

INFORME FINAL

Costa Rica

Determinación del Potencial de Energía Marina para Generación Eléctrica

Ana Brito e Melo

15 de noviembre 2013



Tabla de contenido

1. RESUMEN EJECUTIVO	6
2. INTRODUCCIÓN	15
3. ALCANCE Y METODOLOGÍA	17
3.1 ALCANCE DEL TRABAJO	17
3.2 ESTRUCTURA GLOBAL DEL TRABAJO	18
4. BREVES CONSIDERACIONES SOBRE LAS TECNOLOGÍAS	21
4.1 ENERGÍA DE OLAS.....	21
4.2 ENERGÍA DE LAS CORRIENTES MARINAS	25
4.3 ENERGÍA DE LAS MAREAS	28
5. COSTE ACTUAL Y PERSPECTIVAS FUTURAS	29
5.1 COMENTARIOS GENERALES	29
5.2 COSTES DE LOS PROYECTOS ACTUALES	30
5.3 PROYECCIONES DEL LCOE A LARGO PLAZO	31
6. ENERGÍA DE LAS OLAS	33
6.1 LOS DATOS DE REFERENCIA DEL RECURSO ENERGÉTICO	33
6.2 VALIDACIÓN DE LOS DATOS DE LAS OLAS.....	36
6.3 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL TEÓRICO BRUTO.....	41
6.4 VARIABILIDAD DEL RECURSO ENERGÉTICO	46
6.5 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL TEÓRICO DISPONIBLE.....	49
6.6 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL TÉCNICO.....	53
6.7 ZONIFICACIÓN Y PRIORIZACIÓN.....	54
7. ENERGÍA DE LAS CORRIENTES MARINAS	74
7.1 LOS DATOS DE REFERENCIA.....	74
7.2 POTENCIAL TEÓRICO	77
7.3 POTENCIAL TÉCNICO.....	83
8. ENERGÍA DE LAS MAREAS	84
8.1 CONSIDERACIONES SOBRE EL POTENCIAL ENERGÉTICO DE LAS MAREAS.....	84
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES	86
9.1 CONCLUSIONES.....	86
9.2 LIMITACIONES DEL ESTUDIO DEL POTENCIAL DE ENERGÍA DE LAS OLAS.....	88
9.3 PROPUESTA DE RED DE MONITORIZACIÓN.....	91
9.4 UNA BREVE NOTA SOBRE OTEC	94
9.5 UNA BREVE NOTA SOBRE LAS CORRIENTES DEL RÍO	97
9.6 UNA BREVE NOTA SOBRE ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE.....	97
9.7 RECOMENDACIONES PRELIMINARES PARA LA PREPARACIÓN DE UNA HOJA DE RUTA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES OFFSHORE ...	100
10. AGRADECIMIENTOS	104
11. REFERENCIAS.....	105

Lista de Cuadros

Cuadro 1.1 Recursos estimados para la producción de energía eléctrica a partir de las olas	7
Cuadro 1.2 Recursos estimados para la producción de energía eléctrica a partir de las corrientes de mareas	9
Cuadro 1.3 Recursos estimados para la producción de energía eléctrica a partir de las corrientes oceánicas	11
Cuadro 4.1 Definiciones del indicador TRL	24
Cuadro 4.2 Lista de los embalses de marea existentes (Fuente: WavEC Database)	28
Cuadro 6.1 Comparación entre los valores medios, máximos y mínimos de H_s y T_p obtenidos a partir de resultados del modelo WAVEWATCH III para un punto en la ZEE de Costa Rica y para el punto junto a la boya NDBC 42058, entre enero de 2005 y diciembre de 2009.	37
Cuadro 6.2 Variabilidad interanual de H_s , T_p , P y θ_p , en términos de valores medios y las desviaciones estándar, para el punto en la longitud 85°O y latitud 3°N, correspondiente al punto en el Pacífico con el más alto potencial.	47
Cuadro 6.3 Variabilidad mensual (estacional) de H_s , T_p , P y θ_p , en términos de valores medios y las desviaciones estándar, para el punto en la longitud 85°O y latitud 3°N, correspondiente al punto en el Pacífico con el más alto potencial.	47
Cuadro 6.4 Variabilidad interanual de H_s , T_p , P y θ_p , en términos de valores medios y las desviaciones estándar, para el punto en la longitud 83°O y latitud 10°N, correspondiente al punto en el Mar Caribe con el más bajo potencial.	48
Cuadro 6.5 Variabilidad mensual (estacional) de H_s , T_p , P y θ_p , en términos de valores medios y las desviaciones estándar, para el punto en la longitud 83°O y latitud 10°N, correspondiente al punto en el Mar Caribe con el más bajo potencial.	48
Cuadro 6.6 Recurso de energía de olas para 12 líneas auxiliares en la ZEE del Mar Caribe para el cálculo del potencial teórico disponible.....	52
Cuadro 6.7 Recurso de energía de olas para 29 líneas auxiliares en la ZEE del Océano Pacífico para el cálculo del potencial teórico disponible.....	52
Cuadro 6.8 Determinación del potencial técnico de las olas	54
Cuadro 6.9 Áreas potenciales de exclusión o de conflictos de uso.....	60
Cuadro 6.10 Factores de ponderación en la selección de localizaciones	60
Cuadro 7.1 Valores máximos de velocidad de las corrientes de marea en puntos específicos.....	75
Cuadro 7.2 Potencial teórico de las corrientes de marea	80
Cuadro 7.3 Potencial teórico de las corrientes oceánicas.....	81
Cuadro 8.1 Amplitudes de marea correspondientes a los valores de la figura 8.1	85

Lista de Figuras

Fig. 1.1 Recursos estimados para la producción de energía eléctrica a partir de las olas.....	8
Fig. 1.2 Recursos estimados para la producción de energía eléctrica a partir de las corrientes de mareas.....	10
Fig. 1.3 Recursos estimados para la producción de energía eléctrica a partir de las corrientes oceánicas.....	11
Fig. 1.4 Potencia media de oleaje anual, en kW/m de longitud de cresta de ola	12
Fig. 3.1 Zona Económica Exclusiva (ZEE) de Costa Rica (la costa del Pacífico y la costa Caribeña)	17
Fig. 4.1 Los principales tipos de sistemas de energía de las olas (Columna de Agua Oscilante, Cuerpos Flotantes y Sistemas de overtopping)	22
Fig. 4.2 Evolución de la capacidad instalada para energía del oleaje (Fuente: WavEC Database).....	23

Fig. 4.3 Evolución del TRL a lo largo de los años (Fuente: WavEC Database).....	24
Fig. 4.4 Capacidad instalada acumulada (MW) de las tecnologías más relevantes (eje vertical en escala logarítmica) ...	26
Fig. 4.5 Ilustración de la operación de una estructura tipo embalse de mareas	28
Fig. 5.1 Evolución esperada del CAPEX (costos capitalizables en Euro) de la energía de las olas y corrientes, para proyectos de prototipos a escala real, pre-comerciales y comerciales, basado en varias fuentes (Ernst & Young & Black & Veatch, 2010; Ernst & Young & DECC, 2009; renewableUK, 2010; WavEC database)	30
Fig. 5.2 Evolución esperada del OPEX (costos operativos en Euro) de la energía de las olas y corrientes, para proyectos de prototipos a escala real, pre-comerciales y comerciales, basado en varias fuentes (Ernst & Young & Black & Veatch, 2010; Ernst & Young & DECC, 2009; renewableUK, 2010; WavEC database); Corrientes=azul, rojo=olas y verde=eólica marina.....	31
Fig. 5.3 Evolución esperada del LCOE (en Euro) de las olas y corrientes, en el caso de "business as usual" (BAU) y en un escenario de la innovación acelerada (Carbon Trust, 2011); Rojo = olas, azul = corrientes	32
Fig. 5.4 Desagregación de los costos en sus varias componentes (Estructura, Sistema de amarraje, Sistemas de potencia, Instalación, Conexión a red, Operación y Mantenimiento) para los primeros parques de 10MW (Carbon Trust, 2011); lado izquierdo = olas, derecha = corrientes.	32
Fig. 6.1 Localización del área de estudio, indicando la posición de los puntos obtenidos del modelo de reanálisis WWIII.	34
Fig. 6.2 Localización de las boyas de observación del oleaje en el Caribe. Boya utilizada en el estudio de validación de los datos: NDBC Station 42058; 14.923°N 74.918°O.....	35
Fig. 6.3 Localización de la boya NDBC 42058, del punto del modelo WAVEWATCH III más próximo y de un punto del modelo en la ZEE de Costa Rica.	36
Fig. 6.4 Verificación de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el punto de coordenadas 15°N, 75°O por comparación con las mediciones de la boya NDBC 42058 entre junio de 2005 y octubre de 2009.	38
Fig. 6.5 Punto de validación del modelo WAVEWATCH III en la ZEE de Costa Rica en el Mar Caribe y paso más próximo del satélite Jason-1 (065).	39
Fig. 6.6 Verificación de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el punto de coordenadas 11°N, 83°W por comparación con mediciones Jason-1 entre enero de 2002 y enero de 2009.....	39
Fig. 6.7 Puntos WAVEWATCH III y pasos Jason-1 utilizados en la validación del modelo para la ZEE en el Océano Pacífico.	40
Fig. 6.8 Verificación de los resultados del modelo WAVEWATCH III para dos puntos en la ZEE en el Océano Pacífico por comparación con mediciones Jason-1 entre enero de 2002 y enero de 2009.....	41
Fig. 6.9 Valor medio de la altura significativa en la ZEE de Costa Rica obtenido a partir de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el periodo 2000-2009.	42
Fig. 6.10 Valor medio del periodo de pico en la ZEE de Costa Rica obtenido a partir de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el periodo 2000-2009.	42
Fig. 6.11 Valor medio de la potencia de las olas en la ZEE de Costa Rica obtenido a partir de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el periodo 2000-2009.	45
Fig. 6.12 Área y líneas auxiliares para el cálculo del potencial teórico disponible a lo largo de Costa Rica.	51
Fig. 6.13 Área de estudio - Batimetría en la Zona Económica Exclusiva de Costa Rica	62
Fig. 6.14 Batimetría entre 50 y 200 metros de profundidad.....	62
Fig. 6.15 Áreas marinas protegidas	63
Fig. 6.16 Áreas marinas de pesca responsable (AMPR)	64
Fig. 6.17 Principales Rutas de Navegación y Cables Submarinos	64
Fig. 6.18 Infraestructuras - Puertos, Subestaciones y Líneas de Transmisión	65
Fig. 6.19 Geología del lecho marino en la Zona Económica Exclusiva de Costa Rica	66

<i>Fig. 6.20 Energía de las Olas en la Zona Económica Exclusiva de Costa Rica</i>	<i>67</i>
<i>Fig. 6.21 Factores identificados que condicionan la instalación de parques de energía de olas a lo largo de la costa Pacífica y Atlántica de Costa Rica.</i>	<i>68</i>
<i>Fig. 6.22 Priorización de las áreas para el desarrollo de proyectos de energía de olas (el color rojo corresponde a las zonas más adecuadas) con las zonas de exclusión</i>	<i>69</i>
<i>Fig. 6.23 Priorización de las áreas para el desarrollo de proyectos de energía de olas (el color rojo corresponde a las zonas más adecuadas).....</i>	<i>70</i>
<i>Fig. 6.24 Clasificación geomorfológica de las costas de Costa Rica (basado en Denyer & Cárdenes, 2000)</i>	<i>71</i>
<i>Fig.6.25 Distribución general de todos los avistamientos de cetáceos hace de 1979-2001 en el Pacífico (May-Collado et al)</i>	<i>71</i>
<i>Fig 7.1 Valores máximos de velocidad de las corrientes de marea en puntos específicos, encontrados en la literatura ...</i>	<i>76</i>
<i>Fig. 7.2 Efecto de la fracción de sección ocupada por turbinas, o la relación de bloqueo, en la eficiencia de los parques y la velocidad de flujo de una sola fila de turbinas óptimamente sintonizado en un canal de sección transversal constante. Curvas sólidas corresponden a un canal poco profundo y las líneas discontinuas a ejemplos estrecho de marea (en Vennell, 2012).</i>	<i>79</i>
<i>Fig. 7.3 Valores medios de la velocidad y la dirección de la corriente a 40 metros de profundidad, en la ZEE de Costa Rica, obtenido a partir de los resultados NCOM para el periodo comprendido entre febrero de 2010 y marzo de 2013. .</i>	<i>82</i>
<i>Fig. 8.1 Diferencias de amplitud (pies) y fase (minutos) referidas a las estaciones primarias de registro: Puntarenas y Cristóbal (Panamá)</i>	<i>85</i>
<i>Fig. 9.1 Centros en Europa de pruebas en el mar</i>	<i>87</i>
<i>Fig. 9.2 Áreas de puesta en marcha de una red de monitorización (Fuente: IH)</i>	<i>91</i>
<i>Fig. 9.3 Localización propuesta para la monitorización de las corrientes de marea del Golfo de Nicoya (primera opción en naranja, y opción alternativa en amarillo); (Fuente: IH).....</i>	<i>93</i>
<i>Fig. 9.4 Localización propuesta para la monitorización de las corrientes de marea del Golfo Dulce (Fuente: IH).</i>	<i>93</i>
<i>Fig. 9.5 Distribución mundial de los valores medios de la diferencia de temperatura</i>	<i>94</i>
<i>Fig. 9.6 Distribución de la diferencia de temperatura del océano en la ZEE de Costa Rica (Fuente: MyOcean).....</i>	<i>96</i>

1. Resumen Ejecutivo

Este documento constituye el Informe Final del Consultor, Ana Brito e Melo, elaborado con el objetivo de exponer sus actividades en la realización de la Consultoría denominada “Determinación del potencial de energía marina para generación eléctrica en Costa Rica” – encargado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) – así como de presentar los alcances y resultados logrados en el cumplimiento de las tareas especificadas en el correspondiente contrato.

El presente estudio se centra en los siguientes recursos energéticos marinos: energía de las olas, energía de las mareas y energía de las corrientes marinas de dos tipos: las costeras que se deben a las mareas y las alejadas de la costa de origen térmico y salino.

El estudio identifica el potencial teórico bruto estimado en toda la Zona Económica Exclusiva (ZEE), el potencial teórico disponible teniendo en cuenta todas las restricciones en el espacio marítimo que impiden el desarrollo de parques marinos (restricciones físicas naturales y usos del espacio marítimo) y el potencial técnico teniendo en cuenta las tecnologías existentes. Las tecnologías de olas y corrientes se encuentran en una fase inicial de demostración, por lo que hay incertidumbre en los factores relacionados con su desempeño y rendimiento. Por lo tanto, sólo es posible estimar el potencial técnico en función de factores genéricos, y teniendo en cuenta las hipótesis que han sido adoptadas en los estudios que evalúan el potencial en otros países, incluyendo la Comunidad Económica (CE), Canadá, Chile, Irlanda y Reino Unido.

El primer paso de este estudio corresponde a la compilación y sistematización de toda la información disponible sobre los recursos marinos de Costa Rica y los factores que influyen en el desarrollo de esta área. Esta recopilación de información tiene como base las reuniones con los principales actores locales, material de lectura proporcionado por ICE, búsqueda en internet y contactos con los principales centros de suministro de datos marítimos en todo el mundo. Se utilizaron, además, datos sobre tecnologías que figuran en la base de datos interna de WavEC.

Las limitaciones más importantes encontradas en la elaboración del estudio se indican en la sección de conclusiones.

Energía de las olas

Para la caracterización del recurso de energía de las olas en Costa Rica, se ha seguido la metodología estándar habitualmente utilizada en estudios de esta naturaleza y se han adoptado las recomendaciones propuestas en “Preliminary Actions on Wave Energy R&D” (1991-1993) de la Comunidad Europea (Pontes et al., 1993).

Para evaluar el potencial bruto de las olas en toda la ZEE se llevó a cabo un análisis muy detallado del clima marítimo, el cual se basó en información específica de batimetrías y simulación computacional mediante el modelo de oleaje espectral Wavewatch III. Es recomendable en este tipo de análisis realizar la calibración de los datos por comparación con datos cuya precisión esté comprobada. Por lo tanto, se realizó una validación de los datos del modelo con datos de observación provenientes de las boyas NDBC (*National Data Buoy Center*, NOAA) y recurriendo también a la utilización de datos del altímetro a bordo del satélite oceanográfico Jason-1, operado conjuntamente por el CNES (*Centre National d'Études Spatiales*, agencia espacial francesa) y por la NASA.

El clima de olas a lo largo de las dos costas (Océano Pacífico y Mar Caribe) presenta características significativamente dispares. El clima de olas a lo largo de la costa este (Mar Caribe) presenta características típicas de mar cerrado, con predominio de sistemas de mar de viento y dirección predominante de la agitación marítima de ENE. La ZEE en el Océano Pacífico abarca un área significativamente mayor que en el Mar Caribe, con una mayor diversidad de condiciones de abrigo y profundidad, y consecuentemente una mayor variación espacial de los valores medios de los parámetros de agitación marítima. La dirección de las olas es aproximadamente de SO. Las condiciones de agitación marítima a lo largo de la costa oeste se caracterizan por regímenes de mar de fondo con origen en el Pacífico Sur, lo que es más apropiado para la obtención de energía a partir de las olas. El valor medio de la potencia de las olas en la ZEE en el Mar Caribe es 9,1 kW/m y a lo largo de la costa del Pacífico es 15,9 kW/m. Existe una franja que atraviesa la ZEE del Pacífico en una diagonal con orientación SO-NE en la que los valores de la potencia de las olas son visiblemente inferiores. Este patrón estará relacionado con el efecto de abrigo provocado por el archipiélago de los Galápagos, que bloquean parcialmente los regímenes de mar de fondo originados en el Pacífico Sur.

El Cuadro 1.1 y la Fig. 1.1 resumen el potencial estimado teórico bruto, disponible y técnico, y la producción anual de energía eléctrica a partir de las olas.

Cuadro 1.1 Recursos estimados para la producción de energía eléctrica a partir de las olas

	Potencial teórico bruto		Potencial teórico disponible		Potencial técnico	
	GW	TWh/año	GW	TWh/año	GW	TWh/año
Pacifico	13,8	121,3	5,6	48,8	1,7	14,8
Caribe	1,7	15,0	1,1	9,5	0,3	2,9
TOTAL	15,5	136,3	6,7	58,3	2,0	17,6

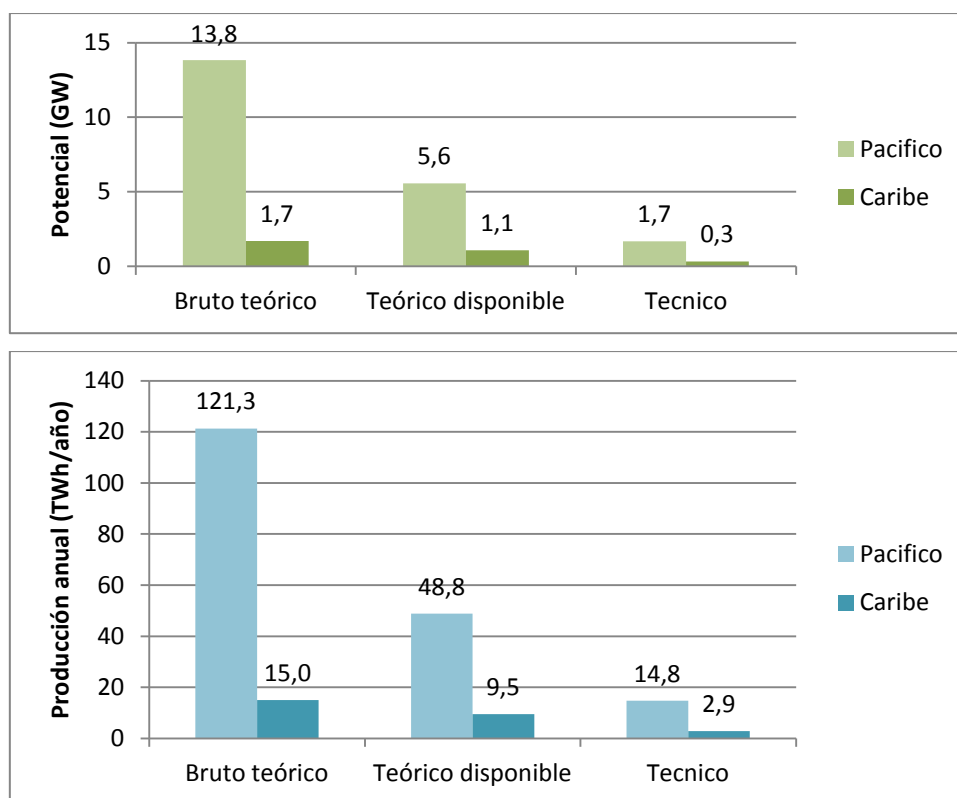


Fig. 1.1 Recursos estimados para la producción de energía eléctrica a partir de las olas

Para calcular el potencial teórico disponible de energía de las olas a lo largo de Costa Rica se consideran las restricciones existentes en el espacio marítimo. Han sido identificados los siguientes condicionantes:

- Áreas marinas protegidas
- Áreas marinas de pesca responsable
- Zona de paso de cables submarinos o conductos
- Entradas de puertos principales y rutas de navegación
- Profundidad inferior a 50 m y superior a 200 m

Se ha aplicado en Costa Rica una metodología de selección de localizaciones de parques de energía de olas que utiliza el enfoque denominado “análisis multi-criterio geo-espacial”, que es una técnica que se ha venido utilizando comúnmente en los últimos años en procesos de planificación de parques de energía de olas y energía eólica. La variedad de factores que determinan la viabilidad de un parque de energía de olas son tenidos en cuenta y se atribuye un peso a cada factor, de acuerdo con su influencia. El objetivo de este enfoque es obtener una indicación cuantitativa de la localización de las zonas más adecuadas para el desarrollo de proyectos de energía de olas en Costa Rica. Los siguientes factores han sido considerados:

- Clima de olas
- Proximidad de puntos de conexión a la red eléctrica junto a la costa

- Distancia a puertos (Operación y Mantenimiento)
- Geología del fondo marino y tipo de costa

El resultado final es por tanto la identificación de las zonas geográficas susceptibles de desarrollar la energía de olas a partir de una zonificación y priorización en GIS.

En el cálculo del potencial técnico de generación de energía eléctrica se han asumido diversos factores de eficiencia a nivel de los distintos componentes de la cadena de conversión. Aunque parte de estos factores se refieren a tecnologías facilitadoras ya establecidas y comunes a otras actividades offshore, la información reunida en el contexto de la energía de las olas, se refiere a tecnología en fase de maduración, esencialmente obtenida de tecnólogos y de investigación científica, de fuentes dispares y, a veces, relativamente poco fiables.

Las corrientes de mareas

Las corrientes de marea más fuertes se producen en los angostos estrechos o donde el flujo está limitado por la presencia de islas o promontorios. Por lo tanto el enfoque para estimar el potencial de las corrientes es diferente del que se utiliza para energía de las olas: la estimación del potencial de corrientes marinas por lo general se inicia con la evaluación de los sitios potenciales con determinadas características geomorfológicas. Golfo Dulce y Golfo de Nicoya han sido identificados como las áreas potencialmente más adecuados. Se ha de señalar que la evaluación de la energía de las corrientes de marea depende en gran medida de información sólida sobre el campo de velocidad en lugares específicos, obtenidos coherente y metódicamente. Por lo tanto la realización de campañas de medición adecuadas o la aplicación de un modelo 3D potencialmente darían lugar a considerables mejoras en el estudio.

La siguiente tabla resume el potencial estimado teórico y técnico, y el potencial de producción anual de energía eléctrica a partir de las corrientes de mareas.

Cuadro 1.2 Recursos estimados para la producción de energía eléctrica a partir de las corrientes de mareas

Corrientes de mareas	Potencial Teórico		Potencial Técnico	
	MW	GWh/año	MW	GWh/año
Golfo de Nicoya	1,4	12,0	0,3	2,6
Golfo Dulce	0,8	6,9	0,2	1,5
Total	2,2	18,9	0,5	4,1

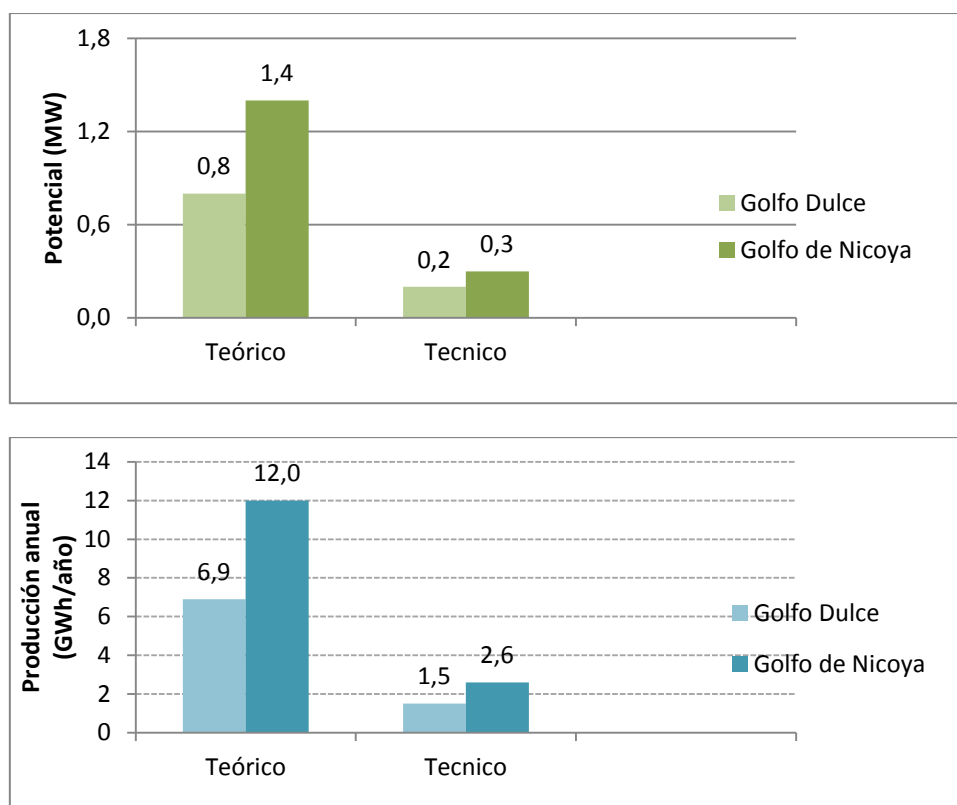


Fig. 1.2 Recursos estimados para la producción de energía eléctrica a partir de las corrientes de mareas

Corrientes oceánicas

En general, las corrientes oceánicas tienden a ser más lentas que las corrientes de marea, mientras su flujo es continuo o casi continuo, por lo tanto menores velocidades de pico (en el orden de 1,2-1,5 m/s) puede ser económicamente viables. Los datos de velocidad de las corrientes oceánicas utilizados en este estudio se obtuvieron a través del sistema OceanNOMADS. Las siguientes corrientes en la ZEE de Costa Rica han sido analizadas:

- La Contra-Corriente Ecuatorial del Norte (NECC) - en el extremo oeste de la ZEE, el lado del Pacífico, donde se alcanza velocidades promedio de aproximadamente 0,23 m/s,
- La Contra-Corriente de Costa Rica (CRCC) - en la parte norte de la ZEE, en el lado oeste de Golfo de Papagayo, donde se alcanza velocidades medias de 0,18 m/s
- El Giro de Colombia-Panamá – en el lado del Mar Caribe, donde se alcanza velocidades máximas de cerca de 0,56 m/s.

La siguiente tabla resume el potencial teórico y técnico estimado, y el potencial de producción anual respectiva estimado para la producción de energía eléctrica a partir de las corrientes oceánicas.

