



**Universidad  
de Holguín**

FACULTAD  
DE INGENIERÍA  
DPTO. INGENIERÍA MECÁNICA

**PLANTA CONVERTORA DE ENERGÍA TÉRMICA MARINA CON AMONIACO.  
FUNDAMENTOS Y SELECCIÓN**

**TRABAJO DE DIPLOMA**

**Autor: Alexey del Cristo Doimeadios.**

**Departamento de ingeniería Mecánica. Universidad “Oscar Lucero Moya” Holguín**

**Tutor: Dr.C. Carlos Albero Trinchet Varela P.T**

**Dr.C Roberto Pérez Rodríguez, PT**

**Holguín**

**2021**

## RESUMEN

El acelerado deterioro ambiental y su enorme impacto en la salud humana son evidentes. Resulta impostergable la sustitución de los combustibles fósiles por tecnologías que empleen las fuentes renovables de energía. El potencial energético del mar es inconmensurable. Existen diferentes tecnologías que utilizan las diversas formas de energía marina y en especial las Plantas Conversoras de Energía Térmica Marina (PCETM). Se desconocen sus principios y potencialidades energéticas. No se ha identificado un método o procedimiento que permita seleccionar la más adecuada para un entorno marino específico. Estudios multidisciplinarios realizados en Cuba establecen la posibilidad de invertir en este tipo de planta para ubicarla en la Bahía de Nipe. A diferencia de las tecnologías eólicas, solares, la biomasa e hídrica, las marinas constituyen inversiones de riesgo. El objetivo de la investigación: es definir los fundamentos de las PCETM y sus criterios para su selección. Se examinan diferentes investigaciones y proyectos para definir los principios de funcionamiento. Los resultados obtenidos al identificar un modelo conceptual y un método de selección, en un proyecto mexicano, desarrollado en las costas del Estado de Veracruz, permitirán definir los recursos tecnológicos y capital humano necesario para seleccionar la PCETM con amoniaco; adecuada para trabajar en la Bahía de Nipe, a partir del conocimiento de sus criterios sociales, tecnológicos, oceanográficos de evaluación.

## SUMMARY

The accelerated environmental deterioration and its enormous impact on human health are evident. The substitution of fossil fuels by technologies that use renewable sources of energy cannot be postponed. The energy potential of the sea is immeasurable. There are different technologies that use the various forms of marine energy and especially the Marine Thermal Energy Conversion Plants (PCETM). Its energetic principles and potential are unknown. No method or procedure has been identified to select the most suitable for a specific marine environment. Multidisciplinary studies carried out in Cuba establish the possibility of investing in this type of plant to locate it in the Bay of Nipe. Unlike wind, solar, biomass and water technologies, marine technologies are risk investments. The objective of the research: is to define the foundations of the PCETM and its criteria for their selection. Different investigations and projects are examined to define the principles of operation. The results obtained by identifying a conceptual model and a selection method, in a Mexican project, developed on the coast of the State of Veracruz, will allow to define the technological resources and human capital necessary to select the PCETM with ammonia; suitable for working in the Bay of Nipe, based on the knowledge of its social, technological, oceanographic evaluation criteria.



## ÍNDICE

	Pág
INTRODUCCIÓN.....	7
Capítulo 1. TECNOLOGÍA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA MAREMOTÉRMICA.....	3
1.1 Tecnología.....	3
1.2 Origen.....	9
1.3 Eficiencia de PCETM:.....	11
1.4 Beneficios de PCETM:.....	13
1.5 Desventajas y limitaciones de PCETM:.....	17
1.6 Impacto ambiental.....	18
1.7 Potencial.....	20
1.8 Consideraciones económicas y mercado potencial.....	20
Capítulo 2. MÉTODOS PARA LA SELECCIÓN DE PROYECTOS PCETM.....	29
2.1 Factores a considerar para la instalación de una planta PCETM.....	30
2.2 Proyectos de plantas actuales en operación.....	32
2.3 Descripción de los proyectos.....	37
2.4 Procedimiento:.....	38
2.6 Análisis de la zona de estudio Bahía de Nipe:.....	42
2.7 Medición del Gradiente Térmico:.....	45
2.8 Estimación la eficiencia del ciclo Rankine:.....	49
2.9 Comprobación del rendimiento energético del ciclo Rankine:.....	54
CONCLUSIONES.....	¡Error! Marcador no definido.
RECOMENDACIONES.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXOS.....	¡Error! Marcador no definido.

## Índice de Figuras

Figura 1-1. Esquema conceptual de una planta PCETM de ciclo abierto. ....	4
Figura 1-2. Esquema del ciclo híbrido PCETM .....	8
Figura 1-3. Coste de inversión de planta maremotérmica .....	29
Figura 2-1. Planta otec on-shore, de ciclo cerrado en la Isla Kumejima, Japón. ....	33
Figura 2-2. Instituto de Energías Oceánicas (IOES) de la Universidad .....	34
Figura 2-3. Vista general de la planta otec de 30 kW. ....	34
Figura 2-4. Ubicación de la planta otec on-shore en Goseong, Corea del Sur. ....	35
Figura 2-5. Planta PCETM onshore en la Isla la Reunión, Francia. ....	36
Figura 2-6. Ubicación de la planta otec Hawaii-II.....	37
Figura 2-7. Esquema del ciclo cerrado PCETM .....	38
Figura 2-8. Diagrama metodológico. ....	39
Figura 2-9. Temperatura media anual de las aguas superficiales de las costas cubanas .....	40
Figura 2-10. Bahía de Nipe .....	41
Figura 2-11. Mapa batimétrico sobre el Golfo de México .....	43
Figura 2-12. Área de estudio del Golfo de México. ....	44
Figura 2-13. Diagrama del proceso propuesto para el ciclo Rankine cerrado. ....	53

## Índice de Tablas

Tabla 1-1. Sitios potenciales de PCETM en función del costo de combustible y agua .....	23
Tabla 1-2. Estimaciones de costos para la nave central CC- PCETM de 100 MW (COE para tasa fija del 10%, 20 años, O&M anual 1% por ciento del costo de capital) .....	23
Tabla 1-3. Estimación del capital inicial (\$/kW) en 2010.....	26
Tabla 2-1. Comparación de costo de operación según el tipo de planta(Noriega.2006).....	32
Tabla 2-2. Principales zonas de estudio para evaluar el potencial maremotérmico. ....	44
Tabla 2-3. Valores de temperatura promedios para el año 2011.....	46
Tabla 2-4. Valores de temperatura promedios para el año 2011.....	46
Tabla 2-5. Gradiente de temperatura durante el año 2011.....	48
Tabla 2-6. Gradiente de temperatura durante el año 2012.....	48
Tabla 2-7. Parámetros base para el cálculo de potencial maremotérmico. ....	49
Tabla 2-8. Parámetros termodinámicos base para el cálculo de potencial maremotérmico. ....	50

Tabla 2-9. Parámetros termodinámicos para el amoníaco. ....	51
Tabla 2-10. Eficiencia de los diversos componentes del ciclo Rankine.....	52
Tabla 2-11. Coeficientes para el cálculo de diversas pérdidas.....	54
Tabla 2-12. Coeficientes de pérdidas para la obtención de la .....	56
Tabla 2-13. Diversas pérdidas para la obtención.....	56
Tabla 2-14. Temperaturas promedio a cada una de las zonas de estudio.....	57

## INTRODUCCIÓN

Los combustibles fósiles se encuentran actualmente bajo presión por diversos motivos, desde mayor inaccesibilidad para reservas decrecientes de crudo, hasta la menor aceptación social de su uso por los altos impactos ambientales y de salud asociados. Esto genera una alta volatilidad en los costos y aumenta la inseguridad energética del país. Por otra parte, la energía nuclear puede generar grandes cantidades de energía pudiendo reemplazar a los combustibles fósiles, sin embargo, no es una fuente de energía limpia.

Sus residuos son altamente tóxicos y es una de las fuentes de energía que más controversias generan. Por tales motivos es de particular relevancia investigar y desarrollar otras opciones de generación de energía, que satisfagan la demanda eléctrica nacional, actual y proyectada, disminuyendo los impactos sociales y ambientales.

Del total de agua que posee el planeta el 97% lo representa el agua de los océanos. En la actualidad aproximadamente el 10% de la población vive en zonas costeras a menos de 10 metros sobre el nivel del mar (IECZ por sus siglas en inglés, *Low Elevation Coastal Zones*), que representan el 1.8% de la superficie terrestre total. De 2010 a 2100 se espera que las personas que habitan en LECZ pasará de 704 millones a más de 1 000 millones (*Silva et al., 2014*). Los recursos marinos ofrecen un gran potencial de suministro de energía y agua. Diversos estudios y análisis estiman que la cantidad de energía oceánica oscila alrededor de los 5 000 GW de potencia instalada (Sener, 2012).

### **Situación problemática:**

Existen diferentes tecnologías que utilizan las diversas formas de energía marina y en especial de las Plantas Conversoras de Energía Térmica Marina (PCETM).

Se desconocen los principios y potencialidades energéticas de las PCETM.

No se identificó un método o procedimiento que permita seleccionar la PCETM más adecuada para un entorno marino específico.

**Problema de Investigación:** Se desconocen los fundamentos del funcionamiento de las PCETM, así como los criterios para su selección.

**Objeto de investigación:** La planta de conversión de energía térmica marina.

**Objetivo de investigación:** Definir los fundamentos de las PCETM y los criterios para su selección.

**Campo de acción:** Los fundamentos y criterios de evaluación de las PCETM con amoníaco.

**Hipótesis de la investigación:**

Es posible definir los fundamentos y criterios de evaluación de las PCETM con amoníaco, si se examinan los principios de funcionamiento y la experiencia de los proyectos en desarrollo...

**Resultados esperados:**

Definir los recursos tecnológicos y capital humano necesario para seleccionar la PCETM con amoníaco, adecuada para trabajar en la Bahía de Nipe, a partir del conocimiento de sus criterios de evaluación.



## **CAPÍTULO 1. TECNOLOGÍA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA MAREMOTÉRMICA**

### **1.1 Tecnología**

El aprovechamiento de los gradientes térmicos de las aguas oceánicas se lleva a cabo en las denominadas plantas maremotérmicas. En estas plantas se transforma la energía térmica, en energía eléctrica, utilizando un ciclo termodinámico denominado “ciclo de *Rankine*”, en honor del ingeniero y físico británico William John Macquorn Rankine (1820-1872). En este ciclo se emplea calor para evaporar un líquido, que posteriormente se utiliza en el accionamiento de una turbina, la cual se acopla a un generador eléctrico y así producir energía eléctrica.

La tecnología de plantas conversoras de energía térmica marina conocida por sus siglas en inglés como (*OTEC*) utiliza para su funcionamiento el ciclo de calor termodinámico y puede tener tres modalidades: abierto (*Rankineotec* para generar electricidad por medio de turbinas de vapor (*CO*, por sus siglas en inglés), cerrado (*cc*, por sus siglas en inglés) e híbrido.

**Existen básicamente tres tipos de sistemas para el aprovechamiento de esta fuente de energía:**

- Sistemas de ciclo abierto.
- Sistemas de ciclo cerrado.
- Sistemas de ciclo híbrido.

#### **Ciclo Abierto**

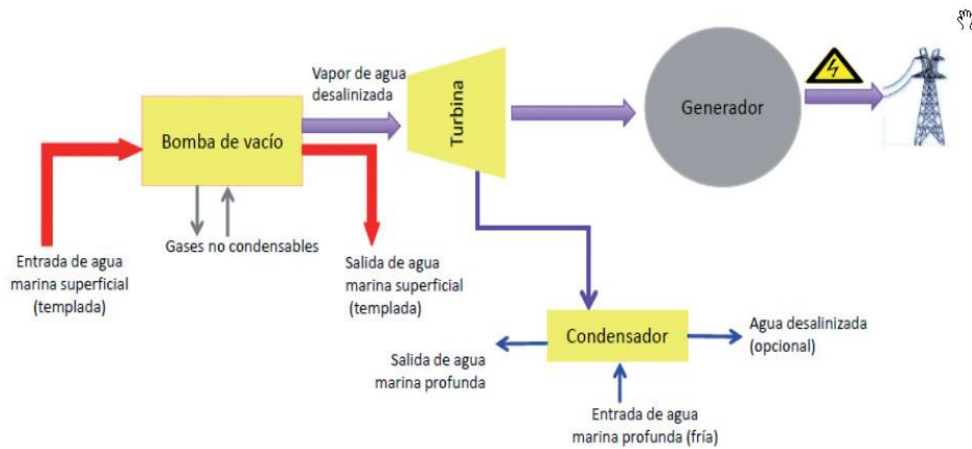


Figura 1-1. Esquema conceptual de una planta PCETM de ciclo abierto.  
 Fuente: (Fernández, 2009).

En el ciclo abierto, también conocido como ciclo de Claude, usa el agua marina como fluido de trabajo, este funciona cuando el agua marina superficial ( $\sim 25^{\circ}\text{C}$ ), llega a su punto de ebullición, convirtiendo el líquido en vapor, este se dirige hacia una turbina conectada a un generador para producir energía eléctrica y luego se dirige a un condensador; en el que se obtiene de nuevo agua líquida saturada a una presión y temperatura aproximadas de 1.7 kPa y  $15^{\circ}\text{C}$ , respectivamente. Este procedimiento se lleva a cabo utilizando agua fría del mar, bombeado desde las profundidades del mismo (aproximadamente 1 000 m) como fluido refrigerante. El agua del condensador se regresa al mar, así el proceso se repite de manera continua.

Es en el proceso de evaporación es donde la mayor parte de sales se precipita, este vapor es el que pasa a la turbina y luego al pasar en el condensador se recupera el agua sin sal, pero la desalinización pasa en el evaporador.

Una planta pequeña puede producir de 1 MW a 10 MW de electricidad neta y producir  $1\ 700\ \text{m}^3$  a  $3\ 500\ \text{m}^3$  de agua dulce al día. Estas cantidades podrían cubrir las necesidades de comunidades de aproximadamente 4 500 a 100 000 personas (OTEC Matters, 2015; Morales et al., 2014; Vega et al., 2002).

