

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

***ANÁLISIS Y COMPARATIVA DE LOS
PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LAS
TURBINAS DE LA PLANTA UNDIMOTRIZ DE
MUTRIKU EN EL PERIODO 2018-2019***

Alumna: Arcelay Fernández-Meras, Irene

Directora: Serras Malillos, Paula

Curso: 2019-2020

Fecha: Bilbao, 9 de julio de 2020

Abstract

This work reviews turbine operation data of the Mutriku Wave Power Plant from the 2018 to 2019 period. The wave farm consists of 16 oscillating water column devices each one with 18,5 kW installed power. Every turbine is equipped with sensors in order to track its performance by recording operation parameters such as: pressure, power, rotational speed etcetera. Out of all the parameters, this work analyzes pressure in the air chamber, opening angle of the damper, generator output power and rotational speed of the turbine.

The effect of seasonality is observed on the variables, as well as the effect of the location of each one of the turbines on the wave farm. Moreover, with wave parameters recorded by the Bilbao-Bizkaia buoy, the lagged correlation between wave energy flux and power generation has been confirmed.

Researching the performance of the Mutriku Wave Power Plant, the only one in the world connected to the grid and permanently providing electricity, enables the characterization of the variability of electricity supply in order to improve its forecasting. It also helps estimate the actual wave energy exploitation.

These investigations are necessary to promote the development of wave energy conversion technologies, which are still on pre-commercial stage.

Keywords: Wave power, Ocean energy, Mutriku Wave Power Plant, oscillating water column, Wave energy converter.

En este trabajo se han estudiado los parámetros de operación de las turbinas de la planta undimotriz de Mutriku en el periodo 2018-2019. La planta undimotriz, que aprovecha la energía de las olas, cuenta con 16 dispositivos basados en la tecnología de columna de agua oscilante de 18,5 kW de potencia nominal cada uno. Cada turbina cuenta con sensores para monitorizar su funcionamiento mediante el registro de parámetros como: presión, potencia, velocidad de rotación etcétera. En este trabajo se han analizado la presión en la cámara, el grado de apertura de la válvula de seguridad, la potencia eléctrica generada y la velocidad de rotación de la turbina.

Se observa la influencia estacional en las variables, así como la influencia de la ubicación de las propias turbinas en la planta undimotriz. Además, con los parámetros de oleaje registrados en la boya Bilbao-Bizkaia, se ha confirmado la correlación con retardo horario entre el flujo de energía de las olas y la potencia generada en la planta.

El estudio del funcionamiento de la planta undimotriz de Mutriku, la única en el mundo conectada a red que produce energía de manera continua, permite caracterizar la variabilidad del suministro eléctrico y así poder mejorar las previsiones de generación eléctrica. Además permite estimar el aprovechamiento energético real del recurso marino.

Estos estudios son necesarios para fomentar el desarrollo de las tecnologías de la energía undimotriz, ya que, en el campo de las energías renovables, ésta se encuentra todavía en una fase pre-comercial.

Palabras clave: Energía undimotriz, energía de las olas, energía oceánica, planta undimotriz de Mutriku, columna de agua oscilante, conversor de energía de las olas.

Lan honetan Mutrikuko olatu plantako turbinen funtzionamendu datuak, 2018-2019 denbora tartean, aztertu dira. Olatu plantak ur-zutabe oszilatzailearen teknologia erabiltzen duten 16 gailu ditu, bakoitzak 18,5 kW potentzia instalatu-duna. Turbina guztiek funtzionamendu parametroak erregistratzen duten sentsoareak dituzte, besteak beste: presioa, potentzia, errotazio abiadura eta abar. Guztienetik, lan honetan kameraren presioa, balbularen zabaltze gradua, sortutako potentzia elektrikoa eta turbinaren errotazio abiadura ikertu dira.

Sasoiaren eragina aldagaietan frogatu da, baita turbinen kokapenak plantan duena ere. Gainera, Bilbao-Bizkaia buiak erregistratzen dituen olatuen parametroekin, sortutako potentzia eta olatu fluxu energiaren arteko korrelazio atzeratua egiaztatuta da.

Mutrikuko olatu plantaren funtzionamendua ikertzeari esker, munduko bakarra sare elektrikora konektatuta eta etengabe energia sortzen, elektrizitate-horniduraren aldakortasuna karakterizatu ahal da eta honekin energia elektrikoaren sorkuntza aurreikusketak hobetu. Horrez gain, olatu baliabideen ustiapen erreala balioztatu ahal izan da.

Azterlan hauek beharrezkoak dira olatu energiaren teknologien garapena sustatzeko, oraindik garai aurre-komertzialan daude eta.

Hitz gakoak: Olatu energia, ozeano energia, Mutrikuko olatu planta, ur-zutabe oszilatzaile, olatuen energia bihurtzailea.

Índice

1. Introducción.....	10
2. Contexto.....	15
2.1. Tipos de dispositivos	15
2.1.1. Dispositivos oscilantes (<i>Oscillating body systems</i>)	16
2.1.2. Colectores de olas (<i>Overtopping converters</i>).....	17
2.1.3. Columna de agua oscilante (<i>OWC</i>).....	18
2.2. Retos de la energía undimotriz	19
3. Objetivos y alcance del trabajo.....	21
4. Beneficios que aporta el trabajo.....	22
5. La planta undimotriz de Mutriku	23
5.1. El proyecto de la planta undimotriz	23
5.2. Dimensionamiento de la planta undimotriz.....	24
5.3. Funcionamiento de la planta undimotriz	26
5.4. Estudios sobre la planta undimotriz	28
6. Datos.....	29
6.1. Turbinas.....	29
6.2. Boya Bilbao Bizkaia.....	31
7. Metodología.....	33
7.1. Limpieza de datos	33
7.1.1. Turbina T02.....	33
7.1.2. El resto de las turbinas disponibles.....	34
7.1.3. Boya Bilbao Bizkaia.....	35
7.2. Tratamiento de datos	35
7.2.1. Análisis de la planta completa.....	35
7.2.2. Análisis por turbinas	36
7.2.3. Correlación de la potencia generada en la planta con el <i>WEF</i> de la boya Bilbao Bizkaia	36
8. Resultados.....	37
8.1. Análisis de la planta	38
8.1.1. Potencia generada por cada turbina operativa.....	38
8.1.2. Velocidad de rotación de cada turbina operativa	41
8.1.3. Presión en la cámara de cada turbina operativa.....	44
8.1.4. Grado de apertura de la válvula de cada turbina operativa	46
8.1.5. Comparativa mensual de las variables Potencia – Presión – Grado de apertura de la válvula	49
8.2. Correlación entre potencia generada y el flujo de energía de las olas	51
8.3. Análisis de la turbina T02	54
8.3.1. Potencia generada por la turbina T02	54
8.3.2. Velocidad de rotación de la turbina T02.....	55

8.3.3.	Presión en la cámara de la turbina T02	57
8.3.4.	Grado de apertura de la válvula de la turbina T02.....	58
8.3.5.	Vibraciones en la turbina T02	59
9.	Diagrama de Gantt	62
10.	Conclusiones.....	63
11.	Perspectivas de futuro.....	65
12.	Agradecimientos.....	66
13.	Bibliografía.....	67
14.	Anexos.....	71
14.1.	Planos de la planta undimotriz de Mutriku	71
14.2.	Código del tratamiento de los datos de las turbinas.....	76
14.3.	Código del tratamiento de los datos de la boya Bilbao-Bizkaia	77
14.4.	Código de la elaboración de los diagramas de cajas y bigotes	78
14.5.	Código de la correlación entre la potencia generada y el <i>WEF</i>	79
14.6.	Código de la gráfica de las medias mensuales de las variables de las turbinas	80
14.7.	Gráficas de potencia generada de cada turbina	82
14.8.	Gráficas de velocidad de rotación de cada turbina	85
14.9.	Gráficas de presión en la cámara de cada turbina.....	89
14.10.	Gráficas del grado de apertura de la válvula de cada turbina.....	92
14.11.	Gráficas de correlación entre la potencia generada por cada turbina y el <i>WEF</i>	96
14.12.	Diagrama de Gantt.....	99

Índice de Figuras

Figura 1: Principales tipos de <i>WECs</i>	15
Figura 2: Dispositivos oscilantes.....	16
Figura 3: Colectores de olas.....	17
Figura 4: Dispositivos de columna de agua oscilante.....	19
Figura 5: Vista de la bahía de Mutriku	23
Figura 6: Sección de la planta de Mutriku sobre el dique de abrigo	25
Figura 7: (a) Estructura <i>OWC</i> de la central de Mutriku, (b) Interior de la sala de turbinas de la central de Mutriku	25
Figura 8: Esquema de la turbina.....	27
Figura 9: Ubicación de las turbinas en la planta de Mutriku.....	29
Figura 10: Carcasa exterior de una turbina	30
Figura 11: Ubicación de la Boya Bilbao Bizkaia y la planta undimotriz de Mutriku.....	31
Figura 12: Fragmento de los datos de la turbina T02	33
Figura 13: Fragmento de los datos de la turbina T03	34
Figura 14: Fragmento de los datos de la boya Bilbao Bizkaia.	35
Figura 15: Parámetros analizados en la turbina.....	37
Figura 16: Potencia generada [kW] por cada turbina operativa.....	39
Figura 17: Potencia generada [kW] en la turbina T03 por meses.	40
Figura 18: Velocidad de rotación [rpm] de cada turbina operativa.....	42
Figura 19: Velocidad de rotación [rpm] de la turbina T03 por meses.....	43
Figura 20: Presión [Pa] en cada turbina operativa.....	45
Figura 21: Presión [Pa] de la turbina T03 por meses.....	46
Figura 22: Grado de apertura de la válvula [°] de cada turbina operativa.....	48
Figura 23: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T07 por meses.....	49
Figura 24: Medias mensuales de grado de apertura [°], potencia [W] y presión [Pa] para la planta completa.....	50
Figura 25: Retardo entre la potencia generada en la planta [kW] y el flujo de energía de las olas [kW/m].	52
Figura 26: Correlación entre potencia generada en la planta [kW] en t (h) y flujo de energía de las olas [kW/m] en t-3 (h).	53
Figura 27: Potencia generada [kW] en la turbina T02 por meses.	54
Figura 28: Velocidad de rotación [rpm] de la turbina T02 por meses.....	56
Figura 29: Presión [Pa] en la cámara de la turbina T02 por meses.....	57
Figura 30: Grado de apertura [°] de la válvula de la turbina T02 por meses.....	59
Figura 31: Vibraciones [mm/ps] en función de la velocidad de rotación [rpm] cada mes.....	61
Figura 32: Tareas de tratamiento de los datos de la turbina T03.....	62
Figura 33: Potencia generada [kW] en la turbina T02.....	82

Figura 34: Potencia generada [kW] en la turbina T03.....	82
Figura 35: Potencia generada [kW] en la turbina T04.....	83
Figura 36: Potencia generada [kW] en la turbina T07.....	83
Figura 37: Potencia generada [kW] en la turbina T08.....	84
Figura 38: Potencia generada [kW] en la turbina T13.....	84
Figura 39: Potencia generada [kW] en la turbina T14.....	85
Figura 40: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T02.	85
Figura 41: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T03.	86
Figura 42: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T04.	86
Figura 43: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T07.	87
Figura 44: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T08.	87
Figura 45: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T13.	88
Figura 46: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T14.	88
Figura 47: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T02.....	89
Figura 48: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T03.....	89
Figura 49: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T04.....	90
Figura 50: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T07.....	90
Figura 51: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T08.....	91
Figura 52: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T13.....	91
Figura 53: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T14.....	92
Figura 54: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T02.	92
Figura 55: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T03.	93
Figura 56: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T04.	93
Figura 57: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T07.	94
Figura 58: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T08.	94
Figura 59: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T13.	95
Figura 60: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T14.	95
Figura 61: Correlación entre la potencia generada en la turbina T02 [kW] y el <i>WEF</i> [kW/m]..	96
Figura 62: Correlación entre la potencia generada en la turbina T03 [kW] y el <i>WEF</i> [kW/m]..	96
Figura 63: Correlación entre la potencia generada en la turbina T04 [kW] y el <i>WEF</i> [kW/m]..	97
Figura 64: Correlación entre la potencia generada en la turbina T07 [kW] y el <i>WEF</i> [kW/m]..	97
Figura 65: Correlación entre la potencia generada en la turbina T08 [kW] y el <i>WEF</i> [kW/m]..	98
Figura 66: Correlación entre la potencia generada en la turbina T14 [kW] y el <i>WEF</i> [kW/m]..	98

Índice de Tablas

Tabla 1: Parámetros de la planta de Mutriku utilizados en este trabajo.	30
Tabla 2: Resumen de los datos disponibles de las turbinas de Mutriku.	31

Lista de acrónimos

<i>AWS</i>	<i>Archimedes Wave Swing</i>
<i>BiMEP</i>	<i>Biscay Marine Energy Platform</i>
<i>EVE</i>	Ente Vasco de la Energía
<i>I+D+i</i>	Investigación, desarrollo e innovación
<i>I+D</i>	Investigación y desarrollo
<i>IPCC</i>	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
<i>LIMPET</i>	<i>Land Installed Marine Power Energy Transmitter</i>
<i>MLWS</i>	<i>Mean Low Water Springs</i>
<i>ODS</i>	Objetivo de Desarrollo Sostenible
<i>OWC</i>	<i>Oscillating Water Column</i>
<i>PTO</i>	<i>Power Take-off</i>
<i>RMS</i>	<i>Row Mean Square</i>
<i>SCADA</i>	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
<i>TAPCHAN</i>	<i>Tapered Channel</i>
<i>TRL</i>	<i>Technology Readiness Level</i>
<i>WEC</i>	<i>Wave Energy Converter</i>
<i>WEF</i>	<i>Wave Energy Flux</i>

1. Introducción

El cambio climático es ya una realidad. La temperatura media mundial, el principal indicador del estado del clima, en 2019 fue de 1,1 °C superior a la era preindustrial. Otros aspectos como el aumento de fenómenos de olas de calor e incendios forestales de magnitudes sin precedentes y el incremento del nivel del mar, confirman que el cambio climático es un problema vigente, con impacto cuantificable sobre el planeta [1].

La causa principal del aumento de la temperatura mundial es la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, especialmente de CO₂, auspiciada por el aumento de las emisiones de origen antropogénico de tales gases. Los niveles actuales de concentración de CO₂, CH₄ y N₂O en la atmósfera son el 147%, 259% y 123% de los niveles preindustriales, respectivamente. La combustión de combustibles fósiles y la producción de cemento suponen el 90% de las emisiones globales de CO₂ y en 2018 se alcanzó el máximo registrado hasta la fecha, 37 Gt de CO₂. El aumento del consumo energético mundial contribuye a la tendencia creciente de las emisiones de CO₂ [2], ya que a pesar del crecimiento del consumo energético de fuentes renovables, el sistema energético global está dominado por los combustibles fósiles [3].

Se estima que con los niveles actuales de emisiones se sobrepase el límite de 1,5°C de temperatura global media sobre la era preindustrial marcado por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (*IPCC*) en su Quinto Informe de Evaluación [4] elaborado para la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2015 e incluido en los objetivos del Acuerdo de París. Las consecuencias climáticas de semejante aumento de temperatura suponen riesgos tanto para el planeta como para el ser humano [1].

Por lo tanto, tal y como se estableció en la Cumbre del Clima 2019 [5], basándose en el informe del *IPCC* de 2018 sobre los impactos del calentamiento global de 1,5°C sobre la era preindustrial [6], las medidas adoptadas bajo el Acuerdo de París son inadecuadas. Para conseguir la temperatura media global de 1,5 °C sobre la era preindustrial, las emisiones de CO₂ deberían disminuir un 45% para 2030 y alcanzar el 0 neto de emisiones en 2050. Pero en el periodo 2015-2019 las emisiones han aumentado con un crecimiento 20% mayor que los años anteriores, una tendencia que no se estima que revierta para 2030. Además, los planes climáticos de los países elaborados bajo el Acuerdo de París implicarían un calentamiento de 3 °C en 2100.

Sin embargo, en la Cumbre del Clima 2019 no se cerró ningún acuerdo que actualizase el Acuerdo de París 2015, tan solo se trazó una hoja de ruta de estrategias climáticas para los países, basada en los resultados de los informes del *IPCC* 2018. Se subrayó la necesidad de la descarbonización y de disminuir las emisiones para alcanzar las emisiones 0 netas en 2050 [5].

Las estrategias de mitigación del calentamiento a 1,5°C recogidas en el informe del *IPCC* 2018 [6] implican grandes reducciones de emisiones de efecto invernadero en todos los sectores. Para ello se deben sustituir los combustibles fósiles por alternativas bajas en carbono, pero también se debe reducir en general el consumo energético. Es decir, las medidas deben ir orientadas tanto al suministro como a la demanda. Con una alta demanda de energía hay menos flexibilidad en el sistema energético puesto que todas las opciones de suministro de bajo carbono deberían estar funcionando; mientras que en un escenario de

baja demanda energética, cabe la posibilidad de elegir el tipo de suministro energético de bajo carbono. Las estrategias que garantizan el calentamiento global de 1,5 °C incluyen la disminución del uso de la energía, el aumento de la eficiencia energética y mayor proporción de fuentes de energía de bajas emisiones.

Las energías renovables incluyen tecnologías de extracción energética diversas como: energía eólica, energía solar, energía hidroeléctrica, energía geotérmica, biocombustibles y energía oceánica. La tendencia en los últimos años ha sido de aumento tanto en capacidad instalada como en potencia generada, impulsado por el desarrollo de las tecnologías de extracción energética, mayor control de la red eléctrica y políticas favorables a la transición energética. Además, los costes de la energía renovable han disminuido significativamente en los últimos años [7] y la contribución de las energías renovables en los mix energéticos de los países es cada vez mayor. En España, por ejemplo, el 40% de la generación energética de 2018 fue de origen renovable. Anualmente se generan mundialmente 7.000 TWh al año mediante energías renovables, cantidad que debería aumentar hasta 47.000 TWh en 2050 para garantizar el objetivo de 1,5°C. Para ello es necesario no solo aumentar la capacidad de energías renovables, sino asegurar su integración en el sistema energético y aumentar su eficiencia energética. La integración de las energías renovables en el sistema energético precisa de una flexibilización y mejoras de la red eléctrica debido a la variabilidad en el suministro de las energías renovables. En ese sentido, la eficiencia energética es también otro reto para el despliegue de las energías renovables y la tasa de mejora de la intensidad energética debería aumentar 3,2% anualmente, por encima del 2% anual hasta el momento [7].

En el campo de las energías renovables, la energía oceánica posee un gran potencial energético, 29.500 TWh/año, de los cuales, atendiendo a limitaciones técnicas, geográficas y económicas, se estima que un 10-20% son explotables [8]. Sin embargo, es la energía renovable con menor presencia en el sector energético, con una capacidad mundial estimada de 532 MW en 2018 que se encuentra mayormente (46%) en Europa [9]. La energía oceánica forma, junto con la energía eólica offshore, el grupo de las energías marinas. La energía oceánica a su vez está compuesta por diversas tecnologías de extracción: la energía mareomotriz, la energía undimotriz, que son las más desarrolladas; la energía de conversión térmica y la energía de gradiente de salinidad, estas últimas sin despliegue comercial y con pocos proyectos piloto [10].

Las energías mareomotriz y undimotriz han tenido trayectorias muy distintas, y se encuentran en fases desarrollo diferentes. En las tecnologías de extracción de energía de las mareas se ha convergido hacia un tipo de dispositivo, turbinas de eje horizontal, consiguiendo así una mayor madurez técnica y predictibilidad de funcionamiento. La energía undimotriz, por otra parte, diverge en la tecnología de extracción energética, lo que ha ralentizado su crecimiento.

Hay diversas tecnologías de energía undimotriz, dependiendo de la manera de captar la energía de las propias olas, de la localización o de la profundidad del agua. Existen, por lo tanto, numerosos proyectos, prototipos y diseños de convertidores de energía de las olas o *WECs*.

Los *WECs* se pueden clasificar en 3 grupos principales, según su modo de actuación: Dispositivos oscilantes, colectores de olas y columna de agua oscilante.

- Dispositivos oscilantes (*Oscillating body systems*): Los dispositivos se mueven junto con la ola, se encuentran flotando o completamente sumergidos en el mar. La

energía del movimiento de las olas se transforma en energía eléctrica mediante una toma de fuerza (*PTO*) o una turbina.

- **Colectores de olas (*Overtopping converters*):** Los conversores capturan la energía de la cresta de la ola introduciéndola en una cámara que se encuentra a una altura sobre el nivel del mar. Posteriormente la energía potencial del agua almacenada se extrae mediante turbinas hidráulicas.
- **Columna de agua oscilante (*OWC*):** Los dispositivos que utilizan esta tecnología están localizados en la costa, en estructuras fijas naturales de roca o artificiales como rompeolas o diques aunque también existen dispositivos flotantes amarrados al fondo marino. La estructura, parcialmente sumergida, tiene una cámara llena de aire sobre el nivel del mar. El aire fluye a través de la cámara, desplazado por el movimiento oscilatorio de la superficie libre interna de la ola incidente. La turbina es accionada por el movimiento del aire de la cámara y produce la energía eléctrica.

El estado actual de las energías renovables, sobre todo de las de menor madurez tecnológica como las energías oceánicas, precisa de apoyo político, institucional y financiero. No solo como medidas contra el cambio climático, sino porque poseen un gran potencial de transformación socioeconómica. Específicamente, el sector de la energía oceánica en Europa tiene unas previsiones de capacidad instalada de 100 GW en 2050 para energía mareomotriz y energía undimotriz, lo que supondría la creación de 400.000 puestos de trabajo [11].

Actualmente, la promoción de la energía oceánica, dentro de las estrategias climáticas acordadas con el cumplimiento del objetivo de 1,5 °C en 2100, forma parte de las políticas energéticas de Europa, España y la Comunidad Autónoma Vasca.

La Unión Europea ratificó en la resolución de diciembre de 2018 los siguientes objetivos para el 2030 [12]:

- Reducción de al menos un 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a niveles de 1990.
- Incremento del 32% de la cuota de energías renovables en el consumo energético.
- Mejora de la eficiencia energética en un 32,5%.
- Interconexión de al menos el 15% de los sistemas eléctricos de la Unión.

Para el cumplimiento de estos objetivos, se aprobó la Directiva sobre energías renovables [13] por la que a partir de 2021 los Estados miembros deberán proporcionar objetivos nacionales en sus planes nacionales integrados de energía y clima para diez años. Estos planes, así como los resultados obtenidos cada dos años, se evaluarán por la Comisión Europea.

En la resolución, además, se recogen recursos específicos para la energía eólica marítima y la energía oceánica. Respecto a esta última, se encuentra vigente el plan de acción de apoyo al desarrollo de la energía oceánica de 2014 [14] que contiene medidas para esta tecnología hasta 2020 y en adelante. En el plan de acción se reconoce el gran potencial económico y de creación de puestos de trabajo del mercado mundial de la energía undimotriz y mareomotriz. Se subrayan los retos a solventar como los elevados costes tecnológicos, la integración en los planes de ordenación del espacio marítimo, los inciertos impactos medioambientales o la falta de apoyo financiero. El plan de acción tiene el objetivo de

promover el desarrollo de este sector y resolver las dificultades adicionales de la energía oceánica. Consiste en la creación de un Foro de la Energía Oceánica para la elaboración de una hoja de ruta estratégica con la posterior elaboración de una iniciativa industrial europea, además de directrices para ayudar en la ordenación del espacio marítimo.

A nivel nacional, siguiendo las directrices europeas de la elaboración de un plan integrado de clima y energía, en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 se establecen los siguientes objetivos para 2030 [15]:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 42% de energías renovables sobre el consumo total de energía final.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energías renovables en la generación eléctrica.

La línea de actuación de la generación eléctrica a partir de fuentes de energías renovables tiene como objetivo incrementar su uso y reducir el coste de las tecnologías. Los objetivos concretos para la energía oceánica incluyen aumentar el nivel de madurez tecnológica o *TRL* [16] hasta 7, 8 y 9, para lo cual se promueve las actividades de proyectos que generen conocimiento y experiencia en el entorno marino real. A largo plazo, se pretenden desarrollar parques de generación fiables y a precios competitivos.

Las medidas del plan relativas al desarrollo de la energía oceánica se encuentran dentro del paquete de medidas contra la descarbonización.

- Medida 1.1 Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con energías renovables: En el apartado específico para tecnologías no competitivas como la oceánica se propone un calendario de subastas específico con un volumen de potencia reducido que permita acomodar proyectos de demostración.
- Medida 1.3 Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables: Se contempla la necesaria planificación de infraestructuras eléctricas en el medio marino.
- Medida 1.18 Revisión y simplificación de procedimientos administrativos: Se adecuará el procedimiento administrativo para instalaciones de generación eléctrica en el medio marino, incidiendo en la reducción de los plazos de tramitación para plataformas de ensayos y proyectos de I+D+i.

En el contexto autonómico, la Estrategia Energética de la Comunidad Autónoma Vasca [17] para 2030 establece objetivos energéticos acordes con el Acuerdo de París, siendo los más relevantes los siguientes:

- Mejorar la eficiencia energética en un 33%.
- Alcanzar una cuota de renovables en consumo final del 21%.
- Participación del 40% en la generación eléctrica de energías renovables y cogeneración.
- Reducción de 3 Mt de CO₂.

Respecto a la energía oceánica, se incluyen medidas para su desarrollo y concretamente para la energía undimotriz se comentan las siguientes iniciativas:

- Medida 8. Orientar el desarrollo tecnológico energético: Dentro de este paquete de medidas se incluye la iniciativa **8.6 Marina** que consiste en favorecer los proyectos de demostración de energía marina, así como la infraestructura *BiMEP*.

- Medida 6. Impulsar la producción de energía eléctrica renovable: En este paquete se recoge la iniciativa **6.2 Impulsar el desarrollo de nuevas energías renovables** que determina actuaciones para impulsar las actividades de la plataforma *BiMEP*; como establecer bases para el desarrollo comercial de la energía de las olas, adecuar la regulación administrativa para facilitar su puesta en marcha o promover la investigación en tecnologías renovables para el posterior desarrollo de proyectos piloto que podrían ser de interés.

La investigación en el ámbito de energías renovables sin madurez tecnológica es imprescindible para su desarrollo. En la energía oceánica, tanto en la energía mareomotriz como en la energía undimotriz, hay diversas tecnologías con proyectos que se encuentran en distintas fases de desarrollo. Son precisamente las últimas etapas del desarrollo tecnológico - demostración del prototipo en el entorno operativo, sistema completo y calificado, sistema real probado en el entorno operativo - a las que la energía oceánica no ha llegado, excepto en unos pocos proyectos a nivel mundial. La planta de generación eléctrica mediante energía undimotriz de Mutriku es uno de esos proyectos, de hecho, es la única planta en el mundo que desde su puesta en marcha en julio de 2011 ha estado suministrando energía a la red eléctrica de manera continua. Estudiar las características del funcionamiento de la planta de Mutriku permite, entre otros, optimizar el diseño de futuras plantas similares, caracterizar el suministro eléctrico de energías tan variables como la undimotriz o determinar el funcionamiento de los *WECs* utilizados en condiciones reales.

En este trabajo se analiza el funcionamiento de algunos de los 16 dispositivos *OWC* de la planta undimotriz de Mutriku a lo largo de un año. Se analiza el funcionamiento de la planta completa con los datos de las turbinas, que incluyen parámetros como la potencia generada, el grado de apertura de la cámara o la velocidad de rotación de la turbina. También se establece la estacionalidad del suministro eléctrico, debido a los cambios en la mar según la meteorología así como la relación entre la potencia generada en la planta y el flujo de energía de la ola incidente calculado mediante los datos de la boya meteorológica Bilbao Bizkaia.

2. Contexto

Este apartado describe la energía undimotriz, su desarrollo y el estado del arte, así como las diferentes tecnologías de conversión de energía de las olas que la componen.

2.1. Tipos de dispositivos

La energía undimotriz es la utilización de dispositivos *WECs* para extraer energía de las olas y su posterior transformación en electricidad. Existen numerosos tipos de dispositivos que se pueden clasificar según: su forma de conversión de la energía de las olas, su localización en la costa o en alta mar, o su posición fija o flotante. En la Figura 1 se muestran los principales tipos de *WECs*.

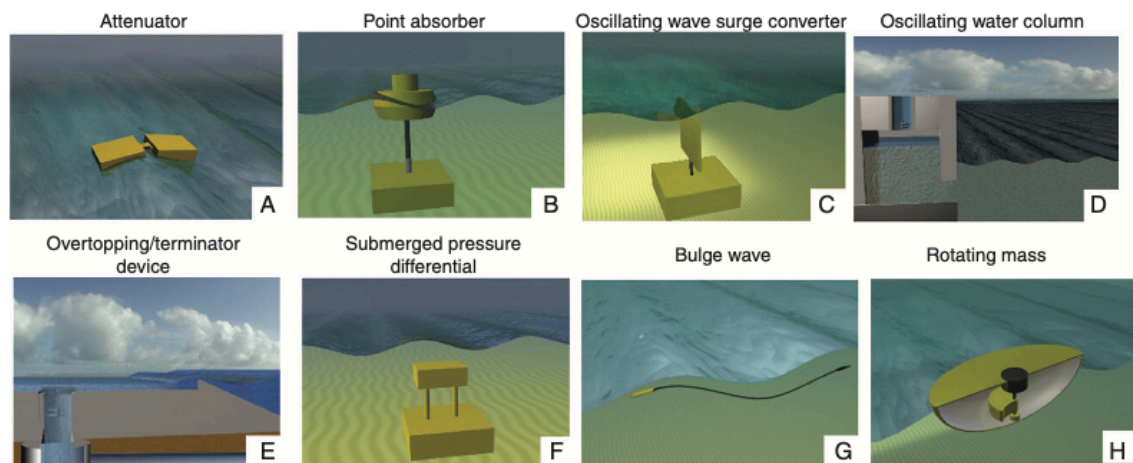


Figura 1: Principales tipos de *WECs* [18].

El principio de funcionamiento de cada dispositivo está relacionado con la ubicación (en la costa o en alta mar) y con la posición (fijo o flotante). En la costa se utilizan dispositivos con tecnología de columna de agua oscilante (*OWC*) (Figura 1 D) instalados en cámaras fijas al terreno. Cerca de la costa, en aguas poco profundas, se opta por dispositivos oscilantes (*Oscillating wave surge converter*, *Point absorber*, *Submerged pressure differential*) (Figura 1 C, B, F) los cuales están fijos al lecho marino y se mueven como un péndulo bajo la acción de la ola. En alta mar, los dispositivos más adecuados son los flotantes que pueden ser de distintos tipos (*Attenuator*, *Point absorber*, *Terminator*) (Figura 1 A, B, E, G, H) según su movimiento respecto a la ola [18].

Los diversos dispositivos se agrupan en tres categorías principales según su modo de actuación: Dispositivos oscilantes (*Oscillating body systems*), colectores de olas (*Overtopping converters*) y columna de agua oscilante (*OWC*). A continuación, se van a describir las características principales de cada categoría, además de proveer ejemplos de proyectos en funcionamiento para cada una.

2.1.1. Dispositivos oscilantes (*Oscillating body systems*)

Pertencen a esta categoría los *attenuator*, *point absorber*, *oscillating wave surge converter*, *submerged pressure differential*, *bulge wave* y *rotation mass*. Estos dispositivos se mueven con el movimiento de las olas, que puede ser de traslación vertical (*heave*) o de rotación (balanceo, *pitch*).

Los dispositivos pueden estar flotando o sumergidos en el océano. Son adecuados para zonas alejadas de la costa, de profundidad considerable en las que las olas son de mayor tamaño, puesto que es necesario un gran movimiento para que los dispositivos generen energía. El movimiento de traslación vertical relativo, entre la parte oscilatoria y la parte fija del dispositivo, se transmite a una toma de fuerza (*PTO*) o turbina. Los dispositivos también pueden estar anclados al suelo marino con la parte fija y que la parte superior sea una boya que oscila con el movimiento de las olas.

La energía capturada es máxima cuando el movimiento oscilante entra en resonancia con el movimiento de las olas y para ello se deben ajustar los parámetros de la inercia, la masa y la geometría del dispositivo [19]. El enfoque con este tipo de dispositivos es optimizar su diseño para poder capturar la máxima energía disponible de la localización. La mayor limitación es que el rango óptimo de captura energética es muy pequeño y específico para cada localización.

Un ejemplo de dispositivo oscilante es el *Pelamis* [20] (Figura 2a), de tipo flotante con movimiento de balanceo. Fue el primer proyecto de energía undimotriz flotante conectado a red y la conexión se realizó durante sus pruebas en alta mar en la costa escocesa en 2004. Este primer prototipo de *Pelamis* contaba con una potencia nominal de 750 kW. En 2008, se integraron 3 dispositivos *Pelamis* en una de las primeras granjas de olas. Estaba situada en la costa portuguesa, con una potencia nominal de 2,5 MW, sin embargo cesó la actividad apenas un año después.

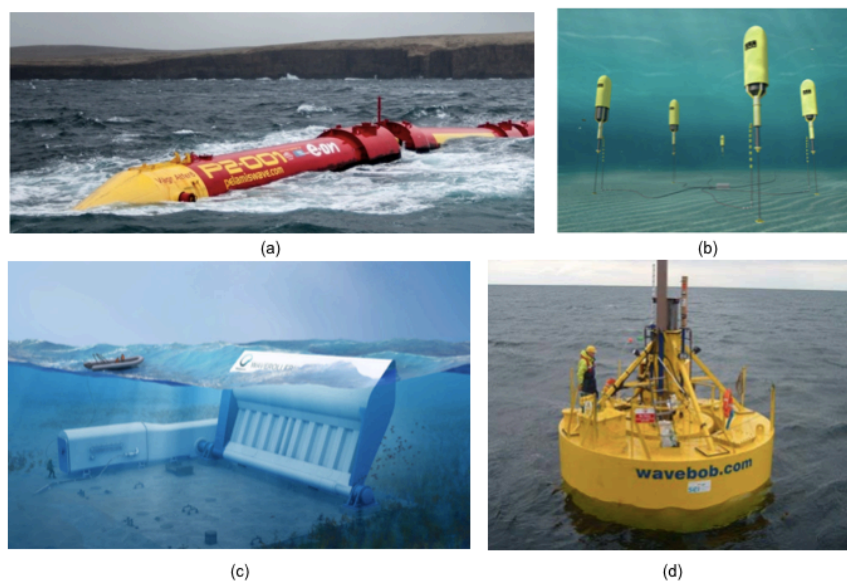


Figura 2: Dispositivos oscilantes. (a) *Pelamis* en Escocia [20], (b) Prototipo de *AWS* [21], (c) Prototipo de *WaveRoller* [22], (d) Boya *Wavebob* en Irlanda [23].

Otro diseño de dispositivo oscilante es el *AWS* [21] (Figura 2b). El dispositivo está sumergido y se basa en el movimiento de traslación vertical. El primer prototipo de potencia nominal de 25 kW se ensayó en Portugal en 2004.

El *WaveRoller* [22] (Figura 2c) es otro dispositivo oscilante fijo al fondo marino pero con movimiento de traslación longitudinal. El primer prototipo, con 300 kW de potencia nominal, se probó en Portugal en 2009. El prototipo está diseñado para ser instalado entre 0,3 y 2 km de la costa a profundidades entre 8 y 20 m. Actualmente hay proyectos para instalarlo en Portugal, México y el Sur de Asia.

Por último, el *Wavebob* [23](Figura 2d), es una boya flotante con movimiento de traslación vertical. La boya se llegó a probar con un modelo a escala 1:4 en la costa irlandesa, y el prototipo alcanza la potencia nominal de 1000 kW.

2.1.2. Colectores de olas (*Overtopping converters*)

Estos dispositivos capturan el agua de la cresta de la ola, almacenándola en un depósito por encima del nivel del mar (Figura 3a)[24]. Se aprovecha el efecto de rotura de la ola para elevar el nivel del agua e introducirla en el depósito por encima del nivel del mar. La energía potencial del agua se transforma en energía útil directamente mediante una turbina.

La hidrodinámica del mar es indiferente en este caso, por lo que el suministro energético no depende de las condiciones de las olas. Se instalan en la costa integrados en rompeolas o diques, aunque también hay dispositivos flotantes para aprovechar las olas más energéticas de alta mar. El rendimiento del dispositivo está determinado por la eficiencia de la turbina y la geometría de las paredes que dirigen el agua reflectando la ola para introducirla en la cámara.

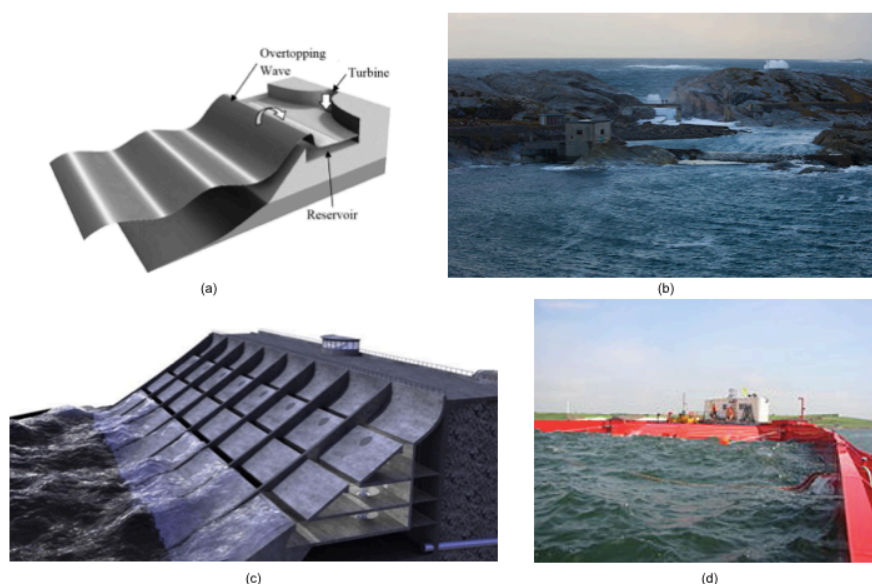


Figura 3: Colectores de olas. (a) Principio de funcionamiento [24], (b) Central *TAPCHAN* en *Toftestallen*, Noruega [25], (c) Prototipo de *Sea Slot-Cone Generator* [26], (d) *WaveDragon* en Dinamarca [27].

Ejemplos de este concepto en estructura fija son el *TAPCHAN* (*Tapered channel*) en la central noruega de *Toftestallen* [25], instalada en 1985 con una capacidad de 500 kW (Figura 3b); y el *Sea Slot-Cone Generator* [26] (Figura 3c), que no solo extrae la energía de las olas sino que las disipa.

