

TECNOLOGÍA OTEC (III). POSIBILIDADES EN ESPAÑA Y SIMULACIÓN DE COSTE

Introducción

El artículo presente es la parte final de una serie de tres documentos cuyo objetivo es la difusión de la tecnología OTEC (*Ocean Thermal Energy Conversion*) entre el público en general y la Armada en particular.

Para información de los lectores, el primero de ellos versa sobre los rasgos generales de este método de extracción energética renovable. En la segunda parte, se pretende profundizar en los detalles de las plantas OTEC, en los aspectos históricos y en la comparación con otros tipos de producción energética. El documento final presenta las zonas más propicias

para su instalación en el territorio nacional, así como una simulación aproximada de la inversión requerida para una planta de 50 MW.

Espero que el lector lo encuentre de su interés y disfrute de este humilde trabajo.

Posibilidades de la tecnología OTEC en Canarias

Como se ha mostrado en anteriores artículos, el desarrollo e instalación de dispositivos OTEC tiene un gran potencial, pero, como cualquier elemento, también consta de sus limitaciones, y la más significativa es su localización. Para

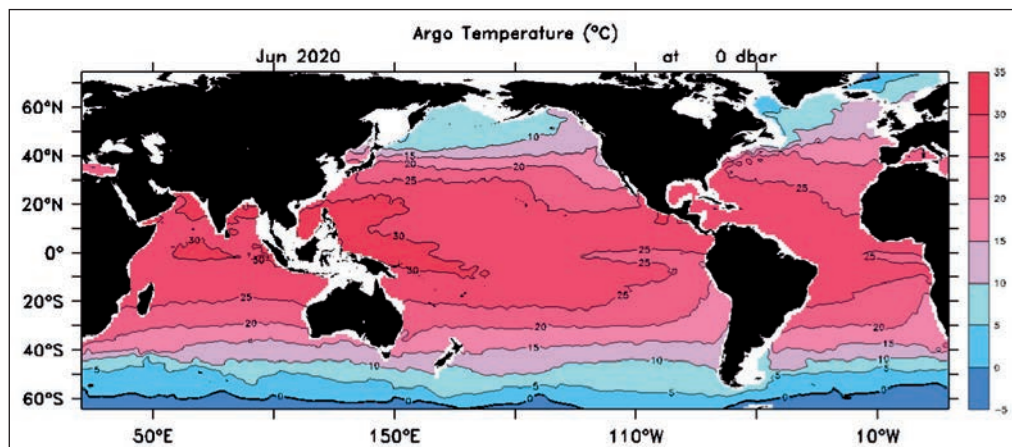


Figura 1. Reparto de temperatura superficial del mar a nivel mundial. Junio 2020. (Fuente: ARGO)



que las plantas operen correctamente, debe existir una diferencia de temperatura entre la superficie y las profundidades del mar de mínimo 18°C ininterrumpidamente. Como de forma generalizada se pueden obtener 3°C constantes a un kilómetro de profundidad, el verdadero factor limitante es encontrar una situación en la que el agua superficial no caiga por debajo de los límites anteriormente impuestos. Estas localizaciones se concentran en latitudes bajas próximas al ecuador, donde la radiación solar es mayor. En la figura 1, puede observarse cómo se repartieron estas temperaturas en el globo durante el mes de junio de 2020.

Si la figura 1 se contrasta con la figura 2, podemos comprobar que durante los meses más fríos —enero del mismo año— en el hemisferio norte los cambios son evidentes. En el caso de España, la línea que divide el rango los 20° – 25°C de los 5° – 20°C se mantiene en la costa sur de la Península en verano, mientras que se traslada a latitudes más próximas a las islas Canarias en invierno.

