

**DISEÑO DE UN SISTEMA HÍBRIDO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
A PARTIR DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA ISLA DE SAN ANDRÉS**

**ANDRÉS DIAZ GUTIERREZ
JUAN PABLO ORDOÑEZ BARRETO**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO EN ENERGÍAS**

**ORIENTADOR
OSCAR MAURICIO OCHOA ÁLVAREZ
INGENIERO MECÁNICO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
INGENIERÍA EN ENERGÍAS
BOGOTÁ D.C.**

2024

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del director

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica

Dra. María Fernanda Vega de Mendoza

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Secretario general

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano De La Facultad De Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Directora del Programa

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	10
INTRODUCCIÓN	12
1. MARCO TEÓRICO	14
1.1 Recurso y energía eólica	14
<i>1.1.1 Dirección del viento</i>	14
<i>1.1.2 Densidad del aire</i>	14
<i>1.1.3 Parámetros de forma y escala</i>	14
<i>1.1.4 Distribución de Wibull</i>	16
<i>1.1.5 Densidad de energía eólica</i>	17
<i>1.1.6 Capa límite</i>	18
1.2 Recurso gradiente térmico oceánico	18
1.3 Sistemas híbridos	23
<i>1.3.1 Gestión inteligente de la energía</i>	23
<i>1.3.2 Almacenamiento de energía</i>	24
<i>1.3.3 Eficiencia y reducción de costos</i>	24
<i>1.3.4 Aplicaciones convencionales</i>	24
2. DETERMINACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO DE LA ISLA DE SAN ANDRÉS	25
3. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO DE LA ENERGÍA EÓLICA Y DE GRADIENTE TÉRMICO OCEÁNICO (OREC) EN LA ISLA DE SAN ANDRÉS	30
3.1 Recurso de energía eólica	30
3.2 Recurso de gradiente térmico oceánico	33
3.3 Determinación de la localización de los recursos eólico y gradiente térmico oceánico	35

4. MODELAMIENTO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA ENERGÍA EÓLICA Y DE GRADIENTE TÉRMICO OCEÁNICO	41
4.1 Cálculo de la energía de gradiente térmico oceánico	41
4.2 Cálculo energía eólica	58
5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA HÍBRIDO DISEÑADO PARA LA ISLA DE SAN ANDRES	64
6. CONCLUSIONES	80
REFERENCIAS	81
ANEXOS	85

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 <i>Representación del parámetro de forma</i>	15
Figura 2 <i>Representación del parámetro de escala</i>	16
Figura 3 <i>Distribución de velocidades y Weibull</i>	17
Figura 4 <i>Distribución de gradientes de temperatura</i>	19
Figura 5 <i>Ciclo abierto</i>	20
Figura 6 <i>Diagrama de propiedades T-h para el ciclo abierto</i>	21
Figura 7 <i>Ciclo Rankine cerrado</i>	22
Figura 8 <i>Diagrama de propiedades T-s para el ciclo cerrado</i>	23
Figura 9 <i>Esquema de conexión de la isla</i>	26
Figura 10 <i>Promedio del consumo de energía eléctrica en la semana</i>	28
Figura 11 <i>Comportamiento de consumo diario de energía eléctrica</i>	29
Figura 12 <i>Promedio mensual de la Distribución de probabilidad de velocidades del viento</i>	32
Figura 13 <i>Perfil de velocidades</i>	33
Figura 14 <i>Temperaturas en °C a diferentes profundidades con respecto a los meses del año</i>	34
Figura 15 <i>Diferencia de temperaturas</i>	35
Figura 16 <i>Delimitaciones para la construcción de proyectos</i>	36
Figura 17 <i>Barreras ambientalmente protegidas</i>	37
Figura 18 <i>Zonas de implementación de proyectos</i>	38
Figura 19 <i>Ubicación de los puntos identificados</i>	40
Figura 20 <i>Definición del ciclo</i>	42
Figura 21 <i>Valores de pérdidas</i>	52
Figura 22 <i>Esquema termodinámico</i>	58
Figura 23 <i>Cantidad de aerogeneradores</i>	60
Figura 24 <i>Distribución de potencia</i>	60
Figura 25 <i>Comparación de la distribución de probabilidades de velocidades del viento</i>	61
Figura 26 <i>Energía producida mes a mes</i>	62
Figura 27 <i>Cantidad de aerogeneradores al mes</i>	63
Figura 28 <i>Promedio global de los costos de instalación y LCOE</i>	65

Figura 29 <i>Costos de instalación de los parques eólicos</i>	66
Figura 30 <i>Esquema de instalación</i>	68
Figura 31 <i>Costos asociados al almacenamiento</i>	74
Figura 32 <i>Sistema híbrido #1</i>	76
Figura 33 <i>Sistema híbrido #2</i>	77
Figura 34 <i>Sistema híbrido #3.</i>	77
Figura 35 <i>Sistema híbrido #4.</i>	78
Figura 36 <i>Sistema híbrido #5.</i>	78
Figura 37 <i>Sistema híbrido #6.</i>	79

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 <i>Caracterización eléctrica de la isla</i>	25
Tabla 2 <i>Infraestructura de la Isla de San Andrés</i>	27
Tabla 3 <i>Datos de recurso eólico</i>	31
Tabla 4 <i>Factores de implementación</i>	36
Tabla 5 <i>Localización de las zonas viables</i>	39
Tabla 6 <i>Valores iniciales para el cálculo</i>	48
Tabla 7 <i>Valores iniciales para el cálculo</i>	56
Tabla 8 <i>Comparación de los estados termodinámicos del ciclo</i>	58
Tabla 9 <i>Selección de los aerogeneradores</i>	59
Tabla 10 <i>Parámetros de cálculo para el CAPEX Y OPEX en \$COP</i>	67
Tabla 11 <i>Parámetros de cálculo CAPEX en \$USD</i>	69
Tabla 12 <i>Resumen de los costos CAPEX en \$USD.</i>	70
Tabla 13 <i>Costos de conexión</i>	70
Tabla 14 <i>Resumen de costos en \$USD</i>	71
Tabla 15 <i>Costos LCOE</i>	72
Tabla 16 <i>Distribución de sistemas de generación</i>	75

RESUMEN

El presente estudio fue basado en el diseño de un sistema híbrido de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables como lo son la energía eólica y de gradiente térmico oceánico para la isla de San Andrés, Colombia. Dentro del cual se determinó el consumo eléctrico de la Isla de San Andrés con los valores obtenidos de la electrificadora de la isla y los datos recopilados del IPSE, donde se cuenta con un valor de energía diario de 36 754 kWh y un consumo total por año en el 2023 de 495 546 kWh. Se caracteriza el recurso eólico y de gradiente térmico oceánico, para el recurso eólico se recopilan datos del Atlas del Viento de Colombia, extrayendo los parámetros de forma y escala, con el fin de construir la distribución de probabilidad de velocidad del viento, para así realizar el análisis de cada una de las velocidades segmentadas en los meses del año, dando como resultado en los meses de octubre y diciembre bajas velocidades del viento y en los meses de marzo, noviembre y febrero altas velocidades del viento.

Para el recurso de gradiente térmico oceánico una de las condiciones de identificación fue garantizar 20°C de diferencia de temperatura, luego de la recopilación de los datos proporcionados por la NOAA se observa que esta diferencia de temperaturas se logra con una profundidad mínima de 750 m del nivel del mar, a partir de allí se realiza el estudio y cálculos para el sistema OTEC. Con ello se determina la localización idónea para el aprovechamiento de las energías, definiendo el punto de localización con las siguientes coordenadas 12°33'40" N y 81°46'01" W.

Se realizó el cálculo de la energía de gradiente térmico oceánico mediante las definiciones de un ciclo Rankine orgánico, usando como fluido de trabajo el amoníaco y realizando los cálculos para el ciclo cerrado, con ello se definen las propiedades termodinámicas dando como resultado un trabajo neto de 42.51 kJ/kg y una eficiencia térmica del ciclo de 3.47%, adicionalmente se realiza el cálculo de la energía requerida en el sistema de bombeo, teniendo en cuenta el sistema de profundidad y el sistema de superficie, esto con el fin de calcular la potencia y energía específica de las bombas para realizar la comparación entre la energía generada y la energía consumida para validar la viabilidad de la planta. En el sistema eólico se compararon 5 tipos de aerogeneradores de diferentes capacidades, con los cuales se realiza el cálculo de las curvas de potencia, potencia generada y distribución de Weibull para cada uno, con el fin de conocer la cantidad de energía generada y la cantidad de aerogeneradores, dando como resultado el aerogenerador W2E-215/9.0.

El análisis económico es realizado con seis opciones de sistemas de generación, en los cuales se tiene en cuenta el porcentaje de generación de cada una de las energías y adicionalmente la cantidad de pantas de generación OTEC y aerogeneradores necesarios para suplir la demanda de generación, calculando de esta manera el LCOE, la inversión inicial y la capacidad de las baterías.

ÁREA DE INVESTIGACIÓN: Medio ambiente y energía.

COBERTURA DEL PROYECTO: Departamento de San Andrés y Providencia, Colombia.

CAMPO DE INTERÉS: Sector servicios y subsector energía.

PALABRAS CLAVE: energía, zona no interconectada, energía eólica, gradiente térmico oceánico, proyecto energético, OTEC.

INTRODUCCIÓN

La energía es un factor fundamental en el crecimiento económico y social de las regiones, es por ello que se debe garantizar el continuo suministro de la misma, incrementando la diversificación de las fuentes energéticas para depender menos de los combustibles fósiles, particularmente del petróleo y sus derivados.

La Isla de San Andrés, situada en el mar Caribe, es el principal territorio insular de Colombia, destacándose tanto por su relevancia económica como por su alta densidad poblacional. Según el censo del DANE para el año 2020 el archipiélago cuenta con una población de 63.692 habitantes [1]. San Andrés al ser una región donde su economía depende del turismo, el comercio y la pesca, representa el 0.1% del PIB en la economía nacional, en el año 2022 tuvo un crecimiento del 11.7% en este indicador con respecto al año justamente anterior [2]. Desde la reconstrucción de la isla después del desastre ocurrido en el año 2022 por el huracán Julia, se posicionó como una de las regiones con mayor crecimiento en este periodo, teniendo en cuenta un crecimiento por encima de los 9 puntos porcentuales [2]. Estas actividades demandan una gran cantidad de energía eléctrica, con una potencia máxima requerida de 720 MW [3]. Sin embargo, la isla enfrenta serios desafíos energéticos al ser parte de las zonas no interconectadas (ZNI) del país [4]. Las ZNI son los municipios, corregimientos o caseríos que no están conectados al Sistema Interconectado Nacional [5], donde el Sistema Interconectado Nacional está compuesto por toda la red de generación, conexión y transmisión de las cargas eléctricas de los usuarios [6]. Con esto, la Isla de San Andrés es una de las ZNI con mayor consumo de energía eléctrica, dependiendo totalmente de combustibles fósiles para su generación de energía.

Actualmente, la energía eléctrica de la isla se produce con 19 unidades de generación a diésel, las cuales consumen aproximadamente 15 millones de barriles anuales [3]. Esta dependencia no solo tiene repercusiones ambientales produciendo cifras significativas de CO₂ al año [3], sino que también afecta la seguridad energética de la isla. La necesidad de importar diésel de la parte interna de Colombia implica altos costos adicionales debido al transporte y almacenamiento, lo que incrementa las tarifas de energía para los habitantes.

Ante esta situación, se presenta una oportunidad crucial para diseñar un sistema híbrido de generación de energías renovables, combinando tecnologías de conversión de energía oceánica térmica (OTEC) y energía eólica offshore. La implementación de un sistema OTEC aprovecharía

las diferencias de temperatura del agua del mar para generar electricidad de manera continua, mientras que la energía eólica offshore complementaría esta capacidad, aprovechando los vientos constantes del Caribe.

Al combinar estas dos estrategias, no sólo se podría ayudar al medio ambiente reduciendo las emisiones de CO₂, si no también asegurar de tener suficiente energía y disminuir el costo a largo plazo. Al cambiar hacia fuentes de energía renovables, San Andrés puede liberarse de su dependencia de los combustibles fósiles y crear un futuro energético más seguro y sostenible.

Al adoptar estas fuentes de energía limpia, no solo se puede proteger nuestro planeta sino también crear nuevas oportunidades de empleo y atraer inversiones a la economía local, con lo mencionado anteriormente, este proyecto tiene como objetivo diseñar un sistema híbrido de generación eléctrica a partir de energías renovables en la Isla de San Andrés, esto para reducir la dependencia de los combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica y reducir significativamente la contaminación por medio de CO₂.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 Recurso y energía eólica

La energía eólica es aquella que genera electricidad a partir de la utilización de la energía cinética producida por las corrientes de aire, este proceso de generación se da a través de un aerogenerador, el cual transforma esta energía cinética [7]. Existen varios tipos de aerogeneradores, los cuales se pueden clasificar por la orientación de su eje de rotación en las turbinas de eje horizontal (HAWT) y turbinas de eje vertical (VAWT), cada uno de este tipo de aerogeneradores presentan diferente desempeño, los cuales dependen del tipo de diseño [8].

Para la correcta selección de los aerogeneradores es esencial caracterizar el potencial eólico del lugar a estudiar, el cual representa la capacidad del viento para originar el movimiento de la turbina y así realizar la generación de la energía eléctrica [8]. Dentro de la caracterización del potencial existen varios parámetros fundamentales a tener en cuenta. Los cuales se definen a continuación.

1.1.1 Dirección del viento

Definida como el punto en el horizonte desde el cual sopla el viento [9], tiene ocho direcciones principales las cuales son Norte (N), Noreste (NE), Este (E), Sureste (SE), Sur (S), Suroeste (SO), Oeste (O) y Noroeste (NO).

Para el caso de la región Caribe, en la cual se encuentra la Isla de San Andrés a lo largo del año se tiene mayores vientos del norte y del este a lo largo del año [9].

1.1.2 Densidad del aire

Definida como la masa por unidad de volumen, el comportamiento se da en primer lugar por la altitud, los valores más altos se dan al nivel del mar y disminuye a medida que aumenta la altura. Este valor también se ve afectado directamente por la presión e inversamente por la temperatura. [9]

Su valor influye directamente en la cantidad de energía que las turbinas pueden capturar, el aire denso suministra más masa para interactuar con las palas de las turbinas, esto resulta en una mayor eficiencia en la generación de energía [8].

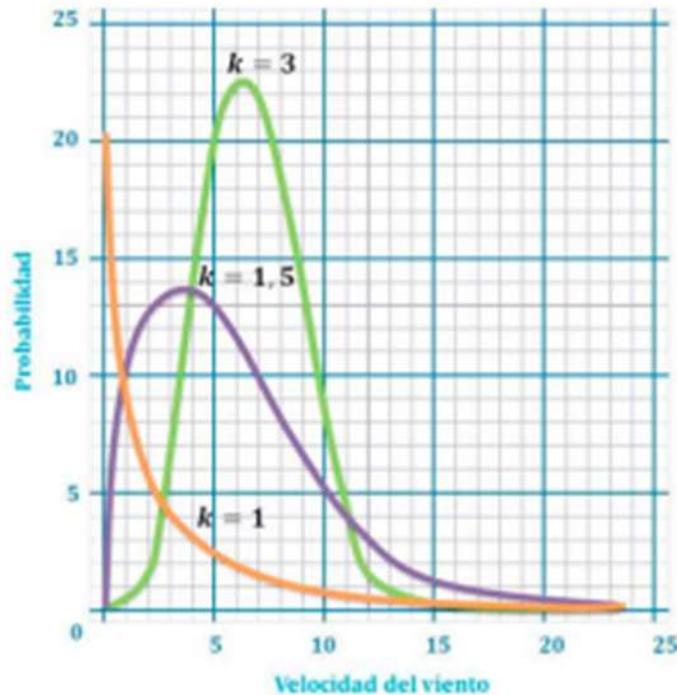
1.1.3 Parámetros de forma y escala

El parámetro de forma, representado por la letra “k” representa la pendiente de la distribución de Weibull, permite modelar la curva de la distribución y el grado de variación del comportamiento

del viento [10]. Los valores bajos representan mayor dispersión de los datos y por lo tanto menor frecuencia como se puede observar en la figura 1

Figura 1

Representación del parámetro de forma



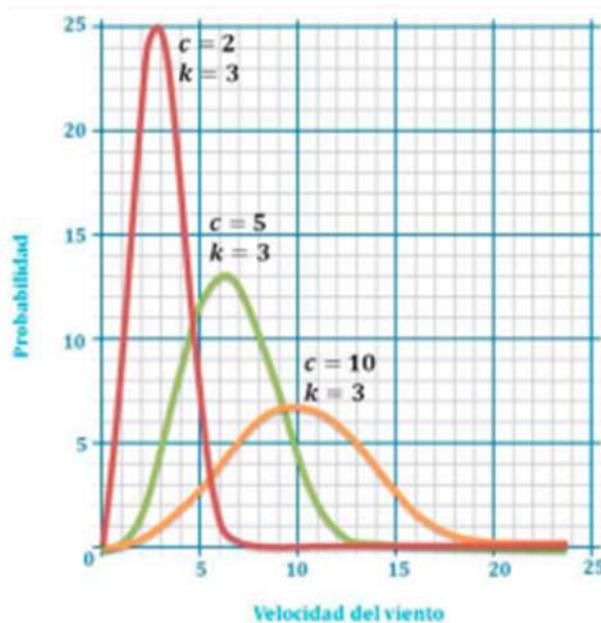
Nota. Se representa gráficamente el comportamiento de diferentes valores del parámetro de forma dentro de la distribución de Weibull. Tomado de: J. F. Ruiz Murcia, J. Serna Cuenca, and H. J. Zapata Lesmes, “Atlas de viento de Colombia ,” Bogotá D.C, 2017.

El parámetro de escala, representado por la letra “ c ” representa el grado de dispersión de los datos, evaluando que tan alargada resulta en comparación con la distribución estándar [11].

Los valores bajos de representan resultados más alargados, esto significa que tienen una mayor probabilidad de ocurrencia, como se observa en la figura 2, este parámetro adicionalmente representa la velocidad promedio del lugar.

Figura 2

Representación del parámetro de escala



Nota. Se representa gráficamente el comportamiento de diferentes valores del parámetro de escala dentro de la distribución de Weibull. Tomado de: J. F. Ruiz Murcia, J. Serna Cuenca, and H. J. Zapata Lesmes, “Atlas de viento de Colombia ,” Bogotá D.C, 2017

1.1.4 Distribución de Weibull

La distribución de probabilidad de Weibull representa la variación del viento para un año de datos en un lugar y a una altura específica, muestra en gran medida la asimetría del comportamiento del viento, su conocimiento permite estimar o calcular el potencial energético y la energía que produciría un aerogenerador [7]. Con este contexto la desviación estándar que se asocia a la distribución permite estimar la dispersión del conjunto de datos obtenidos, matemáticamente se expresa de la siguiente manera [9].

$$\sigma(c, k) = c \sqrt{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{2}{k}\right)}$$

Donde:

c : Parámetro de escala.

