



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**GENERACIÓN MAREOMOTRIZ
DISTRIBUIDA EN EL SUR DE CHILE
INTEGRADA CON LA UTILIZACIÓN DE
VEHÍCULOS ELÉCTRICOS
UTILITARIOS COMO FUENTE DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA**

ROBERT ERICH SCHACHT WALL

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
JUAN DIXON ROJAS

Santiago de Chile, Diciembre, 2012

© 2012, Robert Erich Schacht Wall



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**GENERACIÓN MAREOMOTRIZ DISTRIBUIDA
EN EL SUR DE CHILE INTEGRADA CON LA
UTILIZACIÓN DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS
UTILITARIOS COMO FUENTE DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA**

ROBERT ERICH SCHACHT WALL

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

JUAN DIXON ROJAS

RODRIGO CIENFUEGOS CARRASCO

ROBERTO CÁRDENAS DOBSON

JOSÉ FRANCISCO MUÑOZ

Para completar las exigencias del grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Diciembre, 2012

A mi madre quien me ha apoyado
incondicionalmente en todo proyecto
de vida

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar deseo expresar mi agradecimiento a mi profesor guía, Juan Dixon Rojas, por mostrarse solícito para resolver mis dudas en todo momento. Del mismo modo, quisiera agradecer a otros profesores que aportaron su experiencia académica a la realización de este trabajo.

Además, quisiera agradecer a Carlos Castillo por aportar la información necesaria sobre la camioneta S10 que desarrolló.

Finalmente, quisiera agradecer a todos aquellos que me acompañaron durante mis estudios universitarios, participando en mi desarrollo personal y profesional.

ÍNDICE GENERAL

| | Pág. |
|--|------|
| DEDICATORIA | ii |
| AGRADECIMIENTOS | iii |
| ÍNDICE GENERAL..... | iv |
| ÍNDICE DE TABLAS | vii |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | ix |
| RESUMEN..... | xii |
| ABSTRACT | xiii |
| 1. INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 1.1 Hipótesis..... | 2 |
| 1.2 Objetivos | 3 |
| 1.3 Metodología | 3 |
| 1.4 Tecnología mareomotriz. | 4 |
| 4.1.1 Estado del Arte de los generadores mareomotrices | 5 |
| 1.5 Los vehículos eléctricos | 13 |
| 5.1.1 Estado del Arte de los vehículos eléctricos | 14 |
| 2. PRINCIPIOS TEÓRICOS Y CÁLCULOS PARA SISTEMAS EXTRACTORES DE ENERGÍA MAREOMOTRIZ..... | 20 |
| 2.1 Problemas a considerar. | 20 |
| 2.2 Energía extraíble de la corriente. | 22 |
| 2.3 Diseño del rotor..... | 24 |
| 3.2.1 Introducción..... | 24 |
| 3.2.2 Perfiles aerodinámicos..... | 24 |
| 3.2.3 El rotor para dispositivos de eje horizontal. | 28 |
| 3. PRINCIPIOS TEÓRICOS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO | 31 |
| 3.1 Sistemas desarrollados | 31 |
| 1.3.1 Conceptos de sistemas eléctricos..... | 31 |
| 3.2 Sistema propuesto | 35 |
| 3.3 El generador | 37 |

| | | |
|-------|--|-----------|
| 3.4 | Rectificador AC/DC..... | 38 |
| 3.5 | Banco de Baterías..... | 41 |
| 5.3.1 | Modelo de batería simplificado | 43 |
| 3.6 | Inversor DC/AC | 45 |
| 6.3.1 | Inversor monofásico fuente de voltaje de puente completo | 45 |
| 6.3.2 | Filtro de salida | 48 |
| 4. | DISEÑO DE UN GENERADOR MAREOMOTRIZ GENÉRICO PARA LA ZONA AUSTRAL DE CHILE | 49 |
| 4.1 | Recurso de corriente mareomotriz en la zona austral de Chile..... | 49 |
| 4.2 | Antecedentes generales de la zona de desembocadura del río Cholgo | 52 |
| 2.4.1 | Antecedentes energéticos en la zona de desembocadura del río Cholgo..... | 53 |
| 4.3 | Diseño de la turbina | 54 |
| 4.4 | Diseño de la transmisión mecánica..... | 56 |
| 4.5 | Diseño eléctrico..... | 56 |
| 5.4.1 | El generador..... | 56 |
| 5.4.2 | Convertidor AC/DC..... | 57 |
| 5.4.3 | Línea DC y Banco de baterías | 57 |
| 5.4.4 | Inversor monofásico de puente completo | 58 |
| 4.6 | Modelo computacional detallado del sistema | 58 |
| 6.4.1 | Control de la velocidad angular del eje del generador..... | 61 |
| 6.4.2 | Control de la operación de la batería. | 62 |
| 6.4.3 | Simulación y resultados del modelo computacional detallado. | 64 |
| 4.7 | Modelo computacional promediado del sistema..... | 67 |
| 4.8 | Diseño de la estructura del generador | 70 |
| 8.4.1 | Sistema de transmisión. | 73 |
| 4.9 | Estimación de costos. | 74 |
| 9.4.1 | Estimación de los costos de inversión. | 75 |
| 9.4.2 | Costo de la energía..... | 78 |
| 5. | INTEGRACIÓN DE UN VEHÍCULO UTILITARIO A LA RED..... | 81 |
| 5.1 | Elección del vehículo a integrar | 81 |
| 5.2 | Opciones de integración | 83 |
| 5.3 | Simulación y resultados | 84 |

| | | |
|----------|---|-----|
| 5.4 | Costo de la energía para las diferentes opciones de integración..... | 88 |
| 6. | CONCLUSIONES..... | 90 |
| | BIBLIOGRAFÍA..... | 94 |
| | A N E X O S..... | 103 |
| Anexo A: | Demostración de la Ley de Betz..... | 104 |
| Anexo B: | Otros factores para el cálculo de sistemas extractores de energía mareomotriz..... | 107 |
| Anexo C: | Placas técnicas de los grupos electrógenos..... | 115 |
| Anexo D: | Carta de navegación número 7340 del servicio hidrográfico y oceanográfico de la armada de Chile..... | 116 |
| Anexo E: | Nivel del mar en Puerto Montt y Ancud, estadísticas mensuales..... | 117 |
| Anexo F: | Datos de los componentes eléctricos..... | 118 |
| Anexo G: | Características técnicas de la camioneta Chevrolet S10 eléctrica de rango extendido..... | 120 |
| Anexo H: | Costos de grupos generadores diesel..... | 121 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | Pág. |
|---|------|
| Tabla 3.5.1: Ventajas y desventajas de las baterías de Plomo-Ácido. | 42 |
| Tabla 3.5.2: Ventajas y desventajas de las baterías de Iones de Litio. | 43 |
| Tabla 3.5.3: Valores típicos para las baterías tipo Plomo-Ácido e Iones de Litio (Torrejón, 2010)..... | 43 |
| Tabla 3.6.1: Estados del inversor de puente completo..... | 46 |
| Tabla 4.6.1: Resultados de eficiencia obtenidos desde el modelo detallado. | 67 |
| Tabla 4.9.1: Estimación de los costos para el diseño de generador mareomotriz propuesto (Vásquez, 2007, Cuenca, Bravo, 2008, TidalStream, 2012, EPRI, 2012, DTI, 2007, Sornes, 2010, EVPower, 2012). | 75 |
| Tabla 4.9.2: Valores de costos para centrales mareomotrices obtenidas de diferentes reportes EPRI. | 76 |
| Tabla 4.9.3: Cálculo del costo de la energía para el diseño propuesto y un generador diesel. | 80 |
| Tabla 5.3.1: Capacidades mínimas de las baterías del generador mareomotriz para cada caso. | 86 |
| Tabla 5.4.1: Costos de las baterías para cada caso de integración (EVPower, 2012)..... | 88 |
| Tabla 5.4.2: Cálculo del precio de la energía para los casos de integración..... | 89 |
| Tabla F. 1: Características del generador de imanes permanentes modelo 500STK3M (ALXION, 2001). | 118 |
| Tabla F. 2: Parámetros del rectificador de frente activo (TME, 2012, RSComponents, 2012)..... | 119 |
| Tabla F. 3: Parámetros del inversor y su filtro pasa bajos LC (TME, 2012, RSComponents, 2012)..... | 119 |
| Tabla G. 1: Características técnicas de la camioneta Chevrolet S10 eléctrica de rango extendido. | 120 |

Tabla H. 1: Costos de los grupos generadores diesel..... 121

ÍNDICE DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|------|
| Figura 1.4.1: Dispositivos monorotor abiertos..... | 7 |
| Figura 1.4.2: Dispositivos cerrados de eje horizontal. | 8 |
| Figura 1.4.3: Dispositivos multirotor abierto..... | 9 |
| Figura 1.4.4: Dispositivos de eje vertical..... | 11 |
| Figura 1.4.5: Otros diseños de generadores mareomotrices. | 13 |
| Figura 1.5.1: Diferentes modelos de vehículos eléctricos..... | 15 |
| Figura 1.5.2: Diagrama de la composición de un EV. | 15 |
| Figura 1.5.3: Vehículos 100% eléctricos. | 17 |
| Figura 1.5.4: Diagrama de los diferentes tipos de HEV. | 18 |
| Figura 1.5.5: Vehículos híbridos. | 19 |
| Figura 2.3.1: Flujo ante un perfil y sus parámetros más relevantes. | 25 |
| Figura 2.3.2: Variación de los coeficientes C_S y C_R en función del ángulo de ataque α para el perfil Clark Y (Miley, 1982)..... | 27 |
| Figura 2.3.3: Curva característica genérica de una turbina de eje horizontal de tres palas. | 30 |
| Figura 3.1.1: Diseño en base a velocidad de rotación variable con un generador de inducción jaula de ardilla conectado directamente a la red (Iov et al., 2007)..... | 32 |
| Figura 3.1.2: Diseño de velocidad parcialmente variable implementando una resistencia de rotor variable (Iov et al., 2007). | 33 |
| Figura 3.1.3: Diseño de velocidad variable con convertidor de frecuencia de pequeña escala (Iov et al., 2007). | 34 |
| Figura 3.1.4: Diseño de velocidad variable con convertidor de potencia completo (Iov et al., 2007)..... | 35 |
| Figura 3.2.1: Esquema eléctrico simplificado..... | 36 |

| | |
|--|----|
| Figura 3.2.2: Diagrama de bloques del sistema generador mareomotriz propuesto..... | 37 |
| Figura 3.4.1: Topología del rectificador de frente activo..... | 39 |
| Figura 3.4.2: Control de corriente del rectificador de frente activo (Dixon, 2007)..... | 40 |
| Figura 3.4.3: Generación de la señal PWM para una fase (Dixon, 2007)..... | 40 |
| Figura 3.6.1: Topología del inversor fuente de voltaje monofásico de puente completo. | 46 |
| Figura 4.1.1: Ejemplo de la evolución de la marea..... | 50 |
| Figura 4.1.2: Forma de onda representando la energía disponible en un lapso de 24 Hrs, tomando en cuenta una velocidad de flujo máxima igual a 1,8 m/s y un periodo de 12 Hrs..... | 51 |
| Figura 4.2.1: Localidad de Cholgo ubicada en la comuna de Hualaihue (Nro. 29), provincia de Palena (amarillo), región de Los Lagos, Chile. | 52 |
| Figura 4.3.1: Potencia máxima extraíble por medio de la turbina determinada. | 55 |
| Figura 4.6.1: Modelo computacional del sistema completo. | 60 |
| Figura 4.6.2: Control de la velocidad angular del eje del generador. | 62 |
| Figura 4.6.3: Control de conexión/desconexión del banco de baterías y desvío de la velocidad angular de referencia. | 63 |
| Figura 4.6.4: Potencias generada y consumida. | 65 |
| Figura 4.6.5: Estado de carga de la batería. | 65 |
| Figura 4.6.6: Eje rotórico de la turbina siguiendo la referencia de velocidad angular y su desviación..... | 66 |
| Figura 4.6.7: Voltaje del enlace DC (V_{dc}) y de la línea alterna (V_{rms})..... | 66 |
| Figura 4.7.1: Modelo simplificado del sistema..... | 67 |
| Figura 4.7.2: Potencias generada y consumida representadas en el enlace DC del modelo simplificado. | 68 |

| | |
|---|----|
| Figura 4.7.3: Estado de carga de la batería en el modelo simplificado..... | 69 |
| Figura 4.7.4: Potencia perdida y potencia no suministrada debido a sobre generación y baja reserva en baterías respectivamente. | 69 |
| Figura 4.8.1: Apariencia final esperada del sistema generador mareomotriz propuesto..... | 71 |
| Figura 4.8.2: Detalle de la apariencia final de la balsa del generador mareomotriz propuesto. | 72 |
| Figura 4.8.3: Proceso de pivoteo ante cambio del sentido del flujo. | 73 |
| Figura 4.8.4: Sistema de transmisión del generador mareomotriz..... | 74 |
| Figura 5.1.1: Camioneta S10..... | 82 |
| Figura 5.1.2: Diagrama de la configuración electromecánica de la camioneta S10. | 82 |
| Figura 5.3.1: Curvas de carga para cada caso de integración. | 85 |
| Figura 5.3.2: Evolución del estado de carga de la batería para el caso base con una batería de 150 Ah de capacidad. | 85 |
| Figura 5.3.3: Progreso del estado de carga del banco de baterías para cada caso de integración, utilizando los valores mínimos de capacidad..... | 87 |

RESUMEN

Chile posee gran potencial energético marino gracias a la longitud especialmente larga de sus costas. Esto lo hace interesante para investigar y desarrollar las diferentes tecnologías de extracción de energía marina. Dentro de estas tecnologías se encuentra la generación en base a corrientes marinas, cuyas condiciones de factibilidad se cumplen a cabalidad en el extremo sur del país. Un aspecto principal de la zona austral del país es el suministro eléctrico. Las complicaciones que presenta no son menores: la red eléctrica no llega a la zona de demanda por lo que se debe recurrir a generadores diesel, lo cual trae consigo grandes costos de operación y poca confiabilidad de suministro dado sus problemas de logística. Entonces, se propone un diseño de generador eléctrico basado en corrientes marinas que sea económico, de fácil transporte e instalación, que permita una rápida puesta en marcha y la posibilidad de ser reubicado en otra zona de ser necesario. Se prueba que este diseño no solo es capaz de suplir la demanda eléctrica de un pueblo de 31 hogares, utilizando las condiciones de recurso marino de la zona sino que incluso lo hace a un menor costo. Además, se determina que la integración de un vehículo eléctrico en la zona disminuye aun más los costos en comparación con la opción de un conjunto vehículo y generador diesel. Finalmente, el diseño propuesto significa un gran aporte para la sociedad y para el medio ambiente.

Palabras clave: generación mareomotriz, vehículo eléctrico, zona aislada, integración, Chile, simulación, Simulink, costos.

ABSTRACT

Chile has great marine energy potential due to the exceptionally long length of its coastline. This makes it interesting to research and develop various marine energy extraction technologies. Among these technologies is the generation based on ocean currents, whose feasibility conditions are fully met in the far south of the country. A major aspect of the southern area of the country is the power supply. The complications are not minor: the electricity grid does not reach the area of demand and therefore diesel generators have to be used. The use of diesel generators in remote areas carries great operating costs and supply unreliability given logistical problems. Then, an economic tidal generator design is proposed, easy to transport and install to enable rapid implementation and the possibility of being relocated to another area if necessary. It is shown that this design is not only able to meet electricity demand of a village with 31 households, using the conditions of tidal resource in the area, but also does so at a lower cost. Furthermore, it's determined that the integration of an electric vehicle in the system makes costs even lower compared with the option of a diesel based vehicle and generator. Finally, the proposed design represents a major contribution to the society and for the environment.

Keywords: tidal power generation, electric vehicle, isolated area, integration, Chile, simulation, Simulink, costs.

1. INTRODUCCIÓN

Las comunidades del sur de Chile, comenzando desde Hornopirén, enfrentan un serio problema energético que resulta común en países subdesarrollados. Estas comunidades no cuentan con acceso al sistema interconectado eléctrico del país por lo que deben recurrir a soluciones caras tales como los generadores diesel (CNE, 2011, Gastó et al., 2000).

Hoy en día se puede decir que la situación es inaceptable, un país con una competitividad global como la que ostenta Chile (WEF, 2012) no puede dejar desatendidos a una parte de la población por pequeña que sea. Por ello se hace necesario idear soluciones efectivas y costeables que lleguen en beneficio de las comunidades aisladas.

Ahora, al analizar la geografía del sur chileno lo primero que se evidencia es que cualquier proyecto energético tradicional que se quiera realizar enfrentará grandes dificultades y costos. Esa mentalidad debe cambiar ya que esa misma geografía accidentada es riquísima en recursos energéticos de pequeña escala. Entre los cuales, los principales son el recurso mini hidráulico, el eólico y las corrientes marinas.

La zona austral de Chile es rica en corrientes marinas (Cruz et al., 2009) y existen diversos diseños experimentales y comerciales de generadores en base a estas pero ninguno combina las características deseadas: fácil transporte, fácil instalación y autosuficiencia (King and Tryfonas, 2009a). De aquí nace la idea de un generador en base a corrientes marinas capaz de alcanzar las zonas remotas sin que signifique un costo extra sino, un ahorro para la población y el medio ambiente.

Esta idea de generador en base a corrientes marinas busca un cambio de vida para muchos hogares que no tienen acceso a una línea eléctrica y para los que ya cuentan con ella significaría una reducción de costos significativa además de la eliminación de contaminación ambiental.

La implementación de estos generadores de pequeña escala es un pequeño paso hacia una red de generación distribuida limpia y eficiente, como las desarrolladas en

Dinamarca y los Países Bajos entre otros (Casaravilla et al., 2006), que sea capaz de impulsar el desarrollo económico y de mejorar la calidad de vida en las regiones del sur chileno.

Para optimizar el uso de la energía marina, es necesario adaptar las características variables del consumo al sistema generador marino instalado, lo cual requiere de dispositivos de almacenamiento para ajustarse a la demanda y hacer más eficiente el sistema. Este requisito de almacenamiento incrementa el costo de las instalaciones al requerir bancos de baterías u otro sistema de almacenamiento. La solución podría venir si se acompaña el desarrollo de la generación marina con la llegada de los vehículos eléctricos, otra tecnología naciente que tampoco contribuye a la contaminación. Ellos poseen baterías que pueden contribuir con energía durante ciertas horas en las que el consumo es alto y actuar como almacenamiento de la generación excedente, mientras están conectados a la red. A esto se le llama “Vehicle to Grid” (V2G) y ya se prueba en países desarrollados tales como Estados Unidos y el Reino Unido (UDEL, 2001, P&GE, 2012, XcelEnergy, 2012, NREL, 2012, Warwick, 2012). Los vehículos eléctricos sostienen un desarrollo tecnológico que se vuelve cada vez más competitivo ante sus rivales a base de combustibles fósiles y ya se encuentran en el mercado presentando atractivas características. Una de estas características es la posibilidad de prescindir del combustible fósil dejando de lado la preocupación por las continuas alzas en el precio del crudo. Otra característica de los vehículos eléctricos es que tienen la posibilidad de no perjudicar al medio ambiente. Integrando entonces el sistema de almacenamiento del vehículo eléctrico en conjunto con el generador mareomotriz se puede lograr tanto un alivio para el generador como un mejor aprovechamiento de la energía generada a la vez que el vehículo eléctrico recibe energía 100% libre de emisiones y a costo cero al aprovechar excedentes de generación (Alvarado, 2009).

1.1 Hipótesis

La hipótesis de este trabajo consiste en que el aprovechamiento de la energía mareomotriz del sur de Chile permitiría la eliminación de gran parte de la generación en

base a diesel. Generando electricidad en ausencia de contaminación. Igualmente se tendrá una solución energética para zonas sin acceso a ningún tipo de fuente eléctrica.

Además, la integración de un vehículo eléctrico al diseño permitirá utilizar las baterías de aquel como generación de apoyo, entregando energía en las horas de mayor demanda. De esta manera se puede disminuir la capacidad de almacenamiento del generador mareomotriz y por ende, sus costos.

A esto se suma la disminución de emisiones contaminantes que la combinación de la tecnología de generación mareomotriz y los vehículos eléctricos traerá con su implementación.

1.2 Objetivos

En concordancia con la hipótesis propuesta, el objetivo general de esta tesis consiste en diseñar un conjunto compuesto de un generador eléctrico mareomotriz que cumpla con las necesidades eléctricas de una pequeña comunidad aislada y evaluar las posibles ventajas de integrar un vehículo eléctrico a la red. Dentro de los objetivos específicos se encuentran los siguientes: 1) Evaluar las tecnologías actuales y obtener, en base a sus características, la combinación que más se ajuste a los requisitos de la zona, 2) Generar un modelo del generador eléctrico mareomotriz que permita observar su comportamiento ante la variación del recurso energético y del consumo, 3) Ingresar el vehículo eléctrico al modelo y evaluar el aporte que significa en la reducción de almacenamiento del generador, 4) Diseñar un modelo real del generador con los componentes seleccionados y evaluar su costo sin y con la aplicación del vehículo eléctrico, evaluando su beneficio final.

1.3 Metodología

Con este fin, se efectuará una revisión bibliográfica sobre las tecnologías actuales y en desarrollo para definir las características (tipo de turbina, componentes, estructura, etc) que tendrá el diseño del generador. Teniendo las características deseadas se estudiarán los modelos matemáticos y la ingeniería que existe detrás de cada una. Estos modelos se

ingresarán a Simulink ® (Mathworks, E.E.U.U.) para realizar simulaciones que demuestren el correcto suministro de la demanda. A este modelo computacional se le ingresarán los parámetros mecánicos y eléctricos que tendrá el generador eléctrico mareomotriz, primero sin la conexión del vehículo eléctrico y luego con éste con tal de determinar las diferencias de operación. Una vez que se definan todos los parámetros y el modelo demuestre suficiencia ante la carga, se procederá a generar la estructura a la cual se le realizará una evaluación económica.

1.4 Tecnología mareomotriz.

Hoy en día nos encontramos con algunas tecnologías energéticas, como la eólica y mareomotriz, que tuvieron gran desarrollo en tiempos remotos antes de ser marginadas por la abismal superioridad práctica y económica de los sistemas alimentados por combustibles fósiles e hidrocarburos (Bastianon, 1994, Spain, 2002).

Estas tecnologías han vuelto a un primer plano de interés gracias a la conciencia mundial generada ante la necesidad de conservar el medio ambiente que nos sustenta, el cual se ha visto seriamente dañado por las emisiones de las generadoras en base a hidrocarburos y combustibles fósiles.

La energía mareomotriz se divide en la energía del oleaje, la energía por diferenciales de altura y la energía de las corrientes marinas.

La energía del oleaje proviene de la energía entregada por el viento a la superficie marina por medio del roce entre ambos fluidos y diferencias de presión. Una manera de convertir esta energía en electricidad es por medio de flotadores conectados a bombas hidráulicas las cuales alimentan turbinas. Los flotadores se mueven junto con el oleaje generando movimiento el cual es transmitido a las bombas hidráulicas.

Las energías por diferenciales de altura y por corrientes marinas se producen por las fuerzas gravitacionales de la Tierra, el Sol y la Luna en lo que se denomina mareas. La magnitud de las mareas se determina por la posición relativa de estos cuerpos, por la rotación terrestre, y por la forma del lecho marino. La naturaleza de las mareas determina una variabilidad cíclica. La característica cíclica de las mareas representa una

gran ventaja frente a otras fuentes de energía variable como el viento, ya que es predecible. Las fluctuaciones causadas por los 2 ciclos diarios y por el ciclo de 14 días (causado por la alineación del sol con la luna) pueden ser predichas durante toda la vida útil del generador (Stewart, 2008, Riddell, 2008). La energía por diferenciales de altura se aprovecha por medio de presas que acumulan agua cuando la marea es alta y la liberan a través de turbinas una vez que la marea baja. Por su lado, la energía por corrientes marinas se aprovecha mediante turbinas instaladas directamente en el paso del flujo (Stewart, 2008).

La energía cinética extraíble de las corrientes marinas es el tema de interés en este trabajo.

4.1.1 Estado del Arte de los generadores mareomotrices

Con el paso del tiempo se han perfeccionado las tecnologías de extracción de energía marina y hoy ya se pueden encontrar diseños que prometen llegar a ser una opción energética viable. En esta sección se mencionarán diferentes diseños de generadores en base a las corrientes marinas con sus características para entregar una idea del estado del arte.

Los diferentes diseños se pueden dividir principalmente por la característica de su rotor. Principalmente existen los que tienen el eje paralelo al flujo de la corriente o de eje horizontal y los que tienen el eje perpendicular al flujo de la corriente o de eje vertical. También existen diseños de 1, 2 o 4 rotores y que pueden encontrarse o no dentro de tuberías que permiten elevar la eficiencia de la turbina. Por último se encuentra un grupo más exclusivo de diseños que cuentan con características muy particulares. Otros diseños no mencionados pueden encontrarse en las referencias (Ben Elghali et al., 2007, King and Tryfonas, 2009a, Bedard et al., 2006, Bravo, 2008, Chen et al., 2012), siendo la referencia (Chen et al., 2012) la más actual (2012).

a) Dispositivos monorotor abierto de eje horizontal

Dada la cantidad de años de experiencia operacional con máquinas predominantemente de rotor axial de 3 palas construida por la industria del viento, quizás no sea una sorpresa

que una configuración similar se esté usando por muchos desarrolladores de dispositivos mareomotrices. La Figura 1.4.1 entrega ejemplos de este concepto, en la que pueden observarse los siguientes diseños:

- i) Hammerfest Strom (HammerfestStrom, 2010): generador de 300kW instalado a la red de Noruega el año 2003. Su instalación se realiza en el lecho marino mediante un trípode.
- ii) SwanTurbinas (SwanTurbinas, 2010): es un prototipo de 1,5kW con un sistema de orientación pasiva. Su instalación se realiza en el fondo marino mediante un barco grúa que baja la turbina hasta el trípode previamente instalado.
- iii) Tidal Generation Ltd (TidalGenerationLtd., 2010): diseño de 1MW de potencia cuyo rotor se caracteriza por flotar para facilitar su transporte y su orientación es en forma pasiva. Su instalación se realiza enganchándolo mediante un cable a un trípode previamente instalado en el fondo, para luego remolcarlo hasta que quede totalmente sumergido, unido a su base.
- iv) Aquamarine EVOPOD (AquamarinePower, 2010): consiste en un aparato flotante tipo boya anclado por cables al fondo marino. Funciona en base a orientación pasiva y genera una potencia de 2,5MW.
- v) Prototipo NTU (NorthernTerritorialUniversity, 1999): este diseño contiene una turbina de 2m de diámetro con 2 o 4 palas cuyos ángulos de ataque son ajustables. La turbina va montada en una balsa tipo catamarán sobre la cual se encuentra todo el sistema eléctrico.

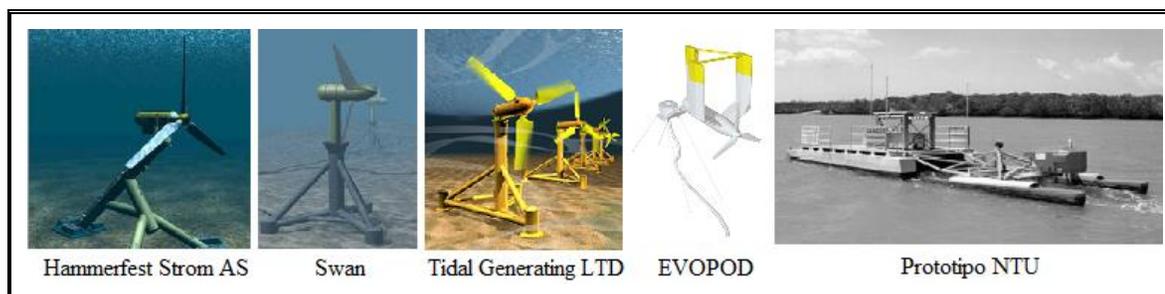


Figura 1.4.1: Dispositivos monorotor abiertos.

b) Dispositivos cerrados de eje horizontal

Un diámetro de rotor más pequeño hace que integrar la turbina en un ducto sea una idea más realizable para dispositivos mareomotrices que para turbinas eólicas. Junto con el incremento en la captura de energía por unidad de área de rotor, existen otros beneficios, por ejemplo insensibilidad a corrientes fuera de eje y el potencial de soportar las palas en sus puntas, llevando a mayor resistencia de carga. Sin embargo, si la turbina no cuenta con rotores bidireccionales, se tiene la necesidad de orientar a la turbina para que reciba el flujo por una cara específica, obligando la implementación de un sistema que permita girar tanto a la turbina como al tubo que la contiene, cada vez que el flujo de agua cambie de sentido.

Estos diseños pueden ser instalados en estructuras del fondo marino, puentes, balsas o suspendidos entre pilares de puentes o superficies. El uso de una tobera da la posibilidad de utilizar transmisión directa entre la turbina y el generador ya que la instalación es concéntrica. Algunos modelos, los cuales se ilustran en la Figura 1.4.2, son:

- i) SmarTurbine™ (FreeFlowPower, 2010) de 40kW diseñado para ser instalado en cualquier estructura.
- ii) Lunar Energy (LunarEnergy, 2010) que tiene todos sus componentes integrados en una sección desmontable que se inserta en la base.
- iii) OpenHydro (OpenHydro, 2011) que utiliza un generador de imanes permanentes.

- iv) Clean Current (CleanCurrent, 2010) con un concepto similar a OpenHidro.
- v) Atlantis Resources Corporation (AtlantisResourcesCorporation, 2011) (serie AS) que se encuentra adaptado idealmente a configuraciones flotantes en aguas profundas.

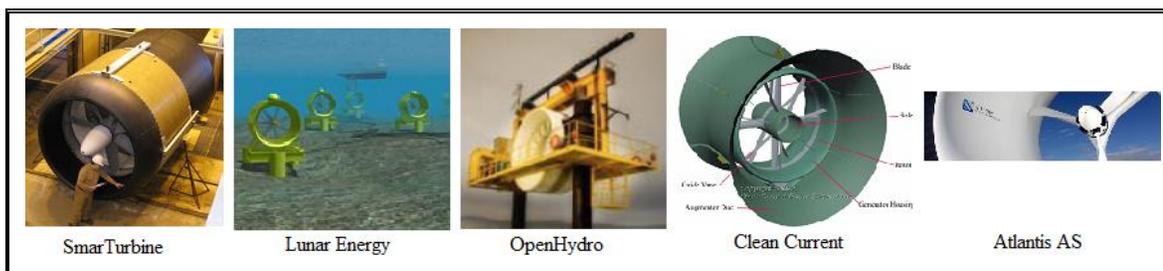


Figura 1.4.2: Dispositivos cerrados de eje horizontal.

- c) Dispositivos abiertos de múltiples rotores de eje horizontal.

El concepto de múltiples rotores apunta a maximizar la capacidad instalada en cada fundación significando que la capacidad de la máquina no se encuentra limitada por el tamaño máximo de un solo rotor. Esta característica implica diferentes efectos sobre el costo, la estructura debe soportar cargas asimétricas y problemas dinámicos durante las fallas y se debe estipular un concepto particular sobre el mantenimiento. Algunos modelos, que se ilustran en la Figura 1.4.3, son:

- i) Marine Current Turbines (MarineCurrentTurbines, 2010) creó la primera turbina mareomotriz del mundo, el ‘SeaFlow’, un prototipo de 300kW instalado en la costa de Devonshire en el 2003. También instaló el modelo ‘SeaGen’ compuesto de 2 turbinas gemelas de 1,2MW en el 2008. SeaGen es una máquina de 2 rotores bipala originalmente soportados por una estructura monopilar. Los rotores van montados en un travesaño que puede ser elevado fuera del agua para realizar mantenimiento. Los rotores son de paso regulado y giran 180° al cambio de marea. La electrónica de potencia va situada en el podio que yace sobre la línea del mar.

- ii) Aquamarine Power (AquamarinePower, 2010) (Neptune) con un concepto similar al SeaGen, ostenta una potencia de 2,4MW en 2 rotores tripala que van montados en brazos plegables hacia arriba, permitiendo elevar las turbinas fuera del agua.
- iii) Hydra Tidal (HydraTidal, 2010) que tiene una capacidad de 1MW en 4 rotores tripala que van montados en una estructura flotante anclada por cables.
- iv) Atlantis Resources Corporation (AtlantisResourcesCorporation, 2011) (serie AK) diseñado para mar abierto y compuesto de dos rotores fijos que van ubicados a contracara uno de otro. Estos rotores se turnan para generar con cada dirección de corriente.

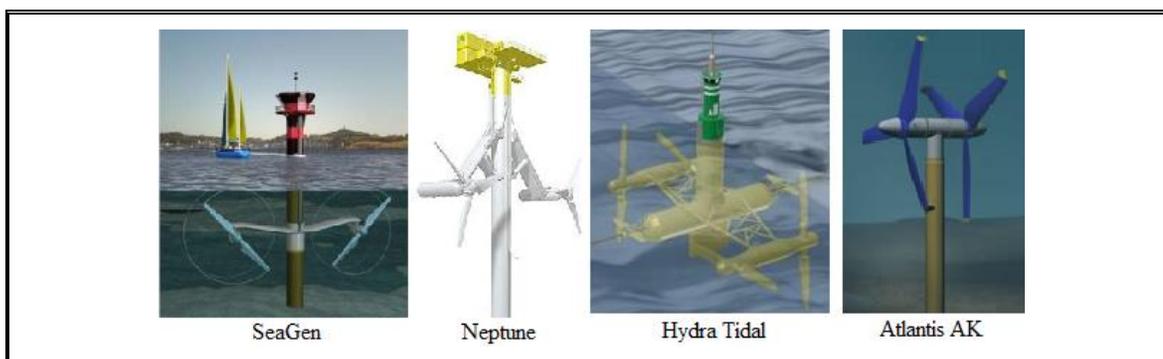


Figura 1.4.3: Dispositivos multirotor abierto.

d) Dispositivos de eje vertical.

Las turbinas de eje vertical pueden funcionar basándose en el mismo concepto de fuerzas de ascenso que utilizan las turbinas de eje horizontal, tal es el caso de la turbina tipo Darrieus. Además, pueden funcionar utilizando las fuerzas de arrastre. De todas maneras, la principal diferencia con respecto a las turbinas de eje horizontal es que la dirección del flujo es perpendicular al eje de la turbina (Bastianon, 1994).

Dispositivos de este tipo fueron desarrollados primero para la energía eólica, pero nunca probó ser tan viable económicamente como el tipo danés estándar de tres palas debido a que presentaban menor eficiencia. Esto cambió con el desarrollo de la tecnología mareomotriz ya que las turbinas de eje vertical pueden ofrecer ventajas en términos de

eficiencia estructural como también algunos conceptos de mantenimiento interesantes (Burton et al., 2001, Bastianon, 1994).

