

MODELIZACIÓN, SIMULACIÓN Y EVALUACION TECNICO-ECONOMICA DE UNA TURBINA DE MAR

Daniel Lillo

Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A, Santiago, Chile
daniel.lillo@outlook.com

M. Santos, S. Esteban, R. López, M. Guijarro
Universidad Complutense de Madrid, España

msantos@ucm.es, segundo@dacya.ucm.es, rlopez@ucm.es, mguijarro@ucm.es

Resumen

En este trabajo se presenta un estudio sobre la energía eléctrica extraíble mediante una turbina de mar. Se ha desarrollado un modelo operacional de la turbina marina para determinar el diámetro óptimo de la misma a partir de una evaluación técnico económica. El objetivo es conseguir la potencia y energía máximas que se pueden obtener con la turbina. Se utilizaron fórmulas empíricas para definir las curvas características de la turbina. En la segunda parte de este trabajo se estimaron los costes, analizando las posibles curvas de potencia y posibles lugares de instalación para determinar en qué situaciones se consigue el mayor beneficio económico.

Palabras clave: Modelado, simulación, energías renovables, turbina marina, central mareomotriz.

1 INTRODUCCIÓN

El océano es una de las superficies más extensas de la tierra; de hecho, cubre aproximadamente el 71% del globo. Gran parte del océano es el mar, porción de agua salada que se aprecia en grandes extensiones de superficie. Una de las grandes ventajas que tiene el mar es que posee una serie de características que lo convierten en una alternativa válida como fuente de energía renovable, entre las que podemos mencionar: la oscilación de las mareas, el flujo de corrientes marinas, el movimiento de las olas, los flujos de desembocaduras, sus propiedades salinas y su temperatura.

Dentro de las energías asociadas al mar se reconocen cinco tipos:

- a) Gradiente térmico: también denominada "maremotérmica", que permiten obtener trabajo útil a partir de la diferencia de temperaturas entre las aguas oceánicas

profundas, generalmente más frías, y las superficiales, más cálidas.

- b) Gradiente salino: se basa en la relación existente entre agua salada y agua dulce, agua de mar y agua de río. La mezcla de ambos gradientes genera energía que puede ser transformada en electricidad utilizando procesos apropiados.
- c) Undimotriz: es la energía que poseen las olas marinas [3]. Estas olas se forman, principalmente, a partir de la presión que ejercen los vientos sobre las capas superficiales del agua en el mar.
- d) Corrientes marinas: las corrientes marinas son masas de agua con desplazamientos propios dentro de los océanos, con profundidades diversas y con determinadas direcciones. Pueden ser consideradas como "ríos dentro del océano".
- e) Energía mareomotriz: es la que resulta de aprovechar la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa de la Tierra y la Luna, y que resulta de la atracción gravitatoria de esta última y del Sol sobre las masas de agua del mar.

Este trabajo se centrará en la energía mareomotriz, es decir, se ha llevado a cabo un estudio de la extracción de energía a partir de las mareas. La potencia de las mareas se estima del orden de 3 [TW]. Para el aprovechamiento eficaz de la energía mareomotriz es necesario que las mareas sean de al menos 5 [m] y que exista una bahía apropiada para la recogida y almacenamiento de la marea alta [1].

La característica principal de las mareas es que, a pesar de sus variaciones locales, estas ocurren en forma cíclica y son predecibles. Debido a la naturaleza de las mareas, las centrales mareomotrices necesitan turbinas que funcionen eficientemente incluso con una

baja altura de caída, con una gran variabilidad tanto en la altura de caída como en el caudal, y que puedan funcionar en forma intermitente.

Se puede afirmar que el diseño operacional de una central mareomotriz debería estar orientado a generar la máxima energía dado que, por la altura continuamente cambiante de las mareas, no es posible determinar *a priori* las dimensiones del equipamiento y la magnitud de la capacidad instalada. En tal sentido la optimización es un requisito fundamental en el proceso de diseño operacional de un proyecto de central mareomotriz.

En la primera parte de este trabajo se propone un modelo de optimización de energía, para lo que se ha desarrollado y simulado un algoritmo de operación de la turbina para determinar la potencia y energía óptimas que se pueden obtener. Se utilizaron fórmulas empíricas para definir las curvas características de la turbina.

En la segunda parte de esta contribución se analizaron variables relacionadas con los costes y se diseñó un modelo que analiza todas las posibles curvas de potencias que podría entregar la energía mareomotriz en un lugar determinado. Posteriormente se calcula cuál es la que proporciona un mayor beneficio económico.

