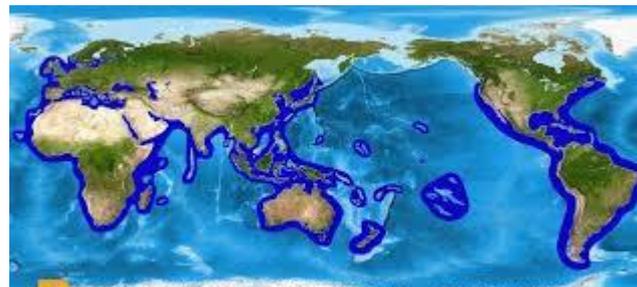


Figura 5-8 Zonas potenciales para la instalación de SWAC

5.4 Agricultura marina

El agua fría traída de las profundidades oceánicas tiene dos cualidades que la convierten en un recurso valioso para el cultivo de organismos marinos. En primer lugar, el agua del océano profundo es rica en nutrientes y está libre de contaminantes y organismos que podrían ser perjudiciales para la vida marina. Por lo tanto, es una fuente de alimento. En segundo lugar, su temperatura de aproximadamente 4°C hace posible reproducir el entorno del fondo marino y, por lo tanto, cultivar organismos como langostas que florecen allí.

5.5 Impacto ambiental

Para cualquier tipo de proyecto se deben considerar los impactos ambientales que debidos a este proyecto, tanto positivos como negativos, en el entorno a causa de su instalación. Estos dependen del lugar, la configuración, la arquitectura y las tecnologías implementadas. En el caso de las plantas OTEC, sus estructuras tendrán impactos ambientales parecidos a las de otras estructuras en alta mar. Para evitar o reducir estos impactos, se puede jugar con la selección del lugar y el diseño de la planta (diseño estructural, materiales utilizados, técnicas de construcción). En un principio, OTEC parece ser inofensiva para el medio ambiente debido a su nula emisión de gases a efecto invernadero, sin producción de residuos tóxicos, su carácter renovable a la hora de producir electricidad y agua desalinizada. Pero ha de tenerse en cuenta que la instalación de estas plantas tiene un impacto en la costa, en el ecosistema, en el medio ambiente visual y en la geología, parecido a otras energías marinas. Además de estos impactos, hay otros específicos de las plantas OTEC, los cuales deberemos estudiar antes de proceder a la instalación una planta. Hay diferentes formas en la que OTEC puede influir en el entorno; impacto en la fase de construcción, impacto por la presencia de la planta en uso e impacto por la desaparición de esta planta al terminar su vida útil.

5.3.1 Impacto y arrastre de organismos

Tanto en los puntos de entrada de agua caliente como en el de agua fría, se colocan unas pantallas protectoras que impiden que estas tuberías absorban elementos de gran tamaño y así no entren en la instalación. Sin embargo, es muy posible que algunos de los organismos queden atrapados en la pantalla de protección (choque), o bien que traspase esta pantalla cuando tiene un tamaño lo suficientemente pequeño para ello, quedando atrapado en el sistema.

En el caso de chocar contra la pantalla, el organismo se puede ver expuesto a unas situaciones de choques de temperatura y presión, abuso físico (impactos, fuerzas cortantes...) o verse expuestos a biocidas ^[1]. En caso de verse arrastrado, este organismo puede verse expuesto al fluido de trabajo (en instalaciones de ciclo híbrido y cerrado), como por ejemplo el plancton. Ambas situaciones son peligrosas para el organismo, el cual puede morir.

Para evitar estos problemas, hay que controlar las velocidades de entrada de flujo para reducir el impacto de los organismos.

5.3.2 Descarga de agua

Una instalación de 10 MW usaría de 38 a 76 mil millones de litros de agua superficial y agua fría de las profundidades por día [8]. Como puede verse en la Figura 5.7, el agua, una vez que ha cumplido su función, se reubica a través de tuberías y se descarga a una profundidad diferente y con temperatura alterada. Esta descarga masiva de agua puede llevar a la reubicación de metales tóxicos y nutrientes propios de las aguas más profundas a la zona fótica, el cambio térmico y la liberación de compuestos organometálicos de los agentes antiincrustantes utilizados en las tuberías [9].

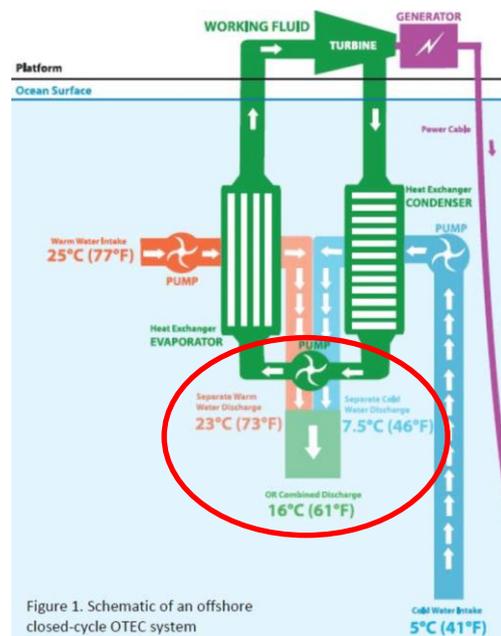


Figura 5-9 Esquema de un ciclo cerrado OTEC offshore

El impacto de la descarga de este volumen tan grande de agua más fría y más densa debe ser estudiado ya que podría alterar la temperatura del agua superficial del océano. Pero las alteraciones en la temperatura parecen ser mínimas en las grandes áreas oceánicas [1]. De todas formas, esta descarga de agua fría en los alrededores de la planta y una gran colección de plantas podría reducir la temperatura del agua superficial. Este efecto tiene una parte positiva. Se ha demostrado que los huracanes se forman en aguas más cálidas y se disipan cuando se produce una caída de temperatura del agua superficial del océano [1]. Por lo tanto, gracias a este decrecimiento de la temperatura superficial, OTEC podría ayudar a mitigar la severidad de las tormentas en las áreas insulares propensas a huracanes.

5.3.3 Biocidas

Para el agua caliente de la planta OTEC se debe utilizar un tratamiento con biocida para mantener alta la eficiencia en los intercambiadores de calor. Un ejemplo de dicho biocida es el cloro. Si bien la cantidad de dicho biocida sería baja y cumpliría con los estándares de la Ley de Agua Limpia, la toxina aún causaría algún impacto ambiental.

5.3.4 Otros impactos ambientales

La presencia de una planta OTEC no solo tiene un impacto una vez construida, sino que también a la hora de su construcción. En esa fase los efectos de ruido y vibraciones también provocan un impacto sobre el entorno y la fauna. La perforación del lecho marino para la

instalación de los cimientos de la estructura de la plataforma o la perforación direccional y la apertura de zanjas para el cable de transmisión suponen una perturbación del ecosistema de la zona. Esto, añadido al funcionamiento de los instrumentos relacionado con el mantenimiento diario de la planta, produce ruidos y vibraciones en el agua y en la superficie, por lo que pueden perturbar a las aves marinas, peces y otros organismos que utilizan el sonido para la comunicación o la ubicación ^[1].

La plataforma física del sistema puede atraer o asustar a los organismos marinos, y su amarre puede suponer una amenaza para la fauna, la cual podría verse enredada en ella.

Al integrar esta planta OTEC, queda claro que se produce un cambio en el ecosistema de la zona, dando lugar a un nuevo ecosistema. Aunque esto puede no ser negativo, una vez que la planta haya llegado al fin de su vida útil, la desaparición de esta supondría otro cambio en el ecosistema, por lo que es importante considerar que pasa al desaparecer la planta.

Para abordar los impactos, serán necesarias nuevas reglamentaciones para la concesión de licencias de instalaciones OTEC, así como una Declaración de Impacto Ambiental (EIS) para cada desarrollo propuesto. Si el EIS no cumple con los estándares, es posible que la solicitud no pase la revisión. La revisión del EIS requiere la consideración de los impactos directos, indirectos y acumulativos que tendrá la instalación de OTEC. También toma en cuenta cómo dichos impactos pueden compensar los impactos de los suministros de energía tradicionales como los combustibles fósiles ^[8].

5.6 Posibles mercados

Como hemos visto, es necesaria una diferencia de temperatura entre las aguas superficiales y profundas del océano, de al menos 20°C para que la tecnología OTEC sea viable. Además de esto, el agua fría tiene que estar lo suficientemente cerca de la superficie para que sea más fácil su extracción. Estudios previos han demostrado que, si se eligen los sitios apropiados con los recursos naturales y las condiciones socioeconómicas que favorecen un mercado para los subproductos OTEC, la tecnología puede ser viable. Es por ello que la ubicación de estas plantas es uno de los factores más importantes para su instalación.

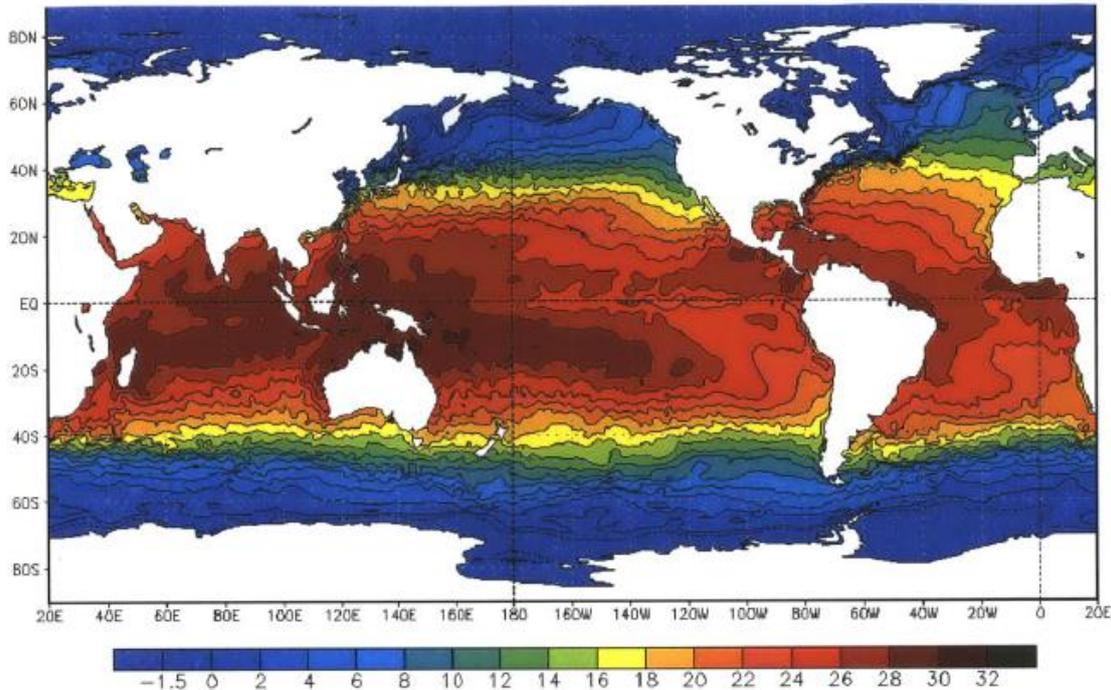


Figura 5-10 Diferencia de temperatura entre el agua superficial y de profundidad de los océanos

Como podemos ver la Figura 5-10, las zonas más apropiadas para la instalación de las plantas OTEC son:

- Las aguas ecuatoriales entre 10°N y 10°S
- Aguas tropicales ecuatoriales que se extienden hasta 20°N y 20°S
- Países a lo largo de la costa este de África, América Central y América Latina e Islas en el océano Pacífico.

Las aguas ecuatoriales son la primera opción ya que es ahí donde encontramos la mayor diferencia de temperatura. Pero habría que excluir la costa oeste de Sudamérica debido a que la temperatura de la superficie presenta unas variaciones durante el año que perjudicarían al factor capacitivo de las plantas. Una de las ventajas de la tecnología OTEC es precisamente su constancia a lo largo del año, hecho que no puede verse en muchas otras energías. Es por esto que deben buscarse zonas con cambios de la temperatura del agua muy bajos durante el año. Este problema también se presenta en las aguas tropicales en las zonas de África meridional, la costa occidental del norte de África, el Cuerno de África y fuera de la Península Arábiga debido a las incongruencias meteorológicas similares.

Un estudio del Departamento de Energía de EE. UU en 1981 identificó noventa y ocho naciones y territorios con acceso al recurso térmico OTEC dentro de sus 320.000 metros náuticos. Para los países del Caribe y el Pacífico este recurso térmico está disponible todo el año y el agua oceánica profunda compatible con OTEC está relativamente cerca de la costa. Estas condiciones hacen que sean los sitios más apropiados para las plantas OTEC para que sean rentables y comerciales, además de permitir cualquier tipo de configuración de OTEC.

