



TRABAJO TEÓRICO EXPERIMENTAL

Pre-diseño de una granja hidrocinética para la Bahía de Banes

Pre-design of a hydrokinetic farm for the Bay of Banes

Manuel Alejandro Soto Calvo¹, Miriam Vilaragut Llanes^{2,*}, Adrián Echevarría Salgado³, Vladimir Sousa Santos⁴

¹ Unión Eléctrica (UNE), La Habana. Cuba.

² Universidad Tecnológica de La Habana, La Habana. Cuba.


³ Empresa de Proyectos EIPP.

⁴ Universidad de la Costa, Colombia.

*Autor de correspondencia: miriamv@electrica.cujae.edu.cu

Recibido: 9 de octubre de 2020

Aprobado: 29 de enero de 2021

Licencia de uso y distribución Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 Internacional 

RESUMEN/ABSTRACT

La mayor parte de la energía usada a nivel mundial está distribuida entre los sectores de generación eléctrica y del transporte. Se proyecta un crecimiento de la población mundial de alrededor de 10 billones de habitantes para el 2050, por lo que se necesitará un promedio de 32,3 [TW] para suplir sus necesidades energéticas. Debido a la inestabilidad de los precios del petróleo y al aumento de la conciencia medioambientalista muchos países del mundo han optado por las fuentes renovables de energía. Estudios previos demostraron que la Bahía de Banes, en la zona oriental de Cuba, existen las condiciones para la explotación de la energía hidrocinética. Como parte de este trabajo se realiza un estudio de las tecnologías existentes seleccionando el tipo de turbina a utilizar. Una vez seleccionada la turbina se realizaron simulaciones para analizar el comportamiento del Sistema Electroenergético Nacional (SEN) en el punto de conexión del parque hidrocinético a la red.

Palabras claves: Turbinas Hidrocinéticas, Energía de las Mareas, Emisión de CO₂.

Most of the energy used worldwide is distributed between the electricity generation and transport sectors. World population growth of around 10 billion people is projected by 2050, so an average of 32.3 [TW] will be needed to meet its energy needs. Due to unstable oil prices and increased environmental awareness, many countries around the world have turned to renewable sources of energy. Previous studies have shown that the Banes Bay, in the eastern part of Cuba, exists the conditions for the exploitation of hydrokinetic energy. As part of this work, a study of existing technologies is carried out, selecting the type of turbine to use. Once the turbine was selected, simulations were carried out to analyze the behavior of the Electric Power System (SEN) at the connection point of the hydrokinetic park to the network.

Key words: Hydrokinetics Turbines, Tidal Energy, CO₂ emissions.

INTRODUCCIÓN

La raza humana ha basado toda su civilización alrededor de la energía eléctrica y para obtenerla se ha vuelto dependiente de los combustibles fósiles que no solo liberan energía durante su quema sino, además, sustancias contaminantes y de efecto invernadero que envenenan los ecosistemas y aceleran el ritmo del calentamiento global. La naturaleza muestra cada día signos mayores de maltrato y la humanidad comienza a abrir los ojos, a concientizarse del hecho de que el daño causado no es algo que sufrirán en el futuro, que es problema de otros, sino, que es un problema del presente y que es necesario moverse en la búsqueda de soluciones. Las fuentes renovables de energía se han presentado ante el hombre como una forma de frenar el daño que se causa al planeta. [1-6].

Cómo citar este artículo:

Manuel Alejandro Soto Calvo, *et al.* Pre-diseño de una granja hidrocinética para la Bahía de Banes.

2021, vol. 42, n. 1, enero/abril. ISSN:1815-5901.

Sitio de la revista: <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE>

La energía mareomotriz es una de las fuentes estudiadas y ya aplicadas en algunos países y aprovecha la energía contenida en los mares que, a su vez, está dividida en otras sub-fuentes según el método empleado para su transformación en electricidad: la energía cinética en el movimiento de las aguas debido a la diferencia de temperatura entre la superficie y las profundidades, la que se encuentra en el movimiento provocado por la diferencia de salinidad del agua, la contenida en el movimiento de las olas y la que se encuentra en las corrientes marinas provocadas por las variaciones de la marea. Esta última fuente es conocida como energía hidrocinética, la cual tiene un método de obtención muy similar a la energía eólica, con el empleo de molinos. [2-8].

Las mareas son el movimiento cíclico de las masas de agua de la Tierra debido a las fuerzas gravitatorias creadas por el sistema Sol-Tierra-Luna. Estos movimientos cambian los niveles de los océanos en las costas, creando flujos cíclicos conocidos como corrientes marinas. La energía cinética de las aguas ha sido explotada por el hombre desde los principios de la civilización; el hombre usó la fuerza del agua para transportar troncos desde el lugar donde eran talados hasta el sitio donde serían luego utilizados; los molinos hidráulicos son artilugios que transforman la fuerza del agua en energía mecánica que se puede utilizar para la molienda de cereales, serrar la madera, trabajar el hierro en las herrerías, etc. La cultura grecorromana ya conocía la técnica del molino hidráulico. En el siglo I A.C., el arquitecto, ingeniero y tratadista romano Marco Vitrubio, en el décimo libro de su tratado “De Architectura”, el más antiguo conservado, describió una rueda hidráulica vertical con unas aletas que transmitían su movimiento, al ser empujada por el agua, por medio de unos engranajes, a las muelas.