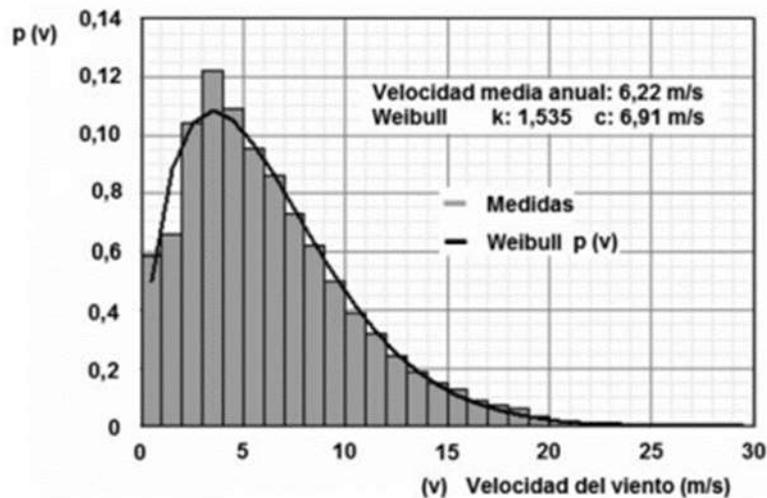
k : Parámetro de forma

Dentro del análisis de los datos en la distribución los valores bajos muestran una menor dispersión de los datos, por lo cual tiene una mayor frecuencia respecto al promedio. Al tener velocidades del viento significativas con poca variabilidad se tiene un mayor aprovechamiento energético del recurso [9].

La figura 3, muestra un ejemplo de una distribución de velocidades y la distribución de Weibull ajustada.

Figura 3

Distribución de velocidades y Weibull



Nota. Representación y comparación de las distribuciones de velocidad y la distribución de Weibull ajustada para un año de datos obtenido. Tomado de: M. López Villarrubia, Ingeniería de la Energía Eólica. 2013.

1.1.5 Densidad de energía eólica

Cantidad de energía acumulada y disponible en un lugar determinado. Esta representa la energía disponible por metro cuadrado del área de barrido de una turbina [8]. El cálculo se realiza a partir de la distribución de Weibull y los datos de velocidad del viento y densidad del aire.

Su comportamiento está relacionado con la variación del viento en la superficie, por lo cual en lugares donde la velocidad es débil se obtienen valores bajos de densidad, al contrario de las ubicaciones con velocidades del viento significativas, presentan valor de energía mayor [9].

1.1.6 Capa límite

Es la zona de la tropósfera en contacto directo con la superficie terrestre donde el viento presenta fricción con la superficie, esta es fundamental para la evaluación del recurso eólico. En esta parte de la superficie el viento varía desde un valor de 0 hasta alcanzar la velocidad teórica de sin fricción a una altura típica entre los 100 y 1000 metros, todo depende de las condiciones del sitio estudiado [12].

Dentro de la caracterización del recurso eólico, los perfiles de velocidad presentan una variación logarítmica respecto a la altura, esto representa un crecimiento directamente proporcional entre la velocidad del viento y la altura, donde las mayores velocidades se dan a grandes alturas, teniendo en cuenta factores externos como la rugosidad del terreno [13].

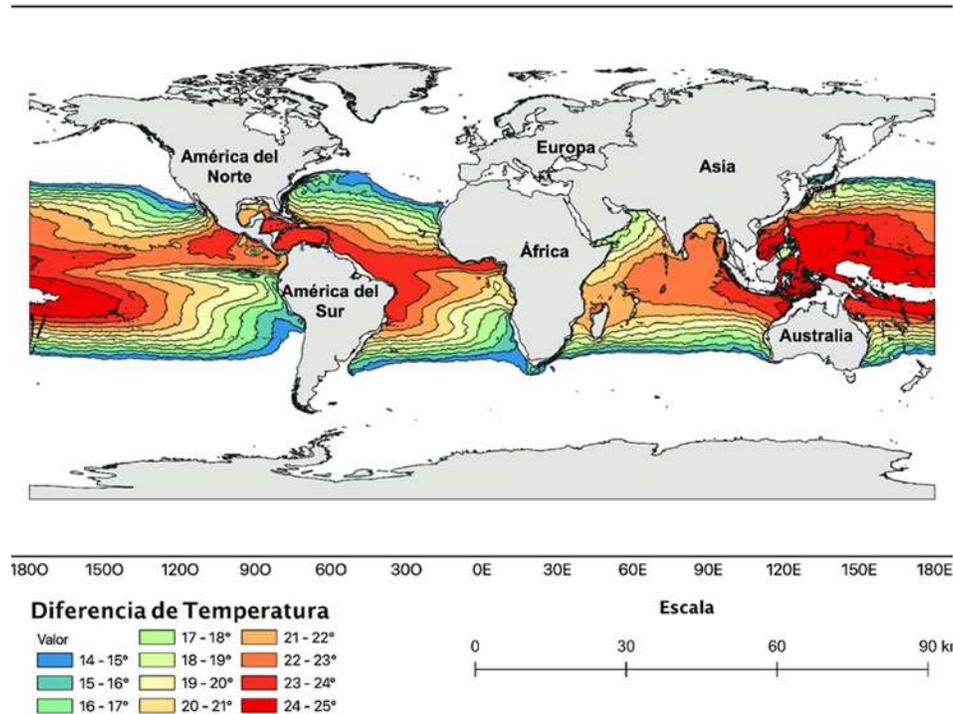
1.2 Recurso gradiente térmico oceánico

El gradiente térmico oceánico (OTEC) genera electricidad a partir del aprovechamiento del gradiente térmico natural del océano entre las aguas superficiales y de profundidad [14], para tener un funcionamiento adecuado del sistema OTEC es necesario garantizar una diferencia de temperatura entre el agua superficial y el agua de profundidad de 20°C, es por esto que las zonas tropicales presentan un atractivo para este tipo de generación eléctrica [15], como se puede observar en la figura 4, en la cual se presentan las diferencias de temperatura a lo largo del lecho marino [16].

La variación de temperatura entre la superficie y las profundidades del mar cerca de las costas de Colombia oscila entre aproximadamente 21°C y 22°C a lo largo del año, lo que hace que sea un área adecuada para este recurso renovable [17].

Figura 4

Distribución de gradientes de temperatura



Nota. Se presentan los rangos de diferencia de temperatura del océano. Tomado de: A. G. Huante, E. Paola, and G. Ruiz, “Energía por Gradiente Térmico: Posible detonante para el desarrollo de México,” 2022. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/358485813>.

La generación de electricidad en OTEC se da gracias a la utilización del calor almacenado en la superficie para así impulsar turbinas de vapor [14]. El ciclo de calor utilizado comúnmente en OTEC, es el ciclo Rankine, el cual utiliza turbinas de baja presión, estos sistemas son de ciclo cerrado, abierto e híbrido [18]. Dentro del funcionamiento del ciclo Rankine es importante tener en cuenta los diferentes equipos utilizados en el proceso, como lo son [19]:

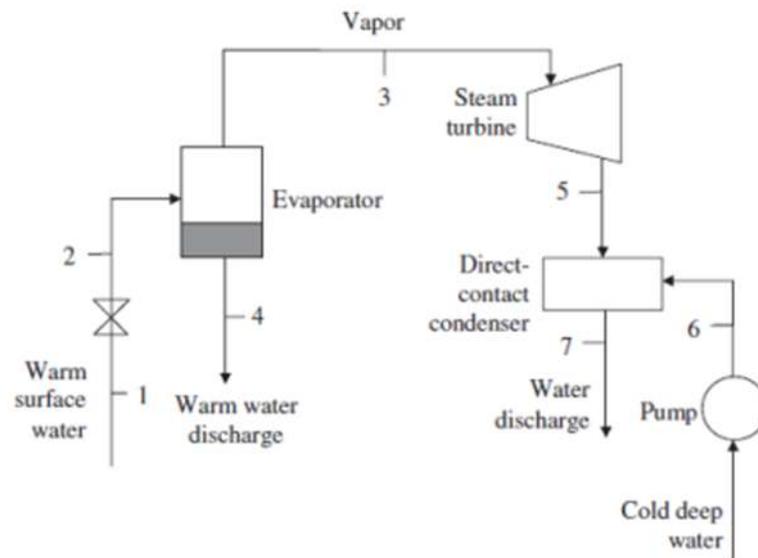
- Intercambiador de calor (Evaporador): Utiliza el agua cálida del océano para evaporar el fluido de trabajo.
- Turbina: Encargada de generar la electricidad mediante el vapor del fluido de trabajo.
- Intercambiador de calor (Condensador): Utiliza el agua fría del océano para condensar el vapor del fluido de trabajo, posterior paso por la turbina.

- Bomba: Encargada de recircular el fluido de trabajo hacia el evaporador para así completar el ciclo.

El ciclo abierto también llamado ciclo Claude, consiste en generar una mezcla de líquido y vapor saturado, y luego separar el líquido del vapor, este último se envía a la turbina de generación. El fluido de trabajo es el agua de mar. Este ciclo se presenta en el esquema mostrado en la figura 5. [20].

Figura 5

Ciclo abierto

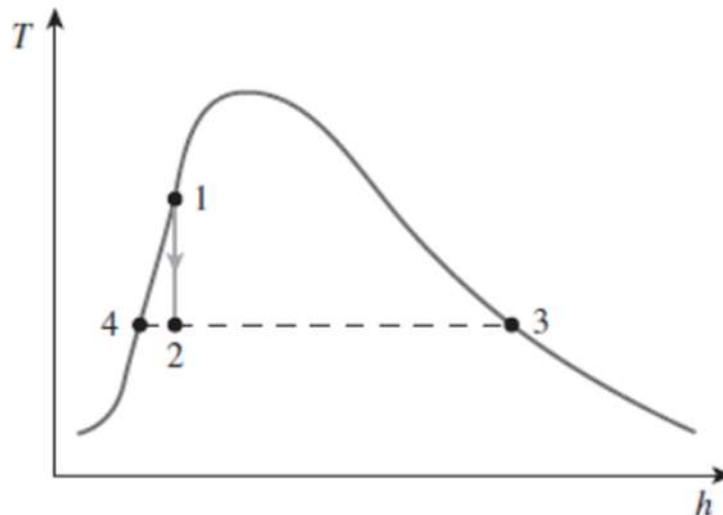


Nota. Ciclo abierto en el cual se detalla cada uno de los equipos y estados por los que atraviesa el fluido de trabajo. Tomado de: Tomado de: M. Kanoğlu, Y. A. Çengel, J. M. Cimbala, and McGraw-Hill Higher Education (Firm), OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION. McGraw-Hill Education, 2023.

En el estado número 1 el agua a alta temperatura es transportada por medio de una bomba de vacío para reducir su presión y obtener mezcla líquido saturado – vapor saturado en el estado 2. A continuación, en el evaporador se separan las dos fases, enviando el vapor saturado en el estado 3 a la turbina de vapor. Luego de la turbina se pasa por el condensador donde entra en contacto el agua fría proveniente del estado 6. El diagrama de propiedades termodinámicas de este proceso se puede observar en la figura 6.

Figura 6

Diagrama de propiedades T-h para el ciclo abierto

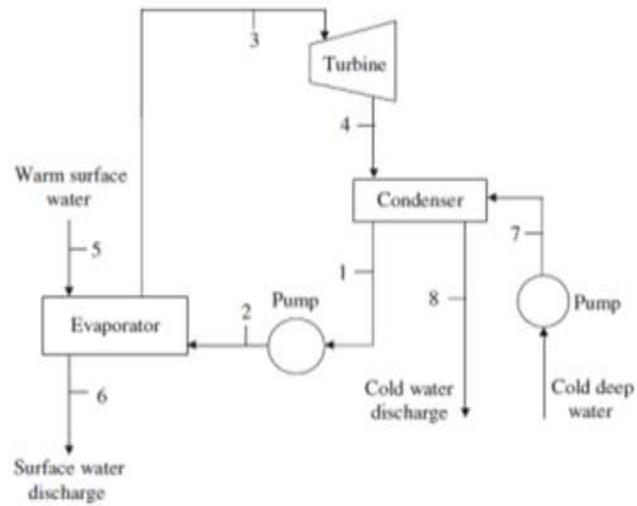


Nota. Diagrama de propiedades T-h para cada uno de los estados del fluido de trabajo dentro del ciclo abierto. Tomado de: M. Kanoğlu, Y. A. Çengel, J. M. Cimbala, and McGraw-Hill Higher Education (Firm), OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION. McGraw-Hill Education, 2023.

El ciclo cerrado, también llamado ciclo Anderson, consiste en transferir el calor del agua de mar a un ciclo Rankine orgánico (ORC por sus siglas en inglés), el cual trabaja con una sustancia diferente al agua. El fluido de trabajo es llevado a fase de vapor sobrecalentado (estado 3, ver Figura 7: Ciclo abierto.) transfiriendo calor del agua de mar a alta temperatura (estado 5). El vapor sobrecalentado se hace pasar por la turbina de vapor para generar energía mecánica. Después de la turbina (estado 4) el fluido de trabajo se condensa (estado 1) utilizando el agua a baja temperatura del fondo del mar (estado 7). El fluido de trabajo se bombea para ser llevado nuevamente al evaporador (estados 1 al 2) cerrando el ciclo. El diagrama de propiedades termodinámicas de este proceso se puede observar en la Figura 8.

Figura 7

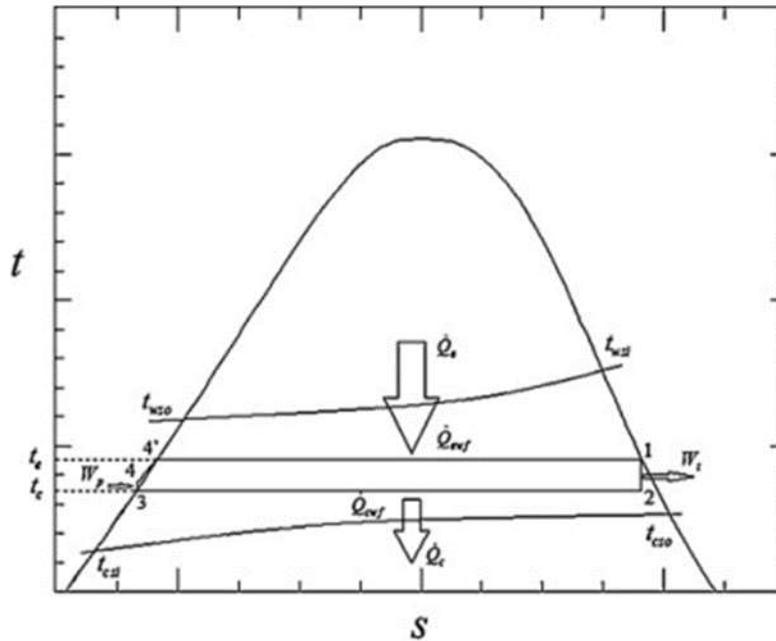
Ciclo Rankine cerrado



Nota. Se presenta el diagrama para el ciclo cerrado, mostrando así los equipos a utilizar en cada una de las etapas del ciclo Rankine. Tomado de: M. Kanoğlu, Y. A. Çengel, J. M. Cimbala, and McGraw-Hill Higher Education (Firm), OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION. McGraw-Hill Education, 2023.

Figura 8

Diagrama de propiedades T-s para el ciclo cerrado



Nota. Se presenta el diagrama de propiedades T-s para el ciclo cerrado, en el cual se visualizan los estados en los cuales debe estar el ciclo termodinámico. Tomado de: F. Sun, Y. Ikegami, B. Jia, and H. Arima, “Optimization design and exergy analysis of organic rankine cycle in ocean thermal energy conversion,” Applied Ocean Research, vol. 35, pp. 38–46, Mar. 2012, doi: 10.1016/j.apor.2011.12.006.

1.3 Sistemas híbridos

Los sistemas híbridos de generación de energía son un conjunto de tecnologías de dos o más fuentes diferentes de generación para lograr satisfacer la demanda de un lugar en específico de manera eficiente. Este tipo de sistemas suelen incluir una fuente de energía renovable y una fuente convencional, para tener el respaldo respectivo, adicionalmente están diseñados para maximizar la producción de energía mientras se minimiza el costo y los impactos ambientales respectivos, logrado así un suministro más confiable y continuo para la población.

1.3.1 Gestión inteligente de la energía

Para la correcta gestión de la energía generada este tipo de sistemas cuentan con un inversor híbrido, este dispositivo gestiona y alterna entre las diferentes fuentes de energía de manera correcta y eficiente. Este inversor controla constantemente la disponibilidad de cada fuente de

energía y ajusta su uso en función de la demanda y condiciones de generación, esto con el fin de optimizar el consumo de energía de las fuentes renovables [21].

1.3.2 Almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento permiten acumular el excedente de energía generada por las fuentes renovables cuando la demanda es baja y así utilizarla luego cuando la generación de energía no supe las necesidades de consumo de la población. Este almacenamiento mejora la fiabilidad del suministro y adicionalmente a eso maximiza el aprovechamiento de la energía renovable [21].

1.3.3 Eficiencia y reducción de costos

Al combinar fuentes renovables y convencionales, se reduce significativamente los costos asociados al consumo eléctrico. La energía renovable, aunque inicialmente puede requerir mayor inversión, tiene costos operativos bajos, por la característica del recurso, por otro lado, la gestión optimizada y el almacenamiento de energía permiten minimizar el consumo de combustibles fósiles [21].

1.3.4 Aplicaciones convencionales

Una de las aplicaciones más valiosas de este tipo de sistemas es en las zonas no remotas o de difícil acceso, esto debido a que, en estas áreas, la infraestructura de energía convencional puede ser costosa y su mantenimiento es de difícil ejecución. Los sistemas híbridos ofrecen una solución viable al combinar la autonomía de las fuentes renovables con la fiabilidad de las fuentes convencionales. Esto es beneficioso en comunidades rurales, instalaciones mineras y estaciones de telecomunicaciones ubicadas en lugares aislados [21].

2. DETERMINACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO DE LA ISLA DE SAN ANDRÉS

El consumo eléctrico de la isla se determinó a partir de dos fuentes de información oficial, una de las cuales fue la empresa SOPESA la cual es la encargada de la distribución de energía eléctrica en la isla desde el año 2008 y, de manera complementaria, los informes mensuales de telemetría presentados por el IPSE. En la Tabla 1 se presenta la información del total de suscriptores, la electricidad consumida 20 015 107 kWh y los costos unitarios de venta para los niveles 1 y 2 de tensión, todo esto para el mes de enero del año 2024.

Donde el nivel de tensión 1 comprende tensiones menores a 1.000 V y atiende a los usuarios residenciales, considerándose de baja tensión. El nivel de tensión 2 comprende tensiones mayores o iguales a 1.000 V y menores de 30.000 V atendiendo por lo general a grandes consumidores como hoteles, industrias, entre otros, considerándose de alta tensión. Actualmente SOPESA tiene a cargo 2 subestaciones eléctricas en la Isla, la subestación Bight y School House, las cuales manejan líneas de interconexión de 25,4kV desde la planta generadora de Punta Evans hacia el Bight – School House. [22]

Tabla 1

Caracterización eléctrica de la isla

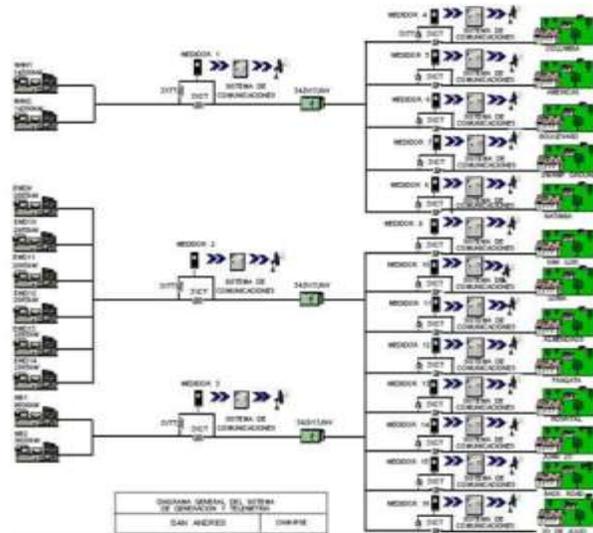
Total, de suscriptores.	Kilovatios-hora generados en el mes de enero	Costo unitario prestación del servicio Nivel 1 (\$/kWh)	Costo unitario prestación del servicio Nivel 2 (\$/kWh)
26109	20015107	1177,9	1032,69

Nota. Datos de generación y costo de energía en la isla. Tomado de: [23] “SOPESA ESP - Sociedad productora de energía de San Andrés y Providencia.” [Online]. Available: <https://sopesa.com/>

La energía eléctrica en la isla es generada en su totalidad con 19 generadores eléctricos que consumen combustible Diesel. De éstos 10 están en constante operación, 8 de respaldo y 1 que presta servicios auxiliares. La interconexión de estos 19 generadores se puede observar en la Figura 9. [24]

Figura 9

Esquema de conexión de la isla



Nota. Sistema De Generación De La Isla De San Andres, Detallando Los Generadores Diesel Y Como Están Conectados A La Red Con Cada Una De Las Potencias Requeridas. Tomado De: Á. Alexander, M. J. Jhon, And E. Valencia, “Informe Mensual De Telemetría Boletín Mensual De Operación De Localidades Con Telemetría Cnm-Ipse,” 2023.

