

PROYECTO ANII : FSE_1_2013_1_10763

**VIABILIDAD DE LA GENERACIÓN
DE ENERGÍA HIDROKINÉTICA
EN URUGUAY
A PARTIR DE LAS MAREAS**

INFORME FINAL

Setiembre 2016

El presente proyecto se propuso generar lineamientos y recomendaciones para el desarrollo de la energía hidrocínética en Uruguay a partir de las corrientes de marea.

La zona estudiada para posibles aprovechamientos se limitó a las aguas territoriales uruguayas del Río de la Plata y el mar territorial uruguayo.

Se plantearon los siguientes objetivos específicos:

- Determinar las características principales de las corrientes de marea en las aguas territoriales uruguayas; en particular, llegar a una zonificación de los rangos de corrientes y descripción de las características principales de su dinámica
- Determinar las tecnologías existentes más adecuadas según la valoración del recurso
- Llegar a una zonificación del potencial energético, incluyendo recomendaciones y lineamientos específicos; para ello se contemplarían los condicionamientos tecnológicos, físicos y ambientales

El proyecto fue financiado por la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII) de Uruguay

Participaron:

Ing. Daniel Schenzer, schenzer@fing.edu.uy - Responsable técnico-científico ⁽¹⁾

Dr. Ing. Mónica Fossati, mfossati@fing.edu.uy - Co-responsable técnico-científico ⁽¹⁾

Ing. Rodolfo Pienika ⁽¹⁾

Ing. Carolina Martínez ⁽¹⁾

MSc. Ing. Pablo Santoro ⁽¹⁾

Bach. Michelle Jackson ⁽¹⁾

Dr. Ing. Pablo Ezzati ⁽²⁾

Ing. Rodrigo Bayá ⁽²⁾

⁽¹⁾ Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental (IMFIA), Facultad de Ingeniería, UdelaR

⁽²⁾ Instituto de Computación (INCO), Facultad de Ingeniería, UdelaR

CONTENIDOS

En la Sección I se muestra una visión general sobre generación eléctrica a partir de energías marinas, con énfasis en la hidroeléctrica a partir de las corrientes de marea.

En la Sección II se describen las tecnologías existentes (en distinto grado de desarrollo y madurez) para la captación de la energía hidrocínética, la conversión en eléctrica y su transmisión.

En la Sección III se detalla el proceso de modelación de las corrientes para la zona de estudio y los resultados en términos de velocidades disponibles, potencias posibles y energías anuales extraíbles en distintos sitios; se identifican las zonas de mayor potencial de generación.

En la Sección IV se hace una somera relación de los impactos que produce esta modalidad de generación de energía eléctrica.

En la Sección V se realizan recomendaciones y se proponen líneas de actuación a los efectos de incorporar esta fuente energética en la matriz de generación eléctrica uruguaya

I

GENERACIÓN MAREOMOTRIZ

Generalidades

1 - Energía disponible en los océanos

Desde hace milenios se explota la energía disponible en los sistemas acuáticos. En especial, se han desarrollado múltiples maneras de transformar la energía del agua en los ríos en formas de energía utilizables para resolver necesidades humanas.

La energía almacenada en los océanos puede estarlo en varias formas:

- a) Energía térmica
- b) Energía debida a los gradientes de salinidad
- c) Energía almacenada en forma de biomasa
- d) Energía hidráulica: energía de las corrientes fluviales o marítimas, de los oleajes, o por la cota del agua

a) El aprovechamiento de la energía térmica de los océanos u otras masas acuáticas es factible cuando se dispone de diferencias de temperatura de por lo menos 20°C a distintas profundidades. Para ello se requiere profundidades de al menos 600 a 900 m, donde la temperatura es de unos 5°C, y una temperatura en la superficie de no menos de 25 a 30°C. Estas condiciones se pueden encontrar en zonas oceánicas profundas en los trópicos. El proceso típico consta de un ciclo cerrado:

- un fluido (podría ser propano, o amoníaco, u otros) se calienta con el agua tibia de la superficie hasta la evaporación;
- el vapor mueve una turbina que acciona un generador eléctrico y
- el vapor condensa utilizando, como fuente fría, el agua profunda a 4° o 5°C.

Con tan escasa diferencia de temperaturas, el rendimiento de una máquina térmica que la transforme en trabajo útil está limitado por el teorema de Carnot: su rendimiento no puede superar el valor

$$\eta_{\text{máx}} = 1 - T_{\text{fr}} / T_{\text{cal}} = 1 - 277 / 303 = 0.086.$$

Tan bajo rendimiento hace que para lograr potencias apreciables deba moverse enormes caudales, lo que requiere instalaciones de gran porte (y costo e impacto). Y ello, además, donde se logre encontrar estas diferencias de temperatura. En 1981 la Universidad de Saga, Japón, instaló una planta de 100 kW en la isla de Nauru; en la costa de Kona, Hawaii, se está completando en 2015 una central de 10 MW y hay algunas proyectadas en Bahamas (5 y 10 MW) y en la isla Diego García (Reino Unido), en el Océano Índico, de 13 MW.

b) El método de generación de energía a partir de los gradientes de salinidad utiliza una membrana con mayor permeabilidad al agua que a la sal. Presurizando agua salada de un lado de la membrana, el pasaje del agua dulce a través de ésta aumenta el volumen o presuriza aún más el agua salada. Esta agua presurizada es utilizada para mover una turbina conectada a un generador eléctrico. Esta tecnología, llamada "ósmosis retardada por presión", propuesta en 1939, está aún en la etapa experimental; una empresa noruega (Statkraft) implementó en 2009 una planta piloto, con una capacidad de 4 kW, pero discontinuó estas actividades por entender que la tecnología no iba a ser competitiva en el futuro avizorable¹.

Otra forma de utilizar los gradientes de salinidad consiste en utilizar una membrana que sólo deja pasar los iones; de esa manera se puede generar una corriente eléctrica. Una batería o apilamiento (stack) de ánodos y cátodos intercalados, rodeados alternativamente por agua dulce y salada y separados por dicha membrana, permite generar cantidades apreciables de energía. Este proceso (electrodialisis inversa), propuesto en 1976, ha sido probado en laboratorio y en una planta piloto de 50 kW, en 2014, en Holanda, por la empresa REDStack².

El potencial de generación a partir de las diferencias de salinidad está concentrado donde coexisten, a poca distancia, grandes cantidades de agua dulce y de agua salada; a saber, en las desembocaduras de los ríos en mares u océanos. Se calcula teóricamente que con 1 m³/s de agua dulce y otro tanto de agua salada se podría generar alrededor de 1 MW. Hay desafíos tecnológicos y de costo aún no resueltos. El principal es la posibilidad de fabricación en gran escala y a bajo costo de las membranas adecuadas.

c) El aprovechamiento de la biomasa oceánica no está realizado, hasta la fecha. Requeriría recolectar biomasa (por ejemplo, fitoplancton o zooplancton) y concentrarla en un lugar para su transformación, para lo cual las tecnologías aplicables no se han desarrollado específicamente. Tendría fuertes impactos sobre las cadenas tróficas establecidas, con efectos biológicos por ahora no predecibles. Otra alternativa sería el cultivo de biomasa marina en un sitio adecuadamente elegido³; tampoco se sabe que esté en desarrollo. Podría generar otros subproductos. Un estudio de 2008⁴ analiza la posibilidad de generar biogás y etanol a partir de algas marinas, pero concluye que antes de que sea comercialmente viable deben estudiarse varios aspectos sobre los que aún no hay resultados firmes; entre esos aspectos, seleccionar y aislar las bacterias más adecuadas para la digestión, un análisis del ciclo del carbono, la viabilidad económica.

¹ Ver noticia en <http://www.statkraft.com/media/news/News-archive/2013/Statkraft-halts-osmotic-power-investments/>

² Se pueden ver algunos detalles en http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Salinity_Energy_v4_WEB.pdf

³ Benelghali (2010)

⁴ Kelly et al. (2008)

Un estudio posterior, de 2011⁵, avanza sobre la tecnología y los costos; concluye si el emprendimiento se dedica sólo a la generación de energía, no tendría viabilidad; sólo la extracción de otros subproductos de las algas con algún valor y en gran escala lo haría viable.

d) El agua de los ríos, mares y océanos puede tener energía hidráulica aprovechable por dos motivos:

- O bien por estar a cierta altura y poderse descargar a altura menor, aprovechando así la energía potencial relativa a la cota más baja
- O bien por estar en movimiento y poderse utilizar la energía cinética transformándola en energía mecánica aprovechable

En términos hidráulicos: la energía por unidad de peso disponible por un fluido, eventualmente transformable en otra fuente de energía, se expresa como

$$H = z + \frac{p}{\gamma} + \frac{v^2}{2g}$$

donde z es la cota del fluido, p su presión, γ su peso específico y v su velocidad. Los primeros dos sumandos representan distintas formas de energía potencial, el último la energía cinética.

Se distingue entre los aprovechamientos que generan a partir de un desnivel (Δz) y los que aprovechan la energía cinética por unidad de peso, $v^2/2g$.

⁵ Nikolaisen et al.(2011)

2 - Generación de energía eléctrica a partir de la energía hidráulica

2.1 Energía hidráulica a partir de un desnivel

a) en cursos de agua

La generación hidroeléctrica que apela a la utilización de un desnivel (natural o generado mediante un represamiento) se realiza mediante un conjunto de tecnologías maduras, con mucha experiencia disponible en la región y en el mundo. Esa experiencia incluye instalaciones realizadas, estudios teóricos y de laboratorio, ensayos en modelo y en prototipo. Las técnicas de diseño y construcción de embalses, el diseño y montaje de equipos de generación, la operación de las plantas, son ya en gran medida un patrimonio tecnológico compartido de la humanidad. Se han realizado tanto aprovechamientos hidroeléctricos en sitios “obvios”, en que la topografía y los caudales disponibles indicaban muy naturalmente la conveniencia y posibilidad de tales obras allí, como en sitios que en primera instancia podrían ofrecer reservas, ya sea por los limitados caudales disponibles, su alta variabilidad anual e interanual, o las grandes obras de represamiento requeridas. En Uruguay se cuentan los grandes aprovechamientos de Rincón del Bonete (1945), Baygorria (1959), Palmar (1982) y Salto Grande (1979), con un total de 1535 MW instalados. Se ha estudiado la posibilidad de otros emprendimientos a gran escala y a pequeña escala (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, PCH) pero hasta la fecha no se han concretado.

b) en base a las mareas

Se ha utilizado un concepto análogo (lograr un desnivel y generar energía eléctrica a partir de la energía potencial del agua) para aprovechar la energía de las mareas en algunas zonas costeras en que la conformación de las costas lo hacía viable. Habiendo un golfo, o un amplio estuario, o una zona fácilmente aislable del resto del océano, se genera mediante diques un embalse contiguo a la costa. Al subir la marea oceánica, se permite el ingreso del agua a ese embalse a través de turbinas de bajo salto (normalmente, de tipo bulbo). Al bajar la marea, se permite al agua del embalse volver al océano a través de las mismas u otras turbinas.

Suponiendo que el embalse tiene un área, a la cota z , de $A(z)$, la energía almacenada, recuperable al vaciarlo hacia el mar durante la bajamar, valdrá

$$E = \gamma \int_{z_{\min}}^{z_{\max}} A(z) \cdot z \, dz$$

donde z_{\min} y z_{\max} son las cotas de bajamar y pleamar, respectivamente; γ es el peso específico del agua. Llamando $h = z_{\max} - z_{\min}$ y eligiendo como origen de cotas $z_{\min} = 0$, queda

$$E = \gamma \int_0^h A(z) \cdot z \, dz$$

En la otra parte del ciclo, cuando el embalse se está llenando durante la pleamar, la energía potencialmente aprovechable vale

$$E = \gamma \int_0^h A(z) \cdot (h-z) \, dz$$

En todo el ciclo, queda

$$E = \gamma \cdot h \cdot \int_0^h A(z) \, dz = \gamma \cdot h \cdot V$$

donde V es el volumen total de agua que ingresa al embalse por ciclo.

Llamando A al área máxima del embalse, cuando se llenó a la altura de pleamar, se puede aproximar:

- Para un fiordo, $V = A \cdot h/2$
- Para un estuario o una laguna natural, $V = A \cdot h/3$

Como $A(z)$ depende de la topografía/batimetría del embalse, esta integral debe ser calculada numéricamente para cada caso. Pero se observa que depende de dimensiones lineales a la cuarta potencia. Por ello, para que la energía acumulada, pasible de ser transformada en energía eléctrica, sea considerable se requiere considerables áreas y, sobre todo, importantes valores de $z_{\max} - z_{\min}$ (altura de marea).

Por ejemplo, suponiendo $A = 10 \text{ km}^2$ y $z_{\max} - z_{\min} = 3\text{m}$, resulta $E = 84000 \text{ kWh}$ por cada ciclo de marea. Si, en el mismo estuario idealizado, $z_{\max} - z_{\min} = 5\text{m}$, se dispondría de unos 640000 kWh. Son escasos los lugares del mundo en que ocurren estas diferencias de cota entre pleamar y bajamar.

Estos cálculos, basados en fuertes simplificaciones, permiten tener una idea del orden de magnitud de la energía disponible. Se deduce que, en un estuario, la energía depende, a grandes rasgos, de la altura de marea a la cuarta potencia. De allí que un sitio será adecuado no sólo por la topografía/batimetría sino también, y fundamentalmente, por las alturas de marea disponibles.

Los ejemplos más antiguos que se conocen datan del año 620 DC, en Strangford Lough, Irlanda⁶. Se mencionan también⁷ aprovechamientos análogos en el Golfo Pérsico (1000), Venecia (1044), Dover (1086), etc. Todos generaban energía mecánica que se usaba, se cree, para molienda de granos; solían usarse ruedas de alimentación inferior (undershot waterwheels).

En una revisión de los grandes proyectos de este tipo, Banal (1989) reconocía que muy poco se había desarrollado. Si bien se había relevado la posibilidad de extraer considerables cantidades de energía en varias decenas de lugares en las costas de todos los continentes, sólo en muy pocos se había hecho una instalación de potencia considerable o que hubiera tenido continuidad. Décadas más tarde, la situación no ha cambiado sustancialmente.

El primer emprendimiento moderno a escala comercial de este tipo para generación hidroeléctrica se realizó en La Rance, en el estuario del río Rance, costa norte de la Bretagne, Francia. En ese lugar se dispone de alturas de marea medias de 8 m y extremas de 13.5 m. Con un dique de 750 m de longitud se instalaron allí 24 turbinas para un total de 240 MW, que han generado una potencia media de 68 MW. Se repagó en unos 6 años, y su costo de producción actual es de menos de 30 U\$/MWh⁸.

Esta instalación es mostrada como un ejemplo de las buenas prácticas de ingeniería hidroeléctrica y se la ve como responsable de la amplia aceptación que han tenido posteriormente los equipos tipo bulbo. No obstante, han sido expresadas algunas reservas sobre la escasa consideración que se prestó a los impactos sobre el ambiente⁹, por más que un seguimiento posterior haya llegado a un balance global positivo. En particular, se anota que la construcción de la presa permitió la conexión carretera entre dos ciudades cercanas en línea recta pero muy alejadas por ruta (Dinard y St. Malo, en ese caso). Esta potenciación mutua puente-central de generación forma parte de la justificación económica de emprendimientos análogos. Ha sido propuesta para Islandia¹⁰, en que algunos puentes cruzando fiordos ya están realizados o planificados; no se sabe que a la fecha se haya concretado.

A la fecha, se tiene conocimiento de que se hayan realizado en todo el mundo sólo 5 emprendimientos de ese tipo¹¹:

⁶ Spain, 2002

⁷ Minchinton, 1979

⁸ Jonsson (2010)

⁹ Banal, 1989

¹⁰ Jonsson (2010)

¹¹ Fuente: Wikipedia, "list of tidal power stations", consultada en mayo/2015

Ciudad / lugar	País	Área embalsada (km ²)	MW	Año comienzo generación
La Rance	Francia	22	240	1966
Kislaya Guba ¹²	Rusia	1.1	1.7	1968
Jiangxia	China	1.4	3.2	1980
Annapolis	Canadá	15	20	1984
Sihwa Lake	Corea del Sur	30	254	2011

Se mencionan algunos aprovechamientos que comparten la característica de tener un amplio estuario que permite, al subir la marea, recibir grandes cantidades diarias de agua y al bajar devolverlas al océano; pero al no haberse realizado represamiento se utilizan allí turbinas hidrocínéticas:

Ciudad / lugar	País	MW	Año comienzo generación
Strangford Lough	Irlanda del Norte, U.K	1.2	2008
Uldolmok	Corea del Sur	1.5	2009

Se informa¹³ que en China, desde los '50 hasta los '80, se construyeron 76 plantas de aprovechamiento de las mareas con represamiento, pero de las cuales sólo tres siguen en funcionamiento.

Poco se está haciendo en el mundo en este tipo de aprovechamientos¹⁴ a escala comercial. Se han identificado una buena cantidad de lugares en que se podrían realizar, pero no se han concretado. Una posible excepción ocurre en Gales, U.K., en que el proyecto llamado Swansea Bay Tidal Lagoon proyecta tener instaladas y generando en 2019¹⁵ turbinas por 320 MW; se incluye un dique de 9.5 km, y la inversión total sería de U\$S 452M. Además se espera se esté terminando en 2015 o 2016 en Corea del Sur, isla de Ganghwa, un represamiento para aprovechar las mareas generando 812 MW. Y para 2017 se está planificando un aprovechamiento con 44 turbinas, por un total de 1320 MW, en la misma zona¹⁶.

¹² Repotenciada en 2004-2007 hasta 3,5 MW. Como curiosidad, este emprendimiento tuvo sus cuerpos técnicos de diseño y construcción integrados sólo por mujeres (Chaineaux, 2008)

¹³ Liu (2011)

¹⁴ En <http://www.greenworldinvestor.com/2011/03/13/list-of-tidal-power-plants-and-future-tidal-stations-facing-difficult-times/>, en 2011, se expresaba: " *Tidal ... Energy is still a very niche technology with tidal barrages generating most of the electricity in a few power stations. Most of the tidal power plants using the modern tidal turbine technology are still in the pilot phase and generate negligible power.*" La situación no ha cambiado mucho desde entonces.

¹⁵ Ver Hydro Review Worldwide, March-April 2015

¹⁶ Tidal Today, Jun 30, 2014

Las causas principales para la falta de concreción, o barreras que se han identificado, son:

- Interferencia con la navegación fluvial y marítima
- Altos costos del embalse necesario, sobre todo si las alturas de marea disponibles en el sitio no permitirán grandes generaciones. Las ecuaciones económico-financieras de los proyectos se hacen muy sensibles a la tasa de interés.
- Impactos ambientales sobre la fauna y la flora: se alteran las alturas mínimas y máximas del agua en los estuarios o fiordos, con el obvio impacto sobre el hábitat de aves o de otras especies adaptadas a la situación previa al embalse
- En el caso de estuarios de ríos o lagunas preexistentes, con agua de baja salinidad, el intercambio con el mar puede producir variación de la salinidad de las aguas.
- En algún caso, por el contrario, se encontró¹⁷ que un ecosistema marino fue completamente destruido al discontinuarse la operación por algunos años: en el lago generado al represar un fiordo se estratificó la salinidad y además en la profundidad se generó y acumuló sulfuro de hidrógeno. Una vez recobrada la actividad y el intercambio con el mar, al cabo de 8 años aún se encontraron diferencias notorias en la cantidad de zooplancton.
- Posible retención de sedimentos a una tasa superior a la anterior; además de los aterramientos, pueden producirse deposiciones de lodos con componentes biológicamente activos.
- Posible variación de la turbiedad de las aguas, reduciéndose por el ingreso de agua marina. Esta turbiedad reducida podría permitir ingreso de luz solar a mayores profundidades, aumentando la actividad biológica en el embalse.

No se considera este tipo de aprovechamientos para Uruguay. No hay fiordos, el único estuario de porte es el del Río de la Plata; sus dimensiones, su característica de binacional y el intenso tránsito de navíos lo desaconsejan al efecto. Y el uso de las lagunas cercanas a la costa atlántica, de agua dulce (salvo en la parte sur de alguna) tendría impactos ambientales de tal porte que lo inviabilizarían.

2.2 Generación a partir de la energía cinética

En la actualidad, habiéndose ya realizado los emprendimientos hidroeléctricos más prometedores, en base a represamientos en los cursos de agua, pero sobre todo por la conciencia de los impactos

¹⁷ Ver Marfenin (1997)

que producen las obras de represamiento, se está dirigiendo la atención a la generación a partir de la energía hidrocínética.

Esta reconoce dos modalidades principales:

- Aprovechamiento de la energía cinética de la corriente, tanto sea de un río o arroyo (ver 1.2.2.1) como de las corrientes marítimas u oceánicas (ver 1.2.2.2).
- Aprovechamiento de la energía cinética del movimiento ondulatorio de las olas (energía undimotriz) (ver 1.2.2.3).

2.2.1 Generación en base a corrientes fluviales

El aprovechamiento de la energía cinética del agua en los ríos, si bien tiene una historia de milenios, no se ha desarrollado de la misma manera a escala industrial que la generación a partir de un desnivel natural o generado. A igualdad de tamaños y semejanza o costo análogo de las obras estructurales necesarias, la energía cinética permite generar muchísima menor cantidad de energía por unidad de peso de agua turbinada.

A título de ejemplo: si un río tuviera una velocidad media del agua de 1 m/s, la energía cinética por unidad de peso de agua en ese río es análoga a la energía potencial que se puede lograr embalsando de manera de lograr un desnivel de 5 cm (los ríos uruguayos suelen tener velocidades, en condiciones normales, de entre 0.2 y 0.8 m/s).

Se deduce que si se quisiera extraer una buena cantidad de energía hidrocínética de un curso se debería:

- o bien acelerar (la potencia disponible depende de v^3 , donde v es la velocidad relativa entre el agua en el curso y el dispositivo, rotor u otro, que transforma la energía cinética en mecánica); esa aceleración se logra mediante obras de restricción que obliguen a una buena parte del caudal del curso a pasar por una sección de pasaje de área restringida
- o bien capturar un gran caudal de agua, lo cual requiere interceptar y/o desviar una gran sección transversal del curso

Cualquiera de los dos recursos requiere obras de cierto porte, que pueden fácilmente generar impactos que hagan inconveniente el aprovechamiento: sobre la navegación, sobre la fauna, posible erosión y generación de resaltos hidráulicos, generación de zonas de flujo "muerto", cambios en los modos de arrastre de sedimentos y flotantes, etc...

Si no se quiere incurrir en dichos impactos, necesariamente la potencia generable será muy reducida. Por ello, los aprovechamientos hidrocínéticos en ríos se han realizado tradicionalmente sólo en micro, pico y nano-escala, en casos en que no era posible o conveniente represar pero tampoco se aspiraba a generar mucha energía. En algún caso, se ha utilizado un represamiento existente para acelerar el agua (2 turbinas de 100 kW nominales en el alto Mississippi a partir de

2009¹⁸) . Lo habitual es que esos aprovechamientos permitan solucionar problemas puntuales y localizados de acceso a la energía eléctrica, pero no tengan relevancia en los balances energéticos de regiones o países.

Se podría generar en base a diseños de tipo rotor axial o análogos, que se basan en los esfuerzos de sustentación sobre un perfil adecuado. Esta línea de trabajo se está explotando en varios lugares del mundo con algunas instalaciones a escala industrial ya realizadas. Puede verse una buena revisión de las tecnologías disponibles en Verdant Power Canada ULC (2006); y en especial lo que se ha desarrollado para micro-aprovechamientos en Vermaak (2014).

2.2.2. Generación en base a corrientes de marea

Es el objetivo del presente estudio: se considera solamente la posibilidad de generar en base a las corrientes de marea en mares, estuarios u océanos.

Esta utilización de la energía cinética del agua para transformarla en eléctrica permite liberarse de buena cantidad de restricciones:

- Profundidades limitadas
- Colisión con otros usos
- Afectaciones ambientales en zonas altamente antropizadas

Pero también ha devenido en renovados desafíos tecnológicos y económicos:

- anclaje o fundación de turbinas y generadores en alta mar, generalmente lejos de tierra firme
- transmisión de la energía a los sitios de utilización en tierra firme
- necesidad de hacer las operaciones de mantenimiento lejos de tierra firme
- necesidad de utilizar corrientes de dirección variable en el tiempo, con frecuencia mayor que diaria
- necesidad de considerar impactos (ambientales y otros): efectos sobre el hábitat de la fauna y flora oceánica; ruidos que alteren la vida y comportamiento de las especies; eventuales alteraciones hidrológicas y de los regímenes sedimentarios; interferencia con vías navegables; impactos visuales

Las dificultades tecnológicas de la generación eléctrica a partir de las corrientes de marea son, a la fecha, salvables; las barreras principales para el despegue y despliegue de esta fuente energética radica en los costos, que pueden en algunas circunstancias hacer económicamente inviables los emprendimientos.

¹⁸ citado por R. Campbell en Niemi, 2011; se pueden ver detalles en <http://www.power-technology.com/projects/hastingshydrokinetic/>

2.2.3 Energía undimotriz

Puede aprovecharse, también, la energía involucrada en los movimientos ondulatorios del agua (energía de las olas o undimotriz). No se considera en el presente estudio; ya ha sido evaluado el potencial uruguayo de generación undimotriz pero aún no hay emprendimientos en curso ni proyectados.

3 - Estado de situación de la tecnología

Según O' Rourke (2010), "Tidal current turbine technology is still in its infancy". No obstante, se reconoce¹⁹ que lo más prometedor y en lo que se enfocan los recientes desarrollos es en la energía a partir de las corrientes y no en el aumento del nivel debido a las mareas. También se reconocía, en 2009, que el progreso había sido muy lento, con muy pocos proyectos en el mundo.

No obstante, hay a la fecha (2015-16) una cierta efervescencia de las aplicaciones mareomotrices, ver 3.3.4. En varias partes del mundo se ha relevado el potencial de generación; ver por ejemplo, Uihlein (2016), donde se lista una buena cantidad de países, todos del hemisferio norte, que han hecho relevamientos del recurso mareomotriz mediante mediciones con perfiladores de corrientes y datos satelitales o mediante modelos numéricos 2D o 3D.

Se están implementando nuevos proyectos, se está comenzando a hablar de financiaciones ad-hoc (precios especiales, subsidios, etc.), se está investigando acerca de los tamaños óptimos de las turbinas y de los parques de generadores, se está incluyendo esta temática como un capítulo no menor en congresos y encuentros tecnológicos y académicos. Se está estudiando y comenzando a realizar las conexiones a las redes, en complementariedad con otras fuentes energéticas. Se prevé que en los próximos años haya una mejor oferta, que se comience a estandarizar más los diseños, que se distinga más claramente entre los tipos de dispositivos que tienen viabilidad técnico-económica y los que quedarán como ideas ingeniosas pero de menor atractivo para su implantación. Y que, además de los resultados de ensayos en laboratorio, haya una buena cantidad

¹⁹ Denny, 2009

de prototipos ensayados a escala industrial en condiciones reales, de los cuales se hayan extraído experiencias válidas.

Se ha elaborado una escala de medición de madurez de las tecnologías²⁰, en que se clasifica el nivel de madurez con un Número TRL (Technology Readiness Level) que varía entre TRL-1 (Principios básicos observados y comunicados) y TRL-9 (Sistema probado en condiciones reales con operación exitosa). En esta escala, se estima que la tecnología de generación mareomotriz se encuentra entre un nivel TRL-7 (prototipos funcionando en ambiente real) y TRL-8 (sistema real completado y, mediante ensayo y demostración, calificado para la operación).

Hay una clara y obvia correlación entre la capacidad instalada a nivel mundial y el nivel de madurez de la tecnología. En ambos sentidos: mayor cantidad de emprendimientos acumula experiencia y favorece la maduración; y mayor maduración hace más interesante (menos riesgoso) para los inversores y desarrolladores un emprendimiento. Y por supuesto que influirá en los costos, en la medida en que los diseños vayan eliminando incertidumbres y logrando partes y equipos completos estandarizados y probados.

4 - Comparación con aprovechamientos eólicos. Densidad de potencia

En Uruguay se ha relevado extensamente el potencial de generación eólica en todo el territorio. Los relevamientos han indicado la posibilidad técnico-económica de aprovechar la energía eólica. El hecho de ser una energía renovable, junto con ecuaciones económicas que se ha logrado que sean favorables ha posibilitado un enorme y rápido despliegue de aprovechamientos eólicos en todo el territorio. A partir de la primer instalación piloto/experimental a escala comercial de 150 kW, y con el concurso de actores públicos y privados, se ha llegado a tener una potencia instalada, desde 2008 a setiembre de 2015, de más de 580 MW, lo que representa un 15.6 % de la potencia instalada en todo el país. Y se prevén algunos cientos de MW adicionales para fines de 2016.

El recurso hidrocínético a partir de las corrientes de marea presenta características análogas en muchos sentidos. Está distribuido en forma difusa, no concentrado; no es sencillo capturarlo, confinarlo y concentrarlo. Y el potencial de generación puede ser relativamente importante para la escala del país, dada la gran extensión relativa de las áreas oceánicas del territorio.

²⁰ Escala desarrollada por la NASA para su programa espacial, aplicable a otros sectores industriales; ver MacDonald (2012) y Mankins (1995)

Se puede calcular la potencia del recurso hidrocínético de las corrientes de marea y del recurso eólico en función del área transversal interceptada:

1) Para las corrientes de marea:

Siendo A la sección transversal de área interceptada perpendicularmente a la corriente, y v la velocidad del agua en dicha área A , la potencia disponible del agua que intercepta la sección A es:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4.1)$$

Se obtienen los siguientes valores de la densidad de potencia P/A en función de la velocidad del agua:

Velocidad del agua (m/s)	0.5	1	1.5	2
Densidad de potencia (kW / m ²)	0.06	0.5	1.69	4

Dependerá del diseño del convertidor de la energía cinética del agua en mecánica y sus accesorios, qué fracción de esa potencia es factible de ser captada y transformada en potencia eléctrica.

2) Para el recurso eólico:

La misma fórmula permite hallar la densidad de potencia para el recurso eólico:

Velocidad del aire (m/s)	1	1.5	2	5	10
Densidad de potencia (kW / m ²)	0.0006	1.69	0.0048	0.075	0.6

Se encuentra que el recurso hidrocínético está mucho más concentrado. No obstante, si bien velocidades de viento de 10 m/s y aún mayores no son inusuales, las velocidades del agua tienen siempre valores mucho menores.

Coefficiente de potencia.

Se llama "coeficiente de potencia" al valor

$$C_P = P / \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right) \quad (4.2)$$

que es útil para comparar la eficiencia de distintos dispositivos captadores de energía (rotores, etc.). El valor teórico máximo está dado por la ley de Betz:

$$C_p \text{ máx} = 16/27 = 0.59 \quad (4.3)$$

Si bien esta ley fue desarrollada para aerogeneradores, es aplicable a generadores hidrocinéticos si la sección de pasaje de la corriente de marea es ancha y profunda respecto a las dimensiones del hidrogenerador. Se requiere además que los movimientos de la superficie libre no sean relevantes respecto a dichas dimensiones, dado que la teoría supone iguales presiones aguas arriba y aguas abajo del rotor; de no ser así, se deberá considerar una (pequeña) corrección basada en el número de Froude.

Factor de capacidad

Además, otra diferencia relevante entre un aprovechamiento eólico y uno hidrocinético puede radicar en la constancia de las velocidades. Se cuantifica por el "factor de capacidad" o "factor de planta", definido como el cociente entre la energía generada en un período (usualmente, un año) y la energía que hubiera podido generar si hubiera trabajado todo ese tiempo a plena carga.

Comparando casos típicos:

- Generación eólica: con vientos de 10 m/s y factor de capacidad 0.35, se puede lograr una generación anual de $\approx 830 \text{ kWh/m}^2$
- Generación hidrocinética: con corrientes de 1 m/s y factor de capacidad 0.40, se puede lograr una generación anual de $\approx 780 \text{ kWh/m}^2$

(se supuso en ambos cálculos $C_p = 0.45$)

En Fraenkel (2004) se pueden ver otras evaluaciones cuantitativas que comparan generación eólica con hidrocinética.

Se deduce que aunque las velocidades sean mucho menores, la diferencia de densidades del fluido y la mayor constancia del recurso hacen que con similares dimensiones se logre análogas densidades de potencia y parecidas o superiores cantidades de energía anual. Se agrega que la mayor predictibilidad hace de las corrientes de marea un recurso energético que merece ser captado y aprovechado.

El retraso del desarrollo en la captación de la energía hidrocinética marina, tanto en Uruguay como en el resto del mundo, no se debe entonces a lo concentrado o difuso del recurso sino a:

- las dificultades tecnológicas y logísticas (y por ende los costos) de trabajar (instalar, mantener, transmitir) en ambiente marino, frecuentemente a varios kilómetros de la costa; a veces, a decenas de kilómetros

- las limitaciones por profundidad en los sitios en que las velocidades son adecuadas
- las relativamente grandes distancias a los centros de consumo, que originan altos costos de transmisión

Hay algunas dificultades que se presentan con mayor influencia en los hidrogenadores cinéticos de marea que en los generadores eólicos; cabe mencionar:

- Mayores masas de fluido: una turbina de mareas típica para 1 MW es impulsada por unas 900 ton/s; por una turbina eólica de 1 MW circulan unas 35 ton/s de aire. Ello hace que las fuerzas reactivas sean mucho mayores en el primer caso, requiriendo fundaciones o sujeciones muy bien estudiadas y construidas, además de turbinas de componentes robustos²¹
- La necesidad de hacer estancas partes importantes de las máquinas
- La necesidad de un cable sumergible (caro) para transmitir la energía a tierra firme
- Los cortos períodos, de pocas horas, en que las corrientes son suficientemente bajas para que un buzo pueda acceder a realizar inspecciones o tareas de montaje y mantenimiento. Los generadores eólicos, en cambio, además del acceso protegido por dentro de la torre, suelen disponer de períodos relativamente prolongados de calma, que pueden ser hasta de días, para esas tareas

²¹ Por no tener debidamente en cuenta este aspecto, "...the first hydrokinetic turbines used in New York's East River failed and had to be redesigned because the tidal forces were much stronger than expected." (Niemi, 2011). En relación con esto, el emprendedor opinaba para The New York Times, August 13, 2007, que "The only way for us to learn is to get the turbines into the water and start breaking them". No parece un procedimiento compartible.

BIBLIOGRAFÍA MENCIONADA

- Banal, M.. "L'énergie marémotrice en 1989". La Houille Blanche, N° 6, 1989.
- Benelghali, S., Benbouzid, M., Charpentier, J.. "Modeling and control of a marine current turbine driven doubly-fed induction generator". IET Renewable Power Generation 4, 1 (2010)
- Chaineaux, M. C., Charlier, R.. "Women's tidal power plant Forty candles for Kislaya Guba TPP". Renew. & Sustainable Energy Reviews 12, 2008
- Denny, E.. "The economics of tidal energy". Energy Policy 37, 2009
- Denny, M.. "The efficiency of overshot and undershot waterwheels". Eur. J. Phys., 25 (2004)
- Fraenkel, Peter L.. "Marine Current Turbines: an emerging technology". Scottish Hydraulics Study Group Seminar", Glasgow, 2004
- Jónsson, B. "Harnessing tidal energy in the Westfjords". Master Thesis, University Centre of the Westfjords, Iceland, 2010
- Kelly, M., Dworjanyn, S.. "The potential of marine biomass for anaerobic biogas production". Scottish Assoc. for Marine Science, Scotland, publ. by The Crown Estate on behalf of the Marine Estate, 2008
- Liu, H.; Ma, S.; Li, W.; Gu, H. Lin, Y.; Sun, X.: "A review on the development of tidal current energy in China", Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011)
- MacDonald, Mott: "Offshore Renewable Energy"; IEA-RETD (International Energy Agency-Renewable Energy Technology Development), 2012. Earthscan, Abingdon, Oxon, UK.
- Mankins, J. C.: "Technology Readiness Levels". A white paper" NASA, 1995
- Marfenin, N.N., Malutin, O. I., Pantulin, A. N., Pertzova, N.M: "A tidal power environmental impact assessment: case study of the Kislogubskaija experimental tidal power station (Russia)". La Houille Blanche, N° 3, 1997
- Minchinton, W. E.. "Early tide mills: Some problems". Technology and Culture, 20(4), 1979
- Niemi, A. E., Fincher, C. M. (ed.). "Hydropower form small and low-head hydro technologies". Nova Science Publishers, new York, 2011.

Nikolaisen, L. et al.: "Energy production from Marine Biomass (*Ulva lactuca*)". National Environmental Research Institute & Danish Technological Institute; PSO Project N° 2008-1-0050; Denmark, November 2011

O'Rourke F., Boyle F., y Reynolds A.. "Marine current energy devices: Current status and possible future applications in Ireland". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14, no. 3 (2010): 1026-1036.

Revista Hydro Review Worldwide (HRW), revista digital por suscripción, disponible en <http://www.renewableenergyworld.com/magazine/hydro-review-worldwide.html>

Revista Tidal Today, publicación digital, disponible en www.tidaltoday.com; con reportes de la industria y publicaciones periódicas por suscripción; FCBI Energy Ltd., England and Wales

Spain, R. "A possible Roman tide mill". Kent Archaeological Society, consultado en <http://www.kentarchaeology.ac/authors/005.pdf>; 2002

Verdant Power Canada ULC. "Technology Evaluation of Existing and Emerging Technologies". Prepared for Natural Resources Canada, June 2006

Vermaak, H., Kusukana, K., Koko, S.. "Status or micro-hydrokinetic river technology in rural applications: A review of literature". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29, 2014.

II

Tecnologías existentes

1. SISTEMAS DE GENERACIÓN HIDROKINÉTICA

Un sistema de conversión de energía hidrocínética en energía eléctrica tiene los siguientes componentes o subsistemas:

1. El dispositivo de captación de energía hidrocínética y conversión en energía de otro tipo; habitualmente, en energía de rotación de un eje. Es habitualmente llamado turbina, aunque hay dispositivos que no corresponden a la definición de esta palabra (ver 2.1)
2. Las estructuras de fijación o soporte (ver 3)
3. El convertidor de la energía generada por el conversor en energía eléctrica; es habitual que sea un generador eléctrico, aunque caben otras posibilidades más elaboradas (ver 4)
4. Los sistemas de transmisión de la energía eléctrica a la red y, en última instancia, a los consumidores. Se verá en el presente informe sólo los sistemas de transmisión hacia una red en tierra firme (ver 5).
5. Los sistemas de comando y control del hidrogenerador y del sistema de transmisión de la energía eléctrica (ver 6).

2. TECNOLOGÍAS DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA HIDROKINÉTICA

2.1 Principales tipos de conversores de energía

2.1.1 Recopilaciones previas

Se han propuesto diversas tecnologías para convertir la energía hidrocínética en energía mecánica. Algunos autores han publicado listados más o menos exhaustivos de las tecnologías usadas o de los modelos desarrollados, con distintos criterios de clasificación. Entre otros:

- Bedard et al. (2005) listan varios tipos de tecnologías, la mayoría con rotor (turbinas), sin mayor clasificación, pero indicando si son de eje vertical u horizontal. A la fecha de su publicación, la mayoría estaba en la etapa de desarrollo conceptual o ensayo de un prototipo.
- Verdant Power Canada ULC (2006) también lista una buena cantidad de tecnologías disponibles o en etapa de ensayo; si bien trata de ser exhaustivo en aplicaciones para corrientes fluviales, indica explícitamente cuáles de los modelos pueden ser apropiados para corrientes de marea. Se trata, más bien, de una lista de compañías desarrolladoras.
- Khan et al. (2009) distinguen según se usen piezas rotantes o rotores (turbinas) o sistemas sin rotores.
- Lago et al. (2010) listan una buena variedad de dispositivos, clasificándolos según sean de eje horizontal, paralelo a la dirección de la corriente; o de flujo cruzado ("cross-flow"), que pueden ser de eje vertical u horizontal, pero con el eje perpendicular a la corriente.
- O'Rourke et al. (2010) listan una cantidad de dispositivos, mencionando que los métodos más comunes son aquellos en los que el eje de la turbina es vertical y en los que es horizontal. Tan poco elaborado es su listado que las ordenan alfabéticamente según el nombre comercial de los desarrolladores.
- Güney et al. (2010) también listan una buena cantidad de dispositivos, todos de tipo turbina; muchos de los listados no tienen diferencias de concepto sino sólo de realización tecnológica. También distinguen según la posición del eje; entre las de eje horizontal distinguen las de eje paralelo a la corriente o perpendicular a ella.

2.1.2 Clasificación de los conversores de energía hidrocínética

Una clasificación (no necesariamente exhaustiva) de los principales medios de conversión de la energía cinética de las corrientes de marea en energía mecánica o eléctrica es la siguiente:

a) **Turbinas:** se llama así a toda máquina destinada a transformar la energía cinética de un fluido (en el caso presente, el agua) en energía mecánica de rotación de órgano mecánico ("rotor" o "rodete") solidario a un árbol o eje. Este eje en rotación puede transmitir la energía mecánica desde la fuente (sitio de captación de energía hidráulica) al sitio de su utilización final mediante sistemas de transmisión mecánicos; así se hacía en las viejas ruedas hidráulicas ("waterwheels") usadas para la molienda de granos o para elevación de agua. Pero desde 1880, y a la fecha casi exclusivamente, se transforma la energía cinética de rotación del eje en energía eléctrica mediante un generador adecuado. Ello permite fácilmente la transmisión de la energía a sitios de utilización alejados de la fuente.

b) **Vortex:** utiliza la generación de vórtices alternantes detrás de un obstáculo sólido en una corriente fluida (vórtices de von Karman). Esos vórtices alternados pueden provocar un movimiento oscilante en un flotador adecuado (ver Figura 2.1). La energía de este movimiento, extraída del flujo principal, es transformada en energía eléctrica. Patentada la idea en EEUU en 2009¹, se construyó el primer prototipo en 2010. En 2013 ya se había hecho algún ensayo de campo pero aún estaba en etapa de ensayos en canal hidrométrico.

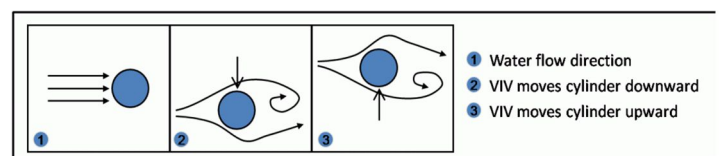


Figura 2.1

Principio del generador Vortex

(VIV: Vortex induced vibration); de www.vortexhydroenergy.com)

c) **Álabes oscilantes:** dos álabes en una corriente fluida, vinculados mecánicamente entre sí, sufren alternativamente esfuerzos de sustentación, que varían el ángulo de ataque. Estos esfuerzos son transmitidos, mediante piñones, a un eje que actúa un conversor que permite transmitir la energía² (ver Figura 2.2)

¹ Ver www.vortexhydroenergy.com

² Ver Kinsey et al. (2011) y Kinsey et al. (2012)

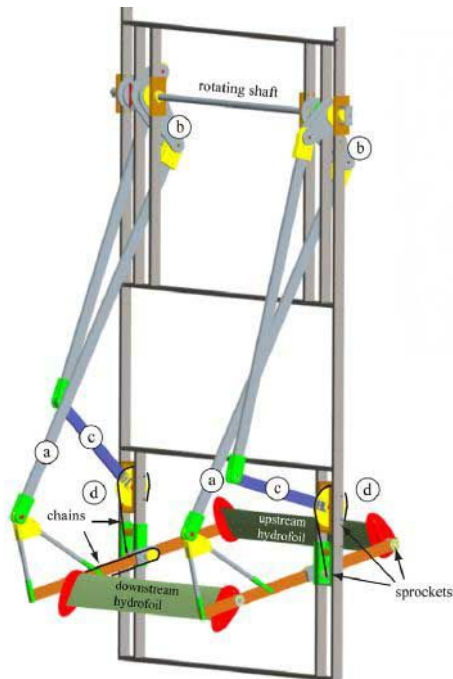


Figura 2.2
Oscillating Hydrofoils (tomado de Kinsey (2011))

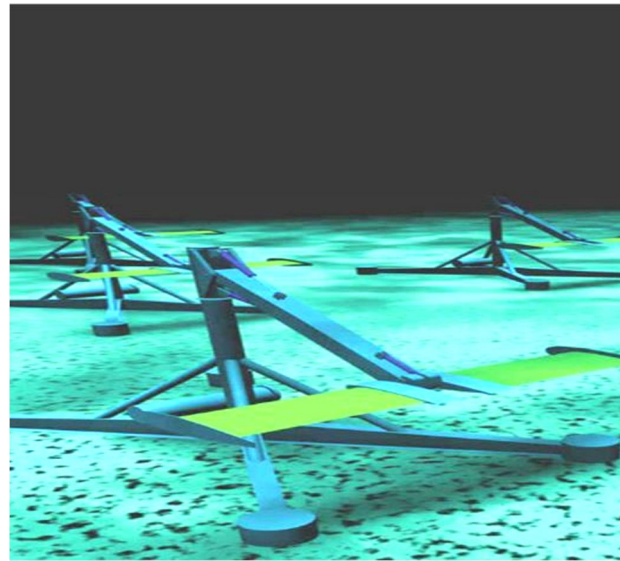


Figura 2.3
Álabes oscilantes Stingray (tomado de O'Rourke et al. (2010))

Otro ejemplo es el dispositivo llamado comercialmente Stingray, desarrollado por IHC Eng. Business (U.K.). El movimiento oscilante es controlado variando el ángulo de ataque de la corriente sobre un álabes. El movimiento alternativo del álabes opera un motor hidráulico que a su vez mueve un generador. Se probó un prototipo diseñado para 150 kW, en 2002, llegando a producir 250 kW en pico y promediando 90 kW para corrientes de 1.5 m/s, pero se discontinuó por no ser económicamente viable³.

d) **Álabes resonantes** ("flutter vane"): se utilizan álabes que en una corriente fluida vibran a una frecuencia de resonancia; esa vibración, mediante un transductor adecuado, se transforma en energía eléctrica. Es mencionado por Verdant Power (2006), por Khan (2009) y por Lago (2010), pero no se encuentran referencias más recientes. Parecería no haberse desarrollado más que el concepto con algún ensayo en canal de laboratorio.

³ Ver Lago (2010), O'Rourke et al. (2010), Benelghali (2007)

e) **Cinta o correa con álabes:** consiste en una serie de álabes montados en una correa o cadena deslizante en una trayectoria lineal, oval o circular. Ya sea por el esfuerzo de sustentación o por el de empuje sobre los álabes, se generan fuerzas sobre éstos que los hacen moverse; la correa transmite la energía a un eje en rotación. Un modelo de nombre comercial Nereus, desarrollado en 2008 por la firma Atlantis Resource Corp., se muestra en la figura 2.4⁴. Sólo se informa de una realización a escala industrial, de 150 kW, en Australia.



Figura 2.4

Cinta-cadena con álabes

2.2 Turbinas

Por ser las más desarrolladas, se considerarán con más detalle las turbinas. Los otros sistemas, ingeniosos la mayoría, no han pasado la etapa de concepto y pruebas de laboratorio o de campo en pequeña escala; no se han desarrollado comercialmente o no han podido competir con las turbinas en costo, eficiencia, rendimiento o simplicidad de implementación.

2.2.1 Clasificación de las turbinas

Las turbinas hidrocínéticas se pueden clasificar de acuerdo a distintos criterios.

a) Clasificación 1

Según el principio de interacción entre líquido y sólido:

1. de empuje o de acción
2. de reacción

⁴ Una variante recientemente desarrollada pero pensada para flujos confinados se puede ver en www.natelenergy.com

a-1- Turbinas de empuje o de acción

Las turbinas de empuje o de acción son aquellas en que el mecanismo de interacción es el empuje ("drag") del fluido sobre paletas del rotor. Son ejemplos:

- Las turbinas de alimentación inferior ("undershot waterwheels") (ver Figura 2.5); hoy en desuso por su bajísima eficiencia; por su diseño no son preferibles para corrientes de marea oceánica. Se las usó, no obstante, históricamente para aprovechar las mareas en estuarios, con o sin almacenamiento. Aún se conserva, restaurada, alguna realización de este tipo, por ejemplo la de Birlot, Île de Bréhat, Francia (ver Fig. 2.6).
- las turbinas con rotor Savonius (ver Figura 2.7-a); debido a la facilidad de su construcción y montaje han sido usadas en micro y pico-aprovechamientos en ríos, pero no se han desarrollado para mayor escala debido a su inherentemente baja eficiencia. En Sarma et al. (2014) se presentan resultados de ensayo a una turbina con rotor Savonius para velocidades de corriente entre 0.3 y 0.9 m/s, destacando que la velocidad óptima (en términos de coeficiente de potencia máximo, uniformidad del flujo, uniformidad en el torque generado y cargas mínimas en las palas) sería de 0.65 m/s.
- Yang y Lawn (2011) analizaron el funcionamiento de una turbina con un diseño novedoso llamada turbina "Hunter", la que consiste en un cilindro con palas que flamean (ver Figura 2.7-b) y tiene un principio de funcionamiento similar a las turbinas Savonius. Tendría un coeficiente de potencia máximo de 0.19.

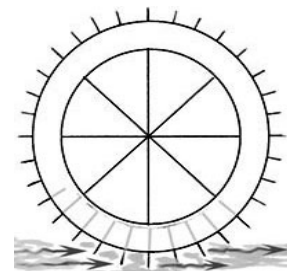


Figura 2.5
Turbina de acción inferior



Figura 2.6
Turbina en la isla de Bréhat, Bretaña, Francia
(tomado de Google Earth)

Tienen inherentemente menor rendimiento que diseños análogos basados en la sustentación; por ello suelen requerir rotores de grandes dimensiones para relativamente bajas potencias extraídas. Fueron mencionadas como concepto y ensayadas en pequeña escala antes de 2010⁵, pero no se

⁵ Ver, por ejemplo, Bedard et al. (2005), Khan et al. (2009)

tuvo conocimiento de ninguna realización comercial exitosa para corrientes oceánicas; sólo se ha implementado en ríos o arroyos.

a-2- Turbinas de reacción

Las turbinas de reacción son las que tienen un rotor con álabes o paletas, en las cuales el mecanismo de interacción es la generación de una fuerza de sustentación (“lift”) sobre dichos álabes de forma adecuada.

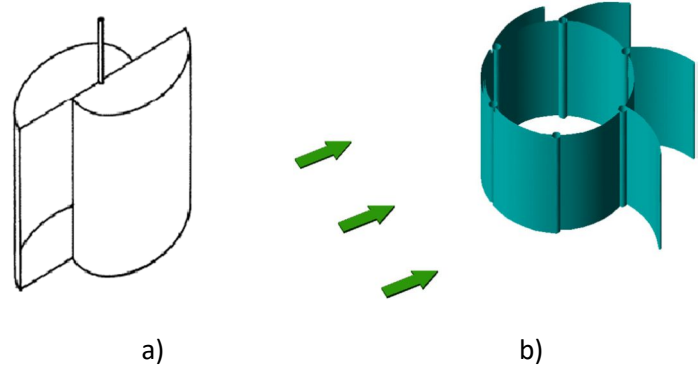


Figura 2.7

a) Rotor Savonius; b) Turbina Hunter (de Yang y Lawn, 2001)

Esa fuerza de sustentación, en la medida en que su línea de acción no pase por el eje de rotación, genera sobre éste un par cuyo momento, multiplicado por la velocidad de rotación, da la potencia transmitida al eje.

Suelen tener eficiencias muy superiores a las turbinas de acción, por lo que son las más utilizadas en la actualidad.

b) Clasificación 2

Según captación del flujo:

1. en flujo abierto: el rotor intercepta las líneas de corriente del cauce o corriente (ver Figura 2.8)
2. en flujo confinado: el líquido es capturado y mediante un conducto a presión es llevado a incidir sobre el rotor de la turbina (ver Figura 2.9)

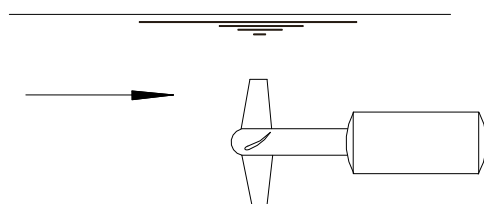


Figura 2.8
Turbina en flujo abierto

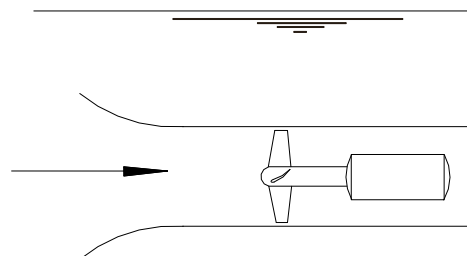


Figura 2.9
Turbina de flujo confinado

c) Clasificación 3

La caracterización más usual ⁶ es según la posición del eje de rotación del rotor:

1. Turbinas de eje vertical: el eje de rotación es perpendicular a la superficie del agua y a la corriente de marea
2. Turbinas de eje horizontal: el eje de rotación puede ser:
 - 2.1. Paralelo a las corrientes de marea; es el caso de las turbinas axiales
 - 2.2. Perpendicular a la corriente

d) Clasificación 4

Otra posible clasificación refiere a la sujeción de los álabes u órganos intercambiadores de energía:

1. álabes fijos a la estructura rotante
2. álabes con posibilidades de rotación o ajuste de ángulo.

Se puede, con el ángulo variable, lograr mejores condiciones de transferencia energética con el agua en todo momento, para todas las velocidades de corriente. El costo de esta mejora es complicar y encarecer el diseño y construcción de la turbina y su sistema de comando y control.

e) Clasificación 5

Varias de las tecnologías disponibles para eje vertical pueden ser realizadas con el eje en posición horizontal; dependerá de otros aspectos (profundidad disponible, modo de anclaje o sujeción, tipo de generador eléctrico a usar, costos, etc.) de qué manera se instala el mismo hidrogenerador.

Se entiende que es más relevante la clasificación según la posición del eje respecto a la dirección de las corrientes de marea, así se distinguiría claramente entre tipos de máquinas distintas en su esencia y no en su modalidad constructiva:

1. de eje paralelo a las corrientes de marea, o turbinas axiales
2. De eje perpendicular a las corrientes de marea, cualquiera sea su dirección. Por este motivo se las suele llamar de flujo cruzado ("crossflow")⁷. Es el caso de las turbinas tipo Darrieus y sus variaciones, como la de tipo Gorlov.

⁶ Güney (2010); Gretton (2009); O Rourke (2010), entre otros

⁷ Es la definición adoptada por Vallet (2011) y Zanette (2010), entre otros; Khan (2010) utiliza una definición distinta para la modalidad "crossflow": eje de rotación paralelo a la superficie del agua pero ortogonal a la corriente; Güney (2010) las identifica con las viejas ruedas de agua o waterwheels, de eje horizontal perpendicular a la dirección de la corriente; Lago (2010) le llama "crossflow" a todas las que no sean de eje

2.3 Tipos de turbinas desarrollados

2.3.1 Rotores axiales (ver Figura 2.10)

Merecen atención los diseños basados en la teoría y la práctica de los rotores axiales. En estas turbinas el eje es paralelo a la dirección de la corriente; el agua atraviesa el rotor e intercambia energía con él, llegando a él axialmente y alejándose también con una componente axial en la velocidad. Se han desarrollado varios tipos, que difieren en modalidad constructiva pero no en el principio de intercambio de energía.

Trabajando en cauce abierto, pueden lograr eficiencias teóricas análogas a las de los generadores eólicos (~59 % de la energía del flujo interceptado) y rendimientos superiores al 90%.



Figura 2.10

Turbina axial (tomado de <http://www.verdantpower.com/>)

Dado el estado actual de la tecnología, muchos de los diseños que se están probando no tienen aún tanta universal aceptación como para convertirse en un "tipo" paradigmático, por lo que muchas veces sólo son identificables por sus nombres de fantasía o por el nombre de la empresa o investigador que los propone o ensaya. Véase, por ejemplo, la extensa lista publicada por Khan (2009): releva 76 tecnologías o sitios donde se desarrollan, pero la única clasificación sistemática que se realiza distingue entre las de eje vertical y las de eje horizontal; y se indica que esta clasificación no es exhaustiva. Este estado de situación contrasta con la madurez alcanzada por el diseño y la construcción de turbinas para centrales hidroeléctricas con represas; en éstas, las tecnologías utilizadas, conocidas por los nombres de Pelton, Francis y Kaplan, son las usadas en todas las aplicaciones y fabricadas por todos los proveedores, cada uno con sus peculiaridades de diseño pero manteniendo el esquema fundamental de diseño y funcionamiento. Sólo aprovechamientos de pequeño porte y no representativos utilizan otro tipo de convertidores de energía hidráulica en mecánica y eléctrica.

horizontal. La definición dada en la última referencia no coincide con el uso de esta expresión para las turbinas Michel-Banki para las cuales es indiscutida la caracterización como de flujo cruzado; éstas son siempre de eje horizontal y suelen ser consideradas turbinas de acción y no de reacción; además de tener el eje ortogonal a la velocidad del agua incidente, el flujo de agua atraviesa el interior del rotor de la turbina, interactuando dos veces con el empaletado.

Algunas modalidades constructivas propuestas son:

a) Tecnología SeaFlow (ver Figura 2.11) o proyecto SeaGen (ver Figura 2.12), de Marine Current Turbines- MCT⁸. Estas realizaciones se basan en una columna única, empotrada en el fondo marino, que sostiene uno o dos rotores. La profundidad de los rotores es regulable, lo que permite elegir la profundidad de mayores velocidades y hacer emerger los rotores para inspección y mantenimiento. Tiene posibilidades de ajustar tanto el ángulo del conjunto de rotores para enfrentar a distintas direcciones de corriente como el ángulo de los alabes de los rotores para lograr buenos rendimientos para distintas velocidades de corriente. De acuerdo a pruebas realizadas en prototipos, aunque se conecta a 0.7 m/s, requiere velocidades de la corriente de al menos 2.4 m/s para entregar su potencia de diseño. La columna que soporta el hidrogenerador, empotrada en el fondo marino, es de dimensiones importantes: para el prototipo de SeaFlow de 300 kW, con un rotor de 11 m de diámetro, la columna tenía diámetro 2.1 m y una longitud mayor a los 25 m. El modelo SeaGen incluye dos rotores de 18 m de diámetro cada uno, y genera 2.5 MW para velocidades de 3 m/s. Los momentos que debe soportar esta columna hacen que el empotramiento en el lecho sea un problema de difícil solución en algunos tipos de fondos marinos. No se considera apta esta solución para profundidades de lecho mayores a los 50 m, es preferible que sea menor a 30 m⁹.

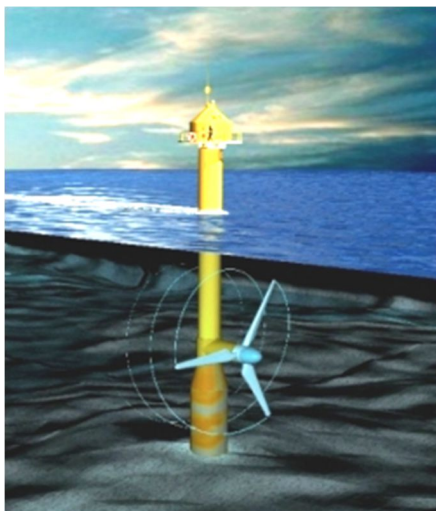


Figura 2.11
Tecnología SeaFlow (Marine Current Turbines)

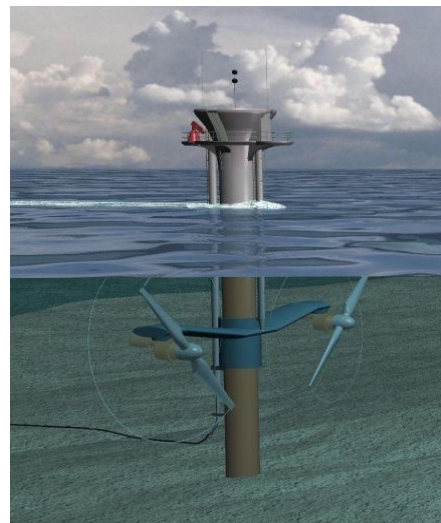


Figura 2.12
Tecnología SeaGen (Marine Current Turbines)

b) Turbinas dobles con un solo soporte: Por ejemplo, la tecnología TidEL, desarrollada por la empresa SMD Hydrovision, propone dos turbinas contra-rotantes sostenidas por una viga común, sujeta por cadenas a un pilote anclado al fondo marino o a un soporte por gravedad; por su flotabilidad y la flexibilidad de las cadenas se mantienen a cierta distancia del fondo y orientadas

⁸ Ver Bedard (2005), Lago (2010), Fraenkel (2004), www.marineturbines.com

⁹ Ver Bédard et al., 2005

según las corrientes (ver Figura 2.13). El proyecto evaluado, de dos turbinas de 500 kW, usaba rotores de 15 m de diámetro a más de 30 m de profundidad.

c) Turbinas múltiples, con un solo soporte y un solo cable de transmisión; por ejemplo el sistema desarrollado en Canadá por Black Rock Tidal Power¹⁰, que consta de un soporte por gravedad y flotadores, que mantienen en posición y permiten girar toda una matriz de turbinas de pequeño diámetro (ver Figura 2.14). Este tipo de solución parece ser muy prometedora por su versatilidad, facilidad y bajo costo de montaje.

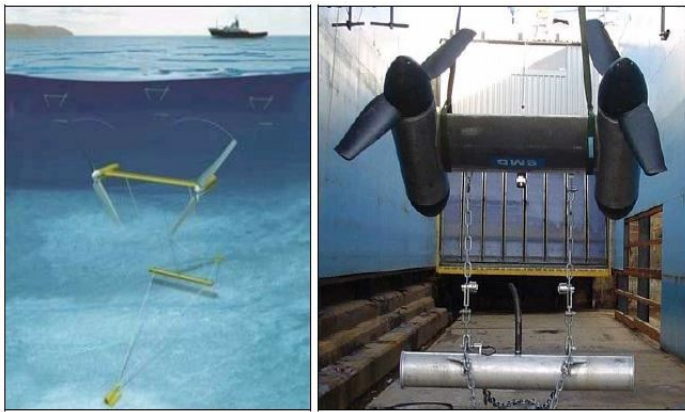


Figura 2.13
Turbina Tidel (de Benelghali, 2007)

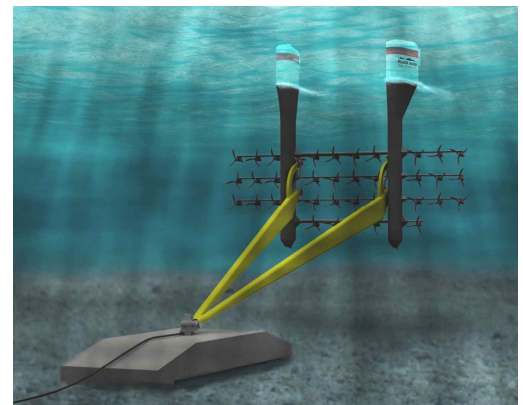


Figura 2.14
Turbina múltiple

d) Turbina de centro abierto (Open-Center Turbine)¹¹. En este diseño los álabes no están sujetos a un cubo/eje central sino que son solidarios al rotor del generador, formando un anillo con el centro hueco (Figura 2.15). El primer prototipo, instalado en 2007, de 3 m de diámetro, generó 15.5 kW. Se informa de reservas de sitios para desarrollar emprendimientos con esta tecnología hasta por 100 MW¹² y de preparativos para instalaciones en Francia y Canadá con turbinas de 16 m de diámetro, de potencias unitarias 0.5 MW y 2 MW respectivamente, en ambos casos para ser conectadas a la red¹³.

¹⁰ Ver <http://fundyforce.ca/technology/black-rock-tidal-power/>

¹¹ Ver www.openhydro.com

¹² ver, por ej., HRW, 02/01/2013

¹³ Ver renews.biz/88020/openhydro-to-get-connected/ o Revista Tidal Today, junio 3, 2015

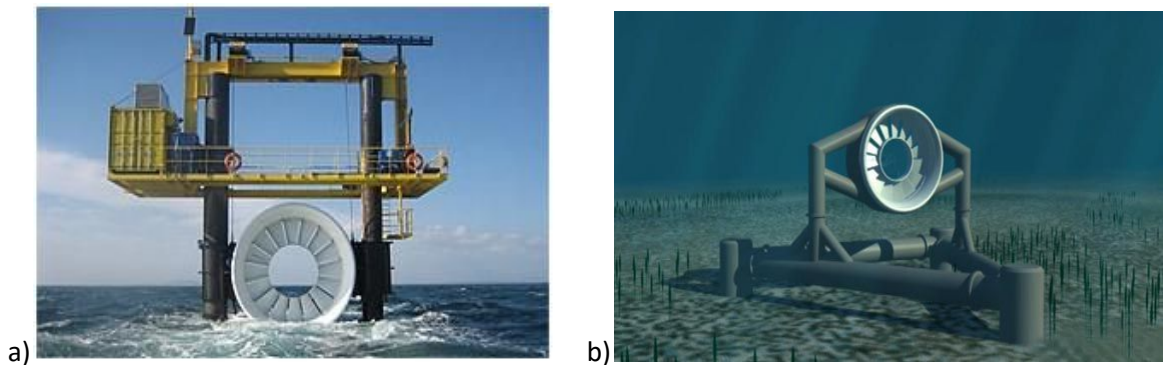


Figura 2.15

Turbina de centro abierto

a) sobre columnas, en montaje; b) apoyada en el fondo (de www.openhydro.com)

2.3.2 Rotores de tipo Darrieus

Los rotores de tipo Darrieus¹⁴ usan álabes curvos o rectos, perfilados (ver Figura 2.16). Se usan perfiles aerodinámicos generalmente simétricos, con su cuerda ubicada tangencialmente a su trayectoria.

Admiten diversas realizaciones:

a. Rotor Darrieus convencional: los álabes son largos y curvos, unidos en sus extremos al eje de rotación (ver Figura 2.16-a). La curva de los álabes suele ser la llamada troposkien (en inglés; troposkine en francés); es la forma que adopta un cable fijo en sus extremos y hecho girar a velocidad constante. Con esta forma se minimizan las flexiones en el álabe. Esta forma se puede, en una primera aproximación, suponer como un par de segmentos acordados por un arco de círculo (suponiendo despreciable el efecto de la gravedad)¹⁵.

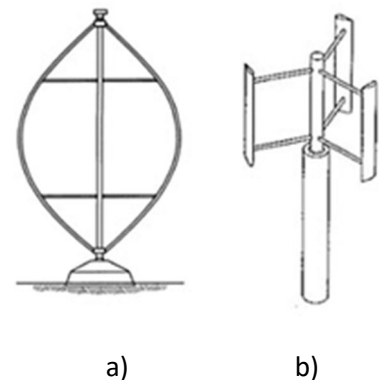


Figura 2.16

Rotores Darrieus

Tienen el inconveniente de que los esfuerzos (y por lo tanto el par y la potencia generada) son eminentemente pulsantes, además de que varían a lo largo de cada pala (aun suponiendo un flujo uniforme).