Dado que el fluido de trabajo es agua marina, no representa daño ambiental, pero el costo de mantenimiento podría ser elevado porque se promueve la corrosión de los equipos. Además, se debe considerar que una instalación de este tipo requiere de equipos especiales para eliminar gases disueltos en el agua de mar, que no son condensables. El ciclo de Claude tiene ciertas características que lo hacen distinto a otros ciclos, por ejemplo, en el evaporador de un ciclo abierto se usa un sistema de aspersion para que el agua tibia se evapore en una mayor proporción. A este método de evaporación se le llama evaporación *flash*; es decir, disminuye súbitamente la presión para evaporar un fluido (Bernal-Francisco, 2016).

El rendimiento de este sistema es muy bajo pues está sobre un 7%, además es preciso consumir energía para bombear el agua fría de las profundidades del mar para condensar el vapor y para accionar la bomba de vacío del evaporador. Se estima que entre un 20% a un 30% de la potencia eléctrica generada se consume en las operaciones de bombeo (Fernández, 2008).

Se considera que el agua tibia de mar está a 25 [°C] y el agua fría a 4 [°C] y que tan solo el 5% del agua tibia de mar se convierte en vapor seco. Las ecuaciones de balance de energía y masa son las siguientes: El trabajo real de la turbina:

$$W_{TR} = \dot{m}_4 (h_4 - h_{sr}) h_{sr} = h_4 - \eta_T (h_4 - h_{5s}) \quad (1.1)$$

$W_{TR}$  = Trabajo real de la turbina [kW]

$\eta_T$  = Eficiencia de la turbina [%]

$\dot{m}_4$  = Flujo másico de la turbina [kg/s]

$h$  = Entalpía [kJ/kg]

Trabajo real de las bombas de agua fría y agua tibia de mar:

$$W_{BR} = \frac{\rho g Q H}{\eta_B} \quad (1.2)$$

$W_{BR}$  = Trabajo real de la bomba

$\rho$  = Densidad [kg/m<sup>3</sup>]

$g$  = Gravedad [m/s<sup>2</sup>]

$Q$  = Caudal másico [m<sup>3</sup>/s]

$H$  = Carga de la bomba [m]

$\eta_B$  = Eficiencia de la bomba [%]

$$H = h_f + \frac{v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\gamma} + z_2 - \frac{v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\gamma} + z_1 \quad (1.3)$$

Dónde:

$h_f$  = Disipación de energía por fricción [m]

$z_2$  = Altura final [m]

$z_1$  = Altura inicial [m]

$\gamma$  = Peso específico [kg/m<sup>2</sup>s<sup>2</sup>]

$v_2^2$  = Velocidad final [m/s]

$v_1^2$  = Velocidad inicial [m/s]

$$h_f = f \left( \frac{L}{\theta} \right) \left( \frac{v^2}{2g} \right) + k \left( \frac{v^2}{2g} \right) \quad (1.4)$$

El primer término corresponde a la caída de presión en tuberías, mientras que el segundo término corresponde a la caída de presión en accesorios.

Dónde:

$f$  = Coeficiente de fricción

$L$  = Longitud de tubería [m]

$v$  = Velocidad media del fluido [m/s]

$K$  = Coeficiente empírico de caída de presión en accesorios

El coeficiente de fricción se obtiene del diagrama de Moody en función del número de Reynolds y de la rugosidad relativa.

$$f = f(Re, \varepsilon r)$$

$$Re = \left(\frac{\rho v p}{\mu}\right) \quad \varepsilon r = \left(\frac{\varepsilon}{\theta}\right) \quad (1.5)$$

Dónde:

$Re$  = Número de Reynolds

$\varepsilon r$  = Rugosidad relativa

$\varepsilon$  = Coeficiente de rugosidad del material [m]

Este balance aplica tanto para la bomba de agua fría como para la de agua caliente, al ser diferentes las propiedades del agua el trabajo de las bombas será diferente.

En el caso del condensador:

$$Q_c = Q_{AF}$$

$$\dot{m}_6(h_5 - h_6) = \dot{m}_{10}(h_{11} - h_{10}) \quad (1.6)$$

Dónde:

$Q_c$  Calor del condensado [kW]

$Q_{AF}$  Calor del agua de enfriamiento [kW]

$\dot{m}_6$  = Flujo másico del fluido de trabajo [kg/s]

$\dot{m}_{10}$  = Flujo másico del agua de enfriamiento [kg/s]

Para el evaporador flash:

$$Q_{EF} = \dot{m}_2(h_3 - h_2) \quad (1.7)$$

Dónde:

$Q_{EF}$  = Calor del evaporador flash [kW]

El balance de masa es el siguiente:

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 = \dot{m}_3 = \dot{m}_4 + \dot{m}_7\dot{m}_9 = \dot{m}_{10} = \dot{m}_{11}\dot{m}_4 = \dot{m}_5 = \dot{m}_6\dot{m}_4 = 0.05 * \dot{m}_3 \quad (1.8)$$

### Ciclo híbrido

El ciclo híbrido es una de las derivaciones del ciclo abierto de PCETM, 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.

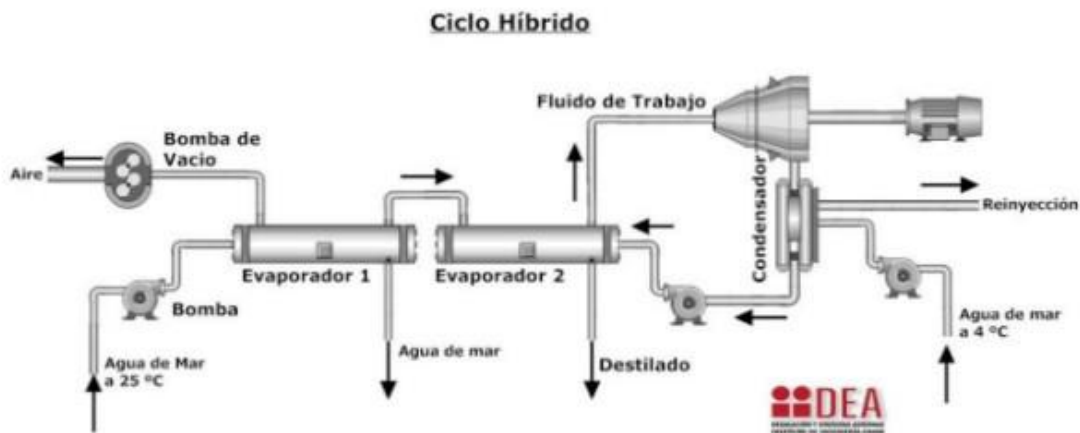


Figura 1-2. Esquema del ciclo híbrido PCETM, Fuente: Terry, De Loredo (2018)

Algunos estudios de mercado han sugerido que los sistemas PCETM que pueden proporcionar electricidad y agua, pueden penetrar en el mercado con más facilidad, que las plantas dedicadas exclusivamente a la generación de energía. El ciclo híbrido PCETM se

concibió como una respuesta a estos estudios. Los ciclos híbridos combinan las capacidades de producción de agua potable de PCETM de ciclo abierto con el potencial de grandes capacidades de generación de electricidad que ofrece el ciclo cerrado. Se han propuesto algunas 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.

## **1.2 Origen**

La primera y principal fuente de energía atmosférica procede del Sol. Las radiaciones que inciden sobre la superficie de la Tierra están formadas por ondas de pequeña longitud de onda, que en parte son absorbidas por el ozono en la estratosfera y gran parte por las nubes, que la reflejan nuevamente al espacio en un 34% y el 66% de la energía restante que es absorbida por la superficie terrestre. Sin embargo, existe un equilibrio anual entre la energía absorbida por la Tierra y la que esta emite de nuevo al espacio; de no ser así, la Tierra sufriría un incremento continuo de temperatura, que se estima en 1,5°C diarios.

En la actualidad, dos terceras partes de la superficie de la Tierra están cubiertas de agua, y un porcentaje muy elevado (97,7%) de esta agua se encuentra en el mar. Por tanto, una gran parte de la radiación solar absorbida por la superficie terrestre se lleva a cabo en el mar. El agua del mar, comparada con las tierras, tiene un calor específico más alto, es decir; la cantidad de calor necesario para elevar un grado su temperatura, es más elevado. Por tanto, se calienta y se enfría más lentamente que la tierra. Sin embargo, en la tierra la radiación solar se queda casi toda en la superficie, mientras que, en el agua del mar, la

radiación solar penetra alcanzando generalmente una profundidad promedio de cien metros, pero que puede propagarse hasta los mil metros.

La penetración de estas radiaciones depende principalmente de la turbidez, es decir, de la cantidad de materia sólida que se encuentra en suspensión. Todo lo anterior hace que el mar sea el colector solar y el sistema de almacenamiento de energía más grande del mundo. Además, la gran inercia térmica de los océanos permite que la temperatura sea más estable en ellos y menos marcados sus cambios en el transcurso del día y de las cuatro estaciones del año, que en los continentes. Así se profundiza en el mar y la intensidad de la radiación decrece, por lo que la temperatura disminuye.

Por tanto, puede decirse de forma muy simple, que la distribución vertical de temperaturas en el océano abierto consiste en dos capas separadas por una interface. Una capa superior de agua relativamente caliente con una temperatura uniforme; puede extenderse de los 20 a los 200 metros de profundidad, dependiendo de las condiciones locales.

Debajo de esta franja existe una zona limítrofe, denominada termoclina, que algunas veces se caracteriza por un descenso brusco de la temperatura y con mayor frecuencia por un cambio gradual. Esta franja que puede considerarse comprendida entre los 200m y 400m de profundidad, divide a las aguas superficiales en menos densas y menos salinas; de las aguas de las profundidades, más frías, densas y salinas. La temperatura de la capa inferior decrece progresivamente hasta alcanzar 4°C a 1km.

En general cuando en los océanos se alcanzan profundidades de 1.500 metros o mayores, la temperatura del agua puede ser menor de 4°C en cualquier parte del mundo, independientemente de la temperatura superficial. En las profundidades de los abismos a 11 kilómetros de la superficie, la temperatura es menor de 2°C, levemente superior al punto de congelación del agua salada, que para una salinidad de 25% es de aproximadamente 1,33°C.

La diferencia de temperaturas entre la capa superior (caliente) y la capa inferior (fría) se encuentra en el intervalo de 10°C a 25°C, hallándose valores más elevados en las aguas



ecuatoriales. Este gradiente térmico oceánico supone una importante fuente de energía, denominada energía maremotérmica, la cual puede ser aprovechada para producir electricidad mediante la utilización de una máquina térmica que cualitativamente, operaría de forma idéntica a una central térmica convencional.

Es factible aprovechar a pequeña escala el gradiente térmico de los océanos. Las posibilidades de esta técnica se han ido potenciando a lo largo de los años debido a la transferencia de tecnología asociada a las explotaciones petrolíferas fuera de costa. El desarrollo tecnológico alcanzado en la instalación de plataformas profundas, la utilización de materiales compuestos y las nuevas técnicas de unión, harán posible la implantación de plantas maremotérmicas más fiables. Será necesaria una mayor investigación en la construcción de las turbinas utilizadas en el proceso para que las centrales de mayor tamaño (mayores de 20MW) puedan desarrollarse.

Actualmente existen diversos programas de investigación y desarrollo de plantas maremotérmicas en muchos lugares del mundo. Probablemente cuando los precios y la escasez de combustibles fósiles hagan viable económicamente a las centrales maremotérmicas, entonces las instalaciones se multiplicarán en aquellas partes del mundo que cumplan con los requisitos básicos para su funcionamiento.

### **1.3 Eficiencia de PCETM:**

La diferencia de temperatura entre el flujo de agua caliente y el flujo de agua fría, tiene un fuerte impacto en la eficiencia del sistema. Es por eso que antes de implementar una planta, es necesario para su diseño realizar meticulosas simulaciones de la operación.

La eficiencia de una máquina térmica está limitada por el principio de Carnot.

Dónde:

$$\eta = \frac{T_W - T_C}{T_C} \quad (1.9)$$

$\eta$  = Eficiencia de Carnot

$T_W$  = Temperatura absoluta del agua cálida

$T_C$  = Temperatura absoluta del agua fría

En una planta PCETM el gradiente térmico entre el agua superficial y el agua profunda, debe ser convertido para alcanzar el máximo rendimiento de la planta. La eficiencia teórica de la planta es del 8%, cuando el gradiente térmico es del orden de 21°C. La eficiencia térmica obtenida suele estar entre 1% - 3% y se debe a diversos factores; por ejemplo:

1- Para obtener una cantidad significativa de energía, se necesitan grandes cantidades de flujo de agua.

2-La tecnología es muy sensible a pérdidas energéticas (Grupo idea, 2016; otec Matters, 2015).

En el sistema PCETM la conversión energética térmica-mecánica la impulsa un gradiente muy bajo comparado con un proceso hidro-termoeléctrico que tenga como base energética los hidrocarburos (Syamsuddin et al., 2015). Lograr una alta eficiencia termodinámica dentro del ciclo de la planta es de vital importancia, pues de lo contrario se generarían las siguientes consecuencias físicas:

- Grandes requerimientos de flujo de agua.
- Tuberías muy largas.
- Cantidades considerables de calor transferido a las aguas superficiales.
- Tamaño de planta exorbitante (Shapiro, 2014).

Algunas investigaciones recientes acerca del incremento de eficiencia de PCETM señalan lo siguiente:

- Entre mayores sean las diferencias de temperaturas entre superficie y fondo del agua de mar, mayor eficiencia térmica se obtendrá en la turbina. Por ejemplo, para una planta de 15 kW, con un ciclo cerrado y amonio como fluido de trabajo, se tiene una máxima eficiencia de 73% con una diferencia de temperatura de 19.7°C (Fengyun et al., 2016).