Las máquinas de eje vertical también se encuentran explorando la posibilidad de generar dentro de conductos para capturar más energía. Central a algunos de estos conceptos es la idea de que el dispositivo es parte de un sistema modular que puede ser unido a muchos otros iguales para crear un arreglo de dispositivos formando una barrera mareomotriz. El tamaño del difusor requerido es económicamente considerable para estos dispositivos. La Figura 1.4.4 demuestra el concepto y sus modelos son:

- i) Neptune Renewable Energy (NEPTUNERenewableEnergy, 2010) crea el modelo Neptune Proteus que consiste en una turbina de eje vertical con un ducto difusor simétrico Venturi y debajo una simple cubierta de acero y cámaras de flotación. Este modelo fue diseñado para estuarios los cuales pueden exhibir poderosas corrientes y aun así tener las ventajas de bajos costos de acceso, cableado y mantenimiento que se pierden en ambientes marinos. Las válvulas asociadas y los elementos eléctricos, electrónicos y de control se ubican en la costa, conectados por un cable puente flotante. El dispositivo se ancla en la corriente, minimizando el impacto ambiental y opera con la misma eficiencia en ambas corrientes de marea. El rotor se mantiene entregando el óptimo de potencia gracias a unas persianas al interior del ducto controladas por computador y por la carga eléctrica variable. Cálculos teóricos y experimentos en laboratorio sugieren una eficiencia total mayor de 45%.
- ii) Blue Energy (WorldEnergyResearch, 2010) que trata de un concepto tipo Darrieus con difusor y con el equipo generador localizado fuera del agua en la parte superior de la máquina.
- iii) GCK Technologies (GCKTechnologies, 2011) con aspas helicoidales dirigidas a eliminar las fluctuaciones de torque de las turbinas de eje vertical.
- iv) Atlantis Strom (Atlantisstrom, 2010) que se basa en la fuerza de arrastre utilizando palas planas pivotantes que se oponen a la corriente.

- v) Ponte di Archimede (PontediArchimedeInternationalS.p.A., 2009) que es una estructura flotante diseñada para trabajar como puente y como generador mareomotriz.
- vi) Unidad TPP flotante (Usachev et al., 2007) que se diseño para flotar al destino para luego inundar sus cámaras y asentarse en el lecho marino luego de que este sea preparado.
- vii) Tidal Energy's (TIDALEnergyPtyLtd., 2010) con difusor que puede ser anclado con cables o montado en una base monopilar y se ofrece a la venta en 5 tamaños que van desde los 2,25m² a los 100m² por precios de USD32.047 y USD1.144.875 (solo turbina y difusor) respectivamente con capacidades máximas que van desde los 166kW a los 7,4MW ante una corriente de 6m/s.
- viii) EnCurrent (ABSAlaskan, 2010) de 10kW que cuenta con un generador de imanes permanentes y está diseñado para corrientes de hasta 3m/s entregando 1kW en corrientes de 1,5m/s a un costo en internet de US\$52.000 (US\$5.200/kW).

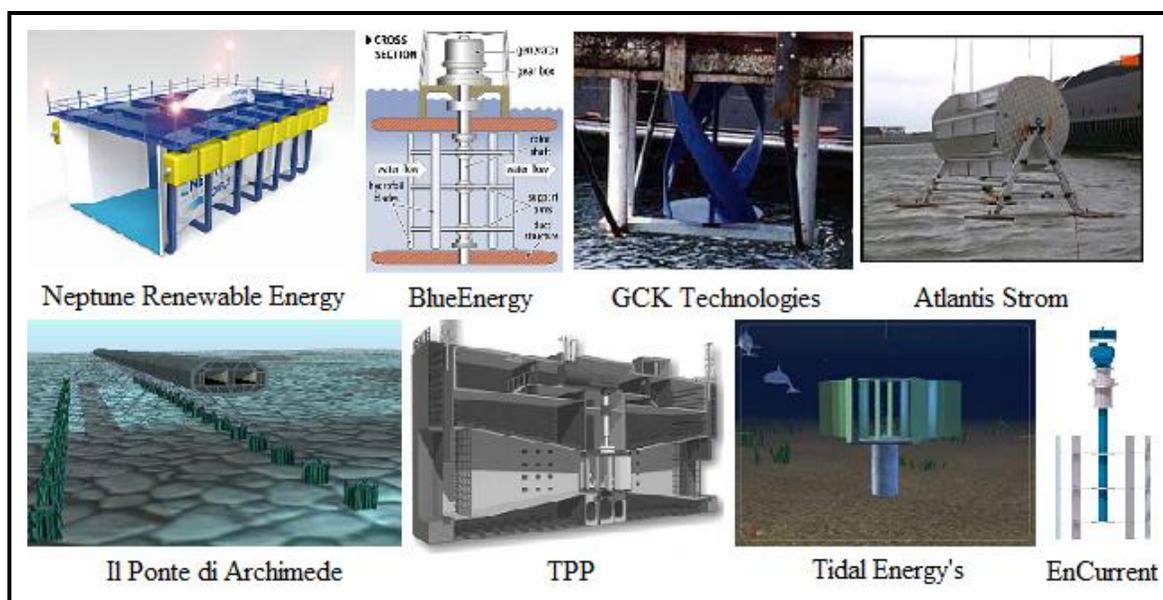


Figura 1.4.4: Dispositivos de eje vertical.

e) Otros diseños

Ya hace años que el interés por extraer la energía del mar ha promovido la investigación y desarrollo en este rubro. En un comienzo, los diseños se guiaron por la experiencia obtenida de los generadores eólicos, incitando a crear conceptos semejantes en gran medida. Hoy en día nos encontramos con que la generación mareomotriz ya se encuentra formando una identidad propia, con conceptos novedosos que traen nuevas opciones. La Figura 1.4.5 refleja esta identidad cuyos modelos son:

- i) Stingray (IHCEngineeringBusinessLtd., 2010) fue uno de los primeros en mostrar identidad propia, consiste en un álabe plano horizontal que varía su ángulo de inclinación para obtener un movimiento ascendente y descendente. Una unidad demostrativa de 150kW a 2m/s se encuentra instalada en Shetland (Escocia) desde septiembre del 2002. En junio del 2005 se instaló una unidad de 500kW a 2m/s.
- ii) Deep Green (MINESTO, 2010) tomó el concepto de las turbinas de eje horizontal y lo hizo volar de forma similar a un cometa. La estructura del cometa, compuesta de un ala y una turbina, se encuentra atada con una cuerda a un punto fijo en el fondo oceánico. Esta tecnología es liviana y pequeña comparada con otras. Este diseño puede operar en bajas corrientes y grandes profundidades lo cual lo hace único.
- iii) Atlantis Resources Corporation (AtlantisResourcesCorporation, 2011) (serie AN) es una turbina de aguas poco profundas que ha sido probada extensivamente y conectada a la red en Australia. La turbina utiliza una especie de cinta transportadora compuesta de palas. La corriente se enfrenta perpendicularmente a esta cinta de palas y las hace avanzar. Este diseño fue probado por remolque en el 2008 entregando buenos resultados.



Figura 1.4.5: Otros diseños de generadores mareomotrices.

1.5 Los vehículos eléctricos

La gran mayoría de los vehículos actualmente en uso funcionan en base a derivados del petróleo crudo. Si esto continúa así, cuando este elemento comience a escasear, los precios de los combustibles serán demasiado altos como para considerar a los automóviles tradicionales como una opción práctica y el sistema de transporte colapsaría (Conti et al., 2011, Hirsch, 2007). Para evitar esto, se deberán desarrollar de ahora en adelante vehículos propulsados por una forma de energía de fácil distribución y que pueda provenir de distintas fuentes, siendo la electricidad la única que reúne todas estas condiciones.

Por otro lado, los medios de transporte son los responsables del 30% de las emisiones de efecto invernadero en Chile (O'Ryan et al., 2010). Esta cifra muestra que la participación del parque automotriz en el continuo deterioro del medio ambiente es muy significativa. Por lo tanto, una medida de reducción de gases de efecto invernadero que promueva el cambio a una tecnología de transporte que sea limpia resultaría muy efectiva.

Finalmente, el vehículo eléctrico presenta un número significativo de ventajas con respecto al de combustión interna. Entre las principales se pueden mencionar:

- Contaminación nula de gases de escape,
- Sustantiva simplificación mecánica,
- El motor se detiene cuando el vehículo no está en movimiento,
- Potencia constante a altas velocidades,
- Alta eficiencia,

- Bajo ruido,
- Bajo costo de operación y mantenimiento,
- Además presenta una amplia variedad de fuentes de energía transformables a electricidad.

5.1.1 Estado del Arte de los vehículos eléctricos

El desarrollo de los vehículos eléctricos comenzó como una opción puramente eléctrica pero siempre se encontró opacado por los vehículos a combustión interna. Incluso los primeros modelos eléctricos que probaron ser una buena opción no se encontraban a la venta sino para arrendar. Estos modelos fueron finalmente reclamados por sus respectivas empresas para luego ser destruidos (Wikipedia, 2011b).

No es hasta que aparecen los primeros híbridos que los vehículos eléctricos comenzaron a tener un lugar firme en el mercado. Al inicio, los híbridos contaban con un sistema eléctrico de propulsión que servía de apoyo al motor de combustión interna cuando las condiciones de operación eran desfavorables para éste (Principalmente en la aceleración). Luego fueron apareciendo nuevos diseños que otorgaban un rol cada vez más importante a la tracción eléctrica siendo el híbrido en serie o de rango extendido el más eléctrico dentro de su clase. Este diseño utiliza un motor de combustión interna acoplado a un generador para apoyar a la tracción eléctrica cuando se requiere una mayor autonomía (Chan et al., 2010).

Hoy en día se pueden encontrar variados diseños para todos los gustos y necesidades a nivel comercial. Desde pequeños vehículos de ciudad hasta poderosos deportivos, pasando por utilitarios y todoterreno (Figura 1.5.1).

En esta sección se describirán los diferentes tipos de vehículos eléctricos y sus tecnologías. Los vehículos en base a células de combustible no serán contabilizados ya que no aportan al almacenamiento de energía y todavía no se encuentran en la etapa de comercialización (Chan and Wong, 2004).

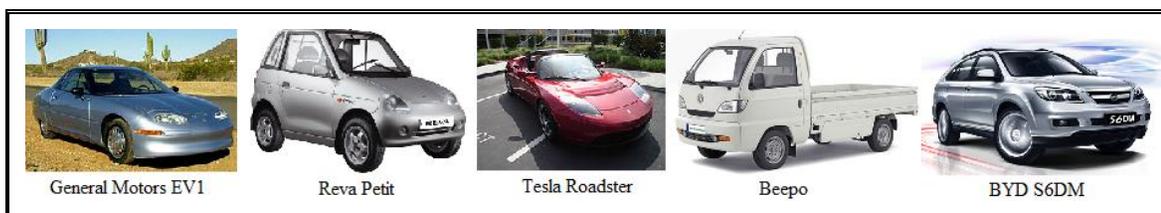


Figura 1.5.1: Diferentes modelos de vehículos eléctricos.

a) Vehículos 100% Eléctricos (EV)

Los EV se caracterizan por utilizar un banco de baterías como única fuente de energía. Su diseño es bastante flexible ya que la energía es mayormente transmitida por cables. Esto permite una variada gama de configuraciones de los subsistemas. La Figura 1.5.2 muestra la composición del EV, consiste en los principales subsistemas: propulsión eléctrica, fuente de energía y auxiliares (Chan and Wong, 2004).

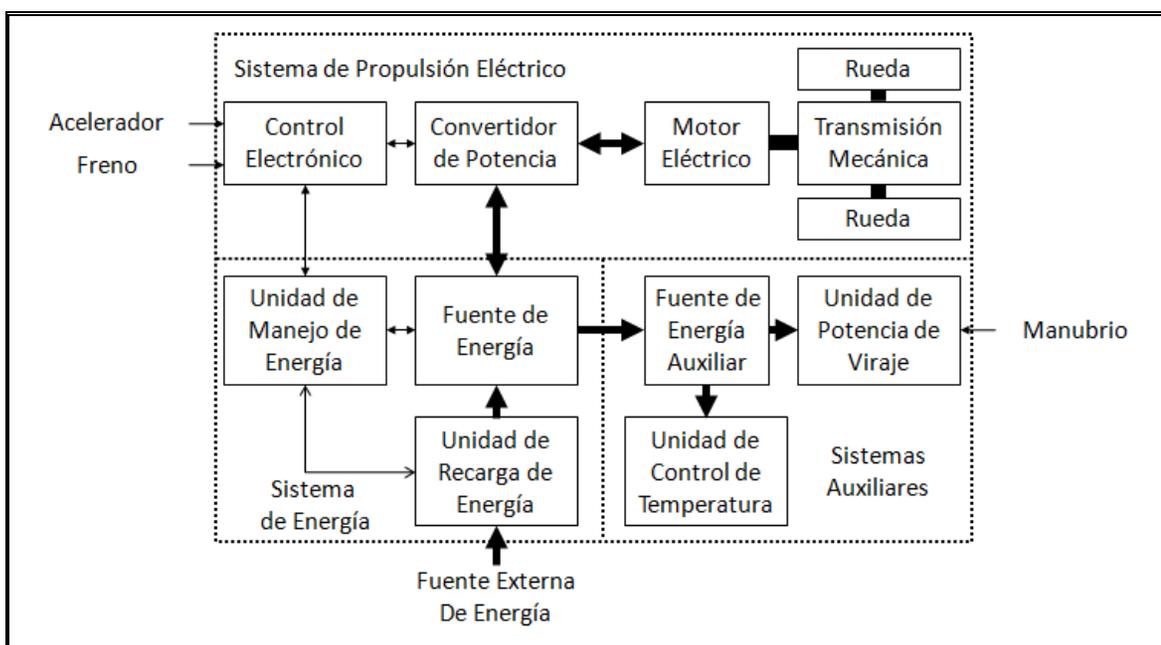


Figura 1.5.2: Diagrama de la composición de un EV.

Algunos de los últimos modelos EV y sus características se describen a continuación y se observan en la Figura 1.5.1 y en la Figura 1.5.3:

- i) REVA (Wikipedia, 2012f): este vehículo se diseñó para ser usado como vehículo urbano y llegó a ser uno de los EV más vendidos en el 2008.

Sus características son: 3 puertas, carga máxima de 375kg, motor de inducción de 14,5kW, velocidad máxima 80km/hr, batería de litio, autonomía de 120km y freno regenerativo. En España se vende bajo la categoría de cuadríciclo. Precio: USD12.000.

- ii) Tesla Roadster (Wikipedia, 2012g): este auto deportivo tuvo su primera aparición en el año 2008. Sus características son: 2 puertas, 1.235kg de peso, motor de inducción trifásico de 4 polos, potencia máxima de 185kW, aceleración de 0 a 100km/h en 3,9 segundos, 200km/h velocidad máxima limitada electrónicamente, batería de litio, autonomía de 356km y carga completa en 3,5hrs. Alcanza en promedio una eficiencia de 90%, la cual es de 80% a potencia máxima. El cargador de baterías va combinado con el inversor para disminuir su peso, complejidad y costo. Precio: USD109.000.
- iii) Beepo Pony (Elektron, 2012): vehículo utilitario. Sus características son: 2 puertas, carga máxima de 550kg, 1.040kg de peso, motor asíncrono de 18kW, velocidad máxima 60km/h, caja de 5 velocidades, batería de plomo de 16kWh, autonomía de 75km y carga completa en 6h. Precio: EUR20.000.
- iv) Nissan LEAF (Wikipedia, 2012e): este modelo de tipo hatchback fue lanzado al mercado el 2010. Sus características son: 5 puertas, motor de 80kW, velocidad máxima 140km/hr, batería de litio con una capacidad de 24kWh, Autonomía de 160km y opciones de carga normal en 8hrs y rápida en 30min. Precio: USD32.780.
- v) Mitsubishi i MiEV (Wikipedia, 2012d): vehículo tipo hatchback lanzado el año 2009. Su autonomía es de 160km. Su precio original se encontraba alrededor de USD30.000 pero en Chile cuesta el doble.
- vi) Mega City (Elektron, 2012): vehículo diseñado para la ciudad. Sus características son: 3 puertas, carga máxima de 255kg, 645kg de peso, motor de 8kW (13kW peak), velocidad máxima de 65km/hr, baterías de plomo de 13kWh, autonomía de 80km, alcanza el 80% de carga en 2hr. Precio: EUR18.000.

- vii) Toyota RAV4 EV (Wikipedia, 2012h): es una versión eléctrica del popular RAV4 SUV de Toyota. La primera generación de este vehículo obtuvo muy buena aceptación del mercado por lo que se desarrolla una segunda versión de este modelo. Sus características son: baterías de litio con una capacidad de 50kWh y autonomía de 160km. Precio: USD50.000.
- viii) Coda Sedan (Wikipedia, 2012a): vehículo tipo sedan disponible desde comienzos del 2012. Sus características son: batería de litio fosfato de hierro con una capacidad de 36kWh y autonomía de 257km. Precio: USD40.000.

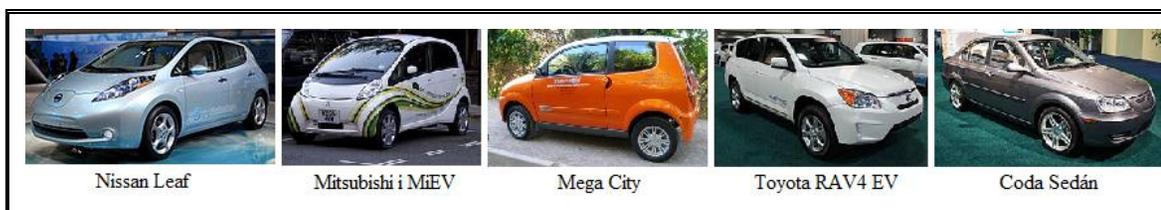


Figura 1.5.3: Vehículos 100% eléctricos.

b) Híbridos (HEV)

Los híbridos han demostrado tener una mejorada eficiencia en combustible en comparación con los vehículos de combustión interna y poseen una mayor autonomía en comparación con los EVs (Chan et al., 2010).

Su funcionamiento se basa en una combinación de dos fuentes de energía: el combustible fósil y la electricidad. Existen diferentes topologías que derivan de las combinaciones base llamadas serie y paralelo las cuales se observan en la Figura 1.5.4. Una variación tanto de la versión serie como paralelo es la capacidad de conectarse a la red eléctrica y cargar sus baterías a través de ella. Esto otorga la posibilidad de tener un híbrido con mayor predominancia eléctrica a medida que la capacidad energética del banco de baterías aumenta.

También existe la configuración serie/paralelo que combina ambas opciones, estando el motor de combustión unido tanto a un generador como a la transmisión mecánica mientras que una segunda máquina eléctrica actúa como motor conectado a la

transmisión mecánica. Existe una variación de esta configuración que contiene al generador y al motor eléctrico en una máquina eléctrica de doble rotor, eliminando el sistema de engranajes de la transmisión mecánica. Esto se ha logrado en máquinas de inducción y de imanes permanentes de doble rotor (Hoeijmakers and Ferreira, 2006, Chau and Chan, 2007, Chau et al., 2008).

Otra característica aparte de la topología que también permite clasificar a los HEV es el nivel de participación de las fuentes de energía. Existe el micro HEV o uHEV que posee un pequeño motor eléctrico utilizado solo como apoyo de partida, permitiendo apagar el motor a combustión en paradas cortas, mejorando la eficiencia de combustible en 2% a 10% en ciudades. Luego viene la versión mediana HEV la cual incluye el apoyo del motor eléctrico en la aceleración y frenado, además de la posibilidad de tener frenado regenerativo, logrando un ahorro de combustible de 10% a 20%. Al aumentar aún más la participación eléctrica se obtiene la versión full HEV que ya permite la conducción 100% eléctrica y ahorro de combustible de 20% a 50%. Finalmente, se encuentra el HEV conectable a la red que, aparte de tener plena capacidad de moverse eléctricamente, puede dejar de lado el motor a combustión en trayectos cortos alcanzando un 100% en ahorro de combustible. Dentro de esta categoría se encuentran los HEV de rango extendido que básicamente son EV con un pequeño motor a combustión en serie que sirve de apoyo cuando el trayecto es más largo.

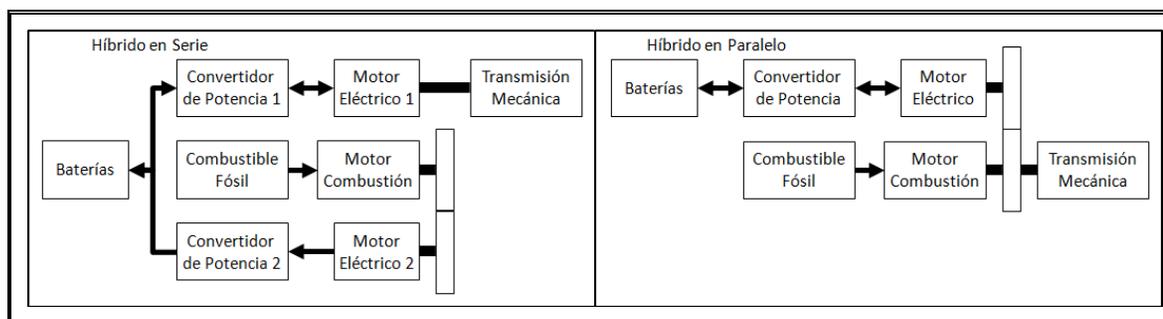


Figura 1.5.4: Diagrama de los diferentes tipos de HEV.

Algunos modelos de HEV y sus características se mencionan a continuación y se muestran en la Figura 1.5.5:

- i) Chevrolet Volt (Wikipedia, 2012b): sedán híbrido con capacidad de conectarse a la red. Fue lanzado el 2010 y su diseño es tipo híbrido serie de rango extendido. Sus características son: 5 puertas, motor de gasolina de 1,4Lt y un motor eléctrico de 111kW, generador de 53kW, batería de litio con una capacidad de 16kWh y autonomía de 64km en modo EV. Precio: USD40.000
- ii) Toyota Prius Plug-in (Wikipedia, 2011d): este vehículo lanzado a comienzos del 2012 es la tercera generación del modelo Prius. Es un sedán híbrido con capacidad de enchufarse a la red. Sus características son: 5 puertas, velocidad máxima de 100km/hr, batería de litio de 5,2kW, autonomía eléctrica de 23km y tiempo de carga de 100 minutos. El rendimiento de combustible se estima en 56km/Lt en modo eléctrico y en 30km/Lt en modo híbrido. Precio: USD48.000.
- iii) Fisker Karma (Wikipedia, 2012c): deportivo de lujo híbrido con capacidad de enchufarse a la red. Fue lanzado en el 2011, pesando 2.400kg con un valor de USD102.000.
- iv) BYD F3DM (Wikipedia, 2011a): sedán híbrido con capacidad de ser enchufado a la red. Fue puesto en el mercado el 2008 y funciona en modo de tracción dual serie/paralelo. Sus características son: 5 puertas, motor a combustión de 998cc y dos motores eléctricos de 25kW y 50kW, baterías de litio fosfato con una capacidad de 50kW, tiempo de carga 9hrs y autonomía de 100km. Precio: USD16.000.



Figura 1.5.5: Vehículos híbridos.

2. PRINCIPIOS TEÓRICOS Y CÁLCULOS PARA SISTEMAS EXTRACTORES DE ENERGÍA MAREOMOTRIZ

En esta sección se presentarán las consideraciones, metodologías y teorías que se necesitan para llevar a cabo el diseño de un sistema extractor de la energía contenida en las corrientes mareomotrices. La idea principal es trasladar la energía cinética del flujo hacia un eje rotatorio en forma de energía mecánica.

2.1 Problemas a considerar.

El mayor problema que se encuentra al diseñar sistemas de turbinas mareomotrices es la escasa información pública disponible. Existen estudios y pruebas de prototipos, modelos a escala y comerciales pero los conocimientos adquiridos son protegidos celosamente por sus desarrolladores. Es por ello que en este trabajo se utilizarán como base los conocimientos en energía eólica.

En primera instancia, utilizar la teoría y experiencia propia de las turbinas eólicas para aplicarlas a diseños mareomotrices puede sonar lógico por las siguientes razones:

- Ambos medios son estudiados como fluidos en movimiento.
- Los primeros modelos de turbinas mareomotrices se basaron en teoría eólica (Ye et al., 2007).
- Finalmente, la semejanza entre los diseños mareomotrices y eólicos actuales hace pensar que sus funcionamientos siguen la misma física (King and Tryfonas, 2009b).

No obstante, antes de realizar suposiciones intuitivas se debe encontrar un razonamiento lógico que las apoye. Es por ello que a continuación se realizará una comparación de las diferencias más importantes entre ambos fluidos, estimando el error que conllevan estas diferencias al aplicar la teoría eólica a diseños mareomotrices.

Para comenzar se realizará un paralelo entre ambos fluidos evidenciando sus diferencias.

Tabla 2.1.1: Diferencias entre las características del agua de mar y del aire (Stewart, 2008, Sleigh, 2001, Mataix, 1986, Burton et al., 2001, TheEngineeringToolBox, 2005).

| Característica \ Fluido | Agua de Mar | Aire |
|---|-------------|------|
| Densidad [kg/m ³] (ρ) | 1.024-1.027 | 1,22 |
| Viscosidad [kg/ms] x10 ⁻⁵ (20°C) (μ) | 114-100,2 | 1,78 |
| Tensión Superficial [N/m] | 0,0728 | NA |
| Compresibilidad | Aprox. nula | SI |

En la comparación realizada en la Tabla 2.1.1 se puede apreciar que la densidad del agua de mar es unas 836 veces mayor que la del aire. Igualmente, la viscosidad del agua de mar supera a la del aire unas 64 veces. Finalmente, se observa que el agua de mar cuenta con la exclusividad de la tensión superficial mientras que el aire, al estar en estado gaseoso, puede ser comprimido.

Como primera observación ante las diferencias mencionadas se encuentra que la teoría eólica está basada en cálculos que dependen proporcionalmente de la densidad, ello indica que la teoría es indiferente a esta diferencia (Gasch, 2002, Vásquez, 2007, Burton et al., 2001, Bastianon, 1994).

En cuanto a la característica de compresibilidad, exclusiva para gases como el aire, se encuentra que no es tomada en cuenta en los cálculos de diseños eólicos (Vásquez, 2007, Gasch, 2002). Esto lleva a pensar que las prácticas mareomotrices cumplen de mejor manera los supuestos de la teoría eólica.

Por otro lado, los cálculos eólicos no representan en forma estricta la resistencia aerodinámica. Esto puede llegar a ser un problema ya que la viscosidad del agua es 64 veces mayor que la del aire. Para enfrentar esto uno puede apoyarse en el número de Reynolds que se utiliza para relacionar la viscosidad del fluido con los diferentes perfiles de palas (Bastianon, 1994, Gasch, 2002).

Como última diferencia, se encuentra la propiedad de tensión superficial. Esta propiedad es nula para los gases y es máxima para el caso del agua. Al respecto no se encontraron referencias que indiquen cómo evaluar la importancia de esta divergencia. No obstante, sí se encontraron estudios prácticos que utilizaron los mismos procedimientos de la teoría eólica en diseños mareomotrices con resultados satisfactorios a pesar de no llegar

a detalles de diseño como, por ejemplo, el perfil de las palas (NorthernTerritorialUniversity, 1999, King and Tryfonas, 2009b, Shiono et al., 1998, Maldonado, 2005).

En conclusión, las evidencias encontradas apoyan la presentación de la teoría eólica como teoría mareomotriz para luego ser aplicada al diseño del dispositivo generador. Por supuesto se deja en claro que existirá un grado de incertidumbre que solo podrá ser corregido mediante la experimentación.

2.2 Energía extraíble de la corriente.

La energía de las corrientes mareomotrices es una consecuencia de la energía de partículas del agua en movimiento. La energía cinética es igual a:

$$E_c = \frac{1}{2}mV^2 \quad (2.2.1)$$

Donde m es la masa de las partículas del agua y V la velocidad de las mismas. A su vez, la masa que atraviesa una sección A , perpendicular a la dirección de la corriente, es:

$$m = \rho A \ell \quad (2.2.2)$$

Donde ρ es la densidad del agua de mar y ℓ el desplazamiento de las partículas. Consecuentemente, la energía cinética que pasa por A en la unidad de tiempo es la potencia disponible del flujo (Bastianon, 1994, Gasch, 2002, Ackermann, 2005).

$$P_d = \frac{1}{2}\rho AVV^2 = \frac{1}{2}\rho AV^3 \quad (2.2.3)$$

Considerando $\rho = 1.024 \text{ kg/m}^3$ en la superficie del agua y el área como $A = 1 \text{ m}^2$, puede calcularse que para:

$$V = 1 \text{ m/s} \quad P_d = 0,5 \text{ kW}$$

$$V = 2 \text{ m/s} \quad P_d = 4,1 \text{ kW}$$

$$V = 4 \text{ m/s} \quad P_d = 32,7 \text{ kW}$$

Puede observarse que cuando la velocidad se duplica, la potencia aumenta 8 veces. Debido a que la velocidad está elevada al cubo, su efecto sobre la potencia es considerable.

Si bien el movimiento de un fluido trae consigo una energía cinética determinada, la cantidad de esta que es posible extraer se encuentra limitada por la llamada Ley de Betz. Esta ley determina la energía máxima extraíble de un fluido en movimiento.

El físico alemán Albert Betz (Bastianon, 1994) trató y analizó en profundidad cuál era la energía máxima que se le podía extraer a un flujo en movimiento mediante una turbina. Cuanto mayor sea la energía cinética que se extraiga del fluido con una turbina, mayor será la ralentización que tendrá el fluido después de los álabes. Si intentamos extraer toda la energía, el fluido saldría detrás de la turbina con una velocidad casi nula y no podría abandonar la turbina. En este caso no se extraería ninguna energía, ya que no habría posibilidad de que ingresara más flujo donde no circula el que se encuentra presente. En el otro caso extremo, si se deja pasar el flujo sin que pierda velocidad mediante una turbina especial, tampoco se extraería energía del fluido. Esto hace pensar que existe una situación intermedia para absorber la energía del flujo donde la potencia extraída alcanza un máximo. El resultado es que una turbina ideal ralentiza el flujo hasta $\frac{2}{3}$ de su velocidad inicial.

Luego, la ley de Betz dice que sólo puede convertirse hasta $\frac{16}{27}$ o 59% de la energía cinética en energía mecánica mediante una turbina. La demostración, para un fluido cualquiera, sin pérdidas, se adjunta en el anexo A.

Esto es muy importante de tomar en cuenta ya que, asumiendo un rendimiento mecánico de 80% (doble etapa de engranes) y eléctrico de 73% (generador 82%, rectificador 97%, línea DC 96%, batería 99% e inversor 97%), el rendimiento total de un generador mareomotriz tendrá un máximo global de tan sólo 34% (Eberleh and Hartkopf, 2006, Popovic et al., 2011, Kim et al., 2013, ALXION, 2001, Mott, 2006, Hui et al., 2009, Lai and Chan, 2007, Tremblay et al., 2007, Helle and Munk-Nielsen, 2001).

2.3 Diseño del rotor.

Anteriormente, en la sección 1.4, se presentaron distintos modelos de sistemas generadores mareomotrices cuyos variados diseños de turbina demuestran una tendencia común hacia el uso de rotores de eje horizontal como los que se utilizan en diseños eólicos. Debido a esto, el diseño en este estudio quedará acotado a este tipo de turbina.

3.2.1 Introducción.

Muchos diseños de turbina pueden construirse y llegarán a girar al enfrentarse a la corriente de un fluido. Sin embargo, existe una diferencia de diseño importante entre aquellas que continúan girando cuando se les aplique una carga o un cierto freno sobre el eje de rotación y las que se detienen ante esta resistencia. Por ello es importante entender las características que debe tener un buen diseño para obtener el rendimiento máximo.

Ensayos de diseños eólicos efectuados con modelos en el túnel de viento revelan que las de mejores rendimientos son aquellas turbinas con rotores de tipo convencional de eje horizontal (Bastianon, 1994). Estas turbinas funcionan con el principio de elevación que genera un fluido al enfrentarse a un perfil de ciertas características.

A continuación se estudiará el efecto producido por un perfil en un flujo para entender como llevan estos a transmitir la energía cinética del flujo al eje de la turbina.

3.2.2 Perfiles aerodinámicos.

Cuando un perfil como el representado en la Figura 2.3.1 enfrenta una corriente de un fluido se desarrollan distintas velocidades a ambos lados del cuerpo. La velocidad es mayor sobre la cara superior del perfil y como, de acuerdo con la ecuación de Bernoulli (Kreith, 1999, CRANE, Sleight, 2001, Mataix, 1986), a mayor velocidad corresponde una menor presión, resulta que en la cara superior se genera una zona de baja presión que succiona al perfil hacia arriba. Correspondientemente, en la cara inferior, donde las partículas del fluido se mueven a menor velocidad, se desarrolla una sobrepresión con respecto a la corriente libre que también empuja al perfil en forma ascendente. La

integración de las presiones ejercidas sobre el perfil da como resultado las fuerzas denominadas fuerza de sustentación y fuerza de arrastre.

Adicionalmente, el deslizamiento de las partículas del fluido sobre la superficie del perfil, genera otra fuerza denominada de fricción, que se suma vectorialmente a la anterior.

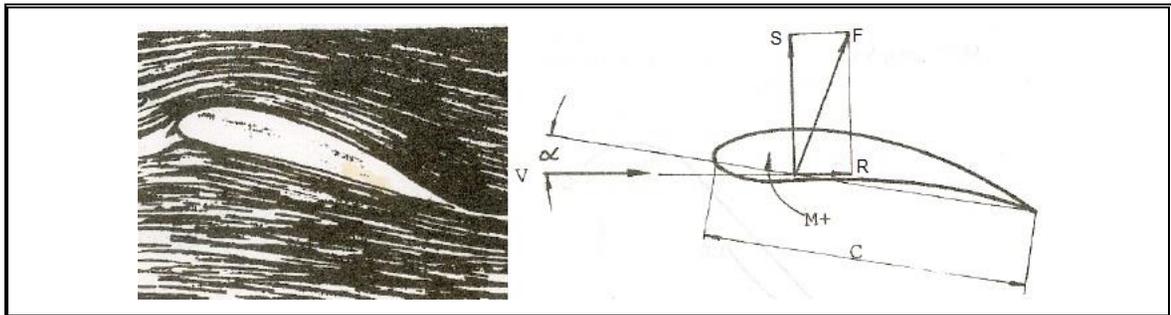


Figura 2.3.1: Flujo ante un perfil y sus parámetros más relevantes.

El resultado F de ambas fuerzas, tiene la dirección que muestra la Figura 2.3.1, la cual puede separarse en sus componentes normal y paralela a la dirección de la velocidad v de la corriente libre. La componente normal S , se denomina sustentación y la paralela R , se denomina resistencia. La sustentación y la resistencia se expresan del siguiente modo:

$$S = c_S q S_p \quad (2.3.1)$$

$$R = c_R q S_p \quad (2.3.2)$$

Donde c_S es el coeficiente de sustentación, c_R es el coeficiente de resistencia, q es la presión dinámica definida como $q = 1/2 \rho v^2$ y $S_p = c \Delta r$ es la superficie proyectada de la sección del perfil, donde c es la cuerda o distancia entre el borde de ataque y el borde de fuga (punta y cola) del perfil y Δr es la longitud de la sección, perpendicular al dibujo. Se asume que la forma del perfil se mantiene constante en esta distancia Δr (Bastianon, 1994).

La sustentación y la resistencia actúan sobre el perfil y pueden considerarse como aplicadas en un determinado punto. Sin embargo, para definir en forma completa la

acción de las fuerzas sobre el perfil, es necesario además, especificar el momento alrededor del mismo punto.