¹⁴ Patentados en 1931 por Georges J. M. Darrieus (1888-1979), ingeniero francés

¹⁵ Aproximación propuesta por Sandia National Laboratories, de USA, ver Paraschivoiu, 2002

b. Rotor Darrieus de palas rectas fijas (ver Figura 2.16-b). A diferencia del anterior, los esfuerzos de sustentación sobre cada álabe se manifiestan como esfuerzos de flexión sobre las estructuras que los soportan. Ello requiere mayor robustez de éstas y de los álabes. Los esfuerzos, el par y la potencia generada son también pulsantes, pero constantes a lo largo de cada pala (suponiendo un flujo uniforme). Un fabricante¹⁶ indica que puede generar a partir de velocidades de 0.5 m/s.

c. Turbina Kobold ¹⁷: En Italia, la Universidad de Nápoles desarrolló y ensayó un rotor Darrieus de palas rectas no fijas sino oscilantes, con un mecanismo de control automático de ángulo de pala (ver Figura 2.17). Luego de ensayos en modelo en canal hidrométrico y túnel de viento, la compañía Ponte di Archimede International S.p.A instaló en 2001 un prototipo en el estrecho de Messina, con un rotor de 6 m de diámetro y 3 palas de 5 m de largo. Demostró generar entre 25 y 30 kW con velocidades de marea de 2 m/s. Equivale a un coeficiente de potencia de $C_p = 0.25$.



Figura 2.17

Turbina Kobold

d. Rotor Darrieus con álabes torsionados. El más conocido es el desarrollado por Gorlov (1998) (ver Figura 2.18); permite disminuir drásticamente las pulsaciones del par generado. Puede ser de dos, tres o más palas. Además, se lo puede instalar en configuración múltiple, en forma de una columna de varios rotores apilados con un solo eje. Un fabricante¹⁸ indica que puede generar a partir de velocidades de 0.6 m/s.

e. Variaciones sobre la idea de Gorlov:

En Antheaume (2007) y en Zanette (2010) se muestra la turbina, patentada por Achard y Maitre en 2004, que recoge la idea de Gorlov pero modifica algunos aspectos de diseño y sujeción de las palas (ver Figura 2.19). Se propone que sean instalados en granjas de múltiples turbinas.

¹⁶ Alternative Hydro Solutions Ltd. (Canada)

¹⁷ Ver Lago (2010), Calcagno et al.,(2007) y Bedard (2005)

¹⁸ Lucid Energy Pty. Ltd. (USA)

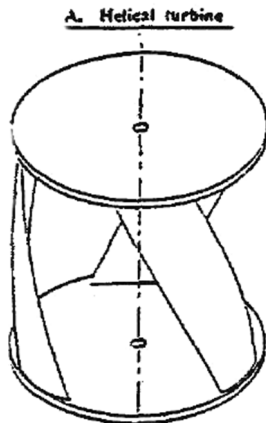


Fig. 2.18
Turbina de palas torsionadas
(tomado de Gorlov (1998))

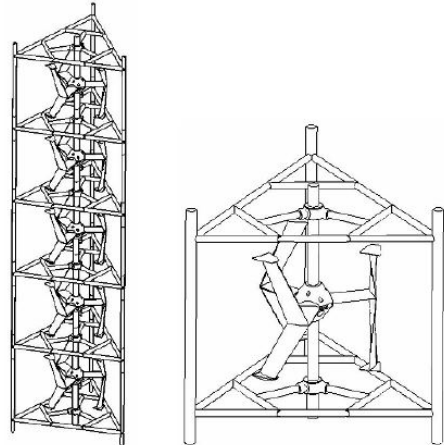


Figura 2.19
Turbina Achard
(tomado de Antheaume (2007))

2.3.3 Otros tipos de rotores

La turbina Flumill (ver Figura 2.20) consiste en un par de rotores helicoidales, contra-rotantes, anclados al fondo mediante una estructura hincada con pilotes o por gravedad, con un pivote. Incluye un álabe superior, de material muy liviano (materiales compuestos, principalmente espuma de PVC), que recibe de las corrientes un esfuerzo de sustentación. Los rotores, por lo tanto, tendrán un ángulo en servicio que dependerá de la intensidad de la corriente.

En 2015 se informa¹⁹ que, luego de ensayos a escala en laboratorio y simulaciones con CFD, se está por instalar una turbina piloto a escala real en las costas del norte de Noruega. Se indica que estas turbinas pueden operar a velocidades de corriente de menos de 1 m/s²⁰, y que pueden ser adaptadas para uso en ríos. Se las propone, también, como inocuas para la fauna marina o fluvial.

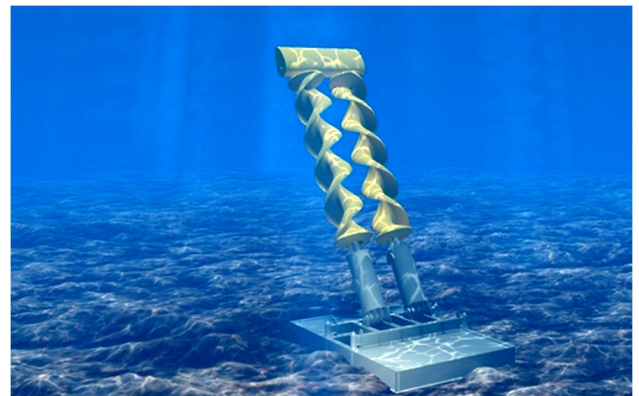


Figura 2.20

Turbina Flumill (tomado de www.flumill.com)

¹⁹ www.flumill.com

²⁰ Ver por ejemplo Solbakken (2014)

2.3.4 Estado actual de la tecnología de las turbinas hidrocinéticas para corrientes de marea

Se están desarrollando y experimentando prototipos de una buena cantidad de diseños alternativos.

Los principales ensayos de prototipos y emprendimientos comerciales se están realizando en el hemisferio Norte, en las costas de Canadá y de las Islas Británicas. También hay algunas realizaciones actualmente en implantación en las costas de Noruega, Suecia, Francia, y Australia.

Algunas de las múltiples iniciativas, proyectos o planes en marcha son los siguientes:

- La Comisión Europea está financiando con € 7.7M el diseño, instalación y operación de turbinas de marea por un total de 1.5 MW en el Pentland Firth, costa norte de Escocia²¹. El proyecto prevé 4 turbinas en dos años, 61 turbinas para 2020 y un total futuro de 269 turbinas con una potencia instalada de 398 MW²². Para estas etapas, la empresa desarrolladora MeyGen Ltd., de Escocia ha logrado que el gobierno escocés financie £ 20M, y el gobierno del Reino Unido con £ 10M. En la Figura 2.21 se muestra parcialmente el parque que se instalaría.
- El Congreso de EE.UU ha expresado su aliento al desarrollo de estos emprendimientos en sus costas.
- El Gobierno escocés ha votado algo más de U\$ 27M en junio de 2013 para proyectos de energía marina.
- El gobierno de la Provincia de Kerala, India, está lanzando un plan piloto con un diseño especial de turbina que ya se está usando en la Bahía de Hudson, Canadá
- Desde principios de 2013 se está ensayando en costas australianas una turbina de 2 kW ("Sea Urchin") para aprovechamiento de las mareas de un diseño que dice ser novedoso, con amplio uso de plásticos reforzados ("composites") como materiales estructurales²³.
- El gobierno del Reino Unido, mediante su oficina para el despliegue de energía renovable²⁴, se propone tener instalaciones marinas (olas y corrientes de marea) por 200 a 300 MW; avizoran hasta 20 GW para 2050.
- En Japón se está desarrollando un proyecto ²⁵ consistente en turbinas flotantes sumergidas, amarradas al fondo marino (ver Figura 2.22). Se espera esté generando en 2017; la inversión total es de U\$S 501M.

²¹ <http://www.renewableenergyfocus.com/view/37202/atlantis-resources-secures-7-7-million-in-grant-funding-from-european-commission/>

²² BBC News, 22 August 2014

²³ Ver en Reinforced Plastics, vol. 57, issue 2, March/April 2013

²⁴ Ver McCloghrie, 2011

²⁵ Hydro Review Worldwide, Jan-Feb 2015

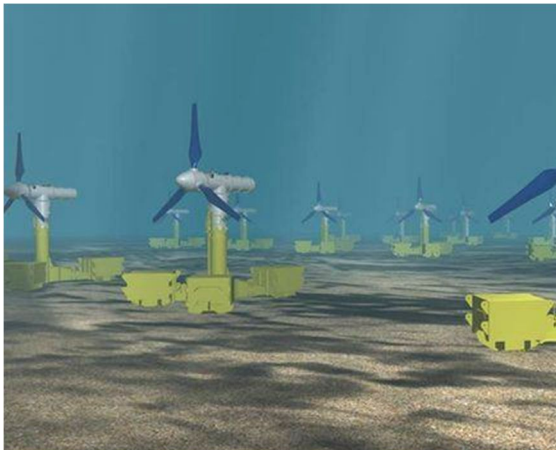


Figura 2.21
Parque hidrocínético proyectado en Pentland Firth, Escocia
 (tomado de BBC News, 22/08/2014)

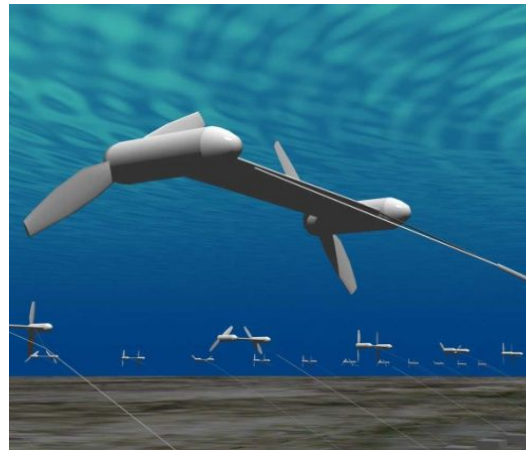


Figura 2.22
Parque de turbinas proyectadas en Japón

- En el golfo de Kutch, provincia de Gujarat, India, se está proyectando una instalación de 250 MW²⁶
- En setiembre de 2015 comenzó a generar conectada a la red, una plataforma flotante con dos turbinas de 500 kW cada una²⁷, en la cercanía de la isla de Texel, Holanda (ver Figura 3.5). Se considera exitosa la operación inicial, lo que alentó a que se estén desarrollando unidades de 2.5 MW.
- En mayo de 2015 se consiguió financiación por € 13M para instalar una turbina en Holyhead Island, cerca de Anglesey, North Wales, U.K., de 0.5 MW, que se considera el comienzo de un parque de 10 MW planificado para 2019²⁸. Se instalarán turbinas del tipo que se muestra en la Figura 3.3.
- En Raz Blanchard, Normandía, Francia, se comenzará a instalar en 2017²⁹ una planta piloto de 4 turbinas de 1.4 MW. Serán del tipo que se muestra en la Fig. 2.23.
- En Ramsey Sound, Pembrokeshire, Wales, se completó en Diciembre/2015³⁰ un generador de 1.2 MW, de tipo DeltaStream (ver figura 2.24), conectado a la red.

²⁶ Tidal Today, Jun 30, 2014

²⁷ Ver www.tocado.com

²⁸ Ver en minesto.com/holyhead-deep-10mw/

²⁹ Hydro Review Worldwide, Sept-Oct 2014; www.alstom.com/press-centre

³⁰ Renewableenergyfocus.com, 17/Dic/2015



Figura 2.23

Turbinas a instalar en Raz Blanchard, Francia
(tomado de www.alstom.com/press-centre)

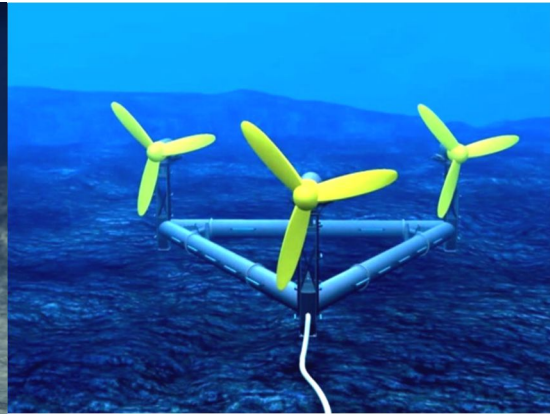


Figura 2.24

Turbinas DeltaStream
(tomado de <http://www.tidalenergyLtd.com/>)

- A fines de 2015 comenzarían a operar un par de turbinas del tipo Open-Centre de 2 MW cada una, en la Bahía de Fundy, Canadá³¹; el emprendimiento, de U\$S 37M, pretende ser continuado por 6 turbinas más³², totalizando 16 MW.
- A fines de 2015 se logró financiación de U\$S 11.5M para instalar 2.5 MW en turbinas del tipo flotante, soportadas por gravedad (ver Fig. 2.14), en Black Rock, Bahía de Fundy, Canadá.
- En setiembre de 2015 The Crown Estate, institución pública del Reino Unido que detenta la propiedad de prácticamente todo el lecho marino hasta el límite de 22 km de la costa, lanzó un programa de leasing de instalaciones de prueba y demostración de hidrocinéticas marinas en pequeña escala (menos de 3 MW). Se ofrece el usufructo de los derechos al fondo marino para esquemas hidrocinéticos.
- En febrero de 2016 la firma Scotrenewables Tidal Power Ltd (SRTP) de Escocia anuncia³³ estar terminando de desarrollar y comenzando a ensayar la que dice ser la mayor turbina mareomotriz, con la que espera generar 2 MW cuando las velocidades de la corriente sean de al menos 3 m/s. Colgará de un casco/plataforma flotante de 63 m de longitud, y las palas de la turbina podrán ser retráctiles bajo la plataforma; el rotor tendrá un diámetro de 16 m, por lo que requiere de profundidades de por lo menos 25 m. Véase el prototipo siendo botado en la Figura 2.25. El emprendimiento tendrá un costo presupuestado de unas £ 5,7M.

³¹ Sucede a una instalación realizada en 2009, con una turbina del mismo tipo en la misma bahía, que fue destruida por lo intenso de las corrientes de marea

³² www.hydroworld.com, Hydro Project Activity

³³ Tidal Today, Feb. 25, 2016



Figura 2.5
Botadura de turbina mareomotriz flotante

2.3.5 Instalaciones de ensayo.

Complemento importante del despliegue de turbinas hidrocínicas para mareas, son los centros de ensayo, en mar abierto, de prototipos.

- a) Desde 2005 funciona el EMEC (European Marine Energy Centre), en las islas Orkney, Escocia. Acreditado según ISO 17025, verifica la performance de los equipos que se le somete (también ensaya generadores undimotrices). Además, con financiación del gobierno escocés, ha desarrollado proyectos de normas técnicas y guías de buena práctica, que están accesibles libremente en www.emec.org.uk/standards/; podrían ser la base de normas internacionales.
- b) El ubicado en Paimpol-Brehat, costa norte de la Bretaña, Francia; con dos conexiones para un máximo de 2 MW, aunque el cable fue diseñado para hasta 8 MVA a 10 kVDC; dispone de profundidades entre 25 y 45 m. y las mareas son del orden de 10 m, con velocidades de hasta 2.6 m/s. Está previsto que en 2016 esté terminada la etapa de ensayos piloto.
- c) El llamado SEENEOH (Site expérimental Estuarien National pour l'Essai et l'Optimisation d'Hydroliennes), ubicado en Bordeaux, Francia. Está pensado para el ensayo de hidrocínicas de estuarios o ríos (3 conexiones, hasta 250 kW), además de hidrocínicas oceánicas de potencias intermedias o bajas. Se anunciaba el comienzo de actividades hacia fines de 2015.

- d) En el norte de Holanda, en Den Oever, el Tidal Testing Centre (TTC); instalado en 2008, no parece haber tenido demasiado desarrollo hasta 2015, en que se estaban instalando turbinas Tocado (ver fig. 3.5) de 300 kW.
- e) El centro de ensayos de la compañía Wave Hub en North Devon, cerca de Lynmouth, en el Bristol Channel, UK dispone de 35 km², con una profundidad de 20 m y corrientes de marea de hasta 1.5 m/s. Admite hasta 30 MW. No se ha sabido de ensayos allí realizados.
- f) En Canadá opera el FORCE (Fundy Ocean Research Center for Energy). En el pasaje Minas de la Bahía de Fundy, en Black Rock a 10 km de Parrsboro, Nova Scotia, dispone de profundidades de hasta 45 m, y velocidades de hasta 5 m/s en ambos sentidos. Está autorizado para hasta 17.5 MW. Si bien no ha tenido demasiada actividad hasta la fecha (los cables submarinos de 11 km, de 34.5 kV, fueron instalados en 2014), se lo considera³⁴ uno de los sitios más atractivos para ensayos de turbinas mareomotrices.
- g) En San Remo, Victoria, sur de Australia, la firma Atlantis ha operado intermitentemente, desde 2006, su propia instalación de ensayos en aguas poco profundas y cerca de la costa.
- h) En Qingdao, China, se estaba desarrollando (en 2015) con asesoramiento del EMEC el proyecto de un centro de ensayos de turbinas mareomotrices. No se sabe fecha de puesta en operación.
- i) En Taiwan se está desarrollando³⁵, con asesoramiento del EMEC, un nuevo centro de ensayos de energías marinas.
- j) En Florida, USA, la Florida Atlantic University ha desarrollado el Southeast National Marine Renewable Energy Center, que realizó sus primeros ensayos en 2014; se propone asistir a los desarrolladores comerciales ensayando diversos componentes y simulando diferentes condiciones de funcionamiento

Se están poniendo en funcionamiento otros centros de ensayo en condiciones oceánicas, de los cuales se anuncia que están pensados sólo para energía undimotriz o eólica off-shore sobre plataforma³⁶. Los más relevantes son:

- a) el llamado BIMEP, en la costa de Vizcaya, País Vasco, España. Inaugurado en julio de 2015, admite hasta 20 MW.
- b) el llamado SEM-REV, en Le Croisic, costa sur de Bretagne, Francia. Se inauguraría en 2015, y admitirá hasta 8 MVA.
- c) cerca de la isla de Groix, a pocas decenas de km del SEM-REV, destinado a aerogeneradores off-shore, apto para un total de hasta 12 MVA, en un sitio con profundidades variables entre 60 y 70 m.
- d) el llamado Mistral, ubicado en el Golfe de Fos, cerca de la desembocadura del Rhone, al sur de Francia, pensado sólo para eólica off-shore, también comenzando a operar en 2015.

³⁴ Zhou, 2014

³⁵ HRW, 02/01/2013

³⁶ Ver Ybert (2015)

- e) el de Lysekil, en la costa sueca, unos 100 km al norte de Gothenburg, operando intermitentemente desde 2006: admite hasta 500 kW.
- f) el llamado DanWEC (Danish Wave Energy Center), ubicado en Hanstholm, costa del Mar del Norte de Dinamarca, a tres km de la costa. Los cables submarinos a la costa admiten hasta 3 MW.
- g) el llamado Zéfir Test Station, en el Golfo de Sant Jordi, costa catalana, España, a unos 3.5 km de la costa, orientado a la energía eólica marina, para un máximo de 20 MW.
- h) las instalaciones del Northwest National Marine Renewable Energy Center, en Oregon y en el Lago Washington, USA. Están previstos para energía undimotriz, y se espera estén plenamente operativos en 2017.

No se descarta que estos centros de ensayo, no pensados para generación hidrocínética mareomotriz, sean adaptados para ensayos de estos equipos, en la medida que surja la demanda. Ya se han realizado buena parte de las inversiones más onerosas: una plataforma o sitio de trabajo en mar; las instalaciones de recolección de la energía del o de los generadores, el cable de transmisión a tierra y la conexión a la red de transmisión y distribución. Pero aún no ha sido planteado; téngase presente las muy recientes fechas de comienzo de operación de estos centros de ensayo.

2.3.6 Normas técnicas.

En el marco de la IEC (International Electrotechnical Commission) está funcionando un Comité Técnico, TC 114: Marine Energy- Wave and Tidal Energy Converters, con el objetivo de emitir normas técnicas sobre los hidrogeneradores de marea y undimotrices. Tiene en elaboración 9 normas, que se prevé estén aprobadas entre 2016 y 2017.

2.3.7 Resumen

Hay una gran cantidad de emprendimientos de generación hidrocínética a partir de las mareas, en distintas etapas: a nivel de idea, proyectadas y diseñadas, financiadas, en etapa de fabricación o montaje, en etapa de pruebas, en etapa de producción conectadas a la red de tierra firme.

En 2010 se decía que "Tidal current technology is still in its infancy"³⁷. En 2014, que "Tidal Stream Turbine technology is currently at the prototype stage where unique devices are being deployed at specific sites or marine energy testing centres."³⁸ También en noviembre de 2014 se escribía: "The emerging global tidal sector is one of the most exciting new energy sources in the world....But

³⁷ O Rourke et al. (2010)

³⁸ Galloway et al. (2014)

first tidal development must overcome some important challenges related to operating in the marine environment... it still has some time to go before it can seriously contend with wind and solar on a commercial scale. ... Prototypes are continuously demonstrating the technology, now financial institutions need to get excited by the opportunity" ³⁹.

Aún no hay suficiente experiencia acumulada y decantada que permita fáciles extrapolaciones de un sitio a otro. Tanto los climas de marea como las máquinas generadoras son, a la fecha, estudiadas para cada caso en particular y las soluciones que se proponen no muestran aún patrones definidos o estandarizados.

No obstante, se cree que se avanzará en el sentido de la estandarización de los equipos en el lapso de algunos años (5 a 10) debido a la cantidad de instalaciones que se están proyectando y realizando en todo el mundo. La experiencia de los prototipos permitirá avanzar en el descarte de las propuestas tecnológicas no viables o no preferibles, y potenciará, generando mayor oferta, las tecnologías de mayor viabilidad.

Se han recopilado de varios autores⁴⁰ las principales características de los desarrollos tecnológicos más prometedores. Las mismas se resumen en la siguiente tabla, ordenada de acuerdo a la velocidad mínima a la cual se informa que pueden generar:

Fabricante	Nombre del dispositivo	Tipo de dispositivo	Velocidad de corriente mín./nom. (m/s)	Diámetro rotor (m)	Tipo de anclaje	Potencia unitaria (kW)
Alternative Hydro Solutions Ltd (Canadá)	Free-stream Darrieus Water Turbine	Flujo cruzado (Darrieus)	0.5 / depende del diámetro	1.25, 1.5, 2.5, 3.0	A medida	Hasta 2-3
GCK Tech. Inc. (USA)	Gorlov Helical Turbine (GHT)	Flujo cruzado (Darrieus helicoidal)	0.5 / 2.6	1 (2.5 m de alto)	Suspendida o amarrado al fondo	7
New Energy Co. Inc. (Canadá)	EnCurrent Hydro Turbine	Flujo cruzado	0.5 / 3	1.52	Boya	5 y 10
Thropton Energy Services (UK)	Water Current Turbine	Axial	0.5 / depende del diámetro	1.8, 2.2, 2.8, 3.4, 4.0	Pontón, barco	Hasta 2

³⁹ En el marco de "The 8th International Tidal Energy Summit", ver en www.tidaltoday.com/tidal-conference/

⁴⁰ Bedard et al., 2005; Vermaak et al., 2014; Sornes, 2010

Lucid Energy Tech. (USA)	Gorlov Helical Turbine	Flujo cruzado (Darrieus helicoidal)	0.6 / sin límite	Sin dato	Varios	Hasta 20 (depende del tamaño)
Seabell Int. Co. Ltd. (Japón)	STREAM	Flujo cruzado	0.6 / sin límite	Sin dato	Boya	Modelos de 0.5 a 10
Marine Current Turbines Ltd. (UK)	SeaGen	Axial	0.7 / 3.5	18	Pila enterrada	2500
Open Hydro (Irlanda)	Open Center Turbine	Axial	0.7 / 2.57	15	Base pesada o pila enterrada	1520
Sea Power Inc. (USA)	Exim Tidal Turbine Power Plant (TTPP)	Flujo cruzado (Savonius)	0.7 / 2.4	1 (3 m de alto)	Anclas y cadenas	44
SMD Hydrovision (UK)	TidEL	Axial	0.7 / 2.3	18.5	Anclas y cadenas	1000
Verdant Power (USA)	RITE	Axial	0.8 / 2.2	5	Pila enterrada	38
Lunar Energy (UK)	Rotech Tidal Turbine (RTT 2000)	Axial en ducto	1 / 3	19.5	Base pesada	2000
Electric Energy Ltd. (UK)	DuoGen	Axial	1 / 3.09	0.31	Pontón, barco	8 A (corriente, no informa a qué tensión)
Ponte di Archimede (Italia)	Kobold	Darrieus de palas rectas	1 / sin dato	6 (5 m de alto)	Pontón flotante anclado	25 a 30
Minesto (Suecia)	Underwater Electric Kite	Axial en ducto	1.54 / 3	4	Mediante cable	400
Energy Alliance (Rusia)	Submerged Hydro Unit	Flujo cruzado	3 / sin dato	Sin dato	Base pesada	1 a 5 (y > 10)
Tidal Energy Pty. Ltd. (Australia)	TBD	Flujo cruzado (Darrieus)	Sin datos	1.2 a 2.4	Amarrado al fondo	Depende de velocidad y tamaño

3. ESTRUCTURAS DE FIJACIÓN O SOPORTE

3.1 Condicionantes

El método de fijación o soporte de la turbina o generador hidrocínética debe contemplar varios condicionantes:

- no interferir o poder coexistir con usos alternativos o competitivos de la zona de corrientes, entre otros:
 - Navegación marítima
 - Navegación recreativa
 - Pesca deportiva o comercial
- Adecuarse al tipo de fondo marino
- Soportar la intensidad de las corrientes
- Facilitar la accesibilidad periódica para mantenimiento
- Minimizar los impactos sobre la fauna y flora marítima

además de los obvios: durabilidad y bajo costo.

Se han realizado instalaciones de fondo (en las proximidades del fondo marino), ver 3.2; o de superficie (con el hidrogenerador a poca profundidad), ver 3.3. En sitios en que la profundidad del lecho marino no supera los 15 o 20 m, esta diferencia se desdibuja. También se han desarrollado instalaciones flotantes, ver 3.4. En todos los casos, los montajes pueden ser de tipo rígido o flexible.

3.2 Instalaciones de fondo

Podría considerarse instalar turbinas en la proximidad del fondo, a una profundidad en que no haya interferencia con los usos previos o principales de la zona.

Habiendo suficiente profundidad, permite pasaje de buques o embarcaciones por encima, puede coexistir con otras aplicaciones del sitio elegido. La posibilidad y la modalidad depende en gran medida de las características del fondo marino y de la profundidad.

Las principales ventajas y desventajas de este tipo de instalación son las que se listan a continuación:

Ventajas:

- Se minimiza la interferencia con otros usos, se puede navegar por encima, no se impide la pesca de superficie
- Se minimiza el impacto visual
- Son relativamente inmunes a tormentas o marejadas no previstas
- Hay buena experiencia acumulada sobre diseño y construcción de estructuras civiles hincadas en el fondo marino (puentes, plataformas de petróleo o gas natural, etc.)
- El conductor eléctrico sale naturalmente por el fondo, apoyado, sin un tramo volado. Además, al ser instalaciones fijas, dicho conductor no está sometido a tracciones, a flexiones repetidas o a otros esfuerzos que comprometerían su durabilidad.

Desventajas

- Puede afectar otros usos: no se podría anclar embarcaciones, no se podría usar redes de arrastre de fondo para la pesca
- Las velocidades de las corrientes de marea son menores que más cerca de la superficie
- Las operaciones de mantenimiento son más difíciles; requieren personal (buzos) con alta calificación y serán operativos muy cortos; o bien se deberá izar los equipos desde el fondo y luego restituirlos, con las obvias dificultades y costos
- Si la profundidad es elevada, los equipos deben estar diseñados para resistir presiones hidrostáticas elevadas; los sellos para evitar fugas de lubricantes o el ingreso de agua salada a la máquina son más exigentes

3.2.1. Sujeción de fondo rígida, hincada en el fondo marino

Hay varios tipos, por ejemplo las plataformas, que requieren pilotes fundados en el fondo del mar. Ya están ampliamente experimentadas en instalaciones petrolíferas⁴¹ o más recientemente para instalaciones de energía eólica offshore (alejadas de la costa).

Hay unas cuantas realizaciones de generación mareomotriz así resueltas; por ejemplo:

- Verdant Power Canada: 6 turbinas de 5 m de diámetro, instaladas en 2006 en el fondo del East River, New York, USA. Estaba montada cada una sobre su pilote hincado en el lecho del río, a unos 15 m de profundidad (ver Figura 2.10).
- SeaFlow, de Marine Current Turbines – MCT: de 300 kW, funcionó de 2003 a 2006 en Lynmouth, Devon, U.K (ver Figura 2.11)

⁴¹ Para extracción de crudo, son económicamente competitivas para profundidades de hasta 520 m (de Alegría et al., 2009); para generación energética las profundidades máximas son menores.

- SeaGen, de Marine Current Turbines – MCT: de 1.2 MW, instalada y generando desde 2008 en Strangford Lough, Irlanda (ver Figura 2.12)
- Open Hydro: probó en la estación de ensayos del Centro Europeo de Energías Marinas (EMEC) de las islas Orkney, U.K., una turbina de 250 kW (Figura 2.15-a). No obstante, anuncian su intención de que los siguientes montajes sean por gravedad (Figura 2.15-b).

Permite fácilmente soportar los esfuerzos de arrastre y de vuelco; al ser la columna o estructura de sujeción de poca altura, no se exige demasiado el empotramiento en el lecho rocoso. Las columnas pueden ser construidas directamente en el sitio, o construidas en la costa y remolcadas al lugar.

3.2.2. Sujeción de fondo rígida, apoyada por gravedad

Una opción es disponer de una masa suficiente, que permita por su propio peso soportar todos los esfuerzos a que lo somete el hidrogenerador. Permite independizarse en buena medida del tipo de lecho marino (ver Figura 2.3 y 2.13). Requiere una embarcación de buen porte para instalar y recuperar el conjunto.

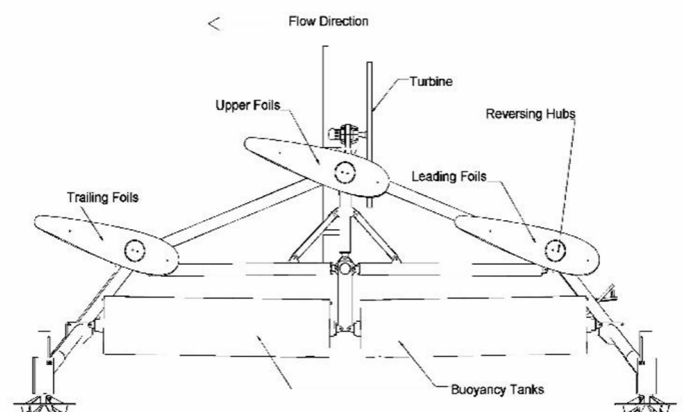


Figura 3.1

Soporte "Sea Snail" (tomado de Owen,2005)

Una variante interesante está propuesta por Owen (2005), y se hallaba en 2015 esperando condiciones propicias para su instalación y ensayo a escala real⁴². Proponen una estructura apoyada en el fondo, en la cual el empuje hacia abajo no está suministrado por el peso de la estructura sino por álabes perfilados (ver Figura 3.1). El ángulo de éstos respecto a la horizontal es tal que se produce una intensa sustentación vertical descendente; un perno de sujeción del álabe permite que éste gire cuando la corriente se invierte. De esa manera se impide el vuelco del conjunto, a la vez que aumenta la fuerza normal sobre el fondo. Para evitar la traslación, se requiere un coeficiente de rozamiento con el fondo de al menos 0.6.

3.2.3. Sujeción de fondo flexible

No es común que el hidrogenerador se instale cerca del fondo con una sujeción flexible mediante cables o cadenas, pues no tiene ventajas especiales. Si se opta por la sujeción flexible, se prefiere mantener el hidrogenerador cerca de la superficie, donde las corrientes son más intensas (ver 3.3.2).

⁴² Ver en <https://www.rgu.ac.uk/cree>

3.3 Instalaciones fijas cerca de la superficie

Ya sea la instalación de sujeción rígida amurada en el fondo o soportada por gravedad mediante un peso muerto importante o de sujeción flexible mediante cables, la turbina podría estar cerca de la superficie en lugar de los montajes de fondo vistos en 3.2. Algunas de las instalaciones rígidas mencionadas en 3.2.1 permiten elegir la profundidad a la cual se ubicarán las turbinas.

Las principales ventajas y desventajas de este tipo de instalación son las recíprocas de las de montajes de fondo:

Ventajas:

- mejor acceso para mantenimiento
- tiene menos impacto sobre la flora marina de fondo
- se puede aprovechar las mayores velocidades de las corrientes de marea

Desventajas:

- Puede interferir con varios otros usos de la región (navegación, pesca, recreativos, etc.)
- No es aplicable habiendo grandes profundidades, por la longitud de las columnas o los cables
- El cable de transmisión de la energía eléctrica debe bajar hasta el lecho para ser conducido hasta tierra firme

En el caso de montaje cerca de la superficie, podría considerarse la utilización de un generador eléctrico sumergido o no sumergido. No obstante, ya se considera suficientemente confiables los generadores eléctricos sumergidos. La disyuntiva sólo se plantea en caso de aprovechamientos fluviales de muy pequeño porte, en los que la sencillez tecnológica, el acceso sin buzos especializados y el costo inicial juegan un rol importante en la factibilidad del emprendimiento.

3.3.1 Instalación de superficie, hincada en el fondo

Ejemplos ya probados son algunos de los mencionados en 3.2.1, también mencionados en 2.3.1, e ilustrados en las figuras 2.11, 2.12 y 2.14-a. Las columnas empotradas, que pueden tener más de 2 m de diámetro, permiten que la turbina se ubique a distintas profundidades; en particular, donde se detecten las mayores velocidades de corriente de marea. Los diseños probados exitosamente en Escocia permitieron ver⁴³ que el uso de dos turbinas sostenidas por una viga de perfil hidrodinámico

⁴³ Ver Fraenkel (2004)

permite que los rotores no sean afectados por la estela aguas debajo de la columna; las estelas aguas abajo del perfil de sujeción son muy pequeñas y de efecto menor sobre los álabes.

3.3.2 Instalación de superficie, con sujeción por gravedad desde el fondo

Un esquema de este tipo de sujeción se muestra en la Figura 3.2. Hay dos modalidades principales para lograr el empuje hacia arriba, que mantiene el hidrogenerador en la zona de corrientes más intensas:

- Por flotación, mediante una boya que puede permanecer sumergida o no
- Mediante un álabes sumergido, cuya sustentación logra el empuje necesario

Una variante que se está comenzando a instalar a escala industrial es la que se muestra en la Figura 3.3. Instalaciones tipo cometa ("kite"), en las que el hidrogenerador está rígidamente sujeto al álabes de sustentación, y el conjunto tiene un movimiento en forma de 8, con una velocidad del orden de 10 veces la de la corriente.

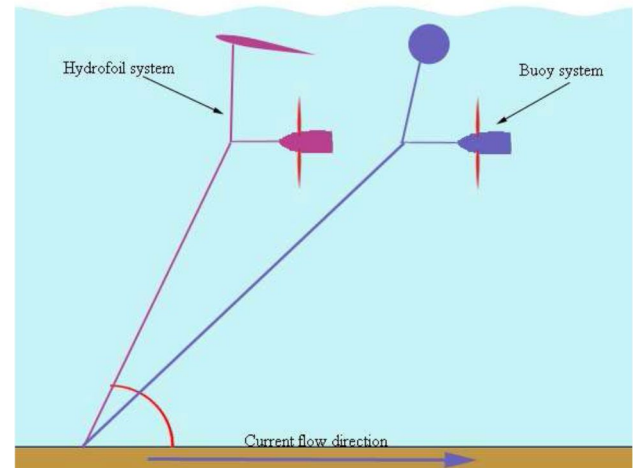


Figura 3.2
Montajes flotantes, sujeción por gravedad
(Bowie, 2012)

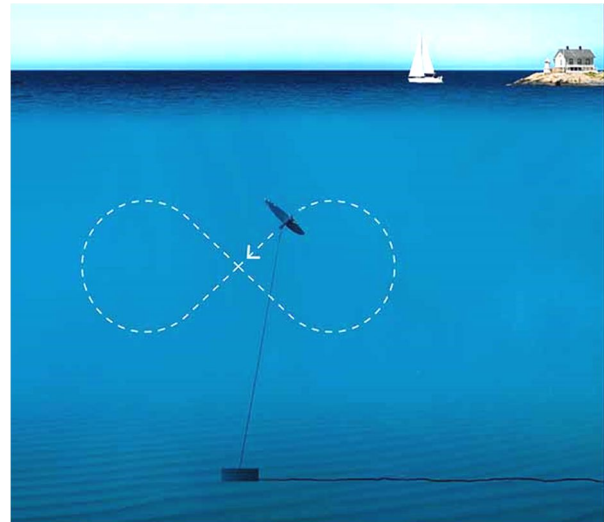
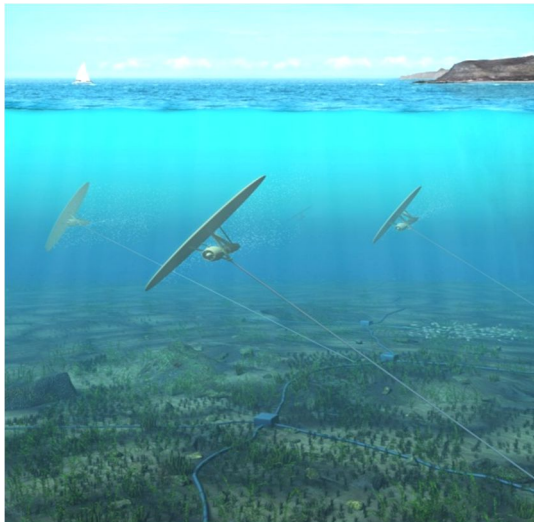


Figura 3.3
Montaje de turbinas tipo cometa (underwater kite) (de www.minesto.com)

3.4 Instalaciones flotantes

La sujeción consiste en una estructura flotante a la cual el o los hidrogeneradores pueden estar rígidamente unidos. Es la única posibilidad práctica cuando la profundidad es excesiva.

Los diseños probados pueden ser, o bien de unos flotadores que sostienen el hidrogenerador, sin otra función que esa (ver Figura 3.4), o bien de una plataforma tipo barcaza o barco, que sirve de sostén y además de plataforma para el montaje, mantenimiento, instalación de equipos, etc. (ver Figura 3.5). Lo usual es que los hidrogeneradores estén rígidamente sujetos a la estructura flotante, no se ha encontrado mención de sujeción flexible a ella.

Para que las turbinas enfrenten las direcciones variables de las corrientes, puede girar toda la plataforma flotante (Figura 3.4) o girar sólo las turbinas (Figura 3.5). En algún caso en que las direcciones de corriente de marea eran la misma, sólo cambiaba el sentido, se diseñó con posición fija y álabes que pudieran generar con buenos rendimientos en ambas direcciones.

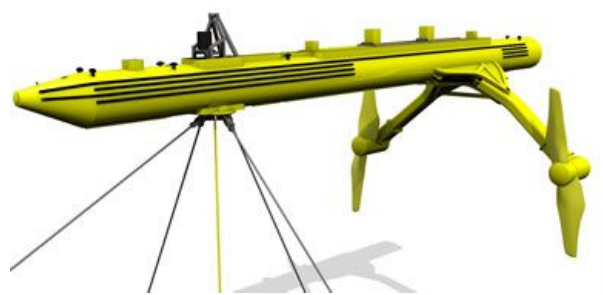


Figura 3.4
Hidroturbina de montaje flotante (tomado de www.scotrenewables.com)

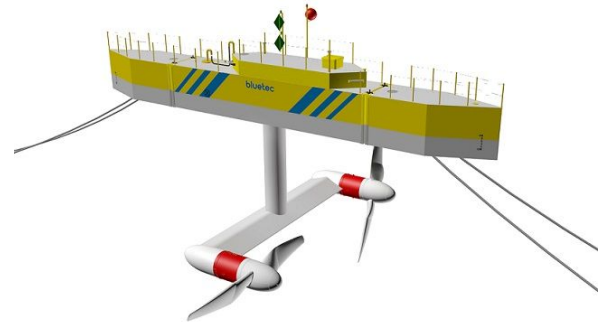


Figura 3.5
Hidroturbina de montaje flotante (tomado de www.tocardo.com)

El diseño y montaje de las plataformas y su anclaje al fondo es un desafío de ingeniería. Tanto los cables o cadenas de anclaje como los conductores eléctricos están sometidos a esfuerzos de torsión y flexión repetidos debido a la oscilación de las olas y los cambios de dirección de las corrientes. La estabilidad de la plataforma se logra mediante una combinación de contrapesos por debajo de la línea de flotación, tensores de anclaje y flotadores⁴⁴.

Además se debe considerar los efectos del oleaje y de la deriva sobre los hidrogeneradores. El movimiento orbital de las olas, que puede llegar hasta profundidades de decenas de metros⁴⁵, altera el perfil de velocidades, que dista de ser uniforme y, sobre todo, adquiere componentes verticales. Ello hace que el hidrogenerador y su plataforma de sujeción tengan un movimiento oscilatorio en sentido vertical, generando oscilaciones en la potencia generada (ver I, ecuación 4.1)

⁴⁴ de Alegría et al. (2009)

⁴⁵ Galloway (2014)

y en el coeficiente de potencia (ver I, ecuación 4.2). También se producen variaciones oscilatorias en los esfuerzos axiales, con obvios impactos sobre la seguridad estructural de la turbina y sobre todo disminución de la vida útil de los dispositivos de sujeción. No obstante, estos efectos no tienen impacto sobre los valores medios de la fuerza y del factor de capacidad⁴⁶, por lo que no alteran la cantidad de energía generada anualmente.

3.5 Parques mareomotrices

La manera de aumentar la potencia instalada sin que sean necesarias dimensiones desmesuradas de los equipos consiste en instalar en la zona elegida múltiples generadores. Lo habitual es que cada equipo turbina-generador tenga su sujeción individual, y todos estén conectados a un punto de conexión, por ejemplo flotante, del cual se transmite la energía a tierra firme mediante un solo cable. De esa manera se minimizan costos e impactos. Además se facilita el montaje al tratarse de máquinas de relativamente menor porte que una de gran potencia individual.

Mediante simulaciones numéricas se ha demostrado⁴⁷ que la potencia que se puede extraer de un parque ("array") es mucho mayor si se instalan en tresbolillo que si se instalan en una matriz rectilínea y rectangular.

Para no tener un decrecimiento en la potencia generada, las distancias laterales (perpendicularmente a la dirección de la corriente) entre turbinas contiguas debería ser no menor a $2.5 D$ (donde D es el diámetro del rotor), y la distancia longitudinal (según la dirección de la corriente) la mayor posible, aunque a partir de $6 D$ ya no hay mejoras apreciables.

No obstante, algunos estudios numéricos y de laboratorio recientes⁴⁸ relacionan los efectos de estela con la turbulencia. En flujos de alta intensidad de turbulencia (por ejemplo del 15%) con una distancia de $6D$ entre turbinas sucesivas se tiene una eficiencia global del 90%; o sea que la suma de potencias de las turbinas pierde un 10% por los efectos de interacción; y las estelas de las turbinas sucesivas son muy análogas. Pero con una intensidad de turbulencia más baja, por ejemplo del 3%, hasta a $12D$ de distancia el rendimiento se ve afectado en un 50%.

La intensidad de turbulencia en un sitio a distintas profundidades no es fácil ni barata de medir. Pero sería interesante tener una buena estimación de ella para resolver la ecuación, en última instancia económico-financiera, entre la conveniencia de un parque generador concentrado para reducir costos iniciales y turbinas muy separadas para que no se afecte el rendimiento de ninguna de ellas. A la fecha se siguen haciendo estudios numéricos y de laboratorio al respecto⁴⁹.

⁴⁶ Zhang (2015)

⁴⁷ Bai et al. (2013)

⁴⁸ Ver, por ejemplo, Mycek et al. (2014)

⁴⁹ Ver, por ejemplo, Carlier et al. (2015)

3.6 Estado actual de la tecnología

Hay un intenso debate en la industria acerca de las ventajas e inconvenientes de los distintos tipos de montaje. Hay mucha experiencia en estructuras fijas tipo columna; hay quienes piensan que las estructuras apoyadas por gravedad serían mucho más caras por requerir más acero⁵⁰. Y sobre las instalaciones flotantes, recién se están generando las primeras experiencias. Tampoco hay consenso, o hay distintas modalidades en prueba sin resultados categóricos aún, sobre cómo atender las distintas direcciones de corriente:

- giro del hidrogenerador respecto a un cabezal pivotante
- giro del hidrogenerador junto con toda la estructura
- cables de sujeción flexibles que permitan la rotación
- hidrogenerador fijo con paletas del rotor móviles



Figura 3.6

Maniobra de montaje de generador sumergido (de Zhou, 2014)

Se discute sobre qué usar para la instalación, si plataformas o barcasas o buques; se estima que usando buques apropiados se pueda reducir drásticamente los costos. Según el tamaño, se puede llevar sobre cubierta y bajar con grúas (ver Figura 3.6), o remolcar flotando hasta el sitio.

Parecería que el futuro apunta a instalación cerca de la superficie, flotante o anclada al fondo.

⁵⁰ Steven Jermy en entrevista realizada por Jason Deign para Tidal Today, en noviembre de 2014 (ver por ejemplo <http://www.maritime-executive.com/article/What-is-Holding-Tidal-Energy-Back-2014-09-24>)

4. CONVERSOR DE ENERGÍA MECÁNICA EN ELÉCTRICA

4.1 Principales tipos de conversores (generadores eléctricos)

Dado que muchas de las tecnologías sugeridas para el aprovechamiento de la energía hidrocínética a partir de las mareas, han sido extensamente utilizadas en el aprovechamiento de la energía eólica, parece razonable que los mismos tipos de generadores eléctricos utilizados en turbinas eólicas puedan ser utilizados en turbinas hidrocínéticas⁵¹.

Amirat et al. (2007) y Benelghali et al. (2012) presentan un relevamiento del estado del arte de generadores para sistemas de conversión de energía en turbinas eólicas. Clasifican los generadores en cuatro categorías:

- sincrónicos
- de imanes permanentes
- de inducción
- de inducción de doble alimentación

Todas son tecnologías probadas:

- Los generadores sincrónicos equipan todas las grandes centrales hidroeléctricas; son los que, en grandes redes interconectadas, determinan y mantienen constante la frecuencia de la corriente eléctrica generada. Suelen ser construidos con el número de polos tal que no se necesite un cambio de velocidad de rotación entre turbina y generador. Su principal complicación tecnológica es la generación de la corriente de campo y su inyección en el rotor, que habitualmente se logra mediante escobillas rozantes.
- Los generadores sincrónicos de imanes permanentes se han usado clásicamente para pequeñas potencias, pero los desarrollos tecnológicos permiten actualmente su aplicación a centenares de kW; están llamados a sustituir a los generadores sincrónicos convencionales para potencias cada vez mayores.
- Los generadores de inducción se usan extensamente en aplicaciones de menor potencia conectadas a una red mayor, donde "toman frecuencia"; es decir, la frecuencia de la red impone la velocidad exacta de rotación del motor, y por ende de la turbina. Suelen ser mucho más baratos que los sincrónicos. Normalmente se usa un tren de engranajes para evitar un generador de un número excesivo de polos que sería más caro y de suministro

⁵¹ Según Benelghali et al. (2012): "Much of the technology that has been suggested for tidal current energy extraction is reminiscent of that used for wind applications. It is the obvious that some wind electric generator topologies could be used for marine turbines"

menos común. Si hubiera que cambiar de frecuencia se requeriría un convertor (habitualmente se utiliza la modulación por ancho de pulsos, “pulse-width modulation” o PWM; también se utiliza la modulación por frecuencia de pulsos) para toda la potencia generada; su costo puede ser importante.

- Los generadores de inducción de rotor bobinado, con control de la velocidad mediante resistencias rotóricas, introduce pérdidas por efecto Joule. Su principal inconveniente radica en el mantenimiento que requieren las escobillas entre las resistencias y la corriente rotórica. Una variante, aún en etapas iniciales de desarrollo y maduración, tiene el reóstato y convertor electrónico del circuito rotórico solidarios al rotor, girando con él; se eliminan los contactos deslizantes y la refrigeración de las resistencias es mejor. La consigna de intensidad de corriente rotórica para mantener la velocidad deseada se transmite al rotor mediante opto-acopladores. Se ha patentado⁵² para su uso en aerogeneradores.
- Los generadores de inducción de doble alimentación son un desarrollo más reciente (de la década de 1990 o muy poco antes); requiere un inversor conectado al rotor mediante escobillas, pero para una potencia mucho menor que la generada; típicamente, del orden del 30%. Su funcionamiento está descrito en Müller (2002), Amirat et al. (2007), Benelghali et al. (2012), entre otros. En Park et al. (2004) se describe la operación de un generador de inducción de doble alimentación, para la conversión de energía a partir de las corrientes generadas por las mareas. En el mismo trabajo, se estudia un método de control de la potencia activa teniendo en consideración la potencia aparente. Se está desarrollando y comenzando a aplicar una variante que no requiere escobillas rozantes: tiene dos devanados en el estator, uno conectado directamente a la red (por ende de frecuencia constante) y otro alimentado mediante un convertor electrónico a frecuencia variable. No es muy común aún, se elabora sólo en prototipos o pequeñas series, pero es un diseño muy prometedor.

Tradicionalmente en los sistemas de conversión de energía eólica, se han utilizado ampliamente los generadores sincrónicos (principalmente en redes aisladas). Sin embargo, últimamente ha crecido la utilización de generadores de inducción, debido al bajo costo, sencillez en la operación y tareas de mantenimiento, auto-protección contra fallas, buena respuesta dinámica y la capacidad de generar energía a velocidades variables. Los generadores de inducción tienen la desventaja de los requerimientos de potencia reactiva de la red, que debe suministrarse externamente.

La tabla 4.1⁵³ resume las ventajas y desventajas de los tipos de generadores mencionados.

⁵² Rodríguez Amenedo (2003)

⁵³ adaptada de Benelghali et al. (2012)

Tabla 4.1 – Tipos de generadores		
Tipo	Ventajas	Desventajas
Generador Sincrónico	<ul style="list-style-type: none"> • Cubre todo el intervalo de velocidades • Posibilidad de evitar engranajes • Control completo de potencia reactiva y activa 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de escobillas para la corriente de campo • Convertidor de energía de gran escala • Para evitar reductor de engranajes, el generador multipolo es grande y pesado
Generador sincrónico de Imanes Permanentes	<ul style="list-style-type: none"> • Cubre todo el intervalo de velocidades • Posibilidad de evitar engranajes • Control completo de potencia reactiva y activa • No hay escobillas en el generador • Sin convertidor de energía 	<ul style="list-style-type: none"> • Convertidor de energía de gran escala • Generador multipolo (grande y pesado) • Necesidad de imanes permanentes
Generador de Inducción	<ul style="list-style-type: none"> • Cubre todo el rango de velocidades • No hay escobillas en el generador • Control completo de potencia reactiva y activa 	<ul style="list-style-type: none"> • Convertidor de energía de gran escala • Necesidad de engranajes
Generador de inducción de rotor bobinado	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología clásica muy probada • Regulación de velocidad fina • Al variar la velocidad puede mantenerse el par 	<ul style="list-style-type: none"> • La variación de velocidad implica pérdidas de energía • Escobillas rozantes requieren mantenimiento • Los modelos sin escobillas no son muy corrientes
Generador de Inducción de Doble Alimentación	<ul style="list-style-type: none"> • Inversor PWM económico de pequeña capacidad • Control completo de potencia reactiva y activa 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de anillos deslizantes (colectores) • Intervalo de velocidades limitado (-30% a +30% de la velocidad de sincronismo) • Necesidad de engranajes

Además de los tipos de generadores descritos anteriormente, se pueden mencionar los generadores de corriente continua. No son la elección más frecuente, pues son más caros y requieren mayor mantenimiento. Pueden ser una opción atractiva si se opta por realizar la transmisión de energía eléctrica en corriente continua, aunque también se puede generar en CA mediante alguno de los tipos de generador indicados en la tabla precedente y rectificar la corriente generada.

4.2 Problemas específicos de los generadores sumergidos

En los sistemas flotantes (ver 3.4) podría considerarse utilizar un generador en la barcaza o plataforma. Esta es una opción común en los sistemas de generación fluviales de muy baja potencia, se utiliza un sistema de poleas para la transmisión de la energía mecánica (con las pérdidas de energía que esto conlleva). En los sistemas de mayor porte, se ha encontrado preferible evitar la transmisión desde una turbina sumergida y el generador, optando por que el generador sea también sumergido.

Ante la variabilidad de la sumergencia que pueden presentar las turbinas de sujeción desde el fondo, parece razonable esta última solución: localizar los generadores sumergidos, a la misma altura de las turbinas, acoplados coaxialmente con ellas. Esta solución implica algunos requisitos:

- Se debe lograr una confiable estanqueidad para que los generadores puedan ser utilizados bajo el agua. Este es un problema bien resuelto desde hace décadas, pero disminuye la oferta y encarece.
- En el caso de turbinas de flujo axial, en las que el generador se acopla al eje de la turbina en la dirección paralela al flujo, el tamaño del generador está limitado por el diámetro del cubo de la turbina. En el caso de turbinas de flujo cruzado (Savonius, Darrieus o Gorlov, por ejemplo), como el generador se acopla al eje de la turbina fuera de la zona de interacción entre el flujo y la turbina, no hay limitante en el tamaño del generador.
- Debido a la dificultad para realizar mantenimiento a las partes electromecánicas de turbinas hidrocínéticas, es conveniente reducir la cantidad de elementos móviles o que requieran mantenimiento periódico (por ejemplo, escobillas rozantes, sellos rotativos, lubricantes). En particular, se recomienda evitar los sistemas de engranajes utilizados para incrementar la velocidad de rotación entre la turbina y el generador. Como las turbinas, para las velocidades de marea usuales, giran a bajas velocidades, ello requiere, o bien un generador de CC y luego un inversor para lograr la frecuencia requerida, o bien un generador de CA de gran cantidad de polos.



Figura 4.1

Turbina de centro abierto (OpenHydro)

Para salvar esta última restricción se ha desarrollado una turbina que presenta el generador eléctrico integrado a ella. Es la turbina de centro abierto mencionada en 2.3.1 (d). El rotor del generador forma un anillo alrededor de las puntas de las palas de la turbina, y el estator con los imanes permanentes está integrado al ducto de la turbina⁵⁴ (ver Figura 4.1). Este tipo de configuración no tiene más elementos rotantes que la propia turbina y no tiene necesidad de sellos; por lo tanto reduce las tareas de mantenimiento.

4.3 Elección del tipo de generador

La elección del tipo de generador apropiado se debe basar en varios criterios como el uso de velocidad de rotación fija o variable, la ubicación del aprovechamiento, la potencia producida y si estará conectado o aislado de la red. En términos generales, si bien hay quien expresa la opinión⁵⁵ de que los generadores de imanes permanentes conectados directamente (sin engranajes) son preferibles por su robustez, simplicidad y no necesitar casi mantenimiento, no se tiene aún un consenso unánime. No es independiente de la selección del método de transmisión de la energía a tierra firme (ver 5).

⁵⁴ Sharkh et al., 2002

⁵⁵ Ver, por ejemplo, Benelghali (2012)

5. TRANSMISIÓN DE ENERGÍA A TIERRA FIRME

Es frecuente que el sitio de instalación del generador hidrocínético esté alejado de la costa o de las zonas de consumo, la distancia puede llegar a ser varias decenas de kilómetros. La transmisión de la energía desde el punto de generación hasta la costa es un ítem de costo e impacto no menor. Para hacerlo existen al menos dos opciones:

- Transmisión de energía eléctrica mediante cable (ver 5.1)
- Almacenamiento de la energía generada, por ejemplo en forma de hidrógeno generado in-situ, y transportarla a la costa en buques (ver 5.2.1)
- Utilizar la energía in-situ en un proceso industrial de alto consumo y transportar a tierra el producto (ver 5.2.2)

5.1 Transmisión de energía eléctrica mediante cable

5.1.1 Opciones

La opción que presenta menos pérdidas de energía es la transformación de energía mecánica en energía eléctrica en el parque hidrocínético y la transmisión de la misma hasta la costa. La transmisión de energía eléctrica a través del mar tiene varios antecedentes vinculados a la explotación de gas y petróleo en plataformas marítimas, y más recientemente vinculados a parques eólicos off-shore.

Se han realizado varios estudios acerca de la transmisión de energía eléctrica desde parques eólicos off-shore de gran escala (potencias mayores a 100-200 MW)⁵⁶. También hay una vasta experiencia en la instalación de cables submarinos de telecomunicaciones⁵⁷.

En las instalaciones mareomotrices de sujeción flotante (ver 3.4) no habría problema en que la transmisión siga el modelo ya muy probado de la energía eólica off-shore: en la plataforma o barcaza se eleva la tensión, de allí un cable submarino la trasmite a tierra y se conecta a la red. También en parques de generadores hidrocínéticos alejados de la costa sería, sin duda, lo más

⁵⁶ Wright *et al.* (2002), Ackermann *et al.* (2005), Barberis Negra *et al.* (2006), Bresesti *et al.* (2007), Green *et al.* (2007)

⁵⁷ Se puede ver una reseña en Coffen-Smout *et al.* (2000)

conveniente recibir la energía de todos los generadores en una plataforma o barcaza in-situ, elevar la tensión y/o rectificar, y de allí mediante un cable submarino conectar a la red en tierra.

No obstante, para instalaciones sujetas desde el fondo marino, se presenta la disyuntiva entre:

a) elevar la tensión in-situ, lo cual requiere una instalación fija o flotante, un cable que lleva la corriente desde el generador a ella a la tensión de generación, y un cable que baja hasta el fondo marino y lleva la corriente a la tensión elevada hasta la costa. El costo aumenta por la plataforma pero disminuye porque se puede elevar la tensión a decenas o algún centenar de kV. Suele ser la opción preferible cuando el generador es de relativamente alta potencia o el parque está a gran distancia de la costa, por ejemplo superior a 10 km.

b) que el propio hidrogenerador genere a la tensión más elevada a que sea práctico y a dicha tensión se transmita la corriente hacia la costa. Obviamente, en caso de un parque de generadores habría tantos cables que podría fácilmente ser antieconómico e impráctico. Sólo puede ser considerado en instalaciones cercanas a la costa (suelen serlo las de estuarios, pero no las de mareas no confinadas).

Se analizará la primera opción, la segunda dependerá del tipo de generador que el fabricante de la turbina hidrocínética seleccione.

5.1.2 Transmisión de energía eléctrica desde plataforma o barcaza

Para transmitir la energía eléctrica se presentan dos alternativas: la transmisión en corriente alterna (CA) o en corriente continua (CC). En ambos casos se presenta la necesidad de elevar la tensión desde la tensión de generación (del orden de cientos de Voltios) hasta la tensión de transmisión óptima (del orden de decenas de kV) para minimizar el costo de los cables.

Los componentes importantes del sistema de transmisión serán:

- El puesto de elevación de tensión; requerirá una infraestructura marítima que podrá estar sumergida apoyada sobre el lecho marino o flotando con un sistema de anclajes.
- El cableado hasta la costa; requerirá una instalación cuidadosa de los cables enterrados debajo del lecho marino para evitar posibles daños. El costo de instalación puede llegar a ser mayor que el costo del cable ya que se necesita maquinaria específica y personal altamente capacitado⁵⁸. Actualmente los fabricantes de cables subacuáticos de alto voltaje se encuentran en Europa (Pirelli, ABB, Nexans) y Japón (Sumitomo, Hitachi)⁵⁹.

⁵⁸ O' Rourke et al., 2010

⁵⁹ de Alegría et al. (2009)

5.1.2.1 Transmisión en corriente alterna (CA)

Es el tipo de transmisión de energía eléctrica más comúnmente utilizado (tanto en tierra como en mar) y el que presenta menor costo en distancias menores a 50 km⁶⁰ y menos pérdidas eléctricas en distancias menores a 55 km-70 km⁶¹. Este sistema tiene los siguientes componentes⁶² :

- Sistema recolector de CA en la plataforma marítima
- Subestación marítima con transformadores (para elevar la tensión a decenas de kV, en caso de que se genere en baja tensión) y compensación de potencia reactiva
- Cable trifásico submarino
- Subestación terrestre con transformadores (para equiparar a la tensión del puesto de conexión de la red en caso de que sea distinta de la de transmisión) y compensación de potencia reactiva

Cuando se transmite a la tensión de la red y se conecta directamente a ella, aumenta la corriente de cortocircuito en ésta. Pero tiene la ventaja de no introducir a la red componentes armónicos de alta frecuencia.

En cables submarinos de CA la capacitancia distribuida es mayor que la de los cables aéreos, lo que limita las distancias de transmisión. La corriente capacitiva de un cable de longitud L en el cual la tensión es V se calcula como

$$I_c = 2 \pi f C V L$$

donde f es la frecuencia y C la capacitancia por km de distancia de transmisión. Los valores de C suelen estar entre 0.2 y 0.3 $\mu\text{F}/\text{km}$ ⁶³. Por ejemplo, para 50 km a 60 kV, la corriente capacitiva es de unos 250 A; sólo ella obligaría a sobredimensionar el conductor en más de 100 mm², con un enorme costo adicional.

Por este motivo, se deberá instalar compensadores de energía reactiva por lo menos en ambos extremos de la línea (en la plataforma y en la llegada a la costa).

5.1.2.2 Transmisión en corriente continua (CC)

Cuando se requiere transmitir energía eléctrica a través de largas distancias, se ha encontrado en la transmisión en CC, una alternativa económica a la transmisión en CA. Para distancias entre 50 y 80 km los costos son similares⁶⁴. Adicionalmente, se resuelven varios de los problemas de estabilidad asociados a la conexión marítima de dispositivos a la red: pueden lograrse rápidos

⁶⁰ Green et al., 2007 y de Alegría et al., 2009

⁶¹ Barberis Negra et al., 2006

⁶² O' Rourke et al. (2010)

⁶³ de Alegría et al. (2009)

⁶⁴ Green et al. (2007)

cambios de régimen de generación. Y no se precisa la corrección por reactiva debida a la capacitancia del cable.

Como los sistemas convertidores con semiconductores son de respuesta (corte) muy rápida, la posibilidad de fallas desde el hidrogenerador a la red puede ser muy bien controlada, por lo que no se altera prácticamente las corrientes y potencias de cortocircuito requeridas en los interruptores de la red.

Este sistema tiene los siguientes componentes⁶⁵ :

- Transformadores para elevar la tensión
- Convertidores de CA en CC
- Reactancia para filtrado de corriente en CC
- Cable CC submarino
- Convertidores de CC en CA

Se encuentran disponibles dos opciones para realizar la conversión de CA en CC y viceversa: LCC ("line commutated converter" – convertidor en línea conmutado) y VSC ("voltage source converter" – convertidor de fuente de tensión).

Los convertidores LCC son la forma clásica de conversión CC-CA con pérdidas del orden de 1-2%, y utilizan tiristores como elemento conmutador. Por esto último este sistema es utilizado para conectar dos o más redes activas, por lo que se necesita un dispositivo auxiliar de encendido en la plataforma marítima. Hasta el año 2009 no se tenía registro del uso de estos sistemas para la transmisión de energía eléctrica desde plataformas marítimas. Además de los componentes generales necesarios para la transmisión en CC, se necesita en este caso realizar una compensación de potencia reactiva⁶⁶. Para distancias mayores a 70 km es el método que presenta menos pérdidas⁶⁷.

Los convertidores VSC presentan menos armónicos que los LCC, aunque con mayores pérdidas de energía (del orden de 4-5%). En los últimos años se han instalado varios de estos sistemas para transmisión de energía eléctrica, incluidas instalaciones marítimas. No se requiere un dispositivo auxiliar de encendido. La mayoría de los componentes son más pequeños que los necesarios para el sistema LCC, por lo que se necesita una plataforma marítima más pequeña y económica. Al año 2009 sólo se registraban dos fabricantes de este tipo de convertidores⁶⁸: ABB ("HVDC-light") y Siemens (HVDC PLUS, Power Link Universal System). Actualmente, se agrega ALSTOM (HVDC MaxSine).

⁶⁵ O'Rourke et al. (2010)

⁶⁶ de Alegría et al., 2009

⁶⁷ Barberis Negra et al. (2006)

⁶⁸ de Alegría et al. (2009)

5.1.2.3 Instalación y mantenimiento.

Los cables subacuáticos suelen ser enterrados en el lecho marino, para protegerlos de eventuales enganches por redes o anclas. Por ello, y por lo específico de la aislación del cable, la robustez requerida y las dificultades de logística y operación de montaje, suele ser uno de los más onerosos, si no el más, de toda la inversión en generación hidrocínética.

Para disminuir costos, no suele enterrarse el conjunto de cables que conectan las distintas turbinas de un parque con el puesto de conexión hacia tierra; sólo se entierra el cable desde este puesto de conexión hasta la costa, que está más expuesto a las redes, anclas, etc.

Algunas de las condiciones que deben cumplirse para el tendido de cables subacuáticos son las siguientes⁶⁹:

- Se deberá realizar un cuidadoso estudio del lecho marino, corrientes, sismología, métodos de excavación.
- Es necesario conseguir buques especiales, con la capacidad de cargar enormes y pesados carretes, las máquinas para tensar los cables y los sistemas de posicionamiento dinámico para maniobras muy precisas.
- Se deberá disponer de robots cava-trincheras subacuáticos (hay varios métodos: chorro de agua que fluidiza y remueve el suelo bajo el cable previamente tendido, sistemas tipo arado, sistemas tipo draga o retroexcavadora, etc.).
- Cada cable debe ser instalado por separado, los de alterna deben estar suficientemente cerca para evitar las corrientes inducidas, pero no tanto que puedan cruzarse durante la instalación. Una distancia típica entre distintos conductores subacuáticos de CA es de 20 m. En cambio, los conductores de CC deben estar cerca para evitar la generación de fuertes campos magnéticos.
- Se deberá prever, en trayectos largos, empalmes con juntas para reparación y mantenimiento.
- Todas las partes del sistema (cables, empalmes, etc.) deben ser diseñados e instalados de manera de lograr muy alta confiabilidad, dado lo oneroso de la búsqueda de eventuales fallas y el tiempo y costo de su reparación.
- La conexión a la plataforma o al hidrogenerador debe poder soportar frecuentes cambios de dirección de la marea, las fuerzas del oleaje y las corrientes y los movimientos oscilantes de la plataforma o barcaza o hidrogenerador. En especial la exposición a la fatiga del cable representa un desafío tecnológico no menor.

⁶⁹ de Alegría et al. (2009)

5.2 Otras formas de transmisión de la energía

5.2.1 Generación, almacenamiento y transporte de hidrógeno

Una manera de transportar la energía es mediante un vector adecuado. Se destaca el hidrógeno, por ser elaborable a partir del agua de mar. La metodología propuesta consiste en generar hidrógeno a partir del agua salada mediante electrólisis, almacenarlo en recipientes a presión flotantes o en barcos adecuados y transportarlo luego hacia la costa.

Esta alternativa tiene las ventajas de ser económica (ya que no se requiere de sistemas eléctricos de transformación y transmisión hasta la costa) y consistir en una fuente de energía firme.

Pero por otro lado la transformación de energía mecánica en hidrógeno y luego la transformación de hidrógeno en energía eléctrica presenta muy pobres rendimientos (de Alegría et al., 2009). Se estima que:

- 30% de la energía eléctrica se pierde en el suministro de agua de reposición y en la electrólisis
- 35 % de la energía se utiliza en la compresión (a 350 bar para un almacenamiento y transporte económicos)

Una vez transportado (con el consumo de energía que corresponde, aunque proceda de otra fuente), la reconversión del hidrógeno a energía eléctrica tiene rendimientos del orden del 50%.

También la utilización del hidrógeno como fuente energética de vehículos tiene rendimientos bajos. Números típicos⁷⁰ pueden ser los siguientes:

- un vehículo con motor diésel tiene un rendimiento global del 25 al 33 %
- un vehículo eléctrico tiene un rendimiento global del orden el 66%
- un vehículo eléctrico a base de hidrógeno convertido a electricidad tiene un rendimiento global de 17%

Obsérvese que esta opción de transporte de la energía requiere una plataforma o barcaza permanente en el sitio del parque de turbinas. Como todo proceso industrial, requiere personal en forma casi constante en el sitio. Y requiere la inversión en los tanques y buques para el transporte.