De la comparación de ambas situaciones se deduce que el diseño óptimo obtenido a través de fórmulas analíticas no siempre es favorable, comparado con el modelo de beneficio técnico-económico, ya que este último podría cubrir una demanda mayor de energía.

También se mostrará cuáles son los lugares óptimos para la instalación de una turbina de mar, cuáles son los beneficios esperados de la instalación de una turbina en el mar y cómo seleccionar su diámetro óptimo.

2 DIMENSIONAMIENTO DE LAS TURBINAS MARINAS

Una turbina hidráulica transforma la energía cinética en energía eléctrica. Su dimensionamiento depende, básicamente, del caudal y la altura de caída, parámetros a partir de los cuales se podrá determinar el tipo de turbina más apropiada para instalar en una central. Naturalmente, la aproximación que se logre con estos parámetros de diseño deberá ajustarse según las especificaciones técnicas que emita el fabricante para cada uno de sus modelos, y en bastantes ocasiones, las turbinas serán diseñadas especialmente para las condiciones que el proyecto requiera.

Las turbinas hidráulicas se pueden dividir en dos grupos: las turbinas de acción o impulsión y las turbinas de reacción. Las tres turbinas de acción más importantes son: Pelton, de flujo cruzado (*cross-flow*) y Turgo. Las turbinas de reacción se dividen en dos tipos: las Francis y las de hélice (Kaplan).

En general, las turbinas se pueden dimensionar a partir de diagramas, cuyos datos de entrada son la altura de caída H [m] y el caudal Q [m³/s]. En particular, el funcionamiento operacional de una turbina se determina principalmente por los parámetros mostrados en la tabla 1.

Tabla 1: Parámetros de una turbina

Parámetro	Unidad	Símbolo
Caudal	m	Q_t
Área turbinas optima	m ²	A
Diámetro	m	D
Velocidad de rotación	rpm	n
Potencia Nominal	MW	$P_{nominal}$
Eficiencia	%	$\eta_{turbina}$

Dada la naturaleza de las mareas, las centrales mareomotrices necesitan turbinas que funcionen eficientemente con una baja altura de caída, con una gran variabilidad tanto en la altura de caída como en el caudal, y que puedan funcionar de forma intermitente. En centrales mareomotrices las turbinas de reacción que mejor se adaptan a este tipo de operación son las turbinas Bulbo y las Straflo (de borde).

Dos características principales de una central mareomotriz son la altura variable y la descarga variable. Esto significa que una turbina debe ser compatible con la variabilidad de la altura y la descarga, y al mismo tiempo debe ser lo más eficiente posible. Las turbinas no pueden convertir toda la energía potencial del agua en energía eléctrica debido a las pérdidas. Hay tres tipos de pérdidas de energía:

- Pérdidas por fugas: pérdida de agua que no pasa por los álabes de las turbinas.
- Pérdidas hidrodinámicas: fricción del fluido a lo largo de las superficies del álabe, las superficies de la pared y los vórtices.
- Pérdidas mecánicas en rodamientos y sellos.

Los fabricantes de turbinas tratan de minimizar estas pérdidas. Cada turbina está diseñada con valores específicos óptimos para la altura (H) y caudal (Q). La eficiencia de la turbina tiene su máximo para una altura específica de diseño ($H_{diseño}$) y el caudal de diseño ($Q_{diseño}$). El rendimiento de la turbina se puede representar en un diagrama como función de la altura

o la relación entre la altura y la altura de diseño, o como una función del caudal o la relación caudal/caudal de diseño.

RETScreen ha publicado un manual para calcular los parámetros principales de la turbina [6].

$$D_t = k_1 * Q_{diseño}^{0.473} \quad (1)$$

$$n_q = k_2 * h^{-0.5} \quad (2)$$

$$\hat{e}_{nq} = \{(n_q - 170)/700\}^2 \quad (3)$$

$$\hat{e}_d = (0.095 + \hat{e}_{nq})(1 - 0.789 * D_t^{-0.2}) \quad (4)$$

$$e_p = (0.9 - \hat{e}_{nq} + \hat{e}_d) - 0.0305 + 0.005 * R_m \quad (5)$$

$$Q_p = Q_{diseño} \quad (6)$$

$$P = 8.22 * \frac{Q_u * H}{1000} \quad (7)$$

Donde:

D_t : Diámetro del rodete de la turbina [m]

n_q : Velocidad específica [m/s]

\hat{e}_{nq} : Velocidad específica ajustada para máxima eficiencia [m/s]