El ángulo que se forma entre la dirección de la corriente libre y la cuerda, se denomina ángulo de ataque α y la acción del momento M tiende a modificar este ángulo. El momento M , denominado de cabeceo, se considera positivo cuando tiende a levantar la nariz del perfil y puede expresarse como (Bastianon, 1994):

$$M = c_m q S_p c \quad (2.3.3)$$

Donde c_m es el coeficiente de momento.

a) Variación de la sustentación y la resistencia

El coeficiente de sustentación c_S , crece en forma aproximadamente lineal con el ángulo de ataque hasta un valor máximo, a partir del cual cae abruptamente (Figura 2.3.2). En esas condiciones, el perfil entra en pérdida dejando de sustentar. La pérdida se produce debido al desprendimiento de la capa límite en la cara superior del perfil, como consecuencia del gradiente de presión adverso existente más allá del punto de máximo espesor (el fluido se desprende de la superficie del perfil generándose turbulencia). Por esta razón, es importante que la forma de los perfiles aerodinámicos tenga un gradiente de presión reducido. De este modo, el desprendimiento del fluido ocurre en la parte posterior del perfil, próximo al borde de fuga, con lo cual la sustentación se mantiene elevada.

Las propiedades deseables de los perfiles son: elevada sustentación y baja resistencia. El parámetro usado para medir la calidad del perfil es c_S/c_R y en especial interesa el valor $(c_S/c_R)_{max}$ que puede alcanzar al variar el ángulo de ataque.

El coeficiente de resistencia c_R , por su parte, tiene un valor bajo para pequeños ángulos de ataque y aumenta en forma aproximadamente parabólica hasta el ángulo de desprendimiento (pérdida total de sustentación, Figura 2.3.2).

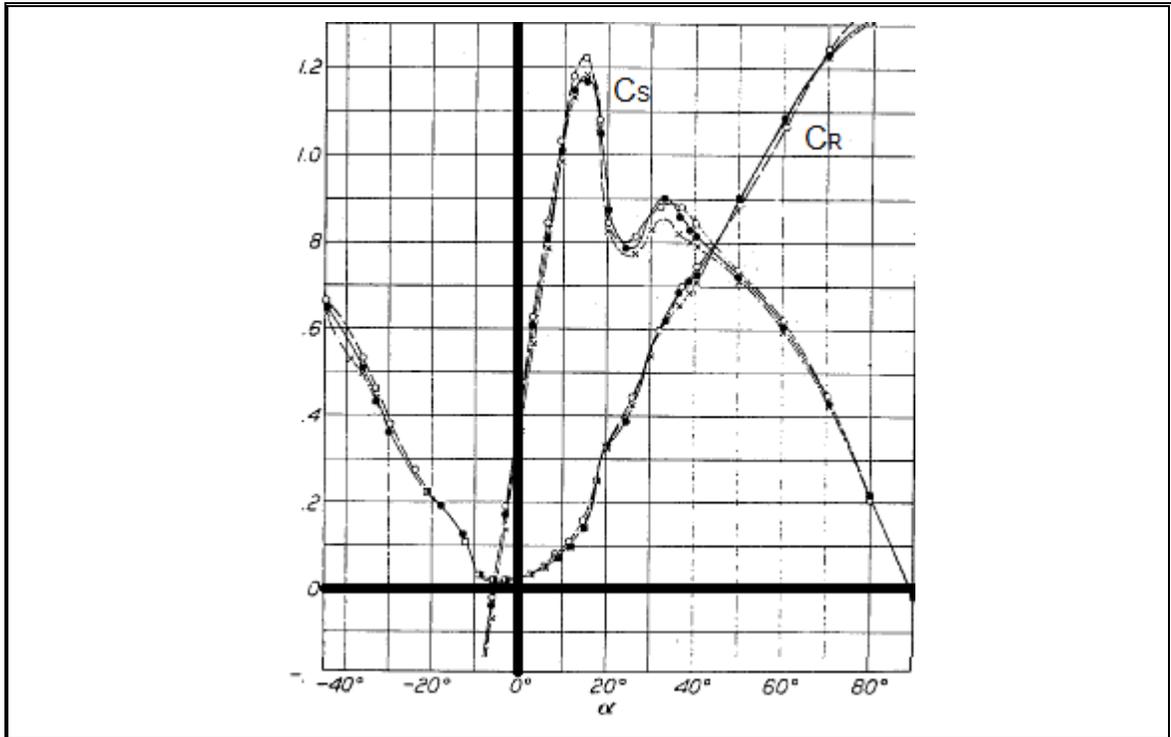


Figura 2.3.2: Variación de los coeficientes C_s y C_R en función del ángulo de ataque α para el perfil Clark Y (Miley, 1982).

Al considerar los coeficientes aerodinámicos también se debe tener en cuenta que el ala es finita y que la relación de aspecto influye considerablemente en sus valores debido a los efectos producidos por la punta del ala. La relación de aspecto se define como (Bastianon, 1994):

$$A_r = \frac{b^2}{S_a} \quad (2.3.4)$$

Donde S_a es la superficie del ala proyectada en planta y b es el largo del ala.

Otros detalles relacionados con los principios teóricos y cálculos para sistemas extractores de energía mareomotriz se encuentran en el Anexo B.

3.2.3 El rotor para dispositivos de eje horizontal.

En esta sección, se describen las características de un rotor de eje horizontal. Luego de determinar la potencia de salida deseada y de seleccionar un número de palas adecuado, se puede calcular el radio del rotor (Burton et al., 2001). Además, se entrega un modelo genérico de la curva característica de una turbina de eje horizontal de tres palas.

a) Radio del rotor

Para determinar el radio del rotor es necesario conocer la potencia eléctrica requerida por el usuario y los rendimientos de los distintos elementos que integran el dispositivo.

Un generador eléctrico tiene un rendimiento del 92% (ALXION, 2001) para máquinas de más de 10kW pero para potencias menores puede llegar a valores tan bajos como el 50%.

Como para la generación eléctrica es necesario alcanzar un alto número de revoluciones se debe incorporar un multiplicador de velocidades. Si este es una caja de engranajes su rendimiento puede alcanzar el 90% (Mott, 2006).

Por su parte, el rotor adecuadamente diseñado puede captar hasta un 50% de la energía del flujo mientras que rotores mal diseñados pueden bajar su rendimiento hasta el 10% (Bastianon, 1994). Finalmente el rendimiento total del dispositivo será:

$$\eta = \eta_e \eta_m C_P \quad (2.3.5)$$

Donde η_e es el rendimiento eléctrico, η_m es el rendimiento del multiplicador y C_P es el coeficiente de potencia del rotor. De este modo la potencia eléctrica de salida será:

$$P_e = \eta \frac{\rho}{2} v_{\infty}^3 A_{fb} \quad (2.3.6)$$

Ahora, el área barrida de un rotor de turbina de eje horizontal es circunferencial, es decir, $A_{fb} = \pi R^2$. Luego se despeja R para encontrar el tamaño del rotor:

$$R = \sqrt{\frac{2P_e}{\pi\eta\rho v_\infty^3}} \quad (2.3.7)$$

En esta expresión, v_∞ es la velocidad instantánea del flujo que al incidir sobre un rotor de radio R , genera una potencia eléctrica P_e .

b) Curva característica para un rotor de eje horizontal de 3 palas

La potencia de salida de una turbina se encuentra dada por la siguiente ecuación:

$$P_T = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A_{fb} v^3 \quad (2.3.8)$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia de la turbina y β es el ángulo de paso. Una ecuación genérica se utiliza para modelar $C_p(\lambda, \beta)$ para una turbina de tres palas. Esta ecuación es (Azzouz et al., 2010):

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4 \right) e^{\frac{-c_5}{\lambda_i}} + c_6\lambda \quad (2.3.9)$$

$$\text{Con } \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (2.3.10)$$

Los coeficientes c_1 a c_6 son: 0,5176, 116, 0,4, 5, 21 y 0,0068.

Esta curva característica se observa en la Figura 2.3.3. En ella, la máxima eficiencia alcanzada es de $C_{p_max} = 0,48$ cuando el ángulo de paso es $\beta_{opt} = 0$ y la razón de velocidad de punta es $\lambda_{opt} = 8,1$.

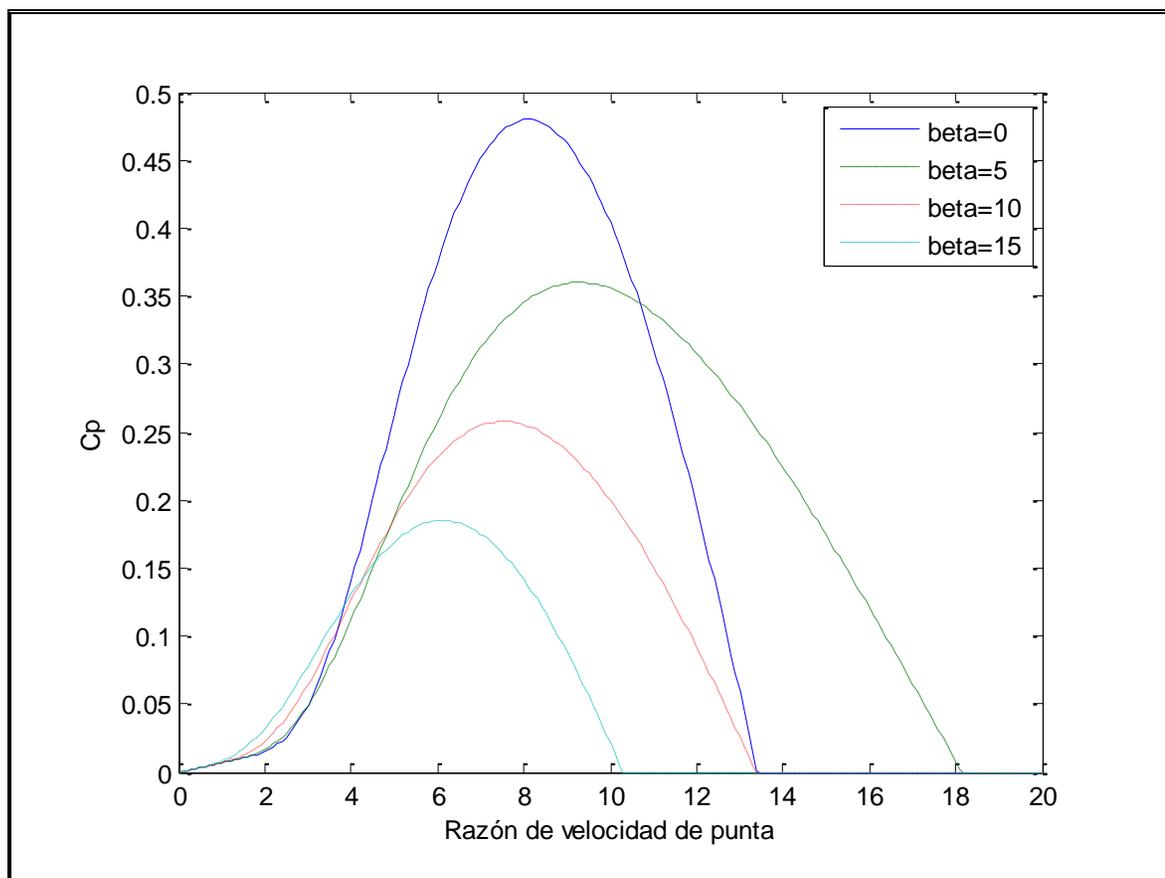


Figura 2.3.3: Curva característica genérica de una turbina de eje horizontal de tres palas.

3. PRINCIPIOS TEÓRICOS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO

En esta sección se entrega la teoría necesaria para implementar el sistema de conversión de energía. Se presentan los diferentes sistemas utilizados en la actualidad y luego se propone el sistema que se utiliza en el diseño. Seguidamente, se entregan las características y modelos de cada elemento del sistema eléctrico.

3.1 Sistemas desarrollados

Como los sistemas eléctricos desarrollados para la energía eólica son aplicables de la misma manera a la energía mareomotriz, no es sorpresa que estos sistemas sean compartidos por los dispositivos extractores de ambas energías (King and Tryfonas, 2009a).

Estos sistemas eléctricos evolucionaron desde los primeros modelos basados en velocidad de rotación fija y conexión directa a la red, a los modelos de velocidad de rotación variable con conexión a la red mediante electrónica de potencia. Hoy en día, estos dos sistemas y sus versiones intermedias ostentan ventajas propias como, por ejemplo, el menor costo en equipos eléctricos del diseño de velocidad fija y la mayor eficiencia hidrodinámica del diseño de velocidad variable (Iov et al., 2007).

Gracias a los avances en la electrónica de potencia, sus costos han ido disminuyendo, su eficiencia ha aumentado y existe un amplio rango de aplicaciones. Esto ha generado una tendencia a preferir los diseños de velocidad de rotación variable.

1.3.1 Conceptos de sistemas eléctricos

Los diseños más comunes aplicados a los diseños de los aerogeneradores pueden ser categorizados en 4 conceptos. Las principales diferencias entre estos conceptos derivan del sistema de generación y la manera en que la eficiencia del rotor es limitada durante los flujos por sobre valores máximos para evitar sobrecarga. Estos conceptos se presentan en detalle a continuación (Iov et al., 2007).

a) Turbinas de velocidad fija (Tipo A)

Esta configuración corresponde al concepto danés muy popular en los 80's. Funciona a velocidad de rotación fija, con un generador de inducción jaula de ardilla (GIJA) conectado directamente a la red a través de un transformador (Figura 3.1.1).

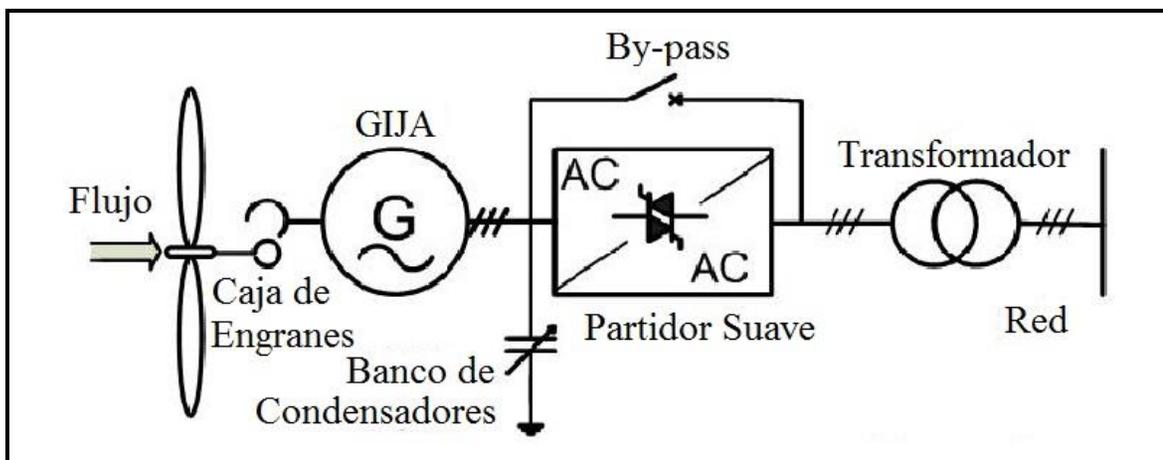


Figura 3.1.1: Diseño en base a velocidad de rotación variable con un generador de inducción jaula de ardilla conectado directamente a la red (Iov et al., 2007).

Este concepto necesita un compensador de reactivos para reducir la demanda de potencia reactiva desde la red. La compensación de reactivos se realiza comúnmente mediante la continua conexión y desconexión de condensadores de acuerdo al nivel de generación de la configuración. La integración a la red se logra incorporando un partidor suave.

Independientemente del principio de control en una turbina de velocidad fija, las fluctuaciones del flujo son convertidas en oscilaciones mecánicas y luego a oscilaciones eléctricas. Esto puede producir variaciones en el voltaje y frecuencia del punto de conexión cuando la red es débil. Debido a estas, este tipo de sistema extrae cantidades variables de potencia reactiva de la red (en el caso de no contar con un banco de condensadores), lo cual incrementa tanto las fluctuaciones en el voltaje como las pérdidas en la línea.

Por lo tanto, los principales inconvenientes de este concepto son: no soporta cualquier control de velocidad y requiere una red fuerte.

b) Turbinas de velocidad parcialmente variable implementando una resistencia de rotor variable (Tipo B)

Esta configuración corresponde a la turbina con control de velocidad limitado con resistencia de rotor variable, conocida como OptiSlip (Vestas™).

Utiliza un generador de inducción de rotor embobinado (GIRE) y ha sido usado por los productores daneses ‘Vestas Wind Systems’ desde mediados de los 90’s (Figura 3.1.2).

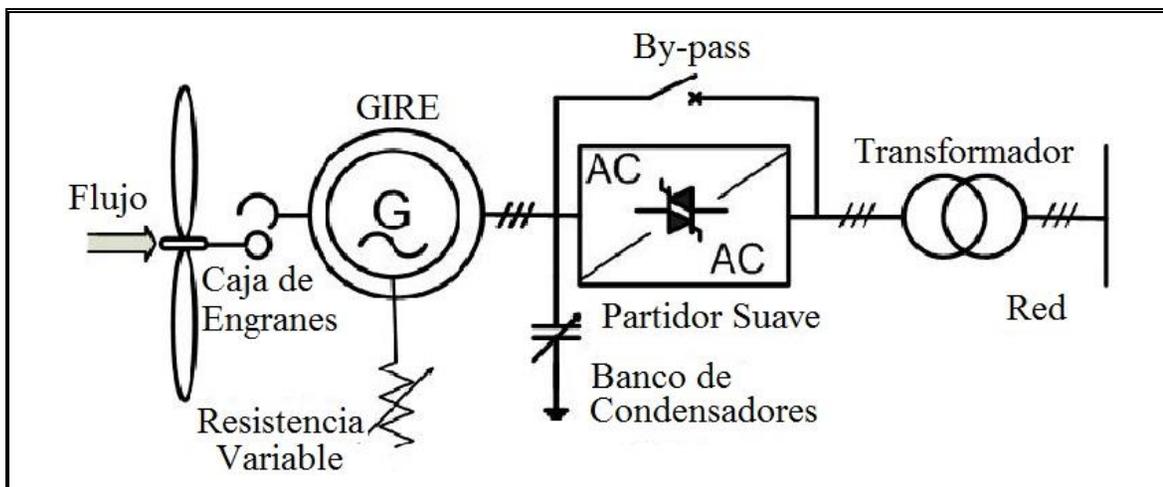


Figura 3.1.2: Diseño de velocidad parcialmente variable implementando una resistencia de rotor variable (Iov et al., 2007).

El generador se encuentra directamente conectado a la red. El embobinado del generador se controla en serie con una resistencia controlada, cuya capacidad define el rango de variación de la velocidad de rotación (típicamente 0-10% sobre la velocidad síncrona). Un banco de condensadores realiza la compensación reactiva y la conexión se realiza a través de un partidor suave.

La resistencia total del rotor se varía, controlando el deslizamiento y, por lo tanto, se controla la potencia entregada a la red.

Este concepto logra un 10% de deslizamiento, pero no soporta deslizamiento controlado.

c) Diseño de velocidad variable con convertidor de frecuencia de pequeña escala (Tipo C)

Esta configuración, conocida como el concepto de generador de inducción doblemente alimentado (GIDA), corresponde a la versión de velocidad variable de un generador de inducción de rotor embobinado (GIRE) cuyo rotor se alimenta a través de un convertidor de frecuencia de pequeña escala (30% potencia nominal, Figura 3.1.3).

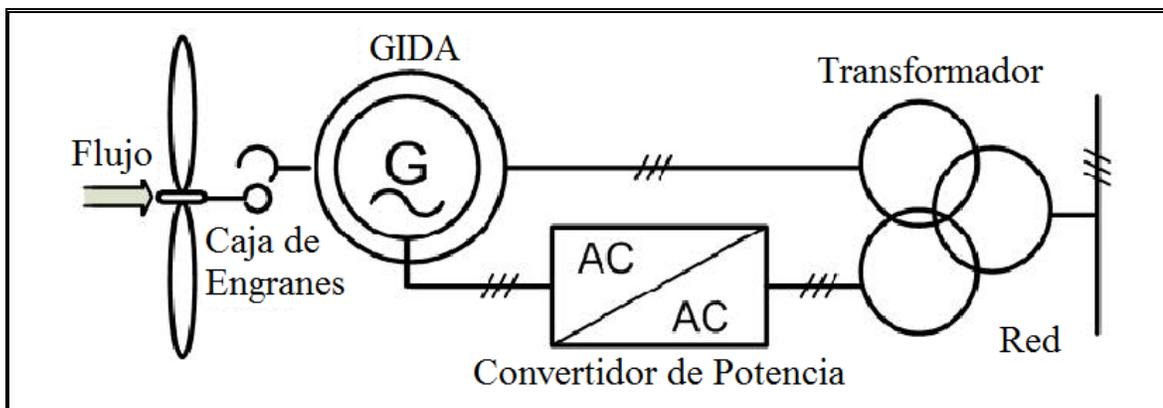


Figura 3.1.3: Diseño de velocidad variable con convertidor de frecuencia de pequeña escala (Iov et al., 2007).

El estator se encuentra directamente conectado a la red, mientras que un convertidor de frecuencia de pequeña escala controla la frecuencia del rotor y, por lo tanto, la velocidad de éste. El tamaño del convertidor determina el rango de velocidad ($\pm 30\%$ de la velocidad síncrona). Además, este convertidor realiza la compensación de reactivos y una conexión suave a la red. El rango de control es amplio en comparación con los sistemas anteriores. Incluso, captura la energía que el sistema anterior disiparía al ambiente en su resistencia variable. El pequeño tamaño del convertidor de potencia hace que este concepto sea atractivo desde el punto de vista económico. Además, permite que la turbina actúe como una fuente de energía más dinámica ante las demandas de la red. Sin embargo, sus mayores desventajas son el uso de anillos rozantes y esquemas de protección complejos.

d) Diseño de velocidad variable con convertidor de frecuencia completo (Tipo D)

Este diseño corresponde al diseño de velocidad variable con el generador conectado a la red a través de un convertidor de potencia que maneja el total de la potencia generada (Figura 3.1.4).

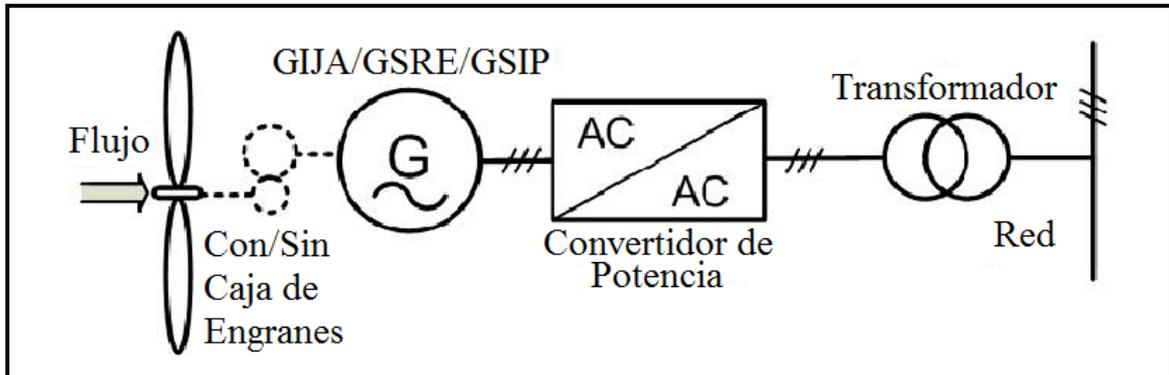


Figura 3.1.4: Diseño de velocidad variable con convertidor de potencia completo (Iov et al., 2007).

El convertidor de frecuencia realiza la compensación de reactivos y la conexión suave a la red para todo el rango de velocidad de rotación. El generador puede ser excitado eléctricamente (generador síncrono de rotor embobinado, GSRE) o del tipo excitado por imanes permanentes (generador síncrono de imanes permanentes, GSIP). Los enrollados del estator se encuentran conectados a la red a través de un convertidor de potencia completo.

Algunos sistemas de turbinas de velocidad variable no tienen caja de engranes. En estos casos se utiliza un abultado generador multipolo (Iov et al., 2007).

3.2 Sistema propuesto

El sistema eléctrico que se propone para este diseño se basa en el tipo D ya que debe ser capaz de operar dentro de un rango amplio de velocidad y debe tener una etapa de voltaje continuo para alimentar un banco de baterías por lo que la utilización de un convertidor AC/AC que maneje el 100% de la potencia es inevitable.

Los componentes eléctricos básicos elegidos para este sistema son: un generador síncrono de imanes permanentes (GSIP), un convertidor AC/DC de frente activo o

‘Active Front End’ (AFE), una línea de transmisión DC, un banco de baterías y un convertidor DC/AC monofásico. La disposición de estos componentes se muestra en la Figura 3.2.1.

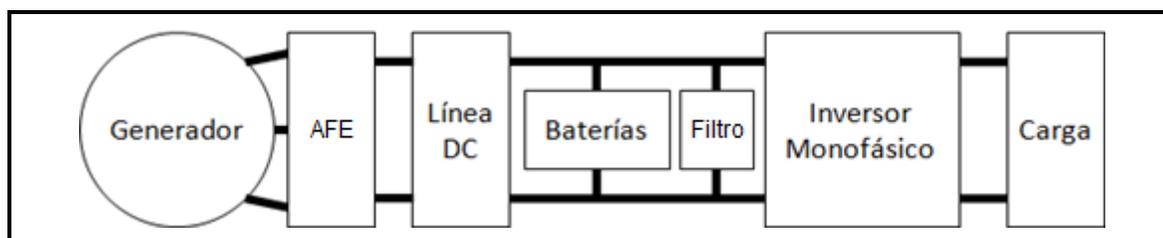


Figura 3.2.1: Esquema eléctrico simplificado.

Como se muestra en la Figura 3.2.1, el primer elemento que recibe la potencia generada por la turbina es el generador. Se escoge un generador síncrono de imanes permanentes ya que tiene una gran eficiencia, gran simplicidad y robustez (Drouen et al., 2007). Su función es transformar la potencia mecánica en potencia eléctrica.

Luego se tiene el convertidor AC/DC. Este convertidor se compone de 6 interruptores IGBT con sus respectivos diodos en conexión inversa-paralela (Figura 3.4.1). Su principal objetivo es el de transformar el voltaje alterno trifásico del generador en voltaje continuo. Además, se encarga de obtener la energía máxima posible del generador, la cual se determina por medio de la velocidad angular óptima de la turbina, la cual a su vez depende de la velocidad del flujo que atraviesa a la turbina. El beneficio que trae consigo la utilización de este convertidor es su menor costo frente a la opción de un puente de diodos acoplado a un elevador de voltaje DC-DC (Boost). Además, se acopla directamente al generador de imanes permanentes, aprovechando su inductancia síncrona como filtro. Si bien, este rectificador es capaz de manejar la potencia en ambos sentidos, el flujo de la potencia se realiza hacia el enlace DC ya que el generador no necesita operar como motor bajo ningún caso.

Después del AFE se encuentra la línea de transmisión en corriente continua. Esta es necesaria para conectar eléctricamente al convertidor AFE instalado en la balsa con los equipos ubicados en la costa, es decir, el banco de baterías con su filtro y el inversor

monofásico. Para la línea de transmisión DC se estima que un largo de 500 metros será suficiente para la mayoría de las ubicaciones.

Luego de la línea de transmisión se encuentra el inversor monofásico y el banco de baterías conectados en paralelo. El inversor es de tipo monofásico fuente de voltaje de puente completo y se encargará de transformar el voltaje continuo en voltaje alterno monofásico. Por su parte, el banco de baterías es necesario para almacenar la generación excedente y suplir la demanda excedente según sea el caso. Además, resulta necesario incluir un filtro, en este caso un condensador, para regular el voltaje en los terminales del banco de baterías ya que el inversor monofásico elegido genera en el lado de voltaje continuo una componente de voltaje alterno que debe ser absorbida.

En la Figura 3.2.2 se muestra el diagrama de bloques del sistema propuesto.

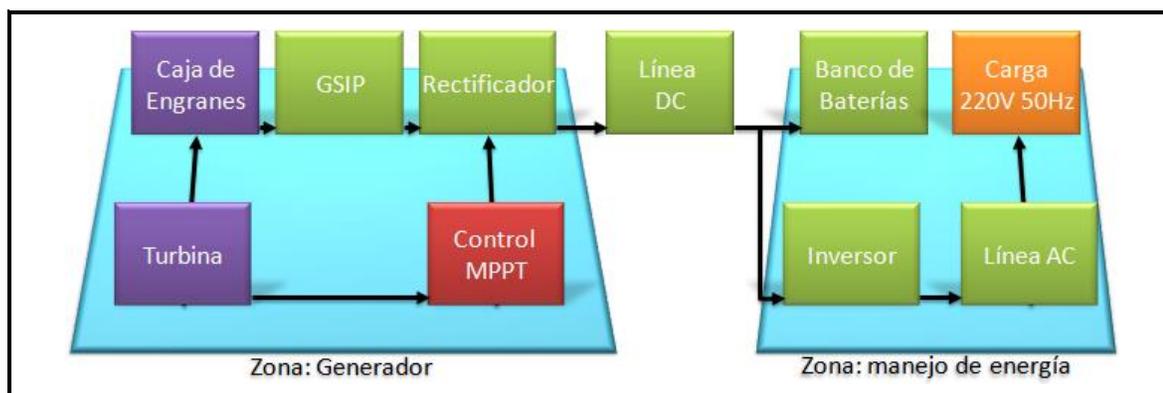


Figura 3.2.2: Diagrama de bloques del sistema generador mareomotriz propuesto.

3.3 El generador

El objetivo del generador es transformar la energía mecánica capturada por el rotor de la turbina en energía eléctrica. Para ello, se utilizan tanto generadores asíncronos como síncronos con estrategias de control de velocidad variable.

Utilizar un generador asíncrono o de inducción tiene las ventajas de tener una máquina robusta y de bajo costo. Sin embargo, sus desventajas principales son la necesidad de un compensador de factor de potencia y una caja multiplicadora.

Por otro lado, dentro de los generadores síncronos se encuentra el generador síncrono de imanes permanentes (Nd-Fe-B), el cual es más eficiente y de menor tamaño que el

generador de inducción (Carrasco et al., 2007). Además, no necesita un sistema de excitación y no es requisito utilizar una caja de engranajes, ya que es relativamente fácil fabricar una máquina con un gran número de polos. Por lo tanto, resulta más conveniente implementar este tipo de generador.

No obstante, como se verá más adelante, la utilización de una caja de engranes es prácticamente obligatoria ya que la velocidad de rotación del eje de la turbina alcanza como máximo 50 rpm. Por ende, se utiliza una combinación de caja de engranes con un generador de imanes permanentes, optimizando costos y peso (Hui et al., 2009).

3.4 Rectificador AC/DC

Los rectificadores electrónicos de potencia pueden tomar las variables alternas de máquinas síncronas y transformarlas en variables continuas, independientemente de su frecuencia. Sin embargo, el rectificador convencional con diodos no controlados no permite ajustar el voltaje de salida cuando la velocidad del generador varía, imponiendo al generador síncrono una velocidad prácticamente constante, impidiendo una máxima transferencia de potencia. Por su parte, si se utiliza un rectificador tiristorizado, la máquina síncrona deberá girar por sobre una velocidad mínima para poder cargar las baterías. Por las limitaciones mencionadas, esta aplicación, como ya se mencionó, utiliza un rectificador de frente activo trifásico con el cual se logra la rectificación que permite realizar el control "maximum power point tracking" (MPPT) o seguidor del punto de máxima potencia. Con ello se logra el propósito de inyectar la máxima cantidad de energía disponible en cada instante de tiempo para cargar las baterías.

El rectificador de frente activo consta de 6 interruptores de estado sólido (Dixon, 2007) y su topología puede observarse en la Figura 3.4.1.

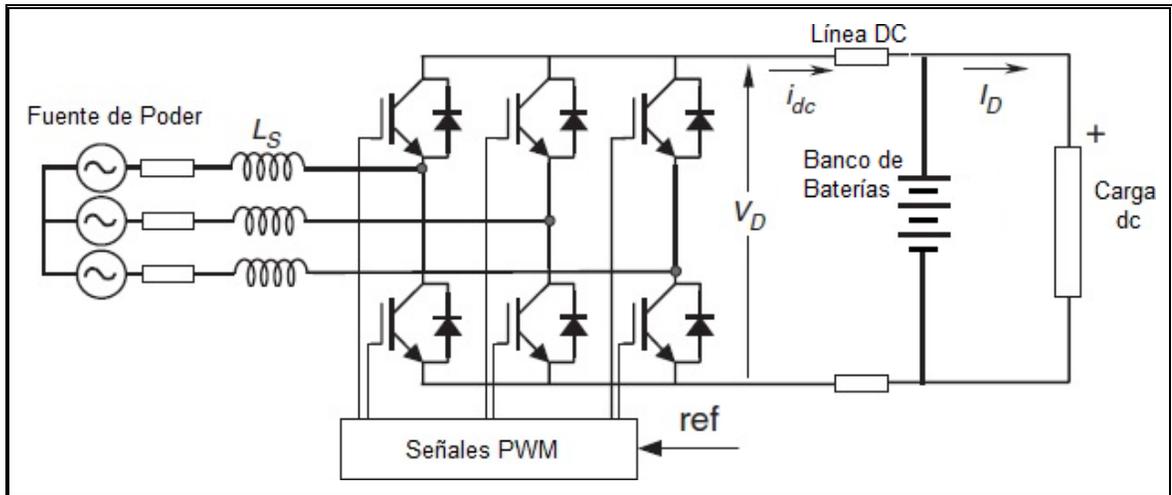


Figura 3.4.1: Topología del rectificador de frente activo.

Los interruptores operan dependiendo de la potencia que se requiera transmitir de uno a otro lado. En este caso, se busca obtener una velocidad de rotación óptima en el eje de la turbina, por lo que la señal de referencia varía con tal de inyectar mayor potencia al lado DC cuando la velocidad de rotación es mayor a la deseada e inyectar menor potencia cuando la velocidad de rotación es menor a la deseada, logrando respectivamente una desaceleración y aceleración del eje, hasta alcanzar la velocidad óptima. La velocidad deseada se determina por el punto de mayor eficiencia de la turbina, con lo cual se tiene un sistema que encuentra el punto de máxima potencia, que permitirá un aprovechamiento óptimo de la energía para cargar las baterías.