Además, para hacer más atractiva esta alternativa debería existir un mercado de hidrógeno, por ejemplo para ser utilizado en vehículos.

⁷⁰ Según de Alegría et al. (2009)

En la actualidad no es económicamente rentable la sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno en los vehículos. Sin embargo Mathur et al. (2008) en un trabajo sobre la utilización de hidrógeno para el sistema de transporte de la India, concluyeron que entre 2013 y 2019 el uso de este combustible a gran escala sería rentable. Y la producción de hidrógeno off-shore la veían factible, siendo optimistas, para antes de 2020. Pero para ello debe haber un fuerte desarrollo tecnológico en varias de las etapas del proceso, por ejemplo en el rendimiento del proceso de electrólisis⁷¹. Y se estima que será rentable, en todo caso, sólo para potencias de generación en el parque hidrocinético que superen los 100 MW.

5.2.2 Otras formas de transporte energético

Con la energía producida podría considerarse, en lugar de transmitirla a tierra y conectarla a la red, realizar alguna actividad industrial de alto consumo energético y llevar a tierra el producto.

Otras opciones que se han considerado⁷² son la producción y transporte de amoníaco (NH_3) y de metanol (CH_3OH). En todos los casos, se encontró que el costo variable era inferior al valor de mercado; pero si se incluye los costos de capital y los costos fijos necesarios para un período de 10 años, la operación sería deficitaria. No cambia la conclusión si se agrega el valor de una eventual venta de créditos de carbono, a los precios de 2014, por reducción de emisiones de CO_2 .

Algunas otras actividades de altísimos consumos de energía son la desalinización de agua para potabilizarla y la elaboración de cloro-gas. No se sabe que se hayan desarrollado estudios sobre estas posibilidades. Pero en todos los casos, la necesidad del transporte de los otros insumos, de disponibilidad de la mano de obra en el sitio y el transporte del producto elaborado, sugieren que muy difícilmente sean alternativas preferibles a las mencionadas en 5.1.

Tampoco se considera el almacenamiento de la energía eléctrica en acumuladores (baterías) y su transporte a tierra. En el estado actual de la tecnología de acumulación, requeriría inversiones enormes para las cantidades de energía almacenada que se quiera transportar.

⁷¹ Según Gilmore et al. (2014). Incluso si este rendimiento llegara a ser del 90 % sería insuficiente para hacer rentable el emprendimiento, si se incluye, como es lógico, las amortizaciones de los bienes de capital.

⁷² Gilmore et al. (2014)

5.3 Resumen

La elección del método de transporte de la energía a tierra firme y su conexión con la red resultará de evaluaciones económicas.

En general, se admite que para distancias medias y grandes la transmisión en CC será más cara de implantar, pero reducirá costos en los sistemas de protección. Los voltajes adecuados suelen ser del orden de las decenas de kV, por ejemplo de 10 a 30 kV. Para mayores potencias puede considerarse 60 kV; para pequeñas potencias de hasta 750 kW o 1 MW se sugiere 660 V o poco más, no más de 1.1 kV.

En cambio, para distancias de a lo sumo unas pocas decenas de kilómetros suele ser preferible la generación y transmisión en CA.

6. SISTEMAS DE COMANDO Y CONTROL

Un circuito de control típico para una explotación mareomotriz incluye:

- Sensores de las variables de operación relevantes
- Controladores de:
 - la velocidad de rotación
 - la potencia
- Protecciones de las máquinas (temperatura, vibraciones, sobrevelocidad, subvelocidad, sobrecorrientes, sobrevoltajes, subvoltajes)
- Dispositivos de actuación, ya sea incorporados a la maquinaria o adicionales

La función de controlar la velocidad de rotación obedece a la necesidad de generar a una frecuencia constante; ello es importante tanto cuando se incorpora la energía a una red interconectada mayor o cuando se abastece una red menor aislada. Es menos importante si la corriente se rectifica para transmitirla en continua; así como en los pequeños generadores asíncronos que son "tomadores de frecuencia", o sea que giran a la velocidad que resulta del equilibrio entre la frecuencia de la red abastecida y las características electrodinámicas del conjunto turbina-generator.

Para potencias mayores, la función de control de velocidad de un generador asíncrono puede hacerse off-shore, si hay una plataforma donde pueda instalarse los equipos necesarios (habitualmente, convertidor de frecuencia y un controlador lógico programable, PLC, ver Figura 6.1).

Además, se debe optimizar la generación de potencia de acuerdo a la posibilidad de inyectarla a la red a la cual esté conectada. Disponiendo, a partir de ensayos, de las curvas de máxima potencia en función de la velocidad de rotación, se adapta la potencia generada a la que la red puede recibir. En este sentido, se puede prever cargas resistivas (dump loads) para gastar la energía sobrante cuando la red está sobrecargada. Esta función se realiza en otro controlador (PLC), vinculado con el primero (ver Figura 6.2).

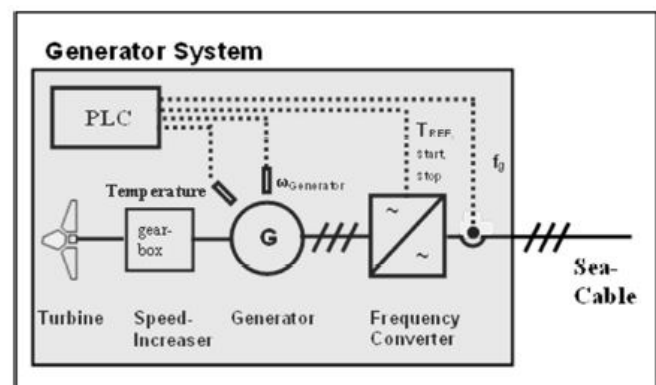


Figura 6.1

Esquema de control de velocidad de rotación (tomado de Kracht et al. (2012))

La operación de control consiste en sensar continuamente la frecuencia de la red. En función de ella se ajusta la potencia disipada en las cargas pasivas. Cuando ésta excede un cierto valor que se debe definir para cada caso, se habilita el control de velocidad del rotor.

En Park et al. (2004) se muestra un diseño de sistema de control de la potencia activa y reactiva para un generador de inducción de doble alimentación. Ese sistema se basa en monitorear la potencia aparente generada por el rotor y el factor de potencia, que permiten detectar la velocidad de rotación a la cual se comenzaría a generar potencia en el estator. No se informa de realizaciones comerciales de este principio, sólo de validaciones experimentales en laboratorio.

Si los generadores están a varios km del punto de inserción de la energía a la red y se transmite a tierra en C.A., los variadores de frecuencia convendrán que estén off-shore. De esa manera, si bien aumenta la corriente de falla del sistema, no se introducen armónicos de alta frecuencia.

En todos los casos, deberá preverse sistemas de protección por lo menos contra los siguientes posibles eventos:

- Sobre-voltaje en la red
- Bajo voltaje en la red
- Sobre-frecuencia en la red
- Sub-frecuencia en la red
- Interrupción en alguna o algunas de las fases; rechazo de carga
- Sobrecorrientes de generación
- Fallas a tierra

Además, puede ser necesario protecciones para el caso de:

- Desplazamiento del neutro
- Potencia invertida por encima de un cierto umbral

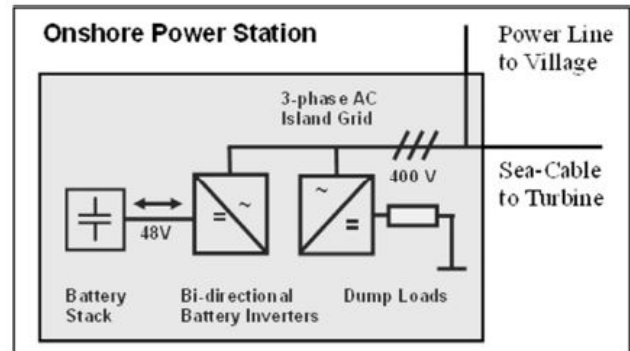


Figura 6.2

Esquema de control de potencia generada y entregada
(tomado de Kracht et al. (2012))

7. COSTOS

7.1 Estudio preliminar de costos.

El costo inicial de un emprendimiento hidrocínético se puede estimar mediante dos enfoques:

1. Costos globales, desglosando según tipos generales de tecnología. Se hallan costos unitarios, por ejemplo en dólares por kW instalado o en dólares por kWh generado.
2. Enfoque bottom-up: se hace un listado exhaustivo de ítems, se usan costos dados por fórmulas paramétricas para ellos.

7.2 Costos globales.

7.2.1 Relevamiento de costos publicados.

Se ha relevado de distintas fuentes los costos globales de un emprendimiento. Las cifras, que se presentan en la Tabla 7.1, deben tomarse con muchas reservas pues:

- Son obtenidas de publicaciones o informes de empresas o instituciones, que no siempre indican qué ítems incluyen en la estimación.
- Se dispone de datos del hemisferio norte y, sobre todo, de países industrializados que ya tienen una industria de producción de hidrogeneradores, así como vasta experiencia y equipos disponibles para el montaje subacuático.
- Puede haber subsidios, explícitos o no.
- Son instalaciones hechas en los lugares de mejores condiciones: velocidades altas, a no mucha distancia de la costa, zonas de poca profundidad, sitios de fondo marino de buenas características geotécnicas, etc. Condiciones no óptimas en alguno de estos aspectos repercutirán desfavorablemente en los costos.
- Las estimaciones del costo de la energía generada deben ser tomadas con mucha cautela. Son muy dependientes de la tasa de interés, el período de repago adoptado, además de las características del emplazamiento. Varios de los datos son estimaciones de proyecto, y no resultados de una operación ya realizada.

Tabla 7.1

Costos globales de un emprendimiento

Fabricante /tecnología	Sitio	Potencia instalada (MW)	Inversión (U\$S / kW)	Costo de generación (U\$S / MWh)	Fuente
MCT - Seagen	Sin dato	800	1309	110 (estim.)	Triton Cons., 2002
Lunar Energy	Sin dato	1800	1360-1700	Sin dato	Bedard, 2005
MCT – SeaGen	Sin dato	baja	2900 (est.)	Sin dato	Bedard, 2005
MCT – SeaGen		alta	1700 (est.)	Sin dato	Bedard, 2005
SMD Hydrovision-TidEl	Sin dato	100	2500 (est.)	100 (estim.)	Bedard, 2005
Underwater Elec. Kite	Sin dato	0.4	1200 (est.)	Sin dato	Bedard, 2005
Verdant Power	Sin dato	0.036	2800 (est.)	Sin dato	Bedard, 2005
P. di Archimede-Kobold	Estr. de Messina	0.07	> 6300		Bedard, 2005
MCT - SeaGen	Strangford	1.2	8300	260	Fraenkhel, 2007
MCT - SeaGen	Anglesey	51	2380	126	Fraenkhel, 2007
MCT - SeaGen	Anglesey	100	1500	83	Fraenkhel, 2007
Varias	Reino Unido	Sin dato	8600-14300	Sin dato	Thresher, 2011
Varias	Reino Unido	Sin dato	Sin dato	275-580	McCloghrie, 2011
Eje horizontal, imanes permanentes	Europa	Sin dato	Sin dato	170	laMotte, 2011
Sin dato	Reino Unido	Sin dato	Sin dato	560	Bowie, 2012
Scotrenewables	Escocia	4	3590	Sin dato	HRW, 02/01/2013
Capricorn Marine turbine system (eje horizontal)	Escocia			200 (estim.)	Tidal Today, July 16 2015
OpenHydro	Alderney (Francia-UK)	300	2800	Sin dato	Tidal Today, Apr 22, 2014
Scotrenewables	Escocia	2	4850	Sin dato	Tidal Today, Feb 25 2016
Varias	Europa		7500-12500	143- 286	MacDonald, 2012

Todo está expresado en dólares de la fecha de la referencia; se supuso 1 € = 1.3 U\$S (paridad media entre 2004 y 2014); 1 £ = 1.7 U\$S.

La muy alta dispersión de estos valores se debe a la diversidad de tecnologías y a que algunos valores publicados son estimaciones de proyecto, posiblemente optimistas. Y en particular los valores más viejos están expresados en dólares de la época, sin haber sido actualizados.

Al optar por una tecnología determinada se reducirá el número de posibles suministradores de equipos, disminuyendo la dispersión.

7.2.2 Repago de la inversión

En cuanto a su posibilidad de repago, fue realizado por E. Denny un interesante estudio para Irlanda en 2009⁷³.

En las siguientes hipótesis:

- factor de capacidad 22%
- se instala hasta un 6% de la potencia previamente instalada (9 GW), ahorrando así carbón, fuel-oil y gas natural
- tasa de interés 7.83 %, período 15 años
- precio medio de la energía € 79 /MWh
- se valoriza la reducción de emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x
- se cuantifica el costo de las frecuentes entradas y salidas de energía (cycling), cuando el sistema está basado sobre todo en térmicas a gas
- costos de operación y mantenimiento: € 55000 /MW por año; suponiendo factor de capacidad 0.20, resulta U\$S 34 /MWh (menos que para una eólica off-shore)
- no se considera refuerzo de la red

se obtuvo que los costos de capital para asegurar rentabilidad deberían ser de menos de

- € 237 /MW si se instalaran 560 MW
- € 380 /MW si se instalaran 240 MW
- € 510 /MW si se instalaran 80 MW

Con un Electrical Down Rating (EDR) de un 40 %, es decir, instalando un 40% menos que lo que corresponde a las velocidades de corrientes de marea máximas, los números correspondientes serían

- € 300 /MW si se instalaran 336 MW (60% de 560)
- € 560 /MW si se instalaran 144 MW
- € 670 /MW si se instalaran 48 MW

Estos costos de capital tan bajos no son realistas; por lo que opina que la generación en base a corrientes de marea no es a la fecha (2009) una opción factible para el caso estudiado.

⁷³ Denny, 2009

Un estudio análogo particularizado a Uruguay permitiría conocer los costos de inversión admisibles. Está fuera del alcance del presente proyecto; se debería realizar cuando se decidiera comenzar a recorrer el camino de la generación mareomotriz en Uruguay.

7.2.3 Tasa de retorno energético

Otra manera de cuantificar el retorno de la inversión consiste en considerar la "Tasa de retorno energético": relación entre la energía obtenida y la energía invertida (ERoEI: energy return on energy invested⁷⁴); por ejemplo, estimando el tiempo requerido para obtener tanta energía como se consumió para la construcción. Para los generadores eólicos sería de 4 a 6 meses, para la tecnología MCT SeaGen sería del mismo orden; en 20 años entregaría unas 40 veces la energía requerida para construirla, instalarla y operarla.

7.3 Enfoque “bottom-up”

7.3.1 Ítems a considerar

La ecuación económica de una instalación de generación mareomotriz debe tener en cuenta:

Costos de capital:

- Dispositivos o componentes (equipos de generación, sujeción, cables), su fabricación y transporte al sitio

⁷⁴ Es una manera de comparar distintas fuentes energéticas que pudieran implantarse; también de comparar una misma fuente en el correr del tiempo. Un ejemplo clásico es el de la energía hidroeléctrica mediante embalses en ríos: una vez aprovechados los sitios más accesibles, con mayores caudales y con mayores saltos, los siguientes requerían mayores inversiones en energía e insumos para extraer relativamente menos energía. Esta manera de comparar no está exenta de imprecisiones, sobre todo debidas a la necesidad de discutir hasta dónde se lleva la cuantificación de la energía consumida. Por ejemplo, si se usa hormigón ¿se considera la energía para la producción del cemento portland, para extracción de los áridos y para el tratamiento del agua que se usa? No hay consensos unánimes al respecto. Tampoco contempla los demás impactos, pasibles de ser internalizados, que no se reflejen necesariamente en cantidades energéticas. Por ejemplo, los impactos sobre el ambiente o sobre la calidad de vida de la gente, que pueden inclinar la balanza hacia soluciones de menor Tasa de Retorno Energético pero más inocuas o con algunas características adicionales deseables.

- Montaje
- Estación de transformación
- Conexión a la red

Costos operativos:

- Inspecciones, limpieza, reparaciones
- Licencias y seguros
- Monitoreo del dispositivo y su funcionamiento

Costos adicionales:

- Prospecciones, cateos, mediciones
- Proyecto, estudios de impacto
- Autorizaciones, gestiones
- Despliegue y retiro

Ingresos:

- Venta de energía
- Disponibilidad de potencia
- Sustitución de otras fuentes energéticas (y de muchos de sus impactos)

Se debería tratar de internalizar, además, los costos de todos los impactos ambientales o socioeconómicos en que se incurra.

7.3.2 Costos por ítem

Se han publicado costos unitarios de algunas de las distintas partes de la instalación. En particular, son de relativamente fácil parametrización los costos de la generación, la transmisión y la transformación de la energía eléctrica. Algunas de las formulaciones logradas para estimar tales costos se muestran a continuación:

Costo de transmisión en alterna⁷⁵:

- Costo de los transformadores: $C_t = 3.23 \times 10^{-3} \times P^{0.7513}$ M€, con la potencia P en MVA.
- Costo de compensación de reactiva: $C_{cr} = \frac{2}{3} C_t$
- Costo de los cables submarinos: $C_{c_132} = 1.5$ M€/km, para cables de 132 kV
 $C_{c_220} = 1.65$ M€/km, para cables de 220 kV⁷⁶
- Costo de instalación de cables: $C_{inst} = 100.000$ €/km
- Costo del puesto de conexión: $C_{pc} = 0.124$ M€, para sistemas en 132 kV
 $C_{pc} = 0.183$ M€, para sistemas en 220 kV

Costo de transmisión en continua⁷⁷:

Costo de cables e instalación: $C = 1.148 \times P + 156$ M€/km, con la potencia P en MW.

Costo de convertidores VSC: $C = 3.07 \times 10^{-2} \cdot P + 1.04 \times 10^{-3}$ €/km, con la potencia P en MW

Se debe agregar el costo de instalación estimado en 200.000 €/km. Se menciona que el fabricante ABB evalúa los costos del mismo en 0.11 €/VA.

No son fáciles de parametrizar los costos de las turbinas y de su forma de sujeción. Para una sujeción flexible mediante anclajes de fondo, Bowie (2012) ha presentado precios unitarios y costos del sistema de anclaje entero.

Pero para las turbinas, no se dispone de una tal parametrización. Debido a la gran variabilidad de diseños posibles, y a la incertidumbre sobre algunos aspectos relevantes, no se puede, en la presente instancia, lograr estimaciones medianamente fiables.

7.4 Parque de generación mareomotriz

La viabilidad económica de un solo generador mareomotriz es dudosa. Si se deseara invertir en una instalación para una potencia de varios MW, debería montarse un parque de hidrogeneradores o parque mareomotriz. Se logrará así un abatimiento de algunos costos unitarios: montaje, mantenimiento, transmisión de la energía eléctrica, conexión a la red.

⁷⁵ de Alegría *et al.* (2009); se pueden hallar más referencias de costos en Green *et al.* (2007)

⁷⁶ Según Green *et al.* (2007): para conductor submarino, armado, con aislación de XLPE, el costo puede variar entre U\$ 152/m para 95 mm² hasta 600 U\$S/m para 800 mm²

⁷⁷ de Alegría *et al.* (2009); Se pueden hallar más referencias de costos en Green *et al.* (2007)

7.5 Externalidades.

Al proceder con un emprendimiento energético, se debería intentar evaluar las externalidades. Se llaman así los impactos asociados con el emprendimiento que representan costos o beneficios para la sociedad, aunque no estén incorporados en la ecuación económico-financiera del proyecto. El objetivo consiste en cuantificar económicamente todos los impactos, traducirlos en costos o beneficios económicos, y poder incorporarlos en dicha ecuación, por ejemplo alterando el precio de la energía generado. O, por lo menos, tenerlos estudiados y cuantificados para que, si no se toman en cuenta en dicho precio, sean un subsidio explícito y no encubierto.

El único antecedente que se ha podido relevar es el estudio de Weiss et al. (2007). En él se cuantifican algunas de las externalidades de un proyecto de 20 MW, en la costa del Golfo de México, que generaría unos 140 GWh/año. En 20 años a una tasa de 5%, si desplaza fuentes energéticas de bajo impacto (gas natural, nuclear) tendría beneficios (costos evitados) cuantificados en U\$S 1.2M. Si sustituye fuentes de alto impacto (mix de carbón y petróleo), esos beneficios serían de hasta U\$S 18M en los 20 años; y hasta de U\$S 28M si sustituye sólo generación a base de carbón.

En ese estudio, se reconoce explícitamente que se cuantifican sólo los costos y beneficios potenciales asociados con las fuentes energéticas que se sustituiría. Para otros impactos (ver IV) es mucho más difícil cuantificarlos económicamente y de allí sacar cuánto influyen en los costos o cuánto deberían alterar (en más o en menos) las tarifas eléctricas. Por ejemplo:

- Impactos en el ecosistema: alejamiento de cardúmenes y por tanto aumento de costos para la industria pesquera
- Eliminación de efluentes gaseosos de otras fuentes de energía, con reducción de impactos sobre la agropecuaria (lluvia ácida), sobre la salud de la población, etc.
- Eliminación de impactos térmicos por otras fuentes energéticas (calentamiento de aguas o aire por usinas térmicas, efectos sobre la habitabilidad o productividad de sus entornos)
- Poco o ningún impacto (ni positivo ni negativo) sobre los ríos o costas; por ejemplo, no control de inundaciones, o mayor disponibilidad del agua para riego o consumo público, o no afectación de playas de uso turístico para otros usos
- Sustitución de fuentes energéticas más estables por una fuente muy predecible pero con intensa variabilidad en el día.
- Disminución de riesgos de otras fuentes energéticas (explosión de calderas, roturas de presas, liberación de radiación, etc.)

Estos y otros aspectos⁷⁸ deberían ser considerados, en lo posible cuantitativamente, en ocasión de decidir acerca de la implantación de una central mareomotriz⁷⁹. Tal estudio permitirá que sean explicitadas todas o las principales maneras en que el emprendimiento subsidia o es subsidiado por otras ramas de actividad.

⁷⁸ ver una lista más exhaustiva en Weiss et al. (2007)

⁷⁹ O también de una central de generación eléctrica de cualquier tipo

BIBLIOGRAFÍA MENCIONADA

Ackermann T., Barberis Negra N., Todorovic J., y Lazaridis L.. "Evaluation of Electrical Transmission Concepts for Large Offshore Windfarms". *Offshore Wind Conf. and Exhibition*, Copenhagen, 2005.

Amirat, Y., Benbouzid, M., Bensaker, B., Wamkeue, R.: "The state of the art of generators for wind energy conversion systems". *Electromotion*, 14(4), 2007

Antheaume, S., Maître, T., Achard, J. L.: "A innovative modelling approach to investigate the efficiency of cross flow water turbine farms". *Scientific Bulletin of the Polytechnic University of Timisoara Transactions on Mechanics Tom 52(66), Fascicola 6*, 2007

Bai, G., Li, J.; Fan, P., Li, G.. "Numerical investigations of the effects of different arrays on power extractions of horizontal axis tidal current turbines". *Renewable Energy* 53, 2013

Barberis Negra N., Todorovic J., Ackermann T.: "Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms". En *Electric Power Systems Research*, Vol. 76, no. 11 (2006): 916-927.

Bedard, R., Previsic, M., Siddiqui, O., Hagerman G., Robinson, M.: "Survey and Characterization. Tidal in Stream Energy Conversion (TISEC) Devices". EPRI, Report EPRI-TP-004 NA; 2005

Benelghali, S., Benbouzid, M., Charpentier, J.: "Marine tidal current electric power generation technology: State of the art and current status". *IEEE IEMDC'07*, Antalya, Turkey, May 2007

Benelghali, S., Benbouzid, M., Charpentier, J.: "Generator Systems for Marine Current Turbine Applications: A Comparative Study". *IEEE Journal of oceanic engineering*; vol. 37, N° 3, July 2012

Bowie, A.. "Flexible Moorings for Tidal Current Turbines". Master Thesis, University of Strathclyde Engineering; U.K., 2012

Bresesti, P., Kling, W. L., Hendriks, R. L., y Vailati R.. "HVDC connection of offshore wind farms to the transmission system". *Energy Conversion, IEEE Transactions on* 22, no. 1 (2007): 37-43.

Calcagno, G., Moroso, A.: "The Kobold marine turbine: from the testing model to the full scale prototype". *Tidal Energy Summit*, November 28-29, 2007, London

Carrier, C.; Pinon, G.; Gaurier, B.; Germain, G.; Rivoalen, E.: "Numerical and experimental study of elementary interactions in marine current turbines array"; 11th European Wave and Tidal Energy Conference (EWTEC), Sep. 2015, Nantes, France

Coffen-Smout, S. y Herbert, G.J.: "Submarine cables: a challenge for ocean management". En *Marine Policy*, Vol. 24 (2000), p. 441-448.

de Alegría, I. M., Martín, J. L., Kortabarria, I., Andreu, J., y Ibañez Ereño, P.: "Transmission alternatives for offshore electrical power". *Renew. and Sustainable Energy Reviews* 13, no. 5 (2009)

Denny, E.. "The economics of tidal energy". *Energy Policy* 37, 2009

Fraenkel, Peter L.: "Marine Current Turbines: an emerging technology". Scottish Hydraulics Study Group Seminar", Glasgow, 2004

Fraenkel, P.. "Marine Current Turbines: pioneering the development of zero-head hydro". En BHA Annual Conference, U.K., 2007.

Galloway, P., Myers, L., Bahaj, A.. "Quantifying wave and effects on a scale tidal stream turbine". *Renewable Energy* 63, 2014

Gilmore, E., Blohm, A., Sinsabaugh, S.. "An economic and environmental assessment of transporting bulk energy from a grazing ocean thermal energy conversion facility". *Renewable Energy* 71, 2014.

Gorlov, A.. "Development of the helical reaction hydraulic turbine". Northeastern University, Boston, MA, USA / U.S. Dept. of Energy, August, 1998

Green J., Bowen A., Fingersh L. J., y Wan Y.. "Electrical collection and transmission systems for offshore wind power". En *Offshore technology conference*, vol. 30. Offshore Technology Conference, 2007.

Güney, M. S., Kaygusuz, K.: "Hydrokinetic energy conversion systems: a technology status review". *Renew. and Sust. Energy Reviews* 14 (2010)

Khan, M. J., Bhuyan, G., Iqbal, M.T., Quaicoe, J.E.. "Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: a technology status review". *Applied Energy*, 86 (2009)

Kinsey, T., Dumas, G., Lalande, G., Ruel, J., Méhut, A., Viarouge, P., Lemay, J., Jean, Y.. "Prototype testing of a hydrokinetic turbine based on oscillating hydrofoils"; *Renewable Energy* 36 (2011)

Kinsey, T.; Dumas, G.. "Three-Dimensional Effects on an Oscillating-foil Hydrokinetic turbine". *ASME J. of Fluids Eng.*, Vol. 134, July 2012

Kracht, P., Giebhardt, J., Lutz, M.A., Vecchio, M., Moroso, A., Bard, J.. "Implementation of a vertical axis marine current turbine for off-grid village electrification in Indonesia". 4th international Conference on Ocean Energy (ICOE 2012), 17 October 2012, Dublin

Lago, L.I., Ponta, F.I., Chen, L.. "Advances and trends in hydrokinetic turbine systems". *Energy Sustainment Dev.*, 14, (2010)

la Motte, C., Coppée, P.E., van der Gijp, S., van Casteren, J., Koolen, S.. "Wave & Tidal Energy". Research for PE elective- MBA 11J – INSEAD, May 2011

MacDonald, Mott: "Offshore Renewable Energy"; IEA-RET (International Energy Agency-Renewable Energy Technology Development), 2012. Earthscan, Abingdon, Oxon, UK.

Mathur J., Agarwal N., Swaroop R., y Shah N.. "Economics of producing hydrogen as transportation fuel using offshore wind energy systems". *Energy Policy* 36, no. 3 (2008): 1212-1222.

McCloghrie, P.. "UK Government policy- Future support for Tidal Energy". Dpt. Of energy & Climate Change, office for Renewable Energy Deployment, 2011

Müller, S., Deicke, M., De Doncker, R.W.. "Doubly fed induction generator systems". *IEEE Industry Applications Magazine*, Vol. 8, N° 3, May-June 2002

Mycek, P.; Gaurier, B.; Germain, G.; Pinon, G., Rivoalen, E. : "Experimental study of the turbulence intensity effects on marine current turbines behaviour. Part. 1: One single Turbine"; *Renewable Energy* 66 (2014)

Mycek, P.; Gaurier, B.; Germain, G.; Pinon, G., Rivoalen, E. : "Experimental study of the turbulence intensity effects on marine current turbines behaviour. Part. II: Two interacting turbines; *Renewable Energy* 68 (2014)

O'Rourke, F., Boyle, F., Reynolds, A.. "Tidal energy update 2009". *Applied Energy* 87, 2010

O'Rourke F., Boyle F., y Reynolds A.. "Marine current energy devices: Current status and possible future applications in Ireland". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14, no. 3 (2010): 1026-1036.

Owen, A., Bryden, I.G.. "Prototype support structure for sea bed mounted tidal current turbines". *Proc. IMechE Vol. 219 Part M: J. Engineering for the Maritime Environment*, 2005

Park, J. W., Lee, K.W., Lee, H. J.. "Wide speed operation of a doubly-fed induction generator for tidal current energy". In the 30th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Nov. 2-6, 2004, Busan, Korea

Paraschivoiu, I.. "Wind Turbine Design with emphasis on Darrieus Concept". École Polytechnique de Montréal, Canada, 2002

Revista Hydro Review Worldwide (HRW), revista digital por suscripción, disponible en <http://www.renewableenergyworld.com/magazine/hydro-review-worldwide.html>

Revista Tidal Today, publicación digital, disponible en www.tidaltoday.com; con reportes de la industria y publicaciones periódicas por suscripción; FCBI Energy Ltd., England and Wales

Rodríguez Amenedo, J.L., Burgos Díaz, J.C., Arnalte Gómez, S.. "Sistemas Eólicos de producción de energía eléctrica". Ed. Rueda S.L., Madrid, 2003

Sarma, N. K., Biswas, A., Misra, R.D.. "Experimental and computational evaluation of Savonius Hydorkinetic turbine for low velocity condition with comparison to Savonius wind turbine at the same input power". *Energy Conversion and Management* 83 (2014)

Sharkh, A., Morris, D., Turnock, S.R., Myers, L., Bahaj, A.S.. "Performance of an integrated water turbine PM generator". Power Electronics, Machines and Drives; 16-18 April 2002, Conf. Publication N° 487, IEEE

Solbakken, K.. "Power potential of Rystraumen, Norway". Master's Thesis in energy, Climate and Environment, Faculty of Sciences and Technology, The Arctic University of Norway, 2014

Sornes, K. : "Small-scale Water Current Turbines for River Applications"; Zero Emission Resource Organization, Oslo, Noruega, January 2010

Thresher, R.. "A commercialization path and challenges for marine hydrokinetic renewable energy". National Renewable Energy Laboratory (NREL), USA, 2011

Triton Consultants Ltd.. "Green Energy Study for British Columbia. Phase 2: Mainland. Tidal Current Energy". Prepared for BC Hydro, Engineering, Vancouver, Canada, October 2002

Vallet, M. A., Bacha, S., Munteanu, I., Bratcu, A.I.: "Management and control of operating regimes of cross-flow water turbines". IEEE Transactions on Industrial Electronics", Vol 58, N° 5, May 2011.

Verdant Power Canada ULC. "Technology Evaluation of Existing and Emerging Technologies". Prepared for Natural Resources Canada, June 2006

Vermaak, H., Kusukana, K., Koko, S.. "Status of micro-hydrokinetic river technology in rural applications: A review of literature". Renewable and Sustainable Energy Reviews 29, 2014.

Weiss, J., Boehlert, B., Unsworth, R.. "Assessing the Costs and Benefits of Electricity Generation Using Alternative Energy Resources on the outer Continental Shelf. Final Report". U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, March 2007

Wright S. D., Rogers A. L., Manwell J. F., y Ellis A.. "Transmission options for offshore wind farms in the United States". *Proceedings of the American Wind Energy Association Annual Conference*, 2002.

Yang, B., Lawn, C.: "Fluid dynamic performance of a vertical axis turbine for tidal currents". Renewable Energy 36 (2011)

Ybert, S.. "France Energies Marines: objectifs et avancement des sites d'essais francais"; La Houille Blanche, N° 5, 2015

Zanette, J., Imbault, D., Tourabi, A.. "A design methodology for cross flow water turbines". Renewable Energy 35, 2010.

Zhang, L., Wang, S., Sheng, Q., Ying, F., Ma, Y.. "The effects of surge motion of the floating platform on hydrodynamics performance of horizontal-axis tidal current turbine". Renewable Energy 74, 2015

Zhou, Z., Sculler, F., Charpentier, J.F., Benbouzid, M., Tang, T.. "Un up-to-date review of large marine tidal current turbine technologies". Conference Paper, 2014 IEEE PEAC, at Shanghai (China)

III

Modelación de las corrientes de marea.

1 Introducción

En esta sección se describe el estudio de corrientes de marea en el mar territorial uruguayo realizado en base a modelación numérica.

Las etapas del estudio descritas en esta sección son:

- 1- Análisis de datos vinculados con hidrodinámica
- 2- Modelación hidrodinámica de las corrientes
- 3- Recopilación de información ambiental
- 4- Zonificación del potencial hidrocínético
- 5- Cuantificación de la potencia y energía

En el capítulo 2 se presenta una descripción general de la hidrodinámica del Río de la Plata y el Frente Marítimo en base a antecedentes, incluyendo el análisis de mediciones de corrientes disponibles en el mar territorial uruguayo. En el Capítulo 3 se describen las características de la modelación numérica de corrientes de marea del Río de la Plata y el Frente Marítimo, y en el Capítulo 4 se presenta un diagnóstico global de las corrientes en la zona en base a los resultados del mismo. En el Capítulo 5 se describen las principales actividades y usos que se realizan en el mar territorial uruguayo, así como también las condiciones de biodiversidad en el área. En base a un análisis espacial conjunto de las corrientes de marea y las condiciones ambientales y de actividades en la zona de estudio se realiza una zonificación para extracción de energía hidrocínética compatible con otros usos del mar territorial uruguayo, la cual se presenta en el Capítulo 6. Por último, en el Capítulo 7 se cuantifica el potencial energético en las zonas determinadas como factibles para extracción de energía hidrocínética.

2 Hidrodinámica del Río de la Plata y el Frente Marítimo

2.1 Estudio de antecedentes

Las aguas territoriales uruguayas comprenden zonas del Río de la Plata y del Océano Atlántico, según se presenta en la Figura 1, en la cual están marcados los límites políticos de Uruguay.



Figura 1: Delimitación de límites políticos terrestres y marítimos de Uruguay (www.dinama.gub.uy).

El Río de la Plata es un cuerpo de agua binacional de jurisdicción compartida entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay (Figura 2). Sus límites fueron fijados en el Tratado del Río de la Plata en 1973 por los países limítrofes. El límite interior está determinado por el paralelo que pasa por Punta Gorda en la costa uruguaya y por la desembocadura de los ríos Paraná y Uruguay en la costa argentina. El límite exterior con el océano está determinado por una línea recta que une Punta del Este en la costa uruguaya con Punta Rasa en la costa argentina. En el Río de la Plata se establecen distintas zonas de uso exclusivo y uso común según lo establecido en el tratado del Río de la Plata y el Frente Marítimo; una franja de jurisdicción exclusiva de 2 millas hasta Colonia y de 7 millas hasta Punta del Este. En el Océano Atlántico se

establece el mar territorial de 12 millas desde la costa y desde el límite exterior del Río de la Plata, y luego de la zona contigua de 24 millas se extiende la zona marítima en la que Uruguay tiene derechos económicos exclusivos (la cual recientemente se ha extendido a 350 millas).

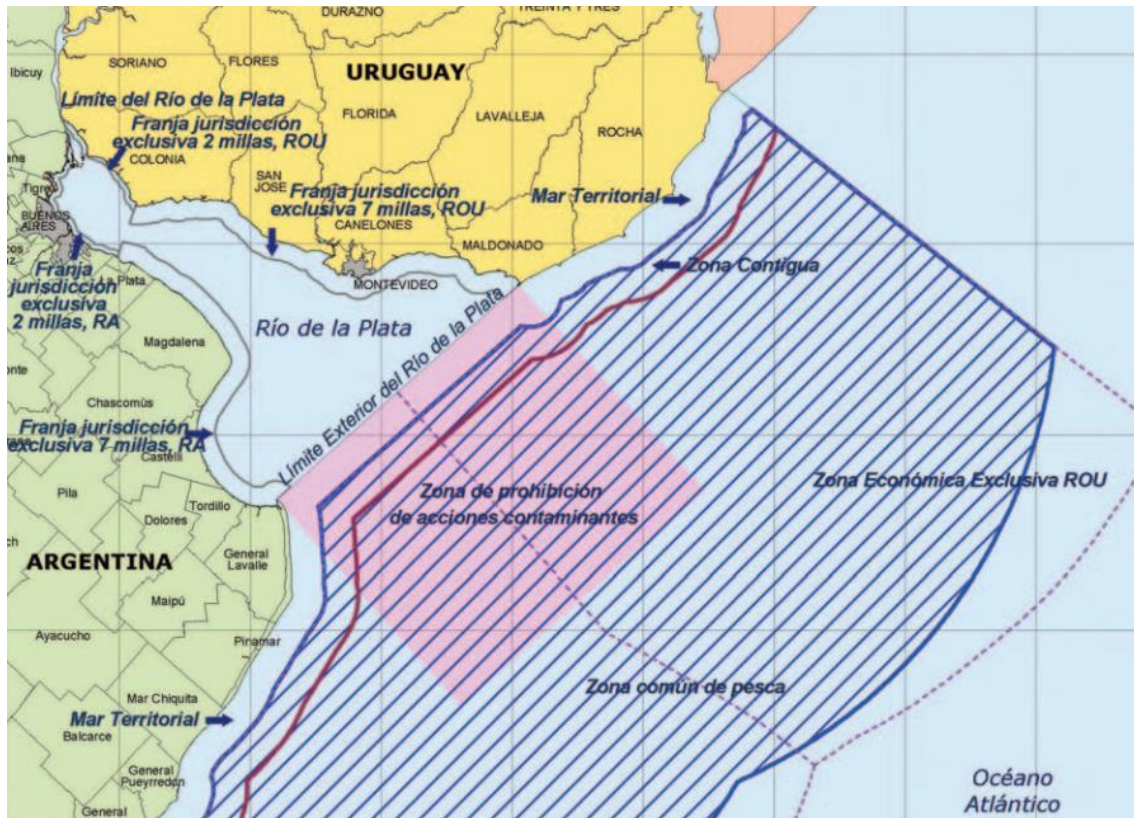


Figura 2: Zonas delimitadas en el Tratado del Río de la Plata y el Frente Marítimo. Extraído del informe de Freplata (FREPLATA, 2004).

En los últimos años se han realizado grandes avances en lo referente a la caracterización de la zona y al diagnóstico socio-ambiental del Río de la Plata a través del desarrollo de proyectos con fondos internacionales, como ECOPLATA (1999) y FREPLATA (2004, 2011), durante los cuales se realizaron estudios técnicos y mediciones de campo para avanzar en el conocimiento de la dinámica del cuerpo de agua. En la Figura 3 se presentan las características morfológicas principales del Río de la Plata. En base a sus características físicas el Río de la Plata se divide en dos grandes zonas (Figura 3), la zona interior-intermedia (desde Barra del Indio hacia los tributarios) y la zona exterior (desde Barra del Indio hacia el océano). La zona interior-intermedia está caracterizada por una dinámica fluvial de comportamiento cuasi-bidimensional con influencia de las mareas y el agua es dulce con una turbidez permanente. La zona exterior está caracterizada por una dinámica del tipo estuario con flujo de características tridimensionales. La zona incluida entre Montevideo y Punta Piedras, hasta Barra del Indio y hacia la desembocadura del río Santa Lucía, es lo que se denomina la zona del Frente del Río de la Plata, y coincide con la gran expansión de su sección transversal.

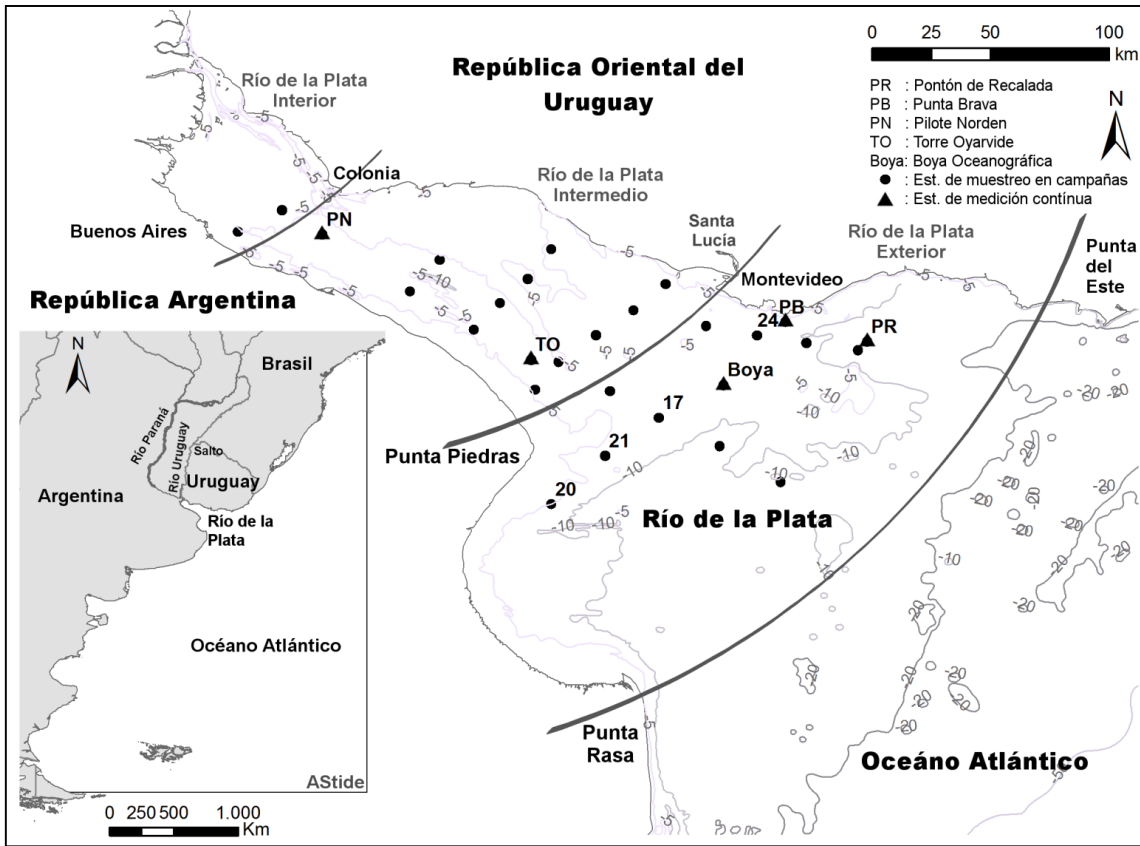


Figura 3: Panel superior: Ubicación del Río de la Plata y del Océano Atlántico Sur; detalle del Río de la Plata y ubicación de las estaciones de medición; extraído de Fossati et al (2014). Panel inferior: Características fisiográficas del Río de la Plata; modificado de FREPLATA (2004).

En el Río de la Plata y el Frente Marítimo los principales forzantes que influyen sobre la circulación del agua son la descarga fluvial de sus tributarios, la onda de marea oceánica (astronómica y meteorológica) y los vientos que soplan sobre la superficie del agua, pero las variaciones en los parámetros físico-químicos (particularmente la salinidad) afectan también la circulación al modificar la densidad del agua. El efecto de los forzantes sobre el agua está condicionado, a su vez, por la configuración de la línea de costa y la batimetría de fondo. El aumento, primero paulatino y luego abrupto, en la sección transversal del río tiene gran influencia en sus características hidrodinámicas (FREPLATA, 2004). La marea astronómica en el Río de la Plata es micromareal de régimen diurno con desigualdades semidiurnas y la componente principal de marea es la M_2 (FREPLATA, 2004; Fossati y Piedra-Cueva, 2013). A través de los ríos Paraná y Uruguay proviene más del 97% del ingreso de agua dulce al Río de la Plata, siendo la descarga media aproximadamente 23.000 m³/s. El agua dulce se mezcla con las aguas oceánicas generando una zona de mezcla de aguas salobres en toda la zona exterior del Río de la Plata.

En los últimos años se han realizado avances importantes en la comprensión de la dinámica global del Río de la Plata, a través de la realización de campañas de medición y del desarrollo de modelos numéricos (Fossati et al, 2014). Las mediciones son realizadas en general por el Servicio Hidrográfico Argentino (SHN), el Servicio de Oceanografía, Hidrografía y Meteorología de la Armada (SOHMA) de Uruguay, o el Instituto Nacional de Investigación y Desarrollo Pesquero (INIDEP). Las publicaciones de referencia vinculadas a mediciones y análisis oceanográficos en la zona de estudio son: la de Framiñán and Brown (1996) en donde se analiza la dinámica del frente de turbidez a través de datos satelitales; la de Guerrero et al. (1997) donde se presentan los aspectos generales de la dinámica considerando la importancia del campo salino en la zona exterior; y más recientes la publicación de Piola et al. (2003) donde se presenta una caracterización climatológica del campo salino; Sepúlveda et al. (2003) y Framiñán et al (2008) donde se presentan resultados de mediciones en la zona central del Río de la Plata y se analiza la dinámica de la zona estuarina; Simionato et al. (2005) donde se presenta la dinámica del perfil de velocidades obtenidas a partir del análisis de mediciones con ADCPs en dos puntos del Río de la Plata realizadas en el marco del proyecto FREPLATA; y Acha et al. (2008) que presenta una actualización del modelo conceptual físico y ecológico del Río de la Plata en base a mediciones e información secundaria. Se destacan también los estudios de la dinámica en la costa uruguaya realizados a partir del análisis de las mediciones de dos ADCPs ubicados en la zona por la Intendencia Municipal de Montevideo (IMM) en cooperación con el SOHMA y el IMFIA (Fossati et al., 2009; Mosquera et al., 2012).

También se destaca el análisis de la marea astronómica realizado por Fernández (Fernández, 2011) y el análisis de la marea meteorológica realizado por Santoro (Santoro, 2011; Santoro et al, 2013), utilizando mediciones de niveles en las estaciones costeras del Río de la Plata y del Frente Marítimo. En la Figura 4 se presentan algunos de los resultados obtenidos en dichos trabajos; por un lado la amplitud de las principales componentes de marea astronómica en cada estación del Río de la Plata y la importancia relativa de cada componente por estación, y por

otro lado la importancia de la componente meteorológica de marea expresada como el porcentaje de varianza de la serie total de niveles. La componente meteorológica de marea es la generada por el forzante atmosférico y para el Río de la Plata básicamente corresponde a la componente no-astronómica de la marea, siendo generada por la interacción atmósfera-océano en el Atlántico Sur (Santoro, 2011). Se observa que la marea astronómica presenta mayores amplitudes sobre las estaciones ubicadas sobre la costa argentina del Río de la Plata que sobre la costa uruguaya, y que en general hay una disminución de la amplitud. La marea meteorológica es relevante (desde el punto de vista energético) en todo el Río de la Plata, con una tendencia a tener mayor influencia en los niveles registrados en las estaciones ubicadas sobre la costa uruguaya.

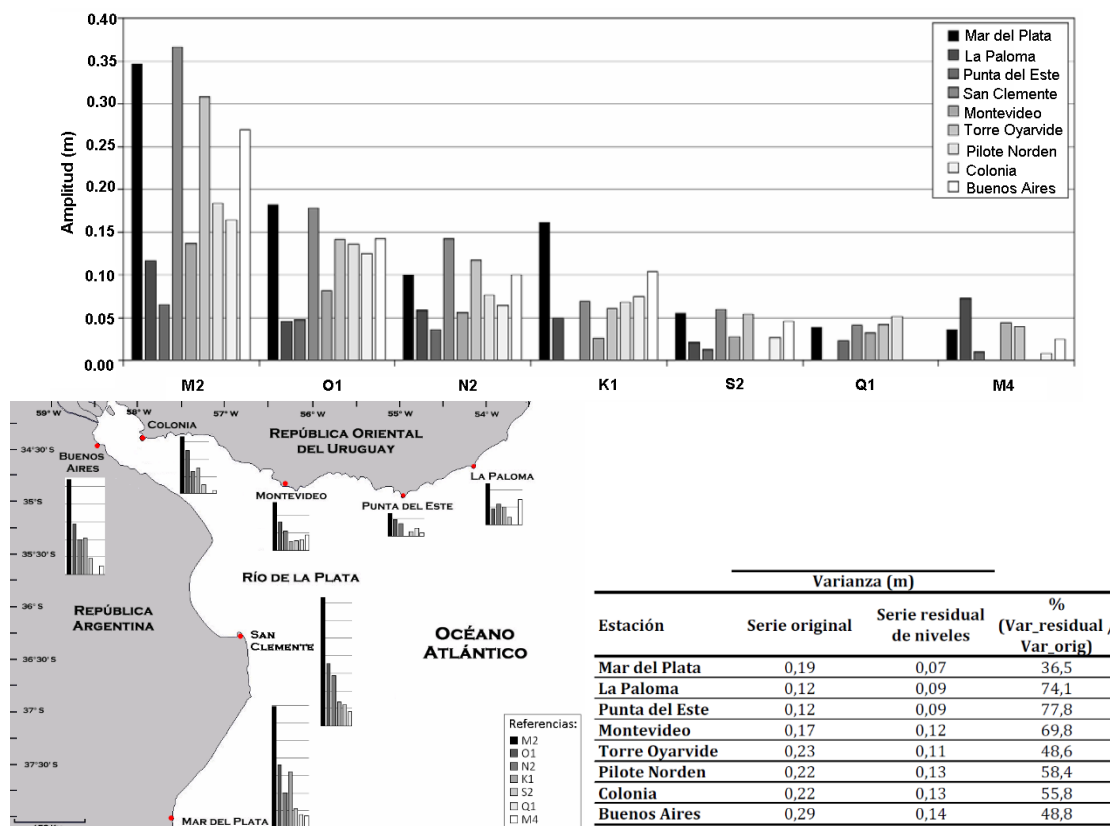


Figura 4: Amplitud (m) de las principales componentes de marea astronómica en el Río de la Plata (panel superior); distribución espacial de la importancia relativa de las principales componentes de marea astronómica por estación (panel inferior izquierdo) e importancia por estación de la componente meteorológica de la marea (panel inferior derecho).

En paralelo a los estudios mencionados, la aplicación de diversos modelos numéricos en la región ha permitido complementar los avances en la comprensión de la dinámica de flujo en el Río de la Plata y el Frente Marítimo. Por un lado el IMFIA ha desarrollado durante varios años modelos numéricos de circulación en el área para resolver problemas vinculados a la ingeniería. Varios avances se realizaron aplicando el modelo en elementos finitos RMA integrado en vertical. Por ejemplo se determinaron los principales corredores de flujo en la zona interior e

intermedia del Río de la Plata producto de la descarga de los principales tributarios (Piedra-Cueva and Fossati, 2007); se investigó el comportamiento del campo salino y su variación estacional (Fossati and Piedra-Cueva, 2008); y se estudió la circulación de flujo en la Bahía de Montevideo (Santoro et al., 2013) y las alteraciones generadas en la misma por descargas térmicas (Fossati et al., 2011). Además, en los últimos años se ha avanzado en el desarrollo y aplicación de la estrategia de modelos de pronóstico aplicando el modelo MOHID en el Atlántico Sur y el Río de la Plata (Santoro et al., 2011). También el modelo MOHID se aplicó en su versión tridimensional baroclínica para estudiar la circulación general en todo el Río de la Plata y determinar los patrones principales de flujo residual en toda la zona (Fossati and Piedra-Cueva, 2013). En dicho artículo se presenta una caracterización general completa del flujo en el Río de la Plata y el Frente Marítimo. Respecto al flujo residual se destacan condiciones uniformes en la vertical en la zona intermedia con flujo saliente y condiciones de flujo en dos capas en la zona exterior: en las zonas profundas sobre el fondo la corriente residual ingresa al Río de la Plata con un flujo superficial débil saliente al mismo, mientras que en las zonas poco profundas (costeras, sobre los Bancos y en la Bahía Samborombón) la corriente superficial residual hacia el océano es fuerte con una corriente muy débil sobre el fondo.

Otros grupos de investigación también han aplicado exitosamente modelos numéricos en la zona de estudio y han logrado avances importantes principalmente en el análisis de procesos de gran escala y en la determinación de climatologías. Por ejemplo el grupo del CIMA de la UBA de Argentina estudió diferentes aspectos de la circulación global en el Río de la Plata utilizando el modelo HAMSOM 3D en su versión barotrópica con densidad constante (Simionato et al., 2004a y 2004b; Simionato et al., 2006). Por otro lado diversos aspectos ecológicos en la zona del frente del Río de la Plata se estudiaron utilizando el modelo tridimensional baroclínico ECOM (Simionato et al., 2008). Por otra parte se han realizado otros esfuerzos de avances en la modelación para el estudio de la circulación en la plataforma del Océano Atlántico (Palma et al., 2004; Palma et al., 2008; Glorioso and Flather, 1995), aunque normalmente la resolución de los modelos utilizados en la zona del Río de la Plata es baja.

En relación a la dinámica del campo salino existen varios trabajos que han analizado el tema, ya sea a través de mediciones de campo o modelación numérica (Guerrero et al., 1997; Piola et al., 2003; Sepúlveda et al., 2003; Fossati and Piedra-Cueva, 2008, Framiñan et al, 2008), además de los estudios realizados en el marco de los Proyectos ECOPLATA y FREPLATA mencionados anteriormente. El campo salino se extiende desde la zona del frente hasta la zona de plataforma, y presenta mayor variabilidad sobre el sector norte del Río de la Plata, es decir, sobre el Canal Oriental. La ubicación del mismo depende principalmente del caudal fluvial y de los vientos, siendo también muy variable la estratificación vertical del campo salino. En general el Río de la Plata se encuentra en condiciones de estuario parcialmente mezclado (es decir, con estratificación vertical) pero la turbulencia de los vientos frecuentes modifica fácilmente las condiciones de mezcla.

2.2 Análisis de mediciones de corrientes

En los últimos años se han realizado mediciones de corrientes continuas en base al fondeo de perfiladores acústicos en varias zonas del mar territorial uruguayo durante un cierto período de tiempo. El objetivo de este capítulo es analizar la información recopilada a través de las mediciones de campo para determinar las principales características de las corrientes, en intensidad y dirección y su variación vertical. Se incluyen en este análisis mediciones realizadas en la zona costera de Montevideo (Punta brava, PB) y otras realizadas en zonas alejadas de la costa (Pontón Recalada PR y Boya Oceanográfica) cuya ubicación se presentó en la Figura 3.

2.2.1 Punta Brava - Montevideo

En el marco de un convenio de cooperación técnica entre la Intendencia Municipal de Montevideo (IMM) y el IMFIA en el 2001 la IMM en conjunto con el SOHMA realizaron mediciones con un perfilador acústico de corriente (ADCPs) para medir características del flujo en la zona costera de Montevideo a 3500 m de Punta Brava (punto PB 34° 57' 36" S, 56° 09' 39" W). El ADCP se programó para registrar datos de intensidad y dirección de corrientes con una resolución vertical de 0.35 m y una resolución temporal de 30 minutos; el período de medición inició en diciembre 2003 hasta noviembre 2009 con varias interrupciones por mantenimiento. La primer capa corresponde a los 1.27 m de profundidad y de manera permanente se registraron 15 capas.

Se presentan en la Figura 5, Figura 6 y Figura 7 ejemplos de los registros de corriente obtenidos en el punto PB. Se observa que el flujo en la zona está gobernado por una variabilidad semidiurna con una componente de flujo Oeste-Este mucho mayor a la componente Sur-Norte. En relación al perfil se observan en general variaciones típicas de la corriente en la dirección vertical asociadas principalmente a un incremento de la intensidad a medida que la capa se ubica más lejana al fondo.

Una cuantificación estadística de las principales características de los registros válidos de corriente de todo el período (aproximadamente 1200 días) se presenta en la Tabla 1. Además, en la Figura 8 se presenta la rosa de frecuencias direccional de las corrientes a media profundidad (capa 10). Los registros de corriente muestran valores medios entre 0.21 y 0.39 m/s, y máximos entre 1.3 y 1.9 m/s dependiendo de la capa. Los percentiles calculados indican que la intensidad a media profundidad es menor a 0.77 m/s el 95% del tiempo y menos a 1 m/s el 99% del tiempo.

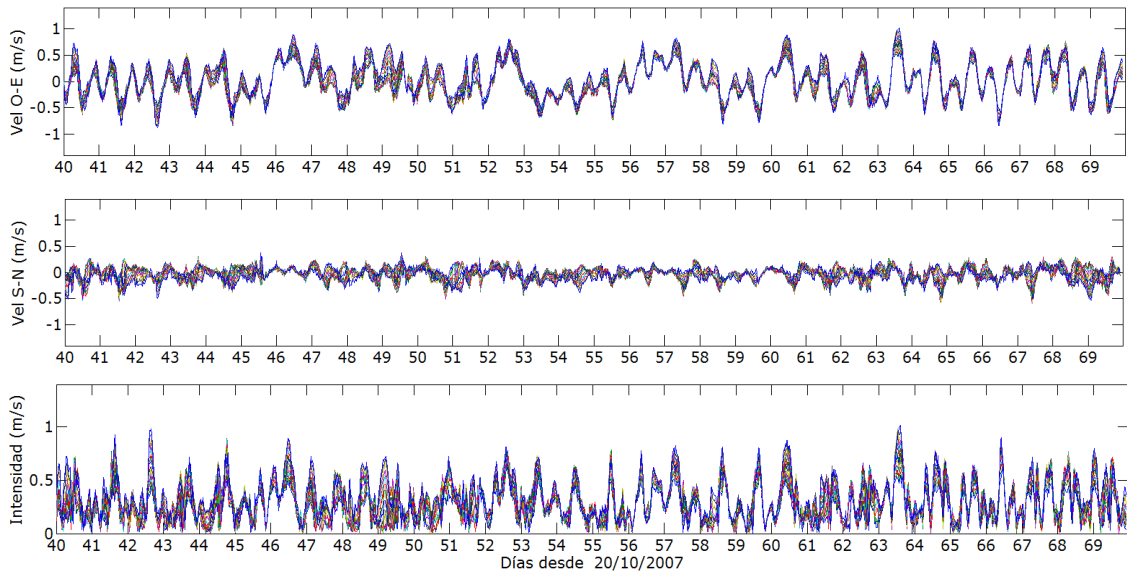


Figura 5: Series temporales de la componente Oeste-Este (panel superior), componente Sur-Norte (panel intermedio) e intensidad (panel inferior) de la velocidad de corriente medida en 15 capas en Punta Brava entre el 28/11/2007 y el 28/12/2007.

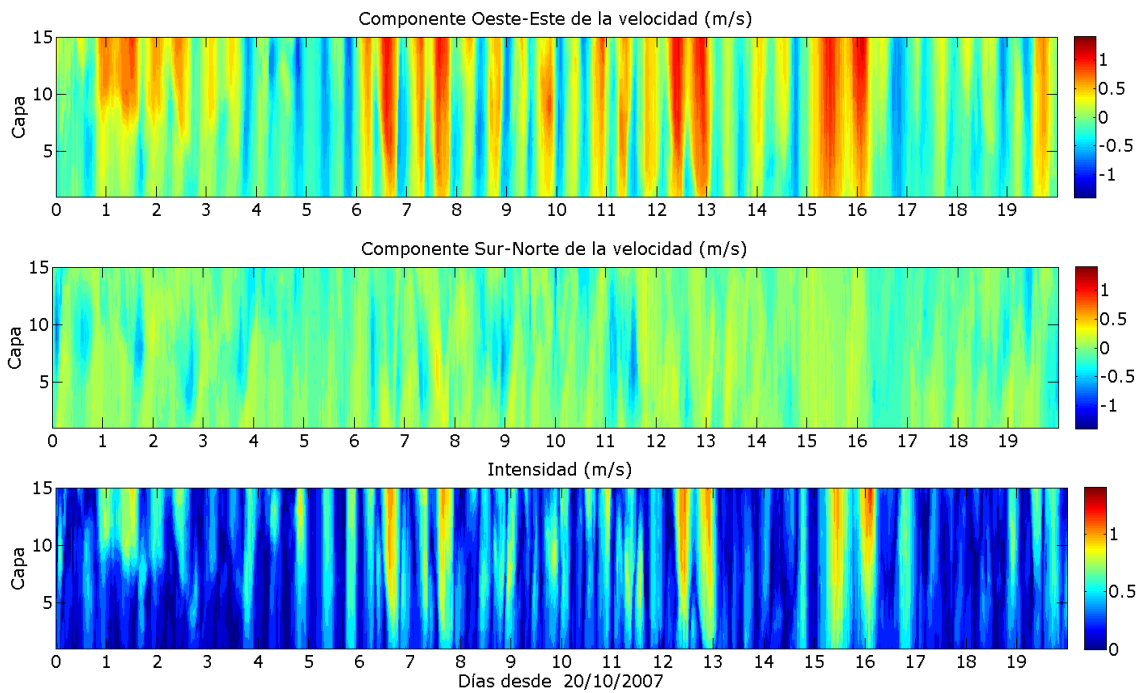


Figura 6: Perfiles verticales de la componente Oeste-Este (panel superior), componente Sur-Norte (panel intermedio) e intensidad (panel inferior) de la velocidad de corriente medida en Punta Brava entre el 20/10/2007 y el 9/11/2007.

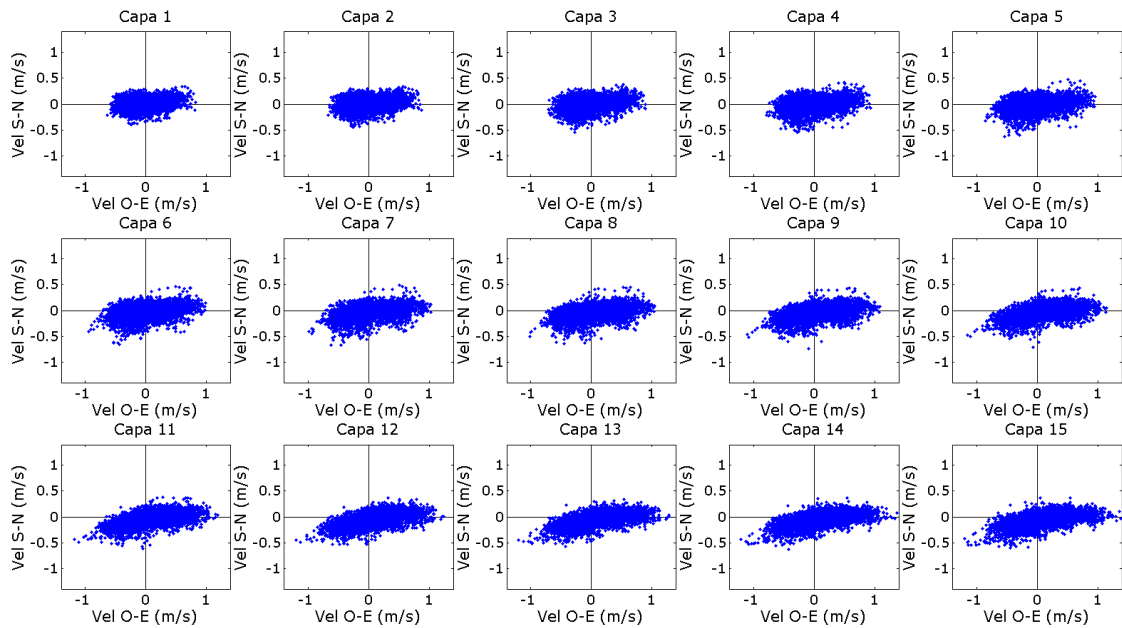


Figura 7: Diagramas espaciales de la velocidad de corriente medida entre las capas 1 a 15 en Punta Brava entre el 20/10/2007 y el 28/12/2007.

Capa	Intensidad (m/s)		Percentiles (m/s)				
	Media	Máxima	10	80	90	95	99
1	0.21	1.29	0.07	0.31	0.39	0.46	0.63
2	0.24	1.34	0.08	0.35	0.43	0.51	0.69
4	0.28	1.45	0.09	0.41	0.51	0.59	0.79
6	0.31	1.54	0.09	0.46	0.57	0.66	0.87
8	0.33	1.6	0.09	0.5	0.62	0.72	0.94
10	0.35	1.71	0.1	0.54	0.67	0.77	1
12	0.37	1.79	0.1	0.56	0.7	0.82	1.06
14	0.38	1.85	0.11	0.58	0.73	0.85	1.11
15	0.39	1.87	0.11	0.59	0.74	0.87	1.13

Tabla 1: Valores de intensidad media, intensidad máxima, y percentiles 10, 80, 90, 95 y 99 de la corriente medida en Punta Brava durante casi 6 años por IMM-SOHMA-IMFIA.

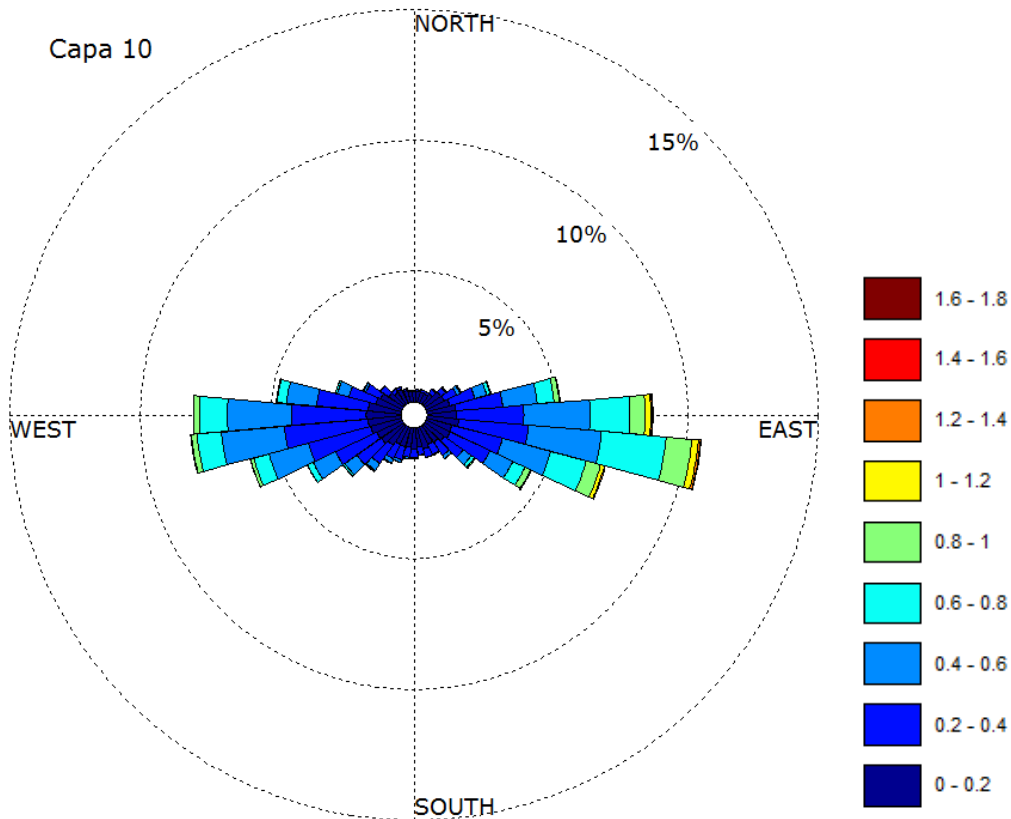


Figura 8: Rosa de frecuencias direccional de la corriente medida en la capa 10 (correspondiente a media profundidad) en Punta Brava entre los años 2003 a 2009. Rango de intensidades en m/s.