Por otra parte el *WaveDragon* [27] (Figura 3d) es una aplicación flotante de colector de olas, el prototipo a escala 1: 4,5 fue probado en condiciones reales en 2003 en *Nissum Bredning*, Dinamarca. Para un flujo de energía de las olas de 24 kW/m la potencia generada podría alcanzar los 4 MW.

2.1.3. Columna de agua oscilante (OWC)

Esta tecnología se basa en el movimiento oscilante de una ola incidente sobre una cámara semisumergida que ocasiona una variación de la presión en el interior de la cámara. La cámara tiene una apertura, por debajo del nivel del mar, mínimo en mareas bajas, que permite la entrada de agua y otra apertura que permite al aire expandirse o comprimirse según la oscilación de la ola. El aire del interior de la cámara se traslada a través de una turbina de la cual se extrae directamente la energía útil.

Estos dispositivos se ubican en estructuras costeras como rompeolas naturales o artificiales, y también pueden ser configuraciones flotantes en alta mar. La eficiencia de los dispositivos está relacionada con la profundidad del agua, la altura de la ola y el periodo de la ola [19]. La principal ventaja de los *OWC* fijos es que las instalaciones costeras son más accesibles, lo que facilita su operación y mantenimiento, reduciendo costes. Además, pueden disponer de infraestructura eléctrica, o en caso de necesitar instalación ésta es más sencilla que para la de los dispositivos *offshore*. Sin embargo, la potencia de las olas es menor en estas zonas costeras.

La tecnología *OWC* es la más antigua y extendida en el ámbito de la energía undimotriz, y se ha alcanzado cierta convergencia en el uso de turbinas *Wells* para cualquier diseño de *OWC*, lo que ha permitido avanzar en su desarrollo y optimización.

El caso de *Oceanlinx* [28] (Figura 4a) era el de un prometedor proyecto de capacidad 1 MW. Pero en 2014 en el trayecto a su instalación en el mar un fallo en el arrastre de la estructura supuso la pérdida total del proyecto.

Por otra parte, el concepto *OWC* flotante del *Mighty Whale* [29] (Figura 4b) es un proyecto japonés del año 1998 con capacidad instalada total de 110 kW.

La planta undimotriz de Mutriku [30] (Figura 4c) está basada en ese prototipo de tecnología *OWC* integrada en un dique. La gran diferencia, respecto a la central de *LIMPET* [31], es que las cámaras de aire están dispuestas verticalmente. Cuenta con 16 cámaras de aire con su correspondiente grupo generador de 18,5 kW de capacidad instalada.

Uno de los primeros proyectos de *OWC* que se pusieron en funcionamiento fue la central de *LIMPET* [31] en la isla escocesa de *Islay*, en 2000. El diseño del dispositivo de tecnología *OWC* es similar al de la Figura 4d, integrado en un dique con pared inclinada y la cámara de aire de la turbina en horizontal [24]. La central, de una unidad generadora, tenía una capacidad nominal de 250 kW y fue desarrollada por *Wavegen*, pero fue desmantelada en 2018.

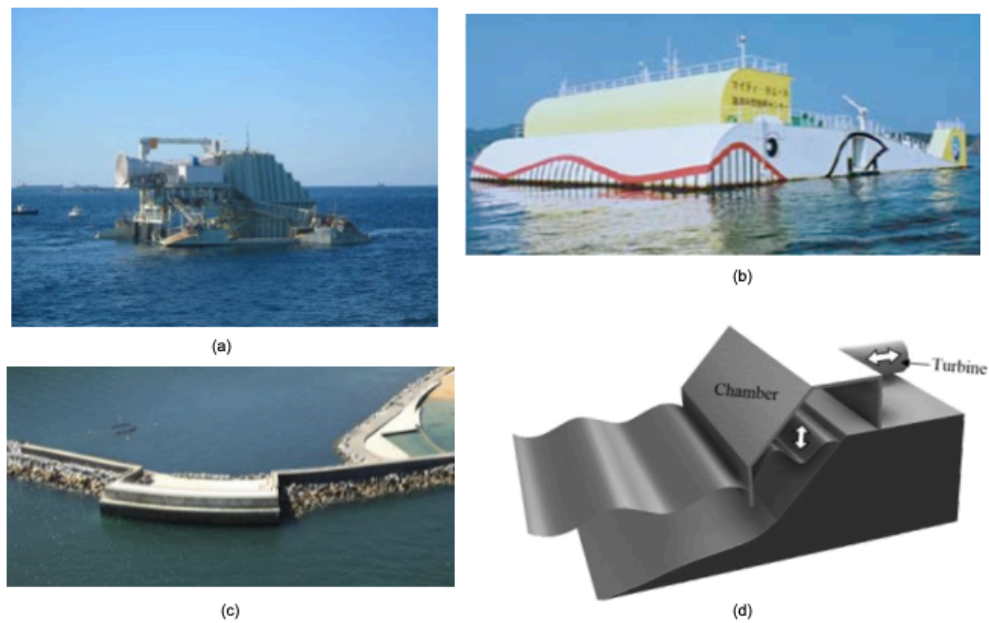


Figura 4: Dispositivos de columna de agua oscilante. (a) *Oceanlinx* [28], (b) *Mighty Whale* [32], (c) Planta undimotriz de Mutriku [30], (d) Concepto de *OWC* integrado en dique [24].

2.2. Retos de la energía undimotriz

La patente del primer *WEC* data de 1799 [30] y el precursor moderno fue Yoshio Masuda con la utilización de la energía de las olas para propulsar boyas de navegación en 1940 [34]. Desde entonces se han registrado miles de patentes y proyectos, cada uno definido por el dispositivo *WEC* y el sistema de transformación de la energía mecánica en energía eléctrica. Sin embargo, a pesar del gran número de *WECs*, tan solo unos pocos proyectos han llegado a alcanzar etapas de I+D en pruebas de operación a escala real en el mar, de los cuales algunos han fracasado. Aún menor es el número de proyectos de energía undimotriz en los que los dispositivos están integrados en centrales de generación de energía.

Las principales dificultades a las que se enfrentan los proyectos de energía undimotriz son, por orden de incidencia en el proceso de desarrollo, las siguientes:

- La incertidumbre en la elección del emplazamiento adecuado debido a la variabilidad espaciotemporal de las propiedades de las olas.
- La amplia variedad de diseños y tecnologías de *WECs* disponibles.
- La transformación de los modelos a escala real.
- La escasez o falta de disponibilidad de infraestructura eléctrica en zonas costeras.
- La complejidad de su integración en la red eléctrica, debido a la variabilidad del suministro.
- Fenómenos meteorológicos extremos que deben soportar las instalaciones o dispositivos.

El estudio de los recursos oceánicos energéticos disponibles es el primer paso para la elección de la localización del proyecto así como del *WEC* a utilizar. Es indispensable saber cuál es el potencial energético de las olas en la zona dada, además del potencial efectivo explotable. La energía undimotriz disponible depende de la altura de ola y del periodo de ola [35]. Se cuantifica el estado energético del mar mediante el flujo de energía de las olas o

WEF [kW/m], que representa la potencia hidráulica de las olas por metro de longitud de cresta.

Existen estudios que han estimado el potencial undimotriz a niveles globales [36] y regionales [37]. Estos estudios ofrecen una visión media anual sobre el potencial energético de las olas donde para una estimación real se deben realizar mediciones o previsiones específicas en la localización. Las propiedades de las olas se obtienen de estaciones meteorológicas, boyas oceánicas y satélites. La resolución de red de estos datos es solo apta para la estimación del potencial energético del área, no del WEC específico a utilizar. Para zonas cercanas a costa, también se deben tener en cuenta el efecto del relieve marino o batimetría, por su influencia en la ola en zonas de menor profundidad y la alta variabilidad de las olas en zonas costeras, necesitando más puntos de datos.

En el ámbito de la simulación y predicción de las propiedades de las olas, se ha avanzado en la mejora de la resolución de los datos, en la precisión de las previsiones de las propiedades de las olas e incluso en el cálculo de la variabilidad espaciotemporal del potencial energético.

Una vez caracterizada el área, se procede a la elección de la tecnología de extracción. Se trata de una elección compleja puesto que hay que establecer un marco común de comparación del rendimiento de tecnologías tan dispares como las utilizadas en la energía undimotriz. La evaluación del dispositivo debe incluir el rendimiento hidrodinámico, el rendimiento mecánico, el rendimiento eléctrico, y el rendimiento de transmisión.

El rendimiento del WEC depende de su tamaño, tipo y condiciones marinas, con lo que evaluar un prototipo a escala real en las condiciones en las que va a trabajar es indispensable para conocer el rendimiento real del diseño. Sin embargo, pocos proyectos logran alcanzar estas etapas finales de pruebas a escala real conectados a red y la gran mayoría de los estudios de rendimiento de los $WECs$ están basados en análisis numéricos y de simulación. Además, en la etapa de pruebas a escala real en el mar se obtienen resultados de rendimiento inferiores a los de las anteriores etapas.

La infraestructura eléctrica en la costa es escasa, pero incluso si existe disponibilidad, la interferencia con otras actividades impide poder obtener permisos de conexión.

La variabilidad de la producción eléctrica de la energía undimotriz deriva de las condiciones cambiantes del estado del oleaje. El suministro intermitente de potencia eléctrica a la red es dañino para la red [38], por ello la mejora de la predicción de la generación eléctrica o el almacenamiento energético puede contribuir a una conexión óptima a la red eléctrica evitando fluctuaciones y picos de carga.

Las condiciones corrosivas del mar y la fuerte meteorología pueden dañar parcial o totalmente los dispositivos lo cual supone un incremento en los costes de mantenimiento o el fin del proyecto.

3. Objetivos y alcance del trabajo

En este trabajo se van a estudiar algunos de los parámetros de operación de las turbinas de la planta undimotriz de Mutriku. Las variables que se van a analizar para algunas de las 16 turbinas son la potencia generada, la presión en la cámara de aire, el grado de apertura de la válvula de seguridad y la velocidad de rotación de la turbina.

Desde su puesta en marcha en 2011, la planta de undimotriz de Mutriku es la única en el mundo conectada a red que suministra energía eléctrica de manera continua. Con una media anual de producción de 246.469 kWh, la planta de Mutriku no sólo tiene una finalidad operativa de generación eléctrica, sino también carácter experimental. El EVE en colaboración con el *BiMEP* y bajo una estrategia energética hacia el desarrollo de las energías renovables, específicamente la energía undimotriz, tiene a disposición una de las cámaras de aire de la central para el ensayo de dispositivos *OWC*. Además, la planta cuenta con una base de datos que almacena los registros de los parámetros medidos por los sensores colocados en cada turbina. La gran cantidad de datos almacenados permite realizar estudios exhaustivos acerca del funcionamiento de la planta.

Para impulsar el desarrollo de la energía undimotriz es indispensable optimizar las tecnologías de extracción de energía de las olas y validar su funcionamiento en condiciones reales. Pero actualmente hay escasos proyectos operativos, de los cuales la disponibilidad para el estudio es escasa. Por ello, Mutriku brinda una oportunidad única para analizar el funcionamiento de la planta, conectada a red ininterrumpidamente desde su puesta en marcha, en la cual están integrados 16 dispositivos de tecnología *OWC*.

Las características diferenciadoras de la planta undimotriz de Mutriku respecto a otros proyectos de energía undimotriz son su conexión continua, lo que permite cuantificar y caracterizar el suministro eléctrico real volcado a red y el emplazamiento escogido, ya que está condicionada por la ubicación del dique sin tener en cuenta criterios energéticos. Es un enfoque que resulta interesante ya que resta importancia al máximo rendimiento potencial que tendría una planta undimotriz con los *WECs* adecuados para la ubicación de máximo potencial energético. Se prioriza el aprovechamiento de una instalación sin el máximo pero con el suficiente potencial energético, lo que conlleva una reducción de costes y un desarrollo sostenible.

El estudio del funcionamiento de la planta undimotriz de Mutriku permite mejorar la precisión de las previsiones de generación eléctrica, ya que la energía undimotriz se caracteriza por su variabilidad en el suministro, debido a las condiciones cambiantes en el oleaje. También permite estimar el aprovechamiento energético real de la planta respecto al potencial energético del mar en la ubicación.

4. Beneficios que aporta el trabajo

Este trabajo está alineado con los ODS relativos al planeta (ODS 13) y a la prosperidad (ODS 7), utilizando la nomenclatura propia de la Agenda 2030 [39] para la agrupación por temas de los distintos ODS.

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible (2015), es la unión de dos procesos clave de las Naciones Unidas: la erradicación de la pobreza (Declaración del Milenio 2000) [40] y la protección del medio ambiente (Cumbre para la Tierra 1992) [41] en forma de 17 ODS. Estos objetivos incluyen ámbitos como la acción por el clima, el acceso a la educación, la paz o el fin de la pobreza.

El ODS principal al que se suscribe este trabajo es el **ODS 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.”** Situándose concretamente, bajo la **Meta 7. a: “Investigación en energías renovables.”** Este es, en efecto, el objetivo último del trabajo, adherirse al desarrollo sostenible del planeta mediante la promoción de las energías renovables, específicamente de la energía undimotriz.

La energía undimotriz es probablemente la energía alternativa con menor impacto en el medio ambiente. Esto se debe a que es renovable: el movimiento marino no se ve perturbado por la inclusión de estos dispositivos de captación energética y además, la propia instalación tampoco impacta significativamente en el medio ambiente. Para la implementación de esta energía renovable es clave avanzar en el estudio de su comportamiento: características, funcionamiento, rendimiento, previsiones... con el objetivo de fomentar su desarrollo y ampliar la experiencia disponible. De esta manera, en el futuro se podrá optar por esta energía alternativa con garantía y fiabilidad comparables a las de las fuentes convencionales. Satisfacer todas las metas del ODS 7, precisa de la mejora y perfeccionamiento de las técnicas energéticas sostenibles, y el primer paso es consolidar el conocimiento adquirido durante la operación de plantas undimotrices como la de Mutriku.

Por otra parte, cabe mencionar el **ODS 13: “Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.”** Estableciendo que la generación energética es uno de los actores principales en el cambio climático, es necesario optar por fuentes de energía alternativas para mitigar los efectos derivados de esta actividad humana. En la **Meta 13.2: “Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales”** se podría considerar la elección de energías alternativas frente a convencionales como una medida contra el cambio climático.

El ODS 13 engloba varias estrategias, no solo la vía energética, por ello el ODS 7 es el objetivo nuclear al que se acoge este trabajo. Mediante el desarrollo, perfeccionamiento y consolidación de la energía undimotriz, se podrá adoptar esta energía en más lugares contribuyendo de esta manera al aumento de la producción eléctrica mediante energías renovables y por lo tanto la disminución de la dependencia de fuentes convencionales intrínsecamente contaminantes.

5. La planta undimotriz de Mutriku

En este apartado se describe la planta undimotriz de Mutriku, desde su concepción y construcción, pasando por sus características principales, tanto estructurales como de funcionamiento y finalizando con la mención de los estudios llevados a cabo relativos a la energía undimotriz.

5.1. El proyecto de la planta undimotriz

Mutriku es un pueblo costero de la provincia de Gipuzkoa situado en el Golfo de Bizkaia. Cuenta con una bahía natural entre los acantilados de *Alkolea* y el alto de *Burumendi*, en la cual está ubicado el puerto. El primer puerto de Mutriku data del siglo XIII, y ha sido la espina dorsal del desarrollo histórico y socioeconómico de Mutriku gracias a la pesca y otras actividades relacionadas con el mar. Las remodelaciones del puerto de 1877 y 1932 se realizaron para reparar el daño ocasionado por las fuertes corrientes marítimas sobre su estructura [42] y dejan patente el efecto de las inclemencias del mar en la zona. En la Figura 5 se muestra la localización del puerto en la bahía.



Figura 5: Vista de la bahía de Mutriku [43].

Además, las condiciones frecuentes de mar picado y la estrechez de la bahía contribuyen a la dificultad de maniobra de los barcos para entrar o salir del puerto. Ante la necesidad de construir un dique protector (de abrigo) para tratar de minimizar estos problemas, la Dirección de Puertos y Asuntos Marítimos del Gobierno Vasco, encargado de la gestión del puerto de Mutriku, valoró 17 alternativas de proyectos de diques. Finalmente, el dique de abrigo escogido fue un diseño en forma de “T” con un “brazo” transversal superior en forma de *boomerang* y el “asta” en dirección longitudinal de la bahía. El “brazo” exterior, el propio dique de abrigo, de 440 m de longitud tiene su extremo izquierdo próximo a la costa de *Burumendi* a una profundidad de -2 m y el extremo opuesto a una profundidad de -17 m. El

camino de acceso al dique es el “asta” de la “T” de 370 m que forma una playa junto con la costa de *Burumendi* a su izquierda (Figura 5). La adjudicación de la obra se realizó en verano de 2005.

Una vez definido el proyecto del dique de abrigo, y como parte de la Estrategia energética de la Comunidad Autónoma Vasca 2030 [17], el Gobierno Vasco acordó con el EVE un proyecto para el aprovechamiento del dique como estructura sobre la cuál instalar algún tipo de central energética oceánica. Se estudió el potencial energético marino de la ubicación y se constató que el flujo de energía de las olas medio en la costa de Mutriku, de dirección noroeste, varía entre 4,8 kW/m en verano y 18 kW/m en invierno. Sin embargo, debido a la geometría del dique, en forma de *boomerang*, la planta undimotriz recibe olas de distintas características.

Las condiciones que debía cumplir el proyecto de la central oceánica eran la no interferencia de la central tanto en la función principal de protección y mejora del tráfico marino del dique, como en su diseño inicial. Tras valorar distintas opciones de tecnologías de aprovechamiento marino que se podrían integrar en el dique, se optó por la disposición de varios *OWC* que en conjunto formarían la central undimotriz de Mutriku.

El estudio del diseño de la planta finalizó en primavera de 2006. La planta undimotriz estaría integrada sobre el dique, extendiéndose a lo largo de 100 m, con una pared vertical enfrentada al mar en vez de la pendiente de bloques de roca del resto de la longitud del dique de abrigo. La obra comenzó en 2006 y finalmente en julio de 2011 la planta undimotriz se conectó a red.

La instalación de la planta undimotriz se encomendó a la empresa *Voith Hydro Wavegen Limited*. empresa escocesa especializada en energía undimotriz que fue comprada en 2005 por *Voith Hydro*, filial de *Voith*, para proyectos relacionados con energía hidroeléctrica. Responsable de proyectos como el *LIMPET* en la isla escocesa de *Islay* [31], la empresa contaba con experiencia en la operación de dispositivos con tecnología *OWC* a escala real.

5.2. Dimensionamiento de la planta undimotriz

El dique de abrigo es de tipo talud, con núcleo de todo uno de cantera, espaldón de hormigón y mantos de bloques de caliza. El manto principal (manto exterior) está compuesto por bloques de caliza de 15 t, 25 t y 45 t. La cota superior del espaldón de hormigón es de 16,5 m y la anchura de la base del espaldón de hormigón de 10 m. Para salvar la pendiente del dique y conseguir la sección vertical necesaria para instalar las columnas de aire *OWC* sobre las que se colocarán las turbinas, se sustituyen los bloques de roca caliza de 25 t del manto principal, en el tramo de 100 m donde se ubica la central, por un parapeto vertical de hormigón. Este parapeto vertical de hormigón conforma la estructura de la planta y está formado por piezas trapezoidales de hormigón armado que se superponen y posteriormente rellenan con hormigón y pedraplén. La pared vertical exterior del parapeto coincide con el extremo de la base del espaldón del dique de modo que no se aumenta la superficie marina ocupada por el dique. En la Figura 6 se muestra la sección de la planta undimotriz sobre el dique.

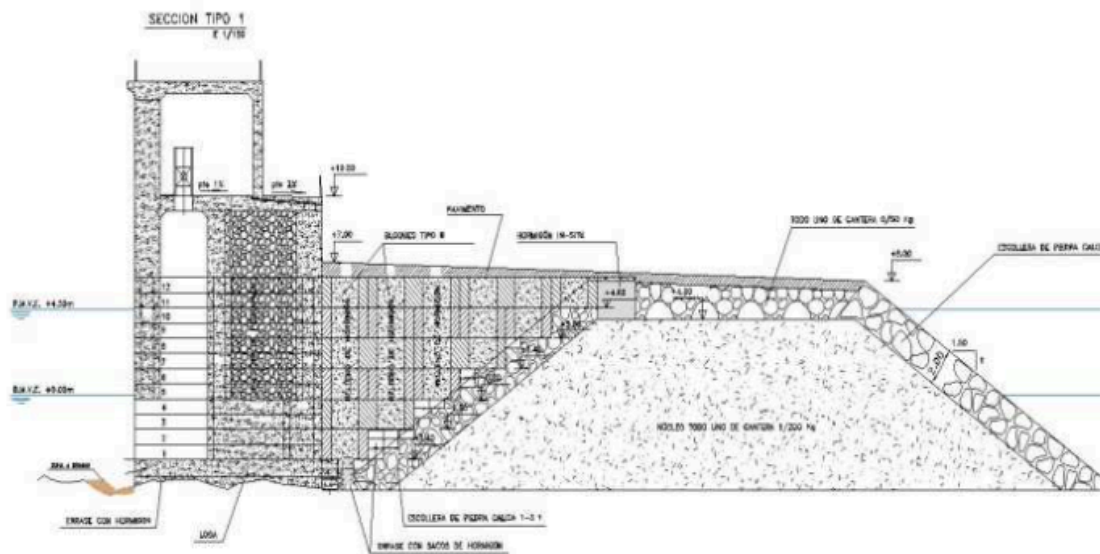


Figura 6: Sección de la planta de Mutriku sobre el dique de abrigo [30].

El parapeto vertical de hormigón tiene una apertura inferior para introducir la ola incidente por cada una de las 16 columnas de aire a 3,4 m por debajo del nivel del mar, con 3,2 m de alto y 4 m de ancho. La apertura horizontal enlaza con la columna de aire vertical *OWC* de dimensiones: 4,5 m de largo, 3,1 m de ancho y altura 9,7 m sobre el nivel *MLWS* (Figura 7a).

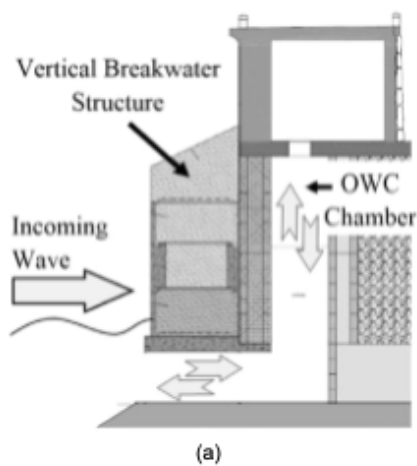


Figura 7: (a) Estructura *OWC* de la central de Mutriku [24], (b) Interior de la sala de turbinas de la central de Mutriku [44].

La cámara de aire *OWC* culmina en la cámara de las turbinas mediante una apertura. La apertura tiene una válvula de tipo mariposa. Sobre cada apertura se coloca una carcasa que alberga el grupo turbina-generador de 18,5 kW de potencia nominal. La carcasa alcanza los 2,83 m de alto y 1,25 m de diámetro en su máxima sección y el conjunto tiene un peso total

de 1200 kg. La turbina en el interior de la carcasa es de tipo *Wells* de 5 hélices con un diámetro de 0,75 m. La sala de turbinas tiene unas dimensiones de 5,4 m de alto, 6,1 m de ancho y 100 m de largo. En la Figura 7b se aprecia la carcasa de cada dispositivo en el interior de la sala de turbinas.

En el exterior de la estructura de la planta undimotriz hay una superficie de 1600 m² que se extiende desde el final de la anchura de la sala de las turbinas hasta cubrir por completo la anchura del núcleo del dique. Esta plataforma está rodeada por un cierre mediante bloques de hormigón de dimensiones 3 x 6 x 1,6 m. Las paredes de la central (excepto la enfrentada al mar) y el espaldón de hormigón del dique están recubiertos con mampostería de caliza con fines estéticos. Todo el conjunto se integra con el camino que llega al dique, por el cual se introducen las líneas de servicio de electricidad, agua y telecomunicaciones.

5.3. Funcionamiento de la planta undimotriz

Desde su puesta en marcha en julio de 2011, la planta undimotriz de Mutriku lleva conectada a red suministrando energía eléctrica ininterrumpidamente. Se estima que la planta produce anualmente 246.468,7 kWh de energía [45], frente a la intención inicial de producir 600.000 kWh anuales. Las causas principales de esta desviación se deben a que de las 16 turbinas proyectadas, tan solo hay 13 operativas: las turbinas ubicadas en los extremos de la planta nunca llegaron a estar operativas por no alcanzar la presión mínima necesaria para funcionar debido a problemas en la estructura de las cámaras de aire, y la cámara de aire ubicada en la novena posición está disponible para pruebas de cualquier tipo de *OWC*. Además, debido al mantenimiento que precisan las turbinas, no están todas operativas a la vez, con lo que la producción energética disminuye considerablemente.

El principio de funcionamiento de las turbinas de la planta se basa en la tecnología *OWC*, con las turbinas ubicadas verticalmente. Las olas que llegan al dique se introducen en las aperturas horizontales inferiores del parapeto vertical construido sobre el dique y presurizan el interior de la cámara de aire vertical conectada a cada apertura. El aire asciende por la cámara y atraviesa la turbina *Wells* en sentido ascendente y posteriormente descendente. Este tipo de turbina siempre rota en el mismo sentido independientemente del sentido del flujo del aire, con lo que es ideal para esta aplicación. La Figura 8 representa un esquema del conjunto de cada turbina. Además en Anexos 14.1 se adjunta un plano del conjunto de la turbina.



Figura 8: Esquema de la turbina [Colección personal].

El modelo inicial de la turbina de *Voith* no contaba con un silenciador, que se instaló posteriormente debido al gran ruido que producían las turbinas. El ruido producido aumenta con el tamaño de la turbina y de la velocidad de rotación. Esta es una característica típica de las turbinas que operan con aire y es esencial instalar un silenciador, ya que en zonas costeras el ruido es un inconveniente para los habitantes de la zona. Además, se debe instalar el silenciador o atenuador de ruido adecuado, puesto que en caso contrario puede disminuir el rendimiento de las turbinas y empeorar su funcionamiento [32].

Cada turbina está conectada a un generador de inducción de 18,5 kW de potencia nominal con un rotor de jaula de ardilla. El generador tiene una tensión de 460 V y su velocidad nominal es de 3.000 rpm. Se genera electricidad en AC, debido a la velocidad de rotación variable, y se rectifica a DC. El rectificado se realiza mediante el variador de frecuencia de cada turbina que también controla los parámetros del turbogenerador. Posteriormente los dos alternadores (uno para cada grupo de 8 turbinas) convierten la electricidad de DC a AC con frecuencia 50 Hz para poder transmitirla a red. La potencia generada se vierte a red, tras haber cubierto las necesidades de la propia central, a través del transformador de potencia a 13,5 kV. Se adjunta el esquema eléctrico en Anexos 14.1.

La válvula tipo mariposa ubicada entre la cámara de aire y el turbogenerador cambia de posición en función de un algoritmo basado en la presión en la cámara y la velocidad de rotación óptima asociada. Su finalidad es evitar la entrada en pérdida de la turbina y controlar la velocidad de rotación del generador. Se trata de una válvula cuyo movimiento no es inmediato, con lo cual la posición de la válvula no varía entre olas sino que se ajusta

cada minuto. Es una estrategia de optimización del rendimiento del sistema de control, ya que variar la posición con mayor frecuencia aumentaría el consumo del servomotor de la válvula, fomentando su desgaste prematuro. Además, tampoco se conseguiría una optimización notable del rendimiento de la turbina.

Las condiciones típicas del oleaje generan una potencia muy por debajo de la nominal, de media 3,6 kW, por lo que el cierre completo de la válvula de seguridad no es necesario. Sin embargo, en condiciones extremas de oleaje la válvula se cierra debido a la excesiva presión en la cámara lo que supone el paro completo de la planta. Los avisos por oleaje (amarillos, naranjas o rojos) emitidos por La Agencia Vasca de Meteorología, *Euskalmet*, no condicionan el funcionamiento de la planta, pero sí el acceso a la misma. Ésta se rige únicamente según la presión en la cámara, que varía en función de las condiciones del mar.

5.4. Estudios sobre la planta undimotriz

Desde su concepción, la planta undimotriz de Mutriku ha tenido una finalidad experimental y no sólo funcional. Por ello, todas las turbinas cuentan con numerosos sensores que almacenan los datos de operación de las turbinas en la base de datos de la planta. Para promover el desarrollo tecnológico del *WEC* utilizado en Mutriku, específicamente de las turbinas con tecnología *OWC*, el *EVE* y el *BiMEP* han puesto a disposición los registros de los datos de operación de la planta. Estos datos ofrecen una oportunidad única para el estudio de la tecnología undimotriz en una instalación que ha operado continuamente desde su puesta en marcha en 2011 habiendo experimentado condiciones marinas hostiles y todo tipo de eventualidades [46].

Los estudios en la planta de Mutriku han tomado dos líneas de investigación principales: la primera es relativa a la planta completa, para la cual los datos han permitido caracterizar completamente el funcionamiento de la planta undimotriz, evaluar su funcionamiento, proponer áreas de mejora, servir de referencia para futuros proyectos con tecnología *OWC* o realizar previsiones de la producción de la planta [47]. Por otra parte la planta de Mutriku ha servido como laboratorio de pruebas de las turbinas *Wells* utilizadas, con trabajos enfocados a mejorar el diseño de los dispositivos [48]–[51].

6. Datos

Para este trabajo se han utilizado datos provenientes de distintas fuentes: los datos de operación de las turbinas de Mutriku, cortesía del EVE y los datos del estado del mar de la Boya Bilbao Bizkaia, cortesía de Puertos del Estado.

6.1. Turbinas

Acorde con la nomenclatura utilizada en la central, las turbinas se enumeran de izquierda a derecha según la orientación de la central (Figura 9). Todas las turbinas están operativas excepto la turbina T01 y la turbina T16. La turbina T09 tampoco está operativa puesto que su ubicación está disponible por el *BiMEP* para realizar pruebas de cualquier otro tipo de *OWC*.

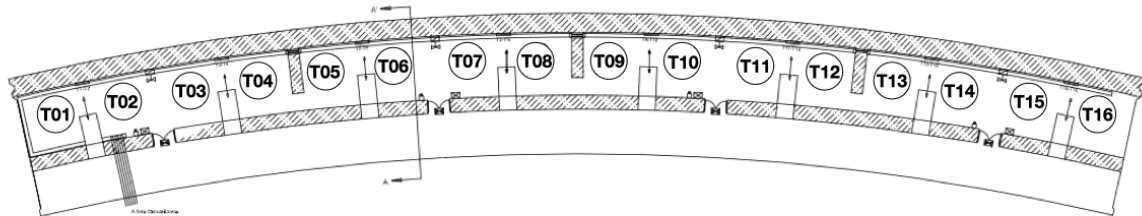


Figura 9: Ubicación de las turbinas en la planta de Mutriku [Cortesía del EVE].

La central de Mutriku cuenta con un sistema *SCADA* de registro y almacenamiento de datos. Cada turbina dispone de un variador de frecuencia con varios sensores que registran 115 parámetros. Además, la turbina T02 cuenta con un inversor regenerativo que registra 35 parámetros adicionales. Los datos son registrados cada 0,5 segundos. En la Figura 9 se indica la ubicación de los sensores de registro en cada turbina. Las tomas de los diferentes sensores se han señalado (A, B, C, D) en la propia Figura 10. Los sensores de medida de presión son los señalados como A y D. En la parte central de la carcasa están colocados los sensores señalados como B y C que miden la velocidad de rotación de la turbina, la potencia generada y el grado de apertura de la válvula, entre otros parámetros.

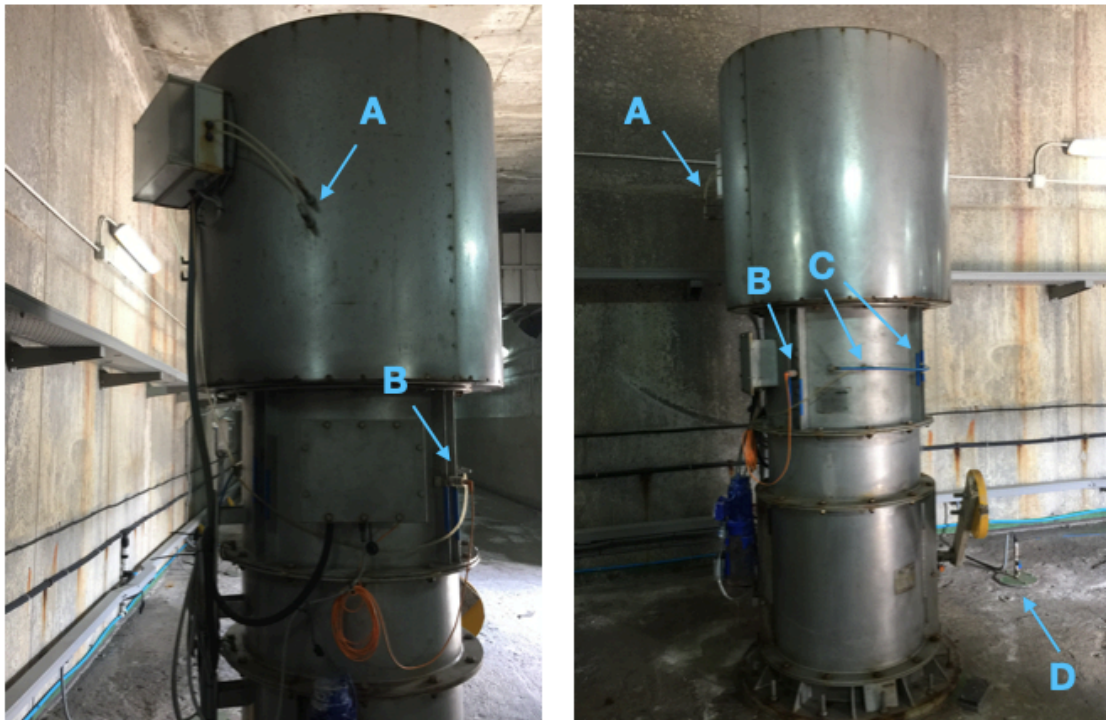


Figura 10: Carcasa exterior de una turbina [Colección personal].

De los parámetros registrados por los sensores, en este trabajo se han utilizado y analizado los recogidos en la Tabla 1.

Tabla 1: Parámetros de la planta de Mutriku utilizados en este trabajo.

Parámetro	Unidad	Turbina	Descripción	Parámetro	Unidad	Turbina	Descripción
Potencia	kW	Todas	Potencia eléctrica generada instantánea	Presión	Pa	T02	Presión instantánea cámara aire
Velocidad rotación	rpm	Todas	Velocidad rotación de la turbina	Presión <i>RMS</i>	Pa	Todas	Valor eficaz de presión en cámara aire
Posición válvula	°	Todas	Grado de apertura de la válvula	Vibraciones	mm/ps	T02	Vibraciones en la turbina

Los registros de los valores se almacenan en la base de datos de la planta en archivos tipo hoja de cálculo, con una fila por instante muestreado, es decir una fila por cada 0,5 segundos. Cada archivo contiene los datos diarios de la turbina en una hoja de cálculo de 172.800 filas.

Para este estudio, se han analizado los datos del periodo anual (desde el 1 de agosto de 2018 hasta el 31 de Julio de 2019) para la turbina T02. Para el resto de las turbinas (T03, T04, T05, T06, T07, T08, T10, T11, T12, T13, T14, T15) tan solo se ha podido disponer del periodo comprendido entre el 18 de diciembre de 2018 hasta el 31 de junio de 2019 (aproximadamente 6 meses), por cuestiones técnicas.

En el proceso de tratamiento de datos se ha detectado que sólo las turbinas T03, T04, T07, T08, T13 y T14 cuentan con los registros íntegros para el periodo. Los motivos de la falta de datos de las demás turbinas son: rotura de rodamientos, cortocircuitos, fallo en la válvula y

demás problemas técnicos. Durante los meses en los que no estuvieron operativas, por sustitución o reparación, las turbinas no registraron datos. En la Tabla 2 se recoge un resumen de los datos disponibles para el análisis.

Tabla 2: Resumen de los datos disponibles de las turbinas de Mutriku.

Turbina	Datos	Periodo	Motivo	Turbina	Datos	Periodo	Motivo
T01	No	-	No operativa	T09	No	-	Pruebas <i>BiMEP</i>
T02	Sí	Anual	Sensores extra	T10	No	-	Generador
T03	Sí	6 meses		T11	No	-	Generador
T04	Sí	6 meses		T12	No	-	Generador
T05	No	-	Generador	T13	Sí	6 meses	
T06	No	-	Generador	T14	Sí	6 meses	
T07	Sí	6 meses		T15	No	-	Generador
T08	Sí	6 meses		T16	No	-	No operativa

6.2.Boya Bilbao Bizkaia

La Boya Bilbao Bizkaia pertenece a la Red de Boyas de Aguas Profundas gestionada por Puertos del Estado. Es una boya de tipo *Seawatch* que mide tanto oleaje como parámetros atmosféricos y oceánicos. La boya se encuentra fondeada a 600 m y sus coordenadas son 3,05° W, 43,64° N. Se ha escogido específicamente esta boya porque la dirección del flujo de energía de las olas o *WEF* es noroeste y es aproximadamente la dirección en la que se encuentra la planta de Mutriku a 65,5 km (Figura 11). Debido esta alineación, se espera encontrar relación entre los valores del *WEF* en la boya y la potencia generada en la planta de Mutriku.

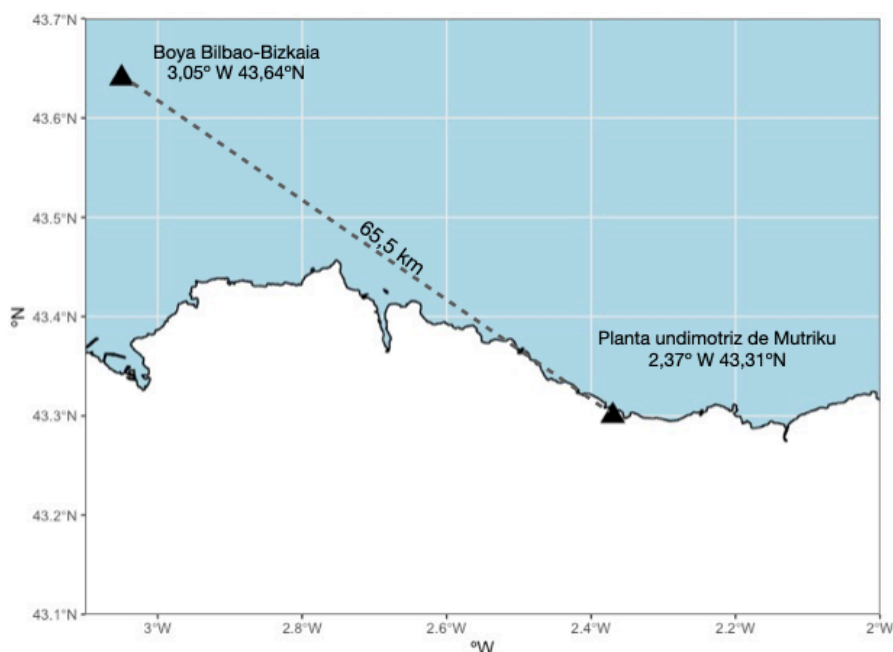


Figura 11: Ubicación de la Boya Bilbao Bizkaia y la planta undimotriz de Mutriku [Elaboración propia].

