



**Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Huelva**

Grado en Ingeniería Eléctrica

Trabajo Fin de Grado

**Simulación y control de una turbina
mareomotriz para operación en red y en modo
aislado.**

Autor: Álvaro de la Cruz Álamo

Tutor: Juan Pérez Torreglosa

Junio de 2025

Resumen

En el contexto actual de la creciente demanda de energías renovables, este Trabajo Fin de Grado pretende estudiar y evaluar el recurso energético que suponen las corrientes mareales en Huelva, realizando simulaciones que serán necesarias para dimensionar las instalaciones eléctricas para el proyecto “**Experiencia piloto de aprovechamiento de corrientes mareales en la costa de Huelva (TidUtil)**” además se implementará un sistema inteligente de gestión de la energía en la instalación.

Para llevar a cabo estos estudios se ha recurrido a una campaña de medidas de datos de flujo de marea que se realizó en el lugar de emplazamiento de la instalación, a partir de estos datos de flujo se ha obtenido información sobre la calidad energética del flujo. Estos datos junto con la información proporcionada por el fabricante de la turbina serán cruciales a la hora de realizar una simulación del sistema (Matlab Simulink) de conexión a red y funcionamiento en isla de la instalación.

Palabras clave: *Energía de las corrientes mareales, Gestión energética, Microturbina, Matlab/Simulink.*

Abstract

In the current context of increasing demand for renewable energy sources, this Bachelor's Thesis aims to study and assess the energy potential of tidal currents in the region of Huelva. Simulations will be conducted to properly size the electrical installations for the project titled “**Pilot Experience for the Utilization of Tidal Currents on the Coast of Huelva (TidUtil)**” It will also implement an intelligent energy management system in the facility.

To carry out this analysis, data from a tidal flow measurement campaign conducted at the proposed installation site have been utilized. Based on this flow data, valuable information regarding the energy quality of the current has been obtained. These measurements, along with technical specifications provided by the turbine manufacturer, will be essential for simulating the system (using Matlab Simulink), including both grid-connected and islanded operation modes.

Keywords: *Tidal current energy, Energy management, Microturbine, Matlab/Simulink.*

Índice

1. Introducción.....	11
2. Justificación y objetivos.....	13
3. Marco Teórico.....	14
3.1. Potencial energético de los océanos.....	14
3.2. Energía de las mareas y corrientes.....	15
3.3. Introducción a la tecnología.....	18
3.4. Tecnologías existentes.....	20
3.4.1. Turbinas de flujo transversal.....	22
3.5. Gestión de la energía en sistemas mareomotrices.....	24
3.5.1. Integración de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) en energía marina.....	25
3.5.2. Estrategias de inyección de potencia en sistemas mareomotrices....	26
4. Metodología.....	28
4.1. Materiales.....	28
4.2. Métodos.....	29
4.2.1. Dimensionamiento energético del emplazamiento.....	29
4.2.2. Creación de un modelo eléctrico detallado.....	30
4.2.3. Modelo simplificado.....	42
5. Resultados.....	50
5.1. Resultados del modelo completo.....	50
5.1.1. Turbina.....	50
5.1.2. Bus de continua.....	51
5.1.3. Inversor.....	54
5.2. Resultados del modelo simplificado.....	58
5.2.1. Caso 1 (SOC inicial de un 10%).....	58
5.2.2. Caso 2 (SOC inicial de un 50%).....	61
5.2.3. Caso 3 (SOC inicial de un 90%).....	63

6. Conclusiones.....	65
7. Competencias desarrolladas.....	66
8. Bibliografía.....	67

Lista de figuras

<i>Figura 1 “Fotografía aérea Molino del Pintado Ayamonte”</i>	12
<i>Figura 2 “Funcionamiento esencial de un molino mareal para moler trigo”</i>	12
<i>Figura 3 “Potencia instalada en energías marítimas en Europa [3]”</i>	15
<i>Figura 4 “Esquema gráfico de un ciclo de mareas”</i>	16
<i>Figura 5 “Tecnología de corriente mareal y de presa mareal”</i>	17
<i>Figura 6 “Mix de potencia instalada de las distintas tecnologías marinas [3]”</i>	17
<i>Figura 7 “Comparación de las tecnologías existentes con la turbina ideal [14]”</i>	19
<i>Figura 8 “Clasificación básica de las distintas tecnologías”</i>	20
<i>Figura 9 “Clasificación visual de las distintas configuraciones”</i>	21
<i>Figura 10 “Esquemas de turbinas de flujo transversal”</i>	22
<i>Figura 11 “Distintas morfologías de turbinas”</i>	22
<i>Figura 12 “Turbina de Gorlov”</i>	22
<i>Figura 13 “Turbina del estudio Yang y Shu (2012) [18]”</i>	23
<i>Figura 14 “Montaje de una turbina de eje vertical”</i>	24
<i>Figura 15 “Sistema mencionado en [22]”</i>	25
<i>Figura 16 “Velocidades de corriente a una profundidad de 1.5 metros”</i>	29
<i>Figura 17 “Potencias generadas por la turbina a 1,5 metros de profundidad”</i>	30
<i>Figura 18 “Esquema de la instalación”</i>	30
<i>Figura 19 “Triton MK I”</i>	31
<i>Figura 20 “Posibles montajes de la Triton MK II”</i>	31
<i>Figura 21 “Triton MK II”</i>	31
<i>Figura 22 “Curvas características teóricas y experimentales de la Triton MK II”</i>	32
<i>Figura 23 “Bloque PMSG con la variable de entrada (par mecánico)”</i>	33

<i>Figura 24 “Bloque universal bridge en Simulink”</i>	34
<i>Figura 25 “Esquema general de un puente rectificador de 6 pulsos”</i>	34
<i>Figura 26 “Esquema del rectificador completo”</i>	34
<i>Figura 27 “Convertidor boost”</i>	35
<i>Figura 28 “Convertidor boost utilizado en la simulación $C1 = C2 = 12000 \mu F$”</i>	37
<i>Figura 29 “Controlador P&O utilizado”</i>	38
<i>Figura 30 “Bloque inversor de dos niveles”</i>	39
<i>Figura 31 “Modelo del inversor”</i>	40
<i>Figura 32 “Bucle de control del modo grid following”</i>	40
<i>Figura 33 “Comparador de intensidades y generador de señal de control”</i>	41
<i>Figura 34 “Conexión de la batería entre los convertidores”</i>	41
<i>Figura 35 “Bucle de control de tensión para el modo grid forming”</i>	42
<i>Figura 36 “Esquema del modelo simplificado”</i>	43
<i>Figura 37 “Perfil de potencias utilizado en el modelo simplificado (25/04/2025-27/04/2025)”</i>	44
<i>Figura 38 “Perfil de coste horario (25/04/2025-27/04/2025)”</i>	45
<i>Figura 39 “Funciones de membresía, se muestran ordenadas alfabéticamente: A) Coste de la electricidad (MWh), B) Potencia generada (W), C) Estado de carga (SOC) (%), D) Potencia inyectada (W).”</i>	46
<i>Figura 40 “Esquema del controlador Fuzzy”</i>	46
<i>Figura 41 “Función par de entrada en PMSG”</i>	50
<i>Figura 42 “Resultados en el eje: (a) Par real que experimenta el eje, (b) Velocidad a la que el eje gira, (b) Potencia en el eje resultado de multiplicar las dos curvas anteriores.</i>	51
<i>Figura 43 “Tensión en el bus de continua”</i>	51
<i>Figura 44 “Valores a la salida del rectificador no controlado: (a) Tensión a la salida del rectificador/entrada del MPPT, (b) Corriente a la salida del rectificador/entrada del MPPT”</i>	52
<i>Figura 45 “Duty cycle que controla el convertidor boost”</i>	52

Figura 46 “Potencias en el nudo de las baterías (estado de descarga): (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor y por lo tanto a la entrada de las baterías, (b) Es la potencia que las baterías aportan para llegar a la consigna de potencia, (c) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna, (d) Sumatorio que demuestra la Ecuación 11 ” 53

Figura 47 “Parámetros medidos en la batería (estado de descarga): (a) Estado de carga de la batería, (b) Voltaje de la batería/voltaje del bus de corriente continua, (c) intensidad en la batería.” 53

Figura 48 “Potencias en el nudo de las baterías (estado de carga): (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor y por lo tanto a la entrada de las baterías, (b) Es la potencia que las baterías aportan para llegar a la consigna de potencia, (c) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna, (d) Sumatorio que demuestra la Ecuación 11 ” 54

Figura 49 “Parámetros medidos en la batería (estado de carga): (a) Estado de carga de la batería, (b) Voltaje de la batería/voltaje del bus de corriente continua, (c) intensidad en la batería.” 54

Figura 50 “Formas de onda producidas por el inversor (para una potencia inyectada de 1100 W): (a) Tensión a la salida del inversor/es la misma que la de la red, (b) Intensidad de referencia que sigue el inversor, (c) Intensidad real a la salida del inversor.” 55

Figura 51 “Potencias a la entrada y salida del inversor (par una potencia inyectada de 1100 W)”.. 55

Figura 52 “Formas de onda producidas por el inversor (modo isla): (a) Tensión de referencia del inversor, (b) Tensión de la nueva red formada por el inversor, (c) Intensidad real a la salida del inversor.” 56

Figura 53 “Potencias a la entrada y salida del inversor (modo isla)” 56

Figura 54 “Potencias en el nudo de las baterías (estado de carga): (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor y por lo tanto a la entrada de las baterías, (b) Es la potencia que las baterías aportan para llegar a la consigna de potencia, (c) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna, (d) Sumatorio que demuestra la Ecuación 11 ” 57

Figura 55 “Parámetros medidos en la batería (estado de carga): (a) Estado de carga de la batería, (b) Voltaje de la batería/voltaje del bus de corriente continua, (c) intensidad en la batería.” 57

Figura 56 “Potencias en el nudo de las baterías (SOC inicial 10%) (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor es decir la potencia generada, (b) Es la potencia que las baterías aportan para llegar a la consigna de potencia, (c) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna en este caso la variable controlada por el controlador difuso, (d) Sumatorio que demuestra la Ecuación 11 ” 59

Figura 57 “Resultados de SOC inicial del 10% (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor es decir la potencia generada, (b) Perfil de precios de la electricidad, (c) Estado de carga de la batería (SOC), (d) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna en este caso la variable controlada por el controlador difuso” 60

Figura 58 “Potencias en el nudo de las baterías (SOC inicial 50%) (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor es decir la potencia generada, (b) Es la potencia que las baterías aportan para llegar a la consigna de potencia, (c) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna en este caso la variable controlada por el controlador difuso, (d) Sumatorio que demuestra la Ecuación 11” 61

Figura 59 “Resultados de SOC inicial del 50% (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor es decir la potencia generada, (b) Perfil de precios de la electricidad, (c) Estado de carga de la batería (SOC), (d) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna en este caso la variable controlada por el controlador difuso” 62

Figura 60 “Potencias en el nudo de las baterías (SOC inicial 90%) (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor es decir la potencia generada, (b) Es la potencia que las baterías aportan para llegar a la consigna de potencia, (c) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna en este caso la variable controlada por el controlador difuso, (d) Sumatorio que demuestra la Ecuación 11” 63

Figura 61 “Resultados de SOC inicial del 90% (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor es decir la potencia generada, (b) Perfil de precios de la electricidad, (c) Estado de carga de la batería (SOC), (d) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna en este caso la variable controlada por el controlador difuso” 64

Lista de tablas

<i>Tabla 1 “Modelos experimentales de turbinas de flujo transversal”</i>	23
<i>Tabla 2 “Tabla de materiales”</i>	28
<i>Tabla 3 “Herramientas de software”</i>	28
<i>Tabla 4 “Potencias desarrolladas por la turbina en función de la velocidad de flujo”</i>	32
<i>Tabla 5 “Características de la batería”</i>	39
<i>Tabla 6 “Características del filtro del inversor”</i>	40
<i>Tabla 7 “Tabla explicativa de la estrategia de inyección del EMS”</i>	47
<i>Tabla 8 “Ejemplo tabla de reglas para la potencia inyectada (Potencia generada = Muymuybaja (VVL))”</i>	47
<i>Tabla 9 “Ejemplo tabla de reglas para la potencia inyectada (Potencia generada = Muy baja (VL))”</i>	48
<i>Tabla 10 “Ejemplo tabla de reglas para la potencia inyectada (Potencia generada = baja (L))”</i>	48
<i>Tabla 11 “Ejemplo tabla de reglas para la potencia inyectada (Potencia generada = Media (M))”</i>	48
<i>Tabla 12 “Ejemplo tabla de reglas para la potencia inyectada (Potencia generada = Alta (H))”</i>	49
<i>Tabla 13 “Ejemplo tabla de reglas para la potencia inyectada (Potencia generada = Muy alta (VH))”</i>	49
<i>Tabla 14 “Parámetros de simulación”</i>	50
<i>Tabla 15 “Parámetros de simulación. El parámetro paso se refiere a la variable sample time del bloque repeating sequence stair, el cual marca cuánto dura cada step de la función de los perfiles, se toma el valor de 600 segundos ya que el intervalo de medidas de las potencias es un dato cada diez minutos.”</i>	58

1. INTRODUCCIÓN.

Este Trabajo Fin de Grado se enmarca en el contexto global de la necesidad de encontrar nuevos recursos energéticos para abastecer la creciente demanda de energía mundial. En la actualidad se presenta el reto de asumir esta demanda de la forma más eficiente y fiable posible, con recursos que podamos explotar durante un largo periodo de tiempo sin la preocupación de que sean limitados, puesto que las fuentes de energía más usadas hoy en día son finitas (ej. combustibles fósiles, como petróleo, gas natural o carbón).

Los problemas asociados a la explotación de recursos que utilizan la combustión de combustibles fósiles son notables. Las emisiones de dióxido de carbono que éstos emiten influyen en nuestro clima y en nuestra salud, quizás en la segunda de forma más directa y preocupante como es el caso de nuestra ciudad donde la industria, pese a crear puestos de trabajo desencadena enfermedades en la población. Las energías que llamamos limpias y renovables también tienen ciertos inconvenientes, como puede ser la necesidad de materiales particulares para su producción (como tierras raras para los paneles solares y sus baterías), cuya extracción y procesamiento produce un impacto medioambiental a veces omitido.

Al fin y al cabo, la evolución tecnológica tiene un precio y es imposible librarnos de la huella que causa el ser humano en su medio, solo queda hacer las cosas de la mejor forma posible. Por lo pronto, estas energías son la única alternativa para reducir las emisiones, y como consecuencia directa la transición hacia ellas y el perfeccionamiento de las tecnologías existentes es inevitable.

En este marco global, el desarrollo de tecnologías que nos permitan explotar efectivamente recursos como la energía de los océanos son necesarias para el crecimiento de la producción energética renovable en su conjunto, ya que la implementación de las energías renovables solo tiene sentido si se aprovechan distintos tipos de energías que se integran y complementan entre sí. La implantación de un solo tipo de energía en el conjunto que engloba la generación provoca que la red eléctrica sea débil.

Respecto a la energía de los océanos, hay que destacar que el proyecto en el que está basado este trabajo tratará de aprovechar la energía mareal en la provincia de Huelva. El aprovechamiento de la energía mareal es un hecho en nuestra provincia desde el siglo XVIII con construcciones como el Molino del Pintado en Ayamonte (Figura 1), que estuvo operativo durante más de 200 años, este utilizaba el potencial gravitatorio que se genera con la diferencia de altura entre la bajamar y pleamar de la marea (Figura 2); esta energía se utilizaba después para moler trigo. Muchas construcciones similares al Molino del Pintado se extendían a lo largo del golfo de Cádiz gracias a la oportunidad que ofrecían los amplios humedales existentes en la parte sur-occidental de España.



Figura 1 “Fotografía aérea Molino del Pintado Ayamonte”

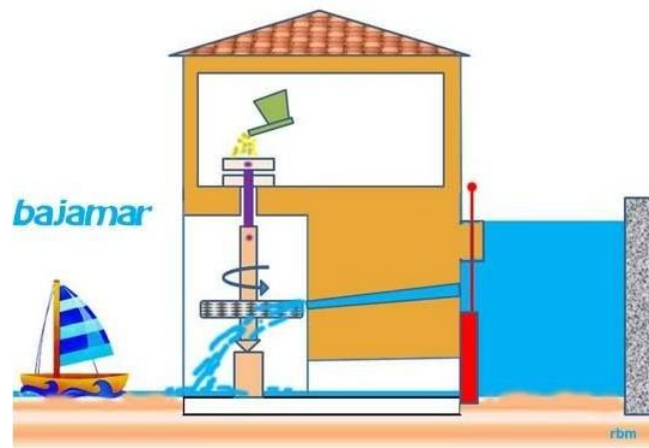


Figura 2 “Funcionamiento esencial de un molino mareal para moler trigo”

En el contexto de la producción de energía eléctrica la estabilidad en el suministro es un aspecto clave, los ciclos de mareas en nuestra provincia son ciclos de doce horas completamente predecibles en el largo plazo y constantes a lo largo del año, lo que permitiría un suministro muy fiable de energía a lo largo del día. Por supuesto, el proyecto no estará exento de retos como el adverso ambiente alcalino al que se enfrentan los materiales sumergidos debajo del agua o a las bajas velocidades de flujo que se presentan en periodos denominados mareas muertas, las cuales tienen muy poca diferencia de altura entre el punto más alto y el más bajo de la marea, provocando que nuestro sistema necesite de sistemas de almacenamiento para amortiguar estos periodos.

El proyecto TidUtil consistirá en una instalación de una turbina mareal en las instalaciones de la Marina del Odiel. Conectando la instalación a red y a un sistema de baterías, el comportamiento de la instalación será monitoreado y servirá de ejemplo para instalaciones futuras del mismo tipo.

2. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS.

Este Trabajo Fin de Grado se justifica dentro del marco del proyecto piloto "TidUtil", que pretende evaluar la viabilidad técnica de una instalación de microgeneración mareomotriz en el río Odiel. Además de aportar conocimiento sobre el comportamiento de este tipo de sistemas, el trabajo pretende sentar las bases para futuras aplicaciones de la energía mareomotriz a pequeña escala, tanto en redes aisladas como en conexión con la red eléctrica, promoviendo la diversificación del mix energético y la implantación de tecnologías limpias.

El objetivo general del presente trabajo es el estudio, modelado y simulación de una instalación mareomotriz basada en una microturbina vertical, con capacidad de funcionamiento tanto en modo aislado como en conexión a red, evaluando su comportamiento energético y estrategias de control.

Los objetivos específicos son:

1. Analizar el recurso energético disponible mediante el procesamiento de datos reales de velocidad de corriente obtenidos en una campaña de medidas realizada en el emplazamiento del proyecto.
2. Desarrollar un modelo eléctrico completo del sistema en Matlab/Simulink, incluyendo todos los elementos: generador, convertidores, baterías e inversor.
3. Implementar un modelo simplificado que permita simular el comportamiento energético del sistema en el largo plazo, facilitando el diseño y validación de estrategias de gestión energética.
4. Aplicar técnicas de control inteligente, mediante el uso de lógica difusa, que optimicen la inyección de potencia en función del estado de carga (*State of Charge*, SOC) de las baterías, el coste de la energía y la potencia generada.
5. Simular y evaluar el funcionamiento del sistema en diferentes escenarios de operación (modo isla y conexión a red).

Con estos objetivos en mente se dará paso a un contexto teórico sobre la energía de las corrientes mareales, y en menor medida de otras formas de obtener energía de los océanos. Este contexto teórico nos ayudará a comprender algo más sobre el enorme recurso energético que suponen los océanos además de los desafíos que supone el aprovechamiento de este preciado recurso. El marco teórico está basado en otro TFG de mi autoría "Aprovechamiento de la Energía de las Corrientes Mareales en las Costas de Huelva", el cual se centraba en el mismo proyecto, pero se llevaban a cabo otro tipo de tareas relacionadas con dimensionamiento energético y análisis de datos de corriente, además de desarrollar un modelo en tres dimensiones de la cuenca del río.

3. MARCO TEÓRICO.

3.1. Potencial energético de los océanos.

Si hablamos de la energía total que podemos obtener de los océanos, no existe un consenso global de a qué equivale dicha cantidad, los estudios más optimistas hablan de 32 TW de potencia total. En general, entre los tipos de energías marinas, distinguimos cinco formas en las que estas se manifiestan, que en su totalidad podrían asumir la demanda energética global [1]:

- Energía de las mareas o mareomotriz (800 TWh al año): Utiliza las corrientes y las diferencias de altura que se generan debido a las mareas. Las turbinas se encargan de capturar esta energía.
- Energía de las olas o undimotriz (8000 - 80000 TWh al año): La energía de las olas puede ser capturada mediante diversos tipos de dispositivos flotantes o semisumergidos que crearan movimiento mecánico o corrientes de aire de las cuales se puede obtener energía con turbinas.
- Energía de las corrientes (800 TWh al año): Esta energía se deriva del movimiento constante de las corrientes marinas. Se obtiene mediante el uso de turbinas submarinas que capturan la energía cinética del agua en movimiento.
- Energía asociada al gradiente térmico o maremotérmica (10000 - 87600 TWh al año): Se aprovecha la diferencia de temperatura entre las capas superficiales y profundas del océano. Se obtiene utilizando sistemas de intercambio de calor que bombean agua fría a unos 4 o 7 C°, este agua se encuentra a profundidades de entre los 500 y 1000 metros de profundidad.
- Energía del gradiente salino o potencia osmótica (2000 TWh al año): Esta energía proviene de la diferencia en la concentración de sal entre el agua de mar y el agua dulce. Se obtiene mediante membranas semipermeables que permiten el paso selectivo de iones, generando presión osmótica que puede ser convertida en energía eléctrica mediante tecnologías como la ósmosis inversa.

Sin embargo, estudios más realistas hablan de 337 GW y 885 TWh al año en total [2]. A pesar del gran potencial que tienen estas energías, su estado actual es bastante diferente debido a los desafíos tecnológicos que estas conllevan, actualmente la potencia global instalada en energías marinas es solo de 350 MW en el año 2023 y 250 MW en Europa (Figura 3), lo cual representa a efectos de impacto un cero por ciento de la potencia total instalada global (8900 GW) en el mismo año. En cuanto a la energía generada por estas tecnologías en 2021 fue de 970 GWh. Estos datos han sido adquiridos de la web oficial de IRENA [3].

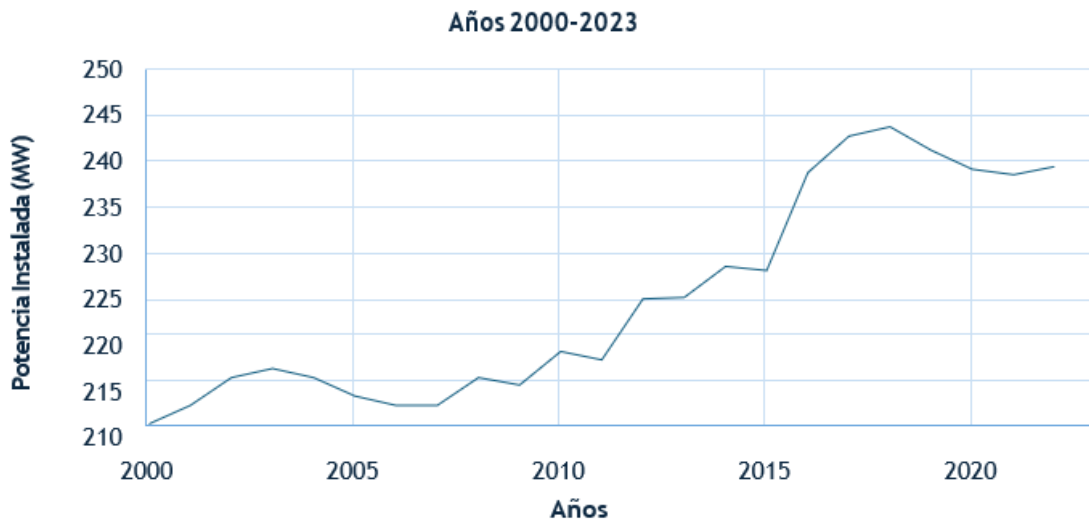


Figura 3 “Potencia instalada en energías marítimas en Europa [3]”

En la clasificación anterior, vemos que la energía que se sirve del gradiente térmico de los océanos es la que tiene el mayor potencial energético, esto se debe a que los océanos al ocupar el 70% de la superficie de nuestro planeta y tener una muy buena capacidad de retención del calor, actúan como el mayor colector solar que existe [4].