2.2.2 Pontón Recalada – Canal Oriental

Durante el Proyecto FREPLATA “Protección Ambiental del Río de la Plata y su Frente Marítimo” (Freplata, 2003) se realizaron mediciones con un perfilador acústico de corriente (ADCP) de la marca RDI en un punto ubicado en el Canal Oriental denominado PON (35°02’S, 55°51’W). El equipo estuvo fondeado durante casi 6 meses entre setiembre 2003 y marzo 2004 registrando las componentes de corrientes con una resolución vertical de 0.5 m cada 10 minutos desde 1 m del fondo. La profundidad media del lugar es de aproximadamente 12 m y se registraron de manera permanente aproximadamente 17 capas, por lo que las mediciones cubren todo el perfil vertical de corrientes de la zona.

Se presentan en las Figura 9, Figura 10 y Figura 11 algunos ejemplos de los registros de corriente obtenidos en el punto PON. Se observa que el flujo en la zona está gobernado por una oscilación con inversión del sentido de la corriente característico de regiones estuarinas con un ciclo astronómico semidiurno pero influenciado por eventos de marea meteorológica. En relación al perfil se observa en general variaciones típicas de la corriente en la dirección vertical asociadas principalmente a un incremento de la intensidad a medida que la capa es más lejana al fondo.

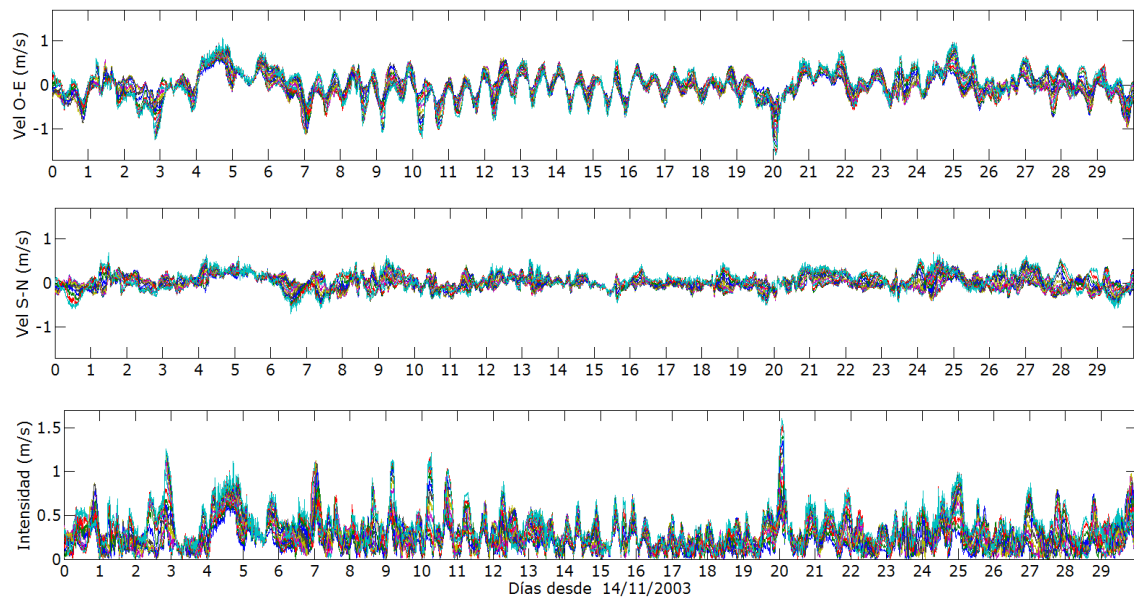


Figura 9: Series temporales de la componente Oeste-Este (panel superior), componente Sur-Norte (panel intermedio) e intensidad (panel inferior) de la velocidad de corriente medida en 17 capas en Pontón Recalada entre el 14/11/2003 y el 14/12/2003.

Una cuantificación estadística de las principales características de los registros de corriente de todo el período (casi 6 meses) se presenta en la Tabla 2. Además, en la Figura 12 se presenta la rosa de frecuencias direccional de las corrientes a media profundidad (capa 10). Los registros de corriente muestran valores medios entre 0,2 y 0,36 m/s, y máximos entre 0,8 y 1,6 m/s dependiendo de la capa. Los percentiles calculados indican que la intensidad a media agua es menor a 0,6 m/s el 95% del tiempo y menor a 0,8 m/s el 99% del tiempo.

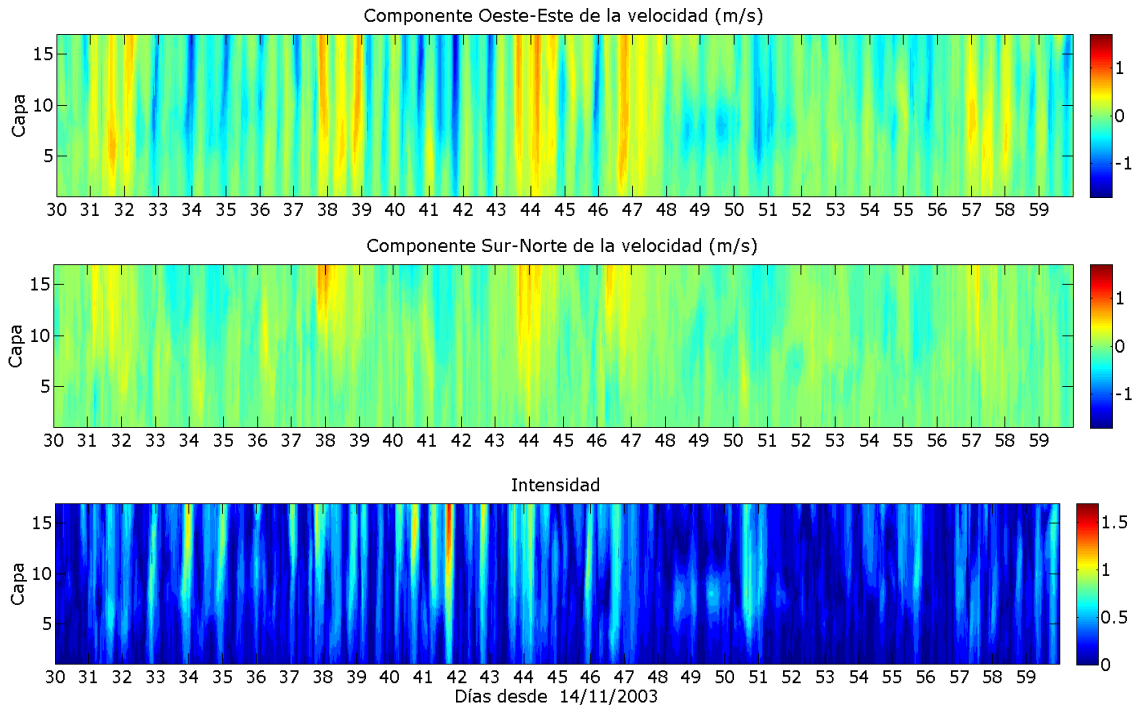


Figura 10: Perfiles verticales de la componente Oeste-Este (panel superior), componente Sur-Norte (panel intermedio) e intensidad (panel inferior) de la velocidad de corriente medida en Pontón Recalada entre el 14/12/2003 y el 13/1/2004.

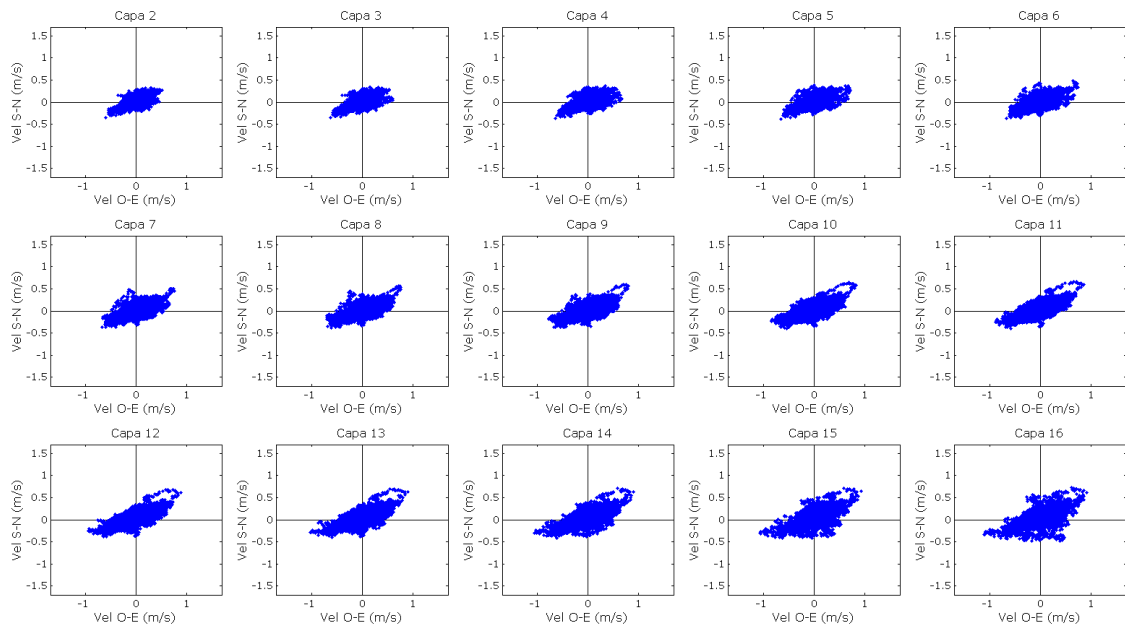


Figura 11: Diagramas espaciales de la velocidad de corriente medida entre las capas 2 a 16 en Pontón Recalada entre el 12/2/2004 y el 26/03/2004.

Capa	Intensidad (m/s)		Percentiles (m/s)				
	Media	Máxima	10	80	90	95	99
2	0.19	0.8	0.06	0.27	0.34	0.4	0.54
4	0.22	0.9	0.07	0.33	0.4	0.47	0.6
6	0.25	0.95	0.08	0.38	0.46	0.53	0.67
8	0.28	1.08	0.09	0.42	0.51	0.59	0.74
10	0.29	1.19	0.09	0.43	0.54	0.63	0.8
12	0.3	1.28	0.09	0.45	0.56	0.66	0.88
14	0.31	1.4	0.1	0.47	0.59	0.7	0.92
16	0.33	1.49	0.11	0.5	0.61	0.72	0.96
18	0.36	1.61	0.12	0.53	0.64	0.74	0.98

Tabla 2: Valores de intensidad media, intensidad máxima, y percentiles 10, 80, 90, 95 y 99 de la corriente medida en Pontón Recalada durante el Proyecto FREPLATA.

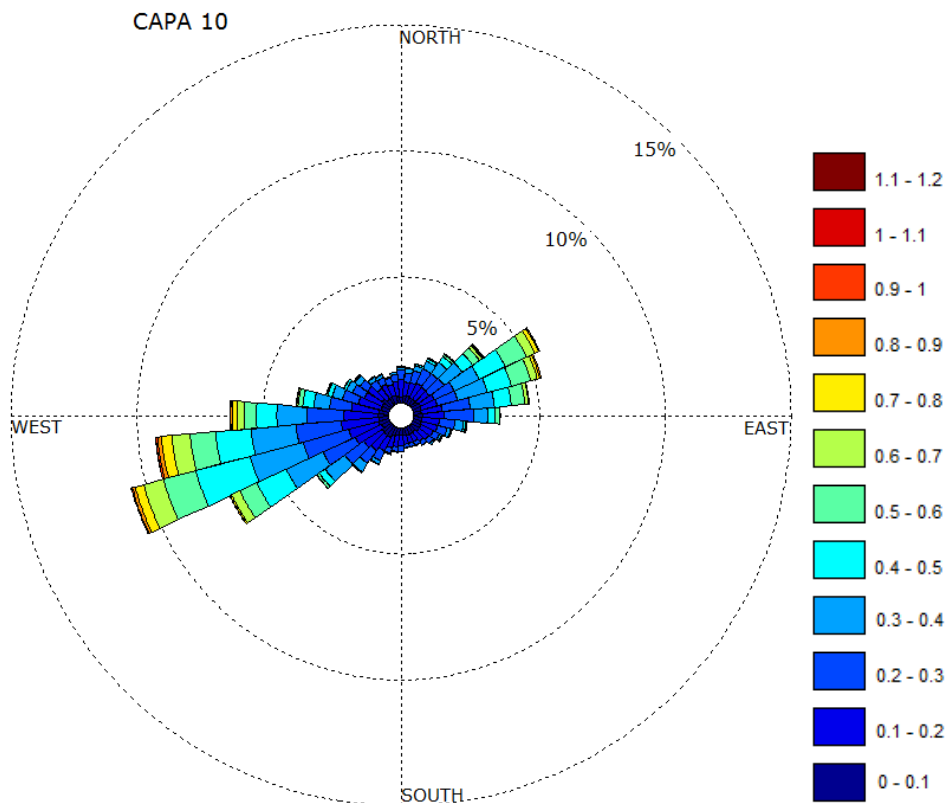


Figura 12: Rosa de frecuencias direccional de la corriente medida en la capa 10 (correspondiente a media profundidad) en Pontón Recalada durante casi 6 meses. Rango de intensidades en m/s.

2.2.3 Boya Oceanográfica

Durante el Proyecto FREPLATA-IFREMER (FREPLATA, 2013) se instaló, a fines de noviembre de 2009, una Boya oceanográfica en las proximidades del banco Arquímedes en el Río de la Plata ($35^{\circ} 12' 0,00''$ S y $56^{\circ} 24' 0,00''$ W), en una zona de 8 m de profundidad media. Entre otros equipos, se instaló en la Boya un perfilador acústico de corrientes (ADCP) marca "RDI", modelo WorkHorse. El perfilador acústico fue programado para medir el campo de corrientes en la

columna de agua bajo la Boya cada 0,5 m (observando hacia abajo) y almacenar la información en dos memorias internas.

El ADCP instalado en la Boya se ubicó aproximadamente a 2 m respecto del piso de la misma unido por una varilla sólida y realizó las mediciones desde esa posición hacia el fondo (se dice que “mira” hacia abajo). Esto significa el ADCP se mueve solidario con la superficie libre y por tanto oscila con la marea real en la zona. Debido a esto, la profundidad de las capas medidas y el número de capas registradas varía en función de la oscilación que registra la superficie libre. Para poder utilizar estos datos se realizó una transformación a un sistema de referencia absoluto. Los datos de corrientes fueron procesados para modificar el sistema de referencia de las medidas, pasando del sistema referenciado a la ubicación del sensor, a un sistema absoluto referenciado desde el fondo (Fossati, 2014). Una vez procesados estos datos es posible analizar el perfil de corrientes desde el fondo hasta casi 3 m por debajo de la superficie libre, distancia determinada por la zona muerta del ADCP y la distancia entre el equipo y el fondo de la Boya. El período de tiempo analizado en esta sección corresponde a 110 días desde el 26/11/2009 donde se midieron un mínimo de 8 capas con una frecuencia de medición de 10 minutos.

Se presenta en la Figura 13, Figura 14 y Figura 15 algunos ejemplos de los registros de corriente obtenidos en la Boya Oceanográfica. Se observa que el flujo en la zona no presenta una dirección preferencial marcada. Además, se observa una influencia de la oscilación de marea en la inversión del sentido del flujo característico de regiones estuarinas donde se ubica la Boya. También se observa una influencia de la marea meteorológica. En relación al perfil se observa en general variaciones típicas de la corriente en la dirección vertical asociadas principalmente a un incremento de la intensidad a medida que la capa se ubica más lejana al fondo.

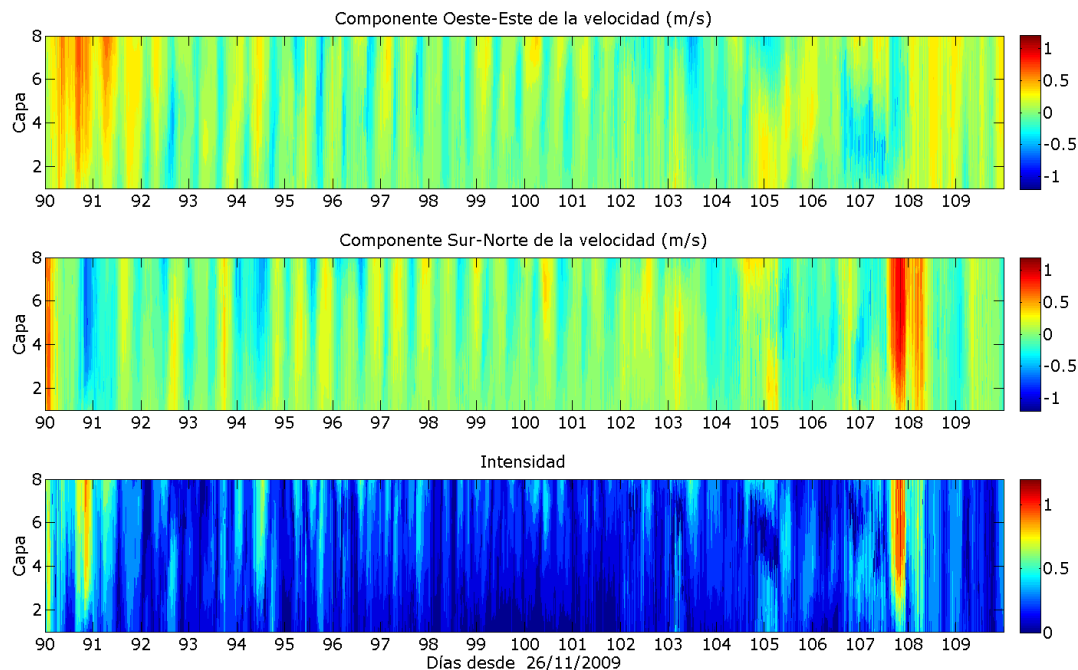


Figura 13: Perfiles verticales de la componente Oeste-Este (panel superior), componente Sur-Norte (panel intermedio) e intensidad (panel inferior) de la velocidad de corriente medida en la Boya Oceanográfica entre el 24/2/2010 y el 16/3/2010.

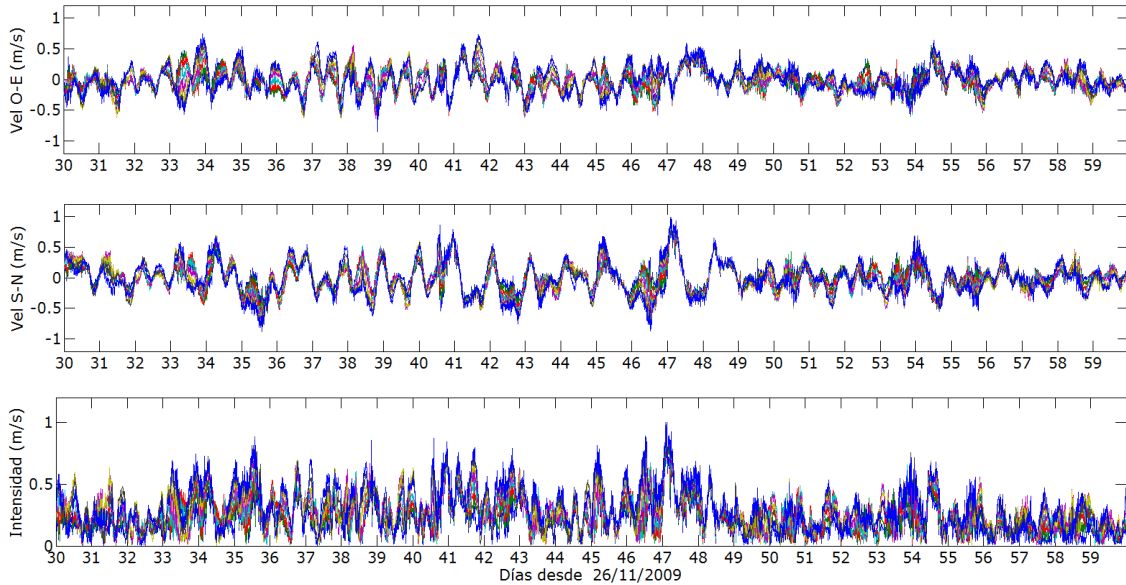


Figura 14: Series temporales de la componente Oeste-Este (panel superior), componente Sur-Norte (panel intermedio) e intensidad (panel inferior) de la velocidad de corriente medida en 8 capas en la Boya Oceanográfica entre el 26/12/2009 y el 25/1/2010.

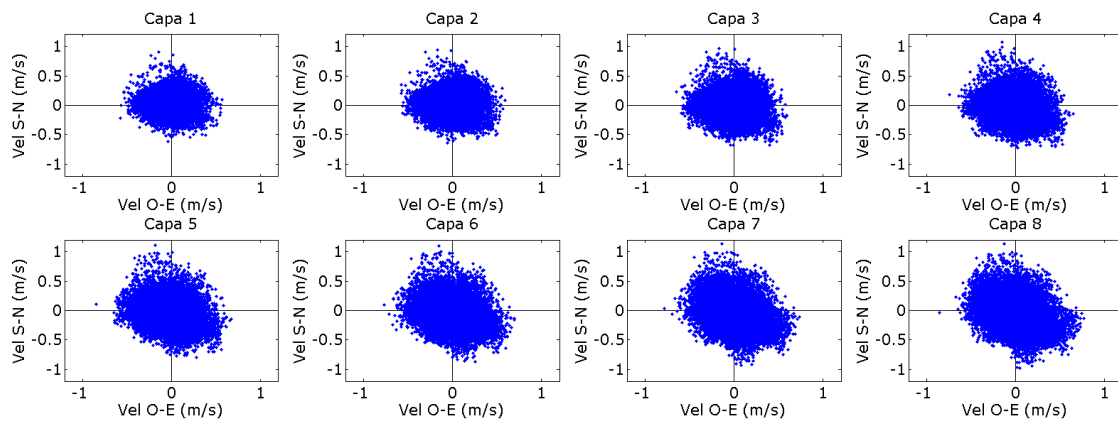


Figura 15: Diagramas espaciales de la velocidad de corriente medida en 8 capas en la Boya Oceanográfica entre el 26/11/2009 y el 18/3/2010.

Capa	Intensidad (m/s)		Percentiles (m/s)				
	Media	Máxima	10	80	90	95	99
1	0.18	0.92	0.06	0.27	0.32	0.38	0.49
2	0.21	0.95	0.08	0.31	0.37	0.42	0.54
3	0.24	0.98	0.09	0.34	0.41	0.47	0.6
4	0.26	1.08	0.09	0.36	0.44	0.5	0.64
5	0.27	1.12	0.1	0.39	0.46	0.53	0.67
6	0.28	1.11	0.1	0.4	0.48	0.55	0.7
7	0.3	1.14	0.1	0.43	0.51	0.58	0.73
8	0.31	1.14	0.11	0.45	0.53	0.61	0.75

Tabla 3: Valores de intensidad media, intensidad máxima, y percentiles 10, 80, 90, 95 y 99 de la corriente medida en la Boya Oceanográfica durante el Proyecto FREPLATA-IFREMER.

En la Tabla 3 se presentan varios estadísticos de la corriente medida en la Boya en las 8 capas. Se observaron para el período de medición valores medios de corriente entre 0,18 y 0,31 m/s, y valores máximos entre 0,9 y 1,14 m/s. En la capa 8 correspondiente a media profundidad en la zona los percentiles muestran que el 95% del tiempo la intensidad de corriente es menor a 0,61 m/s y el 99% del tiempo menor a 0,75 m/s. Por último, en la Figura 16 se presenta la rosa direccional de distribución de corrientes; las corrientes mayores en la zona corresponden a S y SE, y N y NW.

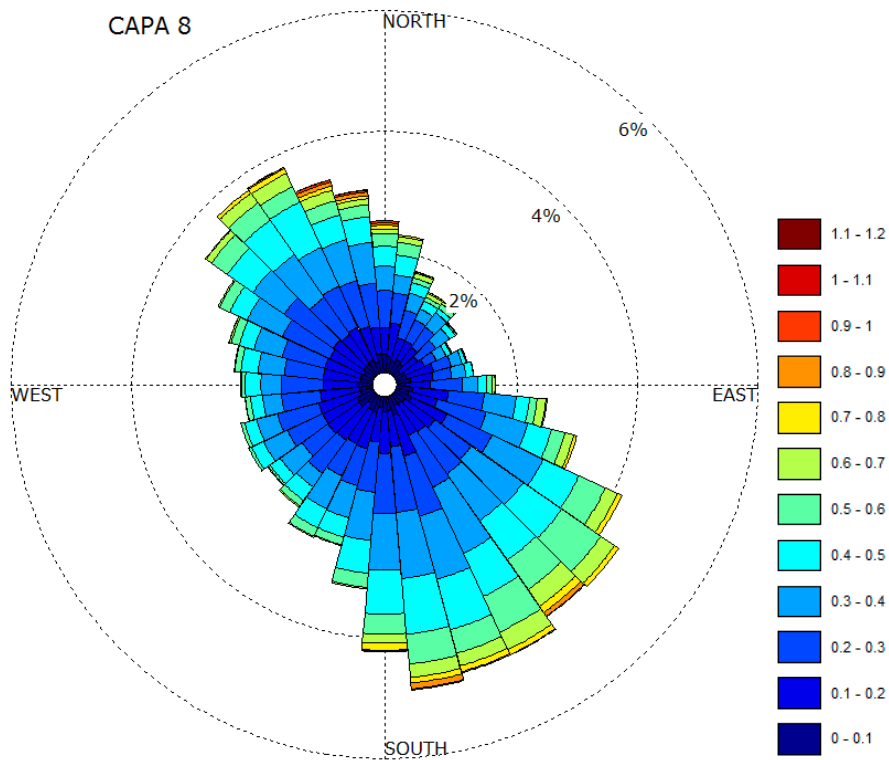


Figura 16: Rosa de frecuencias direccional de la corriente medida en la capa 8 (correspondiente a media profundidad) en la Boya Oceanográfica durante casi 6 meses. Rango de intensidades en m/s.

2.3 Síntesis

En este capítulo se han presentado las principales características del flujo en el mar territorial uruguayo en base a estudios previos (antecedentes) y análisis de mediciones de corrientes disponibles. En el Río de la Plata las corrientes de marea presentan un ciclo de oscilación semidiurna que está gobernado tanto por las mareas astronómicas como por las mareas meteorológicas. Esto genera que las corrientes tengan un ciclo de base de inversión de flujo dos veces al día pero con intensidad variable en función de las ondas de marea meteorológica que ingresan desde el Océano Atlántico.

La estadística realizada de las mediciones de corriente muestra que cerca de la costa de Montevideo las corrientes a profundidad media en general (95% del tiempo) son menores a 0,77 m/s, mientras que más lejos de la costa menores a 0,6m/s. En la zona del Frente Marítimo la componente de marea meteorológica predomina sobre la marea astronómica y por tanto las corrientes presentan una variabilidad distinta a la observada dentro del Río de la Plata. Algunas mediciones disponibles en la costa de Rocha (no presentadas en este informe) muestran corrientes dominadas por la marea meteorológica de dirección predominante paralela a la costa con intensidades a profundidad media que no superan los 0,5m/s aproximadamente el 95% del tiempo.

3 Modelación numérica

La hidrodinámica del Río de la Plata además de estar controlada por los forzantes locales (atmosféricos, caudales erogados por sus afluentes, etc.), depende fuertemente de las mareas astronómica y meteorológica que ingresan desde el Océano Atlántico (Santoro et al, 2013). En el IMFIA, aplicando el modelo tridimensional baroclínico MOHID (Mateus & Neves, 2013), se ha estudiado a nivel global el campo hidrodinámico del Río de la Plata y su Frente Marítimo. Inicialmente se utilizaba información de niveles medidos en la zona exterior del Río de la Plata como condición de borde del modelo para representar el ingreso de la onda de marea (Fossati, 2013), lo cual presentaba dos desventajas principales: la imposibilidad de abordar situaciones que requieren información de pronóstico a corto plazo en tiempo real y los inconvenientes en relación a la disponibilidad de datos de mediciones de buena calidad e ininterrumpidos. Es así que surgió la necesidad de independizarse de las mediciones y adoptar una estrategia de modelos encajados. Actualmente, en el sistema implementado se parte de un primer nivel a escala regional que abarca gran parte del Océano Atlántico Sur, denominado ASTide, y un segundo nivel a escala local del Río de la Plata denominado RPtide.

Los modelos numéricos hidrodinámicos tridimensionales resuelven las ecuaciones de movimiento del flujo para la zona costera uruguaya (Río de la Plata y Frente Marítimo). Para esto es necesario incluir en los modelos los forzantes adecuados: los caudales fluviales de los ríos Paraná y Uruguay (obtenidos de mediciones del INA de Argentina), las mareas astronómicas y meteorológicas que ingresan desde el Océano Atlántico (obtenidas de un modelo global del Atlántico Sur), y los vientos (obtenidos de reanálisis de centros atmosféricos como el ECWMF). Además, debido a las condiciones de dinámica estuarina que ocurren en el Río de la Plata exterior y en el Frente Marítimo por las mezclas de las aguas dulces y saladas, se debe incluir en los modelos la variación de salinidad del agua y por tanto las corrientes por densidad generadas. Estos modelos han sido calibrados para poder obtener resultados representativos, utilizando series temporales de mediciones de niveles, corrientes y salinidad registrados en diversas zonas del Río de la Plata y el Frente Marítimo.

La estrategia de investigación para esta etapa del proyecto es la mejora de la implementación de los modelos existentes de manera de simular un período de varios años del flujo en el Río de la Plata y Frente Marítimo para obtener una caracterización completa del flujo en las aguas territoriales uruguayas.

3.1 Descripción del modelo MOHID

El modelo numérico MOHID ha sido desarrollado en el Instituto Superior Técnico - Maretec de Portugal y describe el flujo en diversos tipos de cuerpos de agua. Es un modelo de flujo a superficie libre tridimensional baroclínico basado en las ecuaciones de Navier-Stokes con las aproximaciones de Boussinesq e hidrostática. La malla tridimensional está formulada con una

aproximación de volúmenes finitos con la posibilidad de utilizar coordenada vertical sigma que permite una buena simulación de los efectos topográficos. En su versión actual el MOHID está subdividido en módulos, cada uno contiene determinada información e interactúa con los demás a través de flujos de información (Martins et al, 2000).

3.1.1 Ecuaciones gobernantes

El modelo resuelve las ecuaciones primitivas tridimensionales para fluido incompresible. Las ecuaciones de cantidad de movimiento para las velocidades horizontales del flujo medio en coordenadas cartesianas se presentan en las ecuaciones 1 y 2. La ecuación de continuidad para fluido incompresible se presenta en la ecuación 3.

$$\frac{\partial u}{\partial t} = -\frac{\partial(uu)}{\partial x} - \frac{\partial(uv)}{\partial y} - \frac{\partial(uw)}{\partial z} + fv - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left((v_H + \nu) \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left((v_H + \nu) \frac{\partial u}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left((v_t + \nu) \frac{\partial u}{\partial z} \right)$$

Ec. 1

$$\frac{\partial v}{\partial t} = -\frac{\partial(vu)}{\partial x} - \frac{\partial(vv)}{\partial y} - \frac{\partial(vw)}{\partial z} - fu - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial x} \left((v_H + \nu) \frac{\partial v}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left((v_H + \nu) \frac{\partial v}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left((v_t + \nu) \frac{\partial v}{\partial z} \right)$$

Ec. 2

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0$$

Ec. 3

donde u, v, w son las componentes del vector velocidad en la dirección x, y, z respectivamente, f es el parámetro de Coriolis, v_H y v_t son las viscosidades turbulentas en las direcciones horizontal y vertical, ν es la viscosidad cinemática del fluido y p es la presión.

La superficie libre se obtiene por integración de la ecuación de continuidad sobre toda la columna de agua, es decir, entre la elevación de la superficie libre $\eta(x,y)$ y el fondo $-h$, e imponiendo las condiciones de borde cinemáticas en el fondo y en la superficie (Ec. 4).

$$\frac{\partial \eta}{\partial t} = -\frac{\partial}{\partial x} \left(\int_{-h}^{\eta} u dz \right) - \frac{\partial}{\partial y} \left(\int_{-h}^{\eta} v dz \right)$$

Ec. 4

La aproximación hidrostática (Ec. 5), permite relacionar la presión a cualquier profundidad con la presión atmosférica en la superficie, el nivel de agua y la presión integrada entre dicha profundidad y la superficie libre.

$$\frac{\partial p}{\partial z} + g\rho = 0 \quad \text{Ec. 5}$$

3.1.2 Condiciones de borde

En la superficie libre los flujos convectivos de cantidad de movimiento, salinidad y temperatura son nulos. Esta condición se impone directamente en las ecuaciones considerando que el flujo vertical en las celdas superficiales es cero. Los flujos difusivos de temperatura y salinidad también se imponen nulos en la superficie libre. Por otro lado, el flujo difusivo de cantidad de movimiento se impone explícitamente en la capa superficial a través de la tensión de corte debida al viento, la cual es calculada a partir de la Ec. 6.

Sea C_D el coeficiente de arrastre, ρ_a la densidad del aire y W la velocidad del viento a 10m sobre la superficie libre. El coeficiente de arrastre puede definirse como un valor constante o ser calculado a partir de la formulación de Large & Pond (1981) (Ec. 7) que relaciona linealmente dicho coeficiente con la intensidad del viento.

$$\vec{\tau}_w = C_D \rho_a \vec{W} |\vec{W}| \quad \text{Ec. 6}$$

$$\left. \begin{aligned} C_D &= 0.0012 \text{ para } W < 11 \frac{m}{s}; \\ C_D &= 0.00049 + 0.000065 \cdot W \text{ para } 11 < W < 26 \frac{m}{s}; \\ C_D &= 0.00218 \text{ para } W > 26 \frac{m}{s} \end{aligned} \right\} \text{Ec. 7}$$

También en el fondo la condición de borde impuesta para los flujos advectivos es que sean nulos. El flujo difusivo de cantidad de movimiento por la cara inferior de las celdas de fondo se impone como una tensión de corte que se calcula por una ley cuadrática en función de la velocidad V de la celda de fondo y el coeficiente de arrastre (“drag”) de fondo C_f (Ec. 8). Este último puede calcularse a partir del número de Manning n de acuerdo a la Ec. 9, donde h es la profundidad local y g la aceleración de la gravedad, o a partir de la rugosidad absoluta z_o (Ec. 10, donde z es la distancia al fondo y $\kappa=0,4$ la constante de Von Karman). Los flujos difusivos de temperatura y salinidad en el fondo son nulos.

$$\vec{\tau}_w = C_f \vec{V} |\vec{V}| \quad \text{Ec. 8}$$

$$C_f = \frac{2gn^2}{h^{1/3}} \quad \text{Ec. 9}$$

$$C_f = \left(\frac{\kappa}{\ln\left(\frac{z+z_o}{z_o}\right)} \right)^2 \quad \text{Ec. 10}$$

3.1.3 Bordes laterales abiertos

Las fronteras laterales abiertas se introducen como forma de limitar el dominio de cálculo a la región de interés. En estas fronteras deben imponerse valores de las variables de cálculo de forma de garantizar que la información correspondiente a lo que sucede fuera del dominio ingrese a la zona de cálculo y deben permitir que las ondas del interior del dominio se propaguen a través de las mismas y que el fluido pase libremente por éstas. La condición de nivel se utiliza en las fronteras influenciadas por la marea, la de caudal para representar la descarga de afluentes, y también se pueden imponer velocidades, temperaturas, salinidad, etc. Por otro lado, el MOHID permite usar algunos esquemas de radiación, como el de Blumberg-Kantha (Blumberg-Kantha, 1985) (Ec. 11) o el de Flather (Flather, 1976) (Ec. 12), como condición de borde en la frontera abierta, las cuales permiten que las ondas generadas en el interior del dominio atraviesen la frontera abierta sin reflejarse.

$$\frac{\partial \eta}{\partial t} + c \cdot \vec{n} \cdot \nabla \eta = \frac{\eta_{ref} - \eta}{T_{lag}} \quad \text{Ec. 11}$$

Donde η es el nivel de la superficie libre calculado con el modelo, η_{ref} es el nivel de la superficie libre impuesto por la solución de referencia, \vec{n} es el vector unitario normal saliente a la frontera, c es la velocidad de fase de la onda y T_{lag} el tiempo de relajación.

$$v = v_{ref} \pm \frac{c}{h} (\eta_{ref} - \eta) \quad \text{Ec. 12}$$

donde v_{ref} es la velocidad de flujo normal a la frontera de la solución de referencia.

3.1.4 Viscosidad y difusividad turbulenta

El MOHID tiene implementadas varias expresiones para determinar los coeficientes de viscosidad turbulenta. Valores constantes o variables calculados según la formulación de Smagorinsky (Ec. 13) son las opciones para determinar los coeficientes en la dirección horizontal, donde k es un parámetro de calibración del modelo. En el caso de la viscosidad vertical el MOHID permite utilizar el modelo GOTM (General Ocean Turbulence Model) para el cálculo de la misma.

$$v_H = k \cdot dx \cdot dy \cdot \left[\left(\frac{\partial u}{\partial x} \right)^2 + \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right)^2 + \left(\frac{\partial v}{\partial y} \right)^2 \right]^{1/2} \quad \text{Ec. 13}$$

Los coeficientes horizontales y verticales de difusividad son calculados en el MOHID a partir de los coeficientes de viscosidad turbulenta horizontales y verticales respectivamente. Se considera que la viscosidad y la difusividad se relacionan a través de un factor de proporcionalidad, el Número de Schmidt.

3.2 Implementación en el Río de la Plata y Frente Marítimo

3.2.1 Introducción

El sistema HIDROASRP es una herramienta computacional de alta precisión y eficiencia, basada en el desarrollo de modelos numéricos integrados del flujo instantáneo en el Río de la Plata y Frente Marítimo, que permite estudiar la evolución de las variables hidroambientales del sistema, y cualquier subsistema, a través de simulaciones de diagnóstico de largo plazo (Martínez et al, 2015). La estrategia de modelación adoptada es la de modelos encajados, partiendo de un primer nivel a escala regional que abarca gran parte del Océano Atlántico Sur (modelo AS tide) forzado en sus bordes con la solución de un modelo global (FES2004) y en superficie con vientos de reanálisis NCEP, y un segundo nivel a escala local del Río de la Plata (RP tide) forzado en la frontera oceánica por las ondas provenientes del modelo regional AS tide. En la Figura 17 se presenta el dominio y la batimetría de los dos niveles de modelos encajados que comprenden el sistema HIDROASRP. El sistema se basa en el modelo numérico MOHID.

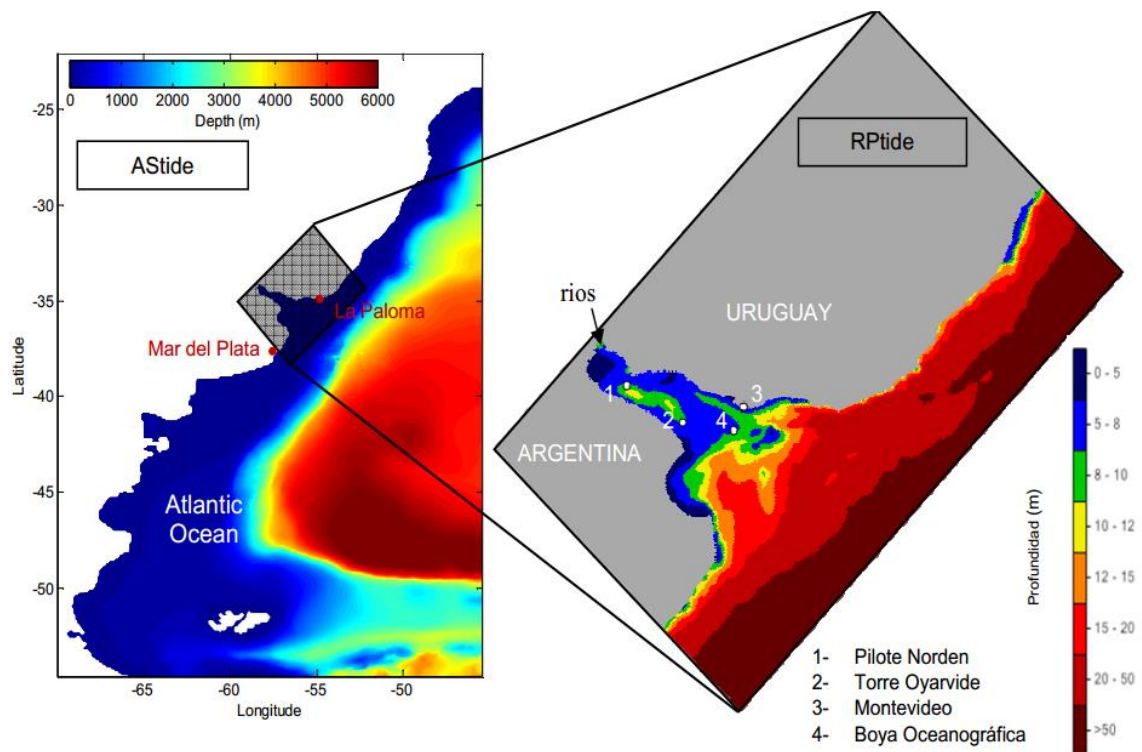


Figura 17: Dominios y batimetría de los modelos encajados AS tide y RP tide que comprenden el sistema HIDROASRP.

3.2.2 AS tide

El dominio de cálculo del AS tide es $[22^{\circ}\text{S}; 54,4^{\circ}\text{S}]-[70^{\circ}\text{W}; 45,5^{\circ}\text{W}]$ con una malla bidimensional estructurada en latitud-longitud con una discretización constante de $0,1^{\circ}$ (Figura 17). La batimetría del área de interés fue generada a partir de datos batimétricos digitalizados extraídos del GEBCO, del proyecto FREPLATA y del Servicio de Hidrografía Naval de Argentina. En cuanto a la línea de costa de la región de estudio se utilizaron datos extraídos del NOAA/NGDC Marine Geology and Geophysics Division. El modelo AS tide barotrópico es forzado en la frontera oceánica por el modelo global astronómico FES2004 (Lyard et al, 2006) y en la superficie libre por vientos y presiones obtenidos de los reanálisis del National Centers for Environmental Prediction de USA, NCEP-CFSR (Saha et.al., 2010). El modelo ha sido ajustado para reproducir correctamente las ondas que ingresan al Río de la Plata. A modo de ejemplo se presenta en las Figuras 18 y 19 la comparación entre niveles medidos y obtenidos con el modelo regional AS tide en Mar del Plata y en la Paloma, donde se observa la correcta representación del modelo. El promedio de error en Mar del Plata es de 0,217 m y de 0,210 m en La Paloma.

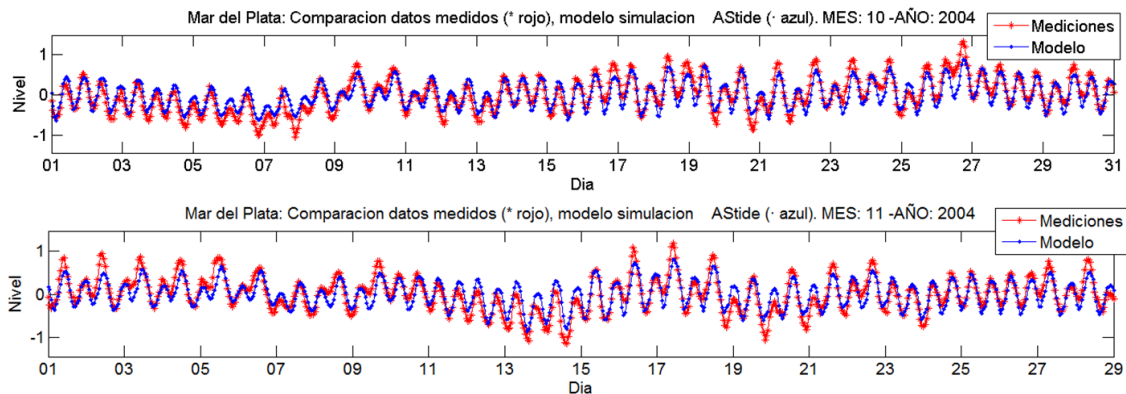


Figura 18: Comparación resultados del modelo AS tide con mediciones de nivel en Mar del Plata durante octubre y noviembre 2004 (rojo: mediciones, azul: modelo).

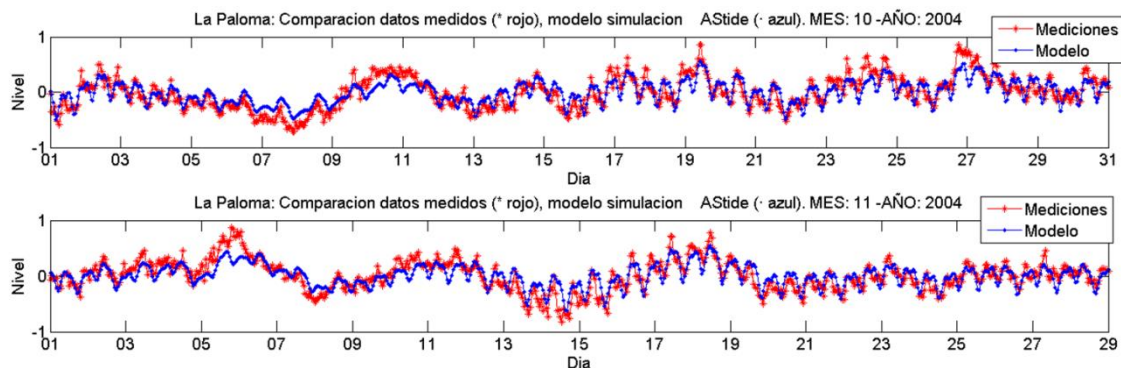


Figura 19: Comparación resultados del modelo AS tide con mediciones de nivel en La Paloma durante octubre y noviembre 2004 (rojo: mediciones, azul: modelo).

3.2.3 RPtide

El RPtide es la implementación de un modelo numérico hidrodinámico tridimensional del Río de la Plata que recientemente ha sido reajustado (Martínez et al, 2015). Este modelo es forzado por la información resultante del modelo ASTide en las fronteras abiertas (niveles y velocidades), por vientos de alta resolución en la superficie obtenidos del modelo atmosférico global ECMWF (European Centre for Medium Range Weather Forecast (Dee et al., 2011)), y por los aportes de caudal de los ríos Uruguay, Paraná-Las Palmas y Paraná-Guazú. El dominio de cálculo está conformado por una malla tridimensional estructurada en latitud-longitud con una discretización constante de 0,02° y diez capas horizontales definidas a partir de coordenadas tipo sigma de coeficiente constante. Dicho dominio comprende la zona delimitada entre Mar del Plata (Argentina) y Río Grande (Brasil), incluyendo la zona de la desembocadura de los ríos Uruguay y Paraná y extendiéndose aproximadamente unos 170 km mar adentro en los bordes. La batimetría de la zona fue elaborada a partir de datos provenientes de cartas del Servicio de Oceanografía, Hidrografía y Meteorología de la Armada (SOHMA) y del Servicio de Hidrografía Naval argentino (SHN). La línea de costa se construyó en base a datos extraídos del NOAA/NGDC Marine Geology and Geophysics Division y a partir de información local de mayor resolución.

El modelo 3D resuelve las ecuaciones primitivas tridimensionales para fluido incompresible y se obtienen las componentes del flujo en todas las capas, la elevación de la superficie libre y la salinidad en cada celda. El modelo ha sido ajustado utilizando datos de salinidad, niveles y corrientes en distintos puntos del Río de la Plata.

Para determinar la calidad del modelo a continuación se presenta la comparación de resultados del modelo con medidas en todo el dominio. Se realizaron comparaciones de nivel, salinidad y velocidades en las estaciones de Pilote Norden, Torre Oyarvide, Montevideo y Boya Oceanográfica (ver ubicaciones en Figura 20 y Tabla 4), en los períodos descritos en la Tabla 5.



Figura 20: Ubicación de las estaciones de medición utilizadas para evaluar la calidad del modelo.

Estación	Latitud S	Longitud W
Pilote Norden	34° 37' 40''	57° 55' 11''
Torre Oyarvide	35° 6' 0''	57° 7' 48''
Montevideo	34° 54' 12''	56° 15' 24''
Boya Oceanográfica	35° 12' 0''	56° 24' 0''

Tabla 4: Coordenadas de las estaciones de medición utilizadas para evaluar la calidad del modelo.

	Nivel			Salinidad		Velocidad
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 3	Periodo 1
Pilote Norden	01/11/09 31/12/10	08/04/10 25/06/10	26/06/10 31/07/10	-	-	-
Torre Oyarvide	-	01/04/10 25/06/10	26/06/10 31/07/10	-	26/06/10 31/07/10	-
Montevideo	01/11/09 31/12/09	-	-	-	-	-
Boya	-	-	-	26/11/09 22/01/10	25/06/10 31/07/10	26/11/09 18/03/10

Tabla 5: Periodos de tiempo en los cuales se cuenta con mediciones para comparar con los resultados del modelo.

La calidad del modelo se evalúa mediante comparaciones gráficas de las series temporales de niveles modelados y medidos en Pilote Norden y Torre Oyarvide, y de salinidad en Torre Oyarvide y la boya oceanográfica. La representación de la salinidad se complementa con la visualización de la columna salina resultante del modelo en ambas estaciones. Por otro lado se calculan los siguientes índices estadísticos para cuantificar el error: la raíz del error cuadrático medio (RMSE, Ec. 14) y el coeficiente de correlación (R, Ec. 15).

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_1^N [(x_i) - (y_i)]^2} \quad \text{Ec. 14}$$

$$R = \frac{\frac{1}{N} \sum_1^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sigma_x \sigma_y} \quad \text{Ec. 15}$$

donde \bar{x} e \bar{y} son los valores medios de las series modeladas (x_i) y medidas (y_i), respectivamente, N es la cantidad de datos, σ_x y σ_y representan las desviaciones estándar de las series de la variable modelada y medida, respectivamente.

3.2.3.1 Pilote Norden

Los errores obtenidos en los niveles modelados con el modelo calibrado con respecto a mediciones en el periodo 1, 2 y 3 en Pilote Norden se presentan en la Tabla 6 y las comparaciones graficas de las series de niveles para dichos periodos en la Figura 21, Figura 22 y Figura 23.

NIVEL	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
R	0.84	0.92	0.86
RMSE (m)	0.24	0.2	0.23

Tabla 6: Errores de niveles en Pilote Norden. Modelo calibrado.

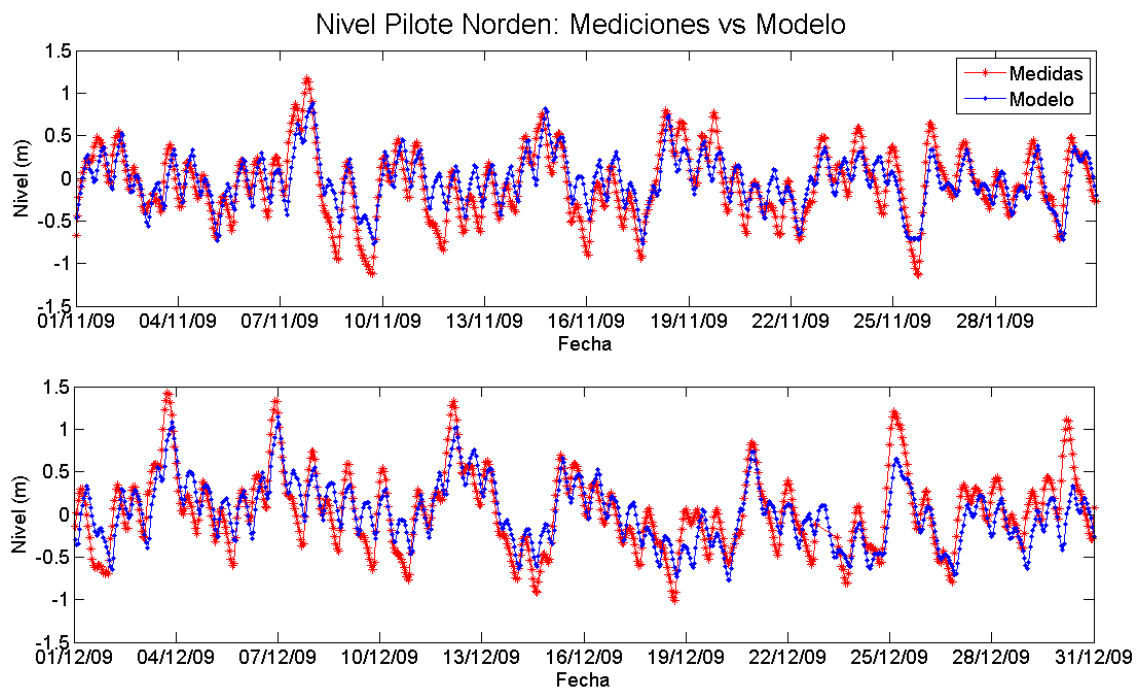


Figura 21: Series de niveles medidos y simulados en Pilote Norden. Periodo 1. Modelo calibrado.

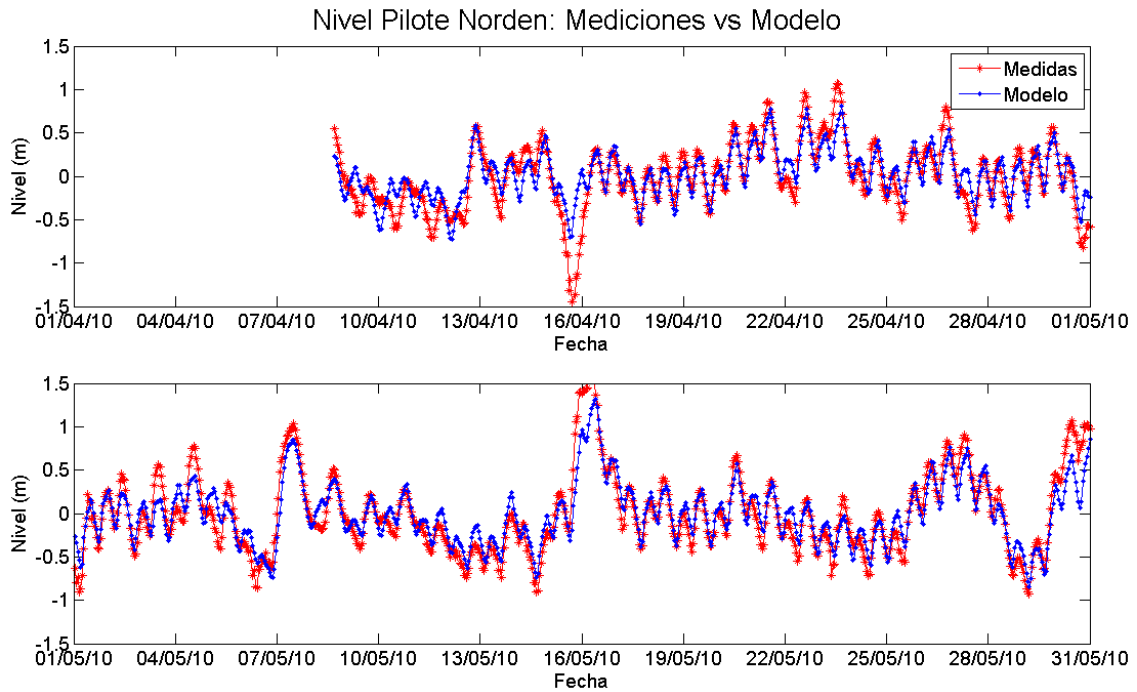


Figura 22: Series de niveles medidos y simulados en Pilote Norden. Periodo 2. Modelo calibrado.

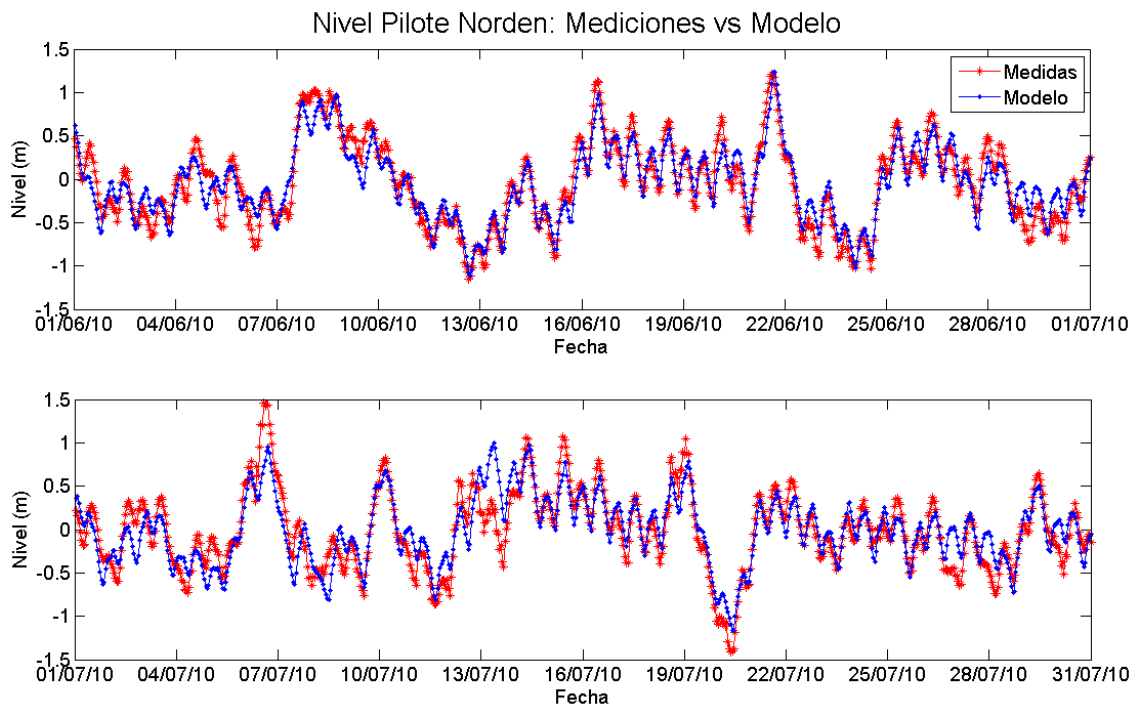


Figura 23: Series de niveles medidos y simulados en Pilote Norden. Periodo 2 y Periodo 3. Modelo calibrado.

3.2.3.2 Torre Oyarvide

Los errores obtenidos en los niveles modelados con el modelo calibrado con respecto a mediciones en el periodo 2 y 3 en Torre Oyarvide se presentan en la Tabla 7, y los errores de salinidad en el periodo 3 en la Tabla 8. Por otro lado las comparaciones graficas de las series de niveles para dichos periodos se presentan en la Figura 24 y Figura 25, y la comparación entre serie de salinidad medida y obtenida con el modelo en la Figura 26. Se observa que tanto en los niveles como la salinidad el modelo reproduce correctamente los valores medidos.

NIVEL	Periodo 2	Periodo 3
R	0.89	0.85
RMSE (m)	0.23	0.23

Tabla 8: Errores de niveles en Torre Oyarvide. Modelo calibrado.

SAL	Periodo 3
R	0.34
RMSE (psu)	0.33

Tabla 7: Errores de salinidad en Torre Oyarvide. Modelo calibrado.

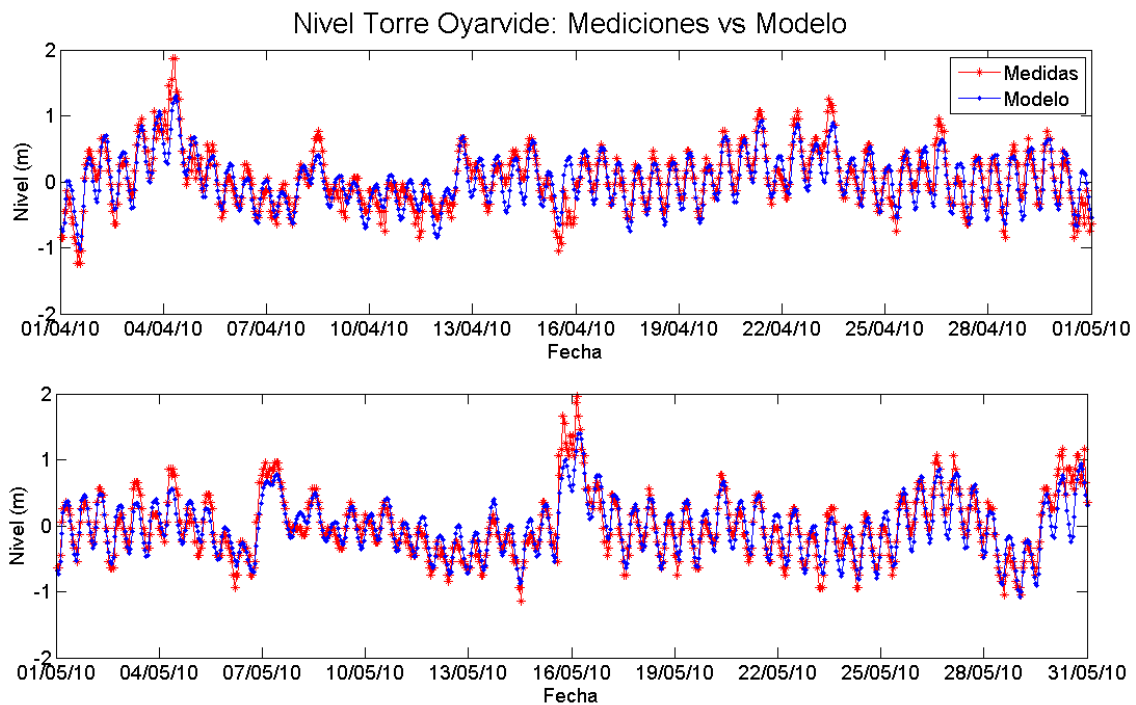


Figura 24: Series de niveles en Torre Oyarvide. Periodo 2. Modelo calibrado.

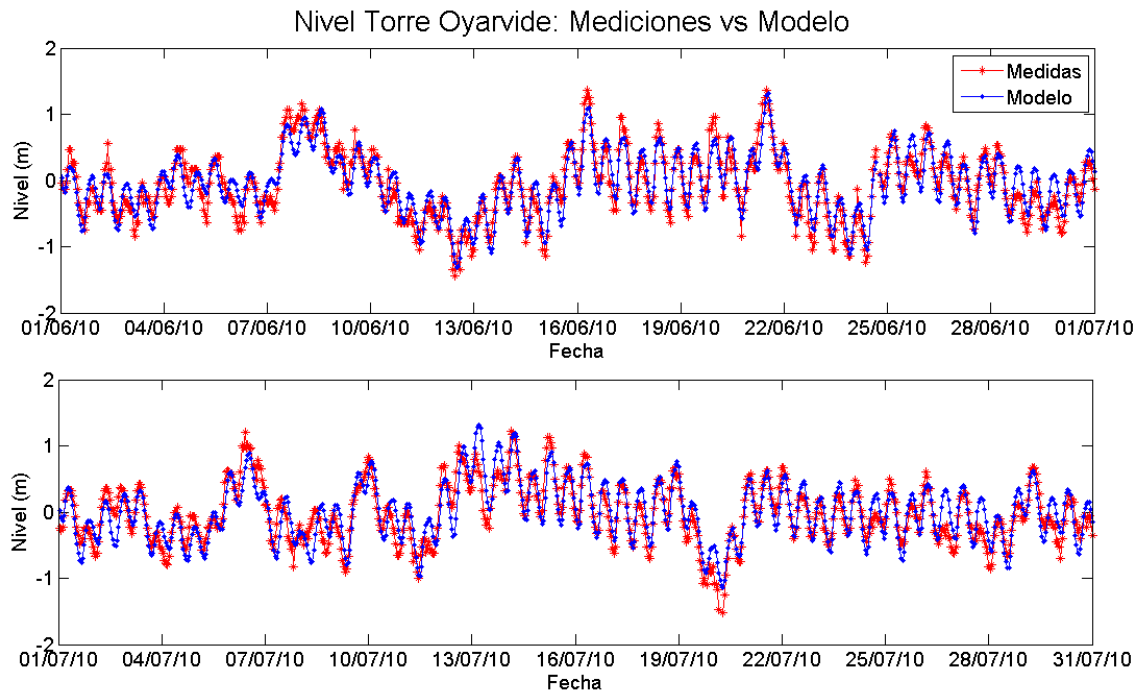


Figura 25: Series de niveles en Torre Oyarvide. Periodo 3. Modelo calibrado.

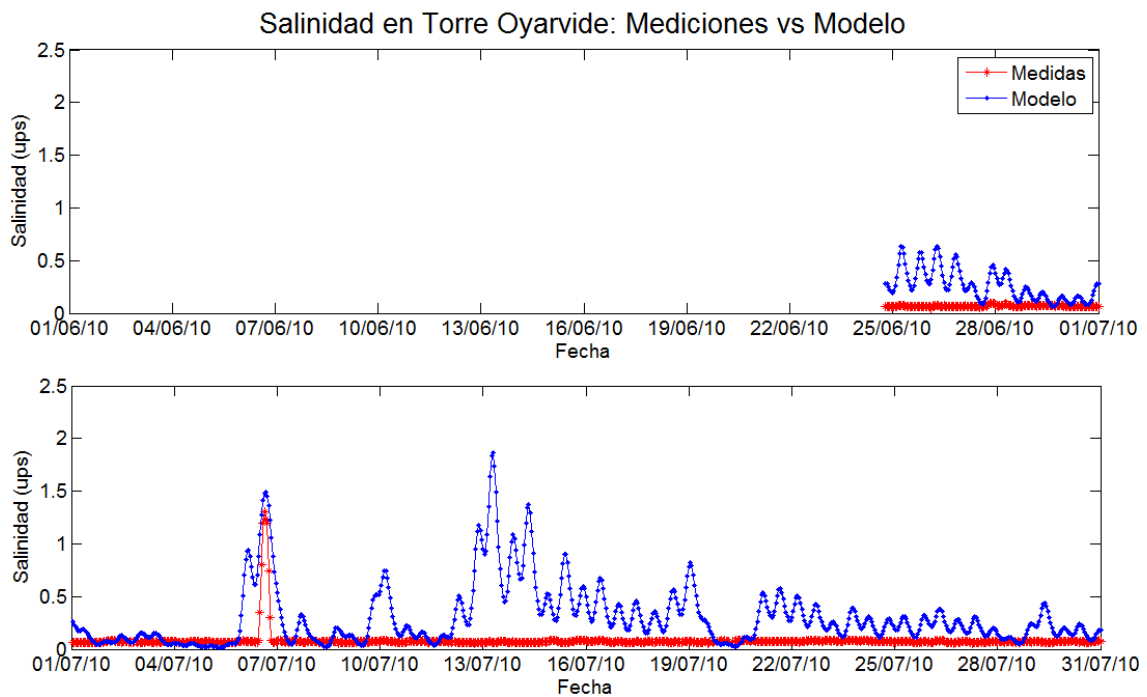


Figura 26: Serie de salinidad (panel superior) y columna salina resultante del modelo (panel inferior) en Torre Oyarvide. Junio y Julio 2010. Modelo calibrado.

3.2.3.3 Montevideo

Los errores obtenidos en los niveles modelados con respecto a mediciones en el periodo 1 en Montevideo se presentan en la Tabla 9, y las comparaciones gráficas de las series en la Figura 27.