Por lo tanto, aunque el territorio peninsular de España está catalogado como no apto para la operación de plantas OTEC al no mantener durante las épocas invernales el gradiente térmico necesario, existen excepciones. Es el caso del archipiélago canario, que se encuentra

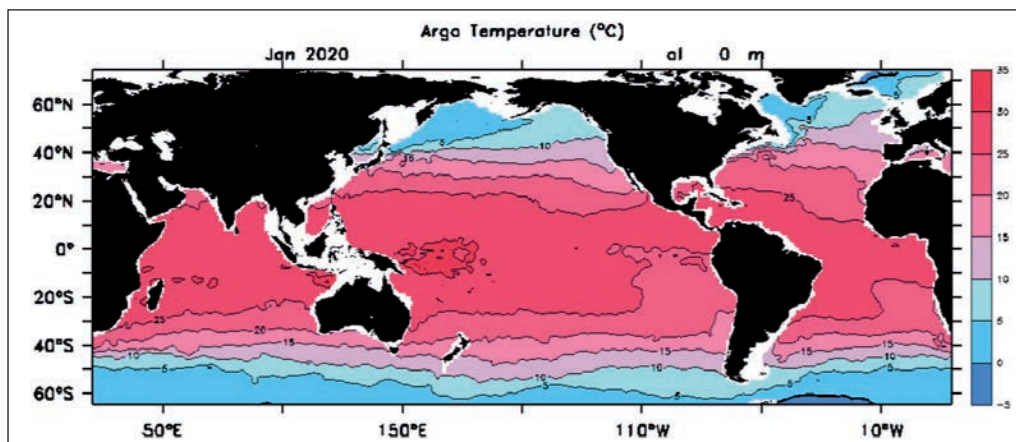


Figura 2. Reparto de temperatura superficial del mar a nivel mundial. Enero 2020. (Fuente: ARGO)

en el límite superior de esta franja óptima, por lo que es viable la instalación de dispositivos OTEC. El inconveniente es la disminución en el rendimiento, al no conseguirse amplias diferencias de temperatura entre el agua superficial y profunda.

El archipiélago de las Canarias es un grupo de islas de nacionalidad española, situadas en el océano Atlántico, frente a la costa de Marruecos. Pueden clasificarse como islas mayores Tenerife y Gran Canaria, con sus capitales de provincia en Santa Cruz de Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria respectivamente. Destacan por aglutinar a la mayor parte de la población canaria y contener las instalaciones industriales, portuarias y militares de mayor relevancia. Por otro lado, las islas menores están compuestas por La Palma, El Hierro y La Gomera, en la provincia

tinerfeña, mientras que Fuerteventura y Lanzarote pertenecen a la provincia de Las Palmas. En la figura 3 podemos observar su distribución geográfica.

Como cualquier territorio insular distante, su aprovisionamiento entraña una serie de complicaciones a las que no es necesario hacer frente en el resto del país —a excepción, en menor medida, del archipiélago balear—, y uno de los aspectos de mayor relevancia es su dependencia energética, ya que más de la mitad de su potencia eléctrica es producida gracias a la quema de combustibles fósiles. Esta diferencia se acentúa especialmente en las islas mayores, más industrializadas. En la figura 4 se muestran los datos en MW de lo anteriormente comentado.