3.2. Energía de las mareas y corrientes.

Como se ha mencionado en el apartado anterior, hay varias formas de explotar el recurso energético que suponen los océanos, este proyecto estará basado en una de ellas, extraer la energía de las corrientes mareales, de forma más concreta en la desembocadura de un río, por lo que hablaríamos de obtener la energía de las corrientes provocadas por los periodos de las mareas y no de las corrientes permanentes que existen en el fondo de los océanos, las cuales son provocadas por un fenómeno distinto.

El sol produce el 99.99% de la energía que tenemos en la tierra, el resto 0.01% viene de la energía nuclear y la geotérmica, las mareas son provocadas por la luna en un 68% y por el sol en un 32%, es decir la luna influye 2.6 veces más en la marea que el sol [4].

Como vemos en la Figura 4, las mareas ocurren debido a la posición relativa del sol, la luna y la tierra, y la atracción gravitatoria que ocurre entre los tres cuerpos y la masa de agua de los océanos. Este aumento y descenso periódico del agua en mares y océanos es un fenómeno que se repite dos veces durante un día lunar, que, curiosamente, no coincide exactamente con el día solar de 24 horas, sino que tiene una duración de 24 horas y 50 minutos. Durante aproximadamente 50 minutos, el agua del océano alcanza su nivel máximo en diferentes momentos y lugares, este ciclo ocurre cada 19 años, un ciclo conocido como el ciclo Metónico.

El movimiento de la Luna alrededor de la Tierra es el motor principal de las mareas. El ciclo lunar y por lo tanto el de la marea tiene una duración de 12 horas y 25 minutos. Sin embargo, no podemos pasar por alto el papel del Sol. Cuando la Tierra, la Luna y el Sol se alinean, como ocurre durante los días de luna nueva y llena, se producen las mareas más extremas, el agua se eleva a sus puntos más altos y se producen los fenómenos a los que llamamos “mareas vivas”. En contraste, durante los días de medialuna creciente y menguante, en los primeros y terceros cuartos, el ángulo de 90° del Sol en relación con la Tierra reduce su influencia gravitacional, lo que se traduce en “mareas muertas”, con alturas más modestas [4].

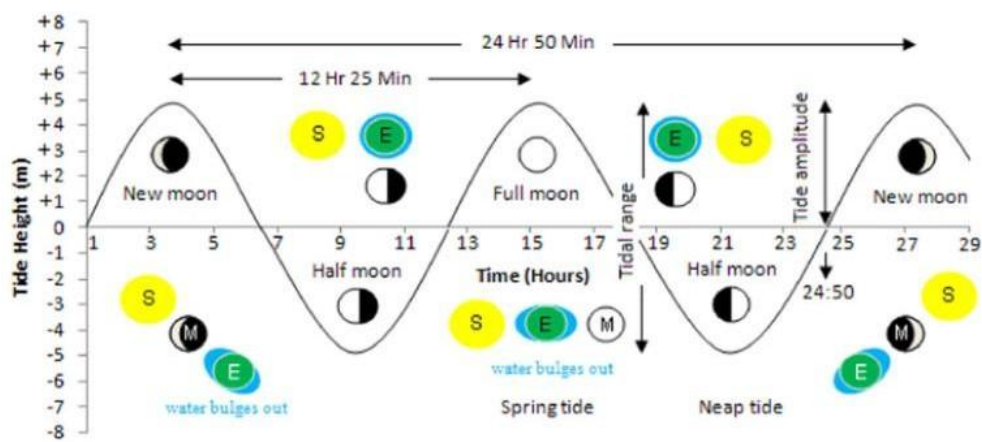


Figura 4 “Esquema gráfico de un ciclo de mareas”

La energía de las mareas se puede clasificar en dos tipos (Figura 5) dependiendo del tipo de forma en la que aparezca esta energía [5]:

- Energía potencial de las mareas: La diferencia de altura entre la pleamar y la bajamar supone un potencial gravitatorio aprovechable. Este tipo de instalaciones utilizan un muro que almacena el agua que llega con la subida de la marea, y la libera cuando la marea está baja con una diferencia de altura máxima. A día de hoy se requiere de una diferencia de altura de marea mínimo de 3.05 metros para que esta técnica sea rentable económicamente [5].
- Energía de las corrientes mareales: Las corrientes que se generan debido a los desplazamientos de agua de las mareas en los ríos y estuarios son un recurso que mediante turbinas puede ser explotado. Hablamos de turbinas de grandes dimensiones en lugares de mucha corriente y turbinas como las que se van a usar en este proyecto, basadas en la micro generación para velocidades de flujo más bajas.

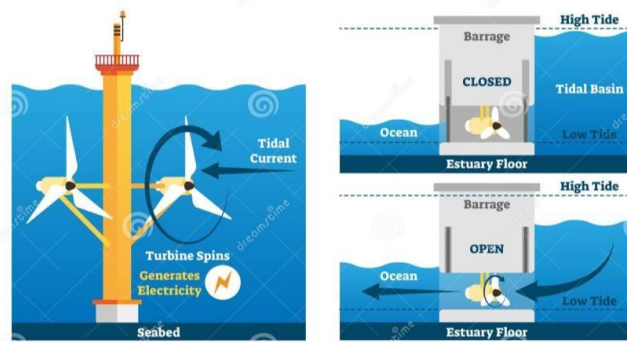


Figura 5 “Tecnología de corriente mareal y de presa mareal”

De entre todos los tipos de energías marinas, a pesar de ser la maremotérmica la que tiene un mayor potencial; es la mareomotriz la que lidera en el sector, esto se debe a que es una tecnología conocida y con una relativa mayor capacidad de instalación, concretamente consiste en la construcción de muros mareales. Como vemos en la Figura 6 sacada de la base de datos de IRENA, lo mencionando anteriormente se confirma, con la presa mareomotriz ocupando un total del 97% de la potencia instalada en energía oceánica. Se aprecia también el poco impacto de tecnologías como la maremotérmica pese a su gran potencial.

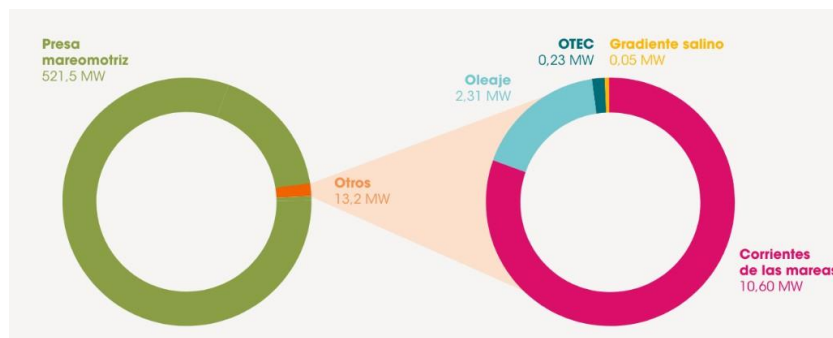


Figura 6 “Mix de potencia instalada de las distintas tecnologías marinas [3]”

Recientemente se han planeado grandes instalaciones de energía mareomotriz, como el proyecto de Energía Azul Dalupiri de 2200 MW (Filipinas), la planta de energía Mareomotriz Tugurskaya de 3640 MW (Rusia), la Barrera de Siete Puertas de 8640 MW (Reino Unido) y la planta de Mezenskaya de 12000 MW (Rusia). La India tiene la intención de construir una planta mareomotriz de 50 MW en el Golfo de Kutch, y hay noticias no confirmadas sobre una instalación en Penzhinskaya de 87100 MW en la Bahía de Penzhin, Rusia [4].

En la actualidad, la gran mayoría de instalaciones existentes son de una gran potencia instalada, dejando de lado a la microgeneración, la cual puede tener aplicaciones interesantes para cierto tipo de enclaves geográficos.

3.3. Introducción a la tecnología.

En el contexto global, aunque existan ya centrales de gran potencia en nuestro planeta, es fácil llegar a la conclusión de que nos encontramos frente a tecnologías que son emergentes, la potencia instalada global en estas energías es prácticamente del 0% en comparación con el resto como ya se mencionó anteriormente. Es notoria la disparidad en las tecnologías existentes, es decir la falta de normalización en estas para llegar a tener plantas comerciales al alcance de todos los países. Es por ello, que tenemos una amplia gama de tecnologías, encontrándonos con muchos tipos de turbinas distintos.

Las turbinas mareales se encargan de extraer la energía cinética de las corrientes generadas por las mareas, de forma muy parecida al funcionamiento de las turbinas eólicas, pese a ello hay algunas diferencias importantes entre estas. Los flujos de las corrientes de mareales están confinados entre el lecho marino y la superficie del mar y pueden ser aún más concentrados dentro de un canal, en contraste con la energía eólica. Por otro lado, las turbinas mareales que tienen la misma capacidad de potencia nominal que los aerogeneradores tienen el potencial de producir cuatro veces más energía por año/m² [6]. Es obvio que los dos tipos trabajan con fluidos distintos, las turbinas mareales trabajan con velocidades de flujo más bajas que los aerogeneradores, sin embargo, las turbinas marinas trabajan con agua la cual tiene una densidad de 1025 kg/m³ y los aerogeneradores con aire 1.25 kg/m³ por lo que al final los efectos se compensan y en término de potencia producen lo mismo [7].

La ecuación que describe la potencia generada por una turbina es la siguiente [8]:

$$P(t) = \frac{1}{2} \cdot c_p \cdot \rho \cdot A \cdot V(t)^2 \quad (1)$$

Donde:

- $P(t)$ es la potencia hidráulica total.
- c_p es el coeficiente de potencia, que varía dependiendo de la microturbina considerada.
- A es el área barrida del rotor de la microturbina o el área frontal.
- $V(t)$ es la velocidad de flujo.

Es importante mencionar el denominado “Blockage effect”, el cual ocurre en las turbinas mareales y no en la eólicas, ya que las turbinas mareales están sometidas a un flujo que se encuentra confinado entre el lecho marino, la superficie del agua y en muchos casos las paredes del canal donde se encuentra [9].

A la hora de extraer energía de un fluido, existen ciertos límites, establecidos por Betz y Newman. Para una turbina de flujo axial tenemos el límite de 59.3% [10] y para una turbina de flujo transversal hablamos de un 64%, además de un límite general para turbinas de un mayor número de álabes con un 66.6% [11].

Estos límites se cumplen para turbinas eólicas, pero para las turbinas que se encuentran sumergidas no podemos hablar de flujo un flujo libre, ya que este siempre se encuentra confinado entre el fondo y la superficie, y en muchos casos también por las paredes del canal. Como resultado, las turbinas mareomotrices que son de tamaño significativo en relación con su entorno pueden exhibir valores de coeficiente de potencia que superan ampliamente los límites de Lanchester-Betz y Newman. Como ejemplo de esto, la turbina de flujo transversal probada por McAdam en 2010 alcanzó valores de C_p de hasta el 160 % [12].

Es por eso que los efectos de confinamiento (Blockage effects) se tienen en cuenta de la siguiente forma [13]:

$$E = (1 - B)^{-2} \quad (2)$$

Donde B es el parámetro que tiene en cuenta la relación del área de la turbina y el área del flujo. En turbinas que se encuentran en un canal abierto no se tiene en cuenta E debido a que $A_c \gg A$, por lo que $E = 1$.

$$B = \frac{A}{A_c} \quad (3)$$

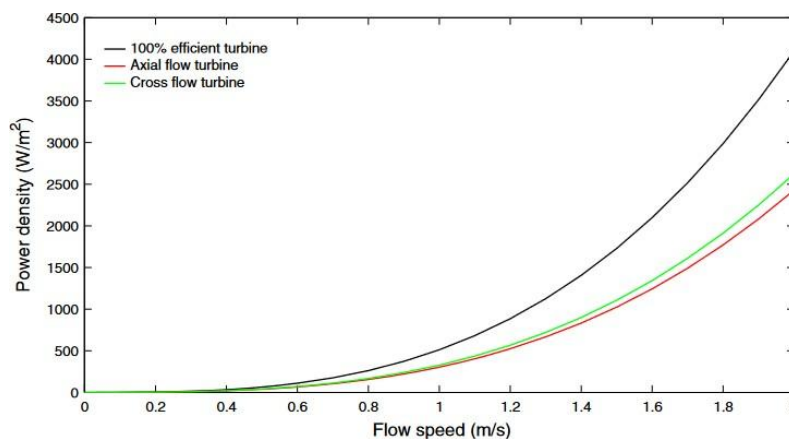


Figura 7 “Comparación de las tecnologías existentes con la turbina ideal [14]”

Las densidades de potencia de las turbinas axiales y de flujo transversal ideales en flujos no limitados de hasta 2 m/s se muestran en la Figura 7, junto con la de una turbina teórica con eficiencia del 100%. Aunque los dispositivos de flujo transversal tienen una densidad de potencia ideal ligeramente más alta que las turbinas axiales debido a su eficiencia teórica ligeramente mayor, la eficiencia práctica del dispositivo está fuertemente influenciada por el diseño y el rendimiento de la turbina. Esto está determinado por una variedad de factores como la solidez del rotor, el perfil de las palas y el número de Reynolds, el paso de las palas, la forma de las palas y la rugosidad de la superficie de las palas [14].

3.4. Tecnologías existentes.

Cuando hablamos de turbinas mareales nos encontramos ante una gran cantidad de modelos distintos, la mayoría de ellos experimentales. Debido a esta variedad, es difícil llegar a una clasificación general de los tipos de turbinas, hay estudios que las reducen a cuatro grandes grupos (Figura 8) [6]:

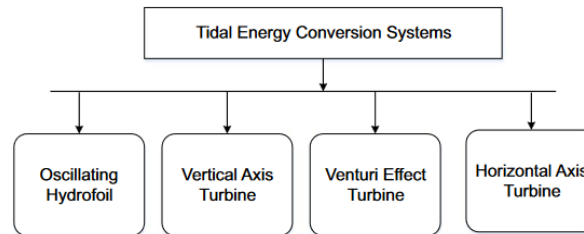


Figura 8 “Clasificación básica de las distintas tecnologías”

En esta clasificación (Figura 8) vemos que se incluye una categoría de turbinas que funcionan con efecto Venturi, lo cual veremos en la siguiente catalogación que no tiene mucho sentido ya que no es más que añadirle a la misma turbina, un difusor para ajustar el flujo.

Con el ejemplo anterior se demuestra la disparidad y la confusión entre modelos, para llegar a una clasificación general y real hay muchos factores que influyen, por lo que en función de diversos parámetros podemos llegar a clasificar cada instalación de forma independiente [15]:

- Tipo de eje (turbina de eje horizontal, turbina de eje vertical u oscilador).
- Difusor (con difusor o sin difusor).
- Tipo de montaje (flotante o fijo).
- Tipo de cimentación (anclado, base de gravedad, pilote o pontón fijo en la costa).
- Potencia nominal del dispositivo.

Para la potencia nominal, se observaron tres rangos: dispositivos de investigación a pequeña escala con potencia nominal inferior a 100 kW, dispositivos de tamaño medio con potencia nominal a menudo alrededor de 300-600 kW, comúnmente utilizados durante pruebas iniciales, y dispositivos de gran escala con potencia nominal comúnmente de 1000 kW, 1500 kW o 2000 kW. Por lo tanto, los dispositivos se clasificaron en tres categorías:

- Pequeño (menor de 100 kW).
- Mediano (100 kW o más, pero menos de 1 MW).
- Grande (1 MW o más).

Para ayudar a aclarar los distintos tipos de tecnologías, se consideró importante poder clasificar todos los dispositivos según estos factores, sin usar categorías clasificadas como 'otras' en las que no se especifica bien de qué tipo de tecnología estamos hablando. En la Figura 9 se aprecia de forma gráfica estos parámetros de clasificación los cuales se han mencionado previamente.

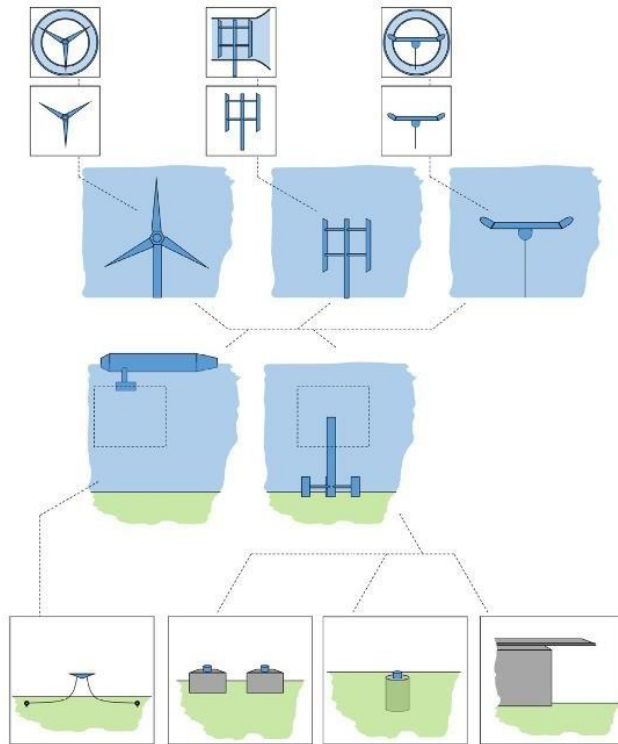


Figura 9 “Clasificación visual de las distintas configuraciones”

Mirando la Figura 9 desde arriba, vemos los tres tipos de tecnologías, eje vertical, eje horizontal y oscilador, y con cada una de ellas tenemos dos opciones con o sin difusor. A su vez, podemos tener cimentación fija o flotante, si elegimos la flotante esta irá anclada al fondo, y si elegimos la fija habrá tres opciones, cimentación de gravedad, con pilotes y con pontón fijo en la costa.

3.4.1. Turbinas de flujo transversal.

Las turbinas de flujo transversal (CFT “Cross Flow Turbine”) son aquellas en las que el eje es perpendicular al flujo, de las cuales tenemos dos tipos, de eje vertical y de eje horizontal (Figura 10).

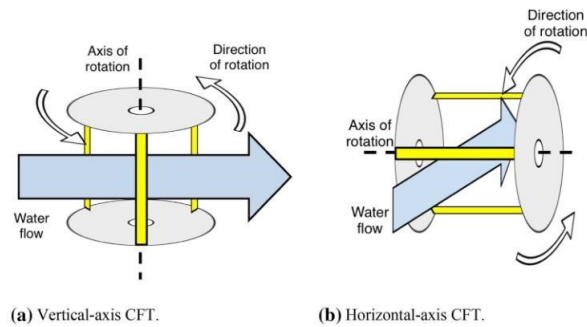


Figura 10 “Esquemas de turbinas de flujo transversal”

Existen varios tipos de turbinas de flujo transversal, en la Figura 11 podemos ver tres de ellos, la turbina Darrieus (a), Savonius (b) y H-rotor (c). En la Figura 12 tenemos un modelo más reciente basado en palas helicoidales que se denomina turbina de Gorlov [14].

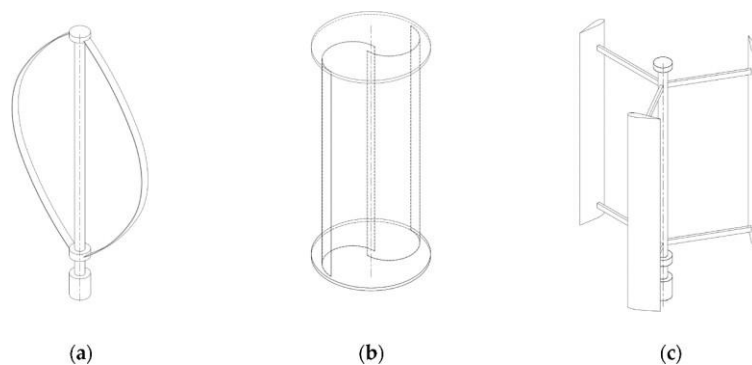


Figura 11 “Distintas morfologías de turbinas”



Figura 12 “Turbina de Gorlov”

Este diseño es el segundo más utilizado en lo que respecta a la energía de las corrientes mareales. No existen muchos modelos comerciales, ya que la tecnología todavía se encuentra en desarrollo y la opacidad de los datos es mucho mayor que para las turbinas de flujo axial.

Study Variant	Yang and Shu (2012) Göttingen 623 hydrofoil	McAdam et al. (2010) Truss ^b , $B = 0.50$, $F_r = 0.09$	Kyozuka (2008) Solo Darrieus	Coiro et al. (2005) –	Shiono et al. (2000) –
Orientation		Horizontal	Vertical	Vertical	Vertical
Maximum power (W)	95	3	215 ^a	160	16
Required flow speed (m/s)	1.50	0.30	1.00	3.50	1.4
No. of rotors (-)	1	1	1	1	1
Rotor diameter (m)	0.50	0.50	0.30	6.00	0.30
Rotor length (m)	0.45	0.88	0.60	5.00	0.20
Rotor swept area (m ²)	0.14	0.44	0.19	30.0	0.06
Rated C_p	0.41	0.53	0.43	0.24	0.19

Tabla 1 “Modelos experimentales de turbinas de flujo transversal”

Los dos dispositivos de menor eficiencia de la Tabla 1 (Shiono et al. 2000 [16]; Coiro et al. 2005 [17]) son diseños tradicionales de rotores Darrieus con alabes rectos. Aunque relativamente fáciles y simples de construir, una de las desventajas de este diseño es que, a bajas velocidades, las aspas rectas pueden sufrir un ángulo de ataque muy variable. Esto hace que este tipo de dispositivos de paso fijo sean propensos a la parada, reduce el rendimiento, obstaculiza su capacidad de autoarranque e impone tensiones adicionales a las palas.

El diseño de Yang y Shu (2012) (Figura 13) [18] incorpora un rotor helicoidal, el cual se afirma tener "todas las ventajas de una turbina Darrieus tradicional sin ninguno de los inconvenientes". Las aspas helicoidales pueden suavizar las fluctuaciones de par con cambios en el ángulo azimutal, mientras que su inclinación permite una disminución menos abrupta en el rendimiento y el par de arranque. Sin embargo, la construcción de estas aspas es más compleja y costosa.



Figura 13 “Turbina del estudio Yang y Shu (2012) [18]”

Este tipo de turbinas de eje vertical, suponen una gran ventaja respecto a las de eje horizontal, y es que la máquina generadora puede ser montada fuera del agua en algunos casos (Figura 14), por ejemplo, debajo de un puente que dé estructura de soporte para este, facilitando así su mantenimiento y por lo tanto su vida útil. Además, el montaje de difusores también es mucho más sencillo.

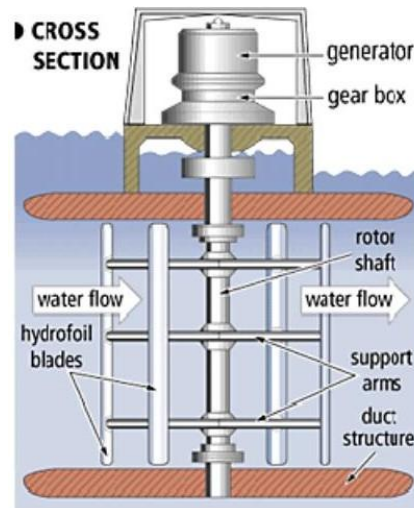


Figura 14 “Montaje de una turbina de eje vertical”

3.5. Gestión de la energía en sistemas mareomotrices.

En las últimas décadas, el crecimiento sostenido de las energías renovables ha transformado profundamente la configuración de los sistemas eléctricos. La incorporación masiva de fuentes como la solar fotovoltaica, la eólica y, en menor medida, la energía mareomotriz, ha permitido avanzar hacia una matriz energética más sostenible y respetuosa con el medio ambiente. Sin embargo, este proceso también ha introducido nuevos retos operativos, particularmente relacionados con la intermitencia y variabilidad inherentes a muchas de estas fuentes. En este contexto, la integración eficiente de tecnologías de almacenamiento energético, como los sistemas de baterías (BESS, *Battery Energy Storage Systems*), y el desarrollo de estrategias avanzadas de gestión y despacho de energía se han convertido en elementos clave para garantizar la estabilidad, flexibilidad y fiabilidad del sistema eléctrico. Este escenario es especialmente relevante para las tecnologías emergentes como las turbinas mareomotrices de eje vertical, cuya previsibilidad relativa se ve modulada por variaciones en la velocidad de las corrientes. A continuación, se presentan los avances más significativos en la literatura reciente en torno a estos desafíos, abordando la integración de BESS en entornos marinos, las estrategias de inyección a red, los enfoques de optimización aplicados, y los modelos de simulación bajo condiciones variables.