\hat{e}_d : Tamaño del rodete ajustado para máxima eficiencia [m]

e_p : Eficiencia máxima de la turbina

Q_u : Caudal por unidad [m³/s]

Q_p : Caudal de eficiencia máxima [m³/s]

H : Altura de diseño [m]

$Q_{diseño}$: Caudal nominal de la turbina [m³/s]

P : Capacidad de la turbina [MW]

$k_1 = 0.41$ para $D_t \geq 1.8$ (m)

$k_2 = 800$ para turbinas Kaplan y de hélice

R_m : Coeficiente de diseño del fabricante de la turbina; 2.8 a 6.1 (por defecto 4.5)

De acuerdo a Schweiger y Gregori [11], existe otro método por el cual es posible determinar las dimensiones de la turbina, así como la relación entre la altura y la descarga sin tener disponibles las curvas de eficiencia (normalmente entregadas por los proveedores). Teniendo en cuenta que los parámetros de la turbina sólo dependen de la altura, estos se pueden calcular de acuerdo al método de Schweiger y Gregori de la siguiente forma:

$$H = 920650 * n_q^{-2.058} \quad (8)$$

$$K_u = 0.8434 + 0.00456 * n_q \quad (9)$$

$$Q_{1t} = F_{1t} * \sqrt{2 * g * H_{diseño}} \quad (10)$$

$$D_T = \frac{K_u * 60 * \sqrt{2 * g * H_{diseño}}}{\pi * n} \quad (11)$$

Donde:

H : Altura nominal [m]

D_t : Diámetro del rodete de la turbina [m]

n_q : Velocidad específica [m/s]

n : Velocidad rotacional [rpm]

Q_{1t} : Caudal unitario por turbina [m³/s]

K_u : Coeficiente de velocidad periférica

Utilizando las ecuaciones anteriores, se puede determinar la dimensión de la turbina y su eficiencia. Es claro que la eficiencia de las turbinas no puede considerarse como una constante.

Para determinar la velocidad de rotación de la turbina se puede utilizar la siguiente fórmula [11] en función de n , velocidad rotacional (rpm).

$$n_q = n * Q_u^{0.5} * H^{-0.75} \quad (12)$$

Otra fórmula para calcular la capacidad de una turbina es mediante la eficiencia de la turbina (e_q) [10]:

$$e_q = \left[1 - 3.5 * \left(\frac{Q_p - Q}{Q_p} \right)^6 \right] * e_p \quad (13)$$

Y la potencia instalada (P) es:

$$P = \frac{Q_{diseño} * H_{diseño}}{102} * e_q \quad (14)$$

Diámetro del Rodete:

Dado que las turbinas y generadores son parte importante de los costes del proyecto es necesario definir un procedimiento para obtener el área superficial total óptima de las turbinas, que es función del diámetro del rodete.

A continuación, se describe un procedimiento para estimar el diámetro óptimo del rodete para las turbinas tipo Bulbo y Strafo [6], en función del diámetro del rodete de la turbina, D_t [m], y de la profundidad del mar en el promedio más bajo de las mareas muertas, $H_{mar,MLWS}$ [m].

Turbina Bulbo:

$$\text{Si } H_{mar,MLWS} \geq 18.4 \text{ [m],} \\ \text{entonces } D_t = 8 \text{ [m]} \quad (15)$$

$$\text{Si } 11.5 \leq H_{mar,MLWS} \leq 18.4 \text{ [m],} \\ \text{entonces } D = H_{mar,MLWS}/2.3 \text{ [m]} \quad (16)$$

$$\text{Sino, } D_t = 5 \text{ [m]} \quad (17)$$

Turbina Strafo:

$$\text{Si } H_{mar,MLWS} \geq 17.6 \text{ [m],} \\ \text{entonces } D_t = 8 \text{ [m]} \quad (18)$$

$$\text{Si } 11.5 \leq H_{mar,MLWS} \leq 17.6 \text{ [m],} \\ \text{entonces } D_t = H_{mar,MLWS}/2.2 \text{ [m]} \quad (19)$$

$$\text{Sino, } D_t = 5 \text{ [m]} \quad (20)$$

El tipo de turbina es seleccionada en base al mejor ajuste respecto de la altura disponible y condiciones

de caudal. En este trabajo vamos a dimensionar una turbina tipo Bulbo con los parámetros óptimos.