- A mayor profundidad de bombeo de agua marina, mayor eficiencia tendrá la planta. Por ejemplo, para una planta de 10 MW, se encontró que el valor máximo de eficiencia a un menor costo fue de 3.37% a una profundidad de bombeo de 600 m (flujo de agua fría) y una profundidad del agua de retorno de 100 m (Soto, 2014).
- Al aumentar la potencia de la planta, aumenta la eficiencia de la misma, por ejemplo, una planta de 5 MW, genera una eficiencia de 2.6%; mientras que una planta de 40 MW tiene una eficiencia de 3.4% (Soto et al., 2014).
- Usar un nuevo tipo de ciclo, llamado ciclo de bomba expulsora ep-otec. Este tipo de ciclo produce una eficiencia del 4%, el cual es mayor que los ciclos normalmente utilizados (2.9% de eficiencia). Utiliza un eyector líquido de vapor y una bomba motriz, con un fluido de trabajo R125a. En la entrada del evaporador, se instala un distribuidor que divide al flujo de trabajo de dos formas:
  - 1) En el evaporador se genera un intercambio de calor con el agua marina superficial, el fluido es transformado en vapor de alta presión, el cual impulsa la turbina y finalmente es arrastrado al eyector de vapor líquido.
  - 2) La otra parte del fluido pasa a través de la bomba motriz instalada en la entrada del eyector (Jung-In et al., 2017).

En la actualidad se trabaja en el diseño y fabricación de evaporadores y condensadores que sean más eficientes. Utilizar celdas solares en el sistema PCETM, puede aumentar 1.5 veces la eficiencia térmica neta anual que el sistema convencional. Sin embargo, aún falta realizar más estudios acerca de esta nueva tecnología llamada sotec (Yamada et al., 2009)

#### **1.4 Beneficios de PCETM:**

Hay plantas que representan un mercado lucrativo para muchas industrias. Algunos de los beneficios que provienen de la instalación de una planta de este tipo son:

- Fuente de energía abundante, renovable y geográficamente diversa.
- No dependen de combustibles fósiles ni de las fluctuaciones del mercado mundial.

- Generación de agua rica en nutrientes.
- Producción cantidades considerables de agua dulce.
- Producción de sistemas de enfriamiento (puede ahorrar entre el 75% a 85% de los costos en aire acondicionado).
- Producción de Hidrógeno.
- Producción de Litio.
- Producción de minerales (Hossain *et al.*, 2013; Vega, 2007).

Una planta PCETM de 10 MW, puede producir 52 5000 MW/h en un año de electricidad neta; mientras que la producción diaria puede ser de millones litros de agua dulce, 260 kg de cloruro de litio y 150 000 botellas de agua mineral (Hossain *et al.*, 2013).

Por otra parte, la instalación de una planta otec de modo flotante con generación de 100 MW, puede generar los siguientes beneficios:

- Provee electricidad para 100 000 personas, produciendo 800 millones de kW al año.
- Reemplaza 1.3 millones de barriles de petróleo y evita la generación de 800 000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año.
- Produce 120 millones de litros de agua dulce al día.
- Promueve el transporte de 4 km<sup>3</sup> de agua rica en nutrientes al año, que puede servir para cultivar 70 toneladas de mariscos al día.
- Produce 1 300 kg de hidrógeno líquido por hora mediante electrólisis (Johnson, 2013).

### **Producción de Agua Potable**

La co-producción de cantidades grandes de agua dulce es una de las ventajas principales del proceso de PCETM. Hasta 2.6 millones de litros diarios de agua dulce (dotación suficiente para una población de 17 000 habitantes) se pueden producir por MW de capacidad bruta instalada de energía eléctrica (Aviña, 2007). El agua dulce es el resultado

de la evaporación del agua superficial marina usada como fluido de trabajo (ciclo abierto). La evaporación ocurre porque el agua marina superficial se expone a un proceso de vacío parcial que disminuye su punto de ebullición a 23°C aproximadamente, obteniendo vapor de baja presión (Kim *et al.*, 2013).

En el ciclo abierto, este vapor se pasa a través de una turbina de baja presión (que acciona un generador para producir electricidad) y después el agua dulce líquida es condensada al transferir calor al agua de mar fría a través de un intercambiador de calor y finalmente se bombea para su mejor aprovechamiento (Aviña, 2007; Kim *et al.*, 2013).

### **Aire acondicionado (Proceso Swac)**

El agua de mar fría obtenida de la profundidad puede proporcionar un gran caudal que permita su utilización para generar aire acondicionado, incluso después de haber pasado a través de la planta PCETM. Como regla general, se puede mencionar que por cada 10 MW generado de energía bruta en una planta PCETM, se puede producir 5 MW de aire acondicionado extra. En la zona costera se podrían tener las siguientes ventajas: Para una comunidad que está cerca de una fuente de agua de mar, la demanda total de aire acondicionado es grande, el costo total de energía local es alto, la utilización del aire acondicionado es bastante (para la mayoría de la gente en las zonas costeras) y la distribución terrestre no es extensa (de fácil acceso a la carga de aire acondicionado).

Bajo estas circunstancias y con el desarrollo y operación de la planta los ahorros de energía se han calculado teóricamente en un 90%, siendo la planta de Goseong la que más ha experimentado con este proceso al alcanzar un ahorro de un 45% manteniéndose en estudio (Aviña, 2007; Kim *et al.*, 2013; Kim, 2015 *conversación personal*).

### **Acuicultura**

El agua de mar de las profundidades que se extrae de una planta PCETM tiene aplicaciones secundarias muy importantes; enfriamiento, alimento y puro.

### **Ventajas principales:**

- **Enfriamiento:**

La baja temperatura constante del mar profundo no solo permite el cultivo de organismos comerciales de agua fría en zonas tropicales, sino que también proporciona (cuando está mezclado con agua superficial o al calentarse con el sol tropical) medios exactos del control de la temperatura, confiable y rentable sobre la gama de temperaturas completas de 6° a 25°C (Aviña, 2007; Kim *et al.*, 2013).

- **Alimento:** (rico en nutrimentos) el mar profundo se enriquece con nitrógeno disuelto, fósforo, carbono y otros productos químicos que son esenciales para el crecimiento fioplanctónico en el océano (Aviña, 2007; Kim *et al.*, 2013).

- **Puro:** debido a que existen organismos de tamaño pequeño en las profundidades del mar, de la cual se bombea el agua, esta presenta muy pocos patógenos o células viables de organismos fotosintéticos. Esto permite el cultivo -libre de enfermedades- de organismos sensibles y la producción de cultivos puros de organismos productores sin interferencia de especies competidoras (Aviña, 2007).

### **Agricultura de agua fría (ColdAg)**

Otra de las aplicaciones es la conocida como “*Coldag*” o agricultura de agua fría. El agua fría se entuba y se desplaza por debajo del suelo cultivable para enfriarlo (de manera indirecta). Este proceso ayuda a que las raíces del plan se mantengan frías y genera condensación de la humedad presente cerca del suelo (aproximadamente con 10°C); produciendo temperaturas a nivel de suelo de entre 25 y 30°C.

A medida que el agua continúa enfriándose penetra a través del suelo hasta que alcanza el punto más frío de la zona de la raíz. Mientras que el agua emigra a través del suelo y acumula los minerales y nutrimentos esenciales. Fuera de la superficie de cultivo, el calor del sol (35-38°C en zonas tropicales) calienta la flor y el fruto y el calor se difunde debajo del vástago de la raíz, generando un gradiente térmico que resulta del frío de la raíz con el calor de las hojas (García-Huante, 2015)

Este proceso daría como resultado un fruto un tercio más grande en tamaño y un cuarto más dulce en comparación con un fruto cultivado en condiciones normales, además que se

podrían cultivar plantas de zonas templadas y semi-templadas en zonas tropicales. En Hawaii se han cultivado especies vegetales como fresa, uva, zanahoria, cebolla, manzana, durazno, y otros. En Corea del Sur se experimenta con jitomate, chile rojo y calabaza utilizando agua fría oceánica diluida (de 1:50 a 1:200 ppm) e invernaderos para aclimatar los cultivos a temperaturas mayores a 30°C en el interior, además de la producción de fertilizantes para los mismos cultivos (Kim, 2014).

### **Producción de hidrógeno**

La energía obtenida en una planta PCETM es suficiente para producir hidrógeno (por medio de electrólisis) y licuarlo. Debido a que la planta trabaja las 24 horas del día durante todo el año, la producción de hidrógeno sería continua (Aviña,2007).

### **Otros**

Se han buscado otras aplicaciones para una planta de gradiente térmico oceánico entre las que destacan: producción de hielo, producción de combustibles secundarios (metanol), obtención de minerales (litio, uranio), producción y manufactura de aluminio, producción de amoníaco, producción de sal de cocina, empleo de agua oceánica superficial diluida para lavado y sanitizado de productos alimenticios, etc. (García-Huante, 2015).

### **1.5 Desventajas y limitaciones de PCETM:**

- Se necesita una inversión considerable para construir una planta (alrededor de 50 y 100 millones de dólares americanos para una planta pequeña de 10 MW).
- Aún no se ha demostrado el funcionamiento de una planta a nivel comercial.
- PCETM solo es adecuada para funcionar en sitios con un gran gradiente térmico y con cercanía al mar profundo.
- Es ecológicamente controversial, pues no se ha probado el impacto ecológico que tendrá la planta a gran escala.

- No existe un marco regulatorio para el funcionamiento de PCETM.
- El nivel de madurez de la tecnología se encuentra principalmente en nivel trl 6 (Modelo de sistema o demostración del prototipo).
- En general la capacidad de generación de las plantas que se han construido están por debajo de 1 MW.
- Se debe mejorar la tecnología y diseño de los componentes del sistema para que soporten condiciones marinas extremas.
- Aún hace falta reducir los riesgos tecnológicos (Hyeon-Ju Kim, 2017; TP Ocean, 2016).

Uno de los grandes retos que enfrenta el sistema son mejorar la calidad y disminuir los costos de los intercambiadores de calor usados para la evaporación y condensación, pues representan entre el 20 al 40% del costo total de la planta (Fernández, 2008).

Otro problema es la longitud y diámetro de las tuberías por las que pasa el agua de mar. Se ha estimado que se necesitan entre 1 000 y 2 000 metros cúbicos de agua marina por segundo para que el sistema funcione y a mayor demanda de volumen de agua, mayor es el diámetro de las tuberías (aprox. 10m).

Otra limitante en cuestión tecnológica es mejorar la instalación del tubo en aguas profundas que deben soportar las duras condiciones del mar profundo (presión, corrientes, bioincrustaciones, etc.) (tp Ocean, 2016; World Energy Resources, 2016).

## **1.6 Impacto ambiental**

### **Ventajas:**

1. Las plantas maremotérmicas usan fuentes naturales de energía, que son abundantes, limpias y renovables. El agua caliente de las superficies y el agua fría de las profundidades de los océanos reemplazan a los combustibles fósiles para generar electricidad.



2. Las plantas maremotérmicas adecuadamente diseñadas producen poco o nada de dióxido de carbono u otras sustancias químicas contaminantes que contribuyen a la lluvia ácida o al calentamiento global (el “efecto invernadero”)
3. Los sistemas maremotérmicos pueden producir agua potable y electricidad. Esto constituye una ventaja significativa en islas donde el agua potable es escasa.
4. Hay suficiente energía solar almacenada en las capas calientes superficiales del agua de los mares tropicales para cubrir la mayor parte de las actuales necesidades energéticas de la humanidad.
5. El empleo de plantas maremotérmicas como fuente de electricidad ayudará a reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados.
6. El agua fría del mar procedente de los procesos maremotérmicos puede tener diversos usos adicionales, incluyendo acondicionamiento de aire de edificios, alimentación de peces, crustáceos, algas y otras plantas marinas que se encuentran en estas aguas profundas. Muchos nutrientes.

**Desventajas:**

1. Las plantas maremotérmicas producen electricidad actualmente a un costo superior al que se obtiene mediante el empleo de combustibles fósiles. Los costos de la electricidad podrían reducirse significativamente si la planta operase sin importantes revisiones en 30 años o más, pero no se disponen de datos sobre los ciclos de vida de estas plantas.
2. Las plantas maremotérmicas deben instalarse donde existan diferencias de temperatura a lo largo del año de 20°C. Las profundidades del océano deben estar disponibles muy cerca de la costa para economizar las operaciones.
3. Aunque se han realizado numerosos ensayos de plantas maremotérmicas de pequeña escala, se precisa de la construcción de una planta piloto o de demostración de tamaño comercial para obtener una mayor información de su viabilidad.

4. La construcción de plantas maremotérmicas y la colocación de tuberías en las aguas costeras pueden causar un daño localizado a los arrecifes y ecosistemas marinos cercanos.
5. Son necesarios algunos desarrollos adicionales de componentes claves para que las futuras plantas maremotérmicas tengan éxito (Por ejemplo, que las tuberías para extracción del agua de las profundidades marinas sean menos costosas; construcción de turbinas de menor presión y condensadores más apropiados para los sistemas de ciclo abierto, etc.)

### **1.7 Potencial**

La radiación solar produce un gran calentamiento de las superficies marinas ecuatoriales, las cuales llegan a alcanzar temperaturas de aproximadamente 28°C. Esto da lugar a que el agua almacene una importante cantidad de energía calorífica pues, aunque esta temperatura es relativamente baja, las cantidades de agua involucradas son enormes, y el calor absorbido por un cuerpo es directamente proporcional a su masa y al incremento de temperatura al que se somete.

Para el aprovechamiento de la energía maremotérmica se requiere que el gradiente térmico sea de al menos 20°C. Por tanto, las zonas térmicamente favorables se encuentran en las regiones ecuatoriales y subtropicales.

### **1.8 Consideraciones económicas y mercado potencial**

Al considerar la economía de PCETM es apropiado determinar si los sistemas de productos múltiples, por ejemplo; los sistemas de electricidad, agua desalinizada, maricultura y aire acondicionado (AC) producen un valor más alto, ejemplo, disminuir el costo equivalente de la electricidad porque las operaciones de maricultura, como en el caso de los sistemas de aire acondicionado, solo puede utilizar una cantidad relativamente pequeña del agua de mar necesaria para las plantas térmicas y deben evaluarse independientemente de PCETM por ejemplo, el agua fría disponible en un 1 MW.