De estas zonas que acabamos de nombrar podemos elegir, según un estudio sobre los posibles mercados de OTEC del MIT:

- La costa noroccidental de Australia, el Territorio del Norte y algunas partes de Queensland y Papúa Nueva Guinea.
- En el Océano Índico podríamos seleccionar las regiones costeras del sur, a lo largo del Mar Árabe y la Bahía de Bengala en la India, Sri Lanka, Birmania, Tailandia, Malasia, Singapur, la costa este de África a lo largo de los estados de Somalia, Tanzania, Mozambique y la isla de Madagascar.
- Los países del África noroccidental de Guinea, Sierra Leona y Liberia.
- En el Océano Atlántico; Guyana, Surinam, Guayana Francesa y una parte de la costa norte de Brasil.
- Varias islas en las regiones del Mar Meridional de China, incluyendo Camboya, Vietnam, Filipinas e Indonesia
- La región del Golfo de México que cubre las regiones costeras del sureste de Florida y la costa este de México.
- Las regiones costeras del Mar Caribe, incluyendo los países de Guatemala, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Panamá, Cuba, República Dominicana, Puerto Rico, Colombia y Venezuela.

Algunas de las zonas anteriormente mencionadas son islas pequeñas en vía de desarrollo. Estas son unas zonas interesantes para analizar, siendo mercados atractivos para esta fuente de energía sostenible.

5.6.1 Mercados potenciales en islas pequeñas en desarrollo

Las pequeñas islas se ven en una posición desfavorable para garantizar el suministro de energía, agua dulce y alimentos, y el desarrollo sostenible. Una gran parte de estas islas dependen fuertemente de la importación para sobrevivir. Esto, unido a sus economías inestables, presenta un problema para estas islas, que se ven en una posición complicada a la hora de desarrollarse. La tecnología OTEC podría ofrecer una solución a esta situación, además de forma ecológica y responsable.

Las islas son contribuyentes menores a las emisiones globales de GEI. Sin embargo, tienen los niveles más altos de emisiones per cápita. Por ejemplo, las islas del Mar Caribe contribuyeron solo al 0,4% de las emisiones mundiales de GEI en 2011, pero las emisiones per cápita alcanzaron casi 120 t / persona, mientras que el promedio mundial fue de 5 t / persona ^[17]. Estas emisiones provienen principalmente de la generación de energía de combustibles fósiles. Esta situación, combinada con los precios variables del combustible y los altos costes del transporte de combustible, es un incentivo para que las partes interesadas y las comunidades de las islas busquen otras alternativas energéticas. Actualmente, se está desarrollando una gran cantidad de proyectos relacionados con ER en las islas ^[17].

Los desafíos son causados debido a su vulnerabilidad económica, social y ambiental. Económicamente, son altamente dependientes del comercio internacional; tienen mercados nacionales limitados, demasiado pequeños para proporcionar economías de escala significativas; sus exportaciones están limitadas por su aislamiento y ubicación remota. Socialmente, estos son los estados mayoritariamente habitados por poblaciones marginadas e

indígenas. Ambientalmente, la mayoría de los miembros de los PEID se encuentran entre los países más vulnerables al cambio climático, especialmente el aumento del nivel del mar; tienen cuencas hidrográficas relativamente pequeñas y suministros amenazados de agua dulce; debido a la fragilidad de los ecosistemas insulares, su reconocida diversidad biológica se encuentra entre las más amenazadas del mundo

La solución que se propone es un Ocean Technology Ecopark (OTEP), que consta de una planta OTEC, otros usos alternativos de DOW y un centro de investigación y desarrollo (i+D).

Las plantas OTEC que se quisieran instalar deben ir de acuerdo con las condiciones de cada isla, aunque si se da una generación extra de energía, esta puede ser vendida a otros países y conseguir así un plus económico para a isla. En la Figura podemos ver que no todas las PEID tienen la misma demanda energética.

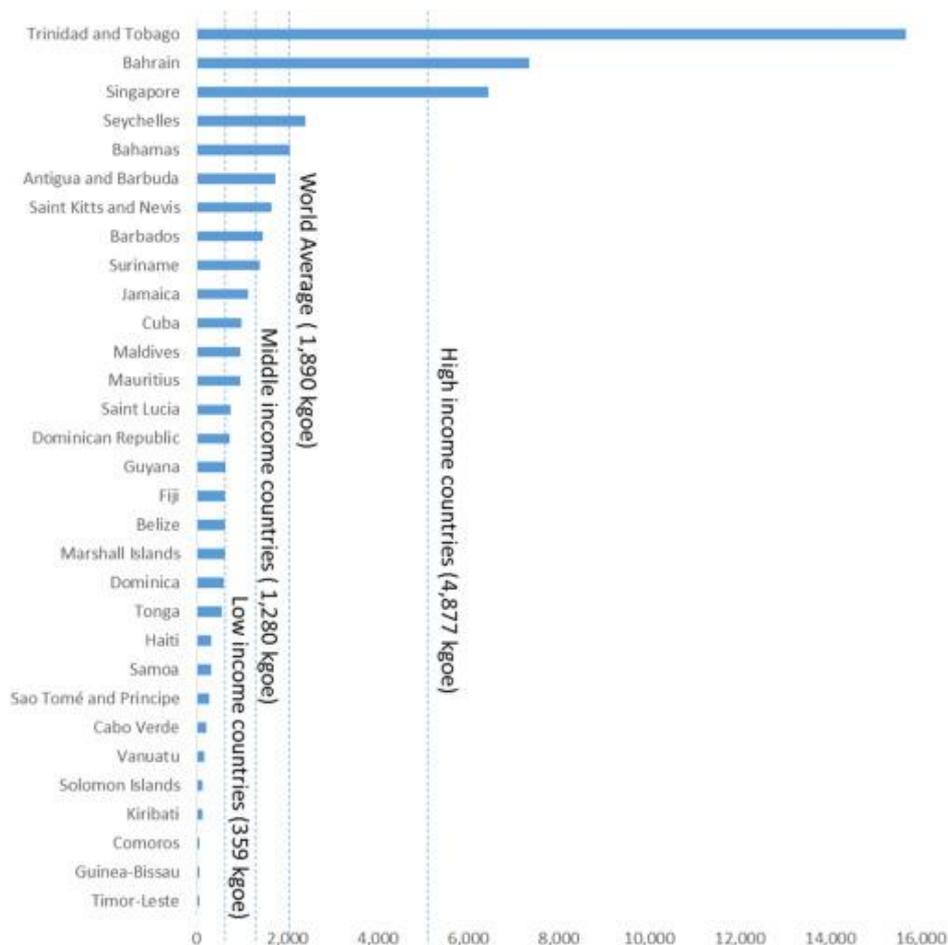


Figura 5-12 Consumo de energía per cápita en PEID en kW (2012)

Una de las características clave del suministro de energía primaria en los estados miembros de PEID es que su sistema de energía se basa sobre todo en el petróleo. Con excepción de algunos estados (Trinidad y Tobago, Bahréin, Papúa Nueva Guinea), todos los estados miembros de PEID importan petróleo, que se utiliza para la generación de energía y para el consumo final, principalmente a los sectores de transporte e industrial. Bahréin y Trinidad y Tobago utilizan predominantemente el gas natural tanto para la generación de energía como para el consumo

final. El único país con gran consumo de carbón es Mauricio, con una contribución del 20% en 2012. República Dominicana y Jamaica también usan carbón pero en una proporción más pequeña (<5%). En Belice, Jamaica, Fiji y Timor-Leste la electricidad, especialmente la energía hidroeléctrica, contribuye de manera significativa al suministro total de energía primaria (> 20%). La contribución de la energía hidroeléctrica en el suministro total de energía primaria también es notable (entre 10% y 20%) en Dominica, República Dominicana, Papúa Nueva Guinea, Samoa y Suriname ^[18].

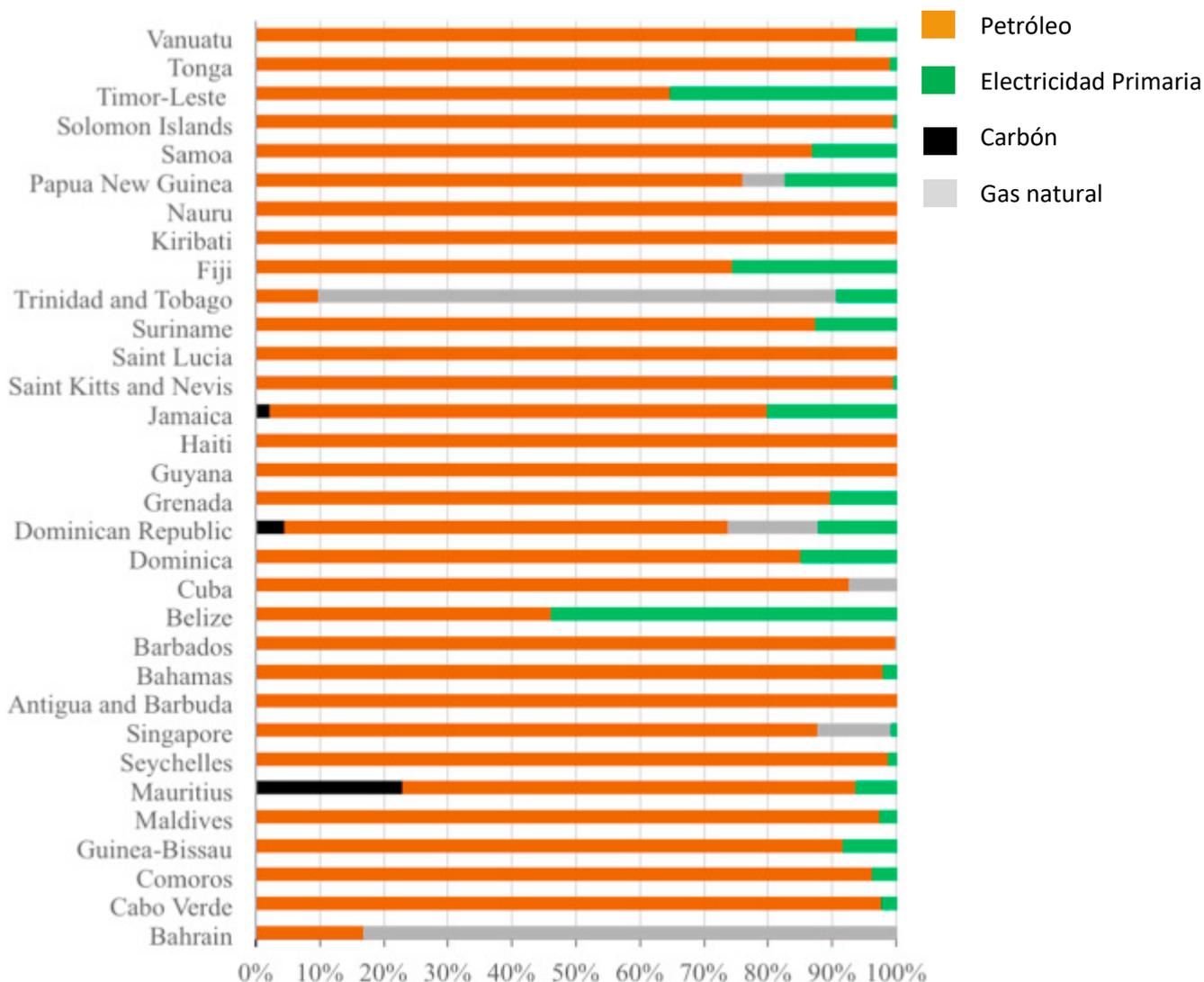


Figura 5-13 Porcentajes de tipos de energía por país

Como podemos ver, no muchos de los estados de PEID utilizan energías renovables para su consumo eléctrico, pese a estar ubicados en zonas favorables para muchas energías renovables. Esto se debe a que algunas, especialmente OTEC, presentan costes muy elevados que estas economías no pueden permitirse.