2.1 SELECCIÓN DE LAS ZONAS PARA INSTALACIÓN DE TURBINAS

La amplitud de mareas no es la misma en todos los lugares. Es nula en lugares como el Mar Negro, entre Rusia y Turquía; o de escaso valor como en el Mediterráneo. Es débil en algunas zonas del océano Pacífico. Por el contrario, alcanza valores notables en determinadas zonas tales como en las bahías de Fundy y Frobisher, en Canadá (19.5 [m]); en el estuario del río Severn (13.6 [m]), en Gran Bretaña; en las bahías de Mont-Saint- Michel (15 [m]) y el estuario de Rance (13 [m]), en Francia [9].

La amplitud de marea mínima para que funcione una central mareomotriz que aprovecha la energía potencial de las mareas es de aproximadamente 0.9 [m] ya que es la distancia mínima para mover la turbina (5 [m] es la amplitud ideal para el aprovechamiento la energía de las mareas). Estas condiciones se reúnen en pocos lugares en el mundo (Fig. 1).

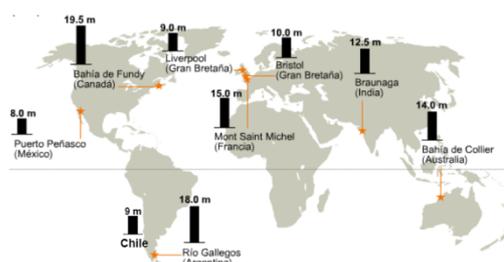


Figura 1: Mayores variaciones de marea en el mundo

Dados estos requerimientos, se ha escogido la localización de Puerto Quellón, pertenecientes a la isla de Chiloé, frente a Puerto Montt, en la región de los Lagos de Chile. Utilizando los datos del SHOA [8] se obtiene la siguiente señal que representa las mareas (Fig. 2):

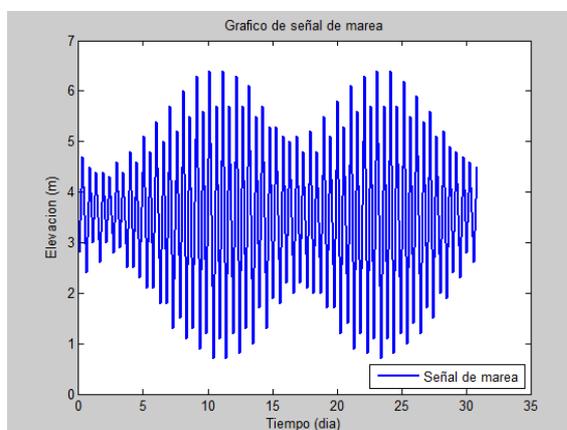


Figura 2: Datos de nivel del mar observados durante enero del 2015 en Puerto Quellón, Chile.

En la Fig. 2 se puede apreciar como las máximas elevaciones o señales de mareas alcanzan valores cercanos a los seis metros. Es relevante destacar que existe una relación física entre la altura de las mareas y la órbita de la luna. Esto se demuestra al observar que las máximas elevaciones solares se dan justamente durante el día diez, periodo de luna llena, y el día veinte y dos, periodo de luna nueva. De la misma forma las menores elevaciones se dan en fase lunar de cuarto creciente y cuarto menguante, que corresponden al primer y décimo sexto día del mes, respectivamente.

Anualmente el comportamiento en esa localización es de la siguiente forma (Fig. 3):

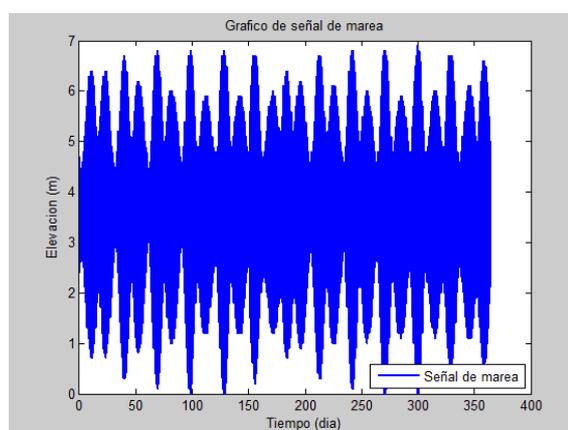


Figura 3: Datos de nivel del mar observados durante un año, entre junio 2015 y mayo 2016.

Como se puede apreciar en esta Fig. 3, su comportamiento es similar durante los 365 días del año. Se debe destacar que durante el año se alcanzan señales de marea superiores a los 6 metros de altura, como se vio que ocurría para un mes.