El WEF en la boya se calcula bajo la hipótesis de agua profunda, con valores de gravedad $g = 9,81 \text{ m/s}^2$, densidad $\rho = 1.025 \text{ kg/m}^3$ (Ecuación 1).

$$WEF \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}} \right] = \frac{\rho g^2 Hm_0^2 Tm_{02}}{(64\pi)} \approx 0,49 Hm_0^2 Tm_{02} \quad (1)$$

Para el cálculo del WEF [kW/m], por tanto, se han tomado los datos (cortesía de Puertos del Estado) de los registros horarios de la boya de oleaje escalar de altura significativa espectral Hm_0 [m] y periodo medio espectral Tm_{02} [s].

7. Metodología

El procedimiento para el análisis de los datos de las turbinas se constituye de las fases que se comentan a continuación, en las que se explicará brevemente lo realizado. Se ha comenzado trabajando con los datos de la turbina T02, por ser la turbina con más sensores y de mayor periodo de registro. Para la limpieza y el análisis de datos se ha utilizado el entorno de programación *R* con su herramienta *RStudio*. Este *software* permite procesar gran cantidad de archivos de gran tamaño en formato “.csv”. Parte del código elaborado se adjunta en Anexos (14.2, 14.3, 14.4, 14.5, 14.6).

7.1. Limpieza de datos

Para facilitar la labor de procesamiento de tal magnitud de datos, se ha optado por realizar el proceso completo a la turbina T02 y establecer así un *know-how* aplicable para las demás turbinas.

7.1.1. Turbina T02

Los datos disponibles para esta turbina T02 son los correspondientes al periodo desde el 1 de agosto de 2018 hasta el 31 de julio de 2019, con 1 archivo .csv por día y por tanto con un total 365 archivos. Por manejabilidad, se han dividido los archivos por meses y se ha trabajado con un código de limpieza para cada mes. La Figura 12 muestra un fragmento del archivo de los datos de la turbina T02. Cada columna corresponde con un tipo de dato:

- **Date:** Fecha del registro
- **Time:** Instante del registro (cada 0,5 s).
- **T02_DamperActualPosition_Deg:** Grado de apertura de la válvula [°].
- **T02_Motor_rpm:** Velocidad de rotación de la turbina [rpm].
- **T02_Power_kW:** Potencia generada instantánea [kW].
- **T02_Pressure_Pa:** Presión instantánea en la cámara de aire [Pa] (se ha calculado el valor eficaz posteriormente).
- **T02_Vibration_mmps:** Vibraciones en la turbina [mmps].
- **T02_WFlow2_Pa:** Flujo de aire en la cámara [Pa] (dato no utilizado en este trabajo).
- **T02_WStaticPressure_Pa:** Presión estática en la cámara [Pa] (dato no utilizado en este trabajo).

	Date	Time	T02_DamperActualPosition_Deg	T02_Motor_rpm	T02_Power_kW	T02_Pressure_Pa	T02_Vibration_mmps	T02_WFlow2_Pa	T02_WStaticPressure_Pa
1	02/08/2018	0:00:00,000	50	2838	-5.07	73	2.279	-13	232
2	02/08/2018	0:00:00,500	50	2766	-4.68	616	1.619	-2	671
3	02/08/2018	0:00:01,000	50	2718	-4.38	1299	1.629	-5	866
4	02/08/2018	0:00:01,500	50	2664	-4.17	2464	1.949	-4	1598
5	02/08/2018	0:00:02,000	50	2664	-4.17	3880	2.469	40	4185

Figura 12: Fragmento de los datos de la turbina T02

Primero se han agrupado los archivos correspondientes a cada mes en una sola tabla. Para poder procesar los datos se han pasado a formato numérico en caso de estar guardados en

distinto formato. Posteriormente se han eliminado los datos duplicados, los datos faltantes o nulos, y los datos corruptos. Además, se ha dado formato de fecha a la marca de tiempo para poder efectuar posteriormente el análisis temporal teniendo en cuenta el uso horario de los datos de la planta de GMT/UTC +1:00 (+2:00 en horario de verano).

7.1.2. El resto de las turbinas disponibles

Los datos disponibles para el resto de las turbinas (T03, T04, T05, T06, T07, T08, T10, T11, T12, T13, T14, T15) son del periodo 18 de diciembre de 2018 al 31 de junio de 2019, con 1 archivo .csv por día, 195 archivos por cada turbina, y un total 2340 archivos .csv. La Figura 13 recoge un fragmento de los datos. Los datos registrados no son idénticos a los anteriores debido a los sensores adicionales con los que cuenta la turbina T02. Las columnas de datos para cada una de las turbinas restantes son:

- **Date:** Fecha del registro
- **Time:** Instante del registro (cada 0,5 s).
- **T03_AvPower1min_W:** Potencia media generada en 1 minuto [W] (dato no utilizado en este trabajo).
- **T03_AvPower5min_W:** Potencia media generada en 5 minutos [W] (dato no utilizado en este trabajo).
- **T03_DamperActualPosition_Deg:** Grado de apertura de la válvula [°].
- **T03_Motor_rpm** Velocidad de rotación de la turbina [rpm].
- **T03_Power_kW:** Potencia generada instantánea [kW].
- **T03_Pressure_Pa:** Presión instantánea en la cámara de aire [Pa] (dato no utilizado en el análisis de estas turbinas debido a la disponibilidad del dato de valor eficaz de la presión).
- **T03_RMSPressure_Pa:** Valor eficaz de la presión en la cámara de aire [Pa].

Date	Time	T03_AvPower1min_W	T03_AvPower5min_W	T03_DamperActualPosition_Deg	T03_Motor_rpm	T03_Power_kW	T03_Pressure_Pa	T03_RMSPressure_Pa
165601	01/04/2019 0:00:00,000	3000	5040	90	3246	22.93	6778.0	3440
165602	01/04/2019 0:00:00,500	4800	4680	90	3144	22.78	3587.0	3440
165603	01/04/2019 0:00:01,000	4800	4680	90	3024	6.37	-323.0	3440
165604	01/04/2019 0:00:01,500	4800	4680	90	2976	5.95	-2513.0	3440

Figura 13: Fragmento de los datos de la turbina T03

Debido al menor volumen de archivos por turbina, y a la experiencia adquirida con el análisis de la turbina T02, se opta por agrupar los archivos diarios por estaciones en vez de por meses como en la turbina T02:

- Invierno: 18 de diciembre de 2018 a 31 de marzo de 2019
- Primavera: 1 de abril de 2019 a 31 junio de 2019

Se han agrupado los archivos diarios en dos tablas para cada turbina, “invierno T0n” y “primavera T0n”. Cada tabla se ha limpiado al igual que en la turbina T02. En esta operación se han descubierto las turbinas con datos insuficientes (Tabla 2) por lo que se han descartado. Finalmente, las turbinas con datos íntegros para este periodo se han considerado las T03, T04, T07, T08, T13 y T14.

7.1.3. Boya Bilbao Bizkaia

El archivo que contiene los datos horarios de la Boya Bilbao Bizkaia corresponde al periodo 2011-2019. Se han extraído los datos de oleaje escalar correspondientes al periodo de los datos de las turbinas: agosto 2018 – julio 2019: Altura significativa espectral “boya.Hm0” [m] y periodo medio espectral “boya.Tm02” [s]. Tras eliminar los registros de calidad dudosa y los datos nulos, con la Ecuación 1 se ha calculado el valor del *WEF* para cada hora, tal y como se aprecia en el fragmento de los datos de la boya de la Figura 14. También se ha dado formato horario teniendo en cuenta que los registros son para el uso horario GMT/UTC +0:00.

	boya.Date_Time	boya.Hm0	boya.Tm02	WEF	Month
3183	2018-12-11 23:00:00	1.3	4.8	3.97488	Dec
3184	2018-12-12 00:00:00	1.2	4.7	3.31632	Dec
3185	2018-12-12 01:00:00	1.2	4.7	3.31632	Dec

Figura 14: Fragmento de los datos de la boya Bilbao Bizkaia.

7.2. Tratamiento de datos

Para el análisis de los datos de operación de las turbinas, se van a emplear gráficas elaboradas mediante la herramienta *RStudio*. Los datos utilizados son, para cada turbina: presión en la cámara, potencia generada, grado de apertura de la cámara y velocidad de rotación de la turbina.

7.2.1. Análisis de la planta completa

Para realizar la gráfica de cada variable (presión, potencia, grado de apertura y velocidad de rotación) que contiene los datos de la planta completa, se agrupan las columnas de datos de la variable correspondiente de cada turbina. De esta manera, la tabla resultante tiene tantas columnas como turbinas y tantas filas como registros de datos.

La gran cantidad de datos almacenada (registros cada 0,5 segundos por cada una de las 13 turbinas disponibles) dificulta el manejo y manipulación de la información. Por ello, se ha disminuido la cantidad de datos utilizando la media aritmética de los registros para cada periodo de 10 minutos. La media aritmética de periodos temporales pequeños permite hacer manejable el volumen de datos y además homogeneiza los datos, reduciendo las anomalías que estos puedan presentar.

Por otra parte, para analizar el comportamiento estacional de las variables de potencia eléctrica generada, presión en la cámara de aire y grado de apertura de la válvula, se ha realizado un gráfico que recoge las medias mensuales de los valores medios de la planta en el periodo disponible, desde agosto de 2018 hasta julio de 2019. Para ello, se han utilizado los datos horarios de cada variable para cada turbina y se ha calculado la media de la planta para cada caso horario.

7.2.2. Análisis por turbinas

El análisis temporal de cada turbina ha sido posible realizarlo con los datos íntegros cada 0,5 segundos. Se han agrupado los datos mensualmente mediante una función que lee la fecha de cada registro y los agrupa según al mes al que pertenezcan. De esta manera se podrán estudiar las fluctuaciones de cada variable (potencia, presión, velocidad de rotación y grado de apertura) en cada mes. En cada turbina disponible (T02, T03, T04, T07, T08, T13, T14) un diagrama por cada variable, es decir 4 diagramas por cada turbina. Además, con los datos adicionales de la turbina T02 se han realizado diagramas de las vibraciones en función de la velocidad de rotación mensualmente.

7.2.3. Correlación de la potencia generada en la planta con el WEF de la boya Bilbao Bizkaia

Dado que los valores de los datos de la boya son horarios, para poder realizar la comparativa con los datos de potencia generada por las turbinas, se ha utilizado la media aritmética para periodos de 60 minutos. Además se ha realizado el cambio del uso horario de los datos de la boya al uso horario de los datos de la planta de Mutriku para su correcta comparación.

8. Resultados

En este apartado se muestra el análisis de los datos de operación de las turbinas de la planta de Mutriku. En la Figura 15 se indica los puntos en los cuales se recogen los parámetros a analizar. La potencia eléctrica generada por el conjunto turbogenerador se mide en el sensor del generador (1), la velocidad de rotación del rotor se mide por el sensor a la altura de la turbina (2), la presión en la cámara de la turbina se mide por otro sensor a la altura de la turbina (3) y el grado de apertura de la válvula (4) se mide por el sensor que controla su movimiento.

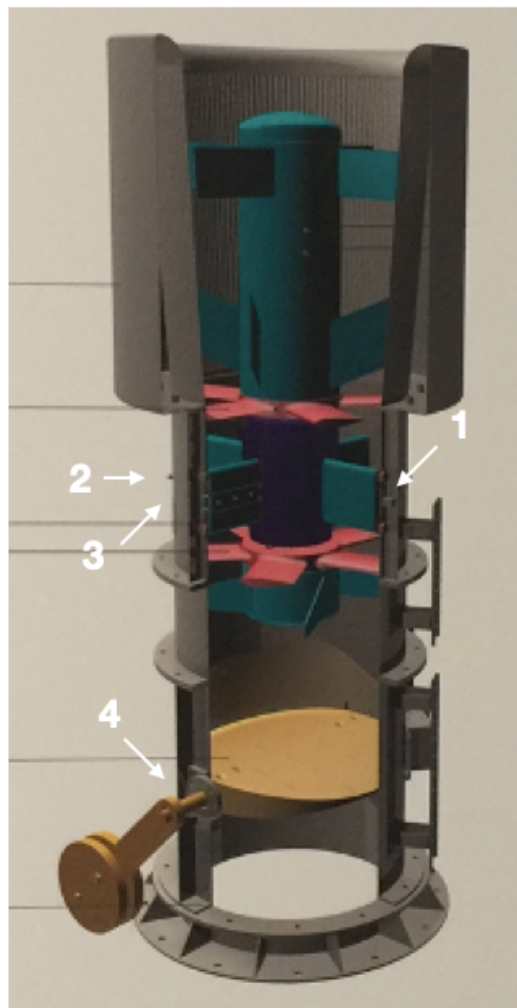


Figura 15: Parámetros analizados en la turbina [Colección Personal].

Primero se analizará la planta completa mediante los datos de todas las turbinas disponibles (T02, T03, T04, T07, T08, T13 y T14). Las variables que se analizarán son la potencia eléctrica generada [kW], la velocidad de rotación de la turbina [rpm], la presión en la cámara [Pa] y el grado de apertura de la válvula [°]. Se realizará el análisis de la influencia de la ubicación de cada turbina en la planta y el impacto de la estacionalidad sobre estas variables.

A continuación, se analizará la relación de la potencia generada con el flujo de energía de las olas incidentes sobre la planta, mediante los datos del flujo de energía de las olas en la boya Bilbao Bizkaia que se encuentra a 65,5 km de la planta de Mutriku en la dirección de las olas incidentes.

Finalmente, se analizará la estacionalidad sobre las variables de operación de la turbina T02 dado que se dispone de un volumen de datos mayor que para el resto de las turbinas disponibles. El periodo disponible para la turbina T02 es mayor: de agosto 2018 a julio 2019, y además cuenta con sensores adicionales que registran las vibraciones de la turbina.

8.1. Análisis de la planta

8.1.1. Potencia generada por cada turbina operativa

Se muestra a continuación la distribución de la potencia generada por cada turbina en el periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019) mediante un diagrama de cajas y bigotes (Figura 16). El diagrama se ha elaborado con valores medios de potencia eléctrica generada [kW] cada 10 minutos, 47.428 puntos de datos para cada turbina disponible, con un total 331.996 puntos de datos para la planta completa. Se muestra también, mediante línea discontinua roja, el valor de la potencia media generada [kW] para el periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019).

El diagrama de cajas y bigotes es óptimo para representar una variable numérica dependiente (en este caso la potencia generada [kW]) y variables independientes categóricas (en este caso cada turbina), ya que permite detectar valores atípicos, mostrar la heterogeneidad de la distribución y los efectos de las variables categóricas sobre las variables numéricas [52].

Las cajas están ordenadas de izquierda a derecha tal y como están físicamente colocadas las turbinas en la planta de Mutriku y para cada turbina se muestra:

- La caja: Representa el rango intercuartil, los cuartiles superior e inferior, que contiene a la mitad central de los datos de potencia.
- La línea horizontal en el interior de la caja: la mediana de la potencia.
- Los bigotes: las líneas vertical discontinuas se extienden desde la caja hasta los valores máximo y mínimo de los datos de potencia, las líneas horizontales en el extremo de las discontinuas.
- Los puntos externos: los valores atípicos de potencia.

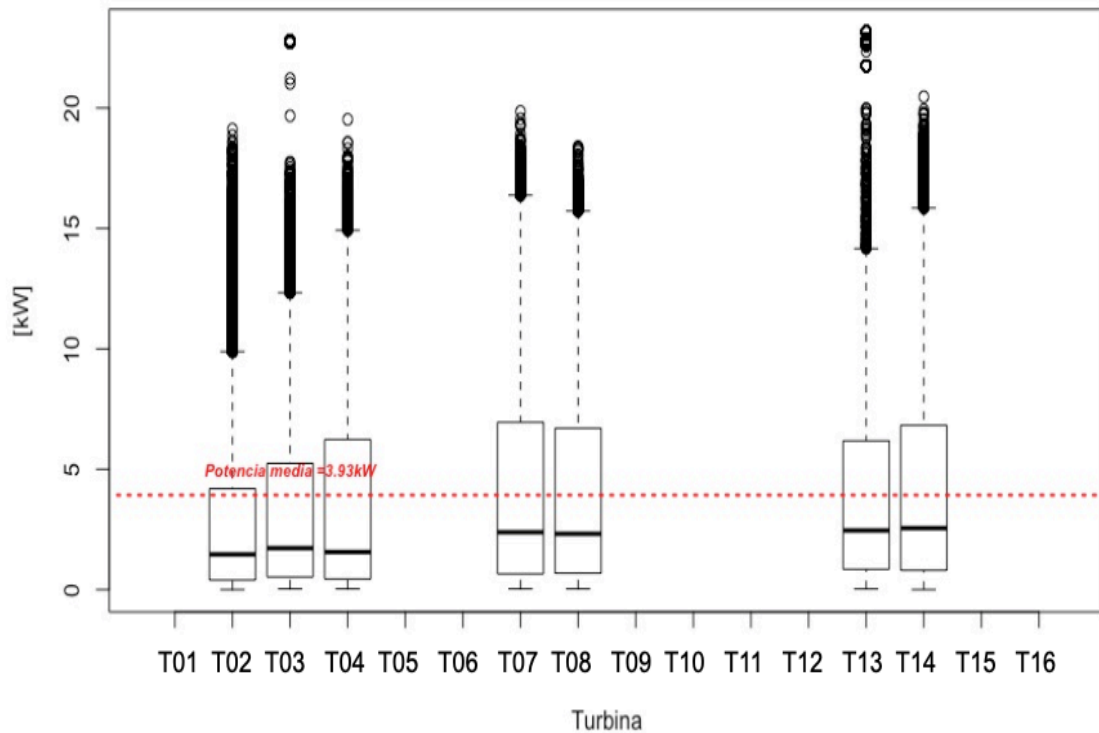


Figura 16: Potencia generada [kW] por cada turbina operativa.

Mediante el diagrama de cajas y bigotes, se puede observar la influencia de la variable categórica sobre la variable numérica, es decir, en la Figura 16 se observa que la potencia generada por cada turbina es distinta ya que las cajas y los bigotes tienen distintos tamaños. Teniendo en cuenta que la principal diferencia entre las turbinas es su localización en la planta, se puede afirmar que la generación de potencia varía en función de la ubicación. A pesar de los distintos tamaños de las cajas de cada turbina, todas están solapadas en torno al mismo rango de valores (entre 0 kW y 7 kW), es decir, no hay una gran diferencia en la potencia generada.

La dirección del flujo predominante de olas incidentes sobre Mutriku es noroeste, pero el rompeolas no está orientado en esa dirección, sino que tiene una forma de *boomerang* con sus paredes exteriores formando un arco convexo, y por lo tanto reciben las olas incidentes con distinto ángulo. Las turbinas están distribuidas en su interior en la misma disposición convexa (numeradas de izquierda a derecha en orden ascendente), por lo que las direcciones de las olas que reciben también son distintas. Es por esto que a pesar de ser dispositivos idénticos, generan distinta potencia.

Los valores más altos de potencia 16,3 kW, 15,7 kW y 15,8 kW corresponden con las turbinas T07, T08 y T14 respectivamente, tal y como se percibe por la posición de los extremos de los bigotes superiores (valor máximo de potencia generada) y la extensión del cuartil superior de las cajas. La mediana de la potencia aumenta con ubicaciones más a la derecha en la central.

La variabilidad en la generación de potencia es notable e indica que las turbinas mejor posicionadas, es decir, que mayor potencia generan, son las de la parte derecha de la central. Pero esta variabilidad no es tan significativa, ya que los valores son homogéneos y concentrados en un rango similar.

Asimismo, se ha realizado para cada turbina el análisis estacional de la potencia generada. Se han agrupado los datos mensualmente de manera que la variable numérica independiente es la potencia generada, y la variable categórica independiente es cada mes. Todas las turbinas se ven afectadas por las mismas condiciones estacionales por lo que para la determinación de su influencia se mostrará un diagrama de cajas y bigotes correspondiente a una de las turbinas. Se ha escogido el de la turbina T03 (Figura 17), y su análisis es extensible a las demás turbinas (sus diagramas se encuentran en Anexos 14.7). Los diagramas para cada turbina (T03, T04, T07, T08, T13, T14) se han elaborado con valores instantáneos de potencia generada [kW] en el periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019) con un total de aproximadamente 25.400.000 puntos de datos para cada turbina disponible. Se muestra también, mediante línea discontinua roja, la potencia media [kW] de la turbina para el periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019).

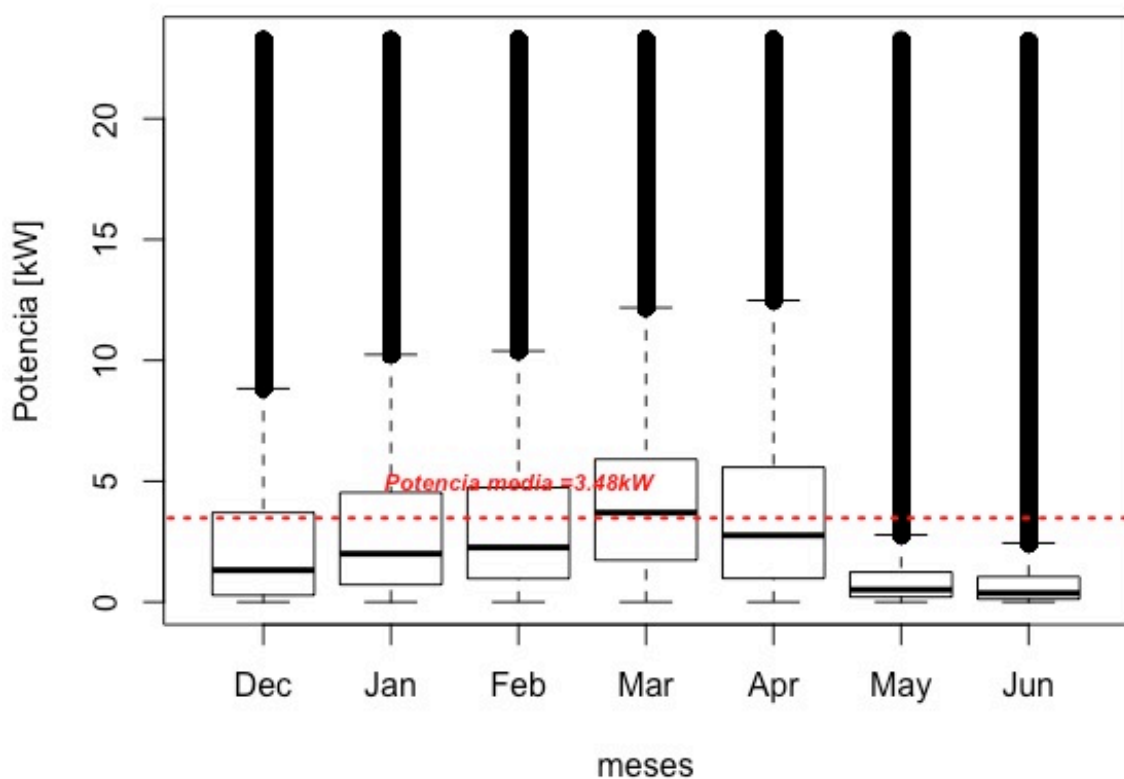


Figura 17: Potencia generada [kW] en la turbina T03 por meses.

La diferencia en el tamaño de las cajas y en el rango que abarcan (Figura 17), denota que la potencia generada se ve afectada por el mes del año, demostrando el comportamiento estacional característico de este tipo de energía renovable. Se aprecia que la distribución de los valores de potencia es similar en los meses de diciembre a abril, con tamaños de caja y rango de valores similares (entre 0 kW y 5,9 kW). Sin embargo, los datos de mayo y junio son completamente diferentes a los anteriores, en cuanto a una distribución de los datos concentrada en valores en torno a valores más bajos que los meses anteriores (entre 0 kW y 1,2 kW).

El oleaje y las condiciones marinas son significativamente más potentes en los meses de invierno y principios de primavera (diciembre a abril), en contraposición a las condiciones más suaves a finales de primavera y verano (mayo a junio).

El mes en el que más potencia se ha generado en el periodo analizado, ha sido marzo con una mediana de 3,7 kW y 12,1 kW de potencia máxima generada mientras que el de menor potencia ha sido junio con una mediana de 0,3 kW y un máximo de 2,4 kW. En los meses de mayor oleaje (enero, febrero, marzo y abril), se genera más potencia por encima de la media de potencia generada (3,48 kW), con rangos de funcionamiento más amplios (cajas más grandes) que en los meses de menor generación. En éstos, mayo y junio, no se alcanza el valor de la media ni en los momentos de generación máxima y los valores se encuentran concentrados en potencias bajas de entre 0,3 kW y 0,5 kW.

La potencia generada por las turbinas tiene carácter estacional, y la diferencia en los valores de potencia generada es significativamente mayor que la diferencia debida a la posición de las turbinas en la planta, tal y como se aprecia en la heterogeneidad de las cajas. La generación de potencia es mayor en meses con condiciones energéticas adecuadas en el mar (invierno y principios de primavera), y se minimiza en los meses en los que el mar tiene condiciones más estables y suaves (finales de primavera y verano). La formación de las olas está basada en las condiciones del viento y estas dependen de la meteorología, con lo cuál las olas más energéticas corresponden con las estaciones del año en las que la meteorología es más propicia a generar condiciones de viento óptimas para su formación. Sin embargo, en todo el periodo, incluso en los meses de mayor oleaje, se obtienen valores de potencia generada muy por debajo de la potencia nominal (18,5 kW) de los turbogeneradores.

8.1.2. Velocidad de rotación de cada turbina operativa

Se muestra a continuación la distribución de la velocidad de rotación de cada turbina en el periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019) mediante un diagrama de cajas y bigotes (Figura 18). El diagrama se ha elaborado con valores medios de velocidad de rotación [rpm] cada 10 minutos, 47.428 puntos de datos para cada turbina disponible, con un total de 331.996 puntos de datos para la planta completa. En este caso la velocidad de cada turbina [rpm] es la variable numérica dependiente y cada turbina es la variable categórica independiente. Se muestra también, mediante línea discontinua roja, la velocidad media [rpm] total del periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019).

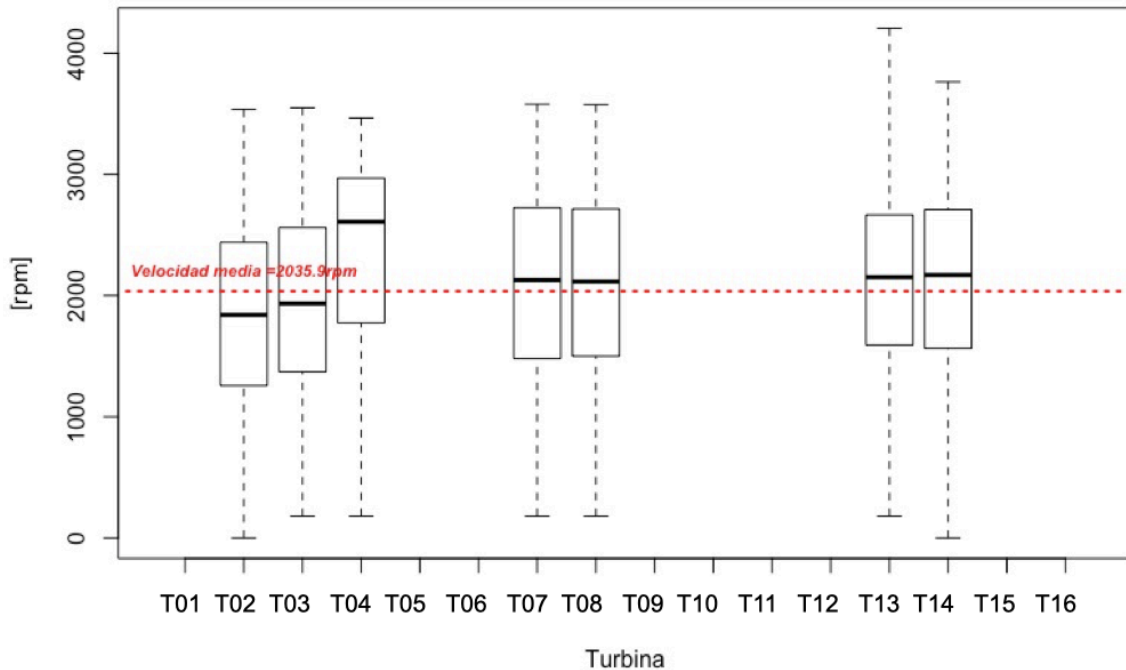


Figura 18: Velocidad de rotación [rpm] de cada turbina operativa.

En la Figura 18 se observa que los valores que toma la velocidad de rotación de cada turbina durante el periodo estudiado son distintos. Tal y como ocurre en la Figura 16 con la potencia generada, la velocidad de rotación varía en función de la ubicación de cada turbina. Sin embargo, las diferencias son menores que en la Figura 16, ya que las cajas tienen tamaños similares.

Los valores de velocidad de rotación se concentran en un rango uniforme para todas las turbinas, ya que la operación de la planta se realiza en torno al valor de 2.500 rpm, el óptimo para maximizar el rendimiento y evitar la aparición de vibraciones en la turbina *Wells* de la planta. Se comprueba que efectivamente la velocidad media de rotación de las turbinas de la planta es de 2.035,6 rpm en el periodo estudiado, cercana al óptimo de 2.500 rpm.

La distribución de los valores de velocidad de rotación es homogénea y notablemente simétrica para cada turbina, tal y como muestran los tamaños similares de caja, los rangos en los que se encuentran y los tamaños de cada cuartil. Esto es, todas las turbinas tienen un comportamiento similar, y las diferencias coinciden con la tendencia de la potencia generada (Figura 16).

Las turbinas localizadas en la parte izquierda de la planta (T02 y T03) tienen velocidades de rotación menores (medianas de 1.841,1 rpm y 1.934,8 rpm respectivamente) que las turbinas localizadas en el centro o a la derecha de la central (T04 mediana de 2.610,5 rpm y T14 mediana de 2.169,7 rpm). Esta tendencia coincide con la de la potencia generada (Figura 16), en la que las turbinas de la parte derecha de la central generan mayores potencias que las de la parte izquierda. La potencia generada por la turbina *Wells* es directamente proporcional a la velocidad de rotación, por lo que en las turbinas de mayores velocidades de rotación, la potencia generada es mayor y viceversa.

Al igual que en el análisis de la variable de potencia generada, además del análisis espacial de la velocidad de rotación de cada turbina operativa, se analiza la influencia estacional

sobre la velocidad de rotación. Tal y como se ha comprobado en el análisis estacional de la potencia generada por cada turbina operativa, todas tienen un comportamiento similar (Figura 17), por lo que el análisis estacional sobre una de las turbinas es extensible a todas las demás.

En el siguiente diagrama de cajas y bigotes de la velocidad de rotación de la turbina T03 (Figura 19), la variable numérica independiente es la velocidad de rotación [rpm] y la variable categórica independiente es cada mes. Los diagramas para cada turbina (T03, T04, T07, T08, T13, T14) (Anexos 14.8) se han elaborado con valores instantáneos de velocidad de rotación [rpm] en el periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019) con un total de aproximadamente 25.400.000 puntos de datos para cada turbina disponible. Se muestra también, mediante línea discontinua roja, la velocidad de rotación media [rpm] de la turbina para el periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019).

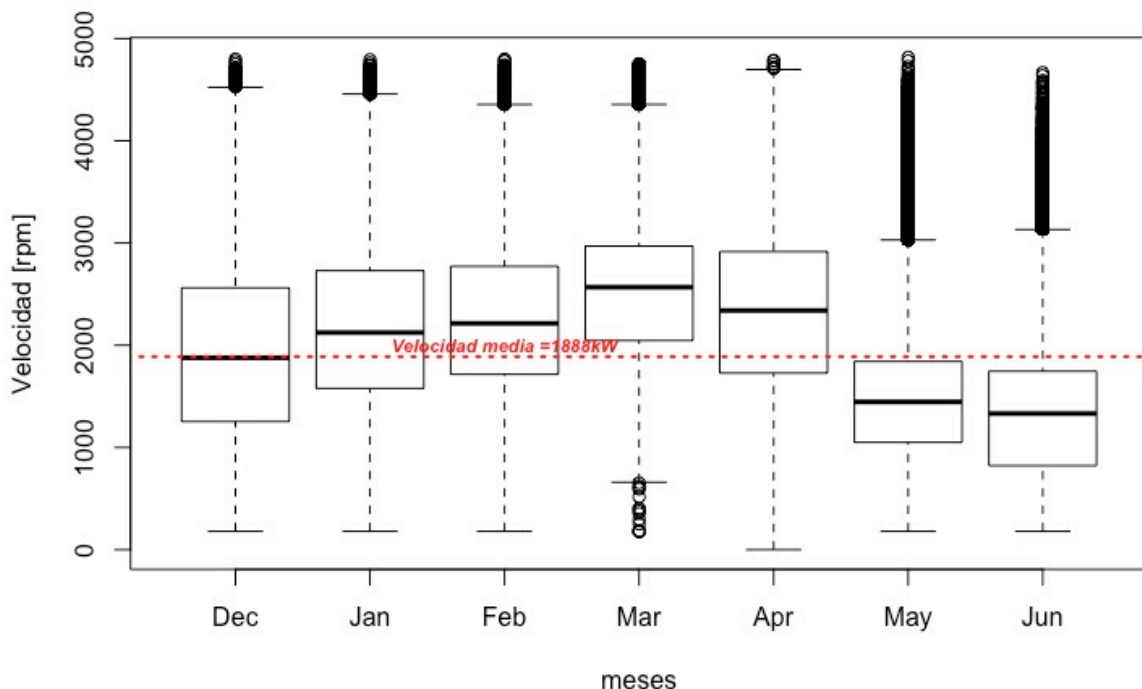


Figura 19: Velocidad de rotación [rpm] de la turbina T03 por meses.

El tamaño y posición de las cajas de la Figura 19 varía cada mes, por lo que se comprueba el carácter estacional de esta energía renovable. Los meses de mayores velocidades de rotación (marzo 2.568 rpm de mediana, abril 2.340 rpm de mediana y febrero 2.214 rpm de mediana) son los de invierno y principios de primavera, mientras que en verano decrecen los valores (mayo 1.446 rpm de mediana y junio 1.332 rpm de mediana). La tendencia coincide con la de la potencia generada por meses en la Figura 17, ya que la potencia generada es directamente proporcional a la velocidad de rotación de la turbina.

La diferencia entre las cajas es más significativa en la Figura 19 que en la Figura 18, puesto que las medianas se alejan más de la velocidad media y los tamaños de las cajas son más heterogéneos, especialmente comparando meses de invierno y verano (el tamaño y posición de la caja de diciembre y el tamaño y posición de la caja de mayo). Es decir, la

influencia de la estacionalidad sobre la velocidad de rotación es más significativa que la influencia de la ubicación de la turbina en la planta.

La distribución de valores para cada mes es homogénea y simétrica, por el tamaño equilibrado de los cuartiles superior e inferior. Los tamaños de las cajas, pese a ser diferentes, son más uniformes que los tamaños de las cajas de la potencia generada por meses (Figura 17). Esto se debe a que la velocidad de rotación de las turbinas está controlada para operar en un rango óptimo, en torno a 2.500 rpm.

La velocidad de rotación de las turbinas tiene un carácter similar al de la potencia generada. En cuanto a la influencia de la ubicación en la planta, la tendencia es como la de la potencia generada, siendo las turbinas posicionadas a la derecha de la central las que tienen mayores velocidades de rotación. La estacionalidad también se ha comprobado, tal y como con la potencia generada (Figura 17), la velocidad de rotación es mayor para meses de invierno y principios de primavera, y es menor en los meses de verano o finales de primavera. Sin embargo, los valores de velocidad de rotación son más homogéneos que los de potencia generada debido al procedimiento de operación de las turbinas, que se controla para operar en torno a 2.500 rpm.

8.1.3. Presión en la cámara de cada turbina operativa

La presión en la cámara de cada turbina varía según las características y periodicidad de las olas incidentes en cada dispositivo *OWC*. Está relacionada con el movimiento armónico de la ola incidente en la cámara, la fuerza con la que la ola choca con la entrada de la cámara, la altura de la ola, y el periodo entre olas. Se utiliza el valor eficaz (*RMS*) de la presión [Pa] en la cámara para facilitar su manejo. La presión está directamente relacionada con la potencia generada y la velocidad de rotación, puesto que es el efecto de la presión el que permite fluir el aire a través de la turbina, consiguiendo velocidad de rotación y generando así la potencia.

Los valores de la presión de la cámara en cada una de las turbinas operativas se recogen en el diagrama de cajas y bigotes en el cual la variable categórica independiente es cada turbina y la variable dependiente la presión [Pa] en la cámara de cada turbina. El diagrama se ha elaborado con valores efectivos (*RMS*) de presión en la cámara [Pa] cada 10 minutos, 47.428 puntos de datos para cada turbina disponible, con un total de 331.996 puntos de datos para la planta completa. Se muestra también, mediante línea discontinua roja la presión media [Pa] para el periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019).