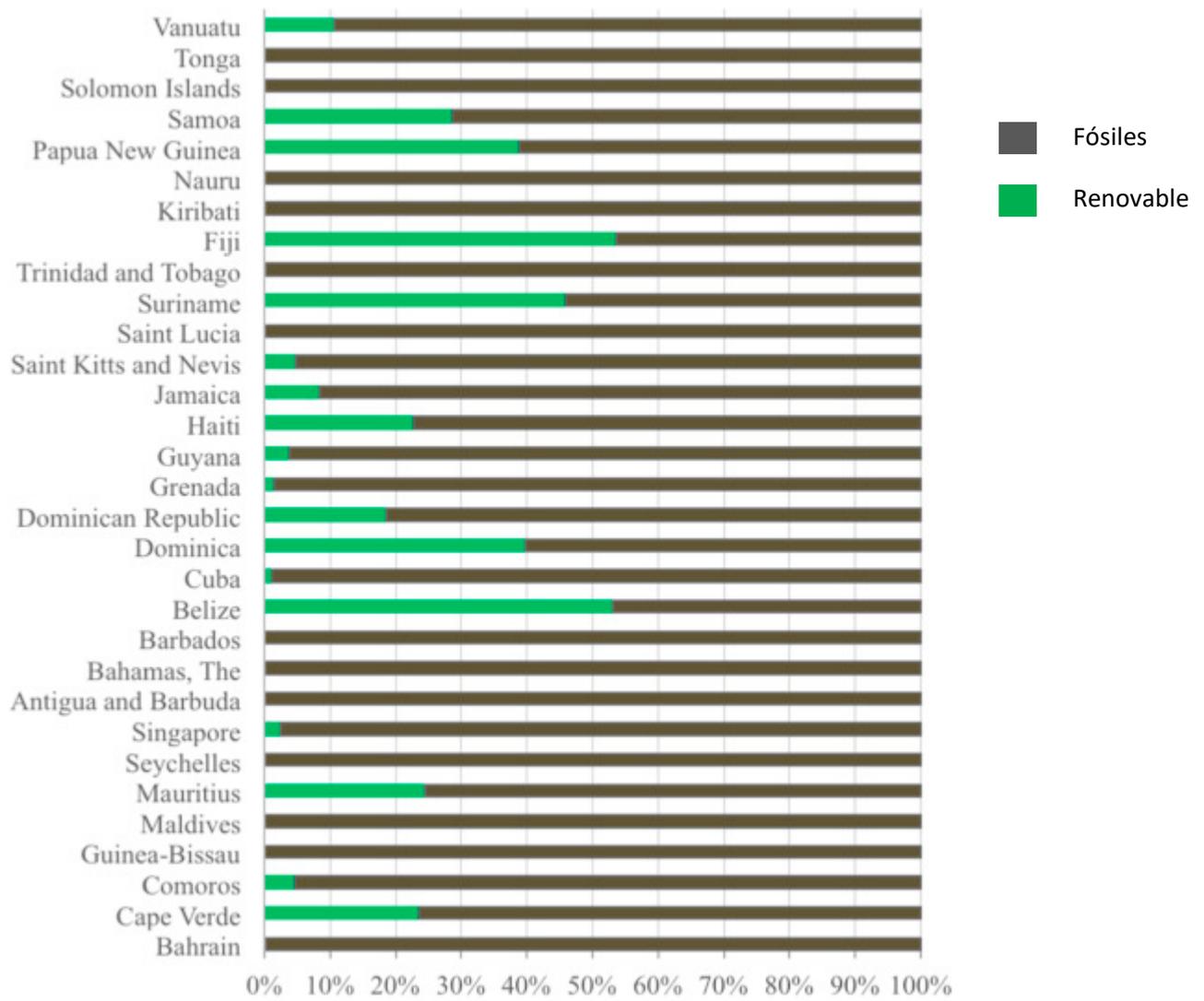


Figura 5-14 Generación de energía en porcentaje para los PEID

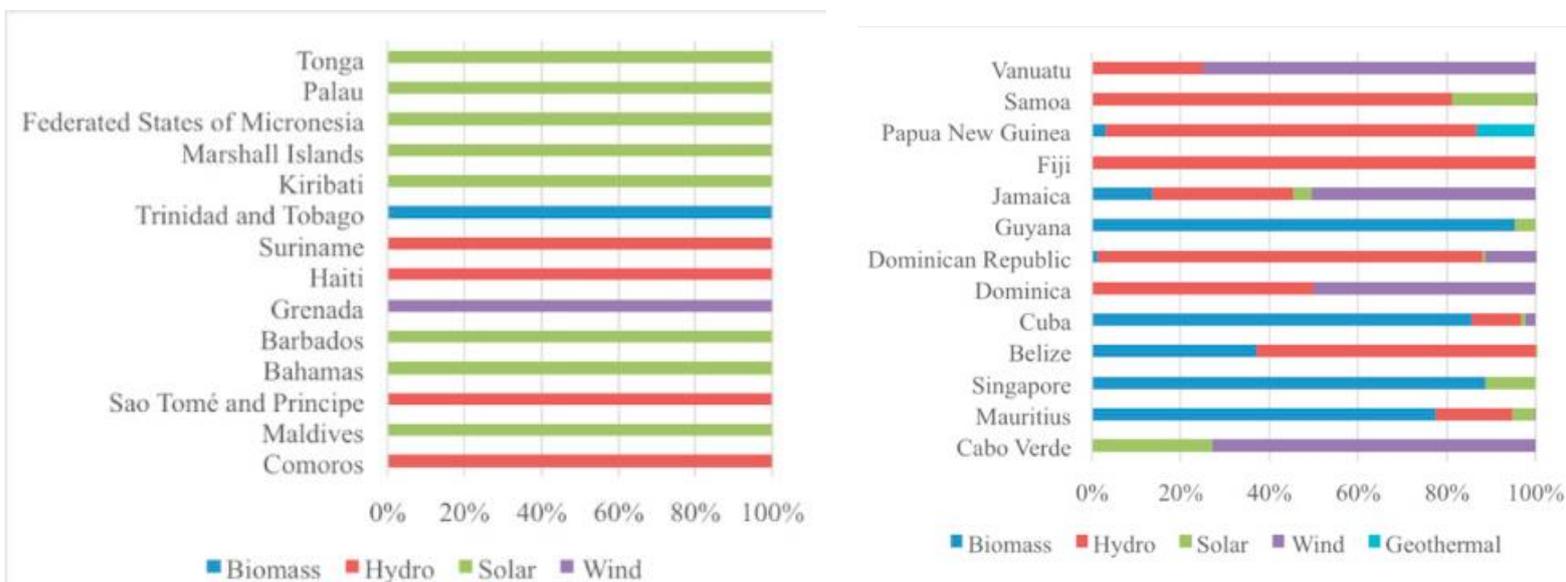


Figura 5-16 Capacidad de producción de energía por país (%)

Por otro lado, en la Figura podemos ver la capacidad que tienen estas islas para producir energía, de forma renovable.

Muchos de estos estados tienen una gran capacidad para generar energía con OTEC, los cuales serían interesantes para implantar esta tecnología. Pero, dado que las tecnologías de OTEC aún están por detrás de las tecnologías convencionales para generar electricidad, se necesitan incentivos fiscales como el aporte de aranceles y subsidios a la producción. Muchos estados miembros de SIDS son países de bajos ingresos y desviar el presupuesto del gobierno hacia la promoción de la energía renovable podría desplazar el gasto público de los sectores que contribuyen directamente al bienestar (por ejemplo, educación, salud) [18].

Pero, si se consigue vencer esta barrera económica y la tecnología OTEC avanza lo suficientemente rápido, los PEID representan aun así un mercado potencial para la implantación de OTEC.

5.6.2 Visión local

En este apartado vamos a interesarnos en una visión más local de lo que podría hacerse en Europa con esta tecnología. Como hemos visto anteriormente, son necesarias ciertas características para poder implantar una planta OTEC en un determinado lugar (diferencia de temperatura del agua en la superficie y en las profundidades de, por lo menos 20°C). Vamos a ver si estas condiciones se dan en Europa.

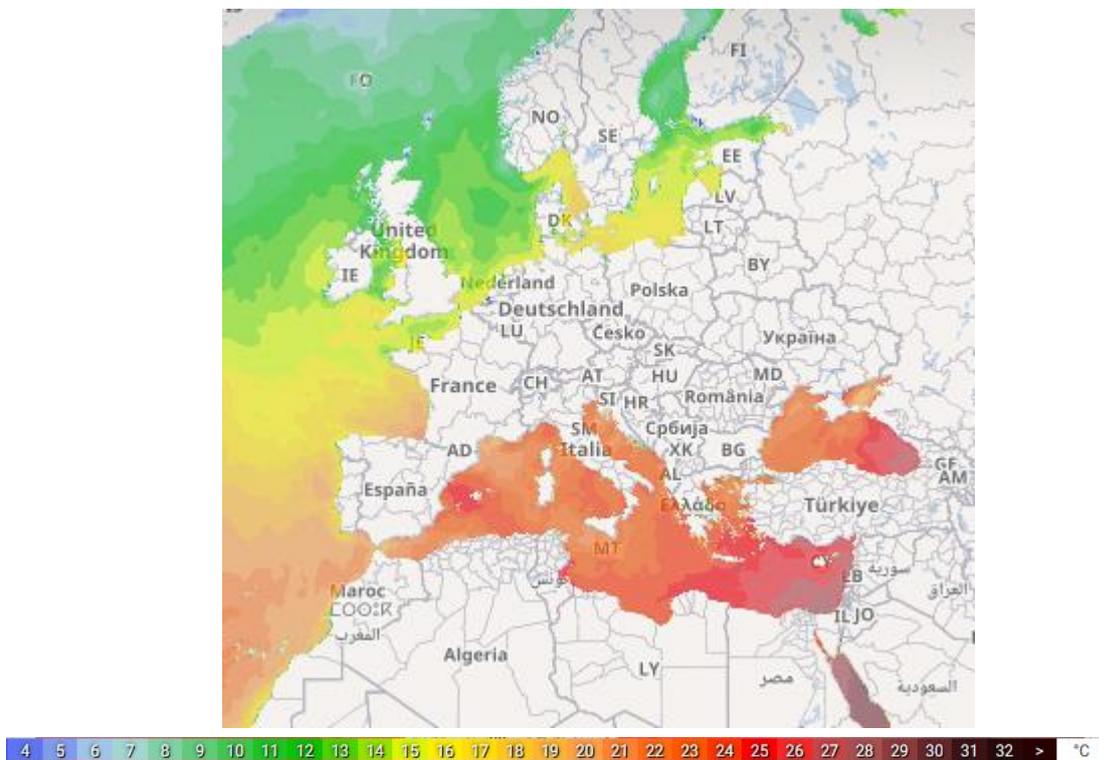


Figura 5-17 Mapa de temperatura del agua superficial en Europa (junio 2018)

La temperatura del agua profunda del mar se encuentra a unos 5°C, por lo que se necesita una temperatura del agua superficial de al menos 25°C y, como se ve en la Figura 5-14, existen

varias zonas donde se da una diferencia de temperatura suficiente para hacer funcionar una planta OTEC:

- La zona sureste del Mar Mediterráneo, que incluye las costas de Egipto, Líbano, Israel, Chipre, Grecia y la costa sur de Turquía.
- La zona oriental del Mar Muerto, incluyendo la costa noreste de Turquía y Georgia.
- Las islas Baleares.

Pero, una de las características más atractivas de la tecnología OTEC, es su funcionalidad ininterrumpida durante todo el año, 24 horas al día. Por lo que en invierno deberían cumplirse también estas características.

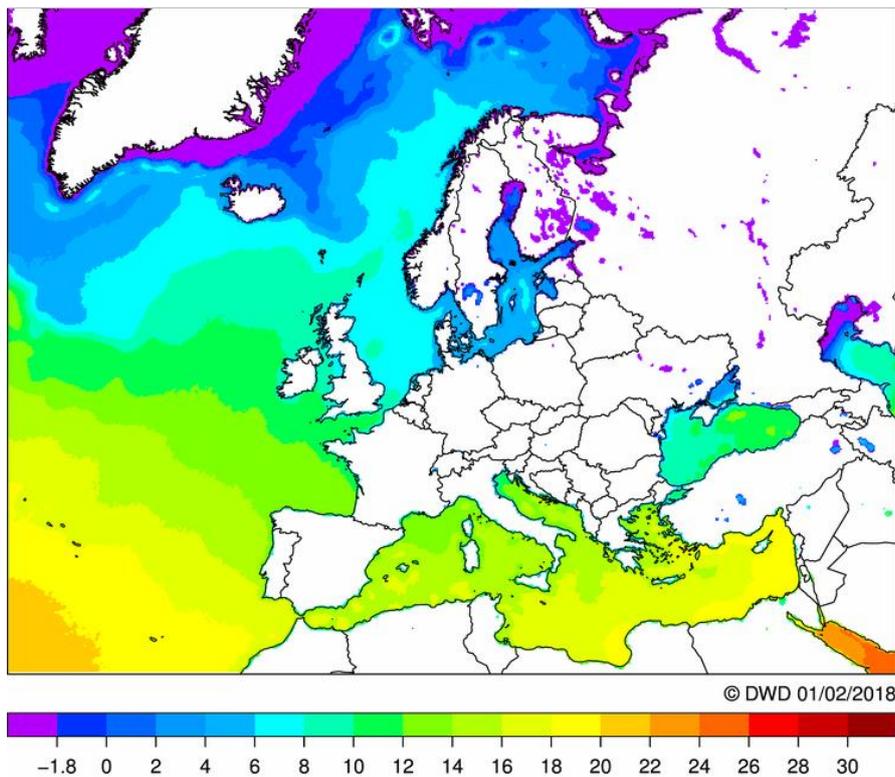


Figura 5-18 Mapa de temperatura del agua superficial del mar en Europa (enero 2018)

Como muestra la Figura 5-15, en invierno el mapa de temperaturas es muy diferente, no dándose en ninguna región la diferencia de temperatura necesaria. Esto supone un problema para esta tecnología, puesto que solo sería viable en verano, dejando de ser así atractiva frente a otras tecnologías más baratas y constantes.

Por tanto, en Europa y alrededores, no sería interesante instalar una planta OTEC debido a su poca continuidad durante el año, siendo así poco rentable.

OTEC es una tecnología que, por las necesidades físicas y térmicas descritas, no se puede desarrollar en España. Sin embargo, sí que forma parte, en estos momentos, de la investigación y desarrollo de la energía de las olas y corrientes, concentrándose el mayor potencial en Galicia, País Vasco e, incluso, Canarias, aunque sus olas no sean fuertes pero sí

constantes. Actualmente se prepara la inauguración de dos centros de ensayo en Canarias y País Vasco: el centro Bimep de Arminza (Vizcaya) –cerca de la que ha sido la primera planta de aprovechamiento energético de las olas, en Mutriku (Guipúzcoa), y la Plataforma Oceánica de Canarias, lo que puede colocar a España en muy buen lugar en los próximos años ^[19].