La planta PCETM podría usarse para intercambios diarios de veinticinco estanques de maricultura de 100 m x 100 m x 1 m, requiriendo más de 25 Ha de terreno. Por lo tanto, se recomienda que PCETM sea considerado para su impacto potencial en la producción de

electricidad y agua desalada y que la maricultura y AC. Los sistemas, basados en el uso de aguas profundas del océano, se considerarán desacoplados de PCETM.

PCETM es intensivo en capital, y las primeras plantas probablemente serán pequeñas y requerirán una inversión de capital sustancial. Dado el costo relativamente bajo del petróleo crudo y de los combustibles fósiles en general, es probable que el desarrollo de tecnologías PCETM sea promovido por agencias gubernamentales en lugar de por la industria privada. La motivación de los gobiernos para subsidiar PCETM puede variar mucho, desde ayuda exterior a las preocupaciones nacionales.

Para el primer caso, es probable que los países receptores ideales naciones en desarrollo independientes, sin embargo, si su situación económica es demasiado baja. La instalación de una planta PCETM en lugar de la ayuda directa en forma de dinero y bienes, puede percibirse como inadecuada ayuda. Además, la inestabilidad política podría poner en peligro la buena voluntad de ayudar a las naciones a invertir. Para el último caso, los sitios potenciales pertenecen a países desarrollados o se encuentran dentro de la jurisdicción de estos.

La comparación de los costos de producción de electricidad y agua desalada puede identificar escenarios en los que PCETM debería ser económico en relación con las tecnologías convencionales. La tabla 1 resume los resultados obtenidos para los costos de capital dados.

En la Figura 6 usando una tasa fija del 10 por ciento, préstamo a 20 años y disponibilidad de la planta PCETM de solo el 80 por ciento (Vega, 1992), costos de operación y mantenimiento correspondientes a aproximadamente el 1,5 por ciento del costo de capital. Un escenario corresponde a pequeñas naciones insulares, donde el costo de la electricidad generada con diésel y el agua dulce es tal que una pequeña planta OC- PCETM terrestre de 1 MW, con producción de agua, sería rentable en la actualidad.

Solo unos pocos sitios en todo el mundo cumplen con este escenario. Un segundo escenario corresponde a condiciones que son plausibles en varias naciones insulares donde

plantas OC- PCETM terrestres de 10 MW podría producir electricidad y agua desalinizada a un costo competitivo. Uno puede imaginar estas pequeñas plantas desplegadas, por ejemplo, en las islas del Pacífico, de modo que dentro de 20 años un total de 100 a 300 MW pueden instalarse.

Un tercer escenario corresponde a plantas PCETM híbridas terrestres para el mercado de países industrializados producir electricidad a través de un ciclo de amoníaco y agua desalinizada a través de un flash (vacío) evaporador. Este escenario sería rentable en las naciones insulares industrializadas con una duplicación del costo del combustible de petróleo o con una duplicación de los costos del agua, y para plantas de 50 MW o más.

El cuarto escenario es para plantas eléctricas PCETM flotantes, con una potencia nominal de 100 MW o más, y que albergan una fábrica o transmitir electricidad a la costa a través de un cable de alimentación submarino. Estas plantas podrían implementarse en toda la ZEE de numerosas naciones y podría abarcar un mercado importante. Estimaciones de su costo de capital y los costos resultantes de la electricidad se dan en la Tabla 1.3.

Tabla 1-1. Sitios potenciales de PCETM en función del costo de combustible y agua

Tamaño nominal, MW	TYPE	Guión	Sitios potenciales
1	CC-OT terrestre con segunda etapa para producción de agua adicional.	Diésel: \$ 45/barril Agua: \$ 1.6/m <sup>3</sup>	Situación actual en algunos pequeños estados insulares
10	Lo mismo que arriba	Gasolina: \$30/barril Agua: \$0.9/m <sup>3</sup>	Áreas insulares del Pacífico de EE.UU. y otras naciones
50	CC- PCETM híbrido con segunda etapa	Gasolina: \$50/barril Agua: \$0.4/m <sup>3</sup> O Gasolina: \$30/barril	Hawaii, Puerto Rico si el costo del combustible o el agua se duplica
50	CC- PCETM terrestre	Gasolina: \$40/barril	Lo mismo que arriba
100	Nave central CC- PCETM	Gasolina: \$20/barril	Numerosos sitios

Tabla 1-2. Estimaciones de costos para la nave central CC- PCETM de 100 MW (COE para tasa fija del 10%, 20 años, O&M anual 1% por ciento del costo de capital)

Costanero Distancia, km	El Costo importante, \$/kW	COE.\$/kW/h
10	4200	0.07
50	5000	0.08
100	6000	0.10
200	8100	0.13
300	10200	0.17
400	12300	0.22

### La producción de hidrógeno:

Varios medios de transporte de energía y suministro de plantas desplegadas en los océanos tropicales han sido considerados. La energía PCETM podría transportarse por vía eléctrica, química, térmica portadores electroquímicos. La evaluación técnica de los portadores no eléctricos conduce a la consideración de hidrógeno producido mediante electricidad y agua desalada generada con tecnología PCETM. Los productos serían transportados, desde la nave central de PCETM ubicada a distancias de aproximadamente 1.500 km (seleccionado para representar la distancia nominal, desde los océanos tropicales a los principales centros industrializados en todo el mundo) a la instalación portuaria en forma líquida para ser utilizado principalmente como combustible de transporte.

La nave central de 100 MW netos se puede configurar para producir (por electrólisis) 1300 kg por hora de líquido hidrógeno. Desafortunadamente, el costo de producción del hidrógeno líquido entregado al puerto sería equivalente a un barril de petróleo crudo de \$ 250 (aproximadamente 10 veces el costo actual). La situación es similar para los otros portadores de energía considerados en la literatura. Actualmente, el único portador de energía que resulta rentable para la energía PCETM es el cable de alimentación submarino. Esta situación puede ser diferente si se contabilizan los costos externos de producción y consumo de energía.

### **Costos externos de producción**

En la actualidad, los costos externos de producción y consumo de energía no se consideran para determinar los cargos al usuario. Considerando todas las etapas de generación, desde la extracción inicial del combustible hasta la planta desmantelamiento, se ha determinado que ninguna tecnología energética es completamente ambiental benigno. Los costos adicionales asociados con la corrosión, los impactos en la salud, las pérdidas de cultivos, los desechos radiactivos, gastos militares, subsidios por pérdida de empleo (créditos fiscales y financiación de la investigación para el presente tecnologías) se han estimado en un rango de 78 a 259 mil millones de dólares por año (Hubbard, 1991).

Excluyendo los costos asociados con la energía nuclear, el rango equivale a agregar de \$ 85 a \$ 327 a un barril de fuel oíl, aumentando el costo actual en un factor de 4 a 16. Como

mínimo, considere que el costo incurrido por los militares, solo en los EE. UU. Para salvaguardar los suministros de petróleo del extranjero es de al menos \$ 15 mil millones correspondientes a agregar \$ 23 por barril de combustible, lo que equivale a duplicar el costo actual.

Tener en cuenta las externalidades podría eventualmente ayudar al desarrollo y ampliar la aplicabilidad de PCETM, pero en el ínterin el futuro de PCETM descansa en el uso de plantas naves que albergan cerradas (o híbridas) Plantas de ciclo que transmiten la electricidad (y el agua desalada) a la tierra a través de cables eléctricos submarinos. (y tuberías flexibles).

#### **Indicadores económicos a tener en cuenta:**

Las variables económicas que afectan al diseño y el despliegue de una gama de plantas PCETM 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 PCETM, aunque también se han realizado numerosos estudios por investigadores de todo el mundo. Existen variaciones en estos estudios, 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 \$.

Tabla 1-3. Estimación del capital inicial (\$/kW) en 2010

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 <sup>2</sup> 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

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

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

Plantas de 1-10MW

Esta categoría de plantas PCETM se caracteriza porque suelen ser plantas en tierra. Están diseñadas teniendo en cuenta las características de 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 \$ y esto se debe a que todas las plantas PCETM tienen una gran cantidad de gastos indirectos [Shylesh Muralidharan].

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 m<sup>3</sup> de agua dulce por día, lo que será adecuado para una población de 4.500 a 100.000 habitantes [L. A. Vega and D. Michaelis .2010.].

Esta escala de plantas es del tamaño apropiado para algunas islas pequeñas en desarrollo (SIDS), especialmente aquellas donde la profundidad de 1 000 metros y si está a menos de 10 kilómetros de la orilla.

#### Plantas de 11-100 MW

Este tipo de planta 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 usaran para producir amoníaco. De esa forma se disminuyen los costes ya que se genera el fluido de trabajo. Una planta de este tipo es capaz de producir 125 toneladas por día.

#### Plantas mayores de 100 MW:

En este caso, las plantas son principalmente naves flotantes que generan energía utilizando la configuración de ciclos cerrados, para estas plantas los costos son muy bajos del orden de los 2430 \$/kW.

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:

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

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

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

CF= 95% a 97%, dependiendo de la planta  
 N° de horas por año= 24\*365= 8760 horas

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

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

Finalmente, para asumir los costos de inversión se puede remitir a estudios graficados mostrados en la figura 1.3

Las plantas maremotérmicas requieren de grandes inversiones de capital (Figurann). Dado el relativamente bajo precio del petróleo y de los combustibles fósiles en general. El desarrollo de plantas maremotérmicas probablemente sea promovido fundamentalmente por las agencias gubernamentales y en menor medida por la industria privada.

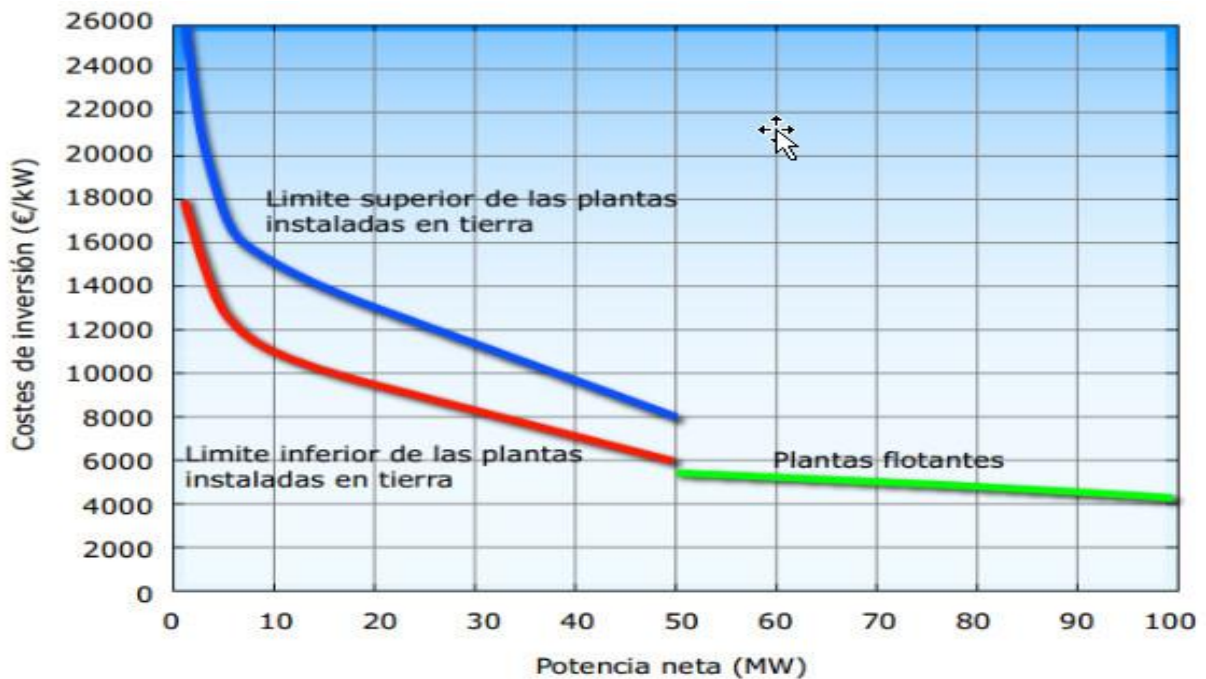


Figura 1-3. Coste de inversión de planta maremotérmica

Fuente: (Xalapa Enríquez Veracruz, Diciembre 2013)

## CAPÍTULO 2. MÉTODOS PARA LA SELECCIÓN DE PROYECTOS PCETM

La tecnología PCETM es aplicable en la mayoría de los países cercanos al mar. Los criterios más importantes para seleccionar sitios adecuados para la instalación de una planta PCETM son:

- Accesibilidad para el bombeo de agua fría.
- Profundidad para bombeo de agua fría máxima de 1000 m.
- Distancias cortas de la línea de costa al agua fría (máximo 10 km), con una pendiente topografía de 15- 20°.

- Adecuada Topo-batimetría de la zona costera para construcción.
- Gradiente térmico entre aguas superficiales y profundas de al menos 20 °C, para obtener la mayor eficiencia posible.
- Baja probabilidad de terremotos, tormentas y otros peligros naturales.
- Baja probabilidad de daños ecológicos (Vega, 2010; Syamsuddin *et al.*, 2015).

## **2.1 Factores a considerar para la instalación de una planta PCETM**

Para poder hacer factible la instalación de una planta PCETM se tienen que tener diversos factores en cuenta, el primero y más importante es tener demanda de la electricidad a generar y de los subproductos, pero también hay condiciones ambientales, oceanográficas y políticas necesarias para hacer factible la instalación de una planta PCETM.