Cuadro 1.3 Recursos estimados para la producción de energía eléctrica a partir de las corrientes oceánicas

Corrientes oceánicas	Potencial Teórico		Potencial Técnico	
	MW	TWh/año	MW	TWh/año
Giro de Columbia-Panamá	127,4	1,1	29,2	0,3
Contra-Corriente Ecuatorial del Norte (NECC)	8,8	0,08	2	0,02
Contra-Corriente de Costa Rica (CRCC)	4,2	0,04	1	0,01
Total	140,4	1,2	32,2	0,3

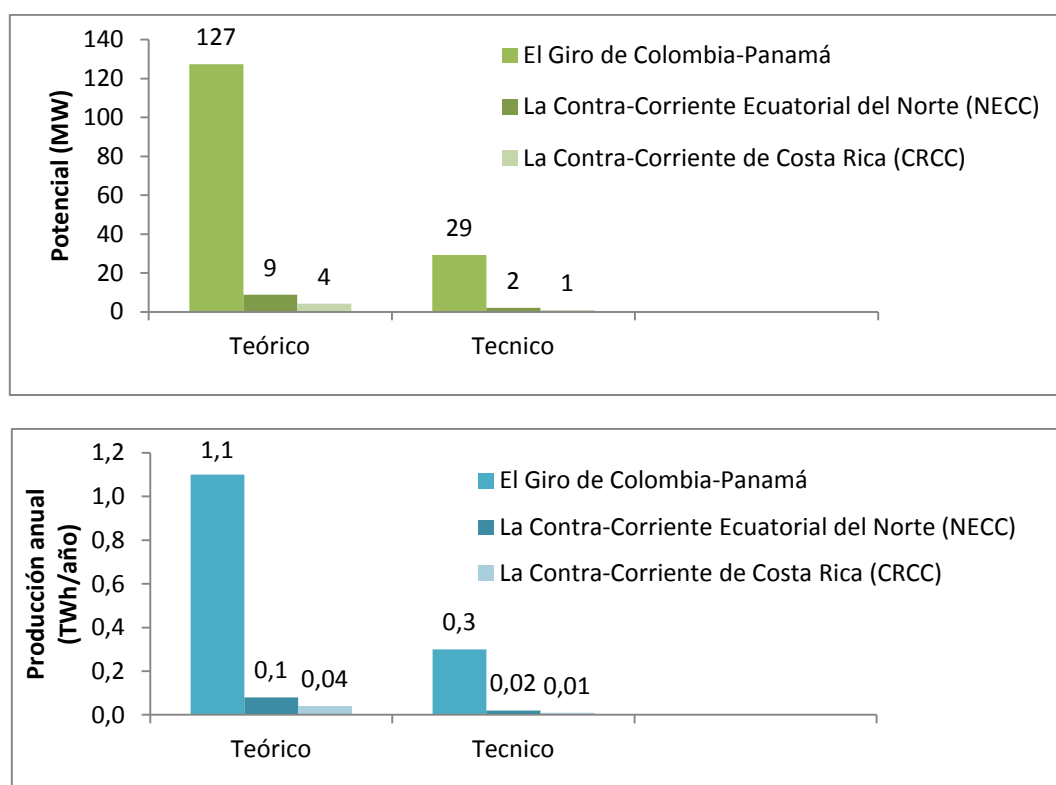


Fig. 1.3 Recursos estimados para la producción de energía eléctrica a partir de las corrientes oceánicas

Energía de las mareas

En lo que se refiere a la energía mareomotriz se constató que la amplitud de marea es inferior a 5 metros. El valor más elevado encontrado tuvo lugar en el Golfo Dulce (3.3m), siendo sin embargo demasiado bajo para ser aprovechado. La tecnología de la energía mareomotriz utiliza componentes convencionales y no se espera que los avances tecnológicos en esta área permitan utilizar valores de amplitud de marea por debajo de los 5 m mencionados.

Conclusiones

En conclusión, se puede afirmar que entre los recursos analizados en este estudio, el recurso que se ha revelado más atractivo en Costa Rica es el de la energía de las olas. En relación a las corrientes, las velocidades encontradas son bajas, haciendo inviable el aprovechamiento a larga escala de este recurso, aunque las mediciones localizadas en puntos específicos, en particular en el Golfo Nicoya, puedan resultar en velocidades interesantes para prueba y desarrollo de esta tecnología y su eventual aplicación en ríos. La amplitud de marea es igualmente baja.

En relación a la energía de las olas llama la atención el hecho de que se trata de un recurso moderado, tal y como se puede ver en la Fig. 1.4, que muestra los valores medios de potencia. Los recursos más energéticos se encuentran, en ambos hemisferios, en las latitudes entre 40 y 60 grados. Costa Rica se sitúa en una franja donde la intensidad del recurso energético es más baja. En esta franja se encuentran también países como India, Indonesia, China, y Corea, países estos donde, a pesar de su bajo potencial, se están desarrollando importantes actividades de investigación y desarrollo de tecnologías apoyadas por programas de financiación nacional. En estos países, la energía de los océanos forma parte de la estrategia nacional relacionada a la política sobre las energías renovables.

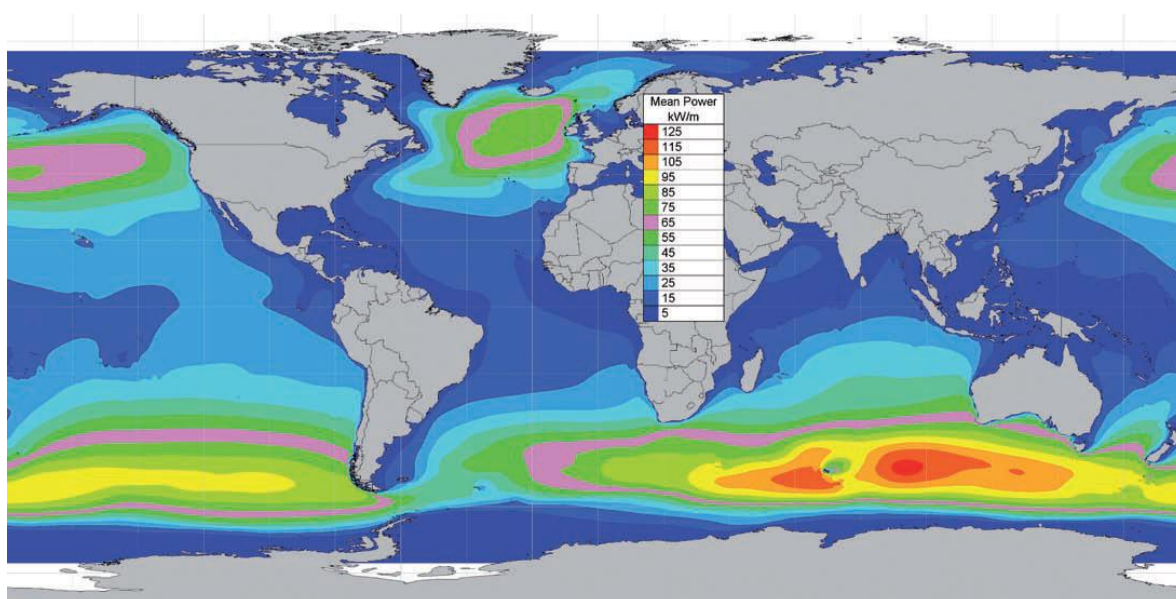


Fig. 1.4 Potencia media de oleaje anual, en kW/m de longitud de cresta de ola

Basándose en el análisis de los valores del potencial determinados en este estudio y teniendo en cuenta las necesidades energéticas de Costa Rica, con los datos aportados por el ICE, es importante tener en cuenta los siguientes aspectos:

- El potencial técnico total de generación de energía eléctrica a partir de las olas en Costa Rica, de aproximadamente 18 TWh/año, sería suficiente para cubrir cerca del 70% de la demanda de generación neta de electricidad proyectada hasta 2035, de acuerdo con el escenario base dado por el ICE, en 2013. Incluso en el caso de que sólo el 10% de este potencial fuese aprovechado (correspondiendo a una extensión total de cerca de 60 km paralelos a la costa), lo que parece ser un escenario más verosímil, cerca del 17% de las actuales necesidades energéticas podrían ser satisfechas recurriendo a la energía de las olas.
- En relación a la energía proveniente de las corrientes de marea, el reducido valor del potencial técnico de producción anual de electricidad (4,1 GWh) corresponde a menos del 0,1% de las actuales necesidades energéticas de Costa Rica, y en cuanto al potencial teórico calculado, este tan sólo corresponde a cerca del 0,2 % de la demanda de generación neta de electricidad estimada para 2013.
- Por otro lado, se constata que el potencial técnico total de generación de energía eléctrica a partir de las corrientes oceánicas es aproximadamente 0,3 TWh/año. Esto significa que, en un escenario en el que se compartan soluciones diversificadas de extracción de energía a partir de fuentes renovables, la parte correspondiente a las corrientes oceánicas podría contribuir aproximadamente un 3% para satisfacer las actuales necesidades energéticas de Costa Rica. Esta contribución disminuye hasta el 1% en el escenario proyectado para 2035. Naturalmente, estos valores están condicionados por las restricciones técnicas actuales, representadas por los factores considerados en el estudio, y, por tanto, son susceptibles de mejoría con los desarrollos tecnológicos que se vayan produciendo en el sector. Sin embargo, se debe resaltar que la explotación de la energía de las corrientes oceánicas se encuentra todavía en una fase muy preliminar y los valores medios de las velocidades obtenidos en el desarrollo del presente estudio son claramente inferiores a las velocidades de arranque típicas de las actuales tecnologías.

Recomendaciones Finales

Este trabajo concluye con una propuesta de implantación de una red de monitorización que incluya mediciones de campo de las corrientes en los golfos y de la agitación en el océano y que permitan planificar en el futuro el aprovechamiento de los recursos considerados en este estudio, así como de otros recursos oceánicos que se revelen prometedores. La propuesta se basa en la Nota Técnica elaborada por el Instituto Hidrográfico Portugués (y entregada al ICE).

Se incluye una breve nota sobre el recurso de la energía proveniente del gradiente térmico del océano (OTEC) en Costa Rica, que es considerado uno de los mejores en el contexto mundial. Además de la recomendación sobre el OTEC, se incluye una nota final sobre la importancia de realizar una evaluación del potencial eólico offshore, teniendo en cuenta que existen desarrollos recientes que utilizan plataformas

flotantes, una tecnología técnicamente viable en zonas costeras con una plataforma continental estrecha y grandes profundidades junto a la costa, como es el caso de Costa Rica.

Aunque esté fuera del ámbito de este estudio y no se trate en este caso de una energía marina, se considera importante llamar la atención sobre la posibilidad de aprovechamiento de la energía proveniente de las corrientes de río con el mismo tipo de tecnología aplicada a las corrientes de marea, dando que este recurso parece abundante en Costa Rica.

Este trabajo termina con la recomendación de elaboración de una hoja de ruta, indicando una serie de pistas a seguir. Los objetivos finales de la hoja de ruta serán:

1. Desarrollar la capacidad nacional de generación de energía eléctrica a través de las energías renovables marinas
2. Dinamizar la introducción de las energías renovables marinas en Costa Rica basándose en un conjunto de acciones estructuradas desarrolladas por el ICE
3. Maximizar las oportunidades económicas asociadas al desarrollo de este sector en Costa Rica

Partiendo de las condiciones de referencia en Costa Rica y del interés en la explotación de los recursos energéticos marinos, se sugieren un conjunto de líneas de acción y medidas estructurales que deben ser definidas en función del horizonte temporal, a partir de la descripción de objetivos, metas y necesidades.

2. Introducción

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), EMPRESA-ENTE PÚBLICO de la República de Costa Rica, cuya sede está en San José ha invitado a expertos internacionales a participar en el Concurso de Consultoría N° 2012-CC-000011-PROV, para la contratación de los servicios de Consultoría de un experto para la “Determinación del potencial de energía marina para generación eléctrica en Costa Rica”. Se trata de un estudio coordinado por el ICE y financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Ana Brito e Melo, es la consultora internacional que ha sido seleccionada para este trabajo.

El objetivo de la consultoría es analizar el potencial de generación eléctrica del país a partir de fuentes de energía marina disponible en olas, corrientes y mareas.

De acuerdo con los Términos de Referencia, el estudio tiene los siguientes objetivos generales:

- a. Determinar los potenciales (teóricos y técnicos) de energía marina en Costa Rica para olas, mareas y corrientes para las principales tecnologías existentes en la actualidad, en toda la Zona Económica Exclusiva (ZEE).
- b. Establecer una zonificación y priorización del potencial energético marino costarricense, considerando las restricciones existentes en el espacio marítimo.
- c. Realizar visitas de campo a los lugares que se determinen como de mayor potencial con el fin de desarrollar comprobaciones de campo.
- d. Definir metodologías y recomendaciones de medición, para mejorar la información en los lugares de interés.

Los resultados finales de la consultoría son:

1. Un documento que contenga el análisis sobre la determinación de los potenciales teóricos en energía marina para Costa Rica (kW y kWh/año), por fuente de generación (corrientes, olas y mareas) y tecnologías disponibles y adaptables a las condiciones nacionales.
2. Mapas con la zonificación de potenciales teóricos de energía marina dados en kW y kWh/año, para cada tipo de fuentes de energía marina que califiquen como viables de desarrollar.
3. Mapas con una zonificación y priorización de las zonas marino-costeras de Costa Rica para un eventual desarrollo de proyectos de generación eléctrica (se debe procurar identificar los mejores sitios).

4. Una propuesta de programa de investigación que considere mediciones de campo de parámetros asociados a energías marinas y que permitan a futuro una mejor definición de potenciales de generación o proyectos específicos (lugares).
5. Recomendaciones tecnológicas para la posible generación de energía marina, que mejor se adapten a las condiciones de Costa Rica.
6. La presentación de una charla sobre el estado actual de la energía marina en el contexto mundial, y su posible aplicación en Costa Rica.
7. La participación en un foro técnico sobre los resultados obtenidos en esta consultoría.

Este documento presenta los resultados obtenidos de acuerdo con el plan de trabajo propuesto por el consultor y aprobado por ICE.

3. Alcance y Metodología

3.1 Alcance del trabajo

Este estudio incide sobre toda la ZEE de Costa Rica mostrada en la Fig. 3.1.



Fig. 3.1 Zona Económica Exclusiva (ZEE) de Costa Rica (la costa del Pacífico y la costa Caribeña)

Este estudio se centra en los siguientes recursos energéticos marinos:

- **Energía de las olas (o energía undimotriz)** – es la energía generada por el movimiento de las olas. El oleaje es una consecuencia del rozamiento del viento sobre la superficie del mar: las moléculas del aire rozan con las del agua, transfiriendo a esta última parte de su energía y generando las olas. Las olas actúan como acumuladores de energía, pues la almacenan y la transportan de un lugar a otro sin tener apenas pérdidas. Por esta razón, la energía de las olas, producida en cualquier parte del océano, acaba llegando a la costa. La capacidad energética de un frente de ola se mide en densidad de energía por metro de frente y su valor varía de unas localizaciones a otras, en función de la altura de la ola. Esta energía se atenúa con la profundidad del agua, como consecuencia del rozamiento de la ola con el fondo.
- **Energía de las mareas (o energía maremotriz)** - La atracción gravitacional que se ejerce sobre las aguas marinas por la luna y en menor medida por el sol, causa un movimiento de ascenso y descenso de las mismas que se denomina marea. Definiéndose como pleamar el máximo nivel

que las aguas alcanzan y como bajar el mínimo, es la diferencia de nivel entre pleamar y bajar lo que determina el potencial energético de la marea.

- **Energía de las corrientes marinas** - consiste en el aprovechamiento de la energía cinética contenida en las corrientes marinas. La mayor parte de la energía cinética de las corrientes marinas se puede convertir, de la misma forma que una turbina eólica extrae energía del viento. Las corrientes marinas se pueden clasificar en dos tipos:
 - las costeras, que se deben a las mareas
 - las constantes y de tipo estacional, de origen térmico y salino, alejadas de la costa.

No se han tenido en cuenta otros recursos oceánicos como el gradiente térmico (OTEC, Ocean Thermal Energy Conversion), la energía del gradiente de salinidad y la energía de los vientos oceánicos. Sin embargo, en las conclusiones del presente estudio se incluyen algunas consideraciones en relación a estos recursos y a su aplicabilidad en Costa Rica.

Para el cálculo del potencial energético se ha establecido la siguiente clasificación propuesta por el equipo del ICE:

Potencial teórico bruto	Recurso energético global sin tener en cuenta ningún tipo de restricciones ni el tipo de tecnología existente
Potencial teórico disponible	Se obtiene restando al potencial teórico bruto estimado, el potencial derivado de todas las restricciones en el espacio marítimo que impiden el desarrollo de parques (restricciones físicas naturales y usos del espacio marítimo)
Potencial técnico	Obtenido a partir del potencial anterior, teniendo en cuenta las tecnologías existentes.

3.2 Estructura global del trabajo

La metodología integral que se ha aplicado en este trabajo comprende los siguientes pasos:

- **Paso 1: Visita de inicio del proyecto**

La primera etapa del trabajo consistió en la recopilación de información sobre las características de los recursos marinos, las zonas de exclusión y las interacciones con otros usos. Esta recopilación de

información se llevó a cabo basándose en las bases apartadas por el ICE y en las discusiones con los principales informantes claves en el medio local que tuvo lugar los días 27, 28, 29, 30 y 31 de mayo de 2013, especialmente (Apéndices A y B):

- *Universidad Nacional de Costa Rica*
 - *Laboratorio de Ingeniería Marítima y Fluvial de la Universidad de Costa Rica*
 - *Centro de Investigación en Ciencias del Mar y Limnología (CIMAR)* - Unidad de Investigación Científica multidisciplinaria, adscrita al Vice-rectorado de Investigación de la Universidad de Costa Rica y que estudia los organismos, ambientes, procesos marinos y de agua dulce de toda Costa Rica.
 - *Fundación MarViva* - organización regional, no gubernamental y sin fines de lucro, cuya área de acción se encuentra en zonas seleccionadas del Pacífico Tropical Oriental y que trabaja para la conservación y el uso sostenible de los recursos marinos y costeros.
 - *BIOMARCC* - proyecto de apoyo al Sistema Nacional de Áreas de Conservación (SINAC-MINAET) llevado a cabo por la Agencia de Cooperación Alemana para el Desarrollo (GIZ), por encargo del Ministerio Alemán de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU) en el marco de su Iniciativa Protección del Clima (IKI).
 - *Instituto Costarricense de Turismo (ICT)* - ente encargado del fomento del turismo hacia Costa Rica y administrador de algunas áreas especiales como la zona marítima terrestre y las marinas para atracaderos.
- **Paso 2: Levantamiento y sistematización de la información sobre Costa Rica** (Apéndice C)
 - **Paso 3: Evaluación del potencial energético bruto teórico** utilizando los datos de Costa Rica y de las publicaciones.
 - **Paso 4:** Zonificación y priorización del potencial energético marino empleando el Sistema de Información Geográfico (GIS) y considerando todos los aspectos técnicos, medioambientales y operativos, incluyendo batimetría, geología del fondo marino, ubicaciones de los puertos, red de distribución eléctrica y subestaciones, áreas protegidas medioambientalmente, concesiones pesqueras y rutas de navegación de buques.
 - **Paso 5: Determinación del potencial teórico disponible** teniendo en cuenta las áreas disponibles en las costas del Pacífico y el Mar Caribe (considerando los niveles técnicos factibles de profundidad y geología del fondo del mar, así como los diferentes tipos de restricciones no-técnicas) empleando como información los resultados de los mapas GIS de los lugares considerados en el proceso de selección.

- **Paso 6: Determinación del potencial técnico** tomando en consideración la información disponible de las distintas tecnologías.
- **Paso 8: Recomendaciones técnicas** teniendo en cuenta los resultados de este estudio.

El estudio se ha estructurado en 3 fases claramente diferenciadas, que corresponden a la evaluación de cada recurso: olas, corrientes y mareas. Cada uno de estos recursos se aborda en los capítulos 6, 7 y 8 respectivamente.

En el capítulo 4 y 5 se presentan breves consideraciones sobre las tecnologías y los costes. Finalmente, en el capítulo 9, se presentan las principales conclusiones y recomendaciones generales de este estudio.

4. Breves consideraciones sobre las tecnologías

4.1 Energía de Olas

En función del tipo de ubicación seleccionada para extraer energía (línea de costa, aguas de profundidad intermedia o alta mar), existen actualmente diversas tecnologías, tanto respecto a los métodos de extracción de energía, como respecto a las dimensiones físicas del dispositivo, y respecto a la potencia instalada. Según la ubicación, las tecnologías de aprovechamiento de la energía de olas presentan variaciones fundamentales. Las diferencias entre las tecnologías de costa, de profundidades intermedias o de alta mar están asociadas a restricciones técnicas de profundidad máxima de los dispositivos. Este parámetro establece la clasificación más genérica de las tecnologías, en tres grupos: a) Sistemas costeros; b) Sistemas próximos de la costa (10 a 25 m de profundidad) y c) Sistemas en alta mar. En los sistemas próximos de la costa, los dispositivos se instalan generalmente en el fondo marino o a veces se incorporan a los rompeolas. Los sistemas de alta mar presentan algunas ventajas en comparación con los sistemas próximos de la costa, sobre todo porque el recurso energético en alta mar es mayor.

El proceso de conversión de la energía de olas se desarrolla básicamente a tres niveles. El primer nivel corresponde a la conversión primaria de la energía proveniente de las olas en energía neumática o en energía en un fluido sometido a presión, o en energía potencial en un depósito que acumula agua. El segundo nivel corresponde a la conversión en energía mecánica a través de una turbina de aire o de agua, o mediante un sistema hidráulico acoplado a generadores eléctricos (sistema vulgarmente conocido como PTO - *Power take-Off*). Finalmente, el tercer nivel corresponde a la conversión en energía eléctrica a través de un generador eléctrico. Existiendo la posibilidad de acoplar directamente un generador eléctrico lineal a las partes móviles de los sistemas de extracción.

En general la distinción entre los tipos de tecnologías se determina en el primer nivel de conversión, pudiéndose establecer tres grupos de tecnologías en función del modo cómo se extrae la energía:

- Columna de Agua Oscilante - Las olas provocan el movimiento de la columna de agua en el interior de un compartimento parcialmente sumergido, lo que conlleva, consecuentemente, una compresión y descompresión de un volumen de aire que está sobre la superficie libre de agua. La energía se extrae del flujo de aire a través de una turbina de aire.

- Cuerpos flotantes/oscilantes¹ - Las olas inducen movimiento a un cuerpo que es convertido en energía útil a través de un sistema mecánico adecuado.
- Sistemas de *overtopping* – Las olas son elevadas hasta un depósito que almacena el agua en un nivel superior al de la superficie libre. La energía se extrae utilizando la diferencia del nivel del agua entre el depósito y el mar a través de turbinas de baja caída, tipo Kaplan, o similares.

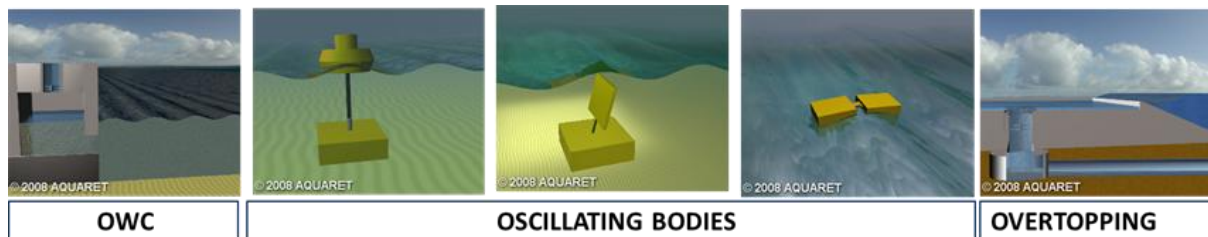


Fig. 4.1 Los principales tipos de sistemas de energía de las olas (Columna de Agua Oscilante, Cuerpos Flotantes y Sistemas de *overtopping*)

Visión general del desarrollo de la tecnología

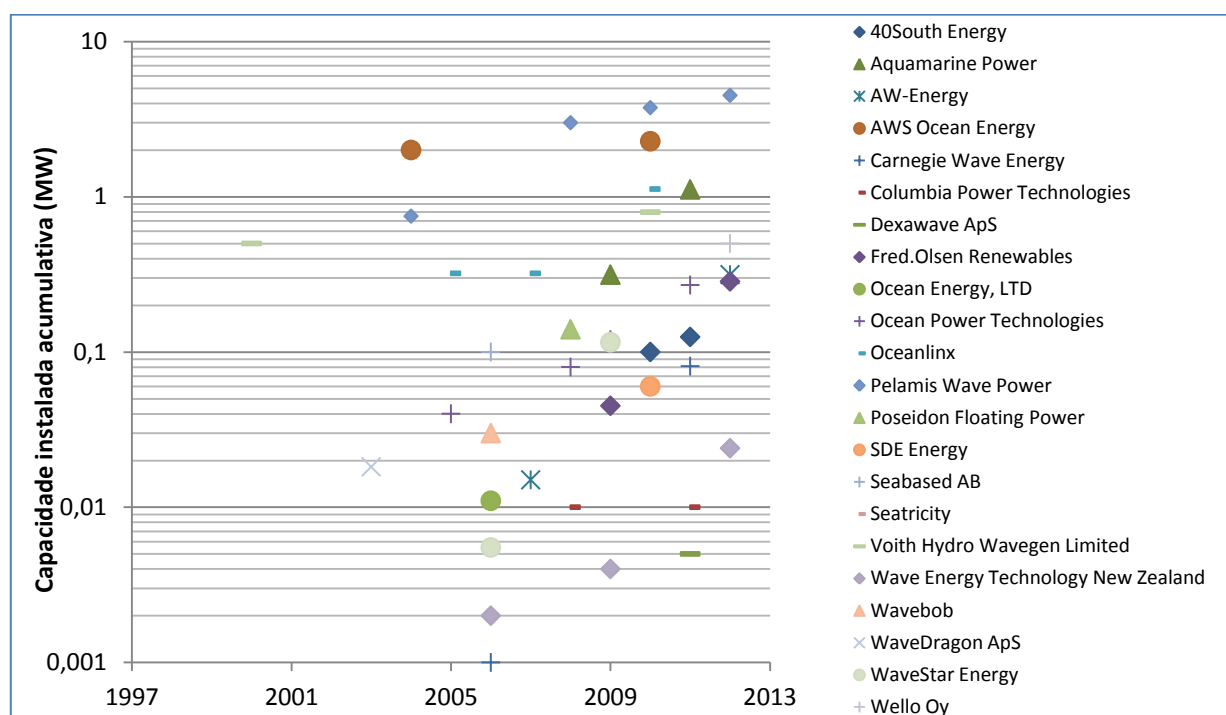
La evolución de la tecnología de olas ha avanzado a un ritmo lento, aunque en la última década se hayan dado pasos significativos en su desarrollo. Al contrario de otras tecnologías renovables, la investigación de la energía de olas todavía no ha convergido hacia una única tecnología (como ocurre, por ejemplo, con la energía eólica, donde existe una convergencia hacia la turbina con un eje horizontal y tres palas), y no está claro si se llegará a una solución única, o si podrá existir más de una tecnología “vencedora”.

Diez sistemas diferentes de aprovechamiento han alcanzado la fase de pruebas y existe un vasto número de tecnologías en un estado menos avanzado que han obtenido resultados relevantes en pruebas a una escala mayor que la que permite la experiencia en laboratorio. Existen, además, otras tecnologías que están en fase de pruebas en laboratorio con modelos reducidos, muchas de las cuales con actividades relevantes de I&D. Pocas tecnologías han cruzado la línea de los MW de capacidad instalada, como se observa en la Fig. 4.2.

La experiencia en el mar es todavía muy limitada. Sin embargo, existe la percepción de un futuro prometedor, debido tanto por el número de parques de energía de olas ya anunciados para los próximos años, como por el interés creciente de un número importante de grandes empresas europeas. La experiencia en los próximos años con la instalación de los primeros parques de energía de olas será extremadamente importante para determinar en qué medida esta fuente de energía tiene rentabilidad comercial.

¹ En la literatura inglesa es común el uso del término cuerpos flotantes (*floating bodies*), sin embargo es preferible utilizar la designación cuerpos oscilantes, ya que ésta incluye los cuerpos flotantes y los que se encuentran totalmente sumergidos.

En la actual fase de desarrollo la cantidad de electricidad producida es el mejor indicador de la madurez de la tecnología pero, desgraciadamente es un tipo de información que raramente se encuentra disponible para el público. No existe, por ejemplo, información publicada sobre las tecnologías *Pelamis*, *OPT*, *Aquamarine*, *AWS*, *Oceanlinx*, *Waveroller* o *Seabased*, que ya han sido probadas en el mar con conexión a la red eléctrica. En algunos casos, existe información sobre el número de horas de funcionamiento, aunque también ésta es una información difícil de encontrar. Aunque a partir de este indicador no se pueda saber tanto como a partir de los datos sobre la cantidad de electricidad producida, esta información es útil en esta fase de desarrollo, pues permite tener una idea de la cantidad de experiencia adquirida en el mar.