3 MODELACION ECONOMICA DE TURBINAS

En función de las ecuaciones que aporta RETScreen, anteriormente mencionadas, se puede obtener la siguiente función de energía para turbina:

$$E_d = \int_{t_1}^{t_2} N(Q, H) dt \approx (t_2 - t_1) * \frac{N(t_1) + N(t_2)}{2} \quad (21)$$

Donde N es la potencia instantánea de salida, que varía en función de Q y H. Sin embargo, las variables presentadas corresponden sólo a la energía de diseño que podría obtenerse de la turbina, sin considerar las pérdidas que ocurren durante el proceso de generación. Las eficiencias a considerar para este tipo de centrales son las siguientes:

- $\eta_{\text{corriente}}$: corresponde a la extracción de la energía cinética de la corriente. Debido a la naturaleza de las turbinas, sólo se puede extraer la energía cinética necesaria para dejar la corriente con una velocidad no menor a 1/3 de la velocidad de llegada. Esto es debido a que, si se extrajera toda la energía, el agua se detendría y dejaría de pasar a través de la turbina, según fue demostrado por el ingeniero Albert Betz. Si en la fórmula se toma en consideración este límite se llega a la conclusión de que la eficiencia óptima de extracción de potencia es de un 16/27, es decir, un 59,3%. Este límite es el llamado “Limite Lanchester-Betz”.
- $\eta_{\text{tren_conexión}}$: corresponde a la razón que existe entre la energía extraída del flujo con la que es recibida por el generador. Las pérdidas en este punto son debidas a la fricción en la caja de engranajes utilizada para intensificar la velocidad de giro de la turbina a la velocidad de rotación del generador.
- $\eta_{\text{generador}}$: es la eficiencia con la cual la energía mecánica introducida al generador es transformada en energía eléctrica. Las pérdidas son mayoritariamente debidas al roce (fricción).
- $\eta_{\text{conexión_red}}$: es la eficiencia con la que la electricidad producida por el generador es acondicionada para conectarse al sistema de distribución o transmisión. Estas pérdidas son debidas, principalmente, a la resistencia de los conductores que disipan la energía en forma de calor.

De los valores de eficiencias antes mostrados, sólo la eficiencia de la turbina se puede considerar constante, los demás son variables y dependen mucho del fabricante.

Es decir, la energía entregada estaría realmente dada por:

$$E = \eta_{\text{corriente}} * \eta_{\text{tren_conexión}} * \eta_{\text{generador}} * \eta_{\text{conexión_red}} * E_d \tag{22}$$

La ecuación anterior sólo describe la energía para una turbina de diámetro definido. Para poder determinar cuál es el diámetro de diseño óptimo se tiene que analizar la curva de potencia que tendría una turbina para cada una de las posibles alturas de marea contenidas entre el máximo y mínimo valor de marea que se pueden registrar, resultando la siguiente matriz:

$$P(i, j) = \begin{bmatrix} P_{11}(Q_{11}, \bar{Q}_{11}) & P_{12}(Q_{12}, \bar{Q}_{22}) & \dots & P_{1n}(Q_{1n}, \bar{Q}_{nn}) \\ P_{21}(Q_{21}, \bar{Q}_{11}) & P_{22}(Q_{22}, \bar{Q}_{22}) & \dots & P_{2n}(Q_{2n}, \bar{Q}_{nn}) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{n1}(Q_{n1}, \bar{Q}_{11}) & P_{n2}(Q_{n2}, \bar{Q}_{22}) & \dots & P_{nn}(Q_{nn}, \bar{Q}_{nn}) \end{bmatrix}$$

Donde:

i: corresponde a cada una de las “*n*” alturas operacionales posibles.

j: corresponde a cada una de las “*n*” curvas de potencia posibles.

Q: caudal operacional que resulte de la altura operacional que esté entregando la marea.

\bar{Q} : caudal de diseño proyectado para cada altura operacional posible.

P(i, j): potencia para la altura nominal *i* correspondiente a la curva de potencia *j*.