### **Oceanográficas**

La instalación de estas plantas es propicia en latitudes entre los trópicos, es decir de 23.5° N a 23.5° S. Para la zona de interés se debe contar con cierta información que nos permitirá predecir el comportamiento de las aguas oceánicas una vez instalada una planta PCETM, algunos de los aspectos que se deben tomar en cuenta son:

- Aspectos meteorológicos: El tipo de clima de la región, (saber si se producen “Nortes” y con qué frecuencia y la intensidad, ciclones, el comportamiento del viento, de la lluvia o tormentas tropicales.)
- Hidrografía y masas de agua: Salida de agua de la plataforma continental, zonas termozalinas, termoclinas y los cambios que sufren conforme cambia el clima. Estudiar la intensidad y dirección de las masas de agua.
- Corrientes: El patrón de circulación que se forma según los vientos y a que profundidad se generan.
- Temperatura: Conocer el perfil de temperaturas en relación a la profundidad y dependiendo de la época del año.

- Salinidad: El contenido de sales disueltas u Oceanografía Biológica: Conocer la cantidad de oxígeno disuelto, el pH, dióxido de carbono total, la alcalinidad, la cantidad de nitritos, nitratos, silicatos, clorofila. Conocer que especies habitan en la zona y saber qué efecto tendrá la descarga de la planta.

- Batimetría: El perfil de profundidad que se tiene en la zona y la inclinación del talud continental.

### **Sociales y políticas**

Si se pretende proveer a una comunidad de energía eléctrica proveniente de una planta PCETM, se debe ver que la implementación de la planta tenga un buen grado de aceptación por parte de la sociedad. Se deben seguir todas las normas de construcción de las plantas, no dañar los ecosistemas circundantes a la obra, hay que asegurarse que no se estén invadiendo zonas protegidas.

El aspecto político también tiene un papel muy importante, ya que, si el gobierno en cuestión no tiene el mínimo interés en la incursión o expansión de las energías renovables, difícilmente se logrará instalar una planta de este tipo.

### **Económicas**

Según el energético empleado para la generación de electricidad variará el costo de generación de la misma y este dependerá del precio del energético, en caso de tratarse de combustibles fósiles, o de la tecnología que se use para su aprovechamiento. En la Tabla tenemos en costo de operación de diversas tecnologías y podemos ver que a pesar de que la PCETM es una tecnología cara no es la más cara. Se puede competir con las carboeléctricas tienen el costo más bajo, las tecnologías renovables pueden disminuir sus costos vendiendo toneladas de dióxido de carbono no emitidas.

Tabla 2-1. Comparación de costo de operación según el tipo de planta(Noriega.2006)

Tipo de Planta	Costo de operación [USD\$/MWh]
Nuclear	26-36
Carbón alta-eficiencia	44
Combinado	50
Biomasa	60
Biogás	65
Hidráulica	75
Eólica	85
OTEC	100
Fotovoltaica	150

## 2.2 Proyectos de plantas actuales en operación

### Isla Kumejima en Okinawa, Japón

La Isla Kumejima, es una isla pequeña de 46 km<sup>2</sup> y tiene alrededor de 8 300 habitantes. Debido a que el gobierno de Okinawa promovió la investigación en energías oceánicas para que la isla fuera cien por ciento sustentable para el año 2020 y se iniciaron proyectos para instalar una planta otec del 2003 al 2013.

PCETM comenzó sus operaciones en junio del 2013, para el mes de noviembre del mismo año había recibido hasta 1 000 visitantes y obtuvo el premio al 1º lugar de la Sociedad de Utilización de Agua Marina Profunda, en esta planta se ofrecen “tours” a todos los visitantes para que aprendan más sobre este tipo de tecnología nueva. La planta es de 100 kW compuesta por dos unidades de 50 kW cada una, es de tipo “on-shore”, de ciclo cerrado, el fluido de trabajo es R134a, tiene condensadores y evaporadores de titanio (Kobayashiet al., 2001).

El agua es bombeada desde una profundidad de 612 m y la diferencia de temperatura en esta área entre agua superficial y de fondo es de 15.4°C. La planta tiene diferentes usos

como generación de energía, aire acondicionado, acuicultura, producción de agua potable, sales y cosméticos.

Actualmente en la isla existe un nuevo mercado de agua profunda, dado que este tipo de agua es rica en nutrientes la hace ideal para mejorar la acuicultura de la región. Su principal uso es para la producción de langostinos (producen 250 toneladas de langostino al año), para producción de “Sake”, “Tofu”, cosméticos, agua mineralizada, etc. Este nuevo mercado genera 2 billones de yenes en ventas y se han creado 140 nuevos empleos (Yasuyuki et al., 2015).



Figura 2-1. Planta otec on-shore, de ciclo cerrado en la Isla Kumejima, Japón.

Fuente: KumeGuide.com. Recuperada de <https://goo.gl/Nvfzpv>.

### **Universidad de Saga, Japón**

En el Instituto de Energías Oceánicas (IOES) de la Universidad de Saga en Japón, crearon en el año 2006, una planta otec piloto de 30 kW de potencia.

Es una planta de tipo híbrido que funciona con el ciclo Uehara; además de generar energía, produce 10 toneladas de agua dulce al día. El costo de crear este instituto de investigaciones fue de 4.5 billones de Yunes (alrededor de 750 billones de pesos mexicanos) y actualmente



el instituto es uno de los más avanzados en este tipo de tecnología en el mundo y son los líderes en cuanto a energía oceánica se refiere (IOES, 2017).



Figura 2-2. Instituto de Energías Oceánicas (IOES) de la Universidad de Saga en Japón.

Fuente: IOES. Recuperado de <https://goo.gl/ysPlqF>.



Figura 2-3. Vista general de la planta PCETM de 30 kW.

Fuente: IOES. Recuperado de <https://goo.gl/ysPlqF>.



## Goseong, Corea del Sur

Corea del Sur tiene una planta “on-shore” de ciclo cerrado cuyo fluido de trabajo es el R32. La planta se ubica en la región de Goseong y comenzó sus funciones en el año 2013, produciendo un total de 20 kW de energía eléctrica, debido a que funciona con un gradiente térmico de 18 °C, solo opera en verano (Lee Ho Saeng et al., 2015).

El desarrollo de esta tecnología ha propiciado la investigación en otros rubros como la agricultura de jitomate, calabaza, chile, acuicultura de especies comerciales y propias de la región, producción de agua potable, sales y fertilizantes, utilización del agua de mar profunda, para lavado y secado de arroz, entre otros. Debido a esto se ha desarrollado un complejo industrial conocidos como SUPRC (por sus siglas en inglés), que es un centro coreano de investigación y utilización del agua de mar, que ha impulsado el desarrollo social de la población (García-Huante, 2015).



Figura 2-4. Ubicación de la planta otec on-shore en Goseong, Corea del Sur.

Fuente: García H. (2015). Posibles efectos oceanográficos por la operación de una planta PCETM en puerto Ángel, Oaxaca, México. (Tesis de Maestría). Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F

## Isla La Reunión, Francia

Esta isla está localizada en el océano Indico, tiene alrededor de 810 000 habitantes y su densidad poblacional sigue creciendo. Existe una planta piloto PCETM on-shore que produce 15 kW de energía eléctrica. Sin embargo, la compañía francesa DCNS planea construir una planta más grande en la isla para que en un futuro no muy lejano, pueda tener una planta comercial que ayude a abastecer la demanda de energía en la región (Martins et al., 2013; Gautret et al., 2009).



Figura 2-5. Planta PCETM onshore en la Isla la Reunión, Francia.  
Fuente: Grupo DCNS. Recuperada de fr.dcnsgroup.com.

## Isla de Hawaii, Estados Unidos

La isla de Hawaii tiene una superficie de 10 432 km<sup>2</sup> y alrededor de 185 079 habitantes. Actualmente la planta más grande otec se encuentra en esta isla, la cual es de ciclo cerrado, on-shore y genera de 100 a 105 kW de electricidad neta.

Esta planta fue llevada a cabo por NELHA y la compañía Maki Ocean Engineering, Inc. en el 2013, la inversión total fue de usd \$4.6 millones de dólares americanos e inicio operaciones el 14 de agosto del 2015. Es la primera planta que es conectada a la red eléctrica estadounidense y puede satisfacer la demanda energética de 120 familias al año a un costo de 19 centavos de dólar por kWh (Vega, 2010; otec news, 2017).



Figura 2-6. Ubicación de la planta otec Hawaii-II

Fuente: García (2015). Posibles efectos oceanográficos por la operación de una planta otec en puerto Ángel, Oaxaca, México. (Tesis de Maestría). Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F.

## 2.3 Descripción de los proyectos

### Ciclo cerrado

Tal como se representa en la Figura 2.7, la configuración del ciclo cerrado necesitará un fluido de trabajo que es, generalmente, amoniaco. 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.

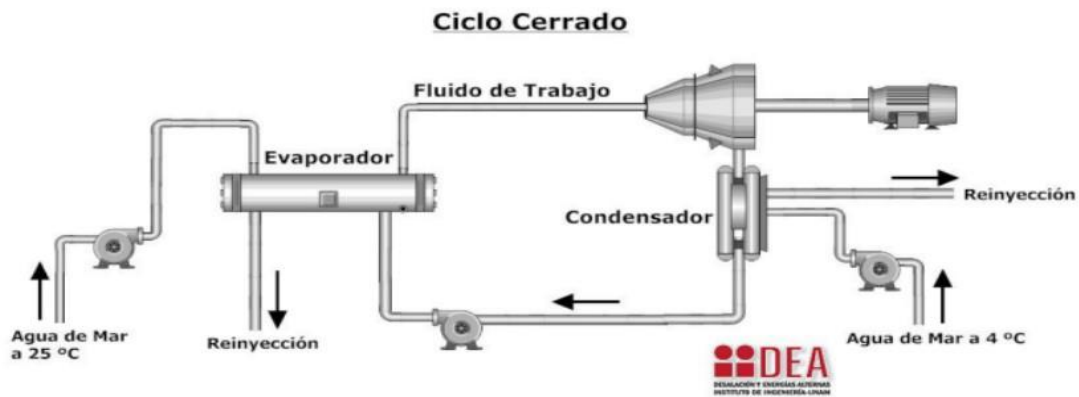


Figura 2.7. Esquema del ciclo cerrado PCETM, Fuente: Terry, De Loredó (2018)

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 PCETM 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 PCETM 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 PCETM y, por lo tanto, nació el sistema PCETM de ciclo abierto.

## 2.4 Procedimiento:

Se debe elaborar una metodología para realizar la evaluación del potencial maremotérmico, el cual se representa en la figura 10 para poner a prueba la hipótesis planteada en el siguiente trabajo.

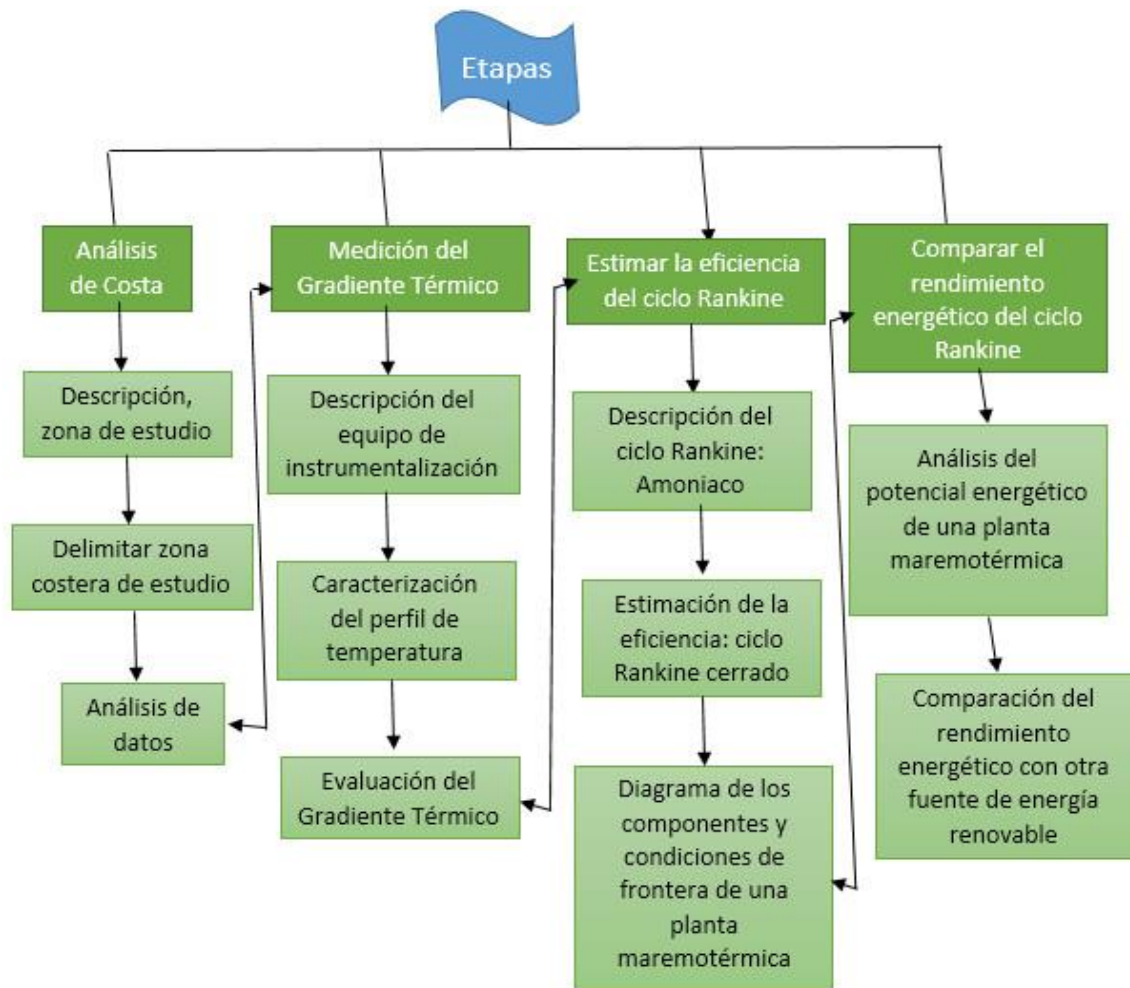


Figura 2-8. Diagrama metodológico, Fuente: (Xalapa Enríquez Veracruz, Diciembre 2013)