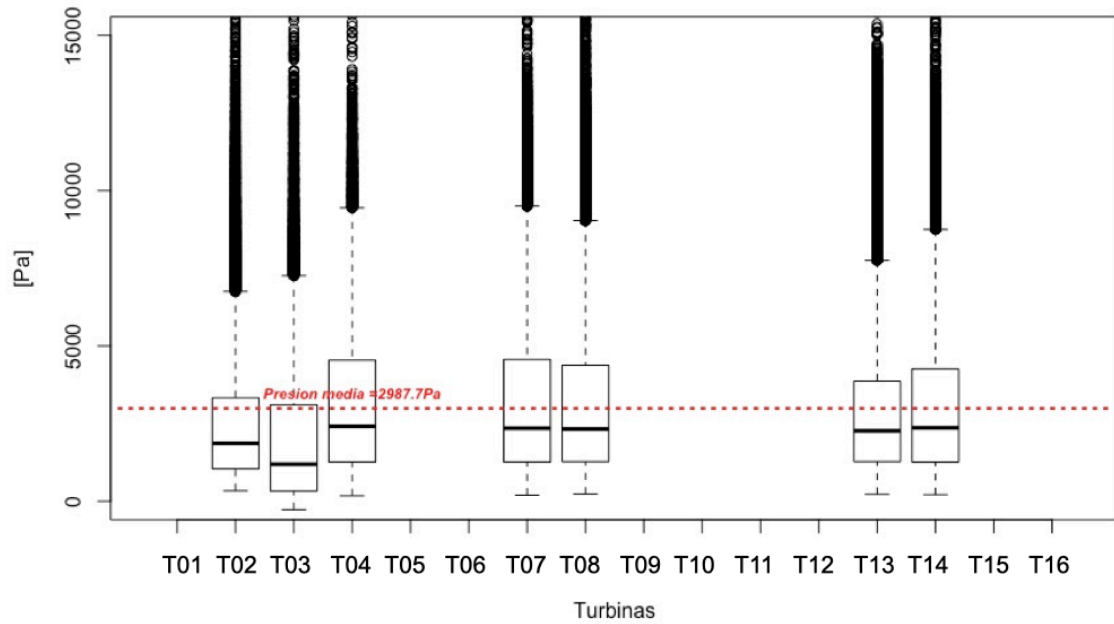


Figura 20: Presión [Pa] en cada turbina operativa.

En la Figura 20 se aprecia que los valores de la presión en la cámara de cada turbina son distintos, al igual que la potencia generada y la velocidad de rotación (Figura 16 y Figura 18). Cada caja es diferente tanto en tamaño como en extensión del bigote, pero todas se encuentran en el mismo rango de valores (entre 0 Pa y 4500 Pa) y los tamaños son similares. Es decir, cada una de las turbinas tiene diferentes valores de presión pero las diferencias entre las turbinas no son muy significativas. Las diferencias entre las turbinas se deben a su orientación y posición en la central, puesto que los dispositivos son iguales, tal y como en la Figura 16 y la Figura 18.

Los mayores valores de presión se dan para las turbinas T07 con presión máxima de 9.508,4 Pa y mediana de 2.349,2 Pa, T04 con presión máxima de 9.445,1 Pa y mediana de 2.412,7 Pa y T08 con presión máxima de 9.033,9 Pa y mediana de 2.324,5 Pa. Estas turbinas con los mayores valores de presión coinciden (T07 y T08) con las turbinas que más potencia generan (Figura 16). Las turbinas con menores valores de presión son T03 con presión máxima de 7.263,2 Pa y mediana de 1.191,8 Pa y T02 con presión máxima de 6.754 Pa y mediana de 1.861,2 Pa, turbinas que coinciden también con las que menor potencia generan (T02 y T03 en la Figura 16).

La influencia de las condiciones estacionales se analiza para la turbina T03 (su análisis es aplicable al resto de las turbinas) mediante el diagrama de cajas y bigotes en el que la variable categórica es mensual y la variable numérica independiente es la presión en la cámara. Los diagramas para cada turbina (T03, T04, T07, T08, T13, T14) (Anexos 14.9) se han elaborado con valores efectivos instantáneos de presión en la cámara [Pa] en el periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019) con un total de aproximadamente 25.400.000 puntos de datos para cada turbina disponible. Se muestra también, mediante línea discontinua roja, la presión media efectiva [Pa] en la cámara de la turbina para el periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019).

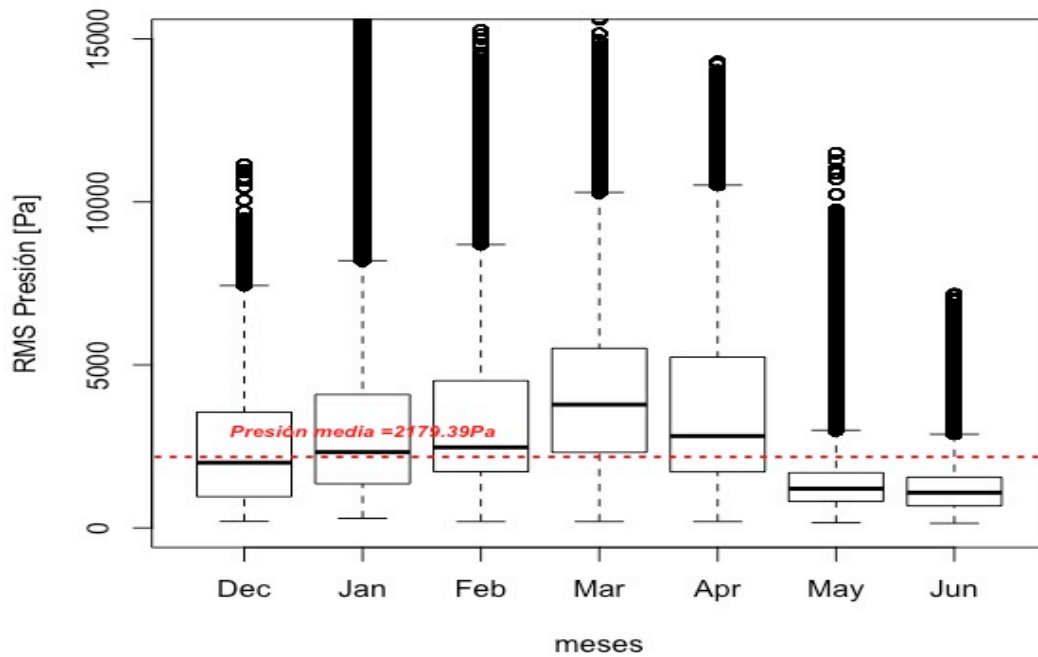


Figura 21: Presión [Pa] de la turbina T03 por meses.

Los tamaños de las cajas y su ubicación en la Figura 21 son heterogéneos, poniendo de manifiesto la influencia estacional sobre la variable de presión. Al igual que con las variables de potencia generada y velocidad de rotación, las condiciones meteorológicas determinan el comportamiento de este tipo de energía renovable.

La dispersión de los valores de la Figura 21 es mayor que en la Figura 20, como se muestra por los diferentes tamaños de caja en diferentes rangos de valores. Es decir, la variable estacional es más significativa que la variable de la posición de la turbina en cuanto a los valores de presión en la cámara de cada turbina.

Los meses de mayor presión en la cámara son marzo y abril (10.291 Pa y 10.516 Pa), en los que hay mayor oleaje. En cambio los de menor presión son mayo y junio con 2.995 Pa y 2.873 Pa. Por lo tanto coincide la tendencia de la variable de la presión (Figura 17) con la de la potencia generada (Figura 17) y la rotación (Figura 19) demostrando así el carácter estacional característico de esta energía renovable.

Las variables analizadas hasta ahora están estrechamente relacionadas entre ellas puesto que la potencia generada es función de la velocidad de rotación, y la velocidad de rotación se genera a su vez, debido a la presión en la cámara que permite el flujo del aire a través de la turbina. Por lo tanto, el comportamiento es similar para las tres variables, siendo la estación del año la componente que más influye. Y la ubicación de las turbinas, en cambio, apenas influye en las variables dado que se obtienen comportamientos similares para en todas las turbinas.

8.1.4. Grado de apertura de la válvula de cada turbina operativa

Los dispositivos *OWC* de la planta cuentan con una válvula de tipo mariposa en la entrada a la cámara por la parte inferior. La posición de la válvula, es decir, el grado de apertura de la

misma, se regula según la presión de la cámara. El algoritmo de control estima la posición de la válvula y la velocidad de referencia del generador según la presión en la cámara.

La función principal de la válvula es evitar la entrada en pérdida de la turbina, por lo que la válvula se cierra cuando las condiciones del oleaje son altamente energéticas. En ese caso el sistema de control de la planta cierra la válvula para evitar la entrada de olas, y así limitar la rotación de la turbina. Además, también se cierra en el caso de tener una presión muy baja en la cámara en la cual el generador no genera energía. Por lo tanto, la válvula completamente abierta corresponde a un grado de apertura de 90° y la válvula completamente cerrada a 0°. La posición de la válvula varía cada minuto según el algoritmo de control basado en la presión de la cámara.

Se pueden distinguir 3 regímenes de funcionamiento para la válvula:

1. Válvula abierta, 90°: Las condiciones del oleaje son óptimas, por lo tanto, la presión en la cámara es adecuada. La turbina no supera en ningún caso 4.500 rpm.
2. Válvula semiabierta, 60° a 30°: El oleaje es mayor, por eso se debe controlar la presión de la cámara para el funcionamiento adecuado de la turbina y evitar sobrevelocidad de la turbina y/o sobrepresión en la cámara. A partir de 30° se considera que las condiciones no son adecuadas para el funcionamiento y se cierra la válvula.
3. Válvula cerrada, 0°: A partir de 15.250 Pa de presión en la cámara, la turbina no está en las condiciones adecuadas de funcionamiento y se cierra. En caso de superar el umbral de 4.500 rpm, la válvula se cierra por sobrevelocidad. También se cierra si las condiciones de presión son demasiado bajas como para generar energía.

Se muestra la distribución de la posición de la válvula de cada turbina en el periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019) mediante un diagrama de cajas y bigotes (Figura 22). El diagrama se ha elaborado con valores medios de grado de apertura de la válvula [°] cada 10 minutos, 47.428 puntos de datos para cada turbina disponible, con un total de 331.996 puntos de datos para la planta completa. En este caso la posición de cada válvula es la variable numérica dependiente y cada turbina es la variable categórica independiente. Se muestra también, mediante línea discontinua roja, el grado de apertura medio total [°] para el periodo disponible (diciembre 2018 - junio 2019).

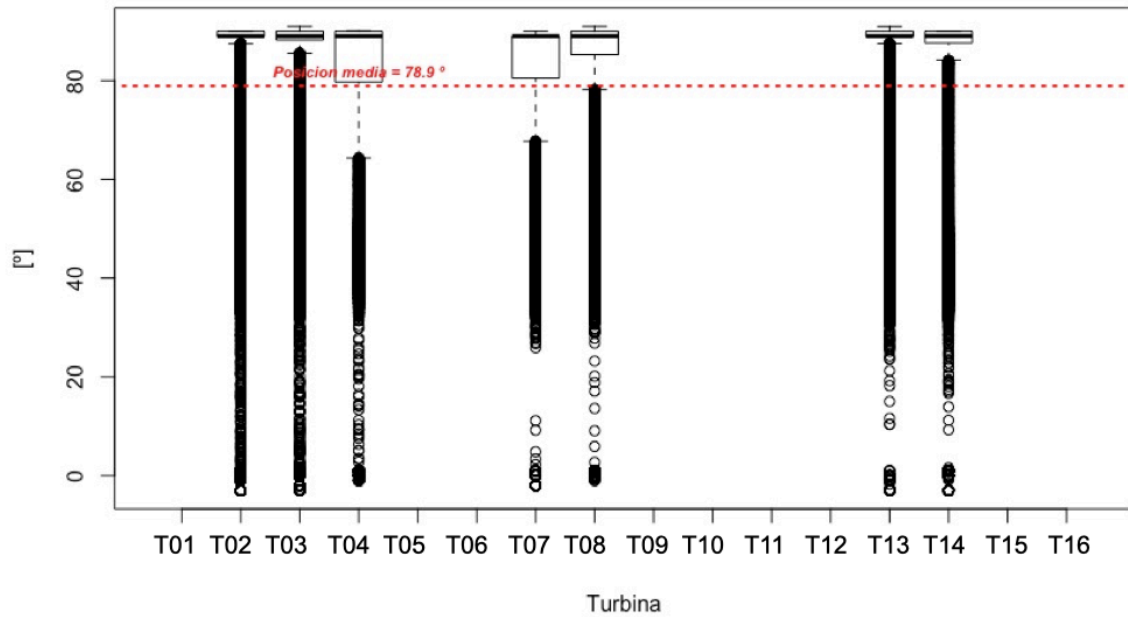


Figura 22: Grado de apertura de la válvula [°] de cada turbina operativa.

Se observa que los valores del grado de apertura de la válvula están concentrados en torno a la válvula completamente abierta (90°) para todas las turbinas, puesto que en operación normal las condiciones de generación son óptimas y no se llega a la sobrepresión o sobrevelocidad. El tamaño de las cajas indica que apenas hay fluctuaciones en los valores, lo que significa que las válvulas se encuentran abiertas en la misma posición la mayor parte del tiempo. El comportamiento no es uniforme para todas las turbinas, ya que el tamaño de los bigotes inferiores de las cajas es distinto para cada turbina. Es decir, la posición de la turbina influye en el grado de apertura de la válvula, tal y como ocurre con las demás variables (Figura 16, Figura 18 y Figura 20).

Todas las turbinas tienen un comportamiento similar, pero las turbinas centrales T04, T07 y T08 se extienden hasta ángulos de apertura menores (64,3°, 67,7° y 78,1°). Son precisamente esas turbinas las que mayor potencia generada, velocidad de rotación y presión en la cámara han registrado (Figura 16, Figura 18 y Figura 20).

El grado de apertura de la válvula sigue una tendencia inversa a la de la potencia generada, la velocidad de rotación de la turbina y la presión en la cámara, ya que ésta se cierra (valores menores de grado de apertura) para valores mayores de potencia generada, velocidad de rotación y presión en la cámara.

La influencia de las condiciones estacionales se analiza a continuación mediante el diagrama de cajas y bigotes en el que la variable categórica es mensual y la variable numérica independiente es el grado de apertura de la válvula [°]. Los diagramas para cada turbina (T03, T04, T07, T08, T13, T14) (Anexos 14.10) se han elaborado con valores de posición instantánea de la válvula [°] en el periodo disponible (diciembre 2018 – junio 2019) con un total de aproximadamente 25.400.000 puntos de datos para cada turbina disponible. Se muestra en la Figura 23 la posición de la válvula de la turbina T07 ya que se ha considerado la más significativa, puesto que algunas de las turbinas presentan anomalías debido a errores en los sensores de posición.

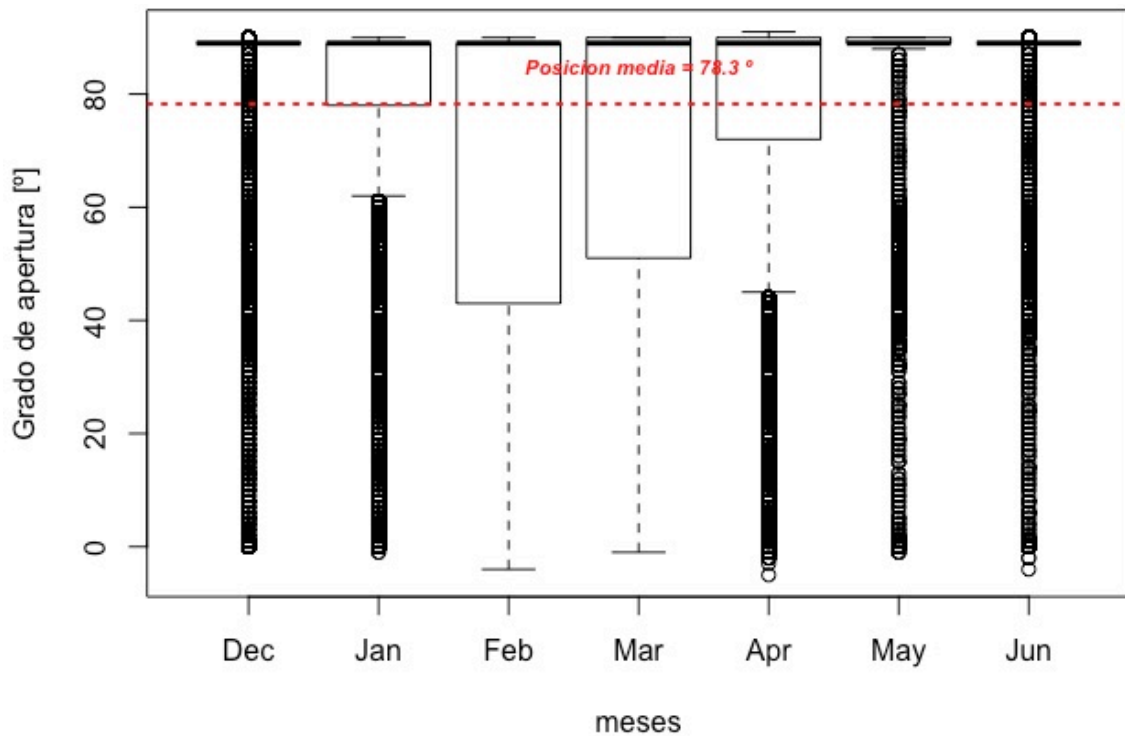


Figura 23: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T07 por meses.

En la Figura 23 en los meses de menor oleaje y menor potencia generada (diciembre, mayo, junio) se observa que la válvula permanece abierta en torno a 90°. Sin embargo, en enero, febrero, marzo y abril, que son precisamente los meses de mayor oleaje, y por lo tanto mayor potencia generada (Figura 17), el grado de apertura de la válvula disminuye, con valores por debajo de la posición media de 78,3° debido a que se precisa regular la entrada de aire a la turbina.

Es decir, se vuelve a demostrar la característica variación estacional de los valores, tal y como se ha visto en las Figura 17, Figura 19 y Figura 21 por lo que se necesita regular la entrada de aire en los meses más energéticos, mientras que en los de condiciones meteorológicas más suaves la válvula permanece abierta.

La diferencia de tamaños de las cajas de la Figura 23 es significativa respecto a las diferencias de la Figura 22. Por lo tanto, al igual que con las variables de potencia generada, velocidad de rotación y presión en la cámara, la influencia de la variable estacional es notablemente mayor que la influencia de la ubicación de cada turbina en la planta.

8.1.5. Comparativa mensual de las variables Potencia – Presión – Grado de apertura de la válvula

En la siguiente gráfica se recogen las medias mensuales de las variables del grado de apertura de la válvula, la potencia generada y presión en la cámara. No se ha incluido la variable de velocidad de rotación, puesto que al controlar activamente la válvula, la turbina opera en torno a 2.500 rpm todos los meses, con lo que no se aprecia la influencia de la estacionalidad. Se han tomado los valores medios para la planta completa, y la potencia se

ha representado en unidades de W en vez de kW para observar más fácilmente su tendencia. El diagrama se ha realizado con la media de la planta cada mes, es decir se ha partido de en torno a 75.000 puntos de datos por turbina, con un total de 225.000 puntos de datos para la planta completa, y se han obtenido finalmente 36 puntos de datos, 12 para cada variable: grado de apertura de la válvula [°], potencia [W] y presión [Pa].

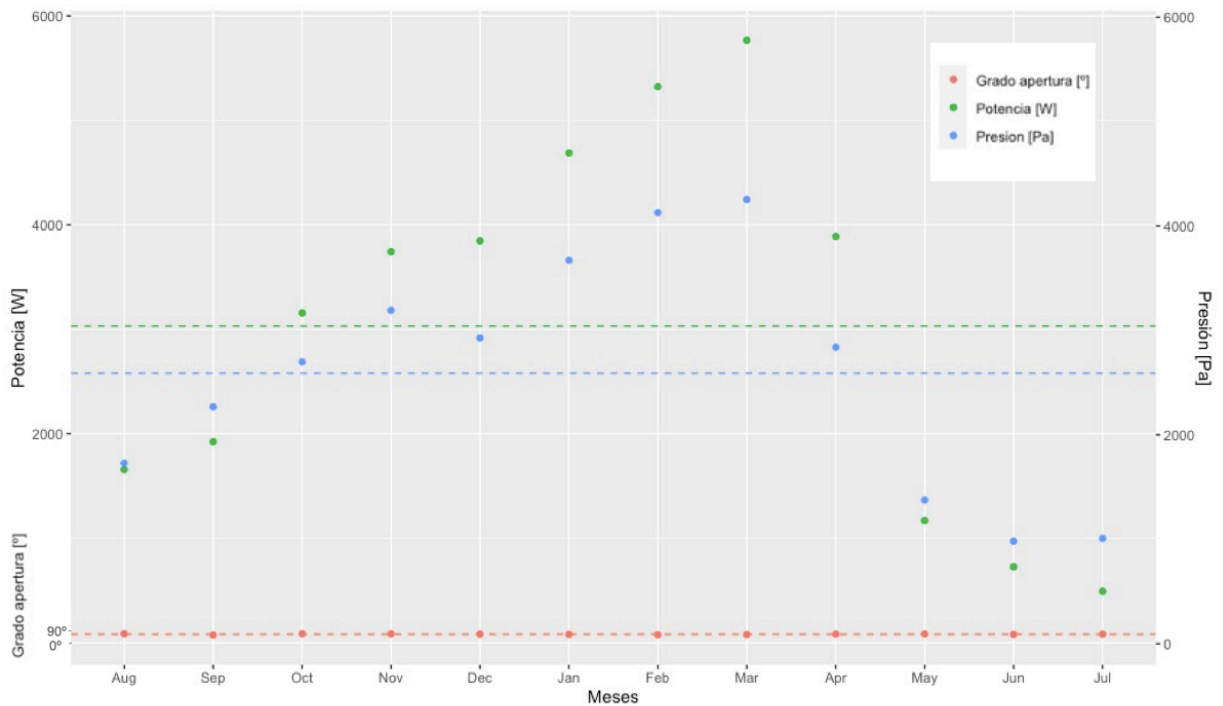


Figura 24: Medias mensuales de grado de apertura [°], potencia [W] y presión [Pa] para la planta completa.

La Figura 24 permite observar la tendencia de cada variable mensualmente, y compararlas entre sí. Como se ha ido comprobando en el análisis realizado por cada variable (Figura 17, Figura 21 y Figura 23), la tendencia es estacional.

En los meses de mayor oleaje (de octubre a abril) se genera potencia por encima de la media anual (3.310,1 W) y se registra presión en la cámara por encima de la media anual también (2.578,2 Pa). Por otra parte, en los meses de menor oleaje (de mayo a septiembre) se dan valores de potencia generada y de presión en la cámara menores que los valores medios ya mencionados.

Asimismo, se observa que la tendencia de la presión en la cámara y la potencia generada es similar mensualmente. Ambas alcanzan su máximo en el mes de marzo con una potencia media mensual generada de 5.766,1 W y una presión media mensual en la cámara de 4.240,6 Pa. El mes de los valores mínimos para cada variable es julio, con 490,9 W de potencia media mensual generada y 997,9 Pa de presión media mensual en la cámara.

Los valores de presión tienen una pendiente más suave que los valores de potencia, es decir, para meses con mismas condiciones de oleaje, los valores de presión están más próximos entre sí que los valores de potencia generada. Por lo tanto, la diferencia entre los valores de potencia generada de meses de distintas condiciones de oleaje es más acentuada.

En cuanto al grado de apertura de la válvula, éste apenas varía, puesto que la válvula permanece abierta ya que las condiciones de oleaje son óptimas la mayor parte del tiempo y no se alcanzan las condiciones de sobrepresión o sobrevelocidad. La influencia de la estacionalidad sobre la variable del grado de apertura de la válvula no es notable, pero al contrario que con la velocidad de rotación, sí se ha incluido en la gráfica puesto que la operación activa de apertura o cierre de la válvula sí depende de las condiciones estacionales, para garantizar que la velocidad de rotación sea constante en torno a 2.500 rpm. Es decir, la válvula actúa para garantizar que la velocidad de rotación sea la óptima en todo momento.

La Figura 24 permite visualizar en un mismo diagrama las tendencias estacionales de las variables de funcionamiento de las turbinas, que son más acusadas para las variables de potencia generada y presión en la cámara en comparación con la variable de grado de apertura de la válvula. Tanto la potencia generada como la presión en la cámara presentan valores altos para los meses de condiciones de oleaje más energético y valores bajos para los meses de condiciones energéticas de oleaje más bajas. Por otra parte, el grado de apertura de la válvula no tiene fluctuaciones significativas mensualmente. Esto se debe a que las condiciones del oleaje son óptimas la mayor parte del tiempo, incluso en los meses más energéticos. En los meses de octubre a abril, a pesar de ser en los que más potencia se genera, la mayoría del tiempo la válvula permanece abierta y se cierra en situaciones puntuales, por lo que apenas afecta a la posición media mensual. En los meses de mayo a septiembre, permanece prácticamente abierta debido a que las condiciones del oleaje son tan suaves que no llegan a causar sobrepresión o sobrevelocidad.

8.2. Correlación entre potencia generada y el flujo de energía de las olas

La correlación entre los valores de potencia generada en la planta y el flujo de energía de las olas se representa en el diagrama siguiente (Figura 25). Dicho diagrama se ha elaborado con los valores de potencia generada por las turbinas de la planta de Mutriku [kW] en el periodo disponible (diciembre 2018 – junio 2019) con los valores de flujo de energía de las olas, o *WEF*, [kW/m] calculado a partir de los datos proporcionados por la Boya Bilbao Bizkaia ubicada a 65,5 km de la planta.

La función “*cross correlation*” utilizada en R permite obtener el retardo que existe entre los valores de potencia y flujo de energía de las olas y su correlación máxima. La dirección entre la boya y la planta coincide con la dirección predominante del flujo de las olas, por lo que cabe esperar que exista una relación entre las olas incidentes en la planta de Mutriku y aquellas que han transcurrido previamente por la Boya Bilbao Bizkaia.

Para elaborar el diagrama de la Figura 24 se han graficado los valores medios de potencia generada cada hora en la planta [kW], es decir 4678 puntos de datos contra el valor del flujo de energía de las olas, o *WEF*, cada hora en la Boya Bilbao Bizkaia [kW/m], es decir, otros 4.678 puntos de datos.

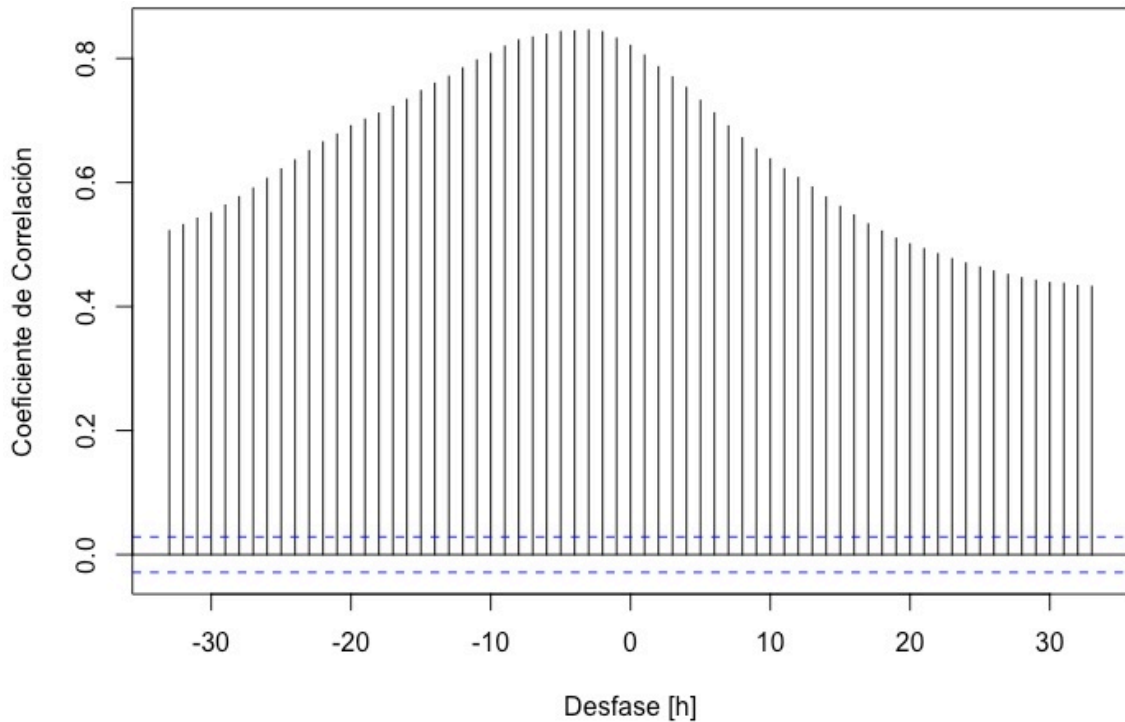


Figura 25: Retardo entre la potencia generada en la planta [kW] y el flujo de energía de las olas [kW/m].

El punto máximo del diagrama (Figura 25) muestra que el retardo entre las variables se encuentra en el rango entre 3 y 5 horas, es decir, las olas que inciden en Mutriku están altamente correlacionadas con las olas que han transcurrido por la Boya Bilbao Bizkaia entre 3 y 5 horas antes.

En el diagrama Figura 26 se muestra la correlación entre los valores de potencia generada en la planta [kW] y el flujo de energía de las olas, o *WEF*; [kW/m] de la Boya Bilbao Bizkaia. Dicho gráfico se ha elaborado con los mismos puntos de datos de la gráfica anterior (Figura 25).

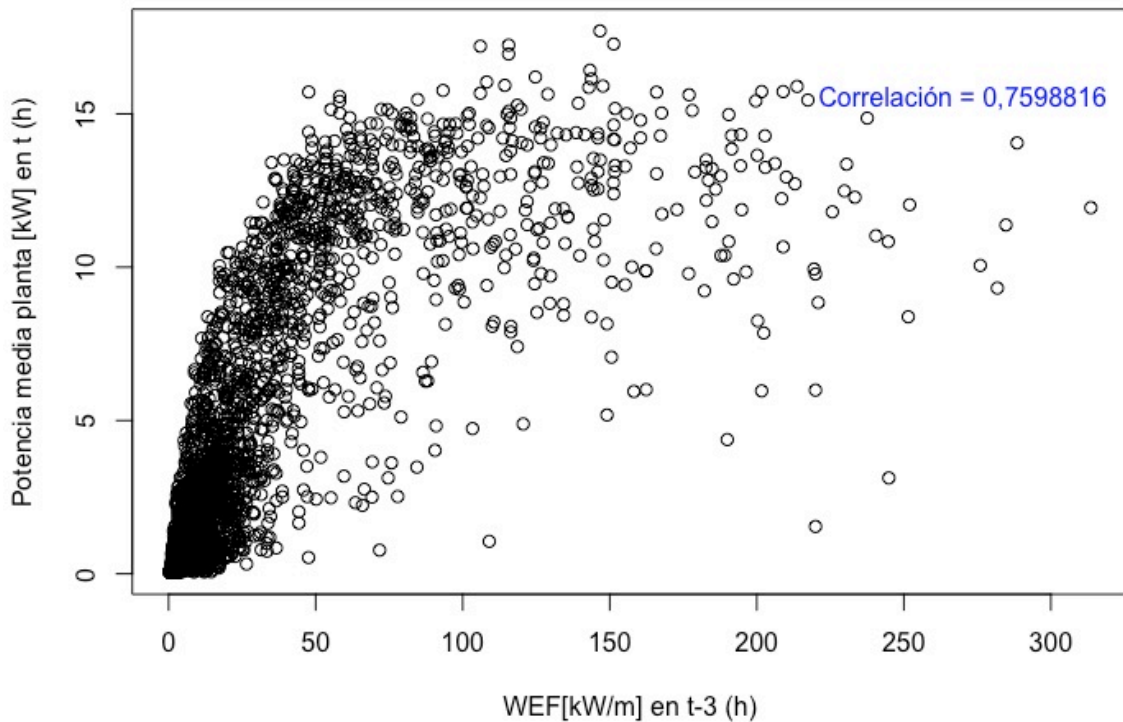


Figura 26: Correlación entre potencia generada en la planta [kW] en t (h) y flujo de energía de las olas [kW/m] en t-3 (h).

La correlación entre los valores de potencia generada en la planta completa y el flujo de energía de las olas (*WEF*) es de 0,759 para un retardo de 3 horas entre ambas variables (Figura 26). Se ha escogido este retardo por ser el que proporciona la correlación máxima absoluta entre las variables. Sin embargo, para retardos de hasta 5 h el valor de la correlación es prácticamente igual. Es decir, hay una meseta de valores de correlación en la Figura 25 en torno al máximo, y es por esto por lo que se ha escogido un rango de valores y no un valor concreto.

Este resultado confirma el dato obtenido en el estudio de la eficiencia de esta misma planta para el periodo 2014-2016 [45]. En el estudio se obtuvo una correlación máxima de 0,572 para un retardo de 4 h entre los datos del *WEF* de la boya Bilbao Bizkaia y el contador eléctrico que recoge la electricidad vertida a red. El valor 0,572 de la correlación es menor que el obtenido en este caso, 0,759, ya que en este trabajo los datos escogidos para la correlación han sido la potencia generada directamente por cada turbina, y no la electricidad vertida a red directamente. Por otro lado, el retardo de 4 h se encuentra efectivamente en el rango de retardo de 3 a 5 h obtenido para este trabajo.

También se han elaborado los diagramas de correlación individuales para la potencia generada en cada turbina y que se presentan en Anexos 14.11. En todas las turbinas disponibles se ha obtenido el mismo rango de retardo de entre 3 y 5 horas en el que la correlación entre la potencia generada y el *WEF* es máxima.

8.3. Análisis de la turbina T02

8.3.1. Potencia generada por la turbina T02

Se presenta la distribución de valores de la potencia generada por la turbina T02 en el periodo disponible (agosto 2018 – julio 2019) mediante un diagrama de cajas y bigotes (Figura 27). El diagrama se ha elaborado con valores instantáneos (cada 0,5 segundos) de potencia generada [kW], con un total de 50.755.805 puntos de datos. En este caso la potencia generada es la variable numérica dependiente y cada mes es la variable categórica independiente. Se muestra también, mediante línea discontinua roja, la potencia generada media [kW] para el periodo disponible (agosto 2018 – julio 2019).

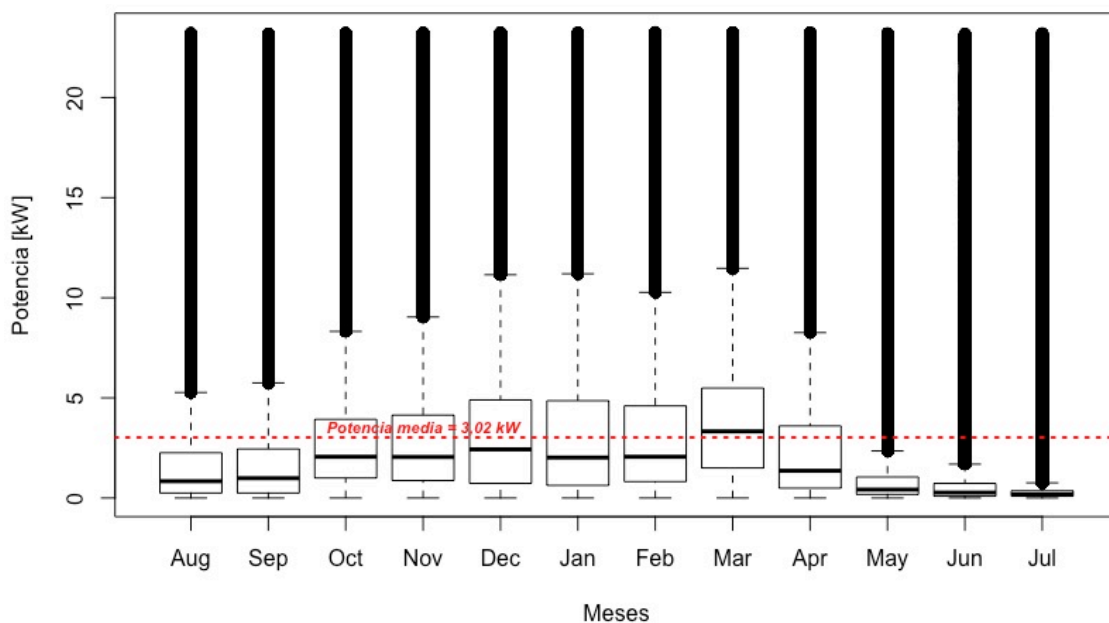


Figura 27: Potencia generada [kW] en la turbina T02 por meses.

Los diferentes tamaños de cajas de la Figura 27 muestran que la generación de potencia es variable cada mes, al igual que en la Figura 17 y en los demás diagramas de generación de potencia de cada turbina (Anexos 14.7). Se comprueba por lo tanto el carácter estacional característico de este tipo de energía renovable.

La diferencia entre tamaños y rangos de valores es más notable entre los meses de otoño, invierno y principios de primavera (de octubre a abril) y los meses de finales de primavera y verano (de mayo a septiembre). Por lo tanto, las condiciones energéticas del oleaje son distintas en ambas épocas del año.

La distribución de los valores de potencia generada para los meses de octubre a abril es similar, los cuartiles superiores de todos ellos rebasan la potencia media de 3,02 kW y los máximos de potencia generada se encuentran en un rango entre 8 kW y 11,4 kW. El mes en el que más potencia se genera es marzo con un máximo de 11,4 kW. Coincide con lo obtenido

en la Figura 17 y en general con la distribución de potencia generada por meses de cada turbina (Anexos 14.7).

Por otra parte, en la época del año en la que menos potencia se genera se distinguen dos tipos de distribuciones de valores. Mayo, junio y julio, presentan una concentración de los valores de potencia generada en torno a 0,2 kW, es decir, apenas se genera potencia, e incluso no se llega a alcanzar la potencia media generada ni con los valores máximos de estos meses. Sin embargo, en agosto y septiembre, a pesar de mostrar una generación en general por debajo de la media, tienen una distribución de valores más amplia y los máximos superan la media con unos valores de 5,27 kW y 5,75 kW en agosto y septiembre respectivamente. Esto se debe a que aunque en general se trate de meses de oleaje suave se dan más momentos energéticos que en aquellos meses de menor oleaje en los que la generación es prácticamente nula debido a las condiciones constantes de oleaje calmado (mayo, junio y julio).

La distribución de potencia generada por cada mes en el periodo de un año permite discernir completamente el comportamiento estacional de esta variable. La generación es directamente proporcional a las condiciones del oleaje, que a su vez dependen de la meteorología. Por lo tanto, en los meses de mayor oleaje (de octubre a abril), se genera mayor potencia que en los meses de menor oleaje (mayo, junio, julio y agosto). Además, en los meses de menor oleaje hay diferencia entre los meses de oleaje más calmado (mayo, junio y julio) con los meses en los que comienza a aumentar el oleaje (agosto y septiembre). En los de mayor oleaje, a su vez, la generación de potencia es similar cada mes.

8.3.2. Velocidad de rotación de la turbina T02

A continuación, se muestra la distribución de valores de la velocidad de rotación de la turbina T02 en el periodo disponible (agosto 2018 – julio 2019) mediante un diagrama de cajas y bigotes (Figura 28). El diagrama se ha elaborado con valores instantáneos (cada 0,5 segundos) de velocidad de rotación [rpm], con un total de 50.755.805 puntos de datos. En este caso la velocidad de rotación es la variable numérica dependiente y cada mes es la variable categórica independiente. Se muestra también, mediante línea discontinua roja, la velocidad de rotación media [rpm] para el periodo disponible (agosto 2018 – julio 2019).