El sistema de control de este rectificador se observa en la Figura 3.4.2. En ella se distinguen 3 partes fundamentales: La generación de la magnitud de corriente de referencia para optimizar la potencia generada, la sincronización de la corriente con la frecuencia del voltaje AC y la generación de los pulsos de modulación PWM. La magnitud de la corriente de referencia se determina mediante un control que observa la magnitud del error entre la velocidad angular actual y la de óptima transferencia de potencia, variando su salida para llevar el error a cero. Este control puede ser del tipo PI o del tipo Difuso como el que se utiliza en este caso. La generación de las señales PWM se generan mediante el método de portadora triangular el cual se observa en la Figura

3.4.3. La elección de este control se basa en la simplicidad de implementación en el modelo de simulación.

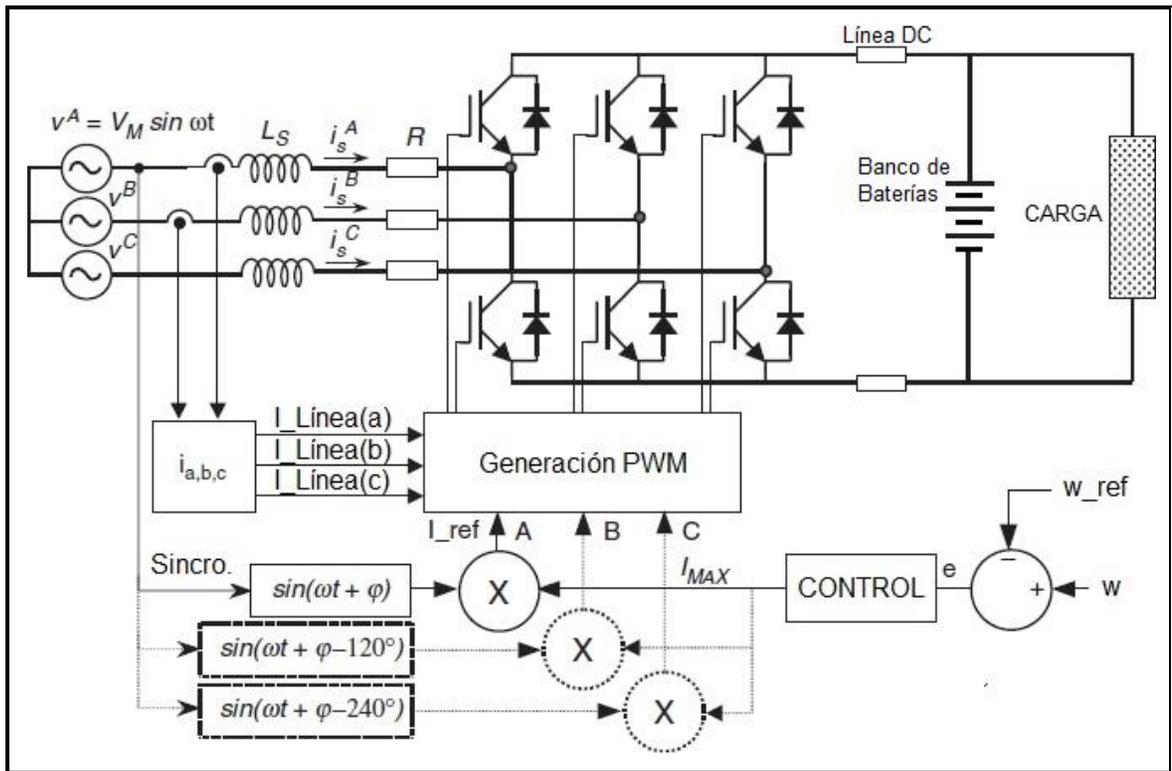


Figura 3.4.2: Control de corriente del rectificador de frente activo (Dixon, 2007).

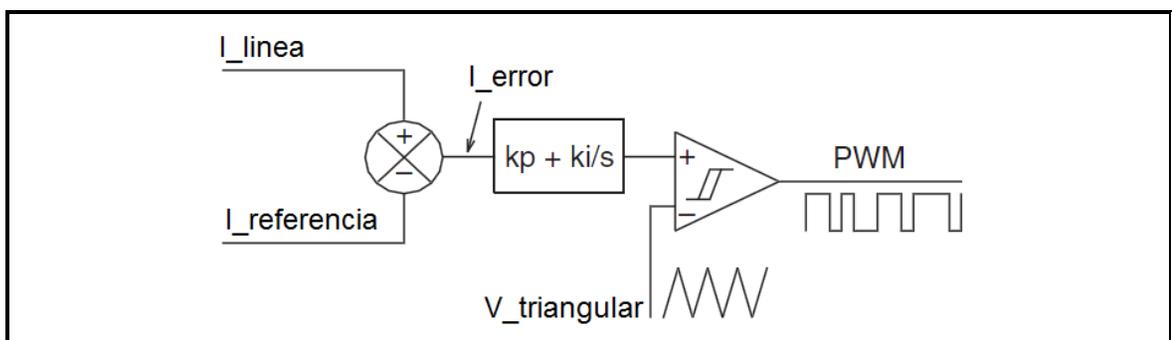


Figura 3.4.3: Generación de la señal PWM para una fase (Dixon, 2007).

Finalmente, la energía generada se va inyectando a la carga en la medida que ésta pueda ser aprovechada, pues en el caso que no hubiera consumo y las baterías estén completamente cargadas, esa potencia generada no podrá aprovecharse.

3.5 Banco de Baterías

Para esta aplicación, se necesita una batería que soporte ciclos de carga y descarga de características irregulares, por lo tanto, se descartan las baterías que sufren de efecto memoria (Torrejón, 2010), tales como: Níquel-Cadmio (Ni-Cd) y Níquel-Hidruro Metálico (Ni-MH). Otra característica que debe tener el banco de baterías es simplicidad técnica ya que la idea es que el generador mareomotriz sea fácil de operar. Esto descarta a baterías que necesitan recargas de electrolitos como la batería Redox y las baterías que necesitan temperaturas especiales para operar, como la batería Sodio-Azufre (NaS). Finalmente, restan las baterías de Plomo-Ácido e Iones de Litio (Li-Ion) las cuales se describirán a continuación (Torrejón, 2010, Sagerbess, 2012).

a) Batería de Plomo-Ácido

Las baterías de Plomo-Ácido son el tipo más utilizado en la actualidad, principalmente en los automóviles, y esto es debido al bajo costo del plomo. Por ello, una de sus ventajas es que resultan económicas. Por otro lado, está su gran peso.

Esta tecnología destaca por tener una baja densidad de energía tanto en peso como en volumen, pero que sin embargo es capaz de entregar corrientes elevadas de manera instantánea. Aunque esta tecnología ya ha sido superada sobre todo en densidad de energía por otras tecnologías, aun representa una alternativa viable y muy interesante para muchas aplicaciones por su bajo costo.

La última tecnología en baterías de Plomo-Ácido es la llamada Absorbent Glass Matt (AGM) que presenta una mayor vida útil y una capacidad de descarga mejorada con respecto a otros tipos de baterías de plomo-ácido. Las ventajas y desventajas de las baterías de plomo ácido se observan en la Tabla 3.5.1.

Tabla 3.5.1: Ventajas y desventajas de las baterías de Plomo-Ácido.

| Ventajas | Desventajas |
|-----------------------------------|----------------------------|
| Tecnología totalmente establecida | Baja energía específica |
| Alta eficiencia | Peso elevado |
| Baja tasa de auto-descarga | Largos periodos de recarga |
| Voltaje ofrecido es de 2V/celda | Corta vida cíclica |
| No necesita mantenimiento | Contiene productos tóxicos |

b) Batería de Iones de Litio

Las baterías de Iones de Litio permiten alcanzar altas densidades de capacidad y son muy ligeras. No admiten descargas completas y resultan muy perjudicadas cuando ello ocurre por lo que suelen llevar acoplados circuitos protectores adicionales para conocer el estado de la batería y evitar así, tanto la sobrecarga como la descarga completa. Al estar fabricadas con materiales inflamables pueden llegar a explotar si se sobrecalientan, por ello son necesarios circuitos electrónicos adicionales que encarecen el producto.

Apenas sufren de efecto memoria y pueden cargarse sin necesidad de estar descargadas completamente, sin reducción de su vida útil. Sin embargo, no admiten bien los cambios de temperatura.

Otra desventaja de este tipo de baterías es que sufren un envejecimiento, como consecuencia de su uso. Este envejecimiento es consecuencia del calor generado en las celdas. Por tanto, el envejecimiento de la batería será más notorio en temperaturas de ambiente elevadas. El envejecimiento de la batería de litio es inevitable, pero la velocidad a la que ocurre este proceso variará en función de cómo se opere el dispositivo. Por tanto, para un mantenimiento básico se recomienda no descargarlas más de un 20% y mantener temperaturas ambientales entre 20 y 25°C y, sobre todo, nunca salir del rango entre 0 y 60°C.

Otro fenómeno de esta batería es la pasivación (Torrejón, 2010, Wikipedia, 2011c). Se trata de la formación de una fina película de cloruro de litio sobre la superficie del ánodo producida cuando se deja la batería mucho tiempo sin usar o bajo ciclos de carga y descarga pequeños. Algunos ciclos completos de carga y descarga solucionan este

efecto, aunque, si la pasivación es excesiva, el voltaje podría caer por debajo del de funcionamiento.

Dependiendo de la composición de las baterías de litio, las podemos encontrar de cobalto, fosfato o de manganeso. Entre ellas presentan ligeras diferencias en sus propiedades.

Las ventajas y desventajas de esta batería se presentan en la Tabla 3.5.2.

Tabla 3.5.2: Ventajas y desventajas de las baterías de Iones de Litio.

| Ventajas | Desventajas |
|--|--|
| Elevada energía específica | Necesita protecciones de carga-descarga |
| Efecto memoria prácticamente inexistente | Son perjudicadas por el calor |
| Moderada tasa de auto-descarga | Son inflamable y explosivas |
| Voltaje ofrecido es de 3,3-3,8V/celda | Vulnerables a cargas y descargas excesivas |
| No contiene productos tóxicos | Sufren de pasivación |
| Elevado número de ciclos | - |

c) Datos típicos para ambos tipos de batería

Los datos típicos de las características mencionadas anteriormente, para las baterías de Plomo-Ácido e Iones de Litio se presentan en la Tabla 3.5.3.

Tabla 3.5.3: Valores típicos para las baterías tipo Plomo-Ácido e Iones de Litio (Torrejón, 2010).

| Característica | Plomo-Ácido | Iones de Litio |
|----------------------------|-------------|----------------|
| Energía Específica [Wh/kg] | 30-50 | 100-160 |
| Voltaje (V/celda) | 2 | 3,7 |
| Densidad Energética [Wh/L] | 100 | 300 |
| Vida útil, Ciclos al 80% | 500-600 | 500-1.000 |
| Autodescarga [%/mes] | 5 | 10 |
| Tiempo Carga Rápida [Hr] | 8-16 | 2-4 |
| Costo [USD/kWh] | 150 | 3.000 |

5.3.1 Modelo de batería simplificado

A pesar de ser un elemento ampliamente utilizado en gran número de aplicaciones comerciales, las baterías continúan siendo uno de los elementos más difíciles de controlar dentro de los sistemas. El comportamiento de las reacciones electroquímicas

que se dan lugar dentro de las baterías esconde una gran complejidad. Sin embargo, existen modelos que describen en forma precisa el comportamiento de los distintos tipos de batería. A continuación se describe el modelo de batería de fácil uso aplicado a la simulación dinámica presentado en (Tremblay et al., 2007).

Este modelo de simulación utiliza sólo el estado de carga (*SOC*) como variable de estado, se compone de una fuente de voltaje controlada en serie con una resistencia y puede representar 4 tipos de baterías en forma precisa. Los parámetros del modelo pueden extraerse fácilmente de las curvas de descarga proporcionadas por los productores, lo cual hace que este modelo sea de fácil uso.

El modelo propuesto se basa en suposiciones específicas y tiene limitantes. Las suposiciones son:

- La resistencia interna se supone constante durante los ciclos de carga y descarga y no varía con la amplitud de la corriente.
- La capacidad de la batería no cambia con la amplitud de la corriente.
- La temperatura no afecta el comportamiento del modelo.
- La auto descarga de la batería no se representa.
- La batería no tiene efecto memoria.

Las limitantes son:

- El voltaje mínimo de la batería sin carga es cero y el máximo voltaje no está limitado.
- La capacidad mínima de la batería es 0 Ah y la máxima capacidad no se encuentra limitada. Por lo tanto, el máximo estado de carga de la batería puede ser mayor a 100% si la batería se sobrecarga.

De todas maneras, el esquema de control de carga y descarga de la batería debe protegerla de los daños que esta recibe cuando la carga sobrepasa el 95% o se reduce bajo el 20%. Con ello, las limitantes del modelo propuesto no afectarán la correcta representación de la realidad. Además, si se controla la carga máxima que alcanzará la batería, la capacidad de esta no llegará a ser afectada por la magnitud de la corriente. Por

último, las baterías utilizadas en esta aplicación deben carecer de efecto memoria por lo que la ausencia de este factor en el modelo no influirá.

3.6 Inversor DC/AC

Las dos topologías de inversores (Espinoza, 2007) que se pueden encontrar son: i) como fuente de voltaje, donde la variable controlada es el voltaje de salida y ii) como fuente de corriente, donde la variable controlada es la corriente de salida. Esta última es utilizada en aplicaciones que requieren sensibilidad en la corriente de alimentación.

Un inversor fuente de voltaje entrega como salida una forma de voltaje discreta, pero su componente fundamental es sinusoidal. Este comportamiento debe ser asegurado por medio de técnicas de modulación que controlen la cantidad de tiempo y la secuencia utilizada en encender y apagar los interruptores (transistores de potencia). Las técnicas de modulación más usadas son la basada en el portador, el vector espacial y la eliminación armónica selectiva.

En una fuente de voltaje, la forma discreta de la salida impone un requerimiento en la carga, de que esta debe ser inductiva con tal de evitar grandes picos de corriente. De no ser así es necesario incluir filtros inductivos en el lado alterno entre el inversor y la carga. En una fuente de corriente la situación es análoga salvo que la carga debe ser capacitiva para evitar grandes picos de voltaje y de no ser así es necesario agregar filtros capacitivos.

6.3.1 Inversor monofásico fuente de voltaje de puente completo

El inversor monofásico fuente de voltaje de puente completo consta de cuatro interruptores de estado sólido. Su topología puede observarse en la Figura 3.6.1.

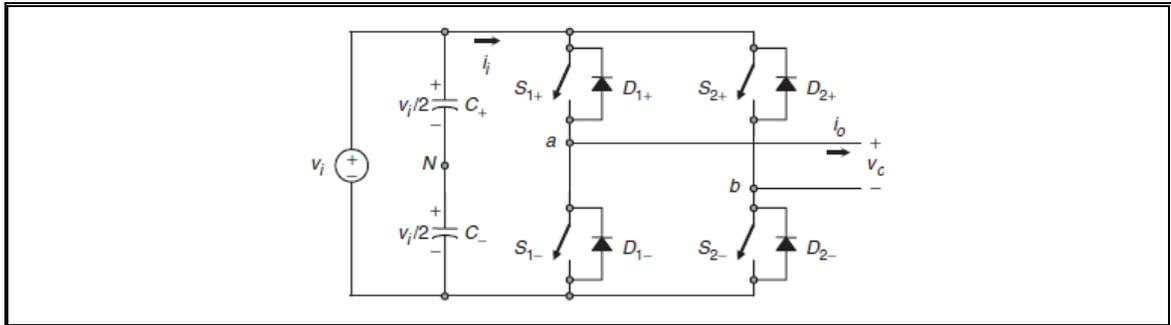


Figura 3.6.1: Topología del inversor fuente de voltaje monofásico de puente completo.

Los interruptores S_{1+} y S_{1-} (o S_{2+} y S_{2-}) no pueden conducir simultáneamente ya que se produce un corto circuito a través del enlace DC. Los cuatro interruptores permiten cinco estados diferentes de los cuales el quinto estado es indeterminado y debe evitarse para mantener anclado en todo momento el voltaje a un valor conocido. En la Tabla 3.6.1 se especifican los valores a la salida del inversor para cada estado. En ella, v_i representa el voltaje en el banco de baterías. Es observable que el voltaje alterno de salida puede tomar un valor máximo igual al voltaje del enlace DC.

Tabla 3.6.1: Estados del inversor de puente completo.

| Estado | Estado # | v_{aN} | v_{bN} | v_o | Componentes conduciendo | |
|---|----------|---------------------|---------------------|-----------------|--|------------------------------|
| | | | | | | |
| S_{1+} y S_{2-} prendidos S_{1-} y S_{2+} apagados | 1 | $v_i/2$ | $-v_i/2$ | v_i | S_{1+} y S_{2-} D_{1+} y D_{2-} | si $i_o > 0$ si $i_o < 0$ |
| S_{1-} y S_{2+} prendidos S_{1+} y S_{2-} apagados | 2 | $-v_i/2$ | $v_i/2$ | $-v_i$ | D_{1-} y D_{2+} S_{1-} y S_{2+} | si $i_o > 0$ si $i_o < 0$ |
| S_{1+} y S_{2+} prendidos S_{1-} y S_{2-} apagados | 3 | $v_i/2$ | $v_i/2$ | 0 | S_{1+} y D_{2+} D_{1+} y S_{2+} | si $i_o > 0$ si $i_o < 0$ |
| S_{1-} y S_{2-} prendidos S_{1+} y S_{2+} apagados | 4 | $-v_i/2$ | $-v_i/2$ | 0 | D_{1-} y S_{2-} S_{1-} y D_{2-} | si $i_o > 0$ si $i_o < 0$ |
| Todos apagados | 5 | $-v_i/2$ $v_i/2$ | $v_i/2$ $-v_i/2$ | v_i $-v_i$ | D_{1-} y D_{2+} D_{1+} y D_{2-} | si $i_o > 0$ si $i_o < 0$ |

Si la frecuencia de oscilación es lo suficientemente grande, la corriente del lado alterno se puede considerar sinusoidal. Ante esto, el voltaje también lo será. Ahora, si se considera que los interruptores son ideales, se tendrá que la potencia de entrada es igual

a la potencia de salida. Finalmente, si se considera que el voltaje del lado continuo se mantiene constante, la corriente del lado continuo será:

$$i_{DC}(t) = \frac{1}{V_{DC}} \sqrt{2} V_{AC} \sin(\omega t) \cdot \sqrt{2} I_{AC} \sin(\omega t - \phi) \text{ A} \quad (3.6.1)$$

Donde V_{AC} y I_{AC} son el voltaje y corriente RMS del lado alterno, ω es la frecuencia fundamental de la senoide, ϕ es un factor de potencia inductivo arbitrario y V_{DC} es el voltaje del lado continuo. Esta expresión puede simplificarse a la siguiente expresión:

$$i(t) = \frac{V_{AC}}{V_{DC}} I_{AC} \cos(\phi) - \frac{V_{AC}}{V_{DC}} I_{AC} \cos(2\omega t - \phi) \quad (3.6.2)$$

La expresión anterior revela un importante problema que es la presencia de una gran segunda armónica en la corriente del lado continuo. Esta segunda armónica es inyectada de regreso en la fuente continua, por lo tanto el diseño del enlace DC debe considerar un filtro que absorba esta armónica, manteniendo el voltaje constante. En términos prácticos, la fuente continua debe tener grandes cantidades de capacitancias.

Varias técnicas de modulación han sido desarrolladas para esta topología. Entre ellas se encuentra la técnica bipolar PWM que se explica a continuación.

a) Técnica Bipolar PWM

Para generar la salida alterna se utilizan los estados 1 y 2 (Tabla 3.6.1). Por lo tanto, la forma del voltaje alterno muestra sólo dos valores: v_i y $-v_i$. Para generar los estados, se puede utilizar, entre muchas otras opciones, una técnica llamada portadora triangular, la cual compara la una onda sinusoidal modulada (v_c) entregada por el control con una onda triangular (v_Δ). Cuando $v_c > v_\Delta$ los interruptores S_{1+} y S_{2-} se prenden y los interruptores S_{1-} y S_{2+} se apagan (estado 1). Luego, para el caso en que $v_c < v_\Delta$ los interruptores S_{1-} y S_{2+} se prenden y los interruptores S_{1+} y S_{2-} se apagan (estado 2).

6.3.2 Filtro de salida

Puesto que el inversor entrega una señal PWM a una frecuencia alta, con la frecuencia fundamental requerida implícita, puede ser necesaria la utilización de un filtro LC pasa bajo que elimine las componentes de alta frecuencia dejando pasar las de baja frecuencia, idealmente sólo la fundamental. La frecuencia de corte de un filtro LC se determina como:

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \text{ rad/s} \quad (3.6.3)$$

Además, se define el factor de calidad como la medida de lo aguda que es la resonancia del filtro en su frecuencia de corte como:

$$Q = \frac{R}{\omega_0 L} \quad (3.6.4)$$

4. DISEÑO DE UN GENERADOR MAREOMOTRIZ GENÉRICO PARA LA ZONA AUSTRAL DE CHILE

En esta sección se presenta el diseño de un generador mareomotriz pensado especialmente en las necesidades de la zona austral de Chile.

Primero, se determinan las características del recurso energético marino en torno al cual se diseñará el generador mareomotriz. Luego, se precisa una demanda eléctrica tomando en cuenta la situación particular de un asentamiento aislado en la zona de desembocadura del río Cholgo, que actualmente no tiene acceso a la red eléctrica interconectada y genera su suministro eléctrico con un grupo generador diesel.

Después, se profundiza en las características del diseño y se presentan los parámetros que representarán a los componentes reales en un modelo computacional. Este modelo muestra el funcionamiento del sistema diseñado implementando los controles.

Uno de los propósitos del modelo computacional es demostrar el correcto funcionamiento de los controles implementados, es decir, que se mantengan las revoluciones del eje de la turbina en su óptimo y que la carga y descarga de la batería ocurra en los momentos adecuados sin sobrepasar el rango de carga que optimiza su vida útil, sin desperdiciar energía aprovechable.

Otro de los propósitos del modelo computacional es que entregue los valores de eficiencia para los diferentes elementos del sistema ante diferentes condiciones de operación. Estas eficiencias son ingresadas a otro modelo del generador mareomotriz, confeccionado especialmente para realizar simulaciones de largos periodos de tiempo (días), con el propósito de demostrar el correcto suministro de la demanda.

Una vez que se tenga el sistema generador determinado, se diseñará la estructura que dará forma al generador.

4.1 Recurso de corriente mareomotriz en la zona austral de Chile

En la zona austral de Chile, los movimientos de las masas de agua oceánica contienen un gran potencial energético. Además, su comportamiento es altamente predecible debido a

la dependencia que tienen con los movimientos de la Luna y el Sol (Stewart, 2008, Cruz et al., 2009).

Como las mareas son el resultado de la atracción gravitacional generada por la Luna y el Sol, su comportamiento tiene componentes cíclicos que pueden descomponerse en un conjunto de ondas sinusoidales, las cuales tienen diferentes magnitudes y periodos. Estas ondas sinusoidales se pueden agrupar según su periodo en ciclos semidiurnos, en ciclos diurnos y en ciclos de periodo largo aproximadamente quincenal, mensual y semestral.

Además de la Luna y el Sol, la geografía marina también influye en las mareas. Esta influencia es imperceptible en mar abierto pero muy importante en zonas de canales como en la que se basa este trabajo (Aiken, 2008, Cáceres et al., 2003).

La Figura 4.1.1 muestra un ejemplo del comportamiento de las mareas para un periodo de 30 días. Para su confección se utilizaron los periodos entregados por Stewart (Stewart, 2008) para mar abierto y las magnitudes entregadas por Aiken (Aiken, 2008) para la zona del Golfo de Ancud (Figura 4.2.1) salvo las magnitudes de las ondas con periodos quincenal y mensual las cuales fueron tomados también de Stewart (No incluye semestral). Esta figura deja en evidencia la variabilidad diaria en las magnitudes de las mareas y, por lo tanto, de la energía disponible en las corrientes producidas por estas.

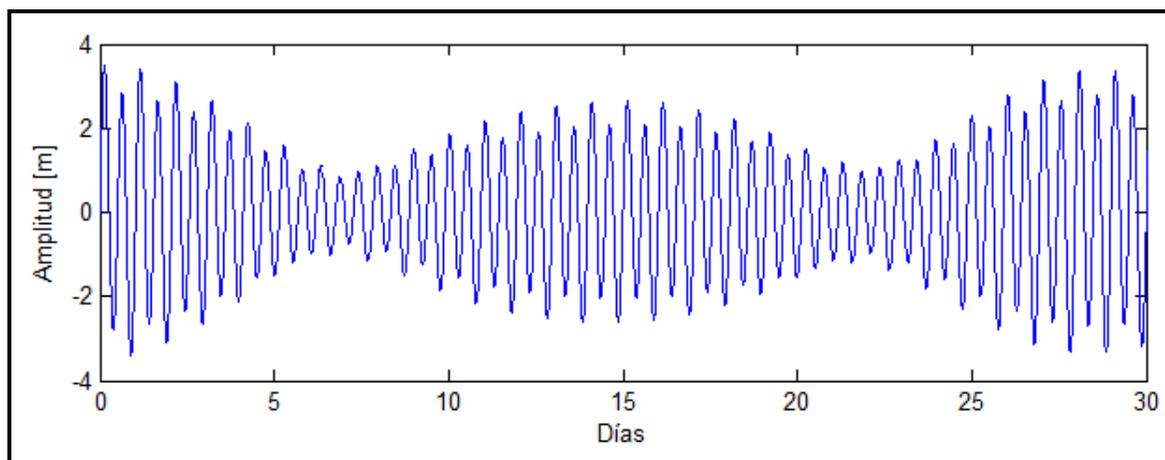


Figura 4.1.1: Ejemplo de la evolución de la marea.

Sin embargo, para la zona de la desembocadura del río Cholgo no se tienen datos oficiales de mareas y los modelos creados para la zona demuestran perder eficacia en la

cercanía de la costa (Aiken, 2008, CIMAR, 1999). Debido a esto se utilizará una estimación entregada por un residente local de la zona de la desembocadura del río Cholgo. Su estimación corresponde a una magnitud de velocidad de corriente promedio y máxima de 1,3 m/s y 1,8 m/s respectivamente. Además, con un propósito práctico, se asumirá para la evaluación una forma de onda compuesta de una sinusoidal pura, de magnitud constante y periodo semidiurno (12Hrs).

Ahora, según la teoría presentada en la sección 2.2, la energía máxima se define por la ecuación:

$$P_{den} = 0,5\rho Av^3 \quad W \quad (4.1.1)$$

Donde $\rho = 1.024 \text{ kg/m}^3$ (Stewart, 2008) es la densidad del fluido, $A \text{ m}^2$ es el área de control y $v \text{ m/s}$ es la velocidad del flujo. Luego la potencia removible por unidad de área, basada en la variación de corriente mareomotriz definida, se muestra en la Figura 4.1.2.

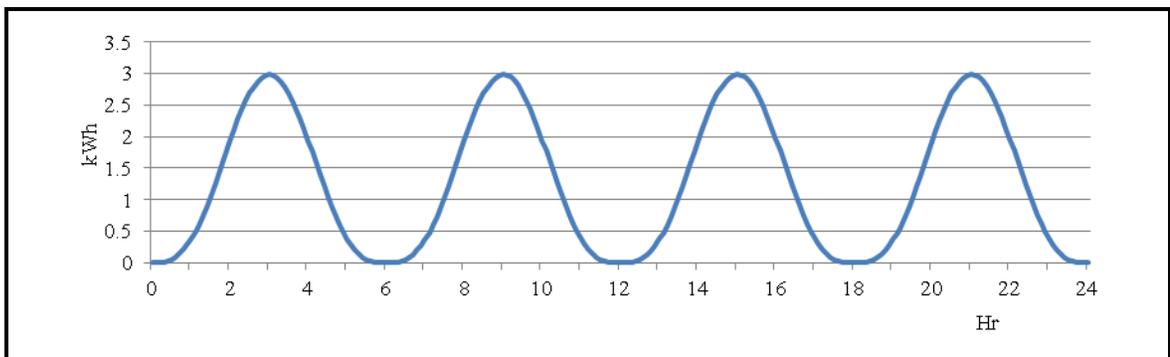


Figura 4.1.2: Forma de onda representando la energía disponible en un lapso de 24 Hrs, tomando en cuenta una velocidad de flujo máxima igual a 1,8 m/s y un periodo de 12 Hrs.

Entonces, la potencia máxima por unidad de área alcanza los 3.000 W/m^2 mientras que, la potencia disponible promedio para extraer es $P_{avg} = 1.246 \text{ W/m}^2$ (Burton et al., 2001). Esto proporciona un factor de planta de 41%.

se caracteriza por una precipitación anual de 1.890 mm, siendo el mes de Junio el más lluvioso con 277 mm. No existe estación seca (Gastó et al., 2000).

La geografía del sector costero se caracteriza en general por que la línea de las costas se encuentra limitada por pendientes abruptas, que configuran cerros de hasta 1.500 metros sobre el nivel del mar. En este sector las playas son muy angostas y escasas. La profundidad del mar sobrepasa los 300 metros. En general, el fondo marino es muy plano, lo que provoca que las mareas alcancen desarrollos y amplitudes muy altas (Gastó et al., 2000).

Por su parte, el suministro de energía eléctrica en muchos lugares no es permanente y su costo es alto, lo que limita las actividades de la zona (Gastó et al., 2000). La misma capital de la comuna de Hualaihué, Hornopirén, debe suplir su demanda por medio de generadores diesel con grandes costos de operación (CNE, 2011).

2.4.1 Antecedentes energéticos en la zona de desembocadura del río Cholgo

Como ya se indicó, en la zona de la desembocadura del río Cholgo viven 31 familias distribuidas en 395 ha en la cercanía de la costa. Tomando en cuenta un consumo promedio de 125 kWh/mes/hogar (GobiernoChile, 2006) (174 Wh/hora/hogar) se determina un requerimiento promedio de 5.394 Wh/h.

En estos momentos los requerimientos de la zona de desembocadura del río Cholgo se encuentran parcialmente cubiertos por dos grupos electrógenos a los que se le unirá próximamente una turbina hidráulica de pasada.

Las características de los grupos electrógenos que podrían utilizarse se detallan a continuación:

- Grupo LUREYE: grupo electrógeno con capacidad de 20 kVA conectado a una red de 220 V que alimenta 10 hogares. Lleva 8 años en servicio con operación restringida a horarios desde las 19:00 a las 23:00 hrs en verano y desde las 17:00 a las 23:00 o 24:00 hrs en invierno mostrando ser una máquina confiable. Su operador, recibe

un sueldo municipal de CH\$130.000 por sus servicios. A esto se le agrega una cuota mensual que paga cada hogar conectado que asciende a CH\$13.000. Por otro lado, el consumo promedio de diesel es de 3,5 a 3,8 Lt/hr. Utilizando el valor del diesel en el servicentro más cercano CH\$559/Lt (Hornopirén 05/03/2010) y un costo de transporte de CH\$10.000, los gastos mensuales ascienden a CH\$254.842 en verano y CH\$407.868 en invierno. Claramente este sistema conduce a pérdidas económicas para su operador o un recorte de suministro eléctrico.

- Grupo FG WILSON: grupo electrógeno trifásico con capacidad de 44 kVA conectado a las 4 casas del complejo salmonero. Su función se centra en la alimentación de todo proceso que se lleve a cabo en el criadero, el cual a la fecha se encuentra detenido. Su operador, lo enciende alrededor de 10 horas diarias con un consumo de 13,5 Lt/hr. El suministro de diesel se realiza con barcos que lo distribuyen entre todas las instalaciones de la empresa salmonera, con ello, el costo estimado del diesel asciende a los CH\$1.000/Lt según el señor Godoy.

4.3 Diseño de la turbina

Ya con las características del recurso energético y la demanda eléctrica determinadas, se procede a diseñar el generador mareomotriz, comenzado por la turbina.

Para ello es necesario tomar en cuenta que, tal como se mencionó en la sección 2.4.1, la demanda promedio del sector es 5.394 Wh y, como se determina en la sección 4.1, la densidad promedio de potencia dentro de un ciclo es 1.246 W/m^2 .

Ahora, ante la demanda promedio ya determinada, si se asumen eficiencias eléctrica (generador, rectificador, línea DC, baterías e inversor) y mecánica del orden de 0,74 y 0,8 respectivamente, se debe obtener una potencia promedio de 9.111,5 W en el eje del rotor.

Luego, con la densidad promedio de potencia determinada y una eficiencia estimada de la turbina del 0,48 (Azzouz et al., 2010), el área barrida por la turbina, conforme a la teoría presentada en la sección 3.2.3, debe ser igual a:

$$\frac{P}{D_p} = \frac{9.111,5}{0,48 \cdot 1.246,3} = 18,22 \quad m^2$$

Ya que la turbina es de área circular, el radio deberá ser igual a:

$$A = \pi R^2 \Rightarrow R = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{18,22}{\pi}} = 2,41 \quad m$$

A continuación, en la Figura 4.3.1, se observa la curva de potencia de esta turbina ante diferentes velocidades de corriente mareomotriz. Se utiliza el coeficiente de potencia máximo de 0,48 representativo de la curva característica presentada en la sección 3.2.3. Se puede ver que la potencia máxima extraída alcanza los 26 kW para una corriente de flujo de 1,8 m/s, mientras que, ante magnitudes de flujo menores a 0,4 m/s la obtención de potencia es prácticamente nula.

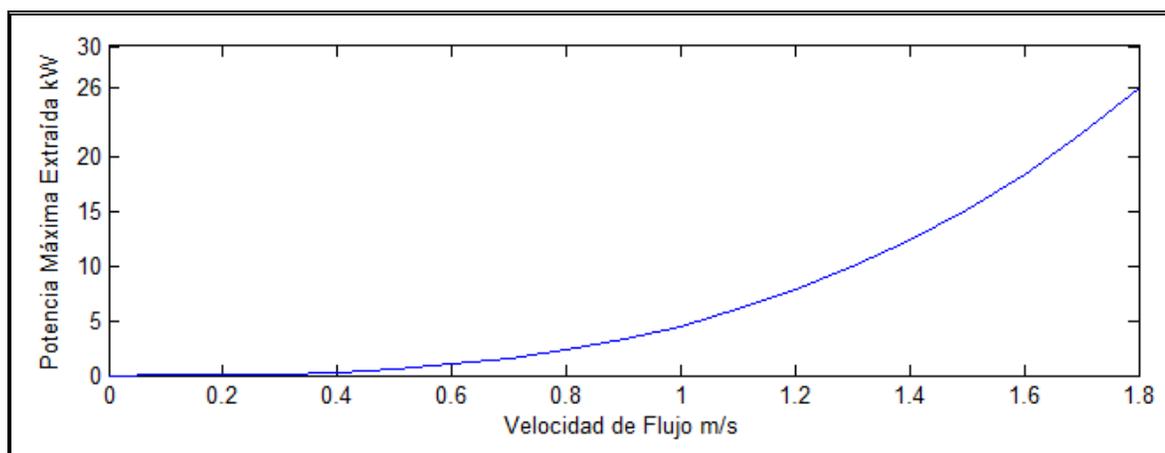


Figura 4.3.1: Potencia máxima extraíble por medio de la turbina determinada.

4.4 Diseño de la transmisión mecánica

La transmisión mecánica para la turbina propuesta tiene como objetivo entregar la potencia al alternador a una velocidad de giro de hasta 500 rpm, ya que, como se verá más adelante, el generador que se utiliza en éste diseño mejora sustancialmente su eficiencia a velocidades de giro mayores a 100 rpm (ALXION, 2001). Es importante sin embargo, mencionar que hoy se pueden adquirir generadores de imanes permanentes con un gran número de polos, lo que permitiría eliminar la transmisión mecánica (caja de engranajes). Con un gran número de polos, el generador puede generar eficientemente a muy bajas velocidades (menores a 100 rpm) sin necesidad de transmisión mecánica, con el consiguiente aumento de eficiencia del sistema.

4.5 Diseño eléctrico

El objetivo del sistema eléctrico es tener la capacidad de manejar la potencia generada y el consumo de la demanda de la manera más óptima. En esta sección, se determinan los parámetros más relevantes de cada componente del sistema eléctrico. Estos componentes serán elegidos a partir de las exigencias de operación bajo las cuales operarán. A continuación se desarrolla la elección de componentes.

5.4.1 El generador

El generador debe ser capaz de recibir la potencia mecánica en su eje y transformarla a potencia eléctrica de la manera más eficiente.

Como ya se determinó en la sección 4.3, la potencia máxima que aporta la turbina es de 26 kW. Asumiendo que existe transmisión mecánica con una eficiencia de 80%, la potencia máxima que recibe el generador es $P_{maxg} = 21$ kW.