6. RESULTADOS

6.1 Indicadores energéticos

Una forma de poder evaluar el atractivo de un tipo de energía es conocer los valores por el cual ronda su factor capacitivo. Para ello se utiliza la siguiente fórmula:

$$CF = \frac{kWh \text{ generados en un periodo de tiempo}}{\text{Potencia neta} * \text{horas en ese periodo}}$$

Otro indicador energético es el rendimiento, que se calcula de la siguiente manera:

$$\Gamma_{\text{Ciclo}} = \frac{W(\text{turbina}) + W(\text{bomba})}{Q(\text{frío})}$$

Para calcular el rendimiento máximo posible con este sistema, se calcula el rendimiento de Carnot de la siguiente manera:

$$\Gamma_{\text{Carnot}} = 1 - \frac{T_f}{T_c}$$

En la siguiente tabla se recogen algunos datos que hemos podido obtener con la literatura existente.

PLANTA	Potencia nominal (kW)	kWh generados	Potencia neta (kW)	Periodo (h)	CF	Ciclo	Agua desalinizada (L/s)	$\Delta T(^{\circ}C)$	η
Mini-OTEC	50	12000	20	600	0,400	Cerrado	-	21,6	0,0691
Pilot project in Nauru	120	7560	31,5	240	0,263	Cerrado	-	20	0,0671
Experimento OTEC en Hawai	255	2706840	103	26280	0,404	Abierto	0,4	20	0,0671
Costas de la India	1000	4380000	500	8760	0,500	Abierto	11,57	22	0,073
								media	0,069075

Tabla 6-1 CF y rendimiento OTEC según la literatura existente

Como se ve en la [Tabla 6-1], a mayor potencia nominal, la capacidad de la planta aumenta. A lo largo de los años, las plantas OTEC han ido aumentando su potencia nominal gracias al desarrollo de la tecnología. Para plantas de mayor tamaño, entre 100 y 400 MW, el factor de capacidad aumenta considerablemente, de entre 0.8 a 0.97, dependiendo de la planta.

Como hemos visto anteriormente, la diferencia de temperatura para las plantas OTEC ronda los 20°C, por lo que la eficiencia de estas plantas se sitúa, en general, alrededor del 6.71%. Siendo esta diferencia tan pequeña, en comparación con otras plantas, es lógico que el rendimiento sea tan bajo.

Para entender mejor los sistemas OTEC y poder compararlos después a otras tecnologías, vamos a analizar el rendimiento con un ejemplo. Tomaremos la boya número 51003, ubicada en Hawái.

El agua superficial se registra a 26.9°C y el agua fría del fondo a 5°C, absorbida a 1000 metros de profundidad. Esta diferencia de temperatura será suficiente para proporcionar un modelo

matemático del ciclo de Rankine. El fluido de trabajo utilizado es el amoníaco y el ciclo en este caso es un ciclo cerrado.

Examinaremos el sistema y calcularemos la eficiencia del ciclo y la eficiencia de Carnot y compararemos los dos para el análisis.

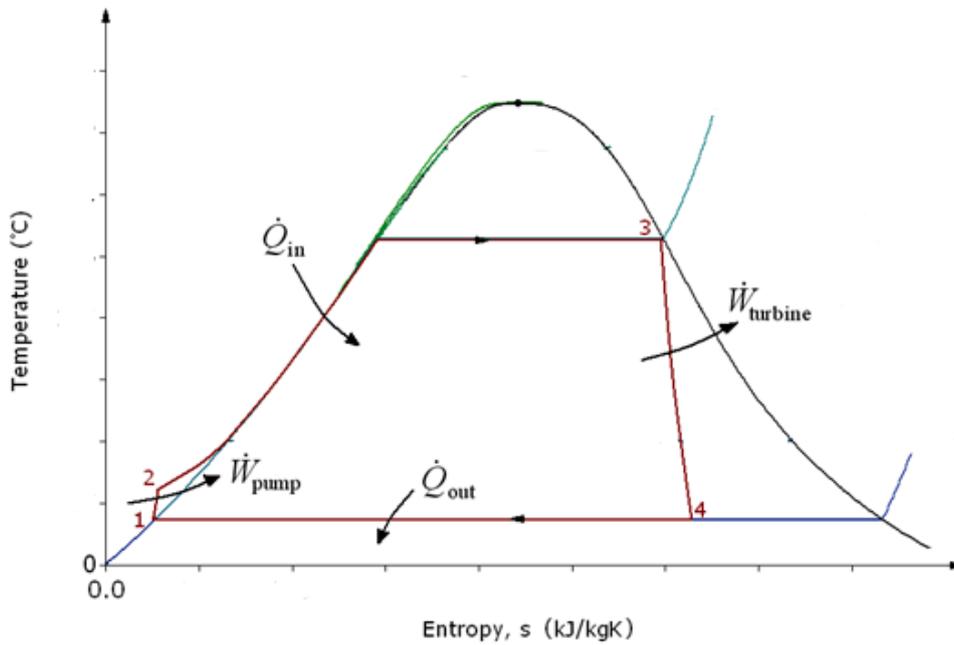


Figura 6-1 Ciclo Rankine

$$m = 1000 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$W_T = m(h_3 - h_4) \quad W_P = \int v dp = v(P_2 - P_1) \quad v = 0.0016 \text{m}^3/\text{kg}$$

$$Q_H = m(h_1 - h_4) \quad Q_F = m(h_3 - h_2) \quad W_{\text{net}} = W_T + W_P$$

	Entalpía(kJ/kg)	Entropía(kJ/kg)	Presión(kPa)	Temperatura(°C)	x
Punto 1	1463,9	5,072	913,4	22,9	
Punto 2	1414,43	5,072	615,2		0,9686
Punto 3	227,8	0,881	615,2	10	
Punto 4	228,277		913,4		

Tabla 6-2 Propiedades del amoníaco

Trabajo de la turbina(kW)	49470
Trabajo de la bomba(kW)	-477,12
QH(kW)	1235620,00
Wnet(kW)	48992,88

Tabla 6-3 Trabajo y calor del ciclo

$$\Gamma(\text{ciclo}) = 6.9942\%$$

$$\Gamma(\text{Carnot}) = 8.0264\%$$

Para bombear agua a 1000 metros de profundidad, se requiere una cantidad muy elevada de trabajo, lo que se traduce en un rendimiento muy bajo. Esto ha sido siempre un problema para el sistema OTEC. Sin embargo, la potencia generada es suficiente para hacer funcionar la bomba y conseguir producir energía utilizable. Esta energía es baja, lo cual reduce el rendimiento del sistema.

La eficiencia de conversión de energía Carnot teórica (es decir, máxima) de Carnot de un motor térmico aumenta con la diferencia entre las temperaturas a las que se producen estas transferencias de calor. Para OTEC, esta diferencia está determinada por ΔT y es muy pequeña; por lo tanto, la eficiencia de OTEC es baja. Aunque los sistemas OTEC viables se caracterizan por eficiencias de Carnot en el rango de 6-8%, los ciclos de potencia de vapor de última generación de combustión, que utilizan fuentes de energía con temperaturas mucho más altas, teóricamente son capaces de convertir más del 60% de los extraídos energía térmica en electricidad ^[14].

Este bajo rendimiento en la conversión de energía de OTEC se traduce en que más del 90% de la energía térmica se utiliza en hacer funcionar el sistema, quedando una pequeña parte para el consumo.

6.2 Aspectos económicos

Las variables económicas que afectan al diseño y el despliegue de una gama de plantas OTEC a dependen del entorno económico donde se vaya a ubicar la planta, además del tamaño de la planta, los costes de los materiales, de operación y mantenimiento y del coste de la inversión a realizar. En Estados Unidos, en los años ochenta, el DOE llevó a cabo las evaluaciones más completas en cuanto a financiación de las plantas OTEC, aunque también se han realizado numerosos estudios por investigadores de todo el mundo. Existen variaciones en estos estudios entre ellos, por lo que se ha recogido esta información en una tabla, teniendo en cuenta los diversos factores que provocan estas variaciones de coste.

En la siguiente tabla se recopila la inversión inicial que se tuvo que hacer para la instalación de diferentes plantas, teniendo en cuenta el índice deflactor del PIB en 2010 y en \$.

Descripción de la planta	Tamaño de la planta (MW netos)	\$/kW instalado
Terrestre	1	28000
Terrestre con prod. de agua	1	35400
Terrestre	10	16400
Terrestre con prod. de agua	10	22600
Planta amarrada	40	11400
Fase IV PREPA	40	13000
Torre de GE	40	16000
Terrestre	40	17000
Flotante	50	8410
Terrestre	50	10600
Ciclo abierto	51	12600
Planta OTEC, ciclo cerrado	54	10751
Unidad OTEC	100	2680
Flotante	100	4000
Planta OTEC	100	4250
Conectada a la res	100	13891
Planta de metanol	200	7580
LMC ² conectada a la red	200	11098
LMC	240	4020
LMC	240	5110
Planta de amoniaco	368	3990
LMC conectada a la red	400	8684
LMC	400	8944
planta OTEC amoniaco	500	2430
planta OTEC amoniaco	500	3250
planta OTEC amoniaco	500	5090
planta OTEC amoniaco	500	8660

Tabla 6-4 Estimación del capital inicial (\$/KWh) en 2010

Como podemos observar, se podría dividir las diferentes plantas OTEC en tres grupos:

- Plantas de 1-10MW
- Plantas de 11-100MW
- Plantas de más de 100MW

6.2.1 Plantas de 1-10MW

Esta categoría de plantas OTEC se caracteriza por que suelen ser plantas en tierra. Están diseñadas para las características de las islas. La configuración más usada es la de ciclo abierto, y así producir tanto energía como agua dulce. Los gastos de instalación para estas plantas son muy elevados, entre 16,400 y 35,400 $\frac{\$}{kW}$. Esto se debe a que todas las plantas OTEC tienen una gran cantidad de gastos indirectos ^[1].

A esta escala, es necesario que la producción de electricidad se combine con uno o más de los subproductos para que el proyecto tenga sentido desde el punto de vista económico, y así poder compensar los elevados costes de instalación con estos subproductos. Las plantas de este tamaño pueden suministrar de 1700 a 35 000 m³ de agua dulce por día, lo que será adecuado para una población de 4.500 a 100.000 habitantes ^[15]. Esta escala de plantas es del tamaño apropiado para algunas islas pequeñas en desarrollo (SIDS), especialmente aquellas donde la profundidad de 1 000 metros está a menos de 10 kilómetros de la orilla.



Figura 6-2 Planta OTEC en tierra

6.2.2 Plantas de 11-100MW

Este tipo de plantas OTEC pueden ser terrestres y, en algunos casos, offshore. Para esta escala de plantas es muy importante minimizar su tamaño y sus costes. Para ello es más adecuado un ciclo cerrado ya que permite un diseño más compacto en comparación con el ciclo abierto. Aunque están principalmente diseñadas para producir energía, hay una configuración de plantas donde una parte de la energía producida se utiliza para generar hidrógeno y nitrógeno, que más tarde se utilizarán para formar amoníaco. De esta forma se pueden reducir los costes, generando el fluido de trabajo. Una planta de este tipo, de 40MW es capaz de producir 125 toneladas por día [16].

En esta categoría, los costes se reducen hasta valores entre $16000 \frac{\$}{kW}$ para una planta de 40MW y $4000 \frac{\$}{kW}$ para una planta de 100MW. Recientes estudios han confirmado que se podría reducir estos costes con un tipo de condensador para bases flotantes, llegando a ser de $2650 \frac{\$}{kW}$ para una planta de 100MW.

6.2.3 Plantas >100MW

En este caso, las plantas son principalmente naves flotantes que generan energía utilizando la configuración de ciclo cerrado. Para estas plantas los costes bajan hasta, por ejemplo, $2430 \frac{\$}{kW}$ para una planta de amoníaco de 500MW [1]. En este caso, vuelve a ser importante analizar la economía de extraer más valor generando subproductos, además de electricidad.