La infraestructura física o también llamada grupo electrógeno se divide por las diferentes capacidades y marcas de los generadores [24] como se observa en la Tabla 2.

Tabla 2

Infraestructura de la Isla de San Andrés

GRUPO ELECTRÓGENO			
ITEM	MARCA	CAPACIDAD	ESTADO
1	MB1	9600 kW	EN OPERACIÓN
2	MB2	9600 kW	EN OPERACIÓN
3	EMD 9	2865 kW	EN OPERACIÓN
4	EMD 10	2865 kW	EN OPERACIÓN
5	EMD 11	2865 kW	EN OPERACIÓN
6	EMD 12	2865 kW	EN OPERACIÓN
7	EMD 13	2865 kW	EN OPERACIÓN
8	EMD 14	2865 kW	EN OPERACIÓN
9	EMD1	2200 kW	EN RESERVA
10	EMD2	2200 kW	EN RESERVA
11	EMD3	2200 kW	EN RESERVA
12	EMD4	2500 kW	EN RESERVA
13	EMD5	2500 kW	EN RESERVA
14	EMD6	2500 kW	EN RESERVA
15	EMD7	2100 kW	EN RESERVA
16	EMD8	2500 kW	EN RESERVA
17	MAN 1	14300 kW	EN OPERACIÓN
18	MAN 2	14300 kW	EN OPERACIÓN
19	PER*	1950 kW	EN OPERACIÓN

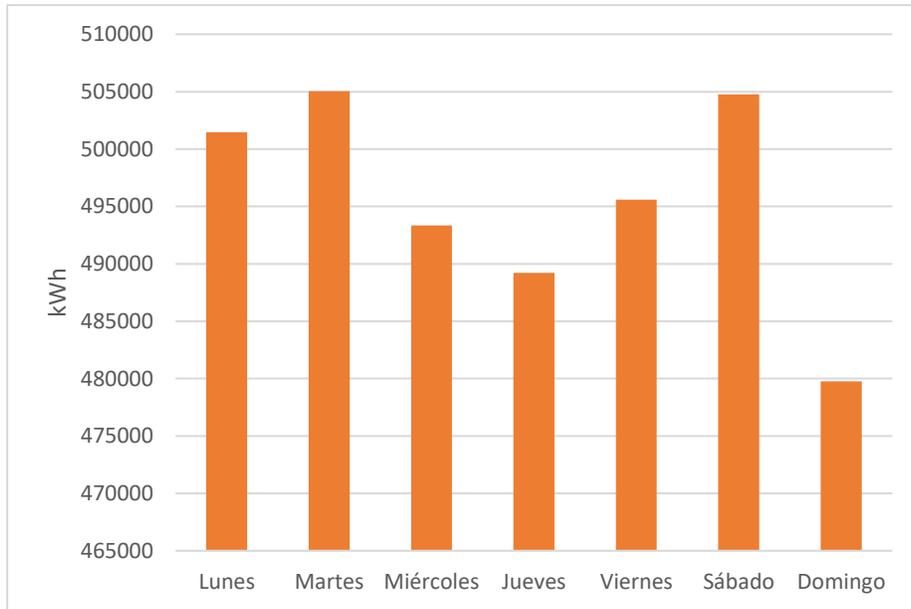
* Servicios auxiliares

Nota. Se presenta la marca, capacidad y estado de cada uno de los diferentes generadores Diesel con los que cuenta la isla. Tomado de: Á. Alexander, M. J. Jhon, and E. Valencia, “INFORME MENSUAL DE TELEMETRÍA BOLETÍN MENSUAL DE OPERACIÓN DE LOCALIDADES CON TELEMETRÍA CNM-IPSE,” 2023

Con la información de generación e infraestructura, se recopilaron los datos de consumo diario de energía eléctrica de la isla desde enero hasta julio de 2023. El estudio se realizó únicamente con 7 meses de datos debido a la no disponibilidad de los meses del segundo semestre de 2023. Para obtener un perfil de carga se realizó el promedio para cada día de la semana como se puede ver en la Gráfica 1. Se observó que los días de mayor consumo son los lunes, martes y sábados. Esto se debe a que hay mayor cantidad de vuelos diarios, tanto de entrada como de salida.

Figura 10

Promedio del consumo de energía eléctrica en la semana

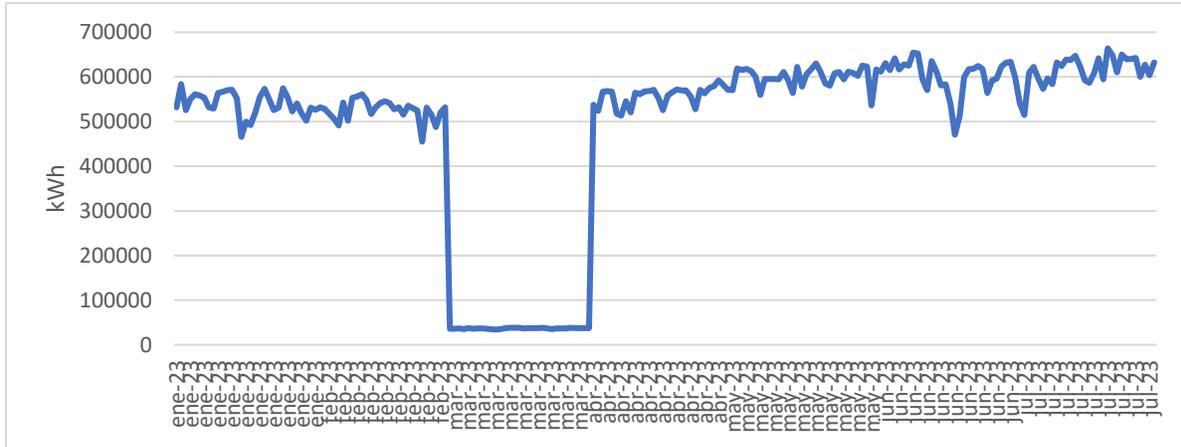


Nota. Se presentan los valores de consumo de energía eléctrica para cada uno de los días de la semana, teniendo en cuenta los picos de consumo por diferentes factores económicos.

En la Gráfica 2 se observa el comportamiento del consumo diario por los 7 meses estudiados, donde se presenta una disminución del consumo en el mes de marzo con un promedio diario de 36 754 kWh. Esto se explica por la crisis a la que se vieron enfrentadas varias aerolíneas con operación en la isla, al tener una disminución en las operaciones normales de las aerolíneas, se disminuyó el flujo de turistas en la isla, razón por la cual se reduce el consumo de energía notablemente. Adicionalmente se observa que la isla consume en el año un promedio de 495 546 kWh diarios.

Figura 11

Comportamiento de consumo diario de energía eléctrica



Nota. La gráfica representa la relación entre la energía eléctrica generada por los días del año comprendidos entre enero y julio, mostrando sus variaciones a lo largo de los meses. Tomado de: Á. Alexander, M. J. Jhon, and E. Valencia, “INFORME MENSUAL DE TELEMETRÍA BOLETÍN MENSUAL DE OPERACIÓN DE LOCALIDADES CON TELEMETRÍA CNM-IPSE,” 2023

Con la información recopilada se observó un máximo de consumo de energía el día 21 de julio del 2023 teniendo así un valor de 664 420 kWh, destacándose, como el mes de mayor consumo en la isla con un total de 19 025 667 kWh, adicionalmente la empresa encargada del suministro de energía en la isla SOPESA informa un valor de consumo total de la isla igual a 200 151 107 kWh en el mes de enero, el cual es el mes de mayor consumo. Con estos datos de generación obtenidos de las dos fuentes de información descritas anteriormente, podemos caracterizar el consumo de energía eléctrica de la Isla.

3. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO DE LA ENERGÍA EÓLICA Y DE GRADIENTE TÉRMICO OCEÁNICO (OREC) EN LA ISLA DE SAN ANDRÉS

3.1 Recurso de energía eólica

Los datos de caracterización de la energía eólica se obtienen inicialmente de la base de datos del IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales) y la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), los cuales fueron recopilados desde la estación meteorológica ubicada en el aeropuerto Sesquicentenario. En el Atlas del Viento de Colombia [9] se encuentra recopilada la información de interés de la isla, donde se cuenta con datos fundamentales de caracterización del recurso, como la dirección del viento, densidad de energía eólica y parámetros de forma (k) y escala (c) de la función de distribución de probabilidad de velocidades del viento [9]. En la Tabla 3 se presentan los datos de mediciones de mes a mes.

Tabla 3*Datos de recurso eólico*

Mes	Dirección de Viento	Densidad de Aire (kg/m ³)	Densidad de Energía Eólica a 80m [W/m ²]	Velocidad a 80m [m/s]	Parámetro de forma (k)	Parámetro de escala (c)
Enero	NE	1,15	1728,00	14,43	5,00	9,00
Febrero	NE	1,15	1728,00	14,43	5,00	9,00
Marzo	NE	1,15	1331,00	13,23	3,00	8,00
Abril	NE	1,15	729,00	10,82	3,00	7,00
Mayo	E	1,15	512,00	9,62	2,50	5,00
Junio	E	1,15	512,00	9,62	2,50	5,00
Julio	E	1,15	729,00	10,82	3,00	7,00
Agosto	NE	1,15	512,00	9,62	2,50	5,00
Septiembre	E	1,15	343,00	8,42	2,00	4,00
Octubre	NE	1,15	216,00	7,22	2,00	3,00
Noviembre	NE	1,15	729,00	10,82	2,50	8,00
Diciembre	NE	1,15	1000,00	12,03	3,00	4,00

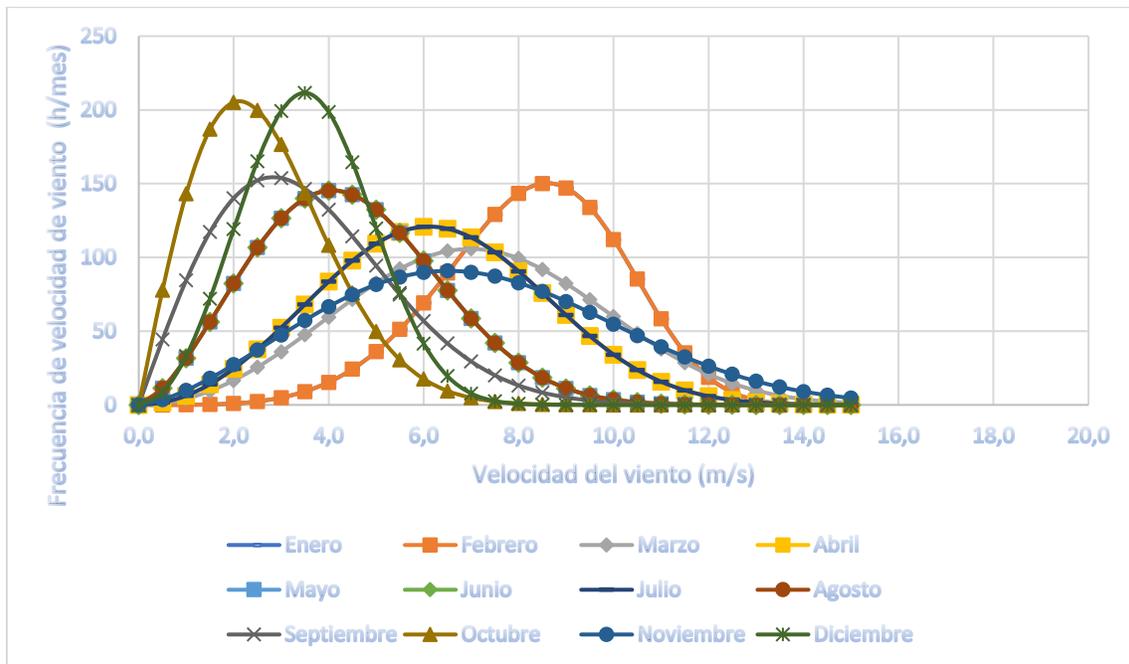
Nota. Se presenta la caracterización del recurso eólico valores mes a mes. Tomado de: J. F. Ruiz Murcia, J. Serna Cuenca, and H. J. Zapata Lesmes, “Atlas de viento de Colombia,” Bogotá D.C, 2017.

Dentro del análisis de los datos presentados, la densidad de energía eólica a 80 metros de altura, presenta valores altos en la región Caribe gracias a las condiciones topográficas de la isla.

La Gráfica 3 muestra la distribución de probabilidad de velocidades del viento adaptada a una distribución de Weibull para la isla de San Andrés para cada uno de los meses del año. En el cual se muestra el promedio de velocidades anuales, dando como resultado para el mes de octubre bajas velocidades del viento, debido a que tiene una probabilidad de 200 h al mes en un rango de velocidades de 2 m/s, los meses que presentan altas velocidades de viento son noviembre con una probabilidad de 100 h y un rango de velocidades de 4 a 10 m/s, marzo con una probabilidad de 100 h y un rango de velocidades de 6 a 8 m/s y el mes de febrero con una probabilidad de 150 h/mes y un rango de velocidades de 8 a 10 m/s, este mes en particular no se tendrá en cuenta dentro del estudio a pesar que tiene un buen comportamiento, esto debido a que en la distribución de probabilidades es fundamental abarcar el mayor rango de velocidades para así poder aprovechar de mejor manera el recurso disponible.

Figura 12

Promedio mensual de la Distribución de probabilidad de velocidades del viento

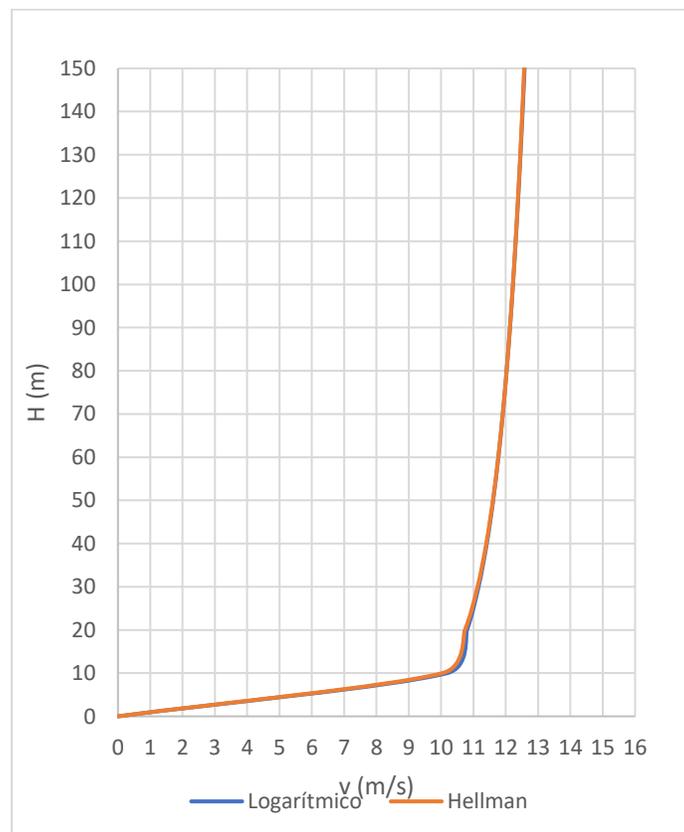


Nota. Se presentan las curvas de distribución para cada uno de los meses del año, teniendo en cuenta la velocidad del tiempo y la frecuencia en la cual esa velocidad es más probable en el paso de los meses.

En la Gráfica 4 se presentan los perfiles de velocidades del viento con respecto a la altura (capa límite atmosférica). Para su construcción se estableció la rugosidad del terreno como 0.0001m, valor típico para vientos en altamar. En esta gráfica se puede observar que las altas velocidades del viento (superiores a 10 m/s) se presentan por encima de los 20 metros de altura. Así mismo, se observa que por encima de la altura mencionada la velocidad del viento no varía considerablemente, lo cual permitirá que las palas del aerogenerador operen con estabilidad en toda su trayectoria circular.

Figura 13

Perfil de velocidades



Nota. Se presenta el perfil de velocidades para un valor de rugosidad de 0.0001.

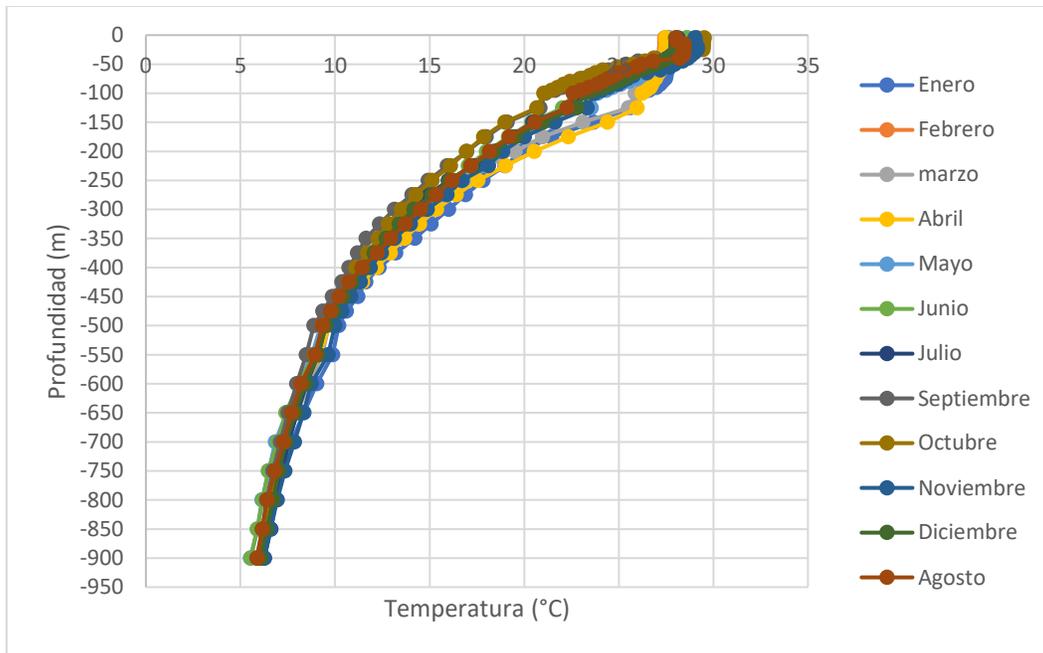
3.2 Recurso de gradiente térmico oceánico

La evaluación de datos del recurso del gradiente térmico oceánico se realizó mediante los datos proporcionados por la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA) [25]. Donde se observa que con una profundidad mínima de 750 m del nivel del mar se puede garantizar

la diferencia de 20°C. Estos datos se muestran en la Figura 14. En la Figura 15 se representa la diferencia de temperaturas entre 5 m de profundidad y los 750 m en adelante para poder garantizar la diferencia de temperaturas en condición ideal.