Cuba es una isla del Caribe que se enfrenta constantemente a problemas económicos, siempre en la zozobra que causa depender de los precios siempre inestables de los combustibles fósiles, pero el gobierno ha decidido cambiar esta situación. La exploración realizada demostró que en ciertos puntos de las costas cubanas se podría aprovechar la energía hidrocinética y se ha decidido dar el voto de confianza a esta tecnología y sumarse a la avanzada de países que la emplean. La Bahía de Banes, en Holguín, es un lugar con características favorables para la construcción de una granja de generación hidrocinética. En este trabajo se presenta un pre-diseño realizado con este fin.

DESARROLLO

Descripción de la tecnología seleccionada. Datos tomados del catálogo de la AR1500 de ATLANTIS RESOURCES.

Se trabajó con la turbina hidrocinética AR1500, de Atlantis Resources, mostrada en la figura 1, la cual provee múltiples niveles de redundancia en el sistema, permitiéndole continuar en funcionamiento, incluso, si ocurren algunas fallas. Un análisis del sistema de monitoreo permite la predicción de fallas y el planeamiento del mantenimiento necesario. La turbina está diseñada para un período de vida de 25 años, con tres servicios de mantenimiento, cada 6 años y 3 meses. La masa total de la unidad es de 150 toneladas siendo viable el uso de navíos de construcción para la instalación y la retirada.



Fig. 1. Turbina AR1500.

Las palas son una parte crítica de la turbina pues son las que capturan la energía de la corriente de agua y la entregan a la góndola. Las elevadas velocidades de las corrientes contienen bastante energía, lo que significa que las palas de las turbinas estarán muy cargadas y la turbulencia del fluido provoca que la carga varíe constantemente, consecuentemente, las palas no solo necesitan una forma que las haga eficientes, sino también, fuertes. Las palas de la AR1500 están formadas por dos capas hechas de fibra de carbono “*skins*” que le dan la forma necesaria y soportan la carga. Esta estructura eficiente significa que las palas son relativamente delgadas, lo que resulta en un mejor funcionamiento hidrodinámico para el rotor, el cual puede ser más ligero. Las palas están adosadas al rotor mediante un pin cruzado, que le permite ser desmontado con rapidez, en caso necesario. El exterior de la caja de engranajes y el generador están en contacto directo con el agua de mar, así que son enfriados por el agua marina, asegurando la vida útil de estos componentes. Las palas están basadas en un diseño simple pero efectivo, que trabajando a bajas temperaturas permite que el mantenimiento sea el estrictamente necesario.

Con las corrientes marinas lentas, para las cuales la turbina puede iniciar la generación, hasta las corrientes nominales, las turbinas están fijadas en un ángulo de captura, pero, para corrientes mayores que las nominales el ángulo cambia progresivamente, de forma tal que la generación se mantenga a potencia nominal. El sistema de captura de la AR1500 es dirigido hidráulicamente; el sistema de accionamiento está contenido dentro de la góndola, de forma tal que un único sistema de accionamiento dirige las tres palas. La caja de engranajes posee un sistema de bombeo de aceite que asegura el correcto enfriamiento y lubricado de las mechas y devanados. El generador está integrado con la caja de engranajes, lo que implica que utilizan el mismo sistema de alta eficiencia para la lubricación. El generador opera con gran eficiencia a bajas velocidades. El sello es semejante al usado en la propela de los barcos y es activamente engrasado para preservar su vida útil y excluir el agua. Posee un sensor que alerta al operador en caso de desgaste o deterioro.

El asta del cuerpo principal está fabricada de acero, quedando el peso en los cimientos. La turbina está diseñada para alta calidad y facilidad de fabricación. Los componentes son pre-ensamblados y, después de probado su funcionamiento, son ensamblados en el cuerpo principal de la máquina. Los espacios donde se unen los módulos al cuerpo principal tienen doble sello estático, para mayor redundancia se prueban correctamente las uniones usando presión de vacío y se sumerge en agua antes de ser emplazada en el lugar de destino. La turbina debe operar siempre de cara a la corriente, por tanto, es necesario utilizar un sistema de viraje para asegurar el realineamiento con el cambio de la marea; aproximadamente, cada seis horas. Las corrientes usualmente van en una sola dirección en cada estado de la marea, entonces la turbina puede ser fijada cuando está generando, y el sistema de viraje solo necesita accionar con el cambio de estado de la marea. La AR1500 tiene un nuevo mecanismo de bloqueo en el viraje, que hace más compacto y simple el diseño.

La turbina se conecta a la estructura de soporte usando la gravedad como mecanismo de contención, con un macho en la turbina y una hembra en el sistema de soporte. Luego, se baja la turbina y se coloca dentro de una estructura que está diseñada para encajar progresivamente hasta que estén juntos. El sistema de administración de la conexión utiliza conectores “*wet-mate*” que han mostrado su utilidad en la industria del gas y el petróleo, se utilizan para unir el sistema eléctrico y de control de la turbina al cable submarino que conecta con la orilla. Esto ocurre pasivamente cuando las dos partes, la turbina y el soporte, se unen. La conectividad entre la costa y la turbina se prueba antes de que sea emplazada en el lecho marino.