Se asume que el caudal de diseño es el máximo caudal que podrá entregar cada curva de potencia. Por lo tanto, cuando el caudal óptimo de diseño y el caudal de operación son iguales la matriz se normaliza de la siguiente forma:

$$P(i, j) = \begin{bmatrix} P_{11}(Q_{11}, \bar{Q}_{11}) & P_{12}(Q_{12}, \bar{Q}_{22}) & \dots & P_{1n}(Q_{1n}, \bar{Q}_{nn}) \\ P_{11} & P_{22}(Q_{22}, \bar{Q}_{22}) & \dots & P_{2n}(Q_{2n}, \bar{Q}_{nn}) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{11} & P_{22} & \dots & P_{nn}(Q_{nn}, \bar{Q}_{nn}) \end{bmatrix}$$

Hasta el momento, mediante la ecuación anterior sólo se obtiene cada una de las posibles potencias que podría tener una turbina. Sin embargo, la cantidad de alturas operaciones reales depende de los “*m*” datos que se tomen como muestra.

$$\hat{P}(k, j) = \begin{bmatrix} \hat{P}_{11} & \hat{P}_{12} & \dots & \hat{P}_{1n} \\ \hat{P}_{21} & \hat{P}_{22} & \dots & \hat{P}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \hat{P}_{k1} & \hat{P}_{k2} & \dots & \hat{P}_{kn} \end{bmatrix}$$

Cada celda de la matriz se construye como:

$$\hat{P}(k, j) = \begin{bmatrix} H_1 \\ H_2 \\ \vdots \\ H_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{11}(Q_{11}, \bar{Q}_{11}) & \dots & P_{1n}(Q_{1n}, \bar{Q}_{nn}) \\ P_{11} & \ddots & P_{2n}(Q_{2n}, \bar{Q}_{nn}) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{11} & \dots & P_{nn}(Q_{nn}, \bar{Q}_{nn}) \end{bmatrix}$$

Cada valor de altura operacional se compara con cada valor posible de potencia de cada columna y, si coinciden, se agrega a la matriz $\hat{P}(k, j)$, obteniéndose una matriz con las siguientes dimensiones:

$$\hat{P}(k, j) = \begin{bmatrix} \widehat{P}_{11} & \widehat{P}_{12} & \dots & \widehat{P}_{1n} \\ \widehat{P}_{21} & \widehat{P}_{22} & \dots & \widehat{P}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \widehat{P}_{k1} & P_{k2} & \dots & \widehat{P}_{kn} \end{bmatrix}$$

Donde:

k : corresponde a cada una de las “ m ” alturas operacionales registradas.

H : vector de alturas operacionales.

$\hat{P}(k, j)$: es la matriz de potencias reales.

Una vez definida la matriz de potencias reales se calcula la energía generada:

$$E(k, j) = \begin{bmatrix} E_{11}(N_{11}, dt_1) & \dots & E_{1n}(N_{1n}, dt_1) \\ E_{21}(N_{21}, dt_2) & \dots & E_{2n}(N_{2n}, dt_2) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ E_{m-1,1}(N_{m-1,1}, dt_{m-1}) & \dots & E_{m-1,n}(N_{m-1,n}, dt_{m-1}) \end{bmatrix}$$

Donde:

N : potencia instantánea de salida.

dt : intervalo de tiempo entre potencias.

$E(k, j)$: Energía para cada intervalo de tiempo.

En el siguiente paso se suman las energías de cada columna, obteniendo como resultado un vector donde cada celda corresponde a la energía total entregada por cada curva de potencia.

$$E_T(j) = [\sum_{k=1}^{m-1} E_{k1} \quad \dots \quad \sum_{k=1}^{m-1} E_{kn}] \quad (23)$$

Por último, se determina cuál de las “ n ” posibles energías proyectadas es la que entrega un mayor beneficio B a largo plazo, aplicando la siguiente ecuación a cada celda del vector energía:

$$B = P_E * E_T * v_{util} - (C_{inst} + C_{mant} * v_{util}) * P_{diseño} \quad (24)$$

Donde:

P_E : Precio de la energía [USD/MWh].

v_{util} : Vida útil de la turbina, en años.

C_{inst} : Coste de instalación [USD/MW].

C_{mant} : Coste Mantenimiento[US/MW] por año.

$P_{diseño}$: Potencia de diseño [MW].

B : Beneficio que se obtendría en USD.

Esta ecuación se aplica a cada celda del vector de energía, donde la que entregue el máximo beneficio corresponderá a la curva de potencia y, por consiguiente, a la altura nominal bajo la cual se debe fabricar la turbina.

Max. Benef

$$= M \times [B_1(E_{T,1}, P_{diseño_1}) \quad \dots \quad B_n(E_{T,n}, P_{diseño_n})]$$

Donde:

B_j : Beneficio obtenido de de cada curva de potencia j .

$P_{diseño_j}$: Potencia diseño de cada curva j .

E_{T_j} : Energía que se obtendría de cada curva j .

Max. Benef: Es el valor que maximiza los recursos.