Figura 14

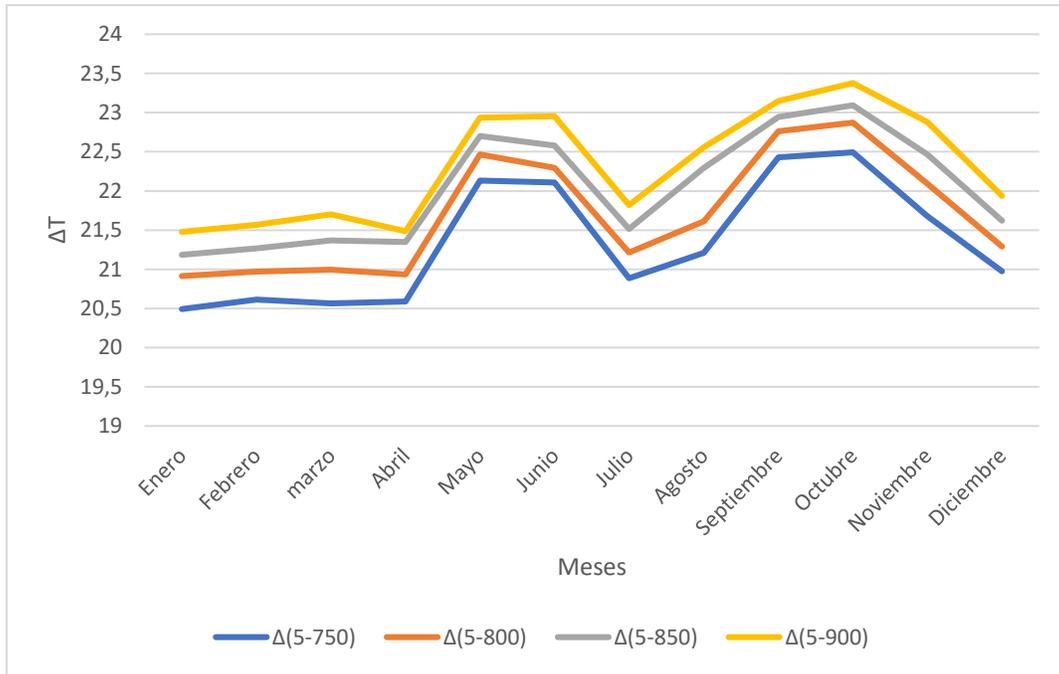
Temperaturas en °C a diferentes profundidades con respecto a los meses del año



Nota. Se presentan los valores de Temperaturas a diferentes profundidades con respecto a los meses del año. Tomado de: “World Ocean Atlas 2023 - Climate Data Fields.” Accessed: Mar. 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.ncei.noaa.gov/access/world-ocean-atlas-2023/bin/woa23.pl?parameterOption=t>

Figura 15

Diferencia de temperaturas



Nota. Se presenta la diferencia de temperaturas entre 5 m vs diferentes valores de profundidad, buscando la diferencia adecuada para la aplicación

3.3 Determinación de la localización de los recursos eólico y gradiente térmico oceánico

Para identificar la localización más adecuada para el aprovechamiento de cada fuente de energía. Se determinaron las ubicaciones más adecuadas siguiendo los pasos de la hoja de ruta de la energía offshore en Colombia [26], en este caso únicamente para San Andrés. Los factores que se deben cumplir y las restricciones que se tienen para poder implementar los proyectos en esta región se muestran en la Tabla 4. Con esta revisión se delimitaron las zonas en las cuales es restringido tanto construir o realizar afectaciones a la biodiversidad de la zona como se muestra en la Figura 16 y la Figura 17, la cual representa las zonas protegidas y que no son aptas para la construcción del proyecto, donde de color rojo encontramos la barrera de arrecife y de color amarillo los límites de la reserva Seaflower.

Tabla 4

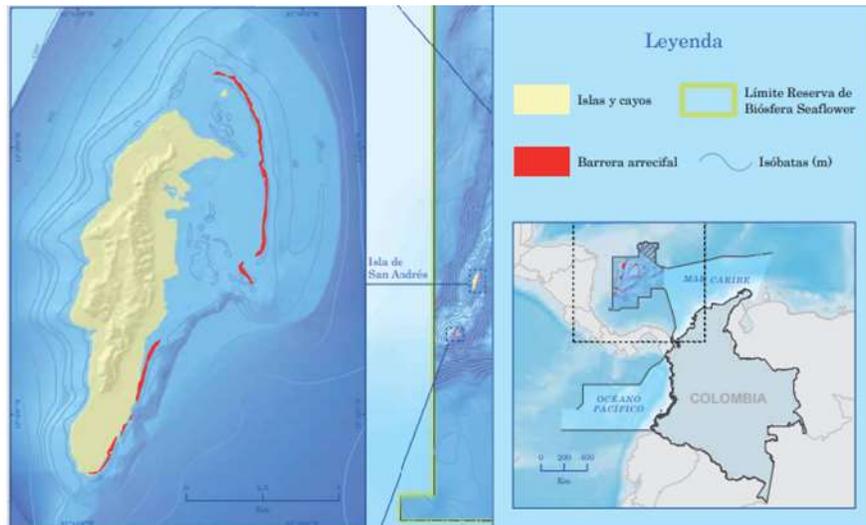
Factores de implementación

Factores	Restricciones
Recurso eólico	Pesca artesanal
Recurso OTEC	Biodiversidad
Centros de demanda	Tráfico marítimo comercial costa afuera
	Áreas de conservación
	Vida silvestre y hábitats

Nota. Se presentan los factores y restricciones para la implementación de los proyectos costa afuera.

Figura 16

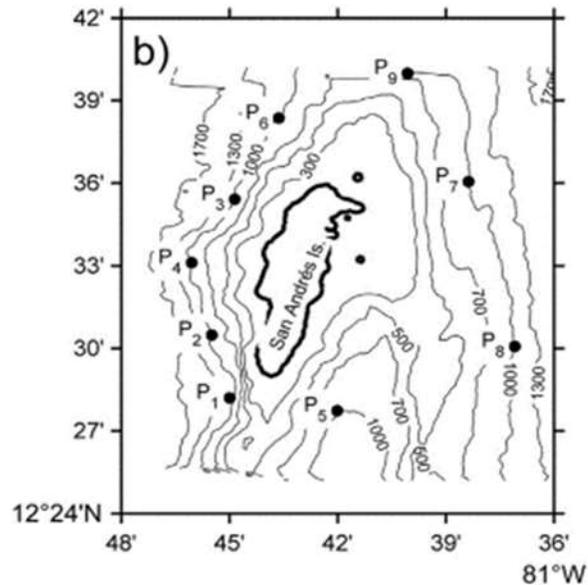
Delimitaciones para la construcción de proyectos



Nota. Se presentan las delimitaciones territoriales en las cuales se observan cada una de las áreas protegidas para el desarrollo del proyecto. Tomado de: Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras, “Atlas de la Reserva de Biósfera Seaflower: Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina,” 2012.

Figura 18

Zonas de implementación de proyectos



Nota. Se presentan las zonas más viables para poder implementar los proyectos energéticos costa afuera en la Isla de San Andrés. Tomado de: A. Devis-Morales, R. A. Montoya-Sánchez, A. F. Osorio, and L. J. Otero-Díaz, “Ocean thermal energy resources in Colombia,” *Renew Energy*, vol. 66, pp. 759–769, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.01.010.

Para la implementación de la planta OTEC es importante tener en cuenta que se necesita una subestación cerca de ella para la distribución de la energía, esto con el fin de realizar la interconexión con la energía generada por los aerogeneradores y así poder distribuir el total de energía generada. Para seleccionar la zona geográfica se tuvo en cuenta que la variación de energía eólica no fuera diferente para los puntos seleccionados en OTEC, como se muestra en la Tabla 5. Además de tener en cuenta las distancias determinadas anteriormente.

Tabla 5*Localización de las zonas viables*

Localización	Distancia desde la costa. (m)
P1	1.400
P2	3.600
P3	3.800
P4	4.000
P5	5.100
P6	4.600
P7	5.050
P8	10.100
P9	9.500

Nota. Distancia desde la costa para cada uno de los puntos de localización descritos anteriormente. Tomado de: A. Devis-Morales, R. A. Montoya-Sánchez, A. F. Osorio, and L. J. Otero-Díaz, “Ocean thermal energy resources in Colombia,” *Renew Energy*, vol. 66, pp. 759–769, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.01.010.

Con la ayuda de programas geográficos como Google earth y webplotdigitizer se determinó la ubicación de cada uno de los puntos previamente identificados, donde los puntos P1, P5, P8 y P9 por sus ubicaciones no pueden ser tenidos en cuenta esto se debe a que afectarán las barreras de arrecife y también los parques regionales que se encuentran en estos sitios. En los puntos P2 y P3 se cuenta con zonas hoteleras por lo cual tampoco serán tenidos en cuenta, esto con el fin de no generar afectaciones visuales como se puede observar en la Figura 19 [27].

Figura 19

Ubicación de los puntos identificados



Nota. Se presenta la ubicación geográfica respecto a la isla para cada uno de los puntos previamente identificados. Tomado de Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras, “Atlas de la Reserva de Biósfera Seaflower: Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina,” 2012.

Adicionalmente se verifican las distancias a las cuales se encuentran las subestaciones existentes para poder interconectar la energía generada. Es por esto que el punto más adecuado es el P4 el cual según sus coordenadas geográficas está ubicado en 12°33'40"N 81°46'01"W.

4. MODELAMIENTO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA ENERGÍA EÓLICA Y DE GRADIENTE TÉRMICO OCEÁNICO

4.1 Cálculo de la energía de gradiente térmico oceánico

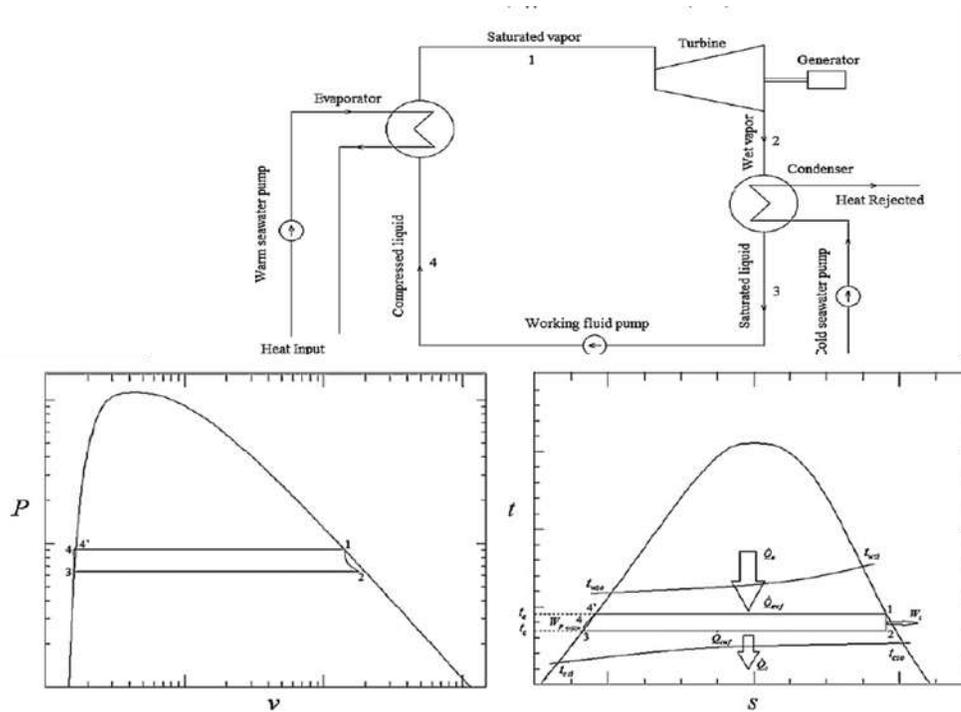
Habiendo definido el punto geográfico para la implementación del proyecto se realizó el cálculo de la energía eléctrica a generar a partir del gradiente térmico oceánico. El gradiente térmico oceánico se convierte en energía eléctrica a partir de dos ciclos termodinámicos, los cuales son el ciclo abierto y el ciclo cerrado.

En el presente proyecto se asumió un ciclo cerrado con amoníaco como sustancia de trabajo, el cual fue seleccionado en el estudio de [20], [17], [28] comparando dos fluidos de trabajo, dentro de los cuales el amoníaco cuenta con un mayor rendimiento comparando las potencias generadas. Con base en la definición del fluido, se definen los rangos de temperatura para realizar los cálculos. Entre los 5m y los 750 metros de profundidad se tiene una diferencia mínima de temperatura (gradiente) de 20.49 °C en el mes de enero, por lo que se toman los valores de este mes por ser el caso más crítico Tabla 5. Así, se definen las temperaturas del sumidero de calor (agua fría del fondo) a 7.16°C, y de la fuente de calor (agua cálida de la superficie) a 27.65°C.

En la Figura 20 se muestran los estados del amoníaco en cada una de las etapas del amoníaco en cada una de las etapas del ciclo termodinámico, con su respectivo diagrama P-v y t-s. En el cual con la imagen de la parte superior se puede observar las fases del amoníaco al interactuar con cada uno de los equipos del ciclo, en los diagramas de la parte inferior del gráfico se visualiza cada una de las fases dentro del domo de propiedades termodinámicas, teniendo en cuenta la definición en cada uno de los estados, donde el estado número 1 es vapor saturado, el estado número 2 se encuentra en mezcla líquido - vapor, el estado número 3 en líquido saturado y el estado número 4 en líquido comprimido.

Figura 20

Definición del ciclo



Nota. Se presenta el ciclo termodinámico del amoníaco para el desarrollo de los cálculos en por el Rankine orgánico. Tomado de: F. Sun, Y. Ikegami, B. Jia, and H. Arima, “Optimization design and exergy analysis of organic rankine cycle in ocean thermal energy conversion,” Applied Ocean Research, vol. 35, pp. 38–46, Mar. 2012, doi: 10.1016/j.apor.2011.12.006.

Los cálculos se inician en el estado # 3 en el cual se debe garantizar la entrada como líquido saturado, realizando la compresión isoentrópica hasta las condiciones de operación de la caldera. Según [29], se deben sumar 5°C a la temperatura profunda porque es la mínima transferencia de calor que proporciona el agua con el amoníaco, realizando el cálculo:

$$T_3 = T_c + 5^\circ C$$

Donde:

T_3 : Temperatura en el estado 3

T_c : Temperatura sumidero de baja

Obteniendo

$$T_3 = 12.16 \text{ }^\circ\text{C}$$

Con el cálculo de la temperatura en el estado 3, se definen las demás propiedades termodinámicas, de la siguiente manera:

$$P_3 = P_{\text{saturación a } 12.16^\circ\text{C}} = 662.6736 \text{ kPa}$$

$$h_3 = h_{f \text{ a } 12.16^\circ\text{C}} = 236.9592 \text{ kJ/kg}$$

$$v_3 = v_{f \text{ a } 12.16^\circ\text{C}} = 0.001687 \text{ m}^3/\text{kg}$$

Donde:

P_3 : Presión en el estado 3.

h_3 : entalpía en el estado 3.

v_3 : volumen específico en el estado 3

En el estado #4 se realiza la compresión isentrópica, gracias a la disminución del volumen específico del amoníaco, en este estado la presión y la entropía es igual que en el estado 3.

$$S_3 = S_4$$

$$P_4 = P_3 = P_{\text{saturación a } 22.652^\circ\text{C}} = 933.94456 \text{ kPa}$$

$$w_b = v_3 (P_4 - P_3) = 0.4364 \text{ kJ/kg}$$

$$h_4 = h_3 + w_b = 237.39 \text{ kJ/kg}$$

Donde:

s_4 : Entropía en el estado 4 = 3

P_4 : Presión en el estado 4.

w_b : Trabajo específico de la bomba.

h_4 : Entalpía en el estado 4.

En el estado 4 el fluido ingresa al intercambiador como líquido comprimido y sale como vapor sobrecalentado, en el cual la transferencia se lleva a cabo con el agua de superficie para elevar la temperatura del amoniaco a la entrada de la turbina, dando paso a la expansión isoentrópica. En el estado 1 la temperatura debe ser 5°C menos a la temperatura de condensación del agua de mar a la profundidad seleccionada. Calculando inicialmente la temperatura del estado 1 de la siguiente manera:

$$T_1 = T_h - 5^\circ C$$

Donde:

T_1 : Temperatura en el estado 1.

T_h : Temperatura sumidero de alta.

Obteniendo:

$$T_1 = 22.652^\circ C$$

Con el cálculo de la temperatura en el estado 1, se definen las demás propiedades termodinámicas, de la siguiente manera:

$$P_1 = P_{\text{saturation a } 22.652^\circ C} = 933.94456 \text{ kPa}$$

$$h_1 = h_g \text{ a } 22.652^\circ C = 1461.6973 \text{ kJ/kg}$$

$$s_1 = s_g \text{ a } 22.652^\circ C = 0.001687 \text{ kJ/kg} \cdot K$$

Donde:

P_1 : Presión en el estado 3.

h_1 : entalpía en el estado 3.

s_1 : entropía en el estado 1.

En el estado # 2 el vapor se condensa a presión constante, con las propiedades en este estado el vapor de entrada cuenta con una calidad alta, es por esto que el amoníaco cuenta con un gran porcentaje de humedad en la mezcla.

Donde:

$$S_2 = S_1$$

Para el cálculo de la calidad en el estado utilizamos la siguiente ecuación:

$$x_2 = \frac{s_1 - s_f}{s_{fg}}$$

Donde:

x_2 : Calidad

s_1 : Entropía estado 1 = 2

s_f : Entropía líquido saturado.

s_{fg} : Entropía mezcla líquido – vapor.

Reemplazando se obtiene:

$$x_2 = 0.971$$

Con el valor de calidad podemos encontrar la entropía en el estado 2 con la siguiente ecuación:

$$h_2 = h_f + (x_2 * h_{fg}) = 1418.745 \text{ kJ/kg}$$

Donde:

h_2 : entropía estado 2.

h_f : entropía líquido saturado.

x_2 : calidad.

h_{fg} : entropía mezcla líquido – vapor.

Reemplazando se obtiene:

$$h_2 = 1418.745 \text{ kJ/kg}$$

Teniendo las propiedades termodinámicas en cada etapa del ciclo, se debe calcular el calor de entrada al intercambiador (evaporador) y salida del intercambiador (condensador), el trabajo de la turbina y el trabajo neto del sistema, con ello se conocen los valores de eficiencia térmica para la planta de generación OTEC.