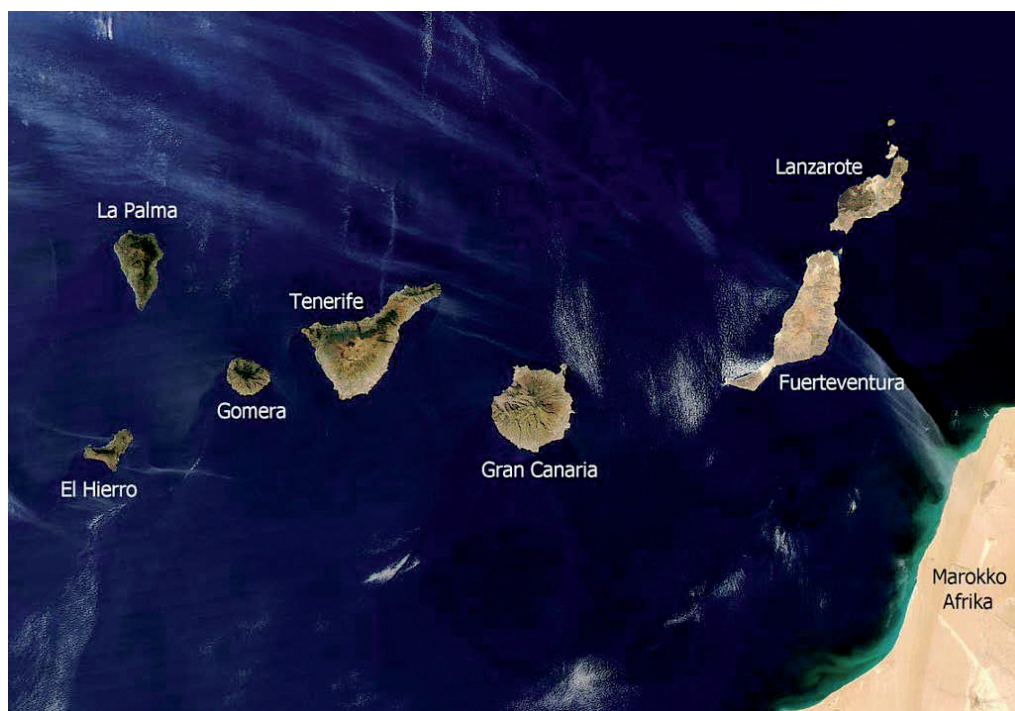


Figura 3. Archipiélago canario. (Fuente: ARGO)

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

Figura 4. Configuración del parque de generación de cada isla canaria según potencia eléctrica. Año 2019.
(Fuente: ARGO)

La desigualdad entre demandas es sustancial. Se pueden distinguir tres tipos de situaciones en base a los datos extraíbles de la última fila de la figura 4, que cuantifican la cantidad de energía eléctrica aportada. La primera de ellas es la concerniente a las islas mayores —Tenerife y Gran Canaria—, que superan el GW de potencia. Seguidamente se encuentran Lanzarote, Fuerteventura y La Palma, que sobrepasan el centenar de MW, y por último, se sitúan El Hierro y La Palma, que no superan el límite mencionado.

El elevado coste de la producción energética en territorios insulares, sumado a su dependencia de los combustibles fósiles, crea un entorno en el que la introducción de vectores de explotación de energía renovable es extremadamente factible. Un ejemplo de ello puede observarse en el archipiélago hawaiano, en el que el precio de los combustibles alcanza un sobrecoste del 70 por 100. Debido a esto, la in-

vestigación de estas tecnologías verdes es mucho más importante que en cualquier otro territorio estadounidense.

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

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

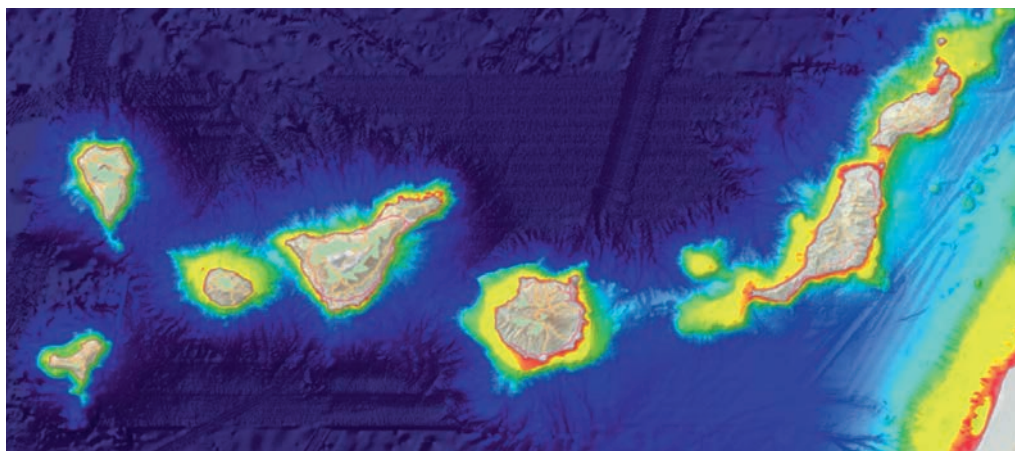


Figura 5. Perfil submarino del archipiélago canario. (Fuente: ARGO)

¿En qué parte del archipiélago canario es viable la instalación de una planta OTEC?