4 RESULTADO DEL MODELO TÉCNICO – ECONÓMICO

Aplicando las ecuaciones antes descritas y aplicando factores de eficiencia que corrijan las pérdidas producidas por el funcionamiento del generador a utilizar, la conexión de red, etc., se obtendría la energía eléctrica real (Fig. 4). Se observa como la energía máxima alcanzada es de 16.2 MWh y la mínima de aproximadamente 2.5 MWh. Bajo estas condiciones la energía eléctrica real que podría obtenerse es de 18,415 MWh/año.

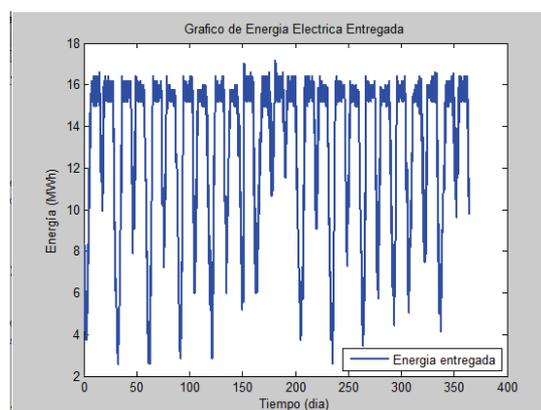


Figura 4: Gráfica de energía eléctrica anual

Si consideramos los costes de un parque mareomotriz establecidos por la EPRI, Electric Power Research Institute [2], para la evaluación de un parque mareomotriz (Tabla 2), y aplicamos el modelo de evaluación técnico-económico para un precio de energía 55 US\$/MWh (registrado en Chile en el 2016) y una vida útil de 30 años, los resultados se muestran en las Tablas 3 y 4.

Tabla 2: Costes de instalación de turbina [6]

COSTES	USD/MW
<i>Costes Iniciales</i>	
Sistema de Conversión de Potencia	519,000
Elementos Estructurales	788,000
Coste de Cables Submarinos	15,000
Instalación de Turbina	210,000
Instalación de Cables Subterráneos	121,000
Conexión al Sistema Interconectado	1,020
Coste Total Instalado	1,654,020
<i>Costes Anuales</i>	
Costes de Operación y Mantenimiento	37,000
Coste Total anual de O&M	37,000

Tabla 3: Evaluación técnica instalación de turbina

Altura Nominal [m]	Potencia [MW]	Energía Entregada MWh/año	Retorno [USD]
3.6	6.6	19,025	13,275,587
3.7	6.9	19,624	13,432,243
3.8	7.2	20,209	13,553,914
3.9	7.5	20,775	13,633,179
4	7.8	21,322	13,669,485
4.1	8.1	21,853	13,663,360
4.2	8.4	22,365	13,624,779

En la tabla 3 podemos observar que, por ejemplo, a mayor altura nominal, mayor potencia; esto es correcto si consideramos que cuanto más grande sea la turbina, mayor será la potencia que podrá entregar. Esto se repite con la energía entregada dada la relación entre energía y potencia.

Tabla 4: Evaluación económica instalación de turbina

Altura Nominal [m]	Factor Planta [%]	VAN (Tasa Interés 10%) [USD]	TIR [%]
3.6	33%	-3,262,568	6.20%
3.7	33%	-3,554,645	6.00%
3.8	32%	-3,862,594	5.80%
3.9	32%	-4,188,404	5.70%
4	31%	-4,532,478	5.50%
4.1	31%	-4,896,464	5.30%
4.2	30%	-5,271,102	5.10%

Al incorporar otros indicadores como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el del Valor Actual Neto (VAN). (Tabla 4), se aprecia como el factor de planta tiene una relación inversa ya que, si bien mientras más grande sea la turbina más energía puede entregar, el factor de planta depende del porcentaje de utilización de la misma. Por lo tanto, cuanto más pequeña la turbina, mayor es la posibilidad de que haga uso completo de la potencia disponible para la altura de las mareas. En el caso del análisis económico se determinó como respuesta el que entrega el mayor retorno.

Al analizar el TIR del proyecto vemos como ninguna de las alternativas indicadas alcanza el 7% (sin considerar impuestos, en cuyo caso el valor sería menor). Esto indica de antemano que es un proyecto poco atractivo para inversores interesados en generar grandes beneficios económicos. Es más, al realizar un análisis económico para periodos de vida útil menores

o que incluyeran impuestos, ninguna de las posibles turbinas a fabricar alcanzaba el 5% y algunas incluso arrojaban grandes pérdidas, como se refleja en el cálculo del VAN, donde para el caso analizado generará pérdidas. Esta condición se mantiene para proyectos de vida útil superior a 40 años.