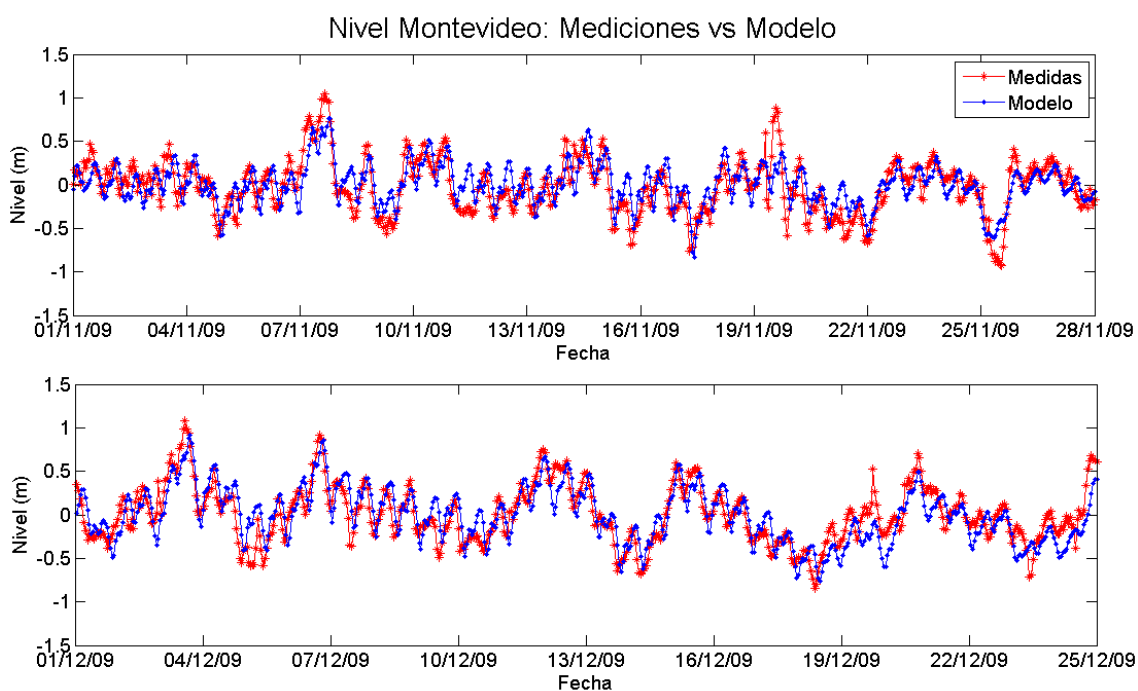


Figura 27: Series de niveles en Montevideo. Periodo 1. Modelo calibrado.

NIVEL	Periodo 1
R	0.83
RMSE (m)	0.18

Tabla 9: Errores de niveles en Montevideo. Modelo calibrado.

3.2.3.4 Boya

Los errores obtenidos para la salinidad en el periodo 1 y 3 en la Boya se presentan en la Tabla 10 y los de velocidad en la Tabla 11. En promedio el coeficiente de correlación de la velocidad es 0,58 en el caso de la componente zonal y de 0,60 en el caso de la meridional. En cuanto al RMSE promedio el mismo es 0,18 m/s para ambas componentes.

SAL	Periodo 1	Periodo 3
R	0.42	0.66
RMSE (m)	4.57	3.65

Tabla 10: Errores de salinidad en la Boya. Modelo calibrado.

VEL	Periodo 1													
	Bin2-Capa1		Bin3-Capa2		Bin4-Capa2		Bin5-Capa3		Bin6-Capa3		Bin7-Capa4		Bin9-Capa5	
	U	V	U	V	U	V	U	V	U	V	U	V	U	V
R	0.55	0.59	0.62	0.6	0.59	0.59	0.61	0.63	0.54	0.59	0.58	0.61	-	-
RMSE (m/s)	0.13	0.14	0.15	0.16	0.16	0.17	0.17	0.18	0.19	0.2	0.2	0.2	0.22	0.21

Tabla 11: Errores de velocidades en la Boya. Modelo calibrado.

La comparación entre las series de salinidad medida y obtenida con el modelo calibrado en la Boya Oceanográfica se presenta en las Figuras 28, 29 y 30. La comparación de perfiles de velocidad medidos y obtenidos con el modelo se presentan en las Figura 31, 32, 33 y 34.

Salinidad en Boya: Mediciones vs Modelo

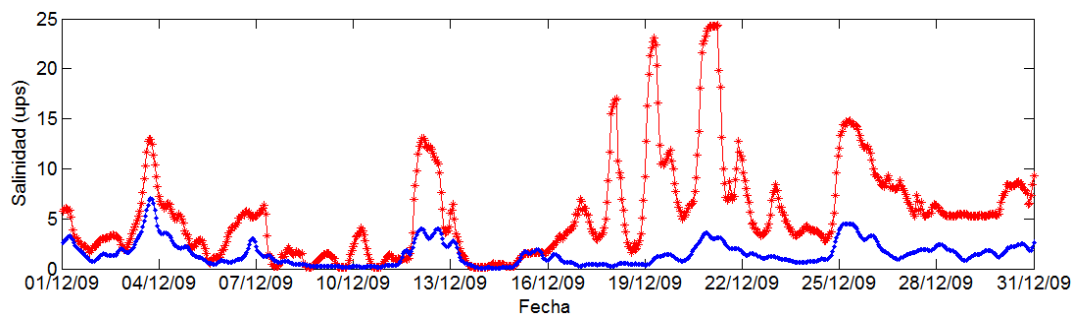


Figura 28: Serie de salinidad en la Boya. Noviembre y Diciembre 2009. Modelo calibrado.

Salinidad en Boya: Mediciones vs Modelo

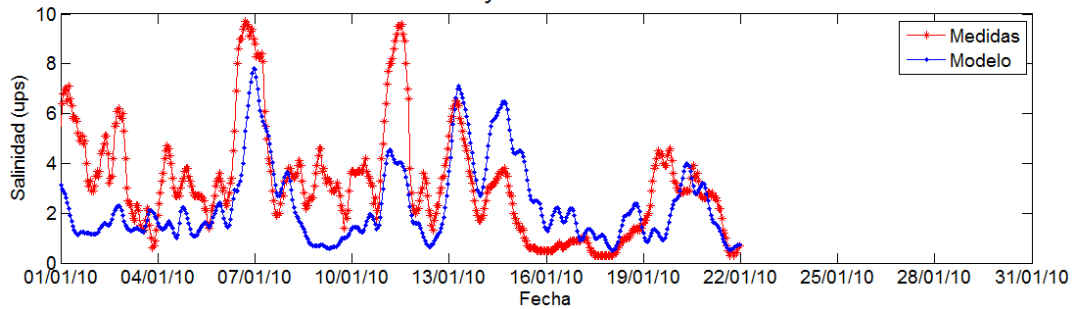


Figura 29: Serie de salinidad en la Boya. Enero 2010. Modelo calibrado.

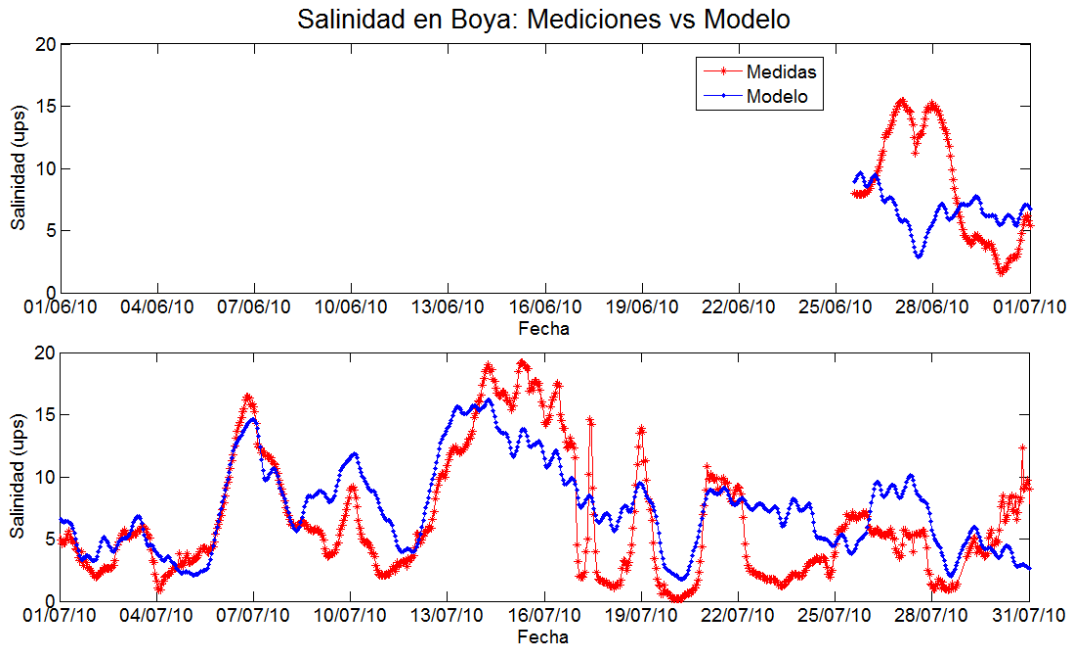


Figura 30: Serie de salinidad en la Boya. Junio y Julio 2010. Modelo calibrado.

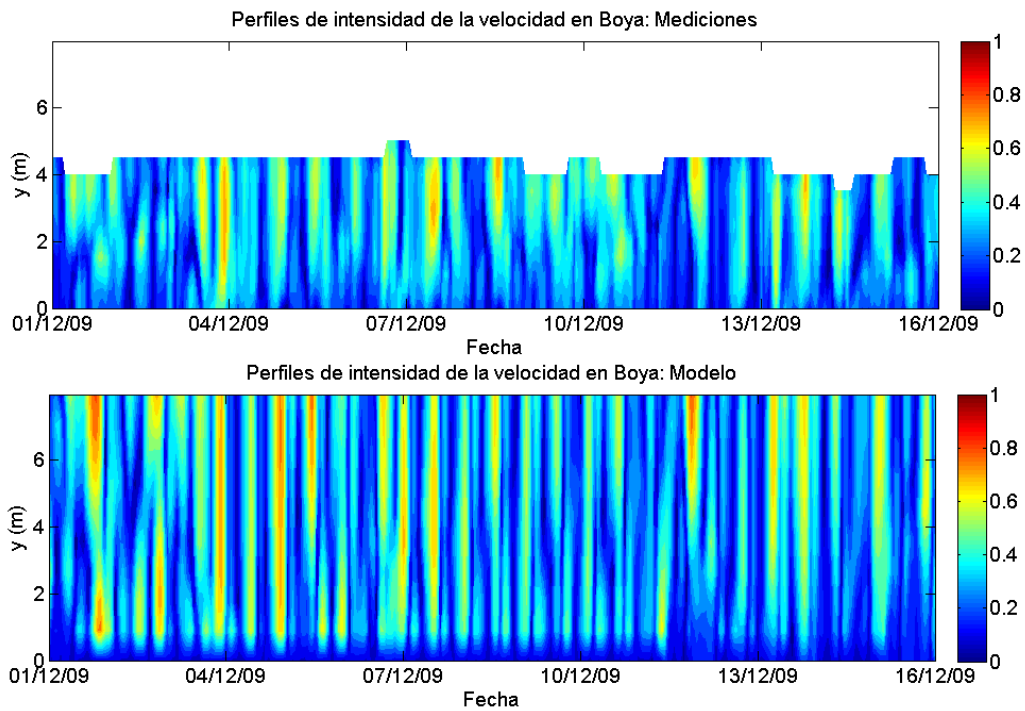


Figura 31: Perfil de intensidad de velocidad medida (panel superior) y resultante del modelo (panel inferior). Modelo calibrado. Primera quincena Diciembre 2009.

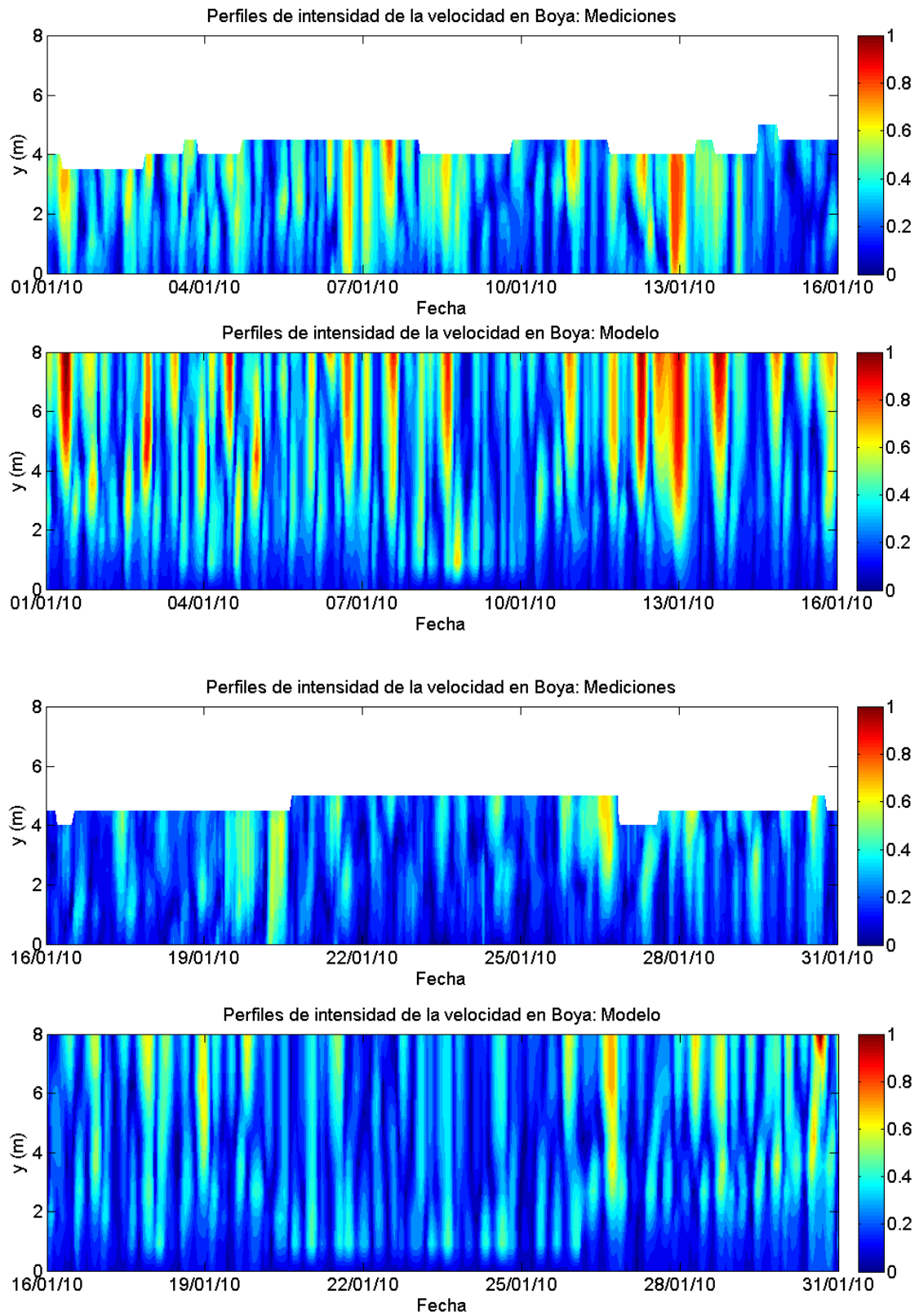


Figura 32: Perfil de intensidad de velocidad medida (panel superior) y resultante del modelo (panel inferior). Modelo calibrado. Enero 2010.

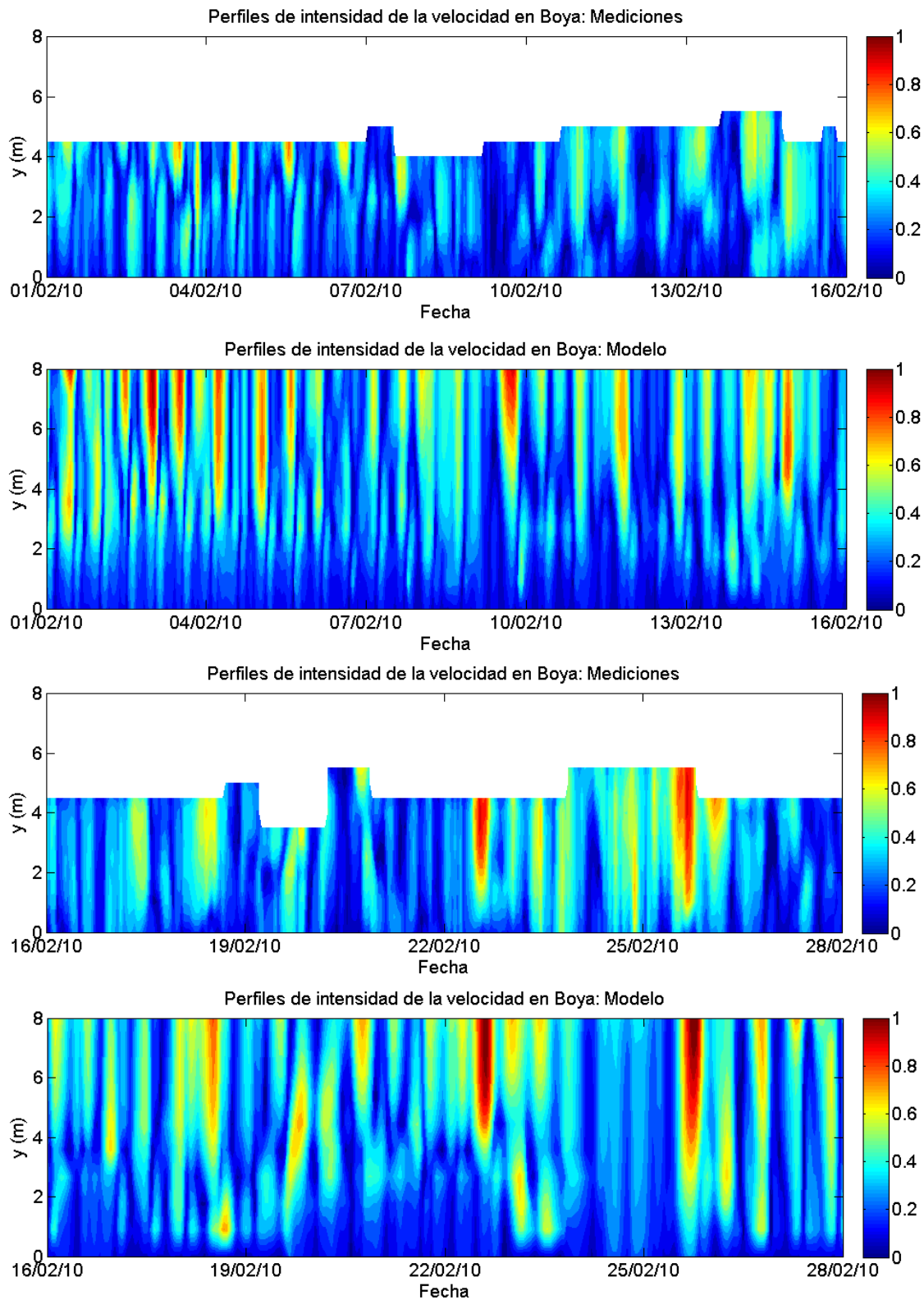


Figura 33: Perfil de intensidad de velocidad medida (panel superior) y resultante del modelo (panel inferior). Modelo calibrado. Febrero 2010.

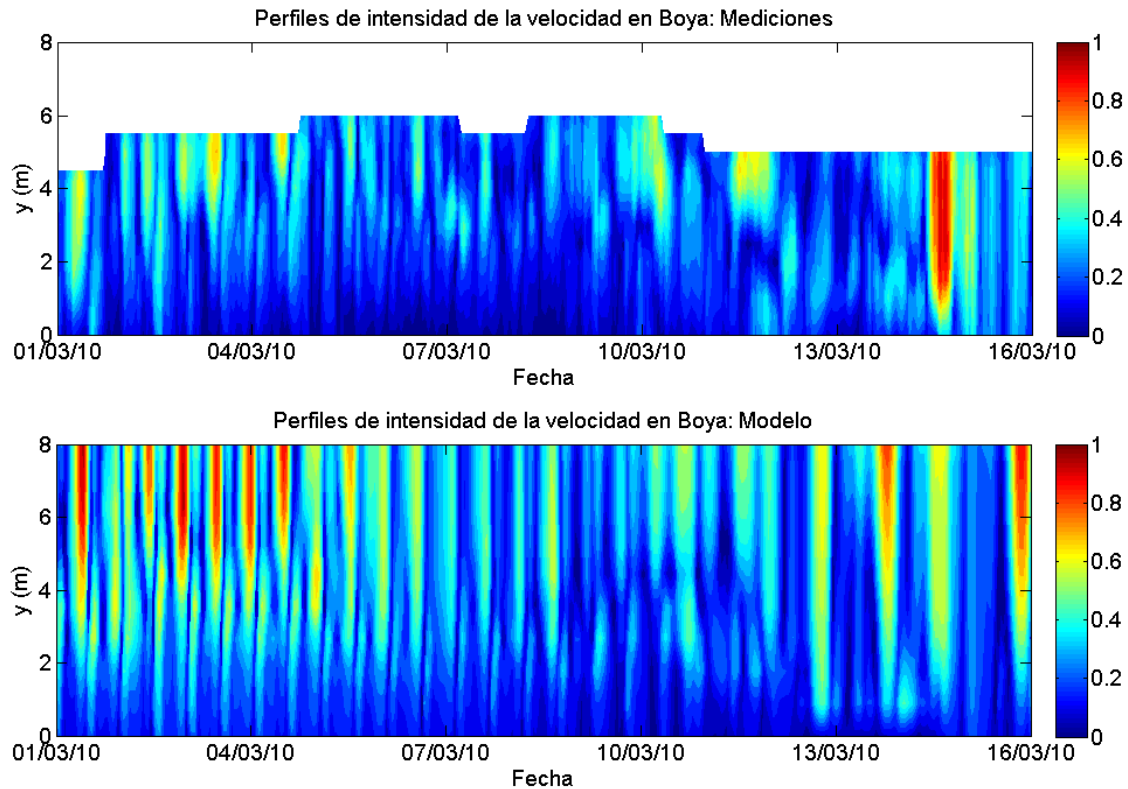


Figura 34: Perfil de intensidad de velocidad medida (panel superior) y resultante del modelo (panel inferior). Modelo calibrado. Primera quincena Marzo 2010.

3.2.4 Síntesis

El RPtide es la implementación de un modelo numérico hidrodinámico tridimensional del Río de la Plata que se desarrolló en el IMFIA en el año 2014. Este modelo es forzado por la información resultante del modelo AS tide en las fronteras abiertas, por vientos de alta resolución en la superficie obtenidos del modelo atmosférico global ECMWF (European Centre for Medium Range Weather Forecast), y por los aportes de caudal de los ríos Uruguay, Paraná-Las Palmas y Paraná-Guazú. El dominio de cálculo está conformado por una malla tridimensional estructurada en latitud-longitud con una discretización constante de $0,02^\circ$ y diez capas horizontales definidas a partir de coordenadas tipo sigma de coeficiente constante.

En este capítulo se presentó en primer lugar una descripción del modelo numérico utilizado (MOHID), seguido por la descripción de la implementación del modelo en el Río de la Plata. Con el objetivo de mostrar la calidad del modelo se presentó la comparación entre resultados obtenidos por el mismo y una serie de mediciones de la hidrodinámica (niveles, corrientes y salinidad) en diversos puntos de control.

Los resultados obtenidos muestran que el modelo representa con gran calidad los principales procesos hidrodinámicos en el área de estudio. El RMSE en nivel varía entre 0,18 m en

Montevideo y 0,23 m en la zona de Torre Oyarvide y también en Pilote Norden. En salinidad el error es de casi 5 psu en la Boya con una correlación de 0,73 y en velocidades el error medio obtenido es de 0,18 m/s en la zona central del Río de la Plata.

De esta manera, el modelo RPtide generado se considera listo para ser utilizado como herramienta de análisis de la hidrodinámica en la zona de estudio.

4 Diagnóstico Global de las corrientes en el Río de la Plata y el Frente Marítimo

4.1 Período simulado

Para caracterizar las corrientes en el mar territorial uruguayo se simula con el modelo descrito anteriormente un período de tiempo de tres años sucesivos (2010, 2011 y 2012). Como resultado se obtiene la corriente en cada celda del modelo cada una hora, es decir, una serie temporal de 8760 datos por cada año. Es importante recordar que el modelo es 3D y por tanto se obtienen las corrientes en 10 capas verticales para cada celda.

4.2 Dinámica instantánea

Para comprender la dinámica instantánea del flujo se presentan a modo de ejemplo los resultados obtenidos durante tres meses de cada uno de los años simulados en tres zonas diferentes del mar territorial uruguayo: la costa de Montevideo, Punta del Este y La Paloma (ver ubicación en Figura 20). La batimetría de los puntos es de 6,16 m en Montevideo, 15,9 m en Punta del Este y 13,7 m en La Paloma.

Se presenta en las Figuras 35, 36 y 37 la variación temporal del perfil de intensidad de corriente y de salinidad, y la serie temporal de las componentes horizontales de la velocidad en la capa 6 del modelo, durante el mes de junio 2010, en Montevideo, Punta del Este y La Paloma, respectivamente. En las mismas se observa la dinámica característica de cada zona de la costa uruguaya.

La variación temporal del perfil de corrientes en Montevideo (Figura 35) está regulada por la componente semidiurna de la marea astronómica. En relación a la salinidad la dinámica se caracteriza por valores en general bajos pero con eventos de ingreso de agua salada desde el exterior (por ejemplo entre el día 10 y 15), generado probablemente por un evento de marea meteorológica. Las componentes de la velocidad muestran que la corriente varía espacialmente no teniendo una dirección principal, aunque el módulo de la componente O-E es siempre mayor que el módulo de la componente S-N.

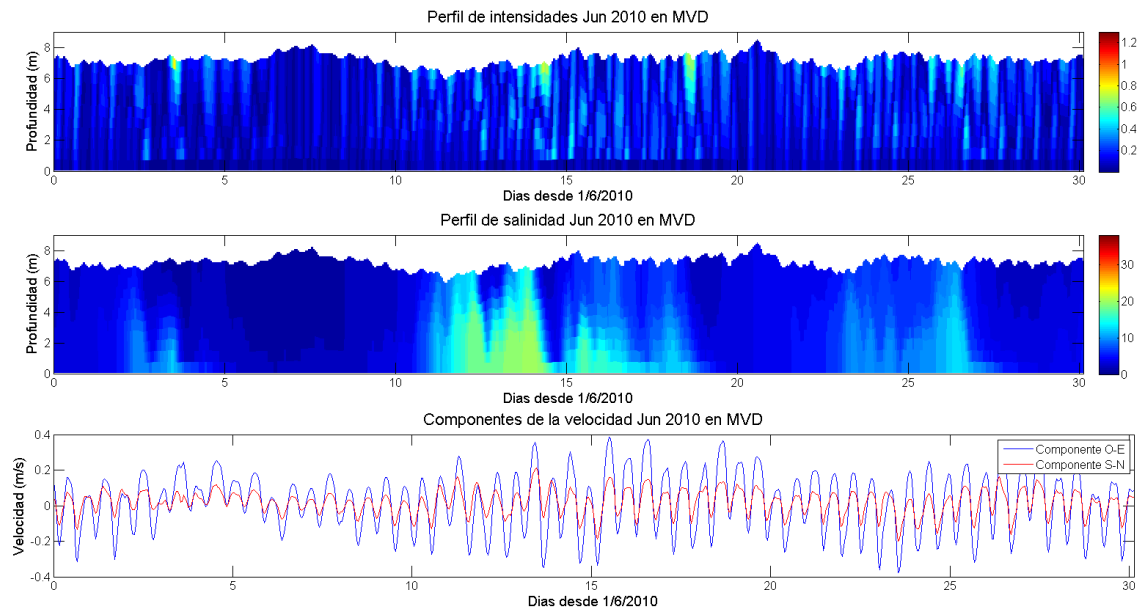


Figura 35: Perfil vertical de velocidad (m/s), perfil vertical de salinidad (psu) y componentes de la velocidad horizontal (m/s) durante Junio de 2010 en Montevideo (MVD).

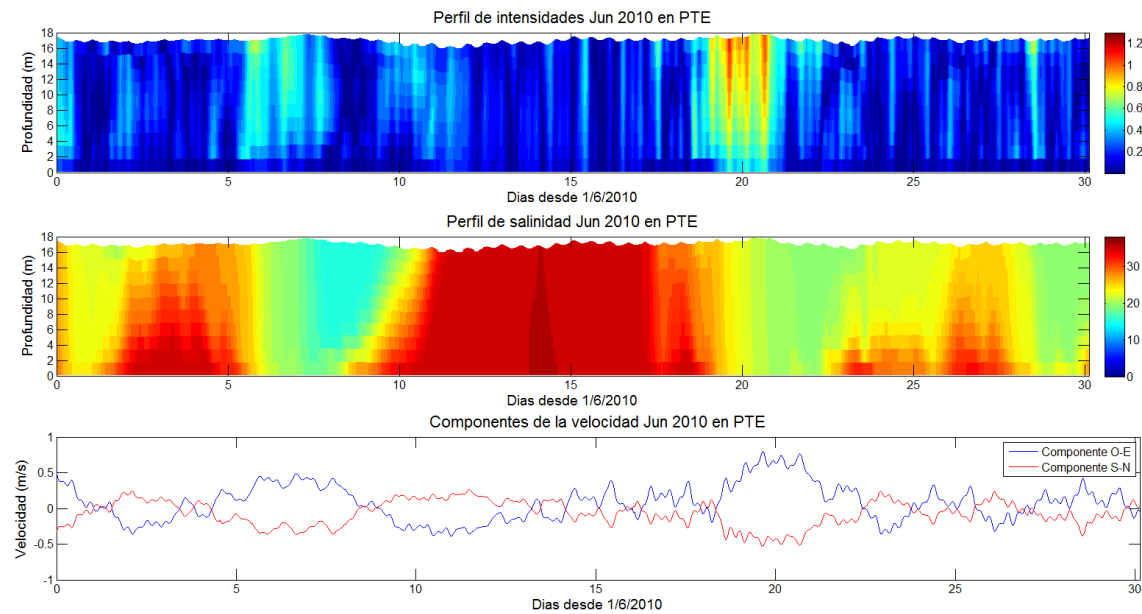


Figura 36: Perfil vertical de velocidad (m/s), perfil vertical de salinidad (psu) y componentes de la velocidad horizontal (m/s) durante Junio de 2010 en Punta del Este (PTE).

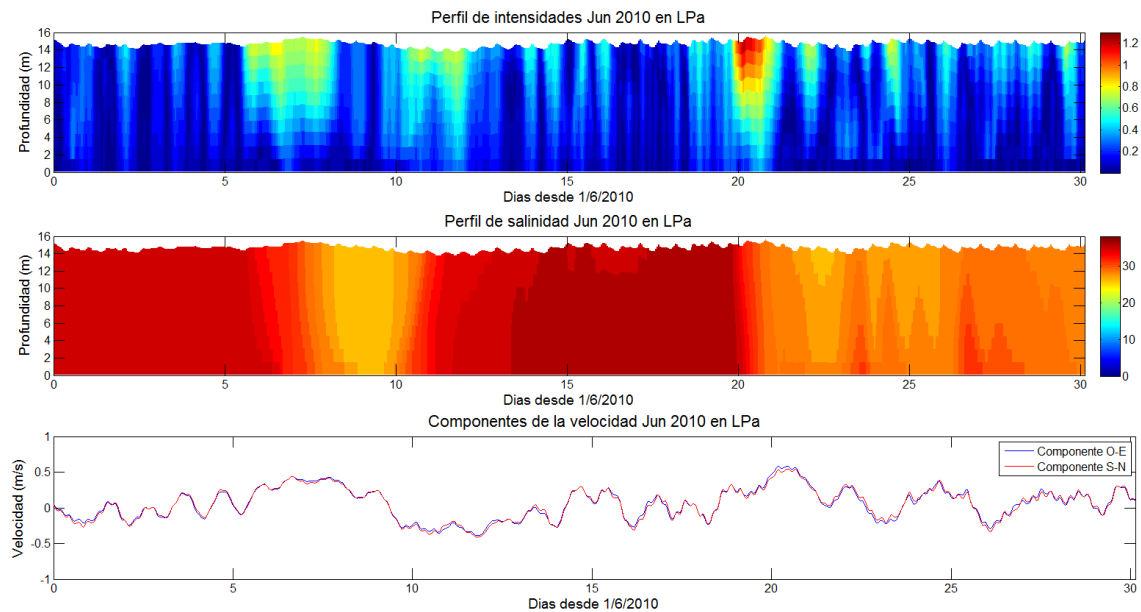


Figura 37: Perfil vertical de velocidad (m/s), perfil vertical de salinidad (psu) y componentes de la velocidad horizontal (m/s) durante Junio de 2010 en La Paloma (LPa).

En Punta del Este (Figura 36) se observa en la variación temporal de las corrientes que el efecto de la marea astronómica es menor que en Montevideo y que los eventos de marea meteorológica dominan el flujo. Se observa que los eventos de mayores intensidades coinciden con un ingreso de agua más dulce proveniente del Río de la Plata, (entre los días 5 y 10 y alrededor del día 20 del mes analizado). En el gráfico que presenta las componentes de la velocidad referido a la capa 6 se observa que la dirección de la corriente en el punto permanece constante en el tiempo, el sentido es entrante o saliente al Río de la Plata, pero la dirección permanece constante. Esto se deduce a partir del hecho de que el valor de ambas componentes es siempre igual. Para visualizar mejor esta característica se presenta más adelante, en la Figura 44, el gráfico de la componente S-N en función de la componente O-E de la velocidad.

En la costa oceánica en la zona de La Paloma (Figura 37) la variación temporal de las corrientes presenta una influencia de la marea meteorológica con eventos de mayores intensidades que en general coinciden con una disminución de la salinidad, generalmente alta en la zona. Al analizar las componentes de la velocidad en la capa 6 se puede ver que en este caso, como en Punta del Este, la dirección de la corriente se mantiene constante en el tiempo lo que indica una dirección preferencial del flujo.

En las Figura 38, Figura 39 y Figura 40, se presentan los perfiles de corriente obtenidos con el modelo para el mes de Enero en 2011. Se puede observar que en cada punto se conservan las características principales observadas durante el ejemplo presentado del año 2010.

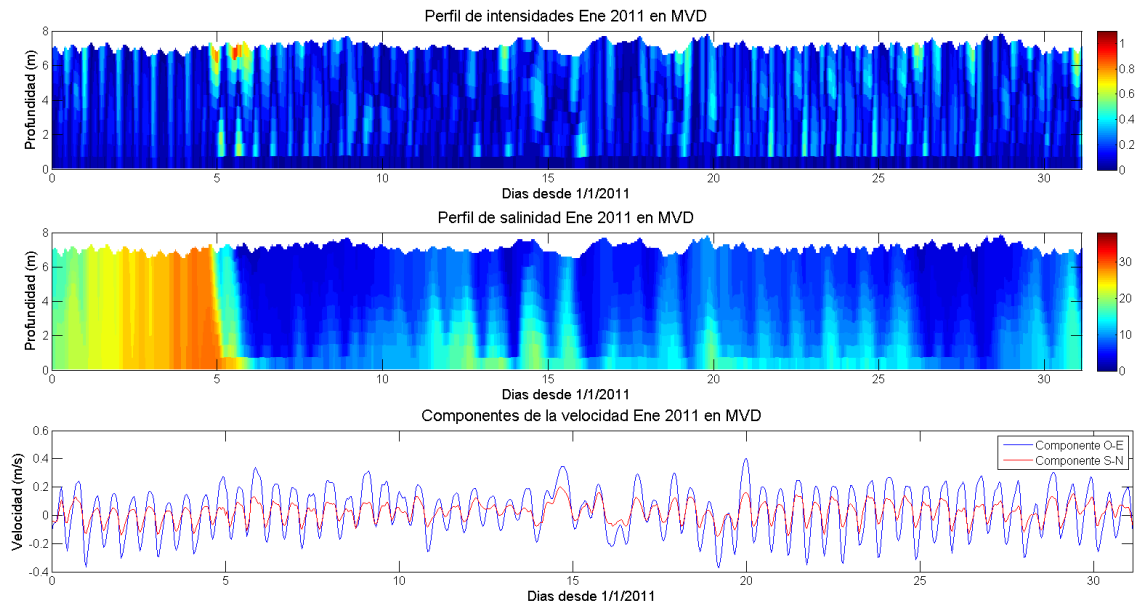


Figura 38: Perfiles verticales de velocidad (m/s), salinidad (psu) y componentes de la velocidad horizontal (m/s) en Junio de 2011 en Montevideo (MVD)

En Montevideo (Figura 38) se observa una fluctuación del sentido de todo el perfil de corrientes gobernado por la variación semidiurna de la marea. No obstante se observa en algunos períodos mayores intensidades en las capas inferiores coincidentes con mayores salinidades que ingresan por el fondo, es decir, con un perfil vertical del tipo circulación gravitacional característica de las zonas estuarinas. Para el caso de Punta del Este (Figura 39) se observan en general leves variaciones temporales del perfil de corriente. Los dos casos de mayores intensidades se vinculan nuevamente con un ingreso de agua de menor salinidad proveniente del Río de la Plata.

En La Paloma (Figura 40) se observa una variación temporal del perfil de corrientes con inversión de sentido del flujo con frecuencia diaria en períodos de calma y menor frecuencia en períodos con influencia de la marea meteorológica (entre el día 15 y 20 del mes).

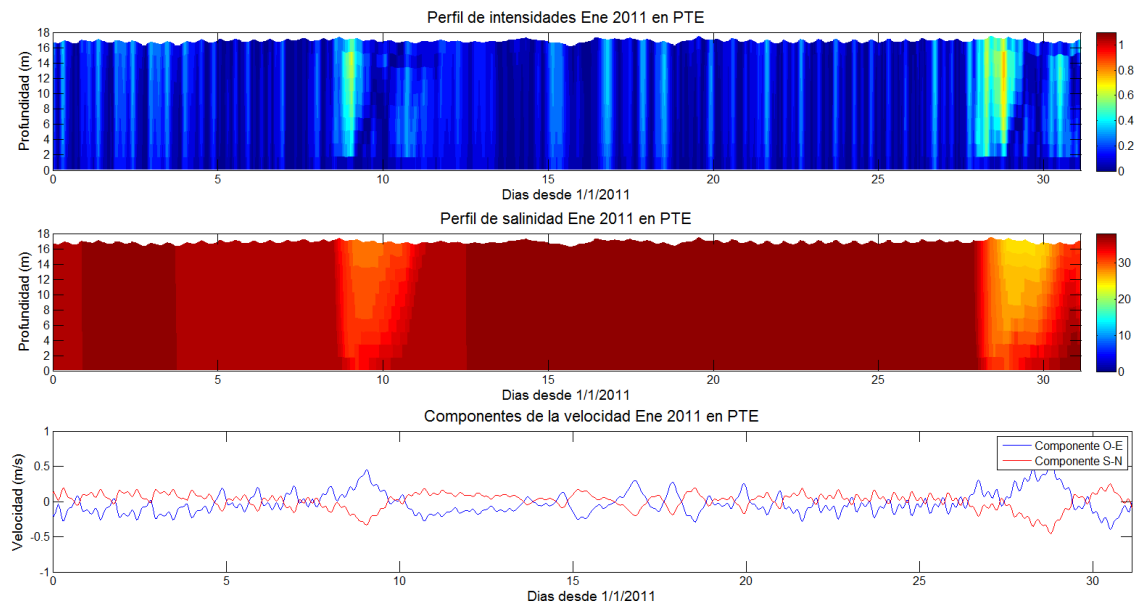


Figura 39: Perfiles verticales de velocidad (m/s), salinidad (psu) y componentes de la velocidad horizontal (m/s) en Junio de 2011 en Punta del Este (PTE)

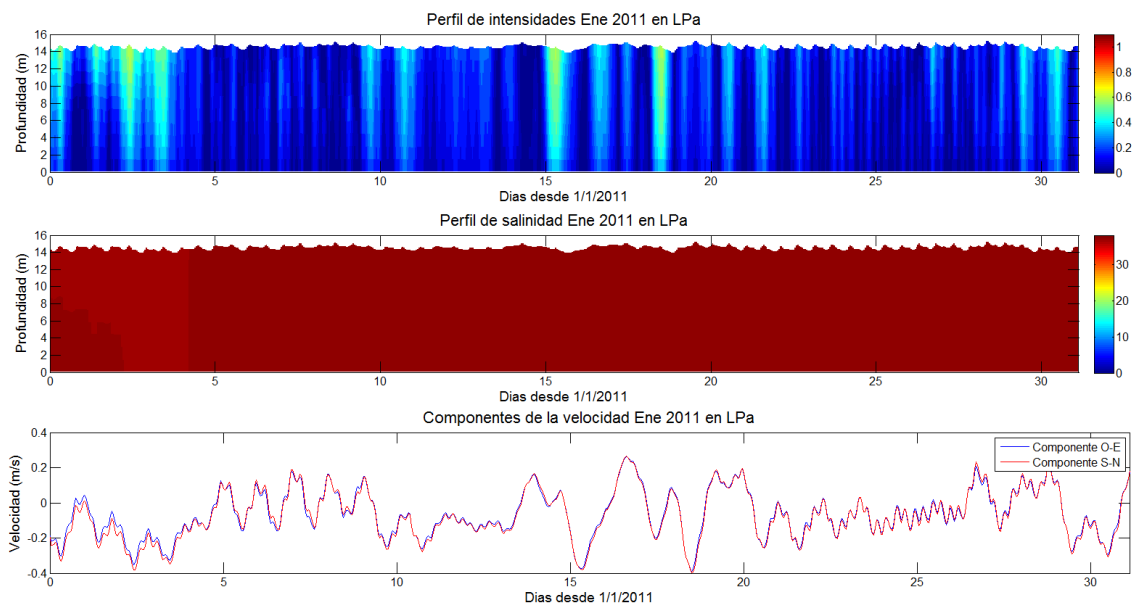


Figura 40: Perfiles verticales de velocidad (m/s), salinidad (psu) y componentes de la velocidad horizontal (m/s) en Enero de 2011 en La Paloma (LPa)

En las Figuras 41, 42 y 43 se presentan los perfiles correspondientes al mes de mayo del año 2012 en los tres puntos de control, respectivamente. Particularmente se observan en este período mayores fluctuaciones de salinidad y mayor estratificación en Montevideo, lo que se vincula nuevamente con perfiles de corriente del tipo circulación estuarina donde la corriente de fondo excede en intensidad a la corriente superficial (por ejemplo alrededor del día 10 y del día 20). En Punta del Este se observa cerca del día 10 una gran entrada de agua dulce que se

corresponde con un fuerte aumento de intensidad en la zona, desde 0,8 m/s a 1,2 m/s aproximadamente. Hacia el final del mes se observa un evento de similares características. En La Paloma se observan ciertos eventos de incremento del flujo en todo el perfil que en general se vinculan con disminución de salinidad y por tanto indicativos de una salida predominante de la pluma del Río de la Plata por la costa uruguaya.

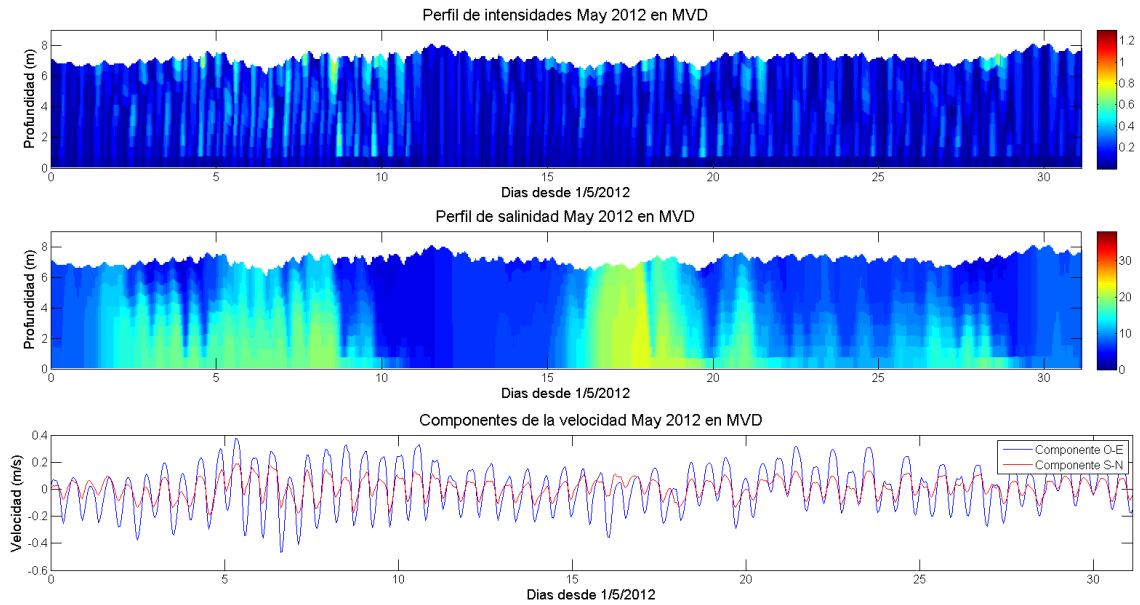


Figura 41: Perfiles verticales de velocidad (m/s), salinidad (psu) y componentes de la velocidad horizontal (m/s) en Mayo de 2012 en Montevideo (MVD)

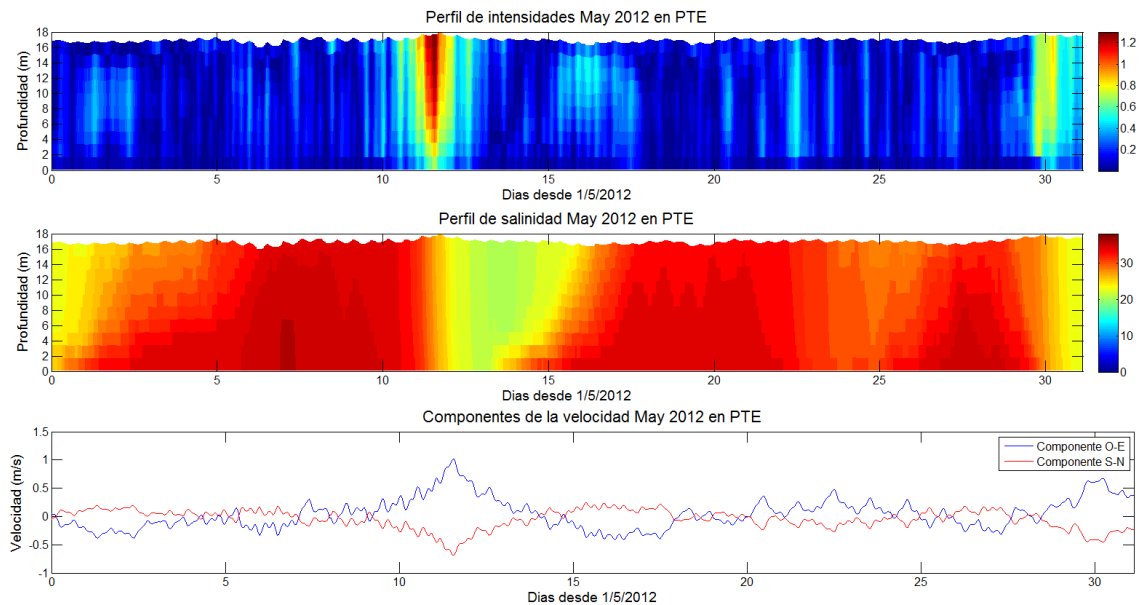


Figura 42: Perfiles verticales de velocidad (m/s), salinidad (psu) y componentes de la velocidad horizontal (m/s) en Mayo de 2012 en Punta del Este (PTE)

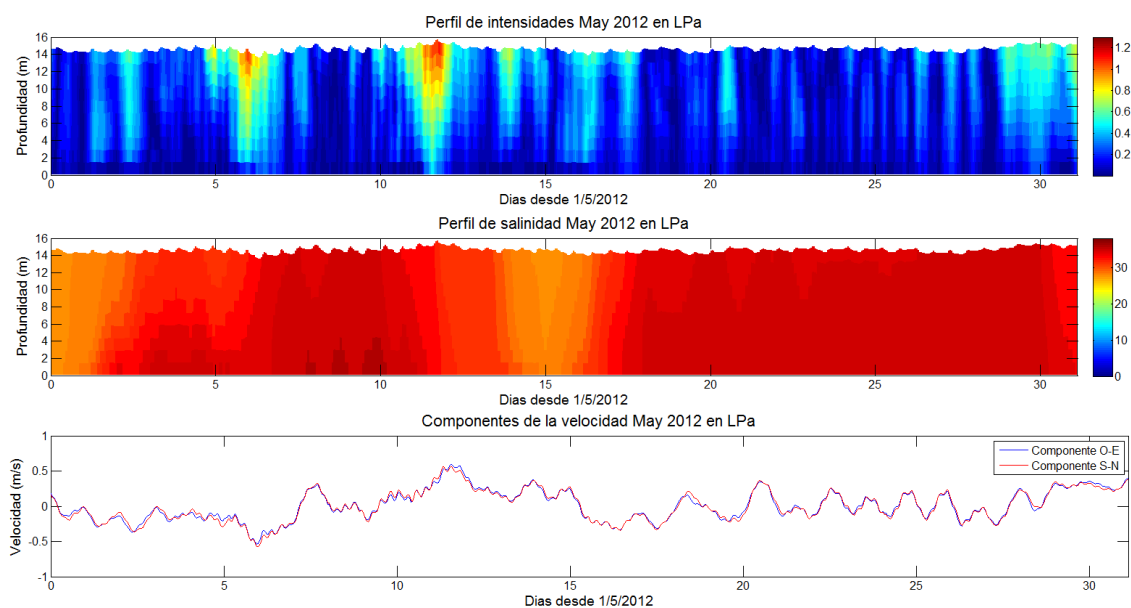


Figura 43: Perfiles verticales de velocidad (m/s), salinidad (psu) y componentes de la velocidad horizontal (m/s) en Mayo de 2012 en La Paloma (LPa)

En la Figura 44 se presenta un diagrama espacial de las corrientes obtenidas (capa 6) para cada año simulado en Montevideo, Punta del Este y La Paloma. El diagrama presentado permite comparar tanto las direcciones principales de flujo como las intensidades en los distintos puntos. Se observa por un lado que las corrientes en Punta del Este y La Paloma exceden a las intensidades registradas en Montevideo. Además, se observa que en las tres zonas hay una componente principal de flujo, en dirección SW-NE en La Paloma, en dirección NW-SE en Punta del Este y de dirección WSW-ENE en Montevideo. Por último, se observa que las principales características de las corrientes en los tres puntos se mantienen en los 3 años analizados.

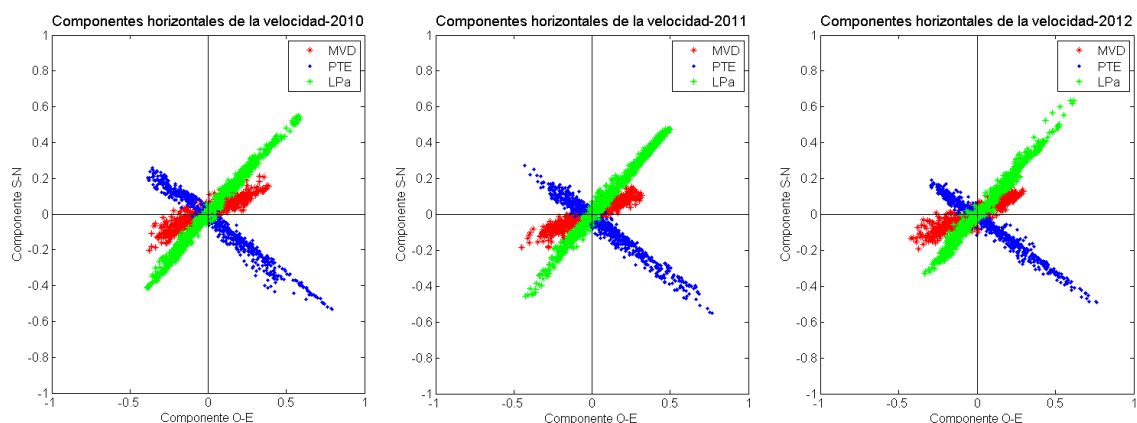


Figura 44: Componentes S-N en función de componentes O-E de la corriente obtenida con el modelo en MVD, PTE y LPa para los años 2010, 2011 y 2012.

4.3 Campos residuales

Para analizar la variación espacial de los patrones de corriente obtenidos durante los 3 años simulados se analiza el campo de corrientes residual calculado en las diversas capas verticales. El campo de corrientes residual anual se calcula promediando el campo de velocidades instantáneo calculado por el modelo durante cada año. En las Figuras 45, 46 y 47 se presenta el campo residual para la capa 2 (cercana al fondo) y la capa 9 (cercana a la superficie) obtenido para los años 2010, 2011, y 2012 respectivamente.

En términos generales se observa que el campo residual del año 2010 presenta mayores intensidades que el obtenido para el año 2011 y 2012, presentando a su vez este último los valores de menor intensidad residual.

Se observa la existencia de un patrón en los campos residuales que varía con la profundidad y que se repite en los años analizados. Para la capa 9 correspondiente al flujo superficial se observan intensidades residuales más altas en la zona de la costa de Montevideo hasta Piriápolis y también por la zona central del Río de la Plata (incluyendo Barra del Indio) en dirección saliente hacia el Océano Atlántico. También se observa en los 3 años, otra zona de intensidades residuales altas, ubicada en la zona sur de la costa Argentina, siendo mayor la intensidad en la misma en los años 2010 y 2011.

En la capa 2 correspondiente a la corriente cercana al fondo se observa que el flujo residual presenta mayores intensidades también sobre la costa uruguaya pero con flujo entrante hacia el Río de la Plata. A su vez, el campo residual obtenido para los años 2010 y 2011 muestra intensidades altas desde la zona central del Río de la Plata hacia el sur por la costa Argentina.

Para profundizar en el comportamiento de los campos residuales se calcularon los mismos para períodos de tiempo menores al año, de un mes en cada uno de los años y también para períodos de 6 meses. El comportamiento en todos los casos fue muy similar. Estos resultados permiten reafirmar lo dicho acerca de los patrones encontrados. A modo de ejemplo en la Figura 48 se muestran algunos de los campos residuales para distintos meses seleccionados durante los tres años simulados.

Se observa en la Figura 48 que el comportamiento de los campos residuales mensuales es muy similar al de los campos residuales anuales. Se observan variaciones en los valores de intensidad residual según el mes, debido a la variabilidad mensual de la marea meteorológica, pero el patrón asociado a las zonas de mayor intensidad residual son las mismas en todos los casos. En la Figura 49 se muestran algunos de los campos residuales semestrales obtenidos. Se puede ver que el que presenta mayores intensidades es el del año 2010, que corresponde al semestre enero-junio. Para los semestres que se muestran correspondientes a los años 2011 y 2012, se puede observar claramente como las intensidades son notoriamente menores, pero aun así, las zonas donde se presentan las mayores intensidades residuales son las mismas que las zonas de mayores intensidades para los residuales semestrales o anuales.

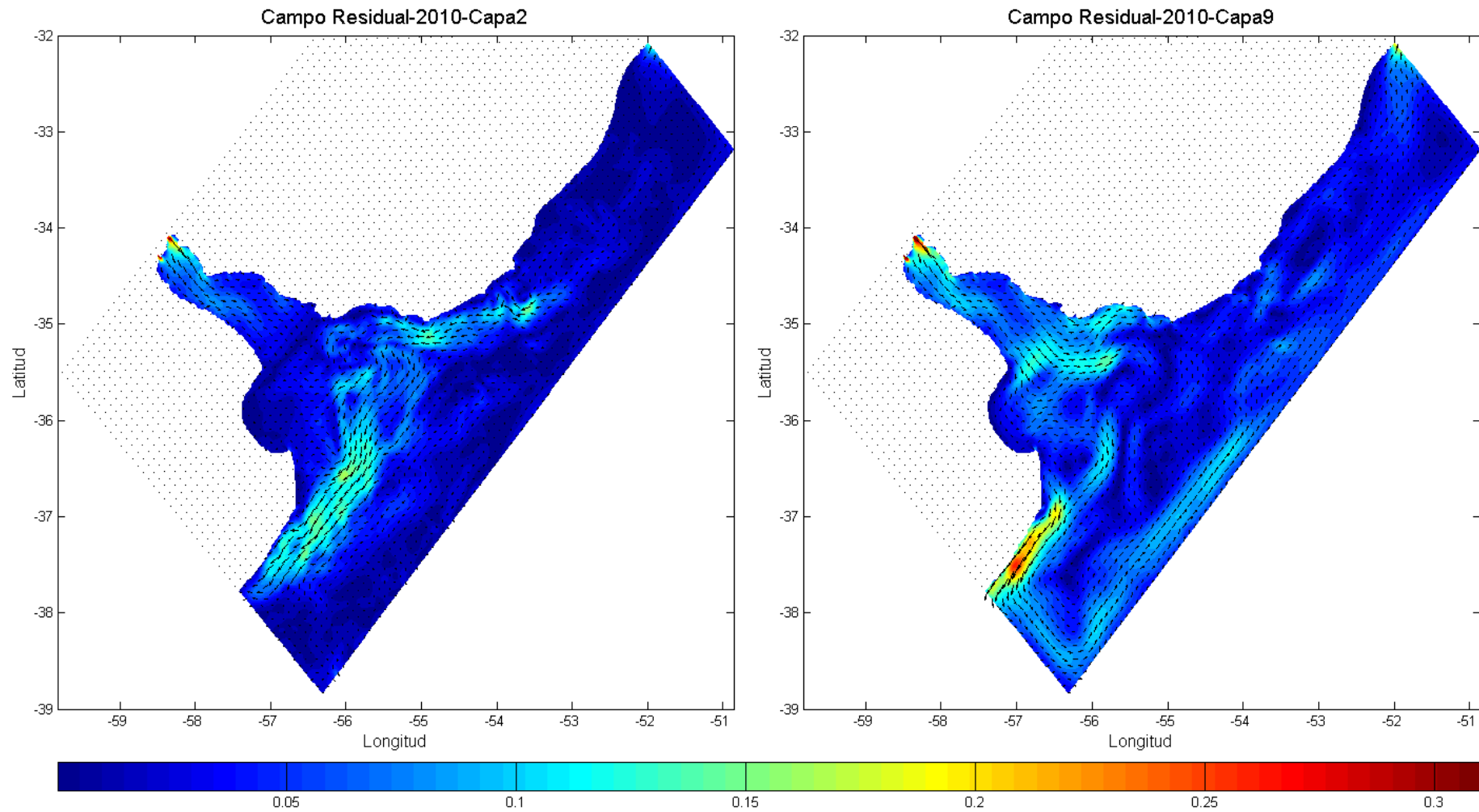


Figura 45: Campo residual de velocidades (m/s) del año 2010, en la capa 2 (cercana al fondo) y capa 9 (cercana a la superficie).

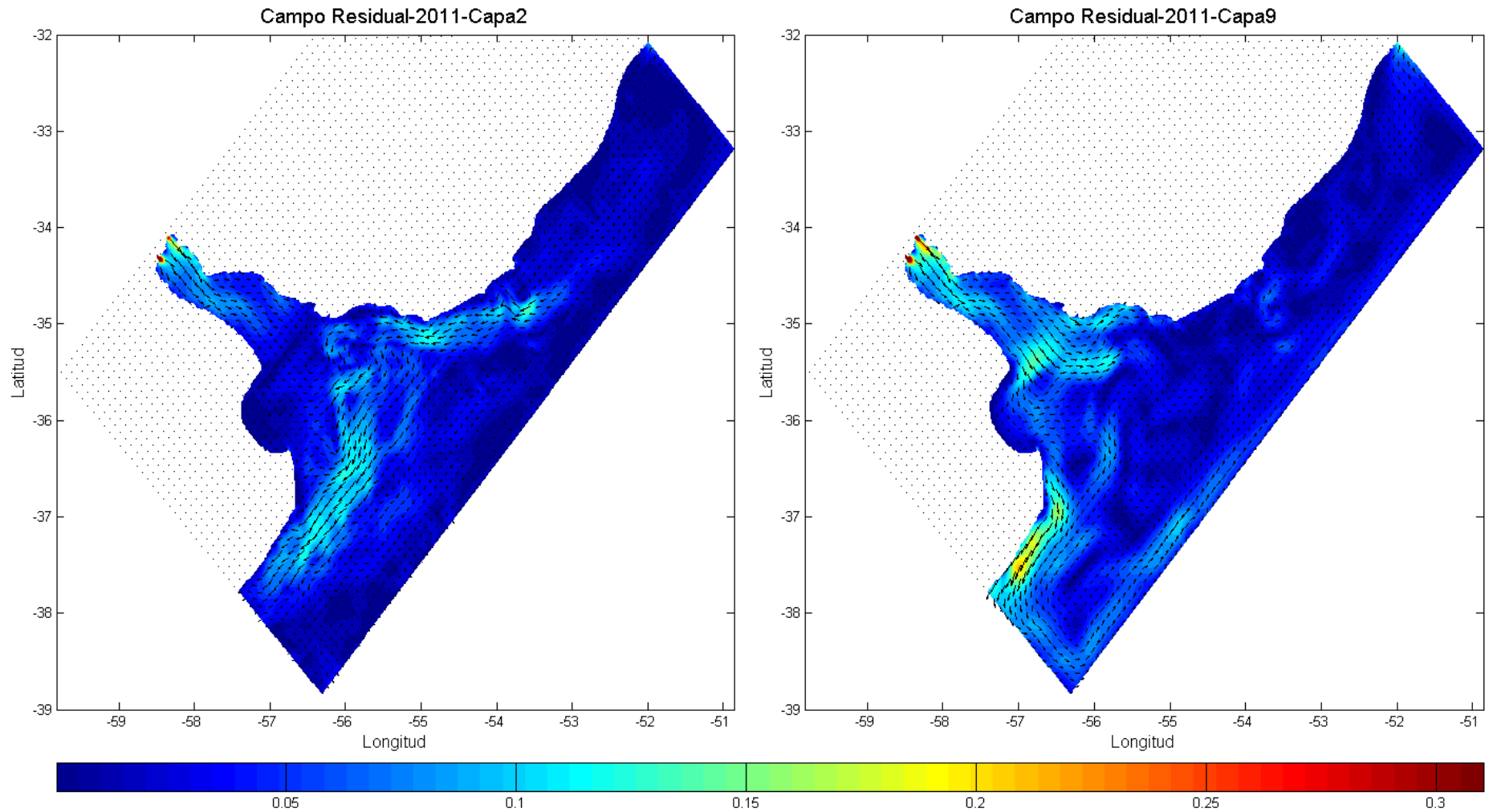


Figura 46: Campo residual de velocidades (m/s) del año 2011, en la capa 2 (cercana al fondo) y capa 9 (cercana a la superficie).

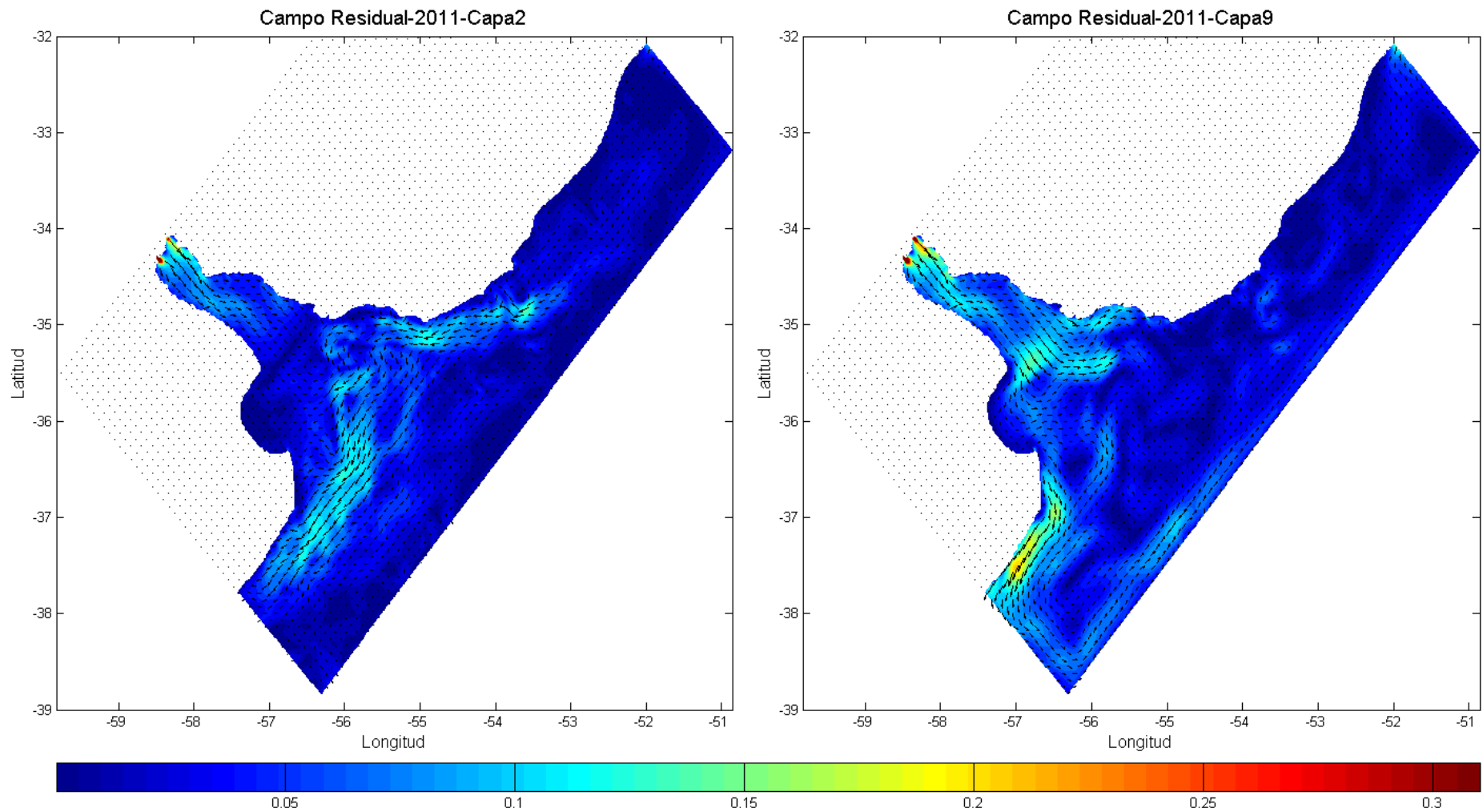


Figura 47: Campo residual de velocidades (m/s) del año 2012, en la capa 2 (cercana al fondo) y capa 9 (cercana a la superficie).