Para evaluar el nivel de desarrollo y madurez de una tecnología es común utilizar el indicador TRL (*Technology Readness Level*), desarrollado inicialmente por la NASA y que ha estado siendo aplicado a las energías marinas por muchas instituciones. El Cuadro 4.1 presenta los niveles de TRL adoptados para evaluar la tecnología de las energías marinas por el ESBI.

La Fig. 4.3 presenta la evolución del TRL a lo largo de los años. La cantidad de tecnologías que han alcanzado los niveles de TRL 5-6 muestra algún avance en la madurez del sector. Sin embargo, se observa un padrón en los últimos diez años, con varias empresas estancadas en el TRL 7. Todavía no se ha alcanzado el nivel 8-9, al contrario que las tecnologías de corrientes marinas que ya han llegado al nivel TRL 8 y están avanzando para alcanzar el nivel TRL 9 (como se indica en la subsección siguiente).

Cuadro 4.1 Definiciones del indicador TRL

TRL	Nombre	Descripción
1-3	Investigación y desarrollo de concepto	Desde el principio base hasta las pruebas a escala de laboratorio. 1:100-1:25
4	Verificación analítica y en laboratorio	Pruebas a escala 1:25
5	Verificación de los componentes del sistema	Pruebas a escala 1:15-1:4 de componentes del sistema en laboratorio o en zonas resguardadas
6	Verificación del sistema en su globalidad	Pruebas a escala 1:4 o mayor, en zonas de mar protegidas
7	Operatividad en el mar	Pruebas e escala 1:2 (o mayor) en un ambiente marino expuesto
8	Proyecto pre comercial	Dispositivo a escala 1:1 probado y demostrado
9	Proyecto comercial	Experiencia operacional con parque comercial a escala 1:1 (5MW o más)

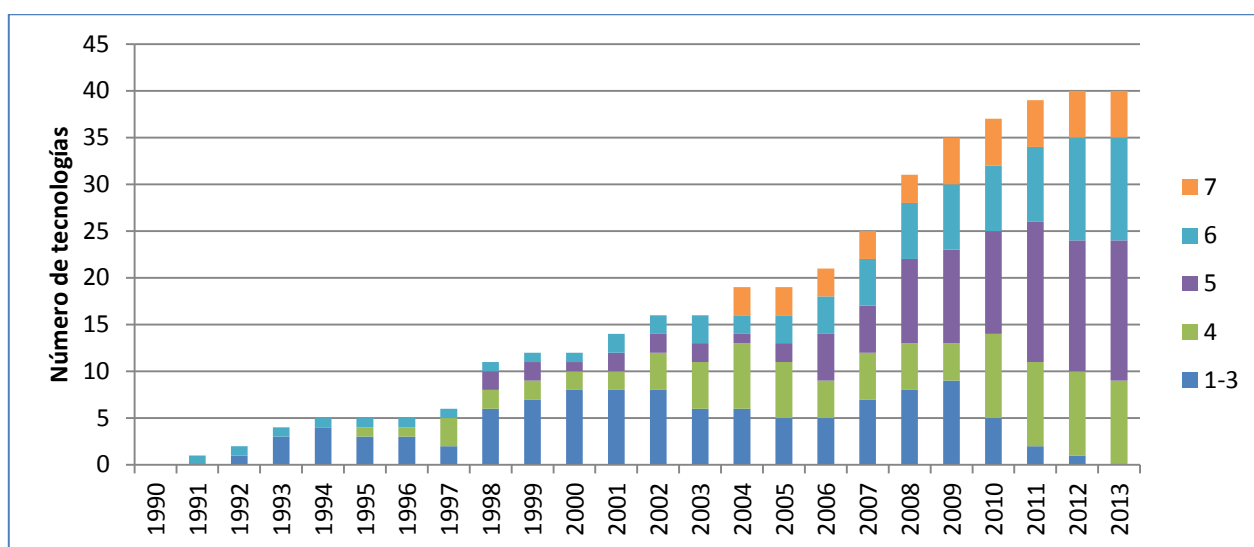


Fig. 4.3 Evolución del TRL a lo largo de los años (Fuente: WavEC Database)

Configuración de los parques de energía de olas

La conversión, a gran escala, de la energía de olas, estará directamente relacionada con la forma y disposición de los parques. Hasta la fecha, se ha divulgado poca información sobre las futuras configuraciones de los parques. La configuración depende de la tecnología empleada y del sistema de amarre, y aunque la mayoría de los equipos de investigación ya ha llegado a algunas conclusiones sobre las posibles configuraciones y dimensiones de los futuros parques, en la mayoría de los casos todavía no se han

comprobado todas las configuraciones óptimas para cada caso. Actualmente, están siendo estudiadas las dimensiones de la infraestructura eléctrica “offshore”, la configuración de los cables submarinos, las distancias óptimas entre dispositivos, los sistemas de amarre más adecuados y otros aspectos relacionados.

La capacidad instalada en una determinada área depende del tipo de tecnología. A título indicativo, la tecnología Pelamis desarrollada por la empresa Pelamis Wave Power Ltd (PWP), ha presentado configuraciones de parques de 30 MW (40 máquinas Pelamis) que ocuparían un área de 0,6 por 2,1 km (densidad territorial de 4.2 has/MW) Este valor de 30MW representa el nivel que se espera para el primer parque comercial.

4.2 Energía de las corrientes marinas

La distribución de las corrientes es muy específica en cada lugar, lo que obliga a que, para el desarrollo de cualquier proyecto, sea necesario hacer mediciones en las localizaciones que se hayan revelado más apropiadas. Las corrientes marinas más fuertes son en general causadas por la aceleración de la circulación del agua en determinadas topografías costeras, como en el caso de los estrechos entre islas, en los golfos, o en las desembocaduras de lagunas al mar.

Existen cuatro parámetros-clave fundamentales que afectan la captura de energía de las corrientes, que son:

- a) La velocidad de la corriente - la energía es proporcional al cubo de la velocidad, y por tanto, los dispositivos de captación de esta energía son extremadamente sensibles a la variación de la velocidad.
- b) Área del rotor correspondiente a la sección transversal del flujo interceptado – la capacidad de captación de energía es directamente proporcional a esta área;
- c) La eficacia del sistema de conversión global - porcentaje de energía convertida en electricidad;
- d) La posición en la columna de agua - en general, las corrientes más rápidas están cerca de la superficie, dado que la velocidad disminuye con la profundidad. En general los rotores deben estar ubicados en el lugar más alto posible de la columna de agua.

El elemento más importante de cualquier turbina de corriente marina es el rotor. En la práctica, se han propuesto y probado tres tipos principales de rotor: rotores axiales (tipo hélice, de eje horizontal), rotores de eje vertical y los dispositivos del tipo Darrieus. En cuanto a las modalidades de soporte existen esencialmente dos opciones principales:

- Sobre el lecho marino (semejante a una turbina eólica terrestre), se utiliza preferentemente en aguas poco profundas (20 – 30 m de profundidad)
- Sobre un sistema flotante con los convenientes amarres, que se aplican tanto a aguas poco profundas como en las profundas

Visión general del desarrollo de la tecnología

La tecnología de las corrientes de marea recientemente ha evolucionado mucho, desarrollándose actualmente varios proyectos de pequeña y media escala.

El siguiente gráfico presenta la capacidad instalada acumulada hasta 2012 (incluyendo los proyectos que tienen más probabilidades de ser instalados). Las tecnologías con capacidad superior a 100 kW tienen escasa presencia.

Antes del año 2000, solo existían proyectos de baja capacidad (menos de 100kW) en fase de laboratorio. En los siete años siguientes (2001-2007), se dio un gran salto, permitiendo que los primeros proyectos de mayor dimensión fuesen puestos a prueba en condiciones reales, como muestra la Fig. 4.4. No obstante, hace sólo 3 años se empezaron a instalar en el mar los primeros dispositivos en la gama de los megawatts.

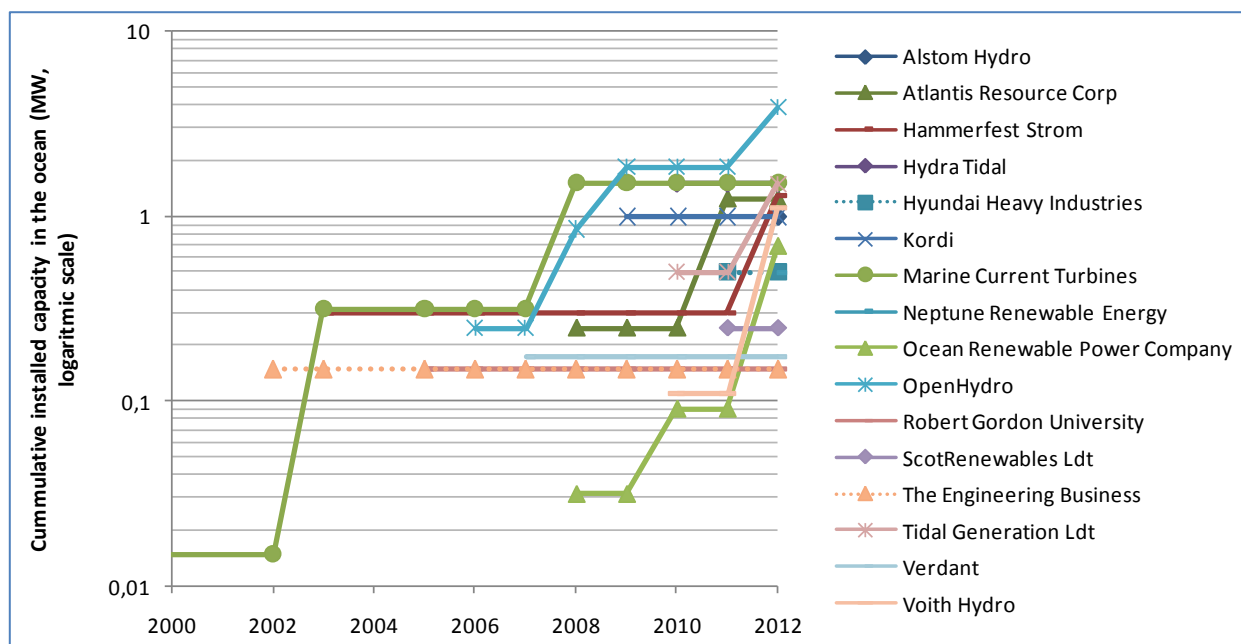


Fig. 4.4 Capacidad instalada acumulada (MW) de las tecnologías más relevantes (eje vertical en escala logarítmica)
(Fuente: WavEC Database)

Hasta la fecha, solo han sido aprobados un número reducido de prototipos: las únicas tecnologías relevantes existentes actualmente en el sector se encuentran en los niveles TRLs de 6 a 8. La mejor forma para saber cual es el nivel de desarrollo de las diferentes tecnologías es cuantificar la energía que las turbinas han

producido hasta la actualidad. Para cuantificar esta energía, pueden ser utilizados diferentes parámetros: la electricidad total generada (en MWh), la producción anual de energía (en MWh/año), o la capacidad y factor de disponibilidad² (en %). Sin embargo, la verdad es que actualmente asistimos a una casi total ausencia de datos publicados, y el nivel de fiabilidad de los pocos publicados es bastante discutible. Actualmente, los datos más relevantes tratan el número de horas de funcionamiento de las turbinas, datos que son solamente indicadores indirectos de la energía supuestamente producida. La tecnología de origen noruega Hammerfest Strom lidera la carrera con una ventaja significativa en relación a otros grupos. La empresa indica un histórico de producción de más de 16000 horas, y 9500 horas de operación continua tras la reimplantación, en 2009 (esto es, un factor de disponibilidad de cerca del 98%). Por otro lado, MCT es la turbina que más extensivamente ha sido probada, con 5 GWh entregados a la red, de los cuales 2 GWh lo fueron en 2012. La empresa también ha anunciado haber alcanzado un factor de capacidad de cerca del 50%, lo que es extremadamente elevado, aunque haya sido alcanzado en Strangford, uno de las ubicaciones en el Reino Unido con mayores posibilidades.

Consideraciones técnicas

El aprovechamiento de las corrientes marinas, atendiendo a las actuales tecnologías en desarrollo, tienen requisitos mínimos de velocidad. Por debajo de un valor mínimo la velocidad de corriente es insuficiente para rodar las palas y la turbina no produce energía. Los valores típicos mínimos están en el orden de entre 0,5 a 1 m/s. Existen muy pocas referencias sobre los valores mínimos asociados a cada tipo de turbina en desarrollo. Por este motivo se ha calculado el potencial técnico filtrando todos los resultados correspondientes a una velocidad superior a 0,5 m/s. De esta forma, se asume que por debajo de este valor no es posible extraer energía con las actuales tecnologías.

Por otro lado, es importante señalar que se consideran extremadamente bajas e insuficientes para desarrollar un proyecto rentable las corrientes marinas con velocidades pico por debajo de los 1,5 m/s. Una velocidad de 1m/s corresponde a tan solo 1kW/m². Si bien existen posibilidades técnicas para aumentar localmente esta densidad de energía, con sistemas intensificadores o de efecto venturi, estas aplicaciones todavía no se comercializan, probablemente debido a los mayores costes derivados del aumento de la cantidad de masa extra y al consiguiente aumento del coste de producción, instalación y mantenimiento.

Aún así, es importante señalar que, teniendo en cuenta el nivel de desarrollo inicial de esta tecnología, no se puede descartar que dentro de 10 a 20 años exista un mercado capaz de explotar ubicaciones poco favorables con nuevas soluciones.

² El factor de disponibilidad es una medida que nos indica cuánto tiempo la planta está operativa respecto de la duración total durante la que se hubiese deseado que funcionase. Se calcula dividiendo el tiempo en que la planta ha estado generando energía en cierto periodo, dividido por el tiempo total durante dicho periodo.

4.3 Energía de las mareas

La energía de las mareas se aprovecha en estuarios y bahías, utilizando estructuras tipo embalse. Esta tecnología es viable solo en espacios muy específicos, ya que sólo se puede aprovechar esta energía en lugares donde la diferencia entre la marea alta y la marea baja sea de al menos 5 metros. El aprovechamiento de la energía de las mareas utiliza el mismo principio que las centrales hidroeléctricas. Por esta razón la tecnología aplicada en estos casos utiliza componentes convencionales ya probados y comercializados desde 1960, fecha en la que se construyó la central de 240 MW de La Rance (Francia). Desde entonces, se han construido pocas centrales y de menor dimensión en Rusia, Canadá y China, y solo muy recientemente, en 2011, fue inaugurada una central de mayor dimensión: la central de Sihwa, en Corea, de 254MW. Las pocas centrales de marea del mundo se encuentran listadas en el Cuadro 4.2.

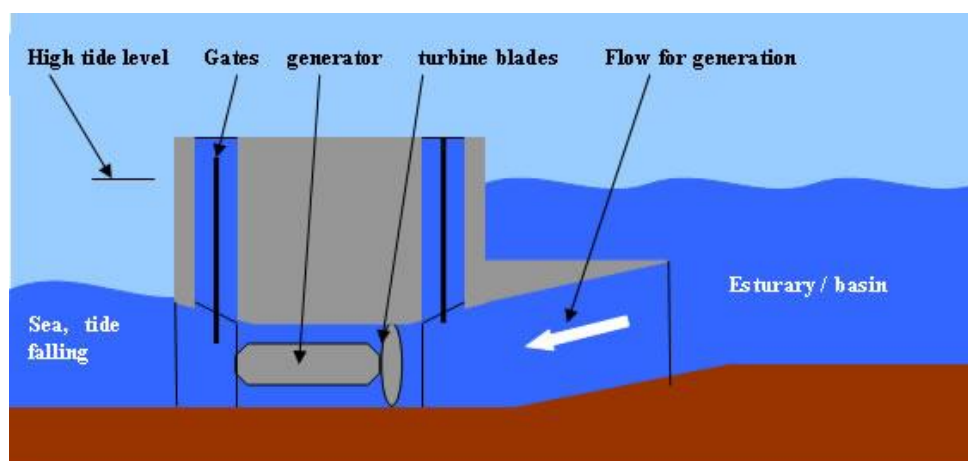


Fig. 4.5 Ilustración de la operación de una estructura tipo embalse de mareas

Los factores que determinan un desarrollo limitado de los embalses de marea tienen que ver esencialmente con los elevados costes de construcción y con preocupaciones medioambientales. Los embalses de mareas son grandes infraestructuras cuyo impacto afecta los ecosistemas de una vasta área.

Cuadro 4.2 Lista de los embalses de marea existentes (Fuente: WavEC Database)

Nombre del proyecto	Promotor Principal del Proyecto	País	Capacidad (MW)	Fecha de encargo	CAPEX (M€)	Factor de capacidad
La Rance	EDF	FR	240	1966	580	26%
Kislaya Guba	RusHydro	RU	1,7	1968		
Haishan		CN	0,25	1975		
Baishakou		CN	0,64	1978		
Annapolis	Nova Scotia Power	CA	20	1984		29%
Jiangxia	LongYuan	CN	3,2	1986		39%
Sihwa	KEPCO	KR	254	2011	248	25%

5. Coste actual y perspectivas futuras

5.1 Comentarios generales

El indicador más común para comparar las diferentes tecnologías energéticas es el costo nivelado de energía (LCOE, de *Levelised Cost of Energy* en inglés), calculado en unidades monetarias por unidad de energía entregada (por ejemplo \$ por MWh). El LCOE se calcula como la suma de los costos totales incurridos en el proyecto durante cada año (t) su vida útil y se divide por la electricidad producida, nivelado con una tasa de descuento (r).

La IEA utiliza la siguiente fórmula simple para el cálculo de la LCOE (IEA, 2010):

$$LCOE = \frac{\sum_t \{ (CAPEX_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbono_t + Desmantelamiento_t) \times (1 + r)^{-t} \}}{\sum_t \{ (Electricidad_t) \times (1 + r)^{-t} \}}$$

Hay fórmulas más complejas, incluyendo costes y beneficios financieros, impuestos, etc. pero es suficiente, y probablemente más transparente y útil, utilizar esta versión sencilla de comparar tecnologías. En el caso de las energías renovables, los costes de combustible y emisiones de carbono pueden considerarse despreciables³.

Sin embargo, las tecnologías de olas y corrientes se encuentra en una fase inicial de demostración y todavía existen muchas incertidumbres en algunos de esos factores, especialmente en lo que se refiere a costes de O&M y a producción anual de electricidad. Sólo después de la demostración de pequeños parques será posible obtener estimativas realistas de los costes de O&M, la disponibilidad y tiempo de vida de las plantas, y por consecuencia el LCOE.

Por lo tanto, aun cuando el LCOE es un indicador muy interesante para evaluar la competitividad de las tecnologías marinas a largo plazo, a corto plazo en los proyectos de demostración actuales no lo es. En esta fase, puede ser más conveniente mirar a los costes de inversión de los proyectos y a otros aspectos por separado como su curva de potencia o factor de planta (sin tener en cuenta la disponibilidad), costes operacionales, etc. y estimar cual puede ser su evolución futura a escala comercial.

³ Los costes de combustible en la construcción y O&M ya están incluidos en CAPEX y O&M.

5.2 Costes de los proyectos actuales

Es difícil generalizar acerca de los costes iniciales de los proyectos ya que pueden estar en diferentes escalas y fases de desarrollo (entre unos pocos kW hasta MW), en muchos casos no se publican los costes reales del proyecto, incluyen diferentes partidas en ellos (en algunos casos incluyen costes de interconexión mientras que en otros no, podrán incluir también algunos coste de I+D, etc.). Típicamente el coste de los proyectos piloto a escala real oscila entre 15-30M\$⁴, lo que puede representar un coste unitario por capacidad instalada de entre 10-20M\$/MW.

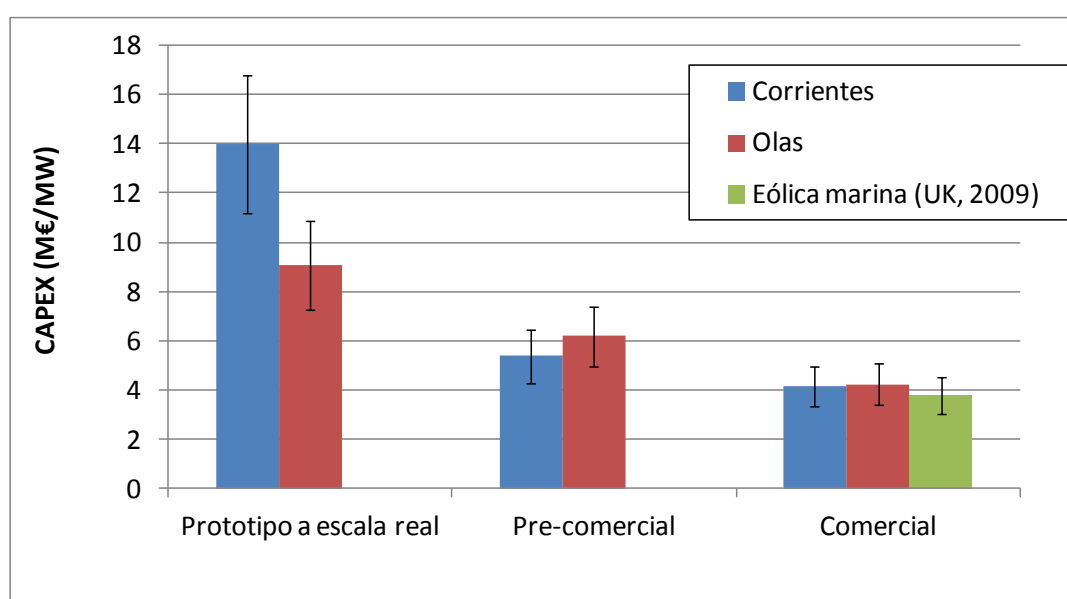


Fig. 5.1 Evolución esperada del CAPEX (costos capitalizables en Euro) de la energía de las olas y corrientes, para proyectos de prototipos a escala real, pre-comerciales y comerciales, basado en varias fuentes (Ernst & Young & Black & Veatch, 2010; Ernst & Young & DECC, 2009; renewableUK, 2010; WavEC database)

Lógicamente, los costes disminuirán con el desarrollo de los primeros parques, debido a la industrialización de los procesos de fabricación de varias unidades (construir un solo prototipo es siempre mucho más caro que construcción en serie de dispositivos), así como debido al efecto de la escala en la reducción de costes y el aprendizaje.

Se espera que los primeros parques pre-comerciales de energía de corrientes se instalen alrededor de 2015, mientras que en el caso de las olas podrá ser unos pocos años después. Se estima que los costes de esos pequeños parques sean de alrededor de 8-12M\$/MW para los primeros proyectos de 5-10MW y de unos 5-

⁴ M\$ se refiere a millones de US dólares (2013) en el documento. M€ se refiere a millones de Euros.

8M\$/MW para los primeros proyectos comerciales (lo que parece optimista, pues serían semejantes a los costes actuales de la eólica offshore, mucho más desarrollada).

En cuanto a los costos de O&M, no hay información realista debido a la poca experiencia en la operación continuada de estas plantas. Los costes también varían mucho dependiendo de la tecnología y estrategia de O&M. Típicamente se asume el OPEX anual como un 3-5% del CAPEX, a partir de la experiencia en otros sectores como el eólico offshore pero es necesario validarlo con experiencia. Las estimaciones actuales indican unos costes anuales de alrededor de 1M\$/MW en proyectos de demostración, disminuyendo a unos de 0,5 M\$/MW en fase pre-comerciales y unos de 0,3M\$/MW para los primeros parques comerciales.

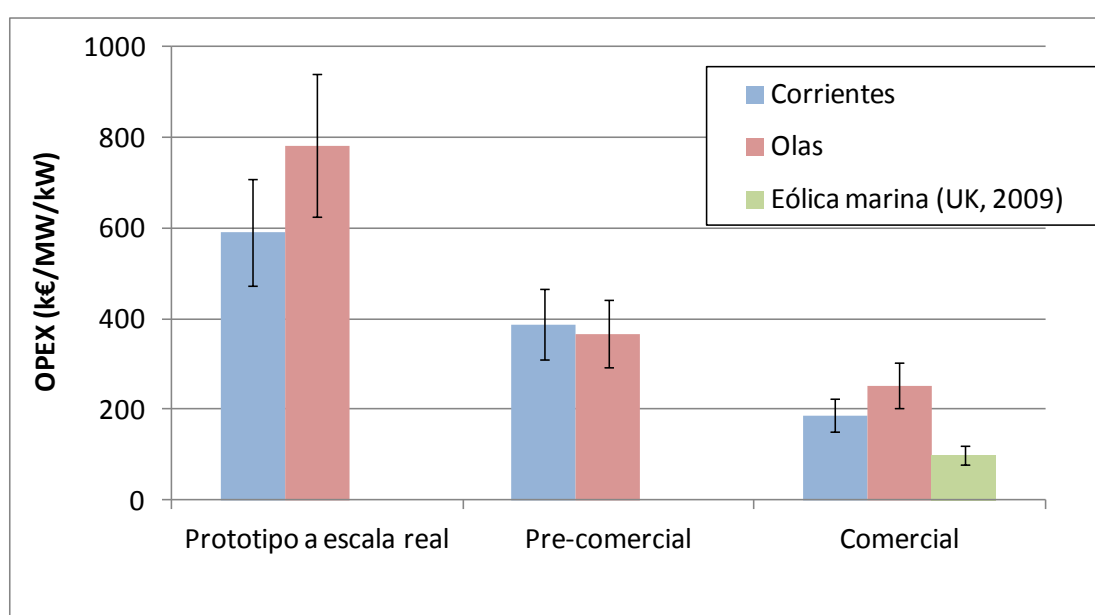


Fig. 5.2 Evolución esperada del OPEX (costos operativos en Euro) de la energía de las olas y corrientes, para proyectos de prototipos a escala real, pre-comerciales y comerciales, basado en varias fuentes (Ernst & Young & Black & Veatch, 2010; Ernst & Young & DECC, 2009; renewableUK, 2010; WavEC database); Corrientes=azul, rojo=olas y verde=eólica marina

5.3 Proyecciones del LCOE a largo plazo

Se espera que el LCOE de estas dos tecnologías disminuya hacia valores competitivos en el medio plazo. Los primeros parques pre-comerciales de 10MW en el Reino Unido podrían tener un LCOE entre 400 y 700 \$/MWh (Carbon Trust, 2011), valores similares a los de la energía solar fotovoltaica hace unos pocos años. Desde este punto de partida, el coste de la energía podría disminuir rápidamente con el aumento de la capacidad instalada junto con una política de innovación acelerada como la que está desarrollando el Reino

Unido. En estos escenarios acelerados, la energía renovable marina podría ser competitiva en el Reino Unido alrededor de 2025-30 sin subsidios (incluso antes de las mareas).

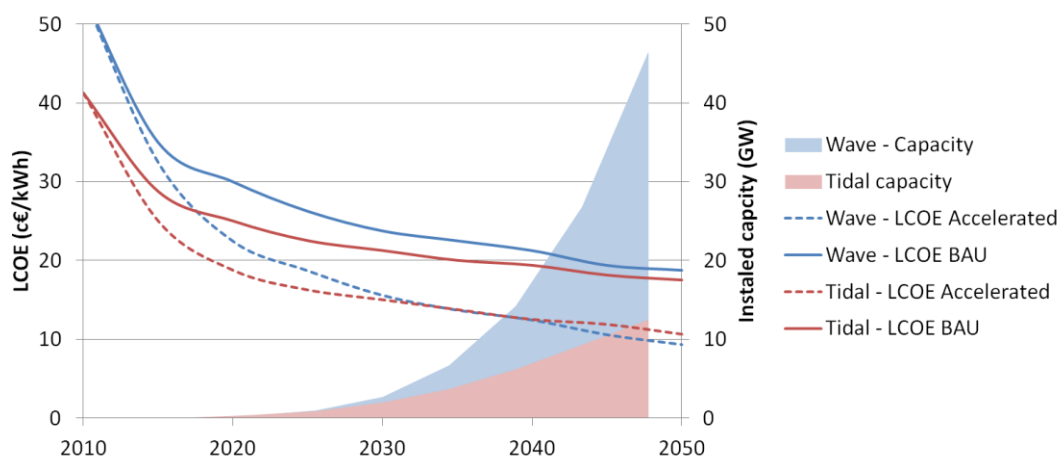


Fig. 5.3 Evolución esperada del LCOE (en Euro) de las olas y corrientes, en el caso de "business as usual" (BAU) y en un escenario de la innovación acelerada (Carbon Trust, 2011); Rojo = olas, azul = corrientes

Para alcanzar los valores esperados, se espera un aprendizaje que conlleve a una reducción significativa de costes, especialmente en la instalación y en operación y mantenimiento de los dispositivos, que representan una gran parte del LCOE como se puede observar en la siguiente figura. También hay un potencial de reducción de los componentes estructurales y de cimentación o amarraje de los sistemas.