La turbina puede ser fijada a cierta variedad de bases diferentes, fijada por gravedad con estructura de un solo pilar o de varios pilares. La selección de la base depende de factores específicos del lugar donde van a ser emplazados. La parte más baja del sistema de control de las conexiones y el cable submarino se fijan después de que es instalada la base. Este sistema de conexión en la base está diseñado para durar todo el período de vida útil de la turbina, sin mantenimiento, no obstante, en caso de un problema con el mismo o con el cable submarino pueden ser corregidos sin necesidad de retirar toda la estructura. La turbina se controla por un controlador lógico programable en tierra, que comunica con la turbina a través de un cable de fibra óptica que se encuentra dentro del cable submarino. La turbina tiene un circuito de seguridad independiente que la apaga en caso de mal funcionamiento, protegiendo al sistema del daño, simultáneamente. Este circuito tiene extensivas capacidades de diagnóstico y todos pueden ser reiniciados desde tierra.

Un sistema SCADA provee acceso mediante internet a una turbina o a una granja, recolectando los datos de operación. La turbina tiene un sistema para el monitoreo de condiciones que utiliza una amplia variedad de sensores para detectar los cambios y advertir de la necesidad de mantenimiento. En la figura 2, se pueden ver las especificaciones de la máquina, extraída del catálogo del fabricante, se respetó el idioma inglés.

SPECIFICATIONS - AR1500 HIGH FLOW			
Operational Data		Gearbox	
Rated Operational	3.0 m/s	Type	Two-Stage Planetary Flexi-Pin
Maximum Operational	5.0 m/s	Rating	1500 kW @ 14 rpm
Dimensions		Ratio	1:27
Turbine Length	12 m	Cooling	Passive (sea water)
Weight in air	150T	Power Conversion	
Rotor		Type	Four Quadrant MV Converter
Blade Diameter	18 m	Rating	1500 kW
Hub Diameter	2.4 m	Brakes	
Pitch-able blades	Yes	Type	Fail-safe, stored energy released
Generator		Stab & Foundation	
Type	Radial flux PMG	Yaw Drive System	Yes
Rating	1500 kW	Foundation Type	Gravity-Based or Pylon
Voltage	4.16 kV		
Efficiency	97%		

Fig. 2. Datos de catálogo de la AR1500 de ATLANTIS RESOURCES.

Fuente: <https://www.manualslib.com/manual/1046142/Aor-Ar1500.html>

Pre-diseño y Simulación

Se simuló el funcionamiento del pre-diseño realizado utilizando el DigSilent Power Factory, bajo la licencia de la Universidad de la Costa, Colombia, haciendo un análisis del funcionamiento del parque conectado a la barra de BANES110 del sistema energético nacional (SEN), para lo cual fue sometido a determinadas contingencias. El software utilizado incluye, dentro de sus bibliotecas, plantillas para la simulación de turbinas eólicas, las cuales son muy semejantes en su funcionamiento a las turbinas hidrocinéticas seleccionadas en este trabajo.

Descripción del esquema del pre-diseño.

El modelo simulado incluye seis (6) plantillas “FullyRatedConverterWTG_2MW”, modificadas, cuyo transformador está protegido por un fusible 50T, divididas en dos grupos de a tres, conectados a una barra central. Las plantillas están conectadas entre sí por cables de 200 m con datos obtenidos de la biblioteca del programa.

A la granja se le incorporó un transformador de 9 MVA, conectado por baja tensión a la barra central del esquema y por alta a la subestación de BANES110 kV, también protegido por un fusible del tipo 50T.

Las líneas que unen los grupos de plantillas a la barra central son de 2 km en cada caso y los datos utilizados se encuentran en la biblioteca de “Power Factory”. En la tabla 1, pueden apreciarse las principales características de estos conductores.

Tabla 1. Datos de los conductores. Fuente: Elaboración Propia.		
Longitud	0,2 km	2 km
Tipo de conductor	Cu 1x120 mm	Cu 1x120 mm
Corriente Nominal	0,345 kA	0,38kA
Impedancia de secuencia positiva	0,039224 Ohm	0,39224 Ohm
Ángulo de impedancia	34,495639 deg	37,49639 deg
Resistencia de secuencia positiva	0,03112 Ohm	0,3112 Ohm
Reactancia de secuencia positiva	0,0238761 Ohm	0,238761 Ohm
Resistencia de secuencia cero	0,12452 Ohm	1,2452 Ohm
Reactancia de secuencia cero	0,0955044 Ohm	0,955044 Ohm
Corriente de falla a tierra	0,56 A	5,6 A
Factor de tierra	1,00027	1,00027
Ángulo del factor de tierra	-0,0118543 deg	-0,0118543 deg

Introducción de los datos reales a la plantilla

Para adaptar la plantilla a la tecnología seleccionada se modificaron los datos de la potencia nominal, fijando el valor en 1,5 MW, y de la tensión nominal, la cual se estableció a 4,16 kV. En la pestaña “load flow” de la ventana de edición del dispositivo, se añadió una característica de carga con los datos de generación, que fueron introducidos en forma de matriz bidimensional, aportando datos teóricos de generación de las turbinas para las velocidades de las corrientes muestreadas durante el mes de abril de 2016.