Además, como ya se determinó en la sección 4.4 la velocidad angular del eje de rotor del generador alcanza 500 rpm ante la máxima velocidad de flujo.

Por lo tanto, se elige el generador de imanes permanentes modelo 500STK3M presentado en (ALXION, 2001), el cual cumple con los requisitos de potencia y

revoluciones de operación. Su eficiencia máxima alcanza 93% y se mantiene sobre el 80% a partir de 150 rpm. Sus características se muestran en la Tabla F. 1.

5.4.2 Convertidor AC/DC

Como ya se ha mencionado, el convertidor AC/DC es de tipo frente activo y consta de 6 interruptores IGBT con sus respectivos diodos.

Las condiciones de operación de cada interruptor se encuentran determinadas por la corriente de línea y por el voltaje del enlace DC. Por lo tanto, las condiciones máximas de operación que debe soportar un interruptor junto con su diodo son:

$$\begin{aligned} i_{max} &= 100 && \text{A} \\ v_{max} &= 700 && \text{V} \end{aligned}$$

Por lo tanto, se utilizará la parte número 6MBi150U4B-120-50 que corresponde a un integrado de 6 IGBT con sus diodos en antiparalelo. Cada IGBT soporta un potencial de bloqueo de 1200V y puede conducir hasta 150A de corriente de colector, cumpliendo con los requerimientos. Además, se utiliza un condensador de 1mF en el lado continuo del rectificador, antes de la línea de transmisión DC, para estabilizar el voltaje. Sus características se muestran en la Tabla F. 2.

5.4.3 Línea DC y Banco de baterías

La línea que conecta la salida del segundo convertidor con el enlace DC donde se encuentran las baterías y el inversor, debe ser capaz de transmitir una potencia de $P_{maxDc} = 18 \text{ kW}$ a 600 V con una eficiencia aceptable. Se estima que tendrá un largo de 500 metros en la mayoría de los casos. Si se escoge un cable AWG6 con diámetro 4,1 mm se tiene una capacidad de corriente de 38 A. Valor suficiente si la corriente máxima es 32 A.

El banco de baterías debe tener un voltaje nominal cercano a 600 V y aceptar una corriente continua de carga de 32 A sin dañarse. Asumiendo que cada batería entrega 12

V, se necesitarán 50 de ellas conectadas en serie. Las baterías elegidas son de tipo Iones de Litio ya que presentan mejores prestaciones eléctricas.

La regulación de voltaje será realizada por la batería y el convertidor AC/DC, la batería determinará el voltaje al final de la línea de transmisión, dependiendo de su estado de carga y el convertidor AC/DC impondrá el voltaje al inicio de la línea de transmisión, dependiendo de la potencia que se transmita.

5.4.4 Inversor monofásico de puente completo

El inversor monofásico de puente completo debe suplir una demanda máxima de 15 kW a 220 V_{rms} y 50 Hz. Si se considera carga resistiva, la corriente RMS máxima será 68 A_{rms}. Con la corriente calculada, asumiendo un voltaje constante de 600 V en el lado continuo y la ecuación de corriente continua presentada en la sección 3.6, se obtiene una corriente máxima en el lado continuo de:

$$i_{DCmax} = 50 \quad A$$

Por lo tanto, se utilizará la parte número DL2G75SH12A que corresponde a un integrado de dos IGBT con sus respectivos diodos en antiparalelo. Cada IGBT soporta un potencial de bloqueo de 1200V y puede conducir hasta 100A de corriente de colector, cumpliendo con los requerimientos. Se incluye un condensador de 10mF en el lado continuo para mantener el voltaje estable. Las características de los componentes se detallan en la Tabla F. 3.

4.6 Modelo computacional detallado del sistema

El modelo detallado del sistema definido se implementó en Matlab Simulink ® con el propósito de determinar los controles asociados y verificar la correcta operación. Este modelo toma la teoría presentada en la sección 3 y los parámetros de cada elemento, encontrados anteriormente en esta sección.

El modelo se compone de 7 partes: el sistema mecánico (turbina y engranes), el generador de imanes permanentes, el rectificador de frente activo, el enlace en continua (línea 600 VDC, banco de batería), el inversor con su filtro, la carga y los controles asociados. El sistema completo se observa en la Figura 4.6.1.

La turbina se modela como una tabla de consulta, la cual obtiene los datos definidos a partir del modelo de la sección 2. Esta tabla de consulta recibe tanto la velocidad del flujo como la velocidad angular del eje de la turbina. Con esos datos entrega un valor de torque.

El torque generado por la turbina se propaga a través de un multiplicador que contiene la eficiencia de la caja de engranes y la razón de cambio. Luego ingresa al generador de imanes permanentes como torque en el eje de rotor.

El generador de imanes permanentes consiste en el modelo que contiene la librería de Matlab Simulink ®. Este modelo es el mismo presentado en la sección 3. De aquí se extrae la velocidad angular del eje para retroalimentar a la turbina a través de la relación de cambio inversa de la caja de engranes. Además, la velocidad angular ingresa al control del rectificador de frente activo donde se realiza el seguimiento del punto de máxima eficiencia. Finalmente, se extraen los datos de voltaje y corriente trifásica generados. Estos datos ingresan al rectificador.

El enlace de continua contiene en su entrada resistencias que simulan el efecto de la línea de 600 Vdc. Luego se encuentra conectado en paralelo el banco de baterías.

El banco de baterías consiste en el modelo proporcionado por la librería del programa que es similar al modelo entregado en la sección 3. Este modelo se configura como tipo de batería de Iones de Litio con un voltaje nominal de 600 Vdc y una capacidad de 150 Ah. Su conexión al enlace de continua se realiza a través de un diodo, en el caso de la carga, y un diodo e interruptor, en el caso de descarga. Este interruptor cumple la función de evitar que se ocupe la energía de la batería cuando la generación es suficiente.

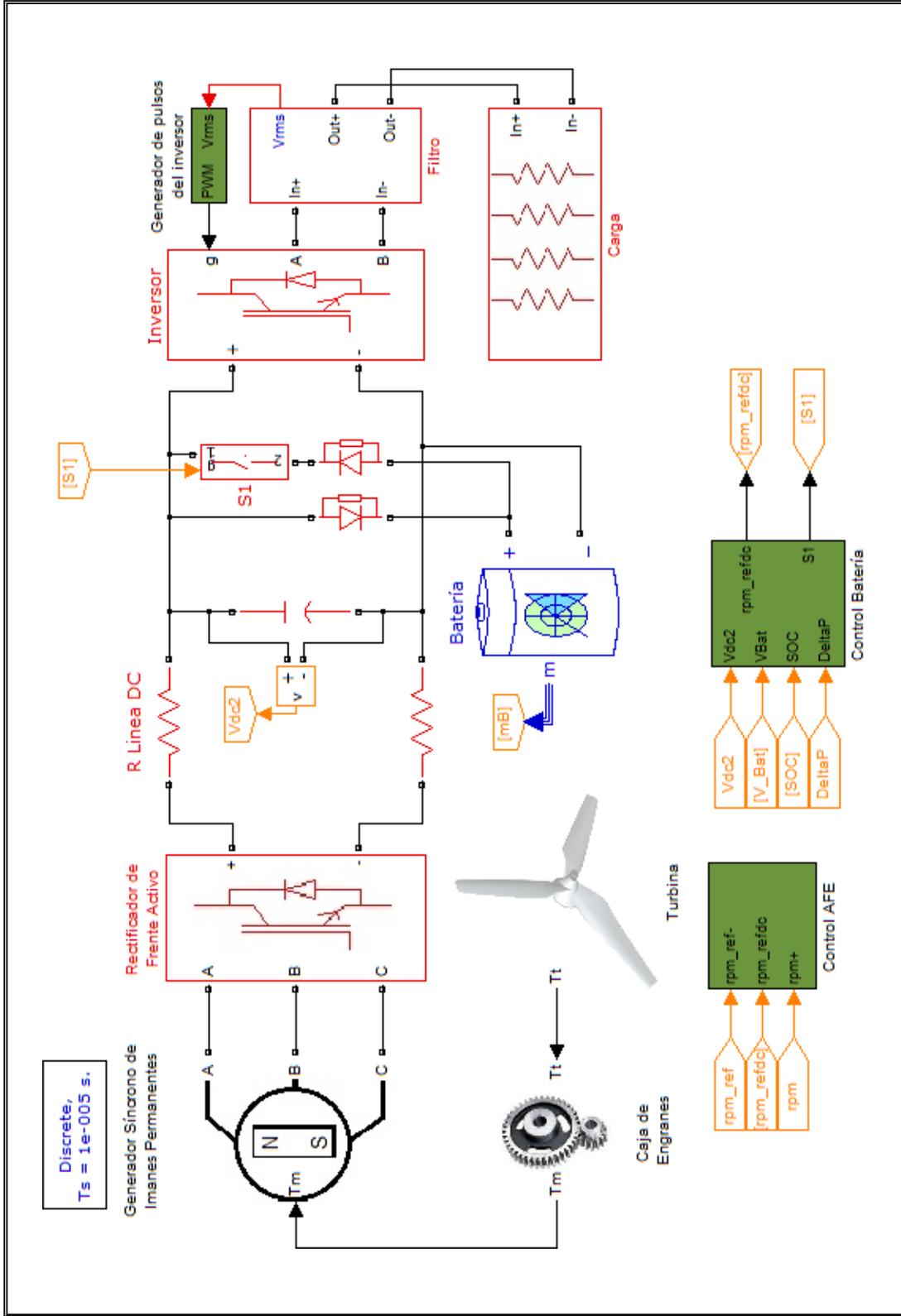


Figura 4.6.1: Modelo computacional del sistema completo.

El inversor se realiza con el modelo de puente universal contenido en la librería del programa. Se configura con 2 brazos y compuertas tipo IGBT más diodos, constituyendo el inversor monofásico de puente completo que se requiere. El control de las compuertas se realiza con señales PWM bipolares generadas mediante una onda sinusoidal modulada. La modulación se determina con un control proporcional integral que lleva a cero el error entre el voltaje RMS de referencia y el voltaje RMS medido a la salida del filtro. El filtro de salida para obtener una onda sinusoidal lo constituyen una inductancia en serie y un condensador en paralelo.

La carga se compone de 4 resistencias en paralelo que se conectan y desconectan para conformar la potencia de carga que se quiere simular. Las potencias consumidas por cada una son 1,5 kW, 3 kW, 6 kW y 12 kW.

Los controles asociados al rectificador de frente activo y a la operación del banco de baterías son 2: control de la velocidad angular del eje del generador y control de conexión/desconexión del banco de baterías y desvío de la velocidad angular de referencia para no sobrecargar las baterías. Ambos controles se realizan mediante lógica difusa debido al mejor rendimiento dinámico mostrado en comparación con el control PID tradicional ante sistemas no lineales, de amplio rango de operación y con variación de parámetros (Sooraksa and Guanrong, 2002, Obaid et al., 2010, Chen and Pham, 2001, Minh et al., 2011). A continuación, se especifican las características de cada uno.

6.4.1 Control de la velocidad angular del eje del generador.

El control de la velocidad angular del eje del generador se realiza mediante lógica difusa. La implementación en Matlab Simulink ® se muestra en la Figura 4.6.2.

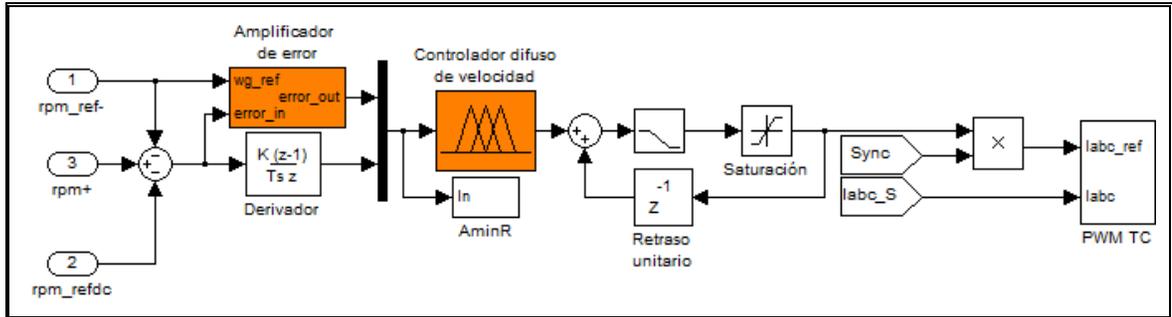


Figura 4.6.2: Control de la velocidad angular del eje del generador.

En la figura anterior se observa que el control tiene 3 variables de entrada y una de salida (salida del bloque 'saturación'). Las variables de entrada son la velocidad angular de referencia, la velocidad angular actual y el desvío de la velocidad angular de referencia, todas con respecto al rotor del generador. Estas entradas componen las señales de error de velocidad y de velocidad de cambio de este error. La señal de error es amplificada proporcionalmente a la relación que hay entre la velocidad angular máxima de referencia y la velocidad angular de referencia actual. Esto se realiza para no perder efectividad en el control difuso, ante bajas velocidades de operación. Las señales de error amplificado y de velocidad de cambio del error (sin amplificar) ingresan al control difuso. La salida del control difuso entrega un valor entre -5 y 5, dependiendo de la acción que decidió tomar el control. Valores negativos significan una disminución de la magnitud de corriente de referencia y valores positivos un aumento. Este valor es agregado al valor acumulado de la corriente de referencia. Esta magnitud es multiplicada por señales sinusoidales sincronizadas con el voltaje del generador, conformando las corrientes de referencia para las 3 fases. Estas corrientes de referencia ingresan junto con las corrientes de fase actuales al generador PWM en base a portadora triangular.

6.4.2 Control de la operación de la batería.

El control de la conexión y desconexión de la batería se implementa mediante lógica difusa en conjunto con el desvío de la velocidad angular de referencia. La implementación en Matlab Simulink® se muestra en la Figura 4.6.3.

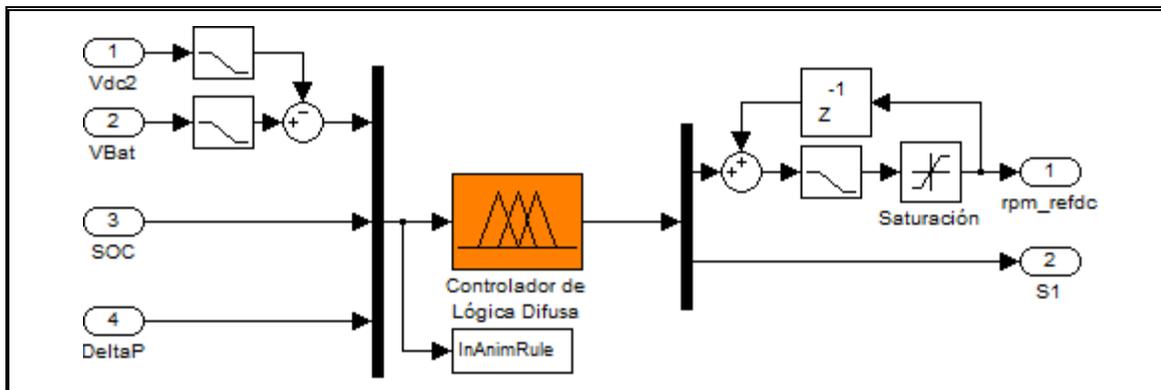


Figura 4.6.3: Control de conexión/desconexión del banco de baterías y desvío de la velocidad angular de referencia.

Este control recibe 4 entradas: el voltaje del enlace DC (V_{dc2}) el voltaje en los terminales de la batería (V_{Bat}), el estado de carga de la batería (SOC) y la diferencia entre las potencias generada y consumida (ΔP). Ambas señales de voltaje conforman la señal de diferencia de voltajes, la cual ingresa al control difuso en conjunto con el estado de carga de la batería y el diferencial de potencias generada y consumida. Utilizando el estado de carga de la batería y el diferencial de potencias se determina si se permite la descarga de la batería, el requisito para esto es que el primer factor sea superior a 20% y que el segundo factor sea negativo, en cualquier otro caso la batería no puede entregar energía. Utilizando el diferencial de voltajes, el estado de carga de la batería (entregado por el modelo de simulink de la batería) y el diferencial de potencias se determina si el desvío de la velocidad angular de referencia aumenta o disminuye a cero. Para que la desviación de la referencia aumente se debe cumplir que el voltaje del enlace DC sea mayor al voltaje de la batería, que el diferencial de potencias sea positivo y que el estado de carga de la batería sea igual o mayor a 95%. Si, el diferencial de potencias es negativo y/o el estado de carga de la batería es menor a 95%, la desviación de la velocidad angular de referencia decaerá rápidamente a cero, con lo cual el sistema seguidor de máxima potencia recobrará la operación de la turbina en su velocidad óptima. Las salidas del control difuso son las señales de desviación de la velocidad angular de referencia rpm_refdc y de cierre o apertura del interruptor $S1$.

6.4.3 Simulación y resultados del modelo computacional detallado.

Para comprobar la correcta operación del modelo y la efectividad de los controles se realiza una simulación de 20 segundos implementando variaciones rápidas de velocidad de flujo y de demanda. A modo de aclaración, las variaciones de velocidad de flujo reales son lentas y continuas pero, la correcta operación del sistema simulado ante variaciones rápidas de velocidad de flujo demuestra su gran efectividad ante condiciones reales.

En un comienzo, el estado de carga de la batería es 95% y el generador con la turbina se encuentran girando a la velocidad de referencia mientras que el resto del sistema se encuentra detenido. La batería esta desconectada y no hay voltaje en la línea alterna. Una carga de 3 kW (a 220 Vrms) está conectada. La velocidad de flujo inicial es 1,3 m/s. Al 4° segundo la carga aumenta hasta los 15 kW. Al 8° segundo la velocidad del flujo cae a 0,3 m/s. Al 12° segundo la carga cambia a 6 kW. Finalmente, al 16° segundo la velocidad de flujo aumenta hasta 1,8 m/s. Las Figura 4.6.4 a Figura 4.6.7 muestran el comportamiento del sistema.

La Figura 4.6.4 muestra la potencia generada por la turbina y la potencia requerida por la carga. El cambio de la potencia generada es paulatino ya que el cambio en la corriente se realizó en un periodo de 2 segundos. Mientras que el cambio de la carga es instantáneo. Se puede observar como la potencia generada por la turbina entre los segundos 0 y 4 es menor a la potencia generada entre los segundos 4 y 8 a pesar que la velocidad del flujo se mantiene constante. Este es el efecto del desvío de la velocidad de referencia, el cual obliga a la turbina a operar fuera de su óptimo, desviando la velocidad angular de referencia hasta que la potencia generada iguala a la potencia consumida más las pérdidas.

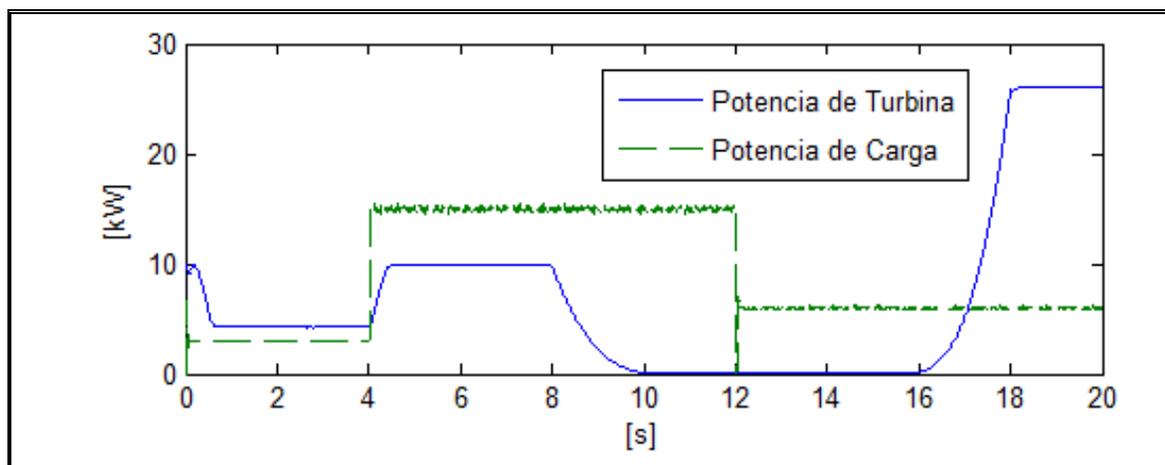


Figura 4.6.4: Potencias generada y consumida.

La Figura 4.6.5 y la Figura 4.6.6 muestran como se desvió al sistema del punto de máxima eficiencia para controlar la generación excedente y así evitar sobrecargar la batería entre el inicio y el 4° segundo de la simulación. El resto del tiempo de simulación el sistema siguió de cerca a la referencia que marca el punto de máxima eficiencia.

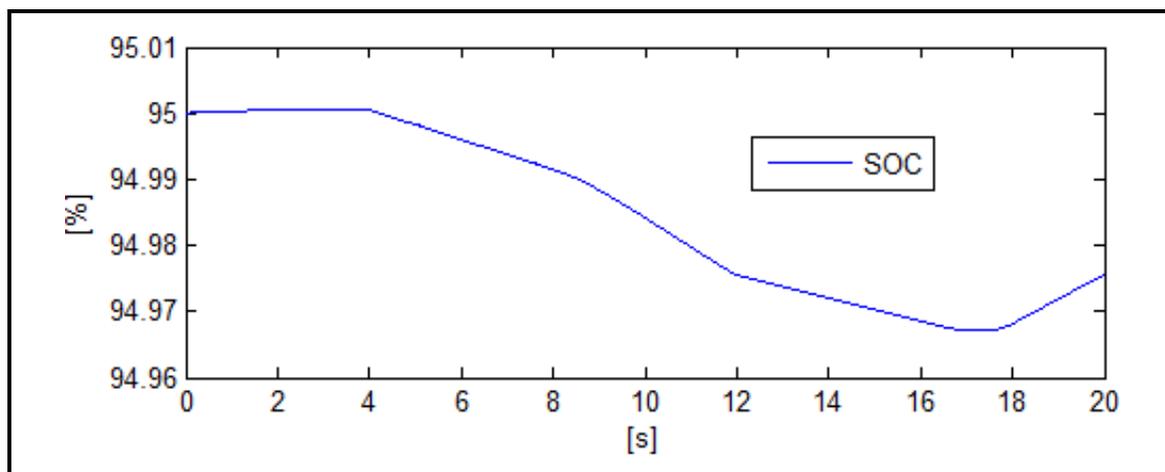


Figura 4.6.5: Estado de carga de la batería.

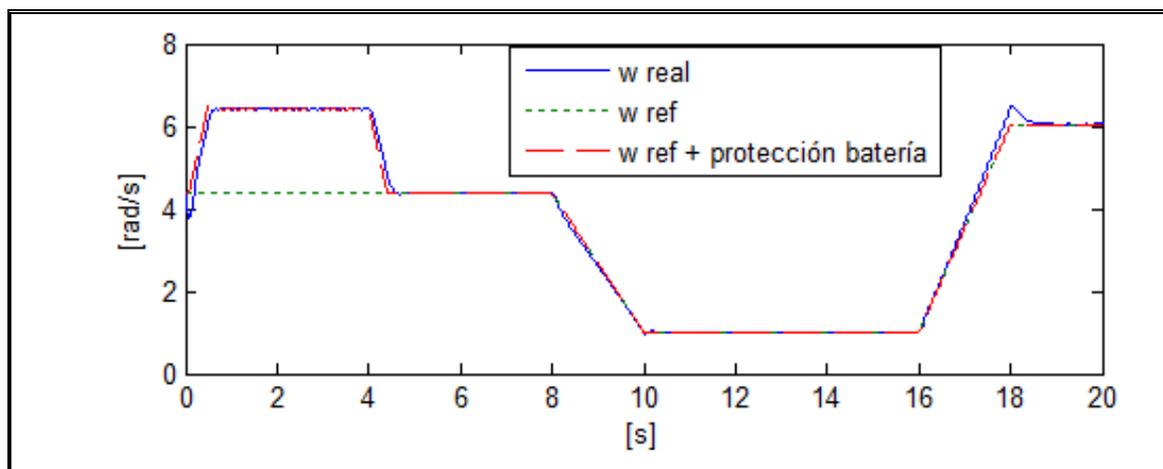


Figura 4.6.6: Eje rotórico de la turbina siguiendo la referencia de velocidad angular y su desviación.

Finalmente, la Figura 4.6.7 muestra los voltajes del enlace DC y de línea alterna. Se observa que el comportamiento es bastante estable. La variación en la línea AC se debe a la rápida disminución de la carga.

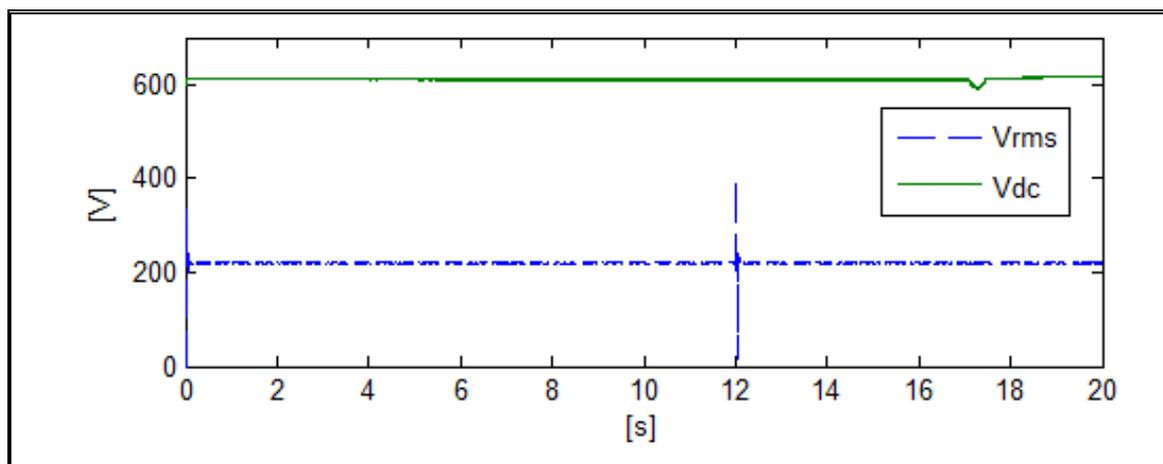


Figura 4.6.7: Voltaje del enlace DC (V_{dc}) y de la línea alterna (V_{rms}).

Como el sistema prueba funcionar correctamente, se evalúan las eficiencias de cada etapa, con el propósito de ingresarlas a un modelo promediado, el cual sirve para comprobar la suficiencia de este diseño ante una carga dada, dentro de un largo lapso temporal. Las etapas evaluadas son: lado generador (turbina hasta línea dc), batería e inversor. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 4.6.1: Resultados de eficiencia obtenidos desde el modelo detallado.

| Generación [W] | | Eficiencia |
|----------------|--------|------------|
| 0,5% | 121 | 64,5% |
| 10,0% | 2.654 | 70,6% |
| 100,0% | 26.089 | 67,1% |
| Carga [W] | | Eficiencia |
| 0,5% | 85 | 70,2% |
| 10,0% | 1.508 | 97,2% |
| 100,0% | 14.996 | 97,1% |
| Batería | | Eficiencia |
| | | 99,0% |

4.7 Modelo computacional promediado del sistema

Para obtener el comportamiento del sistema en un periodo de tiempo más largo, se produce un modelo simplificado basado en las eficiencias del modelo detallado. Este modelo, desarrollado en Matlab Simulink ®, puede observarse en la Figura 4.7.1.

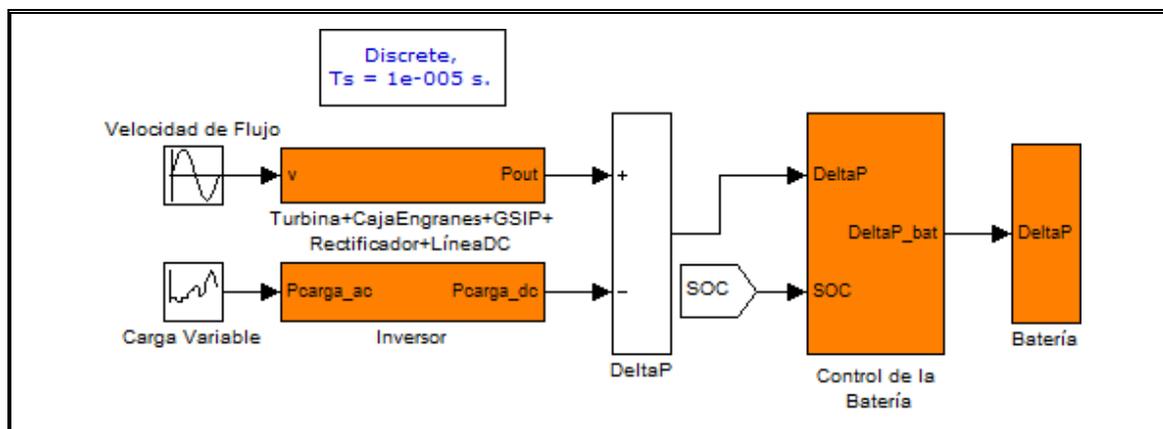


Figura 4.7.1: Modelo simplificado del sistema.

Este modelo utiliza las eficiencias presentadas en la Tabla 4.6.1 para representar las pérdidas del sistema. Está compuesto de 4 secciones.

La primera sección se compone de la turbina, la transmisión mecánica, el generador de imanes permanentes, el rectificador AC/DC y la línea DC. Utiliza la potencia generada

por la turbina para estimar la potencia entregada en el enlace DC, mediante la eficiencia resultante del modelo completo. La potencia generada por la turbina es multiplicada por esta eficiencia.

La segunda sección representa al inversor. Divide la potencia requerida en la carga por la eficiencia que muestra el inversor ante esa condición de operación. Representa la demanda equivalente en el enlace DC.

La tercera sección maneja las diferencias de potencia entre generación y carga (*Delta Potencia*). Cuando *Delta Potencia* es positivo y el estado de carga de la batería (*SOC*) se encuentra debajo de 95% la batería se carga. Cuando *Delta Potencia* es negativo y el *SOC* es mayor a 20% la batería se descarga. En otros casos, *Delta Potencia* es desperdiciada por el desvío de la velocidad angular de referencia (*PDes*) o representado como energía que no fue suministrada (*PFalla*).

La cuarta sección es la batería. Acumula la potencia recibida por el control luego de multiplicarla por la eficiencia de la batería.

Además, la demanda es modelada como una curva de carga variable que sigue el comportamiento típico diario, teniendo un consumo promedio de 5.394 Wh. La demanda se puede observar en la Figura 4.7.2 junto con la potencia generada.

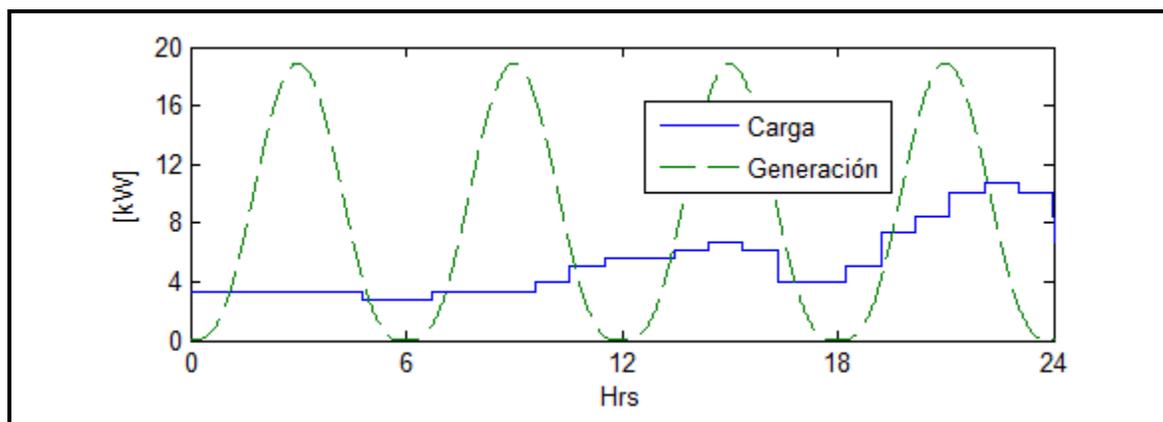


Figura 4.7.2: Potencias generada y consumida representadas en el enlace DC del modelo simplificado.

Este modelo simplificado provee información sobre el estado de carga de la batería en largos periodos de tiempo. El principal resultado esperado, es que la batería nunca se

agote, probando que el sistema es suficiente para suplir la demanda local. La Figura 4.7.3 muestra este resultado en un periodo de 5 días. En ella se observa que el *SOC* nunca baja del 50%; esto significa que el sistema es capaz de suplir la demanda energética.

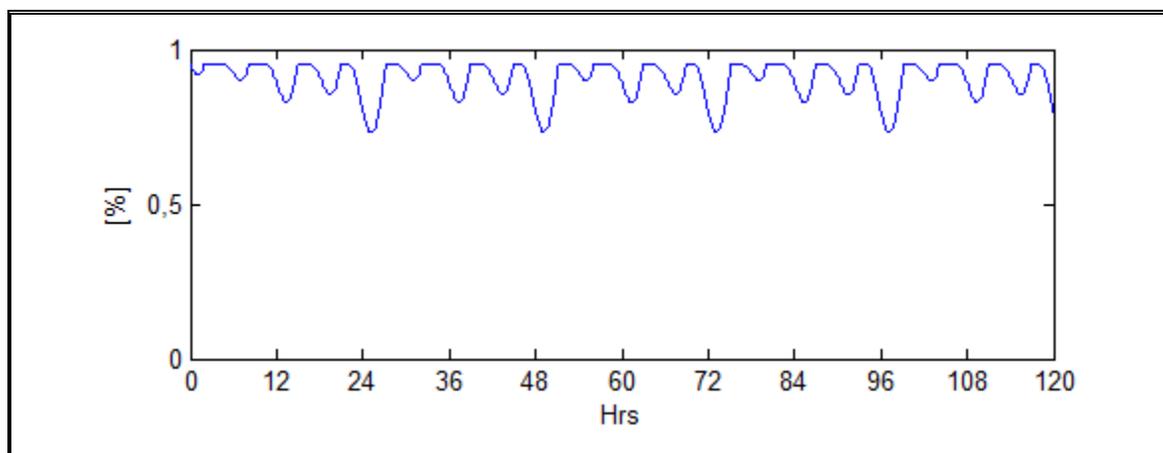


Figura 4.7.3: Estado de carga de la batería en el modelo simplificado.

Finalmente, la Figura 4.7.4 muestra la cantidad de potencia desperdiciada (*PDes*) y la potencia que no fue suministrada (*PFalla*). Se observa que no existe falta de suministro, e incluso, existe generación sobrante.