3.5.1. Integración de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) en energía marina.

La integración de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, *Battery Energy Storage Systems*) en la generación mareomotriz se ha propuesto como solución para mitigar la naturaleza variable de las corrientes de marea y mejorar la calidad de suministro eléctrico [19]. En sistemas con turbinas mareomotrices, la batería actúa como un colchón energético capaz de absorber los excedentes de potencia generados durante picos de marea y suplir déficits durante bajadas de corriente, equilibrando así la producción [20]. Diversos dispositivos de almacenamiento han sido estudiados con este fin, incluyendo bancos de hidrógeno (electrolizador + tanque + célula de combustible), supercondensadores y baterías de flujo redox de vanadio, además de las baterías convencionales de ion-litio. Por ejemplo, el uso de un banco de hidrógeno en combinación con energía mareomotriz y fotovoltaica permitió cubrir fluctuaciones de generación en [21], aunque con un incremento de coste por la complejidad del sistema. No obstante, las baterías electroquímicas de ion-litio suelen ser la opción preferida en entornos mareomotrices debido a su rápida respuesta y adecuación para amortiguar variaciones en escalas de minutos u horas, lo cual resulta crítico para seguir las fluctuaciones de marea.

En términos operativos, la adición de BESS aporta varias ventajas. Primero, suaviza las fluctuaciones en la potencia entregada, reduciendo rampas bruscas debidas a turbulencias u oleaje. Esto mejora la estabilidad tanto en redes aisladas como conectadas a red. Por ejemplo, en [22] consideran un caso de microrred de corriente continua en una isla con recursos solar, eólico y mareomotriz más almacenamiento Li-ion, donde proponen un sistema óptimo de gestión de energía para coordinar la aportación de cada fuente y satisfacer la demanda de forma eficiente (Figura 15).

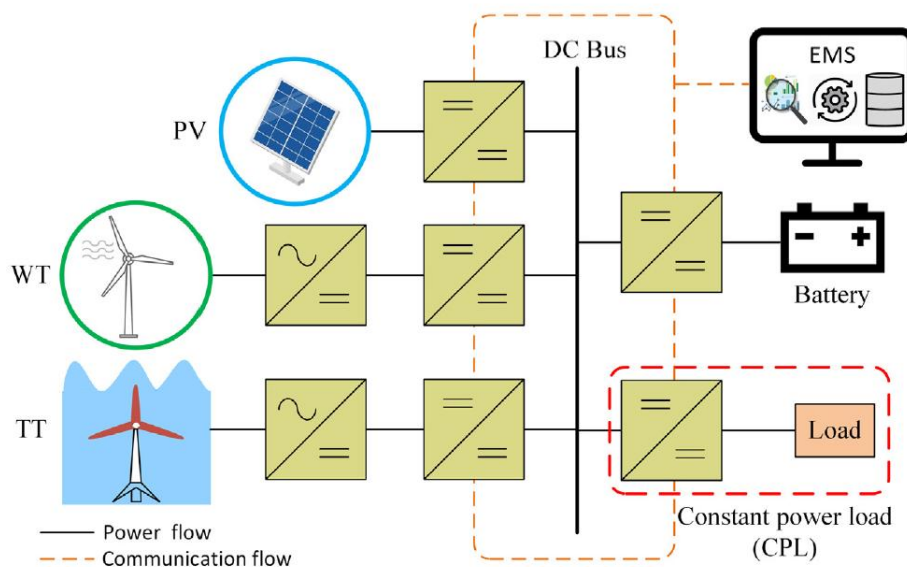


Figura 15 “Sistema mencionado en [22]”

Trabajos recientes, como el de Han et al. (2021) [23], propusieron una estrategia de control por reglas en un sistema de corriente marina de 3 MW conectado a red con batería de flujo vanadio y supercondensadores, para suavizar la potencia inyectada. La batería de flujo compensaba las fluctuaciones lentas de la marea, mientras que los supercondensadores absorbían picos rápidos, logrando que la potencia entregada a la red siguiera la referencia deseada y garantizando la fiabilidad del sistema.

La batería actúa como regulador, entregando potencia suavizada y asegurando que las cargas o la red reciban energía más estable. Gracias a este buffer energético, es posible abastecer demanda durante períodos de baja velocidad de corriente (mareas muertas) y, a la inversa, almacenar excedentes durante corrientes máximas (mareas vivas), contribuyendo a un despacho más uniforme. En síntesis, la integración de BESS en sistemas mareomotrices aporta flexibilidad y estabilidad operativa, al tiempo que facilita una gestión energética inteligente para maximizar el aprovechamiento de una fuente inherentemente variable. Otros caso de estudio concreto, como el de una microrred en Cook Strait (Nueva Zelanda) [24] con turbinas mareales y eólicas, muestran que la incorporación óptima de almacenamiento puede reducir drásticamente la energía vertida no utilizada y aumentar las ganancias del sistema híbrido. En conclusión, las baterías se han convertido en un componente clave para viabilizar y optimizar la energía mareomotriz, al garantizar un flujo de potencia más predecible y adaptado a los requerimientos de la red o las cargas aisladas.

3.5.2. Estrategias de inyección de potencia en sistemas mareomotrices

En sistemas exclusivamente mareomotrices, las estrategias de control de inyección a la red se centran en compensar la variabilidad (mediano y largo plazo) inherente de las corrientes de marea. Estudios de Lewis et al. (2019) [25] caracterizaron la variabilidad temporal del recurso mareomotriz y sus implicaciones para la red eléctrica, concluyendo que si bien la marea es altamente predecible en escalas de horas (ciclos de marea), existen fluctuaciones de segundos a minutos debidas a turbulencias y oleaje; la variabilidad de potencia en alta frecuencia (0,5 Hz) es baja (desviación estándar ~10–12% de la potencia nominal) y la consecuente variación en la tensión de red es despreciable (~0,3%). Esta observación, sugiere que las perturbaciones instantáneas debidas a la turbulencia marina apenas afectan la calidad del suministro, indicando un buen comportamiento de las turbinas mareomotrices en términos de “flicker” y estabilidad de voltaje. Asimismo, se ha comprobado que, incluso considerando distribuciones asimétricas de variabilidad, el impacto en la energía total generada es menor al 1%, y la predictibilidad de la generación mareomotriz permanece alta.

Sin embargo, las variaciones de mediano y largo plazo (a lo largo del ciclo de marea, con períodos de horas) sí requieren estrategias de control e inyección adecuadas. Durante una fase de marea creciente, la potencia generada aumenta hasta un pico para luego decaer a cero en la marea vacía, lo que sin intervención produciría entregas de potencia cero en ciertos intervalos [24]. Para gestionar estos cambios

de velocidad de la corriente, se emplean estrategias como: (a) Programación del despacho en múltiples escalas de tiempo (horizonte diario e intradiario), anticipando los momentos de mayor generación y planificando el uso de almacenamiento o respaldo en los valles de producción; y (b) control en tiempo real con almacenamiento para suavizar la potencia entregada segundo a segundo.

Otras tácticas de inyección incluyen la limitación activa de potencia (derating) en momentos de superávit de generación mareomotriz para evitar sobrecargas. Kuschke et al. (2012) [26] investigaron cómo un sistema de conversión mareomotriz puede proporcionar respuesta primaria de frecuencia. Ajustando la velocidad de rotación de la turbina (y por tanto su potencia) alrededor del punto de máxima extracción, la turbina puede aumentarse o disminuir su generación momentáneamente para ayudar a estabilizar la frecuencia del sistema eléctrico, similar a lo que hacen las centrales convencionales. Este enfoque requiere operar la turbina ligeramente por debajo de su punto óptimo de potencia, manteniendo margen de reserva para subir potencia cuando la frecuencia cae (y viceversa). Los resultados mostraron que es factible: las turbinas mareomotrices, especialmente si están acopladas a BESS, pueden actuar como recursos controlables.

También se pueden establecer enfoques colaborativos donde se puede regular la contribución de las distintas fuentes para que la potencia total suministrada siga un perfil más plano: durante bajamar (baja producción mareomotriz) la generación eólica o el BESS pueden cubrir el déficit, y viceversa durante pleamar. Asimismo, dado que las mareas son predecibles, es viable establecer con anticipación esquemas de despacho óptimo que indiquen cuándo cargar o descargar baterías, o cuándo entrar en operación modos alternativos (como producción de hidrógeno con el excedente). Wang et al. (2021) [27] proponen un despacho colaborativo “multi-time scale” en una red regional con renovables, precisamente para coordinar recursos mareomotrices con almacenamiento y otras fuentes en distintas escalas temporales, asegurando tanto la reserva a corto plazo como la planificación diaria óptima.

En la práctica, varias métricas evalúan el desempeño de estas estrategias de inyección. Entre ellas, la tasa de variación de potencia (ramp rate) entregada a la red, la desviación respecto a la consigna de potencia (si existe una señal de referencia o contrato de energía), y la estabilidad de la tensión/frecuencia local. En definitiva, las estrategias modernas combinan previsión, almacenamiento y control activo de turbinas para transformar la generación mareomotriz –intrínsecamente variable– en una fuente más gestionable y estable, apta para despacho a red con altos niveles de penetración renovable.

4. METODOLOGÍA.

En esta sección se abordarán los materiales y métodos utilizados para la creación de los modelos resultantes de este trabajo fin de grado. Con el objetivo de evaluar el comportamiento energético de la instalación, se ha optado por dos modelos desarrollados en el entorno Simulink. El primero reproduce de forma detallada el sistema eléctrico completo, incluyendo, el generador síncrono de imanes permanentes (PMSG, Permanent Magnet Synchronous Generator), los convertidores de potencia y el banco de baterías, permitiendo analizar el desempeño de cada componente. Sin embargo, debido a las limitaciones en tiempo de simulación asociadas a este tipo de modelos donde el coste computacional es alto debido al cálculo de las variables de control de los convertidores, se desarrolló un segundo modelo simplificado que sustituye el sistema físico por fuentes de corriente controladas. Este modelo, emula el comportamiento general de la instalación permitiendo simular escenarios de largo plazo (varios ciclos de marea) pudiendo así evaluar estrategias de control como la lógica difusa.

En las siguientes subsecciones se abordarán y explicarán ambos modelos, para luego analizar el controlador basado en lógica difusa.

4.1. Materiales.

Para este proyecto se han utilizado datos tomados en el terreno además de la curva característica de la turbina (Tabla 2).

Datos	Detalles	Fuente
Datos de velocidad de corriente	Datos del flujo tomados durante 16 días	Campaña de medidas (16 de abril a 5 mayo de 2025)
Curva característica Turbina	Curva potencia-velocidad de flujo	Fabricante (Triton)

Tabla 2 “Tabla de materiales”

Se han utilizado herramientas de software que han permitido realizar las simulaciones y procesar los datos de corriente (Tabla 3).

Datos	Características	Institución
Matlab Simulink	Software utilizado para modelado, simulación	MathWorks
Excel 365	Software para hojas de cálculo	Microsoft

Tabla 3 “Herramientas de software”

4.2. Métodos.

4.2.1. Dimensionamiento energético del emplazamiento.

En primer lugar, se llevará a cabo un análisis del potencial energético del emplazamiento, el cual servirá como base para dimensionar componentes clave del sistema, como el generador eléctrico necesario.

El emplazamiento seleccionado para la instalación es el nuevo puerto deportivo situado en el río Odiel. En concreto, las instalaciones de la Marina del Odiel serán las que alberguen la turbina. Como ya se mencionó en el apartado de materiales, concretamente en la Tabla 2, se realizó una campaña de medidas de flujo de corriente del 16 de abril a 5 mayo de 2025, la cual nos servirá para conocer cuanta energía se podrá obtener del recurso.

En la Figura 16 se ven reflejadas las velocidades de corriente escogidas para generar los perfiles de potencia utilizados en este trabajo. Estos valores que se muestran en la figura son el resultado de un preprocesamiento previo y una elección de entre los distintos perfiles de velocidad que se generan a las diferentes profundidades, de las cuales hemos seleccionado el perfil con las mayores amplitudes ya que es del que obtendremos el mayor potencial energético. Además, las velocidades que originalmente estaban referidas al fondo marino han sido transformadas para estar referenciadas a la superficie, ya que la turbina se instalará sobre una plataforma flotante. Esta configuración, hace que la turbina aproveche la energía a una profundidad constante con respecto a la superficie del agua.

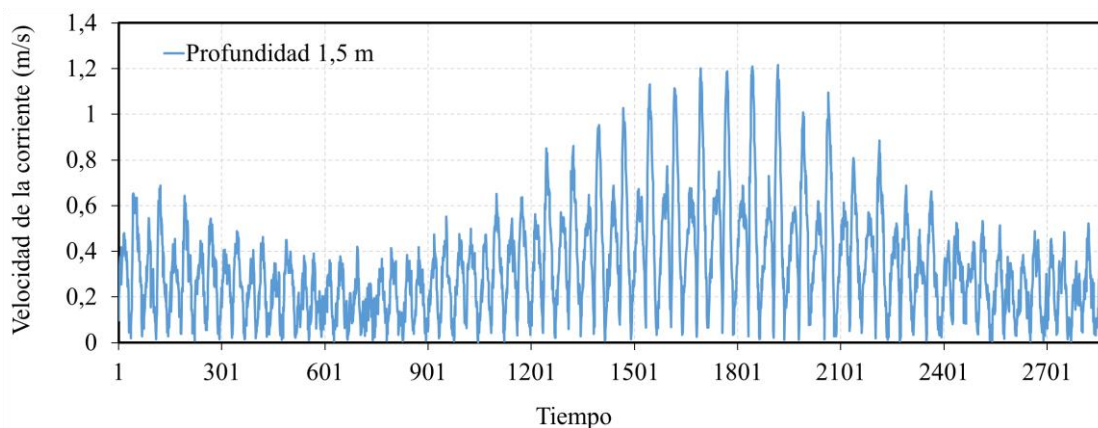


Figura 16 “Velocidades de corriente a una profundidad de 1.5 metros”

El siguiente paso es obtener el perfil de potencia correspondiente, este se encuentra en la Figura 17, y es el resultado de la interpolación de los valores de velocidad con la curva característica de la turbina la cual se explica más adelante y se encuentra representada en la Figura 22.

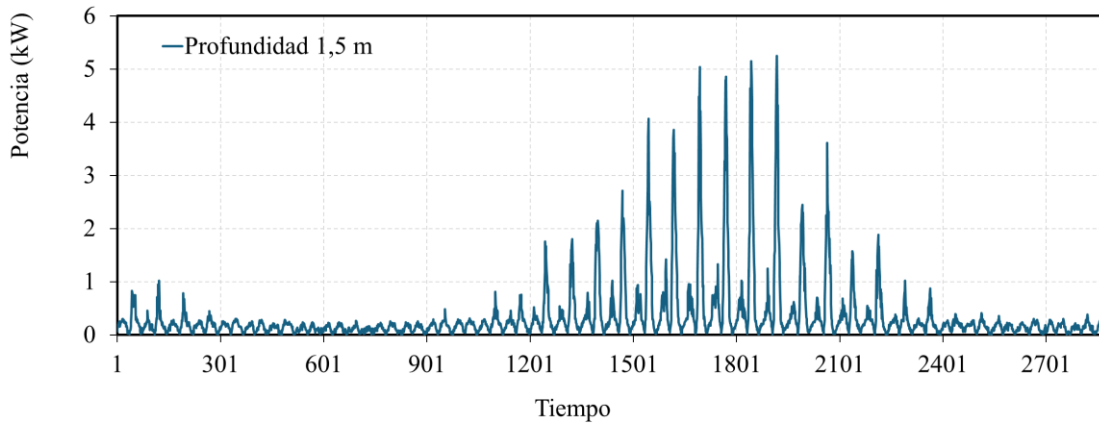


Figura 17 “Potencias generadas por la turbina a 1,5 metros de profundidad”

4.2.2. Creación de un modelo eléctrico detallado.

La creación de este modelo tiene como objetivo simular la dinámica completa del sistema y cómo funcionan todos sus componentes eléctricos en conjunto. Este tipo de simulación es precisa, ya que podemos observar las formas de onda y señales de control que cada componente. Un esquema del modelo y de cómo será la instalación en la realidad una vez esta se lleve a cabo se ve reflejado en la Figura 18.

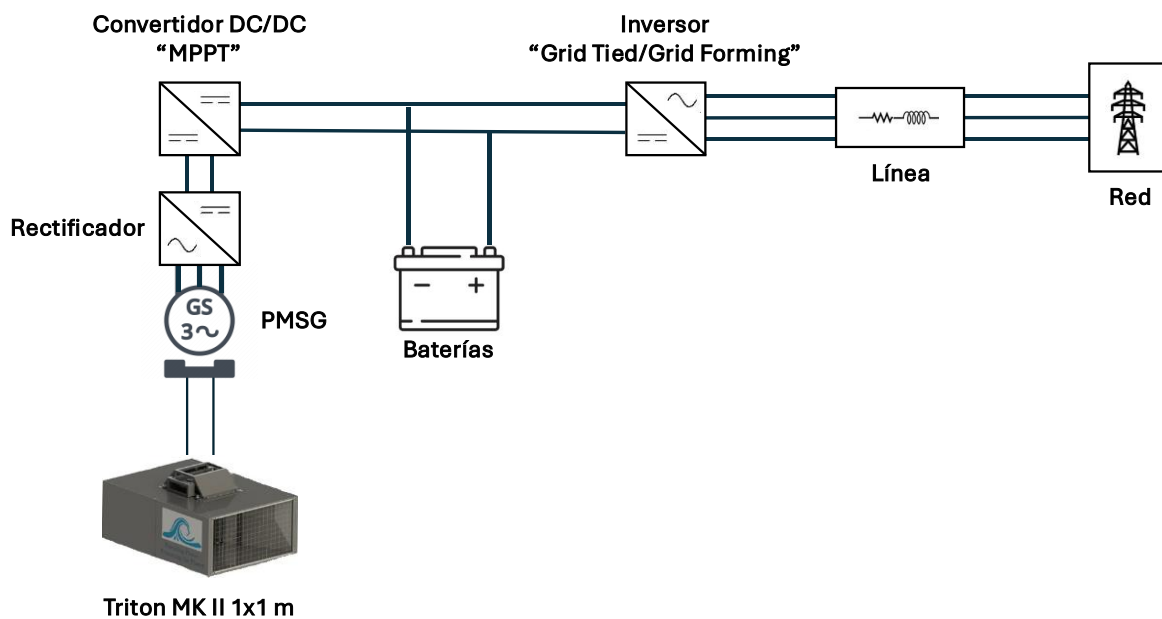


Figura 18 “Esquema de la instalación”

En los siguientes subpartados se analizarán los componentes uno por uno, viendo su funcionamiento, características y particularidades.

4.2.2.1. La turbina.

La turbina Triton-Hales, desarrollada por Triton Innovations y diseñada para funcionar en flujos diversos, ha sido un proyecto liderado por Rod Bromfield y Paul Hales durante más de dos décadas. La turbina ha pasado por diversas fases de pruebas y optimización, resultando en un diseño patentado altamente eficiente y escalable. Las versiones iniciales de la turbina incluían configuraciones de 4, 5 y 6 palas en un cilindro único (Figura 19), evolucionando posteriormente a una turbina de doble cilindro contra-rotativa (MK II) (Figuras 20 y 21).



Figura 19 "Triton MK I"

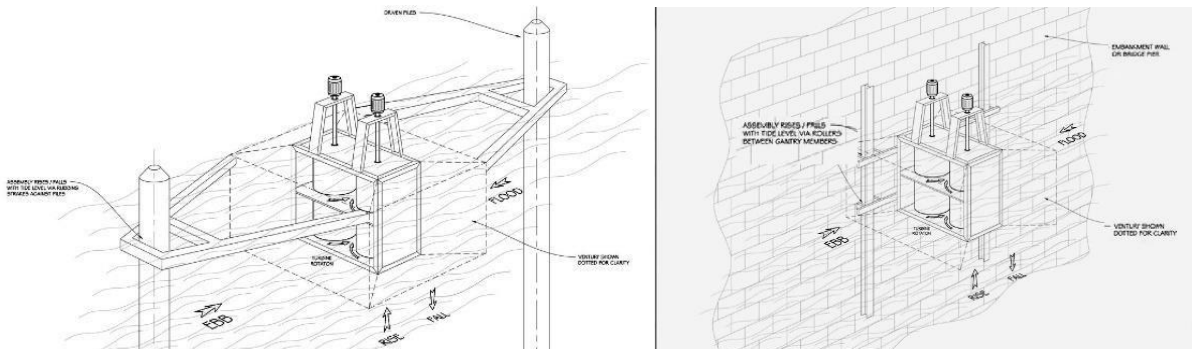


Figura 20 "Posibles montajes de la Triton MK II"

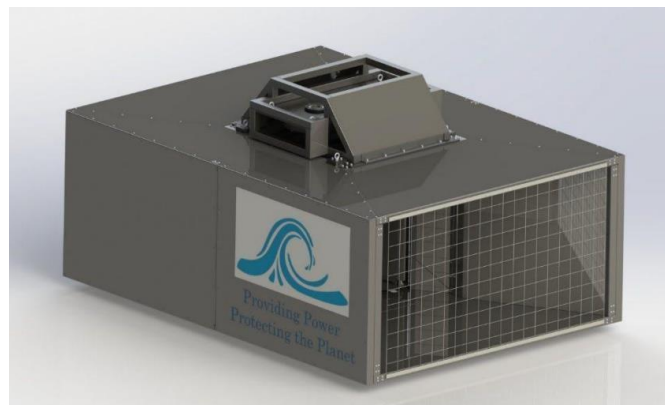


Figura 21 "Triton MK II"

Es altamente eficiente a bajas velocidades de flujo, comenzando a generar energía a velocidades inferiores a 0.4 m/s. Su diseño modular permite su instalación en el lecho marino o fluvial, flotando bajo la superficie o unida a infraestructuras existentes, y puede operar en flujos bidireccionales sin necesidad de reorientación.

La curva característica de la producción de la turbina dada por el fabricante se encuentra representada en la Figura 22. En ella tenemos los datos teóricos de potencia producida por la turbina y la potencia que se produjo en pruebas reales en el río Támesis (Tabla 4).