Para la extrapolación de los datos de generación se utilizó una aproximación lineal de la curva de potencia contra velocidad de las corrientes, usando las ecuaciones (1) y (2), utilizando la generación mínima de 0,7 MW a una velocidad de 1,0 m/s y 3,0 m/s que es la velocidad para la cual alcanza el valor nominal de 1,5 MW, siendo esta la potencia activa máxima que aportará el generador. En la figura 3, se muestran los resultados de la aproximación de la generación de la turbina.

$$P = mv + n \quad (1)$$

donde:

P: es la potencia activa entregada por el generador, y

v: la velocidad de las corrientes.

n: intercepto con el eje de abscisas.

m: pendiente de la recta.

Una vez calculados los parámetros m y n, pendiente e intercepción, la ecuación queda expresada así:

$$P = 0,65v - 0,45 \quad (2)$$

	1	2	3	4	5
0. Hour of Day	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
1. Hour of Day	1.5	1.5	1.5	1.47	
2. Hour of Day	1.5	1.5	1.49	1.42	
3. Hour of Day	1.48	1.5	1.5	1.43	
4. Hour of Day	1.5	1.5	1.5	1.42	
5. Hour of Day	1.42	1.5	1.46	1.5	
6. Hour of Day	1.5	1.5	1.5	1.37	
7. Hour of Day	1.48	1.5	1.5	1.38	
8. Hour of Day	1.47	1.5	1.5	1.37	
9. Hour of Day	1.5	1.5	1.5	1.41	
10. Hour of Day	1.5	1.5	1.5	1.5	

Fig. 3. Datos de generación de la turbina durante el mes de abril de 2016. Fuente: Elaboración Propia.

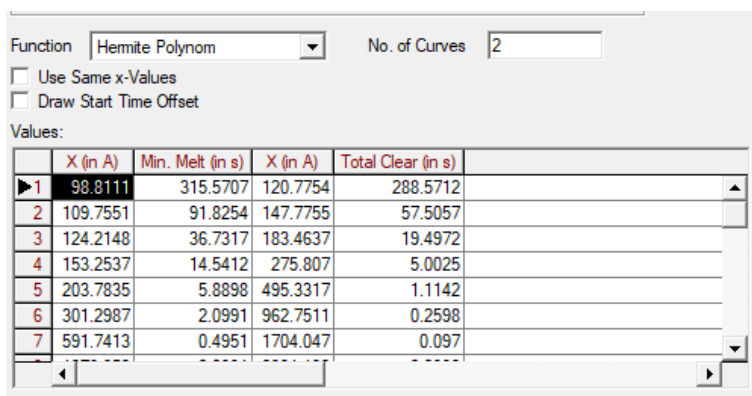
La plantilla trae un transformador trifásico incluido, al cual se le estableció una conexión estrella con neutro conectado a tierra-delta, el nivel de tensión por el lado de la barra del generador es de 4,16 kV, que es la tensión de trabajo del generador, y por el lado de alta, conectado a una barra de salida de 20 kV. La potencia aparente de los transformadores es de 1,7 MVA, con impedancia de secuencia positiva para cortocircuito del 5% e impedancia de secuencia cero para cortocircuito del 4,8 %.

Los seis generadores seleccionados son de la misma plantilla y están conectados entre ellos por la barra de salida en dos grupos de a tres, conectados luego a otra barra del mismo nivel de tensión, como se explicó anteriormente. Dicha barra se conecta al lado de baja de un transformador que eleva el nivel de tensión de salida a 110 kV y que está conectado al SEN a través de la barra de 110 kV de la subestación de Banes110.

El transformador trifásico conectado a la barra del SEN es de 9 MVA de potencia aparente nominal, conectados en estrella-estrella con ambos neutros conectados a tierra, con impedancia de secuencia positiva para tensión de cortocircuito del 7%, e impedancia de secuencia cero para tensión de cortocircuito del 6,8%. Las tensiones nominales son de 20 kV por baja, conectado a la barra central que se alimenta de los generadores, y 110 kV por el lado de alta.

Se utilizaron fusibles, colocados por el lado de alta tensión, para la protección de los transformadores, y para su selección se utilizó el programa CYMTCC, versión 4.5 de Cyme International Inc del 9 de julio de 2008, que permite escoger un fusible cuya curva de fusión se ajuste a la característica de trabajo del transformador.

Los fusibles seleccionados para la protección de los transformadores de 1,7 MVA fueron de tipo 50T, con los datos de tiempo mínimo de fusión y tiempo total de limpieza obtenidos del CYMTCC se configuraron los fusibles colocados en el PowerFactory. Usando en la ventana de edición del fusible la opción “*melt curves*”, mostrada en la figura 4, se introdujeron los datos de tiempo.



	X (in A)	Min. Melt (in s)	X (in A)	Total Clear (in s)
1	98.8111	315.5707	120.7754	288.5712
2	109.7551	91.8254	147.7755	57.5057
3	124.2148	36.7317	183.4637	19.4972
4	153.2537	14.5412	275.807	5.0025
5	203.7835	5.8898	495.3317	1.1142
6	301.2987	2.0991	962.7511	0.2598
7	591.7413	0.4951	1704.047	0.097

Fig. 4. Datos del fusible 50T. Fuente: Elaboración Propia.