Para el cálculo del calor de entrada empleamos la siguiente ecuación:

$$q_{in} = h_1 - h_4 = 1224.30 \text{ kJ/kg}$$

Reemplazando:

$$q_{in} = 1461.6973 - 237.3955 \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right)$$

Obteniendo:

$$q_{in} = 1224.30 \text{ kJ/kg}$$

Para el cálculo del calor de salida empleamos la siguiente ecuación:

$$q_{out} = h_2 - h_3 = 1181.78 \text{ kJ/kg}$$

Reemplazando:

$$q_{in} = 1418.745 - 236.9572 \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right)$$

Obteniendo:

$$q_{out} = 1181.78 \text{ kJ/kg}$$

Para el trabajo de la turbina utilizamos la siguiente ecuación:

$$w_{Turbina} = h_1 - h_2$$

Reemplazando:

$$w_{Turbina} = 1461.6973 - 1418.745 \left(\frac{kJ}{kg} \right)$$

Obteniendo:

$$w_{Turbina} = 42.95 \text{ kJ/kg}$$

El cálculo del trabajo neto del sistema se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$w_{neto} = w_{Turbina} - w_{Bomba} = 42.515 \text{ kJ/kg}$$

Donde

w_{neto} = Trabajo neto del sistema

$w_{Turbina}$ = Trabajo de la turbina

w_{Bomba} = Trabajo de la bomba

Reemplazando se obtiene:

$$w_{neto} = 42.515 \text{ kJ/kg}$$

$$w_{neto} = q_{in} - q_{out} = 42.515 \text{ kJ/kg}$$

El cálculo de la eficiencia térmica del ciclo se calcula de la siguiente manera:

$$\eta_{Termica} = \frac{W_{neto}}{q_{in}} = 3.47\%$$

Luego del cálculo del ciclo termodinámico y del trabajo neto, se realizan los cálculos de energía requerida en el sistema de bombeo para el agua de mar en la planta OTEC. El primer cálculo realizado será de la energía consumida por la bomba de superficie para el intercambiador de calor,

los valores iniciales se muestran en la Tabla 6. Para obtener el flujo másico se asumió que la temperatura del agua de mar de superficie desciende en el intercambiador de calor de 27.6°C a 20°C.

Tabla 6

Valores iniciales para el cálculo

Datos iniciales		
m	38.34	kg/s
μ	1.60E-03	kg/m*s
ρ	1030.75	kg/m ³
Q	0.096	m ³ /s

Nota. Se presentan los valores iniciales para el cálculo de la bomba de superficie en el sistema OTEC. Tomado de: J. Monroy Silvera and A. M. Zambrano, “Aspectos físicos del agua de mar entre las islas de Providencia y Cayo Bajo Nuevo durante la época de lluvias de 2016,” Boletín Científico CIOH, no. 35, pp. 3–12, Dec. 2017, doi: 10.26640/22159045.428

Estos datos en su mayoría son extraídos del análisis termodinámico y de las propiedades del agua de mar, en la cual según [30] debemos tener en cuenta que la densidad depende en su gran mayoría de la salinidad y la temperatura específica del lugar en estudio.

Con estas definiciones claras se realizan los cálculos del sistema de bombeo a 750 m de profundidad.

La diferencia de alturas para la bomba se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta h = \frac{P_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2 * g} + z_2 - \left(\frac{P_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2 * g} + z_1 \right)$$

Donde:

Δh : Diferencia de alturas.

P_1 : Presión punto 1.

P_2 : Presión punto 2.

v_1 : Velocidad punto 1.

v_2 : Velocidad punto 2.

z_1 : Altura vertical en el punto 1.

z_2 : Altura vertical en el punto 2.

γ : Peso específico del fluido.

Con la ecuación general podemos inferir la siguiente ecuación para el sistema en general:

$$h_b = h_{geodesica} + h_{perdidas\ de\ la\ tuberia}$$

Donde:

$$h_{perdidas\ de\ la\ tuberia} = h_{pp} + h_{ps}$$

Para calcular el caudal utilizamos la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{\dot{m}}{\rho}$$

En la tubería de succión se realiza el cálculo del diámetro, teniendo en cuenta una velocidad recomendada de 1.5 m/s, este se realiza con las siguientes ecuaciones:

$$Q = V * A$$

$$A = \frac{v * \pi * D^2}{4}$$

Igualando se obtiene:

$$D = \sqrt{\frac{4 * Q}{V * \pi}}$$

Dando como resultado:

$$D = 0.49 \text{ m} = 495.27 \text{ mm}$$

Conociendo el diámetro de la tubería, seleccionamos del catálogo de tubería lisa HDPE [31] a dimensiones comerciales viables para el proyecto, en el cual se selecciona una tubería de diámetro $D_n = 560\text{mm}$. Con esto se calcula la velocidad real de la siguiente manera:

$$V_c = \frac{Q}{A}$$

Dando como resultado:

$$V_c = 0.41 \text{ m/s}$$

Continuando con el cálculo del número de Reynolds con la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{V_c * D * \rho}{\mu} = 145564.61$$

Donde:

V_c : Velocidad del fluido.

D : Diámetro de la tubería.

ρ : Densidad del fluido.

μ : Viscosidad dinámica del fluido.

Teniendo así flujo turbulento, con esto se calcula el factor de fricción con una rugosidad igual a 150, de la siguiente manera:

$$\lambda = \frac{0.25}{\left[\log \left(\frac{1}{3.7 + \left(\frac{D}{\epsilon} \right)} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right]^2}$$

Donde:

D : Diámetro de la tubería.

ϵ : Rugosidad de la tubería.

Re : Número de Reynolds

Dando como resultado:

$$\lambda = 0.125$$

Continuando con las pérdidas primarias de la secundaria, de la siguiente manera:

$$h_{pp} = \lambda * \frac{L}{D} * \frac{V}{2 * g}$$

Dando como resultado:

$$h_{pp} = 3.52 \text{ m}$$

Para el cálculo de las pérdidas secundarias realizamos la suma de todos los accesorios que se encuentran en la línea. En la línea de succión se cuenta con una válvula completamente abierta. El valor de estos coeficientes se ven en la Figura 21 [31].

Figura 21

Valores de pérdidas

Accesorio	Km
Válvula de globo, completamente abierta	10,0
Válvula en ángulo, completamente abierta	5,0
Válvula de registro, completamente abierta	2,5
Válvula de compuerta, completamente abierta	0,2
Válvula de compuerta, con 3/4 de apertura	1,0-1,15
Válvula de compuerta, con 1/2 apertura	5,6
Válvula de compuerta, con 1/4 de apertura	24,0
Codo de radio corto ($r/d = + 1$)	0,9
Codo de radio mediano	0,75-0,8
Codo de gran radio ($r/d = + 1,5$)	0,6
Codo de 45°	0,4-0,42
Retorno (curva en U)	2,2
Tee en sentido recto	0,3
Tee a través de la salida vertical	1,8
Unión	0,3
Vee de 45° en sentido recto	0,3
Vee de 45° en salida Lateral	0,8
Entrada recta a tope	0,5
Entrada con boca acampanada	0,1
Entrada con tubo reentrando	0,9
Salida	1,0

Nota. Se presentan los valores de pérdidas para cada uno de los accesorios instalados en la tubería. Tomado de: “Tuberías Lisas HDPE.” [Online]. Available: www.cidelsa.com

Con lo cual se calculan las pérdidas secundarias con la siguiente ecuación:

$$h_{ps} = k * \frac{V^2}{2}$$

Obteniendo:

$$h_{ps} = 0.0017 m$$

Algunos autores recomiendan despreciar las pérdidas secundarias cuando éstas tienen un valor menor a 0.1 m, esto gracias a no tener un peso significativo para el cálculo de las pérdidas totales de la bomba. Con ello la altura total de pérdidas se calcula de la siguiente manera:

$$h_{pts} = h_{ps} + h_{pp}$$

Obteniendo:

$$h_{pt} = 3.52 \text{ m}$$

Para el caso de la altura geodésica se toma un valor igual a 0 considerando que nuestro punto de referencia es la bomba a nivel del mar. Con esto se realiza el cálculo de la cabeza de la bomba en la succión, con la siguiente ecuación:

$$h_b = h_{geodesica} + h_{perdidas \text{ de la tubería}}$$

Obteniendo:

$$h_b = 3.52 \text{ m}$$

Para la tubería de descarga se realiza el mismo procedimiento que en la tubería de succión.

En la tubería de descarga se realiza el cálculo del diámetro, teniendo en cuenta una velocidad recomendada de 1.5 m/s, este se realiza con las siguientes ecuaciones:

$$Q = V * A$$

$$A = \frac{v * \pi * D^2}{4}$$

Igualando se obtiene:

$$D = \sqrt{\frac{4 * Q}{V * \pi}}$$

Dando como resultado:

$$D = 0.28 \text{ m} = 285.9 \text{ mm}$$

Conociendo el diámetro de la tubería, se selecciona del catálogo de tubería lisa HDPE [31] a dimensiones comerciales viables para el proyecto, en el cual se selecciona una tubería de diámetro Dn = 315 mm. Con esto se calcula la velocidad real de la siguiente manera:

$$V_c = \frac{Q}{A}$$

Dando como resultado:

$$V_c = 1.31 \text{ m/s}$$

Continuando con el cálculo del número de Reynolds con la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{V_c * D * \rho}{\mu}$$

Dando como resultado:

$$Re = 258802.72$$

Teniendo así flujo turbulento, con esto se calcula el factor de fricción con una rugosidad igual a 150, de la siguiente manera:

$$\lambda = \frac{0.25}{\left[\log \left(\frac{1}{3.7 + \left(\frac{D}{\epsilon} \right)} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right]^2}$$

Dando como resultado:

$$\lambda = 0.2$$

Continuando con las pérdidas primarias de la secundaria, de la siguiente manera:

$$h_{pp} = \lambda * \frac{L}{D} * \frac{V}{2 * g}$$

Dando como resultado:

$$h_{pp} = 0.34 \text{ m}$$

Para el cálculo de las pérdidas secundarias realizamos la suma de todos los accesorios que se encuentran en la línea. En la línea de descarga se cuenta con una válvula completamente abierta y un codo de 45°. El valor de estos coeficientes se ven en la figura 13.

Con lo cual se calculan las pérdidas secundarias con la siguiente ecuación:

$$h_{ps} = (k_{\text{entrada del agua}} + k_{\text{codo}}) * \frac{V^2}{2}$$

Obteniendo:

$$h_{ps} = 0.052 \text{ m}$$

Con ello la altura total de pérdidas se calcula de la siguiente manera:

$$h_{pts} = h_{ps} + h_{pp}$$

Obteniendo así:

$$h_{pt} = 0.4 \text{ m}$$

Para el caso de la altura geodésica se toma un valor igual a 6m considerando que nuestro punto de referencia es la bomba a nivel del mar. Con esto se realiza el cálculo de la cabeza de la bomba en la succión, con la siguiente ecuación:

$$h_b = h_{\text{geodesica}} + h_{\text{pérdidas de la tubería}}$$

Obteniendo:

$$h_b = 6.4 \text{ m}$$

Culminando con la sumatoria de las alturas de la bomba:

$$h = 6.4 + 3.52 = 9.92 \text{ m } H_2O$$

$$h = 1 \text{ bar o } 100 \text{ kPa}$$

La cantidad de energía que requiere la bomba de superficie sería:

$$Pot = Q * \Delta p = 9.96kW$$

$$e_{bomba} = \frac{9.96 kW}{99.29kg/s} = 0.1 kJ/kg$$

Continuando con el sistema de bombeo a 5 m de profundidad, en este caso se usaron los mismos cálculos para seleccionar la bomba, como se muestra en la Tabla 7 variando la distancia a la superficie de la entrada de agua caliente y para obtener el flujo másico se asumió que la temperatura del agua de mar de profundidad aumenta en el intercambiador de calor de 7,16 °C a 10°C.

Tabla 7

Valores iniciales para el cálculo

Datos iniciales		
m	38.34	kg/s
μ	9.68E-04	kg/m*s
ρ	1023.55	kg/m ³
Q	0.037	m ³ /s

Nota. Se presentan los valores iniciales para el cálculo del sistema de bombeo a 5 m de profundidad. Tomado de: J. Monroy Silvera and A. M. Zambrano, “Aspectos físicos del agua de mar entre las islas de Providencia y Cayo Bajo Nuevo durante la época de lluvias de 2016,” Boletín Científico CIOH, no. 35, pp. 3–12, Dec. 2017, doi: 10.26640/22159045.428.

Dando como resultado:

$$h = 10.7 + 6.57 = 17.29 \text{ m } H_2O$$

$$h = 1.73 \text{ bar o } 173 \text{ kPa}$$

$$Pot = Q * \Delta p = 6.50 \text{ kW}$$

$$e_{bomba} = \frac{6.50 \text{ kW}}{38.34 \text{ kg/s}} = 0.17 \text{ kJ/kg}$$

La suma de las energías requeridas por las bombas de superficie y profundidad para bombear el agua de mar da como resultado:

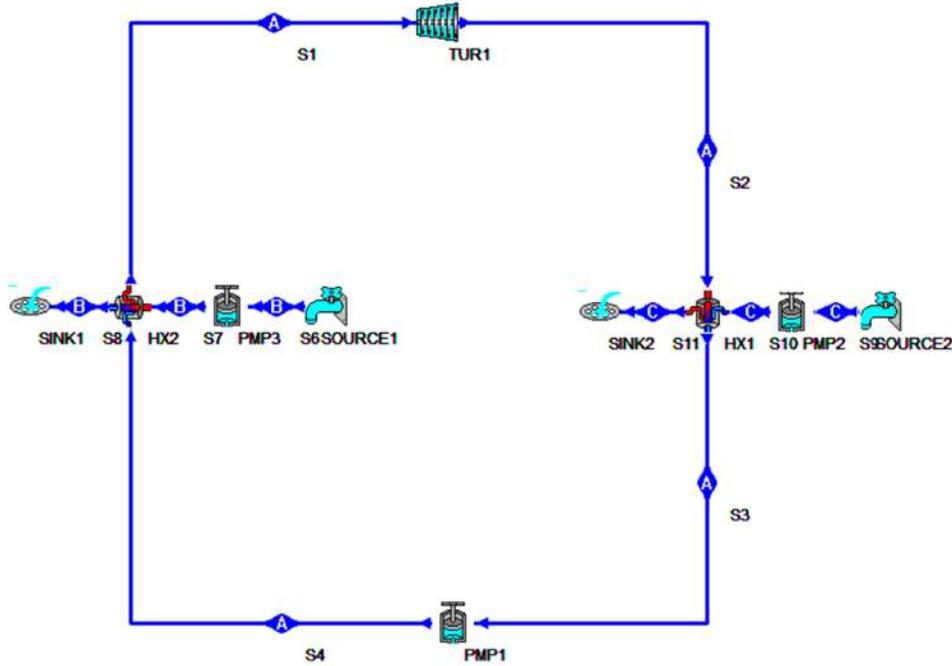
$$\sum e_{bomba} = 0.1 + 0.17 = 0.27 \text{ kJ/kg}$$

Se observa con el resultado anterior, que la energía utilizada por las bombas es menor que la energía generada por nuestra planta OTEC, lo que se significa que nuestro proyecto sigue siendo viable, dado que usaremos una parte muy pequeña de nuestra generación para satisfacer el consumo de las bombas y la demanda de generación en la Isla de San Andrés.

Con los cálculos realizados anteriormente, se realiza el procedimiento en un laboratorio virtual llamado cyclepad, en el cual se construye y modela el ciclo termodinámico. En la Figura 22 se presenta el esquema termodinámico.

Figura 22

Esquema termodinámico



Nota. Esquema termodinámico de la simulación en el software seleccionado

Adicionalmente en la Tabla 8 se observan los resultados entregados por el simulador.

Tabla 8

Comparación de los estados termodinámicos del ciclo

Propiedades	Estado 1 (Vap. Saturado)	Estado 2 (Mez. L-V)	Estado 3 (Liq. Saturado)	Estado 4 (Liq)
T (°C)	22,652	12,16	12,16	12,99
P (kPa)	934,44	662	662,67	933,9
h (kJ/kg)	1462,696	1,419	237,9	242,95
s (kJ/kg*K)	5,06	5,06	0,9134	0,9134
x	-	0,971	-	-

Nota. Resultados de los estados termodinámicos calculados en el software.

4.2 Cálculo energía eólica

Para el cálculo de la energía eólica, se seleccionó entre 5 tipos de aerogeneradores de diferentes capacidades de generación [32], con el fin de realizar las comparaciones en torno a la necesidad

de generación en el caso puntual de la isla de San Andrés. Esto permite establecer el aerogenerador que mejor se ajuste al comportamiento del viento en la Isla y del cual se necesitaría menor cantidad. En la Tabla 9 se presenta la comparación de cada uno de los aerogeneradores seleccionados.

Tabla 9

Selección de los aerogeneradores

Característica	FWT 100/200	Multibrid M5000	W2E - 185/6,0	W2E - 171/8,0	W2E- 215/9,0
Potencia Nominal (kW)	2000	4200	6000	8000	9000
Velocidad de arranque (m/s)	3	3	3	4	3
Velocidad nominal (m/s)	11,5	14	12	13	13
Diámetro rotor (m)	100	141	185	164	215
Altura de la torre (m)	141	159	160	100	170

Nota. Se presentan los ítems fundamentales para cada uno de los aerogeneradores seleccionados.

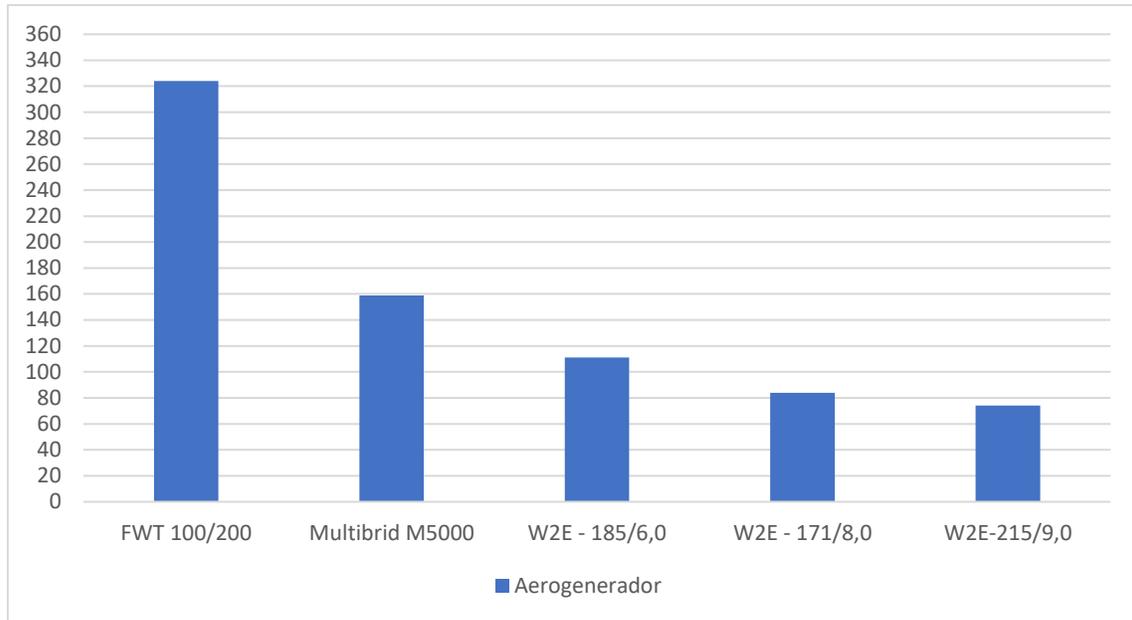
Una vez definidos los aerogeneradores para cada una de las potencias nominales seleccionadas, se construyen las curvas de potencia para cada uno, su identificación es sumamente importante porque define la potencia generada por el aerogenerador para cada una de las velocidades de viento a la que se encontrará sometido, con ello se puede identificar los perfiles de la velocidad del viento [33].

Luego de la construcción de las curvas de potencia se realiza una comparación inicial de las potencias generadas por cada uno de los aerogeneradores, y una estimación de la cantidad de aerogeneradores necesarios para la generación de la energía requerida, como se puede ver en la Figura 23, en la cual la determinación se da con los valores de potencia de cada uno de los aerogeneradores y la potencia máxima de consumo de la isla.

Adicionalmente se realiza la comparación de las distribuciones de potencia anuales para cada uno de los aerogeneradores como se muestra en la Figura 24, teniendo en cuenta la velocidad de cada uno de los aerogeneradores y las distribuciones de potencia del mismo.