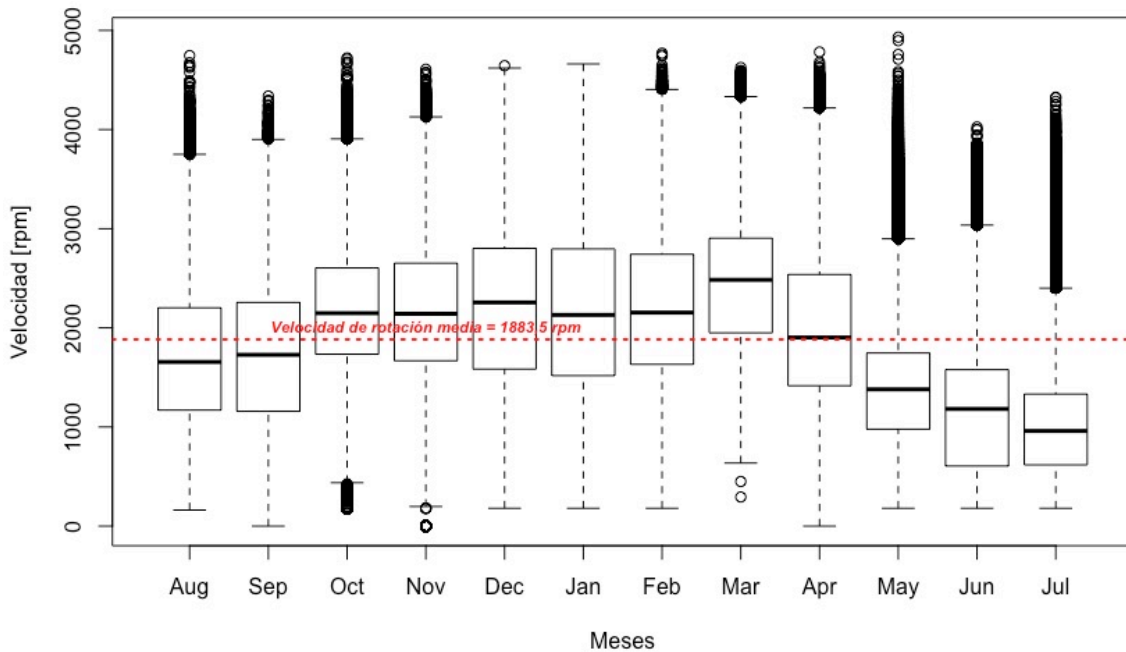


Figura 28: Velocidad de rotación [rpm] de la turbina T02 por meses.

La distribución de valores de velocidad de rotación para la turbina T02 en la Figura 28 es diferente para cada mes, al igual que sucede en la Figura 18 para cada turbina y en la Figura 24 para toda la planta. La heterogeneidad de tamaños de las cajas no es tan notable como para el caso de la potencia generada por meses en la Figura 19, siendo esto debido al control activo de la apertura de la válvula para que la velocidad de la turbina opere en torno a su óptimo de 2.500 rpm. Además, todos los meses la distribución de valores es simétrica, por lo que la turbina se comporta de la misma manera para distintos rangos de velocidades, con la mayoría de los valores próximos a su mediana.

La velocidad de rotación media anual es de 1.883,5 rpm, próximo al óptimo de funcionamiento de 2.500 rpm. La tendencia estacional se confirma, ya que, como en la Figura 19, los meses de mayores velocidades de rotación (de octubre a marzo) corresponden a los de mayor oleaje y los de menores velocidades de rotación (de abril a septiembre) a los de menor oleaje. El mes que mayor velocidad de rotación presenta es marzo con 2.484 rpm de mediana y 4.332 rpm de valor máximo. Diciembre, enero y febrero alcanzan máximos mayores que los que presenta marzo pero sus medianas son menores, lo cual se debe a que hay disparos de velocidad debido a situaciones puntuales de sobrevelocidad, pero en general, los valores son menores que en marzo.

Los meses de menores valores de velocidad de rotación, de abril a septiembre, se pueden distinguir por dos tipos de distribuciones. Por una parte, mayo, junio y julio son similares, ya que las cajas están completamente por debajo de la velocidad de rotación media. Por otra parte, abril, agosto y septiembre tienen cajas que sobrepasan el valor de rotación medio con los valores del cuartil superior, lo que significa que tienen valores de rotación notablemente más altos que en mayo, junio y julio, pero que no llegan a alcanzar la distribución de los meses de mayor oleaje.

La variabilidad de los valores de la velocidad de rotación en la turbina T02 es estacional, al igual que en las demás turbinas (Figura 19, Anexos 14.8). Aún así, los valores de rotación

son bastante homogéneos en torno al valor óptimo de rotación de 2.500 rpm, debido a que se controla la velocidad para mantenerse en torno al óptimo mediante el grado de apertura de la válvula. La diferencia entre los valores de la velocidad de rotación de los meses de mayor oleaje como enero, febrero y marzo es mayor que en los meses de menor oleaje como mayo, junio y julio.

8.3.3. Presión en la cámara de la turbina T02

La Figura 29 recoge la distribución de valores de la presión en la cámara de la turbina T02 en el periodo disponible (agosto 2018 – julio 2019) mediante un diagrama de cajas y bigotes (Figura 29). El diagrama se ha elaborado con valores eficaces de presión [Pa] cada 10 minutos, con un total de 47.428 puntos de datos. No se han utilizado los valores cada 0,5 segundos ya que al ser el registro de la presión armónica, el valor instantáneo se descarta y se utiliza el valor eficaz (*RMS*) por su manejabilidad. En este caso la presión en la cámara es la variable numérica dependiente y cada mes es la variable categórica independiente. Se muestra también, mediante línea discontinua roja, la presión media [Pa] en la cámara para el periodo disponible (agosto 2018 – julio 2019).

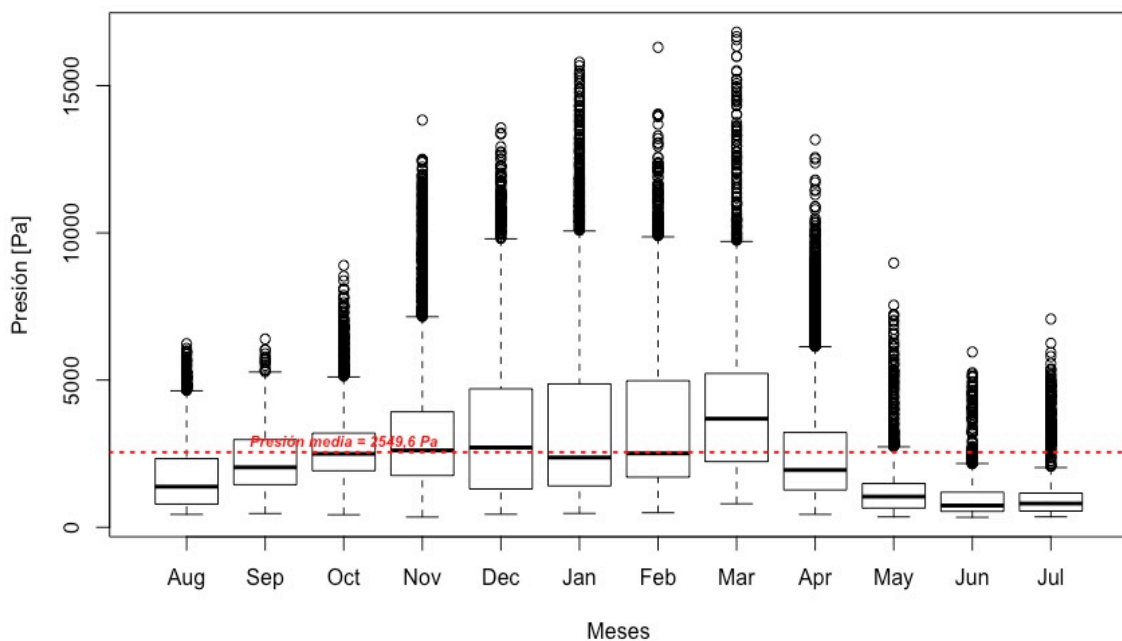


Figura 29: Presión [Pa] en la cámara de la turbina T02 por meses.

Los distintos tamaños de las cajas de la Figura 29 indican que la distribución de presión en la cámara de la turbina T02 es diferente para cada mes. Se comprueba por lo tanto el carácter estacional de la presión en la cámara al igual que sucede para todas las demás turbinas (Figura 21, Anexos 14.9), y la planta completa (Figura 24).

Los mayores tamaños de caja y los valores más altos de presión coinciden con los meses de mayor oleaje: diciembre, enero, febrero y marzo. El mes de mayor presión es marzo con 3.688,5 Pa de mediana y 9.707,4 Pa de valor máximo.

Septiembre, octubre y abril, presentan un tamaño intermedio de caja similar y se encuentran en torno a la media anual. Se comprueba por lo tanto la tendencia observada en la Figura 21 en la cual los valores medios de la presión en la cámara para estos meses se encuentran muy próximos a la media anual.

Por otro lado, los meses de menor oleaje, mayo, junio y julio, presentan tamaños de caja menores y valores de presión por debajo de la media anual en los que los valores están concentrados en torno a 600 Pa, muy por debajo de la media anual de 2.549,6 Pa. Agosto presenta valores más altos con una caja más grande, es decir con una distribución de valores en un rango mayor, pero sin alcanzar la media anual de presión.

La heterogeneidad en la distribución mensual de los valores de presión en la cámara de la turbina T02 es mayor que la de la Figura 27 de la potencia generada por la turbina T02. Es decir, la distribución de valores sigue una tendencia estacional en la que los meses de mayor oleaje son los de mayores valores de presión en la cámara de la T02, y los de menor oleaje los de menores valores de presión en la cámara de la T02. Los meses intermedios coinciden con los meses de transición entre ambos regímenes, abril, septiembre y octubre. El comportamiento estacional coincide con el de las variables de potencia generada y velocidad de rotación, aunque la influencia de las estaciones es más notable en la presión en la cámara que en las otras dos variables.

8.3.4. Grado de apertura de la válvula de la turbina T02

A continuación, se muestra la distribución de valores de la posición de la válvula de la turbina T02 en el periodo disponible (agosto 2018 – julio 2019) mediante un diagrama de cajas y bigotes (Figura 30). El diagrama se ha elaborado con valores de grado de apertura de la válvula [°] cada 10 minutos, con un total de 47.428 puntos de datos. No se ha podido elaborar el gráfico con los valores cada 0,5 segundos por problemas de ejecución del cálculo por el ordenador disponible. En este caso el grado de apertura de la válvula es la variable numérica dependiente y cada mes es la variable categórica independiente. Se muestra también, mediante línea discontinua roja, el grado medio de apertura de la válvula [°] para el periodo disponible (agosto 2018 – julio 2019).

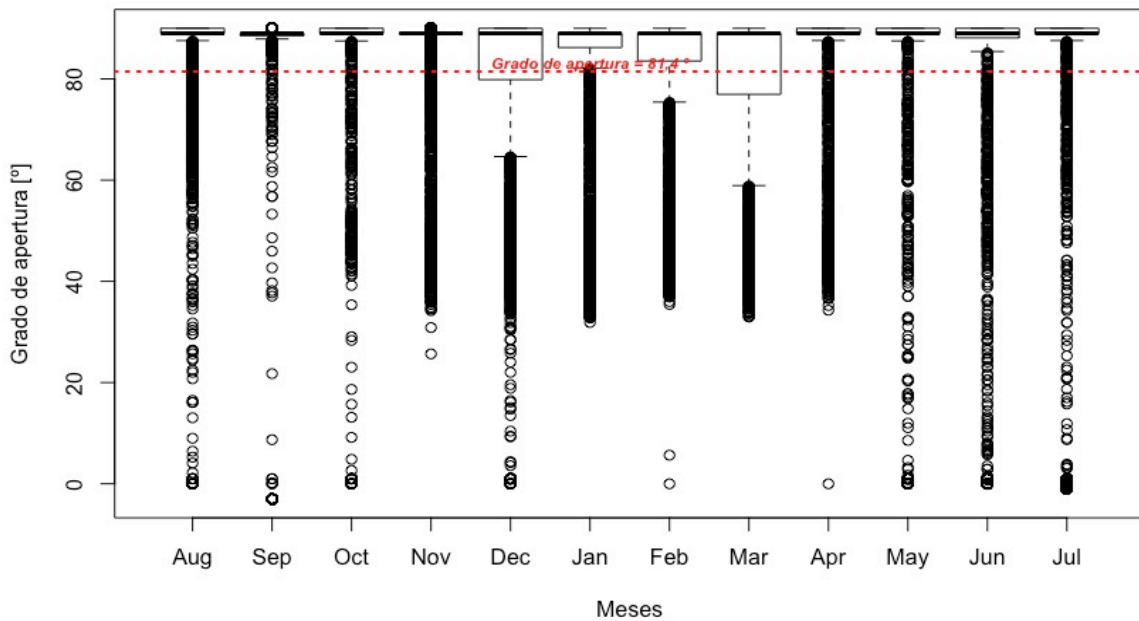


Figura 30: Grado de apertura [°] de la válvula de la turbina T02 por meses.

La Figura 30 muestra la distribución variable mensualmente del grado de apertura de la válvula de la turbina T02. Al igual que para el resto de las turbinas (Figura 23 y Anexos 14.10), los valores se encuentran concentrados en torno a 90° para cada mes, excepto algunos meses que coinciden con los de mayor oleaje.

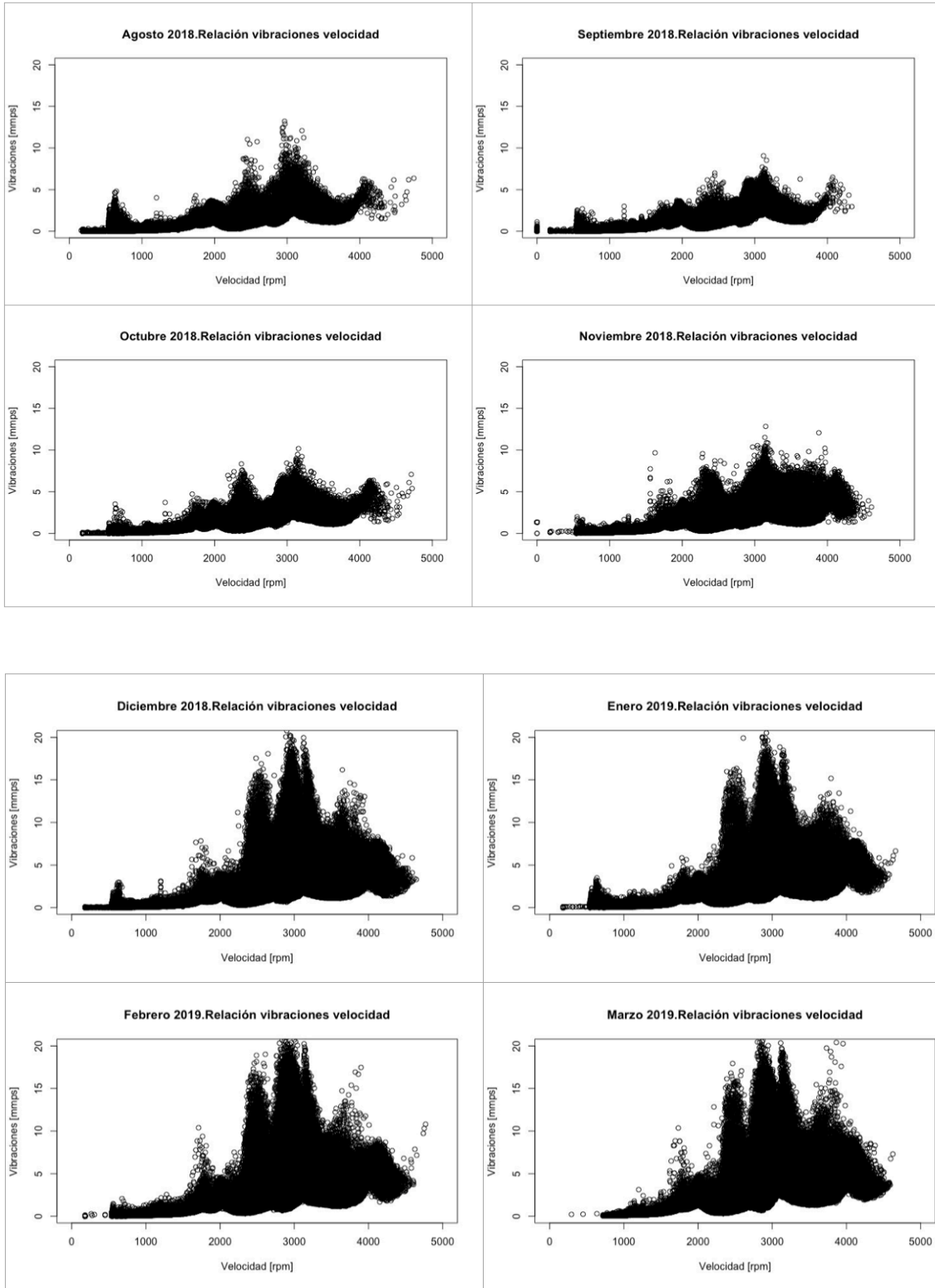
Los meses de mayor oleaje generan unas condiciones energéticas tales que es necesario controlar activamente la turbina para evitar su embalamiento. Marzo, que es el mes de mayor potencia generada y presión en la cámara, alcanza valores de apertura de la válvula hasta 58 °.

La tendencia estacional de la variable del grado de apertura de la válvula es notable debido a la diferencia de distribución de valores entre los meses de mayor oleaje y el resto. Esta variable, es la más polarizada ya que solo se percibe la variación cuando las condiciones estacionales son muy energéticas. Es decir, al tratarse de una variable controlada por los parámetros necesarios para el óptimo funcionamiento de la turbina, y estando la turbina en correcto funcionamiento durante gran parte del año, la variación del grado de apertura de la válvula es solo notable para condiciones de oleaje muy energético propio de los meses de mayor oleaje. Para el resto de los meses, a pesar de no ser todos similares, tal y como se ha comprobado por la heterogeneidad de la presión en la cámara en la Figura 29, la válvula permanece abierta indistintamente de las condiciones del oleaje la mayor parte del tiempo.

8.3.5. Vibraciones en la turbina T02

La turbina T02 cuenta con un sensor adicional de registro de las vibraciones en la turbina. Se han realizado las gráficas de vibración en la turbina T02 respecto a la velocidad de rotación para cada mes (Figura 31). Cada gráfico contiene los datos cada 0,5 segundos en la turbina T02 de vibración [mm/ps] (eje vertical) y velocidad de rotación [rpm] (eje horizontal), que se ha elaborado con un total de aproximadamente 5.184.000 puntos de datos.

El grado de desviación de parámetros como las vibraciones determinan la cercanía de las turbinas al fallo, por lo que se trata de un parámetro de gran importancia si se quiere realizar, por ejemplo, un mantenimiento predictivo de las mismas [53].



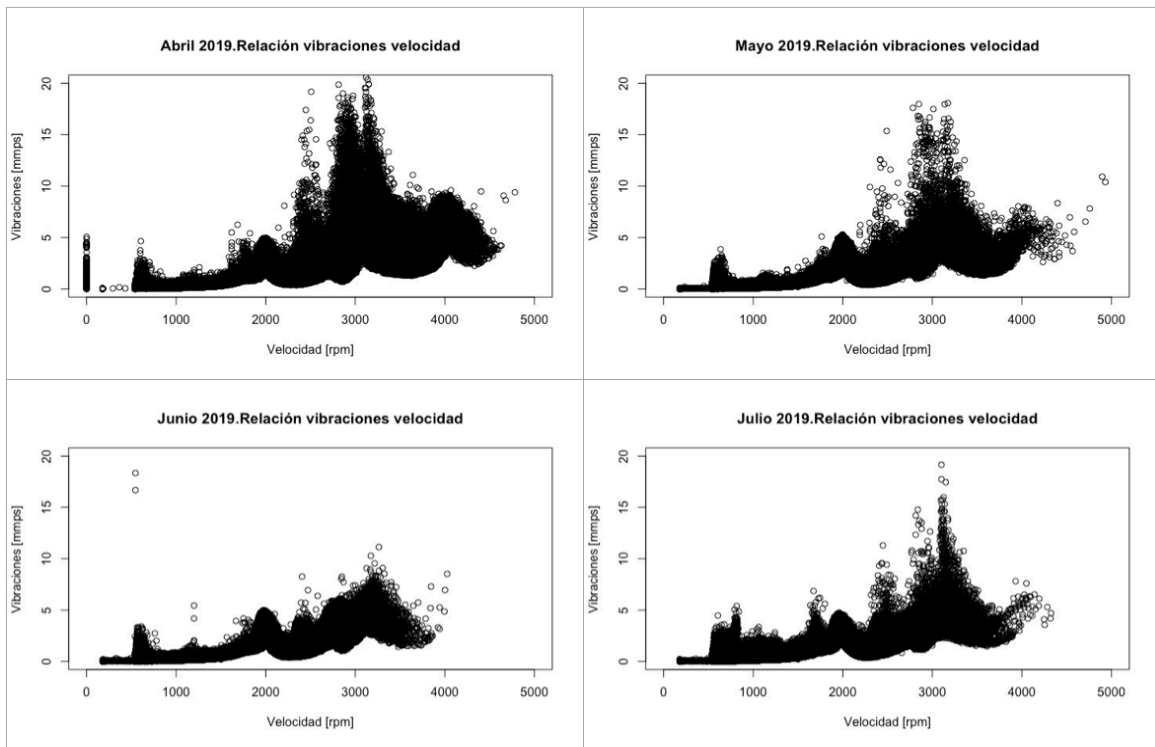


Figura 31: Vibraciones [mm/s] en función de la velocidad de rotación [rpm] cada mes.

Las gráficas de la Figura 31 son distintas para cada mes, debido al comportamiento estacional de la velocidad de rotación. Sin embargo, la tendencia es similar y hay semejanzas entre ellas. La velocidad óptima de rotación de las turbinas es 2.500 rpm y este valor se encuentra en el valle entre picos de mayores vibraciones que se dan para velocidades en torno a 2.000 rpm y 3.000 rpm. Con lo cual, es óptimo operar a 2.500 rpm. Para velocidades mayores, a partir de 3.000 rpm el tamaño del pico indica que las vibraciones son significativas tanto en valor (alto, alcanzando los 20 mm/s) como en dispersión puesto que para la misma velocidad hay distintos valores de vibraciones. Para valores menores que 2.500 rpm hay diferencia entre los meses de mayor (de octubre a abril) y menor (de mayo a septiembre) oleaje, puesto que para los meses de menor oleaje a velocidades menores que 2.000 rpm se generan vibraciones menores que las generadas en el óptimo, mientras que en los meses de mayor oleaje velocidades menores a la óptima generan mayores vibraciones que las generadas en el óptimo.

En general para cualquier valor de velocidad los meses de mayor oleaje (de octubre a abril) presentan mayores vibraciones que los meses de menor oleaje (de mayo a septiembre). Por ello, el control de las vibraciones en los meses de mayor oleaje es indispensable para evitar los daños que puede producir en la turbina. Los daños ocasionados en las turbinas debido a las vibraciones pueden ser grietas y roturas en las hélices de las turbinas, desgaste de la sujeción de la turbina al eje, deterioro del interior de la carcasa del generador, etcétera [48].

9. Diagrama de Gantt

En el diagrama de *Gantt* se detalla el proceso de tratamiento de datos y elaboración de las gráficas del trabajo realizado con el programa *RStudio*. Se adjunta en Anexos 14.12.

El proceso de limpieza y tratamiento de los datos es minucioso debido al gran volumen de estos. Pero una vez elaborado el código para una turbina, en este caso la primera turbina que se analizó fue la T02 por disponer de más datos, la tarea se simplifica y se basa en la aplicación del modelo del código inicial para el resto de las turbinas. Se adjunta (Figura 32) un ejemplo de las tareas desempeñadas en el proceso de la elaboración del código para el tratamiento de los datos de una turbina. Se trata de un extracto del diagrama de Gantt (Anexos 14.12) del proceso completo.

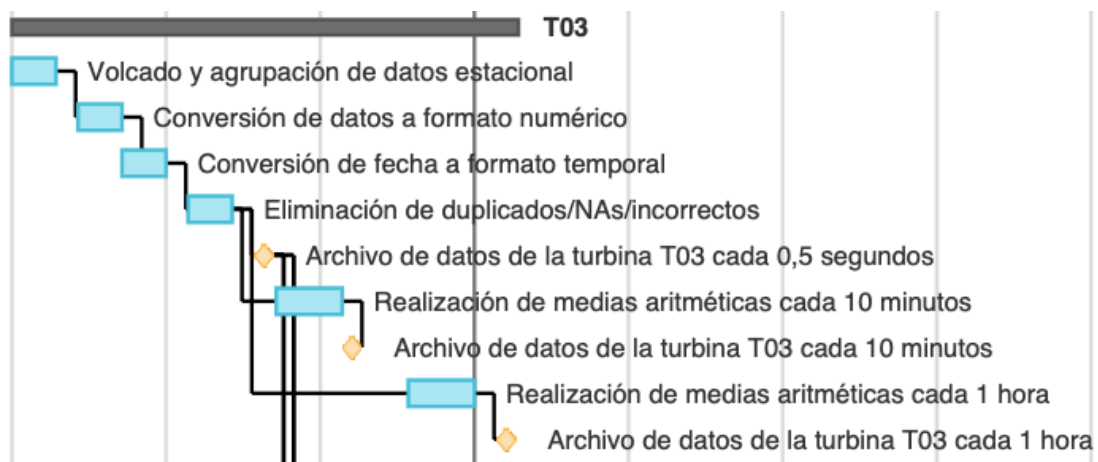


Figura 32: Tareas de tratamiento de los datos de la turbina T03.

Una vez obtenidos todos los datos tratados de todas las turbinas y de la boya Bilbao Bizkaia, se han elaborado los diagramas correspondientes con el programa. Es necesario partir de los archivos de datos tratados para poder realizar esta tarea.

10. Conclusiones

El análisis de las variables de operación de las turbinas (potencia eléctrica generada, velocidad de rotación, presión en la cámara y grado de apertura de la válvula) ha determinado que el comportamiento es similar para todas las variables, ya que están directamente relacionadas. La influencia, en todas ellas, de las condiciones estacionales y meteorológicas es significativamente mayor que la influencia de la ubicación de cada turbina en la planta.

Los datos disponibles muestran que la diferencia en el funcionamiento de las turbinas es notable entre los meses de octubre a abril y de mayo a septiembre, debido a las distintas condiciones de oleaje. La potencia generada es significativamente distinta entre los meses de mayor generación (octubre a abril) y menor generación (mayo a septiembre). En los meses intermedios de transición entre ambos regímenes de oleaje (abril y septiembre), se percibe una generación de potencia intermedia.

La variación de la presión se rige por las variaciones naturales del oleaje, es decir tiene una tendencia estacional. Se aprecia una mayor presión en los meses de mayor oleaje (noviembre a marzo), y una menor presión en los meses de menor oleaje (mayo a agosto) con los meses intermedios de transición entre ambos regímenes (abril, septiembre y octubre) registrando valores de presión intermedios. Los valores de presión en la cámara son más heterogéneos que los valores de potencia generada, ya que se trata de una variable no controlada ni dependiente de ningún mecanismo (como sí lo son la potencia generada, la velocidad de rotación o el grado de apertura de la válvula).

La velocidad de rotación es la variable que menos variaciones sufre, puesto que se realiza un control activo de la turbina para su óptima operación para velocidades en torno a 2.500 rpm. El control activo de la velocidad de rotación se realiza mediante la apertura y cierre de la válvula, la cual permanece abierta la mayor parte del tiempo, ya que apenas se llegan a alcanzar condiciones de oleaje tan energéticas que exijan cerrar la válvula. La evaluación de las vibraciones en la turbina T02 determina que alejarse de la velocidad de rotación óptima es dañino para las turbinas puesto que se incrementan las vibraciones, sobre todo en los meses de mayor oleaje. De hecho, el motivo de la falta de disponibilidad de datos de todas las turbinas es la sustitución de algunas de ellas debido a roturas o fallos.

Por otra parte, respecto a la influencia de la ubicación de las turbinas sobre la planta, las turbinas del ala derecha de la planta generan mayor potencia, por lo que se considera la mejor ubicación en la central. Sin embargo, al no disponer de los datos íntegros de las turbinas, el análisis de la ubicación en la planta no es tan preciso.

La comparación de la potencia generada en la planta con el flujo de energía de las olas en la Boya Bilbao Bizkaia confirma que existe un retardo de entre 3 y 5 horas entre ambas variables. Esto indica que la orientación de la planta y el aprovechamiento de la energía procedente de las olas es notable.

Las turbinas de la planta estudiadas han generado potencia de en torno a 3,9 kW de media para el periodo disponible, muy por debajo de la potencia nominal de 18,5 kW. Las turbinas operativas no llegan a alcanzar la potencia nominal ni en los meses de mayor oleaje. Además, no todas las turbinas están operativas en todo momento, con lo cual la energía producida por la planta (246.468,7 kWh de media anual) es menor que la inicialmente esperada (600.000 kWh).

Aumentar el número de turbinas operativas en cada momento es beneficioso tanto para mejorar el rendimiento de la planta, aumentando la potencia generada, como para caracterizar detalladamente el funcionamiento de la planta completa, mediante los registros de los parámetros de todas las turbinas. Para ello, es necesario garantizar el buen mantenimiento de las turbinas. De esta manera se evita inhabilitarlas durante el proceso de sustitución o reparación, periodo en el que dejan de generar potencia y de generar registros de datos. El uso de parámetros de operación de las turbinas como las vibraciones se utiliza para realizar el control y mantenimiento de los dispositivos, pero se podría mejorar analizando parámetros adicionales. De esta manera se favorece un mantenimiento preferentemente predictivo.

La energía undimotriz está muy lejos todavía de alcanzar el nivel de las energías renovables más asentadas. Para contextualizar, el nivel de generación eléctrica de la planta de Mutriku se podría comparar con la producción eléctrica eólica en Euskadi que es de 350 GWh anuales en sus 4 parques eólicos de 143 MW de potencia instalada total. La producción eléctrica supone un consumo equivalente a 116.666 hogares si se supone un consumo medio anual de 3000 kWh por hogar. Mientras que la planta de Mutriku, con una capacidad instalada de 296 kW, genera 246.468,7 kWh anualmente, es decir un consumo anual equivalente en torno a 85 hogares.

Sin embargo, la relevancia de la planta undimotriz de Mutriku es principalmente cualitativa y reside en que ha supuesto un hito en la energía undimotriz, siendo la primera y única planta de generación eléctrica a partir de la energía de las olas conectada a red ininterrumpidamente desde su puesta en marcha. Su estudio brinda una oportunidad para el avance de este tipo de energía, de las menos desarrolladas dentro de las energías renovables. Impulsar las energías renovables, especialmente la energía undimotriz por su gran potencial de crecimiento, es indispensable para favorecer su uso frente a las fuentes convencionales. Con ello se mitigan los efectos nocivos que conforman el cambio climático, causados por la explotación de las fuentes convencionales.

11. Perspectivas de futuro

La planta undimotriz de Mutriku favorece el desarrollo de la tecnología *OWC* gracias a sus características particulares: la conexión a red ininterrumpida desde 2011, la ubicación en un dique de abrigo, no necesariamente la de mayor potencial energético de la zona, y la disponibilidad de los datos de operación de las turbinas.

Su estudio permite caracterizar el funcionamiento de la planta, el aprovechamiento del recurso marino, la variabilidad del suministro eléctrico, el comportamiento de las turbinas tipo *Wells*, entre otros. Con ello se contribuye al desarrollo y validación de la tecnología *OWC* integrada en estructuras fijas, sirviendo de ejemplo para futuras plantas que podrían ubicarse en diques de abrigo similares, además de proporcionar conocimiento para la mejora y optimización de los dispositivos utilizados.

Otro ámbito de actuación es el de la mejora de la integración de este tipo de plantas undimotrices en la red eléctrica. Predecir el suministro eléctrico de una energía tan variable como la undimotriz es esencial para disminuir los efectos nocivos de la irregularidad del suministro sobre la red. Con los datos de operación de las turbinas de la planta de Mutriku se ha comprobado en este trabajo la gran influencia de la estacionalidad sobre la generación eléctrica, pero la alta variabilidad del oleaje en periodos más cortos precisa de estudios más exhaustivos.

La gran cantidad de registros almacenados en la base de datos de la planta undimotriz de Mutriku precisa de una gestión eficiente de los mismos basada en técnicas *Big Data*. Las nuevas técnicas *Big Data* de análisis de datos y de transmisión de información permiten facilitar la comprensión del funcionamiento de la planta así como difundir los resultados obtenidos. Con los avances en este tipo de métodos de tratamiento de datos, se puede mejorar la calidad de la caracterización del funcionamiento de la planta de Mutriku, agilizar los análisis e incluso poder utilizar los datos para el control activo de los parámetros en la propia planta.

En definitiva, para el desarrollo de la energía undimotriz es indispensable optimizar las tecnologías de conversión de la energía y para ello se debe analizar el funcionamiento en condiciones reales de proyectos de energía undimotriz, como la planta undimotriz de Mutriku. Esta planta sirve como base para el conocimiento del comportamiento de la tecnología *OWC* integrada en una estructura fija, y de hecho constata que la estrategia de aprovechamiento de una estructura como el dique de abrigo para la colocación de la planta es una gran solución que reduce costes y que además, garantiza la explotación del recurso energético de las olas.

Los siguientes pasos que deberían darse, con el objetivo de seguir explorando y desarrollando el campo de la energía undimotriz, serían la mejora del rendimiento de la planta y la optimización de la conexión a red.

12. Agradecimientos

En primer lugar, expresar mi gratitud al *BIMEP* y al *EVE* por proporcionarnos los datos de operación de las turbinas de la planta undimotriz de Mutriku necesarios para realizar el trabajo, así como los planos de la planta y de las turbinas. En particular agradecer encarecidamente a Jon Lekube del *EVE* su disponibilidad para resolver las dudas que le he planteado. Agradecer también a Puertos del Estado por facilitarnos los datos de la boya Bilbao-Bizkaia.

13. Bibliografía

- [1] WMO, *WMO statement on the state of the global climate in 2019*. 2020.
- [2] W. M. Organization y U. N. E. Programme, «United in Science: High-level Synthesis Report of Latest Climate Science Information convened by the Science Advisory Group of the UN Climate Action Summit 2019», 2019, Accedido: jun. 22, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://wedocs.unep.org/handle/20.500.11822/30023>.
- [3] R. B. Jackson *et al.*, «Global energy growth is outpacing decarbonization», *Environ. Res. Lett.*, vol. 13, n.º 12, p. 120401, 2018.
- [4] «AR5 Synthesis Report: Climate Change 2014 — IPCC». Accedido: jun. 22, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>.
- [5] «Report of the Secretary-General on the 2019 Climate Action Summit and the Way Forward in 2020», United Nations, dic. 2019.
- [6] V. Masson-Delmotte *et al.*, «Global warming of 1.5 C», *IPCC Spec. Rep. Impacts Glob. Warm. Of*, vol. 1, 2018.
- [7] «Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)», </publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>. </publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition> (accedido jun. 22, 2020).
- [8] «Wave Energy: Technology brief». Accedido: jun. 22, 2020. [En línea]. Disponible en: www.irena.org/publications/2014/Jun/Wave-energy.
- [9] «IRENA Renewable Capacity Statistics 2019». Accedido: jun. 22, 2020. [En línea]. Disponible en: www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019.
- [10] «Renewables 2019 Global Status Report», REN 21, 2019. [En línea]. Disponible en: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf.
- [11] ETIP Ocean (European Technology and Innovation Platform for Ocean Energy), «Powering Homes Today, Powering Nations Tomorrow. Policy Solutions to Deliver Ocean Energy Industrial Roll-Out». 2019, [En línea]. Disponible en: <https://www.etipocean.eu/assets/Uploads/ETIP-Ocean-Integrated-Strategy-2019-LR2.pdf>.
- [12] Unión Europea, «La política energética: Principios generales». [En línea]. Disponible en: https://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/es/FTU_2.4.7.pdf.
- [13] Unión Europea, «La energía renovable». 2020, [En línea]. Disponible en: https://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/es/FTU_2.4.9.pdf.
- [14] Comisión Europea, «La energía azul: Medidas necesarias para aprovechar el potencial de la energía oceánica de los mares y océanos europeos hasta 2020 y en adelante». [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2014:0008:FIN:ES:PDF>.
- [15] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030». [En línea]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf.

- [16] J. C. Mankins, «Technology readiness levels», *White Pap. April*, vol. 6, p. 1995, 1995.
- [17] Gobierno Vasco, «Estrategia Energética de Euskadi 2030». 2016, [En línea]. Disponible en: https://www.euskadi.eus/contenidos/informacion/estrategia_energetica_euskadi/es_def/adjuntos/3E2030_Estrategia_Energetica_Euskadi_v3.0.pdf.
- [18] E. Rusu y F. Onea, «A review of the technologies for wave energy extraction», *Clean Energy*, vol. 2, n.º 1, pp. 10-19, jul. 2018, doi: 10.1093/ce/zky003.
- [19] T. Aderinto y H. Li, «Ocean Wave Energy Converters: Status and Challenges», *Energies*, vol. 11, n.º 5, p. 1250, may 2018, doi: 10.3390/en11051250.
- [20] «EMEC». <http://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/>.
- [21] «AWS Ocean». <http://www.awsocan.com/technology.html>.
- [22] «Waveroller». <https://aw-energy.com/waveroller/>.
- [23] K. Tarrant y C. Meskell, «Investigation on parametrically excited motions of point absorbers in regular waves», *Ocean Eng.*, vol. 111, pp. 67-81, 2016.
- [24] M. A. Mustapa, O. B. Yaakob, Y. M. Ahmed, C.-K. Rheem, K. K. Koh, y F. A. Adnan, «Wave energy device and breakwater integration: A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 77, pp. 43-58, sep. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.110.
- [25] A. F. de O. Falcao, «First-Generation Wave Power Plants: Current Status and R&D Requirements», en *Volume 3: Materials Technology; Ocean Engineering; Polar and Arctic Sciences and Technology; Workshops*, Cancun, Mexico, ene. 2003, pp. 723-731, doi: 10.1115/OMAE2003-37366.
- [26] D. Vicinanza, L. Margheritini, J. Kofoed, y M. Buccino, «The SSG Wave Energy Converter: Performance, Status and Recent Developments», *Energies*, vol. 5, pp. 193-226, 2012, doi: 10.3390/en5020193.
- [27] «Wave dragon». <http://www.wavedragon.co.uk/>.
- [28] R. Gomes, J. Henriques, L. Gato, y A. de O. Falcão, «Hydrodynamic optimization of an axisymmetric floating oscillating water column for wave energy conversion», *Renew. Energy*, vol. 44, pp. 328-339, 2012.
- [29] Y. Washio *et al.*, «The offshore floating type wave power device" Mighty Whale": open sea tests», 2000.
- [30] Y. Torre-Enciso, I. Ortubia, L. I. Aguilera, y J. Marqués, «Mutriku Wave Power Plant: From the Thinking out to the Reality», *Proc. 8th Eur. Wave Tidal Energy Conf.*, pp. 319-329, 2009.
- [31] T. Heath, T. Whittaker, y C. Boake, «The design, construction and operation of the LIMPET wave energy converter (Islay, Scotland)[Land Installed Marine Powered Energy Transformer]», *Proc. 2001 Den. P Page S*, pp. 49-55, 2001.
- [32] A. F. O. Falcão y J. C. C. Henriques, «Oscillating-water-column wave energy converters and air turbines: A review», *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 1391-1424, ene. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.07.086.
- [33] A. Clément *et al.*, «Wave energy in Europe: current status and perspectives», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 6, n.º 5, pp. 405-431, 2002.