## 2.5 Descripción de la bahía de Nipe como un sitio con Potencial Térmico en las costas cubanas

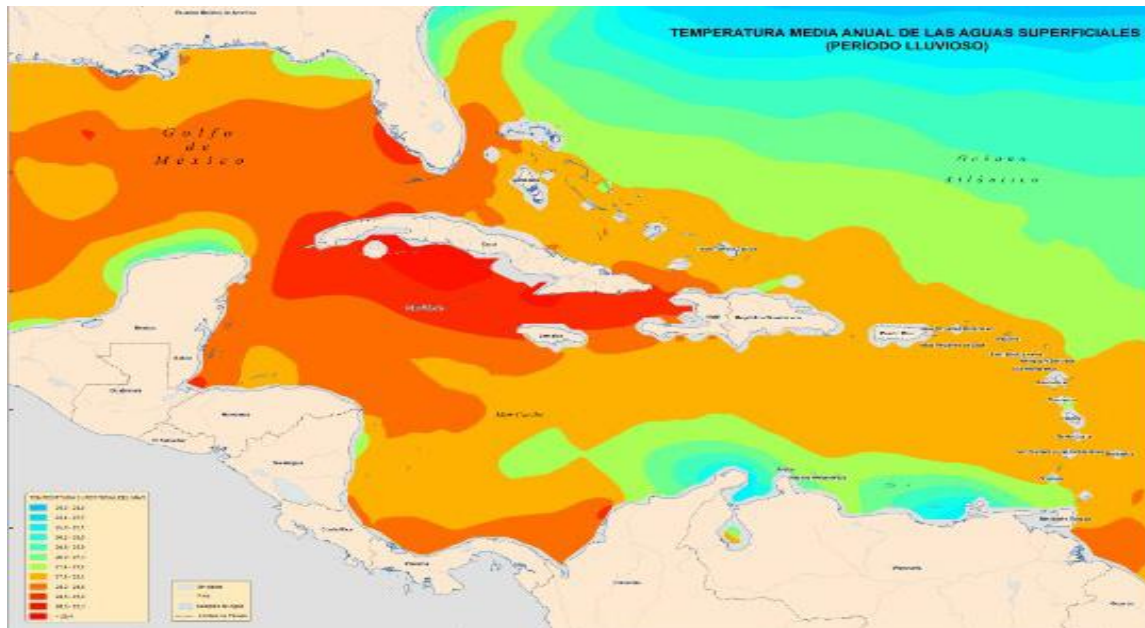


Figura 2-9. Temperatura media anual de las aguas superficiales de las costas cubanas,

Fuente: Adaptado de Hyeon-Ju K. (2017)

### Bahía de Nipe

La Bahía de Nipe está ubicada en la costa Nororiental del Archipiélago Cubano, provincia de Holguín, con  $20^{\circ}50'$  de latitud norte y  $75^{\circ}40'$  de longitud oeste. Es considerada una importante bahía de bolsa por sus dimensiones ( $220 \text{ Km}^2$ ) y profundidades que oscilan entre 9 y 25 metros en su canal de entrada presenta profundidades de hasta 70 m. Se ha calculado para este acuatorio un volumen de agua de 1700 millones  $\text{m}^3$  que se recambia en un tiempo estimado de 12.5 días promedio, para una tasa media diaria de recambio del 10% (UNICON, 1977)

Los ecosistemas costeros de la cuenca, están dados por la naturaleza de sus costas, las que de manera general se caracterizan por ser acumulativas y abrasivas cársicas, también llamadas costas rocosas las que pueden ser bajas o altas. Las acumulativas se localiza principalmente en su costa Sur, sitio donde se ubican y desembocan los ríos: Mayarí,





## **Relación del estudio a realizar en la bahía de Nipe con el realizado en Veracruz**

Para realizar el desarrollo de nuestro estudio se requieren datos de temperatura en la superficie y en la profundidad de la bahía de Nipe, junto con otras series de datos que solo se obtienen con un grupo de estudios necesarios que hasta la fecha no se han podido realizar, por lo que no se cuentan con dichos datos. Por lo que se toma como ejemplo el estudio realizado a las costas d Veracruz para tomar su metodología y así tener las bases necesarias para realizar el nuestro cuando se cuente con los datos necesarios.

### **2.6 Análisis de la zona de estudio Bahía de Nipe:**

Descripción de la zona de estudio tomada como ejemplo

Para el inicio de la investigación se caracteriza la zona de estudio que comprende la costa norte y sur del estado de Veracruz, en la (figura 2.11) propuesta se muestra una imagen satelital de la zona que comprendió el estudio del presente trabajo. Se buscó información sobre las características oceanográficas de las costas Veracruzanas, la cual comprende ecosistemas terrestres y marinos, clima, vegetación, fauna, población y principales actividades económicas, en torno a la zona de estudio por ello en capítulos anteriores se describió a detalle la zona geográfica del presente trabajo.

Con una extensión de 71,820 km<sup>2</sup>, el estado mexicano de Veracruz de Ignacio de la Llave ocupa el onceavo lugar nacional. Situado en las costas del Golfo de México, colinda al norte con Tamaulipas, al este con el Golfo, Tabasco y Chiapas; al sur con Chiapas y Oaxaca, y al oeste con Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí. Y cuenta con un litoral de 745 km de extensión.

La coordenada del área de estudio comprende de la siguiente manera, al norte 22° 28', al sur 17° 09' de latitud norte; al este 93°36', al oeste 98°39' de longitud oeste. El estado de Veracruz de Ignacio de la Llave representa el 3.7% de la superficie del país. Veracruz de Ignacio de la Llave colinda al norte con Tamaulipas y el Golfo de México; al este con el Golfo de México, Tabasco y Chiapas; al sur con Chiapas y Oaxaca; al oeste con Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí., Teniendo como Capital, Xalapa, Enríquez.





Figura 2-11. Mapa batimétrico sobre el Golfo de México,  
Fuente: (NOAA, 2013)

### **Delimitar la zona costera del Estado de Veracruz**

Durante esta etapa, se procedió a delimitar la zona norte y sur de la costa del Estado de Veracruz, con el objetivo de seleccionar las isobaras de los lugares más cercanos a la costa, donde se logró alcanzar una profundidad de 600 m. para la evaluación del potencial maremotérmico, en la figura 2.12, se observa las diferentes isobaras que se encuentran en las aguas del Golfo de México, se consideraron los sitios entre la costa y una distancia desde 15km hasta los 24 km. Entre los lugares destacan Vega de a la Torre, Actopan, Úrsula Galván y San Andrés Tuxtla, ver tabla 5.



Figura 2-12. Área de estudio del Golfo de México

Fuente: (NOAA, 2013)

Tabla 2-2. Principales zonas de estudio para evaluar el potencial maremotérmico.

Fuente: (Xalapa Enríquez Veracruz, Diciembre 2013)

Zona de estudio	Nombre	Latitud (N)	Longitud (W)	Distancia de la costa
Zona 1	Veracruz	19.90	95.6	17.55 Km
Zona 2	Tantoyuca	20.87	96.58	19.32 km
Zona 3	San Andrés Tuxtla	19.16	94.99	15.20 km

Es importante mencionar que la zona maremotérmico de acuerdo a los datos recabados a lo largo de los años 2011 y 2012 fue la región de los Tuxtlas, como se observa en la tabla 3. En capítulos posteriores se demostrará el potencial con el que cuenta la zona 3.

Para la correcta delimitación batimétrica, se utilizó la herramienta oceanográfica denominada Atlas del Golfo de México, un software creado por la NOAA, para el estudio oceanográfico de las aguas del Golfo de México.

Una vez delimitada la zona de estudio, se procederá al siguiente paso que es la recolección del perfil de la temperatura durante las diferentes estaciones del año. A continuación, se describe las características principales los organismos encargados de la recolección de los datos en las aguas del Golfo de México.

## **2.7 Medición del Gradiente Térmico:**

Descripción del equipo de instrumentalización:

El equipo de instrumentalización utilizado en la evaluación del potencial maremotérmico en la costa sur de Coatzacoalcos, es un instrumento denominado CTD, (Conductividad, Temperatura, Salinidad), en el capítulo anterior se describió sus características técnicas, el CTD, antes de ser utilizado se calibró de la siguiente manera, mediante un equipo de software oceanográfico, se desarrollaron diferentes pruebas desde 5 hasta 10 metros, donde se recolectan los datos y se grafica una respuesta con los perfiles de profundidad, salinidad y temperatura, se emplea un margen de error del 0.03 %, al final el CTD, se calibró de acuerdo a manual de operación.

Por otro lado, se dio inicio a las pruebas donde el perfil de temperatura fue el más importante gracias al software CTDwelk, se logró una adecuada recolección de los perfiles mencionados. El CTD, es un instrumento de gran importancia para estudios oceanográficos, es muy preciso, se adapta a cualquier tipo de condiciones oceánicas, los materiales con los que están fabricado son de gran aislamiento térmico y anticorrosivo, para el correcto funcionamiento se debe adquirir todos los criterios del fabricante, y debe adaptarse ante cualquier condición de frontera.

### **Caracterización del perfil temperatura:**

La caracterización del perfil de la temperatura, es fundamental para estimar el potencial térmico necesario para el funcionamiento de una planta maremotérmica, por ello, se utilizarán los datos registrados por la SEMAR y NOAA, para los puntos seleccionados de las costas del estado de Veracruz, se procederá a promediar durante dos años las temperaturas en la superficies y a una profundidad de 600 m respectivamente, obteniendo la termoclina que se presente de acuerdo a las condiciones físicas de profundidad de las zonas de estudio con ellos daremos paso a la medición del gradiente térmico, de acuerdo a los resultados de las temperaturas del Golfo de México ver tabla 2.3.

Tabla 2-3. Valores de temperatura promedios para el año 2011.

Fuente: (Xalapa Enríquez Veracruz, Diciembre 2013)

<b>Zona 3 - Año 2011</b>			
<b>Mes</b>	<b>Temp. Superficie</b>	<b>Temp. Prof. 600 m</b>	<b>Delta T</b>
Enero	24.64	6.12	18.52
Febrero	24.90	5.98	18.92
Marzo	26.17	5.96	20.21
Abril	26.45	5.94	20.51
Mayo	27.81	5.86	21.95
Junio	29.60	5.85	23.75
Julio	29.28	5.88	23.4
Agosto	30.09	6.01	24.08
Septiembre	29.58	6.16	23.42
Octubre	29.29	6.17	23.12
Noviembre	26.76	7.22	19.54
Diciembre	25.99	7.35	18.64
<b>Promedio</b>	<b>27.55</b>	<b>5.73</b>	<b>21.34</b>

Otro dato importante de temperatura e observa en la tabla 7, donde se muestran los promedios de las temperaturas en la superficie y a una profundidad de 600 para la zona tres de las costas del Estado de Veracruz.

Tabla 2-4. Valores de temperatura promedios para el año 2011.

Fuente: (Xalapa Enríquez Veracruz, Diciembre 2013)

Zona 3 - Año 2012			
Mes	Temp. Superficie	Temp. Prof. 600 m	Delta T
Enero	24.74	6.02	18.72
Febrero	24.99	5.99	19
Marzo	26.37	5.98	20.39
Abril	26.58	5.93	20.65
Mayo	28.71	5.73	22.98
Junio	29.60	5.85	23.75
Julio	29.28	5.87	23.41
Agosto	30.09	6.1	23.99
Septiembre	29.73	6.19	23.54
Octubre	29.35	6.22	23.13
Noviembre	26.83	7.12	19.71
Diciembre	25.88	7.26	18.62
Promedio	27.68	5.71	21.49

### Evaluación del Gradiente térmico:

Para la evaluación del potencial maremotérmico se procedió al cálculo del gradiente térmico para la zona 3 seleccionada de la costa nororiental de la provincia de Holguín, la profundidad de los lugares de estudio, fue de 600 m, por lo que se consideró la temperatura superficial a lo largo de 2 años.

Sabemos que el gradiente térmico promedio que se debe encontrar a largo del año debe de ser igual o mayor a 20 °C. para que sea posible la generación de energía eléctrica mediante PCETM. Para el cálculo del gradiente térmico en las aguas de la costa norte y sur del Estado de Veracruz, se utilizó la siguiente expresión matemática:

$$\Delta T = T_s - T_p \quad (2.1)$$

Donde:

$\Delta T$ = Gradiente térmico

$T_s$  = Temperatura de la superficie

$T_p$  = Temperatura de la profundidad

Accediendo el gradiente térmico, para los puntos seleccionados, como se muestra en la tabla, empleando las fórmulas adecuadas se puede obtener la eficiencia potencia del ciclo Rankine, con ello el potencial maremotérmicos de la costa Veracruzana. A continuación, se describe la metodología para conocer la eficiencia del sistema térmico de una planta maremotérmica.

Tabla 2-5. Gradiente de temperatura durante el año 2011.

Fuente: (Xalapa Enríquez Veracruz, Diciembre 2013)

<b>Zona 3 - Año 2011</b>	
<b>Mes</b>	<b>Delta T (°C)</b>
Enero	18.52
Febrero	18.92
Marzo	20.21
Abril	20.51
Mayo	21.95
Junio	23.75
Julio	23.58
Agosto	24.08
Septiembre	23.42
Octubre	23.12
Noviembre	19.54
Diciembre	18.64
<b>Promedio</b>	<b>21.44</b>

Tabla 2-6. Gradiente de temperatura durante el año 2012.

Fuente: (Xalapa Enríquez Veracruz, Diciembre 2013)



Zona 3 - Año 2012	
Mes	Delta T (°C)
Enero	18.72
Febrero	19
Marzo	20.39
Abril	20.65
Mayo	22.98
Junio	23.75
Julio	23.41
Agosto	23.99
Septiembre	23.54
Octubre	23.13
Noviembre	19.71
Diciembre	18.62
<b>Promedio</b>	<b>21.49</b>

## 2.8 Estimación la eficiencia del ciclo Rankine:

Propiedades termodinámicas del ciclo Rankine: Amoníaco

Para reconocer las propiedades termodinámicas del agua y el amoníaco, se utilizó el software de simulación REFPROP (Refrigerant Properties Database) o propiedades de refrigerantes publicados por el NIST (National Institute of Standart and Tegnology) o Instituto Nacional de Estándares y Tecnología, con lo cual se establecieron algunos parámetros como se muestran en la tabla.