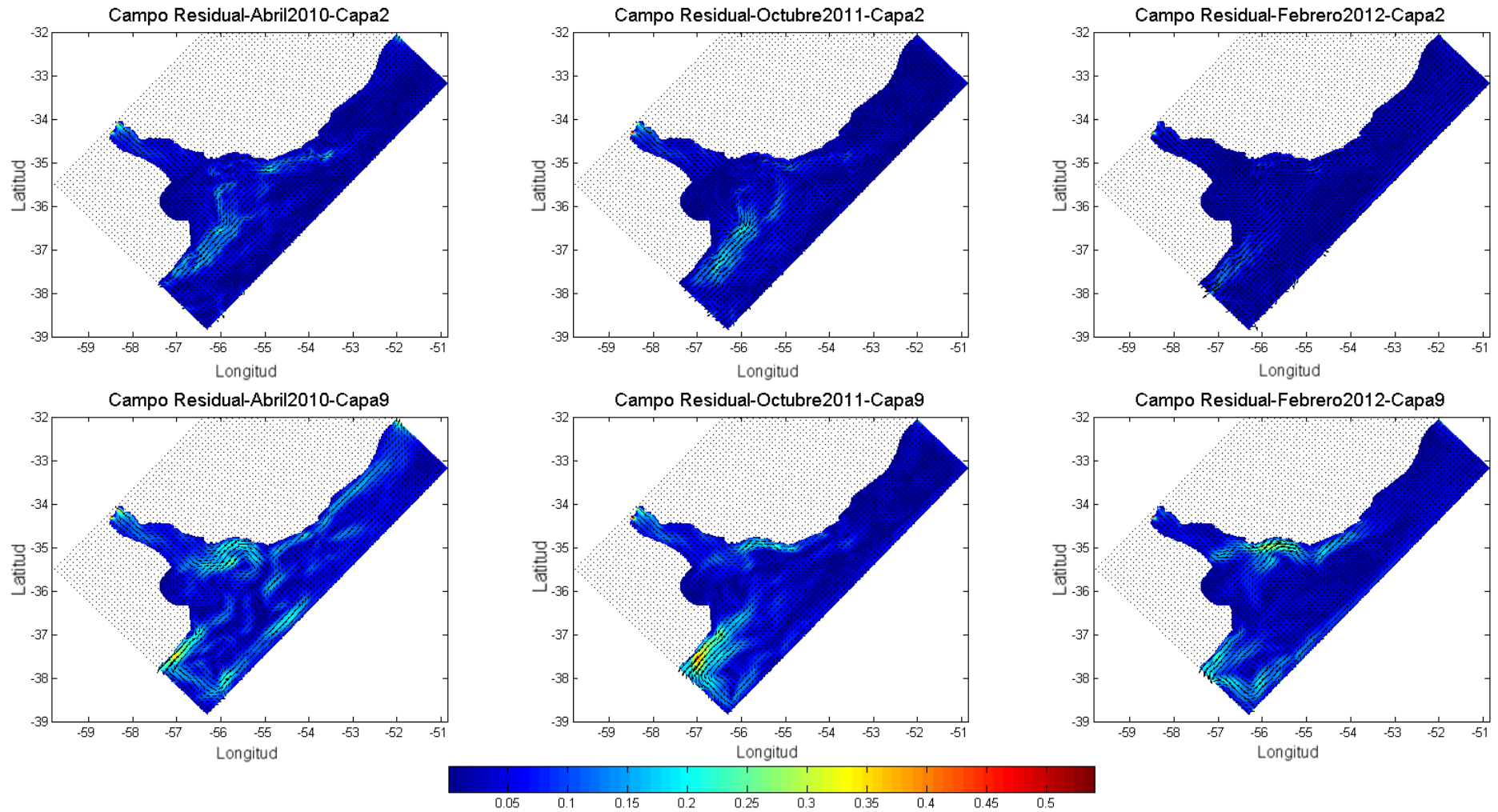


Figura 48: Campo residual de velocidades (m/s) para los meses de Abril en 2010, Octubre en 2011 y Febrero en 2012, en la capa 2 (cercana al fondo) y la capa 9 (cercana a la superficie).

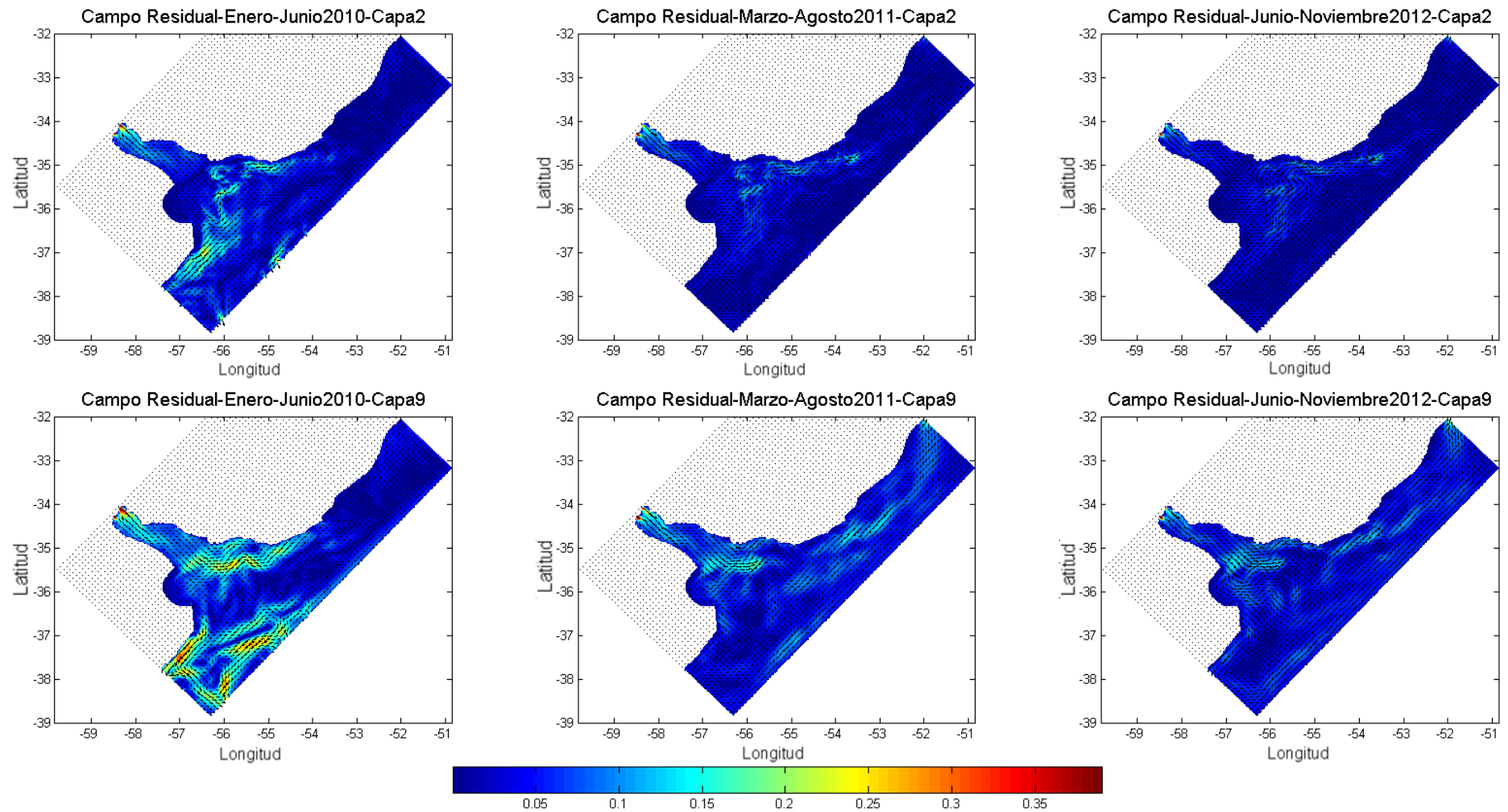


Figura 49: Campo residual de velocidades (m/s) para los semestres de Enero-Junio en 2010, Marzo-Agosto en 2011 y Junio-Noviembre en 2012, en la capa 2 (cercana al fondo) y la capa 9 (cercana a la superficie).

4.4 Campos espaciales estadísticos de corrientes

En este punto se realiza la caracterización estadística de las corrientes en el mar territorial uruguayo. Para eso se trabaja con las series temporales de intensidad de corriente calculadas por el modelo, obteniendo en cada celda de la malla a distintas profundidades la intensidad máxima, la intensidad media, y los percentiles 10, 80, 90, 95 y 99. Estos estadísticos a su vez se grafican espacialmente para identificar zonas en el dominio de estudio con diversas características.

En primer lugar se analizan los resultados obtenidos para cada año por separado analizando la variación vertical de los patrones característicos. En segundo lugar se analizan los patrones obtenidos para el período completo de 3 años simulado. Finalmente, en función de los resultados obtenidos se definen ciertos campos representativos que serán utilizados para proponer la zonificación espacial de las corrientes en el mar territorial uruguayo.

Los resultados estadísticos son obtenidos para todo el dominio. No obstante, a efectos de visualizar mejor la información de la zona de interés se disminuye el dominio a la zona del mar territorial uruguayo.

A modo de ejemplo se presenta en la Figura 50 la intensidad máxima obtenida en cada celda del modelo para el año 2010 simulado.

En términos generales se observa que las mayores intensidades en todas las capas ocurren en la zona exterior del Río de la Plata a partir de Barra del Indio. En cada capa las intensidades máximas más altas ocurren en la zona de la costa uruguaya, desde la desembocadura del río Santa Lucía hasta Punta del Este por el Canal Oriental, adentrándose hacia el océano en la zona de Cabo Polonio. También se observan zonas de intensidades altas a lo largo de gran parte de la costa Argentina hacia el sur de la misma. A medida que disminuye la profundidad se encuentran zonas de intensidades altas en la zona central del Río de la Plata y en la Bahía Samborombón.

Respecto a los valores de intensidades máximas, las mismas aumentan desde el fondo hacia la superficie en algunas zonas desde valores levemente mayores a 0 m/s hasta casi 3 m/s. En el área central del Río de la Plata se puede ver que en la capa 2 se dan velocidades en el rango de 0,5 m/s hasta aproximadamente 1 m/s, y en la capa 9 ocurren velocidades de hasta 1,8 m/s. En la zona de la costa Uruguaya y la costa sur de Argentina se observan casos similares, siendo estas zonas junto con la mencionada anteriormente, las zonas con el mayor gradiente de velocidades desde el fondo hasta la superficie.

Analizando los campos medios y máximos de los restantes años se observa que la relación entre zonas e intensidades es la misma en las distintas capas, es decir, que en cada capa las mayores y menores intensidades se encuentran en la misma zona. Esto permite estudiar la posible distribución de corrientes visualizando una capa; se selecciona la capa 6.

En la Figura 51, Figura 52 y Figura 53 se presenta el valor de intensidad media obtenido en cada celda de la costa uruguaya a profundidad media (capa 6) para los años 2010, 2011 y 2012, respectivamente. Se puede observar que en los tres años la distribución de intensidades medias es muy similar. En los tres años las zonas más interesantes en términos de intensidad de corriente son la zona de la costa uruguaya desde Santa Lucia hasta Cabo Polonio, en algunos casos adentrándose al océano, y la zona central del Río de la Plata.

III MODELACION DE LAS CORRIENTES

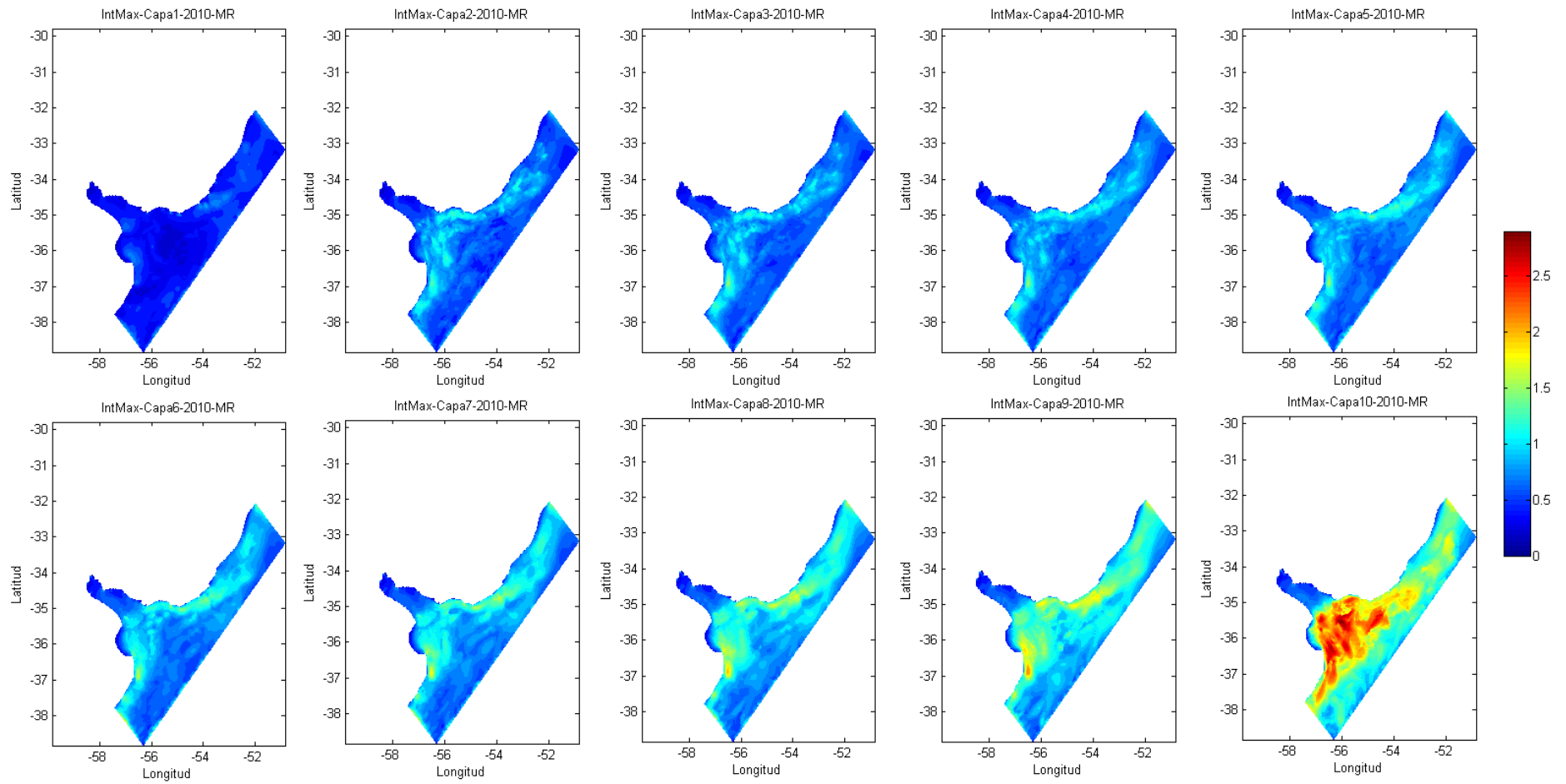


Figura 50: Intensidad máxima de corriente (m/s) en cada celda para el año 2010 para cada capa vertical del modelo (Capa 1 fondo a Capa 10 superficie).

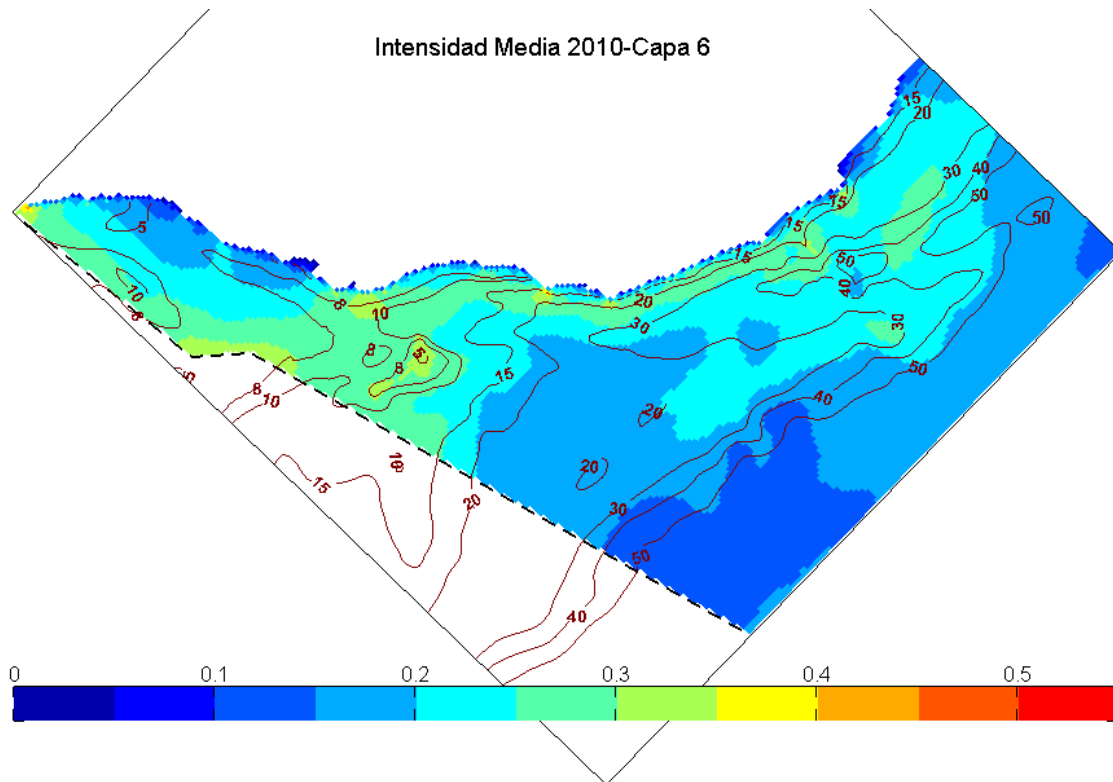


Figura 51: Campo de intensidad media (m/s) en el año 2010 en la capa 6. Se presentan superpuestas las curvas batimétricas (m).

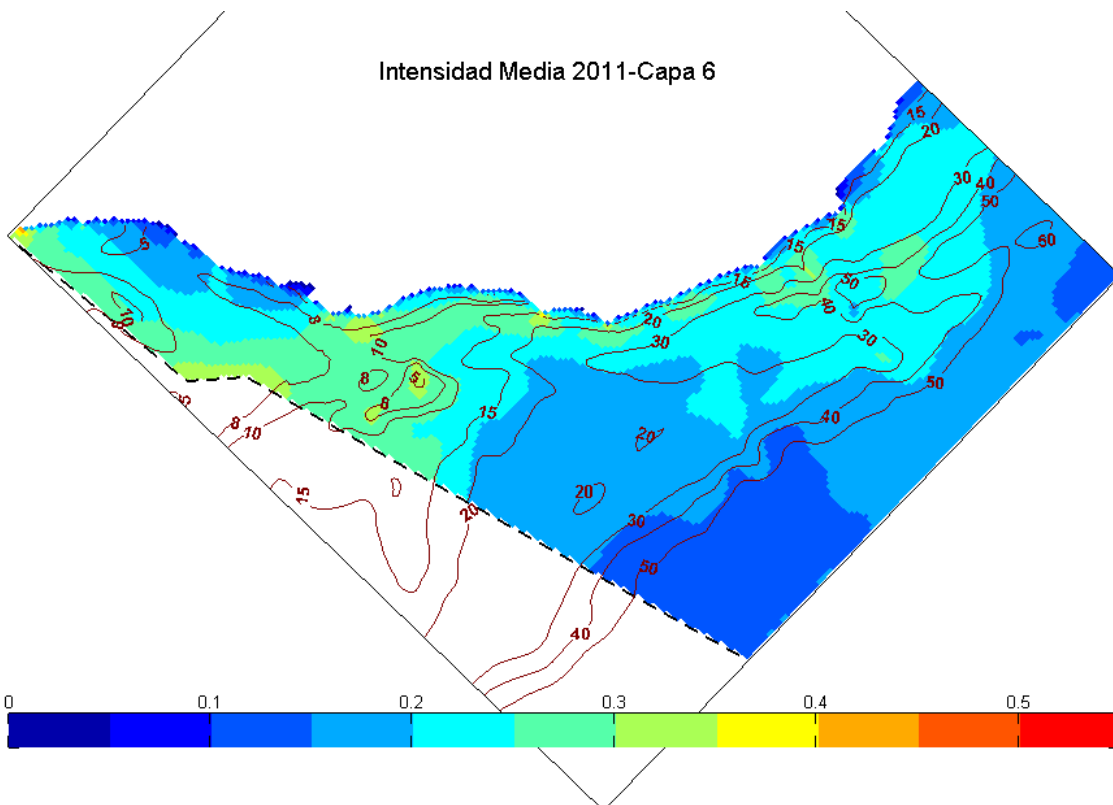


Figura 52: Campo de intensidad media (m/s) en el año 2011 en la capa 6. Se presentan superpuestas las curvas batimétricas (m).

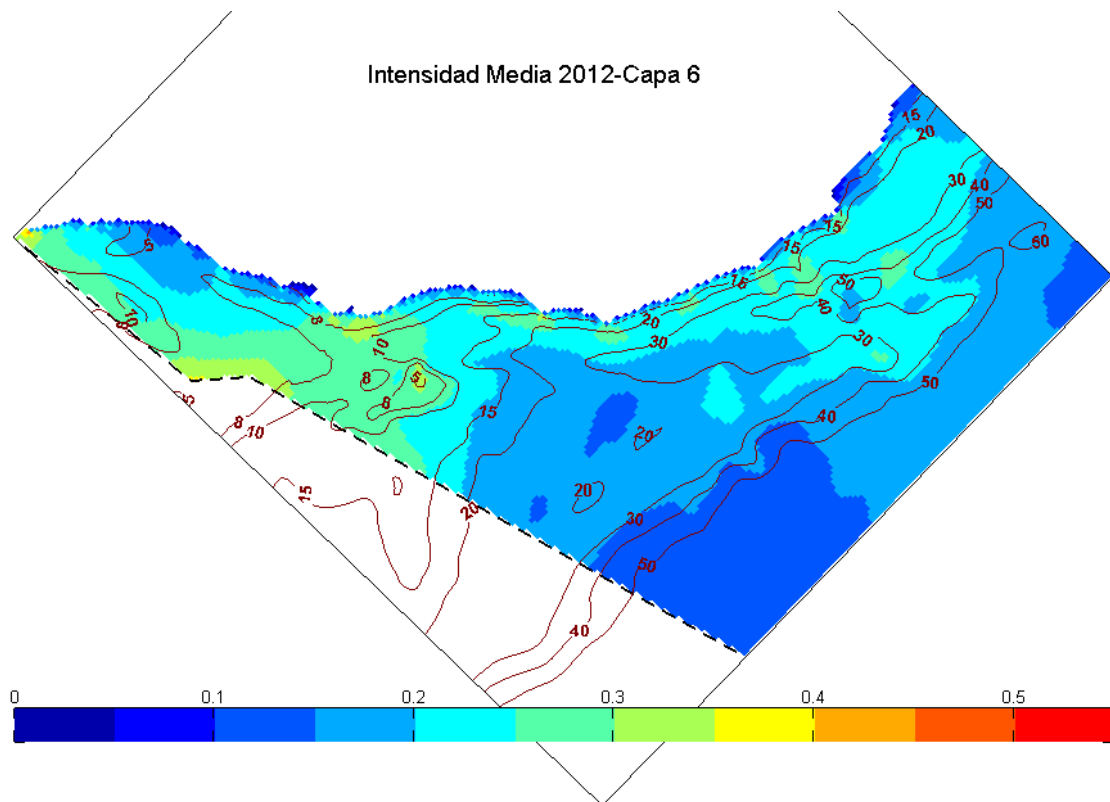


Figura 53: Campo de intensidad media (m/s) en el año 2012 en la capa 6. Se presentan superpuestas las curvas batimétricas (m).

En la Figura 54 se presenta la distribución de intensidades medias y de intensidades máximas para los 3 años simulados. Se puede ver en el gráfico de intensidades medias que la distribución para los 3 años es muy similar a la distribución para cada año individual. Se observan intensidades medias en el rango de 0,1 m/s a 0,2 m/s en la zona oceánica, intensidades medias en el rango de 0,25 m/s a 0,35 m/s en toda la franja costera adentrándose hasta la batimétrica 40 en la zona de Cabo Polonio y en la zona central del Río de la Plata. Las intensidades máximas alcanzan 1,6 m/s en la franja costera desde Santa Lucía hasta Cabo Polonio, llegando en algunas zonas hasta los 2 m/s.

En la Figura 55 y en la Figura 56 se presenta la distribución espacial de los percentiles 10, 80, 90, 95 y 99 (es decir, los valores bajo los cuales caen el 10, 80, 90, 95, y 99% de los valores de intensidad), para la capa 2 y capa 9, respectivamente. En el gráfico correspondiente al percentil 10, se ve que en el fondo y en la superficie, el 10% del tiempo los valores de intensidad no pasan de 0,2 m/s en ninguna zona. Observando los percentiles más grandes, se puede ver que el cambio entre fondo y superficie es mayor. En el fondo el 80% del tiempo las intensidades no pasan de 0,4 m/s, no obstante, en la superficie existen zonas donde el 80% del tiempo las intensidades están por debajo de los 0,7 m/s. El percentil 90 y 99 muestran que solo el 10% del tiempo se superan intensidades de 0,5 m/s en la capa de fondo y de casi 0,9 m/s en la superficie, y un 1% del tiempo se superan intensidades de 0,8 m/s en el fondo y 1,3 m/s en superficie, siendo las zonas donde esto sucede la costa uruguaya y la zona central del Río de la Plata.

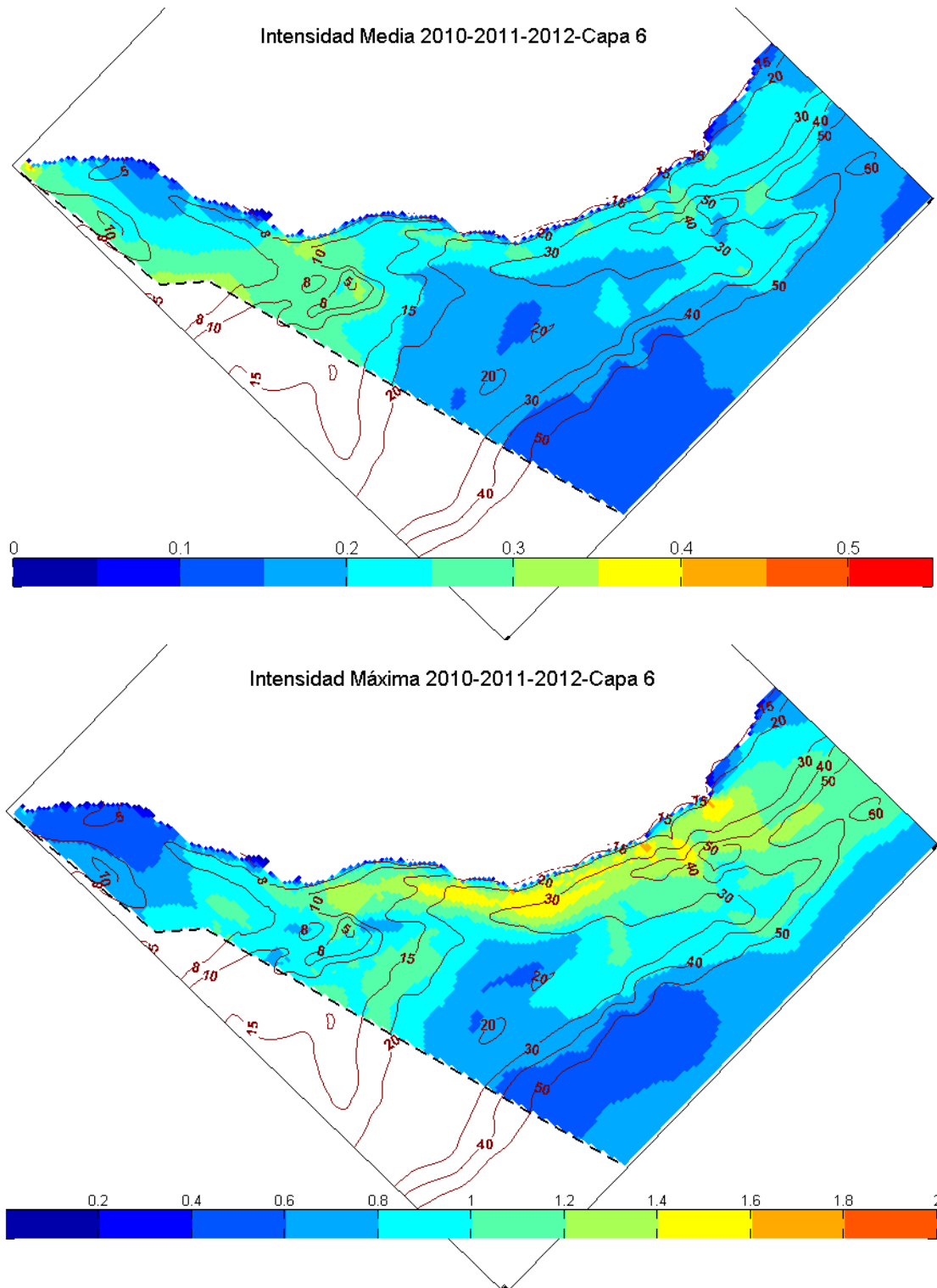


Figura 54: Intensidad media (m/s) para los años 2010-2011-2012 (Panel superior) e intensidad máxima (m/s) para los años 2010-2011-2012 (Panel inferior).

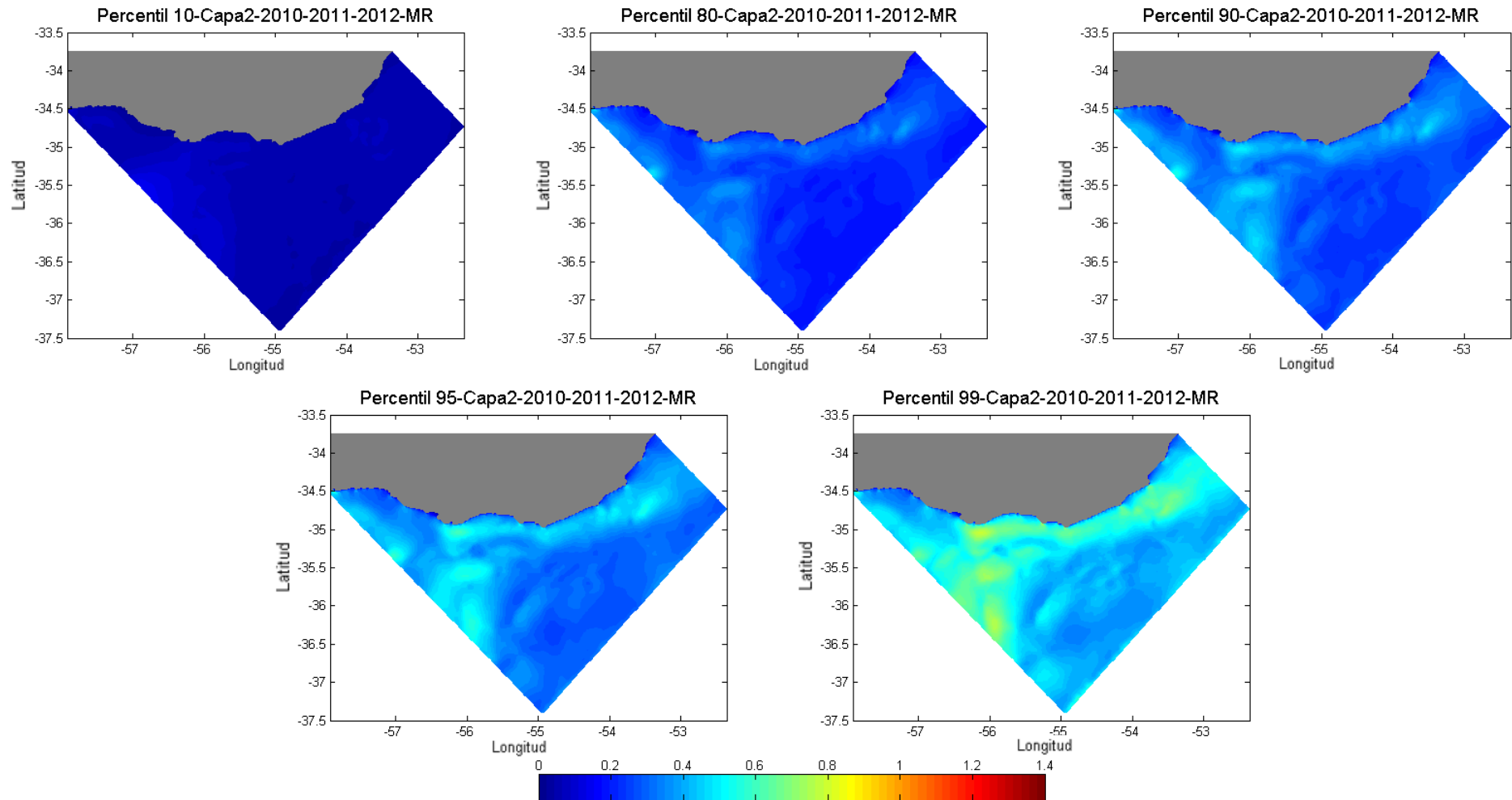


Figura 55: Distribución espacial de los percentiles 10, 80, 90, 95 y 99, de la intensidad (m/s) en la capa 2 (cercana al fondo) para los años 2010, 2011 y 2012.

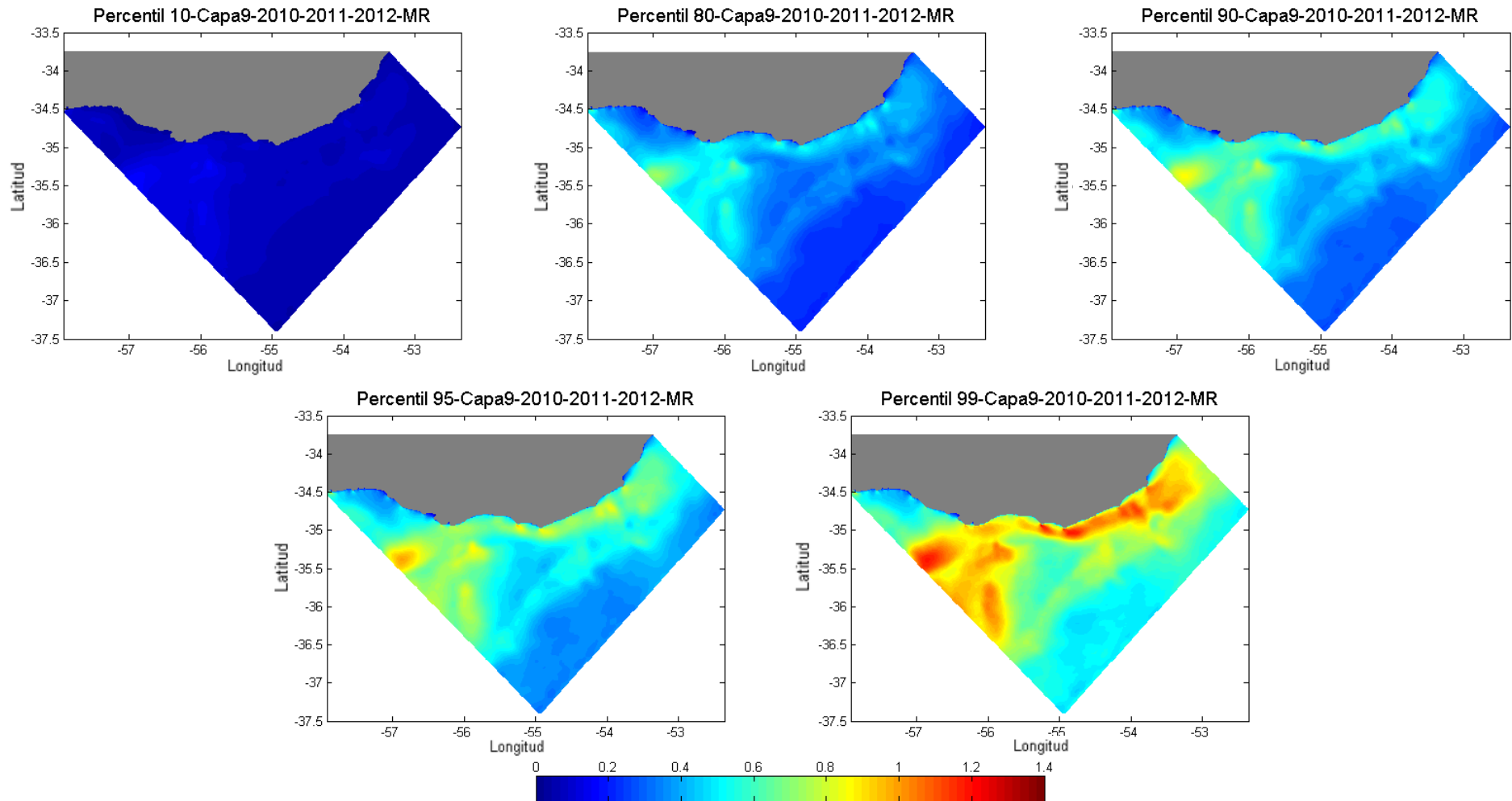


Figura 56: Distribución espacial de los percentiles 10, 80, 90, 95 y 99, de la intensidad (m/s) en la capa 9 (cerca a la superficie) para los años 2010, 2011 y 2012.

En la Figura 57 y Figura 58 se presenta la distribución espacial del percentil 95 en la capa 2 y en la capa 9, respectivamente, y señalado en rojo las zonas donde se obtienen los valores mayores. Se observa que las zonas de percentiles más altos para ambas capas coinciden en gran parte. En la capa 2, en la zona señalada el 95% de los valores de intensidad caen en el rango entre 0,5 m/s y 0,7 m/s. En la capa 9, en la zona señalada anteriormente el 95% de los valores de intensidad caen en el rango entre 0,6 m/s y 0,9 m/s.

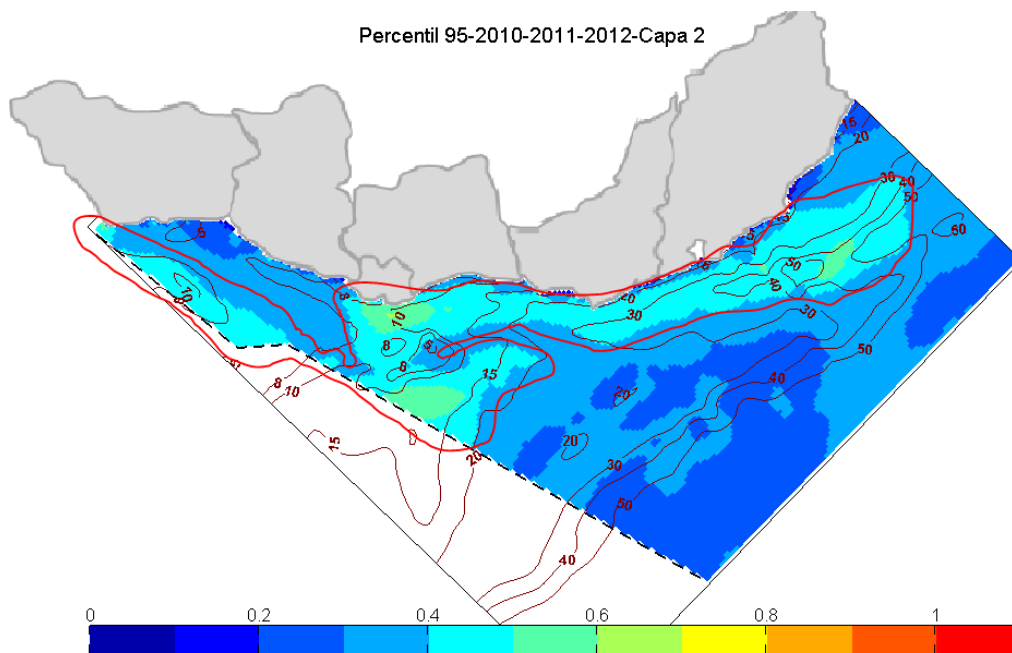


Figura 57: Valores de percentil 95 de intensidad (m/s) en el fondo marcando la zona de mayores valores.

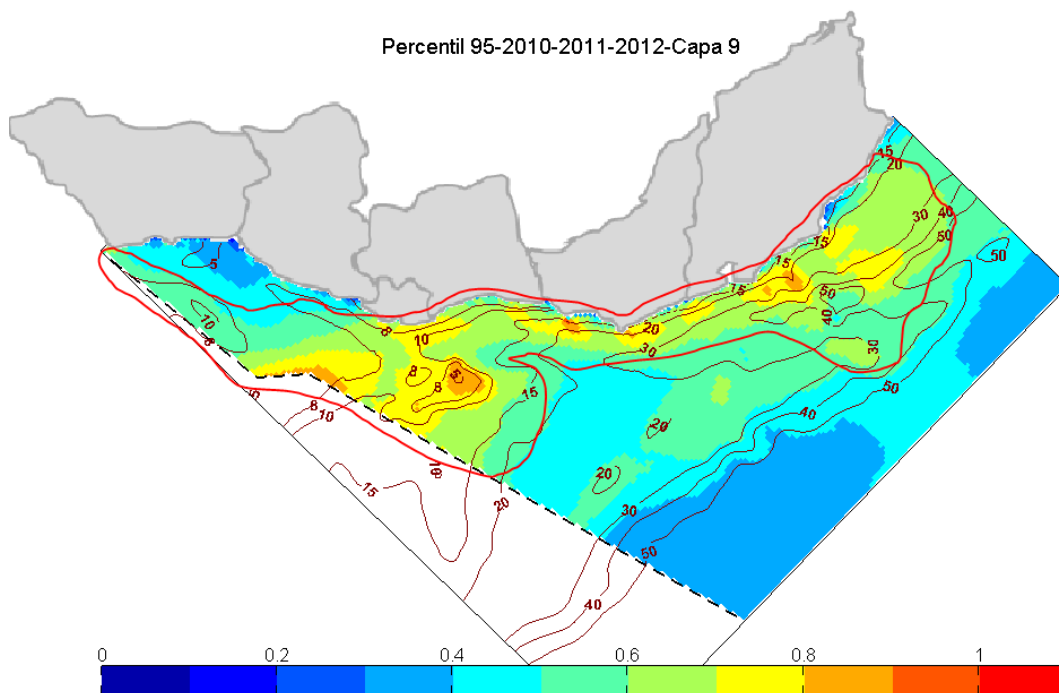


Figura 58: Valores de percentil 95 de intensidad (m/s) en la superficie marcando la zona de mayores valores.

4.5 Síntesis

Con los resultados obtenidos a partir de los tres años simulados se observan varios aspectos relativos al comportamiento de las corrientes en el Río de la Plata.

En las figuras que presentan el perfil de velocidad, salinidad y variación temporal de las componentes horizontales de la velocidad en la capa 6, en distintos períodos de los 3 años, y distintos puntos (Montevideo, Punta del Este y La Paloma), se muestran las diferentes hidrodinámicas que se dan en la costa uruguaya. Se puede ver la mayor o menor influencia de marea meteorológica, así como la posible relación entre los aumentos o disminuciones de velocidad con entradas o salidas de agua más dulce o más salada. En MVD la variación temporal de corrientes está regulada por la componente semidiurna de la marea astronómica, la salinidad se caracteriza por valores generalmente bajos con ingreso de agua salada durante ciertos eventos y la corriente varía espacialmente no teniendo una dirección principal. En PTE la variación temporal de las corrientes el efecto de la marea astronómica es menor que en MVD y los eventos de marea meteorológica dominan el flujo. Además se observan variaciones de salinidad por ingresos de agua más dulce proveniente del Río de la Plata durante los cuales aumenta la intensidad de flujo. En LPa la variación temporal de la corriente presenta una baja influencia de la marea astronómica con eventos de mayores intensidades que coinciden en varios casos con una disminución de la salinidad.

Se obtuvieron los campos de intensidades residuales anuales, mensuales y semestrales. Se observa que el año 2010 es el que presenta mayores intensidades residuales, y el 2012 el que presenta las menores. Se observa la existencia de un posible patrón de intensidades residuales anuales que varía con la profundidad. Hacia la superficie se observan intensidades residuales más altas en la zona de la costa de Montevideo hasta Piriápolis y en la zona central del Río de la Plata en dirección saliente hacia el Océano Atlántico, y otra zona de intensidades residuales altas en la zona sur de la costa Argentina. En el fondo en cambio, el patrón muestra mayores intensidades sobre la costa uruguaya pero con flujo entrante hacia el Río de la Plata característico de una dinámica de estuario influida principalmente por la circulación gravitacional. Este patrón se repite con los residuales mensuales de cada año y los semestrales.

Para caracterizar la variabilidad temporal de las corrientes se trabaja con las series de intensidad de corriente obteniendo en cada celda de la malla a distintas profundidades la intensidad máxima, la intensidad media, y los percentiles 10, 80, 90, 95 y 99. Analizando las figuras obtenidas para la distribución de la intensidad media y máxima, se observa que la relación entre la intensidad y las zonas no varía con la profundidad, lo cual permite el análisis de la distribución de corrientes tomando en cuenta una sola capa; se seleccionó la capa 6. Las intensidades medias para cada año tienen una distribución muy similar. Las intensidades medias para los 3 años muestran una distribución muy similar a la de cada año. Se observan intensidades medias en el rango de 0,1 m/s a 0,2 m/s en la zona oceánica, intensidades medias en el rango de 0,25 m/s a 0,35 m/s en toda la franja costera adentrándose hasta la batimétrica 40 en la zona de Cabo Polonio y en la zona central del Río de la Plata. Las intensidades máximas alcanzan 1,6 m/s en la franja costera desde Santa Lucía hasta Cabo Polonio, llegando en algunas zonas hasta los 2 m/s.

5 Actividades, usos y biodiversidad en el Río de la Plata

5.1 Actividades y usos

La información expuesta en este capítulo fue extraída del “Análisis diagnóstico transfronterizo del Río de la Plata y su Frente Marítimo” realizado por FREPLATA (FREPLATA, 2004) y de “La planificación espacial marina como herramienta de gestión” (Echevarría et al, 2015). Se intenta concentrar la información que es relevante para nuestra zona de estudio.

Las actividades y usos que se realizan en el Río de la Plata se pueden clasificar en dos grupos de acuerdo a la planificación espacial marina (PEM de aquí en adelante):

- a) Las que implican infraestructuras permanentes, sean expuestas o sumergidas: cables o tuberías submarinos (emisarios), entre otros.
- b) Las actividades que no implican infraestructuras permanentes y se asocian a tipos de usuarios, tales como la navegación, la pesca y la maricultura, el turismo, exploración de petróleo y gas, entre otros.

5.1.1 Infraestructuras

La PEM plantea que el Río de la Plata y el Frente Marítimo tienen dos tipos de sistemas de infraestructuras fija, expuesta y sumergida. La infraestructura expuesta se compone de la infraestructura portuaria, la defensa costera en general y los parques eólicos. La infraestructura que se encuentra sumergida incluye los cables y tuberías.

Dentro de las infraestructuras se tiene:

- Puertos
- Parques eólicos offshore (se están desarrollando estudios en el Banco Inglés)
- Terminales de gas natural
- Cables y tuberías submarinas.
- Emisarios subacuáticos

5.1.2 Usuarios del Río de la Plata

Dentro de las actividades que no implican infraestructuras permanentes la PEM incluye:

- La pesca y la maricultura
- La navegación: la misma puede ser subdividida en diferentes sub-usos como transporte marítimo y zona de alijo, complemento y de transferencia de carga.
- Turismo
- Extracción de arena y grava
- Exploración de petróleo y gas
- Maniobras militares
- Dragado y eliminación de materiales de dragado

Según la PEM, los usos más demandantes son la pesca con una superficie de 120.998 km², el área de exploración de hidrocarburos con una superficie de 62.526 km² y la navegación en el canal de navegación segura con una superficie de 3.598 km².

En cuanto al patrón de la distribución de actividades, la PEM menciona que en el espacio marino uruguayo se pueden definir 5 zonas. Estas zonas se presentan en la Figura 59 y se describen a continuación:

1. Banda costera: donde se encuentra casi toda la infraestructura del Río de la Plata y el Frente Marítimo, puertos, emisarios, infraestructura asociada al turismo, etc.
2. Banda de alta intensidad: definida por una banda paralela a la costa Platense y Atlántica, pertenece al ambiente fluviomarino y costero. Concentra actividades como rutas de navegación, áreas de alijo, complemento y áreas de servicio, extracción de arena, tiene como actividad principal una zona de tránsito mercantil nacional e internacional, una zona de dragado, una zona de alto rendimiento pesquero, cables submarinos, etc.
3. Banda neutral: pertenece al ambiente costero, tiene pocos usuarios actualmente.
4. Banda potencial: altos valores de biodiversidad, pesca y exploración de petróleo, pertenece al ambiente de plataforma continental. Es una zona de pesca de alto rendimiento, con actividades nuevas como la exploración de petróleo y con áreas de servicios, cables submarinos, áreas acuáticas prioritarias, etc.
5. Banda talud: perteneciente al ambiente del talud, y tiene actividades nuevas como la exploración de petróleo, cables submarinos, etc. Esta zona no tiene mucha información disponible, pero desde el punto de vista eco sistémico existen áreas relevantes.

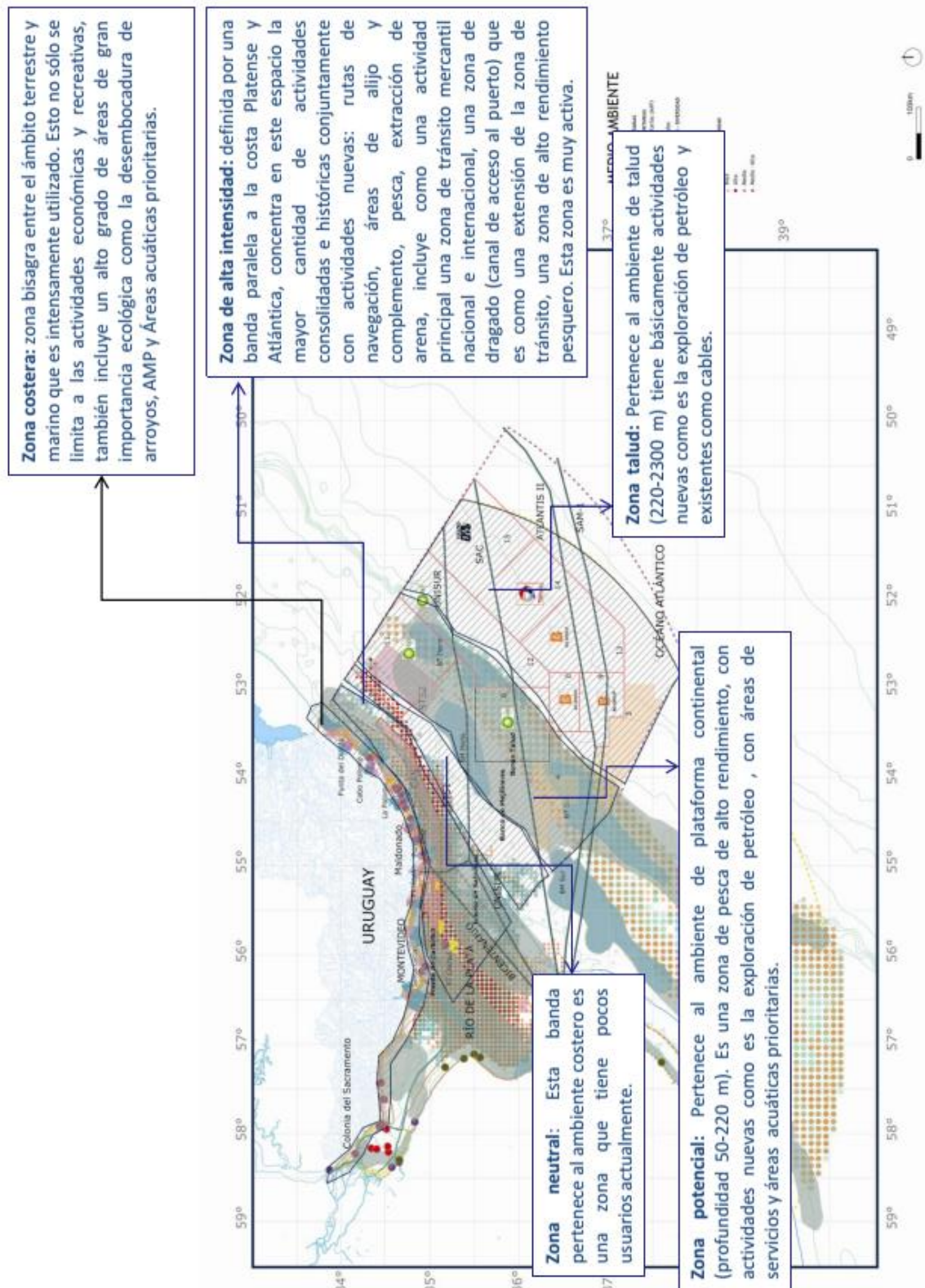


Figura 59: Bandas definidas según patrón de actividades (extraído de Planificación espacial marina (Echevarría et al, 2015)).

5.1.3 Mapeo de Actividades

Con el objetivo de visualizar mejor la interacción de las actividades y usos, se extrae del artículo de la PEM la Figura 60, donde se muestra la distribución espacial donde se desarrollan las diferentes actividades en el Río de la Plata y el Frente Marítimo.

Algunas de las actividades se describen a continuación siguiendo la bibliografía de la PEM:

- Pesca y maricultura: las actividades pesqueras consisten en la navegación hacia la zona de pesca, la captura de peces, los intervalos y desplazamientos entre los períodos de captura y el regreso al puerto de pesca. La flota de pesca se puede dividir en pesca artesanal y pesca industrial. La pesca artesanal utiliza dos tipos de arte de pesca: la red de enmalle y el palangre de fondo, realizando sus actividades en aguas continentales y costeras del Río de la Plata y Océano Atlántico. La flota pesquera industrial se puede dividir en 4 grandes categorías (A, B, C, D) de acuerdo a la potencia de los barcos y recursos explotados. La categoría A utiliza portones, mientras que la B opera bajo la modalidad “en parejas”, es decir, dos buques que remolcan una única red de arrastre. La categoría A es para buques cuyo objetivo es la merluza, la categoría B tiene como especies objetivo la corvina y la pescadilla, la categoría C la comprenden los buques de pesquerías no tradicionales, y la categoría D la integran los buques que operan fuera de las aguas jurisdiccionales de la República Oriental del Uruguay. La actividad de la flota categoría B se realiza principalmente en el Río de la Plata, y a lo largo de la zona costera uruguaya y en el Océano Atlántico. La flota de categoría B se concentra, principalmente, en Montevideo, Punta del Este y el Banco Inglés.
- Turismo: el turismo se divide en turismo de sol y playa, y pesca deportiva y recreativa. El turismo de sol y playa se distribuye en toda la costa uruguaya con puntos más intensivos en los departamentos de Canelones, Maldonado y Rocha.
- Áreas de alijo y complemento: son las áreas designadas para que los buques puedan estacionarse a lo largo de las rutas de navegación. Esto sucede sobre todo cuando están en espera de un permiso para entrar al puerto o cuando realizan el abastecimiento de combustible en alta mar.
- Emisarios subacuáticos: actualmente existe el emisario Punta Carretas, el emisario Punta del Este y Costa Canaria. Está en proyecto el emisario Punta Yeguas y otro en la zona de El Palenque, Rocha.
- Cables y tuberías submarinos: con el desarrollo de los servicios como el de telecomunicaciones, electricidad, gas y petróleo, resulta cada vez más necesaria la instalación de cables y tuberías en el fondo del mar con el fin de evitar conflictos sobre la tierra. Actualmente existen 5 cables de comunicaciones activos, “SAC”, “UNISUR”, “Bicentenario”, “Sam-1” y “Atlantis II”.
- Terminales de gas natural: Dado que se ha tornado difícil encontrar terreno disponible cerca de núcleos urbanos para instalar una planta de gas, la industria ha dedicado gran atención al desarrollo de tecnologías que permitan la instalación de estas plantas mar adentro, convenientemente alejadas de la costa. En la terminal de gas de Punta Sayago está prevista la creación de un puerto seco, zona industrial y puerto libre. La creación

de esta terminal implica la construcción de gasoductos que conecten los depósitos de gas.

- Parques eólicos offshore: Son conjuntos de aerogeneradores instalados en el mar abierto, con el objetivo de generar energía eléctrica, que es transmitida a la costa a través de cables subacuáticos. No existen parques instalados, pero se están desarrollando estudios en el Banco Inglés.

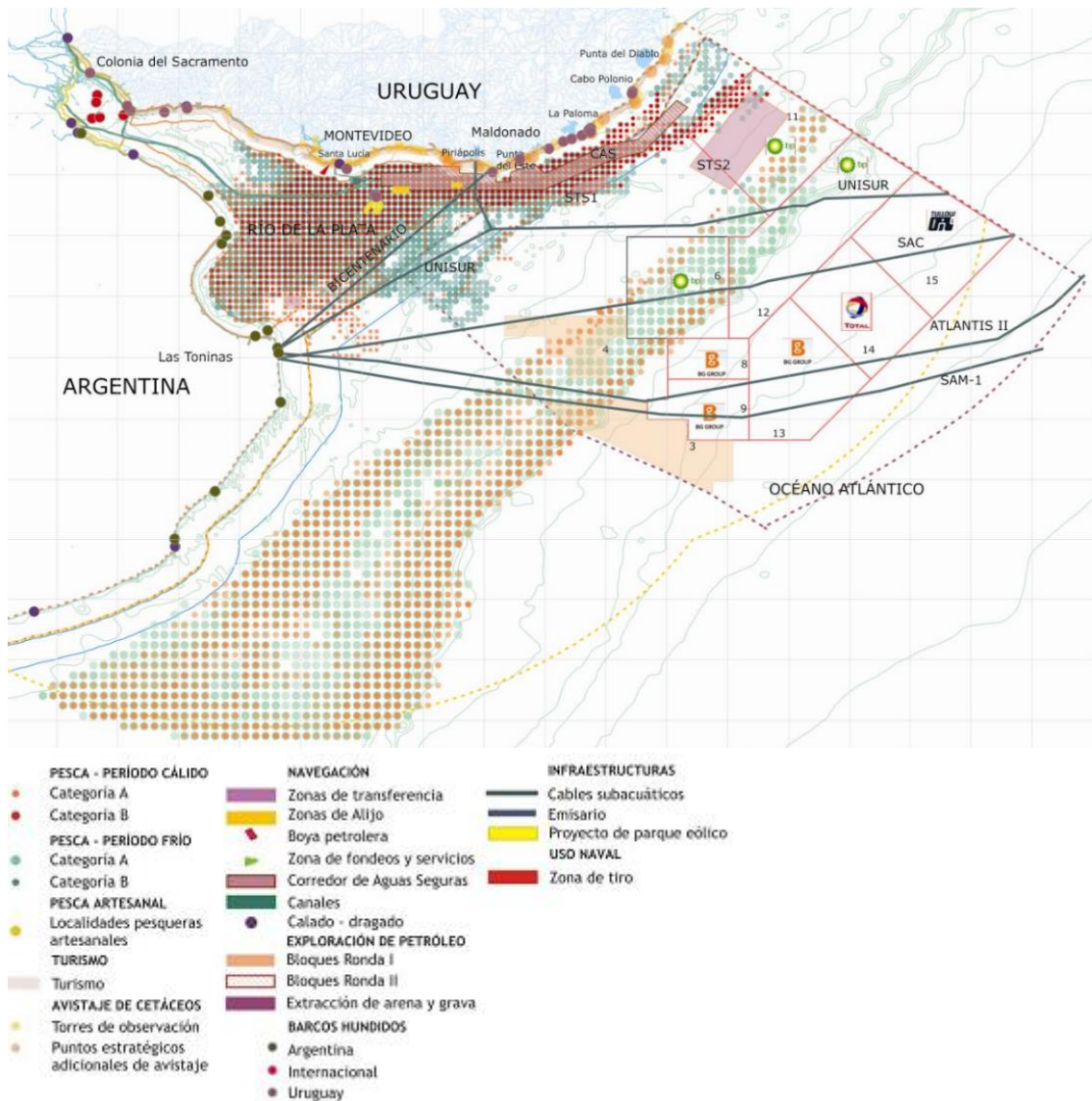


Figura 60: Interacción de usos en el Río de la Plata (modificado de PEM (Echevarría et al, 2015)).

5.2 Biodiversidad

De acuerdo a FREPLATA, numerosas especies fluviales, costeras y marinas desarrollan su ciclo en el Río de la Plata y el Frente Marítimo, dentro de las cuales se destacan varias por su rol ecológico (Mejillón azul), reconocimiento social y valor de conservación (Lobos marinos), y valor

económico (corvina). También afirma que el área recibe varias especies migratorias, muchas de ellas de alto valor de conservación y reconocimiento internacional, como la ballena franca, tortugas marinas, albatros, petreles y gaviota cangrejera.

El Río de la plata y su Frente Marítimo incluyen importantes áreas en las que se pescan especies fluviales y marinas. Cinco especies sustentan pesquerías de importancia local para pescadores comerciales y deportivos de ambos países: sábalo, boga, pejerrey, patí y dorado. En el Río de la Plata exterior y en su Frente Marítimo las especies con mayor relevancia comercial son la corvina, merluza, calamar, lenguado y pescadilla.

El ambiente fluviomarino Barra del Indio, la desembocadura del Santa Lucia, y la Bahía de Samborombon son áreas de reproducción y cría para muchas especies. El frente salino de superficie es otra de las zonas importantes de reproducción para algunos peces, y área de alimentación para otros. En la Figura 61 se presenta el grafico extraído de FREPLATA donde se muestran las zonas de reproducción y cría para diferentes especies en el Río de la Plata. Se puede ver que toda la costa oceánica uruguaya y una banda que va desde la desembocadura del Santa Lucía hasta la Bahía de Samboronbón en Argentina son zona de reproducción y cría de varias especies.

El análisis de FREPLATA realiza la identificación de las AAP (áreas acuáticas prioritarias) sobre la base de 3 criterios ecológicos: riqueza de especies, especies de particular interés, y procesos poblacionales y ecosistémicos. FREPLATA basa el proceso de valoración de las AAP en la evaluación de 14 indicadores, llegando a la distribución de áreas acuáticas prioritarias presentada en la Figura 62. Se pueden observar grandes áreas acuáticas prioritarias a lo largo de casi la totalidad de la costa uruguaya, encontrándose núcleos de prioridad en Santa lucía, Piriápolis, Punta del Este y Cabo Polonio. También se presentan áreas acuáticas prioritarias en gran parte de la zona central del Río de la Plata, presentando también un núcleo de prioridad. Resulta importante destacar que gran parte de nuestra zona de interés (mar territorial uruguayo) es un área acuática prioritaria.

Para identificar áreas críticas, que se corresponden con áreas de gran valor ecológico y alto nivel de amenaza, FREPLATA intenta integrar en un único indicador el valor ecológico y el nivel de amenaza para la biodiversidad en cada área acuática prioritaria (AAP). En la Figura 63 FREPLATA presenta la distribución obtenida. Se puede ver que la costa uruguaya desde Santa Lucia hasta Cabo Polonio presenta un nivel de riesgo a la biodiversidad medio. Alejándose de la costa se encuentran zonas de nivel de riesgo a la biodiversidad medio. En la zona central de Río de la Plata se observa una pequeña zona con un nivel de riesgo medio, y un gran área con nivel de riesgo bajo.

La integración del valor ecológico y el nivel de riesgos FREPLATA lo realiza través de un indicador de nivel crítico. En la Figura 64 se presentan los niveles críticos obtenidos para el Río de la Plata y su Frente Marítimo. Se observan niveles críticos bajos en Punta del Este y Cabo Polonio, un nivel crítico medio en la zona de Piriápolis y un nivel crítico alto cerca de Santa Lucia, y en parte del área central del Río de la Plata.

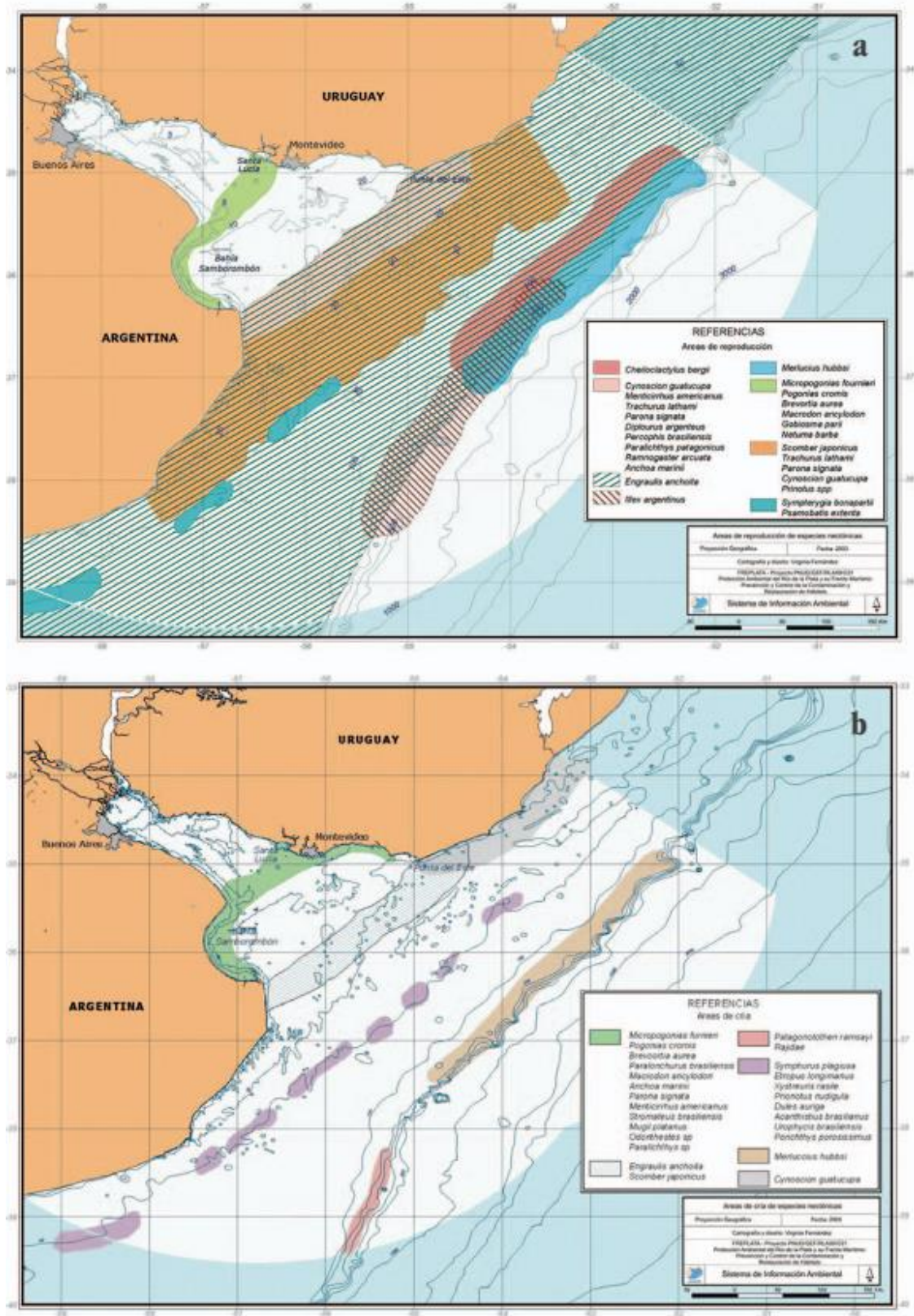


Figura 61: Principales áreas de reproducción (a) y cría (b) para especies neárticas (peces y calamares) (extraído de FREPLATA (FREPLATA, 2004)).