Velocidad de Flujo (m/s)	Potencia Teórica (kW)	Potencia Experimental (kW)
0	0	0
0,5	0,36	0,31
0,65	0,79	0,8
0,72	1,08	1,2
0,86	1,88	1,79
0,94	2,4	2,09
1	2,989	2,34
1,15	4,4	4,32
1,38	7,61	7,55
1,5	9,796	9,82
1,66	13,255	13,55
1,8	17,46	18,21
2	23	21,98
2,18	28,733	26,44
2,33	36,344	34,5
2,5	45	44,67

Tabla 4 “Potencias desarrolladas por la turbina en función de la velocidad de flujo”

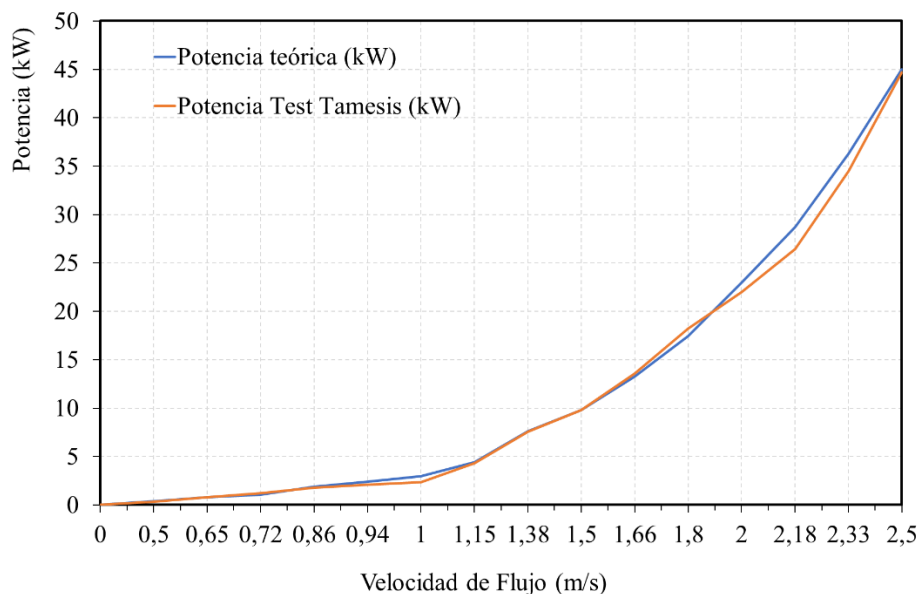


Figura 22 “Curvas características teóricas y experimentales de la Triton MK II”

Es destacable que los resultados experimentales se acercan mucho a los teóricos, por lo que estamos ante una turbina de mucha eficiencia, y una de las pocas capaz generar potencia útil a valores muy bajos de flujo.

La turbina tiene un área efectiva de 1 metro cuadrado, y estará fabricada en acero inoxidable marino, tendrá dos generadores y estarán confinados en una carcasa sumergible. Los rodamientos serán resistentes al agua y estarán fabricados en “Vesconite sin grasa” el cual es un tipo de material para cojinetes diseñado para funcionar sin la necesidad de lubricación.

El fabricante, no ha proporcionado más datos sobre el producto, por lo que no disponemos de más información para realizar un modelo físico en Simulink de la turbina. La turbina en Simulink se verá representada por la entrada de par del motor eléctrico, el cual se emulará con una PMSG (*Permanent Magnet Synchronous Generator*).

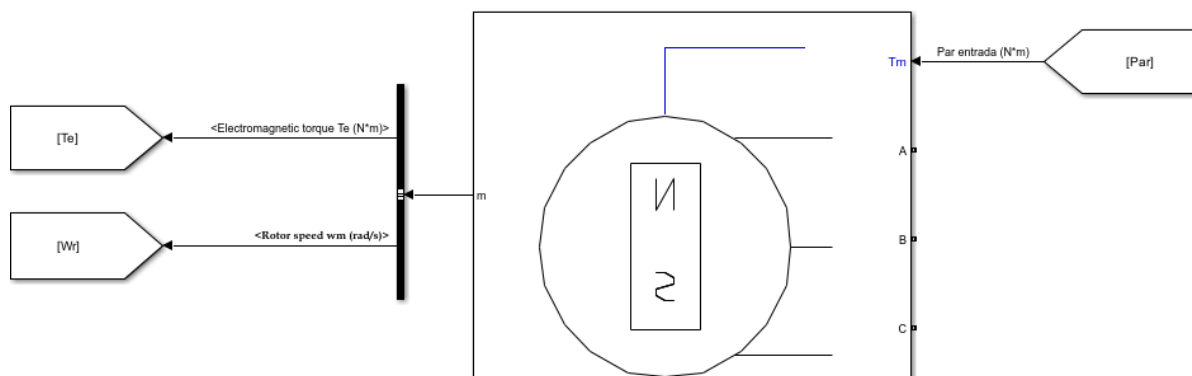


Figura 23 “Bloque PMSG con la variable de entrada (par mecánico)”

En cuanto al modelo seleccionado de PMSG se utilizará alguno de potencia nominal parecida a la potencia máxima que se puede obtener del recurso energético, que como vimos en la Figura 17 se trata de unos 5 kW, por lo que utilizaremos un generador de 6 kW.

Más tarde veremos que para el modelo completo no es de vital importancia que las potencias sean reales, ya que lo que se pretende con este modelo es simular el régimen estable y transitorio.

4.2.2.2. Bus de continua.

El bus de continua tal y como se muestra en la Figura 18, se compone de tres elementos principales, un puente rectificador, un convertidor DC/DC, y las baterías. Este bus de continua y su estabilidad es la clave del sistema, ya que sin un bus de continua estable el sistema no puede funcionar en modo híbrido (conectado a red y en isla). Siempre será necesario que uno de los componentes del bus de continua actúe como regulador de tensión imponiendo una tensión estable en el bus, ya sea uno de los convertidores de potencia o la batería.

4.2.2.2.1. Puente rectificador.

El puente rectificador es un puente rectificador de seis pulsos no controlado, ya que no necesitamos controlar la tensión en el bus de continua electrónicamente, de esto se encargará otro de los componentes. El bloque de Matlab Simulink que simula un rectificador de seis pulsos es el “Universal Bridge” configurado con tres brazos de diodos (Figura 24); en la Figura 25 tenemos el esquema que el bloque representa.

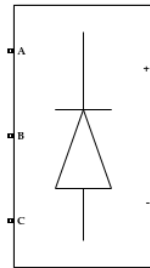


Figura 24 “Bloque universal bridge en Simulink”

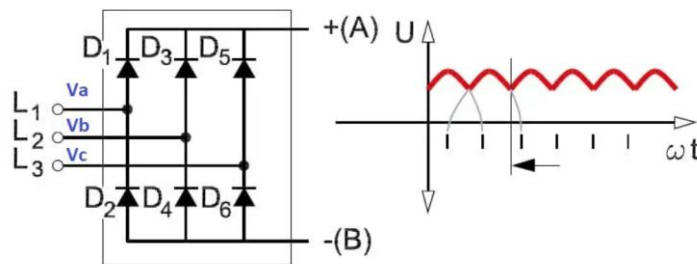


Figura 25 “Esquema general de un puente rectificador de 6 pulsos”

El puente completo se culmina con un condensador a la salida para eliminar en medida de lo posible la tensión de rizado. El condensador tiene una capacidad de 100 μF . El rectificador completo (puente diodos + condensador) se encuentra representado en la Figura 26.

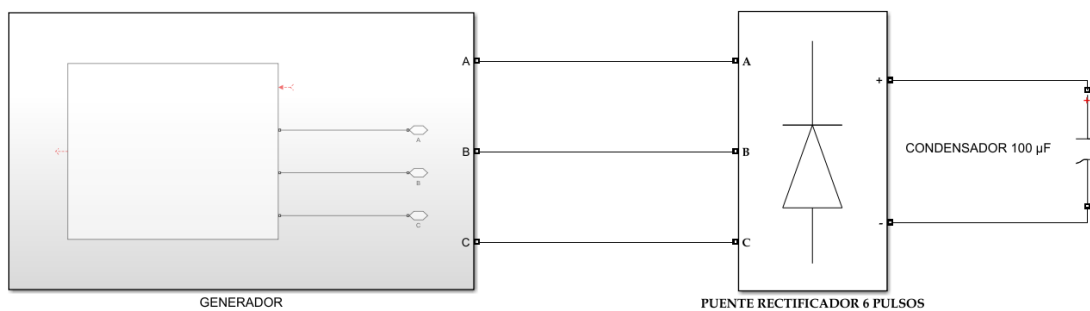


Figura 26 “Esquema del rectificador completo”

4.2.2.2. Convertidor DC/DC.

Un convertidor DC-DC es un circuito electrónico de potencia que transforma una señal de corriente continua con un determinado nivel de voltaje y corriente a otra señal también DC, pero con un nivel diferente de tensión y corriente, siempre conservándose la potencia entre ambos niveles. Este proceso se realiza mediante la conmutación controlada de dispositivos electrónicos (interruptores controlados) junto con elementos pasivos (inductores, capacitores, resistencias). Existen convertidores de dos tipos, convertidores “Boost” (Figura 27), que pasan de un nivel de tensión más bajo a uno más alto y convertidores “Buck” que pasan de un nivel de tensión alto a uno más bajo, además existen otras topologías híbridas como el “Buck-boost”.

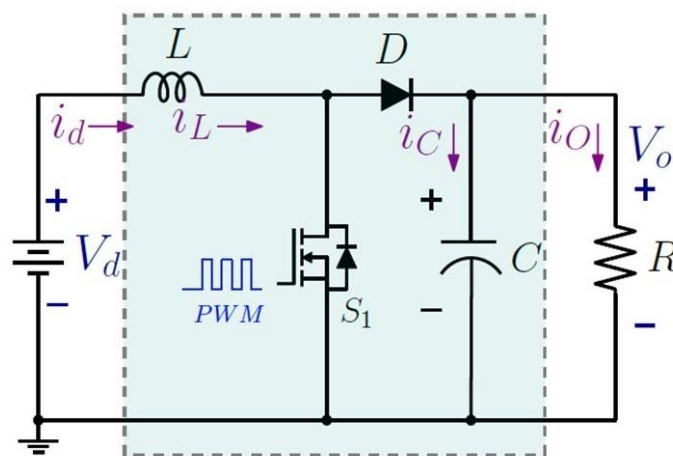


Figura 27 “Convertidor boost”

El funcionamiento del convertidor boost se basa en la capacidad del inductor para almacenar y liberar energía. Este proceso se divide en dos fases durante cada ciclo de conmutación:

a) Fase de conducción (interruptor cerrado):

Cuando el interruptor se encuentra cerrado, la tensión de entrada se aplica directamente al inductor, el cual comienza a almacenar energía en forma de campo magnético. Durante esta fase:

- El diodo se encuentra bloqueado, por lo que no hay transferencia de energía hacia la carga.
- La corriente del inductor aumenta linealmente debido a la tensión aplicada:

$$V_L = V_{in} \Rightarrow \frac{di_L}{dt} = \frac{V_{in}}{L} \quad (4)$$

b) Fase de reposo (interruptor abierto):

Cuando el interruptor se abre, el inductor trata de mantener el flujo de corriente. Como no puede hacerlo a través del interruptor, invierte su polaridad y entrega la energía almacenada a través del diodo hacia la carga y el condensador de salida. En este momento:

- La tensión del inductor se suma a la tensión de entrada, lo que da lugar a una salida mayor que V_{in} .
- El diodo se encuentra en conducción directa.

$$V_{out} = V_{in} + V_L \quad (5)$$

Este proceso repetido a alta frecuencia permite elevar de forma controlada el nivel de tensión de salida. En régimen estacionario y en modo de conducción continua (CCM), la relación entre la tensión de salida y de entrada depende del ciclo de trabajo D (proporción del tiempo en que el interruptor está cerrado en cada periodo):

$$V_{out} = \frac{V_{in}}{1 - D} \quad (6)$$

A medida que D se aproxima a 1, la tensión de salida teórica tiende a infinito, aunque en la práctica está limitada por las pérdidas del circuito y los valores máximos admisibles de los componentes. Como vemos el interruptor controlado (interruptor MOSFET, Figura 27) se controla con una señal de PWM (*Pulse Width Modulation*).

Una de las aplicaciones de los convertidores boost, y hablamos de convertidores boost ya que es la opción elegida en nuestra simulación, es el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, *Maximum Power Point Tracking*). El seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), es una técnica fundamental en sistemas fotovoltaicos y eólicos para maximizar la eficiencia de conversión de energía. En los sistemas de generación eólica autónomos de pequeña y mediana escala, es frecuente utilizar un generador síncrono de imanes permanentes (PMSG) cuya salida trifásica se rectifica a corriente continua (visto en el apartado anterior) y se conecta a un convertidor Boost. Este convertidor actúa como interfaz entre el generador y una carga o sistema de almacenamiento. Dado que la potencia extraída del viento depende en gran medida de la velocidad del rotor, es necesario aplicar un método de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para garantizar una extracción óptima de energía.

Uno de los algoritmos más comunes por su simplicidad es el método *Perturb and Observe* (P&O), originalmente popular en sistemas fotovoltaicos, pero también aplicable a sistemas eólicos. El método P&O permite ajustar dinámicamente el ciclo de trabajo D del Boost, observando los cambios en la potencia eléctrica generada:

1. Se mide la tensión y corriente del lado DC ($V(k)$ e $I(k)$) del generador rectificado.
2. Se calcula la potencia:

$$P(k) = V(k) \cdot I(k) \quad (7)$$

3. Se compara con la potencia anterior $P(k - 1)$ para decidir si aumentar o disminuir D .

$$\Delta P = P(k) - P(k - 1)$$

$$P \begin{cases} \Delta P > 0 \Rightarrow \text{continuar en la misma dirección} \\ \Delta P < 0 \Rightarrow \text{invertir la dirección del cambio} \end{cases} \quad (8)$$

Esto permite que el generador modifique su velocidad de rotación, y con ello, se acerque (o se mantenga) en el punto de máxima conversión aerodinámica.

En la simulación de este trabajo utilizaremos un bloque “Boost Converter” para el convertidor de potencia, nótese que el modelo es un modelo de “Average” el cuál en vez de ser controlado con PWM puede ser controlado directamente con D , ahorrando coste computacional. Una consideración importante es que en este tipo de sistemas la tensión del bus de continua tiene que ser fijada por uno de los elementos que están conectados al bus, para que los demás trabajen en control de intensidad, ya que no puede haber dos elementos fijando dos tensiones distintas en el bus DC, en nuestro caso las baterías fijan la tensión en el bus de continua. Por lo tanto, a la salida de nuestro convertidor la tensión estará fijada por la batería y el convertidor solo tendrá que controlar la intensidad para poder seguir el punto de máxima potencia. La Figura 28 refleja la topología empleada en la simulación.

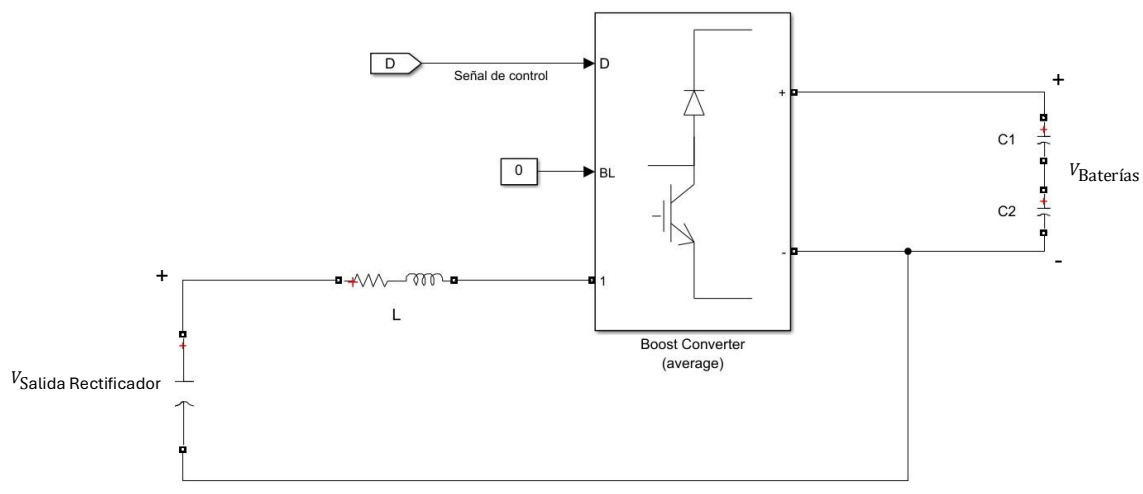


Figura 28 “Convertidor boost utilizado en la simulación $C1 = C2 = 12000 \mu F$ ”

En cuanto al control, se ha implementado un control P&O (Figura 29), ya que se desconocen los datos necesarios para implementar otro tipo de control, y el método P&O no requiere caracterizar la máquina para su implementación.

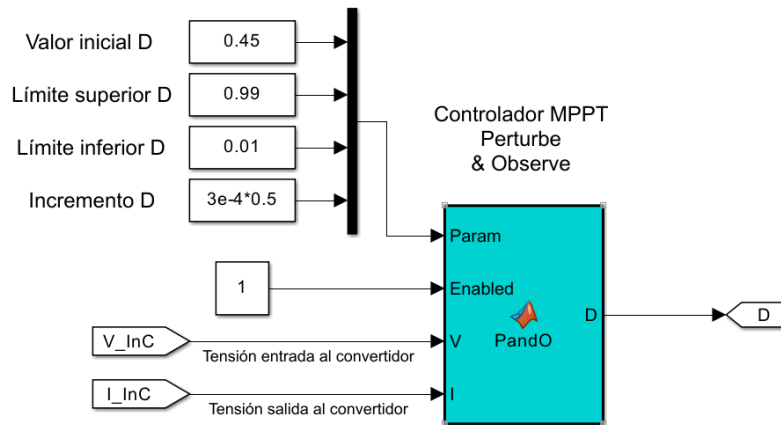


Figura 29 “Controlador P&O utilizado”

4.2.2.2.3. Baterías.

Como se mencionó previamente las baterías se encargan de mantener estable la tensión del bus de continua, en este caso se encuentran conectadas al bus directamente en paralelo, por lo que la tensión en el bus depende solo de SOC de la batería, el control de carga descarga de la batería se realizará mediante el inversor. El modelo de baterías utilizado en la simulación ha sido de baterías de litio. Se ha modelado el stack de baterías como una sola por comodidad.

El dimensionamiento de las baterías se ha realizado priorizando una buena capacidad energética para que las variaciones de corriente no desestabilicen la tensión en el bus DC (como hemos visto antes la tensión en el bus depende del SOC), y además se ha tomado un valor nominal de tensión de las baterías suficiente para que el inversor pueda trabajar en modo isla a $400 V_{RMS}$ trifásicos. El dimensionamiento ha sido el siguiente:

- Capacidad de la batería:

La capacidad de la batería se ha dimensionado realizando pruebas experimentales en las que se han ido probando diferentes capacidades y se utilizado una capacidad que permite mantener estable la tensión en el bus de continua determinándose una capacidad de 1000 Ah.

- Voltaje nominal de la batería:

La tensión nominal se ha determinado con la tensión mínima que se necesita para conseguir la salida deseada en el inversor. Esto viene dado por la Ecuación 9.

$$V_{LL,pico} = V_{LL,RMS} \cdot \sqrt{2} = 400 \cdot \sqrt{2} \approx 566 V \quad (9)$$

La tensión utilizada en el bus de continua por lo tanto debe ser mayor a 566 V, por lo que utilizaremos una tensión nominal de las baterías de 700 V, asegurándonos que estamos por encima del rango.

El resto de los datos de la batería se encuentran en la Tabla 5.

Dato	Valor
Voltaje nominal	700 V
Capacidad	1000 Ah
Voltaje de corte	525 V
Voltaje máximo	814 V
Resistencia interna	0.007 V

Tabla 5 “Características de la batería”

4.2.2.3. Inversor.

El inversor es el encargado de convertir la tensión de corriente continua en corriente alterna, el modelo utilizado es el que se encuentra en la Figura 30. Se trata de un convertidor de dos niveles, su nombre proviene del hecho de que la tensión de salida puede tomar dos niveles de voltaje respecto al punto de referencia: típicamente el nivel alto (positivo del bus DC) y el nivel bajo (negativo del bus DC).

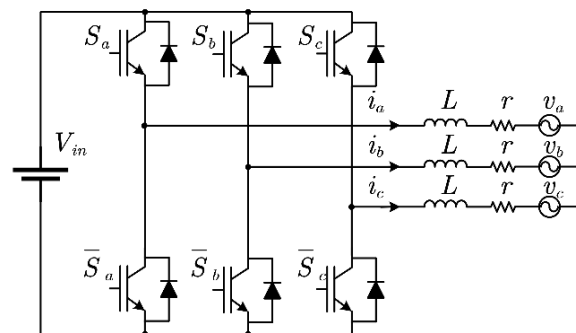


Figura 30 “Bloque inversor de dos niveles”

En simulación se ha vuelto a recurrir a un modelo “Average”, controlado directamente por las señales on/off de cada interruptor, en este caso IGBTs. El convertidor se ve reflejado en la Figura 31, a la entrada del inversor tenemos un condensador (100 μ F) que suaviza la tensión de entrada al inversor. Además, a la salida del inversor tenemos un filtro LC para suavizar las formas de tensión, el filtro ha sido dimensionando experimentalmente obteniendo dos valores de filtro distintos dependiendo del modo de operación (Tabla 6). El inversor puede funcionar tanto en modo “grid Following” (conectado a red),

como “grid Forming” (en isla); por lo que tiene dos tipos de control según el modo los cuales veremos en los siguientes subapartados.

Modo	L (mH)	C (μF)
Grid Following	50	0.008
Grid Forming	50	0.08

Tabla 6 “Características del filtro del inversor”

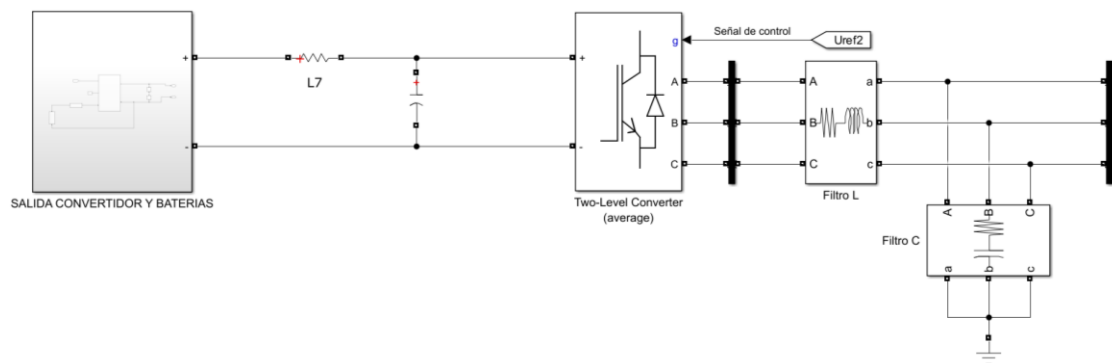


Figura 31 “Modelo del inversor”

4.2.2.3.1. Modo grid following.

Este modo de funcionamiento tiene como variable de control la intensidad, ya que la tensión viene fijada por la red a la salida del convertidor. El control tiene como consigna un valor de potencia el cual genera la intensidad de referencia que debe seguir el convertidor. El funcionamiento del control viene esquematizado en la Figura 32.

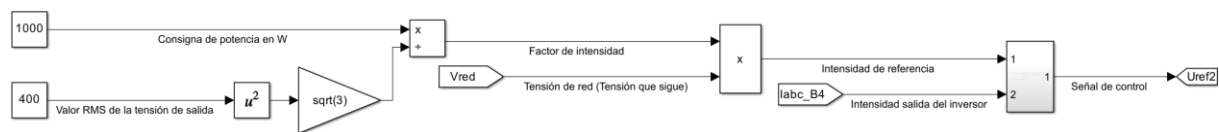


Figura 32 “Bucle de control del modo grid following”

La intensidad de referencia viene dada por la ecuación 10, donde V_{Red} es una variable que contiene tres señales convirtiendo el factor de intensidad que se muestra en la Figura 32 en una señal de intensidad sinusoidal con tres fases.

$$I_{Ref} = \frac{P_{Ref} V_{Red}}{V_{RMS}^2 \sqrt{3}} \quad (10)$$

La intensidad de referencia se compara con la intensidad y se genera una señal de conmutación digital para mantener el valor deseado de intensidad (Figura 33). Primero, se calcula el error de corriente restando la corriente medida a la referencia. Este error es procesado por un bloque “Relay”, que actúa como un comparador con histéresis: cuando el error supera un umbral definido, la salida cambia entre 0 y 1, evitando oscilaciones rápidas. Esta señal binaria se convierte en lógica booleana mediante un bloque “Boolean”, que se utiliza para activar o desactivar los IGBT.

La señal lógica resultante y su inversa (obtenida mediante un bloque NOT) se utilizan en un bloque “Selector”, el cual reordena las señales para que estén en el orden que necesita recibir el puente de IGBT. Finalmente, esta señal reorganizada se dirige al modelo de inversor promedio, que ajusta su comportamiento para seguir la corriente de referencia.