Figura 23

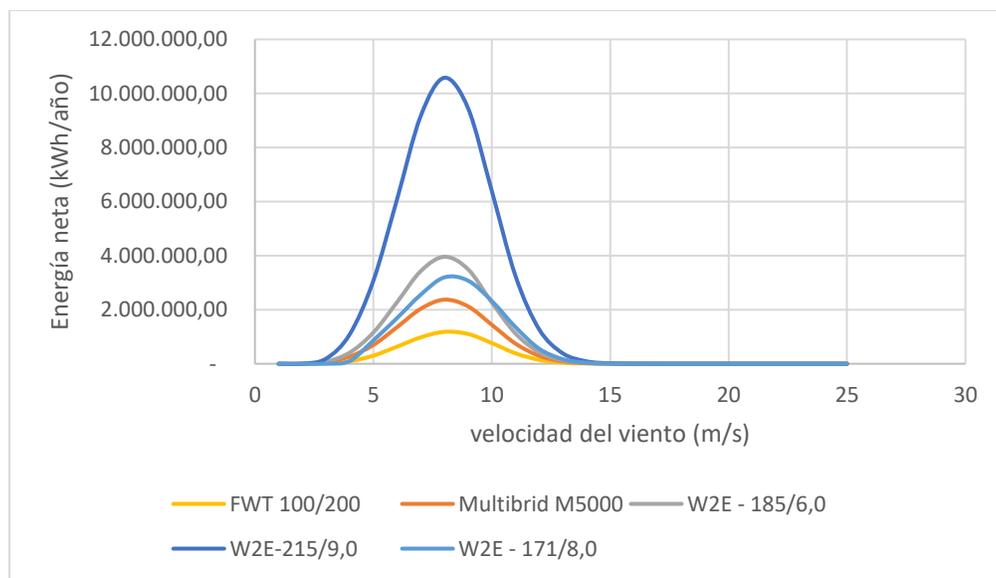
Cantidad de aerogeneradores



Nota. Se presentan la cantidad de aerogeneradores necesarios en la operación respecto a las curvas de potencia

Figura 24

Distribución de potencia



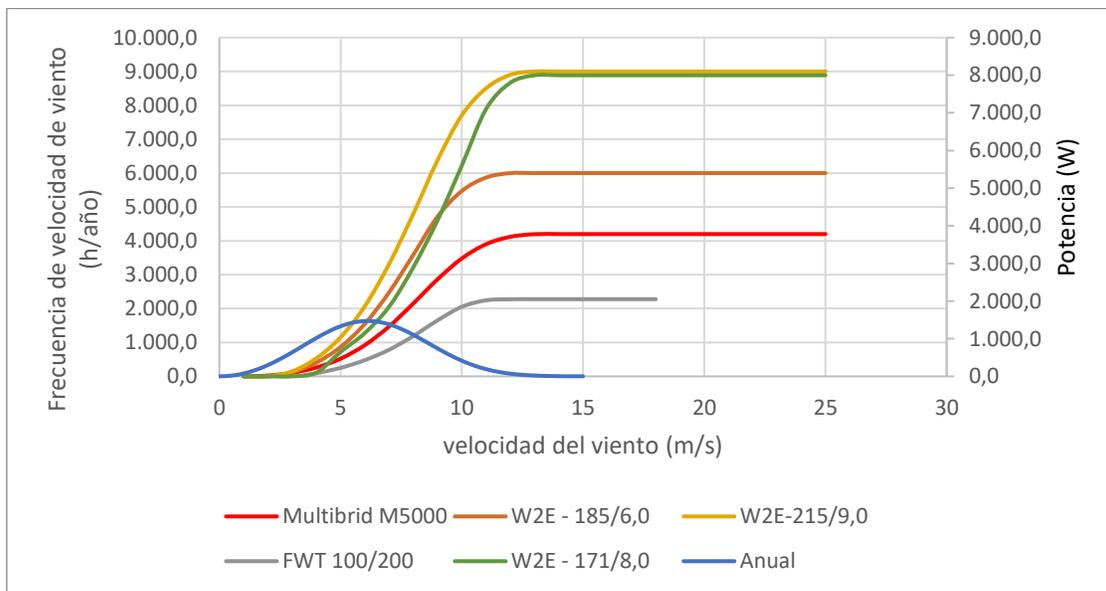
Nota. Se presenta la comparación de potencias anuales para cada uno de los diferentes aerogeneradores

Con los datos de los perfiles de viento se construye la distribución de Weibull para cada uno de los aerogeneradores a lo largo de los meses del año, y con ello poder calcular las distribuciones de potencia, esto con el fin de realizar un comparativo más certero en torno a la energía producida por cada uno de los aerogeneradores y la cantidad de los mismos.

En la Figura 25 se observa la comparación y el comportamiento de la distribución de Weibull con relación a las curvas de potencia en cada uno de los aerogeneradores. Donde podemos observar un buen comportamiento de los aerogeneradores W2E-171/8.0 y W2E-215/9.0 dado que en la comparación de la distribución con las curvas de potencia se ve que se acerca al comportamiento ideal del viento en la isla.

Figura 25

Comparación de la distribución de probabilidades de velocidades del viento



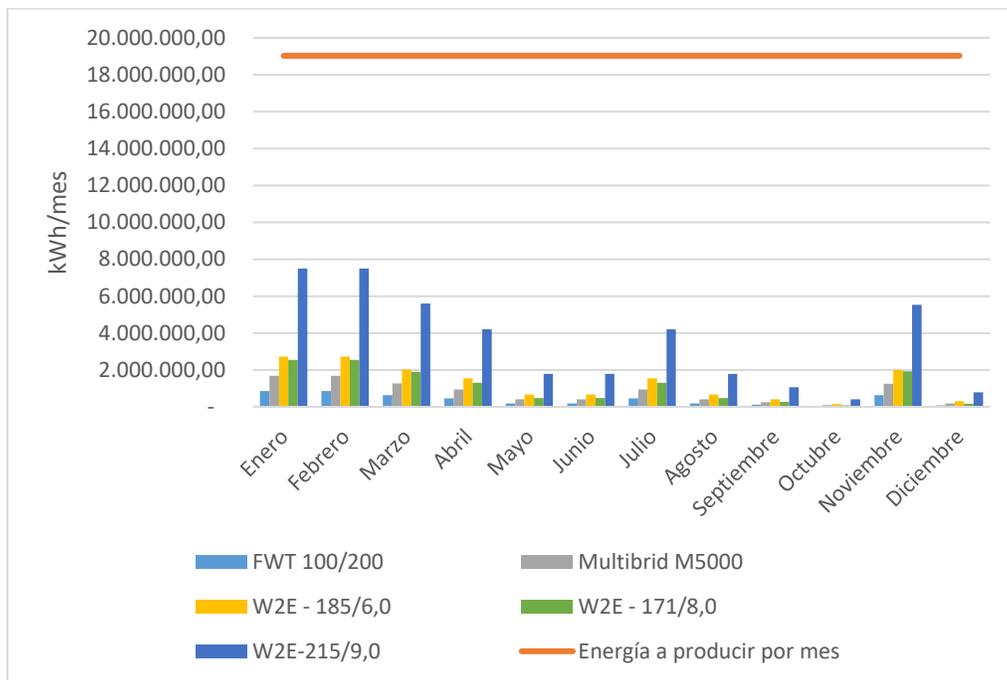
Nota. Se presenta la comparación gráfica entre la distribución de Weibull anual y las curvas de potencia para predecir su comportamiento en operación

Con la comparación realizada anteriormente se realiza el cálculo de la energía producida y la cantidad de aerogeneradores por mes esto con el fin de tener mayor certeza en los cálculos, puesto que mes a mes se evidencia un comportamiento diferente en cada una de las variables. En la Figura 25 se observa la cantidad de energía producida por mes.

En la Figura 26 se presenta la energía a producir por mes resultado de la caracterización del consumo de energía eléctrica en la isla. Se puede observar que cada uno de los aerogeneradores producen diferente cantidad de energía mes a mes, en donde se destaca que el mes de octubre es el que presenta la menor cantidad de energía generada. Adicionalmente se puede observar que un solo aerogenerador no supe la demanda de la isla. El aerogenerador W2E-215/9.0 es el que generaría más energía eléctrica.

Figura 26

Energía producida mes a mes

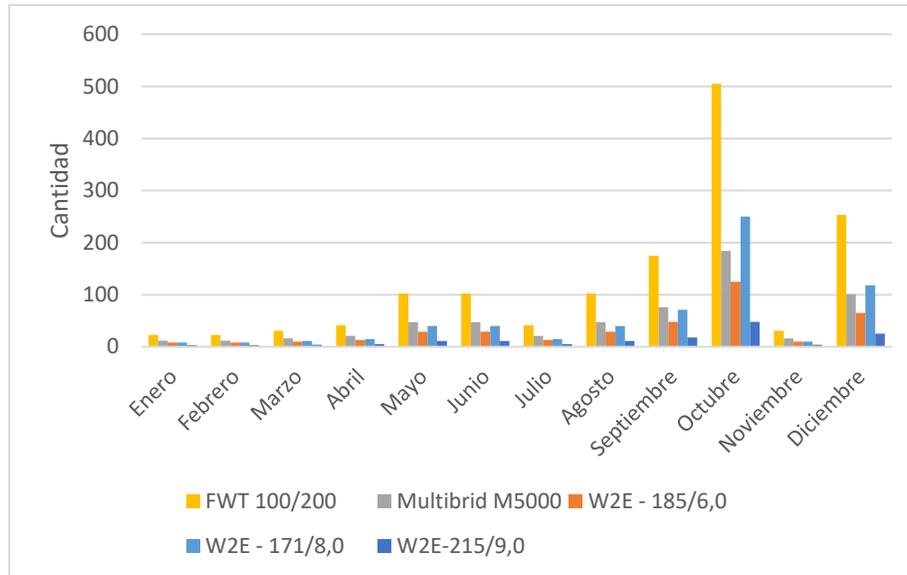


Nota. Se presenta la energía producida por los aerogeneradores seleccionados en la evaluación anterior, para la respectiva comparación con el valor base de energía.

Luego de tener la energía generada, se calcula la cantidad requerida de cada uno de los aerogeneradores seleccionados con el fin de suplir las necesidades energéticas de la isla como se muestra en la Figura 27, en el cual podemos ver un número elevado en el mes de octubre y diciembre, esto por lo mencionado anteriormente de poca velocidad del viento en los meses. Teniendo en cuenta lo anterior, el aerogenerador que requeriría de menos unidades continúa siendo el W2E-215/9.0.

Figura 27

Cantidad de aerogeneradores al mes



Nota. Se presenta la cantidad de aerogeneradores requeridos al mes, teniendo en cuenta el cálculo de la energía producida.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA HÍBRIDO DISEÑADO PARA LA ISLA DE SAN ANDRES

Para poder modelar el sistema de generación híbrida, teniendo claro cada una de las variables calculadas tanto en sistemas OTEC y de producción de energía eólica, se modela el sistema teniendo en cuenta el consumo eléctrico promedio a la semana de la isla como se mostró anteriormente en la Gráfica 1, esto con el fin de conocer el balance y promedio que suple cada una de las energías dentro de la necesidad en la isla. A partir de lo anterior se define una potencia máxima estimada de 30.000 kW, con el fin de modelar el sistema. Dentro del modelamiento del sistema híbrido, se tiene en cuenta la opción de usar baterías para los días donde las energías no suplan el requerimiento necesario o debamos almacenar, dentro del cual la capacidad de almacenamiento de las baterías se calcula con la siguiente ecuación [34]:

$$Bc = \frac{D_{ele} * N_a}{\eta_b * D_d * \eta_{inv}}$$

Donde:

D_{ele} = Demanda eléctrica diaria (kWh/día)

N_a = Autonomía diaria.

D_d = Profundidad de descarga

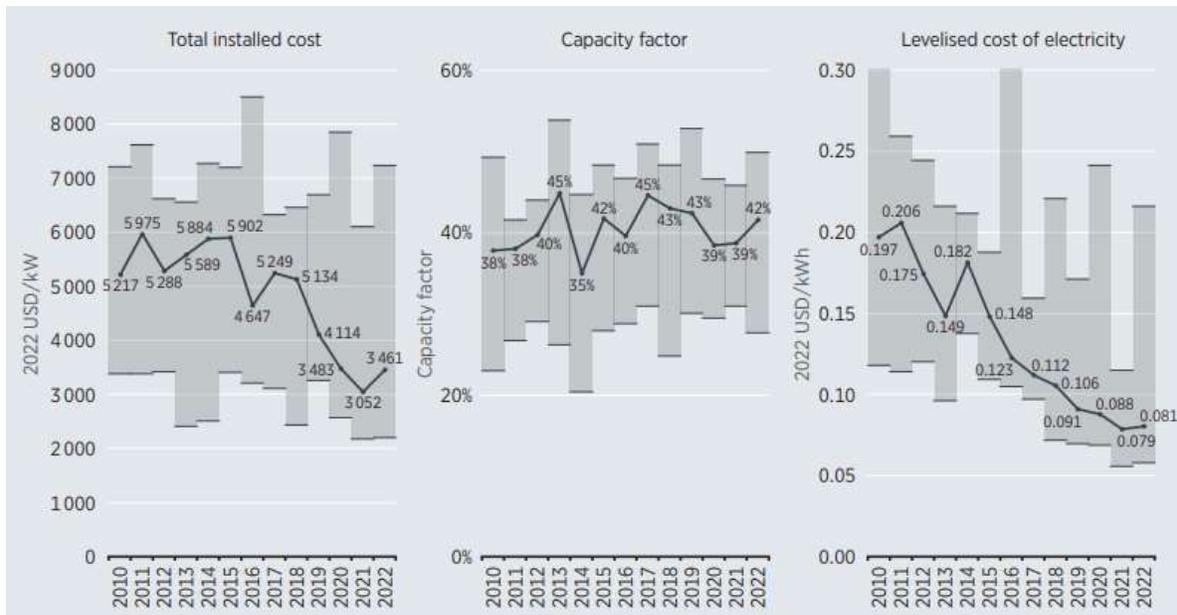
η_b = Eficiencia de la batería.

Con ello los criterios económicos de selección giran en torno al LCOE (Costo Nivelado de Energía), y a los costos de inversión inicial para cada una de las energías propuestas en el sistema.

Para el sistema de generación eólica, el LCOE en el año 2022 fue de 0.081 \$/kWh, este valor disminuyó en un 59% entre los años 2010 y 2022, de 0.197 \$/kWh a 0.081 \$/kWh como se puede observar en la Figura 28, sin embargo, en el año 2022 se tuvo un aumento del 2% [35]. Adicionalmente se observa el comportamiento de los últimos años de los costos de instalación los cuales serán explicados más adelante.

Figura 28

Promedio global de los costos de instalación y LCOE

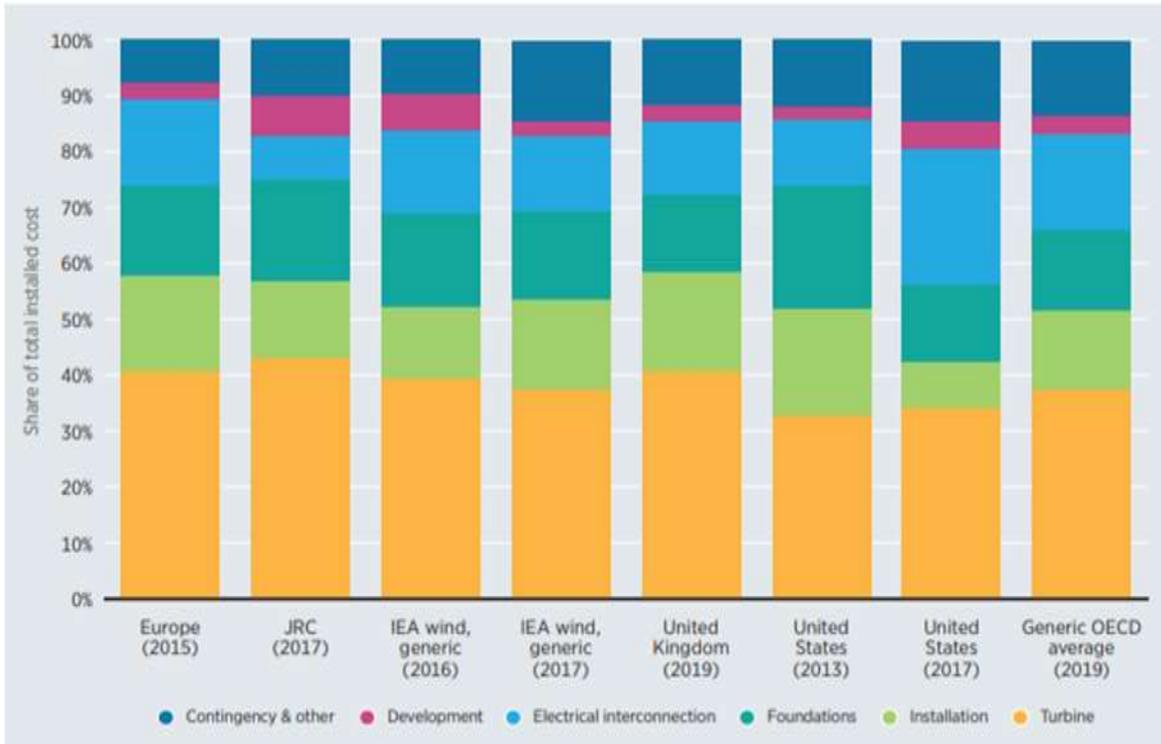


Nota. Se presenta el promedio ponderado global y los rangos de costos totales instalados y factores LCOE para el sector offshore. Tomado de: I. Renewable Energy Agency, RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2022 2 R E N E W A B L E P O W E R G E N E R A T I O N C O S T S I N 202 2. 2023. [Online]. Available: www.irena.org

Los costos de instalación de los parques de generación offshore son bastante elevados respecto a la generación onshore, esto se debe al incremento en instalación y operación, por la dificultad de maniobrar en el lecho marino [35]. Este también se ve asociado a diversos factores como lo puede ser el retraso en los suministros de las turbinas, cables y demás trámites logísticos, gracias a que los proyectos vienen presentando cambios en torno a la instalación en aguas más profundas y alejadas de la costa [35]. Como se puede ver en la Figura 29 el mayor porcentaje de los costos iniciales están contemplados en todo lo referente a las turbinas (aerogeneradores), donde se tiene en cuenta fabricación, traslado y demás, este representa un valor del 33% al 43% [35].

Figura 29

Costos de instalación de los parques eólicos



Nota. Se presenta un desglose de los costos iniciales para la instalación de parques eólicos offshore. Tomado de: I. Renewable Energy Agency, RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2022 2 R E N E W A B L E P O W E R G E N E R A T I O N C O S T S I N 202 2. 2023. [Online]. Available: www.irena.org

Con ello se tendrá como referencia del valor del LCOE del año 2022, así como sus costos de instalación, para poder realizar la evaluación financiera, dentro de la cual tendremos en cuenta los costos del CAPEX y OPEX donde se toma un ponderado del 70 al 75% de los costos totales. [36]

Como se ve en la Tabla 10, se realiza el cálculo de los criterios mencionados anteriormente, teniendo en cuenta varios parámetros implícitos en la operación.