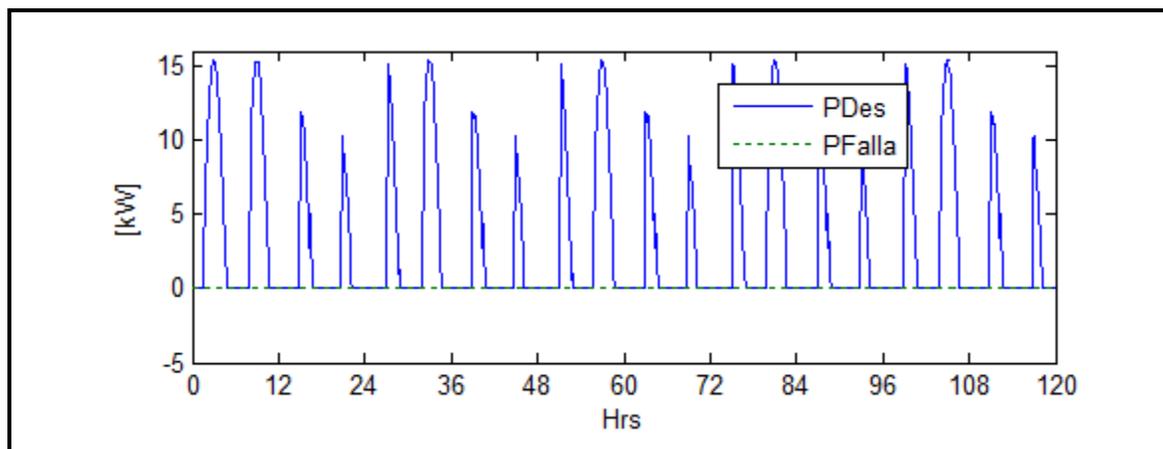


Figura 4.7.4: Potencia perdida y potencia no suministrada debido a sobre generación y baja reserva en baterías respectivamente.

4.8 Diseño de la estructura del generador

Como ya se mencionó, el generador debe ser fácil de transportar e instalar, por lo tanto la estructura se diseñará como una plataforma flotante anclada por medio de cables que contenga tanto el sistema mecánico (turbina, transmisión, caja de engranes) como el sistema eléctrico (generador, rectificador). De esta manera se evita la complejidad del transporte terrestre de la zona (Gastó et al., 2000) y se reduce el espacio de carga necesario en el transporte marítimo ya que la plataforma será remolcada. La no utilización de obras civiles en profundidad reduce ampliamente los costos ya que la obra de anclaje será mínima comparativamente (HoidroGen, 2012). Además, este diseño no afecta al medio marino, ni en lo que respecta al movimiento natural de los sedimentos ni a las migraciones de las especies acuáticas. Tampoco modifica el cauce del canal, no altera el paisaje y no conlleva la inundación de parte alguna de la ribera, por lo tanto, el impacto medioambiental es mínimo.

Por otro lado, si bien el diseño de plataforma flotante trae consigo la simplicidad mencionada, también deja al generador expuesto a las turbulencias marinas de la superficie (tormentas, oleajes significativos). Sin embargo, dentro de la zona de canales existe suficiente resguardo para que el factor climático no sea un problema (Gastó et al., 2000).

La conexión eléctrica a tierra se realiza por medio de dos cables paralelos instalados en un puente flotante compuesto por boyas ancladas al fondo a través de pesos muertos. Los materiales necesarios para su construcción son de fácil obtención, reduciendo costos de logística.

La apariencia final se observa en las figuras a continuación. La Figura 4.8.1 muestra el sistema completo con la balsa, el cable puente flotante y la estación en tierra mientras que, la Figura 4.8.2 muestra el detalle de la balsa donde se encuentra el generador.

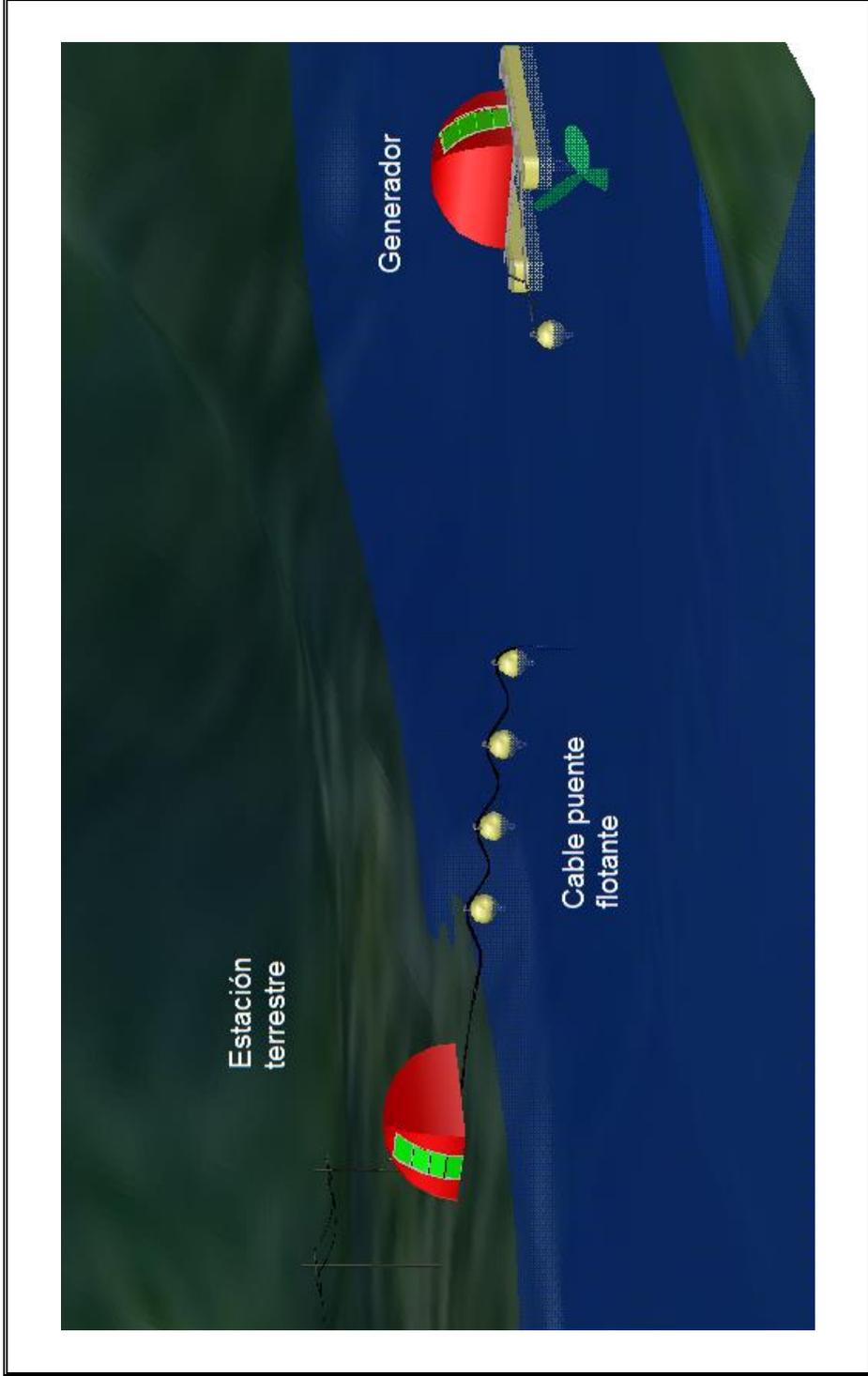


Figura 4.8.1: Apariencia final esperada del sistema generador mareomotriz propuesto.

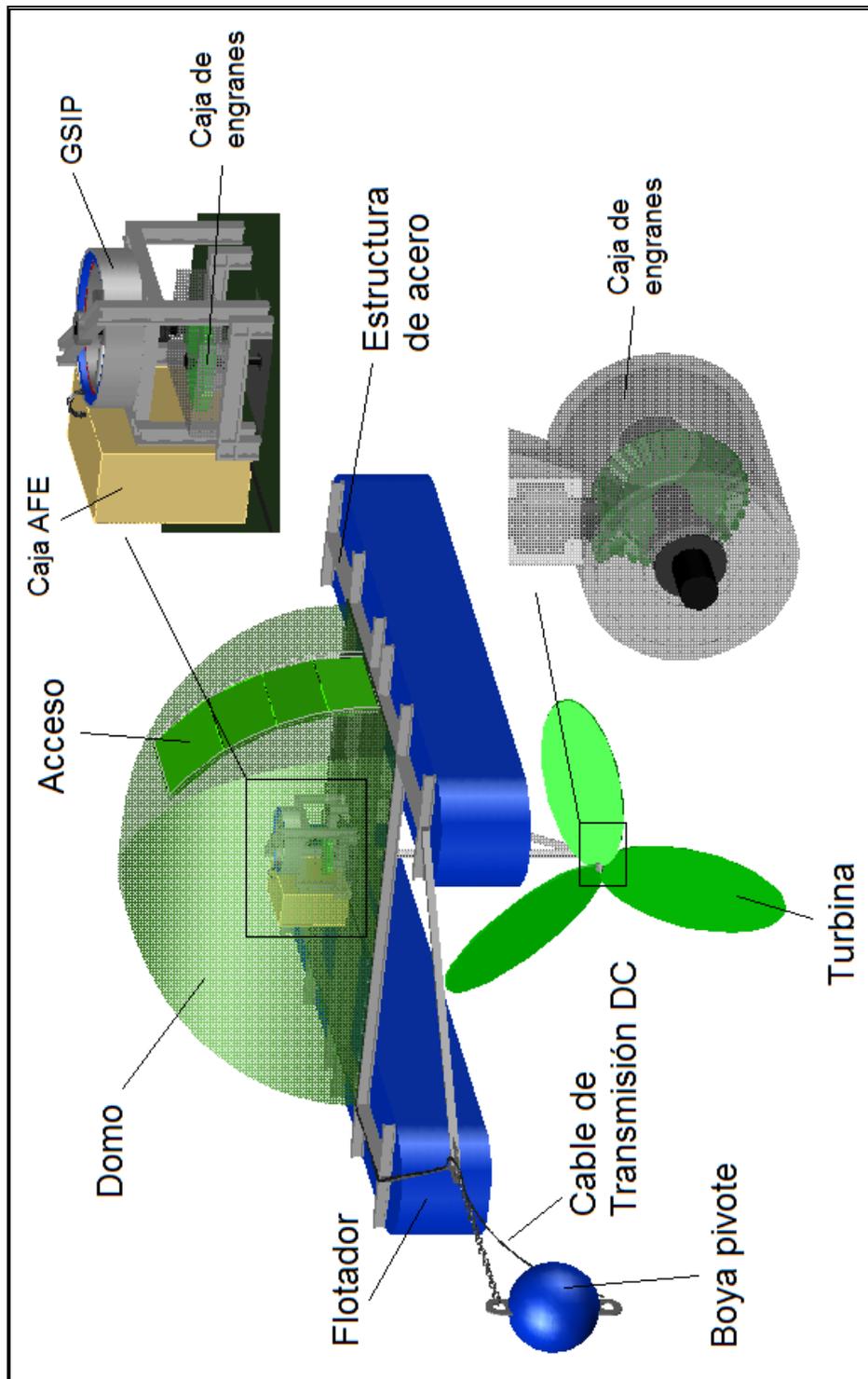


Figura 4.8.2: Detalle de la apariencia final de la balsa del generador mareomotriz propuesto.

El anclaje de la plataforma flotante se realiza en un punto de ella, que le permita girar libremente para orientar a la turbina de frente a la corriente marina. El proceso de giro se muestra en la Figura 4.8.3.

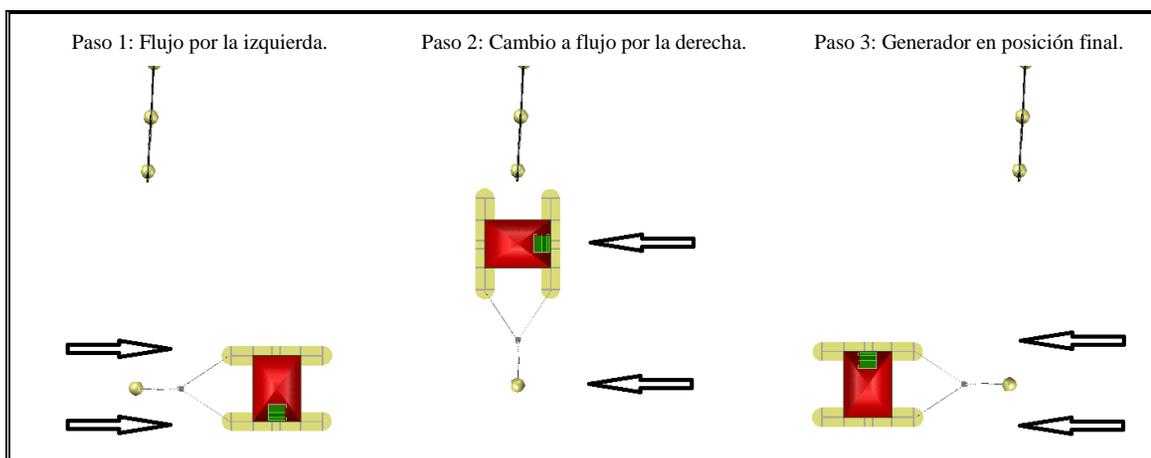


Figura 4.8.3: Proceso de pivoteo ante cambio del sentido del flujo.

8.4.1 Sistema de transmisión.

El sistema de transmisión a diseñar, para la turbina de eje horizontal, consta de dos etapas. Ambas etapas presentan una relación de cambio de 1:3 aproximadamente estando la primera etapa compuesta de engranes cónicos para orientar la dirección del eje de la turbina 90° hacia arriba. El sistema de transmisión, junto al generador y la turbina, se muestra a continuación:

9.4.1 Estimación de los costos de inversión.

Los costos de inversión se determinaron en USD8.084/kW asumiendo que el costo de inversión sin incluir las baterías es de USD6.500/kW (Tabla 4.9.1). El costo de las baterías es USD23.760 y el costo total del diseño propuesto es USD121.260.

Tabla 4.9.1: Estimación de los costos para el diseño de generador mareomotriz propuesto (Vásquez, 2007, Cuenca, Bravo, 2008, TidalStream, 2012, EPRI, 2012, DTI, 2007, Sornes, 2010, EVPower, 2012).

| Categoría | Elemento | Costo unitario [USD] | Unidades | Costo [USD] |
|-----------------------------------|--------------|----------------------|----------|-------------|
| Sistema eléctrico | Alternador | \$ 4.500 | 1 | \$ 4.500 |
| | Rectificador | \$ 315 | 1 | \$ 315 |
| | Trasmisión | \$ 850 | 2 | \$ 1.700 |
| | Inversor | \$ 724 | 1 | \$ 724 |
| Otros | | \$ 90.261 | 1 | \$ 90.261 |
| Potencia nominal [kW] | | | | 15 |
| Costo total sin baterías [USD] | | | | \$ 97.500 |
| Costo total sin baterías [USD/kW] | | | | \$ 6.500 |
| Sistema almacenamiento | Baterías | \$ 475 | 50 | \$ 23.760 |
| Costo total [USD] | | | | \$ 121.260 |
| Costo total [USD/kW] | | | | \$ 8.084 |

Los datos para el sistema eléctrico y las baterías se obtuvieron de páginas WEB comerciales (ANEXO F). Mientras que el resto de los costos, debido a la falta de información precisa, se estimaron en forma intuitiva a partir de diferentes referencias como se explica a continuación.

a) Análisis de datos y estimación de costo para el diseño propuesto.

Para estimar los costos de inversión del generador mareomotriz se revisaron los valores para otros estudios y se analizó el valor que podría corresponder al diseño propuesto.

La primera referencia es la página de “Tidal Stream” (TidalStream, 2012) donde se encuentra un análisis de costo de inversión en el cual compara varios diseños mareomotrices de instalación en el fondo marino. Sus costos van desde USD2.500/KW hasta USD6.450/KW para potencias instaladas de 6MW y 1MW respectivamente.

Otros estudios de costos para diseños instalados en el fondo marino los realizó el “Electric Power Research Institute (EPRI)” (EPRI, 2012) cuyos valores de costos de inversión se muestran en la Tabla 4.9.2. Además, se relacionan estos costos con la potencia por área disponible en la corriente y con la potencia instalada para cada diseño. Además, se tiene

Tabla 4.9.2: Valores de costos para centrales mareomotrices obtenidas de diferentes reportes EPRI.

| Densidad promedio de potencia disponible [kW/m ²] | Inversión [USD/kW] | Potencia instalada [kW] |
|---|--------------------|-------------------------|
| 0,94 | 12.268 | 300 |
| 0,95 | 12.227 | 450 |
| 1,6 | 6.346 | 760 |
| 1,7 | 5.808 | 720 |
| 2,3 | 5.234 | 1.100 |
| 2,9 | 5.693 | 830 |
| 3,2 | 5.048 | 1.100 |

Un estudio del “Department for Business, Innovation and Skills” (DTI, 2007) indica un valor de USD1.700/kW para sistemas instalados en el fondo marino.

Lamentablemente estas evaluaciones hacen referencia a sistemas instalados sólo en el fondo marino y que poseen capacidades instaladas mayores. Por ende no representan al caso evaluado aquí. Los costos de un generador mareomotriz instalado en una

plataforma flotante son menores ya que eliminan los costos de las obras civiles en el fondo marino y a mayor potencia instalada se reducen los costos por la economía de escala.

El dispositivo Hidro-Gen (HoidroGen, 2012) tiene características similares al diseño aquí propuesto. Es un generador mareomotriz flotante diseñado para potencias entre 10 y 200kW en corrientes desde 0,5 a 3 m/s. El costo de la energía es 150mils/kWh en una corriente de 2 m/s. Además, se indica que los generadores mareomotrices superficiales tienen costos de inversión y de operación 2 y 5 veces menor respectivamente en relación a los instalados en el fondo marino.

Algunos generadores de pequeña escala diseñados para ríos se encuentran en el reporte de “Zero Emission Resource Organization” (ZERO) (Sornes, 2010). Estos generadores son similares a los mareomotrices pero operan en un flujo relativamente constante. Los costos de inversión que indica este reporte van desde USD5.600/kW hasta USD6.700/kW para potencias instaladas de 5 y 0,75 kW. En particular, el generador de 0,75 kW opera en un flujo de 1 m/s, el cual es cercano a la velocidad de flujo promedio definida en la sección 4.1 para este diseño.

Según los datos de la Tabla 4.9.2 el costo de inversión del diseño propuesto en este trabajo debería encontrarse entre los USD6.346/kW y USD12.227/kW si se toma en cuenta la densidad de potencia calculada en la sección 4.1, es decir, $1,2\text{kW/m}^2$. Ahora, si se toma en cuenta la potencia instalada de este diseño, según la Tabla 4.9.2 el costo de inversión será mayor a USD12.268/kW.

Por otro lado, tomando en cuenta la referencia de los generadores para ríos, la baja potencia instalada del generador de 0,75 kW no le significa grandes costos de inversión y su velocidad de flujo de operación es similar al promedio en el diseño propuesto.

En conclusión, el costo de inversión del diseño propuesto, sin tomar en cuenta el costo de las baterías, debe estar entre USD6.346/kW y USD6.700/kW, se elige USD6.500/kW.

9.4.2 Costo de la energía.

El costo de la energía se calcula dividiendo los costos anuales del generador por la producción anual de energía. Los costos anuales se componen de los costos anualizados de inversión, de operación y mantenimiento y de revisión y remplazo de componentes. Para anualizar el costo de inversión se utiliza el factor de retorno definido como (EPRI, 2012):

$$fr(r, n) = \frac{r}{1-(1+r)^{-n}} \quad (4.9.1)$$

Donde los parámetros r y n son la tasa de descuento y la vida útil del generador respectivamente. Luego la anualidad del costo de inversión se obtiene multiplicando el costo de inversión por el factor de retorno. Entonces, el costo de la energía se calcula como (EPRI, 2012):

$$CdE = \frac{(CIT \times fr) + \frac{(CO\&M) + (CR)}{(PI)}}{GA} \quad (4.9.2)$$

Donde CdE es el costo de la energía, CIT es el costo de inversión total, $CO\&M$ son los costos de operación y mantención, CR son los costos remplazo, PI es la potencia instalada y GA es la generación anual.

El costo de inversión sin baterías se definió en la sección anterior y el factor de retorno se calcula a partir de una vida útil de 20 años y una tasa de descuento del 10%, con lo cual se obtiene un factor de retorno igual a 11,7% y un costo de inversión anual igual a USD763/kW-año.

La tasa de descuento típica para los análisis de proyectos mareomotrices va entre el 8% y el 15% (EPRI, 2012). Se escogió 10% para tener una comparación con el costo de la energía de los generadores diesel.

El costo fijo de operación y mantenimiento se fijó en un 4% más un 1,5% por costos de seguro con respecto al costo de inversión anual (EPRI, 2012), es decir, USD507,6/año y USD190,35/año respectivamente. Alcanzando un total de USD698/año.

El costo de remplazo toma en cuenta el costo anual del recambio de 50 baterías cada 10 años. Utilizando una tasa de descuento de 10% y un plazo de 10 años, se obtiene un factor de retorno igual a 16,3%. Tomando en cuenta que una batería cuesta USD475, el total de inversión cada 10 años es USD23.760. Utilizando el factor de retorno, la anualidad unitaria es igual a USD3867/año.

La energía anual generada se calcula mediante el suministro promedio cuyo valor es 5.394 Wh. Luego la energía anual generada es igual a 47.251 kW-año. Como aclaración, el suministro promedio versus la capacidad máxima de suministro, 15.000 W, representan un factor de planta de 36%, diferente al 41% indicado en la sección 4.1. Esto se debe a que el 41% es calculado para la turbina.

Con estos datos se calcula el costo de la energía igual a 339mils/kWh. En la Tabla 4.9.3 se observan los costos de energía calculados para el diseño propuesto sin baterías, el diseño propuesto con baterías, un generador diesel en zona aislada y un generador diesel en la red. La diferencia entre los generadores diesel en zona aislada y en la red está en el costo del combustible. Los datos del generador diesel y costos de combustible se obtuvieron de páginas WEB comerciales (Anexo H: Tabla H. 1) y del informe de precio nudo del SIC (CNE, 2011).

En la tabla presentada a continuación se muestra que el costo de generar energía con el sistema mareomotriz propuesto resulta económicamente beneficioso en zonas aisladas respecto de la situación actual en que se utilizan generadores diesel. Un costo de combustible de USD1,1/Lt es suficiente para hacer competitivo al generador mareomotriz.

El caso mareomotriz sin baterías se realiza para comparar el costo de la energía obtenido, 257mils/kWh, con el costo de la energía del diseño Hidro-Gen (HoidroGen, 2012), 150mils/kWh. Esto indica que es probable obtener costos de inversión más bajos.

Tabla 4.9.3: Cálculo del costo de la energía para el diseño propuesto y un generador diesel.

| Comparación económica | | Caso Mareomotriz sin baterías | Caso Base: Mareomotriz con baterías | Generador Diesel en zona Aislada | Generador Diesel Normal |
|--|---------------|-------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|-------------------------|
| Tasa de descuento anual | | 10% | 10% | 10% | 10% |
| Vida útil | años | 20 | 20 | 30 | 30 |
| Cantidad de horas en el año | | 8.760 | 8.760 | 8.760 | 8.760 |
| Potencia instalada | kW | 15 | 15 | 20 | 20 |
| Potencia promedio | kW | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Potencia Máxima | kW | 15 | 15 | 20 | 20 |
| Generación anual | kW-año | 47.251 | 47.251 | 47.251 | 47.251 |
| Inversión unitaria | US\$/kW | 6.500 | 6.500 | 370 | 370 |
| Costos fijos anuales | US\$-año | 698 | 4.565 | 260 | 260 |
| Consumo específico | Lt o kgr /kWh | | | 0,29 | 0,29 |
| Costos variables no combustibles | mils/kWh | | | 14,6 | 14,6 |
| Factor de planta anual | | 0,36 | 0,36 | 0,27 | 0,27 |
| Costos fijos por kWh | | | | | |
| Factor de recuperación de capital | | 0,117 | 0,117 | 0,106 | 0,106 |
| Inversión unitaria anual | US\$/kW-año | 763 | 763 | 39 | 39 |
| Costos fijos unitarios | US\$/kW-año | 46,56 | 304,35 | 13,00 | 13,00 |
| Costos fijos unitarios totales anuales | US\$/kW-año | 810,05 | 1.067,84 | 52,20 | 52,20 |
| Costos fijos anuales totales por kWh | mils/kWh | 257,2 | 339,0 | 22,1 | 22,1 |
| Costos variables | | | | | |
| Costo variable combustible | mils/kWh | | | 342,0 | 260,8 |
| Costo variable no combustible | mils/kWh | 0,0 | 0,0 | 14,6 | 14,6 |
| Precio de la energía | mils/kWh | 257,15 | 338,99 | 378,64 | 297,48 |

5. INTEGRACIÓN DE UN VEHÍCULO UTILITARIO A LA RED

Para realizar la integración a la red, es necesario tomar en cuenta las características deseables del vehículo a escoger. Luego, se analizan las opciones de integración que permite el sistema del vehículo escogido. Estas opciones de integración se contrastan con diferentes casos de carga y generación para evaluar la capacidad mínima que debe tener el banco de baterías del generador mareomotriz. Con ello se obtiene el beneficio proporcionado por la integración del vehículo elegido.

5.1 Elección del vehículo a integrar

Principalmente, el vehículo se utilizará como medio de trabajo, por lo que debe tener buena capacidad de carga. También debe ser resistente para afrontar las condiciones adversas de los caminos de la zona austral. Por último, debe ser práctico y de bajo costo. Luego, se elige la camioneta Chevrolet S10 desarrollada en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile, la cual se muestra en la Figura 5.1.1 (Castillo and Dixon, 2012, Castillo et al., 2010).

Esta camioneta tiene las características de un híbrido en serie, enchufable y con predominancia eléctrica, en otras palabras, un eléctrico de rango extendido. Esto lo hace idóneo para la zona austral ya que en ocasiones resulta necesario recorrer distancias muy grandes para un eléctrico normal, mientras que, generalmente se utiliza en trayectos cortos, trasladando personal, insumos, maquinaria menor y/o herramientas. La Figura 5.1.2 muestra un diagrama del sistema electromecánico de este vehículo. En ese diagrama resaltan 2 cosas a la vista, la primera es que esta camioneta cuenta con 2 motores eléctricos encargados de la tracción y la segunda es que el combustible fósil utilizado es gas natural licuado. Esto último trae consigo más ventajas de las que se espera de un sistema eléctrico de rango extendido, ventajas como la disminución de emisiones y la reducción de costo versus la gasolina y el diesel.



Figura 5.1.1: Camioneta S10.

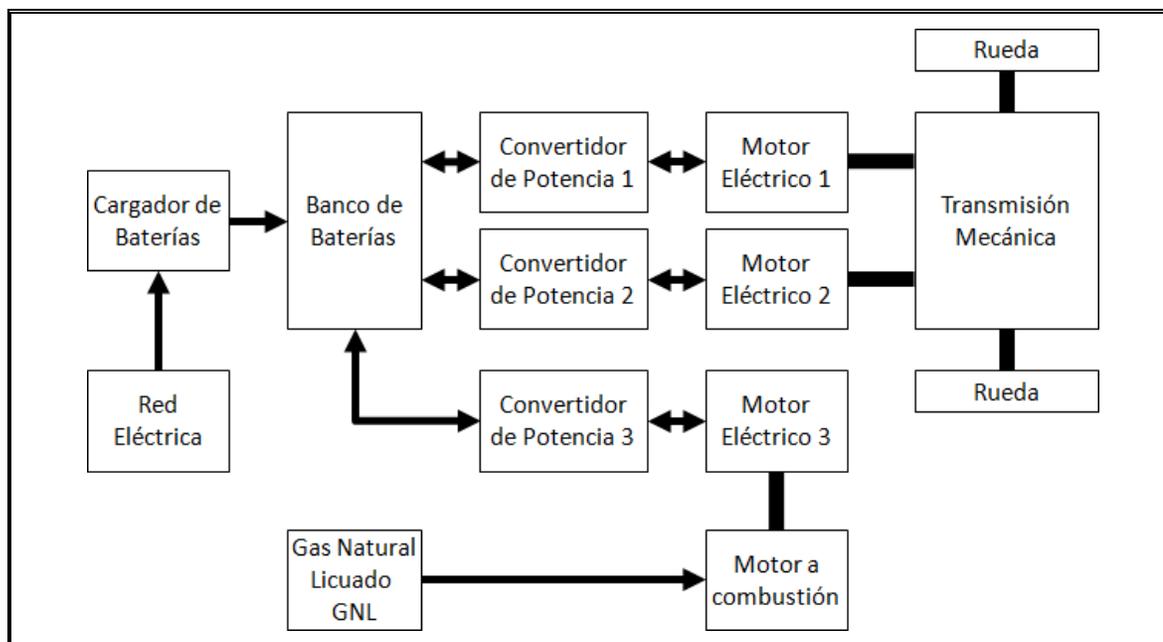


Figura 5.1.2: Diagrama de la configuración electromecánica de la camioneta S10.

El sistema cuenta con un estanque de gas natural licuado que alimenta a un pequeño motor a combustión proveniente de un Suzuki Maruti. Este motor mueve un generador síncrono de imanes permanentes tipo disco, de 9 kW, el cual hace de motor de partida

cuando se requiere encender el motor a combustión. La generación de este grupo se inicia cuando el vehículo es conducido por sobre los 60 km/hr o cuando el estado de carga de la batería disminuye por debajo del 40%. La generación es entregada al enlace de continua donde se consume en el sistema de tracción y/o en la carga de las baterías. La recarga de las baterías también se puede realizar mediante 2 cargadores unidireccionales, con capacidad de 1 kW cada uno, que extraen la energía de la red eléctrica. El banco de baterías trabaja a 144 V con capacidad de 85 Ah, por lo tanto, la energía acumulada ante carga completa es de 12 kWh. Las características técnicas de esta camioneta se entregan en la Tabla G. 1.

5.2 Opciones de integración

Con respecto a las capacidades técnicas del vehículo para la integración, la opción aplicable, debido a que el cargador es unidireccional, es desplazar la recarga de las baterías del vehículo a un horario donde éste no es utilizado y el consumo presenta sus menores valores, es decir, en la madrugada. No obstante, se evalúa la opción de apoyar al generador mareomotriz tanto por medio de la energía remanente de las baterías del vehículo como por medio de la generación propia del vehículo. Esto se lograría cambiando el cargador unidireccional por un bidireccional. Este cargador bidireccional puede ir conectado a la red de alterna y extraer o entregar energía en la línea de transmisión alterna o se puede utilizar un adaptador de voltajes DC bidireccional como cargador (chopper Buck-Boost) el cual puede extraer o entregar energía directamente del enlace DC del generador mareomotriz. La aplicación técnica de estos cargadores y de las opciones de integración no se revisará en este trabajo, sólo se verá a nivel conceptual.

Realizando la implementación de un cargador bidireccional conectado a la red de alterna, se encuentra una nueva limitante: la capacidad del cargador. Esta limitante no es muy notoria ante la opción de apoyar al generador mareomotriz por medio de la energía remanente en las baterías ya que, debido al protocolo de operación del vehículo, sólo se puede asegurar que el vehículo se conectará con el 40 % de la capacidad total. Sin embargo, el apoyo mediante la generación propia del vehículo sí se ve perjudicado por

este factor. Por lo tanto, también se evalúa la opción de tener un cargador bidireccional con el doble de capacidad que el actualmente instalado. Luego, los casos que serán evaluados son:

- Caso base: la recarga de las baterías del vehículo no es regulada, se agrega una carga de 2 kW en las horas de mayor demanda.
- Caso Regulado: la recarga de las baterías del vehículo se posterga para la madrugada, se agrega una carga de 2 kW en las horas de menor demanda de la madrugada.
- Caso Apoyo Baterías: el vehículo apoya al generador mareomotriz en las horas de mayor demanda mediante la energía remanente en sus baterías, con un aporte máximo de 2 kW. Se asumirá que el vehículo se conecta con tan sólo el 40 % de la capacidad máxima de las baterías. La recarga se posterga para la madrugada.
- Caso Apoyo Generación: el vehículo apoya al generador mareomotriz por medio de su generador en las horas de mayor demanda, con un aporte de 2 kW. La energía de las baterías se conserva. La recarga se posterga para la madrugada.
- Caso Apoyo Generación Plus: el vehículo apoya al generador mareomotriz con el doble del caso ‘Apoyo Generación’, el aporte es de 4 kW. La energía de las baterías se conserva. La recarga se posterga para la madrugada.

5.3 Simulación y resultados

Se implementan los casos anteriores utilizando el modelo simplificado de la sección 0. La carga y el aporte del vehículo se representan como un aumento y disminución respectivamente en la curva de carga del consumo eléctrico en las horas señaladas para cada caso. En la Figura 5.3.1 se observan las diferentes curvas de carga.

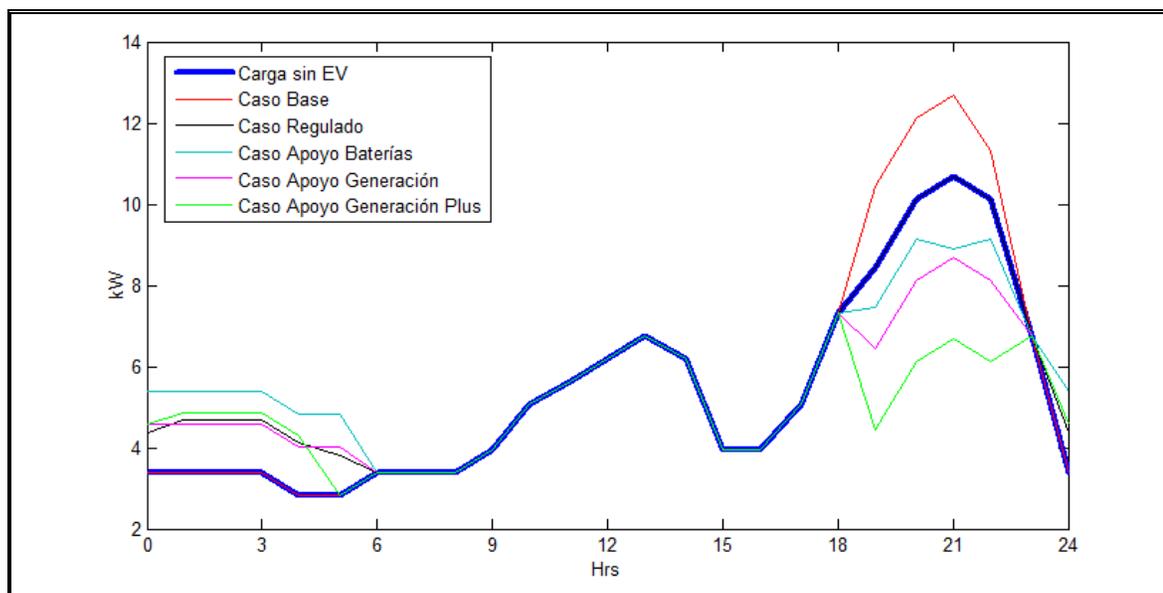


Figura 5.3.1: Curvas de carga para cada caso de integración.

Primero, se corrobora que la generación es suficiente para afrontar este aumento de carga. En la Figura 5.3.2 se muestra que el estado de carga de la batería no baja de 50% ante el caso base con una batería de 150 Ah, por lo que la suficiencia del sistema depende sólo de la capacidad de la batería.

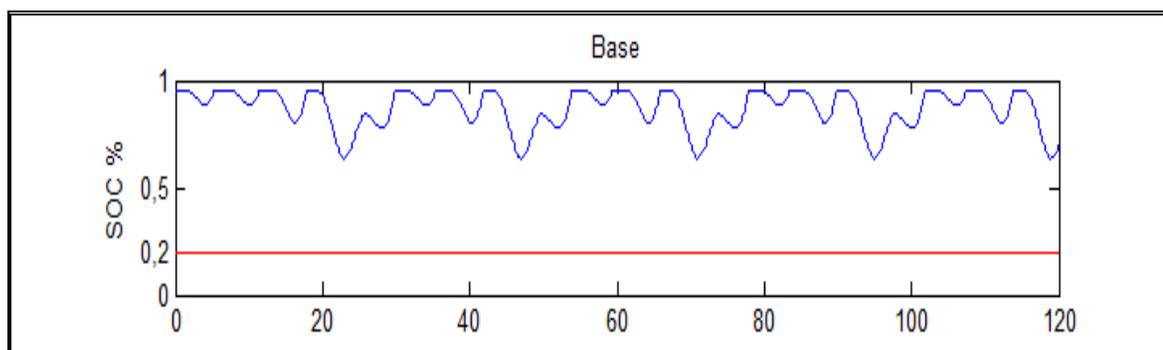


Figura 5.3.2: Evolución del estado de carga de la batería para el caso base con una batería de 150 Ah de capacidad.