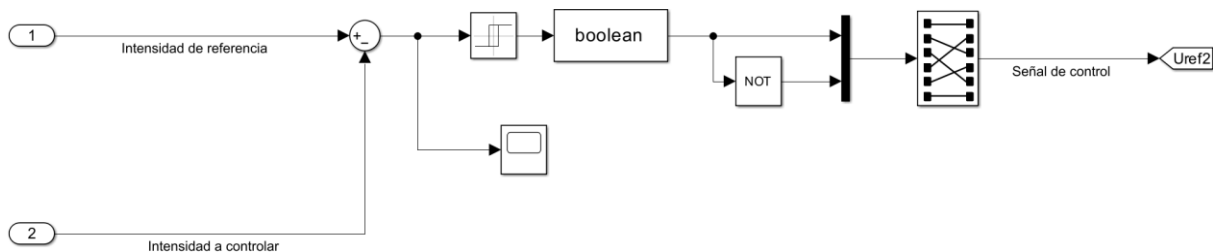


Figura 33 “Comparador de intensidades y generador de señal de control”

Este control con consigna de potencia es lo que nos permite gestionar la energía, ya que siempre se cumplirá la relación de la Ecuación 11 en el nudo al que se conectan las baterías (Figura 34). Por lo tanto, la batería siempre actuará como compensación para llegar a la consigna de potencia que requiere el inversor, inyectando la potencia que falta o absorbiendo la sobrante. Esta dinámica del sistema es clave, ya que es la que nos permitirá modelar un sistema de gestión de energía en un futuro, este será un control superior que controlará la consigna de potencia del inversor.

$$P_{Gen} + P_{Bat} - P_{Iny} = 0 \quad (11)$$

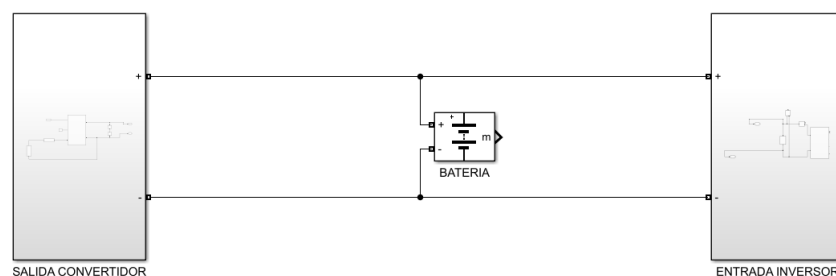


Figura 34 “Conexión de la batería entre los convertidores”

4.2.2.3.2. Modo grid forming.

En este modo de funcionamiento, la tensión ya no viene impuesta por red, por lo tanto, nuestra variable de control pasará a ser la tensión. Como solo podemos tomar una única variable de control (Figura 35), la intensidad dependerá de la carga conectada, es decir, en modo grid forming debemos de colocar una carga que este caso ha sido una carga resistiva. La potencia inyectada vendrá dada por la carga y la batería compensará la intensidad necesaria para llegar a lo que consume la carga.

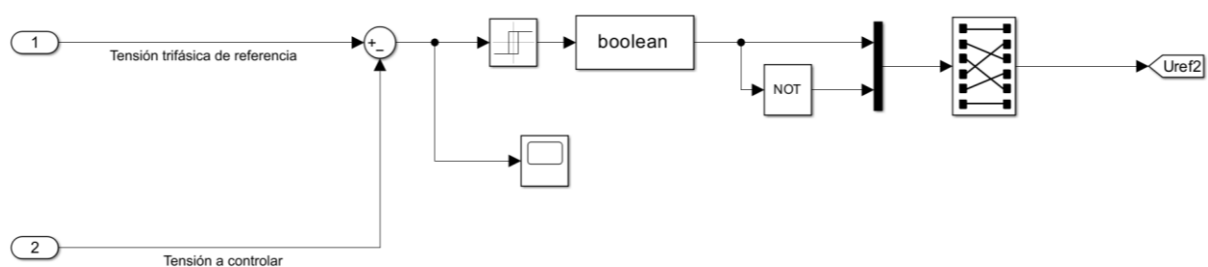


Figura 35 “Bucle de control de tensión para el modo grid forming”

Se toma como tensión de referencia la propia tensión de red, ya que cuando el sistema se encuentra desconectado de la red esta es una onda trifásica perfecta ya que la intensidad es cero, de esta forma nos ahorramos tener que crear la referencia de tensión.

4.2.3. Modelo simplificado.

La creación de un modelo simplificado tiene como objetivo poder simular dinámicas del sistema en el largo plazo (varios días). Esto permite el diseño de un control superior que se encargue de la gestión de la energía en el sistema (EMS, *Energy Management System*). Este modelo solo necesita simular las dinámicas de las potencias explicadas en la Ecuación 11, por lo tanto, solo necesitamos emular el funcionamiento del bus de corriente continua (Figura 34). Este modelo simplificado utilizará fuentes de intensidad controladas, para simular las corrientes que irían por el bus de continua. Nótese que este modelo simula el comportamiento en conexión a red, ya que como vimos anteriormente no se puede gestionar la energía en funcionamiento en isla. La representación del nuevo sistema se encuentra en la Figura 36.

Este modelo, al centrarse únicamente en la dinámica de potencia, permite simular escenarios prolongados sin el elevado coste computacional que supone modelar todos los componentes físicos del sistema. Al no depender de una resolución temporal extremadamente fina ni del modelado físico detallado de cada componente, el modelo simplificado facilita la iteración rápida de múltiples escenarios y casos de estudio.

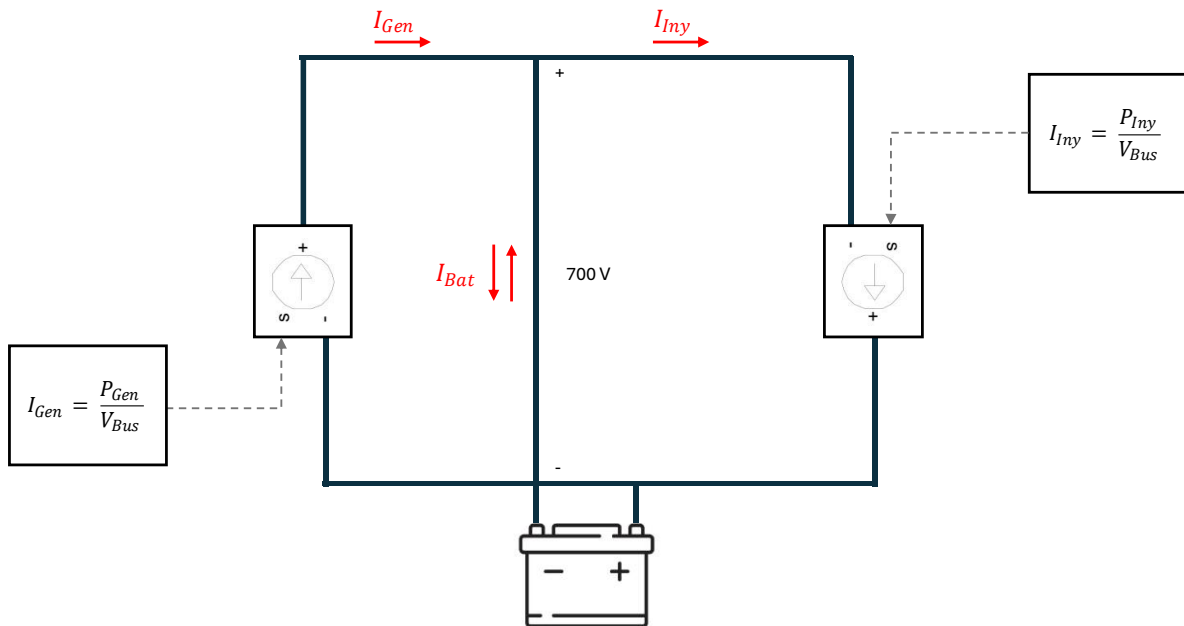


Figura 36 “Esquema del modelo simplificado”

Se ha utilizado un “sample time” de 10 segundos para ahorrar coste computacional, ya que no es necesario tener datos en intervalos de tiempo muy pequeño para observar el funcionamiento en un largo periodo de tiempo.

4.2.3.1. Perfil de potencia generada.

Para simular dinámicas a largo plazo se hará uso de perfiles de potencia de varios días creados a partir de los datos de velocidad de flujo y de la curva característica de la turbina. Se han utilizado datos de velocidad de corriente de tres días (25/04/2025-27/04/2025), tomados en la campaña de medidas en las instalaciones del puerto deportivo Marina del Odiel, mencionadas previamente en el apartado de materiales.

A partir de los datos de la Figura 17, que contiene los datos del perfil de potencia de toda la campaña de medidas, y poniendo el foco en los tres días seleccionados, obtenemos el perfil de potencia de la Figura 37. Los datos de potencia tienen un intervalo de 10 minutos, es decir hay un dato de potencia cada diez minutos. Posteriormente esto habrá que adaptarlo para tener la mayor similitud con la realidad en la simulación lo cual veremos en el apartado de resultados.

Este perfil de potencia generado permite capturar con suficiente resolución los ciclos típicos de marea y su influencia directa sobre la generación eléctrica. Gracias a su periodicidad característica, se pueden identificar claramente los momentos de máxima y mínima producción, lo que facilita el análisis del comportamiento del sistema bajo condiciones reales.

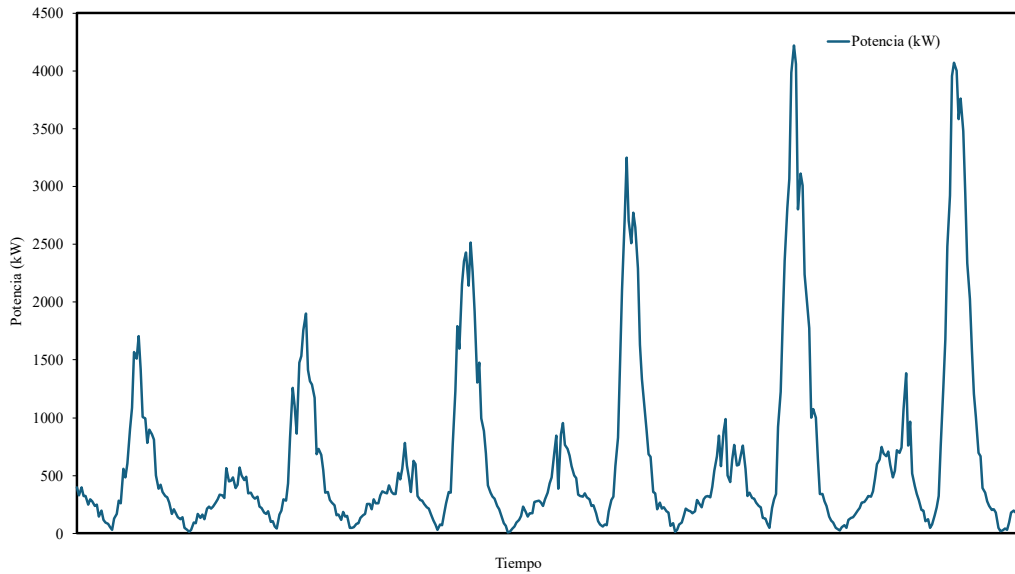


Figura 37 “Perfil de potencias utilizado en el modelo simplificado (25/04/2025-27/04/2025)”

4.2.3.2. Sistema de gestión de la energía.

El control de potencia por consigna del inversor permite realizar una gestión de la energía tal y como se explicó previamente. Se implementará un control inteligente por lógica difusa. El cual tendrá en cuenta la potencia generada, el estado de carga de la batería (SOC, *State of Charge*) y el precio de la electricidad, para decidir cuál es la potencia óptima que se debe inyectar a red en cada momento. El enfoque utilizado priorizará el beneficio económico optimizando el uso de la batería para que su degradación sea la mínima posible.

La lógica difusa es una forma de tomar decisiones que imita cómo piensa una persona. A diferencia de los sistemas normales que solo entienden "sí" o "no", la lógica difusa entiende términos como "un poco", "más o menos" o "casi todo". Por ejemplo, un sistema tradicional diría: Si la temperatura es mayor a 25 °C, apaga el calefactor. En cambio, un sistema con lógica difusa diría: Si la temperatura está algo caliente, baja un poco la calefacción. Esto permite que el sistema sea más suave, flexible y parecido a cómo actuamos los humanos, en lugar de hacer cambios bruscos.

A continuación, explicaré como se ha constituido el controlador. El bloque utilizado ha sido el “fuzzy controler”, el cual utiliza como variables de entrada la potencia generada (P_{Gen}), el estado de carga de la batería (SOC) y el precio de la electricidad (C_{elec}); la variable de salida es la potencia inyectada (P_{Iny}). En cuanto a los precios de la electricidad, se han obtenido los precios de la página web de REE, y se ven ilustrados en la Figura 38.

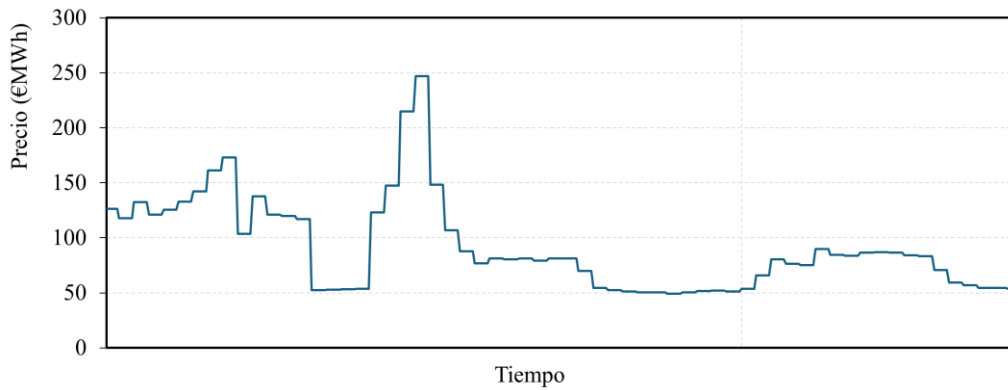


Figura 38 “Perfil de coste horario (25/04/2025-27/04/2025)”

En primer lugar, se realiza la asignación de las funciones de membresía a las cuatro variables del controlador, esto es lo que nos permite asignar niveles a las variables, niveles a partir de los cuales se toman las decisiones. Las funciones de membresía (Figura 39) se han definido de tal forma que se establecen 5 niveles desde muy bajo (VL) a muy alto (VH). En el caso de las variables de potencia generada e inyectada se establece un nuevo nivel; muy muy bajo (VVL), el cual permite detectar la potencia generada cuando está en valores cercanos al nulo, ya que la curva característica del generador es exponencial haciendo que los valores bajos de velocidad de flujo se traduzcan en potencias cercanas a cero. En el caso de la potencia inyectada este último nivel nos permite inyectar una potencia cero.

La variable de la potencia inyectada tiene una salida normalizada de 0 a 1, en la Figura 40, se incluye un bloque de ganancia que nos permite cambiar cual es la potencia máxima que podemos inyectar a red, se ha utilizado una ganancia de 4000 W que equivale a la potencia máxima que puede generar la instalación.

Al definir los rangos de forma gradual mediante funciones de pertenencia tipo trapezoidal y triangular, se consigue que el sistema reaccione de forma progresiva ante cambios en las variables de entrada, mejorando la estabilidad del control y evitando respuestas bruscas. Esta lógica difusa imita un razonamiento humano básico, en el que no se actúa de forma binaria, sino valorando distintos grados de cada situación. Gracias a ello, el sistema puede, por ejemplo, moderar la inyección cuando el precio de la electricidad es medio y el SOC se encuentra en un nivel intermedio, sin necesidad de forzar una descarga innecesaria o una respuesta agresiva.

Asimismo, el uso de una salida normalizada facilita la escalabilidad del sistema, permitiendo adaptar la lógica a instalaciones con diferentes capacidades nominales simplemente ajustando el valor de la ganancia final, es por ello que, en la implementación en Matlab, la salida del controlador se multiplica por la potencia máxima del sistema (Figura 40).

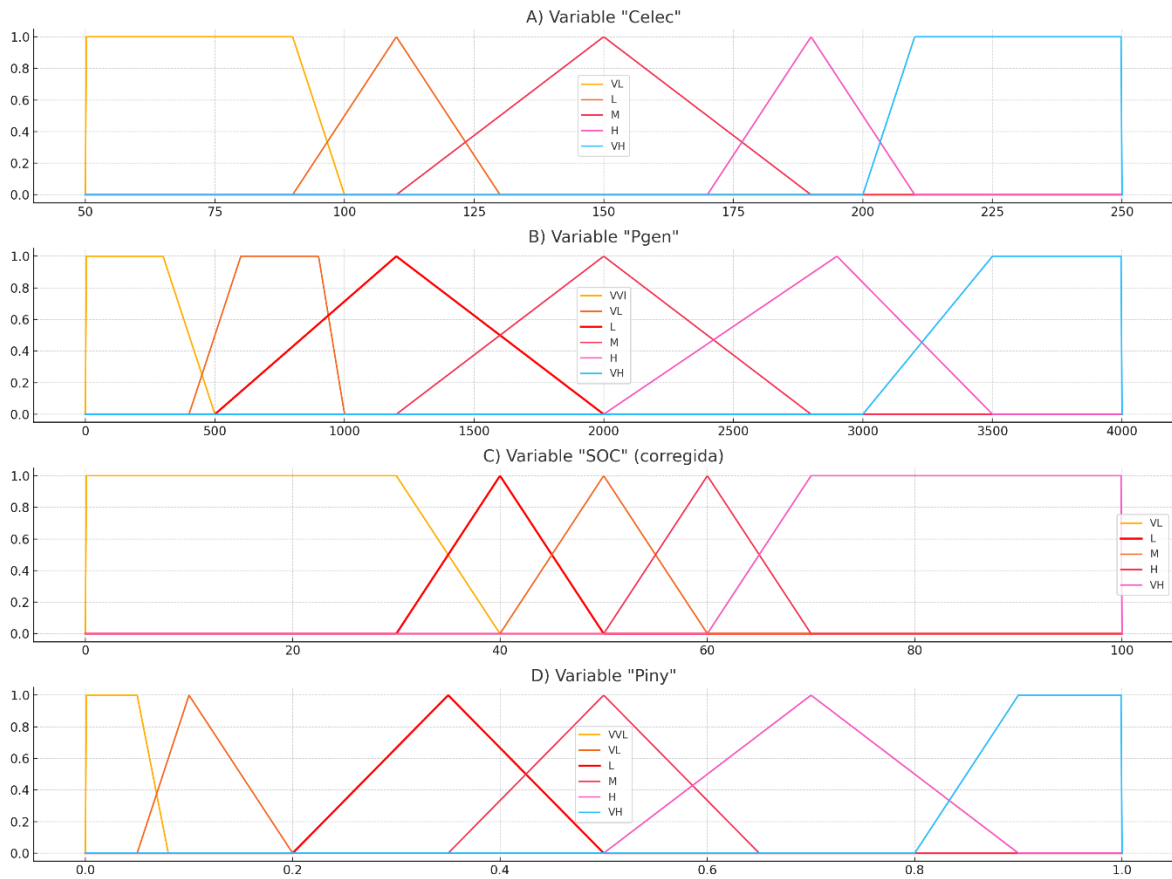


Figura 39 “Funciones de membresía, se muestran ordenadas alfabéticamente: A) Coste de la electricidad (MWh), B) Potencia generada (W), C) Estado de carga (SOC) (%), D) Potencia inyectada (W).”

La estrategia de funcionamiento del EMS ha priorizado que las baterías trabajen en su rango óptimo para prolongar su vida útil (80-20%) pero también extraer el máximo beneficio económico posible, la dinámica de funcionamiento sigue las reglas mostradas en Tabla 7 y estas se ven reflejadas en la Tabla 8, la cual muestra un ejemplo de tabla de reglas.

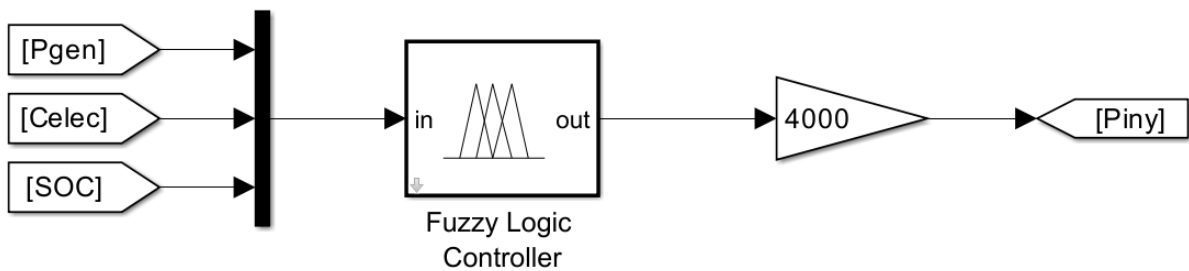


Figura 40 “Esquema del controlador Fuzzy”

Estrategia de inyección del EMS

Entrada:

SOC, C_{elec}, P_{gen}

Límites de operación: $SOC_{min} = 20\%$, $SOC_{max} = 80\%$

Controlador difuso: reglas, funciones de membresía, inferencia y defuzzificación.

Salida:

P_{out} — potencia a inyectar a red

Evaluar el SOC actual:

Si $SOC < 20\%$

→ Reducir P_{out} a cero para forzar carga de la batería

Si $SOC > 80\%$

→ Aumentar P_{out} para forzar descarga de la batería

Si SOC dentro del rango operativo (20–80%):

Determinar P_{out} según las reglas difusas:

→ Si precio alto → Aumentar P_{out} (vender energía)

→ Si precio bajo → Disminuir P_{out} (guardar energía)

→ Si P_{gen} es alta y C_{elec} bajo → aumenta SOC

→ Si P_{gen} es baja y C_{elec} alto → disminuye SOC

Tabla 7 “Tabla explicativa de la estrategia de inyección del EMS”

Se han constituido unas tablas de reglas para cada nivel de potencia inyectada, existiendo un total seis tablas (Tablas 8 a 13). Mediante las tablas de reglas diseñamos el comportamiento del controlador, por ejemplo, si nos fijamos en la columna VL del SOC, para todas las potencias generadas, e independientemente del coste la potencia inyectada es muy baja, haciendo al sistema volver al rango de SOC lo más rápido posible, este enfoque se valida en el apartado de resultados.

C_{elec}/SOC	VL	L	M	H	VH
VL	VVL	VVL	VVL	VVL	M
L	VVL	VVL	VVL	L	M
M	VVL	VVL	L	M	H
H	VVL	VVL	L	M	VH
VH	VVL	VL	M	VH	VH

Tabla 8 “Ejemplo tabla de reglas para la potencia inyectada (Potencia generada =Muy muy baja (VVL))”

<i>Celec SOC</i>	VL	L	M	H	VH
VL	VVL	VVL	VVL	VL	M
L	VVL	VL	L	L	H
M	VVL	L	M	M	H
H	VVL	M	H	H	VH
VH	VVL	H	H	VH	VH

Tabla 9 “Ejemplo tabla de reglas para la potencia inyectada (Potencia generada = Muy baja (VL))”

<i>C_{elec}/SOC</i>	VL	L	M	H	VH
VL	VVL	VVL	VVL	L	H
L	VVL	L	M	M	H
M	VVL	M	M	H	VH
H	VVL	M	H	H	VH
VH	VVL	H	VH	VH	VH

Tabla 10 “Ejemplo tabla de reglas para la potencia inyectada (Potencia generada = baja (L))”

<i>Celec SOC</i>	VL	L	M	H	VH
VL	VVL	VVL	VVL	M	H
L	VVL	M	M	M	VH
M	VVL	M	H	H	VH
H	VVL	H	H	VH	VH
VH	VVL	H	VH	VH	VH

Tabla 11 “Ejemplo tabla de reglas para la potencia inyectada (Potencia generada = Media (M))”

<i>Celec SOC</i>	VL	L	M	H	VH
VL	VVL	VVL	VVL	H	H
L	VVL	H	H	H	VH
M	VVL	H	H	VH	VH
H	VVL	H	VH	VH	VH
VH	VVL	VH	VH	VH	VH

Tabla 12 “Ejemplo tabla de reglas para la potencia inyectada (Potencia generada = Alta (H))”

<i>Celec SOC</i>	VL	L	M	H	VH
VL	VVL	VVL	VVL	H	VH
L	VVL	H	H	VH	VH
M	VVL	H	VH	VH	VH
H	VVL	VH	VH	VH	VH
VH	VVL	VH	VH	VH	VH

Tabla 13 “Ejemplo tabla de reglas para la potencia inyectada (Potencia generada = Muy alta (VH))”

A continuación, en la sección de resultados, se analizará el comportamiento del controlador además de como sido el comportamiento del modelo completo.