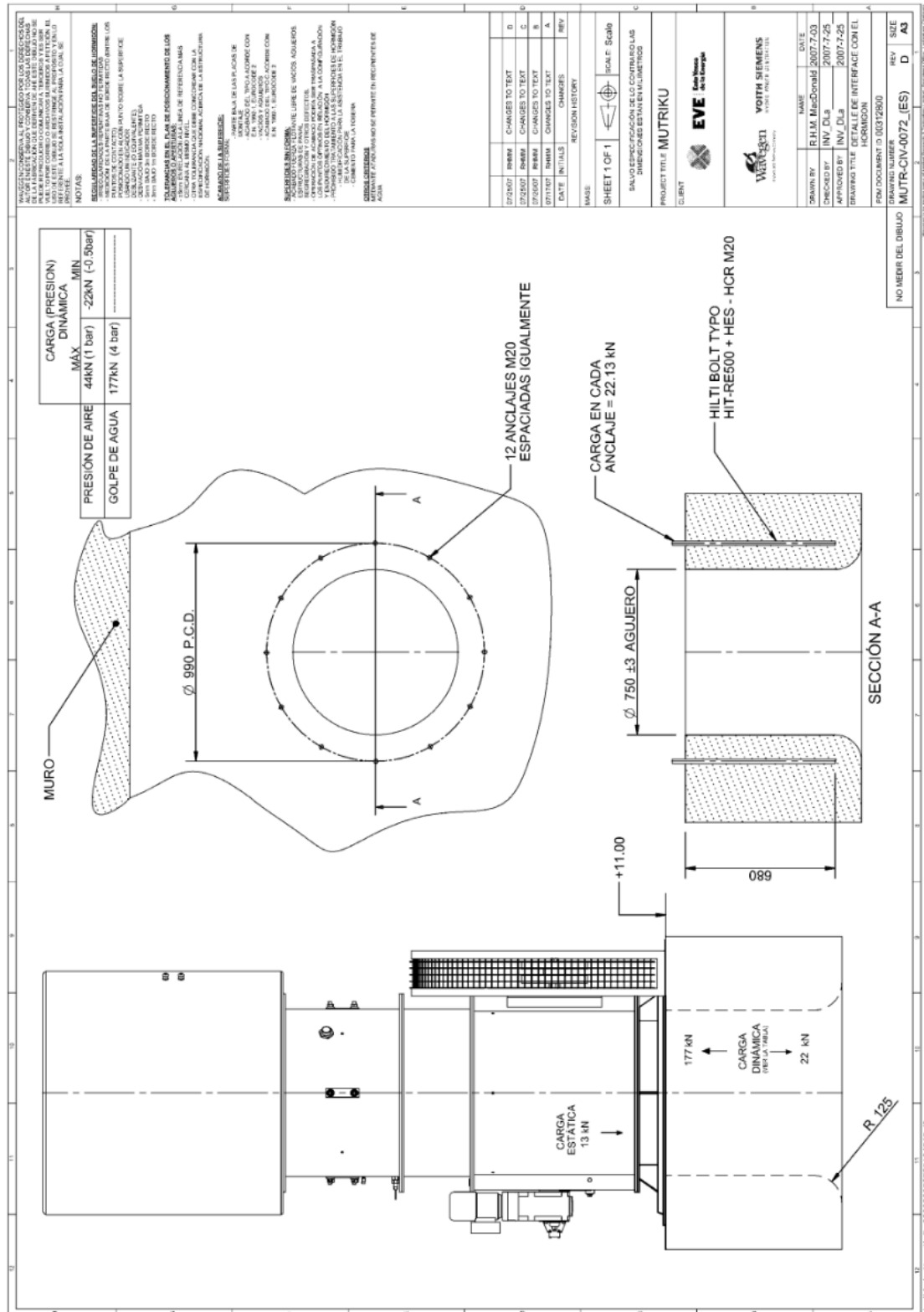
- [34] Y. Masuda, «An experience of wave power generator through tests and improvement», en *Hydrodynamics of ocean wave-energy utilization*, Springer, 1986, pp. 445–452.
- [35] T. Aderinto y H. Li, «Review on Power Performance and Efficiency of Wave Energy Converters», *Energies*, vol. 12, n.º 22, p. 4329, nov. 2019, doi: 10.3390/en12224329.
- [36] C. V. C. Weiss, R. Guanche, B. Ondiviela, O. F. Castellanos, y J. Juanes, «Marine renewable energy potential: A global perspective for offshore wind and wave exploitation», *Energy Convers. Manag.*, vol. 177, pp. 43-54, dic. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.09.059.
- [37] A. Ulazia, M. Penalba, G. Ibarra-Berastegui, J. Ringwood, y J. Saéñz, «Wave energy trends over the Bay of Biscay and the consequences for wave energy converters», *Energy*, vol. 141, pp. 624-634, dic. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.09.099.
- [38] J. Sjolte, «Marine renewable energy conversion: Grid and off-grid modeling, design and operation», 2014.
- [39] Naciones Unidas, «2030 Agenda for Sustainable Development». Accedido: jun. 22, 2020. [En línea]. Disponible en: https://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/70/1&Lang=S.
- [40] Naciones Unidas, «Declaración del Milenio». 2000, [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/spanish/milenio/ares552.pdf>.
- [41] Naciones Unidas, «Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo», 1992. <https://www.un.org/spanish/esa/sustdev/documents/declaracionrio.htm> (accedido jun. 22, 2020).
- [42] «Puerto de Mutriku», *Mutrikuko Udala*. <https://www.mutriku.eus/es/turismo/mutriku/puerto> (accedido jun. 22, 2020).
- [43] «Google Maps», *Google Maps*. <https://www.google.com/maps/place/20830+Motrico,+Guip%C3%BAzcoa/@43.307261,-2.38272,16z/data=!4m5!3m4!1s0xd51d9fe875c18b7:0x21dc82e79a908ab7!8m2!3d43.3059287!4d-2.3872807> (accedido jun. 23, 2020).
- [44] «La planta de energía de las olas de Mutriku bate un nuevo record de producción al generar 2 GWh - EVE». <https://www.eve.eus/Jornadas-y-Noticias/Noticias/La-planta-de-energia-de-las-olas-de-Mutriku-bate?lang=es-es#> (accedido jun. 23, 2020).
- [45] G. Ibarra-Berastegi, J. Sáenz, A. Ulazia, P. Serras, G. Esnaola, y C. Garcia-Soto, «Electricity production, capacity factor, and plant efficiency index at the Mutriku wave farm (2014–2016)», *Ocean Eng.*, vol. 147, pp. 20-29, ene. 2018, doi: 10.1016/j.oceaneng.2017.10.018.
- [46] J. Lekube, O. Ajuria, Y. Torre-Enciso, y D. Marina, «Big Data Management at Mutriku Wave Power Plant», p. 5, 2018.
- [47] P. Serras, G. Ibarra-Berastegi, J. Sáenz, y A. Ulazia, «Combining random forests and physics-based models to forecast the electricity generated by ocean waves: A case study of the Mutriku wave farm», *Ocean Eng.*, vol. 189, p. 106314, oct. 2019, doi: 10.1016/j.oceaneng.2019.106314.

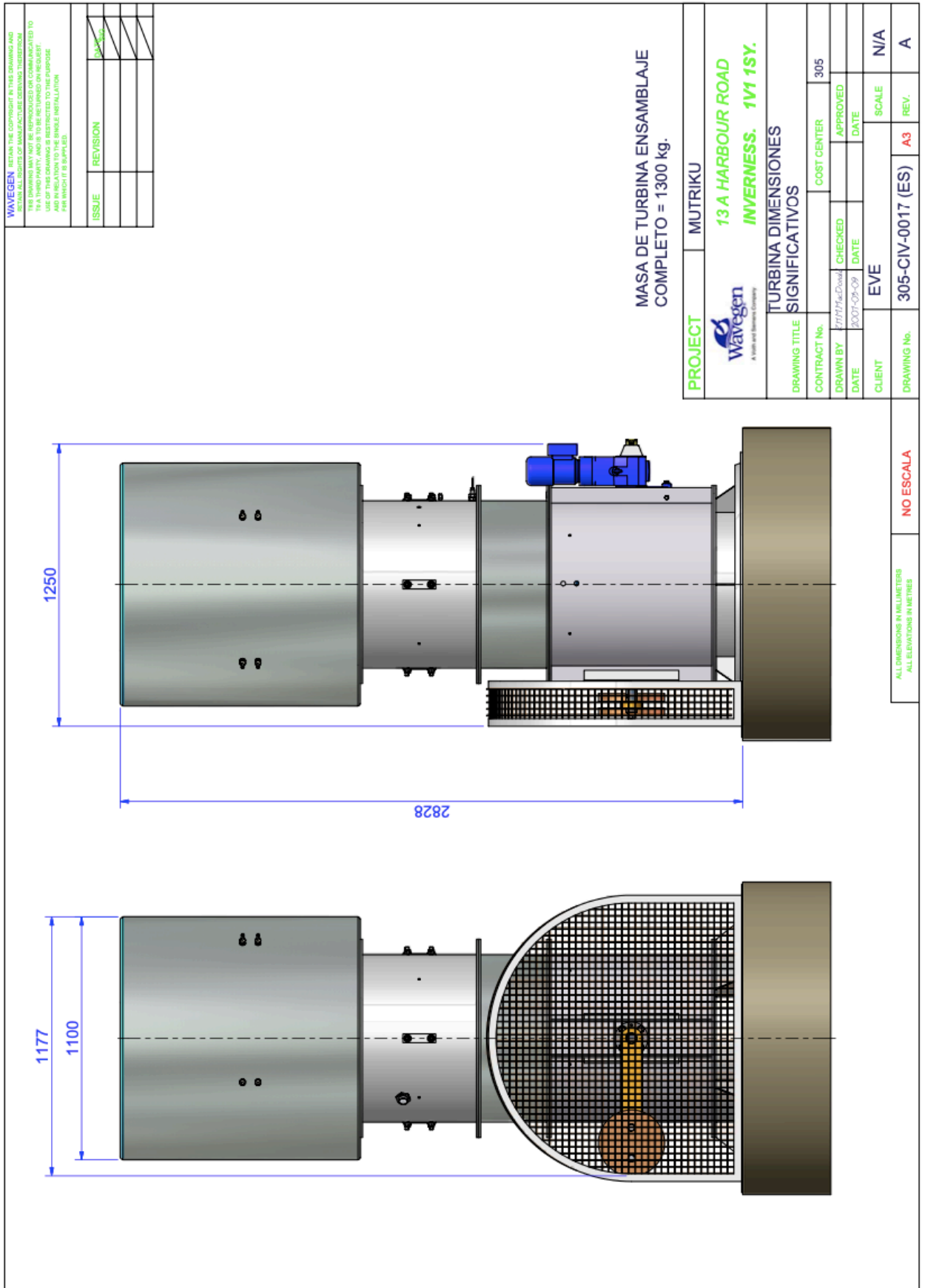
- [48] J. Lekube, O. Ajuria, M. Ibeas, I. Igareta, y A. Gonzalez, «Fatigue and Aerodynamic Loss in Wells Turbines: Mutriku Wave Power Plant Case», p. 7, 2018.
- [49] J. Lekube, A. Garrido, I. Garrido, E. Otaola, y J. Maseda, «Flow Control in Wells Turbines for Harnessing Maximum Wave Power», *Sensors*, vol. 18, n.º 2, p. 535, feb. 2018, doi: 10.3390/s18020535.
- [50] J. Lekube, A. J. Garrido, y I. Garrido, «Variable speed control in wells turbine-based oscillating water column devices: optimum rotational speed», *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 136, p. 012017, mar. 2018, doi: 10.1088/1755-1315/136/1/012017.
- [51] E. Otaola, A. J. Garrido, J. Lekube, y I. Garrido, «A Comparative Analysis of Self-Rectifying Turbines for the Mutriku Oscillating Water Column Energy Plant», *Complexity*, vol. 2019, pp. 1-14, ene. 2019, doi: 10.1155/2019/6396904.
- [52] A. F. Zuur, E. N. Ieno, y E. H. W. G. Meesters, *A beginner's guide to R*. Dordrecht ; New York: Springer, 2009.
- [53] S. Wold, K. Esbensen, y P. Geladi, «Principal component analysis», *Chemom. Intell. Lab. Syst.*, vol. 2, n.º 1-3, pp. 37-52, 1987.

14. Anexos

14.1. Planos de la planta undimotriz de Mutriku

Todos los planos adjuntos son cortesía del EVE.





14.2. Código del tratamiento de los datos de las turbinas

Código elaborado para los datos de agosto 2018 de la turbina T02. La estructura es semejante a la aplicada en los datos de los demás meses de la turbina T02 y en las demás turbinas.

```
1. delete.na <- function(DF, n=0) {
2.   DF[rowSums(is.na(DF)) <= n,]
3. }
4. myfiles <- list.files(pattern="*.csv", full.names=TRUE)
5. t02extra_AGOSTO2018csv <- ldply(myfiles, read.delim2, sep="\t")
6. #class(t02extra_AGOSTO2018csv)
7. class(t02extra_AGOSTO2018csv[,1])#fecha: factor
8. class(t02extra_AGOSTO2018csv[,2])#time stamp: factor
9. class(t02extra_AGOSTO2018csv[,3])#grado apertura: integer
10. class(t02extra_AGOSTO2018csv[,4])#rpm integer
11. class(t02extra_AGOSTO2018csv[,5])#potencia factor
12. class(t02extra_AGOSTO2018csv[,6])#presion integer
13. class(t02extra_AGOSTO2018csv[,7])#vibraciones factor
14. class(t02extra_AGOSTO2018csv[,8])#flow integer
15. class(t02extra_AGOSTO2018csv[,9])#presion estática: integer
16. #Pasar a formato numérico
17. t02extra_AGOSTO2018csv[,5]<-as.numeric(as.character(t02extra_AGOSTO2018csv[,5]))
18. t02extra_AGOSTO2018csv[,7]<-as.numeric(as.character(t02extra_AGOSTO2018csv[,7]))
19. #Eliminar la última línea (corresponde a mes siguiente)
20. t02extra_AGOSTO2018csv[5184030,]<- NA
21. t02extra_AGOSTO2018csv <- delete.na(t02extra_AGOSTO2018csv)
22. #Eliminar fechas duplicadas (cada día a las 0:00:00,00)
23. t02extra_AGOSTO2018csv <- t02extra_AGOSTO2018csv[!duplicated(t02extra_AGOSTO2018csv[,c('
Date','Time')]),]
24. #Eliminar las potencias positivas porque no son potencias generadas
25. t02extra_AGOSTO2018csv[,5][t02extra_AGOSTO2018csv[,5]>=0] <- NA
26. AGOSTO2018csv <- delete.na(t02extra_AGOSTO2018csv)
27. AGOSTO2018csv$T02_Power_kW<-AGOSTO2018csv$T02_Power_kW *(-1)
28. #Juntar columnas tiempo + fecha y pasarlo a formato de tiempo
29. AGOSTO2018csv$Date <- paste(AGOSTO2018csv$Date,AGOSTO2018csv$Time)
30. AGOSTO2018csv$Time <- NULL
31. colnames(AGOSTO2018csv)[colnames(AGOSTO2018csv) == 'Date'] <- 'Date_Time'
32. AGOSTO2018csv$Date_Time<-
as.POSIXct(AGOSTO2018csv$Date_Time, format="%d/%m/%Y %H:%M:%S")
33. #agrupar en 10 minutos y hacer medias de cada columna
34. AGOSTO2018csv$by10 = cut(AGOSTO2018csv$Date_Time, breaks="10 min")
35. Grado_apertura= aggregate(T02_DamperActualPosition_Deg ~ by10, FUN=mean, data=AGOSTO2018
csv)
36. Rpm= aggregate(T02_Motor_rpm ~ by10, FUN=mean, data=AGOSTO2018csv)
37. Potencia= aggregate(T02_Power_kW ~ by10, FUN=mean, data=AGOSTO2018csv)
38. Presion= aggregate(T02_Pressure_Pa ~ by10, FUN=rms, data=AGOSTO2018csv)
39. Vibraciones= aggregate(T02_Vibration_mmms ~ by10, FUN=mean, data=AGOSTO2018csv)
40. Flujo= aggregate(T02_WFlow2_Pa ~ by10, FUN=mean, data=AGOSTO2018csv)
41. Presion_estatica= aggregate(T02_WStaticPressure_Pa ~ by10, FUN=mean, data=AGOSTO2018csv)
42. #agosto 2018 entero con medias de 10 minutos
43. Agosto2018_limpio<-
cbind(Grado_apertura,Rpm[,2],Potencia[,2],Presion[,2],Vibraciones[,2],
44. Flujo[,2],Presion_estatica[,2])
```


14.3. Código del tratamiento de los datos de la boya Bilbao-Bizkaia

Código elaborado para el tratamiento de los datos de la boya Bilbao-Bizkaia.

```
1. delete.na <- function(DF, n=0) {
2.   DF[rowSums(is.na(DF)) <= n,]
3. }
4. boya<-
5.   read.table("REDEXT_T_HIS_BilbaoVizcaya_cut.csv",sep="", row.names=NULL)
6.   colnames(boya)
7.   #Juntar las columnas de la marca de tiempo
8.   boya$V1 <- paste(boya$V1,boya$V2,boya$V3,boya$V4)
9.   boya$V2<-NULL
10.  boya$V3<-NULL
11.  boya$V4<-NULL
12.  #dar formato temporal
13.  colnames(boya)[colnames(boya) == 'V1'] <- 'Date_Time'
14.  boya$Date_Time<-as.POSIXct(boya$Date_Time,format="%Y %m %d %H")
15.  #renombrar columnas de datos Hm y Tm
16.  colnames(boya)[colnames(boya) == 'V5'] <- 'Hm0'
17.  colnames(boya)[colnames(boya) == 'V6'] <- 'Tm02'
18.  #dar formato numérico a los datos
19.  boya[,5]<-as.numeric(as.character(boya[,5]))
20.  boya[,6]<-as.numeric(as.character(boya[,6]))
21.  boya[,22]<-as.numeric(as.character(boya[,22]))
22.  #eliminar datos no fiables
23.  boya[,22][boya[,22]>=3] <- NA
24.  boya <- delete.na(boya)
25.  save(boya,file='BoyaBBBlimpia.RData')
26.  #añadir categoría mensual
27.  monthOrder <- c('Aug', 'Sep', 'Oct', 'Nov', 'Dec', 'Jan', 'Feb', 'Mar', 'Apr',
28.    'May', 'Jun',
29.    'Jul')
30.  boya$Month <- factor(format(boya$Date_Time, "%b"), levels = monthOrder)
31.  boxplot(boya[,4]~Month,boya)
32.  #añadir columna de WEF a partir de los valores de Hm y Tm
33.  boyaWEF<-data.frame(boya$Date_Time,boya$Hm0,boya$Tm02)
34.  boyaWEF$WEF<-(boya$Tm02*boya$Hm0*boya$Hm0*0.49)
35.  #guardar archivo
36.  save(boyaWEF,file='BoyaBBBconWEF.RData')
```

14.4. Código de la elaboración de los diagramas de cajas y bigotes

Código creado para elaborar el diagrama de cajas y bigotes de la potencia generada en planta completa. La estructura es semejante para los diagramas de la planta completa y de cada turbina de las demás variables: presión, velocidad de rotación y grado de apertura.

```
1. #eliminar marcas de tiempo
2. PotenciaMinutosT02$by10<-NULL
3. PotenciaMinutosT03$by10<-NULL
4. PotenciaMinutosT04$by10<-NULL
5. PotenciaMinutosT07$by10<-NULL
6. PotenciaMinutosT08$by10<-NULL
7. PotenciaMinutosT13$by10<-NULL
8. PotenciaMinutosT14$by10<-NULL
9. #agrupar los datos cada turbina en un solo archivo
10. Potencia_Planta<-
    cbindX(PotenciaMinutosT02,PotenciaMinutosT03,PotenciaMinutosT04,
11.         PotenciaMinutosT07,PotenciaMinutosT08,
12.         PotenciaMinutosT13,PotenciaMinutosT14)
13. #renombrar columnas de datos con la turbina correspondiente
14. names(Potencia_Planta)[1] <- "T02"
15. names(Potencia_Planta)[2] <- "T03"
16. names(Potencia_Planta)[3] <- "T04"
17. names(Potencia_Planta)[4] <- "T07"
18. names(Potencia_Planta)[5] <- "T08"
19. names(Potencia_Planta)[6] <- "T13"
20. names(Potencia_Planta)[7] <- "T14"
21. save(Potencia_Planta,file='PotenciaPlanta.RData')
22. #agregar turbinas sin datos
23. vacios<- c("T01", "T05", "T06", "T09", "T10", "T11", "T12", "T15", "T16")
24. Potencia_Planta[, vacios] <- NA
25. Potencia_Planta<-Potencia_Planta[c(8,1,2,3,9,10,4,5,11,12,13,14,6,7,15,16)]
26. #realizar el diagrama de cajas y bigotes
27. boxplot(Potencia_Planta,ylab="[kW]",
28.         xlab="Turbina",main="Mutriku. Potencia total",
29.         xaxt="n")
30. axis(1,at=seq(1,16,1),labels=names(Potencia_Planta),cex.axis=0.6)
31. #agregar línea de potencia media
32. potmed1<-colMeans(Potencia_Planta,na.rm=TRUE)
33. potmed2<-mean(potmed1,na.rm=TRUE)
34. segments(0,potmed2,17,potmed2,lwd=2,lty=3,col="red")
35. t1<-paste("Potencia media =",round(potmed2,2),"kW",sep="")
36. text(3,5,t1,font=4,col="red",cex=0.7)
37. #obtener los valores estadísticos del diagrama
38. A <- boxplot(Potencia_Planta)
39. mytable <- A$stats
40. colnames(mytable)<-A$names
41. rownames(mytable)<-c('min','lower quartile','median','upper quartile','max')
42. save(mytable,file='PercentilesPotencia.RData')
```

14.5. Código de la correlación entre la potencia generada y el WEF

Código creado para obtener el retardo y el coeficiente de correlación entre los valores de potencia generada en la planta y el WEF en la boya.

```
1. #eliminar marcas de tiempo de los datos de potencia
2. PotenciaHorasT02$Date<-NULL
3. PotenciaFULLT03$Date<-NULL
4. PotenciaCompletaT04$Date<-NULL
5. PotenciaFULLT07$Dateby60<-NULL
6. PotenciaHorasT08$Date<-NULL
7. PotenciaHorasT13$Date<-NULL
8. PotenciaHorasT14$Date<-NULL
9. #agrupar datos en un solo archivo
10. potenciaplanta<-cbind(BoyaCompleta,PotenciaHorasT02,PotenciaFULLT03,
11.                       PotenciaCompletaT04,PotenciaFULLT07,PotenciaHorasT08,
12.                       PotenciaHorasT13,PotenciaHorasT14)
13. #obtener la media horaria de potencia generada en la planta
14. Medias<-rowMeans(potenciaplanta[,3:10])
15. potenciaplanta$media <- rowMeans(potenciaplanta[c('T02_Power_kw','T03_Power_kw',
16.           'T04_Power_kw','T07_Power_kw','T08_Power_kw','T13_Power_kw','T14_Power_kw')]
17.           , na.rm = TRUE)
18. PotenciamediaPlanta<-select(potenciaplanta$media)
19. PotenciamediaPlanta<-potenciaplanta %>% select(media)
20. save(PotenciamediaPlanta,file='PotenciamediaPlanta.RData')
21. #mantener sólo el dato WEF horario de la boya
22. boyawEF$boya.Hm0<-NULL
23. boyawEF$boya.Tm02<-NULL
24. boyawEF$Month<-NULL
25. boyawEF<-pad(boyawEF)
26. #convertir datos de la boya al uso horario de la planta
27. boyawEF$boya.Date_Time<-as.POSIXlt(boyawEF$boya.Date_Time,tz="GMT")
28. boyawEF$timezone<-boyawEF
29. save(boyawEF$timezone,file='WEFtimezone.RData')
30. #coeficiente de correlación entre ambas series de datos
31. cor(boyawEF$timezone,PotenciamediaPlanta,use="complete.obs")
32. #gráfica de correlación cruzada entre ambas series de datos
33. cv<-ccf(boyawEF$timezone,PotenciamediaPlanta,na.action = na.pass,
34.         main='Correlación entre Potencia [kW] de la planta completa y WEF [kW/
35.           m]',
36.         ylab='Coeficiente de Correlación', xlab='Retardo [h]')
37. #gráfica de correlación entre ambas series de datos
38. x2<-data.frame(boyawEF$timezone,PotenciamediaPlanta)
39. plot(x2,main='Correlación entre Potencia media de la Planta [kW] en t (h) y
40.       WEF [kW/m] en t-3 (h)',
41.       ylab='Potencia media planta [kW] en t (h)', xlab='WEF[kW/m] en t-3
42.       (h)')
```

14.6. Código de la gráfica de las medias mensuales de las variables de las turbinas

Código de elaboración de la gráfica de las medias mensuales de las variables potencia, presión y grado de apertura de las turbinas.

```
1. #agrupar variables
2. PotenciaPlantaMinutos<-
   cbindX(PotenciaMinutosT03,PotenciaMinutosT04,PotenciaMinutosT07,
3. PotenciaMinutosT08,PotenciaMinutosT13,PotenciaMinutosT14)
4.
5. PresionPlantaMinutos<-cbindX(PresionMinutosT03,PresionMinutosT04,
6. PresionMinutosT07,PresionMinutosT08,PresionMinutosT13,PresionMinutosT14)
7.
8. PosicionPlantaMinutos<-cbindX(PosicionMinutosT03,PosicionMinutosT04,
9. PosicionMinutosT07,PosicionMinutosT08,PosicionMinutosT13,PosicionMinutosT14)
10.
11. #obtener la media de la planta en cada instante
12. PotenciaPlantaMinutos$media <- rowMeans(PotenciaPlantaMinutos[c('T03','T04',
   'T07','T08','T13','T14')], na.rm = TRUE)
13. PresionPlantaMinutos$media <- rowMeans(PresionPlantaMinutos[c('T03',
14. 'T04','T07','T08','T13','T14')], na.rm = TRUE)
15. PosicionPlantaMinutos$media <- rowMeans(PosicionPlantaMinutos[c('T03',
16. 'T04','T07','T08','T13','T14')], na.rm = TRUE)
17. #añadir categorías temporales
18. PotenciaPlantaMinutos$Date <- as.Date(PotenciaPlantaMinutos$by10)
19. PotenciaPlantaMinutos$Time <- format(as.POSIXct(PotenciaPlantaMinutos$by10) ,f
   ormat = "%H:%M:%S")
20. PotenciaPlantaMinutos$by10<-NULL
21. monthOrder <- c('Aug','Sep','Oct','Nov','Dec', 'Jan', 'Feb', 'Mar', 'Apr', 'Ma
   y', 'Jun',
22. 'Jul')
23. PotenciaPlantaMinutos$Month <- factor(format(PotenciaPlantaMinutos$Date, "%b")
   , levels = monthOrder)
24. save(PotenciaPlantaMinutos,file='PotenciaPlantaMedia.RData')
25.
26. PresionPlantaMinutos$Date <- as.Date(PresionPlantaMinutos$by10)
27. PresionPlantaMinutos$Time <- format(as.POSIXct(PresionPlantaMinutos$by10) ,for
   mat = "%H:%M:%S")
28. PresionPlantaMinutos$by10<-NULL
29. monthOrder <- c('Aug','Sep','Oct','Nov','Dec', 'Jan', 'Feb', 'Mar', 'Apr', 'Ma
   y', 'Jun',
30. 'Jul')
31.
32. PresionPlantaMinutos$Month <- factor(format(PresionPlantaMinutos$Date, "%b"),
   levels = monthOrder)
33. save(PresionPlantaMinutos,file='PresionPlantaMedia.RData')
34.
35. PosicionPlantaMinutos$Date <- as.Date(PosicionPlantaMinutos$by10)
36. PosicionPlantaMinutos$Time <- format(as.POSIXct(PosicionPlantaMinutos$by10) ,f
   ormat = "%H:%M:%S")
37. PosicionPlantaMinutos$by10<-NULL
38. monthOrder <- c('Aug','Sep','Oct','Nov','Dec', 'Jan', 'Feb', 'Mar', 'Apr', 'M
   ay', 'Jun',
39. 'Jul')
40. PosicionPlantaMinutos$Month <- factor(format(PosicionPlantaMinutos$Date, "%b")
   , levels = monthOrder)
41. save(PosicionPlantaMinutos,file='PosicionPlantaMedia.RData')
42.
43. #unificar periodos de los datos para el gráfico (datos T02 y resto de turbinas
   periodos distintos!)
```

```
44. months <-
  rep(c('Aug', 'Sep', 'Oct', 'Nov', 'Dec', 'Jan', 'Feb', 'Mar', 'Apr', 'May', 'Jun',
45.           'Jul'), 3)
46. mediaGrados<-
  tapply(X = PosicionPlantaMinutos$media, INDEX = PosicionPlantaMinutos$Month, FUN
  N = mean)
47. mediaPotencia<-
  tapply(X = PotenciaPlantaMinutos$media, INDEX = PotenciaPlantaMinutos$Month, FUN
  N = mean)
48. mediaPotencia<-mediaPotencia*1000
49. mediaPresion<-
  tapply(X = PresionPlantaMinutos$media, INDEX = PresionPlantaMinutos$Month, FUN
  = mean)
50. serie3 <-c(mediaGrados,mediaPotencia,mediaPresion)
51. type <-
  c(rep("Grado apertura [°]", 12), rep("Potencia [W]", 12),rep("Presion [Pa]",12
  ))
52. grafico <-data.frame(months, serie3, type)
53. #... ídem con t02 y unificar
54. graficoplanta<-cbind(grafico,graficot02)
55. names(graficoplanta)[4]<-"meses"
56. graficoplanta$meses<-NULL
57. graficoplanta$typet02<-NULL
58. graficoplanta$media <- rowMeans(graficoplanta[c('serie3','serie3t02')], na.rm
  = TRUE)
59. graficoplanta$serie3<-NULL
60. graficoplanta$serie3t02<-NULL
61. names(graficoplanta)[3]<-"serie3"
62. graficoplanta$months <-factor(graficoplanta$months,
63.           levels = c('Aug', 'Sep', 'Oct', 'Nov', 'Dec', 'Jan', '
  Feb', 'Mar', 'Apr', 'May', 'Jun',
64.           'Jul'))
65. p <-ggplot(graficoplanta, aes(months, serie3))
66. #gráfico de puntos de las medias mensuales de las variables
67. p +geom_point(stat = 'identity',aes(color=type))+
68.   ggtitle("Medias Mensuales Planta")+
69.   labs(y='Potencia [W]',color='',x='Meses')+
70.   scale_y_continuous(sec.axis = sec_axis(~ . + 10,name="Presión [Pa]"))+
71.   geom_hline(yintercept = mean(graficoplanta[1:12,3]), color='coral',lwd=0.5,l
  ty=2)+
72.   geom_hline(yintercept = mean(graficoplanta[13:24,3]), color='#00BA38',lwd=0.
  5,lty=2)+
73.   geom_hline(yintercept = mean(graficoplanta[25:36,3]),color='#619CFF',lwd=0.5
  ,lty=2 )
```

14.7. Gráficas de potencia generada de cada turbina

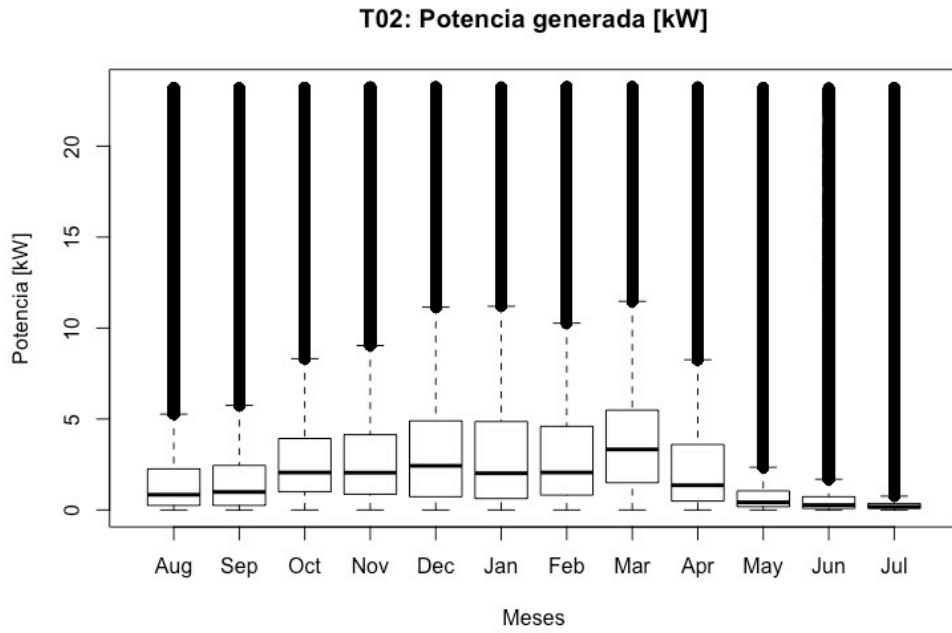


Figura 33: Potencia generada [kW] en la turbina T02.

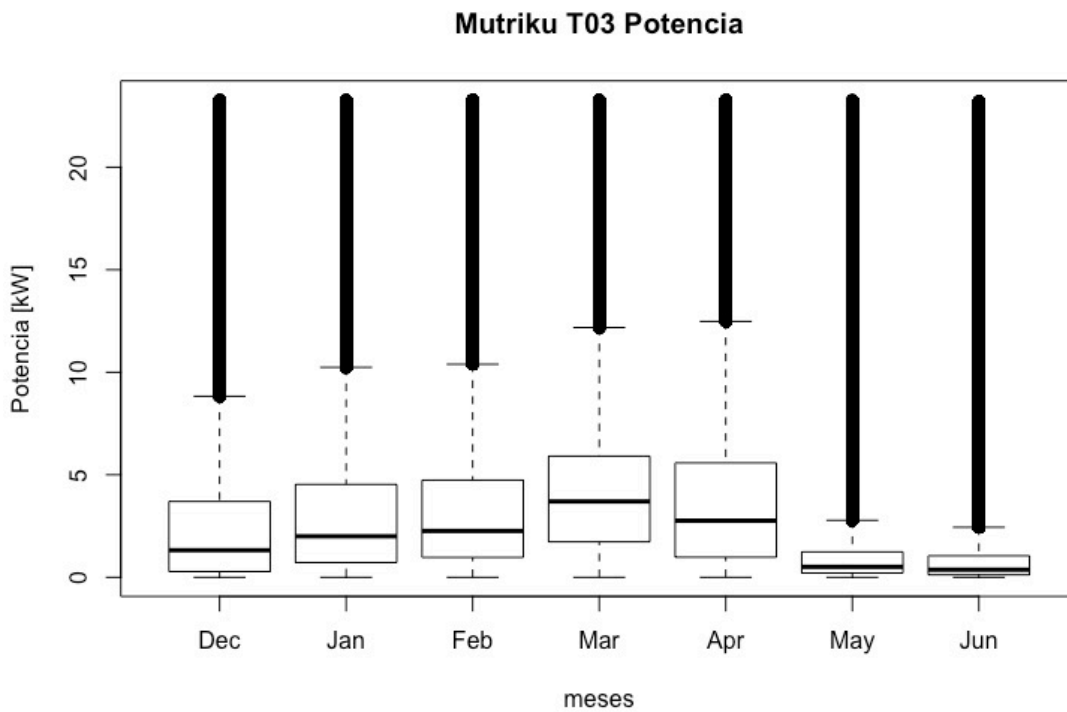


Figura 34: Potencia generada [kW] en la turbina T03.

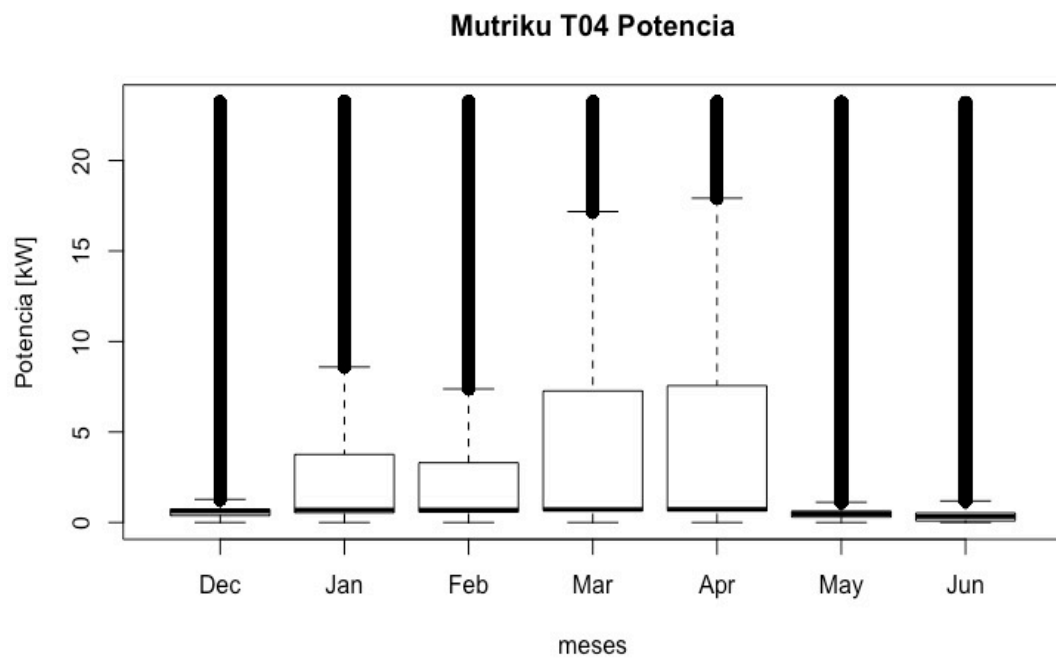


Figura 35: Potencia generada [kW] en la turbina T04.