Segundo, se busca por medio de la simulación la mínima capacidad que puede tener el banco de baterías sin generar potencia de falla para cada caso. Para todos los casos se toman en cuenta dos generaciones distintas, cuyas fases presentan un desfase de 90° entre ellas, esto asegura que el banco de baterías no sea subdimensionado debido a la

sincronización entre máximos de carga y generación, lo cual optimizaría la energía generada, cosa que no siempre pasará. Luego, en la Figura 5.3.3 se muestra la simulación del estado de carga de la batería, para el caso de generación, que mostró el mayor requisito de capacidad. Estas gráficas muestran que el estado de carga se acerca al 20% sin caer por debajo, lo cual indica que las capacidades del banco de baterías para cada caso de integración son mínimas y suficientes. Los valores de capacidad del banco de baterías para cada caso se observa en la Tabla 5.3.1.

Tabla 5.3.1: Capacidades mínimas de las baterías del generador mareomotriz para cada caso.

| Caso | Capacidad mínima de las Baterías [Ah] |
|-----------------------|---------------------------------------|
| Base | 72 |
| Regulado | 60 |
| Apoyo Baterías | 50 |
| Apoyo Generación | 40 |
| Apoyo Generación Plus | 36 |

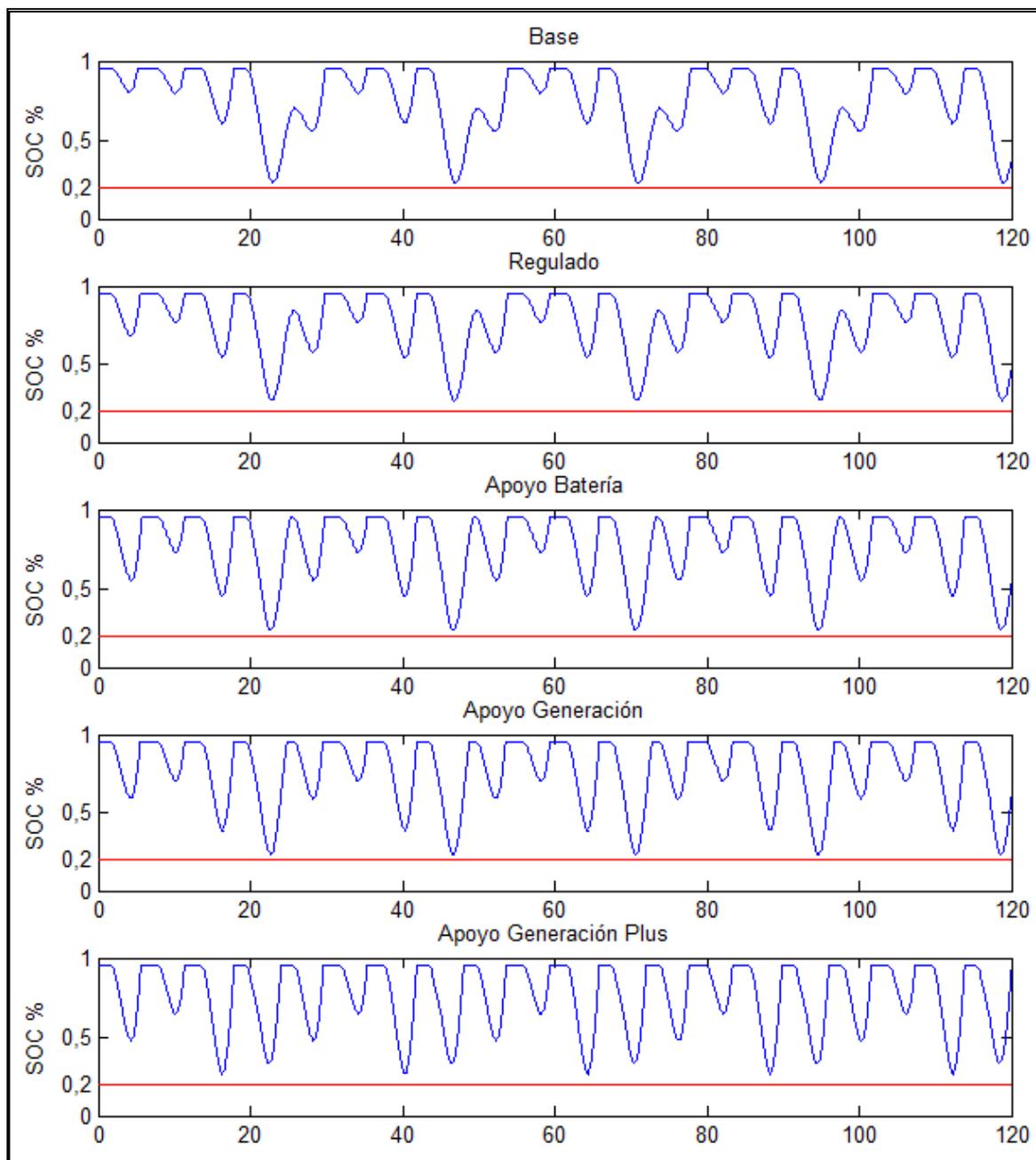


Figura 5.3.3: Progreso del estado de carga del banco de baterías para cada caso de integración, utilizando los valores mínimos de capacidad.

5.4 Costo de la energía para las diferentes opciones de integración.

Obtenidas las capacidades mínimas de las baterías para cada caso de integración se determinan los costos unitarios y totales. Estos se observan en la Tabla 5.4.1.

Tabla 5.4.1: Costos de las baterías para cada caso de integración (EVPower, 2012).

| Caso | Capacidad Mínima [Ah] | Costo unitario [USD] | Costo total [USD] |
|-----------------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|
| Base | 72 | 475,20 | 23.760 |
| Regulado | 60 | 347,76 | 17.388 |
| Apoyo Batería | 50 | 330,00 | 16.500 |
| Apoyo Generación | 40 | 231,84 | 11.592 |
| Apoyo Generación Plus | 36 | 237,60 | 11.880 |

Realizando el mismo proceso de la sección 9.4.2 se obtiene el costo de la energía para cada caso de integración. Para ello se varía el costo anual de recambio de las baterías según el costo total anualizado indicado en la tabla anterior. Los resultados se observan en la Tabla 5.4.2.

Tabla 5.4.2: Cálculo del precio de la energía para los casos de integración.

| Comparación económica | | Caso Base | Caso Regulado | Caso Apoyo Baterías | Caso Apoyo Generación | Caso Apoyo Generación Plus |
|--|-------------|-----------|---------------|---------------------|-----------------------|----------------------------|
| Tasa de descuento anual | | 10% | 10% | 10% | 10% | 10% |
| Vida útil | años | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Cantidad de horas en el año | | 8.760 | 8.760 | 8.760 | 8.760 | 8.760 |
| Potencia instalada | kW | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Potencia promedio | kW | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Potencia Máxima | kW | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 |
| Generación anual | kW-año | 47.251 | 47.251 | 47.251 | 47.251 | 47.251 |
| Inversión unitaria | US\$/kW | 6.500 | 6.500 | 6.500 | 6.500 | 6.500 |
| Costos fijos anuales | US\$/año | 4.565 | 3.528 | 3.384 | 2.585 | 2.632 |
| Factor de planta anual | | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 |
| Costos fijos por kWh | | | | | | |
| Factor de recuperación de capital | | 0,117 | 0,117 | 0,117 | 0,117 | 0,117 |
| Inversión unitaria anual | US\$/kW-año | 763 | 763 | 763 | 763 | 763 |
| Costos fijos unitarios | US\$/kW-año | 304,35 | 235,21 | 225,58 | 172,33 | 175,45 |
| Costos fijos unitarios totales anuales | US\$/kW-año | 1.067,84 | 998,70 | 989,07 | 935,82 | 938,94 |
| Costos fijos anuales totales por kWh | mils/kWh | 339,0 | 317,0 | 314,0 | 297,1 | 298,1 |
| Precio de la energía | mils/kWh | 338,99 | 317,04 | 313,98 | 297,08 | 298,07 |

Se observa que la integración del vehículo eléctrico permite la reducción de los costos del generador eléctrico mareomotriz.

6. CONCLUSIONES

Las comunidades del sur de Chile, comenzando desde Hornopirén, no cuentan con acceso al sistema interconectado eléctrico del país por lo que deben recurrir a soluciones caras para suplir sus necesidades (CNE, 2011). Sin embargo, la zona austral de Chile es una importante reserva de energía en base a corrientes marinas debido a sus condiciones geográficas, lo cual hace de ella una de las mejores áreas para la potencial aplicación de tecnología de generación eléctrica en base a corrientes marinas (Cruz et al., 2009). Debido a esto, se diseña un generador eléctrico en base a corrientes marinas, adaptado a las condiciones energéticas de la zona. Además, se estudian los efectos de incluir un vehículo eléctrico en la red y la aplicación de diferentes estrategias para recargar sus baterías generando el menor impacto posible.

Para lograrlo, primero se estudiaron los modelos de generadores mareomotrices y de vehículos eléctricos que existen en el mercado con el propósito de conseguir establecer los conceptos principales del diseño. A partir de esto se definió que la mejor opción para el generador mareomotriz sería una balsa flotante anclada por medio de cables, ya que permite eliminar los altos costos y complicaciones que implican la instalación en el fondo marino, además de facilitar el transporte y reubicación. También se definió que la mejor opción de vehículo eléctrico, para operar en la zona austral de Chile, tendría que ser tipo camioneta o furgón y que tenga cierta capacidad híbrida para casos en que se necesite mayor autonomía. Luego, se definieron los sistemas hidráulicos, mecánicos y eléctricos que estarán involucrados en el diseño del generador mareomotriz.

El modelo de turbina utilizado es una turbina tripala de eje horizontal debido a su mayor estabilidad mecánica. Utiliza un sistema de orientación pasivo que permite pivotar a la balsa alrededor de una boya anclada mediante pesos muertos, enfrentando a la turbina a la corriente marina. El modelo matemático que simula a esta turbina alcanza una eficiencia máxima de 48% cuando el ángulo de ataque de las aspas es 0° y la relación de velocidad de punta es 8,1.

Para conectar a la turbina con el generador, se utilizan dos cajas de engranes, las cuales logran una multiplicación de velocidad de 8,6. La caja de engranes que va conectada al eje de la turbina es de engranes cónicos para cambiar la dirección del eje en 90° .

El generador usado es del tipo síncrono de imanes permanentes debido a su robustez y eficiencia (Drouen et al., 2007). La energía que este produce debe ser convertida a continua y controlada para obtener la velocidad de rotación óptima en la turbina. Esto se produce por medio de un convertidor AC/DC de frente activo que regula la corriente que fluye al lado continuo. La energía obtenida es transportada a la costa mediante una línea DC, donde es entregada al inversor, el cual alimentará finalmente a la carga, o al banco de baterías para que la almacene. En ocasiones la energía producida no será suficiente para cubrir la demanda, es por esto que la batería es necesaria ya que permite ajustar la generación a la demanda. El inversor es de tipo monofásico de puente completo.

Habiendo definido las características principales de los componentes involucrados en el generador mareomotriz, se determinó el recurso disponible y la demanda eléctrica de una comunidad tipo, lo cual permite determinar las dimensiones de la turbina. El requisito de potencia calculado para esta comunidad tipo fue 5,4 kW y 15 kW para el promedio y máximo respectivamente. También, a partir de una visita a la zona, se estimó una corriente marina de 1,8 m/s, con una corriente promedio de 1,3 m/s, resultando en una energía promedio extraíble por unidad de área de $1,2 \text{ kWh/m}^2$. Luego, la turbina tiene un área de $18,22 \text{ m}^2$ con un radio de 2,41 m, resultando en una velocidad óptima de giro de 58 rpm para un flujo de 1,8 m/s. Lo cual se traduce en 500 rpm en el eje del generador, después de pasar por las cajas de engranes. La potencia extraída por esta turbina alcanza los 26 kW.

Se escoge un modelo de generador de 32 kW, 18 pares de polos, el cual genera un máximo de 20 kW ante el máximo de la turbina. Para la caja de engranes se asume una eficiencia de 80%. El inversor es de tipo monofásico de puente completo con una capacidad máxima de 15 kW.

El convertidor AC/DC tiene una capacidad para 20 kW y es de tipo trifásico de frente activo. Se encarga de controlar la operación del lado generador.

Un modelo completo del generador mareomotriz es confeccionado en Matlab Simulink[®], el cual mostró el correcto funcionamiento del sistema diseñado con los controles implementados. Un modelo promediado del sistema es realizado utilizando los valores de eficiencia entregados por el modelo completo, con el propósito de observar el comportamiento del sistema en un largo periodo de tiempo, demostrando que el sistema es capaz de suministrar en forma segura la demanda en el largo plazo. La eficiencia alcanzada se encuentra alrededor de 33%.

Para la integración se eligió la camioneta Chevrolet S10 desarrollada en la Pontificia Universidad Católica de Chile (Castillo and Dixon, 2012, Castillo et al., 2010). Esta camioneta es de tipo eléctrica de rango extendido, lo cual la hace idónea para las condiciones de la zona austral de Chile. La opción de integración aplicable a esta camioneta se restringe a la programación de la recarga de su batería a un horario de baja demanda del consumo eléctrico. Sin embargo, se analizan las opciones de aporte mediante energía remanente en baterías y mediante generación propia. A esta última opción se agrega una variante donde el cargador duplica su capacidad. Se obtienen los valores mínimos de capacidad que debe tener el generador mareomotriz en su banco de baterías, resultando que la programación de la recarga disminuye en un 15% la capacidad mínima de las baterías respecto del caso base, llegando a un 50% para el caso en que el vehículo aporta con generación propia de 4 kW. El ahorro potencial en el costo del banco de baterías varía entre USD13.000 y USD24.000 (Banco de 50 baterías, recambio cada 10 años, total 100 baterías).

El costo de la energía del generador mareomotriz sin integrar el vehículo eléctrico resulta ser USD339/MWh mientras que, el costo del generador mareomotriz con integración tipo 'Regulada' resulta ser USD317/MWh. Claramente, desplazar la recarga del vehículo a horas de baja demanda eléctrica significa un gran aporte. Incluso, si se permite el apoyo del vehículo en las horas punta, por medio de la energía remanente en sus baterías, el costo del generador mareomotriz se reduce a USD314/MWh. Para el caso de apoyo con generación plus el costo de la energía continúa bajando a USD297/MWh. Finalmente, el costo de la energía de un grupo diesel que cumple con la misma función

que el generador mareomotriz se encuentra alrededor de los USD379/MWh tomando en cuenta el sobre costo que sufre el combustible en la zona austral de Chile. Luego se puede concluir que el diseño de generador mareomotriz propuesto es conveniente para la zona austral de Chile y más aun, si se integran los vehículos eléctricos de manera regulada.

BIBLIOGRAFÍA

ABBOTT, I., DOENHOFF, A. V. & STIVERS, L. Summary of Airfoil Data. National Advisory Committee for Aeronautics.

ABSALASKAN. 2010. *Alternative Energy and Remote Power Products* [Online]. Available: www.absak.com [Accessed].

ACKERMANN, T. 2005. *Wind Power in Power Systems*.

AIKEN, C. M. 2008. Barotropic tides of the Chilean Inland Sea and their sensitivity to basin geometry. *JOURNAL OF GEOPHYSICAL RESEARCH*, 113, 11.

ALTHAUS, D. & WORTMANN, F. X. 1982. Stuttgarter Profilkatalog I.

ALVARADO, G. I. P. 2009. *Diseño y construcción de un vehículo eléctrico con variador de velocidad mediante un convertidor CD - CD*. Ingeniero en Electrónica, Universidad Tecnológica de la Mixteca.

ALXION. 2001. *Automatique & Productique* [Online]. Available: www.alxion.com [Accessed 15 September 2012].

AQUAMARINEPOWER. 2010. *Green Energy out of the Blue* [Online]. Escocia. Available: www.aquamarinepower.com [Accessed].

ATLANTISRESOURCECORPORATION. 2011. *The Leader in Marine Power* [Online]. Available: www.atlantisresourcescorporation.com [Accessed].

ATLANTISSTROM. 2010. *Tidal Power as Basis to Energy Suply* [Online]. Available: www.atlantisstrom.de [Accessed].

AZZOUZ, M., ELSHAFEI, A.-L. & EMARA, H. 2010. Evaluation of Fuzzy-baased Maximum Power Tracking in Wind Energy Conversion Systems (WECS). *IEEE*, 7.

BASTIANON, R. 1994. *Energía del viento y diseño de turbinas eólicas*, Buenos Aires, Tiempo de Cultura.

BEDARD, R., PREVISIC, M., POLAGYE, V., HAGERMAN, G. & CASAVANT, A. 2006. North America Tidal In-Stream Energy Conversion Technology Feasibility Study. Electric Power Research Institute (EPRI).

BEN ELGHALI, S. E., BENBOUZID, M. E. H. & CHARPENTIER, J. F. Year. Marine Tidal Current Electric Power Generation Technology: State of the Art and Current

Status. *In:* Electric Machines & Drives Conference, 2007. IEMDC '07. IEEE International, 3-5 May 2007 2007. 1407-1412.

BRAVO, N. A. 2008. *Sistema de conversión mecánica eléctrica para un generador undimotriz*. Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile.

BRUSCHI, G., NISHIOKA, T., TSANG, K. & WANG, R. 2003. Clark Y-14 Airfoil Analysis.

BURTON, T., SHARPE, D., JENKINS, N. & BOSSANYI, E. 2001. *Wind Energy Handbook*, Chichester, John Wiley & Sons Ltd.

CÁCERES, M., VALLE-LEVINSON, A. & ATKINSON, L. 2003. Observations of cross-channel structure of flow in an energetic tidal channel. *J. Geophys. Res.*, 108, 3114.

CARRASCO, J. M., GALVÁN, E. & PORTILLO, R. 2007. Wind turbine Application. *In:* RASHID, M. H. (ed.) *Power Electronics Handbook*. Pensacola, Florida.

CASARAVILLA, G., LAVELLO, T. D., MENDEZ, R., RUCHANSKY, B., MONTOULIU, J., IBARBURU, M., PIRIA, A., TASENDE, D. & GIANARELLI, E. 2006. Generación Distribuida en el Uruguay: Evaluación de Fortalezas, Oportunidades y Tratamiento Regulatorio. Ministerio de Educación y Cultura de Uruguay.

CASTILLO, C. & DIXON, J. 2012. Electric Vehicle with Range Extender, Using a Small Engine and a Disk-Type Synchronous Machine. *EVER 2012*. Monaco.

CASTILLO, C., DIXON, J. & URRUTIA, L. 2010. Series Hybrid Plug-in Electric Vehicle, using a Disk-Type Synchronous Machine and a Special Controller. *EVER 2010*. Monaco.

CIMAR. 1999. *Carta de Navegación 7340: Canales Llancahue, Hornopirén, Cholgo y estero Comau*. [Online]. Santiago. Available: www.shoa.cl/n_cendhoc/productos/cimar10/index.html [Accessed].

CLEANCURRENT. 2010. *Renewable Energy from the Tides* [Online]. Available: www.cleancurrent.com [Accessed].

CNE 2011. Fijación de precios de nudo, Sistema Interconectado Central. Santiago: Gobierno de Chile.

CONTI, J., HOLTBERG, P. & DOMAN, L. E. 2011. International Energy Outlook 2011. U.S. Energy Information Administration.

CRANE, D. Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías.

CRUZ, J., THOMSON, M. D. & STAVROULIA, E. 2009. Preliminary Site Selection - Chilean Marine Energy Resources. Garrad Hassan.

CUENCA, N. *Mini centrales hidroeléctricas flotantes de aprovechamiento cinético*. Universidad Politécnica de Madrid.

CYBERCENTER. 2010. *Portal de información pública regional* [Online]. Gobierno de la Región de Los Lagos. Available: www.regiondeloslagos.cl [Accessed 15 September 2012].

CHAN, C. C., BOUSCAYROL, A. & CHEN, K. 2010. Electric, Hybrid, and Fuel-Cell Vehicles: Architectures and Modeling. *Vehicular Technology, IEEE Transactions on*, 59, 589-598.

CHAN, C. C. & WONG, Y. S. 2004. Electric vehicles charge forward. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 2, 24-33.

CHAU, K. T. & CHAN, C. C. 2007. Emerging Energy-Efficient Technologies for Hybrid Electric Vehicles. *Proceedings of the IEEE*, 95, 821-835.

CHAU, K. T., CHAN, C. C. & CHUNHUA, L. 2008. Overview of Permanent-Magnet Brushless Drives for Electric and Hybrid Electric Vehicles. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 55, 2246-2257.

CHEN, G. & PHAM, T. T. 2001. *Introduction to fuzzy sets, fuzzy logic, and fuzzy control systems*, Boca Raton, Florida, CRC Press LLC.

CHEN, H., AIT-AHMED, N., ZAIM, E. H. & MACHMOUM, M. Year. Marine tidal current systems: State of the art. *In: Industrial Electronics (ISIE), 2012 IEEE International Symposium on*, 28-31 May 2012 2012. 1431-1437.

DIXON, J. W. 2007. Three-phase Controlled Rectifiers. *In: RASHID, M. H. (ed.) Power Electronics Handbook*. Santiago, Chile.

DROUEN, L., CHARPENTIER, J. F., SEMAIL, E. & CLENET, S. 2007. Study of an innovative electrical machine fitted to marine current turbines. *OCEANS 2007*. Aberdeen.

DTI 2007. Economic Viability of a Simple Tidal Stream Energy Capture Device. Department of Trade and Industry - A predecessor of BIS.

EBERLEH, B. & HARTKOPF, T. Year. A high speed induction machine with two-speed transmission as drive for electric vehicles. *In: Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2006. SPEEDAM 2006. International Symposium on*, 23-26 May 2006 2006. 249-254.

- ELEKTRON. 2012. *Vehicles Electrics* [Online]. Elektron. Available: <http://www.eco-car.net/> [Accessed May 19 2012].
- EPRI. 2012. Available: <http://oceanenergy.epri.com/streamenergy.html> [Accessed].
- ESPINOZA, J. R. 2007. Inverters. In: RASHID, M. H. (ed.) *Power Electronics Handbook*. Concepción, Chile.
- EVPOWER. 2012. *Your complete power solutions* [Online]. Available: www.ev-power.eu [Accessed].
- FREEFLOWPOWER. 2010. *A New Generation of Energy* [Online]. Available: www.free-flow-power.com [Accessed].
- GARRETT, C. 2007. The efficiency of a turbine in a tidal channel. *Journal of Fluid Mechanics*, 588, 243-251.
- GASCH, R. 2002. *Wind Power Plants*.
- GASTÓ, J., RETAMAL, A. & GUZMÁN, D. 2000. Proyecto Pumalin: Informe Técnico Santuario de la Naturaleza. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- GCKTECHNOLOGIES. 2011. *Clean Thinking. Clean Energy* [Online]. Available: www.gcktechnology.com [Accessed].
- GOBIERNOCHILE. 2006. *Encuesta de Caracterización Socioeconómica Nacional* [Online]. Santiago: Gobierno de Chile. Available: <http://www.mideplan.cl/casen/> [Accessed 15 September 2012].
- HAMMERFESTSTROM. 2010. *Tidal Turbine Technology* [Online]. UK. Available: www.hammerfeststrom.com [Accessed].
- HELLE, L. & MUNK-NIELSEN, S. Year. Comparison of converter efficiency in large variable speed wind turbines. In: *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2001. APEC 2001. Sixteenth Annual IEEE, 2001* 2001. 628-634 vol.1.
- HIRSCH, R. L. 2007. Peaking of World Oil Production: Recent Forecasts. National Energy Technology Laboratory.
- HOEIJMAKERS, M. J. & FERREIRA, J. A. 2006. The electric variable transmission. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, 42, 1092-1100.
- HOIDROGEN. 2012. *Water Power* [Online]. Available: <http://www.hydro-gen.fr/> [Accessed].

- HUA, X., GU, R., JIN, J.-F., LIU, Y.-R., MA, Y., CONG, Q. & ZHENG, Y. 2010. Numerical Simulation And Aerodynamic Performance Comparison Between Seagull Aerofoil and NACA 4412 Aerofoil under Low-Reynolds. *Advances in Natural Science*, 3, 6.
- HUI, L., ZHE, C. & POLINDER, H. 2009. Optimization of Multibrid Permanent-Magnet Wind Generator Systems. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 24, 82-92.
- HYDRATIDAL. 2010. *The Future of Renewable Energy, Technology and Environment is Now*. [Online]. Available: www.hydratidal.no [Accessed].
- IHCENGINEERINGBUSINESSLTD. 2010. *The Technology Innovator* [Online]. Available: www.engb.com [Accessed].
- IOV, F., CIOBOTARU, M., SERA, D., TEODORESCU, R. & BLAABJERG, F. 2007. Power Electronics and Control of Renewable Energy Systems. *IEEE*, 23.
- KELLING, F. H. 1968. Experimental Investigation of a High-Lift Low-Drag Airfoil.
- KIM, D. Y., KIM, J. K. & MOON, G. W. 2013. A Three-Level Converter With Reduced Filter Size Using Two Transformers and Flying Capacitors. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 28, 46-53.
- KING, J. & TRYFONAS, T. Year. Tidal stream power technology - state of the art. *In: OCEANS 2009 - EUROPE*, 11-14 May 2009 2009a. 1-8.
- KING, J. & TRYFONAS, T. 2009b. Tidal stream power technology - State of the art. *IEEE*.
- KREITH, F. 1999. *Fluid Mechanics*.
- LAI, L. L. & CHAN, T. F. 2007. Distributed Generation - Induction and Permanent Magnet Generators. John Wiley & Sons.
- LUNARENERGY. 2010. *Harnessing Tidal Power* [Online]. UK. Available: www.lunarenergy.co.uk [Accessed].
- MALDONADO, F. 2005. *Diseño de una turbina de río para la generación de electricidad en el distrito de Mazán-Región Loreto*. Ing. Mecánico de fluidos, Universidad nacional mayor de san marcos.
- MARINECURRENTTURBINES. 2010. *Turning the Tides* [Online]. Available: www.marineturbines.com [Accessed].

- MATAIX, C. 1986. *Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas*, Madrid, Ediciones del castillo S.A.
- MILEY, S. J. 1982. A Catalog of Reynolds Number Airfoil Data for Wind Turbine Applications. *In: DEPARTMENT OF AEROSPACE ENGINEERING, T. A. M. U. (ed.)*. College Station, Texas.
- MINESTO. 2010. *High Efficiency - Low Impact* [Online]. Minesto. Available: www.minesto.com [Accessed].
- MINH, H. Q., FRÉDÉRIC, N., NAJIB, E. & ABDELAZIZ, H. 2011. Control of permanent magnet synchronous generator wind turbine for stand-alone system using fuzzy logic. *EUSFLAT-LFA*, 720-727.
- MOTT, R. 2006. *Diseño de elementos de máquinas*, México, Pearson educación.
- NEPTUNERENEWABLEENERGY. 2010. *Coastal and Estuarine Energy Systems* [Online]. Available: www.neptunerenewableenergy.com [Accessed].
- NORTHERNTERRITORIALUNIVERSITY 1999. The Evaluation of an Axis Flow, Lift Type Turbine for Harnessing the Kinetic Energy in a Tidal Flow.
- NREL. 2012. *National Renewable Energy Laboratory* [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/> [Accessed].
- O'RYAN, R., DÍAZ, M. & CLERC, J. 2010. Consumo de Energía y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en Chile 2007 - 2030 y Opciones de Mitigación. Santiago: Universidad de Chile.
- OBAID, A. A., SULAIMAN, N., MARHABAN, M. H. & HAMIDON, M. N. 2010. Analysis and Performance Evaluation of PD-like Fuzzy Logic Controller Design Based on Matlab and FPGA. *IAENG International Journal of Computer Science*, 37, 10.
- OPENHYDRO. 2011. *Tidal Technology* [Online]. Available: www.openhydro.com [Accessed].
- P&GE. 2012. *Pacific Gas and Electric Company* [Online]. Available: <http://www.pge.com/> [Accessed].
- PONTEDIARCHIMEDEINTERNATIONALS.P.A. 2009. *Innovation Engineering for a Sustainable Environment* [Online]. Available: www.pontediarchimede.it [Accessed].
- POPOVIC, X, GERBER, J., FERREIRA, J. & WYK, J. 2011. Quantifying the Value of Power Electronics in Sustainable Electrical Energy Systems. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 26, 3534-3544.

- RIDDELL, R. 2008. Turning Tides. *Engineering & Technology*.
- ROHRBACH, C. & WOROBEI, R. 1975. Performance Characteristics of Aerodynamically Optimum Turbines for Wind Energy Generators.
- RSCOMPONENTS. 2012. *RS Components Ltd*. [Online]. Available: <http://uk.rs-online.com/web/> [Accessed 6 June 2012].
- SAGERBESS. 2012. *Análisis del estado del arte: Baterías* [Online]. Available: <http://sagerbess.com/analisisdelestadodelartebaterias.html> [Accessed May 27 2012].
- SELIG, M. S. & MCGRANAHAN, B. D. 2004. *Wind Tunnel Aerodynamic Tests of Six Airfoils for Use on Small Wind Turbines*. University of Illinois at Urbana.
- SHIONO, M., SUZUKI, K. & KIHO, S. 1998. An experimental study of the characteristics of a darrieus turbine for tidal power generation.
- SLEIGH, A. 2001. *An introduction to fluid mechanics*.
- SOMERS, D. M. & MAUGHMER, M. D. 2003. Theoretical Aerodynamic Analyses of Six Airfoils for Use on Small Wind Turbines. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory.
- SOORAKSA, P. & GUANRONG, C. Year. On comparison of a conventional proportional-integral plus derivative controller versus a fuzzy proportional-integral plus derivative controller: a case study of subsystem failure. *In: Industrial Technology, 2002. IEEE ICIT '02. 2002 IEEE International Conference on, 2002 2002. 205-207 vol.1*.
- SORNES, K. 2010. Small-scale water current turbines for river applications. Zero Emission Resource Organisation (ZERO).
- SPAIN, R. 2002. A Possible Roman Tide Mill.
- STEWART, R. 2008. *Introduction to Physical Oceanography*, Texas, Texas A & M University.
- SWANTURBINES. 2010. *Tidal Technology* [Online]. UK. Available: www.swanturbines.co.uk [Accessed].
- THEENGINEERINGTOOLBOX. 2005. *Resources, Tools and Basic Information for Engineering and Design of Technical Applications* [Online]. Available: www.engineeringtoolbox.com [Accessed].
- TIDALENERGYPTYLTD. 2010. *The world's most powerful WATER TURBINE* [Online]. Available: www.tidalenergy.net.au [Accessed].

TIDALGENERATIONLTD. 2010. *Exploiting the deep water resource; reliably, invisibly, economically* [Online]. UK. Available: www.tidalgeneration.co.uk [Accessed].

TIDALSTREAM. 2012. *Developing concepts for harvesting tidal energy* [Online]. UK. Available: <http://www.tidalstream.co.uk/html/costs.html> [Accessed].

TME. 2012. *Transfer Multisort Elektronik Sp. z o.o.* [Online]. Transfer Multisort Elektronik. Available: <http://www.tme.eu/> [Accessed Jun 6 2012].

TORREJÓN, C. 2010. *Diseño de un pack de baterías para motocicletas eléctricas*. Universidad Carlos III de Madrid.

TREMBLAY, O., DESSAINT, L. A. & DEKKICHE, A. I. Year. A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles. *In: Vehicle Power and Propulsion Conference, 2007. VPPC 2007. IEEE, 9-12 Sept. 2007*. 284-289.

UDEL. 2001. *Vehicle to Grid* [Online]. Available: <http://www.udel.edu/V2G/> [Accessed].

UNIVERSITYOFILLINOISATURBANA-CHAMPAIGN. 2008. *Department of Aerospace Engineering* [Online]. Illinois. Available: www.ae.illinois.edu [Accessed 2010].

USACHEV, I., SHPOLYANSKII, Y., ISTORIK, B., PASTUKHOV, V., KONDRASHOV, Y., BORODIN, V., SAVCHENKOV, S. & KUSHNERIK, V. 2007. Construction of a standard floating power-generating unit for tidal power plants. *Power Technology and Engineering (formerly Hydrotechnical Construction)*, 41, 319-326.

VÁSQUEZ, M. 2007. *Diseño de una turbina eólica de eje vertical con rotor mixto*. Ingeniero Mecánico, Universidad Austral de Chile.

VI. 2010. *Vind under energivisionen* [Online]. Vindmolle Industrien. Available: www.windpower.org [Accessed].

WARWICK. 2012. Available: <http://www2.warwick.ac.uk/> [Accessed].

WEF. 2012. *World Economic Forum* [Online]. Available: <http://www.weforum.org> [Accessed].

WIKIPEDIA. 2011a. *BYD F3DM* [Online]. Fundación Wikipedia, Inc. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/BYD_F3DM [Accessed May 19 2012].

WIKIPEDIA. 2011b. *General Motors EV1* [Online]. Fundación Wikipedia, Inc. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/General_Motors_EV1 [Accessed May 18 2012].

WIKIPEDIA. 2011c. *Pasivación* [Online]. Fundación Wikipedia, Inc. Available: <http://es.wikipedia.org/wiki/Pasivaci%C3%B3n> [Accessed Oct 26 2012].

WIKIPEDIA. 2011d. *Toyota Prius Plug-in* [Online]. Fundación Wikipedia, Inc. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Toyota_Prius_Plug-in [Accessed May 19 2012].

WIKIPEDIA. 2012a. *Coda Sedan* [Online]. Fundación Wikipedia, Inc. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Coda_Sedan [Accessed May 18 2012].

WIKIPEDIA. 2012b. *Chevrolet Volt* [Online]. Fundación Wikipedia, Inc. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Chevrolet_Volt [Accessed May 19 2012].

WIKIPEDIA. 2012c. *Fisker Karma* [Online]. Fundación Wikipedia, Inc. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Fisker_Karma [Accessed May 19 2012].

WIKIPEDIA. 2012d. *Mitsubishi i MiEV* [Online]. Fundación Wikipedia, Inc. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Mitsubishi_i_MiEV [Accessed May 18 2012].

WIKIPEDIA. 2012e. *Nissan Leaf* [Online]. Fundación Wikipedia, Inc. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Nissan_Leaf [Accessed May 18 2012].

WIKIPEDIA. 2012f. *REVA* [Online]. Fundación Wikipedia, Inc. Available: <http://es.wikipedia.org/wiki/REVA> [Accessed May 18 2012].

WIKIPEDIA. 2012g. *Tesla Roadster* [Online]. Fundación Wikipedia, Inc. Available: http://es.wikipedia.org/wiki/Tesla_Roadster [Accessed May 18 2012].

WIKIPEDIA. 2012h. *Toyota RAV4 EV* [Online]. Fundación Wikipedia, Inc. Available: http://en.wikipedia.org/wiki/Toyota_RAV4_EV [Accessed May 18 2012].