6.2.4 Escalas de plantas y costes

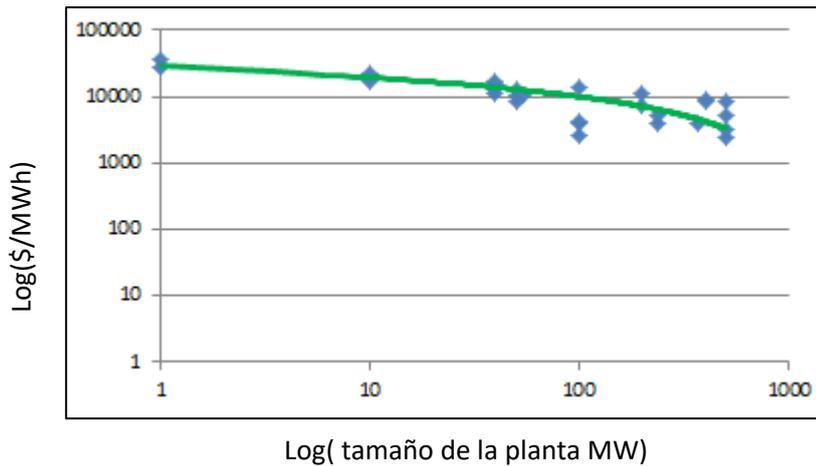


Figura 6-3 Línea de tendencia del capital inicial de planta OTEC según el tamaño

6.2.5 Costes de los componentes

Muchos de los componentes de un proyecto OTEC se pueden tomar prestados de otras industrias, como por ejemplo la extracción de petróleo en el mar. Pero a esto habría que añadirle un coste de adaptación del diseño a la planta OTEC, lo cual no se ha llevado a cabo con precisión todavía. Para analizar los costes de los componentes se han tenido en cuenta las plantas antes mencionadas.

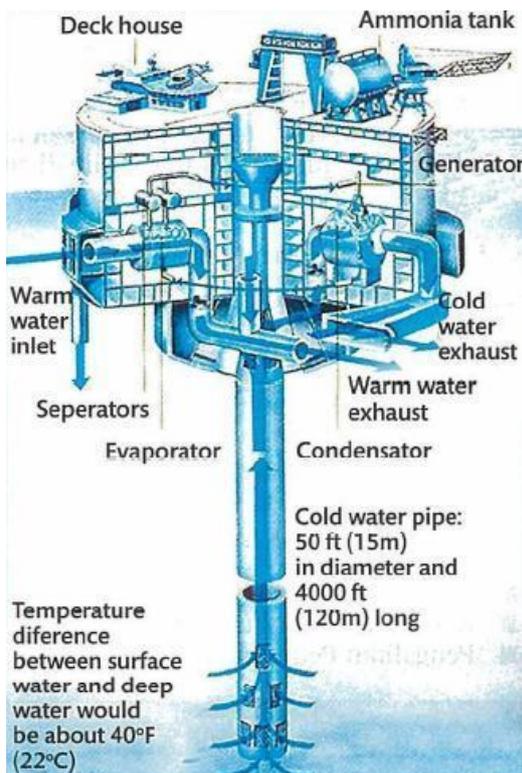


Figura 6-5 Planta OTEC offshore



Figura 6-4 Planta petrolífera en alta mar

Los costes de una planta OTEC pueden dividirse en:

- Plataformas
- Intercambiadores
- Sistemas de conductos de agua
- Sistemas de generación de energía
- Sistemas de transferencia de energía
- Procesos de despliegue e instalación

En el caso de las plataformas (o sistema de contención basado en tierra para las plantas terrestres), el coste más importante es derivado de la modificación del diseño convencional de otra industria para instalarlo en la planta OTEC. Otros factores que añaden costes a la instalación de la plataforma son los costes de operación y mantenimiento. Para este componente también hay que tener en cuenta si la construcción de la plataforma se hará ahí mismo, o se deberá transportar desde otra zona. La fabricación de la plataforma es uno de los mayores retos en la instalación de OTEC, ya que la plataforma es el marco que soporta el sistema de generación de energía. A mayor capacidad de la planta, mayor será su tamaño y, por tanto, mayor será la dificultad al fabricarla.

Para los amarres hay que tener en cuenta varios factores como son las condiciones de la ubicación, el clima, la complejidad de la instalación, costes de los materiales, requisitos de rendimiento, profundidad a la que se debe llegar, permisos reglamentarios y el desmantelamiento del sistema de amarre ^[1]. Hasta el momento, ha sido posible estimar los costes en plantas de prototipos pequeños, existe una incertidumbre que crece a medida que aumenta la potencia de la planta a partir de 100MW.

Otro gasto importante es el diseño de la interfaz plataforma-tubería, que dependen de los materiales utilizados, el diseño, el proceso de fabricación, la tubería de agua fría y la plataforma ^[1].

En estas plantas se dan unas condiciones de baja temperatura y presión que requieren un mejor diseño de los intercambiadores de calor para que resistan a estas condiciones, que los que se utilizan en otras tecnologías convencionales. Un buen diseño podría reducir costes en la instalación, por lo que habrá que hacer un estudio para saber qué tipo de intercambiador es necesario en cada caso y los materiales que serán necesarios utilizar para este.

También hay que tener en cuenta el proceso de fabricación y despliegue de la tubería de agua fría. Esta puede suponer un inconveniente ya que es un coste importante pero necesario. En varias plantas OTEC se ha dado el caso en el que una tubería inadecuada ha provocado el cierre de la planta. Son elementos que deben resistir a la corrosión del medio, las fuerzas de las mareas y además, conseguir bombear grandes cantidades de agua de las profundidades. Por otro lado, varios años de extracción de petróleo en alta mar, han conseguido desarrollar esta tecnología.

Los costes derivados de las turbinas y bombas, por el contrario, son fácilmente predecibles ya que el diseño está comercialmente disponible para todo tipo de aplicaciones. Estos costes dependerán del tamaño de la planta y la potencia de esta misma. Las turbinas pueden

dimensionarse en función de la potencia de salida y de los requisitos de la planta, por lo que estos influirán también en los costes. Por otro lado, las bombas necesarias poseen un coste comercial bajo pero sus costes de mantenimiento son más elevados.

Por último, los costes de transferencia de energía dependen de los costes del sistema del cable de alimentación, el cual deberá ser especialmente diseñado para las condiciones marinas y las características del fondo marino.

En el gráfico siguiente, para ilustrar un poco mejor lo anteriormente dicho, se plasma los porcentajes de gastos que supone cada componente, para diferentes instalaciones¹.

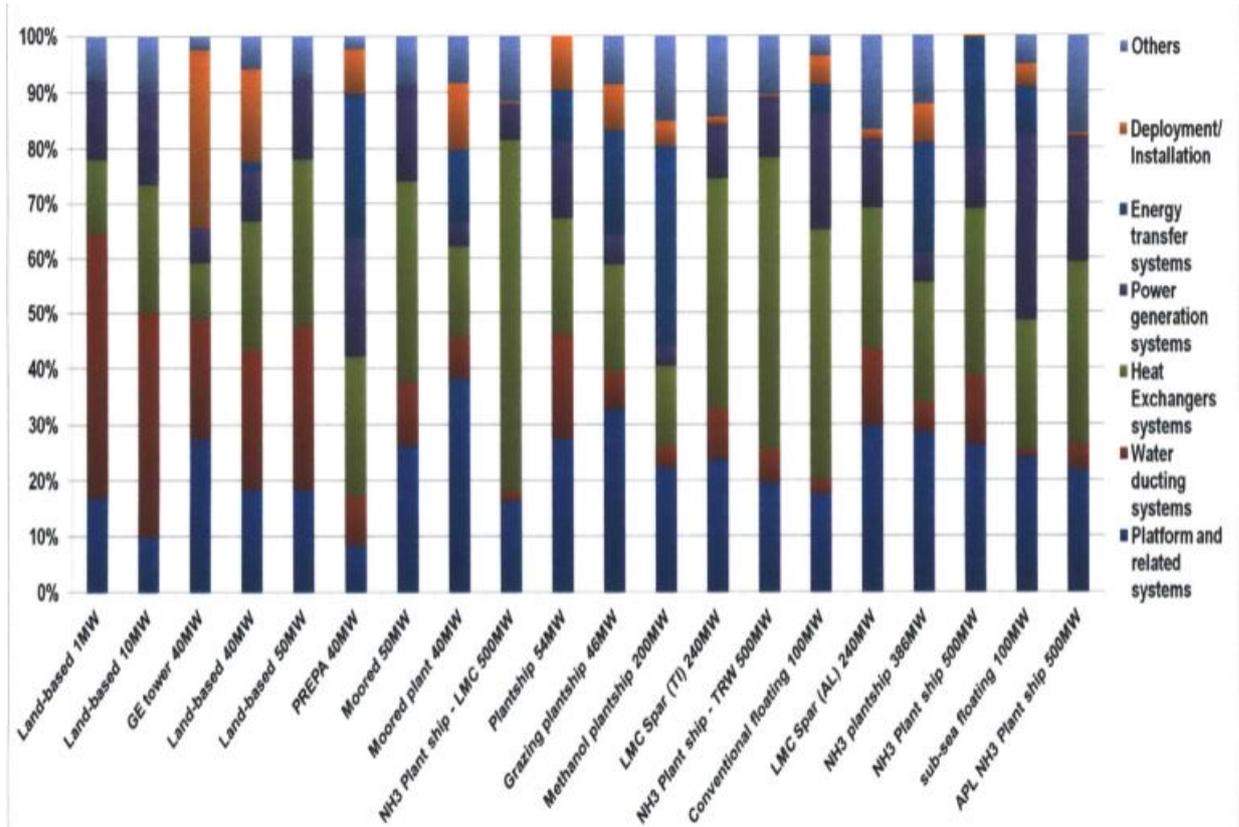


Figura 6-6 Proporción de gastos en porcentaje de diferentes plantas OTEC

¹ Fuente: Assessments of Ocean Thermal Energy Conversion. Shylesh Muralidharan. Massachusetts Institute of Technology.

7. DISCUSIÓN Y PERSPECTIVAS FUTURAS

7.1 Discusión

7.1.1 Comparación con otras energías

Aunque OTEC no tiene unos costes de combustibles importantes (usa agua del océano), la relación entre la escala de la planta y los costes correspondientes, han hecho que sean poco atractivas frente a otras tecnologías de combustible fósil, que, si bien si deben gastar sumas grandes de dinero para combustible, sus gastos totales son menores. Incluso también lo hace poco atractiva frente a otras energías renovables, como la energía solar o eólica. Pero una característica importante de OTEC, que mejora su viabilidad financiera, es la opción de poder producir subproductos que revalorizan esta tecnología. Dependiendo de la configuración (ciclo abierto, cerrado o híbrido), esta tecnología puede producir agua dulce, agua fría para la acuicultura y productos que consumen mucha energía como el hidrógeno y el amoníaco.

Para poder discutir ampliamente sobre este tema, veremos algunas características importantes de cada energía y tipo de plantas más comunes. Es decir, sobre el tipo de combustible, el rendimiento, el factor de capacidad, las emisiones derivadas de cada tecnología, entre otros factores. De esta forma, con la información necesaria, haremos un balance y así podremos comparar la tecnología OTEC frente a otro tipo de extracción de energía.

CARACTERÍSTICAS COMPETITIVAS	ENERGIAS					
	OTEC	Corrientes	Olas	Solar y eólica	Carbón, petróleo y gas	Nuclear
Fuente de combustible	Renovable	Renovable	Renovable	Renovable	Mayormente importado	A menudo importado
¿Combustible accesible?	Si	No siempre	No siempre	Si	No siempre	No siempre
Suministro de energía predecible	Si	Casi siempre	No	No	Si	Si
Perfil de generación predecible	Generación constante	Generación constante	Fuente impredecible	Fuente impredecible	Genreación constante	Generación constante
Espacio requerido	Área pequeña	Bajo el agua	Bajo el agua	Grandes espacios	Almacenamiento	Almacenamiento de residuos
Depende del clima típico	No	Si	Si	Si	No	No
Afectado por tormentas tormenta/huracanes	Si (posible deterioro)	Si, estructuras expuestas	Si, estructuras expuestas	Si, estructuras expuestas	Si	No
Emisiones/residuos	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Muy contaminantes	Problemas de residuos

Tabla 7-1 Comparación de diferentes energías según características

En la Tabla 7-1 podemos ver la comparación entre OTEC y otras fuentes de energía que se utilizan a diario. Uno de los puntos fuertes de la tecnología OTEC, a diferencia de otras energías renovables, es que funciona sin interrupciones, de forma predecible. Esto quiere decir que posee un factor capacitivo elevado, como podemos ver en la Tabla 7-2:

Para determinar qué tipo de instalación de generación de electricidad es más competitiva, teniendo en cuenta su tecnología y la zona donde se encuentra, es necesario medir su nivel de producción a lo largo de su ciclo de vida. Esto es posible saberlo gracias a un estudio que tiene como eje el concepto Levelized Cost of Energy (Lcoe) o costo energético nivelado, una metodología que nos proporciona el coste de construcción y de operación por kilowatt-hora

generado y que puede aplicarse a sistemas fotovoltaicos, eólicos, térmicos, geotérmicos y a cualquier tipo de generación de electricidad [20]. La metodología LCOE aprobada por el DOE requiere información mínima sobre el costo del sistema y evita muchas de las complicaciones involucradas en el cálculo del costo real para entregar electricidad a un usuario final en particular [1]. Utilizaremos este concepto para comparar las diferentes tecnologías en este proyecto.

Debido a que el LCOE incluye el factor de capacidad de cada tecnología, algunas tecnologías, como una turbina de ciclo combinado convencional, que son relativamente costosas a un factor de alta capacidad debido a los altos costos de combustible, pueden ser la opción más económica cuando se evalúan con un factor de capacidad menor.