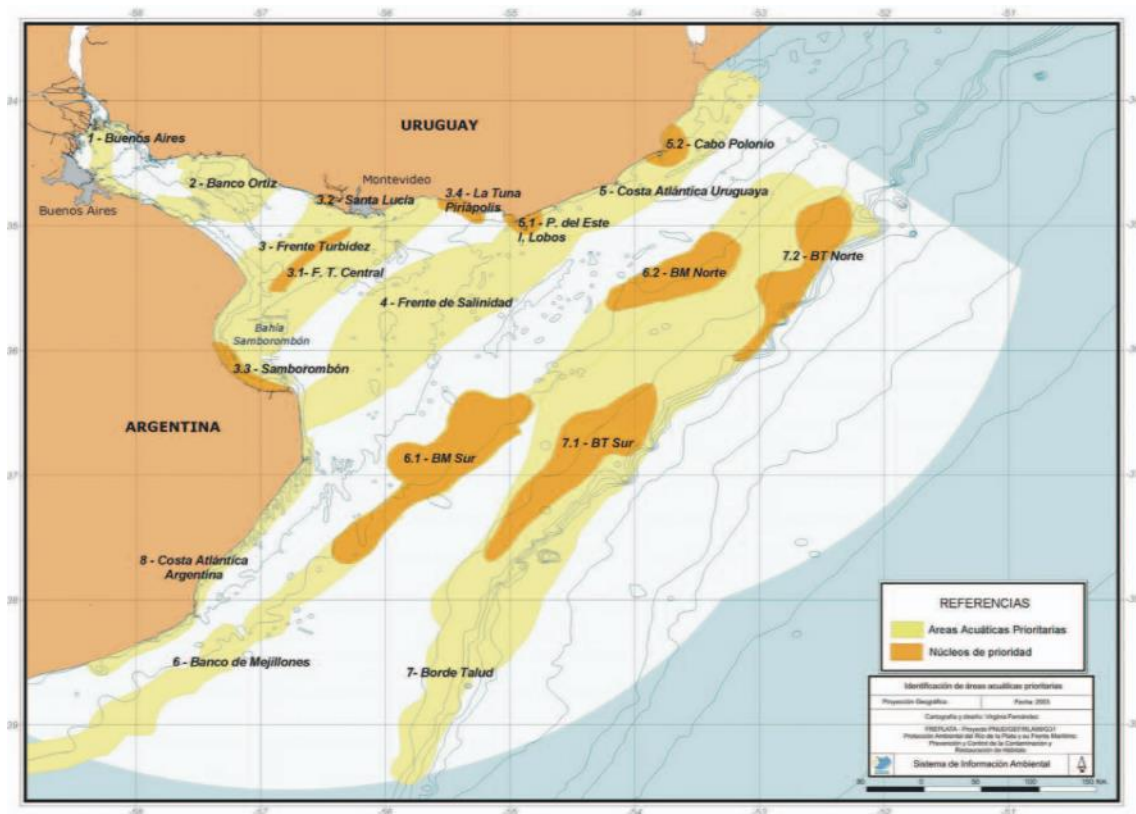


Figura 62: Áreas acuáticas prioritarias (AAP) y núcleos identificados en el Río de la Plata y su Frente Marítimo (extraído de FREPLATA (FREPLATA, 2004)).

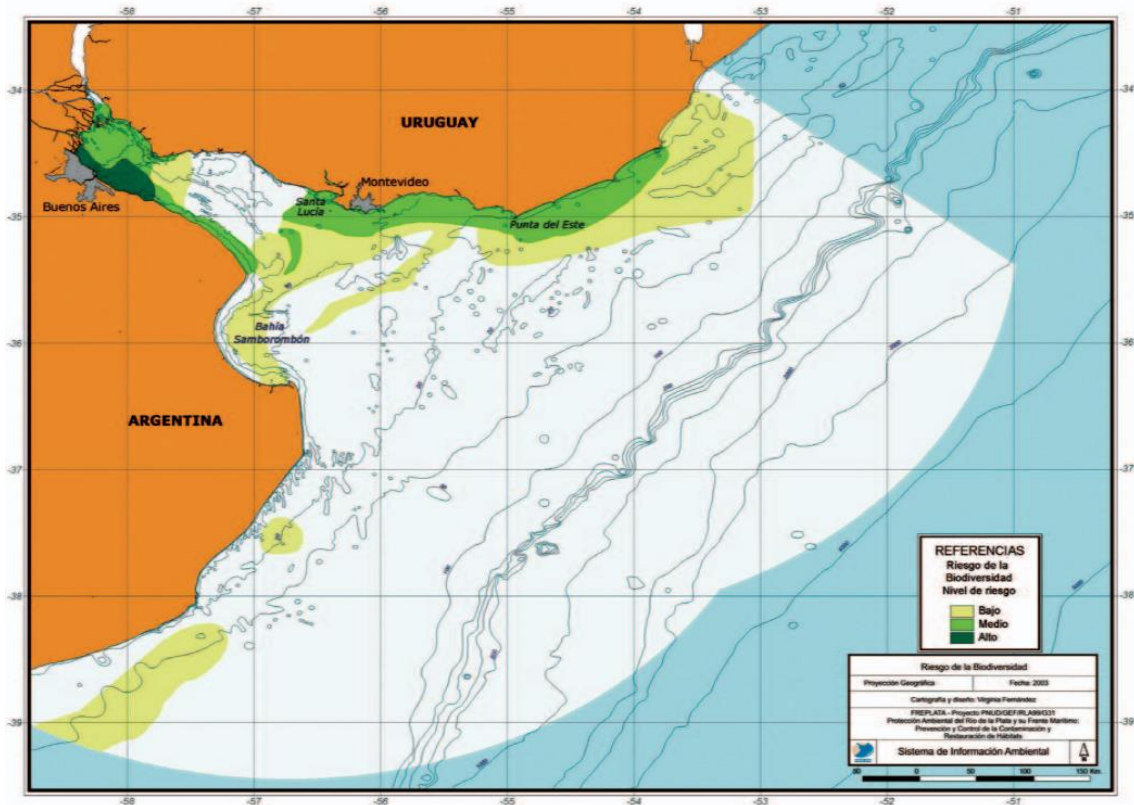


Figura 63: Niveles de riesgo para biodiversidad (extraído de FREPLATA (FREPLATA, 2004)).

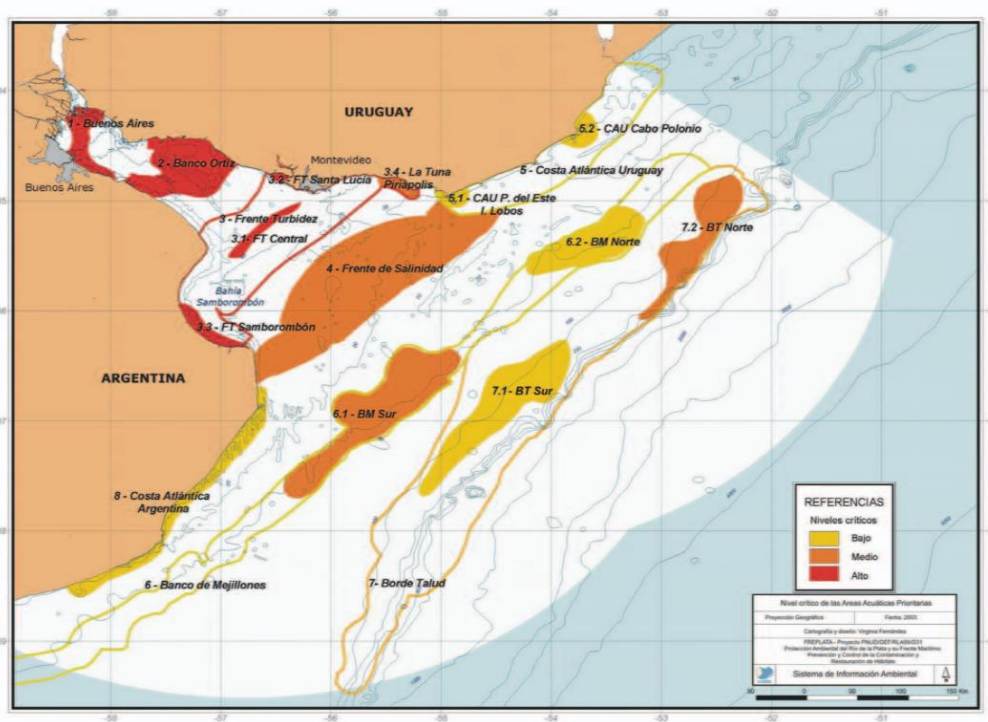


Figura 64: Evaluación del nivel crítico de las AAP identificadas (extraído de FREPLATA (FREPLATA, 2004)).

5.3 Síntesis

En este capítulo se presentaron las principales características en cuanto a usos y actividades que se realizan en las aguas territoriales uruguayas, y en cuanto a biodiversidad en las mismas, en base a bibliografía especializada en el tema. Esta información se considera relevante para determinar zonas de generación de energía hidrocínética que sean compatibles con el ambiente y con otras actividades que se realizan en la zona.

En la zona costera es donde se encuentra casi toda la infraestructura del Río de la Plata y el Frente Marítimo, puertos, emisarios, infraestructura asociada al turismo, etc. Por otra parte en la zona de alta intensidad cercana a la costa se concentran rutas de navegación, áreas de alijo, complemento y áreas de servicio, actividades como extracción de arena, e incluye zona de tránsito mercantil nacional e internacional, una zona de dragado, una zona de alto rendimiento pesquero, cables submarinos, etc.

En cuanto a biodiversidad la costa uruguaya desde el río Santa Lucía hasta Cabo Polonio presenta un nivel de riesgo a la biodiversidad medio. En la zona central del Río de la Plata se encuentra una zona con un nivel de riesgo medio y una gran área con nivel de riesgo bajo. Por otra parte, se han identificado niveles críticos para las áreas acuáticas prioritarias (prácticamente todo el mar territorial uruguayo es un área acuática prioritaria): la zona de Punta del Este y Cabo Polonio presenta una nivel crítico bajo, la zona de Piriápolis un nivel crítico medio y cerca de Santa Lucía y en parte del área central del Río de la Plata el nivel crítico es alto.

6 Zonificación propuesta

6.1 Metodología

El objetivo de esta sección es identificar las zonas potenciales para la obtención de energía hidrocinética en base a los resultados del modelo numérico sobre las corrientes (Capítulo 5) y la caracterización de usos, actividades y biodiversidad (Capítulo 6) en el mar territorial uruguayo. En primer lugar se seleccionan las zonas en base a las mayores intensidades obtenidas con el modelo en la capa 6, y posteriormente se toman en cuenta otros factores, como lo son los usos en cada zona, y las condiciones medio ambientales, para luego realizar un estudio de interacción entre los mismos.

La zonificación se realiza a partir de la información obtenida para la intensidad media de los 3 años simulados. Como ya fue explicado, la zonificación se realiza a partir de la capa 6 dado que la relación entre las intensidades y las zonas no varía con la profundidad.

En la Figura 65 se delimitan con rojo las zonas con mayor intensidad media. Al estudiar las intensidades, interacción de usos y medio ambiente, en cada zona seleccionada, se observa que dentro de las mismas existen dinámicas muy diferentes por lo cual se pasa a dividir algunas de ellas (zona 1, zona 2 y zona 3) en diferentes sub zonas, para de este modo caracterizarlas mejor. Esta subdivisión se presenta en la Figura 66.

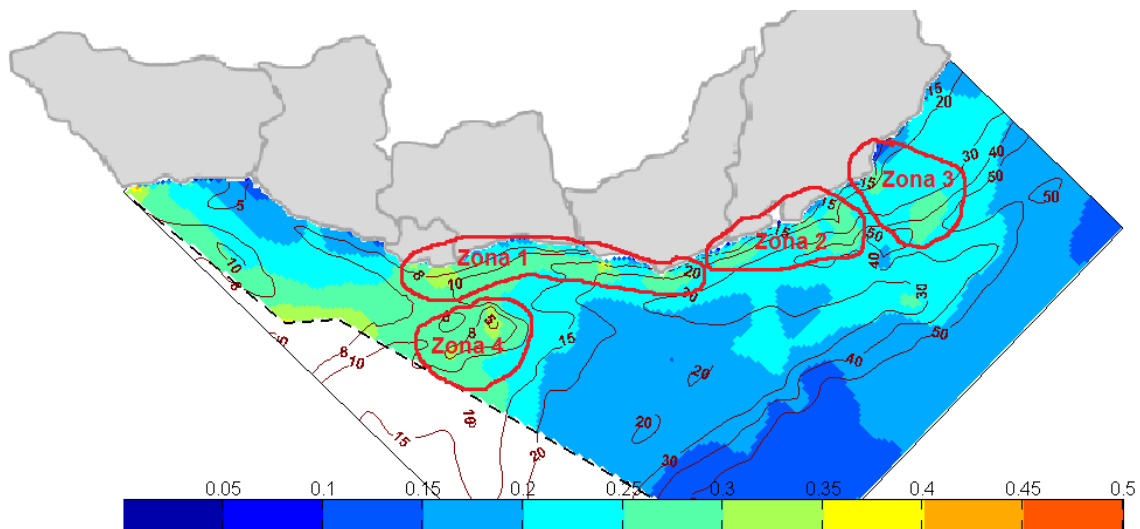


Figura 65: Delimitación de zonas con mayor intensidad media en la capa 6 para los años 2010-2011-2012.

Una descripción de las características de las intensidades de corrientes en cada zona se presenta en la Tabla 12. Analizando dichos resultados se puede llegar a una conclusión sobre cuáles serían las zonas de mayor potencialidad en base sólo a las intensidades de corriente:

- La sub-zona 1 de la zona 3 es la que presenta mayores intensidades máximas, entre 0,9 y 1,8 m/s.
- Respecto a intensidades medias, las zonas que resaltan son la sub-zona 1 de la zona 1, con intensidades entre 0,3 y 0,35 m/s y la zona 4, comprendiendo el mismo rango de intensidades.
- La zona con mayor percentil 95 es la sub-zona 3 de la zona 1, entre 0,5-0,9 m/s, y la zona 2 presenta también un rango interesante entre 0,5-0,8 m/s.
- La zona con mayor percentil 99 es la sub-zona 3 de la zona 1, y se pueden ver varios rangos que llegan hasta 1 m/s en sub-zona 2 de la zona 1, y en la zona 2 y zona 3 en sus totalidades.

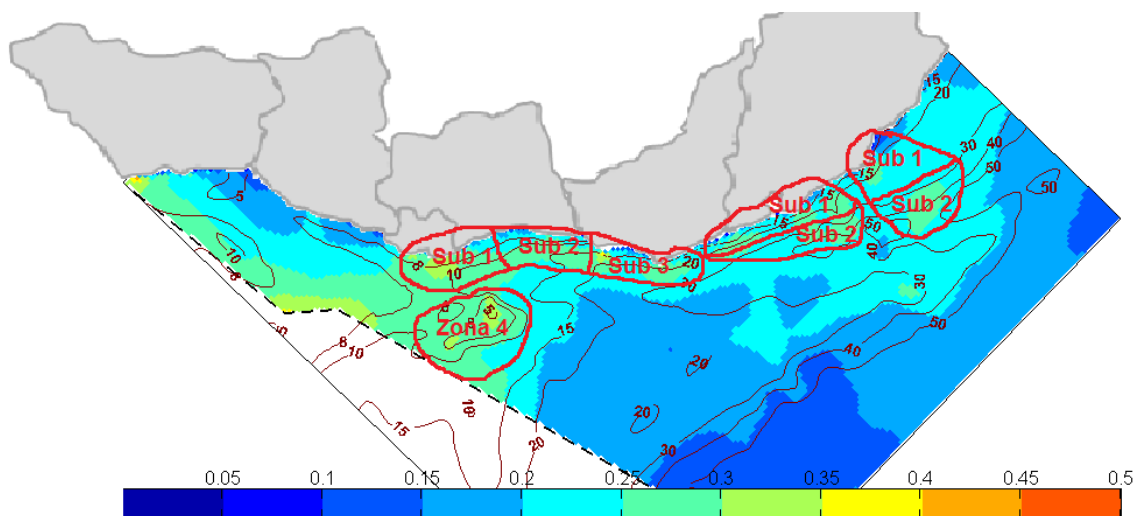


Figura 66: Delimitación de sub zonas con mayor intensidad media en la capa 6 para los años 2010-2011-2012.

DIAGNÓSTICO DE VELOCIDADES (m/s)								
	ZONA 1			ZONA 2		ZONA 3		ZONA 4
	Sub zona 1	Sub zona 2	Sub zona 3	Sub zona 1	Sub zona 2	Sub zona 1	Sub zona 2	
INTENSIDAD MÁXIMA	0,9-1,4	0,9-1,6	1-1,7	0,9-1,7	0,9-1,7	0,9-1,8	0,9-1,4	0,9-1,2
INTENSIDAD MEDIA	0,3-0,35	0,25-0,3	0,25-0,3	0,25-0,3	0,25-0,3	0,25-0,3	0,25-0,3	0,3-0,35
PERCENTIL 10	0,05-0,1	0,04-0,09	0,05-0,08	0,05-0,08	0,06-0,08	0,04-0,08	0,06-0,08	0,08-0,13
PERCENTIL 80	0,3-0,55	0,3-0,45	0,3-0,55	0,3-0,45	0,3-0,5	0,3-0,5	0,4-0,45	0,4-0,45
PERCENTIL 90	0,4-0,6	0,45-0,55	0,4-0,65	0,4-0,55	0,45-0,6	0,35-0,6	0,45-0,6	0,45-0,55
PERCENTIL 95	0,5-0,7	0,5-0,7	0,5-0,9	0,5-0,8	0,5-0,8	0,5-0,7	0,6-0,7	0,5-0,7
PERCENTIL 99	0,6-0,9	0,6-1	0,7-1,2	0,6-1	0,7-1	0,6-1	0,7-1	0,6-0,8

Tabla 12: Rango de intensidades (m/s) para cada zona y sub zona.

Habiendo definido las zonas según la intensidad, se analizan los diferentes usos que se realizan en cada zona, y las condiciones medio ambientales en ellas. En las Tablas 13 y 14 se presentan los resultados obtenidos. Con estas tablas se puede observar de forma más clara cuáles zonas son las que presentan más actividades, y si las mismas serían o no compatibles con el uso que se quiere implementar.

USOS Y MEDIO AMBIENTE							
ZONA 1			ZONA 2		ZONA 3		ZONA 4
Sub zona 1	Sub zona 2	Sub zona 3	Sub zona 1	Sub zona 2	Sub zona 1	Sub zona 2	
Pesca período cálido cat A y B	Pesca período cálido cat A y B	Pesca período cálido cat A y B	Boya petrolera	Pesca período cálido cat A y B	Pesca período cálido cat A y B	Pesca período cálido cat A y B	Pesca período cálido cat A y B
Pesca período frío cat A y B	Pesca período frío cat A y B	Pesca período frío cat A y B	Turismo	Pesca período frío cat A y B	Pesca período frío cat A y B	Pesca período frío cat A y B	Pesca período frío cat A y B
Zona de transferencia	Zona de transferencia	Zona de alijo	Barcos hundidos	Zona de transferencia	Turismo	Zona de transferencia	Puede haber cable subacuático
Zona de fondeos y servicios	Área de cría de especies	Cables subacuáticos	Riqueza específica de bentos >15	Peces demersales riqueza específica 13-15	Barcos hundidos	Áreas de reproducción	Proyecto parque eólico
Canales	Área con mayor abundancia de fitoplancton y zooplancton	Barcos hundidos	Riqueza específica de moluscos 9-12	Área de reproducción	Riqueza específica de moluscos	Áreas de cría	Riqueza específica peces demersales 13-15 16-18
Calado-dragado	Tortugas Marinas	Áreas de reproducción	Peces demersales riqueza específica 13-15	Área de cría	Peces demersales riqueza específica 13-15	Área acuáticas prioritarias	Áreas con mayor abundancia de fitoplancton y zooplancton
Zona de tiro	Áreas acuáticas prioritarias cubren casi toda la zona	Área de cría de especies	Área de reproducción	Área acuáticas prioritarias-Toda la Sub zona	Áreas de reproducción	Nivel de riesgo de la biodiversidad bajo-Toda la Sub zona	Áreas acuáticas prioritarias-Toda la Sub zona menos una franja al medio
Barcos hundidos	Núcleos de prioridad hacia la zona de Piriápolis	Banco costero de mejillones	Área de cría	Nivel de riesgo de biodiversidad medio-Gran parte de la Sub zona	Áreas de cría	Nivel crítico bajo-Línea	Nivel de riesgo bajo-Franja al medio
Áreas de reproducción	Nivel de riesgo de la biodiversidad medio cubre casi toda la zona	Área de concentración de ballena franca	Área de concentración de ballena franca	Nivel de riesgo de biodiversidad bajo	Tortugas marinas		Nivel crítico medio-Mitad de la Sub zona hacia el frente de salinidad

Tabla 13: Interacción de usos (celeste) y medio ambiente (verde) en cada sub zona.

USOS Y MEDIO AMBIENTE							
ZONA 1			ZONA 2		ZONA 3		ZONA 4
Sub zona 1	Sub zona 2	Sub zona 3	Sub zona 1	Sub zona 2	Sub zona 1	Sub zona 2	
Área de cría de especies	Niveles críticos medios en la zona de Piriápolis	Lobos marinos	Banco costero de mejillones	Línea de nivel crítico	Área de concentración de ballena franca		
Área con mayor abundancia de fitoplancton y zooplancton		Núcleos de prioridad en Piriápolis y Punta del Este	Área acuática prioritaria-Toda la Sub zona		Lobos marinos		
Áreas acuáticas prioritarias		Nivel de riesgo de la biodiversidad medio	Nivel de riesgo de biodiversidad medio-Toda la Sub zona		Banco costero de mejillones		
Núcleo de prioridad alejado de la costa frente a Montevideo		Niveles críticos bajo			Área acuáticas prioritarias		
Una franja gruesa desde la costa que ocupa casi toda el área de la zona tiene un nivel de riesgo de la biodiversidad medio		Niveles críticos medios			Núcleo de prioridad- Gran núcleo alrededor de Cabo Polonio		
El resto de la zona presenta niveles de riesgo a la biodiversidad bajo					Nivel de riesgo de biodiversidad medio- En parte de la costa hacia Cabo Polonio		
Niveles críticos altos alejado de la costa frente a Montevideo					Nivel de riesgo de biodiversidad bajo- El resto de la Sub Zona		
					Nivel Crítico bajo- Gran zona alrededor de Cabo Polonio		

Tabla 14: Interacción de usos (celeste) y medio ambiente (verde) en cada sub zona (continuación).

6.2 Resultados

Se observa que las zonas donde se presentan más actividades, y además presentan gran relevancia para el ecosistema son, en su mayoría, las zonas cercanas a la costa. A medida que la zona de interés se encuentra más alejada de las costas hay interacción con algunos usos específicos y condiciones medio ambientales que pueden ser más compatibles con la obtención de energía hidrocínética.

De esta forma se concluye que las zonas que parecen ser más compatibles con la posible obtención de energía hidrocínética serían las que se presentan señaladas con rojo en la Figura 67, cuyas características principales se describen a continuación:

- **Sub-zona 2 de la zona 1.**

Presenta intensidades medias entre 0,25 y 0,3 m/s. Profundidad comprendida en el rango de 8 m hasta 15 m aproximadamente. Esta es una zona de transferencia y el único uso que se desarrolla en esta zona es la pesca. Es un área acuática prioritaria, y es una zona de cría de especies. Presenta un nivel de riesgo a la biodiversidad medio en gran parte de la zona.

- **Sub-zona 2 de la zona 2.**

Presenta intensidades medias entre 0,25 y 0,3 m/s. Profundidad comprendida en el rango de 30 m hasta 40 m aproximadamente, pudiendo alcanzar hasta los 50 m en ciertas zonas. Zona de transferencia cuyo único uso es la pesca. Es un área de reproducción y de cría de especies. Es un área acuática prioritaria en su totalidad, presenta algunas zonas de riesgo a la biodiversidad medio y bajo, alguna zona de nivel crítico medio.

- **Sub-zona 2 de la zona 3.**

Presenta intensidades medias entre 0,25 y 0,3 m/s. Profundidad comprendida en el rango de 30 m hasta 50 m. Al igual que las zonas anteriores, es un área de transferencia cuyo único uso es la pesca. Presenta áreas de reproducción y cría de especies. Es un área acuática prioritaria con un nivel de riesgo a la biodiversidad bajo.

- **Zona 4.**

Presenta intensidades medias entre 0,3 y 0,35 m/s. Profundidad comprendida en el rango de 5 m hasta los 10 m. Área donde se desarrolla la pesca, y pueden pasar cables subacuáticos. Es un área acuática prioritaria, y presenta abundancia de fitoplancton y zooplancton. El nivel de riesgo a la biodiversidad es bajo en la mayor parte de la zona, y presenta zonas de nivel crítico medio.

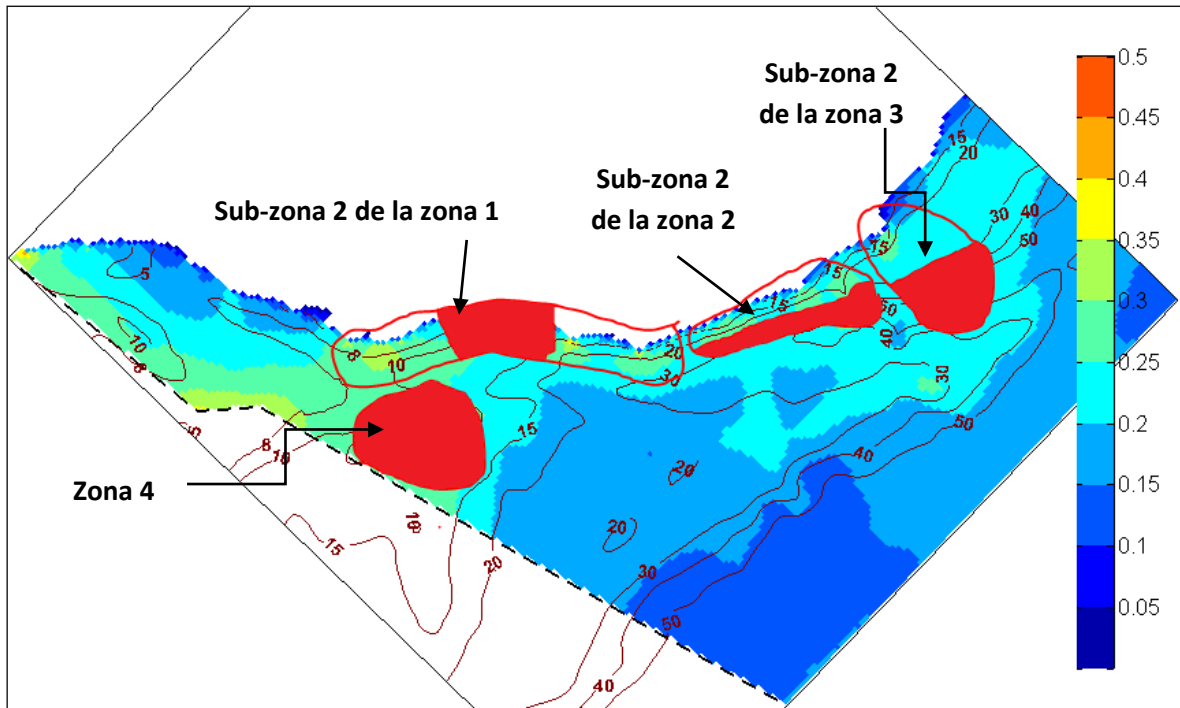


Figura 67: Zonas potenciales para la obtención de energía hidrocínética (señaladas en rojo).

7 Cuantificación del potencial

En este capítulo se realiza una cuantificación de la potencia para cada zona con potencial hidrocínético determinada en el Capítulo 7. En primer lugar se presenta la metodología utilizada y luego se presentan los resultados obtenidos para cada zona. Por último como síntesis se determina la energía anual en cada zona considerando un umbral de potencia de extracción. Este cálculo se realiza extendiendo los años utilizados hasta el momento en este trabajo. Se agregan al período analizado (2010, 2011 y 2012) los años 2012 y 2013 para aumentar la representatividad de los resultados.

7.1 Metodología

Para cuantificar el potencial energético se determina la potencia por unidad de área barrida (en la dirección vertical) considerando un dispositivo tipo turbina y un coeficiente de potencia de 0,4 (según la Ec. 16):

$$\frac{P}{A} = C_p \cdot \frac{\rho V^3}{2} \quad \text{Ec. 16}$$

Siendo: P la potencia (Watts); A el área barrida (m^2); C_p el coeficiente de potencia; V la intensidad de la corriente (m/s).

En este capítulo se tomará la velocidad de la corriente independientemente de su dirección; o sea, se supone que el dispositivo hidrogenerador se orientará en todo momento de forma de enfrentar la corriente de marea. Esta suposición es coherente con los mecanismos constructivos y sistemas de montaje habituales de los hidrogeneradores para mareas. En lo que sigue del texto se asumirá que la potencia es por unidad de área.

La densidad (ρ (gr/cm^3)) se considera variable y se calcula en función de los datos de salinidad obtenidos por el modelo a través de una ecuación de estado simplificada que depende de la temperatura (T ($^{\circ}C$)) y la salinidad (S (ups)) (Ec.17):

$$\rho = \frac{5890+38T-0.375T^2+3S}{(1779.5+11.25T-0.0745T^2)-(3.8+0.01T)S+0.0698(5890+38T-0.375T^2+3S)} \quad \text{Ec.17}$$

Para poder caracterizar desde el punto de vista energético las zonas seleccionadas previamente como potenciales para la extracción de energía hidrocínética se selecciona una celda de cálculo representativa de cada una. La elección de la celda se realiza considerando la mayor intensidad en la zona. En la Figura 68 se señalan los puntos representativos de cada zona para los cuales se extraen del modelo las series de intensidad de corriente y salinidad, y en la Tabla 15 se muestra la latitud y longitud de cada punto.

	Latitud	Longitud
Punto Zona 1	-34.89	-55.6787
Punto Zona 2	-34.7167	-53.8995
Punto Zona 3	-34.624	-53.4485
Punto Zona 4	-35.4196	-56.0796

Tabla 15-Latitud y Longitud de celda seleccionadas para analizar cada zona.

Se cuantifica el potencial de cada zona considerando que los hidrogeneradores tienen un umbral inferior de velocidades del agua por debajo del cual no generan energía eléctrica. El valor umbral depende del dispositivo; se calculan resultados para valores de umbral variable 0.3, 0.4, 0.5, 0.6 y 0.7 m/s. Para obtener determinados estadísticos se selecciona un umbral de 0.6 m/s.

Por último, a partir de la potencia se calcula la energía útil unitaria anual como la integral durante un año de la potencia que supera un umbral determinado. Este cálculo se realiza para los años 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014 en base a resultados del modelo numérico.

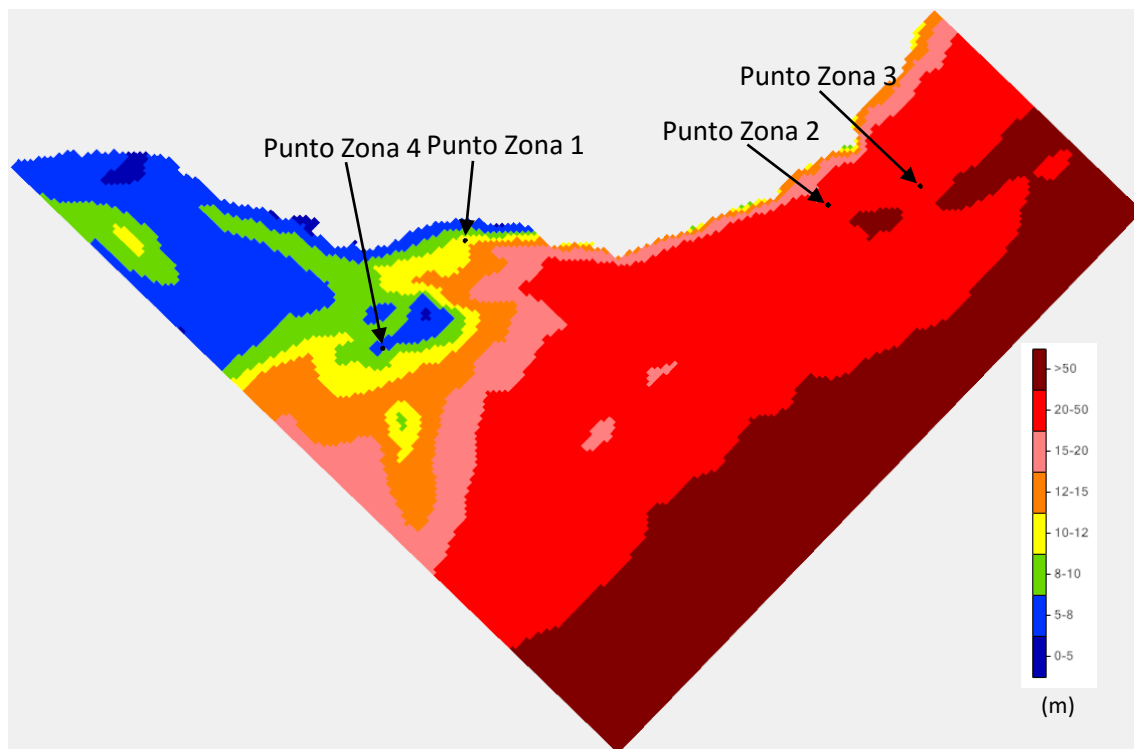


Figura 68: Celdas representativas de cada zona (1, 2, 3 y 4), seleccionadas para poder analizar el potencial energético de cada zona.

7.2 Resultados obtenidos

Previo a la caracterización del potencial en cada una de las zonas seleccionadas en el Capítulo 7 en la Figura 69 se muestran campos espaciales que indican el porcentaje de tiempo que se supera cierta velocidad (umbral) en todo el mar territorial uruguayo. Se muestran resultados para los umbrales 0,3 m/s, 0,4 m/s, 0,5 m/s, 0,6 m/s y 0,7 m/s para la capa 6 a lo largo de los 3 años simulados. Para el umbral de 0,6 m/s se observa que donde se supera durante más tiempo lo hace un 20% del mismo en una zona hacia el centro del Río de la Plata. Luego se observan zonas donde se supera esta intensidad aproximadamente un 10% del tiempo a lo largo de la costa uruguaya adentrándose hacia el océano en la zona de Cabo Polonio (denominada como zona 3 en la zonificación). Para el umbral 0,7 m/s ya no se encuentran zonas donde esta intensidad se supere un 20 % del tiempo; se pueden ver áreas donde la intensidad 0,7 m/s apenas se supera poco más que un 5% del tiempo a lo largo de la costa y hacia la zona central del Río de la Plata. Se observa que recién a partir del umbral 0,5 m/s hacia los umbrales menores, se pueden ver algunas zonas donde esta velocidad se supera durante más de un 20 % del tiempo. Hacia la zona central del Río de la Plata se observa una zona donde el umbral de 0,5 m/s se supera durante aproximadamente un 50 % del tiempo, además rodeando a esta zona se ven áreas donde la intensidad en cuestión se supera durante un 40% del tiempo. A lo largo de la costa (Zona 1) y adentrándose hacia el océano en La Paloma (Zona 2) y Cabo Polonio (Zona 3) se encuentran pequeñas áreas donde se supera durante más de 30% el umbral de 0,5 m/s.

III MODELACION DE LAS CORRIENTES

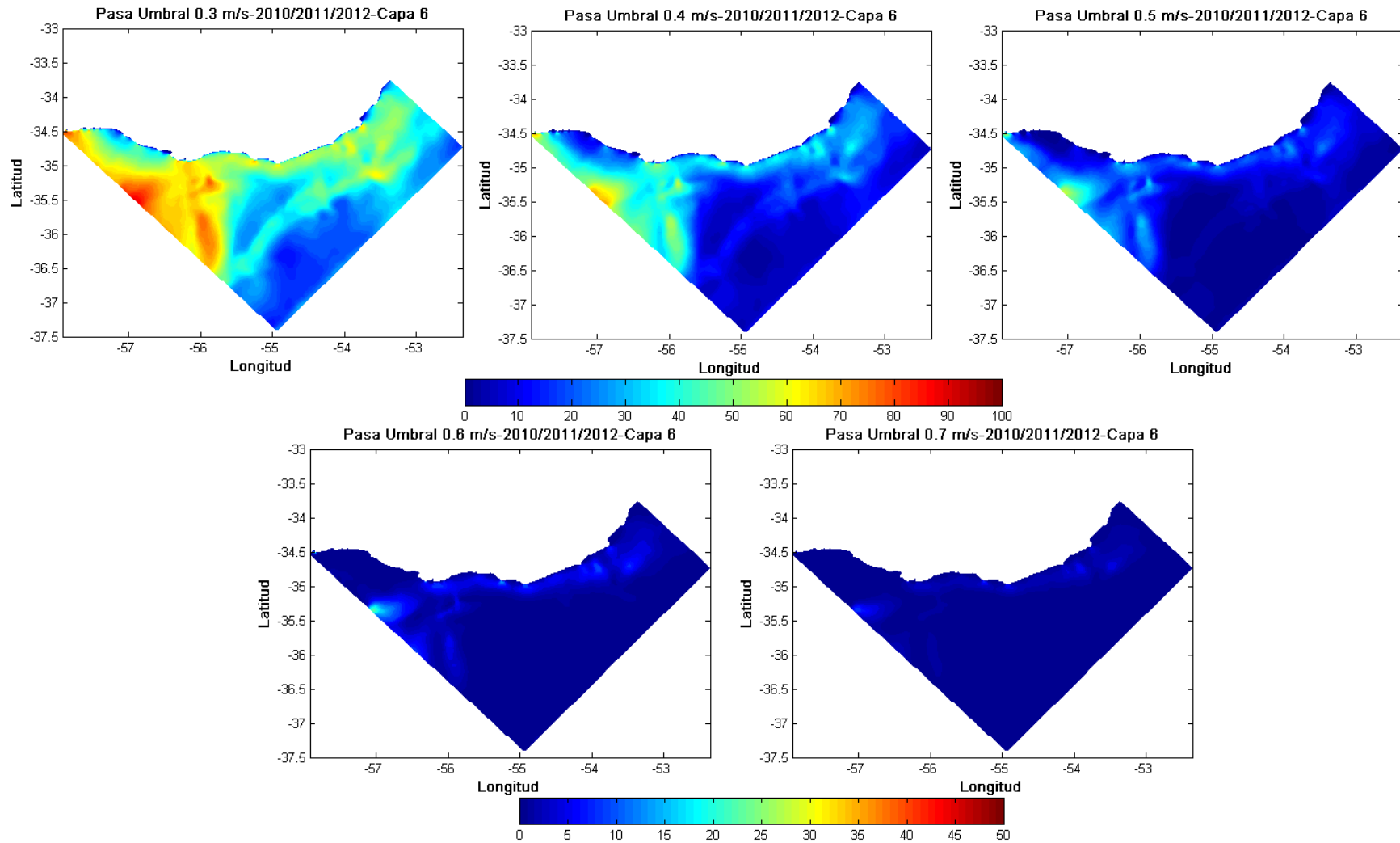


Figura 69: Porcentaje de tiempo que se superan los umbrales 0,3 m/s, 0,4 m/s, 0,5 m/s, 0,6 m/s y 0,7 m/s en la capa 6 durante los 3 años simulados (2010, 2011, y 2012).

Desde la Figura 70 hasta la Figura 81 se presenta en detalle la información de potencia e intensidad obtenida para cada una de las zonas de potencial energético seleccionadas en el capítulo anterior para cada año simulado. En cada figura se presenta la intensidad en el punto a lo largo del tiempo, la intensidad umbral la potencia disponible en la zona y la potencia umbral (la asociada a 0,6 m/s), el histograma de intensidad y su probabilidad acumulada.

En las Figuras 70, 71 y 72 se muestran los resultados para el punto representativo de la zona 1 en los años 2010, 2011 y 2012, respectivamente. Se observa que la potencia máxima instantánea en el año 2010 llega a los 260 W/m², en el 2011 a los 210 W/m² y en el 2012 pasa los 330 W/m². A pesar del resultado anterior, en el 2012 se ven pocos instantes donde se sobrepasen los umbrales de potencia e intensidad. Al observar los gráficos de frecuencia acumulada, se tiene que la probabilidad de superar la intensidad 0,6 m/s es menor a 5% (4,6%, 4,8% y 3,6% en 2010, 2011 y 2012, respectivamente).

Para el punto representativo de la zona 2 (Figura 73, Figura 74 y Figura 75), se tiene una probabilidad promedio alrededor de 0,09 (9% del tiempo) de superar la intensidad 0,6 m/s en los tres años. El pico más alto de potencia instantánea se alcanza en el año 2012 y es cercano a los 600 W/m², en el 2011 apenas pasa los 300 W/m² y en el 2010 se llega a superar los 500 W/m².

En el punto representativo de la zona 3 (Figura 76, Figura 77 y Figura 78) se tienen máximos de potencia instantánea que casi alcanzan los 400 W/m² en los 3 años. La probabilidad promedio de superación del umbral de 0.6 m/s en los 3 años es de 6,5%.

Por último, para el punto representativo de la zona 4 (Figura 79, Figura 80 y Figura 81) a lo largo de los 3 años se observa que el máximo de potencia instantánea que se alcanza apenas supera los 250 W/m². Además se puede ver que en el año 2012 no se llegan a superar en ningún momento los 200 W/m². La probabilidad promedio de superación del umbral 0,6 m/s en esta zona es de 4,9% del tiempo.

Por otra parte se observa que en las zonas 1, 2 y 3 en los tres años, el rango de intensidades de mayor ocurrencia comprende valores entre 0,10 m/s a 0,14 m/s. La zona 4 muestra un comportamiento diferente con rangos de intensidades más frecuentes de 0,22 a 0,26 m/s en 2010 y 2012, y de 0,26 a 0,30 m/s en 2011.

En la Tabla 15 se muestra el porcentaje de tiempo que se superan determinadas intensidades en cada zona a lo largo de los tres años simulados. Además, en la Figura 82 se agrupan los histogramas de cada zona, para los tres años. Se observa en la tabla que el punto en donde se alcanzan las mayores intensidades es el representativo de la zona 2, alcanzándose la intensidad 1,38 m/s, aunque sólo un 2% del tiempo. El punto cuya máxima intensidad es la más baja es el representativo de la zona 4, siendo la misma 1,02 m/s. Luego, las máximas intensidades alcanzadas en el resto de los puntos son: 1,14 m/s y 1,18 m/s en los puntos de la zona 1 y la zona 3 respectivamente. Observando el valor 0,58 m/s, cercano al umbral de 0,6 m/s, se tiene que en la zona 1 aproximadamente el 95 % de los valores se encuentran por debajo de éste, en la zona 2 cerca del 90%, en la zona 3 aproximadamente el 92% y en la zona 4 el 94%.

III MODELACION DE LAS CORRIENTES

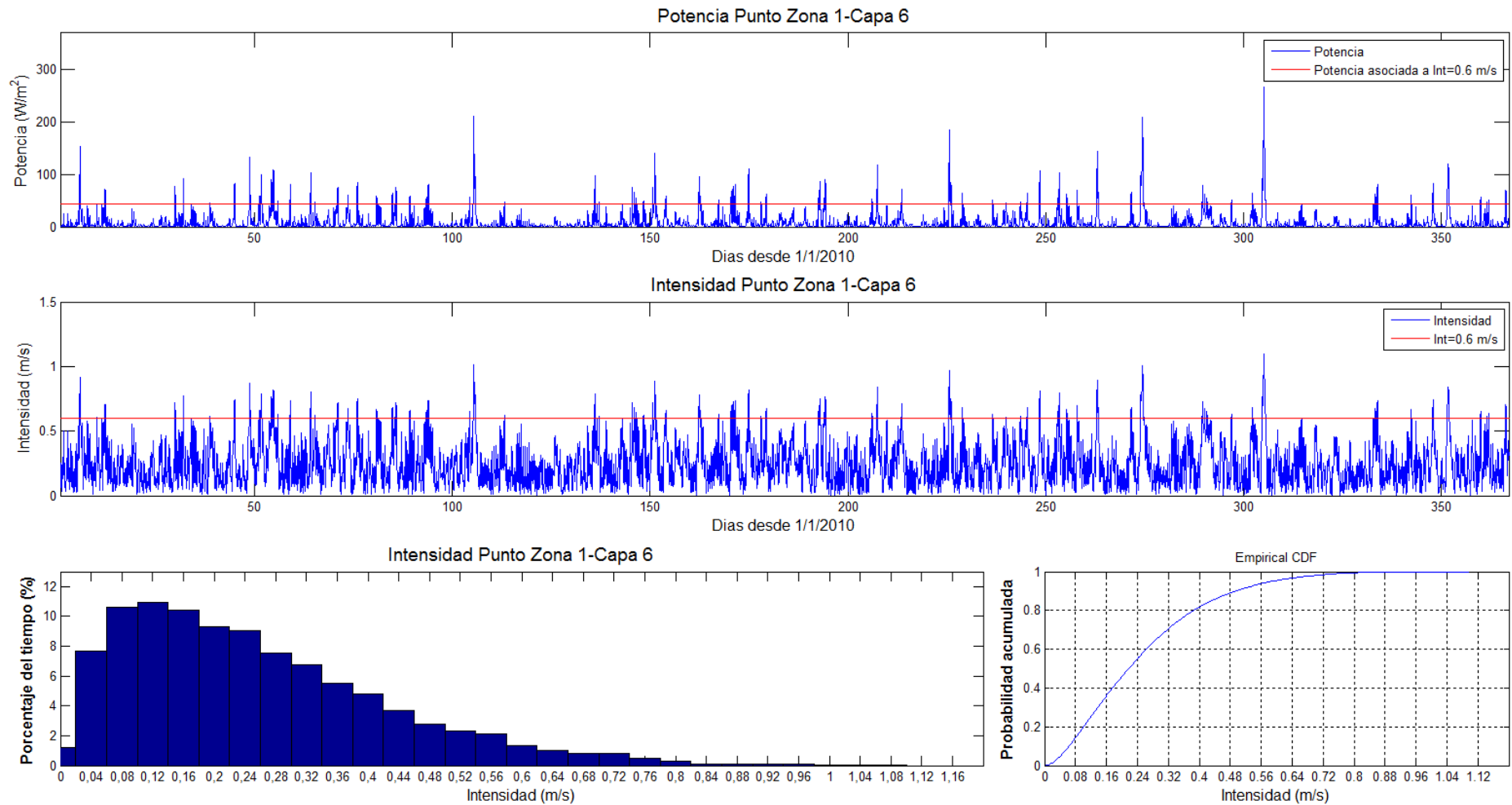


Figura 70: Resultados obtenidos para la zona 1 durante 2010: evolución temporal de la potencia e intensidad de corriente, histograma y probabilidad acumulada de la intensidad.

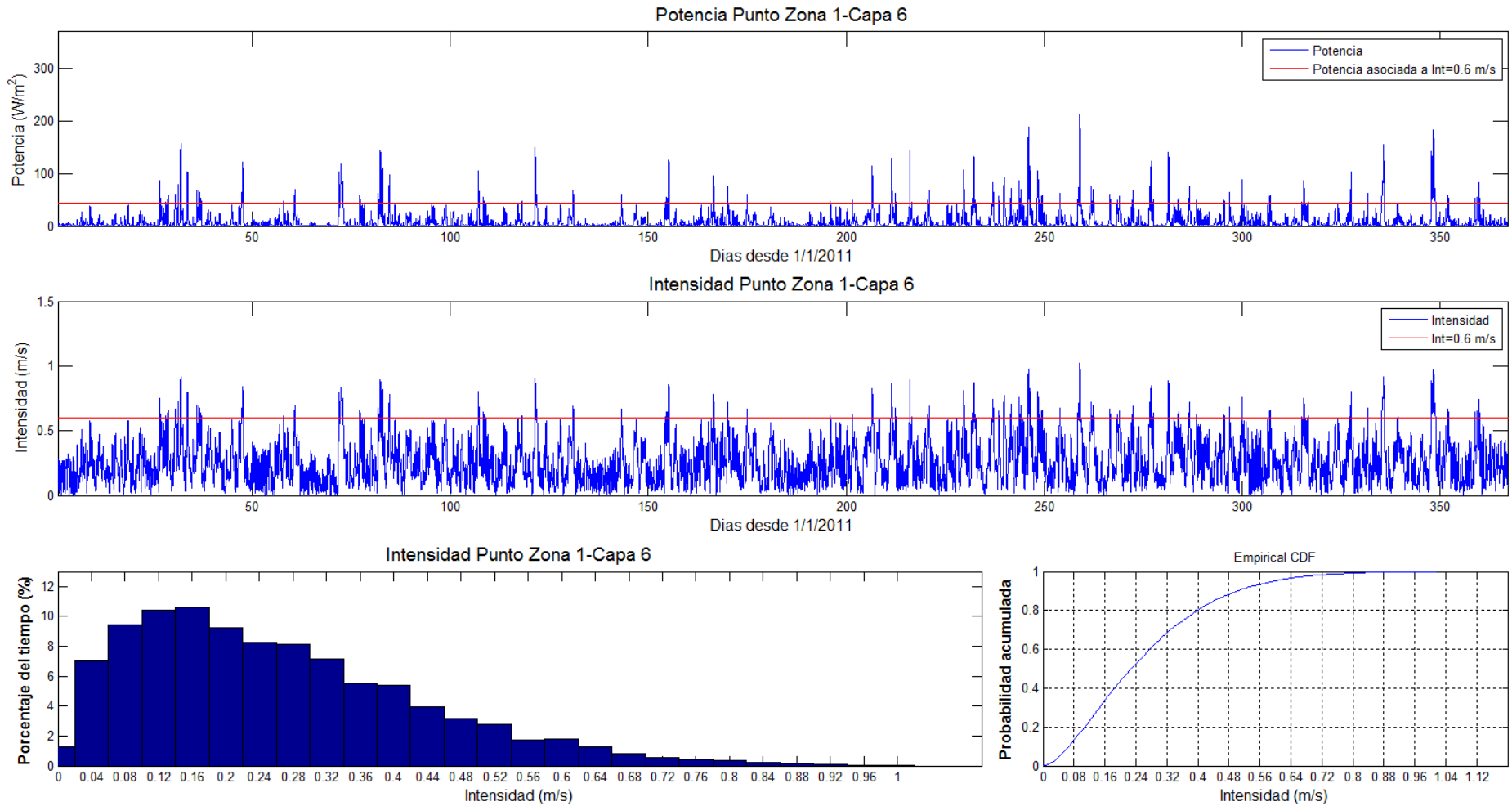


Figura 71: Resultados obtenidos para la zona 1 durante 2011: evolución temporal de la potencia e intensidad de corriente, histograma y probabilidad acumulada de la intensidad.

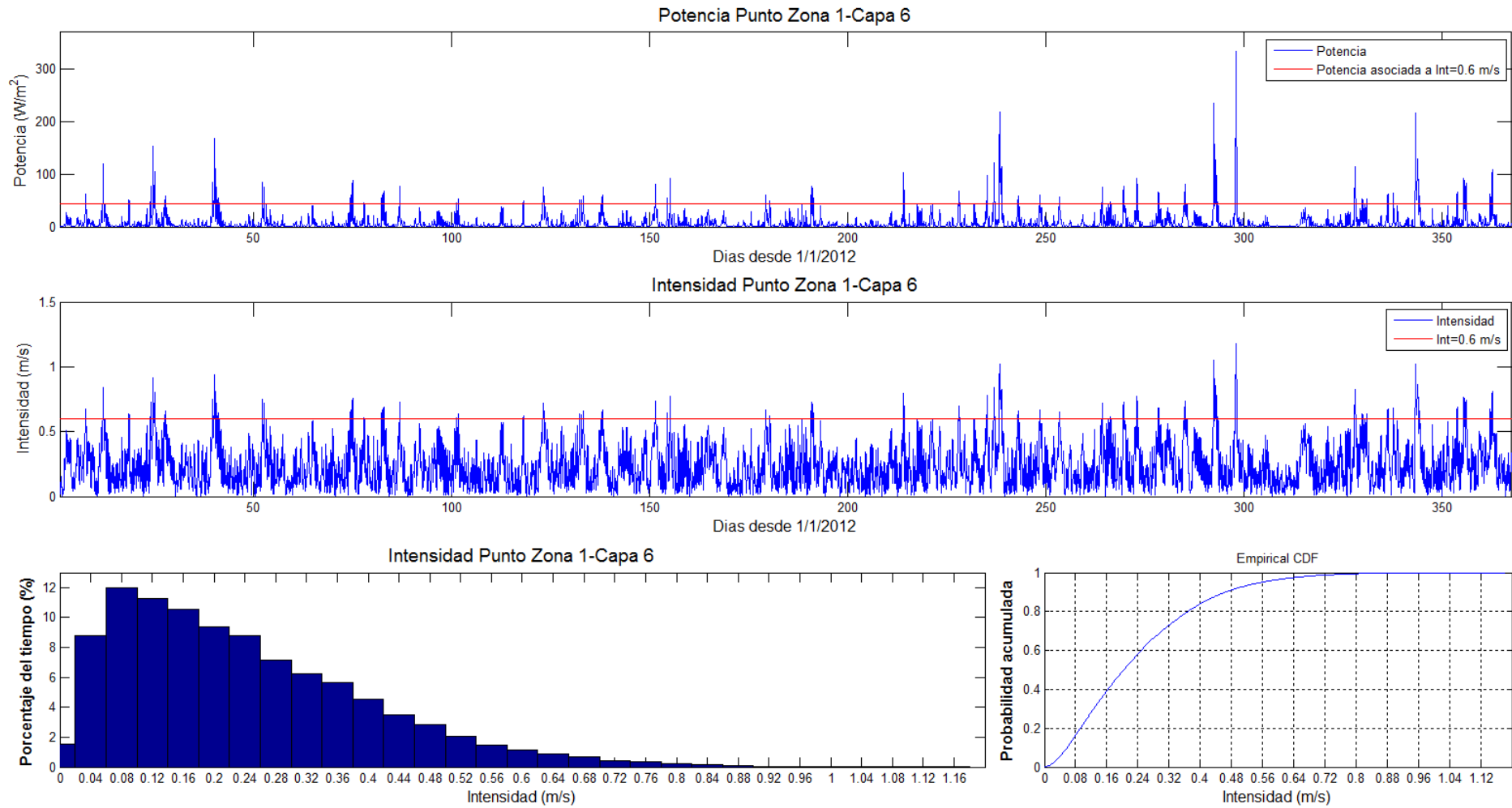


Figura 72: Resultados obtenidos para la zona 1 durante 2012: evolución temporal de la potencia e intensidad de corriente, histograma y probabilidad acumulada de la intensidad.

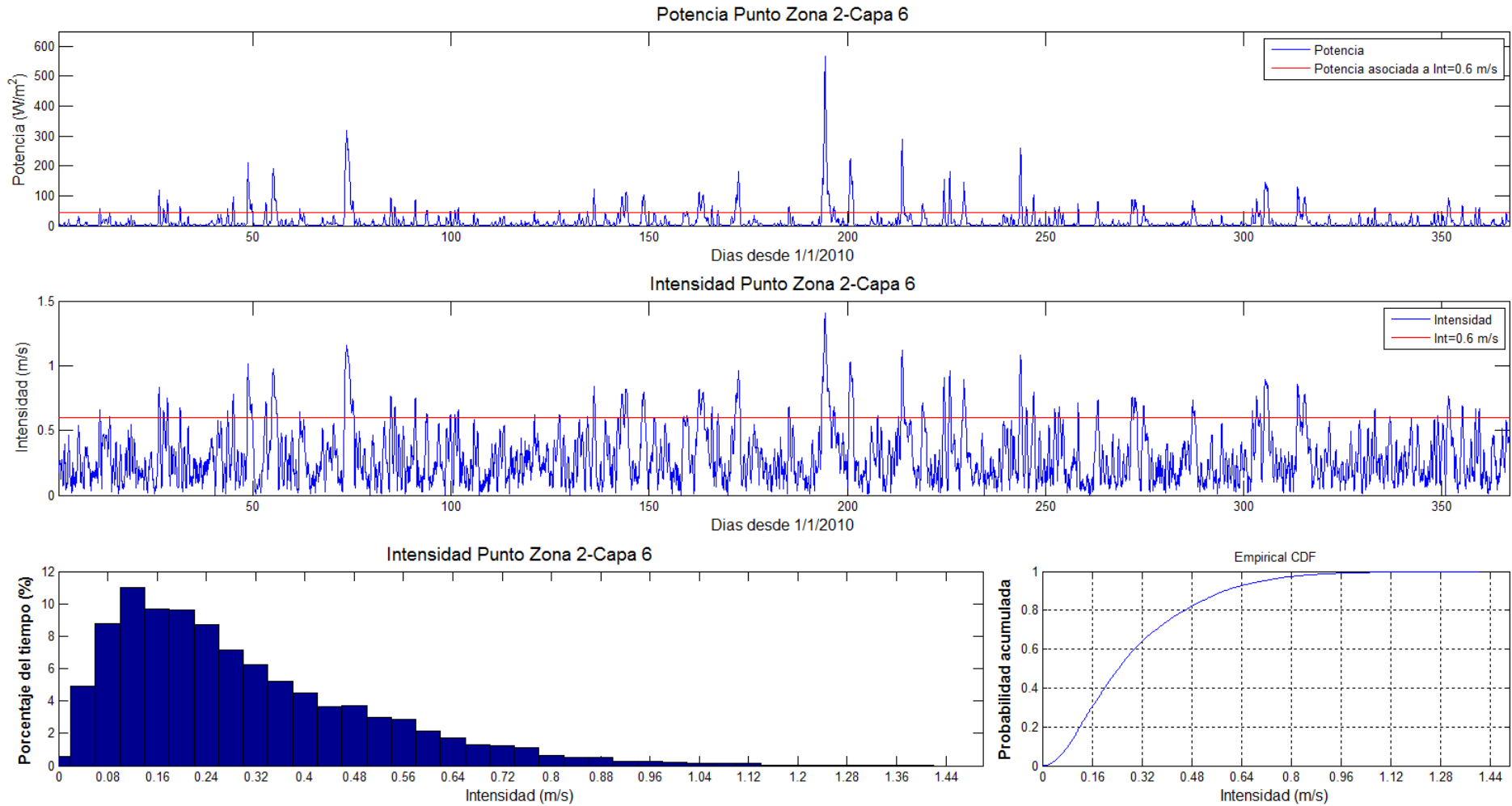


Figura 73: Resultados obtenidos para la zona 2 durante 2010: evolución temporal de la potencia e intensidad de corriente, histograma y probabilidad acumulada de la intensidad.

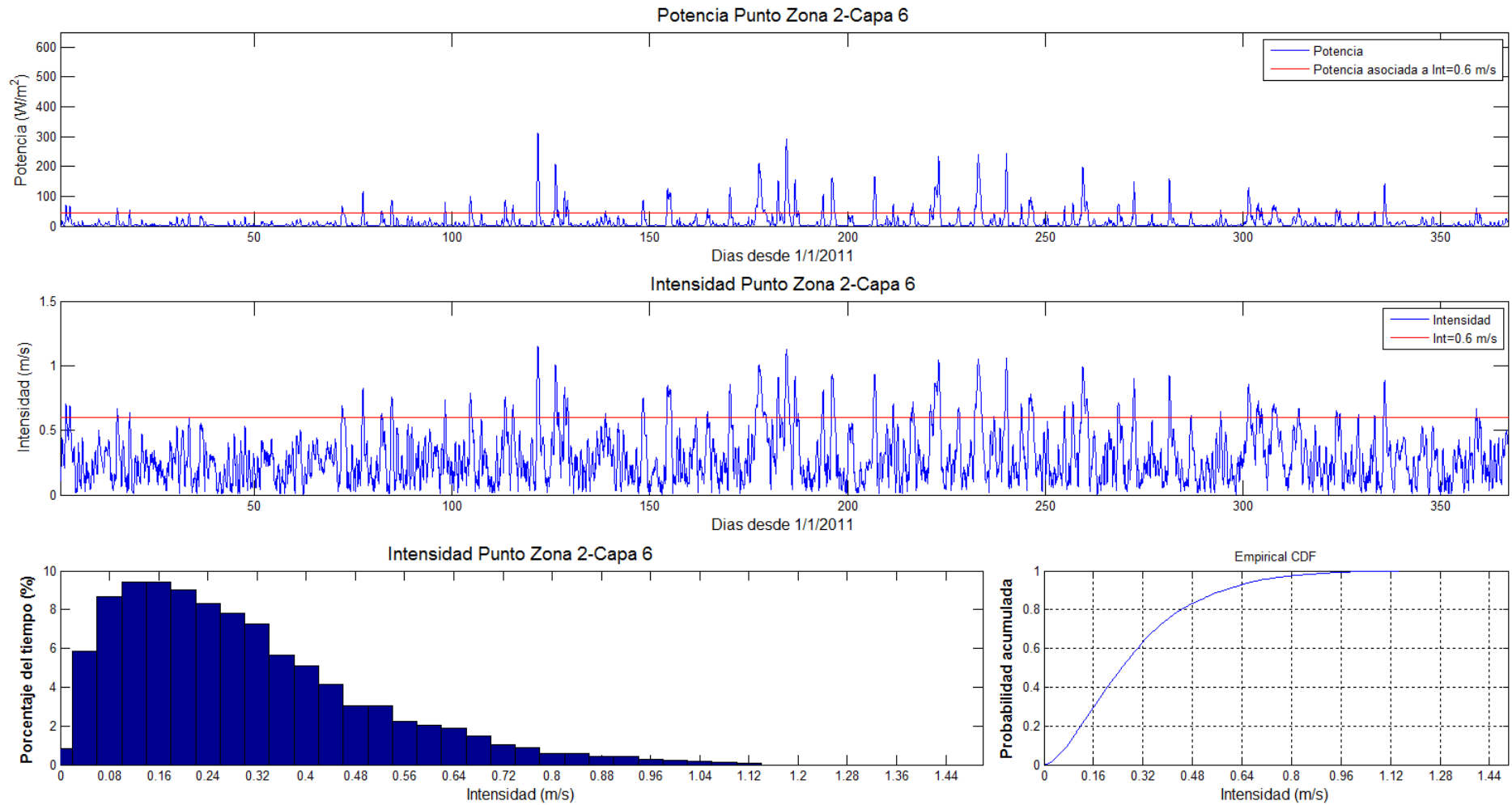


Figura 74: Resultados obtenidos para la zona 2 durante 2011: evolución temporal de la potencia e intensidad de corriente, histograma y probabilidad acumulada de la intensidad.

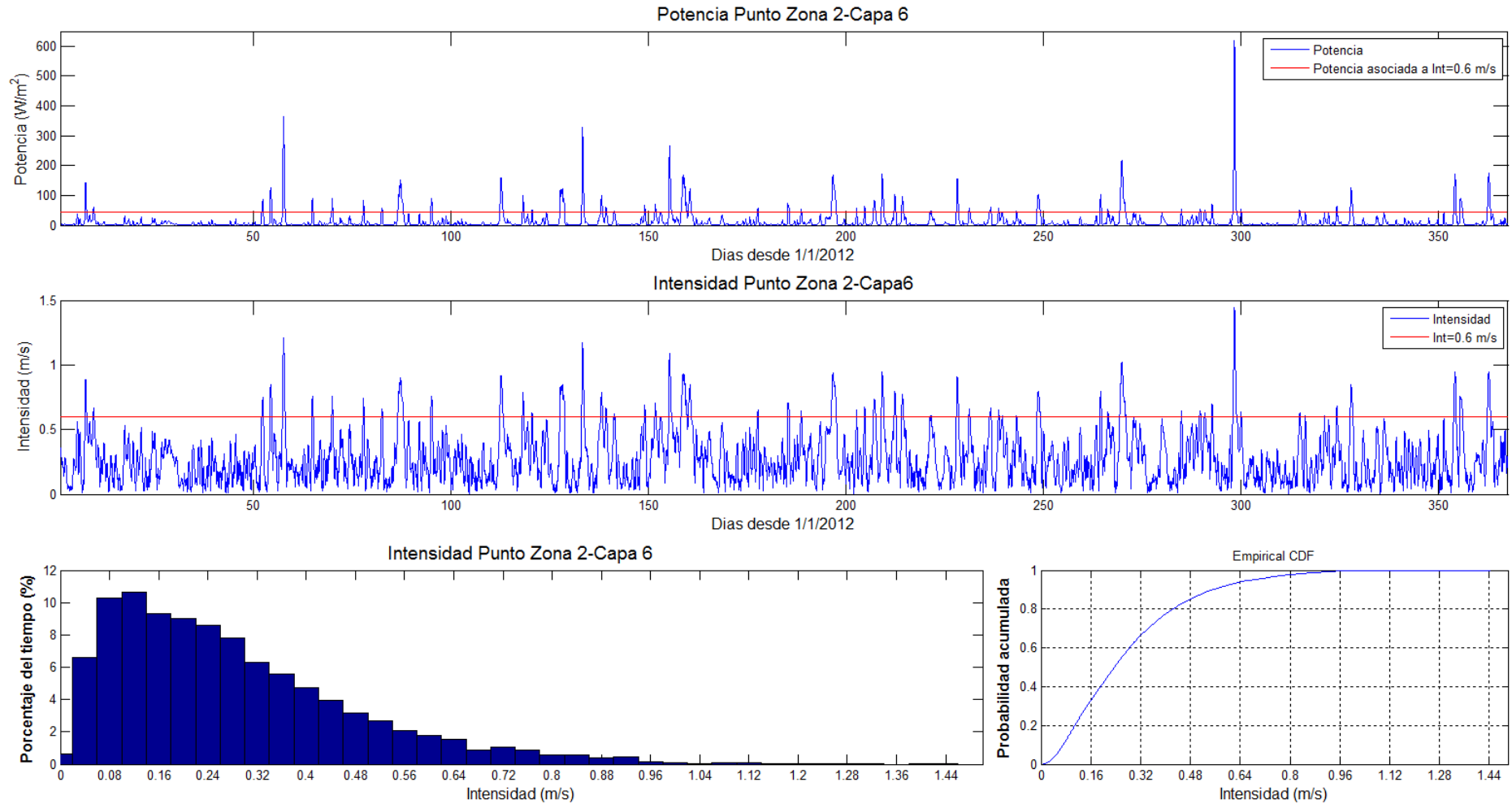


Figura 75: Resultados obtenidos para la zona 2 durante 2012: evolución temporal de la potencia e intensidad de corriente, histograma y probabilidad acumulada de la intensidad.