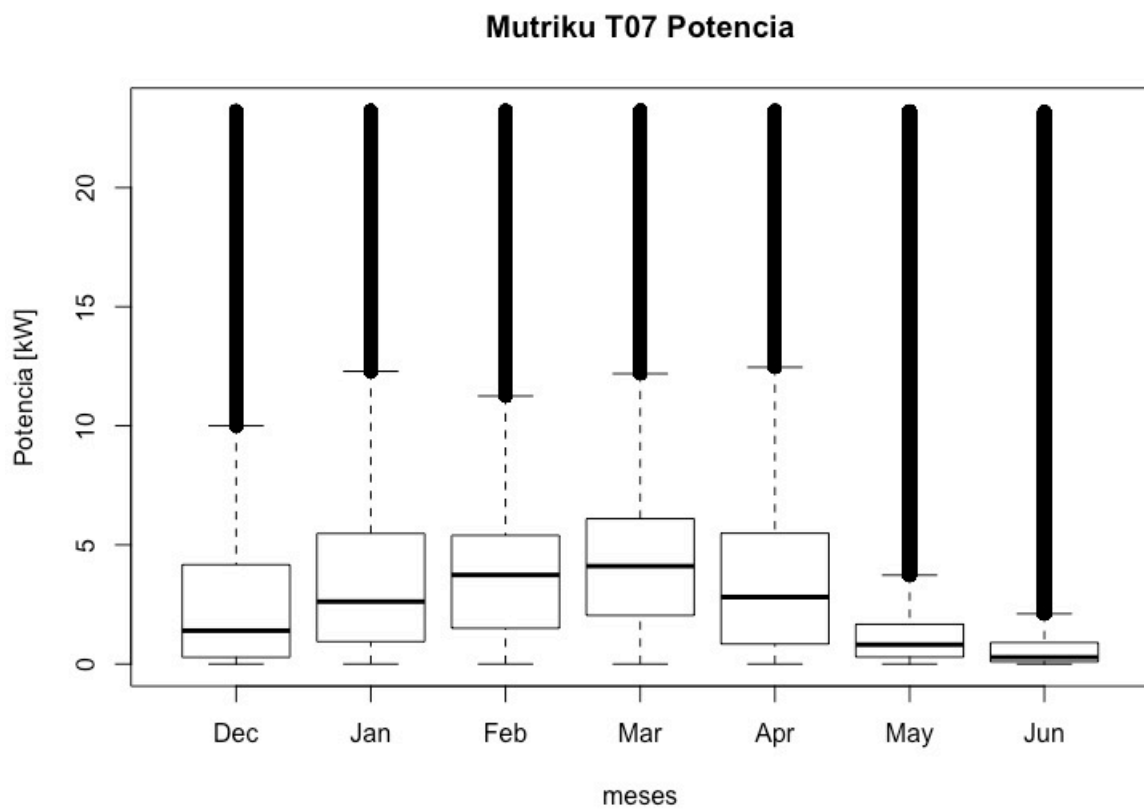


Figura 36: Potencia generada [kW] en la turbina T07.

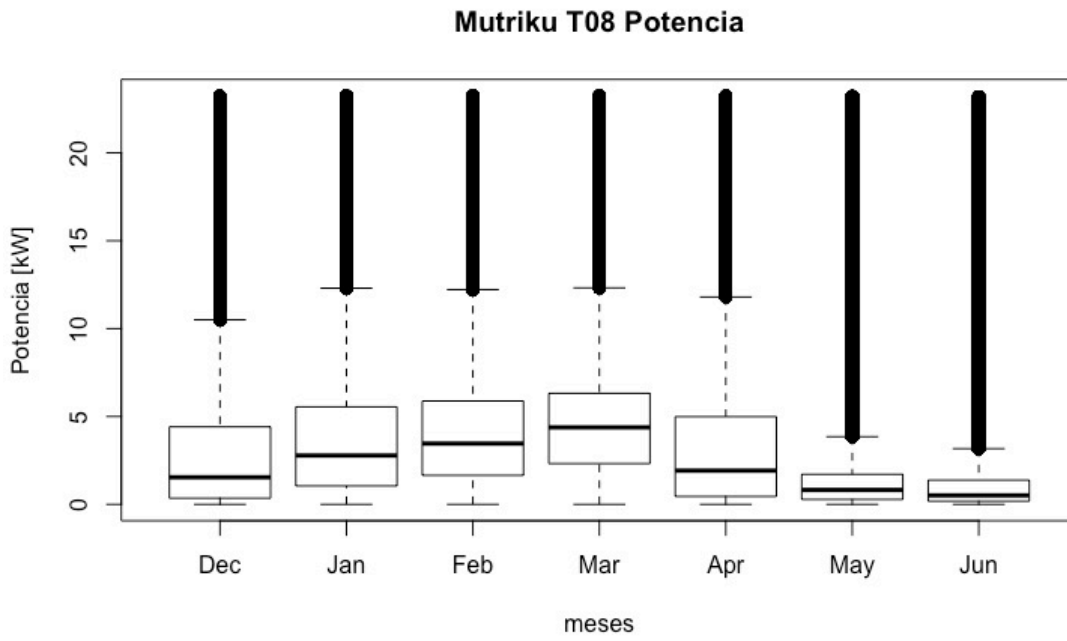


Figura 37: Potencia generada [kW] en la turbina T08.

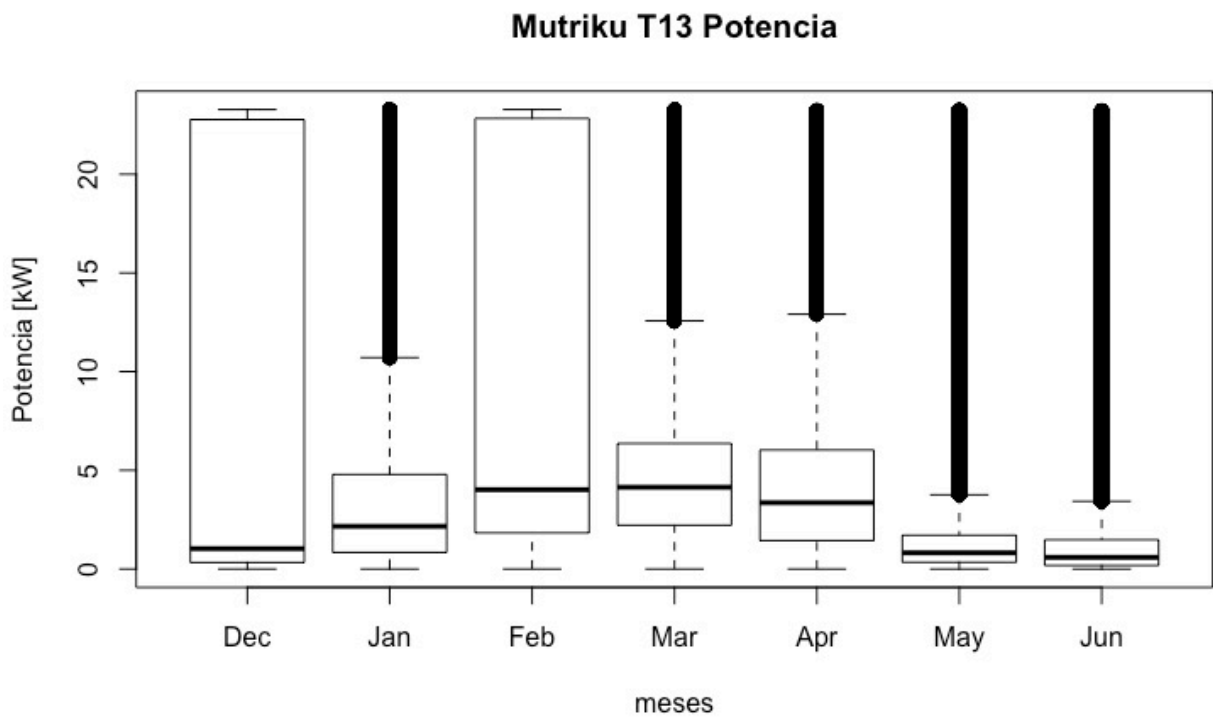


Figura 38: Potencia generada [kW] en la turbina T13.

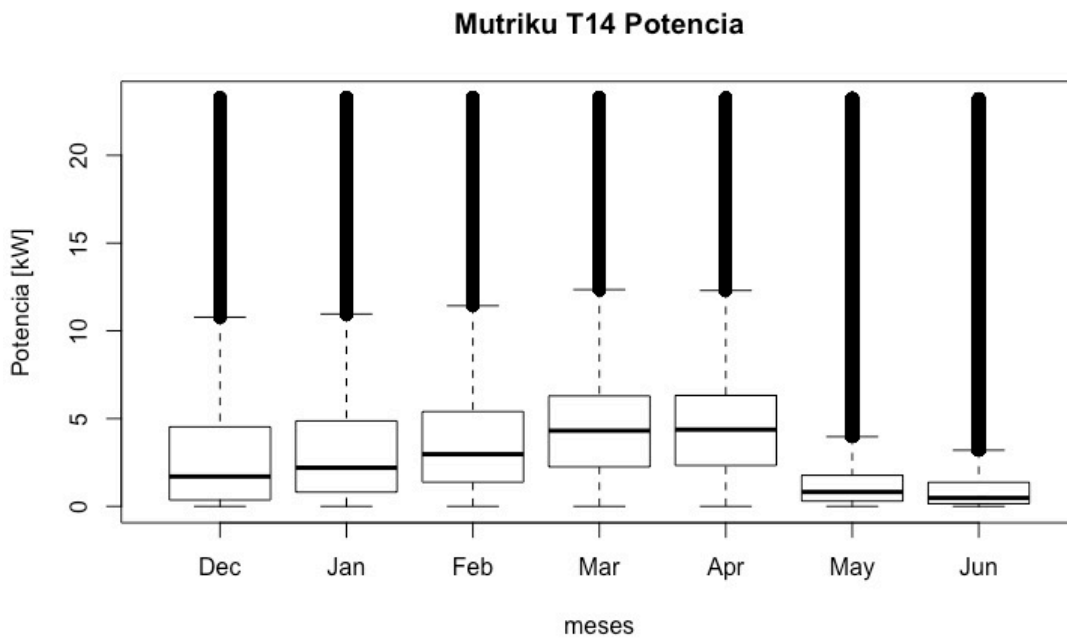


Figura 39: Potencia generada [kW] en la turbina T14.

14.8. Gráficas de velocidad de rotación de cada turbina

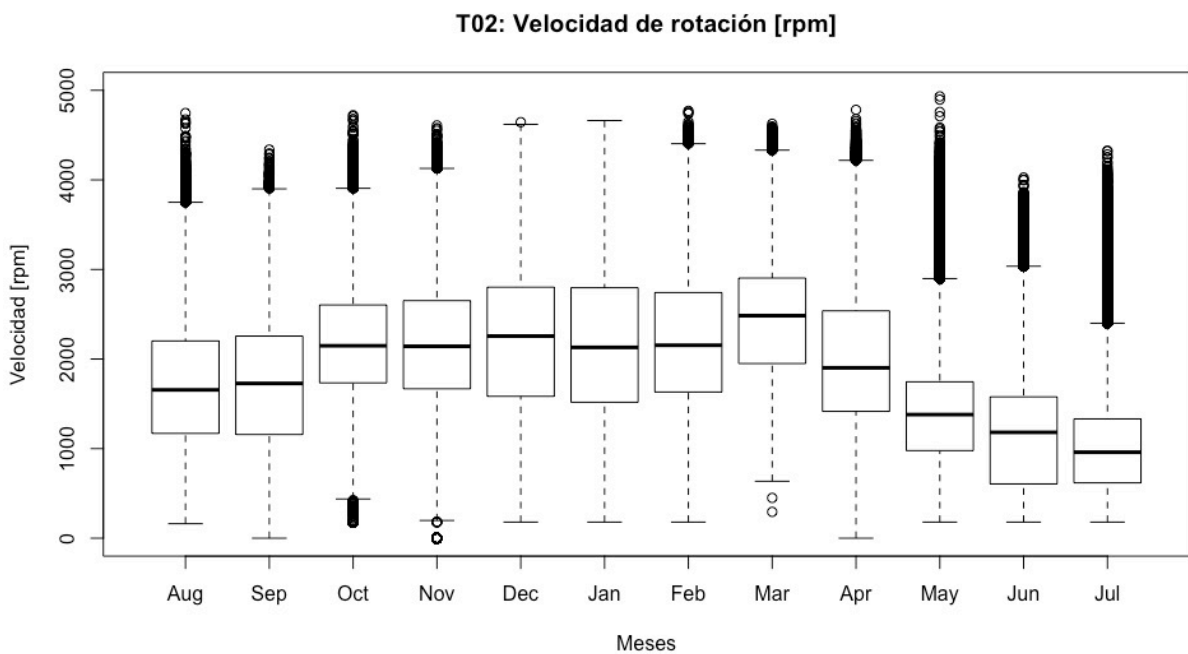


Figura 40: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T02.

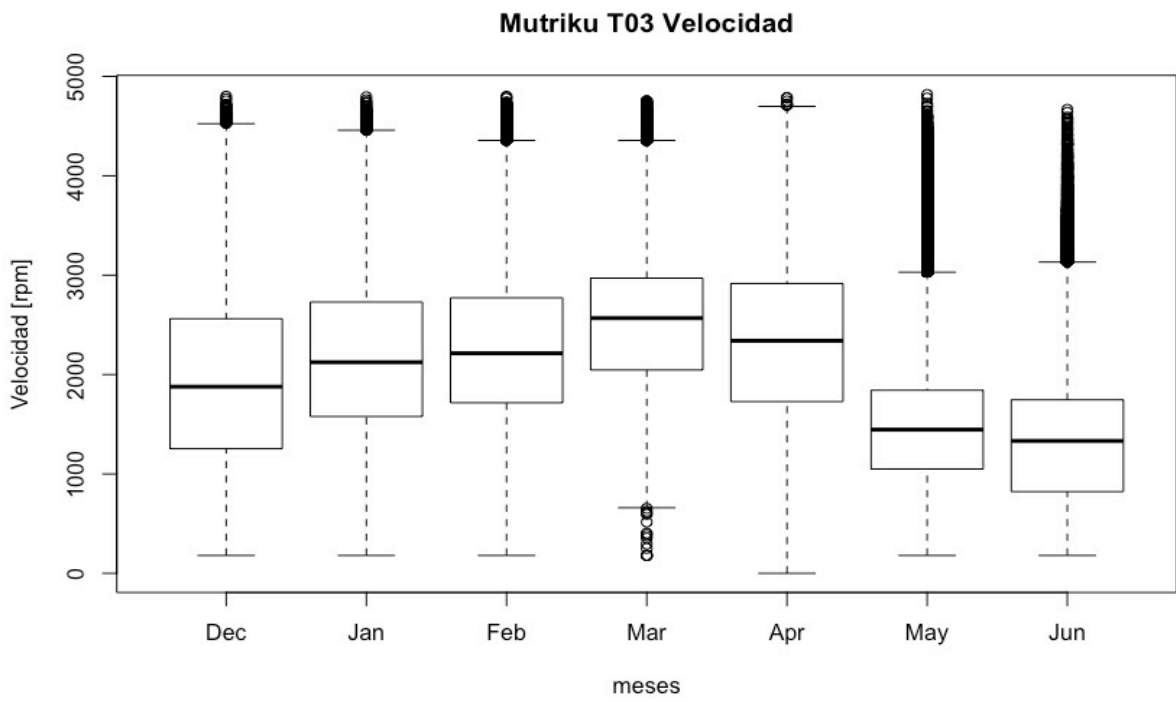


Figura 41: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T03.

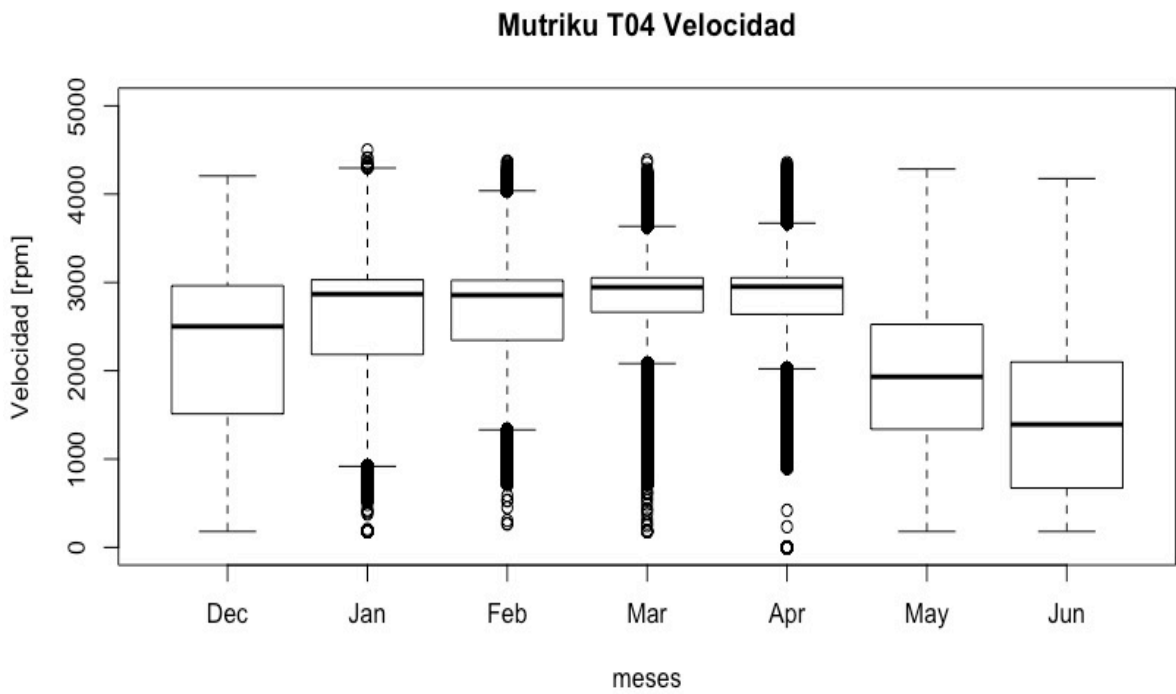


Figura 42: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T04.

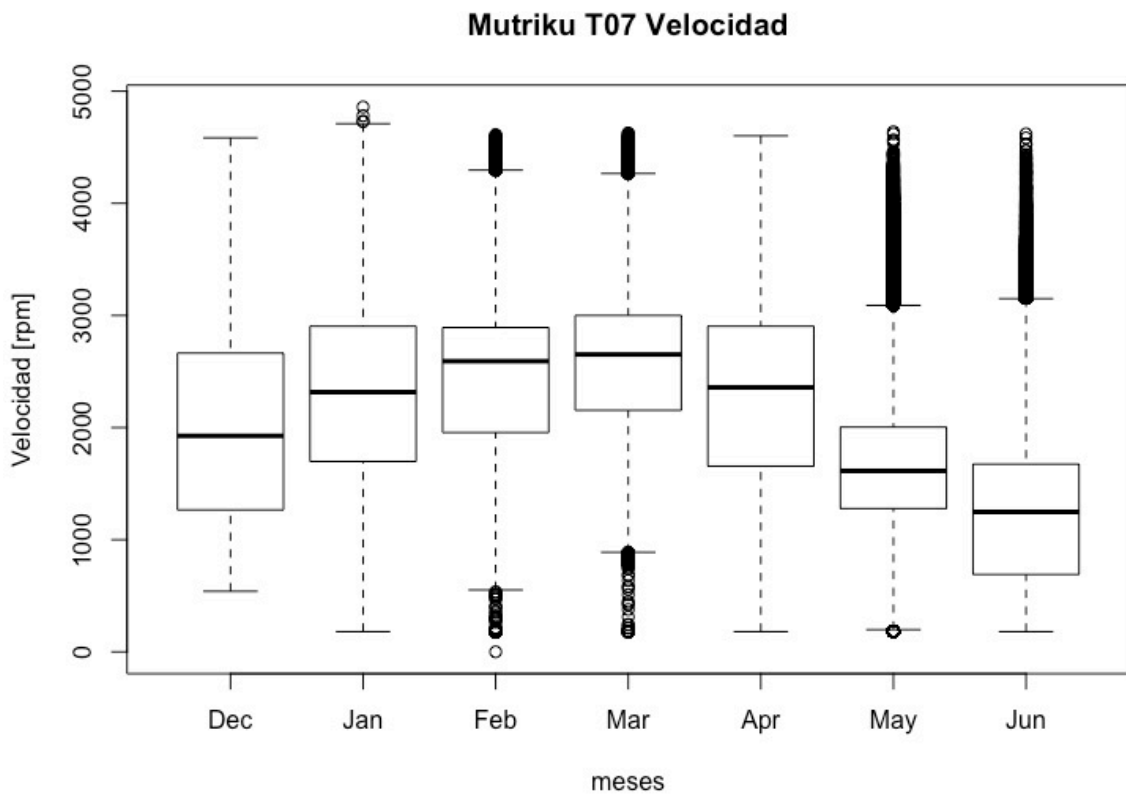


Figura 43: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T07.

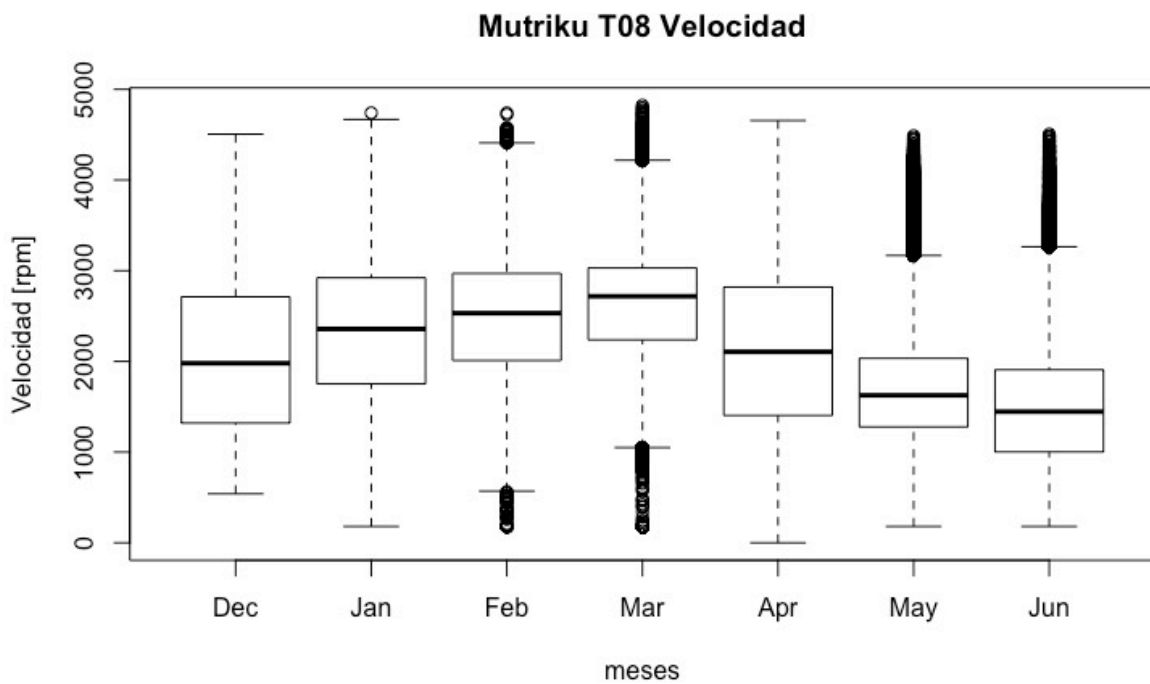


Figura 44: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T08.

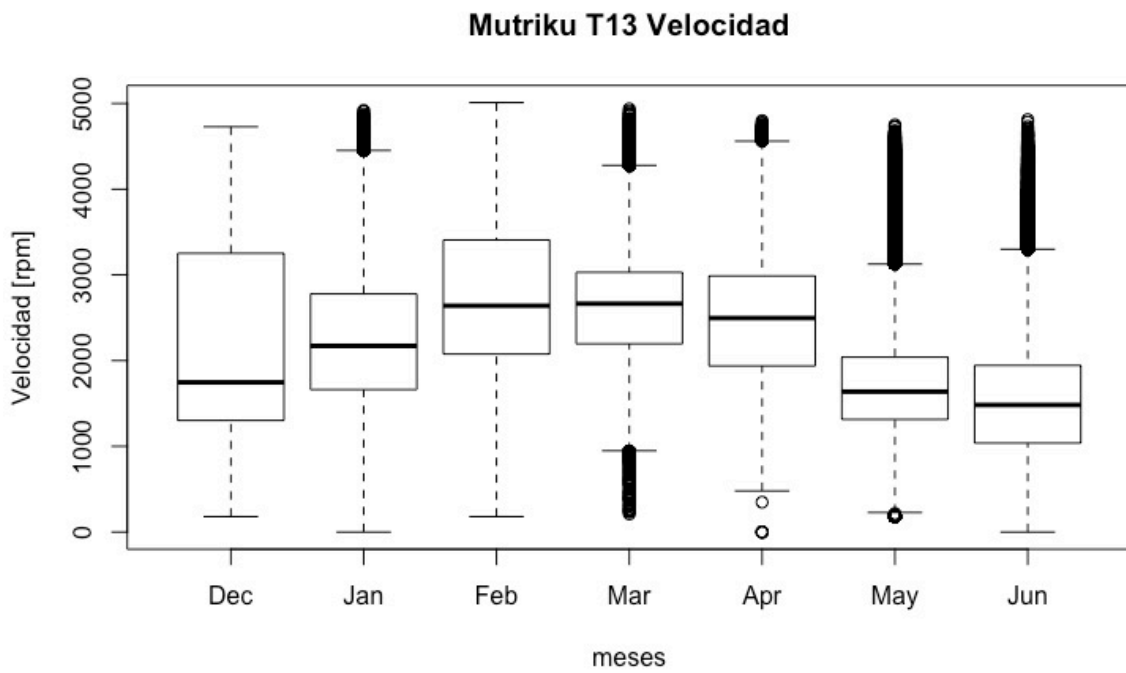


Figura 45: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T13.

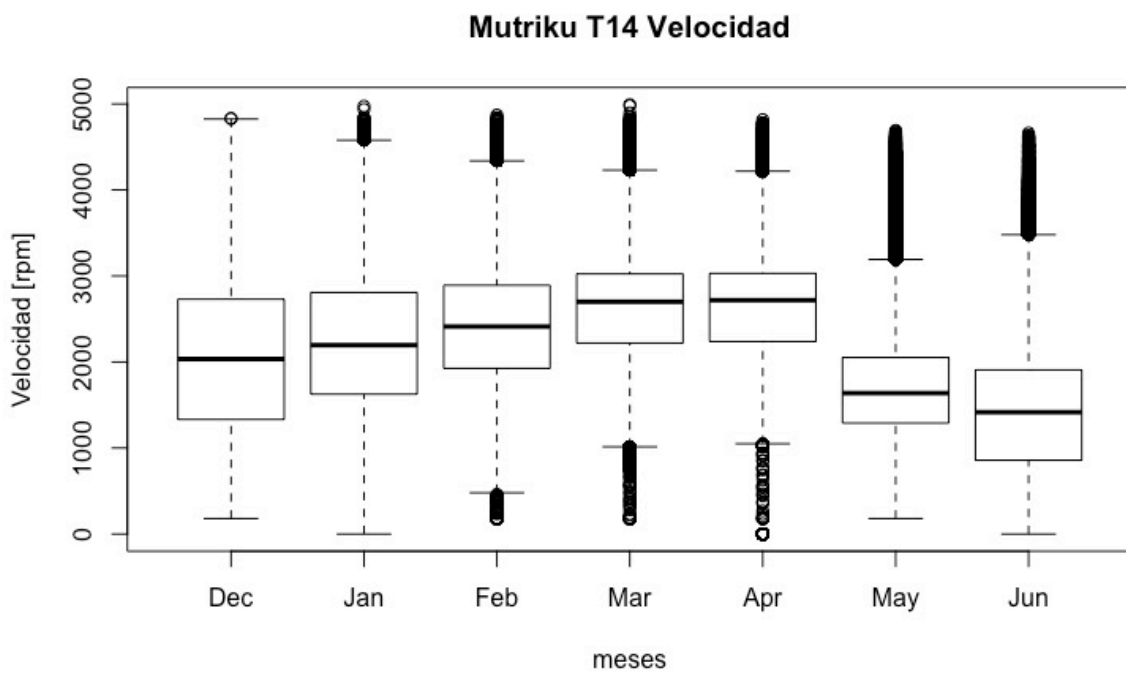


Figura 46: Velocidad de rotación [rpm] en la turbina T14.

14.9. Gráficas de presión en la cámara de cada turbina

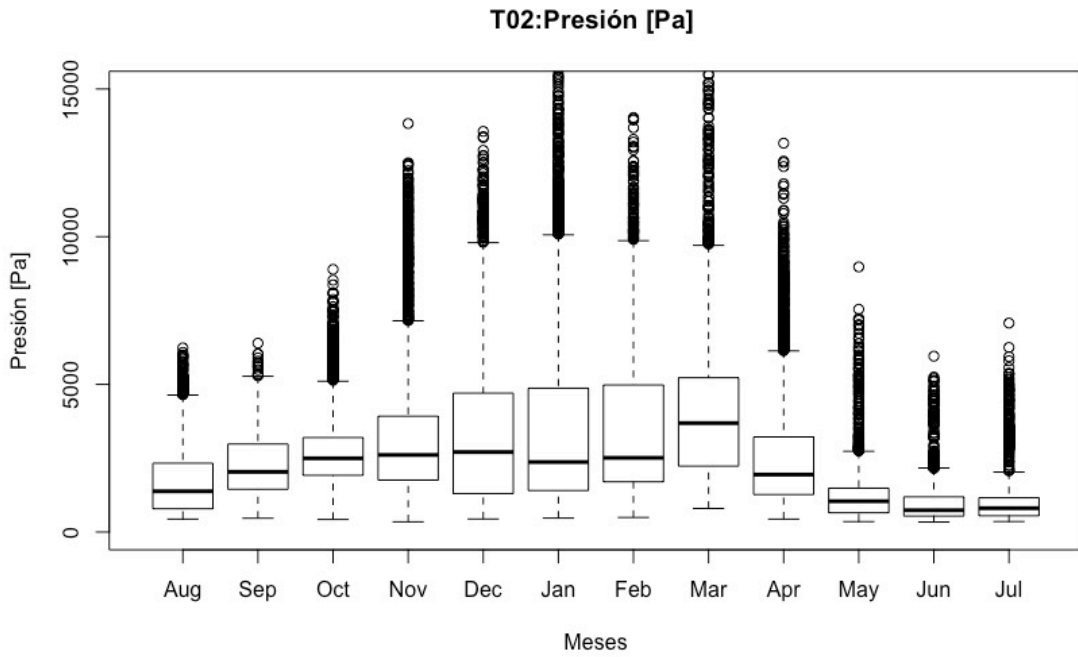


Figura 47: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T02.

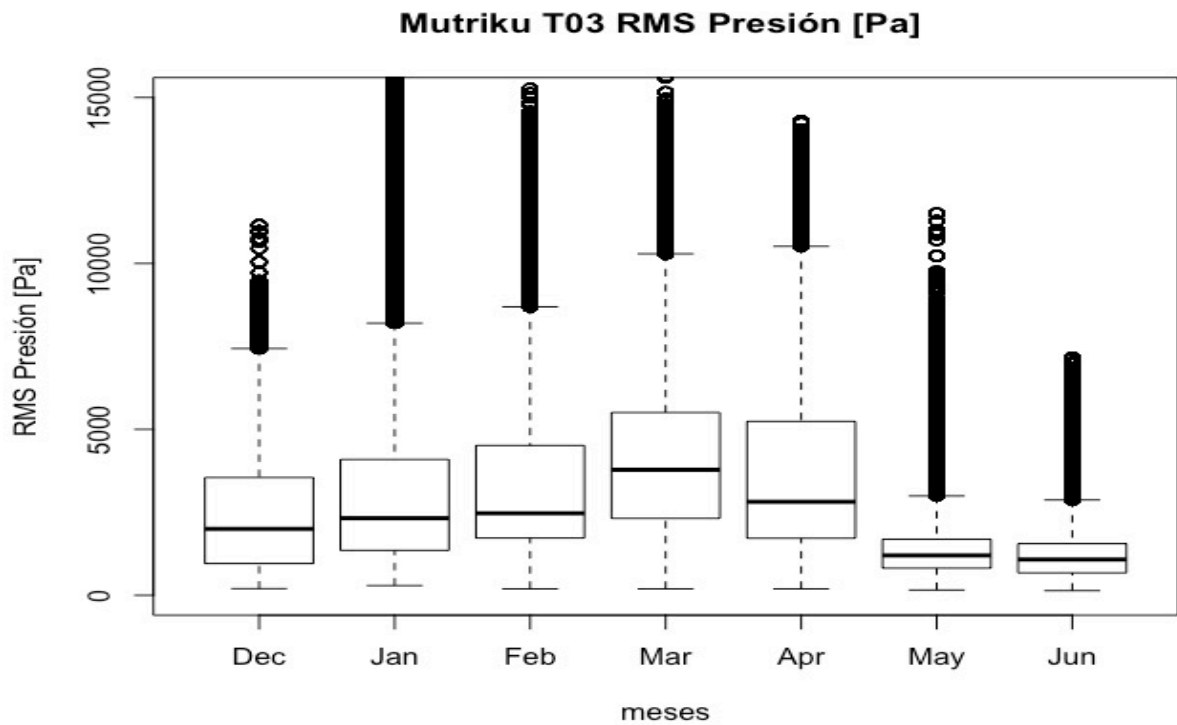


Figura 48: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T03.

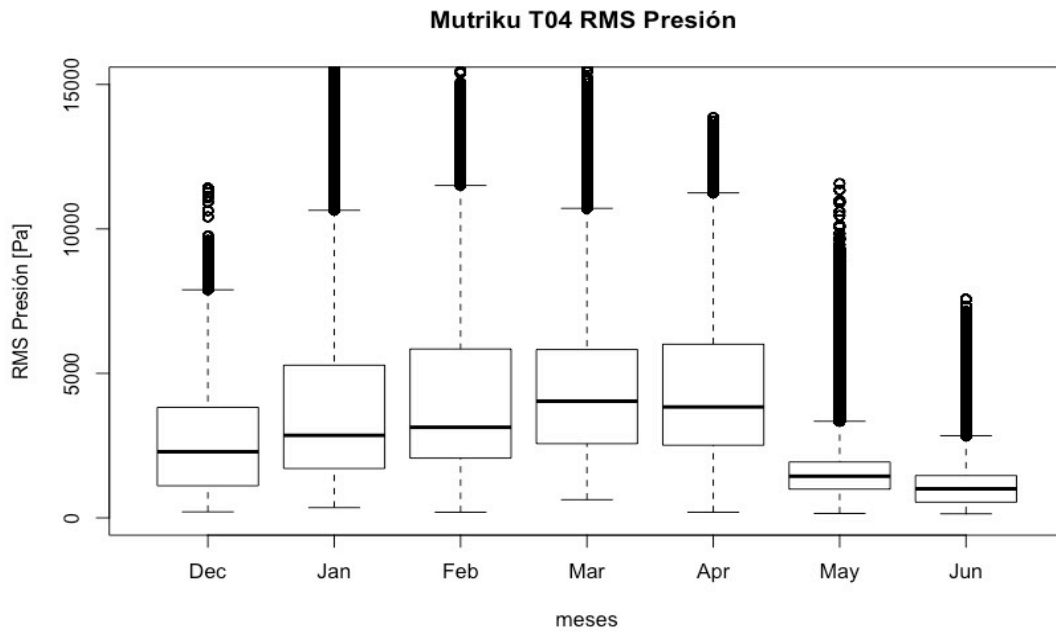


Figura 49: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T04.

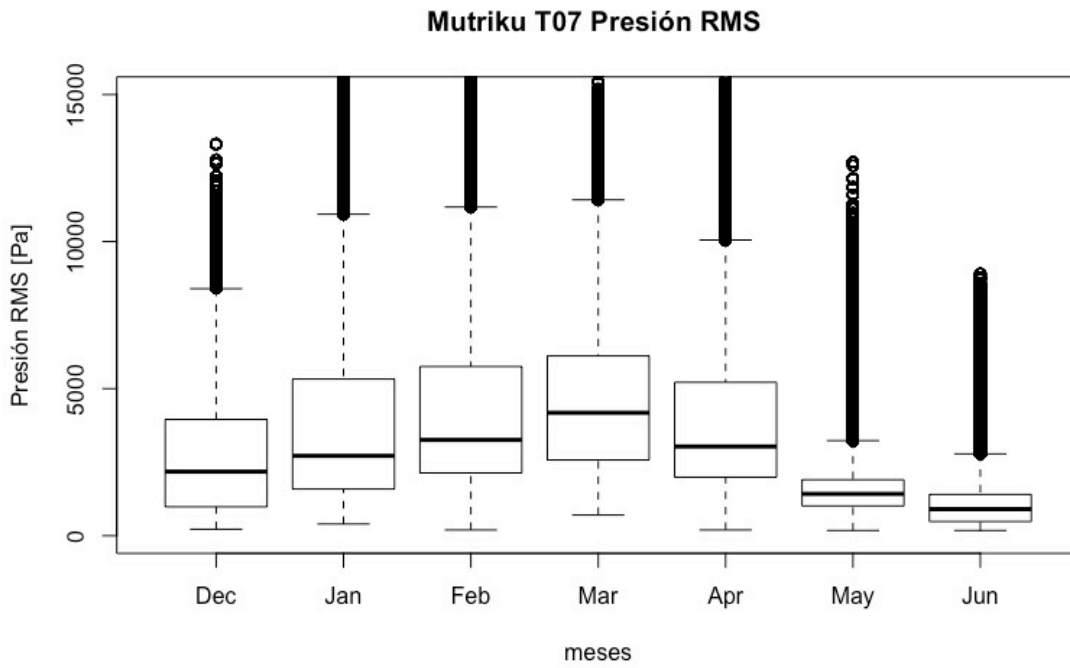


Figura 50: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T07.