5. RESULTADOS.

El bloque de resultados estará estructurado de la misma forma que se organiza el apartado de métodos, por lo tanto, comenzaremos analizando los resultados de la simulación del modelo completo y posteriormente del modelo simplificado.

5.1. Resultados del modelo completo.

Todos los resultados del modelo se encuentran evaluados para un valor de par (6 Nm), a partir del cual podemos cambiar los valores de potencia inyectada y ver el comportamiento del sistema, separaremos el apartado en las distintas partes del sistema.

Parámetro	Valor
Sample time	5e(-5) s
Stop time	150 s

Tabla 14 “Parámetros de simulación”

Se ha utilizado un sample time que simula un sistema real, ya que si se usa uno muy pequeño las frecuencias de conmutación de los dispositivos electrónicos no serían reales creando unas formas de onda ideales. La frecuencia de conmutación de un IGBT se encuentra entre los 20 y 30 kHz, para el sample time seleccionado la frecuencia de conmutación equivaldría a unos 20 kHz.

5.1.1. Turbina.

El par de entrada a la turbina que simula la velocidad de corriente se ha constituido como una entrada en rampa para evitar una velocidad muy elevada en el arranque, la Figura 41 ilustra la función del par de entrada, que tiene como par nominal 6 Nm.

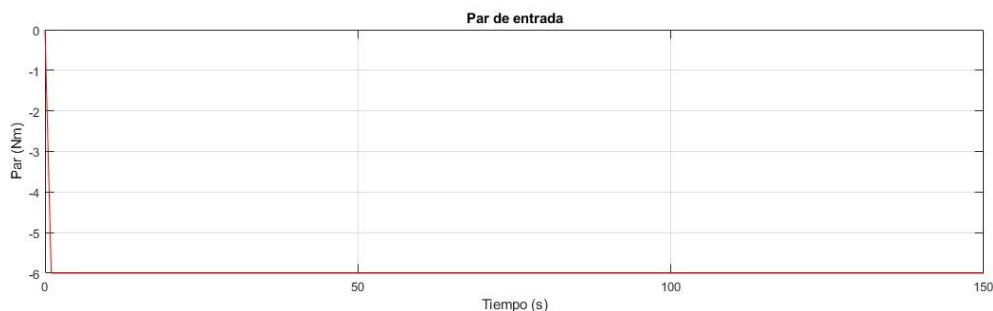


Figura 41 “Función par de entrada en PMSG”

Esto provoca que el generador produzca una potencia de aproximadamente 1000 W, la cual vemos en la Figura 42. Se observa que el valor del par en el eje oscila mucho, esto se debe a las conmutaciones que realiza el convertidor de potencia para seguir el punto de máxima potencia.

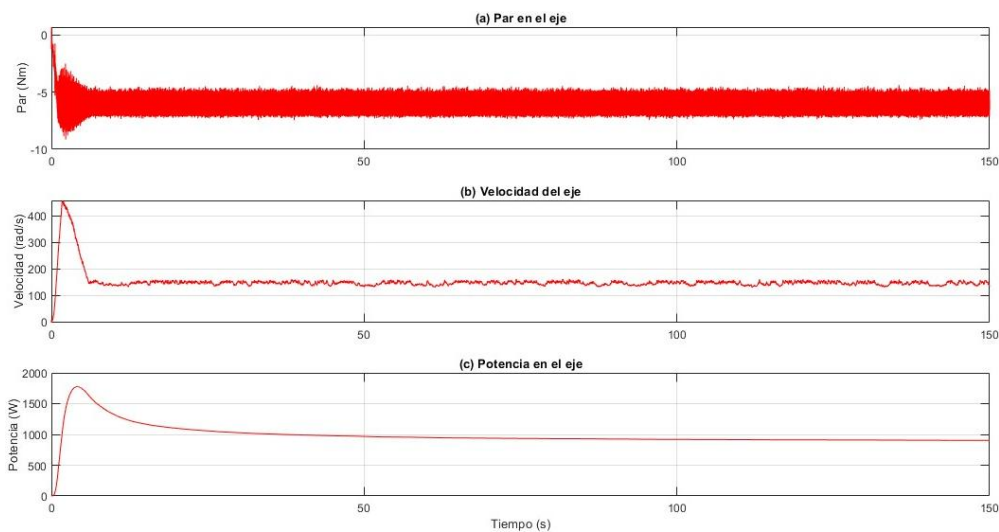


Figura 42 “Resultados en el eje: (a) Par real que experimenta el eje, (b) Velocidad a la que el eje gira, (b) Potencia en el eje resultado de multiplicar las dos curvas anteriores.

5.1.2. Bus de continua.

El bus de continua se mantiene estable, ya que la tensión del mismo está fijada por las baterías, tal y como se muestra en la Figura 43, esta se mantiene en unos 758 V. El voltaje rectificado se mantiene estable por el convertidor de potencia, variándose la intensidad (Figura 44). La señal de control del MPPT se ve reflejada en la Figura 45, además se validará que el convertidor de potencia funciona correctamente comprobando si se cumple la Ecuación 6.

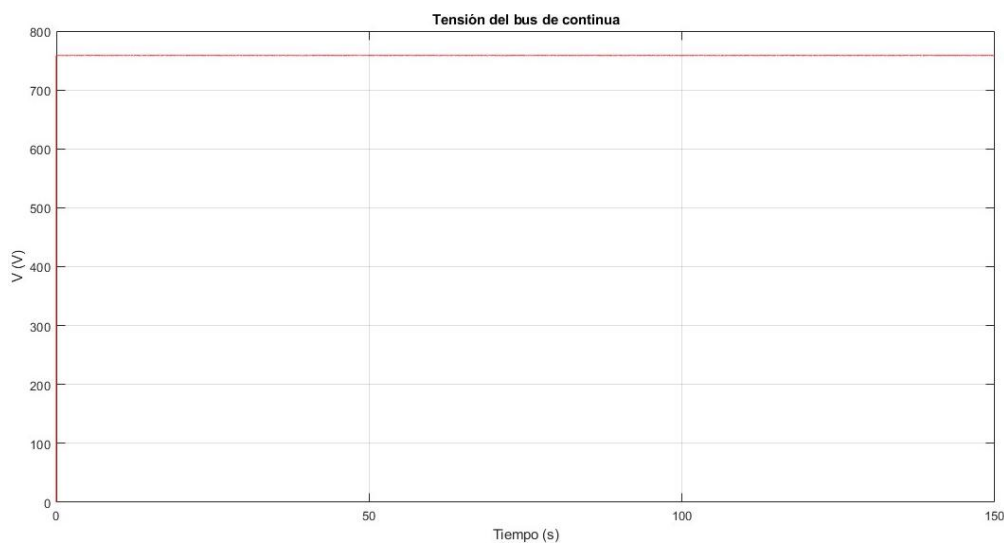


Figura 43 “Tensión en el bus de continua”

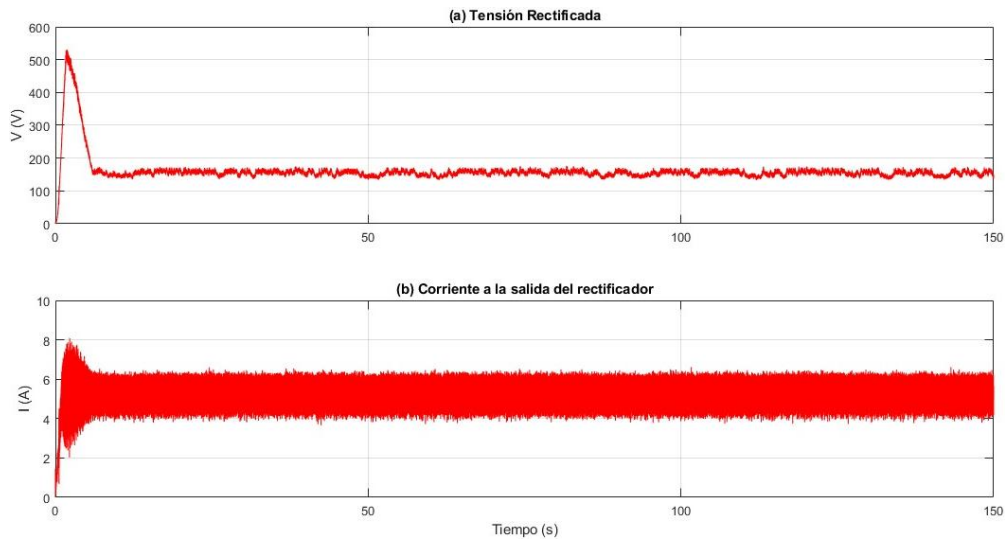


Figura 44 “Valores a la salida del rectificador no controlado: (a) Tensión a la salida del rectificador/entrada del MPPT, (b) Corriente a la salida del rectificador/entrada del MPPT”

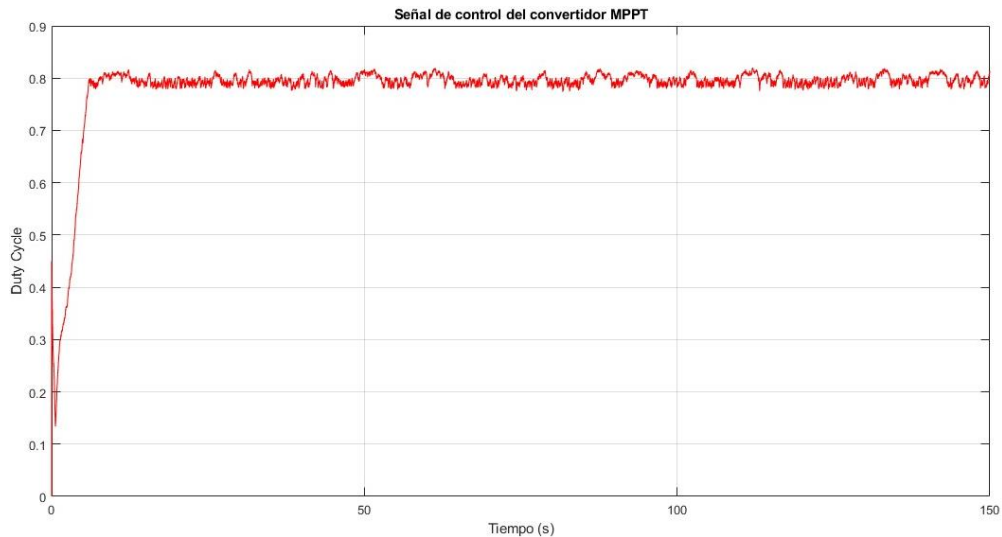


Figura 45 “Duty cycle que controla el convertidor boost”

Se valida en la Ecuación 12 que el convertidor de potencia está cumpliendo con su cometido. Los valores no coinciden de manera exacta porque los valores de tensión y de duty cycle utilizados han sido seleccionados visualmente en las figuras, pero es suficiente para una comprobación rápida de que todo está en orden.

$$V_{out} = \frac{V_{in}}{1 - D} = \frac{150}{1 - 0,8} = 750 \approx 758 V = V_{busdc} \quad (12)$$

Por otro lado, queda analizar las potencias y ver si se cumple la relación de potencias de la Ecuación 11, para ello se ha tomado un valor de potencia inyectada de 1100 W. La Figura 46 corrobora que se cumple el balance de potencias en el nudo de las baterías.

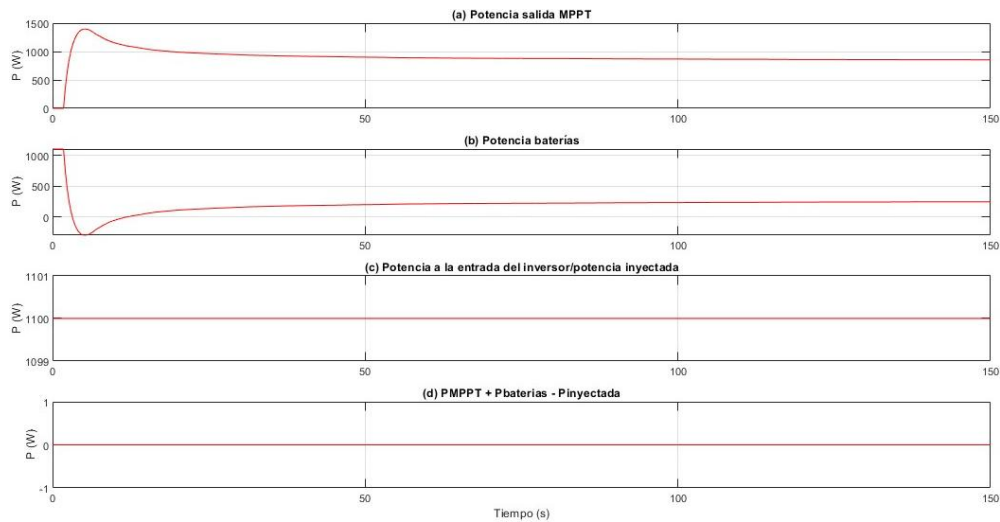


Figura 46 “Potencias en el nudo de las baterías (estado de descarga): (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor y por lo tanto a la entrada de las baterías, (b) Es la potencia que las baterías aportan para llegar a la consigna de potencia, (c) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna, (d) Sumatorio que demuestra la Ecuación 11”

Además, en la Figura 47 se aprecia como al tener una potencia por consigna mayor a la que se está generando, las baterías se descargan.

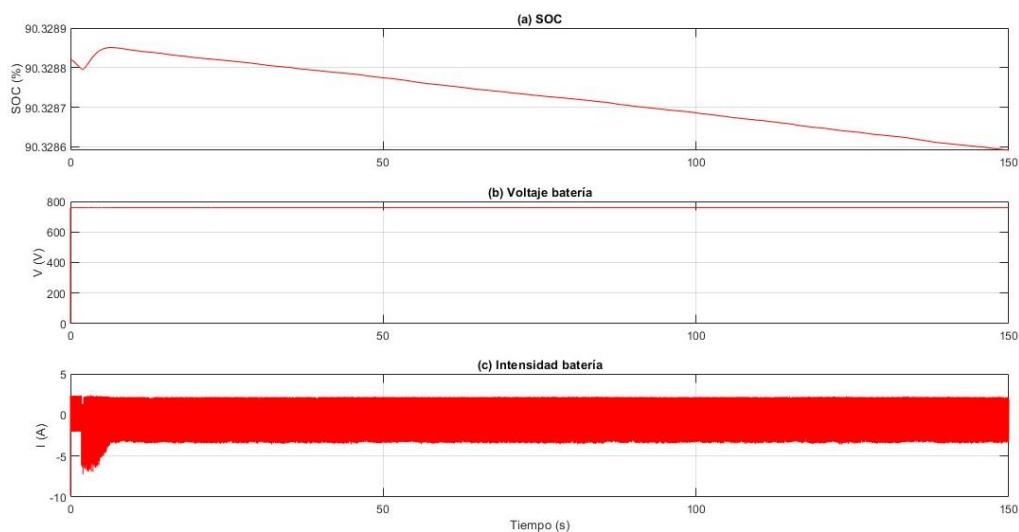


Figura 47 “Parámetros medidos en la batería (estado de descarga): (a) Estado de carga de la batería, (b) Voltaje de la batería/voltaje del bus de corriente continua, (c) intensidad en la batería.”

En cambio, sí se utiliza una consigna de potencia menor que la potencia inyectada veríamos que además de cumplirse el balance de potencia, la batería comenzaría a cargarse. Las Figuras 48 y 49 ilustran el comportamiento de carga de la batería.

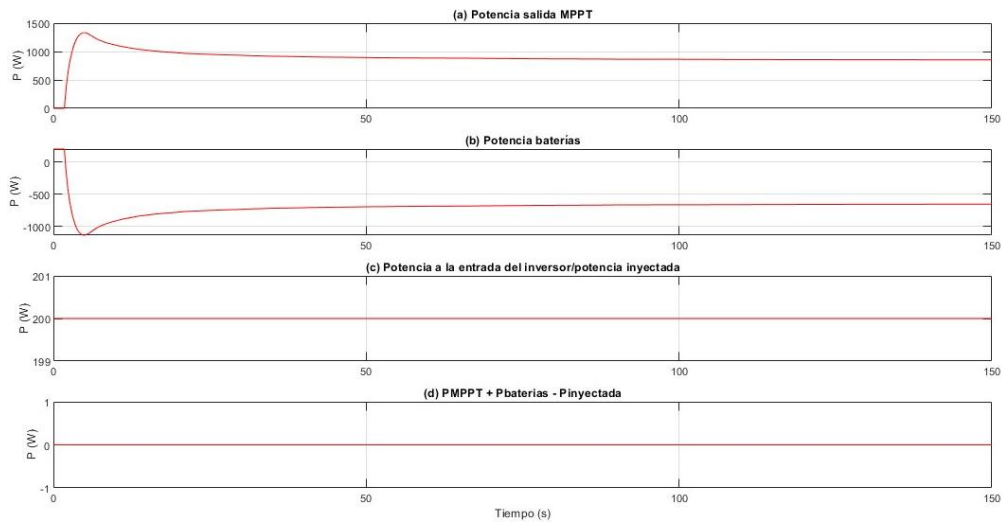


Figura 48 “Potencias en el nudo de las baterías (estado de carga): (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor y por lo tanto a la entrada de las baterías, (b) Es la potencia que las baterías aportan para llegar a la consigna de potencia, (c) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna, (d) Sumatorio que demuestra la Ecuación 11”

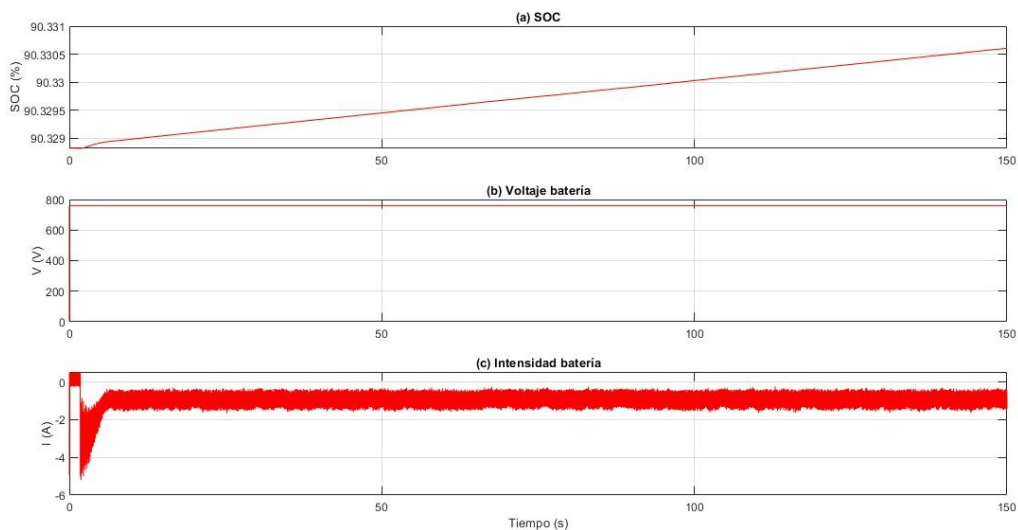


Figura 49 “Parámetros medidos en la batería (estado de carga): (a) Estado de carga de la batería, (b) Voltaje de la batería/voltaje del bus de corriente continua, (c) intensidad en la batería.”

5.1.3. Inversor.

En este apartado trataremos de ilustrar cual ha sido el desempeño del inversor, el cual como recordatorio seguía una intensidad de referencia asociada a la consigna de potencia en el modo grid following y para el modo grid forming seguía una referencia de tensión.

5.1.3.1. Modo grid following.

En la Figura 50 se ven representados los valores de corriente, tensión y voltaje a la salida del inversor, además de la intensidad de referencia para corroborar que el control funciona correctamente. Se puede apreciar como el inversor sigue la referencia y además se acopla a la tensión de red. Se ha tomado un rango de tiempo de medio segundo para poder apreciar bien las formas de onda.

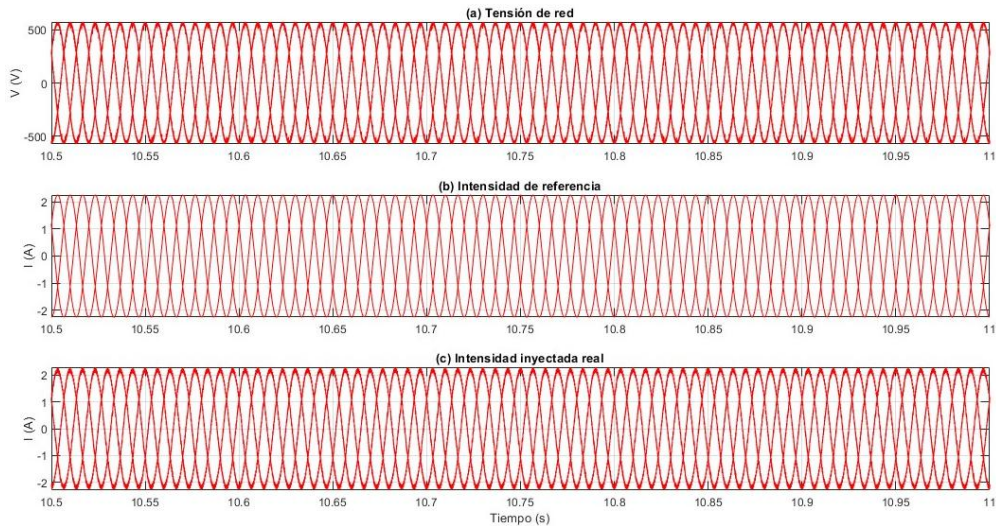


Figura 50 “Formas de onda producidas por el inversor (para una potencia inyectada de 1100 W): (a) Tensión a la salida del inversor/es la misma que la de la red, (b) Intensidad de referencia que sigue el inversor, (c) Intensidad real a la salida del inversor.”

En cuanto a las potencias, estas se muestran en la Figura 51, como vemos la potencia a la entrada del convertidor es algo más pequeña que a la salida por las pérdidas en el filtro.

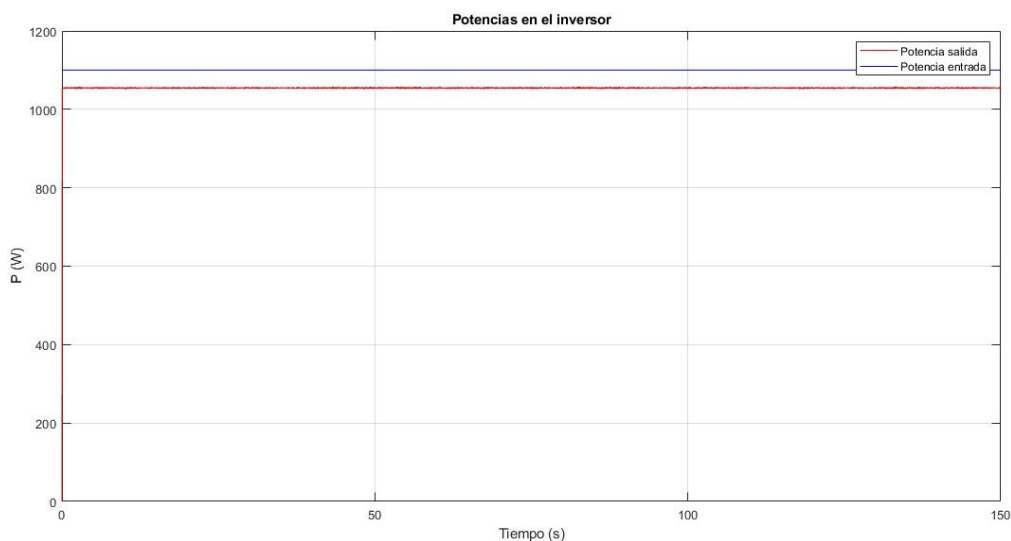


Figura 51 “Potencias a la entrada y salida del inversor (par una potencia inyectada de 1100 W)”

5.1.3.2. Modo grid forming.

En la Figura 52 se ilustra el comportamiento del inversor funcionando en modo aislado de la red, se observa como la tensión que forma el inversor para establecer la nueva red se ajusta perfectamente a la tensión de referencia, y como la intensidad depende de la carga conectada.