Para calcular el LCOE procedemos de la siguiente manera:

$$\text{Coste de capital nivelado } \left(\frac{\$}{MWh}\right) = \frac{\text{costes de capital anualizado } \frac{\$}{\text{año}}}{CF * n^{\circ} \text{ de horas por año}}$$

$$\text{Costes de capital anualizado} = CCI * CRF \left(\frac{\$}{\text{años}}\right), \text{ siendo ICC= Coste de Capital Inicial}$$

$$CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}, \text{ siendo } r = \text{costo promedio ponderado del capital} = 7.4\% [21]$$

CF= 95% a 97%, dependiendo de la planta

Nº de horas por año= 24*365= 8760 horas

$$\text{Coste de operación y mantenimiento (O\&M) nivelado } \left(\frac{\$}{MWh}\right) = \frac{\text{costes de O\&M anualizados}}{CF * n^{\circ} \text{ de horas por año}}$$

$$\text{LCOE } \left(\frac{\$}{MWh}\right) = \text{Coste de capital nivelado} + \text{coste de O\&M nivelado}$$

	Tamaño de la planta (MW)		
	100	200	400
CF	95%	96%	97%
CCI (2010) [1]	1,398,098,117	2,219,524,281	3,473,736,373
Vida (años)	30	30	30
CPPC(%)	7,4	7,4	7,4
Factor de recovery capital	0,084	0,084	0,084
CCA (\$/año)	116,473,678	186,103,597	291,267,296
CCN(\$/MWh)	140	11	86
CO&MA(\$/año)	44,802,606	75,475,182	124,200,366
CO&MN(\$/MWh)	54	45	37
LCOE(\$/MWh)	193,8	155,52	122,24
Media de LCOE(\$/MWh)	142		

Figura 7-1 Datos para cálculo del LCOE

Instalaciones	Rendimiento (%)	Factor capacitivo (%)	LCOE (\$/MWh)
Solar térmica	40-50	18	256
Solar fotovoltaica	10	25	195
Eólica	20-25	34	84
Eólica offshore	30-35	34	209
Hidráulica	80	52	75
Biomasa	90	83	55
Carbón convencional	35-40	85	65
Gas natural	50	87	18
Nuclear	30-35	90	90
Geotérmica	COP: 2-6	92	79
Olas	26	11	118,95
OTEC 100MW	6,7	95	140
OTEC 200MW	6,7	96	111
OTEC 400MW	6,7	97	86

Tabla 7-2 Rendimiento, CF y LCOE de varias tecnologías

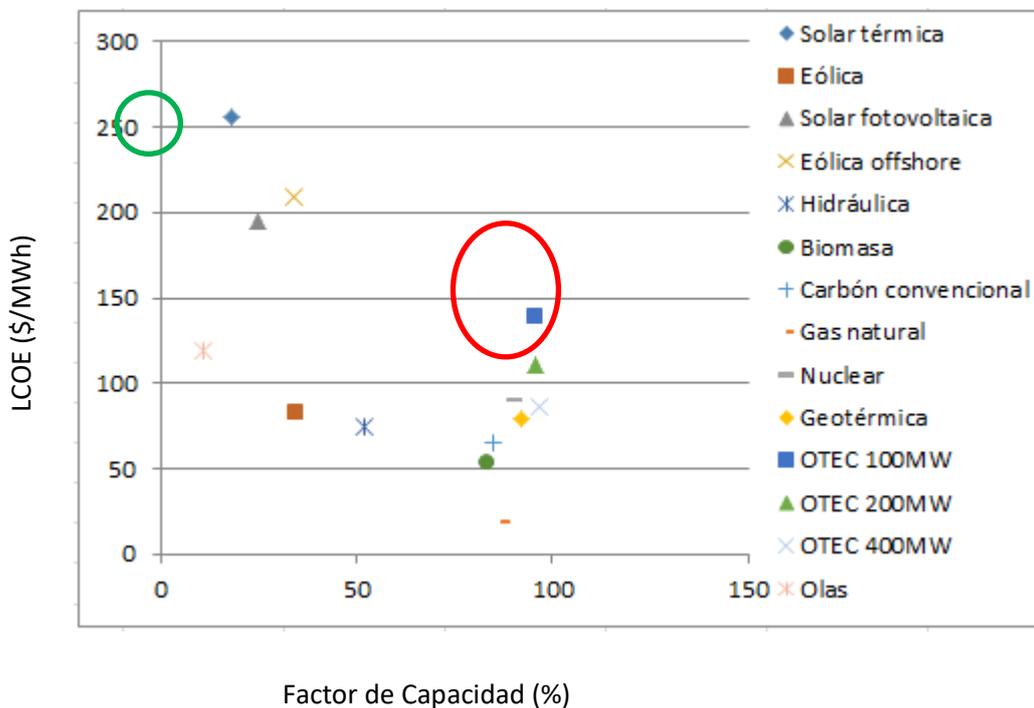


Figura 7-2 CF vs LCOE

Una vez que ya hemos calculado el LCOE, lo comparamos con otras tecnologías, como se muestra en la Figura 7-1. OTEC tiene unos costes de capital muy elevados debido al alto coste de los componentes de los costes de instalación de un proyecto típico de OTEC. Pero, como se puede observar en esa misma figura, a mayor capacidad de la planta, menores son los costes de capital nivelado: pasamos de 140 ($\frac{\$}{MWh}$) para una planta de 100MW, la cual es bastante mayor que el resto de tecnologías, con excepción de algunas tecnologías (eólica offshore, solar

térmica y solar fotovoltaica), a 111 ($\frac{\$}{MWh}$) para una planta de 200MW. Aunque sigue siendo mayor que otras tecnologías, supone una reducción del 21% del LCOE, lo cual se acerca mucho más al resto. Si seguimos aumentando la capacidad de nuestra planta conseguimos unos costes de capital nivelado de 86 ($\frac{\$}{MWh}$) para una planta de 400MW, lo que supone una nueva reducción del 23%. Esta información muestra una reducción media del 22% en los costes de capital al duplicar la producción de la planta. Esta reducción se vuelve más significativa en el contexto de la alta disponibilidad de las plantas OTEC. El factor de capacidad de estas plantas es el más alto de entre todas las tecnologías renovables, y es comparable a otras tecnologías con combustible de carbón y gas natural.

Aunque el factor de capacidad ya está incluido en el cálculo del LCOE, es importante aun así estudiar esta variable. Actualmente, el elevado factor de capacidad de OTEC, convierte a esta tecnología en un candidato atractivo.

Un factor también muy importante hoy en día de la tecnología, es su tasa de emisión de CO₂ a la atmosfera. A lo que se pretende llegar en estos momentos, es a la emisión cero de CO₂. Está claro que, de momento, no es algo posible, pero si se puede llegar a un término cercano si se apuesta por la energías renovables limpias. Es por esto, que parece interesante comparar las diferentes tecnologías según sus emisiones de CO₂

Instalación	Emisiones de CO2 (Kg/MWh)
Carbón	750-1100
Petroleo	850
Gas	400-500
Fotovoltaica	50-150
Eólica	3-22
Nuclear	6
Hidráulica	4
Biomasa	13-350
OTEC (ciclo abierto)[23]	38,5
OTEC (ciclo híbrido)[23]	11,7
OTEC (ciclo cerrado)[23]	1

Tabla 7-3 Emisiones de CO2 (kg/MWh)

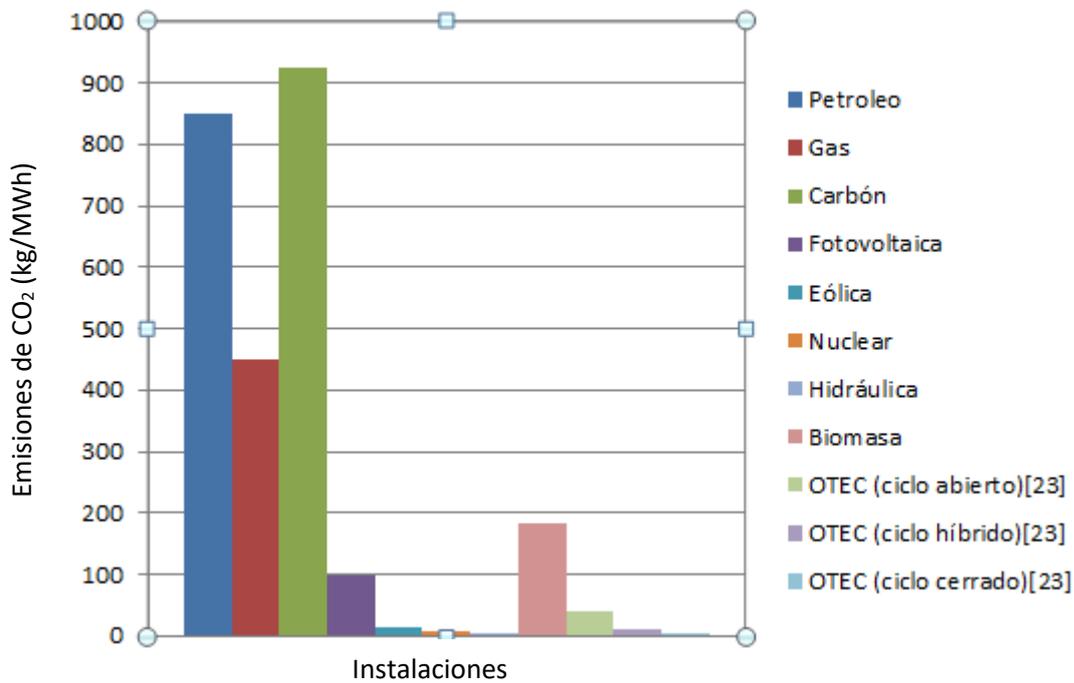


Figura 7-3 Media de las emisiones de CO₂ de distintas instalaciones (kg/MWh)

En la Figura 7-2 vemos que las energías renovables emiten una cantidad de CO₂ sumamente pequeña en comparación a las energías de combustibles fósiles. De entre estas energías renovables, las que suponen menos emisiones a la atmósfera, son la hidráulica y OTEC. En esta última, las emisiones varían dependiendo del ciclo. El ciclo cerrado es el que menos emisiones supone pero entonces no obtendríamos agua dulce como subproducto. A la hora de instalar una planta OTEC tendremos que valorar si se puede, económicamente, instalar esta planta de ciclo cerrado, con el fin de emitir menos gases de efecto invernadero a la atmósfera y proteger así el planeta.

7.1.2 Comparación con otras energías oceánicas

Podemos hacer una comparación con otras tecnologías de conversión de energía oceánica, como por ejemplo la energía undimotriz, que tiene como objetivo la obtención de energía eléctrica a partir del movimiento de las olas. Esta última tiene un CF mucho menor que OTEC, con unos niveles similares de LCOE. Por lo que, en un principio OTEC sería mucho más atractiva a la hora de elegir la instalación de una planta. Pero hay que tener en cuenta que la tecnología undimotriz está mucho más avanzada que la tecnología OTEC, no tiene restricciones en cuanto a la ubicación puesto que solo necesita que haya un oleaje suficiente. Esto último es mucho más fácil de encontrar que la diferencia de temperatura adecuada para la tecnología OTEC. Aquí mismo en el País Vasco, ya hay una granja de olas en Mutriku, la cual genera 246468.7 kWh ^[22].

Otra tecnología de conversión oceánica que existe es la energía mareomotriz. Mediante el uso de un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad, transformando así la energía de las corrientes oceánicas en electricidad.

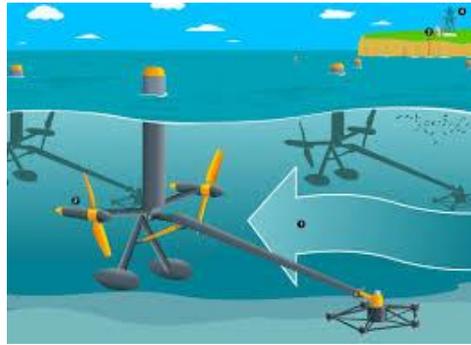


Figura 7-4 Planta de energía mareomotriz en el océano

Su factor de capacidad ronda el 25%, siendo más alto que la tecnología undimotriz, pero también mucho menor que el CF de OTEC. De todas formas, es una energía predecible, limpia y renovable, al igual que OTEC. Tiene más aspectos comunes junto con la tecnología OTEC, tales como que ambas se encuentran en una fase prematura, también que no se conoce realmente el impacto que podría tener en el medio marino.

Todas estas tecnologías son caras de implantar debido al alto coste de inversión que se debe realizar y al coste de mantenimiento de las plantas, ya que se encuentran en un medio agresivo.

Por tanto, frente a estas tecnologías, OTEC sería mucho más atractiva ya que, aunque comparten muchas características, esta presenta un CF mucho mayor que el resto, además de la posibilidad de obtener subproductos que revalorizan la planta.

7.1.3 Ventajas y desventajas de OTEC

Para concluir esta comparación entre diferentes tecnologías con OTEC, se presenta a continuación las ventajas e inconvenientes de esta tecnología.