Tabla 2-7. Parámetros base para el cálculo de potencial maremotérmico.

Delta T °C	21.50
Temp. Agua superficie (Ts) °C	27.55
Flujo másico de agua superficie	470000 kg/seg
Temp. Agua profundidad (Tp) °C	5.73
Flujo másico de agua profundidad	366000 kg/sec
Profundidad tubo agua	600 m
Flujo másico del amoniaco	4060 kg/sec
Cp agua	3993 J/kg
Densidad del agua del océano	1025.85 kg/m <sup>3</sup>
Diámetro interno tubería profunda	10 m

Es importante dar a conocer los datos termodinámicos que fueron extraídos del software REFPROP ver tabla, de acuerdo a las condiciones de un ciclo Rankine cerrado para la generación de vapor para mover el generador con la finalidad de producir energía eléctrica en las costas del estado de Veracruz.

Tabla 2-8. Parámetros termodinámicos base para el cálculo de potencial maremotérmico.

Fuente: (Xalapa Enríquez Veracruz, Diciembre 2013)

Elemento	Estado	Presión (bar)	Temperatura °C	Entalpia (h) kj/kg	Entropía (S) kj/kg.k
Condensador	1	6.066	9.60	387.85	
Evaporador	Líquido presurizado	8.7405	20.60	388.42	5.63245
Evaporador	vapor saturado	8.7405	20.60	1623.70	5.8206
Salida Evaporador	vapor saturado	9.2294	21.43	1624.90	5.8209
Entrada Turbina	3 a 4 Isentropica	8.6405	21.97	1624.70	5.8248
Salida Turbina	Vapor saturado 4 a 1	6.2273	10.40	1615.59	5.8248

Para el fluido del trabajo tenemos el amoniaco y de acuerdo con el NIST, las propiedades termodinámicas plasmadas en el software REFPROP, ver tabla, con lo cual podemos iniciar el cálculo de nuestro ciclo Rankine cerrado.



Tabla 2-9. Parámetros termodinámicos para el amoniaco.

Fuente: (Xalapa Enríquez Veracruz, Diciembre 2013)

Temp. Ebullición del amoniaco	22.32 °C
Temp. Condensación del amoniaco	10.36 °C
Densidad del Amoniaco	625 Kg/m <sup>3</sup>

### Estimar la eficiencia del ciclo Rankine

Para conocer la eficiencia del sistema termodinámico como es el ciclo de Rankine, se debería conocer los parámetros térmicos del intercambiador de calor, evaporador y las condiciones de frontera del sistema, tomando en cuenta el amoniaco como fluido de trabajo. A continuación, se describen las principales ecuaciones que rigen un ciclo Rankine.

Los cuatros componentes asociados con el ciclo de Rankine como son (la bomba, evaporador, la turbina y el condensador) son dispositivos de fluido estacionario, por lo tanto, los cuatro procesos que forman el ciclo Rankine pueden ser analizados como procesos de flujo estacionario. Por lo general, los cambios en la energía cinética y potencial del vapor son pequeños en relación con los términos de trabajo y de transferencia de calor, de manera que son insignificantes. Entonces, la ecuación de energía de flujo estacionario por unidad de masa de vapor se reduce a la ecuación 2.2:

$$(Q_{Entrada} - Q_{Salida}) + (W_{Entrada} - W_{Salida}) = h_e - h_i \quad (2.2)$$

Por su parte el evaporador y el condensador no incluyen ningún trabajo y se supone que la bomba y la turbina son isotrópicas, entonces la relación de conservación de la energía para cada dispositivo puede expresarse.

Por ello el cálculo del trabajo entregado por la bomba se calcula mediante la ecuación 2.3.

$$W_{bomba} = \dot{m}_a(h_2 - h_1) \quad (2.3)$$

Después la ecuación 13 permite calcular el calor ganado por el fluido de trabajo en este caso es en el evaporador.

$$Q_{ganado} = \dot{m}_a(h_3 - h_2) \quad (2.4)$$

Para conocer el trabajo producido por la turbina es necesario conocer las propiedades del vapor a la entrada y salida de la turbina, para poder calcular la entalpía en los estados termodinámicos antes mencionados.

El cálculo ideal entregado por la turbina, se muestra en la ecuación 2.5.

$$w_{turbina} = \dot{m}_v(h_3 - h_4) \quad (2.5)$$

Conociendo todos los intercambios de energía que se realizan, podemos calcular la eficiencia total del ciclo  $\eta$  es la relación entre el trabajo obtenido en la turbina y el calor cedido por el vapor, esta relación se muestra en la ecuación 2.6.

$$\eta = \frac{W_{neto}}{Q_{entrada}} = \frac{(h_4 - h_1)}{(h_3 - h_2)} \quad (2.6)$$

De acuerdo a la ecuación 5 sustituyendo valores se encontró que el ciclo de Rankine cerrado, así como sus componentes cuentan con una eficiencia como se muestra en la tabla 2-10.

Tabla 2-10. Eficiencia de los diversos componentes del ciclo Rankine.

Fuente: (Xalapa Enríquez Veracruz, Diciembre 2013)

<b>Componentes</b>	
<b>Eficiencia de la turbina</b>	<b>86%</b>
<b>eficiencia de la bomba de amoniaco</b>	<b>75%</b>
<b>Eficiencia de la bomba de agua profunda</b>	<b>80%</b>
<b>Eficiencia de la bomba de agua superficie</b>	<b>80%</b>
<b>Eficiencia del generador</b>	<b>97.50%</b>
<b>Eficiencia promedio</b>	<b>83.70%</b>

Es importante mencionar que la eficiencia promedio del ciclo Rankine, se le debe descontar el porcentaje debido a las pérdidas en el condensador y evaporador, por ello a continuación se realiza la metodología del cálculo debida para estimar la eficiencia real del ciclo de Rankine.

Diagrama de los componentes y condiciones de frontera de una planta maremotérmica:

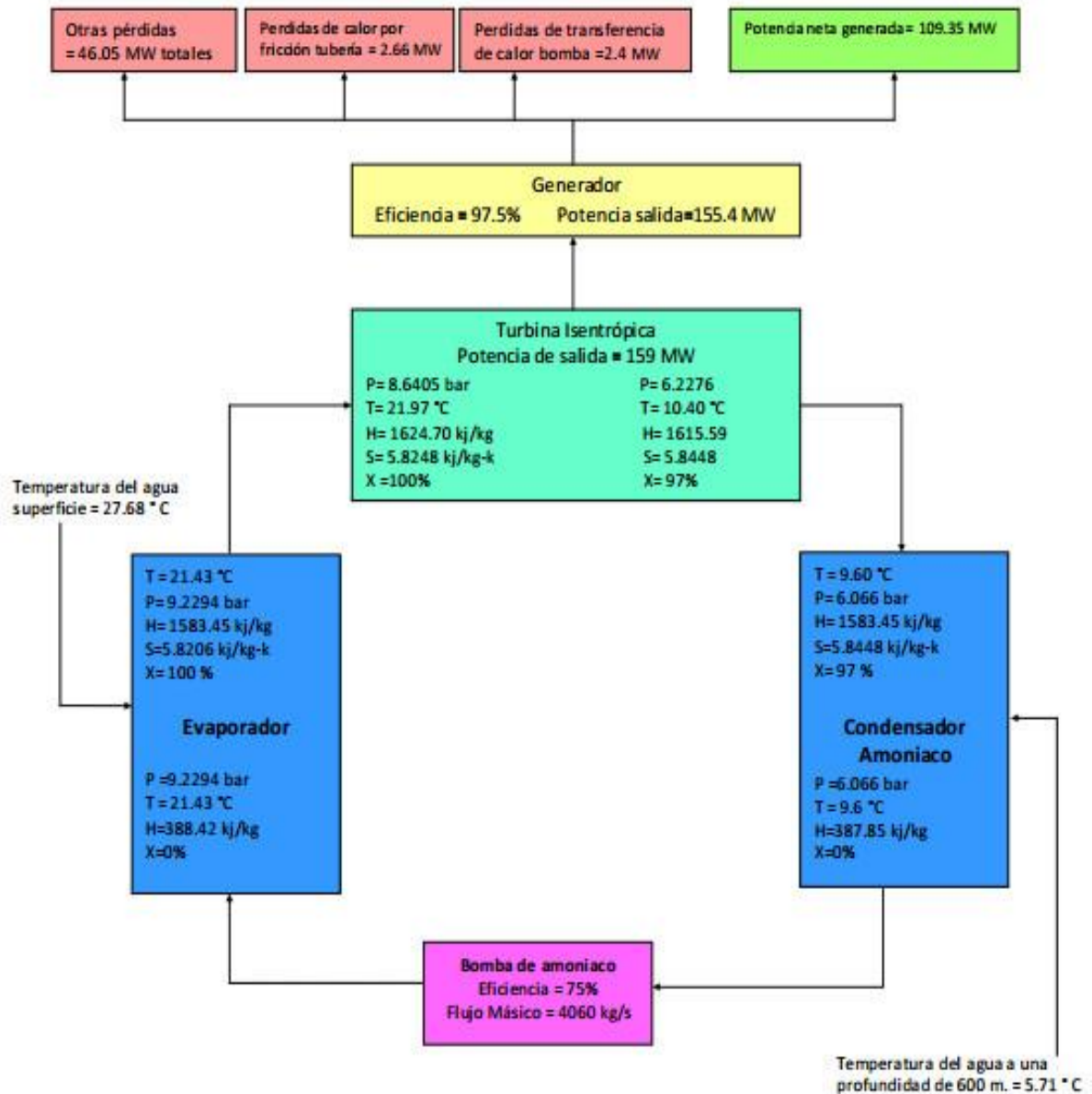


Figura 2-13. Diagrama del proceso propuesto para el ciclo Rankine cerrado.

Fuente: (Xalapa Enríquez Veracruz, Diciembre 2013)

## 2.9 Comprobación del rendimiento energético del ciclo Rankine:

### Pérdidas de potencia del agua fría en el condensador

Consideraremos las pérdidas de potencia en la entrada del condensador que se presentan debido a los diversos cambios térmicos dentro del ciclo Rankine cerrado, para ello emplearemos la siguiente ecuación.

$$Pérdidas\ de\ potencia\ del\ condensador = \frac{cv^2}{2g} \quad (2.7)$$

Donde:

$$V = \frac{4m}{\pi \rho D^2} \quad (2.8)$$

Tomaremos los valores de la tabla \* para el cálculo de pérdidas en el condensador, de acuerdo a los criterios encontrados en el reporte de producción mediante PCETM (Bharthan,2011)

Tabla 2-11. Coeficientes para el cálculo de diversas pérdidas.

Coeficiente de pérdidas en la tubería (C)	0.8
Coeficiente de pérdidas en la bomba	4.488 MW/m
Densidad del agua del océano	1025 kg/m <sup>3</sup>
Diámetro interno tubería a una profundidad de 600 m.	10 m

Sustituyendo los valores en la ecuación 16, obtenemos el siguiente resultado.

$$Pérdidas\ de\ potencia\ del\ condensador = 4.488 \frac{MW}{m} (0.843) = 3.8MW$$

### Pérdidas sobre distribución de bombeo del condensador

$$Pérdidas\ sobre\ distribución\ del\ bombe = factor\ de\ pérdidas\ en\ la\ bomba \times 5m \quad (2.9)$$

$$Pérdidas\ sobre\ distribución\ del\ bombe = 4.488 \frac{MW}{m} \times 5m = 22.4MW$$

### Pérdidas en la entrada del evaporador

$$Perdidas\ entrada\ del\ vapor = \frac{\dot{m}_{agua\ superficie} g h_{superficie\ agua}}{\eta} \quad (2.10)$$

$$h_{superficie\ agua} = 2.5\ m \dot{m}_{agua\ superficie} = 460,000 \frac{Kg}{sec}$$

$$\eta = 80\ \%$$

$$Perdidas\ entrada\ del\ vapor = 14.1\ MW$$

### Pérdidas en la bomba de amoniaco

$$Perdidas\ en\ la\ bomba\ de\ amoniaco = \frac{Q_{NH_3} \Delta P_{NH_3}}{\eta_{NH_3}} \quad (2.11)$$

$$Fluido\ volumetrico\ del\ amoniaco(Q_{NH_3}) = \frac{\dot{m}_{NH_3}}{\rho_{NH_3}} \quad (2.12)$$

$$Fluido\ volumetrico\ del\ amoniaco(Q_{NH_3}) = \frac{4060\ kg/sec}{625\ kg/m^3} = 6.496 \frac{m^3}{s}$$

$$Presion\ amoniaco(\Delta P_{NH_3}) = 274\ kpa$$

$$Eficiencia\ de\ la\ bomba\ de\ amoniaco(\eta_{NH_3}) =$$

83% eficiencia hidraulica x 95% eficiencia motor electrico Eficiencia de la bomba de amoniaco ( $\eta_{NH_3}$ )

75% Una vez q calculamos la eficiencia sustituimos los valores en la ecuación \* y obtenemos

las perdidas

$$Perdidas\ en\ la\ bomba\ de\ amoniaco(\eta_{NH_3}) = 2.4\ MW$$

### Pérdidas en la en la bomba de agua fría

$$Perdidas\ en\ la\ bomba\ de\ agua\ fria = \frac{Q \Delta P}{\eta} = \frac{m g}{\eta} \quad (2.13)$$

Adquirimos el valor de flujo másico del agua a una profundidad de 600m, de las aguas del Golfo de México por lo cual nos queda el valor siguiente.

$$Flujo\ masico\ del\ agua\ fria(m) = 366,000\ kg/sec$$

Constante gravitacional ( $g$ ) =  $9.81 \text{ m/sec}^2$  Eficiencia de la bomba de agua de mar ( $\eta$ ) = 89% eficiencia hidraulica x 95% motor electrico Eficiencia de la bomba de agua de mar ( $\eta$ ) = 80% Una vez que calculamos la eficiencia de la bomba de agua sustituimos los valores en la ecuación y obtenemos las pérdidas en la bomba de agua de mar.

$$\text{Perdidas en la bomba de agua fria} = 4.488 \frac{\text{MW}}{\text{m}}$$

Para el cálculo de las pérdidas en la tubería de agua fría, de acuerdo a un estudio sobre el ciclo Rankine se tomaron los valores que se muestran en la tabla.