Una vez colocado el fusible se comprobó el gráfico de corriente para cerciorarse de que el mismo accione por debajo de la característica térmica del transformador.

Para la protección de los transformadores de 9 MVA se utilizaron fusibles de tipo 50T con los datos arrojados por el programa CYMTCC, y siguiendo el mismo procedimiento que para los transformadores de 1,7 MVA se introdujeron los datos de las curvas de tiempo del fusible. Para la obtención de los datos de tiempo mínimo de fusión y tiempo total de limpieza de los fusibles se introdujo en el programa CYMTCC los valores de tensión de los transformadores por alta, y sus valores de impedancia de secuencia positiva y los valores de secuencia cero para tensiones de cortocircuito. Después de probar varios tipos de fusibles se decidió usar el tipo T que fue el que mejor se ajustó a las características de trabajo y térmica de los transformadores, los datos de tiempo se exportaron e introdujeron luego al PowerFactory. Después de configurados los fusibles se comprobó igualmente que actúan antes de que se dañe el transformador, como se muestra en la figura 5. Como la curva de acción del fusible está por debajo de la característica térmica del transformador este evitará que el transformador se dañe por las altas temperaturas que pueden existir durante una falla o una sobrecarga.

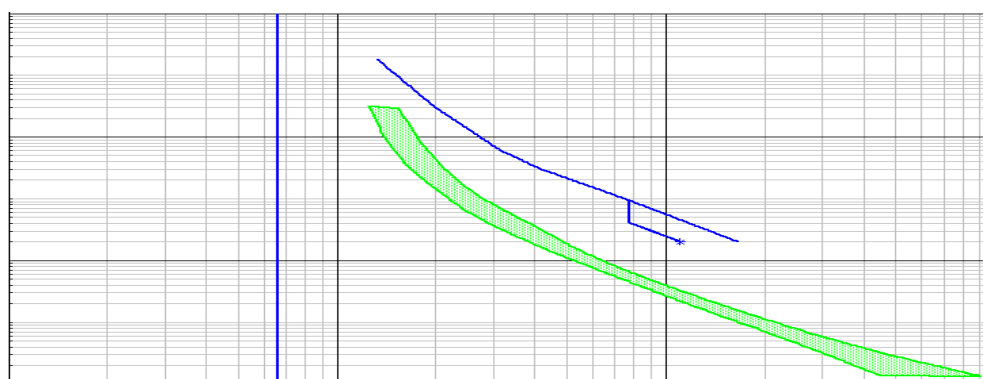


Fig. 5. Curva térmica del Transformador (azul) y zona de acción del fusible (verde). Fuente: Elaboración Propia.

Análisis económico

El parque necesita un estudio económico profundo que permita evaluar su viabilidad, para ello se exponen los datos de costo del equipamiento necesario para el funcionamiento de la granja hidrocinética.

Ahorro de combustible

La relación de combustible por unidad de energía en Cuba es de 262,8 g/kWh. Para realizar los cálculos se utilizaron datos de generación con una condición relativamente mala, utilizando un factor de planta del 50%.

Primero es necesario conocer la cantidad de energía que aporta la granja en un año, que se calculó utilizando la ecuación (3):

$$E = P \cdot 24 \cdot 365 = 39420000 \text{ kWh / año} \quad (3)$$

donde:

E es la energía y P la potencia generada.

A continuación, se calculó la cantidad de toneladas de diésel (D) que se requieren para generar esa cantidad de energía al año a través de la ecuación (4):

$$D = \frac{E \cdot 262,8}{10^6} = 10359,576T \quad (4)$$

Toneladas de CO₂ dejados de emitir.

En este paso se utilizó el concepto de tonelada equivalente de CO₂ (t_{eq}) que compara la cantidad de contaminantes liberados según su masa molar con el CO₂, conociéndose que la quema de combustible produce 819 toneladas del gas contaminante por kWh generado y se calculó utilizando la ecuación (5).

$$T_{eq} = 819 \cdot E = 32284,98T \quad (5)$$

Demanda pronosticada para el año 2023

El estado de carga del circuito vaticinado para el año 2023, antes de conectar la planta de generación hidrocinética, posee los datos mostrados en la tabla 2. Después de conectada la granja hidrocinética los datos quedan como se muestra en la tabla 3. La potencia activa que se entrega al sistema para este estado de carga está graficada a continuación. La máxima variación de potencia es de 0,028, lo cual representa el 0,31 % de la potencia instalada nominal y es menor que el 2% recomendado por la UNE para el estado óptimo del circuito, como se muestra en las figuras 6, 7 y 8. La máxima variación de tensión es del 4,3%, tal como se aprecia en la figura 9, que al ser menor que el 5% recomendado por la UNE, no requiere de la colocación de elementos para el control de reactivo.

Tabla 2. Estado de la demanda pronosticada para el año 2023. Fuente: Elaboración Propia.			
	Datos de la Red		
	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)
Generación	4113,17	482,81	4141,41
Carga	3978,46	987,24	4097,18
Pérdidas	77,54	-275,35	
Carga de la Línea		-924,62	
Compensación Inductiva		13,18	
Compensación Capacitiva		-242,26	
Capacidad Instalada	4661,23		
Reserva Rodante	1675,21		

Tabla 3. Estado de la demanda para el año 2023 incorporando la generación mareomotriz.
 Fuente: Elaboración Propia.