Tabla 10*Parámetros de cálculo para el CAPEX Y OPEX en \$COP*

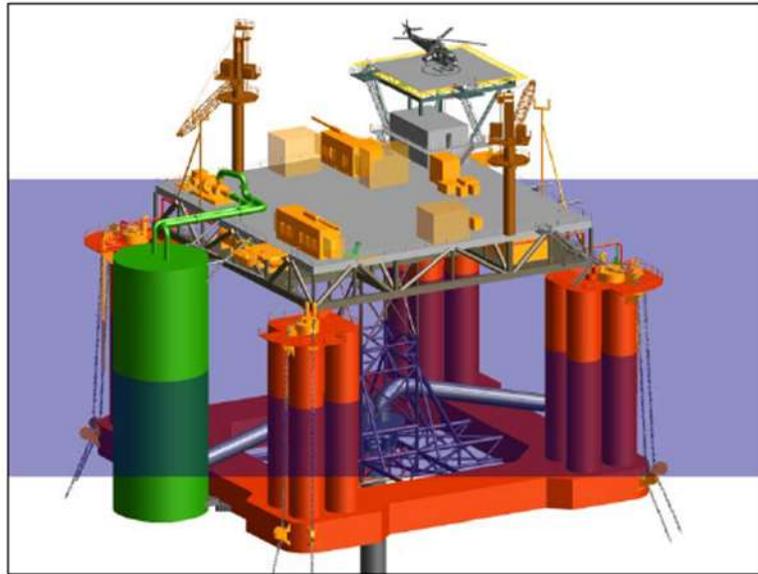
PARÁMETROS		UNIDAD	TOTAL
MATERIALES	Acero	Ton	\$ 88.209.000
	Fibra de carbono	Ton	\$ 60.000.000
TRANSPORTE	Alquiler maquinaria	hora/día	\$ 33.434.000
	Transporte y descargue	m3	\$ 7.875.922.870
PERSONAL	Ingenieros	mes / hombre	\$ 144.000.000
	Eléctrico	mes / hombre	\$ 40.000.000
	Topógrafos	mes / hombre	\$ 22.400.000
	Geotecnia	mes / hombre	\$ 36.000.000
	Maestros y obreros	mes / hombre	\$ 14.880.000
ESTUDIOS PREVIOS	Localización y replanteo		\$ 17.409.090
	Estudio del suelo marino		\$ 1.112.661.494
	Instalaciones		\$ 83.872.110
	Aerogeneradores		\$ 156.861.323.050
PROCESO CONSTRUCTIVO	Excavación	m3	\$ 58.162.500
	Cimentación		\$ 155.312.878
	Red de conexión	km	\$ 15.844.170.652
PLAN DE MANEJO	Impacto social		\$ 108.000.000
	Impacto ambiental		\$ 2.467.090.000
Costo Total			\$ 185.022.847.644
Capex			\$ 138.767.135.733
Opex			\$ 46.255.711.911

Nota. Se presentan los costos desglosados para el cálculo del CAPEX y OPEX del parque eólico. Tomado de: Y. de J. Albor Madariaga, “Análisis de factibilidad de la instalación de un parque eólico en la isla de San Andrés, Colombia,” 2022.

La evaluación del sistema OTEC, se basará en el estudio realizado por el Department of Energy of United States of America (DOE), junto a varias empresas del sector energético [28]. En principio se define la estructura de la planta, teniendo en cuenta la energía necesaria y su dimensionamiento, la cual contará con 4 unidades operativas, como se puede ver en la Figura 30, en la cual se puede observar cómo estará constituida la plataforma semisumergible, la cual será estabilizada por columnas. [28]

Figura 30

Esquema de instalación



Nota. Se presenta el render de instalación para la energía OTEC, con sus respectivos módulos. Tomado de: “OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION LIFE CYCLE COST ASSESSMENT,” 2012

En la Tabla 11, se presenta el cálculo del CAPEX, donde se realizó una regresión lineal al año 2024 con las condiciones de operación similares, en la cual se tenía una diferencia de temperaturas de 20.4 °C para el peor año.

Tabla 11*Parámetros de cálculo CAPEX en \$USD*

Sistema	400 MW conectado a la red
Gastos de nivel de programa	\$ 7.000.000
Gastos del sistema OTEC	\$ 3.203.000.000
Segmento de plataforma	\$ 564.000.000
Segmento de generación de energía	\$ 2.368.000.000
Segmento de suministro de energía	\$ 270.040.000
Integral Instr. & Control	\$ 1.000.000
Sistemas de tuberías	\$ 99.000.000
Segmento de agarre y manipulación	\$ 61.000.000
Sistema de gestión ambiental	\$ 16.000.000
Sistema de instalación OTEC	\$ 144.000.000
Segmento de instalación de plataforma	\$ 33.000.000
Segmento de instalación del sistema OTEC	\$ 11.000.000
Segmento de instalación de tuberías	\$ 18.000.000
Segmento de instalación de cables	\$ 82.720.000
Sistema de desmantelamiento OTEC	\$ 44.000.000
CAPEX TOTAL DE OTEC	\$ 3.504.000.000

Nota. Se presentan los parámetros de cálculo para el CAPEX de la energía OTEC, teniendo en cuenta todos sus gastos en bienes y equipos.

Resumiendo, en los tres grandes rasgos del proyecto, se asocian sus costos en la Tabla 12.

Tabla 12

Resumen de los costos CAPEX en \$USD.

Capacidad	72 MW
Costo de capital de equipo de síntesis instalado en OTEC planta.	\$330 millones
Costo de capital de modificaciones a plataforma para acomodar la síntesis equipo.	\$22 millones
Costo de capital de amoníaco temporal almacenamiento.	\$140 millones

Nota. Se presenta el resumen de los 3 grandes costos asociados al CAPEX del proyecto

Adicionalmente se tiene en cuenta el cableado necesario para la configuración de conexión a la red, en la Tabla 13 se puede observar los costos asociados.

Tabla 13

Costos de conexión

Tamaño de la planta	72 MW AC
# Cables	6
# Conductores	18
Costo del cable (MM\$/km) ¹	11
Costos fijos de instalación (MM\$) ²	26
Costos variables de instalación (MM\$/km)	2
Costo base (MM\$)	286

Nota. Se presentan los costos de conexión con la isla para la ubicación seleccionada de la planta

Con base en [28] y el software MOTEM el cual se utiliza en el estudio, en el cual se modelan los costos de diferentes proyectos de generación de energías renovables, se obtiene un resultado de la configuración de la planta conectada a la red, como se muestra en la Tabla 14.

Tabla 14*Resumen de costos en \$USD*

Capacidad de la planta	400 MW
Costo (k\$)	
Tubería de agua fría	\$ 183.000
Estructura de la plataforma	\$ 400.000
Estructura de larguero lateral	\$ 318.000
Amarradero	\$ 124.000
Despliegue	\$ 65.000
Condensadores	\$ 825.000
Evaporadores	\$ 855.000
Conexiones del intercambiador de calor	\$ 244.000
Tuberías y almacenamiento de amoníaco	\$ 20.000
Bombas de amoníaco	\$ 29.000
Bombas de agua caliente	\$ 200.000
Bombas de agua fría	\$ 113.000
turbinas	\$ 146.000
Superficies generales	\$ 162.000
Cable de alimentación a tierra	\$ 498.000
Diseño, Permisos, Gestión	\$ 95.000
Costos programáticos	\$ 850.000
Total	\$ 5.098.040
Costo unitario de capital (\$/MW-net)	\$ 12.738

Nota. Se presenta el resumen de costos de interconexión de la planta

Donde para un costo total se tiene un valor de \$1.2 Millones de dólares, únicamente contemplando la parte técnica, en la cual para cada 720 MW de generación de tiene un costo de \$1.9 Billones de dólares, siendo así un costo elevado gracias a que la planta no es tan robusta.

Contemplando los anteriores parámetros para el proyecto el LCOE se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{(CRF + IWF) * ICC + LO\&S}{AEP_{net}}$$

Donde:

LCOE: Costo nivelado de energía (\$/kWh)

CRF: Factor de recuperación de capital (1/año)

IWF: Seguros, garantías, tarifas (1/año)

ICC: Costo inicial de instalación (\$)

LO&S: Operaciones niveladas y costos de mantenimiento (\$/año)

AEP_{net}: Producción neta de energía anual (kWh/año)

Definiendo así los siguientes valores mostrados en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. 15**

Tabla 15

Costos LCOE

Año de implementación	2023
Vida del sistema	30
CRF	5,80%
IWF	1%
ICC (en año de implementación)	\$ 4.168.000.000
Tasa de descuento real	4%
Factor de inflación	0,90%
Costo de capital nivelado (CCI x 0,08)	\$ 274.300.000,00
Impuesto nivelado ajustado Costo O&S	\$ 119.300.000
Total Anual Nivelado Costo	\$ 393.600.000
Factor de disponibilidad	92%
Energía Neta Anual (MWh/yr) Producción	3.223.380
Costo nivelado de energía (\$/kWh)	0,122

Nota. Se presentan los costos de cada uno de los rubros para poder calcular el LCOE de la planta OTEC

El almacenamiento del sistema híbrido será mediante baterías de fosfato de hierro y litio (LFP) de la marca CATL con una capacidad de 100MWh y un costo promedio de 310 \$/kWh, como se observa en la Figura 31, se toma como referencia este tipo de almacenamiento debido a que fue

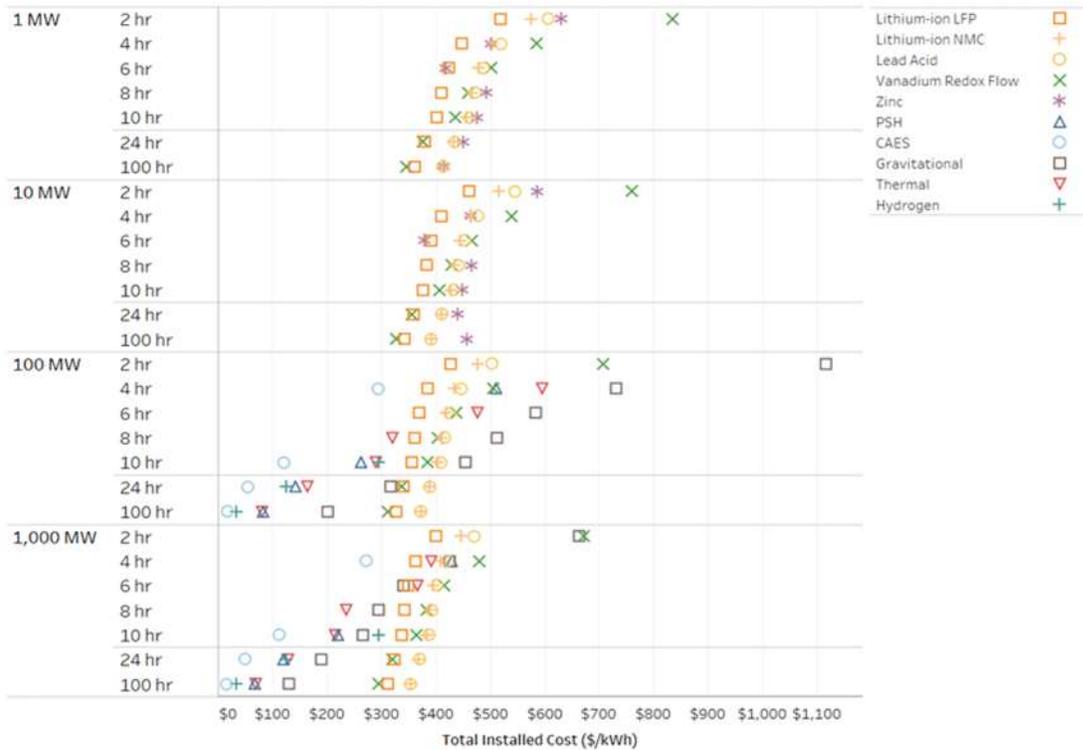
implementado con éxito en una planta de generación híbrida en Luneng, China [37]. Las baterías LFP son una variante de las baterías de litio convencionales, donde el material de litio es sustituido en su mayoría por láminas de fosfato de hierro en el cátodo, en el ánodo se encuentra un conjunto de cristales de carbono [38].

Este tipo de baterías comparten el principio de funcionamiento que las baterías de litio convencionales, con algunas ventajas significativas como las siguientes [39]:

1. Bajo costo de producción: Utilizan materiales más económicos, como el hierro y fosfatos, lo que reduce significativamente los costos de producción.
2. Mayor durabilidad: Mayor resistencia a la corrosión debido a la ausencia de cobalto.
3. Estabilidad química: Cuentan con una degradación leve a largo plazo.
4. Inocuidad ambiental: Gracias a su estabilidad química y a los ferro fosfato, este tipo de baterías son una alternativa sostenible.

Figura 31

Costos asociados al almacenamiento



Nota. Se presentan los costos totales de instalación para las baterías LFP. Tomado de: V. Viswanathan, K. Mongird, R. Franks, X. Li, V. Sprenkle, and R. Baxter, “2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment,” 2022.

Con estos valores claros se plantean 6 opciones de sistemas de generación para el modelamiento del sistema híbrido, dentro de los cuales se contemplan porcentajes de participación de cada una de las energías definidas anteriormente, lo cual nos proporciona una idea de cuantas plantas de generación OTEC y la cantidad de aerogeneradores necesarios para suplir la demanda de la isla. En estos la generación de energía por sistema OTEC tiene un comportamiento lineal de generación durante todos los meses gracias a su estabilidad en las condiciones térmicas del océano. La energía eólica presenta variabilidad a causa de que no siempre se tiene el mismo comportamiento y capacidad de generación. En la Tabla 16 se muestran estas configuraciones

Tabla 16*Distribución de sistemas de generación*

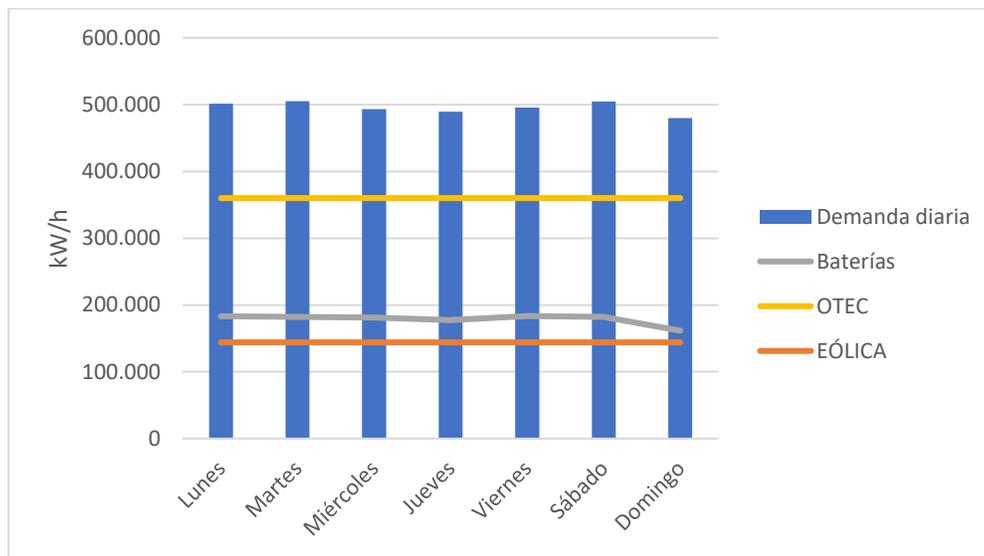
	Sistema #1	Sistema #2	Sistema #3	Sistema #4	Sistema #5	Sistema #6
Energía generada (kWh)	720000	720000	720000	720000	720000	720000
% OTEC	50%	70%	100%	60%	80%	90%
% Eólica	20%	30%	0%	40%	20%	10%
Generación (kWh/día)	304120	160120	0	232120	88120	16120
Bc (kWh)	168955	88922	0	128955	48955	8955
Capacidad (MWh)	100	100	100	100	100	100
# Baterías	2	1	0	2	1	1
Cantidad de plantas OTEC	1	2	2	2	2	2
LCOE OTEC	\$ 0,12	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Inv Inicial OTEC	\$ 3.504.000.000	\$ 7.008.000.000	\$ 7.008.000.000	\$ 7.008.000.000	\$ 7.008.000.000	\$ 7.008.000.000
Cantidad de aerogeneradores	18	26	0	34	18	10
LCOE EO	\$ 0,08	\$ 0,08	\$ -	\$ 0,08	\$ 0,08	\$ 0,08
Inv Inicial EO	\$ 1.052.559.320,00	\$ 554.175.320,00	\$ -	\$ 803.367.320,00	\$ 304.983.320,00	\$ 55.791.320,00
LCOE del sistema	\$ 0,01	\$ 0,02	\$ -	\$ 0,02	\$ 0,02	\$ 0,02
LCOE de la isla	\$ 0,49	\$ 0,49	\$ 0,49	\$ 0,49	\$ 0,49	\$ 0,49

Nota. Se presentan los porcentajes de participación para cada uno de los sistemas de generación

En la Figura 32, Figura 33, Figura 34, Figura 34, Figura 35 y Figura 36 se presenta la distribución correspondiente de cada una de las energías en el sistema híbrido y la capacidad de almacenamiento respecto al promedio de consumo en la semana, teniendo en cuenta los porcentajes descritos anteriormente. En las cuales se observa la cantidad de energía que se puede suplir con el sistema, teniendo en cuenta que los faltantes serán suplidos mediante la producción convencional con la que cuenta la isla actualmente.