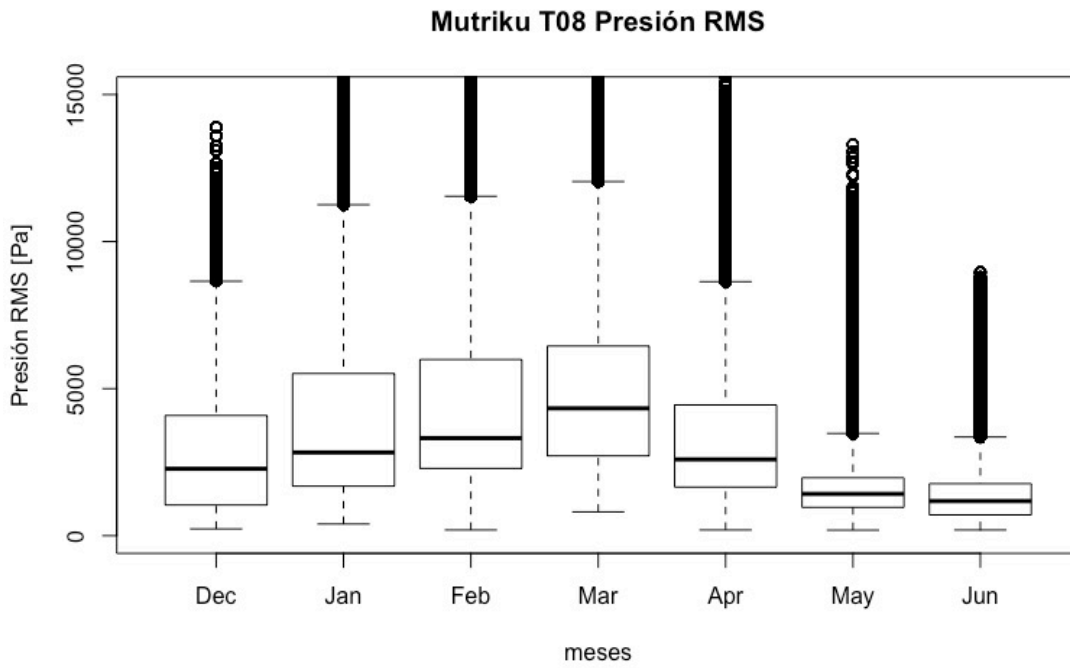


Figura 51: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T08.

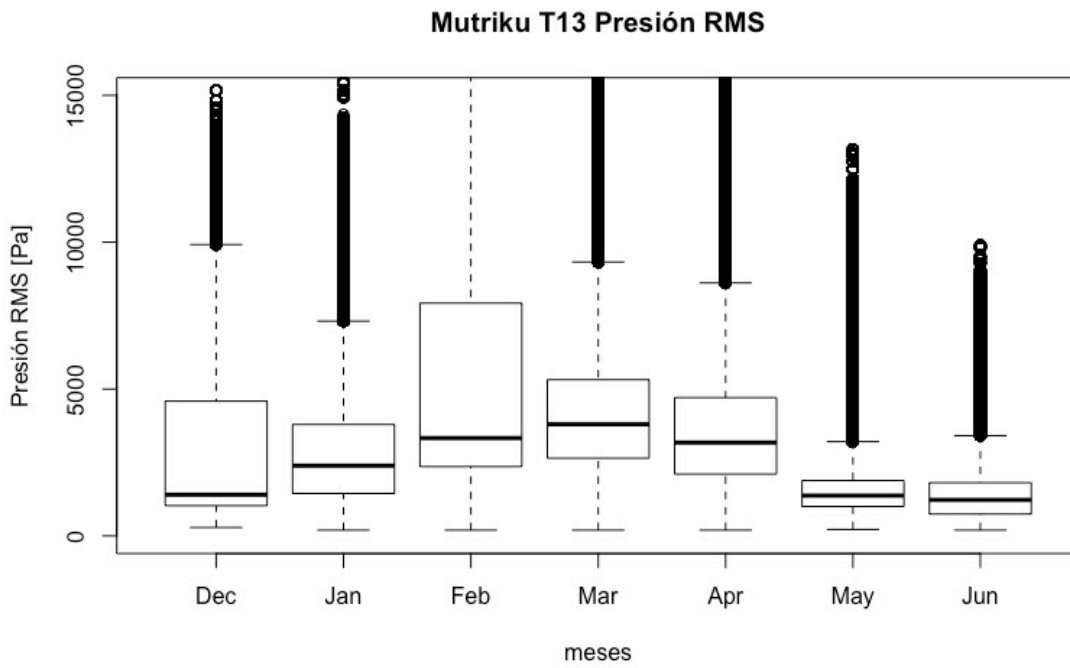


Figura 52: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T13.

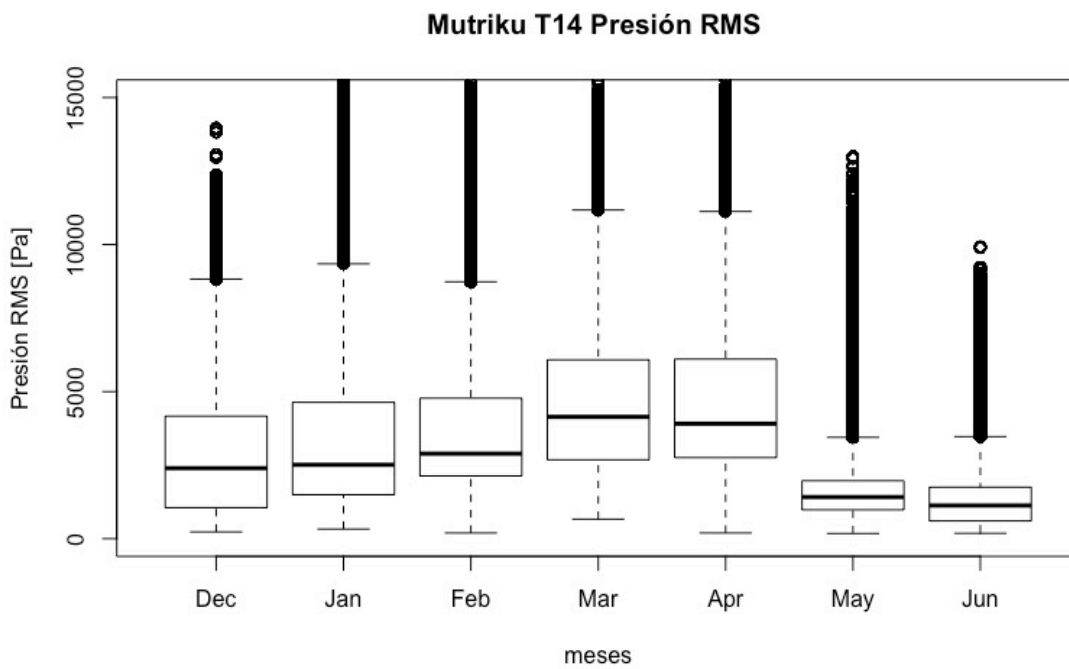


Figura 53: Presión en la cámara [Pa] de la turbina T14.

14.10. Gráficas del grado de apertura de la válvula de cada turbina

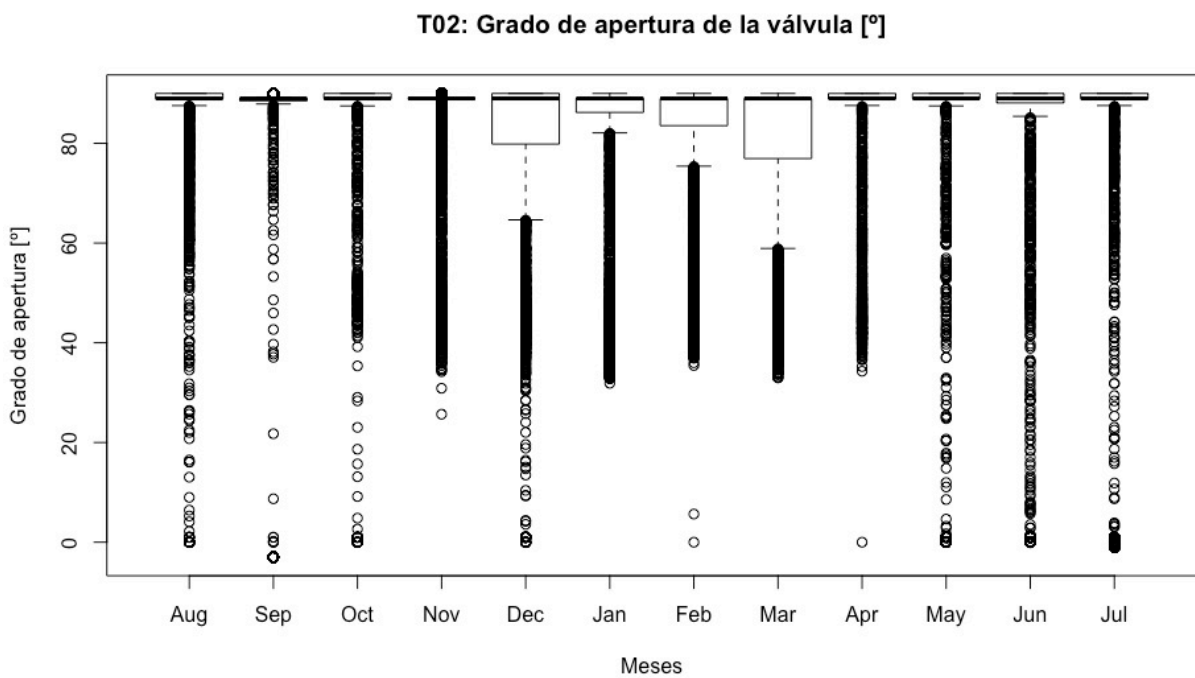


Figura 54: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T02.

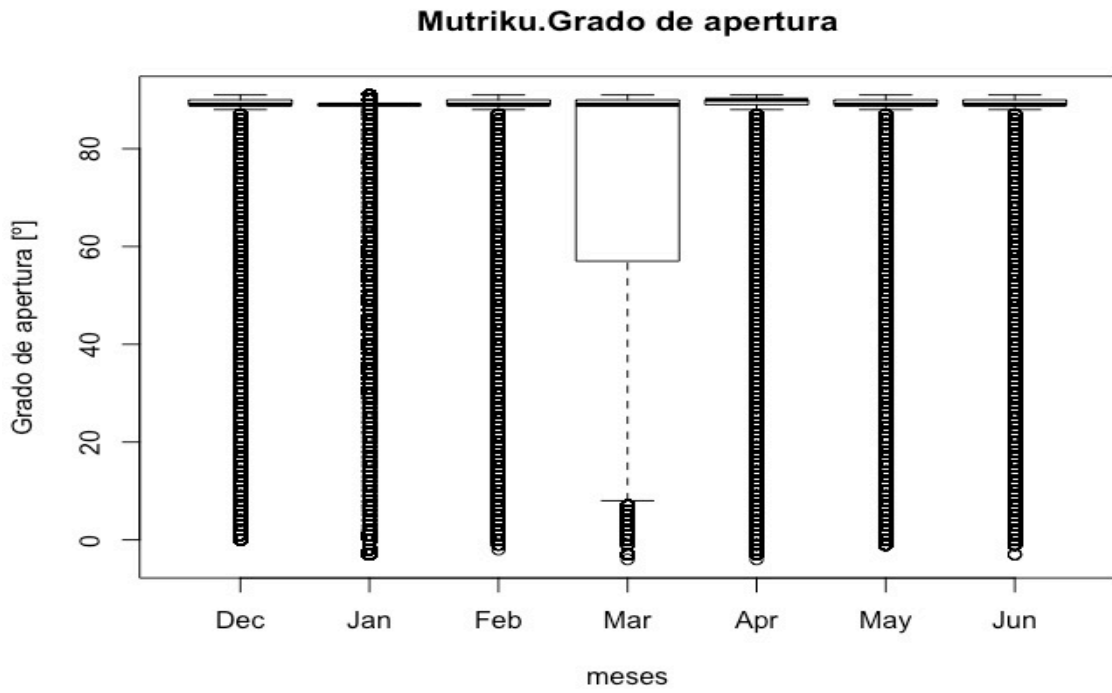


Figura 55: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T03.

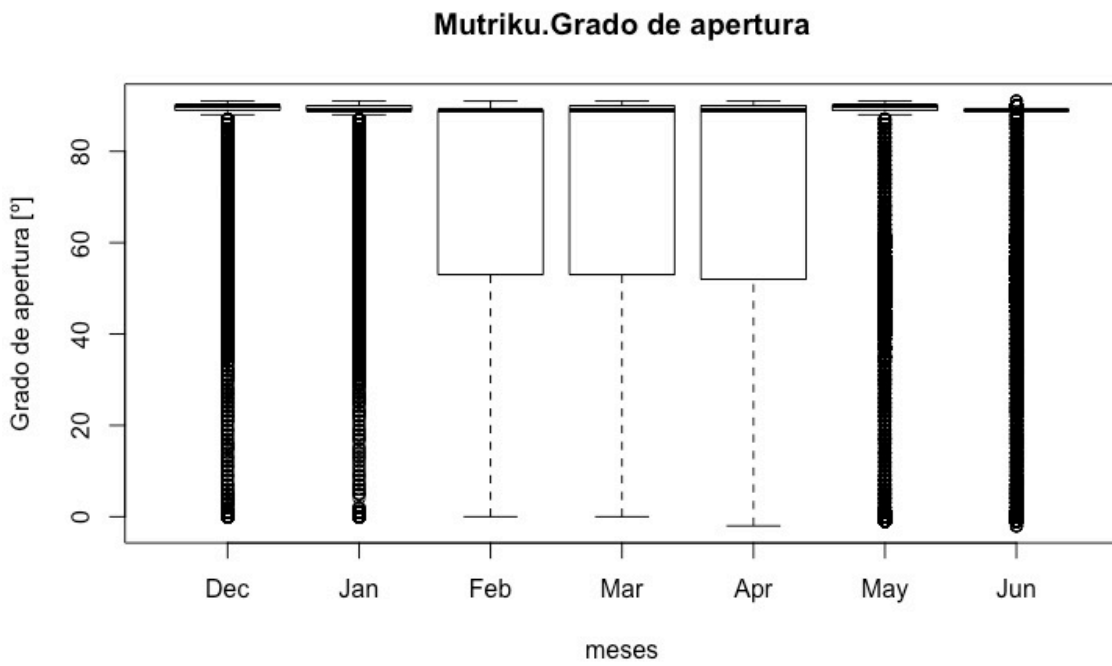


Figura 56: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T04.

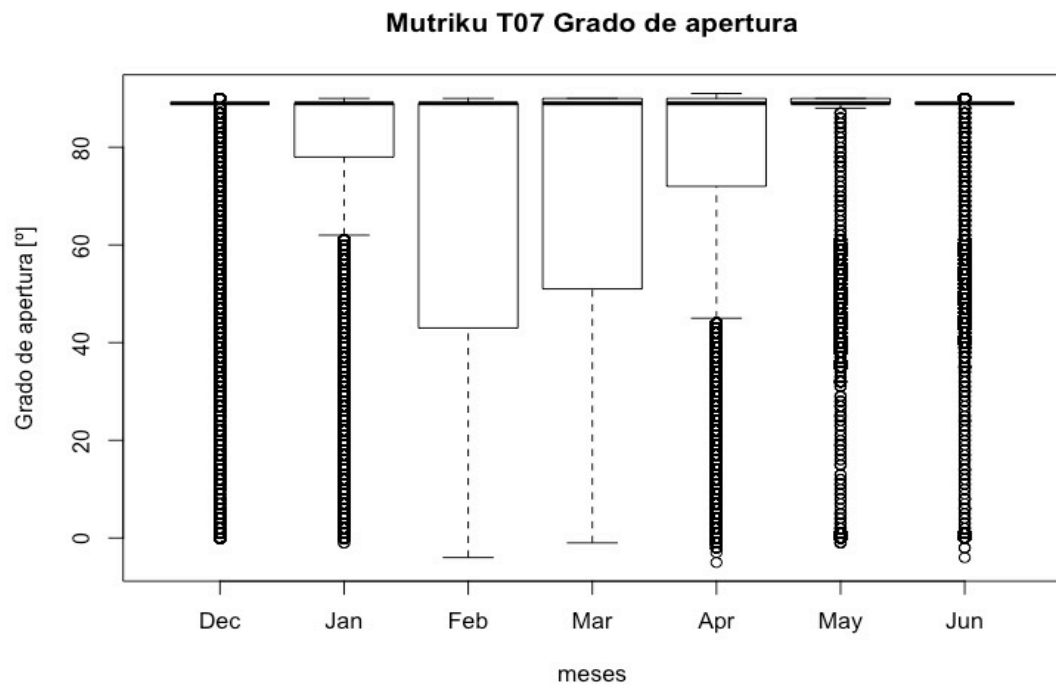


Figura 57: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T07.

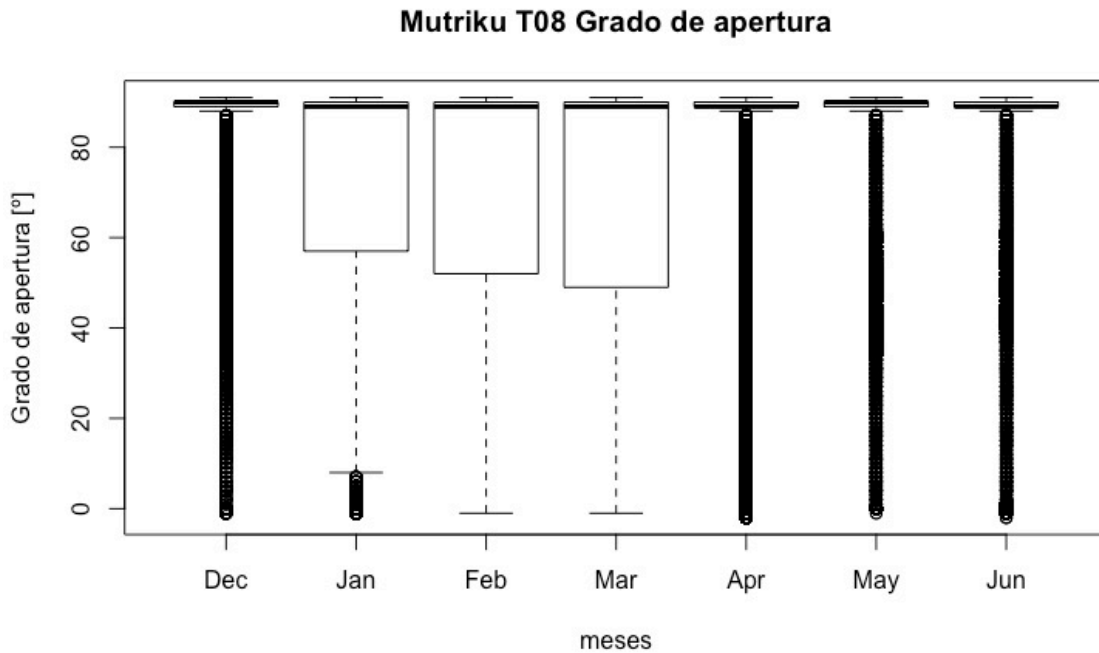


Figura 58: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T08.

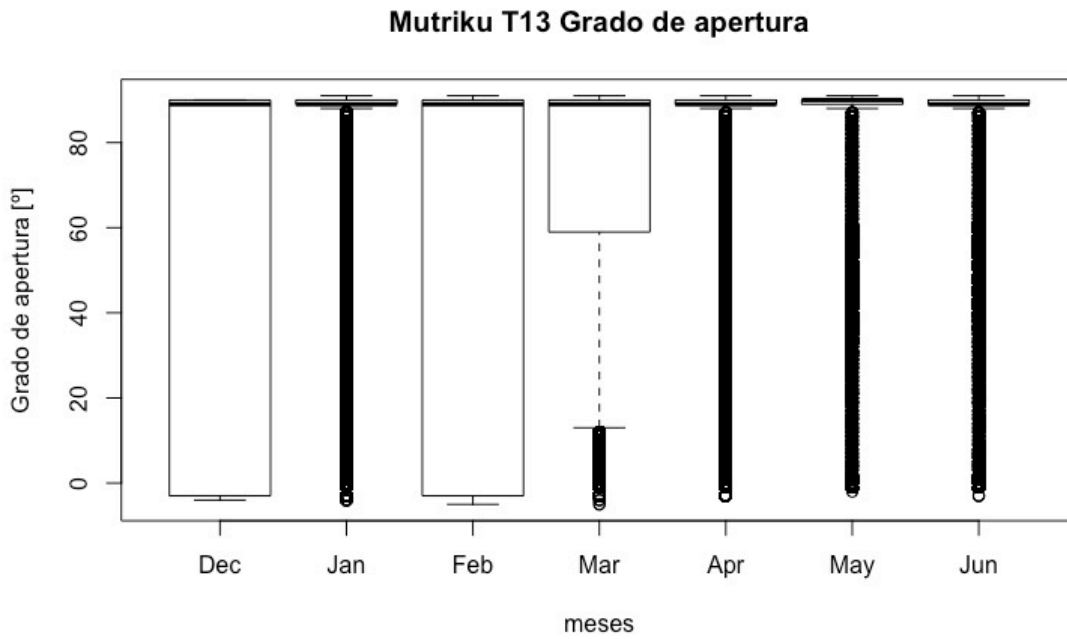


Figura 59: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T13.

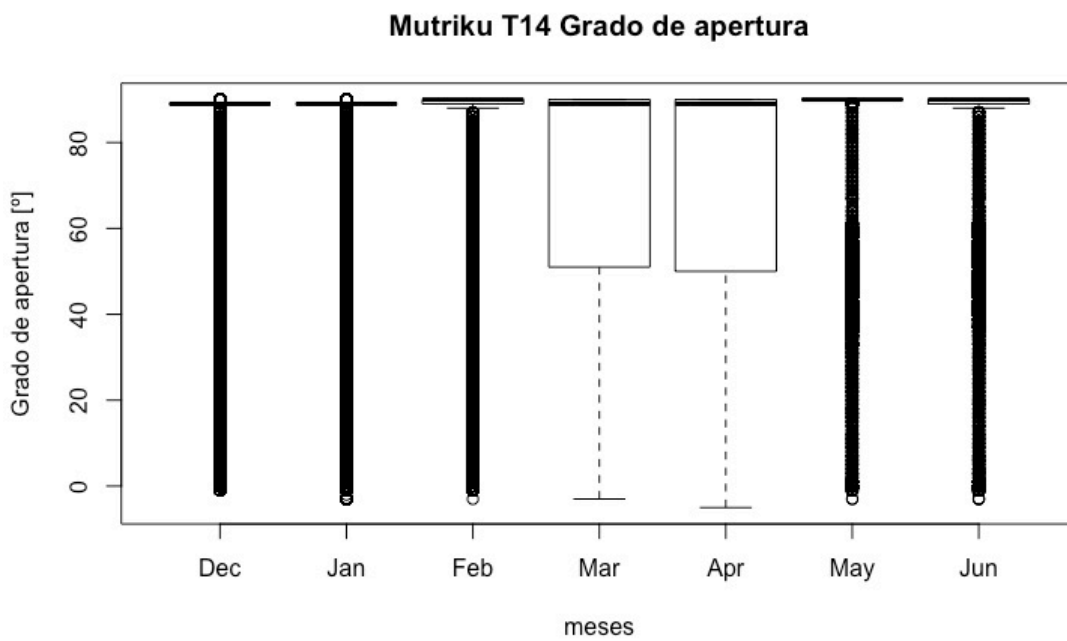


Figura 60: Grado de apertura de la válvula [°] de la turbina T14.

14.11. Gráficas de correlación entre la potencia generada por cada turbina y el WEF

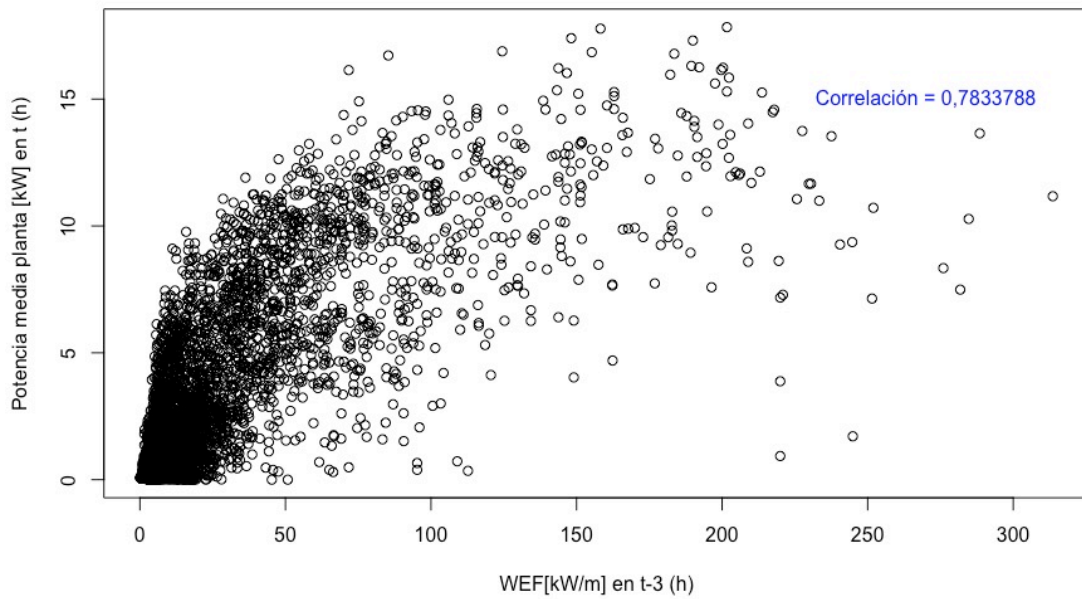


Figura 61: Correlación entre la potencia generada en la turbina T02 [kW] y el WEF [kW/m].

Correlación entre Potencia T03 [kW] en t (h) y WEF [kW/m] en t-3 (h)

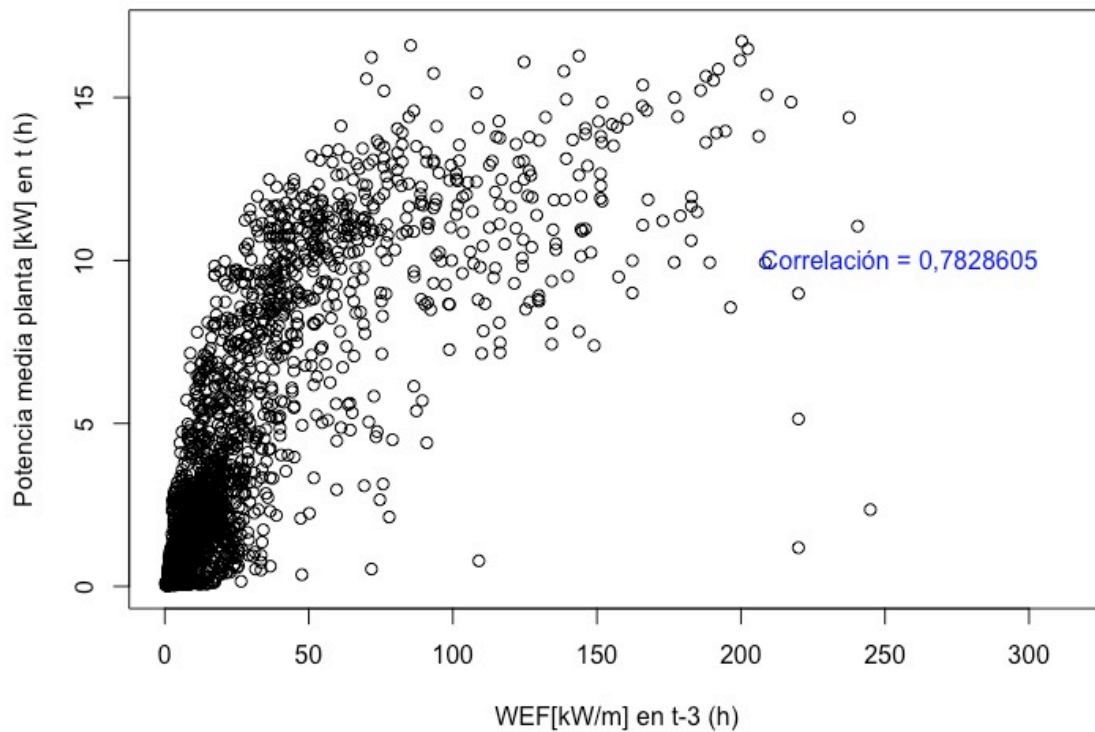


Figura 62: Correlación entre la potencia generada en la turbina T03 [kW] y el WEF [kW/m].

Correlación entre Potencia T04 [kW] en t (h) y WEF [kW/m] en t-3 (h)

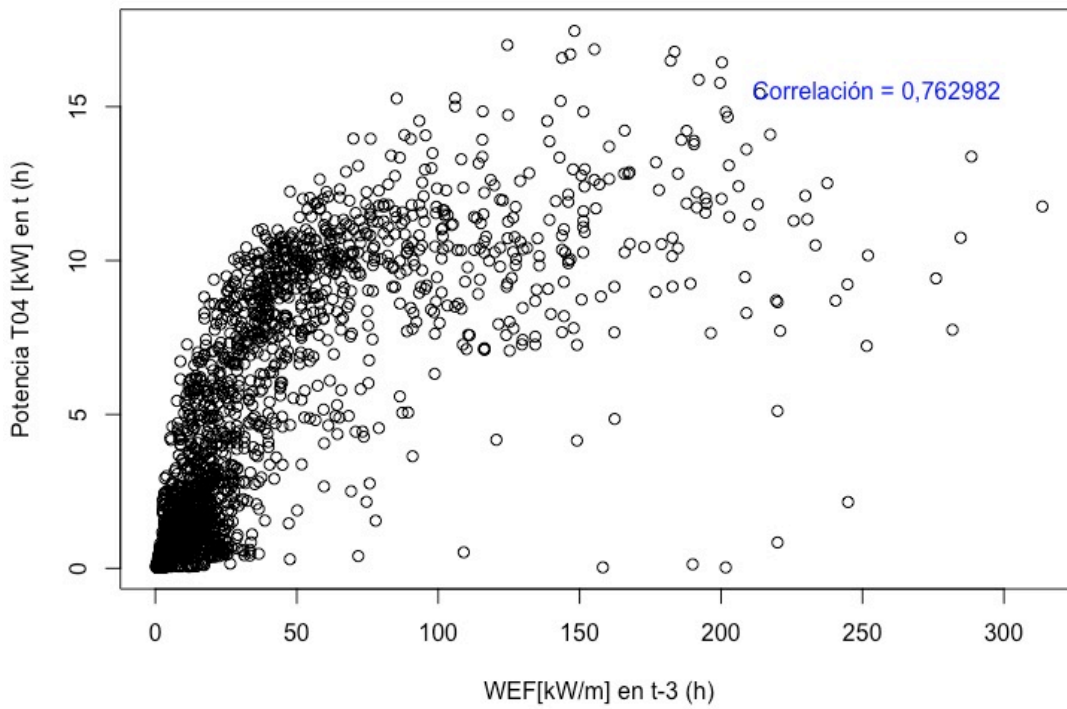


Figura 63: Correlación entre la potencia generada en la turbina T04 [kW] y el WEF [kW/m].

Correlación entre Potencia T07 [kW] en t (h) y WEF [kW/m] en t-3 (h)

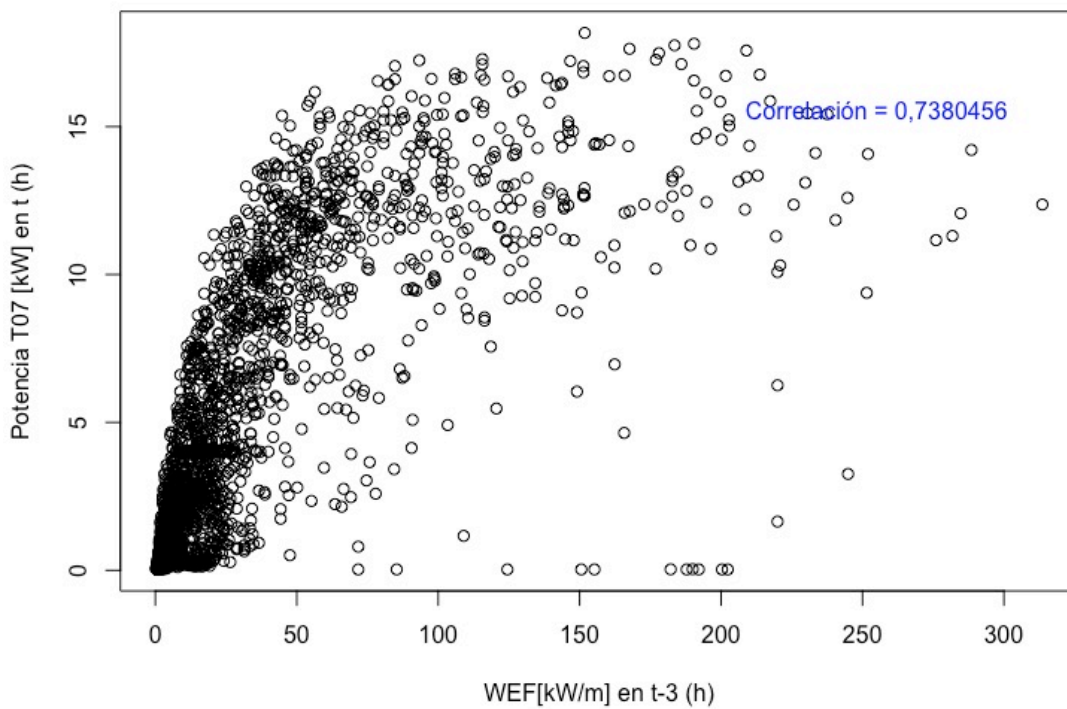


Figura 64: Correlación entre la potencia generada en la turbina T07 [kW] y el WEF [kW/m].

Correlación entre Potencia T08 [kW] en t (h) y WEF [kW/m] en t-2 (h)

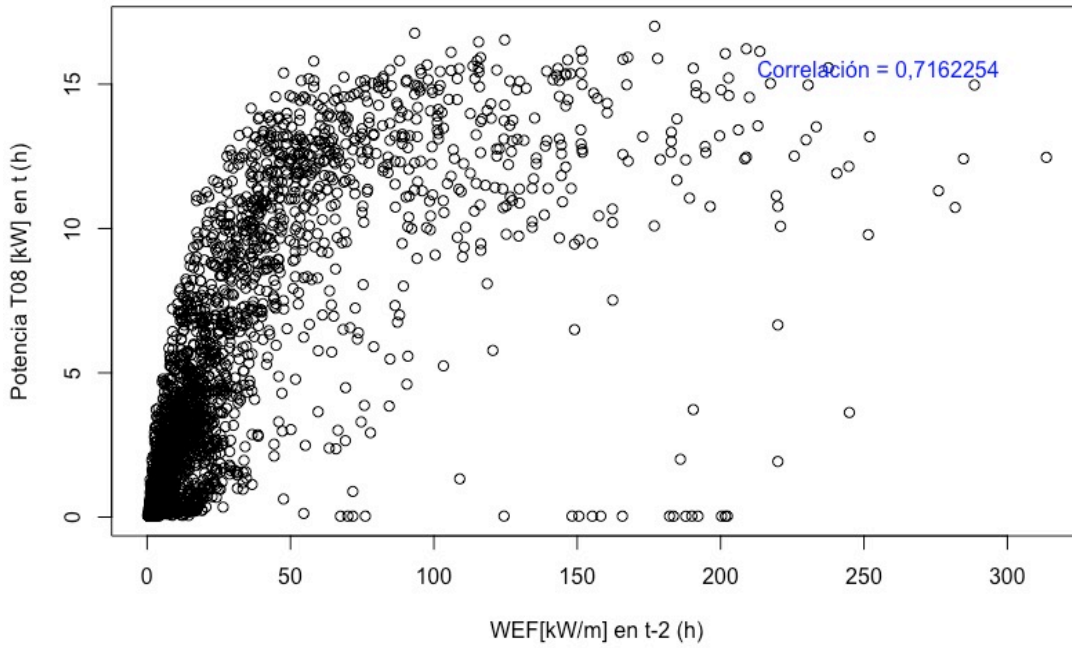


Figura 65: Correlación entre la potencia generada en la turbina T08 [kW] y el WEF [kW/m].

Correlación entre Potencia T14 [kW] en t (h) y WEF [kW/m] en t-3 (h)

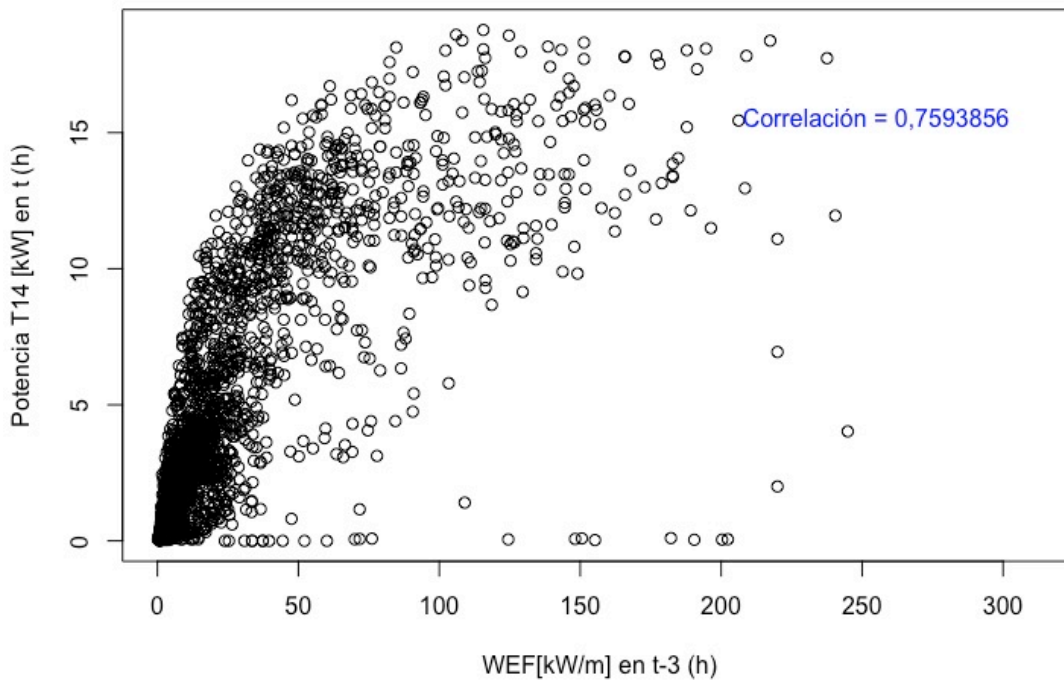


Figura 66: Correlación entre la potencia generada en la turbina T14 [kW] y el WEF [kW/m].

14.12. Diagrama de Gantt