(Bharathan,2011)

Tabla 2-12. Coeficientes de pérdidas para la obtención de la potencia neta.

Perdidas en la tubería del agua fría	0.0038 MW/m
Perdidas de calor por fricción	2.66 MW

Una vez calculado las pérdidas de nuestro sistema termodinámico como se observa en la tabla se tiene un total aproximado de 45.05 MW.

Tabla 2-13. Diversas pérdidas para la obtención de la potencia neta.

Perdidas en el Ciclo Rankine	
Perdidas en la tubería del agua fría	0.0038 MW/m
Perdidas de calor por fricción tubería	2.66 MW
perdidas en la bomba de agua fría	4.488 MW/m
Perdidas en la bomba de amoniaco	2.4 MW
Perdidas en la entrada del evaporador	14.1 MW
Perdidas de bombeo en el condensador	21.4 MW
<b>Total de perdidas</b>	<b>45.05 MW</b>

## **Análisis de potencia neta generada por PCETM**

Después de realizar el análisis de las pérdidas del ciclo Rankine propuesto, se procede a estimar la potencia neta generada por PCETM, de acuerdo a la ecuación 9, mostrada a continuación en la bomba de amoniaco.

$$\begin{aligned}
 \text{Potencia neta generada} &= \eta_{\text{generador}} + \eta_{\text{turbina}} + \eta_{\text{bomba de amoniaco}} + \Delta t_{\text{amoniaco}} + \\
 \Delta \dot{m}_{\text{amoniaco}} - \text{Perdidas} & \text{Potencia neta generada} = 109.35 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

Obteniendo la potencia neta del ciclo Rankine se determina el potencial de acuerdo a los parámetros Físicos oceanográficos y termodinámicos en la zona 3 de la costa Veracruzana. Como se observa en la figura, los perfiles termodinámicos respecto a las condiciones reales de frontera del sistema térmico propuesto, por lo que se puede afirmar que la hipótesis planteada en el presente trabajo es afirmaba ya q existe potencial debido gradiente de temperatura existente en la zona sur del Golfo de México.

## **Análisis del resultado del estudio**

De acuerdo con los datos obtenidos en las zonas de estudio, a continuación, en la tabla 15 se describen las temperaturas promedio registradas a lo largo de los años 2011 y 2012 con ello encontrado el Gradiente térmico de cada una de las zonas dando como resultado la posibilidad de llevar a cabo la instalación de la planta maremotérmica en las costas del Estado de Veracruz.

Tabla 2-14. Temperaturas promedio a cada una de las zonas de estudio.



Año 2011						
Zonas de estudio	Temp. Promedio anual superficie °C	Temp. Promedio anual Prof. 600 m °C	Delta $\Delta T$ °C	Latitud (N)	Longitud (W)	Distancia de la costa
Zona 1	27.37	5.39	21.32	19.90	95.6	17.5 Km
Zona 2	27.42	5.42	21.13	20.87	96.58	19.32 km
<b>Zona 3</b>	<b>27.68</b>	<b>5.71</b>	<b>21.55</b>	<b>19.16</b>	<b>94.99</b>	<b>15.2 km</b>

Año 2012						
Zonas de estudio	Temp. Promedio anual superficie	Temp. Promedio anual Prof. 600 m	Delta $\Delta T$ °C	Latitud (N)	Longitud (W)	Distancia de la costa
Zona 1	27.43	5.48	21.38	19.90	95.6	17.5 Km
Zona 2	27.53	5.53	21.28	20.87	96.58	19.32 km
<b>Zona 3</b>	<b>27.62</b>	<b>5.75</b>	<b>21.68</b>	<b>19.16</b>	<b>94.99</b>	<b>15.2 km</b>

Como se observa en la tabla 2.14, los parámetros de temperatura promedios para los años 2011 y 2012 respectivamente como mejor zona la 3, ya que en los dos años se observa un gradiente térmico mayor a 20°C, trayendo como consecuencia que exista potencial maremotérmico en las costas del Estado de Veracruz, por ello se muestra claramente la temperatura promedio alcanzada en las 3 zonas de estudio.

Luego de haber tomado como ejemplo el estudio realizado en las costas del Estado de Veracruz y haber obtenido resultados satisfactorios, podemos tenerlo como base para un futuro estudio de nuestras costas tomando cada uno de sus procedimientos para el análisis de datos y obtención de resultados.



## CONCLUSIONES

Se definieron los fundamentos que rigen el funcionamiento de las PCETM. Se identificó un modelo conceptual aplicado en las costas del Estado de Veracruz, México que establece los criterios para su selección.

Se demostró que las tecnologías asociadas al empleo del gradiente térmico se encuentran en pleno proceso de desarrollo, en la búsqueda de sistemas e intercambiadores más eficientes aún son más caras que las plantas generadoras convencionales.

Se ha evidenciado la necesidad de disponer de tecnología especializada y un grupo multidisciplinario para determinar los criterios y sus respectivos indicadores sociales, tecnológicos, oceanográficos de evaluación, que permitan seleccionar la planta más adecuada en correspondencia con el escenario de empleo.

## RECOMENDACIONES

A partir del modelo conceptual obtenido desarrollar el Análisis Jerárquico de Procesos que asegure una selección adecuada de PCETM, considerando los criterios e indicadores establecidos en la Bahía de Nipe.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] International Energy Agency, “OES–Ocean Energy Systems”, 2008. [En línea]. Disponible en: <https://www.ocean-energy-systems.org/>.
- [2] “Pelamis, la serpiente marina robótica que proporciona energía eléctrica”, *Diario ecología*. [En línea]. Disponible en: <http://diarioecologia.com/pelamis-laserpiente-marina-robotica-que-proporciona-energia-electrica>
- [3] J. Alcázar, “Energía de las corrientes marinas, ¿Una energía de futuro?”, *MundoTecnia*, 2014.
- [4] J. Verne, *Veinte mil leguas de viaje submarino*. París, 1869
- [5] G. Claude, “Power from the Tropical Seas”, *Mechanical Engineering*, vol. 52, n.º 12, 1930.
- [6] T. Mitsui et al., “Outline of 100 kW OTEC Pilot Plant at the Republic of Nauru”, *IEEE Transactions on Power Systems and Apparatus*, 1983.
- [7] J.A. Carta González, R. Calero Pérez, A. Colmenar Santos y M.A. Castro Gil, “Centrales de la energía maremotérmica”, en *Centrales de energías renovables*. Madrid: Pearson Educación S.A., 2009, 653-680.
- [8] J.A. Martí, T.J. Plocek y M.A. Laboy, “Implementación comercial de la conversión de la energía océano termal: Aspectos ambientales e implicaciones socio económicas”
- [9] M. Faizal y M. Rafiuddin Ahmed, “On the ocean heat budget and ocean thermal energy conversion”, *International Journal of Energy Research*, vol. 35, n.º 13, pp. 1119-1144, jul. 2011. [En línea]. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1002/er.1885>.
- [10] Alfa Laval (NE). “A Mexican resort hotel stays cool thanks to heat exchanger technology”, 2016. [En línea]. Disponible en: [www.alfalaval.com](http://www.alfalaval.com)

[11] M. Bernal Francisco, “Estudio técnico y económico de una planta OTEC y sus usos secundarios en México”, Tesis doctoral, Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F., 2016. [En línea]. Disponible en:

[www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/11214](http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/11214)

[12] C.H. Kostors y S.P. Vicent, “Ammonia Turbine Design for Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Plants”, *Jornal of Solar Energy Engineering*, vol. 103, n.º2, pp. 92-97, 1981. [En línea]. Disponible en:

<http://solarenergyengineering.asmedigitalcollection.asme.org/article.aspx?articleid=1453734>

[13] C. Bernardoni, “Techno-economic analysis of closed OTEC cycled for power generation”, Tesis doctoral, Universidad Politécnica de Milán, Italia, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://www.politesi.polimi.it/handle/10589/124361>

[14] “Ocean themal energy conversion (OTEC).Pilot plants”, U.S. Department of Energy, California, 1981.

[15] J.A. Martí, M.A. Laboy y O.E. Ruiz, “Viabilidad de la conversión de energía océano termal (OTEC) para la producción de energía renovable y agua potable en países en desarrollo”, presentada en XXXII Congreso Interamericano de Ingeniería Sanitaria y Ambiental, República Dominicana, 7-11 nov., 2010. [En línea]. Disponible en:

[www.offinf.com/OIAAIDISPaper2010.pdf](http://www.offinf.com/OIAAIDISPaper2010.pdf)

[16] Gobierno de Puerto RICO, “Portal oficial del gobierno de Puerto Rico”. [En línea]. Disponible en: [www.pr.gov/](http://www.pr.gov/).

[17] Wikipedia, “Maunabo”. [En línea]. Disponible en:

<https://es.wikipedia.org/wiki/Maunabo>

[18] “AEE – Autoridad de Energía Eléctrica”. [En línea]. Disponible en:

[https://www2.aeepr.com/Aeees/sistema\\_electrico.asp](https://www2.aeepr.com/Aeees/sistema_electrico.asp)

[19] “La sequía provoca la extensión del racionamiento de agua en el este de Puerto Rico”, EFE, San Juan, jul. 2015. [En línea]. Disponible en:

<https://www.efe.com/efe/america/portada/la-sequia-provoca-extension-delracionamiento-de-agua-en-el-este-puerto-rico/20000064-2674807#>

[20] NASA, “Goddard Institute for Space Studies”. [En línea]. Disponible en:

<https://data.giss.nasa.gov/cgi-bin/o18data/geto18.cgi>

[21] A.R. Romero Moya, “Evaluación del potencia maremotérmico en costa norte y sur del estado de Veracruz”, Tesis doctoral, Universidad Veracruzana, Veracruz, 2013. [En línea].

Disponible en: <http://cdigital.uv.mx/handle/123456789/41979>

[22] R.A. Soto Avello, “Aumento de eficiencia de centrales termoeléctricas y nucleares usando energía océano térmica”, Tesis doctoral, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Santiago de Chile, 2012. [En línea]. Disponible en:

<https://repositorio.uc.cl/handle/11534/1416>

[23] H. Uehara y Y. Ikegami, “Optimization of a closed cycle OTEC system”, *ASME Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 112, pp. 247-256, 1990.

[24] “The Linde Group”. [En línea]. Disponible en:

[http://www.abellolinde.es/es/products\\_and\\_supply/refrigerants/natural\\_refrigerants/r717\\_ammonia/index.html](http://www.abellolinde.es/es/products_and_supply/refrigerants/natural_refrigerants/r717_ammonia/index.html)

[25] “The Linde Group”. [En línea]. Disponible en:

[http://www.abellolinde.es/es/products\\_and\\_supply/refrigerants/natural\\_refrigerants/r717\\_ammonia/index.html](http://www.abellolinde.es/es/products_and_supply/refrigerants/natural_refrigerants/r717_ammonia/index.html)

[26] J. Gut y J. Pinto, “Modeling of plate heat exchangers with generalized configurations”, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 47, 2003.

[27] L.A. Vega, “Ocean Thermal Energy Conversion Primer”, *Marine Technology Society Journal*, vol. 6, n.<sup>o</sup>4, pp. 25-35, 2003.

- [28] “Westinghouse Electric Corporation”. [En línea]. Disponible en:  
<http://westinghouse.com/>
- [29] Siemens, “Turbinas de vapor industriales”, 2009. [En línea]. Disponible en:  
[https://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steamturbines/downloads/E50001-W410-A101-V3-7800\\_ST%20Broschuere\\_SP\\_LR.pdf](https://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steamturbines/downloads/E50001-W410-A101-V3-7800_ST%20Broschuere_SP_LR.pdf)
- [30] BZB, “Catálogo general de bombas y válvulas”. [En línea]. Disponible en:  
[www.bzbelectromec.com.ar/pdf2/cen\\_ind.pdf](http://www.bzbelectromec.com.ar/pdf2/cen_ind.pdf)
- [31] C.R. Upshaw, “Thermodynamic and economic feasibility analysis of a 20 MW Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) power plant”, 2012.
- [32] Lockheed Martin, “NAVFAC ocean thermal energy conversion project, configuration report and development plant for 2,5 MW OTEC mini-spar pilot plant”, Manassas, 2011.
- [33] C.F. Garza Cuevas, “Propuesta de diseño de un vaporizador para una planta OTEC de 1 MWe”, Tesis doctoral, Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F., 2016. [En línea]. Disponible en:  
[www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/10852](http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/10852)
- [34] L.A. Vega, “First Generation 50 MW OTEC Plantship for the Production of Electricity and Desalinated Water”, presentada en Offshore Technology Conference, Texas, 3-6 my., 2010. [35] T. Nakaoka y H. Uehara, “Development and prospective of Ocean Thermal Energy Conversion and Spray Flash Evaporator Desalination”, *Saga University*, Japón, 2005.
- [36] C. Haslego y G. Polley, “Designing Plate and Frame heat exchangers”, *Parte I Chemical Eng.Prog.*, 2002.

[37] H. Kumar, “The plate heat exchanger. Construction and design”, *Institute of Chemical Engineering Symposium Series*, 1984.

[38] E. O’Neill, J. Colucci y A. Irizarry, “Opciones energéticas sostenibles para Puerto Rico”, *Memorial Explicativo en Reacción al Proyecto del Senado 866*, Universidad de Puerto Rico-Mayagüez.

## **ANEXOS**





**Universidad  
de Holguín**

FACULTAD  
DE INGENIERÍA  
DPTO. INGENIERÍA MECÁNICA