	Datos de la Red		
	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)
Generación	4114,06	482,71	4141,23
Carga	3978,46	987,24	4097,18
Pérdidas	77,54	-275,35	
Carga de la Línea		-924,62	
Compensación Inductiva		13,15	
Compensación Capacitiva		-242,04	
Capacidad Instalada	4670,84		
Reserva Rodante	556,78		

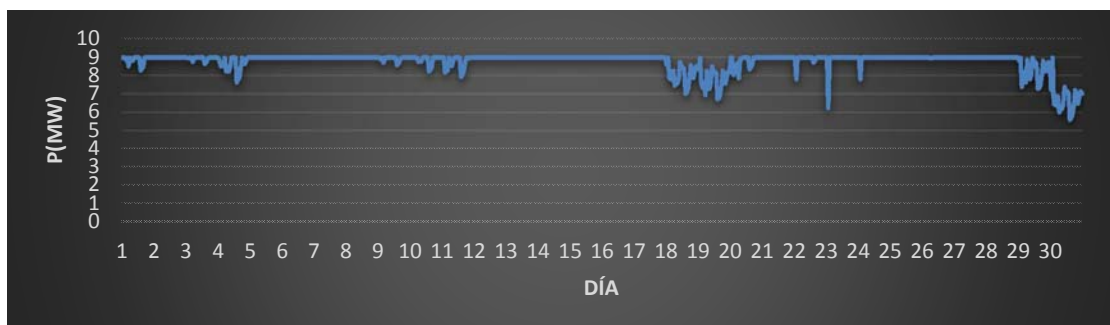


Fig. 6. Potencia activa entregada al SEN. Fuente: Elaboración Propia.



Fig. 7. Pérdidas de potencia activa. Fuente: Elaboración Propia.

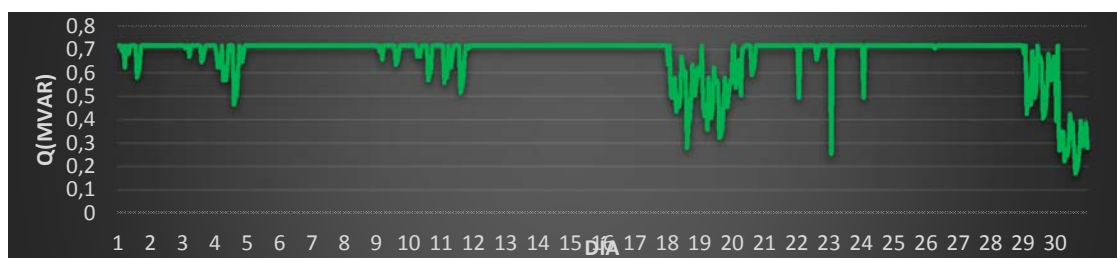


Fig. 8. Potencia reactiva consumida por la granja hidrocinética. Fuente: Elaboración Propia.

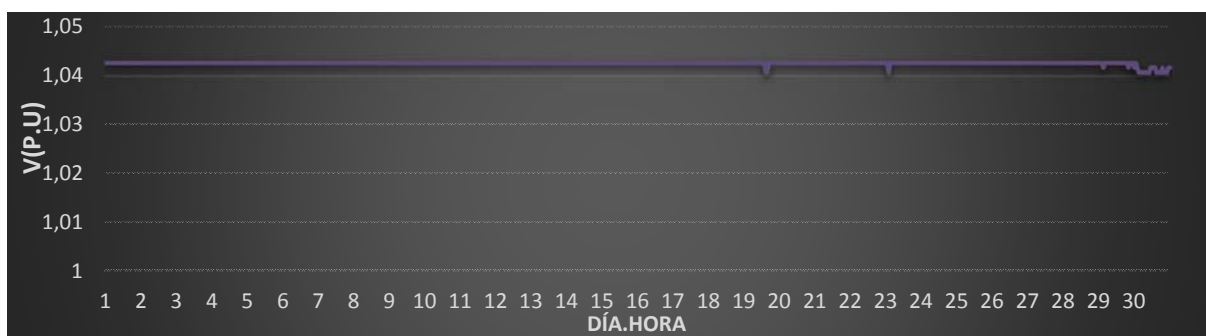


Fig. 9. Tensión en la barra de BANES110kV. Fuente: Elaboración Propia.

Análisis de cortocircuitos

Para acercar el pre-diseño a un diseño final de la granja de generación hidrocinética se escogieron protecciones para los transformadores y se realizaron pruebas de cortocircuito (CC) en las barras de los generadores y en la barra central para tabular los valores de corriente de cortocircuito en los puntos claves: la barra de los generadores, la barra central y la barra de BANES110kV.

Las tablas 4, 5 y 6, muestran cómo se comportan las curvas de corriente durante un régimen de cortocircuito en la barra del generador, en la barra central y en la barra de la sub-estación, respectivamente. Se aprecia, además, que, en las mediciones realizadas en los devanados más alejados del cortocircuito, se limpia el pico de corriente y solo se observa la componente subsinócrona.

Tabla 4. Datos de cortocircuito en la barra del generador. Fuente: Elaboración Propia.