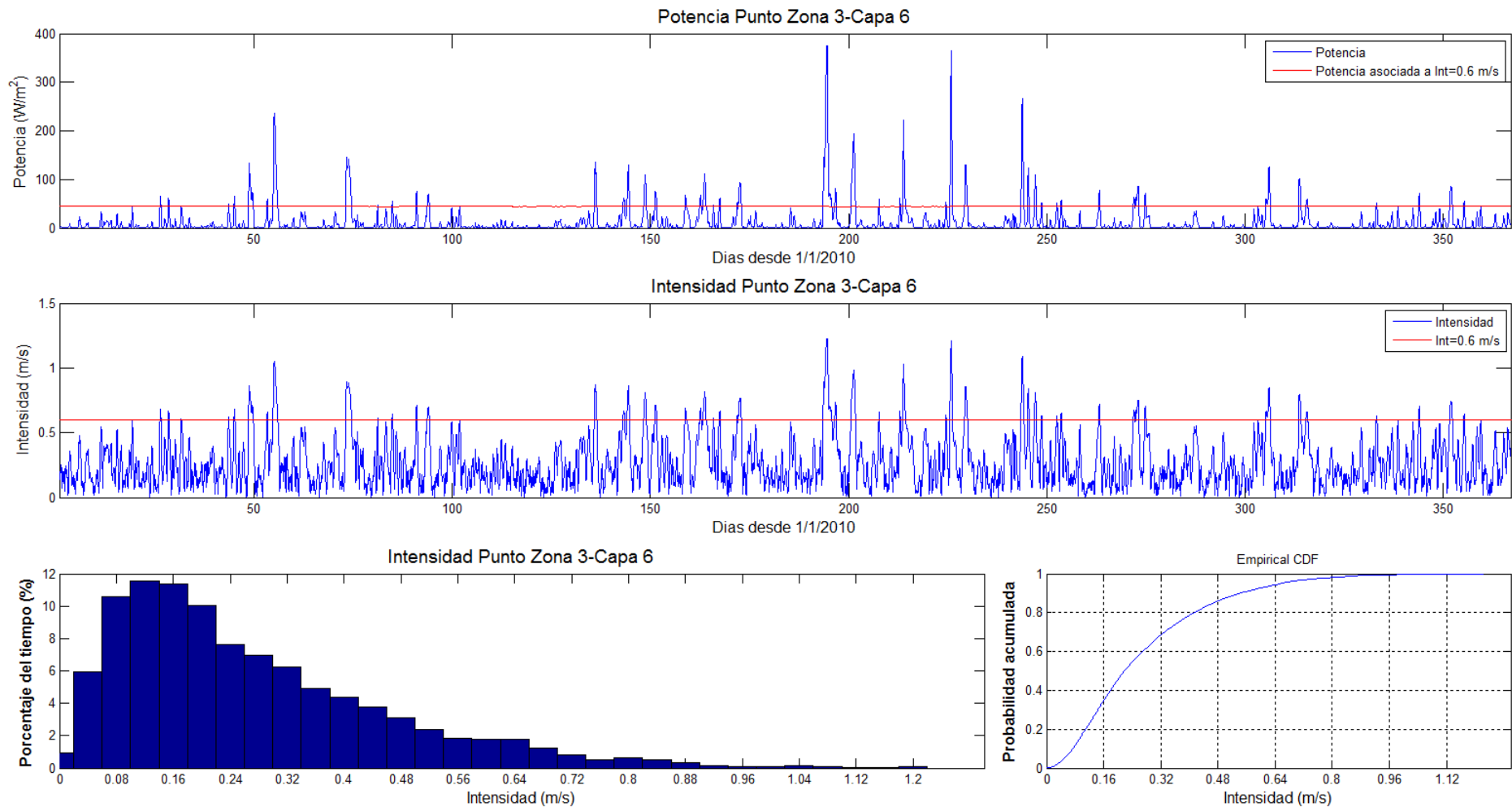


Figura 76: Resultados obtenidos para la zona 3 durante 2010: evolución temporal de la potencia e intensidad de corriente, histograma y probabilidad acumulada de la intensidad.

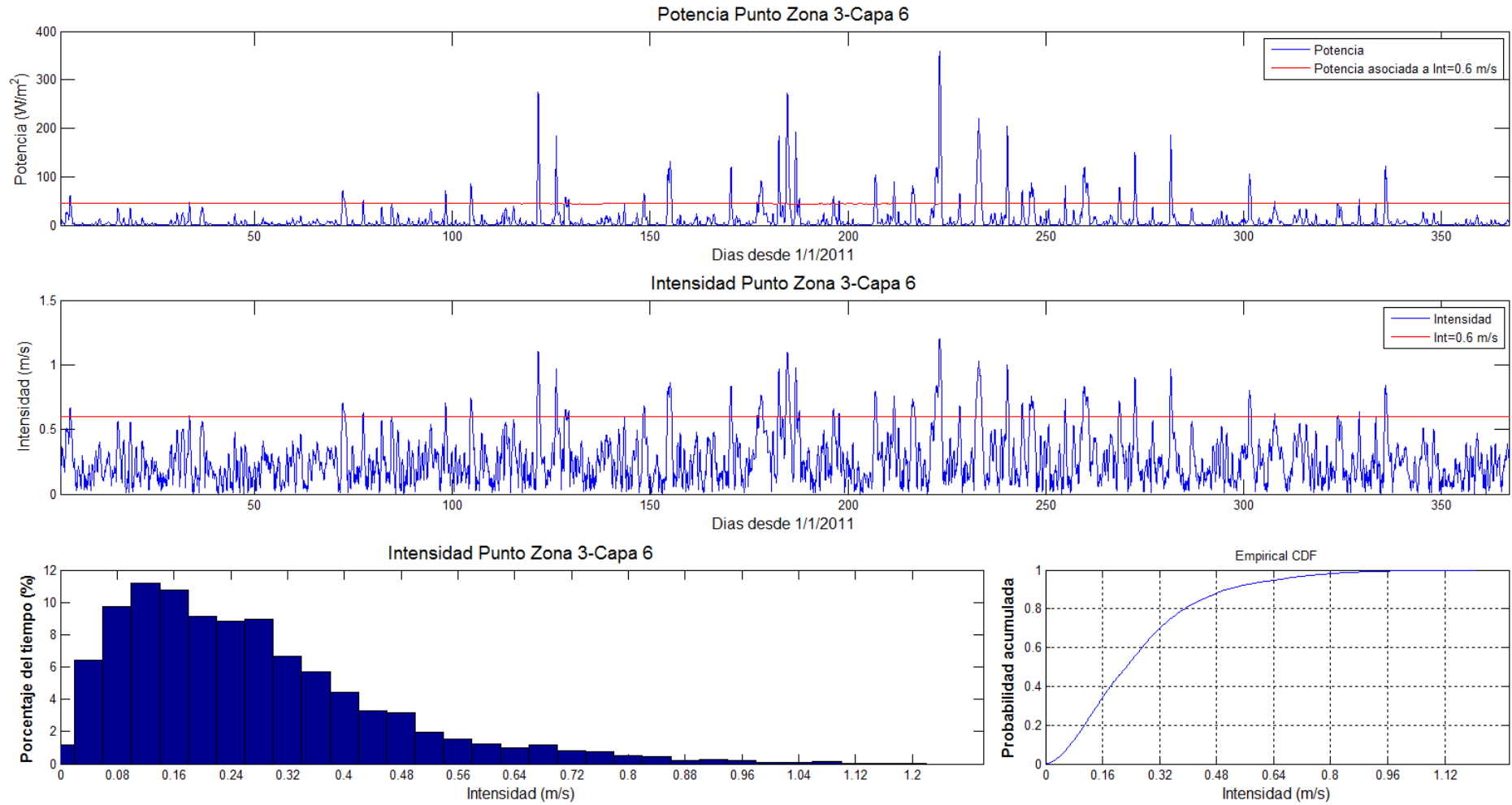


Figura 77: Resultados obtenidos para la zona 3 durante 2011: evolución temporal de la potencia e intensidad de corriente, histograma y probabilidad acumulada de la intensidad.

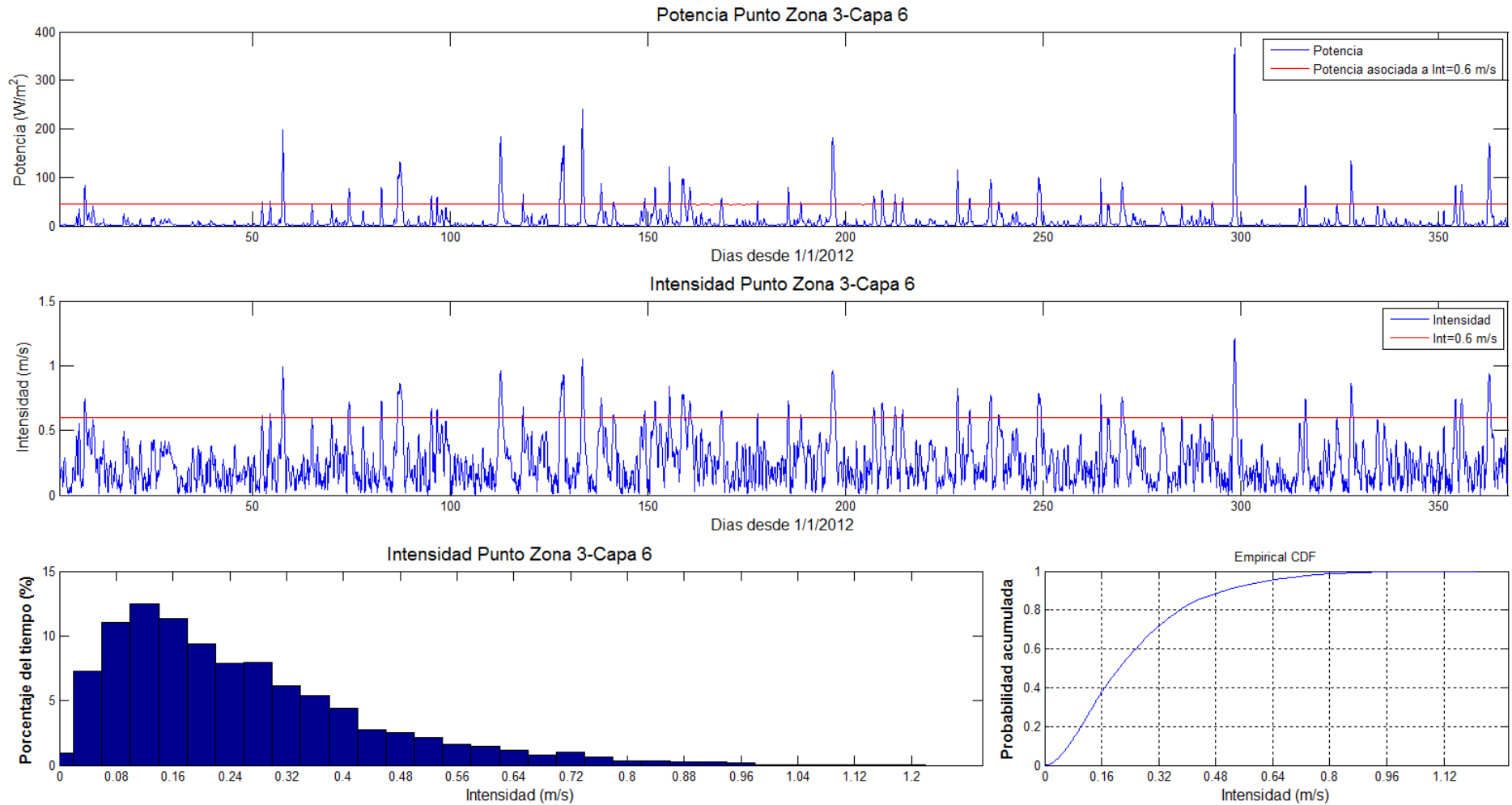


Figura 78: Resultados obtenidos para la zona 3 durante 2012: evolución temporal de la potencia e intensidad de corriente, histograma y probabilidad acumulada de la intensidad.

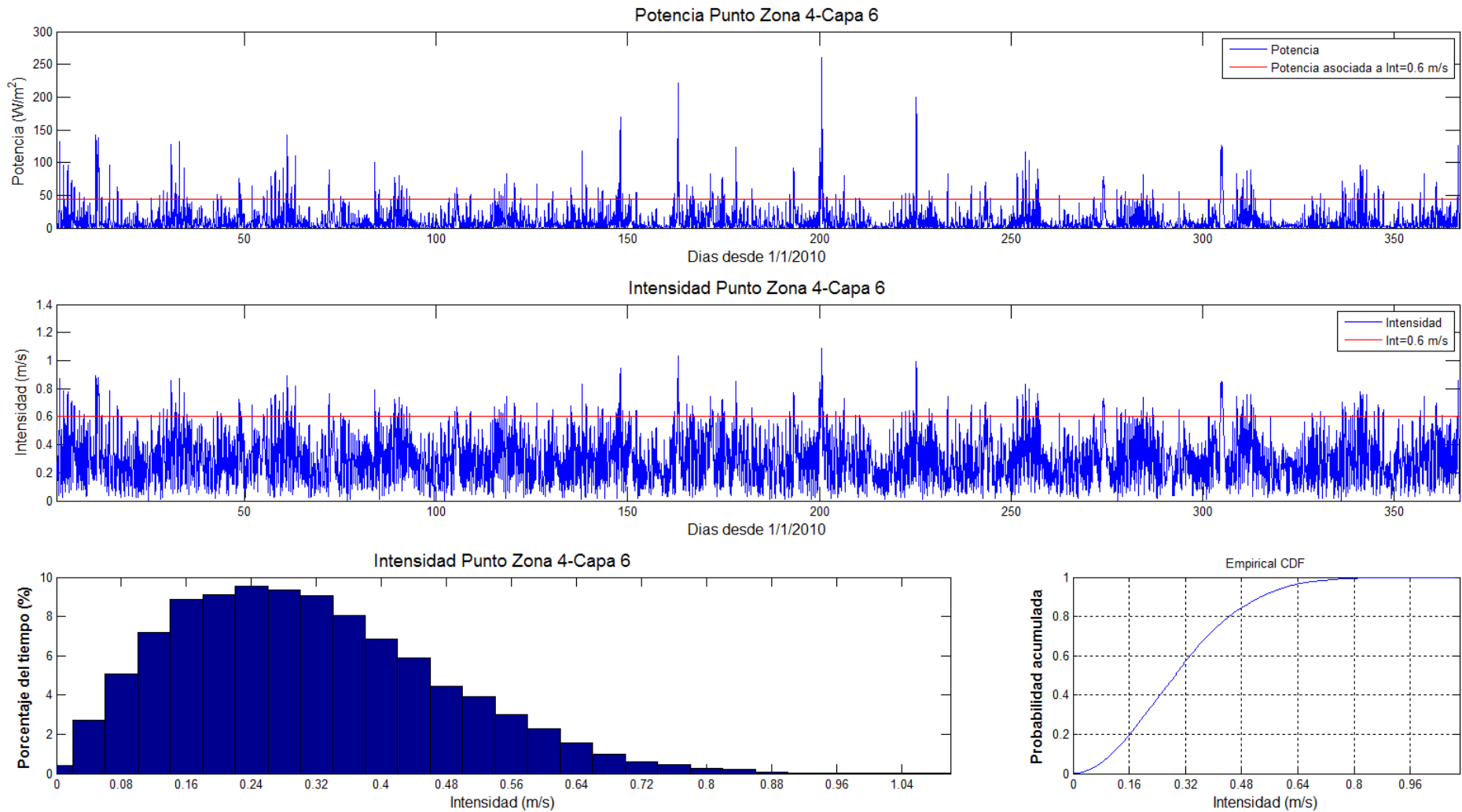


Figura 79: Resultados obtenidos para la zona 4 durante 2010: evolución temporal de la potencia e intensidad de corriente, histograma y probabilidad acumulada de la intensidad.

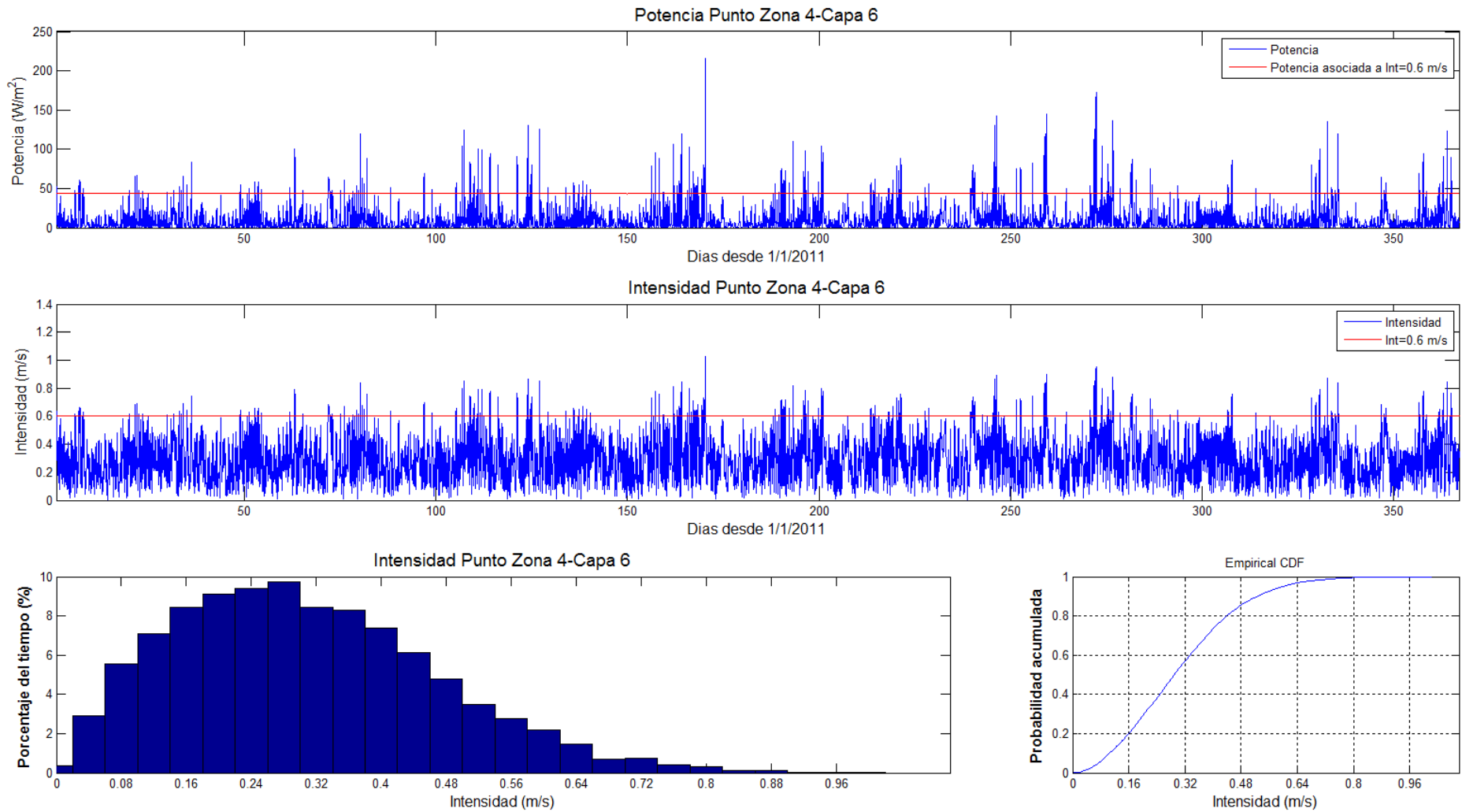


Figura 80: Resultados obtenidos para la zona 4 durante 2011: evolución temporal de la potencia e intensidad de corriente, histograma y probabilidad acumulada de la intensidad.

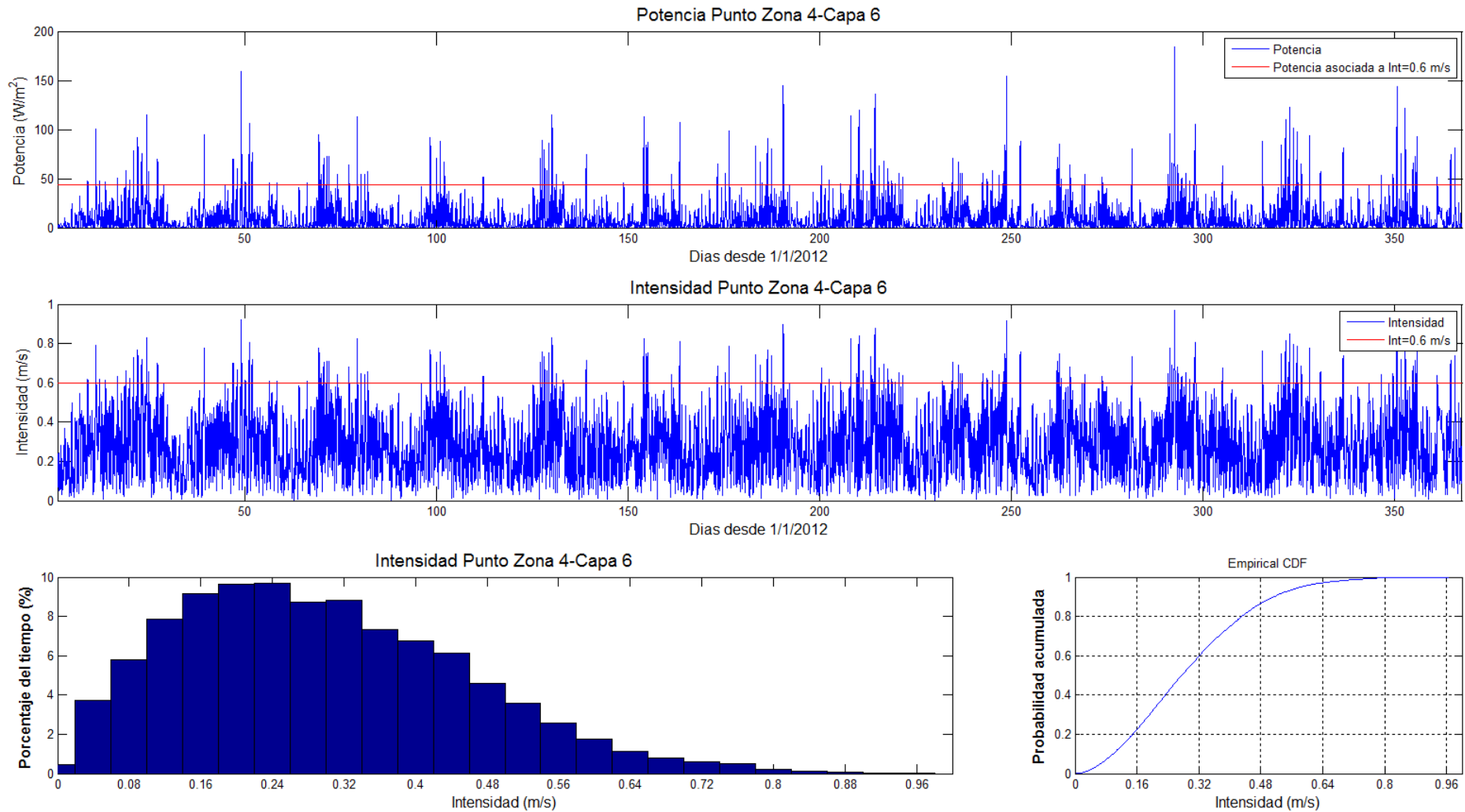


Figura 81: Resultados obtenidos para la zona 4 durante 2012: evolución temporal de la potencia e intensidad de corriente, histograma y probabilidad acumulada de la intensidad.

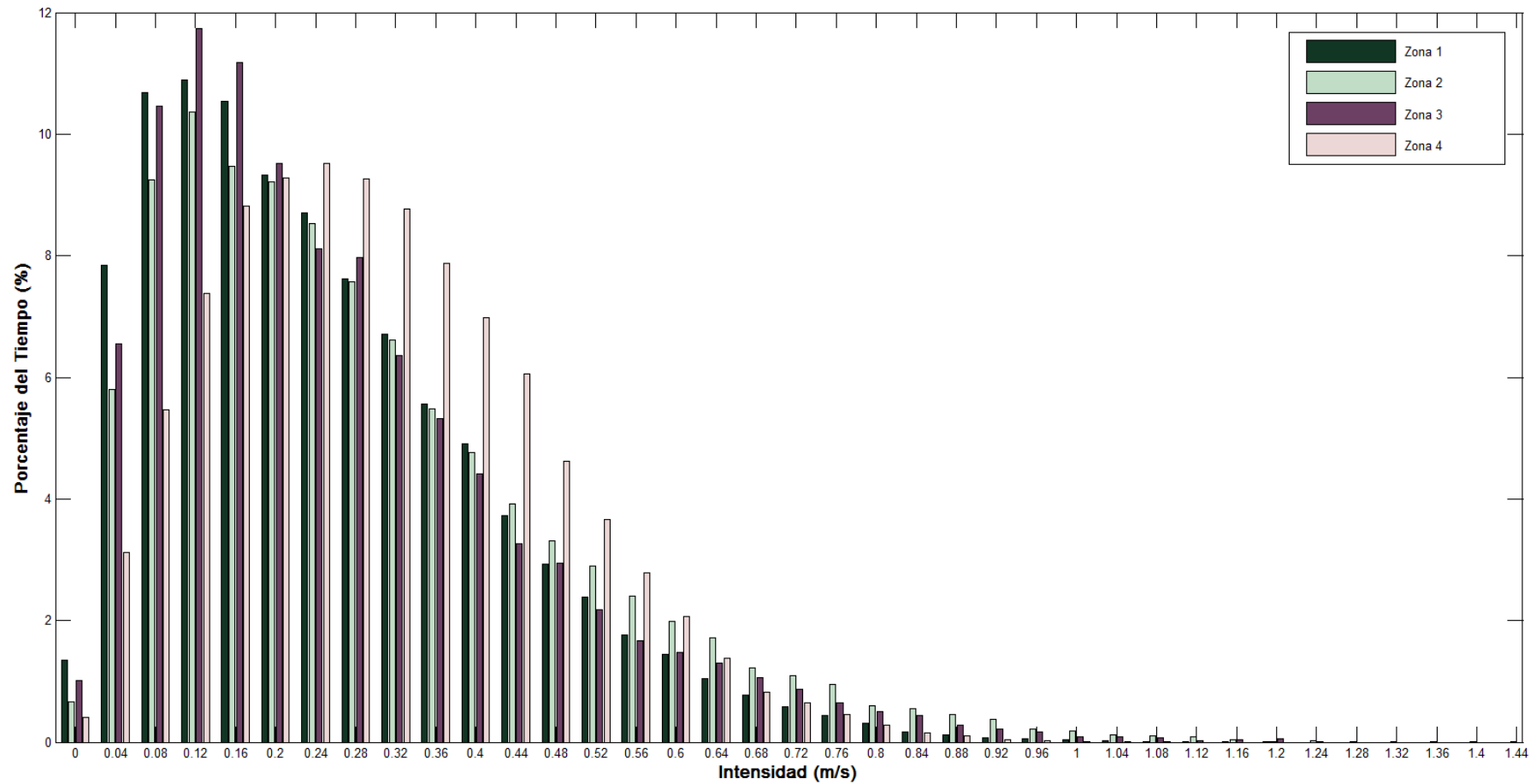


Figura 82: Histogramas de intensidad para cada una de las 4 zonas, para el periodo de 3 años simulados (2010,2011, y 2012).

Intensidad (m/s)	% Tiempo			
	Punto Zona 1	Punto Zona 2	Punto Zona 3	Punto Zona 4
> 0	100.00	100.00	100.00	100.00
> 0.02	98.65	99.33	98.98	99.59
> 0.06	90.82	93.53	92.43	96.48
> 0.10	80.13	84.29	81.98	91.01
> 0.14	69.24	73.93	70.24	83.63
> 0.18	58.71	64.45	59.07	74.81
> 0.22	49.38	55.24	49.56	65.52
> 0.26	40.68	46.72	41.44	56.00
> 0.30	33.06	39.14	33.47	46.74
> 0.34	26.35	32.53	27.11	37.97
> 0.38	20.78	27.05	21.79	30.10
> 0.42	15.88	22.29	17.38	23.11
> 0.46	12.15	18.37	14.12	17.06
> 0.50	9.22	15.06	11.18	12.44
> 0.54	6.84	12.17	9.00	8.78
> 0.58	5.08	9.78	7.34	6.00
> 0.62	3.64	7.80	5.86	3.93
> 0.66	2.59	6.09	4.56	2.55
> 0.70	1.83	4.87	3.50	1.72
> 0.74	1.24	3.78	2.64	1.08
> 0.78	0.80	2.82	1.99	0.62
> 0.82	0.50	2.22	1.48	0.34
> 0.86	0.33	1.67	1.05	0.19
> 0.90	0.20	1.21	0.77	0.08
> 0.94	0.13	0.83	0.55	0.05
> 0.98	0.08	0.61	0.38	0.03
> 1.02	0.05	0.43	0.29	0.02
> 1.06	0.02	0.31	0.20	0.00
> 1.10	0.01	0.21	0.12	0.00
> 1.14	0.01	0.12	0.10	0.00
> 1.18	0.00	0.08	0.07	0.00
> 1.22	0.00	0.07	0.00	0.00
> 1.26	0.00	0.05	0.00	0.00
> 1.3	0.00	0.04	0.00	0.00
> 1.34	0.00	0.03	0.00	0.00
> 1.38	0.00	0.02	0.00	0.00
> 1.42	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 16: Porcentaje de tiempo que se superan ciertas intensidades durante los 3 años simulados (2010, 2011 y 2012) en los puntos representativos seleccionados para cada una de las 4 zonas.

En la Figura 82 se observa que los histogramas para las zonas 1, 2 y 3 tienen la misma moda (0,12m/s), mientras que en la zona 4 es mayor, 0,24 m/s.

En la Tabla 16 se muestran los valores de energía útil unitaria (por m² de área del rotor del hidrogenerador) calculada para cada año en cada punto representativo de las zonas utilizando el umbral de 0,5 m/s. Se agregan al período analizado (2010, 211 y 2012) los años 2012 y 2013 para aumentar la representatividad de los resultados. Se observa que en la zona 2 se obtiene

mayor energía en relación a las otras zonas. Se observa además que la relación entre energía útil para las distintas zonas se mantiene en los cinco años. Luego de la zona 2 le sigue con la mayor energía la zona 3, luego la zona 1 y por último la zona 4.

	Energía útil unitaria (KW.h/m ²)				
	2010	2011	2012	2013	2014
Punto Zona 1	12.57	12.76	10.91	9.93	14.79
Punto Zona 2	45.19	38.96	36.11	46.32	52.84
Punto Zona 3	31.08	29.34	22.57	20.07	36.39
Punto Zona 4	12.05	10.73	9.43	8.05	12.12

Tabla 17: Energía útil por unidad de área barrida para cada año (2010, 2011, 2012, 2013 y 2014) y en cada punto utilizando el umbral de 0,6 m/s para la corriente.

En la Tabla 17 se presenta el porcentaje que representa la energía de cada zona respecto de la energía de la zona 2, zona que presenta la mayor energía calculada, para cada año. De la tabla se puede concluir que la energía útil que presenta la zona 2 es notoriamente mayor que el de las zonas restantes, y además existe gran diferencia entre la energía que presenta la zona 3 y las zonas 1 y 4.

	% respecto a zona con mayor energía (Zona 2)				
	2010	2011	2012	2013	2014
Punto Zona 1	27.8	32.8	30.2	21.4	28.0
Punto Zona 3	68.8	75.3	62.5	43.3	68.9
Punto Zona 4	26.7	27.5	26.1	17.4	22.9

Tabla 18: Porcentaje que representa la energía útil de cada zona, respecto a la mayor energía obtenida para una zona (zona 2), en los años 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014.

7.3 Síntesis

Para cuantificar el potencial energético de cada zona seleccionada en el capítulo anterior se introduce el concepto de umbral de intensidad. Es decir, el potencial de cada zona se calcula considerando el porcentaje de tiempo que en cada punto se supera cierta intensidad (umbral) por debajo del cual el hidrogenerador no produce energía eléctrica. Se calculan resultados para valores de umbral variable 0,3 m/s, 0,4 m/s, 0,5 m/s, 0,6 m/s y 0,7 m/s. Los resultados muestran que para el umbral de 0,6 m/s existe solo una zona hacia el centro del Río de la Plata donde el umbral se supera durante al menos un 20% del tiempo. Para el umbral 0,7 m/s ya no existen zonas donde la intensidad se supere durante un 20% del tiempo.

Para poder caracterizar desde el punto de vista energético las zonas seleccionadas previamente como potenciales para la extracción de energía hidrocínética se selecciona una celda de cálculo representativa de cada una. La elección de la celda se realiza considerando la mayor intensidad en la zona. Para obtener determinados estadísticos de cada una de las celdas se selecciona un umbral de 0,6 m/s. Se calcula la intensidad en el punto y la intensidad umbral a lo largo del tiempo, la potencia en la zona y la potencia umbral (la asociada a 0,6 m/s), el histograma de intensidad y su probabilidad acumulada. Se observa que en las 4 zonas el año 2012 es el año en el cual se presentó menor potencial energético.

A partir de la potencia se calcula la energía útil unitaria anual de cada zona como la integral durante un año de la potencia que supera el umbral de 0,6 m/s. Se observa a partir de estos resultados que en la zona 2 se obtiene mayor energía. Le sigue con la mayor energía la zona 3, luego la zona 1 y por último la zona 4.

A partir del análisis realizado, se puede concluir que la zona con mayor potencial hidrocínético es la zona 2, siguiéndole la zona 3. Además se observa que estas zonas presentan un potencial notoriamente mayor al que presentan las zonas 1 y 4. En la zona 2 aproximadamente un 8 % del tiempo se tienen velocidades que pasen los 0,6 m/s y en la zona 3 ello ocurre aproximadamente un 6 % del tiempo. Dependerá del dispositivo utilizado que estas intensidades sean aprovechables o no.

8 Bibliografía

- **Acha, E. M., Mianzan, H.; Guerrero, R.; Carreto, J.; Gilberto, D.; Montoya, N.; Carignan, M.** (2008). An overview of physical and ecological processes in the Río de la Plata Estuary. *Continental Shelf Research* 28 (2008) 1579-1588.
- **Dee, D. P., et al.** (2011). The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system, *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 137, 553-597.
- **Echevarría, Gómez, Tejera y Gómez.** (2015). planificación espacial marina como herramienta de gestión. *Espacio Interdisciplinario de la Universidad de la República*.
- **ECOPLATA** (1999). Diagnóstico ambiental y socio-demográfico de la zona costera uruguaya del Río de la Plata. Recopilación de informes técnicos. ECOPLATA: Apoyo a la gestión integrada de la zona costera uruguaya del Río de la Plata. 1999.
- **Fernández, M.** (2011). “Revisión de un modelo regional de marea astronómica implementado sobre la región suroeste del Océano Atlántico”. Tesis de Maestría en Mecánica de los Fluidos Aplicada, IMFIA, Facultad de Ingeniería.
- **Fossati** (2013). “Dinámica Global de Sedimentos finos en el Río de la Plata”. Tesis de Doctorado en Ingeniería - Mecánica de los Fluidos Aplicada. Facultad de Ingeniería – UdelAR.
- **Fossati, M., Piedra-Cueva, I.** (2008). Numerical modelling of residual flow and salinity in the Río de la Plata, *Appl. Math. Model.* 32 (6) (2008) 1066–1086.
- **Fossati, M., Bellón, D., Lorenzo, E., Piedra-Cueva, I.** (2009). Currents measurements in the coast of Montevideo, Uruguay, in: RCEM 2009 Proceedings of the River, Coastal and Estuarine Morphodynamics, Santa Fe, Argentina, September 2009.
- **Fossati, M., Santoro, P., Urrestarazu, S., and Piedra-Cueva, I.** (2011). “Numerical Study of the Effect of a Power Plant Cooling Water Discharge in the Montevideo Bay.” *Journal of Applied Mathematics*, 2011, 1–23.
- **Fossati, M., Piedra-Cueva, I.** (2013). A 3D hydrodynamic numerical model of the Río de la Plata and Montevideo’s coastal zone, *Appl. Math. Modell.* Vol 37 (3). 2013.
- **Fossati, M., Santoro, P., Mosquera, R. Martínez, C., Ghiardo, F., Ezzatti, P., Pedocchi, F., Piedra-Cueva, I.** (2014). Dinámica de flujo, del campo salino y de los sedimentos finos en el Río de la Plata. *RIBAGUA – Revista Iberoamericana del Agua* 1 (2014): 48-63.
- **Framiñan M., Brown O.**, (1996). Study of the Rio de la Plata turbidity front, Part I: spatial and temporal distribution. *Continental Shelf Research*, Vol. 16 (10), pp. 727-742.
- **Framiñan, M. B., Valle-Levinson, A., Sepúlveda, and Brown, O.** (2008). Tidal variations of flow convergence, shear, and stratification at the Río de la Plata estuary turbidity front. *J. Geophys. Res.*, 113, C08035.
- **FREPLATA** (2004). “Análisis diagnóstico Transfronterizo del Río de la Plata y su Frente Marítimo”. Documento Técnico. Proyecto Protección Ambiental del Río de la Plata y su Frente Marítimo. Proyecto PNUD/GEF/RLA/99/G31.
- **FREPLATA** (2011). Estudio de la dinámica hidrosedimentológica del Río de la Plata: observación y modelación numérica de los sedimentos finos. Proyecto FREPLATA-FFEM, convenio de cooperación N.º CZZ 1268.01 (2011).

- **Glorioso, P., Flather, R.** (1995). A barotropic model of the currents off SE South America. *Journal of Geophysical Research*, Vol. 100, pp. 13427-13440.
- **Guerrero R.A., Acha M. E., Framiñan M. E., Lasta C.,** (1997). Physical Oceanography of the Río de la Plata Estuary. *Continental Shelf Research*. Vol. 17 (7), pp. 727-742.
- **Large, W., and S. Pond,** (1981): Open Ocean momentum flux measurements in moderate to strong winds. *J. Phys. Oceanogr.*, 11, 324-336.
- **Lyard, F., Lefevre, F., Letellier, T., & Francis, O.** (2006). "Modelling the global ocean tides: modern insights from FES2004". *Ocean Dynamics*, Vol. 56, pp. 394-415.
- **Martínez, Silva, Dufrechou, Santoro, Fossati, Ezzati & Piedra-Cueva** (2015). Towards a 3D Hydrodynamic numerical modeling system for long term simulations of the Río de la Plata dynamic. E-proceedings of the 36th IAHR World Congress, The Hague, the Netherlands.
- **Martins, F., Leitao, P., Silva, A., & Neves, R.** (2000). "3D modelling in the Sado estuary using a new generic vertical discretization approach". *Oceanol. Acta* 24 (Suppl.).
- **Mateus M, and Neves R. (eds.)** (2013). *Ocean modelling for coastal management – Case studies with MOHID*. IST Press.
- **Mosquera, R.; Pedocchi, F., Bellón, D., Piedra-Cueva, I.** (2012). Medición del oleaje con un ADCP frente a la costa de Montevideo, Uruguay. XXV Congreso Latinoamericano de Hidráulica. Costa Rica, 2012.
- **Palma, E., Matano, R., Piola, A.** (2004). A numerical study of the Southwestern Atlantic Shelf circulation: Barotropic response to tidal and wind forcing. *Journal of Geophysical Research*, Vol. 109.
- **Palma, E. D.; Matano, R. P.; Piola, A. R.** (2008). A numerical study of the Southwestern Atlantic Shelf circulation: Stratified ocean response to local and offshore forcing. *Journal of Geophysical Research*, 113, 2008.
- **Piedra-Cueva, I., Fossati, M.** (2007). Residual currents and corridor of flow in the Río de la Plata. *Applied Mathematical Modelling*, 31-3, 2007, 564–577.
- **Piola A.R., Guerrero R.A., Osiroff A.P. y Molinari G.,** (2003). Climatología de frentes y estratificación del Río de la Plata. 5º Jornadas Nacionales de Ciencias del Mar, Mar del Plata, Argentina.
- **Saha, S., & co-authors.** (2010). "The NCEP Climate Forecast System Reanalysis". *Bulletin of the American Meteorological Society*, 91:8, pp. 1015-1057.
- **Santoro, P.** (2011). "Estudio de la marea meteorológica en el Río de la Plata". Tesis de Maestría en Mecánica de los Fluidos Aplicada, IMFIA, Facultad de Ingeniería.
- **Santoro, P.; Fernández, M.; Fossati, M.; Cazes, G.; Terra, R.; Piedra-Cueva, I.** (2011) Pre-operational forecasting of sea level height for the Río de la Plata. *Appl. Math. Modell.* 35, 2462–2478.
- **Santoro P, Fossati M, and Piedra-Cueva I.** (2013). Study of the meteorological tide in the Río de la Plata. *Continental Shelf Research*, 60, 51-63.
- **Santoro, P., Fossati, M., Piedra-Cueva, I.** (2013). "Characterization of the circulation patterns in the Montevideo Bay (Uruguay)." *Journal of Coastal Research*. 29(4):819-835. 2013.

- **Sepúlveda H., Valle-Levinson A., Framiñan M.,** (2003). Observations of subtidal and tidal flow in the Río de la Plata Estuary. *Continental Shelf Research*. Vol 24, pp. 509 – 525.
- **Simionato, C.G.; Dragani, W.; Nuñez, M.; Engel, M.** (2004a) A Set of 3-D Nested Models for Tidal Propagation from the Argentinean Continental Shelf to the Río de la Plata Estuary—Part I. M2. *Journal of Coastal Research* 20 (3), 893–912. 2004.
- **Simionato, C.G.; Dragani, W.; Meccia, V.; Nuñez, M.** (2004b). A numerical study of the barotropic circulation of the Río de la Plata estuary: sensitivity to bathymetry, the Earth’s rotation and low frequency wind variability. *Estuarine, Coastal and Shelf Science* 61 (2004) 261-273.
- **Simionato, C.G., Meccia, V., Dragani, W., Nuñez M** (2005). Barotropic tide, Barotropic tide and baroclinic waves observations in the Río de la Plata estuary, *Journal of Geophysical Research* 110 (2005).
- **Simionato, C.G.; Meccia, V.L.; Dragani, W.C.; Nuñez, M.N.** (2006) On the use of the NCEP/NCAR surface winds for modeling barotropic circulation in the Río de la Plata Estuary. *Estuarine, Coastal and Shelf Science* 70 (2006) 195-206.
- **Simionato C. and co-authors** (2008). Short time-scale wind forced variability in the Río de la Plata Estuary and its role on ichthyoplankton retention. *Estuarine, Coastal and Shelf Science*, Vol. 76, No. 2. (20 January 2008), pp. 211-226.

IV

IMPACTOS

IMPACTOS

1 Normativa

Según la Ley de Impacto Ambiental (ley 16466 de 1994), Art. 6°, será necesario un estudio de impacto ambiental si se genera más de 10 MW o si se deben tender líneas de transmisión de 150 kV o más, u obras para explotación o regulación de recursos hídricos (estas últimas, no recogidas con esta amplitud en el decreto reglamentario de la ley, Decreto 259/005). Si bien no están explícitamente mencionadas las explotaciones mareomotrices (a la fecha de la ley, muy poco desarrolladas en el mundo e impensadas en Uruguay), es razonable interpretar que se encuentran comprendidas en los conceptos generales mencionados.

Aunque se podría considerar que la generación mareomotriz es relativamente de poco impacto¹, se entiende necesario que sean estudiados exhaustivamente los efectos que producirá sobre el medio.

2 Listado de impactos.

Como es habitual, se listan los impactos clasificándolos según la fase o etapa del emprendimiento:

- Fase de construcción
- Fase de operación
- Fase de clausura

¹ Es también la opinión de Grabbe et al. (2009): "Energy extraction with marine current turbines promises to be an environmentally friendly way to generate renewable electric energy with no emission of green house gases during normal operation"

2.1 Fase de construcción

El conjunto de actividades que conducen a la implantación de una central de generación mareomotriz puede tener impactos debido a los siguientes motivos:

- Las prospecciones, cateos y relevamientos pueden alterar los hábitats de especies marinas
- Puede haber alteraciones en el fondo marino, con efectos sobre la flora y fauna bénticas y pelágicas
- Puede haber impactos positivos para las aves que podrían posarse y hasta generar habitat en las estructuras que se construyan emergiendo²
- Puede haber interferencias con rutas marítimas
- Puede haber interferencias con zonas pesqueras
- Existe la posibilidad de que se generen efluentes o derrames de hidrocarburos u otras sustancias
- Las actividades en la costa pueden producir eventuales colisiones con actividades productivas o recreativas; también pueden ocasionar molestias a la población de las zonas costeras adyacentes
- El manejo y traslado de materiales desde y hacia el sitio de implantación puede ocasionar molestias o deterioros a la infraestructura vial
- Habrá una generación (transitoria) de puestos de trabajo

Por más que sean de ocurrencia transitoria, estos impactos deben ser previstos, evaluados y comunicados antes de que generen perjuicios o resistencias.

2.2 Fase de operación

En la etapa de operación de la central mareomotriz, que puede durar algunas décadas, pueden producirse impactos por los siguientes motivos:

- Posibles interferencias con rutas marítimas
- Posibles interferencias con zonas pesqueras industriales o deportivas
- Posibilidad de efluentes o derrames de hidrocarburos u otras sustancias
- Efecto de los rotores sobre la vida marina, alteración de los hábitats de especies marinas y sus rutas migratorias (cardúmenes, grandes mamíferos, etc.)
- En caso de parques de muchas máquinas, ruidos que influyen sobre la fauna acuática
- Eventuales impactos visuales
- Aumento de la oferta de energía eléctrica, modificación de la matriz energética nacional
- Reducción (por lo anterior) de las emisiones de gases de efecto invernadero
- Generación (permanente) de puestos de trabajo

² Uihlein (2016)

Por su mayor permanencia, que puede confundirse con perennidad, estos impactos son los que con mayor cuidado y dedicación deben ser evaluados y mitigados o remediados.

2.3 Fase de clausura

Al final del período para el cual se proyecta el emprendimiento (su vida útil de proyecto) se deberá evaluar qué hacer:

1. Continuar generando
2. Proceder a una remodelación, o repotenciación, o de-potenciación
3. Finalizar las actividades de generación

En los casos 2. y 3. se deberá prever los impactos que se producirán por las acciones que haya que realizar en ese momento. Un breve listado del tipo de impactos a estudiar sería:

- Posibles interferencias con rutas marítimas
- Posibles interferencias con zonas pesqueras
- Posibilidad de efluentes o derrames de hidrocarburos u otras sustancias
- Disminución de la oferta de energía eléctrica, modificación de la matriz energética nacional
- Modificación (por lo anterior) de las emisiones de gases de efecto invernadero
- Generación (transitoria) de puestos de trabajo

Si bien esta etapa suele ser considerada lejana en el tiempo, no se debe omitir una previsión de recursos financieros para llevar a cabo las tareas de desmantelamiento, si correspondiera.

3 Comentarios generales

Todos estos impactos deben ser previstos, evaluados y minimizados o remediados dentro de lo posible; su evaluación debe particularizarse para la zona que se elija para el emprendimiento.

Debido a que la generación mareomotriz usa tecnologías muy recientes, muchas de ellas en desarrollo y ensayo, no hay experiencia acumulada sobre la mayoría de los impactos mencionados.

Se estima que los aprovechamientos de estuarios tendrían mayores impactos que los de mar abierto. El aprovechamiento de La Rance y el de Kislava-Guba, mencionados en I, 2.1.b) son paradigmáticos y han sido extensamente criticados, con balances disímiles: han impactado por

generación de lagos, salinización de zonas fluviales, impedimento para circular barcos, cambios de fauna acuática y aves, alteraciones en la dinámica de sedimentos; se llegó a afirmar que la proliferación de emprendimientos similares enlentecería la rotación del planeta (luego estudiado mejor y descartado). Como impactos positivos se anota la posibilidad de piscicultura, aprovechamiento turístico, generación de vías de comunicación, fuentes de trabajo transitorias y permanentes.

Se han investigado algunos de los impactos de la implantación de un parque de generadores. Estudiado en algún estuario angosto³ se llegó a demostrar que, aún con velocidades de 2 m/s, los impactos en los regímenes hidrodinámicos de un parque de 600 turbinas, para un total de 180 MW, eran insignificantes si se instalaban con un espaciamiento entre ellas de 5D o más. Con más razón en océano abierto, y con velocidades de marea más bajas estos impactos no deberían ser de entidad tal que invaliden o comprometan un emprendimiento mareomotriz.

Para las zonas seleccionadas como promisorias en el presente proyecto (ver Sección III, 6.2) se listaron los impactos principales sobre los otros usos y actividades en esa parte del mar y sobre la biodiversidad. Véase en la Sección III, 5.1 el detalle. En función de los posibles impactos se realizó una calificación primaria de acuerdo a la compatibilidad de la generación con esas actividades y con la vida marina; véase en la Sección III, Tablas 13 y 14, el resumen de esta calificación.

BIBLIOGRAFÍA MENCIONADA

Fallon, D.; Hartnett, M.; Olbert, A.; Nash, S.: "The effects of array configuration on the hydro-environmental impacts of tidal turbines"; *Renewable Energy* 64 (2014) 10-25

Grabbe, M.; Lalander, E.; Lunidn, S.; Leijon, M.: "A review of the tidal current energy resource in Norway"; *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009)

Uihlein, A.; Magagna, D.: "Wave and tidal current energy- A review of the current state of research beyond technology"; *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 58 (2016)

³ Fallon et al. (2014)

V

APLICACIÓN EN URUGUAY

1. SELECCIÓN PARA URUGUAY.

1.1 Sitios posibles

Se consideró la posibilidad de emprendimientos hidrocineéticos a partir de las corrientes de marea en las siguientes zonas del mar territorial uruguayo (ver Sección III):

- a) el Río de la Plata, en las cercanías de la costa
- b) el Río de la Plata, en zonas más alejadas de la costa y más profundas
- c) las cercanías de la costa atlántica uruguayo
- d) el mar territorial uruguayo

Se podría, eventualmente, considerar zonas compartidas con Argentina o Brasil; o zonas más alejadas, en aguas internacionales. En una primera instancia, ofrecen dos desventajas principales: la soberanía compartida sobre el sitio, lo que dificulta la gestión; y la distancia a la costa, lo que aumenta los costos de transmisión de la energía. No se considerarán en el presente estudio. Podrán considerarse en etapas posteriores, una vez agotadas las posibilidades de explotación en las zonas que no presenten estos inconvenientes.

Como fue expuesto en III, 6.2, se identifican cuatro zonas posibles, en que se cumplen varias condiciones de factibilidad:

- Las velocidades de marea son superiores a 0,6 m/s con frecuencias aceptables
- No hay colisión con otras actividades identificadas o los impactos que se producirían no serían invalidantes
- Las profundidades del fondo permiten instalar equipos de dimensiones adecuadas

Esas zonas están caracterizadas en III, 6.2. Las velocidades esperadas de las corrientes de marea y sus frecuencias están indicadas en III, 7, en particular en la tabla 15 de esa sección

1.2 Tecnologías pasibles de ser aplicadas en Uruguay.

Las características del sitio influyen decisivamente sobre el tipo de tecnología a utilizar.

Las turbinas hidrocínéticas aplicables en Uruguay deben reunir las siguientes características:

- Pequeño diámetro (o compatible con las profundidades de la plataforma continental o zona de implantación). En principio no serían admisibles turbinas de eje horizontal de más de 10 m de diámetro de rotor.
- Aptitud para funcionar con bajas velocidades, menores de 1 m/s. Esta restricción limita bastante el espectro de turbinas posibles, ver II, 2.3.7.
- Costo unitario reducido, para poder ser insertas en un sistema eléctrico con otras fuentes renovables y autóctonas, con muchas de las instalaciones ya amortizadas
- Posibilidad de montaje sin costosas torres o plataformas hincadas en el subsuelo marino

Se estima que, para la realidad uruguaya, merecen ser consideradas y estudiadas con más detalle las siguientes alternativas tecnológicas:

- Grupos generadores apoyados por gravedad en el fondo; por ejemplo los mostrados en la figura II, 2.21
- Grupos generadores flotantes con sujeción desde el fondo, anclaje por gravedad; por ejemplo las esquematizadas en las Figuras II, 2.22 y 3.2.
- Grupos generadores soportados por plataformas o barcasas flotantes ancladas por gravedad, como las mostradas en las Figuras II, 3.4 y 3.5. Por ejemplo, las mencionadas en II, 2.3.4 y mostradas en la Figura II, 2.25, que la firma ScotRenewables está instalando, a un costo unitario de alrededor de U\$S 5000/kW.

1.3 Propuestas.

Los pasos a seguir para concretar uno o más aprovechamientos mareomotrices en Uruguay serían los siguientes:

1. Seleccionar la zona donde instalar la o las turbinas
2. Seleccionar un tipo de tecnología (tipo de turbina y tipo de generador)
3. Realizar simulaciones con modelos numéricos para afinar el conocimiento del funcionamiento y comportamiento dinámico en el sitio elegido; ya en esta etapa se puede lograr una buena estimación del factor de capacidad para ese sitio.

4. Realizar ensayos de modelos a escala reducida en canal hidrométrico o en cuencos bidimensionales, para calibrar y validar la modelación
5. Realizar un ensayo de un prototipo (de la tecnología seleccionada) a escala industrial en el sitio elegido (o uno cercano, o uno de análogas dinámicas de marea), para validar las etapas anteriores y adquirir experiencia en el montaje, operación y control
6. Con la experiencia ganada en las etapas anteriores, montar y ensayar un generador mareomotriz de la potencia adecuada.
7. Si el funcionamiento de éste se revela exitoso, se podrá pensar en complementar con más generadores, de manera de crear un parque de generación

En paralelo con lo anterior, se deberá prever el sitio de conexión a la red, eventuales refuerzos de redes, necesidades de almacenamiento de energía, realizar simulaciones de entrada y salida al sistema eléctrico de los grupos generadores de esas potencias con las frecuencias que se prevé de acuerdo a la dinámica de mareas.

La mayoría de los pasos pueden ser realizados por técnicos y empresas nacionales; no obstante, será conveniente aprovechar la experiencia que se ha logrado en otros sitios en que ya hay instalaciones de porte generando. Ello se puede lograr mediante pasantías de técnicos nacionales, contratación temporaria de técnicos o consultores extranjeros experientes, convenios de actividades conjuntas y fortalecimiento recíproco, u otras modalidades.

2 Barreras

Se mencionarán los principales aspectos que se constituyen como limitantes para la implantación de centrales de generación mareomotriz en Uruguay.

A tal efecto, se usará la siguiente definición¹:

Barrera: es un aspecto o condición o característica asignada a un sitio y a una obra (o conjunto de obras) que establece alguna dificultad u obstáculo para la consecución de un objetivo.

La amplitud de esta definición hace que sea aplicable tanto a realidades sociales, condicionantes económicas o características físicas de territorio o de equipos o de obras.

A los efectos de su análisis se las clasificará en las siguientes categorías:

1. Barreras institucionales.
2. Barreras legales y regulatorias.
3. Barreras económico-financieras y de mercado.
4. Barreras técnicas.
5. Barreras socio-culturales.
6. Barreras ambientales.

Se caracterizarán esos tipos de barreras.

En el contexto del presente proyecto no corresponde un estudio exhaustivo sobre cada uno de ellos. Se mencionarán las que, a la vista de la experiencia internacional, sin duda serán determinantes.

2.1 Barreras institucionales.

Son los posibles obstáculos relacionados con el establecimiento e implementación de políticas públicas. Se incluye los requisitos de gestión a que obligan las leyes y reglamentaciones.

¹ Ya utilizada en Terra y Schenzer (2014)

No se prevé que haya barreras de este tipo que sean invalidantes a los efectos de una implantación mareomotriz. Ya hay políticas definidas de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, hay instituciones gubernamentales cuyos cometidos pueden perfectamente incluir estas actividades para promoverlas, supervisarlas, controlarlas.

2.2 Barreras legales y regulatorias

Si bien no hay marcos normativos expresos debido a la falta de experiencia previa, no se visualiza que se llegue a escollos legales o regulatorios insalvables.

2.3 Barreras económico-financieras y de mercado

Se consideran como tales los obstáculos vinculados con los precios, los eventuales sobrepagos, la financiación, los regímenes de promoción, que pueden interferir con la ejecución de proyectos de generación mareomotriz y la comercialización de la energía producida. Algunos que cabe destacar son los siguientes:

- Costos energéticos y precios de la energía

El costo variable de operación para los emprendimientos mareomotrices no será relevante, al no considerarse un costo por el uso de las corrientes ni del sitio. Los únicos costos que dependerán en alguna medida del volumen de operación serán los de Operación y Mantenimiento. Son muy dependientes del tipo de tecnología que se adopte; no hay amplia experiencia internacional que permita prever valores con cierta aproximación. Se estima que serían parecidos o al menos del mismo orden de magnitud que los de la generación eólica.

- Señales tarifarias

Lograr bajos costos de la energía es uno de los objetivos principales de la industria, tanto de la fabricación como del montaje y explotación de los equipos. No es de despreciar, tampoco, los costos de amortización de las inversiones. En el Reino Unido se estimaba², en 2011, que deberían reducirse un 50 a 75%. A la fecha están entre 162 y 340 £/MWh, más altos que los costos de la

² McCloghrie (2011)

energía fotovoltaica. Deberían ser menores a £100/MWh para 2025. Se va a necesitar apoyo continuo del gobierno para lograr esos costos. Además, menciona varios impactos positivos y la necesidad de su internalización con visión nacional: "Somebody has to convert all benefits into 'UK economy' cash values".

Otra referencia consultada³, también del Reino Unido, menciona que el costo de la energía a partir de mareas, en 2011, era de 0,29 a 0,33 £/kWh; o sea, algo más de 500 U\$S/MWh. Para ser competitiva, debería acercarse al de la fuente más barata (turbinas a gas de ciclo combinado) que es entre 0,025 y 0,05 £/kWh; o sea entre 40 y 80 U\$S/MWh.

En muchos países se han establecido tarifas especiales promocionales (feed-in tariff) para alentar el despegue de algunas fuentes energéticas. Por ejemplo, para la energía de origen marino, se paga⁴:

- En Francia, 150 € / MWh, por 20 años
- En Irlanda, 220 € / MWh, por 15 años
- En Italia, 340 € / MWh por 15 años (más algunas exenciones impositivas en el sur del país)
- En Dinamarca, 80 € / MWh por encima del precio de mercado, por 10 años

En Uruguay no hay, a la fecha, generadores mareomotrices. Se puede tomar como referencia cercana en el tiempo la energía eléctrica de origen eólico: está siendo comprada por UTE a precios fijados por contratos (a 20 años) entre 60 y 70 U\$S/MWh.

Por otra parte, algunas resoluciones del Directorio de UTE comprometieron 90 U\$S/MWh para algunos emprendimientos hidroeléctricos con embalses en ríos interiores, que hasta la fecha no se concretaron.

Los precios a que se remunere la energía mareomotriz y las condiciones que se exijan deberían ser tales que alienten a inversores; ello requiere decisiones y políticas expresas y decididas.

- Costos de inversión

Estos costos representan un verdadero desafío, no sólo en Uruguay sino en el mundo. Como se aprecia en la Tabla II, 7.1 en que se relevan algunos costos publicados, los costos de capital son, a la fecha, muy superiores a los de casi todas las demás fuentes alternativas de energía.

Los costos de inversión de la energía mareomotriz no deberían ser muy superiores a los mencionados si se quiere facilitar su despliegue e inserción en la matriz energética nacional. Como se muestra en la tabla II, 7.1, llegar a esos costos no es sencillo ni automático. Para una primera experiencia piloto, se debería utilizar una tecnología que permita un considerable abatimiento de costos en caso de ser replicada en el mismo sitio u otros. Por ejemplo, selección de sistemas de

³ Bowie (2012)

⁴ Información tomada de MacDonald, 2012

montaje sencillos y de fácil elaboración, posibilidad de fabricación y montaje seriados en lo posible, sistemas de transmisión de la energía de mínimo costo. Y escala (tamaños y pesos unitarios) que, al menos en las primeras implantaciones, permita su despliegue mediante maquinaria fija y flotante de fácil disponibilidad en el país o la región.

- Incentivos fiscales y exoneraciones

En todo el mundo, la introducción de nuevas fuentes energéticas ha sido acompañada de beneficios tributarios, por lo menos hasta que la tecnología esté más madura o hasta que se haya desarrollado un mercado activo. A propósito de la generación mareomotriz, ya en el año 2000, en el Reino Unido, se reconocía⁵ que sólo con favorables condiciones fiscales los costos de generación podrían ser del orden de 72 U\$S/MWh. Y ello con instalaciones en regiones privilegiadas por la intensidad de las corrientes de marea.

En Uruguay se aplican incentivos a la generación "limpia" en forma de exoneraciones tributarias. Se reflejan en la Ley 16906, de 07/01/1998 ("Ley de interés nacional, promoción y protección de inversiones"), luego reglamentada por el Decreto 02/2012, de enero de 2012. Según esta normativa, los proyectos de inversión deben ser presentados ante la Comisión de Aplicación (COMAP) del Ministerio de Economía y Finanzas. En <http://comap.mef.gub.uy> se encuentran las condiciones que se debe cumplir, así como la forma de tramitar las exoneraciones.

2.4 Barreras técnicas

2.4.1 Acceso a la tecnología

La tecnología de generación mareomotriz, a la fecha, no está ampliamente difundida. La experiencia técnica detallada, de no mucho más de dos décadas en todo el mundo, se encuentra en el seno de algunas empresas. Éstas, principalmente europeas, han sido las que han hecho desarrollos tecnológicos, en muchos casos mediante el método de "prueba y error" (ver II, 2.3.4). Sin que sean tecnologías muy sofisticadas, su despliegue a nivel comercial requiere fábricas de un tamaño y especialización tal que no se encuentran en el país. Por lo tanto, por un buen tiempo se deberá estar sujeto a la oferta tecnológica externa.

Sin perjuicio de ello, se puede realizar en el país buena parte de las instancias enumeradas en 1.3. Se dispone de algunos laboratorios para algunos ensayos; no es difícil pensar que se los pueda ampliar o se genere algún otro laboratorio nacional para cubrir todos los posibles ensayos que valga la pena antes de una instalación piloto. Aunque ésta se realice con equipos importados, puede ser de interés nacional generar estudios particularizados, crear grupos de trabajo, aplicar y difundir las

⁵ Bryden, Macfarlane (2000)

potencialidades tecnológicas nacionales, que algunas empresas nacionales participen de parte del suministro o del montaje. Lo mismo vale, con mayor razón, para las posteriores instalaciones a escala industrial.

Hay algunos desafíos técnicos que debe resolver el fabricante, sobre los cuales se han ensayado distintas soluciones, pero que a la fecha no están unánimemente reconocidos como resueltos de forma madura:

- Estanqueidad, problema agravado por lo corrosivo del ambiente marino
- Incrustaciones de origen biológico (bio-fouling), generado por organismos que colonizan las estructuras sumergidas y pueden llegar a reducir eficiencias o provocar fallas o roturas.
- Corrosión de las estructuras o equipos sumergidos
- Durabilidad, incluyendo en este concepto que se soporte esfuerzos extremos, que los ciclos frecuentes no disminuyan la vida útil, que los sistemas de anclaje y sujeción sean confiables, que los cables resistan el desgaste por eventuales rozamientos o la fatiga por cambios frecuentes de forma y ubicación, etc.

2.4.2 Necesidad de almacenamiento.

La alta variabilidad temporal del recurso mareomotriz lo hace inadecuado para satisfacer directamente alguna demanda de energía eléctrica. No es un recurso utilizable como fuente energética "de base". Pero su alta predictibilidad lo hace sumamente adecuado para usarlo conjuntamente con un medio de almacenamiento energético para atender (indirectamente) picos de demanda.

Además de su predictibilidad, se cuenta con la ventaja de su previsibilidad: no hay "sequía" de mareas, aunque pueda haber alguna variabilidad. Por lo tanto, combinado con un sistema de almacenamiento puede constituirse en una fuente energética de buena firmeza.

El almacenamiento de energía proveniente de una fuente tan variable en el tiempo sólo puede realizarse, en el sistema energético uruguayo actual, mediante los lagos de las centrales hidroeléctricas existentes. Sería preferible que hubiera otros sitios de almacenamiento de energía, diseñados ex-profeso, que permitieran absorber los picos y valles de oferta y de demanda con intervalos entre arranque y parada de pocas horas. Ello hace que no sea necesario disponer de almacenamientos de gran capacidad⁶. Se necesitará además un estudio particularizado de la red a la cual se conecte, para poder elaborar las estrategias de control adecuadas a esa variabilidad.

2.4.3 Frecuencia de entrada y salida

⁶ En Bryden y Macfarlane (2000) se puede encontrar un estudio de un sistema de generación mareomotriz combinado con un almacenamiento energético, por ejemplo mediante volantes de inercia.

Además de lo mencionado en 2.4.2, la alta frecuencia con que deben integrarse al sistema (“ser despachados”) y salir de operación los generadores mareomotrices plantea dificultades para el manejo del sistema integrado nacional.

Se generaría una complejidad adicional por tener que variar con frecuencia el régimen de trabajo de las centrales hidroeléctricas de base, o de las otras fuentes del sistema.

Se requiere seleccionar cuidadosamente el punto de conexión; eventualmente puede necesitarse hacer refuerzos de redes de media y alta tensión y cierres de mallas para evitar perturbaciones con una frecuencia diaria o bi-diaria. Los regímenes transitorios pueden ser de difícil control, pueden darse tensiones fuera de los límites habituales en algunas circunstancias; se deberá revisar el poder de corte de los dispositivos de conmutación de la red, etc.

2.5 Barreras socio-culturales

Se trata de los obstáculos relacionados con la percepción y aceptación o no por parte de la sociedad respecto a los proyectos mareomotrices.

Sin pretensión de ser exhaustivo, se puede prever resistencias debido a:

- Impactos sobre régimen de corrientes y oleajes y sobre procesos sedimentarios
- Impactos sobre la fauna marina y aves
- Impactos visuales no acostumbrados, afectación a turismo
- Afectación sobre actividades náuticas recreacionales y de competición
- Cambios de uso de las zonas marítimas y terrestre involucradas
- Afectación a zonas de exclusión de uso militar
- Interacción con activos culturales o históricos, afectación de áreas protegidas

No se cree que haya obstáculos de este tipo que tengan posibilidad de hacer abortar un emprendimiento mareomotriz. La sociedad tiene o puede tener fácilmente conocimiento y llegar a la comprensión de la tecnología y sus ventajas y desventajas; en la medida en que se sea cuidadoso con la elección final del sitio no tiene porqué colidir con otras actividades; y un buen y transparente estudio de impactos puede generar confianza en el relativa inocuidad de un proyecto.

2.6 Algunas barreras ambientales

2.6.1 Aceptación desde lo ambiental

Si bien la sensibilidad pública respecto a los impactos ambientales ha aumentado en los últimos tiempos, un buen estudio de los impactos y su adecuada divulgación puede lograr que no haya una

oposición enconada a un emprendimiento. Más aún, puede ayudar a que se revelen aspectos que no se hubieran tenido en cuenta previamente; su adecuada consideración puede hacer que el emprendimiento gane en confiabilidad y visualización positiva. Dado que los emprendimientos se realizarían necesariamente en el mar, lejos de los lugares habituales de residencia y tránsito de la gente, no será afectado por el "síndrome NIMBY"⁷.

2.6.2 Asociación con gases de efecto invernadero (GEI) o cambio climático

No se cree que sea una barrera invalidante. Se espera que un emprendimiento de generación mareomotriz disminuya la necesidad de generar energía eléctrica a partir de fuentes que sí colaboran con la emisión de gases de efecto invernadero. En ese sentido, puede considerársele como un factor positivo en la mitigación de los fenómenos antropogénicos que puedan influir en la variabilidad climática.

BIBLIOGRAFÍA MENCIONADA

Bowie, A.. "Flexible Moorings for Tidal Current Turbines". Master Thesis, University of Strathclyde Engineering; U.K., 2012

Bryden, I.G., Macfalane, D.M.. "The utilisation of short term energy storage with tidal current generations systems". Energy 25 (2000)

MacDonald, Mott: "Offshore Renewable Energy"; IEA-RETD (International Energy Agency-Renewable Energy Technology Development), 2012. Earthscan, Abingdon, Oxon, UK.

McCloghrie, P.. "UK Government policy- Future support for Tidal Energy". Dpt. Of energy & Climate Change, office for Renewable Energy Deployment, 2011

Terra, R., Schenzer, D.: "Barreras para la implantación de pequeñas centrales hidroeléctricas". Consultoría para la Dirección Nacional de Energía, Uruguay, sobre Factibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas, contrato con el BID INE/ENE/ERG_T1886-SN1/11; Julio 2014

⁷ Acrónimo de la expresión "Not in my backyard", en inglés "no en mi patio trasero"; también se usa en español la sigla SPAN: "Sí, pero aquí no". En ambos casos se refiere, en forma algo irónica y quizá peyorativa, a la actitud de los que aprecian el beneficio pero no quieren ser afectados personalmente por los costos o molestias o deterioro de calidad de vida que aparejará para algunos.