La orografía del archipiélago canario, sobre todo la submarina, es muy propensa a ofrecer localizaciones donde la instalación de dispositivos OTEC es viable. Su naturaleza volcánica ha hecho que durante siglos de continua actividad magmática se hayan elevado del fondo oceánico hasta constituir no sólo territorios elevados por encima del nivel del mar, sino también para albergar el punto más alto del país: el volcán del Teide, con 3.715 metros sobre el nivel del Atlántico. Esta orografía submarina puede observarse en la figura 5.

Los colores en la imagen tienen los significados que recoge la tabla 1:

La ventaja que esta realidad supone para la tecnología OTEC es especialmente relevante. La necesidad de encontrar un gradiente térmico adecuado no sólo viene impuesta por una alta temperatura superficial, sino también por el acceso al agua fría profunda. Para esto último son indispensables largas tuberías conectadas a plantas de bombeo de alta potencia, aunque su consumo excesivo puede hacer inviables proyectos de esta índole en términos económicos.

Habiéndose analizado todas las islas, el caso de Tenerife es el que más posibilidades ofrece. Como puede observarse en la figura 6, la parte sur de la isla es más propensa a albergar instalaciones OTEC debido a la prácticamente inexistente plataforma submarina. Es de especial relevancia la singularidad que presenta el espacio submarino de Tenerife con respecto al resto de islas. Existe una inusual incisión submarina en la parte sureste que permite alcanzar grandes profundidades a distancias relativamente pequeñas de la costa. La zona

Color	Cota de profundidad (m)
Rojo	0-45
Amarillo	45-70
Verde	100-1.200
Azul	Más de 12.000

Tabla 1. Relación de los colores con la profundidad. (Fuente: ARGO)

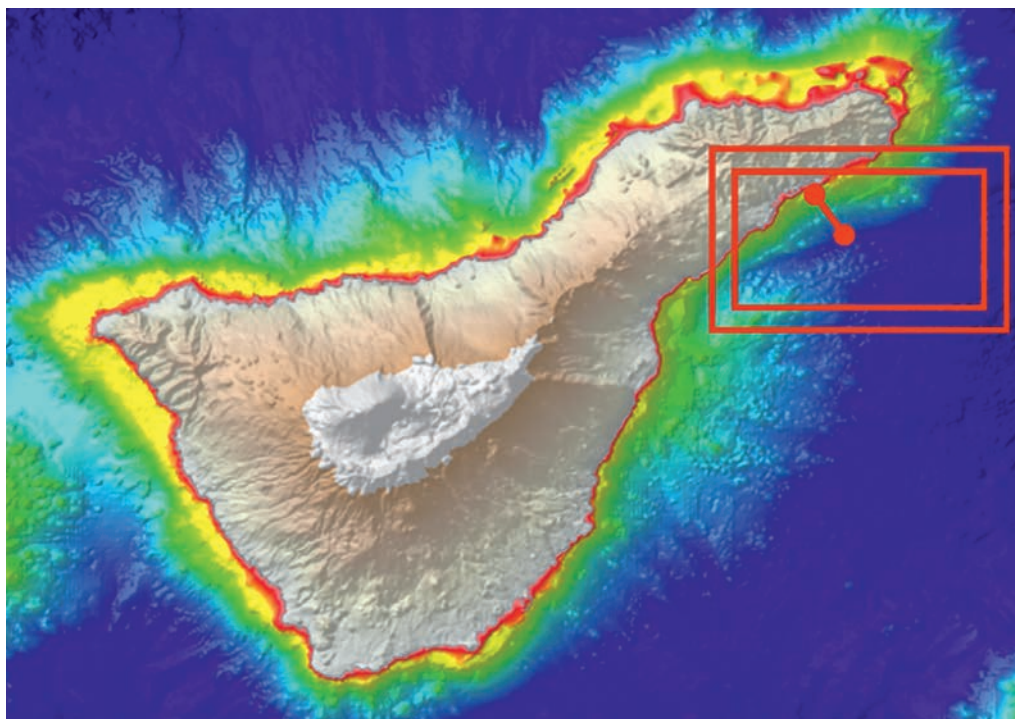


Figura 6. Imagen del relieve submarino de la isla de Tenerife. (Fuente: ARGO)

descrita aparece enmarcada con dos cuadros rojos para su mejor localización.