VENTAJAS:

- La fuente de energía de OTEC es limpia y renovable (agua del océano).
- No solo se produce energía, sino también agua dulce y aire acondicionado.
- En la teoría la energía almacenada en los océanos podría cubrir la demanda mundial energética.
- Las emisiones de CO₂ son mínimas.
- Puede ayudar al desarrollo económico de PEID, además de cubrir sus necesidades en cuanto a energía y agua.
- Funciona 24 horas al día, todos los días del año.

DESVENTAJAS:

- Elevados costes de inversión en comparación con otras tecnologías.
- No pueden ubicarse en cualquier sitio, necesitan unas condiciones específicas.
- La construcción de estas plantas y la tubería de agua fría puede afectar a los arrecifes y al ecosistema marino.
- Es una tecnología relativamente nueva, de la que se sabe poco a gran escala ya que no hay grandes plantas en funcionamiento.

7.2 Perspectivas futuras

Hoy en día, muchos países de todo el mundo apuntan a utilizar fuentes de energía oceánica para abastecer su creciente demanda energética de una forma sostenible. Sin embargo, para poder llegar a ello, esta tecnología tiene que traspasar varias barreras ya que todavía la tecnología OTEC, al igual que otras energías de conversión oceánica, está en una fase temprana de desarrollo. Es por esta razón que la innovación, la investigación y el desarrollo (i+D) juegan un papel importante en este campo. Hace falta también vencer la barrera económica y conseguir reducir los costes derivados de la instalación de una planta OTEC. Se debe realizar también todavía múltiples estudios sobre el impacto ambiental que podría tener una planta a gran escala de OTEC. En lo que respecta a esta tecnología, todavía quedan muchas cuestiones sin responder.

Sin embargo, una vez que se resuelvan estos problemas y se complete el desarrollo tecnológico, se espera que esta tecnología sea capaz de proporcionar una cantidad significativa de electricidad.

Cuando OTEC llegue a su estado de madurez tecnológica, podríamos estar ante la respuesta a la creciente demanda energética, además de resolver otros problemas como lo son la escasez de agua potable y los gases de efecto invernadero. Si se aprovechara su vasto potencial, OTEC podría cambiar el consumo de energía al alejarse de los combustibles fósiles. Ambientalmente, tal transición reduciría en gran medida las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuiría la tasa de calentamiento global. Geopolíticamente, tener una fuente de energía alternativa podría liberar a muchos países, como Estados Unidos o varios PEID, de la dependencia petrolera extranjera.

Combustibles	Reservas (años)
Madera	Inmedible (fuerte dispersión)
Petroleo	40 a 50
Gas	60 a 80
Carbón	alrededor de 100 años
Nuclear (clásica)	100
Geotérmica	750

Tabla 7-4 Principales reservas actuales

Como es bien sabido, las reservas de los combustibles más utilizados están a punto de acabarse (Tabla 7-4) ². Esto, añadido a que la población mundial va en aumento, y en consecuencia la demanda energética también, hace que sea urgente la necesidad de encontrar una forma de producir electricidad con fuentes renovables. Es por ello que es necesario encontrar la forma de poder desarrollar la tecnología OTEC para que sea viable a gran escala.

² Reservas estimadas según la consumición actual

8. PLANIFICACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN

En la fase de planificación del proyecto se agrupa y sintetiza la información recogida en los capítulos anteriores. Se procede a exponer un plan orientativo práctico, que servirá a las entidades ejecutoras para llevarlo a cabo.

La planificación del proyecto deberá definir los objetivos y resultados que se quieren alcanzar, así como las tareas a realizar, los recursos requeridos y su visualización en el tiempo.

El calendario de actividades es una herramienta metodológica que presenta las actividades del proyecto y que identifica su secuencia lógica, así como su interdependencia. A continuación, se explicarán detalladamente las tareas que se van a llevar a cabo durante el proyecto.

8.1 Paquetes de trabajo y tareas

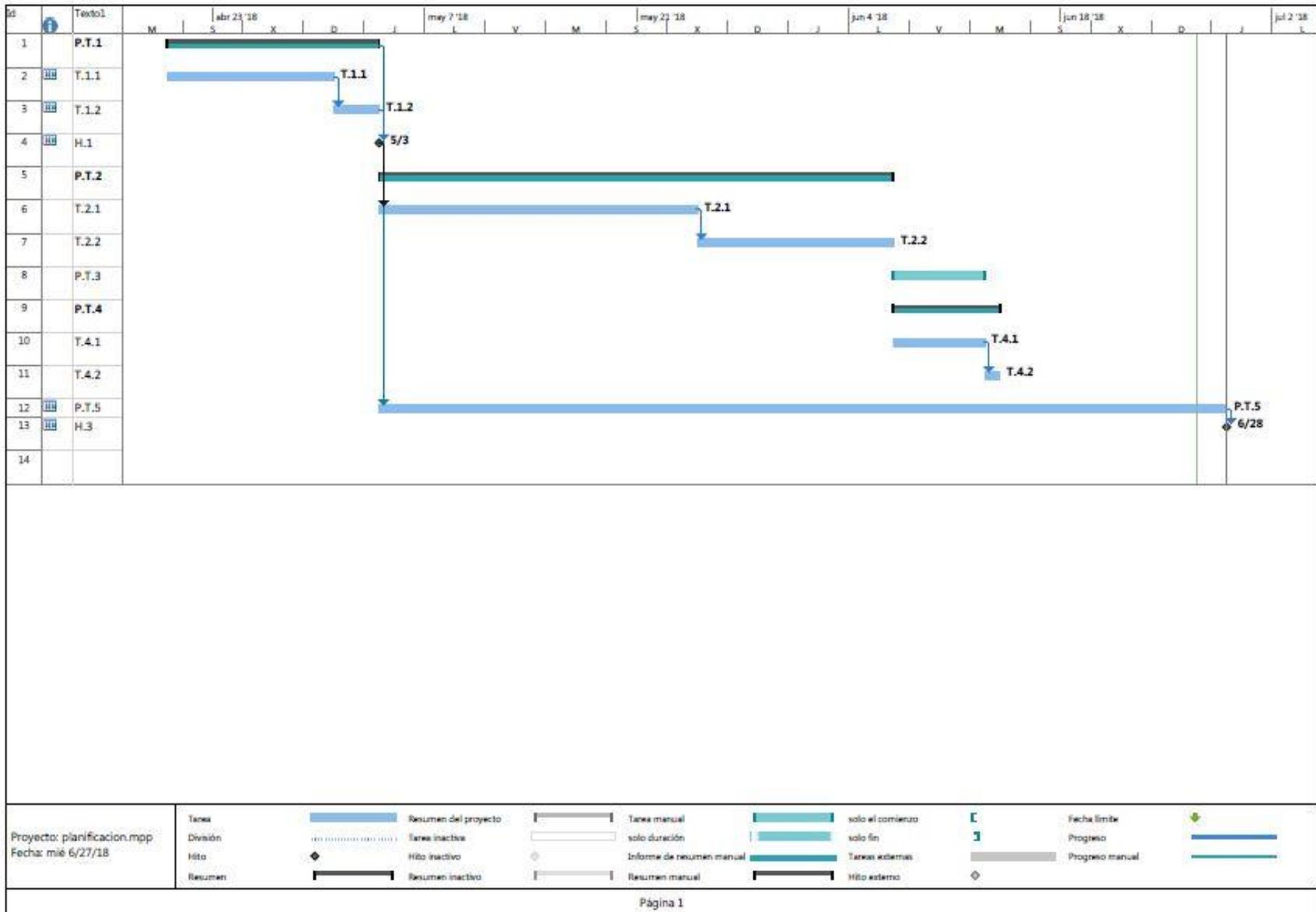
- **P.T.1 – Estudio preliminar.** Antes de comenzar con el desarrollo del proyecto en sí, será necesario dedicar un periodo de tiempo al estudio de la materia sobre la que trata este documento, como preparación. Esta fase del proyecto comprende las siguientes tareas, las cuales se desarrollarán en un periodo de 10 días:
 - **T.1.1 – Recopilación de información.** En primer lugar, se hará acopio de la información facilitada por el tutor sobre la tecnología OTEC.
 - **T.1.2 – Análisis de la información.** Una vez recogida toda la información previa, se dedicará un tiempo para analizar y comprenderla, para poder después aplicar estos conocimientos al proyecto.
 - **H.1 – Fin del estudio preliminar.** Se trata de un hito. Con él se da por concluida la fase del estudio previo. A partir de este momento se puede proceder a realizar las tareas relacionadas con los objetivos del proyecto. La fecha de cumplimiento prevista para este hito es el 3 de mayo.
- **P.T.2 – Estudio exhaustivo.** Una vez que ya se ha hecho la toma de contacto con el proyecto, se procede a un estudio más profundo de la tecnología OTEC, así como de otras energías. De esta forma se podrá tener una visión más clara de los objetivos. Esta fase del proyecto tendrá una duración de 24 días y se descompone en las siguientes tareas:
 - **T.2.1 - Búsqueda de información.** En esta parte se hará una búsqueda más completa de información sobre el estado del arte de la tecnología OTEC, además de un estudio de otras energías a las cuales se puede comparar.
 - **T.2.2 - Análisis de la información.** Cuando ya tengamos toda la información necesaria para conocer ampliamente el tema del proyecto, se procederá a analizar y comprenderla.
- **P.T.3 – Análisis de resultados.** Una vez que se haya obtenido toda la información respecto al proyecto, se procederá a analizar los resultados obtenidos. Para ello se tabularán y se obtendrán gráficas con el programa Excel para una mejor comprensión del comportamiento de las piezas. La duración estimada es de 4 días.

- **P.T.4 – Elaboración del presupuesto.** Por último, se realizará el estudio de la instalación de una planta OTEC desde el punto de vista económico. Para ello necesitaremos 5 días.
 - **T.4.1 – Búsqueda de costes de materiales y equipos.** Esta tarea consiste en la búsqueda bibliográfica de los precios de las herramientas que se van a utilizar para la construcción de una planta OTEC.
 - **T.4.2 – Cálculo de la inversión necesaria.** Conocidos los precios, se calculará, con ayuda de una hoja de cálculo, la inversión y los costes de mantenimiento para la instalación de la planta.
- **H.2 – Fin del estudio completo.** Se trata de un hito. Con él se da por concluida la fase del estudio completo. A partir de este momento se puede proceder a realizar las tareas relacionadas con los resultados del proyecto. La fecha de cumplimiento prevista para este hito es el 23 de mayo.
- **P.T.5 – Redacción del informe.** Esta tarea supone plasmar todo el trabajo realizado en un documento de forma clara y ordenada. Esto se realizará a lo largo de todo el proceso de realización del trabajo, pero también serán necesarios más días antes de entregar en informe final. La duración total de esta tarea es de 50 días.
- **H.3 – Fin del proyecto.** Se trata de otro hito. Consiste en la finalización del informe y su entrega. La fecha de cumplimiento prevista para este hito es el 29 de junio.

8.2 Diagrama

de

Gantt



9. ANÁLISIS DE RIESGO

Una de las razones más recurrente por la cual las plantas OTEC se han visto amenazadas es la falta de inversión. En numerosos casos, proyectos que debían durar unos años, no llegaban ni a unos cuantos meses debido a la falta de capital. Esta tecnología, al no estar todavía en su madurez tecnológica, además de los elevados costes de inversión y mantenimiento, “asustan” a los inversores, los cuales no se ven todavía convencidos a la hora de invertir. Este ha sido el caso de varias plantas como por ejemplo OTEC-1, el cual debía funcionar durante dos años pero solo duró unos pocos meses debido a los severos recortes presupuestarios que entraron en vigencia en ese momento. Esto hizo que tampoco se pudiese mantener a la tripulación de la planta, ni continuar con el funcionamiento de los generadores a bordo para compensar la ausencia de una turbina OTEC. La falta de inversión de capital fue también uno de los mayores problemas con los que se tuvo que enfrentar el ingeniero francés Claude, impulsor de esta tecnología.

Otro motivo por el cual muchas plantas tuvieron que cerrar antes de tiempo, es la incertidumbre en cuanto al tiempo meteorológico. Estas plantas, para ser más eficientes, son instaladas en zonas tropicales, debido a las altas temperaturas de las aguas superficiales. Pero son también zonas susceptibles a cambios meteorológicos, como huracanes, tormentas tropicales y similares. Esto supone un riesgo a para los equipos, sobre todo para las plantas offshore. Es un fuerte riesgo a tomar en cuenta ya que puede suponer un elevado incremento en los gastos e incluso el cierre de la planta si los daños son significativos. Por ejemplo, la planta terrestre de Nauru solo operó durante unos meses en 1982 debido a que una tormenta destruyó la tubería de bombeo de agua fría y, por consiguiente, se vio obligada a cerrar.

Para los ciclos cerrados, el fluido de trabajo también representa un riesgo, ambiental en este caso. Uno de los fluidos de trabajo que más se utiliza es el amoníaco, el cual es extremadamente tóxico y peligroso para la vida marina. Una fuga de este puede suponer la muerte de los organismos marinos que se encuentren en las inmediaciones de la planta. También puede suponer un riesgo para los trabajadores, o incluso de la población si este pasa al agua desalinizada, vendida posteriormente.

También hay que tener en cuenta, que al ser una energía relativamente “nueva”, hay muchos aspectos de esta que se desconocen. Esto podría considerarse un riesgo puesto que no sabemos cómo afectaría a largo plazo una planta OTEC.