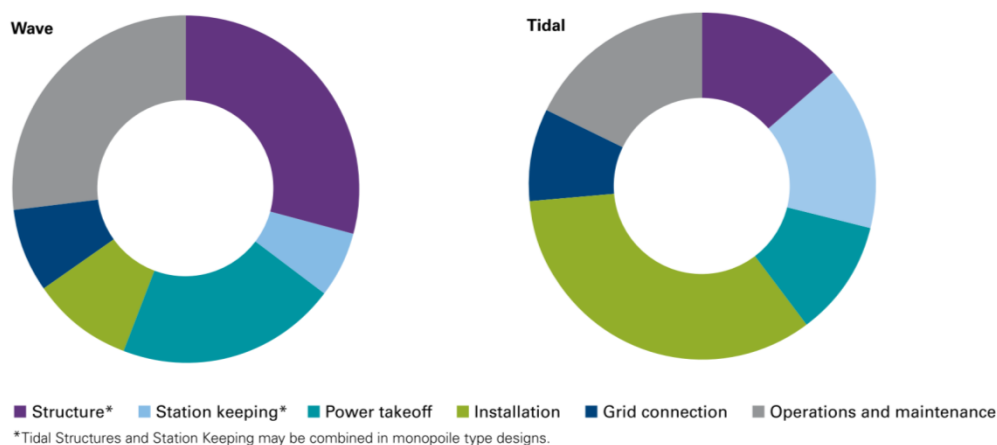


Fig. 5.4 Desagregación de los costos en sus varias componentes (Estructura, Sistema de amarraje, Sistemas de potencia, Instalación, Conexión a red, Operación y Mantenimiento) para los primeros parques de 10MW (Carbon Trust, 2011); lado izquierdo = olas, derecha = corrientes.

Sin embargo, es importante recordar que el LCOE depende del recurso existente en el emplazamiento donde se instala el parque. Las proyecciones anteriores del LCOE se refieren al Reino Unido, con un recurso de olas y corrientes entre los mejores del mundo y podrán ser aplicables o no a otras zonas en función del nivel de recurso que dispongan.

6. Energía de las olas

6.1 Los datos de referencia del recurso energético

A continuación se describen las diferentes bases de datos que se han utilizado en este trabajo.

6.1.1 Base de datos WAVEWATCH III

Los datos utilizados para el análisis y la caracterización del clima y del recurso energético de las olas han sido obtenidos del módulo de reanálisis del modelo WAVEWATCH III. El modelo WWIII es un modelo de tercera generación desarrollado por la NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*)⁵. Está basado en versiones precedentes desarrolladas por la Universidad de Delft y la NASA. Se puede encontrar información más detallada sobre la estructura del modelo en <http://polar.ncep.noaa.gov/waves/wavewatch>

El estado del mar en un determinado lugar se caracteriza por su espectro de agitación marítima. En líneas generales, los modelos de tercera generación calculan el espectro de olas direccional en los nudos de una malla regular a partir de la integración de las ecuaciones dinámicas que describen la evolución del campo de olas. La información espectral se resume, generalmente, en parámetros de altura, periodo y dirección de las olas. Los parámetros recogidos para el análisis son los siguientes:

- H_s , altura significativa (altura media del tercio de las olas más altas) (unidad: m)
- T_p , periodo de pico (inverso de la frecuencia de pico, correspondiente al valor máximo de la densidad espectral)(unidad: s)
- D_p , dirección pico de las olas (unidad: °)

Los datos se refieren a una malla de resolución espacial de $0,5^\circ \times 0,5^\circ$, con resolución temporal de tres en tres horas. Para el análisis se seleccionaron un total de 105 puntos que cubren la ZEE de Costa Rica (ver Fig 6.1) y un periodo temporal de 10 años comprendido entre enero de 2000 y diciembre de 2009, con resolución de 3 horas.

⁵ <http://polar.ncep.noaa.gov/>

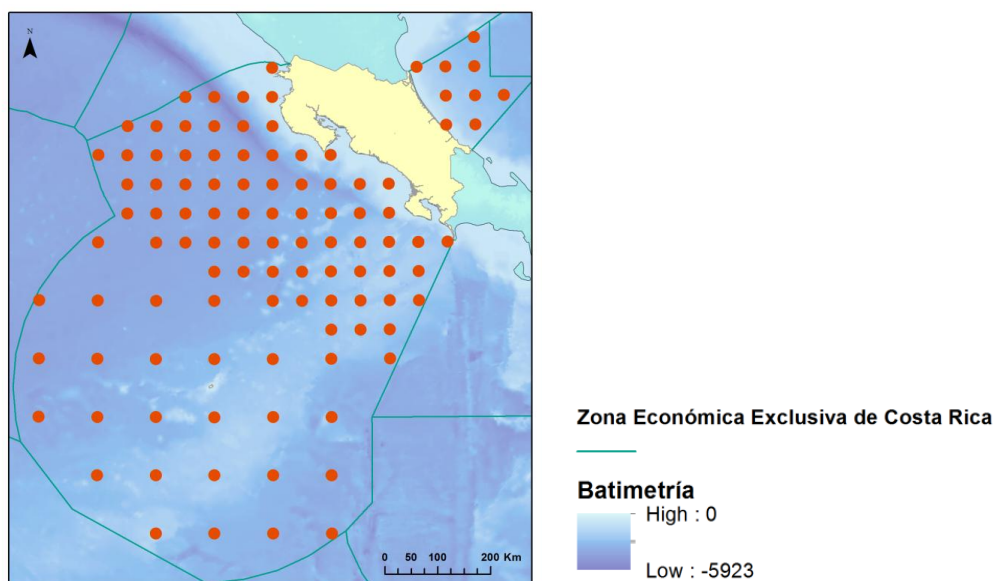


Fig 6.1 Localización del área de estudio, indicando la posición de los puntos obtenidos del modelo de reanálisis WWIII

6.1.2 Datos de validación

Para la utilización de datos de modelos numéricos, es indispensable realizar un calibrado de los mismos por comparación con datos cuya precisión esté comprobada, como es el caso de las mediciones.

Entre los sistemas más utilizados en la medición *in situ* de las características de la agitación marítima se encuentran las boyas (direccionales o no), los conjuntos de sensores de presión sumergidos y los perfiladores acústicos, como los ADCP (*Acoustic Doppler Current Profiler*). En cuanto a la medición remota de las olas, normalmente se utilizan datos obtenidos a través de satélites equipados con SAR (*Synthetic Aperture Radar*) que consiguen proporcionar el espectro direccional de las olas, aunque de forma limitada, o a través de satélites equipados con radar altímetro.

- **Base de datos NDBC**

Para validar los resultados del modelo WAVEWATCH III se decidió utilizar inicialmente los datos de observación provenientes de las boyas. La búsqueda se centró en la base de datos de la NDBC (*National Data Buoy Center, NOAA*), que reúne datos de sistemas de observación de los océanos (incluyendo boyas) distribuidos por todo el mundo.

La mayoría de las boyas de la NDBC de medición de parámetros meteorológicos/oceanográficos se concentra en las costas norteamericanas, en especial en la costa de Alaska, en los Grandes Lagos, en el Golfo de Méjico y en el Mar Caribe.

En la fase inicial, los resultados del modelo WAVEWATCH III en el Mar Caribe fueron validados en comparación con las mediciones de la boya NDBC Station 42058 (ver Fig. 6.2). A pesar de que esta boya se

encuentre en el Caribe Central, en una región de aguas de elevada profundidad fuera de la ZEE de Costa Rica, las mediciones obtenidas entre junio de 2005 y octubre de 2009 posibilitaron la evaluación de la precisión del modelo en las condiciones de *fetch* (longitud de generación) relativamente limitado en el Mar Caribe.

Los datos utilizados se descargaron del sitio web: <http://www.ndbc.noaa.gov/ioos.shtml>.

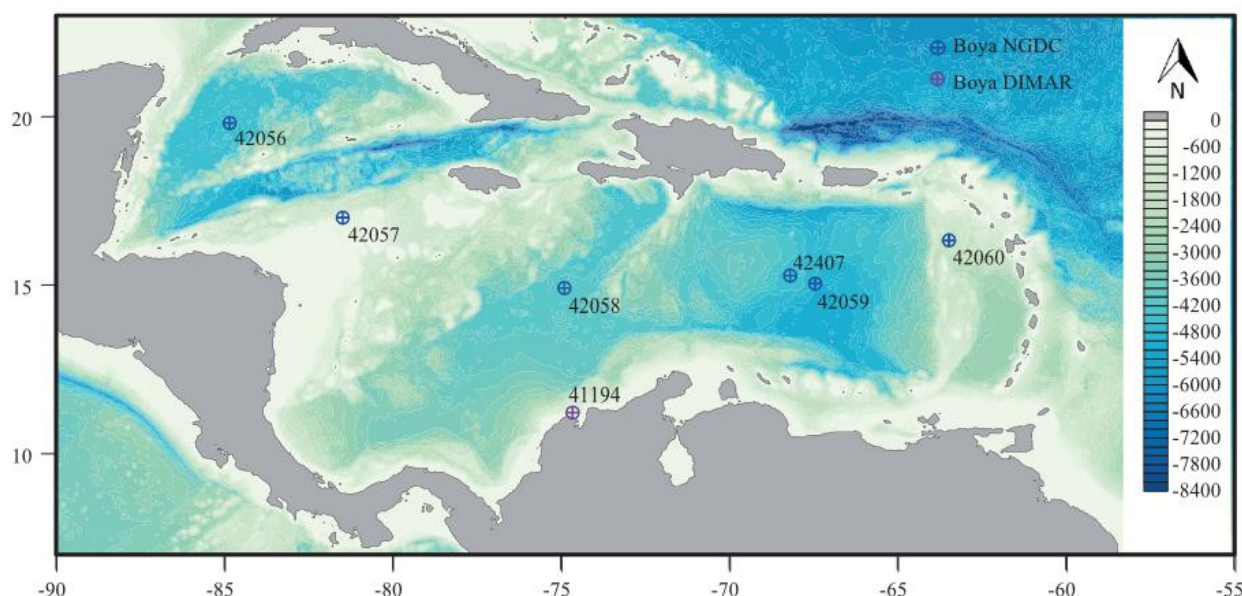


Fig. 6.2 Localización de las boyas de observación del oleaje en el Caribe. Boya utilizada en el estudio de validación de los datos: NDBC Station 42058; 14.923°N 74.918°O.

- **Base de datos Jason-1**

Una vez constatada la ausencia de estaciones de medición de agitación marítima a lo largo de la costa del Pacífico, se ha recurrido a la utilización de datos de altímetro del satélite oceanográfico Jason-1, una misión operada conjuntamente por el CNES (*Centre National d'Études Spatiales*, agencia espacial francesa) y por la NASA (*National Aeronautics and Space Administration*, agencia espacial de EUA)⁶. El Jason-1, lanzado en diciembre de 2001, fue el sucesor de la misión TOPEX/Poseidón, que efectuó mediciones con elevada precisión de la topografía de la superficie de los océanos durante cerca de 13 años, entre 1992 y 2005.

Aunque no proporcionen directamente información sobre el periodo de las olas, siendo necesario para esto recurrir a algoritmos empíricos esencialmente basados en el coeficiente de retrodispersión y en la velocidad del viento a 10 m, las estimaciones de la altura significativa de las olas obtenidas a través de la altimetría por satélite tienen una precisión equiparable a la de las mediciones *in situ*.

⁶ <http://www.aviso.oceanobs.com/en/missions/past-missions/jason-1.html>

Los datos de la misión Jason-1 utilizados en la validación del modelo WAVEWATCH III en la ZEE de Costa Rica, tanto en el Océano Pacífico como en el Mar Caribe, se obtuvieron del archivo CorSSH - *Corrected Sea Surface Heights* en el sitio web:

<http://www.aviso.oceanobs.com/en/data/products/wind-waves-products.html>.

Para el análisis fue considerado el período de tiempo entre enero de 2002 y enero de 2009.

6.2 Validación de los datos de las olas

6.2.1 Validación de los datos del modelo WAVEWATCH III en el Mar Caribe

En una primera fase, los datos del modelo WAVEWATCH III fueron validados por comparación con las mediciones obtenidas por la boya NDBC 42058. Con este fin se recogieron datos WAVEWATCH III para el punto de la malla del modelo más próximo a la localización de la boya, con las coordenadas 15°N, 75°O, durante el periodo de tiempo entre 2005 y 2009, coincidiendo con el periodo operacional de la boya (ver Fig. 6.3).

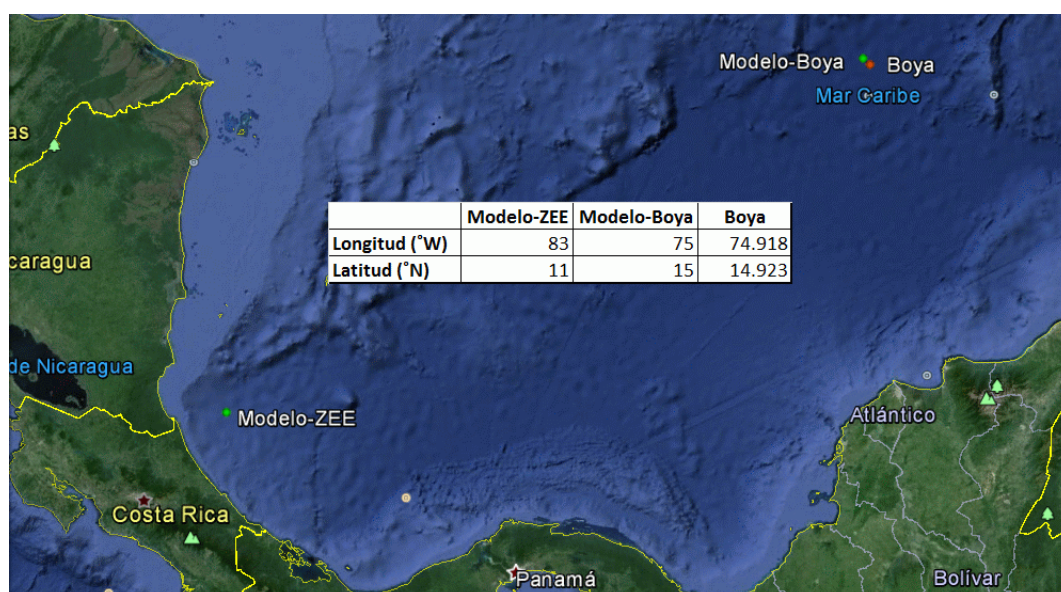


Fig. 6.3 Localización de la boya NDBC 42058, del punto del modelo WAVEWATCH III más próximo y de un punto del modelo en la ZEE de Costa Rica.

La boya se encuentra localizada a aproximadamente 850 km de distancia de la ZEE de Costa Rica, en un lugar con una profundidad de 4161 m. En comparación con la zona incluida en la ZEE de Costa Rica en el Mar Caribe, la zona donde está situada la boya presenta características más acentuadas de mar abierto, donde las aguas tienen una elevada profundidad.

A pesar de esta constatación, es razonable asumir que el clima de olas en el local donde se sitúa la boya es, en gran medida, representativo de las condiciones de *fetch* (longitud de generación) relativamente limitado del Mar Caribe que forma parte de la ZEE de Costa Rica. Con el objetivo de confirmar esta hipótesis, se compararon las condiciones de agitación marítima obtenidas a partir de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el punto más próximo a la boya con las condiciones obtenidas del mismo modelo para un punto situado en la ZEE de Costa Rica, con las coordenadas 11°N, 83°O. Los resultados de esta comparación, resumidos en el Cuadro 6.1, confirman que, a pesar de que los H_s alcancen valores superiores en la zona de la boya (hecho esperable si se tienen en cuenta las características de exposición y profundidad del lugar), las condiciones en términos de periodo de ola son comparativamente similares.

Cuadro 6.1 Comparación entre los valores medios, máximos y mínimos de H_s y T_p obtenidos a partir de resultados del modelo WAVEWATCH III para un punto en la ZEE de Costa Rica y para el punto junto a la boya NDBC 42058, entre enero de 2005 y diciembre de 2009.

		Modelo - ZEE	Modelo - boya
Longitud (°)		-83	-75
Latitud (°)		11	15
H_s (m)	Media	1.6	2.0
	Máximo	4.3	4.9
	Mínimo	0.2	0.3
T_p (s)	Media	7.8	7.1
	Máximo	15.9	15.1
	Mínimo	1.9	3.0

La precisión del modelo WAVEWATCH III se evalúa recurriendo al cálculo de parámetros de error típicos y al análisis de correlación entre los dos conjuntos de datos (modelo y boya). Asumiendo que $E_i = X_{\text{modelo}} - X_{\text{boya}}$ es la desviación entre el valor estimado por el modelo (X_{modelo}) y el valor medido por la boya (X_{boya}), los parámetros de error considerados son:

i) Sesgo

$$V = \overline{E_i} = \overline{X_{\text{modelo}} - X_{\text{boya}}}$$

ii) Error medio cuadrático

$$E_{rms} = \sqrt{E_i^2} = \sqrt{(X_{\text{modelo}} - X_{\text{boya}})^2}$$

iii) Índice de dispersión

$$S_i = \frac{E_{rms}}{X_{\text{boya}}}$$

La Fig. 6.4 resume los resultados de la validación del modelo WAVEWATCH III por comparación a las mediciones de la boya NDBC 42058 para el periodo entre junio de 2005 y octubre de 2009. En la figura se representan los parámetros de error calculados y los diagramas de dispersión de H_s y T_p , que incluyen las líneas de regresión y los coeficientes de determinación r^2 , y se incluyen igualmente los coeficientes de correlación r .

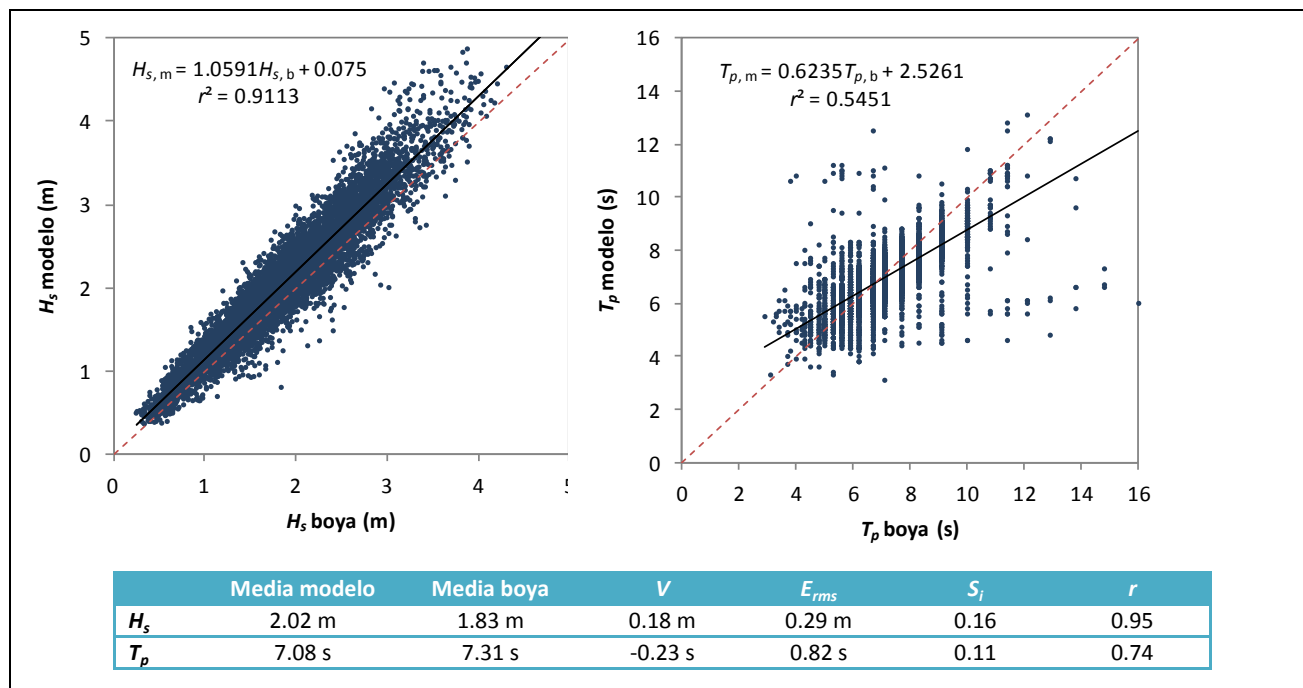


Fig. 6.4 Verificación de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el punto de coordenadas 15°N, 75°O por comparación con las mediciones de la boya NDBC 42058 entre junio de 2005 y octubre de 2009.

Las estimaciones de H_s obtenidas por el WAVEWATCH III muestran en general una gran coincidencia con las mediciones de la boya, de tal modo que los parámetros de error calculados corresponden a un porcentaje poco significativo del valor medio de las mediciones. La media es ligeramente superior a los valores de H_s calculados por el modelo. Esta tendencia es particularmente evidente para valores más altos de H_s , verificándose una dispersión más acentuada. En relación al periodo de pico, aunque en términos porcentuales los parámetros de error presenten valores inferiores a los de H_s , la correlación entre los dos conjuntos de datos (modelo y boya) es menor. Esta constatación se puede explicar, en parte, por las diferentes resoluciones de la frecuencia de los espectros obtenidos a partir de las estimaciones del modelo y de las mediciones de la boya.

En una segunda fase, se han tratado de validar los resultados del modelo WAVEWATCH III para la ZEE de Costa Rica en el Mar Caribe. Teniendo en cuenta la inexistencia de estaciones de medición *in situ* en la zona, se optó por trabajar con los datos de altimetría del satélite Jason-1 referidos al paso ascendente 065

(Fig. 6.5). Los datos de este paso son los registros obtenidos entre enero de 2002 y enero de 2009, a distancias del punto del modelo comprendidas entre los 16.8 km y los 19.8 km. En la Fig. 6.6 se representa los resultados de la validación del modelo WAVEWATCH III en la ZEE de Costa Rica en el Mar Caribe por comparación con las mediciones del satélite Jason-1, referentes al paso 065, entre enero de 2002 y enero de 2009. También en este caso se verifica una sobrestimación poco significativa de los valores H_s calculados por el WAVEWATCH III. Los valores reducidos de los parámetros de error y el valor relativamente elevado del coeficiente de determinación confirman la precisión del modelo.

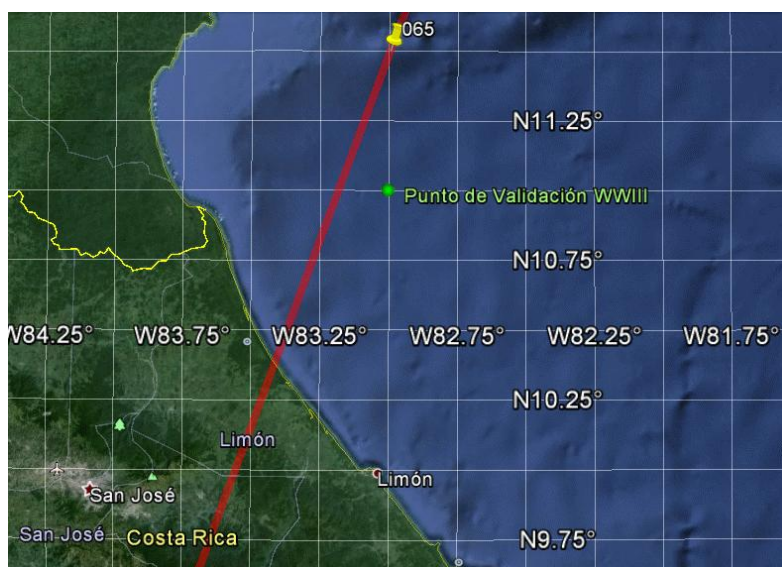


Fig. 6.5 Punto de validación del modelo WAVEWATCH III en la ZEE de Costa Rica en el Mar Caribe y paso más próximo del satélite Jason-1 (065).

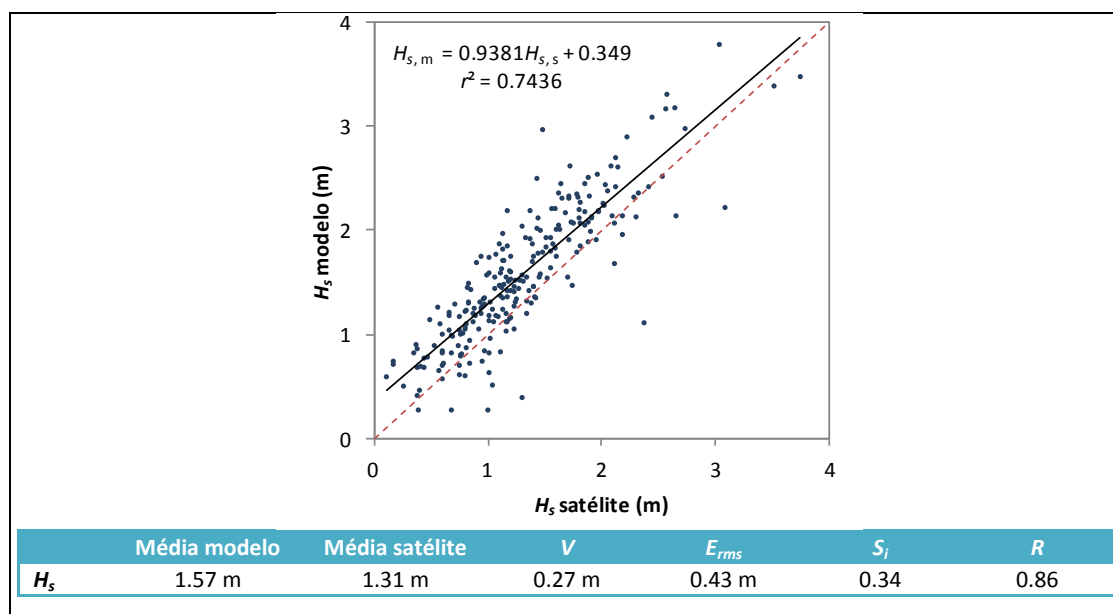


Fig. 6.6 Verificación de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el punto de coordenadas 11°N, 83°W por comparación con mediciones Jason-1 entre enero de 2002 y enero de 2009.

6.2.2 Validación de los datos del modelo WaveWatch III en el Océano Pacífico

No han sido detectadas estaciones de medición *in situ* de la agitación marítima con archivos de datos disponibles en la ZEE de Costa Rica en el Océano Pacífico. Consecuentemente, la precisión de los resultados WAVEWATCH III para esta zona ha sido evaluada por comparación con mediciones Jason-1. Se seleccionaron dos puntos del modelo y los respectivos pasos del Jason-1, de acuerdo con el criterio de proximidad (Fig. 6.7).

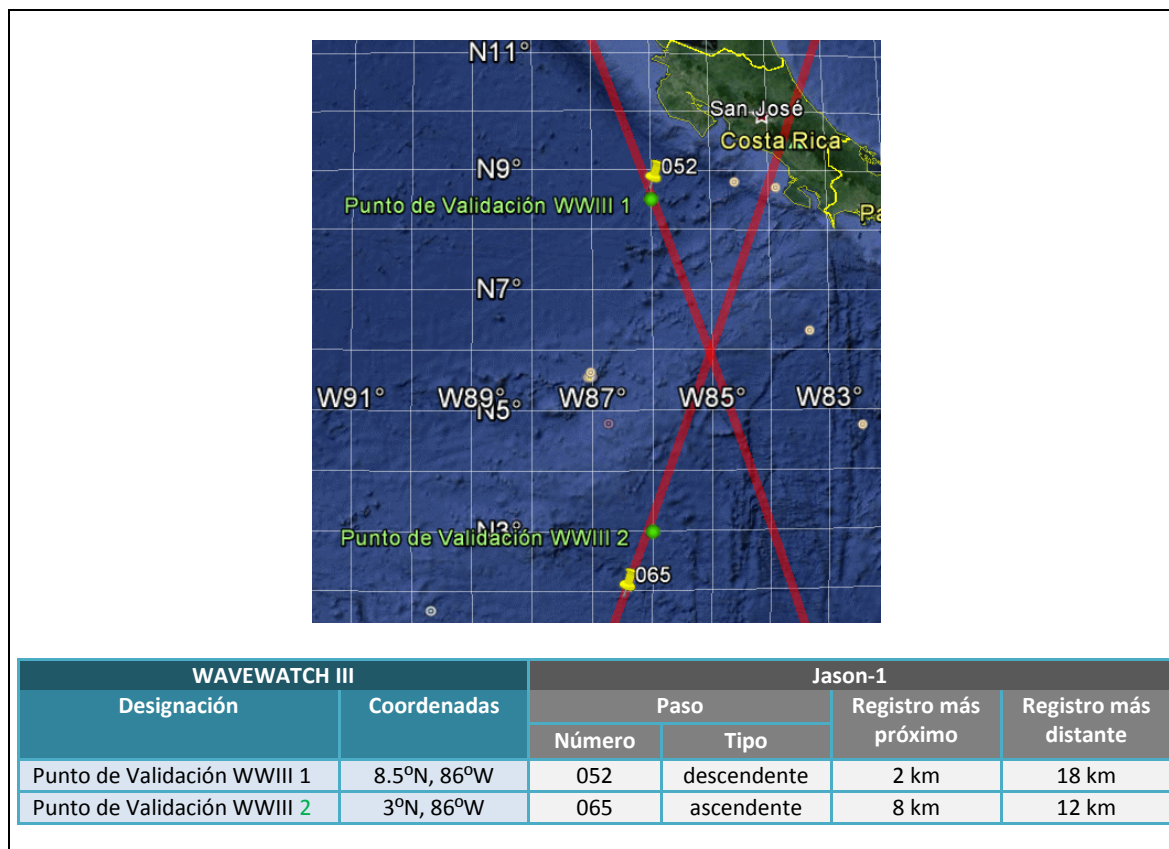


Fig. 6.7 Puntos WAVEWATCH III y pasos Jason-1 utilizados en la validación del modelo para la ZEE en el Océano Pacífico.