WORDPRESS. 2011. *Ilustre Municipalidad de Hualaihué* [Online]. Municipalidad de Hualaihue. Available: www.municipalidadhualaihue.cl [Accessed 15 September 2012].

WORLDENERGYRESEARCH. 2010. *A World Energy Holdings Company* [Online]. Available: www.worldenergyresearch.com [Accessed].

XCELENERGY. 2012. Available: <http://www.xcelenergy.com/> [Accessed].

YE, L., BARBARA, J. L. & SANDER, M. C. 2007. Modeling tidal turbine farm with vertical axis tidal current turbines. *Systems, Man and Cybernetics, 2007. ISIC. IEEE International Conference on*, 697-702.

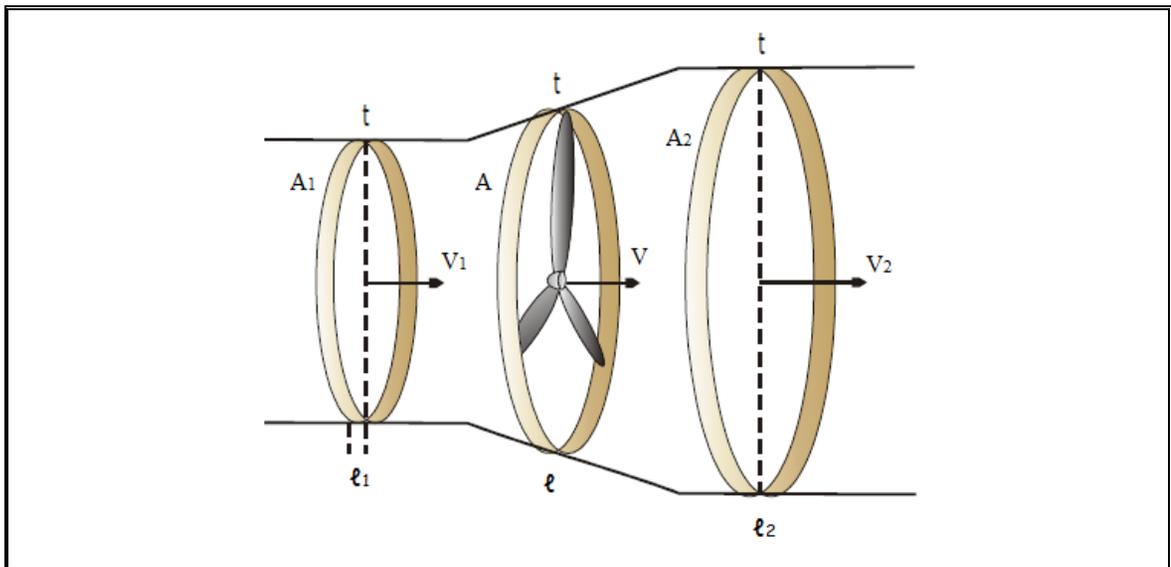
ANEXOS

Anexo A: DEMOSTRACIÓN DE LA LEY DE BETZ

Para calcular la potencia que una masa de fluido en movimiento cede a los álabes de una turbina, se calculará en primer lugar la energía cinética (E_{C1}) del fluido antes de encontrarse con las aspas, y también la energía cinética (E_{C2}) detrás de las aspas.

La diferencia entre estas dos energías cinéticas es la que el fluido transfiere mecánicamente a los álabes de la turbina.

Entonces, consideremos un tubo imaginario con distintos diámetros de sección, donde circula un determinado caudal Q de fluido como el que se muestra a continuación:



Como el caudal que atraviesa el tubo en todo momento es constante, podemos expresar que:

$$Q_1 = Q = Q_2 \quad (\text{ecu.1})$$

$$A_1 V_1 = AV = AV_2 \quad (\text{ecu.2})$$

Por lo tanto, el producto del área A de barrido de las palas de una turbina por la velocidad V del flujo, es constante en cualquier lugar del tubo.

Luego, junto con las ecuaciones 1 y 2 definidas anteriormente, se determina la diferencia de energía cinética entre la sección anterior y posterior de la turbina como:

$$E_{C1} - E_{C2} = \frac{1}{2} \rho A \ell (V_1^2 - V_2^2) \quad (\text{ecu.3})$$

Con lo cual la potencia (P) involucrada en la transferencia es:

$$P = \frac{E_{C1} - E_{C2}}{t} \quad (\text{ecu.4})$$

Reemplazando la ecuación 3 en la ecuación 4 se obtiene:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V (V_1^2 - V_2^2) \quad (\text{ecu.5})$$

Esta potencia entregada por el fluido será recibida en las palas de la turbina y también se podría expresar de la siguiente manera:

$$P = FV \quad (\text{ecu.6})$$

Pero,

$$F = ma = \rho A \ell \frac{V_1 - V_2}{t} = \rho A V (V_1 - V_2) \quad (\text{ecu.7})$$

Luego la potencia sería:

$$P = \rho A V^2 (V_1 - V_2) \quad (\text{ecu.8})$$

Igualando las ecuaciones 5 y 8, se obtiene que:

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{ecu.9})$$

Que proporciona el valor de la velocidad del fluido en los álabes en función de las velocidades anterior y posterior de los mismos. Por lo tanto, reemplazando la ecuación 9 en 5, la potencia extraída en los álabes será:

$$P = \frac{1}{4}\rho A(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2) \quad (\text{ecu.10})$$

Ahora, si se supone $V_1 = cte$, la potencia absorbida por las palas será máxima para un determinado valor de la velocidad V_2 después de las palas. Esto se consigue derivando la potencia (P) respecto de V_2 . Luego:

$$\frac{dP}{dV_2} = \frac{1}{4}\rho A((V_1^2 - V_2^2) - 2V_2(V_1 + V_2)) = 0 \quad (\text{ecu.11})$$

Entonces, resolviendo la ecuación 11 para el cual la derivada de la potencia resulta igual a 0 y despreciando resultados sin sentido físico, el valor de V_2 es:

$$V_2 = \frac{-2V_1 \mp \sqrt{(2V_1)^2 + 4 \cdot 3 \cdot V_1^2}}{2 \cdot 3} = \frac{-V_1 \mp 2V_1}{3} = \frac{V_1}{3} \quad (\text{ecu.12})$$

Tomando el valor de V_1 obtenido anteriormente y reemplazándolo en la ecuación 10 se obtiene:

$$P_e = \frac{1}{4}\rho A \frac{32}{27} V_1^3 = \frac{16}{27} \frac{1}{2} \rho A V_1^3 = 0.5926 P_d \quad (\text{ecu.13})$$

Finalmente, se llega por el teorema de Betz a que la potencia máxima extraíble (P_e) es el 59.26% de la potencia total disponible (P_d) en el flujo (Bastianon, 1994, Gasch, 2002, Ackermann, 2005, Burton et al., 2001, Garrett, 2007, Vásquez, 2007, VI, 2010). Por lo tanto, toda turbina diseñada para extraer energía de un flujo en movimiento tendrá rendimientos menores al 59%.

Anexo B: OTROS FACTORES PARA EL CÁLCULO DE SISTEMAS EXTRACTORES DE ENERGÍA MAREOMOTRIZ.

Coefficiente de momento

El coeficiente de momento depende del punto alrededor del cual es considerado. En los perfiles, normalmente existe un centro aerodinámico o foco, alrededor del cual el momento se mantiene constante al variar el ángulo de ataque. Para esta consideración, la variación del ángulo de ataque debe mantenerse dentro de la zona lineal del coeficiente de sustentación.

Para perfiles delgados y de poca curvatura el centro aerodinámico está ubicado en el 25% de la cuerda a partir del borde de ataque (Bastianon, 1994).

También es importante definir el centro de presión de un perfil aerodinámico y este es el punto donde la resultante de las fuerzas aerodinámicas corta a la cuerda. De este modo, el centro de presión es casi coincidente con el punto de aplicación de las fuerzas aerodinámicas y como consecuencia, el momento aerodinámico con respecto al centro de presión es nulo.

En perfiles delgados y de poca curvatura, el centro de presión se encuentra detrás del 25% de la cuerda y al aumentar el ángulo de ataque, el centro de presión, se aproxima gradualmente al 25% de la cuerda.

Influencia del Número de Reynolds

Los coeficientes aerodinámicos también dependen del número de Reynolds:

$$Re = \frac{\rho cv}{\mu} \quad (\text{ecu.1})$$

Donde c es la cuerda del perfil, v es la velocidad, μ es la viscosidad y ρ es la densidad del fluido. Los ensayos experimentales han sido realizados normalmente para aplicaciones aeronáuticas con elevados números de Reynolds y estos no son directamente aplicables a las turbinas eólicas, debido a las bajas velocidades de rotación

de sus hélices. Para algunos perfiles, existen datos a bajos números de Reynolds provenientes de aplicaciones en aerodelismo. Para los demás casos, suele efectuarse una extrapolación que debe estar respaldada por una cuidadosa interpretación.

Influencia de la calidad aerodinámica de los perfiles

Como se verá más adelante, la forma de los perfiles de las palas determinan la sustentación y resistencia que estos producen. Los coeficientes de sustentación y arrastre c_S y c_R , así como también su relación c_S/c_R , varían en función del ángulo de ataque α . El valor máximo alcanzado $(c_S/c_R)_{max}$, es uno de los parámetros fundamentales para el análisis del comportamiento de los rotores.

En la figura B.1 puede observarse la variación del coeficiente de potencia c_P para un rotor de eje horizontal bipala, para distintos valores de $(c_S/c_R)_{max}$. Las curvas muestran una severa caída del rendimiento para valores bajos de $(c_S/c_R)_{max}$, no teniendo mucho sentido elegir un elevado valor de λ_s , o sea una alta velocidad de giro, si no se tiene también un alto valor de $(c_S/c_R)_{max}$ (Bastianon, 1994).

En la práctica el valor de $(c_S/c_R)_{max}$ se encuentra limitado por la calidad de fabricación de las palas, ya que a mayor calidad aerodinámica, se requiere mayor calidad de terminación, estado superficial, curvatura de perfil, alabeo, etc.

Para un rotor bipala con determinado perfil de una determinada calidad de construcción $(c_S/c_R)_{max} = 80$, sería razonable un valor $\lambda_s = 10$. Mientras que para $(c_S/c_R)_{max} = 40$, λ_s debería ser aproximadamente igual a 7.

Estas observaciones permiten establecer los criterios para la selección del perfil aerodinámico.

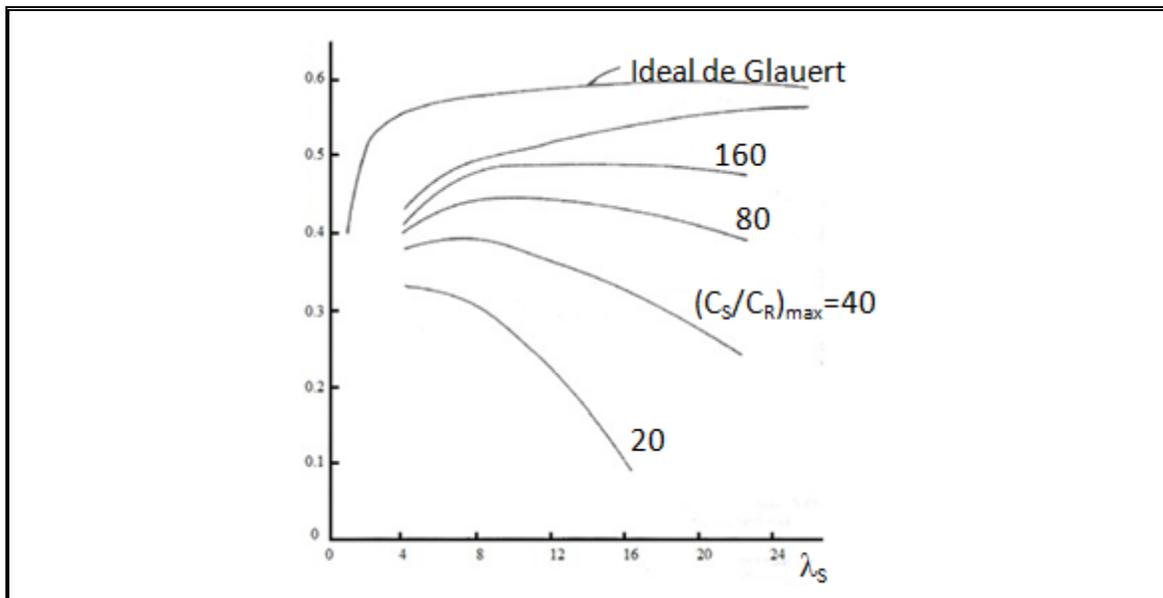


Figura B.1: Influencia de la calidad aerodinámica, rotor bipala.

Elección del Perfil Aerodinámico.

La elección del perfil aerodinámico se inicia seleccionando aquellos que posean un elevado coeficiente de elevación y simultáneamente un bajo coeficiente de arrastre. Esto se obtiene normalmente tomando aquellos perfiles que poseen altos valores de la relación elevación sobre arrastre c_S/c_R . Luego y según la aplicación para la cual será utilizado, se deberá considerar otras propiedades relacionadas con la forma en que c_S y c_R varían con el ángulo de ataque.

Para rotores de turbinas se sugieren aquellos perfiles en los cuales el coeficiente c_S alcanza su valor máximo en forma suave, evitando los que tienen picos agudos de c_S en función de α , en los cuales la abrupta caída de la elevación produce violentas vibraciones.

Las exigencias para lograr coeficientes aerodinámicos óptimos conducen normalmente a perfiles muy delgados. Sin embargo, también es necesario que sean capaces de resistir considerables esfuerzos mecánicos, razón por la cual deberá realizarse un compromiso entre la aerodinámica y la resistencia estructural. Esta última, también se encuentra

íntimamente asociada con el diseño de la pala y con los materiales utilizados en su construcción (Bastianon, 1994).

Características de algunos perfiles.

El perfil Clark Y (UniversityofIllinoisatUrbana-Champaign, 2008), desarrollado y ensayado en 1933 en Estados Unidos, ha logrado gran difusión por sus bondades aerodinámicas. Además, es importante destacar que su vientre plano facilita la construcción. Tiene un valor $(c_S/c_R)_{max} = 70$ para un número de Reynolds $R_e = 2 \times 10^5$.

El perfil Wortmann FX63-137 (UniversityofIllinoisatUrbana-Champaign, 2008) desarrollado en la Universidad de Stuttgart, en Alemania, ha sido utilizado con mucho éxito en la hélice de la “Turbina Eólica Argentina” de 10kW y en el aerogenerador INDAER de 1kW. Para $R_e = 2 \times 10^5$ alcanza un $(c_S/c_R)_{max} = 83$ y este valor crece considerablemente al aumentar el número de Reynolds. Sus características aerodinámicas son excelentes, si bien su construcción es laboriosa debido a la forma cóncava-convexa del vientre del perfil (Althaus and Wortmann, 1982).

De las contribuciones inglesas se extrae el perfil Gu25-5(11)8 desarrollado en la Universidad de Glasgow (Kelling, 1968, UniversityofIllinoisatUrbana-Champaign, 2008). Este perfil tiene una relación de espesor máximo con respecto a la cuerda del 20%, situado al 41,6% de la cuerda, a partir del borde de ataque. Este espesor le confiere una buena resistencia estructural. Además con un vientre plano su construcción se ve facilitada. Para $R_e = 3,9 \times 10^5$ el valor de $(c_S/c_R)_{max} = 87$.

Finalmente, entre los perfiles NACA (Abbott et al.) se encuentra el perfil NACA23024, el cual es usado en la hélice de la turbina de la NASA, MOD-O de 100kW, y alcanza un valor de $(c_S/c_R)_{max} = 8,6$ para un número de Reynolds $R_e = 8,9 \times 10^3$. Otro perfil de esta serie es el NACA64₃-618, el cual es usado en la turbina de 60kW desarrollada en Suecia por SAAB (UniversityofIllinoisatUrbana-Champaign, 2008), y tiene un valor de $(c_S/c_R)_{max} = 55$ para $R_e = 60 \times 10^3$

Mayor información sobre los coeficientes y la geometría de los perfiles mencionados se encuentra en las referencias (Hua et al., 2010, Bruschi et al., 2003, Selig and McGranahan, 2004, Somers and Maughmer, 2003).

Curvas características del rotor.

La curva característica del rotor es una gráfica que permite prever la potencia de salida del rotor para diferentes velocidades del flujo y de rotación. Se conforma realizando una serie de cálculos de coeficiente de potencia c_p para diferentes valores de la razón de velocidades entre las puntas del rotor y el flujo. Esta razón se conoce como razón de velocidad de punta y se define como:

$$\lambda = \frac{wR}{v} \quad (\text{ecu.2})$$

Donde w es la velocidad angular de rotación en radianes, R es el radio de la turbina en metros y v la velocidad del flujo en m/s.

La curva característica del rotor también permite conocer el valor óptimo de λ para maximizar la eficiencia. Conseguir el λ óptimo será el objetivo de los sistemas de control del dispositivo una vez puesto en funcionamiento. En la figura B.2 (Cuenca) se pueden observar diferentes curvas características para los rotores más comunes. Además, se observa que los rotores americano y Savonius alcanzan su $c_{p,max}$ para valores de λ cercanos a 1, mientras que el rotor Darrieus, tripala, bipala y monopala alcanzan su máximo para $\lambda_s = 5, 7, 10$ y 15 respectivamente.

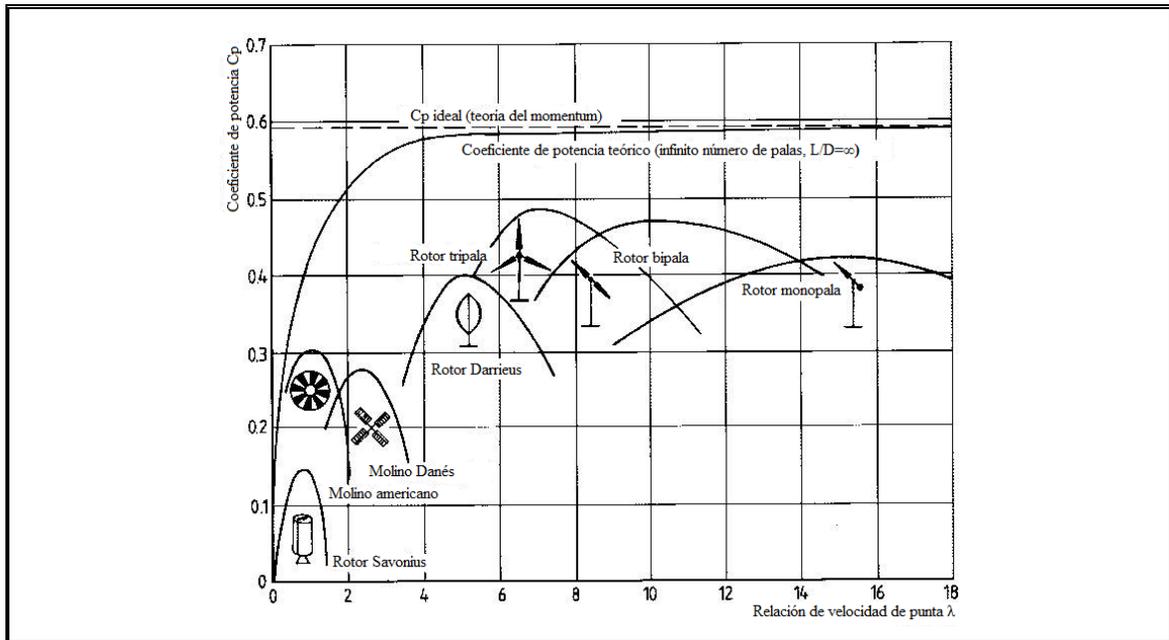


Figura B.2: Curvas características de los diferentes rotores más populares.

La curva característica de un rotor depende de su forma y dimensiones geométricas. El perfil aerodinámico usado, la longitud de las palas y el número de estas, el alabeo y la variación de la cuerda en función del radio son elementos que determinan en forma sensible el rendimiento del rotor. A continuación se verá cómo influye cada uno de estos valores (Bastianon, 1994).

Solidez

Para un rotor determinado, se denomina solidez a la relación entre la superficie ocupada por las aspas A_p y la superficie frontal barrida por el rotor A_{fp} .

$$S_o = \frac{A_p}{A_{fb}} \quad (\text{ecu.3})$$

Los aparatos de elevada solidez poseen un fuerte torque de arranque y giran a baja velocidad. A medida que disminuye la solidez, el rotor puede girar a mayor velocidad. Esta propiedad es importante pues la potencia es igual al torque T por la velocidad angular w .

$$P = Tw \quad (\text{ecu.4})$$

Por lo tanto, para un mismo torque, la potencia aumenta con la velocidad angular. En el diseño del rotor óptimo este aspecto es importante y debe analizarse con cuidado ya que el torque no es constante.

Por otro lado, para la generación de electricidad se requiere alta velocidad de giro, con lo cual la máquina eléctrica disminuye sus dimensiones, su peso y consecuentemente su precio.

Al disminuir la solidez del rotor, debe considerarse que el torque de arranque también disminuye. Si esta desciende por debajo del mínimo que le permita arrancar se deberá recurrir a elementos adicionales que ayuden a la puesta en marcha (Vásquez, 2007).

Adicionalmente, al disminuir la solidez, las palas se hacen cada vez más delgadas, con valores de cuerda reducidos y por lo tanto más frágiles.

Número de palas

Los rotores de elevada solidez son multipalas, llegando a tener 25, mientras que las de baja solidez son de una, dos o tres palas.

Entre las de baja solidez debe mencionarse que si bien, el rendimiento aerodinámico aumenta al aumentar el número de palas, este incremento se hace poco significativo para rotores con más de tres palas. Esta observación puede apreciarse en la figura B.3 correspondiente a un trabajo realizado para rotores ideales sin fricción (Rohrbach and Worobel, 1975).

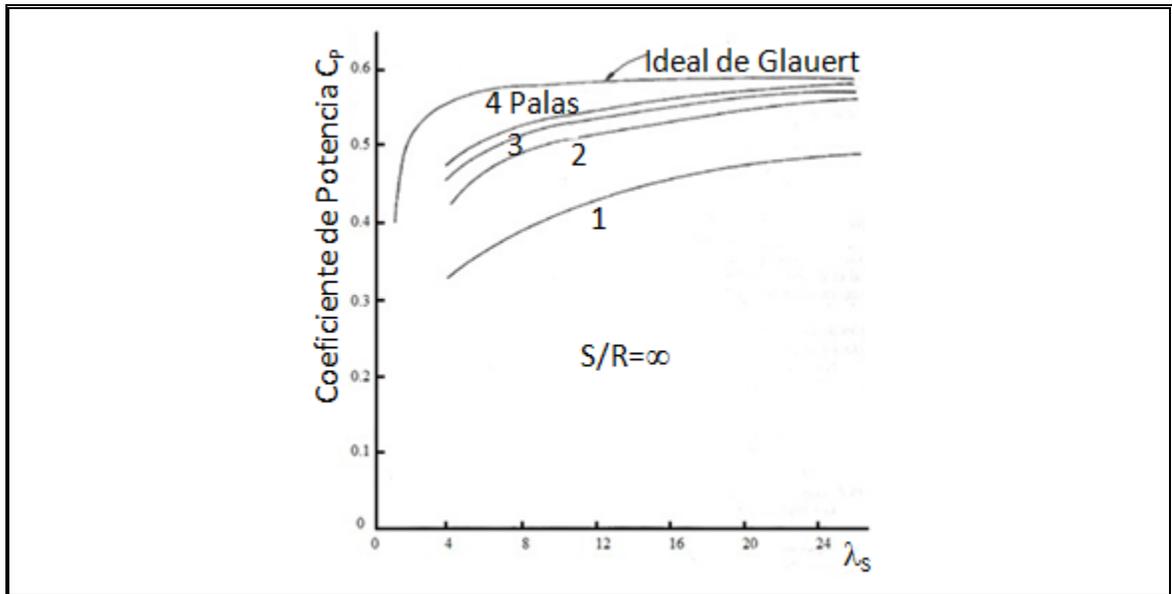


Figura B.3: Influencia del número de palas sobre el coeficiente de potencia.

Anexo C: PLACAS TÉCNICAS DE LOS GRUPOS ELECTRÓGENOS

| | | | | |
|---|------------|---|-----------------------------|-------|
|  | | FONO: 450-420 FAX: 450-4250 | | |
| | | E-MAIL: info@lureye.cl www.lureye.cl | | |
| Generación S.A. | | | | |
| GRUPO ELECTROGENO | | SERIE 10080807 | | |
| MODELO | TM20 | AVP | TM20K03006700 | |
| CAP. CONT. | 20 KVA | CAP. EMERG. | 22 KVA | |
| MOTOR | mitsubishi | MODELO | S4Q2-61SD N° 62126 1500 RPM | |
| ALTERNADOR | M.ALTE. | MODELO | ECO28-1L/4 Hz 50 | |
| KW | AMP | KVA | AMP | VOLTS |
| 18 | 22.1 | 20 | 28.0 | 400 |
| | | | | 230 |
| Cos Phi 1.0 | | Cos Phi 0.8 | | |
| PESO | 620 KGS | SERVICIO TECNICO (02) 450 4270 | | |

| | | | |
|-----------------------------|----------------|--|--|
| FG WILSON ENGINEERING LTD. | |  | |
| GENERATING SET | | GRUPO ELECTROGENO | |
| MODEL | P44E | MODELO | |
| SERIAL NUMBER | E2949A/O12 | NUMERO DE SERIE | |
| YEAR OF MANUFACTURE | 1999 | AÑO DE CONSTRUCCION | |
| RATED POWER-STANDBY | 44 KVA | POTENCIA EN KVA | |
| | 35.2 kW | | |
| | 0.8 COS ϕ | | |
| RATED VOLTAGE | 380/220 V | TENSION | |
| PHASE | 3 | FASE | |
| RATED FREQUENCY | 50 Hz | FRECUENCIA | |
| RATED CURRENT | 56.9 A | CORRIENTE | |
| RATED R.P.M. | 1500 | RPM | |
| MAXIMUM ALTITUDE | 152.5 m | ALTITUD MAXIMA | |
| MAXIMUM AMBIENT TEMPERATURE | 30 ° C | MAXIMA TEMPERATURA AMBIENTE | |
| ALTERNATOR CONNECTION | SSTAR | ALTERNADOR | |
| RATING ISO 8528-3 | | POTENCIA ISO 8528-3 | |
| ALTERNATOR ENCLOSURE | IP23 | CUERPO DEL ALTERNADOR | |
| INSULATION CLASS | H | CLASE DE AISLAMIENTO | |
| EXCITATION VOLTAGE | | VOLTAJE DE EXCITACIÓN | |
| EXCITATION CURRENT | 3.3 A | CORRIENTE DE EXCITACIÓN | |
| AVR | | REGULADOR AUTOMATICO DE TENSION | |

Anexo E: NIVEL DEL MAR EN PUERTO MONTT Y ANCUD, ESTADÍSTICAS MENSUALES

Gráficos y estadísticas de TSM y Nivel del mar de estaciones ambientales costeras

Página 1 de 1

Nivel del Mar PUERTO MONTT

Estadísticas mensuales en el periodo 1980 a 2005 (25 años)

Esta Información está referida a un Datum Local definido por la primera nivelación estable en la zona)

| Altura en cm | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Total periodo |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|---------------|
| Promedio | 488 | 487 | 487 | 488 | 491 | 493 | 493 | 490 | 487 | 487 | 487 | 488 | 489 |
| Mínima | 476 | 468 | 474 | 473 | 470 | 473 | 475 | 472 | 471 | 470 | 468 | 474 | 472 |
| Máxima | 509 | 501 | 499 | 508 | 515 | 514 | 517 | 513 | 517 | 512 | 508 | 510 | 510 |

Estadística Mensual histórica de los 25 años de información de la estación



| Altura en cm | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Total periodo |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|---------------|
| Promedio | 469 | 467 | 468 | 469 | 473 | 478 | 478 | 476 | 473 | 472 | 471 | 472 | 472 |
| Mínima | 16 | 16 | 15 | 12 | 11 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 64 |
| Máxima | 509 | 501 | 499 | 508 | 515 | 514 | 517 | 513 | 517 | 512 | 508 | 510 | 510 |

http://www.shoa.cl/cendhoc_php/reportes/mmm/estadistica_nivel.php

28-03-2010

Gráficos y estadísticas de TSM y Nivel del mar de estaciones ambientales costeras

Página 1 de 1

Nivel del Mar ANCUD

Estadísticas mensuales en el periodo 1999 a 2007 (8 años)

Esta Información está referida a un Datum Local definido por la primera nivelación estable en la zona)

| Altura en cm | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Total periodo |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|---------------|
| Promedio | 204 | 207 | 208 | 210 | 218 | 225 | 221 | 221 | 215 | 211 | 205 | 205 | 212 |
| Mínima | 197 | 202 | 196 | 201 | 209 | 217 | 212 | 213 | 209 | 200 | 195 | 193 | 204 |
| Máxima | 210 | 214 | 219 | 221 | 232 | 240 | 230 | 230 | 229 | 223 | 209 | 213 | 223 |

Estadística Mensual histórica de los 8 años de información de la estación



| Altura en cm | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | Total periodo |
|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|---------------|
| Promedio | 204 | 207 | 208 | 210 | 218 | 225 | 221 | 221 | 215 | 211 | 205 | 205 | 212 |
| Mínima | 197 | 202 | 196 | 201 | 209 | 217 | 212 | 213 | 209 | 200 | 195 | 193 | 204 |
| Máxima | 210 | 214 | 219 | 221 | 232 | 240 | 230 | 230 | 229 | 223 | 209 | 213 | 223 |

http://www.shoa.cl/cendhoc_php/reportes/mmm/estadistica_nivel.php

28-03-2010

Anexo F: DATOS DE LOS COMPONENTES ELÉCTRICOS

Tabla F. 1: Características del generador de imanes permanentes modelo 500STK3M (ALXION, 2001).

| | | | |
|-----------|---------------------------------------|--------|-----------------------------|
| Generador | Velocidad nominal | 600 | rpm |
| | Potencia nominal | 31.276 | W |
| | Torque a potencia nominal | 538 | Nm |
| | Eficiencia a potencia nominal | 93 | % |
| | Corriente a potencia nominal | 83,3 | A |
| | Voltaje a potencia nominal | 225 | V |
| | Potencia a media velocidad | 15.372 | W |
| | Torque a media velocidad | 545 | Nm |
| | Eficiencia a media velocidad | 90 | % |
| | Número de polos | 36 | |
| | Torque mínimo | 5,8 | Nm |
| | Resistencia de fase (20°C) | 0,05 | Ohm |
| | Inductancia de fase | 0,41 | mH |
| | Voltaje de fase sin carga (EMF, 20°C) | 261 | V |
| | Inercia de rotor | 649 | 10^{-3} kg·m ² |
| | Peso | 58 | kg |
| Costo | 4.500 | USD | |

Tabla F. 2: Parámetros del rectificador de frente activo (TME, 2012, RSComponents, 2012).

| | | | |
|--|---------------------------------|----------|-----|
| Interrupción | Cantidad | 1 | |
| | Capacidad máxima de corriente | 150 | A |
| | Capacidad de voltaje de bloqueo | 1.200 | V |
| | Resistencia de conducción | 24 | mΩ |
| | Costo unitario | 235 | USD |
| | Condensador | Cantidad | 2 |
| Requisito de valor de capacitancia C | | 1 | mF |
| Capacidad de voltaje | | 400 | V |
| Valor de capacitancia unitario | | 1 | mF |
| Peso total | | 5,6 | kg |
| Costo unitario | | 40 | USD |

Tabla F. 3: Parámetros del inversor y su filtro pasa bajos LC (TME, 2012, RSComponents, 2012).

| | | | |
|--|-------------------------------------|----------|-----|
| Interrupción | Cantidad | 2 | |
| | Capacidad máxima de corriente | 100 | A |
| | Capacidad de voltaje de bloqueo | 1.200 | V |
| | Resistencia de conducción | 24 | mΩ |
| | Costo unitario | 40 | USD |
| | Condensador | Cantidad | 2 |
| Requisito de valor de capacitancia C | | 10 | mF |
| Capacidad de voltaje | | 350 | V |
| Valor de capacitancia unitario | | 10 | mF |
| Peso total | | 5,6 | kg |
| Costo unitario | | 286 | USD |
| Inductancia | Valor de inductancia L | 633 | μH |
| | Corriente máxima I_{Lmax} | 96 | A |
| | Resistencia de la inductancia R_L | 0,5 | mΩ |
| | Peso estimado | 50 | kg |
| | Costo estimado | 70 | USD |
| Condensador | Valor de capacitancia C | 10 | μF |
| | Capacidad de voltaje | 400 | V |
| | Costo | 2 | USD |

Anexo G: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA CAMIONETA CHEVROLET S10 ELÉCTRICA DE RANGO EXTENDIDO

Tabla G. 1: Características técnicas de la camioneta Chevrolet S10 eléctrica de rango extendido.

| | | | |
|--------------------------------|---|-----------|----------------|
| Baterías. Tracción y Generador | Generador tipo síncrono sin escobillas | | |
| | Generación máxima | 7 | kW |
| | Costo del Generador | 2.000 | EUR |
| | Motor a combustión | 850 | cc |
| | Rendimiento de combustible | 13 | km/Lt |
| | Capacidad de estanque de GNL (a 200 bar) | 16 | m ³ |
| | Potencia nominal de tracción 2x | 12 | kW |
| | Potencia máxima de tracción 2x | 24 | kW |
| | Autonomía eléctrica | 40 | km |
| | Autonomía híbrida a 80 km/hr | 120 | km |
| | Baterías tipo Plomo Ácido | | |
| | Capacidad de las baterías | 85 | Ah |
| | Voltaje de operación de las baterías en serie | 144 | V |
| | Capacidad de recarga de baterías 2x | 1 | kW |
| | Tiempo de recarga de baterías | 6 | hrs |
| | Costo estimado baterías | 1.000.000 | CHP |
| | Costo estimado del control | 800.000 | CHP |
| Otros | Capacidad de carga | 300 | kg |
| | Peso total | 1.500 | kg |
| | Otros costos | 2.600.000 | CHP |

Anexo H: COSTOS DE GRUPOS GENERADORES DIESEL.

Tabla H. 1: Costos de los grupos generadores diesel.

| Potencia (kVA) | Cos Φ | kW | Moneda | Costo de grupo | Costo US\$/kW* | Referencia |
|----------------|------------|-------|--------|----------------|----------------|----------------------|
| 20 | 0.8 | 16.0 | US\$ | 5.000 | 312.5 | www.mercadolibre.com |
| 20 | 0.8 | 16.0 | € | 3.950 | 335.9 | www.import3000.es |
| 40 | 0.8 | 32.0 | US\$ | 7.000 | 218.7 | www.mercadolibre.com |
| 44 | 0.8 | 35.2 | US\$ | 14.000 | 397.7 | www.mercadolibre.com |
| 50 | 0.8 | 40.0 | € | 5.500 | 187.1 | www.import3000.es |
| 60 | 0.8 | 48.0 | US\$ | 10.500 | 218.7 | www.mercadolibre.com |
| 80 | 0.8 | 64.0 | € | 5.700 | 121.1 | www.import3000.es |
| 125 | 0.8 | 100.0 | € | 10.700 | 145.6 | www.import3000.es |

* Valor euro US\$ 1.3607 (www.entelpyme.cl/monedas.php, 07 Marzo 2010)