10. CONCLUSIONES

Tras el desarrollo del proyecto, haber analizado los aspectos principales que se deben tener en cuenta para la implantación de la tecnología OTEC y haberla comparado con otras tecnologías, se procede a indicar las conclusiones alcanzadas tras los procedimientos realizados.

Como base de partida se debe constatar la evidencia de un problema ambiental causado por el crecimiento acelerado de la industria y el consumo de combustibles fósiles, con los consecuentes problemas de abastecimiento energético que supone la sobreexplotación de los recursos tradicionales. Es por esto que es necesario desarrollar formas alternativas de obtención de energía de forma “limpia”, esto es de manera no agresiva con el medio ambiente y que contribuyan al desarrollo sostenible. Es en este punto, donde entra en juego la tecnología OTEC expuesta en este informe.

La tecnología OTEC consigue producir electricidad de forma limpia, con una emisión de CO₂ mínima, gracias al agua oceánica, la cual es abundante y gratuita. Además de esto, se puede producir agua dulce, aire acondicionado y cultivos marinos. Esto puede ayudar al desarrollo de los PEIC, resolviendo problemas de suministro tanto de electricidad como de agua y comida. El factor de capacidad de estas plantas es mucho más elevado que para la mayoría de las plantas de energías renovables ya que funciona durante todo el año ininterrumpidamente.

Pero, numerosos inconvenientes hacen que esta tecnología no se desarrolle completamente. Sus elevados costes de inversión inicial y la inmadurez tecnológica de OTEC son algunos de los problemas a los que se ve sometida esta tecnología y la hace menos atractiva frente a otro tipo de energías tanto renovables como no. Como consecuencia de los riesgos inherentes de una tecnología nueva, existe una limitación en la adopción de OTEC ya que solo es viable económicamente en plantas de gran producción. Por esto mismo es importante encontrar soluciones para controlar los costes de inversión inicial de plantas a menor escala. Esto se podría conseguir reduciendo los costes en tecnología o encontrando la forma de financiar de forma innovadora los proyectos OTEC.

Si se consigue administrar los costes iniciales de inversión, el alto factor capacitivo y los bajos costes de operación de mantenimiento de esta tecnología, pueden mejorar el potencial de OTEC, haciéndola más competitiva frente a otras tecnologías.

BIBLIOGRAFIA

- [1] *Assessments of Ocean Thermal Energy Conversion*. Shylesh Muralidharan. Massachusetts Institute of Technology.
- [2] *Marine Renewable Energy Handbook*. Bernard Multon. Wiley Iste. Enero 2012.
- [3] *Ocean Thermal Energy Corporation*. Consulta en línea 14 de Junio 2018 <http://otecorporation.com/otec/>
- [4] *Analysis of the high-efficiency EP-OTEC cycle using R152a*. Jung-In Yoon, Sung-Hoon Seol, Chang-Hyo Son, Suk-Ho Jung, Young-Bok Kim, Ho-Saeng Lee, Hyeon-Ju Kim, Jung-Hyun Moon. Mayo 2017.
- [5] <https://coast.noaa.gov/czm/media/technicalfactsheet.pdf> Consulta en línea 18 de junio 2018
- [6] *Ocean Thermal Energy Conversion*. Andrea Eller. Stanford University.
- [7] *Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)*. S.M. Masutani, P.K. Takahashi. 2001.
- [8] <https://coast.noaa.gov/czm/media/environmentalfactsheet.pdf> Consulta en línea 18 de junio 2018
- [9] *Introducing ocean energy industries to a busy marine environment*. Linus Hammar, Martin Gullström, Thomas G.Dahlgren, Maria E.Asplund, Ines Braga Goncalves, Sverker Molander. Julio 2017.
- [10] *Experimental studies on a closed cycle demonstration OTEC plant working on small temperature difference*. Mohammed Faizal, M. Rafiuddin Ahmed. Marzo 2013
- [11] <http://www.oteci.com/faq/> Consulta en línea 20 de junio 2018
- [12] *Ocean Thermal Energy's Seawater Air Conditioning (SWAC) Creates Clean, Efficient and Environmental Friendly Cooling*. Jeremy Feakins. Abril 2014
- [13] <https://www.bardotocean.com/pages/swac-sea-water-air-conditioning-by-bardot-group>
- [14] *Ocean Thermal Energy Conversion*. S.M. Masutani, P.K. Takahashi. Abril 2013
- [15] *OTC 20957 First Generation 50 MW OTEC Plantship for the Production of Electricity and Desalinated Water*. Renewable Energy. L. A. Vega and D. Michaelis .2010.
- [16] *Design of an Ocean Thermal Energy Plantship to produce Ammonia via Hydrogen*. G. L. Dugger and E. J. Francis. International Journal of Hydrogen Energy. 1977.
- [17] *Beyond electricity: The potential of ocean thermal energy and ocean technology ecoparks in small tropical islands*. Andrés F.Osorio, Jessica Arias-Gaviria, Andrea Devis-Morales, Diego Acevedo, Héctor Iván Velasquez , Santiago Arango-Aramburo. Noviembre 2016.

[18] *Filling the gaps: Policy supports and interventions for scaling up renewable energy development in Small Island Developing States*. Govinda R.Timilsina, Kalim U.Shah. Noviembre 2016.

[19] <http://www.madrimasd.org/blogs/remtavares/2013/07/01/131927> Consulta en línea 25 de junio 2018.

[20] <http://proyectorse.mx/2017/03/22/lcoe-levelized-cost-of-energy/> Consulta en línea 25 de junio 2018.

[21] http://www.eia.gov/oiaf/aeo/electricity_generation.html Consulta en línea 25 de junio 2018.

[22] *Assessing the wave energy converter potential for Australian coastal regions*. Sam Behrens, Jennifer Hayward, Mark Hemer, Peter Osman. Julio 2012.

[23] *Carbon Dioxide Release from OTEC Cycles*. Herbert J. Green, Peter R. Guenther. Septiembre 1990.

[24] *Electricity production, capacity factor, and plant efficiency index at the Mutriku wave farm*. Gabriel Ibarra-Berasategui, Jon

[25] *Electricity Generation by the Ocean Thermal Energy*. Ahmad Etemadi, Arash Emdadi, Orang, Asef Afshar, Yunus Emami. Septiembre 2011.

ANEXO I

Tablas con datos sobre los costes de diferentes plantas para la instalación de estas.

Table 1: Developing countries with OTEC favorable temperature difference and depth

Country/Area	Temp. Diff (°C) between 0 and 1000 m	Distance from Shore (km)	2010 Population (million)
Africa			
Benin	22-24	25	8.8
Gabon	20-22	15	1.5
Ghana	22-24	25	24.4
Kenya	20-21	25	40.5
Mozambique	18-21	25	23.4
São Tomé and Príncipe	22	1-10	0.2
Somalia	18-20	25	9.3
Tanzania	20-22	25	44.8
Latin America and Caribbean			
Bahamas, The	20-22	15	0.3
Barbados	22	1-10	0.3
Cuba	22-24	1	11.3
Dominica	22	1-10	0.1
Dominican Republic	21-24	1	9.9

Grenada	27	1-10	0.1
Haiti	21-24	1	10.0
Jamaica	22	1-10	2.7
Saint Lucia	22	1-10	0.2
Saint Vincent and the Grenadines	22	1-10	0.1
Trinidad and Tobago	22-24	10	1.3
U.S. Virgin Islands	21-24	1	0.1
Indian and Pacific Ocean			
Comoros	20-25	1-10	0.7
Cook Islands	21-22	1-10	0.0
Fiji	22-23	1-10	0.9
Guam	24	1	0.2
Kiribati	23-24	1-10	0.1
Maldives	22	1-10	0.3
Mauritius	20-21	1-10	1.3
New Caledonia	20-21	1-10	0.3
Philippines	22-24	1	93.3
Samoa	22-23	1-10	0.2
Seychelles	21-22	1	0.1
Solomon Islands	23-24	1-10	0.5
Vanuatu	22-23	1-10	0.2

Table 5: Levelized cost calculations of various sizes of OTEC plants

OTEC plant size (MW)	100	200	400
Capacity factor	95%	96%	97%
2010 Initial capital cost (\$) [28]	1,389,098,117	2,219,524,281	3,473,736,373
Lifetime (years)	30	30	30
WACC (%)	7.4%	7.4%	7.4%
Capital Recovery Factor	0.084	0.084	0.084
Annualized capital cost (\$/year)	116,473,678	186,103,597	291,267,296
Levelized capital costs (\$/MWh)	140	111	86
Annualized O&M costs (\$/year) [32]	44,802,606	75,475,182	124,200,366
Levelized O&M costs (\$/MWh)	54	45	37
LCOE (\$/MWh)	193.80	155.52	122.24
Average LCOE (\$/MWh)	142.0		

Table 3: Estimated capital cost /kW from previous OTEC literature

Year	Plant description	Plant Size (MW) net	Plant type-cycle	Output	\$ (2010)/kW installed
1990	Land-based [19]	1	OC ¹³	Electricity / Water	28,000
1990	Land-based with second stage water-production [19]	1	OC	Electricity / Water	35,400
1990	Land-based [19]	10	OC	Electricity / Water	16,400
1990	Land-based with second stage water production [19]	10	OC	Electricity / Water	22,600
1980	Moored plant [3]	40	CC ¹⁴	Electricity	11,400
1982	Phase IV PREPA [3]	40	CC	Electricity	13,000
1982	GE tower-mounted [3]	40	CC	Electricity	16,000
1985	Land-based [3]	40	CC	Electricity	17,000
1980	Grazing plantship[3]	46	CC	Ammonia	8,410
1990	Floating (Moored) [19]	50	H ¹⁵	Electricity / Water	10,600

1990	Land-based [19]	50	CC	Electricity	12,600
2010	Open-cycle [27]	51	OC	Electricity / Water	10,751
2010	OTEC plantship - closed-cycle[27]	54	CC	Electricity	8,430
2009	OTEC unit (sub-sea floating vessel design) [23]	100	CC	Electricity	2,680
2010	Floating ship [24]	100	CC	Electricity	4,000
2009	OTEC conventional floating unit [23]	100	CC	Electricity	4,250
2011	Grid-connected [28]	100	CC	Electricity	13891
1990	Methanol plantship [19]	200	CC	Methanol	7,580
2011	LMC ¹⁶ Grid-connected [28]	200	CC	Electricity	11098
1978	LMC spar-type configuration (AL-tube) [21]	240	CC	Electricity	4,020
1978	LMC spar-type configuration (Ti-tube) [21]	240	CC	Electricity	5,110
1990	Ammonia plantship [19]	386	CC	Ammonia	3,990
2011	LMC Grid-connected [28]	400	CC	Electricity	8684
2011	LMC Energy carrier [28]	400	CC	Ammonia	8944
1975	OTEC Ammonia plant ship – APL [20]	500	CC	Ammonia	2,430
1975	OTEC Ammonia plant ship [20]	500	CC	Ammonia	3,250
1975	OTEC Ammonia plant ship – TRW [20]	500	CC	Ammonia	5,090
1975	OTEC Ammonia plant ship - LMC [20]	500	CC	Ammonia	8,660

Table 4: Range of costs in OTEC plants (\$/kW installed)

Range of costs \$/kW installed	Water ducting	Platform	Power generation	Heat exchangers	Deployment	Energy transfer
Max	18942	6776	5698	5501	5250	3300
median	512	1436	707	1797	219	834
Min	30	530	184	586	13	202

ANEXO II

Tablas sobre la clasificación de la toxicidad de diferentes fluidos.

	Low toxicity	High toxicity	
Flammable	A3	B3	Lower flammable limit $\leq 0.10 \text{ kg/m}^3$ or combustion heat $\geq 19,000 \text{ kJ/kg}$
Slightly flammable	A2	B2	Lower flammable limit $> 0.10 \text{ kg/m}^3$ and combustion heat $< 19,000 \text{ kJ/kg}$
Non-flammable	A1	B1	No lower flammable limit based on the modified tests of the ASTM E681-85
	No known toxicity for concentrations $\leq 400 \text{ ppm}$	Toxicity for concentrations $< 400 \text{ ppm}$ (based on LEA-TWA data or equivalent indices)	

Table 13.1. *AFNOR classification of refrigerant fluids depending on their toxicity and flammability*

	Simple authorization	Seveso low threshold authorization	Public utility authorization
Files to produce			
Permit application			
Impact assessment	X	X	X
Risk assessment	X	X	X
Health & Safety Notice	X	X	X
Positioning of dangerous elements in the criticality table	X	X	X
Application of prevention of dangerous phenomena criteria			X
Periodic inventory of dangerous substances	X	X	X
Five-yearly update of risk assessment		X	X
Safety management			
Major Accident Prevention Policy		X	X
Safety Management System			X
Internal Operating Plan		X	X
Private Intervention Plan			X
Applicable texts			
Decree of 16 July 1997	X	X	X
Financial constraints			
TGAP (pollution tax – coefficient)	3	3	6
Financial deposit			X

Table 13.2. Files to do with the establishment classification regime