Los resultados de la validación del modelo WAVEWATCH III para los dos puntos en la ZEE de Costa Rica en el Océano Pacífico se muestran en la Fig. 6.8 las estimaciones de H_s obtenidas del modelo se compararon con las mediciones del satélite Jason-1, referente a los pasos 052 y 065, entre enero de 2002 y enero de 2009.

En general, la magnitud relativa de los parámetros de error es poco representativa. Se verifica la misma tendencia de ligera sobrestimación del modelo, en particular para valores medidos de H_s inferiores a 2 m. En el caso del punto de validación 1, se observa incluso una inversión de esta tendencia media de sobrestimación para valores medidos de $H_s > 1,8$ m. Se observa, en general, una menor correlación entre los dos conjuntos de datos que en el caso del Mar Caribe, que puede explicarse parcialmente por la mayor complejidad de los sistemas de agitación marítima en la costa del Pacífico.

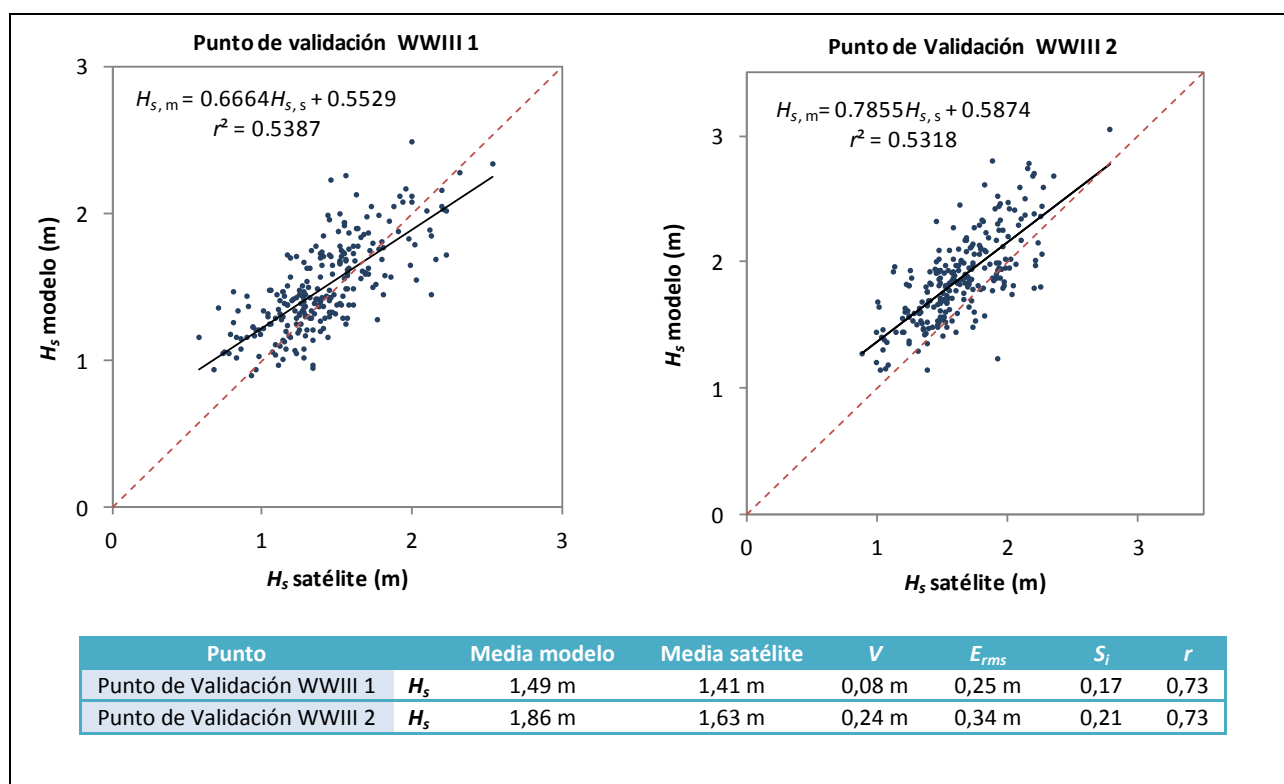


Fig. 6.8 Verificación de los resultados del modelo WAVEWATCH III para dos puntos en la ZEE en el Océano Pacífico por comparación con mediciones Jason-1 entre enero de 2002 y enero de 2009.

6.3 Determinación del potencial teórico bruto

6.3.1 Clima de olas en la ZEE

Fig. 6.9 y 6.10 representan, respectivamente, los valores medios de la altura significativa y del periodo de pico obtenidos para toda la ZEE de Costa Rica a partir de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el periodo de tiempo entre enero de 2000 y diciembre de 2009. La utilización de un periodo de 10 años cumple con las recomendaciones metodológicas propuestas en las “Preliminary Actions on Wave Energy R&D” (1991-1993) de la Comunidad Europea (Pontes et al., 1993).

El clima de olas a lo largo de las dos costas (Océano Pacífico y Mar Caribe) presenta características significativamente dispares. El clima de olas a lo largo de la costa este (Mar Caribe) presenta características típicas de mar cerrado, con predominio de sistemas de mar de viento. El valor medio de la altura significativa H_s en la ZEE en el Mar Caribe varía entre los 1,38 m a lo largo de Limón, una zona con una profundidad de aproximadamente 100 m (10°N, 83°O), y los 1,66 m a lo largo de la zona norte, a aproximadamente 140 km de la costa, en una zona con una profundidad de unos 1.850 m (11.5°N, 82.5°O). En relación al periodo de pico, el valor medio más elevado $T_p = 7.9$ s se alcanza en la zona a lo largo de Limón (10°N, 83°O) y el menor valor medio $T_p = 7.78$ s se alcanza en la zona a lo largo de la costa norte (11.5°N, 82.5°O). La dirección

predominante de la agitación marítima es de ENE, con valores medios de la dirección de pico comprendidos entre los $D_p = 63.4^\circ$ y los $D_p = 72.8^\circ$.

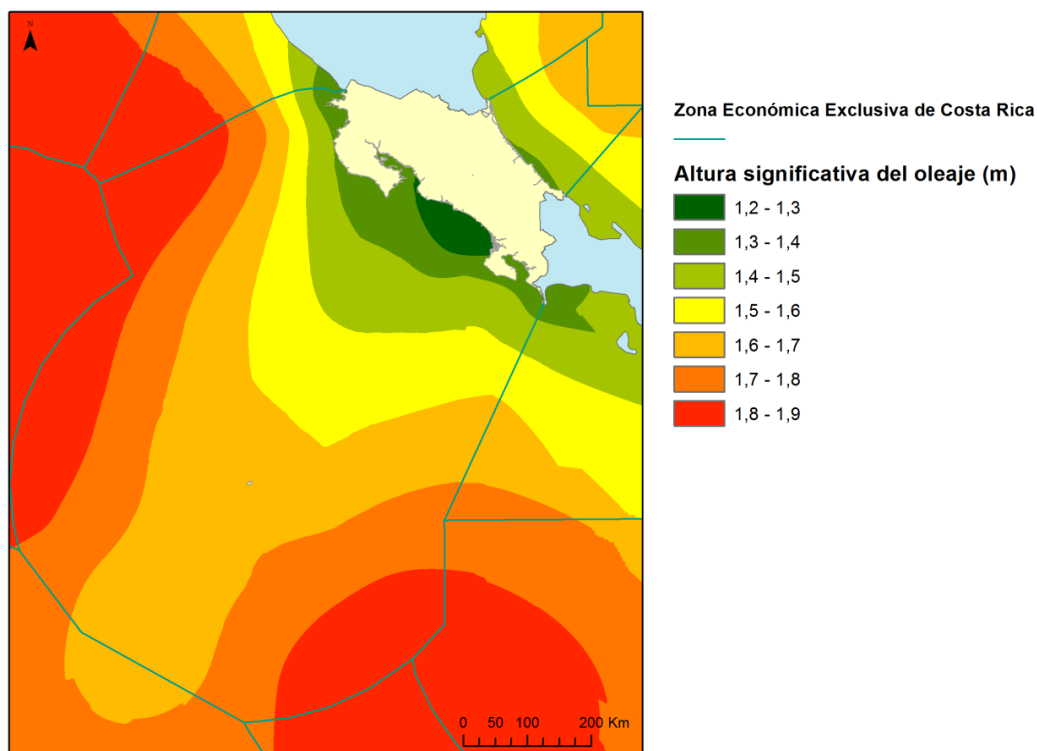


Fig. 6.9 Valor medio de la altura significativa en la ZEE de Costa Rica obtenido a partir de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el periodo 2000-2009.

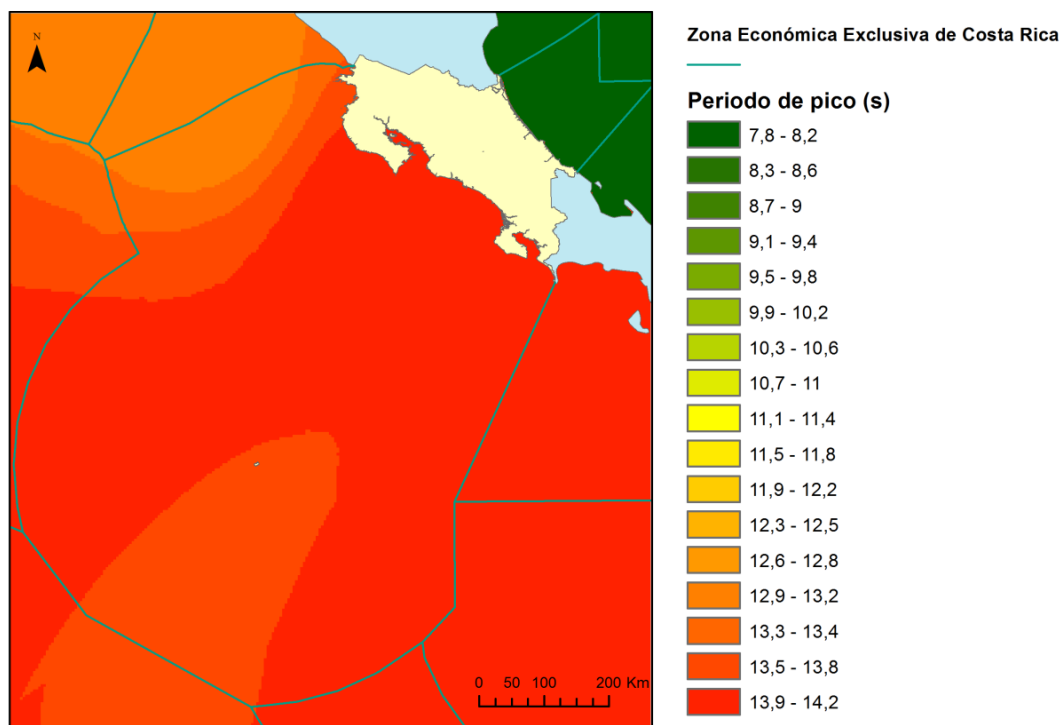


Fig. 6.10 Valor medio del periodo de pico en la ZEE de Costa Rica obtenido a partir de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el periodo 2000-2009.

Atendiendo a que la ZEE en el Océano Pacífico abarca un área significativamente mayor que en el Mar Caribe, con una mayor diversidad de condiciones de abrigo y profundidad, se observa una mayor variación espacial de los valores medios de los parámetros de agitación marítima. Los valores medios de H_s varían entre los 1,19 m en la Bahía de Coronado, en una zona 30 km a SO de Uvita con 80 m de profundidad (9°N, 84°O), y los 1,9 m cerca de la frontera sur de la ZEE, en una zona con aproximadamente 3.000 m de profundidad (3°N, 85°O). En cuanto al periodo de pico, el valor medio varía entre los 12,69 s a lo largo de Sardinal, en una zona 180 km de Cabo Velas con una profundidad de 2.850 m, y los 14,14 s en la punta oeste de la ZEE, en una zona con 3.150 m de profundidad. La dirección de las olas predominante a lo largo de la costa del Pacífico es aproximadamente de SO, estando los valores medios de la dirección predominante (pico) comprendidos entre los $D_p = 203,1^\circ$ y los $D_p = 236,9^\circ$.

Los valores comparativamente más elevados de T_p en la ZEE del Océano Pacífico y los valores medios de D_p presentados sugieren que las condiciones de agitación marítima a lo largo de la costa oeste se caracterizan por regímenes de mar de fondo con origen en el Pacífico Sur, más apropiadas para la obtención de energía a partir de las olas. El clima de olas en esta zona parece no verse significativamente afectado por los regímenes de mar de fondo originados en el Pacífico Norte, hecho que se puede explicar por el efecto de abrigo de la línea de costa. Por otro lado, las condiciones de *fetch* (longitud de generación) limitado en el Mar Caribe se traducen en el predominio de regímenes de mar de viento a lo largo de la costa este.

6.3.2 Cálculo de la potencia media para toda la EEZ

En condiciones de aguas profundas (en la práctica cuando la profundidad es superior a la mitad de la longitud de ola), la potencia de la agitación marítima (o flujo total de energía por unidad de frente de ola) se relaciona con la altura significativa H_s y el periodo de energía T_e mediante la fórmula

$$P = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_s^2 T_e \quad [1]$$

Asumiendo una densidad media del agua del mar $\rho = 1,025 \text{ kg/m}^3$ y una aceleración de la gravedad $g = 9,81 \text{ m/s}^2$, y considerando H_s expresada en metros y T_e en segundos, la potencia en kW/m viene dada por

$$P = 0.4906 H_s^2 T_e \quad [2]$$

Los datos del modelo WAVEWATCH III disponibles no incluyen información sobre el periodo de energía T_e ni información sobre el espectro de olas. Por tanto, fue necesario buscar formas de relacionar la información existente del periodo de las olas (T_p) con el periodo de energía T_e . Nótese que esta aproximación introduce necesariamente un factor de incertidumbre en el análisis, ya que la relación entre T_e y T_p depende en gran parte de las características de cada lugar, de los regímenes típicos de agitación marítima y, en particular, del

estado del mar. Concretamente, cuando el estado del mar se caracteriza por más de un régimen de agitación marítima (por ejemplo, el estado del mar se caracteriza por un espectro multimodal) el grado de incertidumbre introducido por esta aproximación es mayor.

Normalmente, en estudios de modelación del funcionamiento de dispositivos de energía de olas o en estudios de evaluación preliminar del potencial de energía de olas (por ejemplo, Saulnier et al., 2011), en ausencia de información detallada sobre el clima y recurso energético de las olas, se asume la relación entre T_e y T_p basada en el espectro empírico de Pierson-Moskowitz (Pierson e Moskowitz, 1964) (aplicable a situaciones de desarrollo completo de la agitación marítima)

$$T_e = 0.857 T_p. \quad [3]$$

Esta relación se utilizó en el cálculo de la potencia de las olas en la ZEE en el Océano Pacífico, lo que se justifica por la predominancia de regímenes de mar de fondo en esta región.

Teniendo en cuenta que las características del clima de olas en la ZEE del Mar Caribe, donde predominan los regímenes de mar de viento, son significativamente diferentes de las que se observan a lo largo de la costa del Pacífico, se ha llevado una aproximación alternativa para el cálculo de T_e a partir de T_p . De esta forma, con base en los valores de T_p e T_e obtenidos a partir de los espectros medidos por la boy NDBC 42058 se ha establecido la relación empírica

$$T_e = 0.5107 T_p + 2.3627. \quad [4]$$

Dado que los resultados se basan en formas espectrales medidas y no en formas empíricas menos representativas de las características medias de la agitación marítima en el Mar Caribe, esta relación proporciona estimaciones más correctas de la potencia de las olas en la ZEE de Costa Rica a lo largo de la costa este. Efectivamente, mientras el valor medio de la potencia en el punto de coordenadas 15°N, 75°W, calculado a partir de los resultados WAVEWATCH III para el periodo operacional de la boy NDBC 42058 (junio 2005 - octubre 2009) utilizando la relación obtenida a partir del espectro de Pierson-Moskowitz sobrestima en 23% el valor medio obtenido de las mediciones de la boy, el valor medio calculado utilizando la relación empírica sobrestima ese valor en 18%.

La Fig. 6.11 representa los valores medios de la densidad de potencia de la agitación marítima y de la dirección predominante (pico) obtenidos para la ZEE de Costa Rica a partir de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el periodo entre enero de 2000 y diciembre de 2009.

El valor medio de la densidad de potencia de las olas en la ZEE en el Mar Caribe varía entre 7,5 kW/m a lo largo de Limón (10°N, 83°W) y 10.6 kW/m a lo largo de la costa norte (11.5°N, 82.5°W). El valor medio global a lo largo de la costa Caribe es 9,1 kW/m.

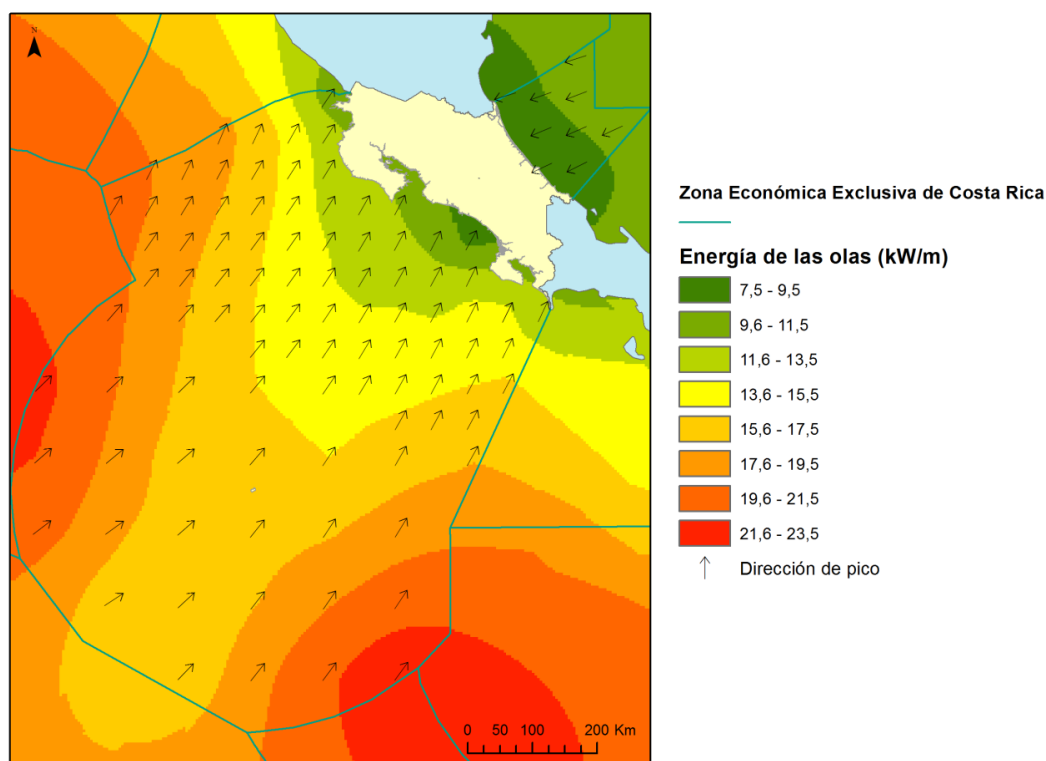


Fig. 6.11 Valor medio de la potencia de las olas en la ZEE de Costa Rica obtenido a partir de los resultados del modelo WAVEWATCH III para el periodo 2000-2009.

En la ZEE del Océano Pacífico, el valor medio de la densidad de potencia de las olas varía entre 9 kW/m en la Bahía de Coronado (9°N, 84°O) y 22,6 kW/m en el extremo sur (3°N, 85°O). El valor medio global a lo largo de la costa oeste es 15,9 kW/m. Como se puede observar en la Fig. 6.11 existe una franja que atraviesa la ZEE del Pacífico en una diagonal con orientación SO-NE en la que los valores de la potencia de las olas son visiblemente inferiores. Este patrón estará relacionado con el efecto de abrigo provocado por el archipiélago de los Galápagos, que bloquean parcialmente los regímenes de mar de fondo originados en el Pacífico Sur.

El potencial teórico bruto de energía de las olas en la ZEE se calcula suponiendo que dos líneas rectas que cruzan las regiones con mayor recurso energético en las costas del Pacífico y el Mar Caribe, están orientados perpendicularmente a la dirección del medio de propagación de la ola. El uso de energía de las olas a lo largo de una línea en bruto en la región más alejada de la ZEE del Pacífico, orientado NO-SE y longitud aproximada de 722 km, se estima en 13,8 GW, lo que resulta en un potencial de producción anual de electricidad de 121,3 TWh (asumiendo una eficiencia de conversión en electricidad 100%). Por otra parte, la potencia teórica a lo largo de una línea en la zona más alejada de la ZEE del Mar Caribe, con dirección NNO-SSE y longitud aproximada de 163 km, se estima en 1,7 GW, lo que resulta en un potencial de producción anual de electricidad 15 TWh. Por lo tanto, el potencial de producción bruta teórica de electricidad a partir de energía de las olas en Costa Rica, independientemente de las limitaciones técnicas o especificaciones tecnológicas, es aproximadamente de 136,3 TWh/año.

6.4 Variabilidad del recurso energético

Un aspecto a tener en cuenta en la planificación de un proyecto de energía de las olas en una determinada ubicación es la variación típica de las condiciones de agitación marítima (por tanto del recurso energético) en relación a las condiciones medias. Los Cuadro 6.2 a Cuadro 6.5 muestran la variabilidad inter-anual y estacional para el punto en el Pacífico con mayor recurso energético (coordenadas 85°O, 3°N) y para el punto en el Mar Caribe con menor recurso (coordenadas 83°O, 10°N).

En el caso del punto en la ZEE del Pacífico se observa en Cuadro 6.2 que la media anual de la altura significativa presenta una variación de cerca del 9% entre el año en el que se alcanza el valor más elevado (2008) y el año en el que se alcanza el valor más reducido (2002). En el caso del periodo de pico la variación es todavía más reducida (cerca del 6%). La diferencia máxima entre las medias anuales de la potencia de las olas y el valor medio para el periodo de 10 años (22.6 kW/m) es del 13%, registrada en 2002. Sin embargo, la diferencia máxima entre las medias mensuales y el valor medio para los 10 años es del 29% (Cuadro 6.3). Esta diferencia contrasta con la observada para climas de olas típicos de las latitudes medias-altas, como es el caso de la costa noroeste de Portugal, donde el valor medio para el mes de Enero es más que el doble del valor medio anual.

En el caso del punto en la ZEE del Mar Caribe se observa una mayor variabilidad inter-anual y una mayor variabilidad estacional, de tal modo que la diferencia máxima entre las medias anuales de la potencia de las olas y el valor medio para el periodo de 10 años alcanza el 25% (Cuadro 6.4), y la diferencia máxima entre las medias mensuales y el valor medio para los 10 años alcanza el 76% (Cuadro 6.5). Aun así, se trata de valores relativamente moderados, por lo que se concluye que, en general, los niveles de variabilidad del clima de olas a lo largo de Costa Rica son reducidos. Esta constatación tiene un impacto positivo en la planificación de proyectos de energía de las olas en el país, ya que la reducida variabilidad posibilita el dimensionamiento de dispositivos con mayor precisión, dando como resultado un incremento de los periodos de tiempo en los que estos se encuentren operacionales en niveles próximos de su potencia nominal.

Cuadro 6.2 Variabilidad interanual de H_s , T_p , P y θ_p , en términos de valores medios y las desviaciones estándar, para el punto en la longitud 85°O y latitud 3°N , correspondiente al punto en el Pacífico con el más alto potencial.

Year	H_s (m)		T_p (s)		P (kW/m)		θ_p (°)	
	Mean	Standard Deviation	Mean	Standard Deviation	Mean	Standard Deviation	Mean	Standard Deviation
2000	1.84	0.30	14.1	2.3	20.8	8.6	219	32
2001	1.87	0.32	14.1	1.9	21.6	8.7	215	27
2002	1.80	0.34	13.7	2.2	19.7	9.2	221	35
2003	1.95	0.34	14.3	1.9	23.8	9.7	218	30
2004	1.92	0.39	14.2	2.1	23.1	10.8	218	31
2005	1.92	0.36	13.9	2.0	22.8	10.2	216	28
2006	1.94	0.39	14.4	1.9	24.1	12.0	214	25
2007	1.94	0.37	14.3	2.0	23.7	10.9	216	27
2008	1.97	0.37	14.5	1.9	24.8	10.6	213	21
2009	1.88	0.34	14.1	2.1	22.0	9.6	212	24

Cuadro 6.3 Variabilidad mensual (estacional) de H_s , T_p , P y θ_p , en términos de valores medios y las desviaciones estándar, para el punto en la longitud 85°O y latitud 3°N , correspondiente al punto en el Pacífico con el más alto potencial.

Month	H_s (m)		T_p (s)		P (kW/m)		θ_p (°)	
	Mean	Standard Deviation	Mean	Standard Deviation	Mean	Standard Deviation	Mean	Standard Deviation
Jan	1.74	0.27	14.3	2.4	18.9	7.5	252	40
Feb	1.61	0.25	14.3	1.9	16.1	5.9	245	36
Mar	1.70	0.28	14.2	1.8	18.0	6.9	225	30
Apr	1.83	0.30	14.4	1.8	21.1	8.8	210	14
May	2.00	0.34	14.6	1.8	25.5	10.1	207	11
Jun	2.13	0.38	14.3	2.0	28.7	12.8	204	10
Jul	2.06	0.35	13.9	2.1	25.8	10.6	205	12
Aug	2.08	0.34	13.8	2.1	26.1	10.3	202	11
Sep	2.12	0.35	14.1	2.3	27.8	11.5	205	11
Oct	2.00	0.29	14.1	2.0	24.6	9.1	208	13
Nov	1.81	0.31	13.6	2.1	19.6	9.0	215	25
Dec	1.76	0.27	14.0	2.2	18.9	7.1	239	37

Cuadro 6.4 Variabilidad interanual de H_s , T_p , P y θ_p , en términos de valores medios y las desviaciones estándar, para el punto en la longitud 83°O y latitud 10°N, correspondiente al punto en el Mar Caribe con el más bajo potencial.

Year	H_s (m)		T_p (s)		P (kW/m)		θ_p (°)	
	Mean	Standard Deviation	Mean	Standard Deviation	Mean	Standard Deviation	Mean	Standard Deviation
2000	1.43	0.51	8.0	1.1	7.6	5.7	66	6
2001	1.48	0.58	8.1	1.1	8.6	8.0	65	8
2002	1.55	0.58	8.3	1.0	9.2	7.1	67	6
2003	1.33	0.53	7.8	1.2	6.7	5.1	65	9
2004	1.47	0.65	8.0	1.3	8.7	8.5	64	8
2005	1.18	0.58	7.6	1.2	5.6	5.7	63	13
2006	1.36	0.58	7.8	1.2	7.3	6.5	65	8
2007	1.30	0.63	7.8	1.2	6.9	6.8	65	9
2008	1.29	0.62	7.8	1.2	6.8	6.5	64	9
2009	1.42	0.59	7.9	1.0	7.8	7.5	65	7

Cuadro 6.5 Variabilidad mensual (estacional) de H_s , T_p , P y θ_p , en términos de valores medios y las desviaciones estándar, para el punto en la longitud 83°O y latitud 10°N, correspondiente al punto en el Mar Caribe con el más bajo potencial.