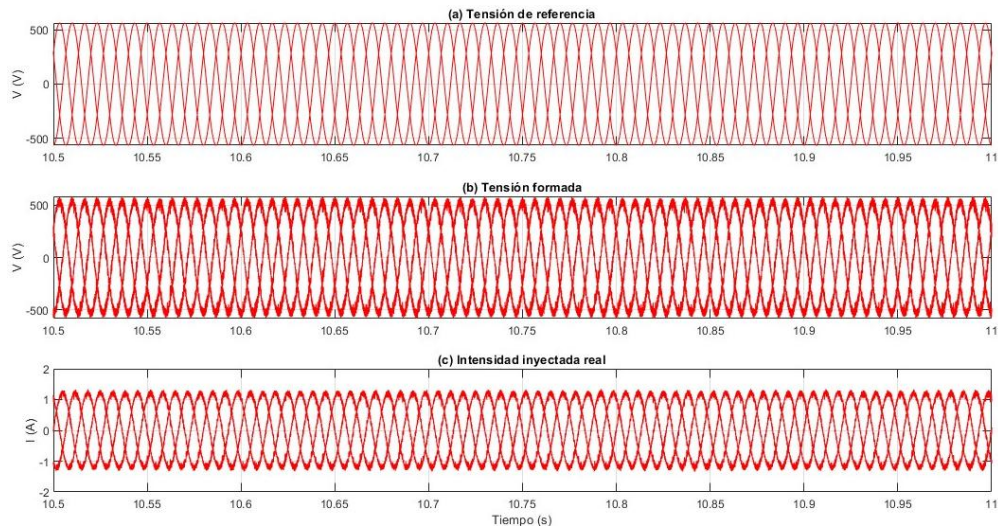


Figura 52 “Formas de onda producidas por el inversor (modo isla): (a) Tensión de referencia del inversor, (b) Tensión de la nueva red formada por el inversor, (c) Intensidad real a la salida del inversor.”

La Figura 53 muestra las potencias a la entrada y a la salida del inversor. Se trata de una carga resistiva trifásica conectada en estrella con una resistencia de 250Ω . Para esta carga deberíamos de inyectar un valor de potencia de 640 W y un valor pico de intensidad de línea de en torno a 1.3 A, estos valores son los que se dan aproximadamente en la simulación (Figuras 52 y 53), con la consideración de que las formas de ondas no son perfectas dando lugar a errores en las mediciones de potencia.

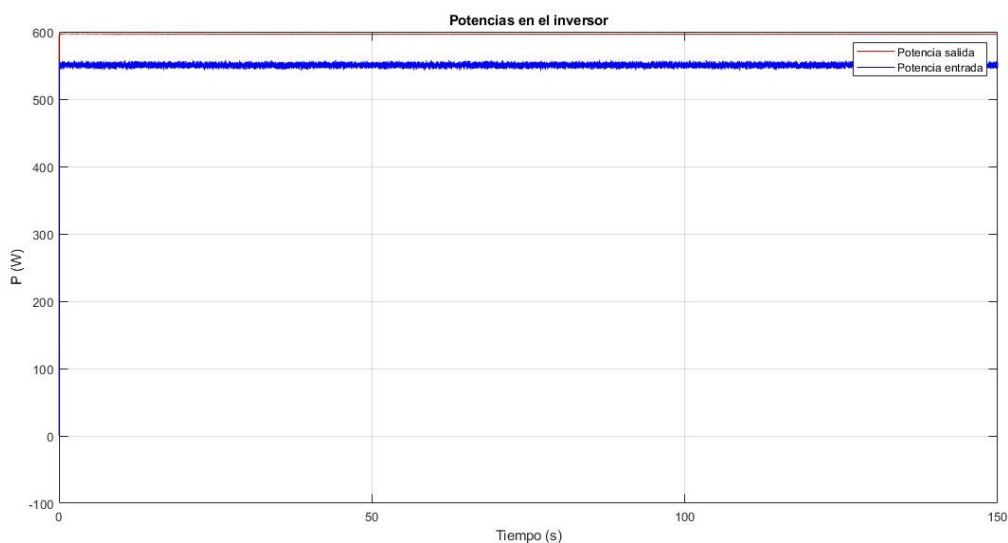


Figura 53 “Potencias a la entrada y salida del inversor (modo isla)”

Además, comprobamos en las Figuras 54 y 55 que el balance de potencias se sigue cumpliendo y la batería se carga.

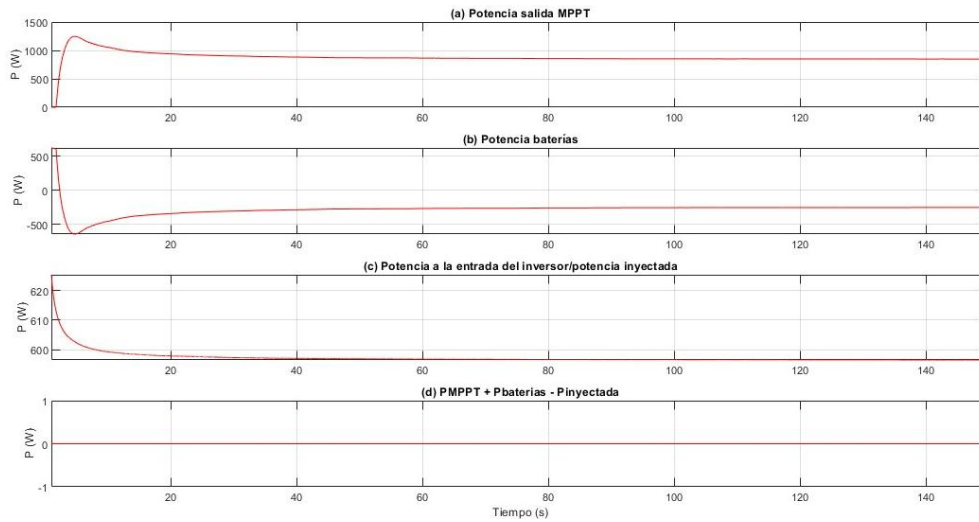


Figura 54 “Potencias en el nudo de las baterías (estado de carga): (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor y por lo tanto a la entrada de las baterías, (b) Es la potencia que las baterías aportan para llegar a la consigna de potencia, (c) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna, (d) Sumatorio que demuestra la Ecuación 11”

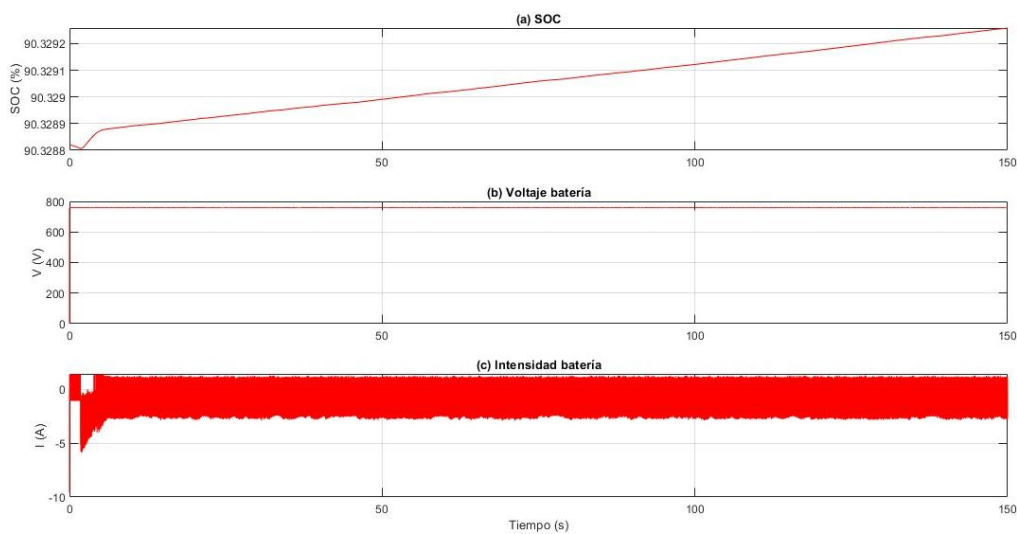


Figura 55 “Parámetros medidos en la batería (estado de carga): (a) Estado de carga de la batería, (b) Voltaje de la batería/voltaje del bus de corriente continua, (c) intensidad en la batería.”

5.2. Resultados del modelo simplificado.

En ese apartado evaluaremos el comportamiento del sistema en el largo plazo comprobando la eficacia del EMS. Se han tomado varios escenarios de SOC inicial con una capacidad de batería menor a la real para poder observar variaciones más significativas del SOC. Se ha utilizado una capacidad de batería de 50 Ah.

Parámetro	Valor
Sample time	10 s
Paso	600 s
Stop time	259800 s

Tabla 15 “Parámetros de simulación. El parámetro paso se refiere a la variable sample time del bloque repeating sequence stair, el cual marca cuánto dura cada step de la función de los perfiles, se toma el valor de 600 segundos ya que el intervalo de medidas de las potencias es un dato cada diez minutos.”

Como recordatorio, el sistema debía ser capaz de priorizar el beneficio económico sin dejar de tener en cuenta la vida útil de las baterías, las cuales deberían mantenerse en un rango de entre un 20% y un 80%. En los siguientes apartados analizaremos los distintos casos de estado de carga inicial. Los perfiles de potencia y precio a pesar de haber sido introducidos ya en el apartado de metodología van a estar presentes en cada gráfica de resultados para que sea más sencillo entender el comportamiento del sistema a simple vista.

5.2.1. Caso 1 (SOC inicial de un 10%).

En este caso el sistema debería priorizar que la batería volviera a su rango óptimo de operación independientemente del precio. En primer lugar, comprobamos que el balance de potencias es correcto (Figura 56).

El comportamiento esperado para un estado inicial del SOC de un 10%, sería de una inyección nula, ya que la batería se encuentra en el límite de su rango de operación, lo cual es perjudicial para su vida útil, por lo que la batería debería de entrar en estado de carga lo antes posible para volver al rango adecuado. La Figura 57 muestra como esto ocurre para los primeros instantes de simulación volviendo la batería a un SOC del 30%, con una potencia inyectada nula, y con un primer pico de inyección que aprovecha el exceso de potencia generada/velocidad de flujo para inyectar algo de potencia, sin dejar de descargar la batería buscando SOC mayores por seguridad.

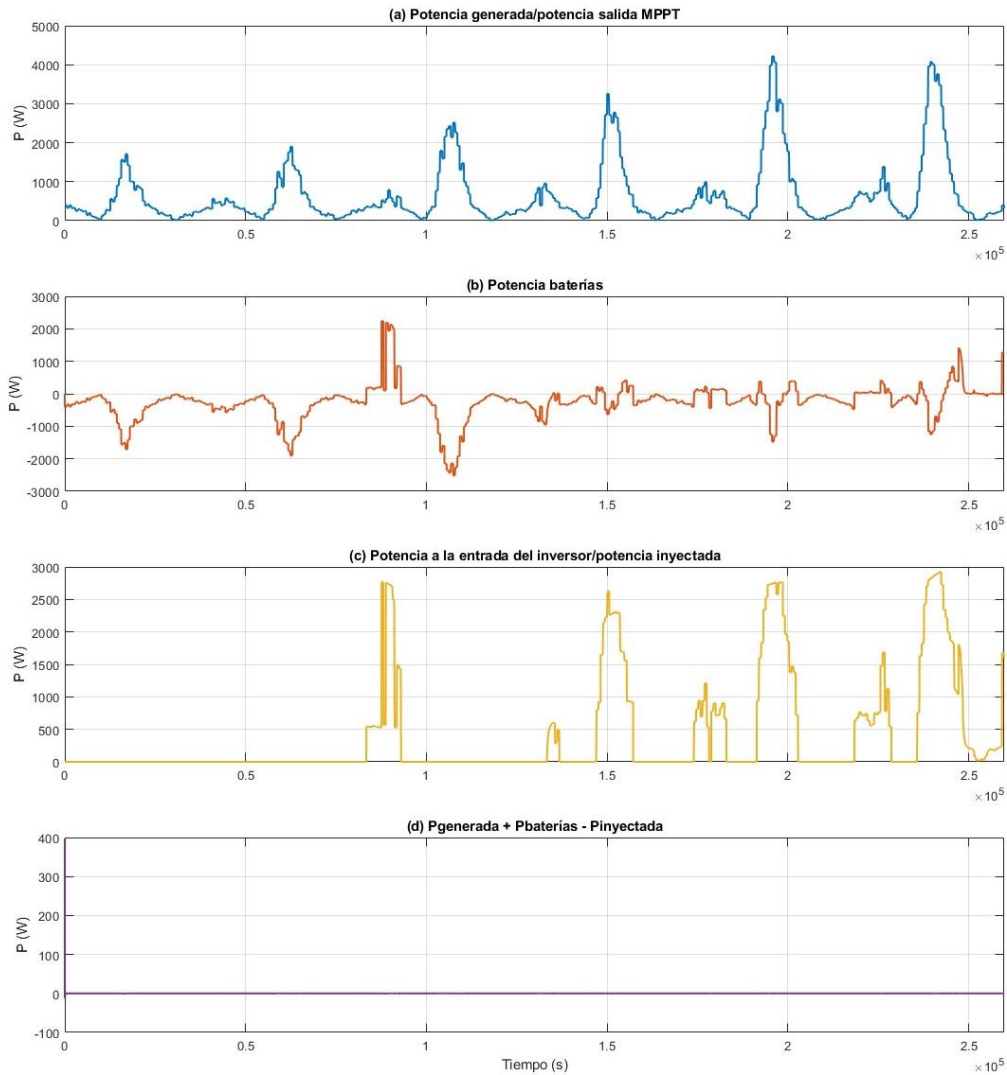


Figura 56 “Potencias en el nudo de las baterías (SOC inicial 10%) (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor es decir la potencia generada, (b) Es la potencia que las baterías aportan para llegar a la consigna de potencia, (c) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna en este caso la variable controlada por el controlador difuso, (d) Sumatorio que demuestra la Ecuación 11”

Este comportamiento evidencia que el sistema está funcionando correctamente al reconocer la prioridad de proteger la batería en condiciones de SOC crítico. A medida que el estado de carga se recupera progresivamente por encima del 20%, se observa cómo el controlador comienza a permitir picos de inyección cuando existe suficiente generación excedente. Esto coincide con momentos de bajo precio de la electricidad, por lo que se interpreta que, una vez restaurado un SOC seguro, el sistema retoma sus criterios de optimización económica. Además, el perfil de carga muestra una evolución continua y estable, confirmando que no se producen ciclos bruscos ni sobrecargas, lo cual es favorable para la durabilidad del almacenamiento. En resumen, el sistema actúa de forma conservadora durante la fase inicial crítica, y posteriormente recupera gradualmente su capacidad de inyección bajo criterios de seguridad y rentabilidad.

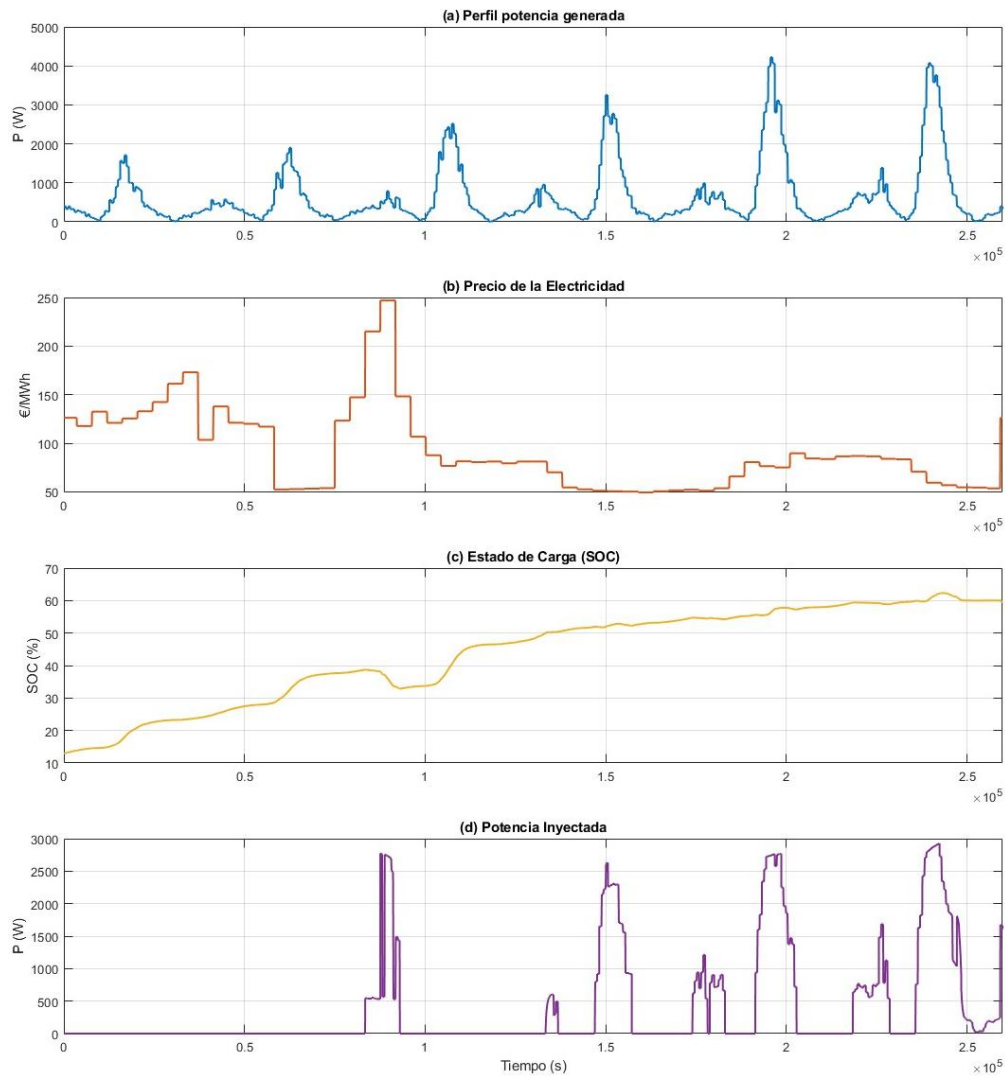


Figura 57 “Resultados de SOC inicial del 10% (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor es decir la potencia generada, (b) Perfil de precios de la electricidad, (c) Estado de carga de la batería (SOC), (d) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna en este caso la variable controlada por el controlador difuso”

Otro aspecto destacable del comportamiento del sistema en este caso es la forma en que se gestiona el reparto de potencia entre la generación y la batería. La Figura 56 refleja claramente cómo, durante los periodos en los que la turbina genera potencia significativa, esta se deriva casi exclusivamente a la carga de la batería, evitando cualquier inyección a red hasta alcanzar un SOC más adecuado. Esto evidencia una buena coordinación entre los distintos componentes del sistema, permitiendo que el inversor permanezca inactivo durante las fases iniciales sin comprometer la estabilidad energética del conjunto.

5.2.2. Caso 2 (SOC inicial de un 50%).

En el caso intermedio (Figura 59), el sistema sigue una operación normal descargando la batería con precios altos y cargándola cuando los precios son bajos. Cabe destacar que, a partir de la primera mitad de simulación, cuando los precios son muy bajos el sistema aprovecha para cargar la batería, inyectando potencia solo en los picos de generación.

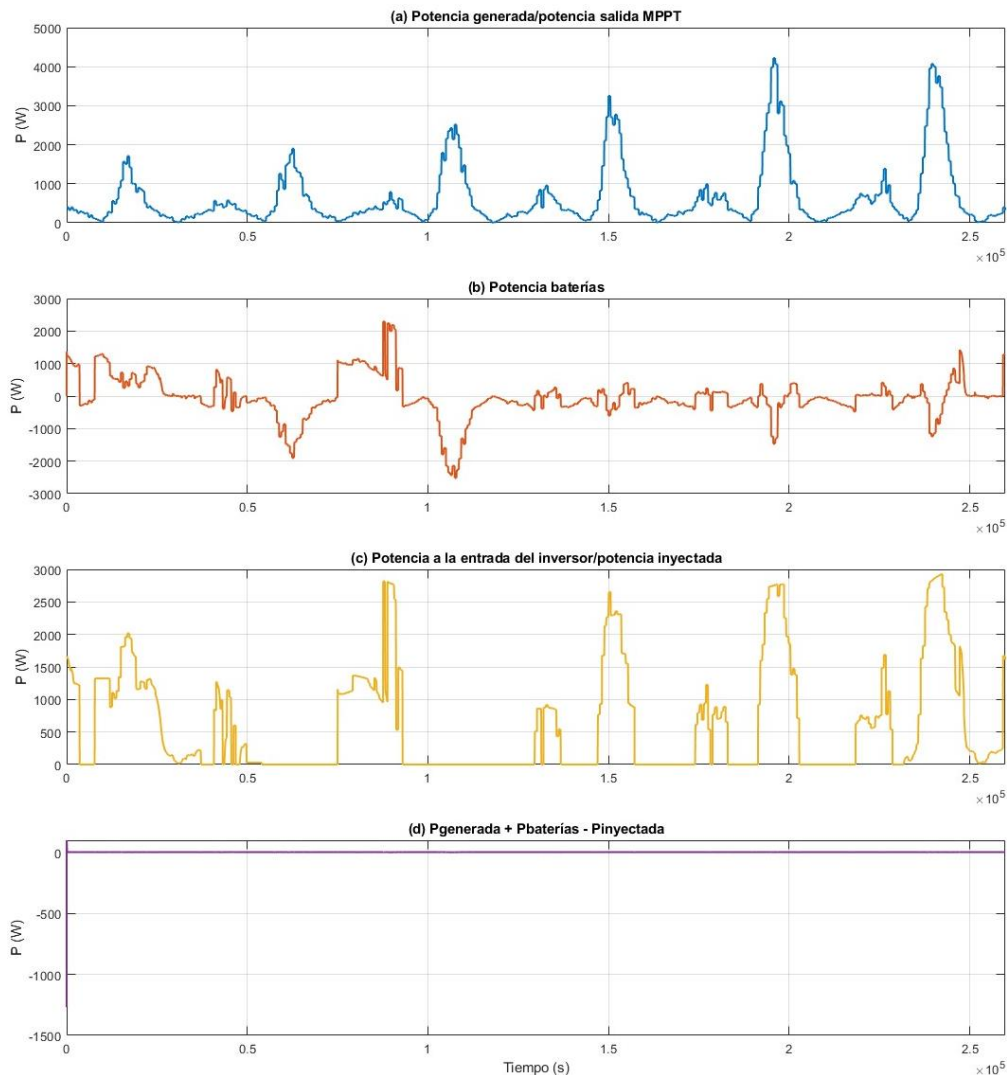


Figura 58 “Potencias en el nudo de las baterías (SOC inicial 50%) (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor es decir la potencia generada, (b) Es la potencia que las baterías aportan para llegar a la consigna de potencia, (c) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna en este caso la variable controlada por el controlador difuso, (d) Sumatorio que demuestra la Ecuación 11”

En el balance de potencia de la Figura 58 se observa como para estos periodos de precios bajos en los que se aprovecha para cargar la batería la potencia inyectada es por parte de la potencia generada y no por la batería, ya que lo que interesa es que esta se siga cargando. Cuando el sistema ha utilizado más la potencia de la batería es cuando la potencia generada era poca.