En esta zona, donde se encuentra la singularidad mencionada, la orografía submarina presenta unas características que permiten

alcanzar el kilómetro y medio de profundidad a poca distancia de costa. La figura 7 muestra el perfil de esta línea.

Además, el perfil de veril estudiado es el que presenta la pendiente más constante de todos

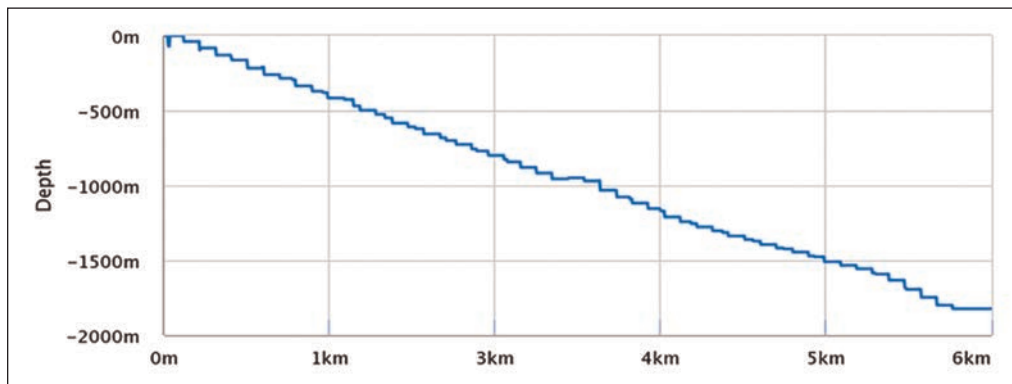


Figura 7. Perfil del relieve submarino de la isla de Tenerife. (Fuente: ARGO)

y, aunque es cierto que no alcanza tan rápidamente como otros la profundidad necesaria para la obtención de agua a 4° C, es el que mayores cotas ofrece sin cambios sustanciales en la orografía.

Costes aproximados de la instalación de una planta OTEC

Para poder realizar el análisis económico de la planta propuesta, primero ha de hacerse una estimación de los costes. Para ello, en la tabla 2 se detallan los diferentes costes de la posible planta OTEC.

Existen otros costes que han de tenerse en cuenta, como los relacionados con la instalación eléctrica y los elementos de control, que

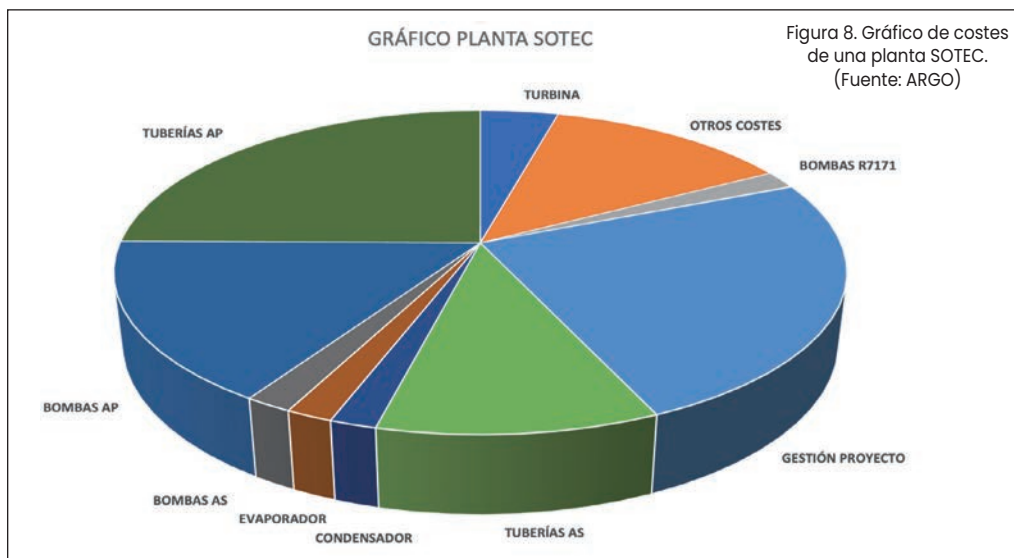
se estiman en el 26 por 100 del coste total obtenido a partir de la suma de todos los elementos de la planta. Por otro lado, los asociados a la gestión del proyecto y a la ingeniería constituirían el 42 por 100.