Month	H_s (m)		T_p (s)		P (kW/m)		θ_p (°)	
	Mean	Standard Deviation	Mean	Standard Deviation	Mean	Standard Deviation	Mean	Standard Deviation
Jan	1.88	0.57	8.4	1.0	13.2	8.8	64	10
Feb	1.85	0.55	8.6	0.9	12.7	9.0	67	8
Mar	1.54	0.55	8.0	1.0	8.9	7.5	67	8
Apr	1.30	0.46	7.6	1.0	6.0	4.5	67	7
May	1.17	0.49	7.7	1.0	5.2	4.7	66	6
Jun	1.44	0.56	8.3	0.8	8.1	6.6	66	2
Jul	1.65	0.47	8.5	0.8	10.0	6.2	65	3
Aug	1.33	0.46	8.1	1.1	6.5	4.6	66	3
Sep	0.83	0.35	7.4	1.3	2.5	2.3	67	3
Oct	0.79	0.40	6.9	1.3	2.4	2.4	61	15
Nov	1.24	0.54	7.3	1.1	5.8	5.6	57	15
Dec	1.58	0.49	8.1	0.9	9.1	6.4	64	7

6.5 Determinación del potencial teórico disponible

Para calcular el potencial teórico disponible de energía de las olas a lo largo de Costa Rica se consideran los factores que de forma más significativa puedan condicionar o impedir el desarrollo de proyectos de energía de olas. En consecuencia, se excluyen del análisis áreas de uso restringido, como áreas de protección ambiental y pesca, rutas de navegación marítima, travesías de cables submarinos y áreas que, por sus características físicas condicionen de forma significativa la instalación de los proyectos marinos. .

Por ello, las zonas consideradas en el cálculo del potencial teórico disponible están delimitadas por las líneas batimétricas de los 50 m y de los 200 m, siendo este rango de profundidades el más adecuado para la mayoría de las tecnologías actualmente existentes susceptibles de ser instaladas a gran escala. Téngase en cuenta que el estudio se basa en los resultados del modelo WAVEWATCH III, que, aunque incluya en las versiones actuales la parametrización de procesos físicos asociados al efecto de aguas poco profundas, no es tan apropiado para una modelación detallada en zonas costeras como, por ejemplo, el modelo SWAN, computacionalmente más eficiente en la utilización de mallas finas.

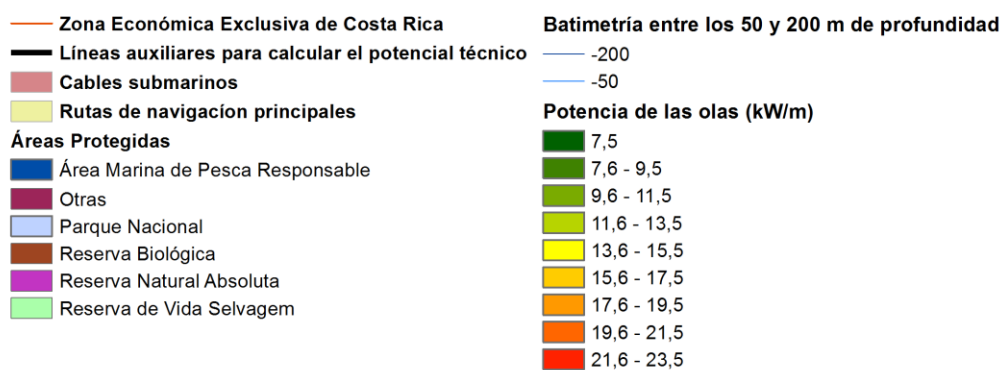
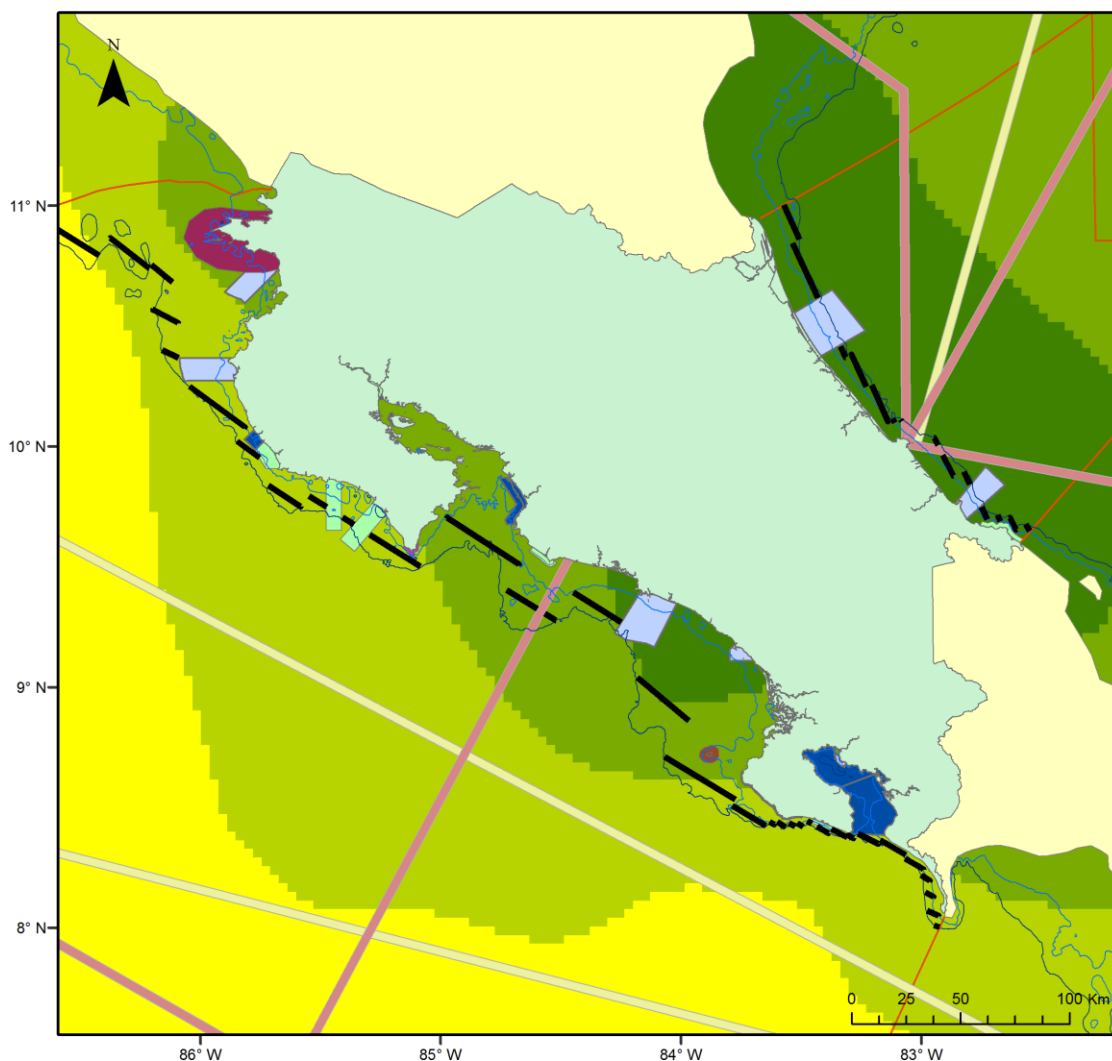
Paralelamente, el cálculo de la potencia de las olas en lugares de agua poco profunda recurriendo a la aproximación para aguas profundas introduce un factor de error, que es más significativo en la costa del Pacífico, donde el predominio de regímenes de mar de fondo da lugar a mayores longitudes de onda. En suma, en el análisis más detallado de las condiciones de la agitación marítima en zonas junto a la costa será necesaria la obtención de espectros a partir de un modelo de propagación de olas en áreas costeras (como el SWAN). Sin embargo, este tipo de análisis se sale del ámbito del presente estudio, que tiene un carácter preliminar.

Con el fin de estimar el potencial teórico disponible, se consideraron dos conjuntos de líneas a lo largo de las costas del Pacífico y del Mar Caribe, aproximadamente perpendiculares a la dirección predominante de las olas, de acuerdo con lo que se puede observar en la Fig. 6.22. En los casos en los que estas líneas se superponen a áreas restringidas se sustrae la extensión correspondiente. No se puede olvidar que este análisis se realiza con base en la información que fue posible reunir, por lo que se debe asumir que en una fase de carácter menos preliminar, pueda salir a la luz información más detallada sobre las áreas restringidas existentes en las dos costas.

Los Cuadro 6.6 y Cuadro 6.7 representan la longitud y la potencia media a lo largo de las líneas auxiliares consideradas en el cálculo del potencial teórico disponible a lo largo del Océano Pacífico y del Mar Caribe, respectivamente, así como el recurso resultante para cada una de las líneas. Nótese que fue necesario recurrir a un mayor número de líneas en la costa Pacífica, debido no sólo a la mayor extensión de área delimitada por las líneas batimétricas de los 50 m y 200 m, sino también a las características sinuosas de la

línea de costa occidental. El mismo tipo de argumentación explicará el hecho que se dé una mayor variación entre los valores medios de la potencia a lo largo de las líneas en el Pacífico (hasta aprox. 31%) que en el Mar Caribe (hasta aprox. 13%). El elevado desnivel de la batimetría a lo largo de la costa del Mar Caribe, donde la distancia entre las líneas batimétricas de los 50 m y los 200 m suele ser inferior a 4.5 km, resultó en la disposición de las líneas auxiliares con una ligera desviación en relación a la dirección predominante de propagación de las olas.

Con base en los valores que se presentan en los Cuadro 6.6 y Cuadro 6.7 es posible estimar el potencial teórico disponible de cada costa en 1.1 GW (Caribe) y 5.6 GW (Pacífico). A partir de estos valores, y suponiendo una eficiencia en la conversión de un 100%, es posible estimar el potencial de producción anual de energía eléctrica en 9,5 TWh en la ZEE del Mar Caribe y en 48,8 TWh en la ZEE del Océano Pacífico. El potencial teórico disponible de producción eléctrica a partir de la energía de las olas en Costa Rica es entonces de 58,3 TWh/año.



Fonte: Fundación MarViva (2013). Áreas Marinas de Pesca Responsable. áreas Marinas Protegidas de Pacífico y Caraibas; Sistema Nacional de Áreas de Conservación, Ministerio de Ambiente y Energía, 2008

Fig. 6.12 Área y líneas auxiliares para el cálculo del potencial teórico disponible a lo largo de Costa Rica.

Cuadro 6.6 Recurso de energía de olas para 12 líneas auxiliares en la ZEE del Mar Caribe para el cálculo del potencial teórico disponible.

Sección	Longitud (km)	Potencia media (kW/m)	Recurso (MW)
1	17,5	8,1	141,2
2	35,0	8,2	285,5
3	16,6	8,0	132,2
4	18,6	7,8	144,3
5	2,3	7,7	17,6
6	0,9	7,6	6,5
7	0	7,6	0,0
8	16,8	7,8	130,5
9	13,2	8,2	107,6
10	3,3	8,4	27,8
11	6,2	8,5	53,0
12	4,0	8,7	34,6
Total (GW)			1,1

Cuadro 6.7 Recurso de energía de olas para 29 líneas auxiliares en la ZEE del Océano Pacífico para el cálculo del potencial teórico disponible.

Sección	Longitud (km)	Potencia media (kW/m)	Recurso (MW)
1	36,4	14,0	508,5
2	22,5	12,9	290,0
3	12,7	12,3	156,8
4	13,0	12,7	165,5
5	9,7	12,9	124,9
6	31,7	12,4	392,7
7	17,7	12,1	215,0
8	17,8	12,1	215,0
9	44,2	11,6	512,8
10	39,5	11,0	435,0
11	23,4	10,7	249,7
12	25,9	9,9	255,5
13	31,3	9,7	303,4
14	38,7	11,5	445,6
15	18,2	12,2	221,8
16	2,7	12,3	33,1
17	5,0	12,2	61,0
18	3,8	12,1	46,1
19	3,5	12,1	42,3
20	11,7	12,1	141,1
21	8,3	12,0	99,4
22	2,4	12,0	28,7
23	10,2	11,8	120,8
24	14,2	11,7	165,9
25	10,0	11,6	116,3
26	5,1	11,6	59,3
27	4,8	11,7	56,2
28	6,3	11,8	74,2
29	2,8	11,9	33,3
Total (GW)			5,6

6.6 Determinación del potencial técnico

El potencial técnico de generación de energía eléctrica a partir de la energía de las olas se calcula con base en el potencial teórico disponible (ver sección anterior), asumiendo limitaciones técnicas típicamente asociadas a las respectivas tecnologías. A este efecto, se ha procedido a una revisión exhaustiva de la información disponible sobre indicadores de rendimiento y factores de disponibilidad asociados a los dispositivos de energía de olas.

La eficiencia de un dispositivo de energía de las olas se evalúa generalmente con base en su longitud de captura, que es la razón entre el valor medio de la potencia obtenida por el dispositivo y el valor medio de la potencia de las olas incidentes. La longitud de captura viene dada en metros, siendo habitual utilizar un valor adimensional que resulta de la división por una dimensión relevante del dispositivo, que en el caso de los dispositivos flotantes axisimétricos, es normalmente el diámetro.

Teniendo en cuenta la fase pre comercial en la que se encuentra la tecnología de la energía de las olas, no existe una cantidad significativa de información disponible en fuentes de acceso público. La información que se consigue reunir proviene o bien de tecnólogos o bien de fuentes independientes relacionadas con la investigación científica. Atendiendo al carácter dispar de estos tipos de fuentes, se verifica alguna discrepancia en los valores de indicadores de rendimiento que se publican, como en el caso de la longitud de captura. Basándose en la información que Babarit e Hals (2011) reunieron sobre diversos tipos de dispositivos de obtención de energía de olas y a través de la experiencia del equipo de WavEC – Offshore Renewables, se ha asumido en el ámbito del presente estudio un valor de longitud de captura adimensional de 40%. Este valor corresponde a una clase representativa de dispositivos de energía de las olas, en la que se incluyen los sistemas flotantes de columna de agua oscilante y los sistemas de dos cuerpos con movimiento oscilante vertical (e.g. Wavebob). Es en esta clase, considerada prometedora y, como tal, potencialmente adecuada para un desarrollo a gran escala en Costa Rica, en la que se centra una parte significativa de los actuales esfuerzos de investigación y desarrollo.

En cuanto a la conversión en energía eléctrica, se asume una eficiencia de 96% asociada al componente *“drive train”*, 95% al generador eléctrico y 98% al componente *“power conditioning”*. Se estima que en la transmisión de la energía eléctrica a la red se pierde en los cables aproximadamente un 5% (Frank R. Leslie, 2002).

La disponibilidad de un parque de energía de olas deberá estar condicionada por factores tales como las operaciones de mantenimiento programadas o no programadas (fallos). Considerando la distancia estimada entre la ubicación del parque y la costa en Costa Rica, en el presente estudio se asume una disponibilidad de 89% (Carbon Trust, 2012).

Por último, teniendo en cuenta los valores expuestos arriba, se estima que el potencial técnico de producción anual de energía eléctrica en 2,9 TWh en la ZEE del Mar Caribe y en 14,8 TWh en la ZEE del Océano Pacífico. En consecuencia, el potencial técnico de producción de energía eléctrica a partir de la energía de las olas en Costa Rica es de 17,6 TWh/año (ver Cuadro 6.8).

Cuadro 6.8 Determinación del potencial técnico de las olas

	Caribe	Pacifico	Total
Potencial teórico disponible (GW)	1,1	5,6	6,7
Producción anual (TWh/año)	9,5	48,8	58,3
Valores asumidos:			
<i>Longitud de captura adimensional</i>	40%		
<i>Eficiencia asociada a el componente "drive train"</i>	96%		
<i>Eficiencia generador eléctrico</i>	95%		
<i>Eficiencia asociada a el componente "power conditioning"</i>	98%		
<i>Pérdidas eléctricas en los cables</i>	5%		
<i>Disponibilidad</i>	89%		
Potencial tecnico (GW)	0,3	1,7	2,0
Producción anual (TWh/año)	2,9	14,8	17,6

6.7 Zonificación y priorización

En esta sección se describe el planteamiento utilizado en la selección y definición de las áreas más adecuadas para el desarrollo de proyectos de energía de olas en Costa Rica y se presentan los principales resultados. A continuación se expone la metodología de clasificación y selección de las áreas de mayor interés para el desarrollo de proyectos de energía de olas. Esta metodología incluye la indicación de los factores decisivos, restricciones y discusión de los criterios de selección. Esta sección incluye la representación gráfica de los diversos tipos de información que se han creado en GIS y los resultados de ese mapeado.

6.7.1 Metodología de selección de localizaciones

La selección de las mejores localizaciones para la implantación de parques de energía de olas depende de diversos factores ambientales, técnicos y socioeconómicos que influyen en los procesos de toma de decisión sobre la elección de localizaciones preferenciales. Asimismo, es importante tener presente la necesidad de

reducir o evitar los conflictos de ocupación de espacios que puedan proceder del crecimiento de otras actividades económicas.

La selección de localizaciones puede llevarse a cabo con la ayuda de un Sistema de Información Geográfica (SIG), herramienta cada vez más utilizada en actividades de planificación del espacio marítimo debido a la ventaja que la misma ofrece al trabajar con diversos tipos de informaciones geo-referenciadas.

En Portugal se han realizado varios estudios de este género, siendo el primero el que fue elaborado por WavEC en 2004 para la Dirección General de Energía y Geología (WavEC, 2004), con el objetivo de identificar las posibles áreas de concesión más adecuadas para el desarrollo de proyectos de energía de olas a gran escala. Para este estudio se puso en práctica un enfoque cualitativo que identificaba las restricciones y conflictos de uso en el espacio marítimo y seleccionaba zonas prioritarias para la explotación de energía de olas. Basándose en este estudio, el Gobierno Portugués seleccionó más tarde una área de 340 km², situada a profundidades entre los 30 y los 90 m, que se designó como zona piloto para el desarrollo de proyectos de energía de olas de demostración, tanto pre comercial como comercial.

Esta zona, que actualmente se encuentra en fase de montaje, está siendo gestionada por la concesionaria de la Red de Transportes Nacional. También en el ámbito del proyecto Europeo SEEWEC, se ha desarrollado y aplicado en Portugal una metodología de selección de localizaciones que utiliza el enfoque denominado “análisis multi-criterio geo-espacial”, que es una técnica que se ha venido utilizando comúnmente en los últimos años en procesos de planificación de parques de energía de olas y energía eólica. Este enfoque aparece descrito en el artículo (Nobre et al, 2009) y más recientemente ha sido perfeccionado en el ámbito del proyecto TROPOS (WavEC 2012) y aplicado a la prospección de localizaciones para la instalación de plataformas offshore multiusos en las Islas Canarias, Creta y Taiwán. Esta metodología ha sido aplicada también recientemente por la empresa Garrad Hassan al estudio del potencial de energía de olas en Chile (Cruz J., 2009).

La metodología en este tipo de análisis geo-espacial tiene en cuenta la variedad de factores que determinan la viabilidad de un parque de energía de olas y atribuye un peso a cada factor, de acuerdo con su influencia. El objetivo de este enfoque es obtener una indicación cuantitativa de la localización de las zonas más adecuadas para el desarrollo de proyectos de energía de olas en Costa Rica.

El resultado final es por tanto la identificación de las mejores ubicaciones para instalar parques de energía de olas con base en criterios y objetivos múltiples y factores restrictivos.

6.7.2 Definición de criterios

Existen dos tipos de factores con influencia en la selección de ubicaciones para la instalación de parques de

energía de olas, los cuales son tratados en este estudio de forma diferenciada:

- **Factores de Ponderación:** se evalúan en función de su impacto sobre la implantación de los parques de energía de olas y son ponderados de acuerdo con su relevancia (por ejemplo, la profundidad del océano, el tipo de fondo, la distancia a los puertos, la distancia a la costa, clima de olas).
- **Factores de restricción:** son usados para definir áreas potenciales de exclusión, complementando así el proceso de análisis y la interpretación de los resultados (por ejemplo, cables submarinos existentes, áreas marinas protegidas, áreas de maniobras militares).

Después de identificar todos los factores con influencia en la instalación de parques a lo largo de Costa Rica, su evaluación cuantitativa es reconvertida a una escala común en la que el valor 0 (tonalidad verde) corresponde al escenario más desfavorable y el valor 100 (tonalidad roja) corresponde al escenario más favorable. Tras su “reclasificación” se atribuye a cada factor un peso específico que tiene en cuenta su relevancia en la evaluación de la viabilidad de un parque de energía de olas en un determinado local.

6.7.3 Identificación de los factores con influencia en la instalación de parques

Han sido identificadas las áreas potenciales de exclusión o de conflictos de uso con otras actividades del espacio marítimo, teniendo en cuenta consideraciones de orden ambiental, técnica y socioeconómica. A continuación se hace referencia a la importancia de los condicionantes considerados en este estudio. Las fuentes de los datos están detalladas en el Apéndice C, destacando las principales restricciones.

Condicionantes ambientales

Las áreas marinas protegidas son zonas delimitadas que tienen por objetivo la adopción de medidas dirigidas a la protección de las comunidades y de los hábitats marinos sensibles, con el fin de asegurar la biodiversidad marina y la sostenibilidad de los recursos humanos. Son áreas en las que se debe evitar la instalación de parques de energía marina porque no existen todavía estudios comprobados sobre los posibles efectos e impactos de estos parques sobre la biodiversidad marina, aunque los estudios realizados hasta la fecha apunten hacia impactos minimizables.

Dentro de las aguas jurisdiccionales de Costa Rica existen múltiples áreas marinas protegidas, tanto a lo largo de la costa Pacífica como de la costa Caribe. El artículo 1° inciso 3° del decreto ejecutivo N.° 35369-MINAET del 20 de setiembre de 2009 define área marina protegida como: “Cualquier espacio intermareal, submareal y/o oceánico, con sus recursos naturales asociados, y sus características oceanográficas, geológicas, históricas y culturales, que han sido constituidas por la ley o por Decreto Ejecutivo.” (Salas, 2012):

1. Parque Nacional Santa Rosa
2. Parque Nacional Marino las Baulas de Guanacaste
3. Refugio Nacional de Vida Silvestre Ostional
4. Refugio Nacional de Vida Silvestre Camaronal
5. Refugio de Vida Silvestre Mixto Caletas-Arío
6. Reserva Natural Absoluta Cabo Blanco
7. Refugio Nacional de Vida Silvestre Cipancí
8. Humedal Estero de Puntarenas y Manglares Asociados
9. Refugio Nacional de Vida Silvestre Isla San Lucas
10. Humedal Marino Playa Blanca
11. Refugio Nacional de Vida Silvestre Playa Hermosa-Punta Mala
12. Parque Nacional Manuel Antonio
13. Parque Nacional Marino Ballena
14. Humedal Nacional Terraba-Sierpe
15. Reserva Biológica Isla del Caño
16. Parque Nacional Corcovado
17. Refugio Nacional de Vida Silvestre Río Oro
18. Parque Nacional Piedras Blancas
19. Parque Nacional Isla del Coco
20. Área Marina de Manejo-Montes Submarinos

Áreas marinas de pesca responsable

La pesca es una actividad que se debe tener en cuenta, desde el inicio, como aspecto social a considerar en el desarrollo de proyectos de energía de olas de mar. Se recomienda que desde el principio los representantes locales de pesca sean contactados para definir con ellos los condicionantes de los proyectos (principalmente asegurando las cuestiones de seguridad y de responsabilidad por accidentes) y eventuales beneficios para las comunidades (nuevos puestos de trabajo, por ejemplo). Como elemento positivo, debe indicarse que los sistemas de energía de olas podrán funcionar como arrecifes artificiales, y el hecho de que la pesca esté excluida en las zonas de instalación de parques de energía de olas deberá naturalmente conllevar el crecimiento de la población marina en una zona protegida. Desde el punto de vista social, la instalación de parques de energía de olas podrá traducirse en una oportunidad de empleo importante para la comunidad pesquera, sobre todo en las actividades relacionadas con la instalación y el mantenimiento de los sistemas de energía de olas. En definitiva, es recomendable e importante procurar un buen nivel de

aceptación de la instalación de parques por parte de los pescadores, evitando en la medida de lo posible la instalación de los mismos en zonas de pesca intensa.

En Costa Rica existen las **Áreas Marinas para la Pesca Responsable (AMPR)**, las cuales se definen como: “Áreas con características biológicas, pesqueras o socioculturales importantes, las cuales estarán delimitadas por coordenadas geográficas y otros mecanismos que permitan identificar sus límites y en las que se regula la actividad pesquera de modo particular para asegurar el aprovechamiento de los recursos pesqueros a largo plazo y en las que para su conservación, uso y manejo, el INCOPESCA podrá contar con el apoyo de comunidades costeras y/o de otras instituciones.”

Al momento de elaboración de este documento sólo existen AMPR a lo largo del litoral Pacífico. Actualmente el país cuenta con tres AMPR oficialmente reconocidas por la autoridad de pesca costarricense:

- Área Marina de Pesca Responsable Palito, Isla de Chira
- Área Marina de Pesca Responsable de Tárcoles
- Área Marina de Pesca Responsable Golfo Dulce

Zona de paso de cables submarinos o conductos

Existen cables de telecomunicaciones colocados en el fondo del mar cuya posición es conocida y está bien demarcada. A lo largo de las franjas de protección de los cables submarinos está generalmente prohibida la realización de cualquier actividad que pueda dañar los mismos. Entre estas actividades se encuentra seguramente la de aprovechamiento de la energía de las olas.

Condicionantes resultantes de la navegación

La navegación se puede segmentar en las siguientes categorías: i) Navegación de largo recorrido/comercial, ii) Navegación de recreo, y iii) Navegación resultante de la pesca. Las embarcaciones de largo recorrido/comercial que pasan a lo largo de Costa Rica siguen las rutas de travesía de navegación, situadas generalmente a cerca de 12 millas de la costa. Por ello, el posible impacto de la navegación de largo recorrido en el aprovechamiento de la energía de olas se limita tan solo las zonas de aproximación a los puertos, siendo necesario mantener una zona de aproximación en la que esté prohibida la instalación de parques. El posible conflicto con la navegación de recreo y con las embarcaciones de pesca es en general poco significativo siempre y cuando se establezcan un número suficiente de canales de navegación en la zona de los parques que posibilite a las embarcaciones sortear con seguridad las áreas destinadas al aprovechamiento de la energía de olas. En resumen, no se prevé un impacto relevante de la navegación en general, siempre que estén asegurados los procedimientos normales de señalización.

Infraestructuras - red eléctrica y puertos

Una de las condiciones favorables al desarrollo de la energía de olas es la existencia de puntos de conexión a la red eléctrica junto a la costa. Los parques de energía de olas estarán conectados a subestaciones, denominadas Puentes de Recepción, de acuerdo a su potencia y su localización. En una fase inicial de desarrollo de la energía de olas, centrales con potencias de conexión con menos de 50 MW serán conectadas a redes de media o alta tensión en el orden de los 10-30-60 kV. En una fase posterior, en la que el desarrollo de los dispositivos de la energía de olas se encuentre avanzado, se prevé la existencia de parques con una potencia instalada por encima de los 50 MW, que deberán ser conectados a redes de muy alta tensión, de 150-220 ó 400 kV. En definitiva, la planificación preliminar de la disposición de los parques a lo largo de la costa debe contemplar con anterioridad la necesidad de puntos de conexión en tierra y tener en cuenta sus características. Por otro lado, es igualmente importante investigar las infraestructuras portuarias de apoyo al mantenimiento de los parques y la respectiva proximidad, para minimizar los tiempos de respuesta

Geología del fondo marino

La importancia del conocimiento de la geología del fondo oceánico se relaciona principalmente con los cables eléctricos submarinos. Para minimizar que se produzcan daños en los cables eléctricos submarinos es habitual evitar las zonas de desgaste (zonas de pesca y anclaje intensas) y enterrar los cables. Se evitan las zonas rocosas por suponer mayor dificultad a la hora de enterrar los cables (y un proceso más costoso). Por estos motivos, en la fase de planificación de los parques es necesario efectuar un análisis batimétrico detallado, con el objetivo de determinar el tipo de fondo (arenoso, de grava, rocoso o lodoso) y las pendientes existentes.