Figura 32

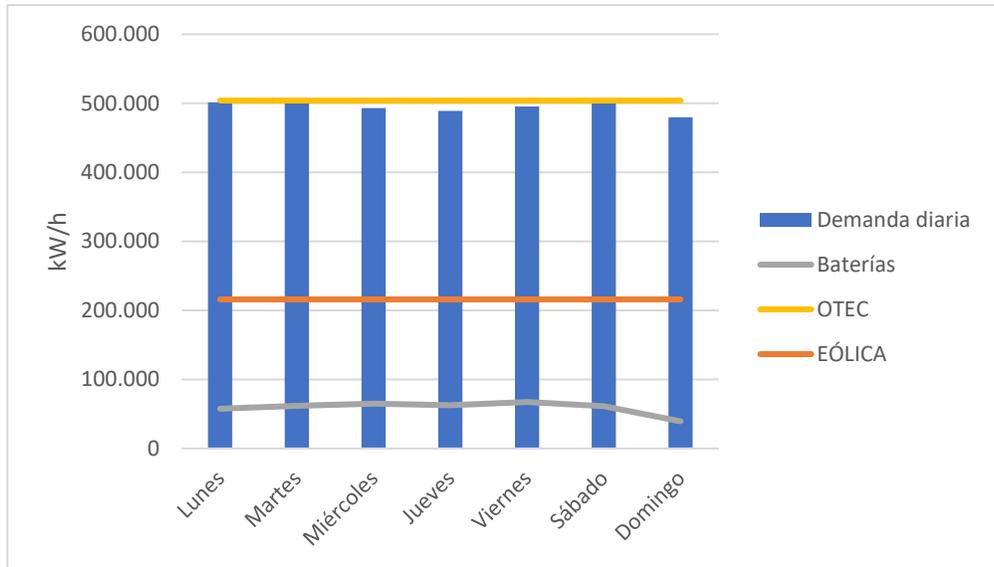
Sistema híbrido #1



Nota. Se presenta la participación de las baterías, energía eólica y OTEC en la generación de la isla para el sistema #1

Figura 33

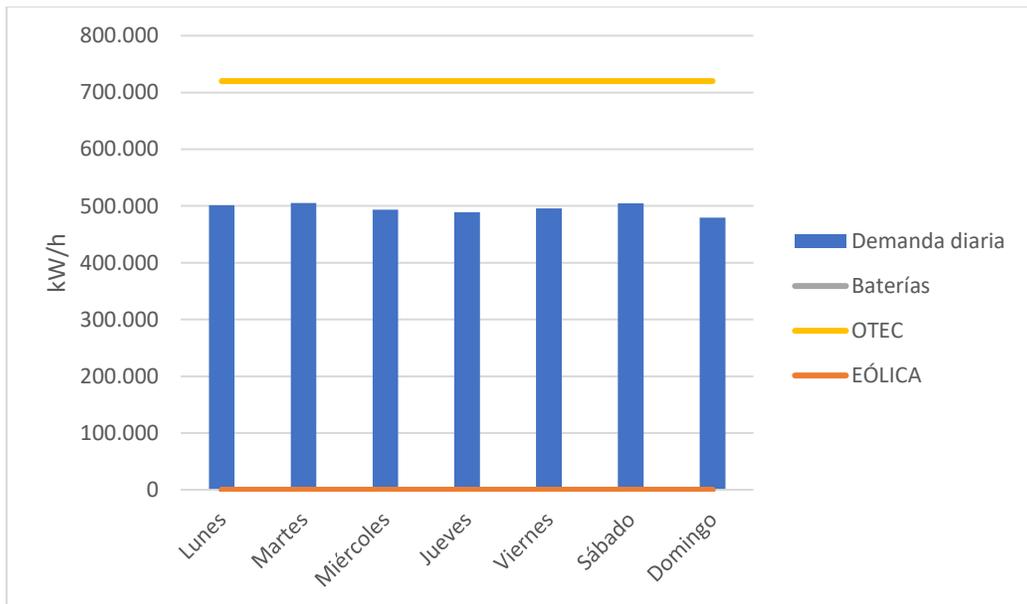
Sistema híbrido #2



Nota. Se presenta la participación de las baterías, energía eólica y OTEC en la generación de la isla para el sistema #2

Figura 34

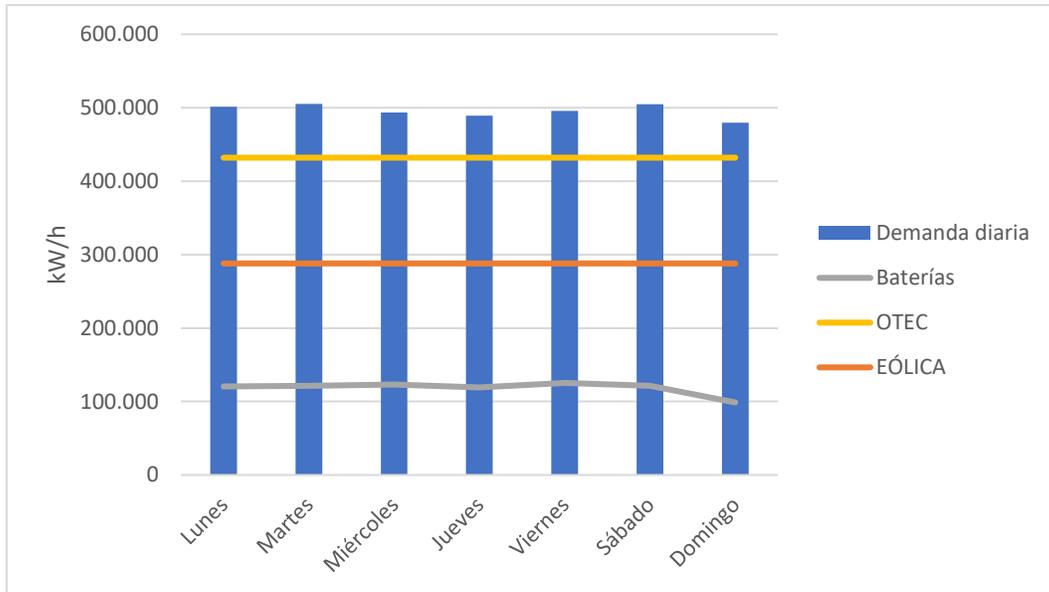
Sistema híbrido #3.



Nota. Se presenta la participación de las baterías, energía eólica y OTEC en la generación de la isla para el sistema #3.

Figura 35

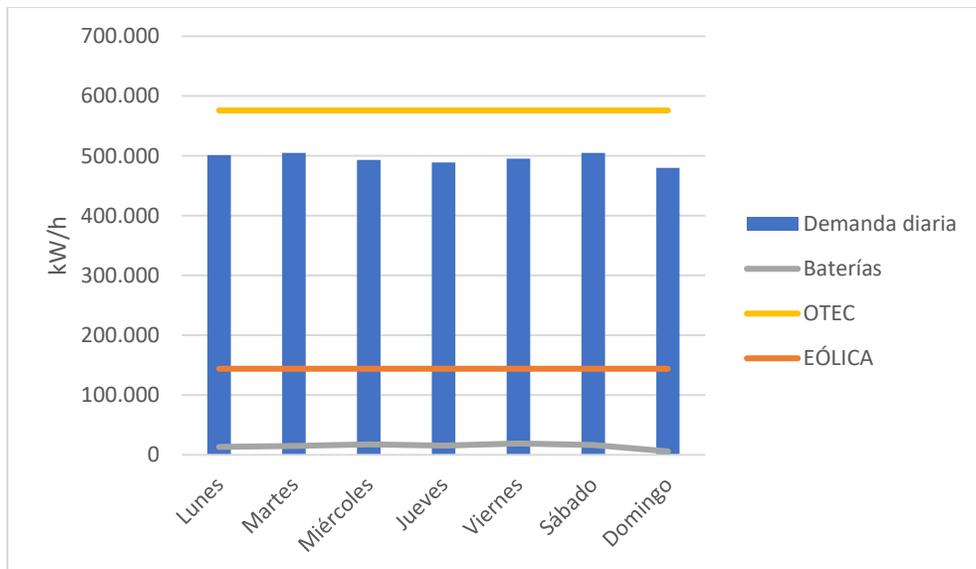
Sistema híbrido #4.



Nota. Se presenta la participación de las baterías, energía eólica y OTEC en la generación de la isla para el sistema #4.

Figura 36

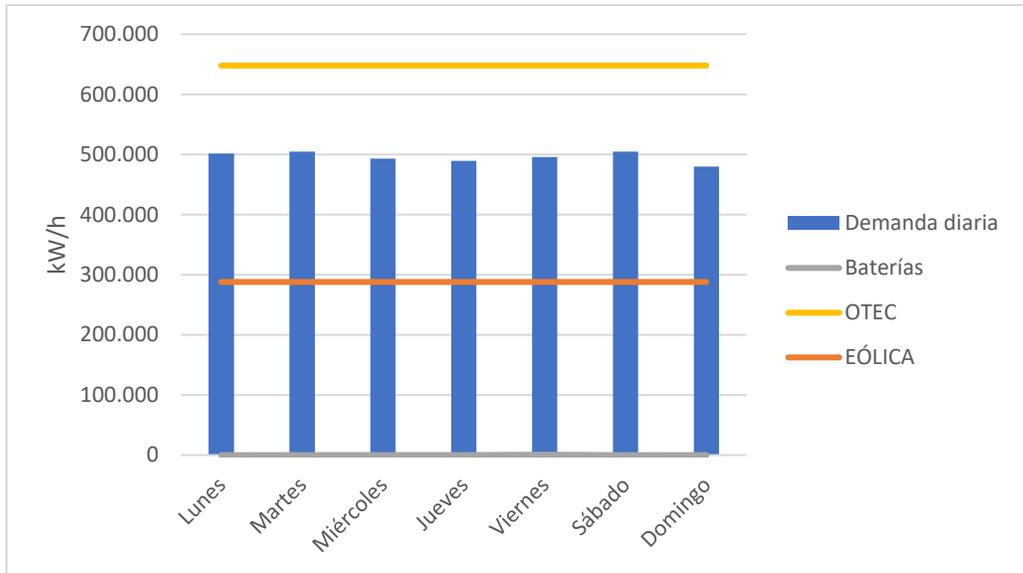
Sistema híbrido #5.



Nota. Se presenta la participación de las baterías, energía eólica y OTEC en la generación de la isla para el sistema #5.

Figura 37

Sistema híbrido #6.



Nota. Se presenta la participación de las baterías, energía eólica y OTEC en la generación de la isla para el sistema #6.

Como se puede observar en las figuras de los seis sistemas analizados, los sistemas número 5 y 6 presentan valores de inversión inicial totales bajos y se posicionan como las mejores alternativas, esto debido a el porcentaje de participación de OTEC junto al apoyo de la energía eólica. Dentro de los costos más elevados se contempla el sistema número 1 y 4 este comportamiento es debido a el nivelamiento en torno a los porcentajes de generación, en el cual se suman los costos totales de los dos tipos de energía.

6. CONCLUSIONES

Se determinó el consumo eléctrico de la Isla de San Andrés con los valores obtenidos de la electrificadora de la isla y con el apoyo de los datos recopilados en el IPSE, en donde se determina un valor de consumo de energía diario de 36 754 kWh y un consumo total por año en el 2023 de 495 546 kWh.

Se caracterizo el recurso eólico y de gradiente térmico oceánico, dando como resultado en los meses de octubre y diciembre bajas velocidades del viento y en los meses de marzo, noviembre y febrero altas velocidades del viento, sin embargo el mes de febrero no es relevante para el estudio por el tipo sus características en la distribución de Weibull. Para el recurso de gradiente térmico oceánico una de las condiciones de identificación fue garantizar 20°C de diferencia de temperatura, luego de la recopilación de los datos proporcionados por la NOAA se observa que esta diferencia de temperaturas se logra con una profundidad mínima de 750 m del nivel del mar. Adicionalmente se determina la localización idónea para el aprovechamiento de las energías, dentro de las cuales debemos tener en cuenta restricciones tanto ambientales como turísticas, es por ello que se define el punto de localización con las siguientes coordenadas 12°33'40"N y 81°46'01"W.

Se realiza el cálculo de la energía de gradiente térmico oceánico mediante las definiciones de un ciclo Rankine orgánico, dando como resultado un trabajo neto de 42.51 kJ/kg y una eficiencia térmica del ciclo de 3.47%. Adicionalmente se realiza el cálculo de la energía requerida en el sistema de bombeo, con el fin de realizar la comparación entre la energía generada y la energía consumida, siendo esta última menor, por lo cual el sistema OTEC es viable. Para el sistema eólico se compararon 5 tipos de aerogeneradores de diferentes capacidades, dando como resultado el aerogenerador W2E-215/9.0 el cual tiene el mejor rendimiento y necesita menor cantidad de unidades para la planta de generación.

Se realiza el análisis económico del sistema híbrido, en el cual se definen seis opciones de sistemas de generación. Dentro del análisis económico se define qué sistema o sistemas son los más viables para implementar, para esto se tiene en cuenta los costos de inversión total. Siendo así los sistemas 5 y 6 las mejores opciones, gracias a que tienen un bajo costo de inversión total y por generación de energía no es necesario la interconexión al sistema de generación por Diesel.

REFERENCIAS

- [1] Ministerio de hacienda, “Viabilidad Fiscal Territorial Departamento del Archipiélago de la Isla de San Andrés,” 2020.
- [2] Findeter, “Contexto Nacional Contexto Internacional Zoom PIB por departamentos,” 2023.
- [3] J. Ramón Gómez, J. E. Afanador, and J. Luis Rodríguez, “Hacia la sostenibilidad eléctrica en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, Colombia: análisis de alternativas,” 2016.
- [4] U. Realidad, Y. Oportunidad, and P. Colombia, “PLAN DE ACCIÓN INDICATIVO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2017-2022.”
- [5] “Zonas no Interconectadas.” Accessed: Jul. 02, 2024. [Online]. Available: <https://creg.gov.co/publicaciones/7821/zonas-no-interconectadas/>
- [6] “Ley 143 de 1994”.
- [7] M. López Villarrubia, Ingeniería de la Energía Eólica. 2013.
- [8] M. Antolínez, “Energías renovables: marco conceptual de la energía eólica, su importancia, tipos de turbinas eólicas, curvas de rendimiento, potencial de energía y densidad, eficiencia de la turbina, y límite de Betz mediante un proceso de recopilación de información”.
- [9] J. F. Ruiz Murcia, J. Serna Cuenca, and H. J. Zapata Lesmes, “Atlas de viento de Colombia ,” Bogotá D.C, 2017.
- [10] Bertin J and Cummings R, “Aerodynamics-for-engineers- John J.Bertin,” 2014.
- [11] Ronald E. Walpone, Raymond H. Myers, Sharon L. Myers, and Keying Ye, “Probability and Statistics for Engineers and Scientists 9th Edition”.
- [12] A. Burgos Cuevas, “CARACTERIZACIÓN DE LA CAPA LÍMITE ATMOSFÉRICA SOBRE LA CIUDAD DE MEXICO,” 2021.
- [13] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, “Theory, Design and Application, Second Edition,” in Wind Energy Explained, Wiley, 2009. doi: 10.1002/9781119994367.fmatter.

- [14] A. Etemadi, A. Emdadi, O. AsefAfshar, and Y. Emami, "Electricity generation by the Ocean Thermal Energy," in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2011, pp. 936–943. doi: 10.1016/j.egypro.2011.10.123.
- [15] M. Terry de Loredó, "ENERGÍA MARINA: ESTADO DEL ARTE, SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE LOS SISTEMAS DE GRADIENTE TÉRMICO OTEC," 2018.
- [16] A. G. Huante, E. Paola, and G. Ruiz, "Energía por Gradiente Térmico: Posible detonante para el desarrollo de México," 2022. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/358485813>
- [17] A. Devis-Morales, R. A. Montoya-Sánchez, A. F. Osorio, and L. J. Otero-Díaz, "Ocean thermal energy resources in Colombia," *Renew Energy*, vol. 66, pp. 759–769, Jun. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.01.010.
- [18] L. Vega, "Ocean thermal energy conversion primer," *Mar Technol Soc*.
- [19] D. A. Amaro Rosas, E. A. Avilés Encalada, L. M. García Juárez, and J. S. Virgen Suárez, "Análisis, selección e implementación de la turbina de un turbocompresor para su acoplamiento en el prototipo de planta OTEC-CC-MX-1kWe," *Ingeniería Industrial*, pp. 331–357, Apr. 2022, doi: 10.26439/ing.ind2022.n.5814.
- [20] M. Kanoğlu, Y. A. Çengel, J. M. Cimbala, and McGraw-Hill Higher Education (Firm), *OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION*. McGraw-Hill Education, 2023.
- [21] J. Antonio, G. Moreno, C. L. Trujillo Rodríguez, R. Antonio, and P. Suesca, "Generación híbrida de energía eléctrica como alternativa para zonas no interconectadas."
- [22] SOPESA, "Cartilla de Seguridad," Jul. 2021.
- [23] "SOPESA ESP - Sociedad productora de energía de San Andrés y Providencia." [Online]. Available: <https://sopesa.com/>
- [24] Á. Alexander, M. J. Jhon, and E. Valencia, "INFORME MENSUAL DE TELEMETRÍA BOLETÍN MENSUAL DE OPERACIÓN DE LOCALIDADES CON TELEMETRÍA CNM-IPSE," 2023.

- [25] “World Ocean Atlas 2023 - Climate Data Fields.” Accessed: Mar. 29, 2024. [Online]. Available: <https://www.ncei.noaa.gov/access/world-ocean-atlas-2023/bin/woa23.pl?parameterOption=t>
- [26] “Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia,” 2022.
- [27] Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras, “Atlas de la Reserva de Biósfera Seaflower: Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina,” 2012.
- [28] “OCEAN THERMAL ENERGY CONVERSION LIFE CYCLE COST ASSESSMENT,” 2012.
- [29] F. Sun, Y. Ikegami, B. Jia, and H. Arima, “Optimization design and exergy analysis of organic rankine cycle in ocean thermal energy conversion,” *Applied Ocean Research*, vol. 35, pp. 38–46, Mar. 2012, doi: 10.1016/j.apor.2011.12.006.
- [30] J. Monroy Silvera and A. M. Zambrano, “Aspectos físicos del agua de mar entre las islas de Providencia y Cayo Bajo Nuevo durante la época de lluvias de 2016,” *Boletín Científico CIOH*, no. 35, pp. 3–12, Dec. 2017, doi: 10.26640/22159045.428.
- [31] “Tuberías Lisas HDPE.” [Online]. Available: www.cidelsa.com
- [32] “Welcome to wind-turbine-models.com.” Accessed: May 18, 2024. [Online]. Available: <https://en.wind-turbine-models.com/>
- [33] E. D. O. Feitosa, T. H. Salviano, D. Albiero, A. C. Praciano, and L. D. A. Monteiro, “CURVAS DE POTENCIA DE AEROGENERADORES PARA BAJA VELOCIDAD DEL VIENTO EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA AGRICULTURA FAMILIAR,” *ENERGIA NA AGRICULTURA*, vol. 29, no. 3, p. 190, Jul. 2014, doi: 10.17224/ENERGAGRIC.2014V29N3P190-196.
- [34] R. Kumar and H. K. Channi, “A PV-Biomass off-grid hybrid renewable energy system (HRES) for rural electrification: Design, optimization and techno-economic-environmental analysis,” *J Clean Prod*, vol. 349, May 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.131347.

- [35] I. Renewable Energy Agency, RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2022 2
R E N E W A B L E P O W E R G E N E R A T I O N C O S T S I N 2 0 2 2. 2023. [Online].
Available: www.irena.org
- [36] Y. de J. Albor Madariaga, “Análisis de factibilidad de la instalación de un parque eólico en la isla de San Andrés, Colombia,” 2022.
- [37] “Luneng national energy storage power station demonstration project.” Accessed: Jun. 15, 2024. [Online]. Available: <https://www.catl.com/en/othercase/484.html>
- [38] V. Viswanathan, K. Mongird, R. Franks, X. Li, V. Sprenkle, and R. Baxter, “2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment,” 2022.
- [39] J. Fagerström, S. Das, Ø. S. Klyve, V. Olkkonen, and E. S. Marstein, “Profitability of battery storage in hybrid hydropower–solar photovoltaic plants,” *J Energy Storage*, vol. 77, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.est.2023.109827.

ANEXOS

ANEXO1.

RECOMENDACIONES

Tecnologías de generación

Una de las primeras recomendaciones es la selección de tecnologías adecuadas para la generación de energía de la isla. Particularmente San Andrés tiene un gran potencial para la energía solar debido a su alta irradiación solar, es por ello que la instalación de este tipo de sistema debería ser prioridad en su estudio, adicionalmente se podrían explorar otras fuentes de energía limpia como la biomasa, ya que el uso de residuos orgánicos locales como alternativa de generación puede reducir los desechos y contribuir a la sostenibilidad energética.

Aspectos financieros y regulatorios

Los aspectos financieros son de vital importancia para la implementación de los proyectos de energía, con este contexto un análisis más detallado de costo es esencial para entender la viabilidad económica del sistema propuesto. Identificar fuentes de financiamiento adecuadas, como subvenciones gubernamentales, inversiones privadas y programas de financiamiento internacional, puede ser el apoyo necesario para la implementación de los proyectos.

Cumplir con las regulaciones locales e internacionales es imprescindible, con lo cual se incluye obtener los permisos necesarios y asegurarse de que todas las instalaciones cumplan con los estándares de seguridad y medioambientales.

Sostenibilidad y comunidad

La sostenibilidad a largo plazo del sistema de generación de energía depende en gran medida del apoyo y la participación de la comunidad local. Involucrar a los residentes de San Andrés en todas las etapas del proyecto, desde la planificación, hasta la operación, es de vital importancia. La capacitación de la mano de obra local en el mantenimiento y la operación del sistema no solo crea empleo, sino que también asegura que haya personal calificado disponible para resolver cualquier problema técnico.

Es importante educar a la comunidad sobre los beneficios de las energías renovables y como estas pueden mejorar la calidad de vida en la isla. Promover la participación activa de la comunidad en el proyecto fomentará el sentido de propiedad y responsabilidad.