El coste total de la planta puede parecer elevado, pero si se compara con las inversiones necesarias en la construcción de centrales nucleares (entre los 4.000 y 5.000 millones de euros) o las centrales térmicas (450), podemos concluir que es un precio competitivo. Además, estos valores de coste coinciden con el rango de precios que la bibliografía estima que costarán los dispositivos OTEC (70-200 millones de euros).

En la figura 8 se muestra un gráfico con la distribución de los costes de la planta SOTEC

ELEMENTO	COSTE UNITARIO (millones de euros)	CANTIDAD	COSTE TOTAL (millones de euros)
Turbina	3,5	2	7
Bombas AP	0,55	40	22
Bombas AS	0,25	12	3
Bombas R717	0,03	4	0,12
Tubería AP	-	8	42
Tubería AS	-	6	18
Evaporador	0,75	4	3
Condensador	0,75	4	3
Coletores solares	0,008	380	3,04
			101,16
Otros costes			27,46
Gestión proyecto			42,48
TOTAL			171,1

Tabla 2. Costes de una planta SOTEC. (Fuente: ARGO)

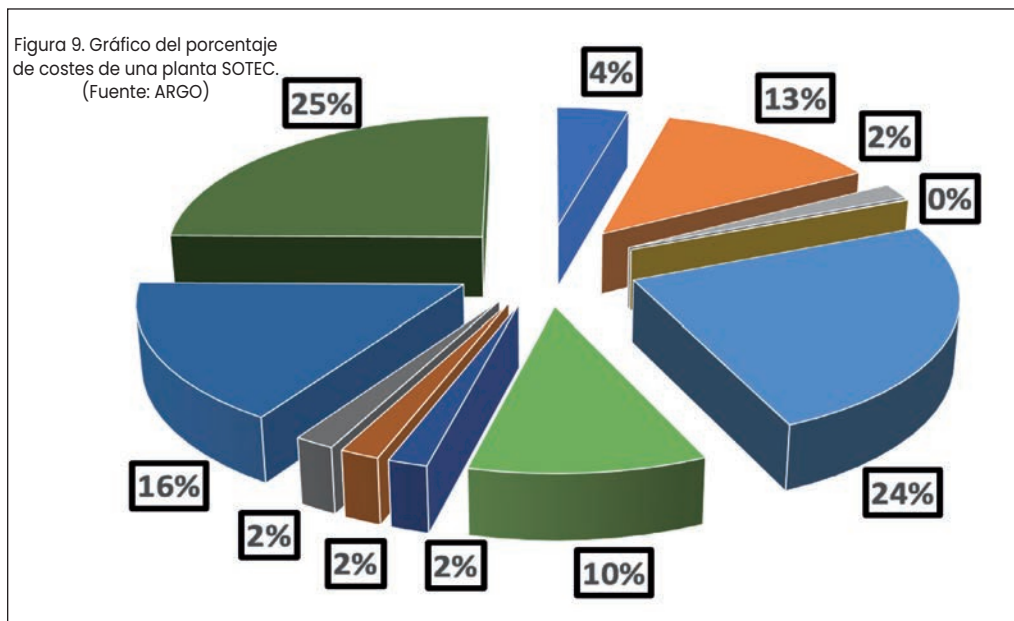


(tecnología OTEC con rendimiento aumentado gracias a la radiación solar) obtenidos en la tabla 2. Debe tenerse en cuenta que el coste

En la figura 9 se muestran los porcentajes que representa el coste de cada elemento.

de las bombas de R717 no es apreciable en dicha imagen.