Otros Condicionantes

Se ha confirmado con los agentes locales que no existen áreas reservadas a ejercicios militares en Costa Rica. Tampoco existen ni están planeadas actividades en el campo de prospección de hidrocarburos en Costa Rica o zonas reservadas a la extracción de arenas. En general estas actividades constituyen en otros países restricciones importantes.

Criterios y factores de ponderación

Las áreas de exclusión o de posibles conflictos de uso se encuentran listadas en el Cuadro 6.9 y los factores de ponderación considerados en este estudio se encuentran listados en el Cuadro 6.10. En este cuadro consta también la clasificación (criterio) atribuida a cada factor y el respectivo peso (ponderación) de acuerdo con su importancia en la selección de áreas de implantación de las tecnologías de energía de olas. Esta ponderación permite evaluar el impacto relativo de cada factor en el proceso de selección.

Cuadro 6.9 Áreas potenciales de exclusión o de conflictos de uso

Factor	Fuente	Motivo
Áreas marinas protegidas	Fundación MarViva	Se trata de áreas restringidas destinadas a la protección y mantenimiento de la biodiversidad.
Áreas de pesca responsable	Fundación MarViva	La pesca es tradicionalmente un sector de conflicto con otras actividades marítimas
Paso de cables submarinos de telecomunicaciones	ICE	Son áreas a evitar debido a los riesgos asociados a las acciones de anclaje de las tecnologías. Por razones de seguridad, debe ser considerada como área restrictiva una franja de 500 m alrededor de los cables
Entradas de puertos principales y rutas de navegación	Fundación MarViva	Por razones de seguridad: congestión de actividades marítimas con el consecuente riesgo de colisión.
Áreas con profundidad inferior a 50m y superior a 200m	GEBCO – Cuadro Batimétrico General de los Océanos	La mayoría de las tecnologías son válidas en esta gama de profundidades por razones de naturaleza técnica y económica.

Obs: De acuerdo con las indicaciones de los agentes locales no hay áreas reservadas para la extracción de petróleo y gas, ni zonas de prácticas militares

Cuadro 6.10 Factores de ponderación en la selección de localizaciones

Factor	Fuente	Clasificación	Peso (%)
Clima de olas	Datos procesados en la sección anterior	22,7 kW/m =100; 0 kW/m=0 entre 22,7 y 0 disminuye linealmente	40%
Profundidad	GEBCO – Cuadro Batimétrico General de Océanos	h < 50 => 0 h = 50-100 => 100 h = 100-200 => 75 h >200 => 0	10%
Distancia a la costa	Información obtenida a través del ICE	más alta clasificación (100) para una distancia menor que 20km; que disminuye linealmente con la distancia	25%
Distancia a infraestructuras marítimas	Información obtenida a través del ICE y disponible en la página web World Port Source (http://www.worldportsource.com/ports/CRI.php)	más alta clasificación (100) para una distancia menor que 20 km; que disminuye linealmente con la distancia	10%
Geología del fondo marino	Base de datos dbSEABED (dominio público) que describe el lecho marino del océano de forma global; [URL: http://tinyurl.com/dbseabed]	Arena =>100; roca=>0	15%

Es importante destacar lo siguiente: En este tipo de análisis pueden incluirse otro tipo de criterios que acaban mostrándose importantes para la selección de las ubicaciones más apropiadas, especialmente criterios ambientales que evalúan las zonas del espacio marítimo desde el punto de vista ambiental y social. Este tipo de criterios permiten ajustar la selección de las localizaciones, que pueden ser analizadas en una fase posterior con un nivel de detalle superior al que se presenta en el ámbito de este estudio.

La distancia a la costa se mide en línea recta y sirve simplemente para calcular el coste del cable eléctrico

submarino. Este factor es muy importante pues el coste del cable submarino puede ser una de las partes más significativas del coste global del proyecto. Se da por supuesto que la conexión a la red eléctrica en tierra es factible en las proximidades de la costa o que su coste es insignificante en comparación con el cable submarino.

En el análisis multi-criterio todos los criterios se reducen a una escala común (de 0 a 100), donde 0 es el peor escenario para cada criterio y 100 la mejor. Una ponderación prudente de los criterios es esencial para un enfoque sólido, sin embargo, puede ser muy subjetiva y por lo tanto se debe discutir con el ICE y debe ser ajustada si es necesario. La ponderación asumida en este estudio fue la siguiente: los recursos de energía de onda 40% (el criterio más relevante), la distancia a la red eléctrica (o la distancia a la costa), suponiendo que no es una restricción para el ICE, que es capaz de mejorar la red eléctrica en cualquier punto cercano a la costa 30%, la distancia a infraestructuras marítimas 10%, el fondo marino 10% y la profundidad 10%.

Es importante indicar que este tipo de análisis requiere algunas pruebas de ajuste a fin de validar el impacto estimado para cada factor. La primera estimación de los pesos está hecha en función de los estudios de viabilidad económica que dan indicaciones sobre cuales son los factores que pueden tener costes marginales más elevados (Raventos, 2012).

En las Fig. 6.13 a Fig. 6.10 son mapeados en SIG (sistema de información geográfica) todos los factores que fueron tomados en cuenta en este estudio y en la Fig. 6.21 se superpone al final de todas las restricciones y especificidades consideradas. La Fig. 6.22 muestra un conjunto de zonas que van desde las menos adecuadas a las más adecuadas, sin tener en cuenta las áreas de exclusión. Por último, mediante la superposición de todas las áreas de restricción en este mapa se obtienen las zonas más adecuadas para el desarrollo de energía de olas (Fig. 6.23). Se ha de señalar que se trata de una demarcación indicativa, con algún grado de imprecisión, principalmente por no tener en cuenta estudios de detalle de las condiciones junto a la costa.

En esta etapa final, para la selección de las mejores zonas, se utiliza aún más la información sobre las condiciones geológicas costeras (Guillermo Alvarado, 2013) y distribución general de los avistamientos de cetáceos, ya que se trata de información de un aspecto medioambiental muy sensible.

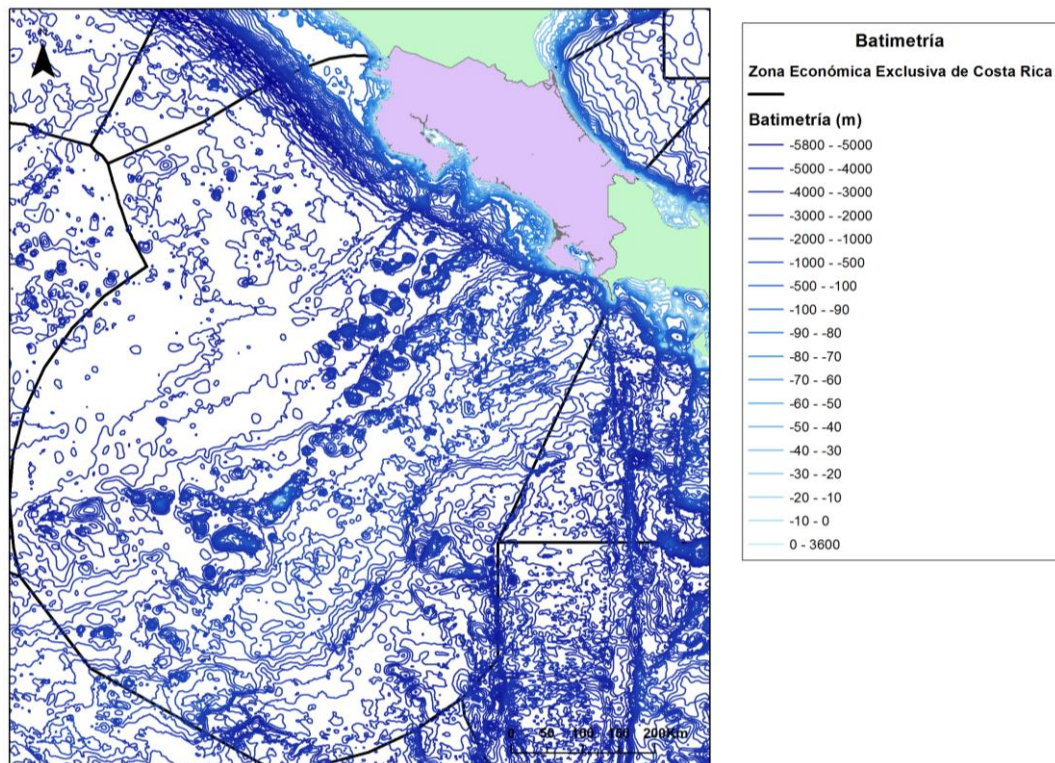


Fig. 6.13 Área de estudio - Batimetría en la Zona Económica Exclusiva de Costa Rica

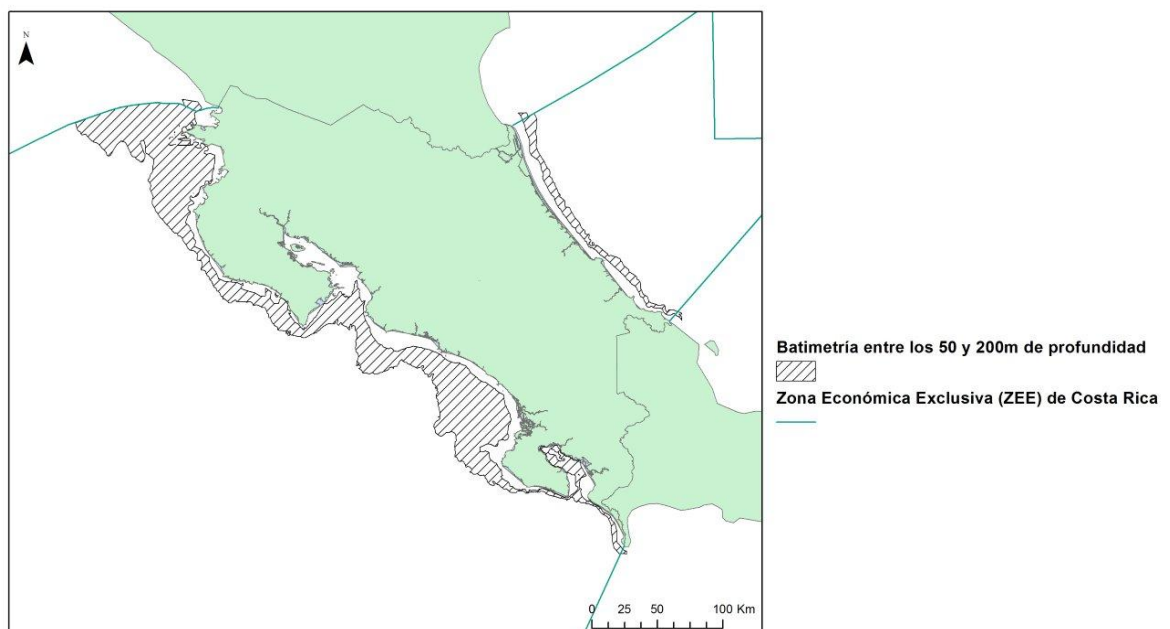


Fig. 6.14 Batimetría entre 50 y 200 metros de profundidad

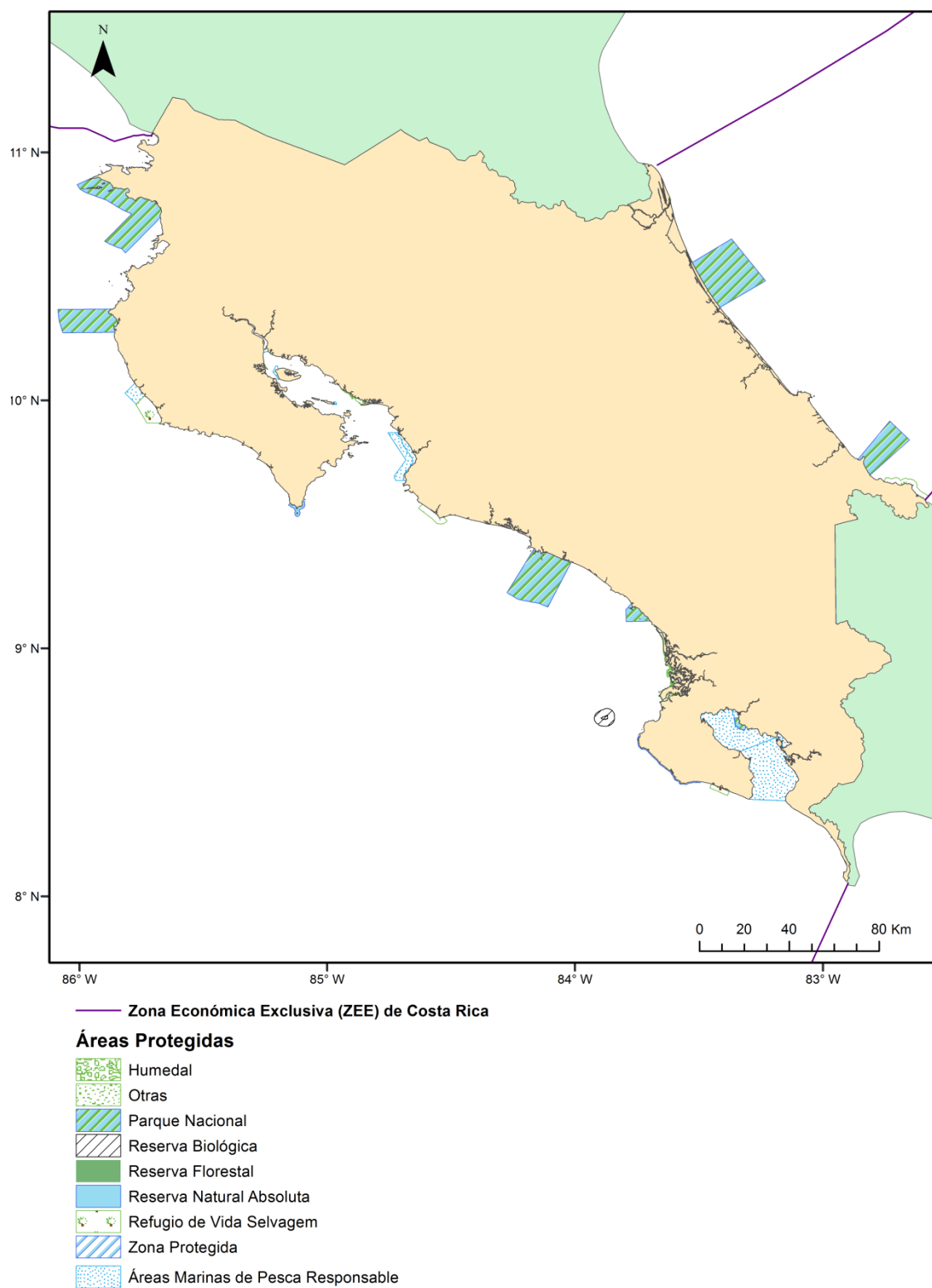


Fig. 6.15 Áreas marinas protegidas

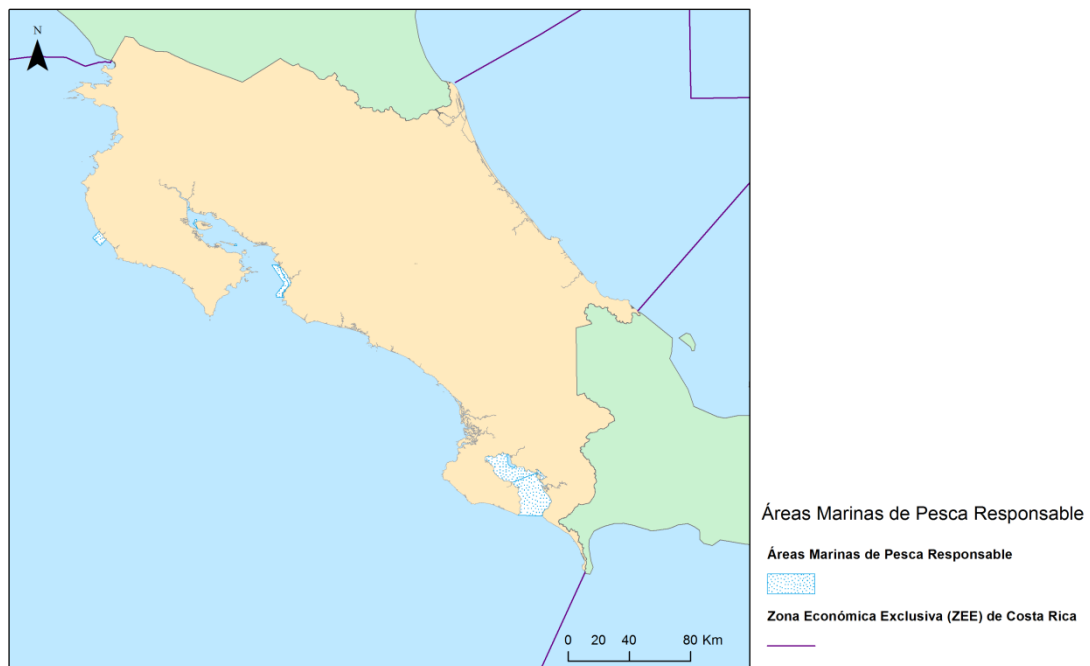


Fig. 6.16 Áreas marinas de pesca responsable (AMPR)