Este análisis justifica el por qué este tipo de energía sigue siendo poco explotada por el mundo privado. Sin embargo, se debe señalar que estos proyectos, gracias a los avances tecnológicos que se han ido sucediendo, cada día comienzan a ser más atractivos para gobiernos u otras entidades menos interesadas únicamente en el lucro económico. En muchos casos energías renovables como ésta son subvencionadas o impulsadas por diversos medios [5], ya que realizar este tipo de proyectos para un país puede significar una manera de generar acciones positivas frente al medio ambiente, además de crear beneficios económicos a largo plazo.

Por último, se menciona que al utilizar el modelo técnico-económico se alcanza una energía anual máxima de 21,322 [MWh/año], lo que equivale a abastecer más de 6,900 familias, siempre y cuando existan las condiciones de almacenamiento de energía adecuadas o se utilicen sistemas de generación de respaldo o híbridos [4, 7] para los momentos en que existe una baja señal de marea.

5 CONCLUSIONES

En este trabajo se ha realizado una simulación del proceso completo de operación de una turbina marina y de la conversión de la energía de las mareas a energía eléctrica.

Se presenta un modelo con un análisis técnico económico de la instalación de turbinas en el mar en el que se justifica el por qué este tipo de energía sigue siendo poco explotada por parte del sector privado. Sin embargo, se observa como gracias a los avances tecnológicos, comienzan a ser más atractivo el realizar alianzas público-privadas para este tipo de proyectos, ya que puede significar para un país, además del aprovechamiento de sus propios recursos naturales, el generar ingresos positivos a largo plazo.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Proyecto RTI2018-094902-B-C21, del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades.

English summary

MODELING, SIMULATION AND TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF A MARINE TURBINE

Abstract

In this work, a study of the electric energy that can be obtained from a sea turbine is presented. An operational model of the marine turbine has been developed to determine the optimum diameter of the turbine based on an economic and technical evaluation. The maximum power and energy that can be obtained with the turbine is obtained. Empirical formulas were used to define the characteristic curves of the turbine. In the second part, this work analyzes all the possible marine turbine power curves and locations to determine in which situations the greatest economic benefit is achieved. The cost of this type of installation is calculated.

Keywords: Modeling, simulation, renewable energies, marine turbine, tidal power plant

Referencias

- [1] Dagà Kunze, J. S. (2008). Aprovechamiento hidroeléctrico de las mareas y su posible desarrollo en Chile. Memoria Ingeniero Civil, Departamento de Ingeniería Civil, Universidad de Chile, Chile.
- [2] Electric Power Research Institute, EPRI. EEUU. <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000003002001641>
- [3] Lekube, J., Garrido, A. J., Garrido, I., Otaola, E. (2018). Output power improvement in oscillating water column-based wave power plants. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial, 15(2):145-155, 2018.
- [4] Mikati, M., Santos, M., Armenta, C. (2012). Modelado y simulación de un sistema conjunto de energía solar y eólica para analizar su dependencia de la red eléctrica. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI, 9(3), 267-281.
- [5] Ochoa, N., Santos, M. (2016). Modeling and simulation of a solar-thermal system for its efficient implementation in Quito (Ecuador). IEEE Latin America Transactions, 14(5), 2271-2279.
- [6] RETScreen® International. Small Hydro Project Analysis. [en línea]. Canada. www.retscreen.net/download.php/ang/109/0/textbook_hydro.pdf
- [7] Romera Cabrerizo, J.A., Santos, M. (2017). ParaTrough: Modelica-based simulation library for solar thermal plants. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial, 14(4):412-423, 2017.
- [8] SHOA. Tablas de marea de la costa de Chile, [en línea]. Chile. <<http://www.shoa.cl/nuestros-servicios/mareas>>
- [9] Silva, Enrique. (2009). Potencialidad de la energía mareomotriz en Chile. Seminario Colegio de Ingenieros de Chile. Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada.
- [10] Swane, H. A. J. (2007). Tidal power plant in Saemangeum. Doctoral dissertation, TU Delft, Delft University of Technology, The Netherlands.
- [11] Schweiger, F., Gregori, I. (1992). Comparison of turbine parameters for small and large axial units. International Water Power & Dam Construction, 44(11), 46-48.



© 2019 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution CC BY-NC-SA 4.0 license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/deed.es>).