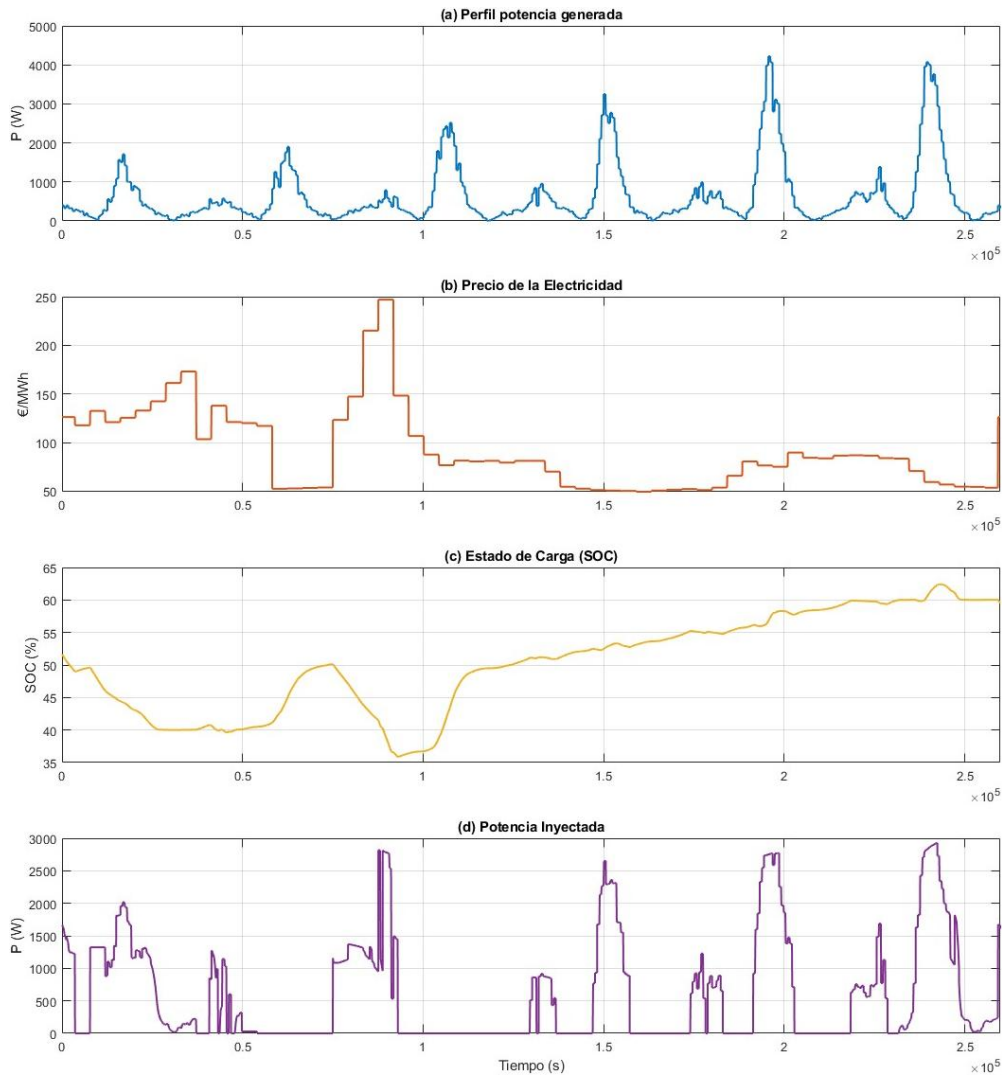


Figura 59 “Resultados de SOC inicial del 50% (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor es decir la potencia generada, (b) Perfil de precios de la electricidad, (c) Estado de carga de la batería (SOC), (d) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna en este caso la variable controlada por el controlador difuso”

El perfil de SOC mostrado en la Figura 59 evidencia una leve tendencia decreciente durante las primeras horas, ya que el sistema aprovecha los precios altos para inyectar energía. Sin embargo, a partir del segundo pico de generación, se observa una recuperación progresiva del nivel de carga, estabilizándose en torno al 65% al final del periodo. Esta evolución demuestra que el sistema busca un equilibrio dinámico entre inyección rentable y mantenimiento del almacenamiento en su zona segura. Finalmente, el balance de potencia reflejado en la Figura 58 confirma que no hay pérdidas significativas en la gestión energética, validando el correcto funcionamiento del sistema de control en este escenario. En resumen, el caso 2 muestra un comportamiento eficiente y balanceado, donde la lógica difusa logra armonizar criterios de seguridad y rentabilidad con notable éxito.

5.2.3. Caso 3 (SOC inicial de un 90%).

En este escenario, el sistema parte de un estado de carga elevado, por encima del límite superior operativo. Según la estrategia del EMS, este nivel de SOC requiere priorizar la descarga de la batería, especialmente si existen condiciones favorables en el mercado eléctrico. Como se aprecia en la Figura 61, la turbina comienza generando potencia de forma continua desde los primeros instantes. La batería responde de inmediato, operando mayoritariamente en modo de descarga, lo que permite mantener el SOC dentro del rango óptimo, evitando una sobrecarga que podría comprometer su vida útil. Esta estrategia también maximiza la oportunidad de inyectar energía en los momentos en que el precio de la electricidad es más elevado, lo que se refleja en una mayor actividad del inversor, y un patrón claro de inyección temprana.

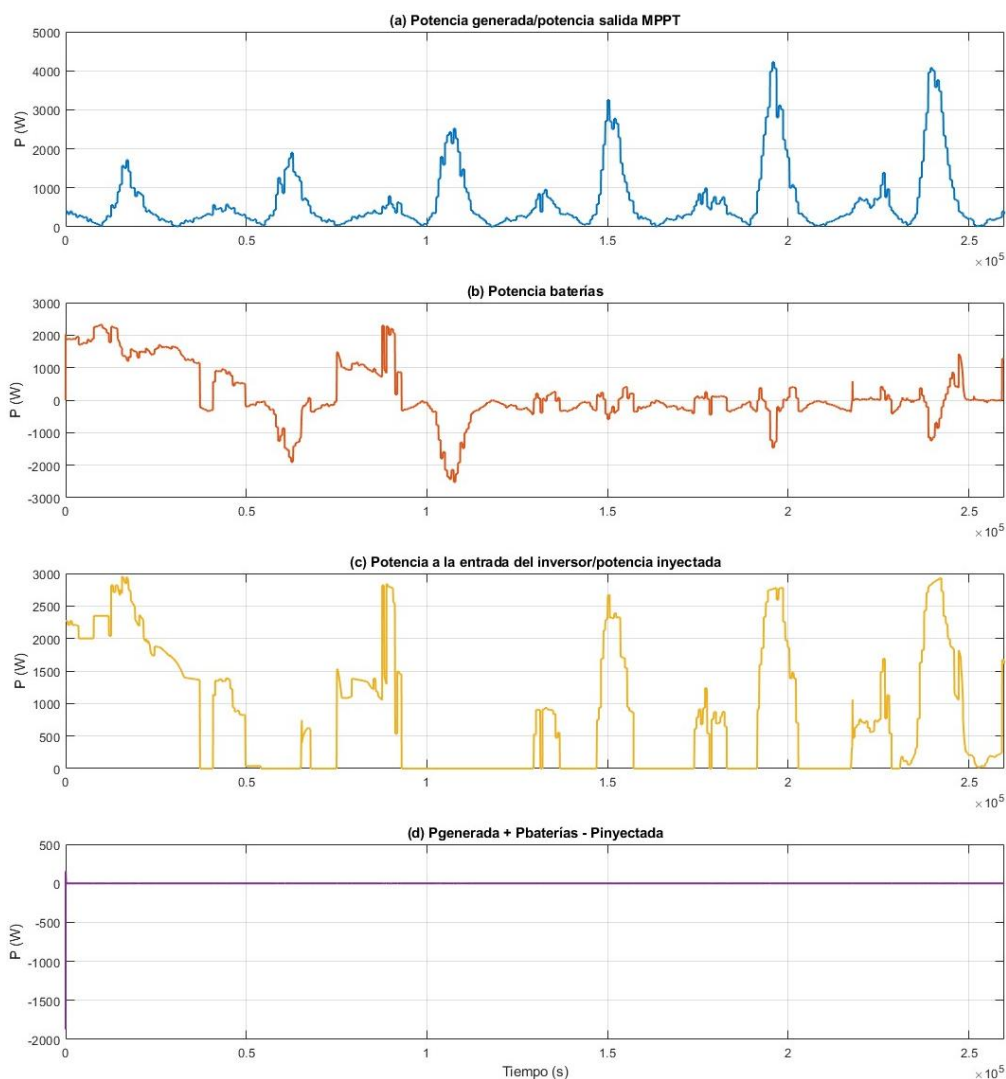


Figura 60 “Potencias en el nudo de las baterías (SOC inicial 90%) (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor es decir la potencia generada, (b) Es la potencia que las baterías aportan para llegar a la consigna de potencia, (c) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna en este caso la variable controlada por el controlador difuso, (d) Sumatorio que demuestra la Ecuación 11”

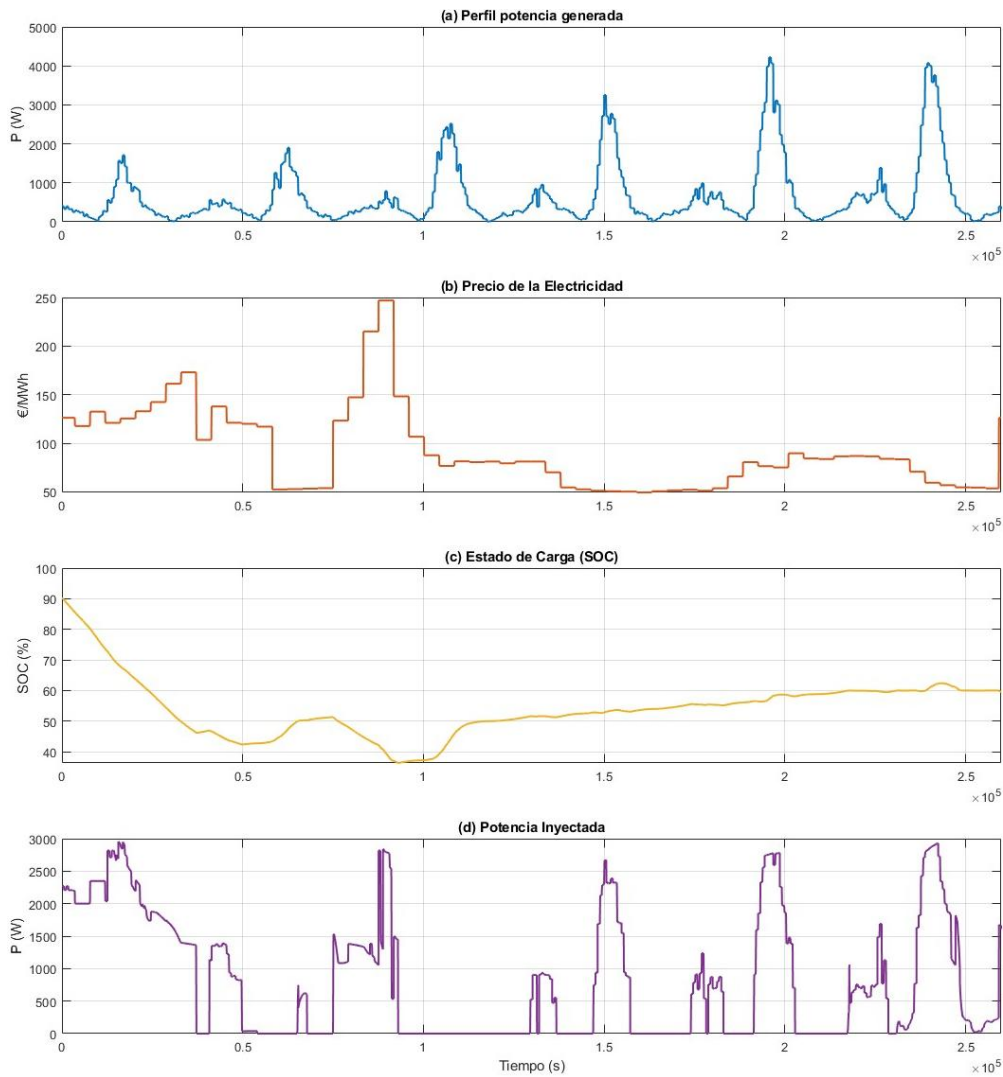


Figura 61 “Resultados de SOC inicial del 90% (a) Es la potencia que se encuentra a la salida del convertidor es decir la potencia generada, (b) Perfil de precios de la electricidad, (c) Estado de carga de la batería (SOC), (d) Es la potencia inyectada, es decir la potencia que se inyecta por consigna en este caso la variable controlada por el controlador difuso”

A lo largo del periodo simulado, el SOC desciende progresivamente hasta estabilizarse en torno al 40%, lo que indica una correcta gestión del almacenamiento, que prioriza la descarga durante los periodos de mayor rentabilidad. Cabe destacar que, a diferencia del caso 1, en este escenario la batería no necesita entrar en modo de carga intensivo, sino que actúa como respaldo y regulador, lo que se traduce en una operación más dinámica y flexible. Asimismo, el balance de potencia se mantiene prácticamente plano durante toda la simulación, lo que evidencia la solidez del esquema de control implementado. En conjunto, este caso demuestra que el sistema responde eficazmente ante un SOC elevado, maximizando la inyección sin poner en riesgo la batería ni perder eficiencia energética.

6. CONCLUSIONES.

El desarrollo de este Trabajo Fin de Grado ha permitido abordar el estudio, modelado y simulación de una instalación mareomotriz de pequeña escala, valorando su viabilidad técnica en un entorno real como el río Odiel, en la costa de Huelva.

A partir de los datos recogidos en la campaña de medidas, se ha podido caracterizar el recurso energético disponible, confirmando la existencia de un perfil de corrientes suficientemente estable y predecible para la generación eléctrica mediante una turbina de flujo transversal. La microturbina Triton seleccionada ha demostrado, tanto en su curva teórica como en las pruebas experimentales del fabricante, una alta eficiencia incluso a bajas velocidades de flujo, lo cual es especialmente relevante para condiciones de marea típicas del emplazamiento.

El modelo eléctrico completo implementado en Matlab/Simulink ha permitido analizar en detalle el comportamiento dinámico del sistema, incluyendo la conversión de energía desde el generador hasta la inyección en red o el almacenamiento en baterías. Se ha validado la operatividad de la instalación tanto en modo conectado a red como en modo aislado, destacando el papel clave del inversor y del sistema de almacenamiento para garantizar la estabilidad de tensión y continuidad del suministro.

Por otro lado, el modelo simplificado ha posibilitado la simulación de escenarios de operación de largo plazo, permitiendo implementar y evaluar un sistema de gestión energética (EMS) basado en lógica difusa. Este controlador ha demostrado ser una herramienta útil para optimizar la potencia inyectada en función de variables como el estado de carga de la batería, la potencia generada y el precio horario de la electricidad, mejorando tanto la eficiencia como la rentabilidad de la instalación.

En conjunto, los resultados obtenidos permiten concluir que:

1. Es técnicamente viable implementar instalaciones mareomotrices de pequeña escala en entornos fluviales con características como las del río Odiel.
2. La integración de almacenamiento energético y control inteligente es esencial para maximizar el aprovechamiento del recurso y minimizar los efectos de su variabilidad.
3. El uso de modelos eléctricos y de control en entornos de simulación permite anticipar el comportamiento del sistema con gran detalle y constituye una herramienta valiosa para el diseño de futuras instalaciones reales.
4. Este trabajo contribuye así al desarrollo de soluciones energéticas sostenibles, adaptadas a contextos locales, y abre la puerta a nuevas investigaciones orientadas a la mejora de los sistemas de control y a la integración de otras fuentes renovables complementarias.

Este Trabajo Fin de Grado ha supuesto además de un apoyo en las tareas de investigación del proyecto, un refuerzo personal e intelectual que considero muy relevante, ya que he podido adquirir conocimientos técnicos que desconocía sobre cómo se puede aprovechar este para obtener un recurso tan transcendental como es la energía eléctrica en el mundo actual.

Además, he podido profundizar en el uso de herramientas como Matlab, aprendiendo muchos conceptos que desconocía sobre la electrónica de potencia y sobre el control de microrredes.

Este trabajo me ha permitido trabajar y reforzar aún más mis conocimientos sobre el medio en el que muchos onubenses nos hemos criado y amamos, por lo que espero que este proyecto sirva como referencia para futuras instalaciones del mismo tipo, y que estas aprovechen este preciado recurso del que disponemos en nuestras costas.

7. COMPETENCIAS DESARROLLADAS.

El Documento incluye las competencias desarrolladas durante el trabajo, y está incluida la competencia indicada en la propuesta. Además, se han desarrollado las competencias adicionales:

- Profesional y posean las competencias que suelen demostrarse por medio de la elaboración y defensa de argumentos y la resolución de problemas dentro de, su área de estudio
- CB5 – Que los estudiantes hayan desarrollado aquellas habilidades de aprendizaje necesarias para emprender estudios posteriores con un alto grado de autonomía.
- CT3 – Desarrollo de una actitud de indagación que permita la revisión y avance permanente del conocimiento.

8. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] A. Wahyudie, M. A. Jama, T. B. Susilo, O. Saeed, C. S. A. Nandar, y K. Harib, «Simple bottom-up hierarchical control strategy for heaving wave energy converters», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 87, pp. 211-221, may 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.10.010.
- [2] A. De Andres, A. MacGillivray, O. Roberts, R. Guanche, y H. Jeffrey, «Beyond LCOE: A study of ocean energy technology development and deployment attractiveness», *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 19, pp. 1-16, feb. 2017, doi: 10.1016/j.seta.2016.11.001.
- [3] «irena - Buscar con Google». Accedido: 9 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.google.com/search?q=irena&oq=irena&gs_lcrp=EgZjaHJvbWUqDQgAEAAAY4wIYsQMYgAQyDQgAEAAAY4wIYsQMYgAQyEAgBEC4YxwEYsQMY0QMYgAQyCggCEC4YsQMYgAQyDQgDEC4YgwEYsQMYgAQyFggEEC4YgwEYxwEY1AIYsQMY0QMYgAQyEAgFEC4YgwEY1AIYsQMYgAQyEwgGEC4YrwEYxwEYgAQYmAUYmQUyBwgHEAAyYgAQyBwgIEC4YgAQyCQgJEC4YChiABNIBBzY3OGowajSoAgCwAgE&sourceid=chrome&ie=UTF-8
- [4] N. Khan, A. Kalair, N. Abas, y A. Haider, «Review of ocean tidal, wave and thermal energy technologies», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 590-604, may 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.079.
- [5] M. Melikoglu, «Current status and future of ocean energy sources: A global review», *Ocean Engineering*, vol. 148, pp. 563-573, ene. 2018, doi: 10.1016/j.oceaneng.2017.11.045.
- [6] A. Hussain, S. M. Arif, y M. Aslam, «Emerging renewable and sustainable energy technologies: State of the art», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 12-28, may 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.12.033.
- [7] A. S. Bahaj, A. F. Molland, J. R. Chaplin, y W. M. J. Batten, «Power and thrust measurements of marine current turbines under various hydrodynamic flow conditions in a cavitation tunnel and a towing tank», *Renewable Energy*, vol. 32, n.º 3, pp. 407-426, mar. 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.01.012.
- [8] E. A. Alvarez, M. Rico-Secades, D. F. Suárez, A. J. Gutiérrez-Trashorras, y J. Fernández-Francos, «Obtaining energy from tidal microturbines: A practical example in the Nalón River», *Applied Energy*, vol. 183, pp. 100-112, dic. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.173.
- [9] D. L. F. Gaden y E. L. Bibeau, «A numerical investigation into the effect of diffusers on the performance of hydro kinetic turbines using a validated momentum source turbine model», *Renewable Energy*, vol. 35, n.º 6, pp. 1152-1158, jun. 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.11.023.
- [10] F. W. Lanchester, «A CONTRIBUTION TO THE THEORY OF PROPULSION AND THE SCREW PROPELLER», *Journal of the American Society for Naval Engineers*, vol. 27, n.º 2, pp. 509-510, may 1915, doi: 10.1111/j.1559-3584.1915.tb00408.x.

- [11] B. G. NERMAN, «ACTUATOR-DISC THEORY FOR VERTICAL-AXIS WIND TURBINES».
- [12] R. A. McAdam, G. T. Houlby, M. L. G. Oldfield, y M. D. McCulloch, «Experimental testing of the transverse horizontal axis water turbine», *IET Renew. Power Gener.*, vol. 4, n.º 6, p. 510, 2010, doi: 10.1049/iet-rpg.2009.0194.
- [13] C. Garrett y P. Cummins, «The efficiency of a turbine in a tidal channel», *J. Fluid Mech.*, vol. 588, pp. 243-251, oct. 2007, doi: 10.1017/S0022112007007781.
- [14] A. Roberts, B. Thomas, P. Sewell, Z. Khan, S. Balmain, y J. Gillman, «Current tidal power technologies and their suitability for applications in coastal and marine areas», *J. Ocean Eng. Mar. Energy*, vol. 2, n.º 2, pp. 227-245, may 2016, doi: 10.1007/s40722-016-0044-8.
- [15] S. Walker y P. R. Thies, «A review of component and system reliability in tidal turbine deployments», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 151, p. 111495, nov. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111495.
- [16] M. Shiono, K. Suzuki, y S. Kiho, «An experimental study of the characteristics of a Darrieus turbine for tidal power generation», *Elect. Eng. Jpn.*, vol. 132, n.º 3, pp. 38-47, ago. 2000, doi: 10.1002/1520-6416(200008)132:3<38::AID-EEJ6>3.0.CO;2-E.
- [17] D. P. Coiro, A. D. Marco, F. Nicolosi, S. Melone, y F. Montella, «Dynamic Behaviour of the Patented Kobold Tidal Current Turbine: Numerical and Experimental Aspects», *Acta Polytech*, vol. 45, n.º 3, ene. 2005, doi: 10.14311/718.
- [18] B. Yang y X. W. Shu, «Hydrofoil optimization and experimental validation in helical vertical axis turbine for power generation from marine current», *Ocean Engineering*, vol. 42, pp. 35-46, mar. 2012, doi: 10.1016/j.oceaneng.2012.01.004.
- [19] S. Toumi, Y. Amirat, E. Elbouchikhi, Z. Zhou, y M. Benbouzid, «Techno-Economic Optimal Sizing Design for a Tidal Stream Turbine–Battery System», *JMSE*, vol. 11, n.º 3, p. 679, mar. 2023, doi: 10.3390/jmse11030679.
- [20] S. Ben Elghali, R. Outbib, y M. Benbouzid, «Selecting and optimal sizing of hybridized energy storage systems for tidal energy integration into power grid», *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 7, n.º 1, pp. 113-122, ene. 2019, doi: 10.1007/s40565-018-0442-0.
- [21] T. E. Tawil, J. F. Charpentier, y M. Benbouzid, «Sizing and rough optimization of a hybrid renewable-based farm in a stand-alone marine context», *Renewable Energy*, vol. 115, pp. 1134-1143, ene. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.08.093.
- [22] M. F. Zia, M. Nasir, E. Elbouchikhi, M. Benbouzid, J. C. Vasquez, y J. M. Guerrero, «Energy management system for a hybrid PV-Wind-Tidal-Battery-based islanded DC microgrid: Modeling and experimental validation», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, p. 112093, may 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112093.

- [23] J. Han, X. Li, y T. Tang, «Energy Management Using a Rule-Based Control Strategy of Marine Current Power System with Energy Storage System», *JMSE*, vol. 9, n.º 6, p. 669, jun. 2021, doi: 10.3390/jmse9060669.
- [24] F. Superchi, N. Giovannini, A. Moustakis, G. Pechlivanoglou, y A. Bianchini, «Optimization of the power output scheduling of a renewables-based hybrid power station using MILP approach: The case of Tilos island», *Renewable Energy*, vol. 220, p. 119685, ene. 2024, doi: 10.1016/j.renene.2023.119685.
- [25] M. Lewis *et al.*, «Power variability of tidal-stream energy and implications for electricity supply», *Energy*, vol. 183, pp. 1061-1074, sep. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.06.181.
- [26] M. Kuschke, S. Pertzsch, y K. Strunz, «Modeling of tidal energy conversion systems for primary response testing», en *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA: IEEE, jul. 2012, pp. 1-6. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345664.
- [27] J. Wang *et al.*, «Multi-time Scale Collaborative Optimal Dispatching for Regional Grid Integrated with Renewable Energy and Battery Energy Storage Based on GrowNet», *IET Conf. Proc.*, vol. 2021, n.º 5, pp. 974-980, oct. 2021, doi: 10.1049/icp.2021.2321.