Ubicación del cortocircuito	Cortocircuito	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ipico (kA)
Barra del generador	Monofásico a tierra	9,69	4,034	11,41
	Trifásico	26,12	3,625	10,252
Barra central	Monofásico a tierra	0,30	0,125	0
	Trifásico	0	0	0

Tabla 5. Datos de cortocircuito en la barra central. Fuente: Elaboración Propia.

Ubicación del cortocircuito	Cortocircuito	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ipico (kA)
Barra del generador	Monofásico a tierra	6,82	0,590	0
	Trifásico	26,63	0,769	0
Barra central	Monofásico a tierra	37,78	3,272	9,254
	Trifásico	103,22	2,988	8,428

Tabla 6. Datos de cortocircuito en la barra de la subestación. Fuente: Elaboración Propia.

Ubicación del cortocircuito	Cortocircuito	Skss (MVA)	Ikss (kA)	Ipico (kA)
Barra del generador	Monofásico a tierra	6,82	0,107	0
	Trifásico	26,63	0,143	0
Barra central	Monofásico a tierra	25,12	0,396	0
	Trifásico	103,22	0,542	0

Protecciones de los transformadores

Tanto para los transformadores de 1,7 MVA como para los de 9 MVA se utilizó el mismo tipo de fusible: 50T. Para comprobar su funcionamiento y coordinación se decidió realizar cortocircuitos en dos puntos: en la barra de un generador hidrocinético y en la barra central de la planta. Se utilizó el estado de máxima demanda ya que es el peor estado conocido del circuito, y se realizaron cortocircuitos monofásicos a tierra, que es el más común, y trifásicos, que son la peor condición. Para realizar un análisis del ajuste de las protecciones con sus respectivos transformadores se graficó la característica de sobrecorriente de los transformadores, como se aprecia en las figuras 10 y 11.

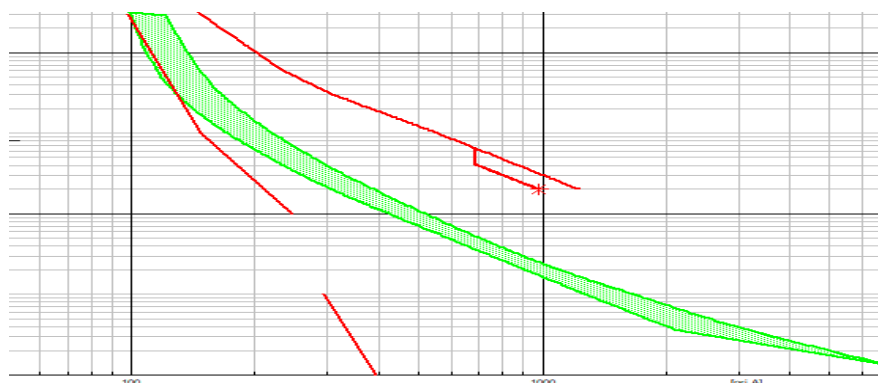


Fig. 10. Característica de sobre corriente del transformador de 1,7 MVA. Fuente: Elaboración Propia.

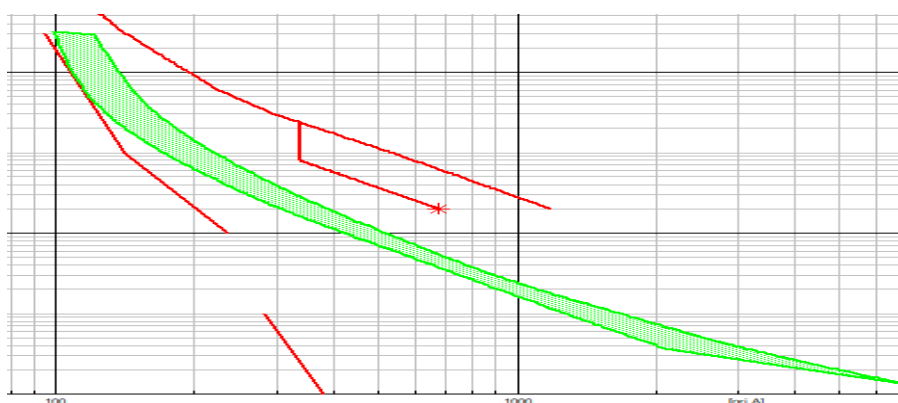


Fig. 11. Característica de sobre corriente del transformador de 9 MVA. Fuente: Elaboración Propia.

En ambos casos, la curva de acción de los fusibles se encuentra entre la característica de carga y la curva térmica de los transformadores, por tanto, protegen correctamente a los transformadores. En la tabla 7, se pueden observar los tiempos de acción del fusible de protección ante los distintos cortocircuitos.