Otro parámetro a considerar es el precio por kW neto instalado. En el caso de la planta SOTEC existen dos valores: uno para cuando la



planta opere en su régimen normal y otro para cuando sea posible aplicar los colectores solares y potenciar la producción de energía eléctrica. Éstos se encuentran representados en las siguientes ecuaciones:

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

Precio del kW neto instalado en modo OTEC convencional.

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

Precio del kW neto instalado en modo SOTEC.

Si estos valores se comparan con los de las plantas nucleares o térmicas —las primeras operan en el orden de 7,000 €/kW y las segundas de 2,200 €/kW—, es posible concluir que es una energía competitiva, ya que, a pesar de que tiene valores superiores a los de las centrales térmicas, producen entre un 90 y un 75 por 100 menos de contaminantes en todos los ámbitos.

Otro buen indicador de la viabilidad económica de la planta OTEC que se pretende instalar es su comparación con las fuentes de energía presentes en la zona de operación. Según los datos de la OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía), el día 15 de marzo de 2022 el precio del MW/h llegó a los 311,71 euros en España. De igual manera, los combustibles fósiles alcanzaron récords históricos, con un coste de 1,87 euros el litro, lo que implicaba que el precio del barril de Brent (159 litros) llegara a 297,33 euros.

Esto crea un entorno en el que el coste del combustible casi triplica el establecido como límite en el pico de Hubbert, incrementando el coste de la energía producida por los recursos fósiles. Por tanto, las circunstancias son favorables para la introducción de la tecnología OTEC a nivel de explotación comercial.

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

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

BIBLIOGRAFÍA

- «Energía maremotérmica», en <http://kimerius.com/app/download/5781434351/Energ%C3%ADa+maremot%C3%A9rmica.pdf> (acceso 11 de marzo de 2022).
- Instituto Español de Oceanografía, ARGO España, 2020, en <https://www.oceanografia.es/argo/> (acceso 12 de marzo de 2022).
- Terry de Loredó, María (2018): *Energía Marina: Estado del Arte, Situación y Perspectivas de los Sistemas de Gradiente Térmico OTEC*. Trabajo Fin de Grado, en <https://addi.ehu.es/bitstream/10810/29293/2/MARIA%20TERRY%20DE%20LOREDO%20-%20TFG%281%29.pdf> (acceso 12 de marzo de 2022).
- Jacques Descloitres: «Imagen satélite de las Islas Canarias». MODIS Rapid Response Team, NASA/GSFC, 2002.
- Gobierno de Canarias: *Anuario Energético de Canarias 2019*, en <https://www.gobiernodecanarias.org/energia/materias/anuarios-energeticos/>
- Bernal Francisco, Marisela (2016): *Estudio técnico y económico de una planta OTEC y sus usos secundarios en México*. Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
- Martí, J. A.; Plocek, T. J.; Laboy, M. A. J.: «Implementación comercial de la conversión de energía océano termal: Aspectos ambientales e implicaciones socio económicas», en <http://www.offinf.com/ImplementacionAIDIS> (acceso 12 de marzo de 2022).
- Gil Alba, R. (2016): Estudio sobre la implantación de la tecnología maremotérmica. Trabajo Fin de Grado, en https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/27764/TFG_Raul_Gil_Alba.pdf (acceso 12 de marzo de 2022).
- European Marine Observation and Data Network: «EMODnet Bathymetry DTM», 2020. <https://www.emodnet-bathymetry.eu/> (acceso 12 de marzo de 2022).
- Nihous, G. C.; Syed, M. A.: «Financing strategy for small OTEC plants». *Pergamon*, vol. 38, n.º 3, pp. 201-211, 1997.
- Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE): «Resultados del mercado en noviembre de 2022», <https://www.omie.es/> (acceso 15 de marzo de 2022).