Tabla 7. Tiempos de limpieza de la falla. Fuente: Elaboración Propia.		
	Tiempo de acción del fusible (s)	
	Transformador 1,7 MVA	Transformador 9 MVA
CC. monofásico en la barra del generador	0,557	115,117
CC. trifásico en la barra del generador	0,297	20,834
CC. monofásico en la barra central	No acciona	1,149
CC. trifásico en la barra central	No acciona	0,596

Si se analizan los tiempos de acción de los fusibles se aprecia que se cumple con el principio de selectividad ya que el fusible más cercano a la falla realiza la limpieza de esta antes de que tenga que actuar la siguiente protección aguas arriba.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El canal posee condiciones para sustentar la generación de la granja hidrocinética, donde, para el mes censado, la planta aporta más del 97% de la energía nominal. Las tecnologías empleadas para convertir la energía cinética de las mareas en electricidad se encuentran en sus primeras etapas de explotación, lo cual las hace más costosas que las relacionadas con otras fuentes renovables de energía, pero no por esto deja de ser una fuente prometedora con numerosas ventajas, que en años próximos será capaz de competir económicamente con el resto de las fuentes de energía.

REFERENCIAS

- [1]. TOLEDO Sade, Cristóbal Gabriel. “Opción técnica y económica de implementación de hidrocinética para la generación de energía eléctrica en el canal de Chacao”. Tesis. Universidad Austral de Chile. Chile. 2014. [Consultado 16 de marzo de 2017]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjV4e2lpTuAhWwslkKHfTJA6UQFjAAegQIAhAC&url=http%3A%2F%2Fcybertesis.uach.cl%2Ftesis%2Fuach%2F2014%2Fbpmfcit649o%2Fdoc%2Fbpmfcit649o.pdf&usq=AOvVaw0N_rM6CpUsfbYBulDqO9se
- [2]. UIHLEIN Andreas , Davide Magagna. “Wave and tidal current energy – A review of the current state of research beyond technology”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. May 2016, vol. 58, p. 1070-1081. [Consultado 14 de noviembre de 2018]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115016676>
- [3]. KO Dong-Hui , *et al.* “Current Policy and Technology for Tidal Current Energy in Korea”. *Energies* 2019, vol. 12, n. 9. [Consultado 5 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en12091807>
- [4]. L.I.Lago, F.L.Ponta, L.Chen. “Advances and trends in hydrokinetic turbine systems”. *Energy for Sustainable Development*. December 2010, vol. 14, n. 4, p. 287-296. [Consultado 14 de noviembre de 2018]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2010.09.004>
- [5]. ZHOU Zhibin, *et al.* “Developments in large marine current turbine technologies – A review”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. May 2017, vol 71, p 852-858. [Consultado 5 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.113>
- [6]. M.S Chowdhury, *et al.* “Current trends and prospects of tidal energy technology”. *Environment, Development and Sustainability* (2020). [Consultado 25 de octubre de 2020]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/344507679_Current_trends_and_prospects_of_tidal_energy_technology
- [7]. IRENA. “Tidal Energy Technology Brief”. IRENA (International Renewable Energy Agency). Junio 2014. [Consultado 5 de octubre de 2020]. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2014/Tidal_Energy_V4_WEB.pdf
- [8]. BENÍTEZ Manuel de Jesús Romero. “Estudio para suplir la demanda energética de la estación de bombeo del municipio de Cicuco a través de la adopción de tecnologías hidrocinéticas”. Tesis. 2016. [Consultado 5 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://repositorio.cuc.edu.co/bitstream/handle/11323/4657/ESTUDIO%20PARA%20SUPLIR%20LA%20DEMANDA%20ENERG%c3%89TICA%20DE%20LA%20ESTACI%c3%93N%20DE.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [9]. XIROS Nikolaos I. , *et al.* “An ocean current turbine system with induction generator and power electronic control”. *OCEANS 2015 - Genova*. Publisher: IEEE. 2015. [Consultado 5 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7271731/similar#similar>
- [10]. MUTULE Anna ; Ansis Kalnacs. “Hydro energy potential estimation for hydrokinetic power plants”. *Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)* Publisher: IEEE. ISBN:978-1-4799-3807-0. [Consultado 5 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6839540>
- [11]. ALIPRANTIS Dionysios ; *et al.* “Guest editorial - Electric machines in renewable energy applications”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. December 2015, vol. 30, n. 4, p. 1609-1610. [Consultado 5 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7333060>

- [12]. KUSHNIR Valentina ; Igor Koshkin; Nikolay Gavrilov. “Development of Mini Hydroelectric Power Station in Tobol River in Republic of Kazakhstan for Supply of Low-Power Consumers”. 2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). [Consultado 5 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8743023>
- [13]. GRÚNEWORLD Antonio Ramón. “Estudio de la generación energética con turbinas hidráulicas en las corrientes marinas”. Tesis. Universidad Politécnica de Cartagena. 27 de septiembre de 2012. [Consultado 5 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/3065/tfm168.pdf?sequence=1>
- [14]. MUÑOZ José María López “Aprovechamiento de las corrientes marinas para la generación de energía eléctrica”. Tesis. Universidad de Sevilla. 6 de mayo del 2015. [Consultado 5 de octubre de 2020]. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreprox/5505/fichero/Aprovechamiento+de+corrientes+marinas+4.pdf>

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Manuel Alejandro Soto Calvo. <https://orcid.org/0000-0003-4312-6300>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Miriam Vilaragut Llanes. <https://orcid.org/0000-0002-5453-1136>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Adrián Echevarría Salgado. <https://orcid.org/0000-0002-5236-037X>

Modelación matemática, simulación de los modelos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo.

Vladimir Sousa Santos. <https://orcid.org/0000-0001-8808-1914>

Modelación matemática, simulación de los modelos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.