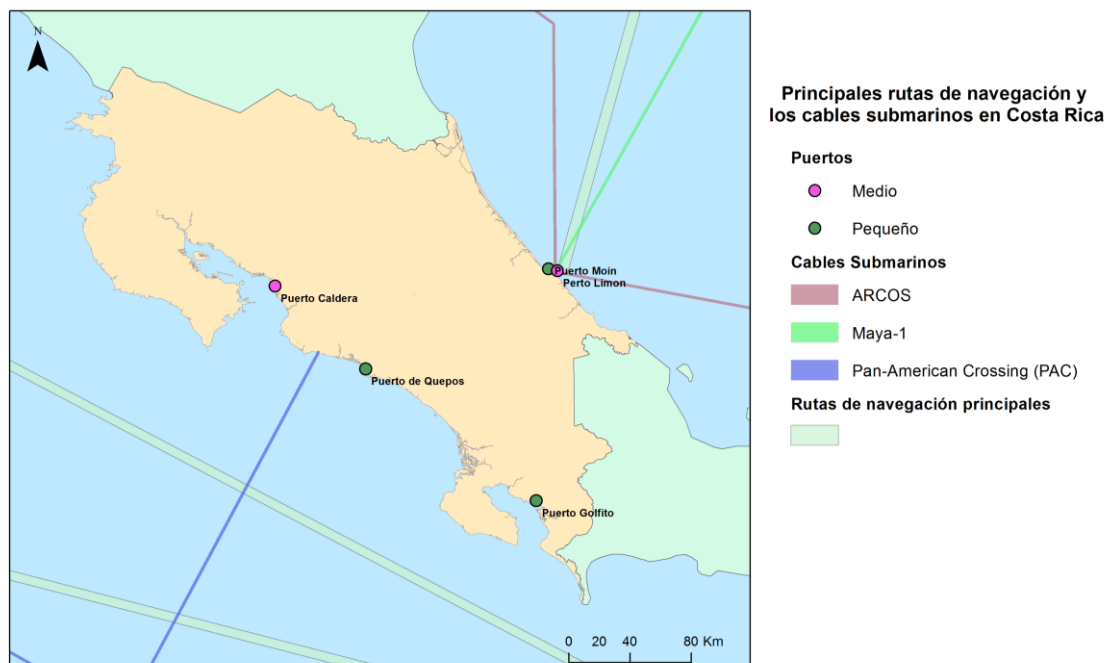


Fig. 6.17 Principales Rutas de Navegación y Cables Submarinos

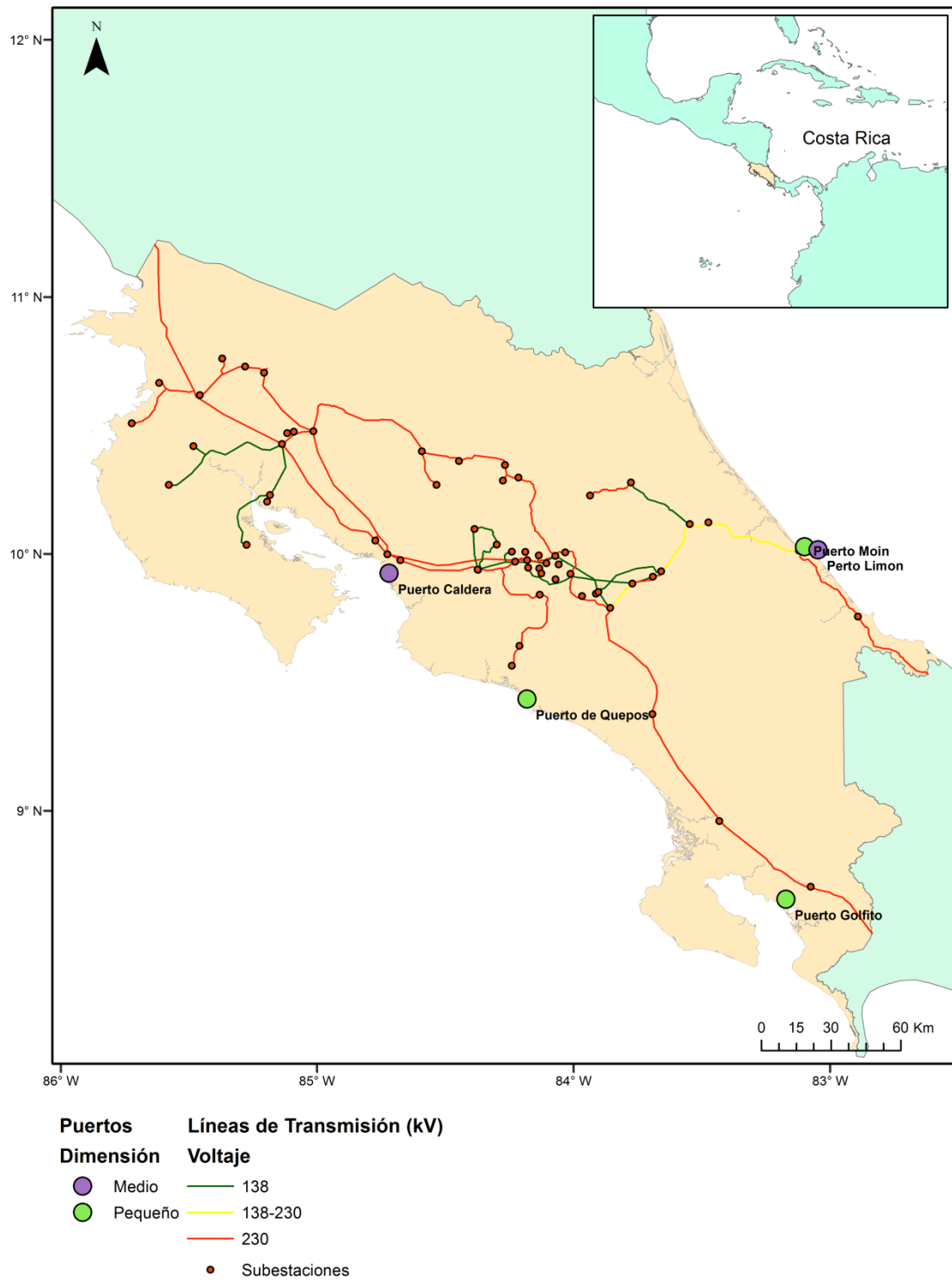


Fig. 6.18 Infraestructuras - Puertos, Subestaciones y Líneas de Transmisión

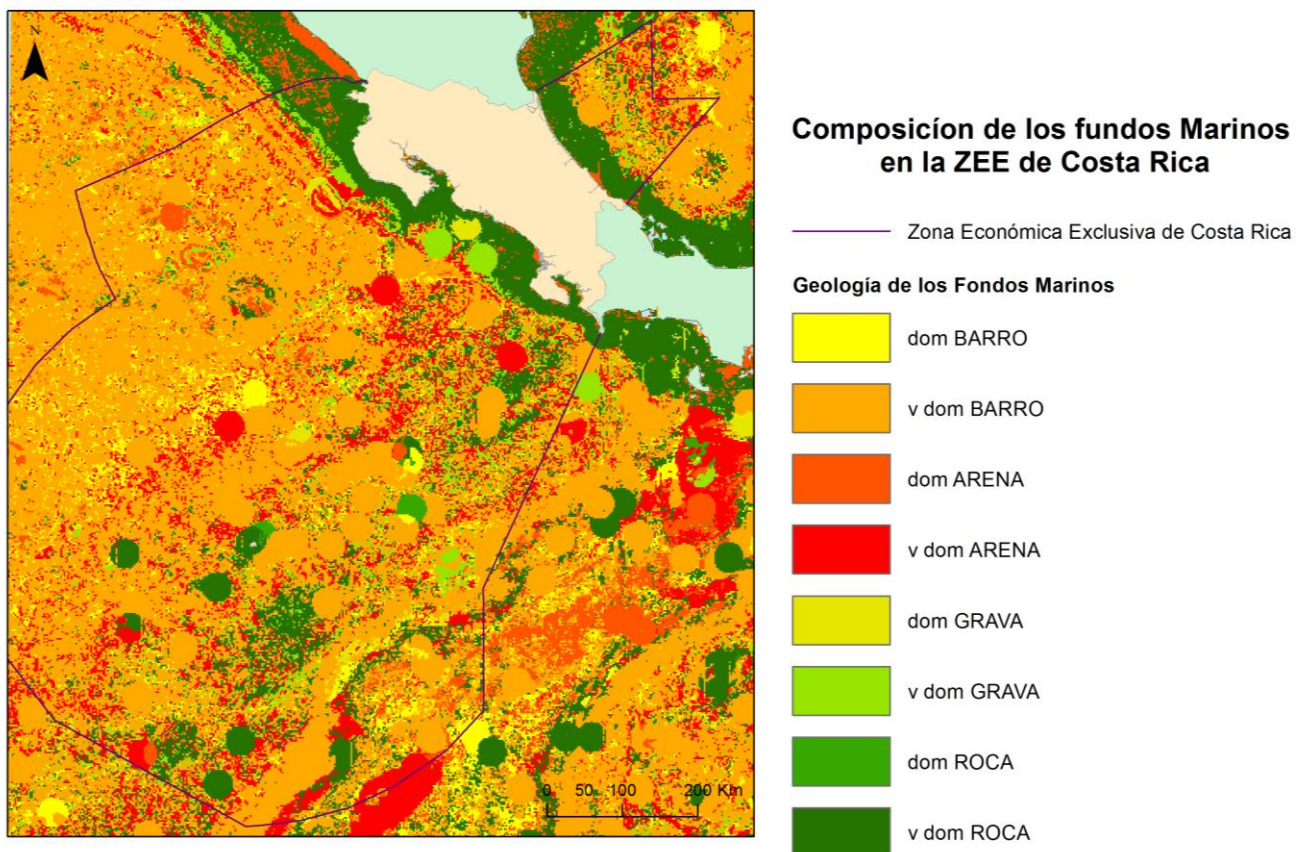


Fig. 6.19 Geología del lecho marino en la Zona Económica Exclusiva de Costa Rica

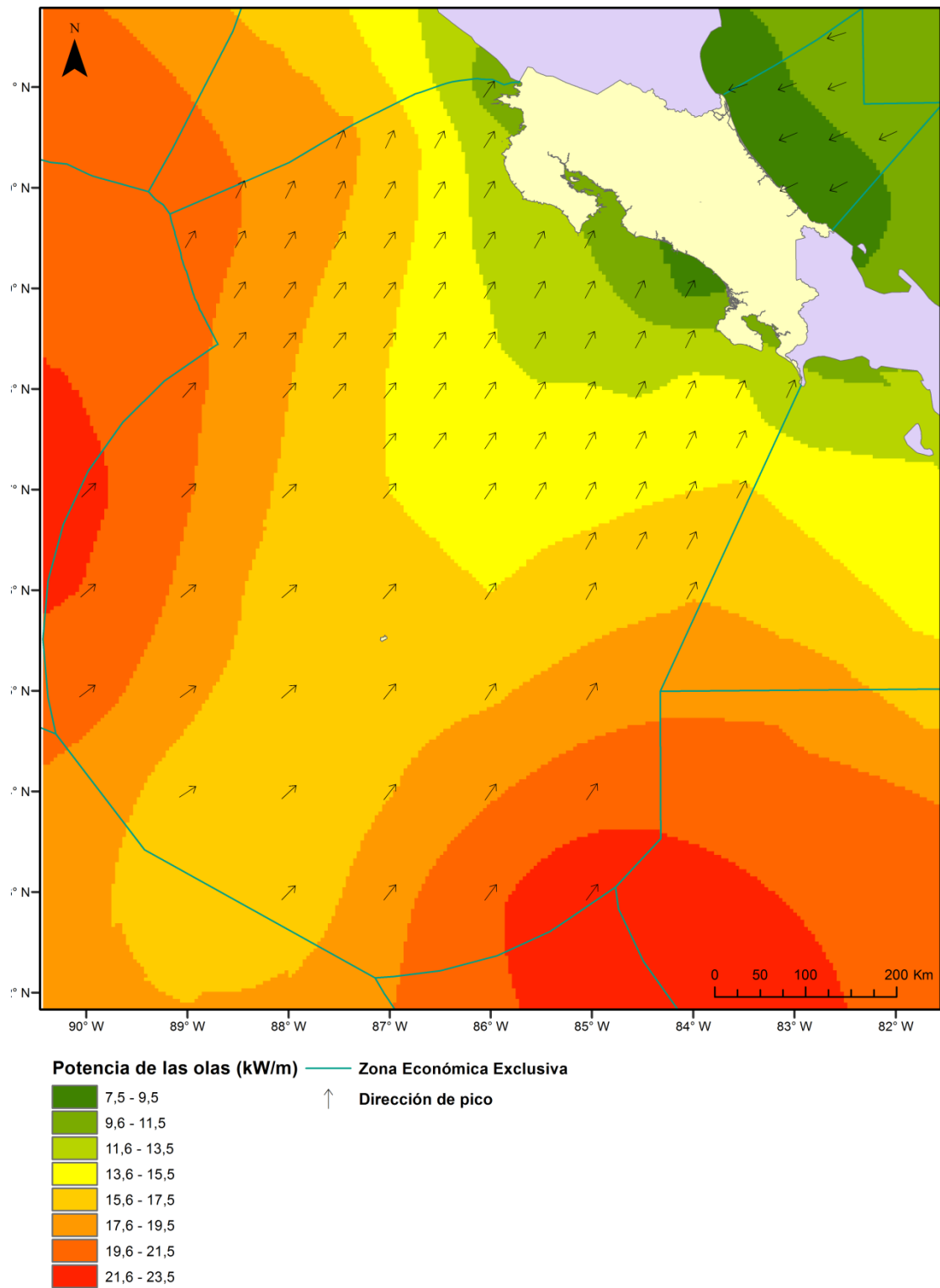
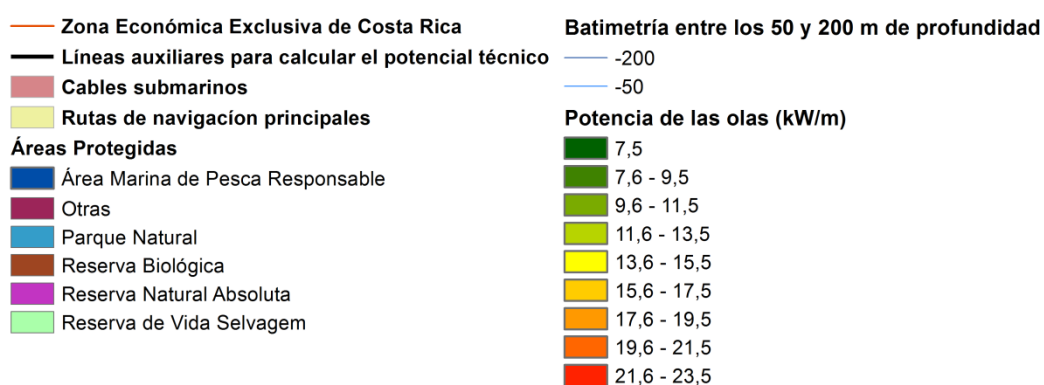
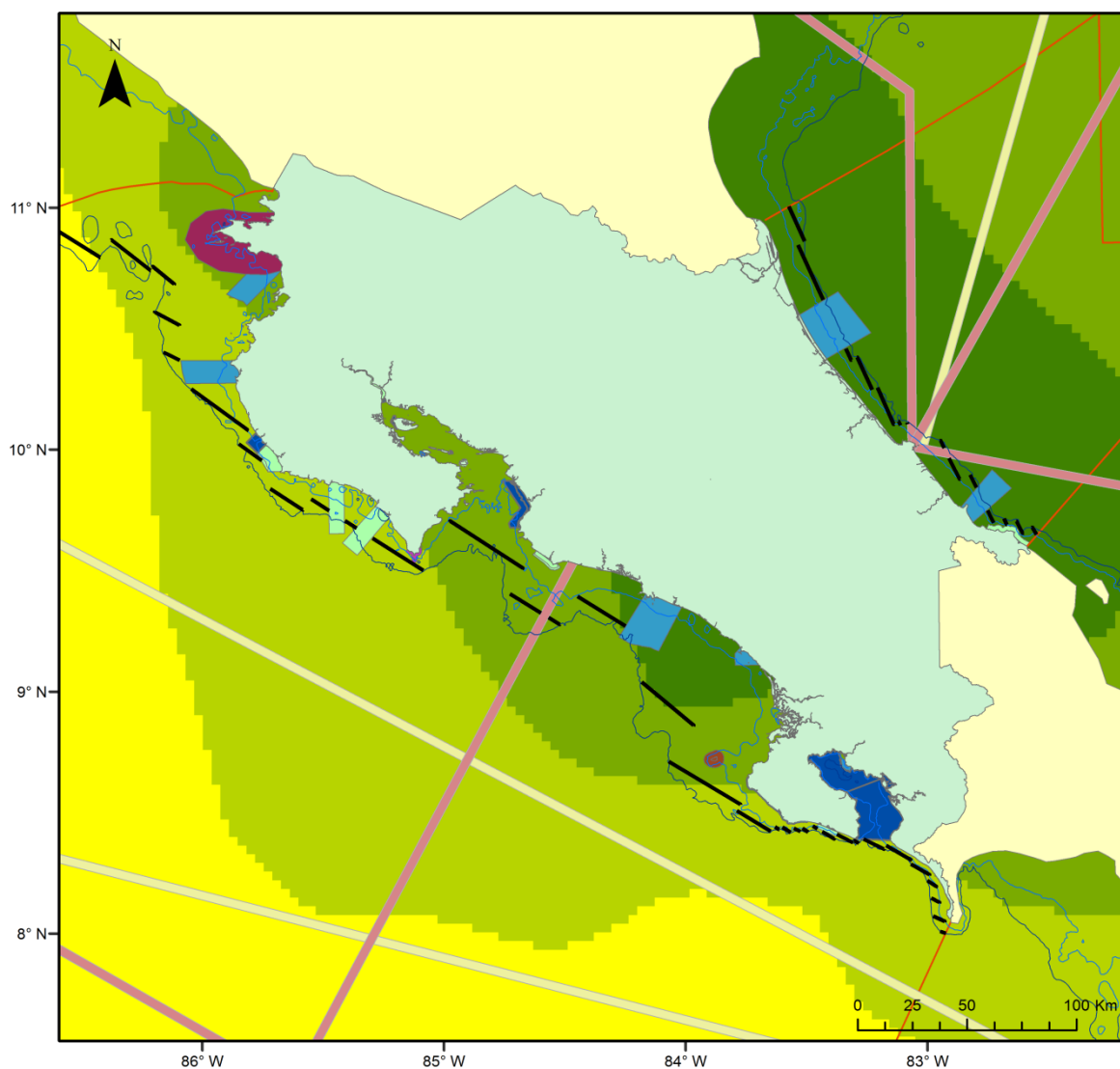
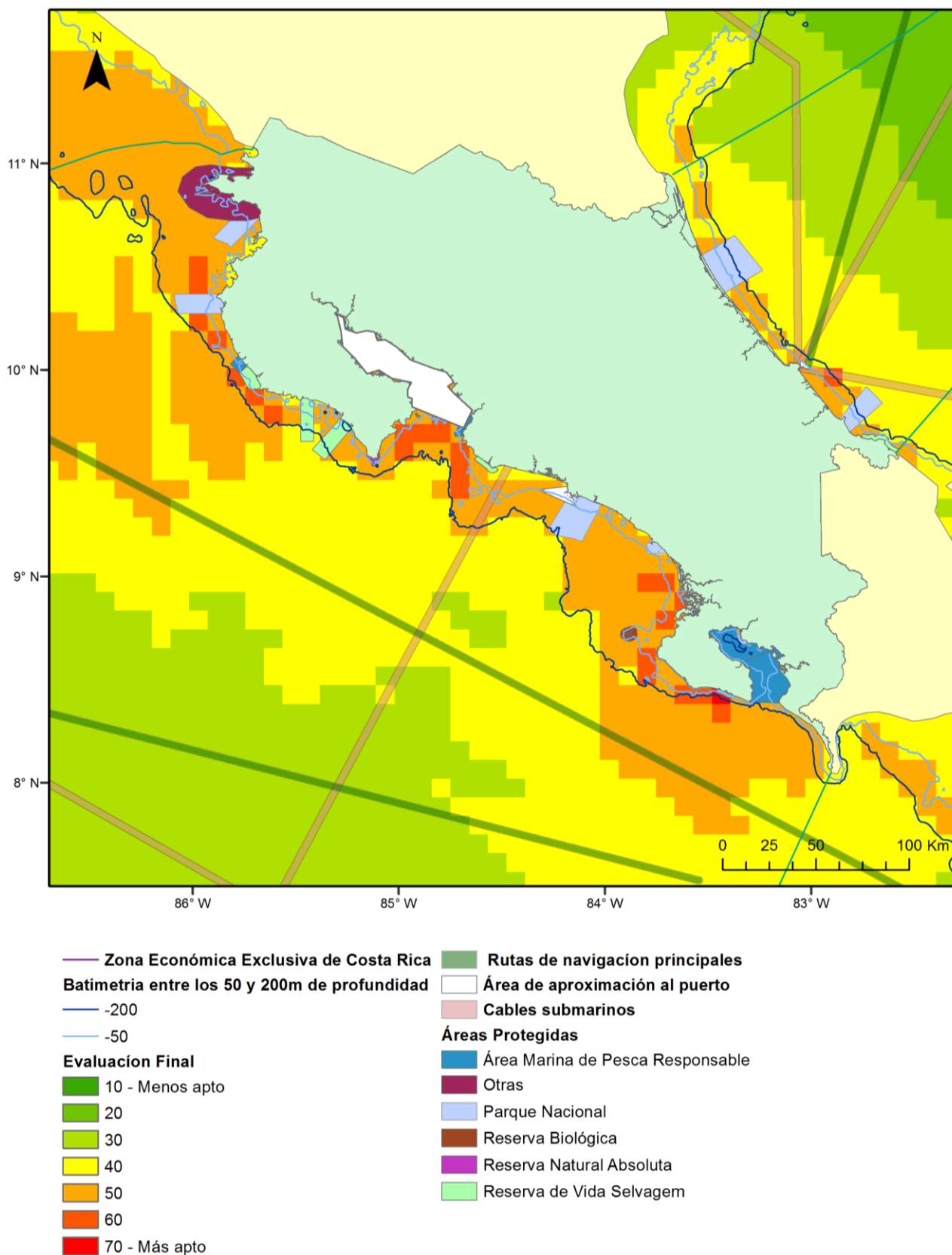


Fig. 6.20 Energía de las Olas en la Zona Económica Exclusiva de Costa Rica



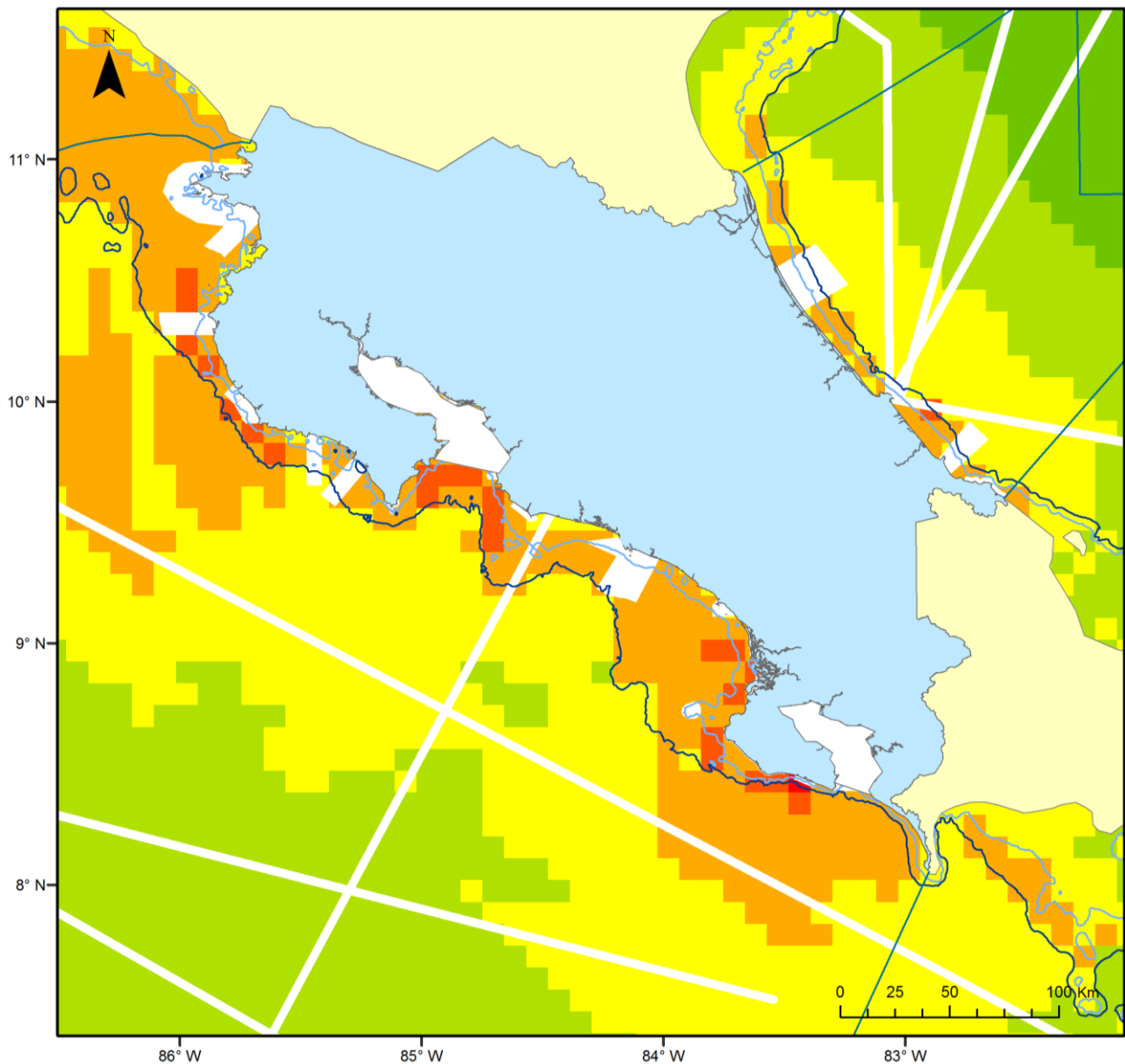
Fonte: Fundación MarViva (2013). Áreas Marinas de Pesca Responsable. áreas Marinas Protegidas de Pacífico y Caraibas; Sistema Nacional de Áreas de Conservación, Ministerio de Ambiente y Energía, 2008

Fig. 6.21 Factores identificados que condicionan la instalación de parques de energía de olas a lo largo de la costa Pacífica y Atlántica de Costa Rica.



Fonte: MarViva, (2013). Áreas Marinas de Pesca Responsable y Áreas Marinas Protegidas de Pacífico y Caraíbas. Sistema Nacional de Áreas de Conservación, Ministerio de Ambiente y Energía, 2008

Fig. 6.22 Priorización de las áreas para el desarrollo de proyectos de energía de olas (el color rojo corresponde a las zonas más adecuadas) con las zonas de exclusión



Evaluación Final del recurso de energía de las ondas con las zonas de exclusion

— Zona Económica Exclusiva de Costa Rica

Evaluación Final

- 10 - Menos apto
- 20
- 30
- 40
- 50
- 60
- 70 - Más apto

Batimetría entre los 50 y 200m de profundidad

- -200
- -50

Fig. 6.23 Priorización de las áreas para el desarrollo de proyectos de energía de olas (el color rojo corresponde a las zonas más adecuadas)

6.7.4 Zonas más adecuadas para el desarrollo de energía de olas

Cruzando la información de la Fig. 6.23 con la información que consta en las Fig. 6.24 y Fig 6.25, las zonas identificadas como las mejores ubicaciones para el desarrollo de la energía de olas, en profundidades entre los 50 y los 100 metros, son (Fig 6.26):

1. Zona de costa entre Playa Mina y Playa Carbón
2. Zona de costa entre Playa Avellana y Playa Junquillal
3. Zona de costa entre Playa Bote y Puerto Carrillo
4. Área de entrada del Golfo de Nicoya
5. Zona de costa entre Herradura y Playa Hermosa

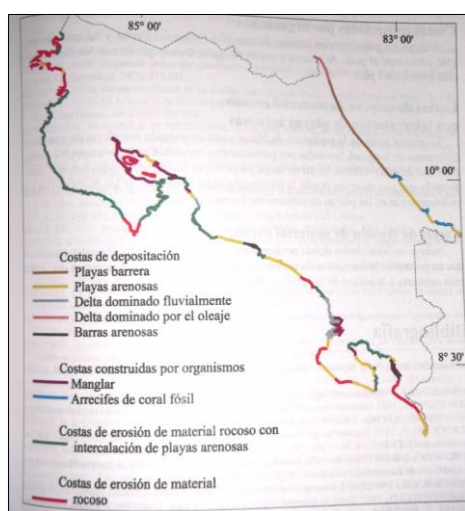


Fig. 6.24 Clasificación geomorfológica de las costas de Costa Rica (basado en Denyer & Cárdenes, 2000)

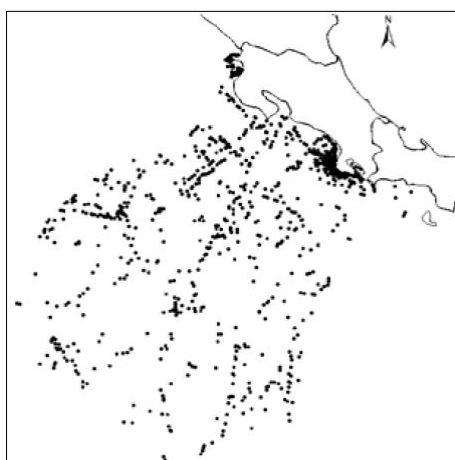
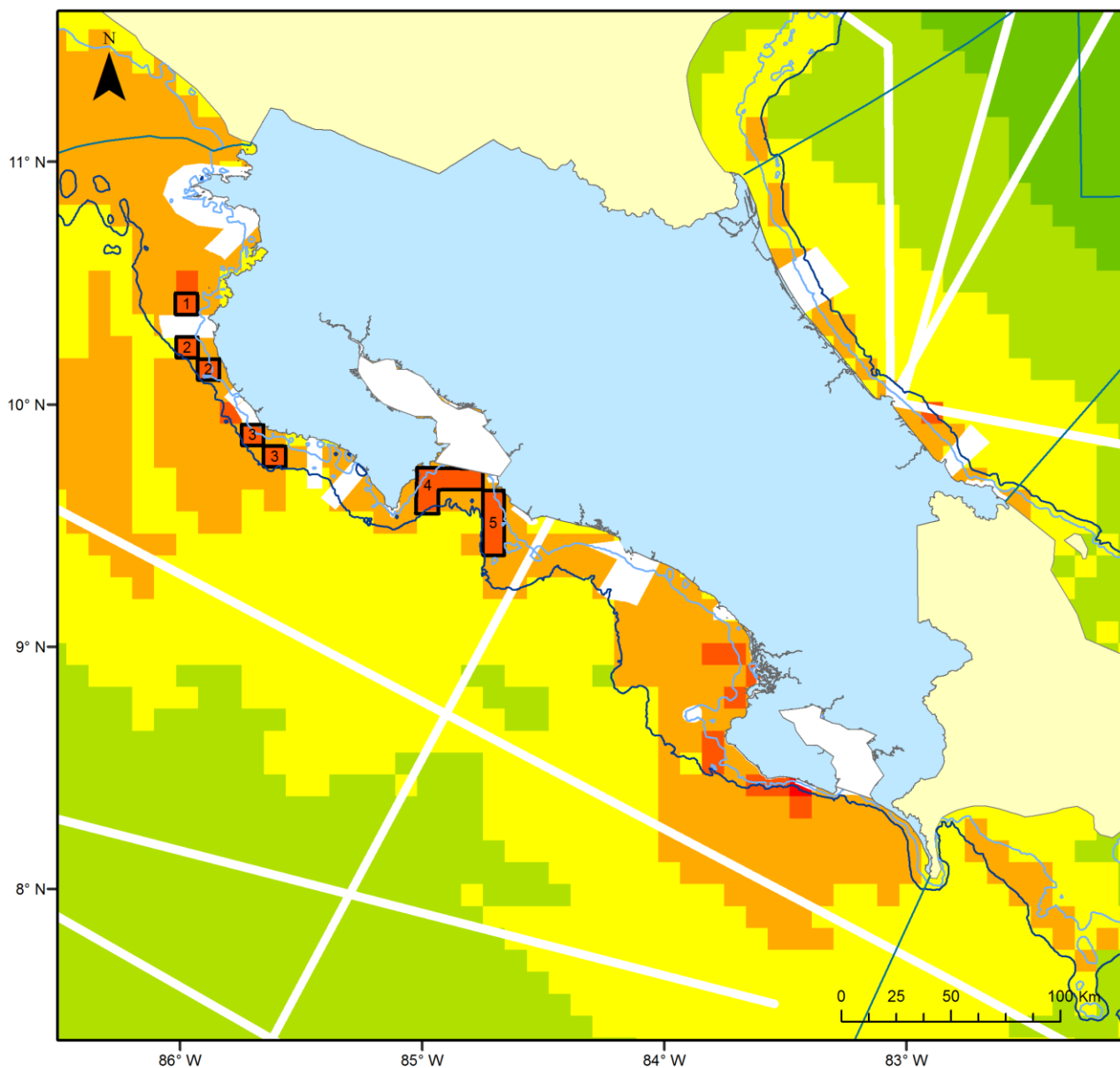


Fig.6.25 Distribución general de todos los avistamientos de cetáceos hace de 1979-2001 en el Pacífico (May-Collado et al)



Evaluación Final del recurso de energía de las ondas con las zonas de exclusion

— Zona Económica Exclusiva de Costa Rica

Evaluación Final

- 10 - Menos apto
- 20
- 30
- 40
- 50
- 60
- 70 - Más apto

Batimetría entre los 50 y 200m de profundidad

- 200
- 50

Fig.6.26 Las zonas identificadas como las mejores ubicaciones para el desarrollo de la energía de olas (numeradas del 1 al 5)

Sin embargo, teniendo en cuenta que el objetivo de este estudio es servir de base para el desarrollo de la energía de las olas en el país, esta propuesta deberá ser objeto de un análisis más detallado de la costa y tiene que ser considerada como indicativa, ya que los criterios y factores de ponderación están sujetos a modificaciones de acuerdo con los intereses y la estrategia del ICE. Una vez dicho esto, es importante insistir aquí en el hecho de que esta priorización apenas supone una selección de zonas del espacio marítimo junto a la costa que en un primer análisis se revelan apropiadas para el desarrollo de la energía de las olas, y que como tal deben ser verificadas in situ, sometidas a análisis más detallados del recurso junto a la costa y objeto de una investigación con criterio de las condiciones costeras (accesos, usos costeros, etc.).

Para algunas de las zonas que han sido señaladas en la Fig. 6.23 como mejores ubicaciones, se deben añadir las siguientes observaciones:

- En la costa del Caribe, se señalan algunas ubicaciones buenas, debido principalmente a la proximidad a la red, la proximidad de Puerto Limón y a un fondo del mar igualmente apropiado; sin embargo, el recurso es más bajo que en la costa pacífica.
- El Golfo Papagayo tiene un efecto de sombra que no se ha tenido en cuenta en los modelos numéricos de agitación marina y por lo tanto se estima que el recurso que presenta esta zona, cerca de la costa, sea menor y por lo tanto menos apropiada.
- Grandes extensiones de costa, en el exterior del Golfo Dulce presentan buenas condiciones, sin embargo esta es una zona de gran sensibilidad ambiental que debe evitarse en una primera fase.

7. Energía de las corrientes marinas

En esta sección se analizan por separado, las corrientes del océano y las corrientes de marea.

7.1 Los datos de referencia

Corrientes de marea

La evaluación de los sitios preferidos para la explotación de la energía de las corrientes de marea depende en gran medida de información sólida sobre el campo de velocidad en lugares específicos, obtenidos coherente y metódicamente.

Por regla general, los despliegues cortos de medidores de corriente han tomado lugar en todo el mundo durante décadas, típicamente en los estuarios. En general, la calidad de los conjuntos existentes de datos puede variar de manera significativa, sobre la base de factores tales como la edad de los datos y la localización de las mediciones. Dada la variabilidad espacial de las corrientes, la extrapolación, o interpolación de los datos obtenidos de las mediciones no pueden proporcionar información fiable. Estas limitaciones pueden ser superadas mediante el uso de modelos computacionales que simulan el flujo de las mareas en grandes áreas. Estos son típicamente modelos 2D de profundidad promedia, lo que supone un flujo uniforme a través de toda la profundidad de la columna de agua y son aplicables a las zonas marítimas en las que la columna de agua se mezclan bien y donde las corrientes de densidad no son una característica importante del régimen hidráulico.

En este estudio se utilizaron los datos disponibles en la literatura de diversas fuentes y proporcionadas por el ICE. Los valores obtenidos se recogen en el Cuadro 7.1 y se asignan en la Fig. 7.1.

Las mediciones obtenidas en diferentes niveles de profundidad se convirtieron en la columna de agua a media profundidad, asumiendo una ley de potencia $1/7^{\circ}$. Cabe destacar que, debido a la diversidad de la cantidad limitada de fuentes de los datos de corrientes de marea que se han utilizado en el estudio, algunos valores han sido supuestos y han sido considerados con el fin de llenar los vacíos en la información necesaria para la evaluación del potencial. Como consecuencia de ello, el estudio puede ser objeto de mejoras, cuando estén disponibles datos más detallados, como resultado de las campañas de medición sistemática y el modelado computacional.

Cuadro 7.1 Valores máximos de velocidad de las corrientes de marea en puntos específicos

Ubicación Local	Profundidad (m)	Max V media-profundidad (m/s)	Parámetro	Tipo de Fuente de datos	
1 Golfo Dulce	-58	0,453	$V_{\max}$	Model	1
2 Golfo Dulce	-212	0,005	$V_{\max}$	Model	2
3 Golfo Nicoya	-18	0,344	$V_{\max, \text{marea viva}}$	ADCP (12-12-2012 to 17-01-2013)	3
4 Golfo Nicoya	-8	0,750	$V_{\max, \text{marea viva}}$	ADCP (12-12-2012 to 17-01-2013)	3
5 Golfo Nicoya	-10	0,717	$V_{\max}$	Medidas Drifter (1 day)	4
6 Golfo Nicoya	-18	0,728	$V_{\max}$	Medidas Drifter (1 day)	4
7 Golfo Nicoya	-26	1,022	$V_{\max}$	Medidas Drifter (2 days)	4
8 Golfo Nicoya	-33	0,359	$V_{\max}$	Medidas Drifter (1 day)	4
9 Golfo Nicoya	-55	0,324	$V_{\max}$	Medidas Drifter (1 day)	4
10 Golfo de Papagayo	-3.6	0,450	$V_{\max}$	ADCP	3
11 Playa Junquillal	-9	0,200	$V_{\max}$ (no marea viva)	ADCP	3
12 Caribbean	-15	0,600	$V_{\max}$ (no marea viva)	ADCP	3

Referencias:

1. Guillermo Quirós, "Circulación del Golfo Dulce: un fiordo tropical", Journal "Tópicos Meteorológicos y Oceanográficos", 10 (2) 75-83, 2003
2. Zhang Lei, "Marine coastal dynamics and primary production response in Golfo Dulce, Costa Rica - A multi-sensor satellite approach", March 2002, Master Thesis for International Institute for Geoinformation Science and Earth Observation
3. Confidential word document provided by client
4. Omar G. Lizano & Eric J. Alfaro, "Algunas características de las corrientes marinas en el Golfo de Nicoya, Costa Rica", Journal Tópicos Meteorológicos y Oceanográficos, vol.52 supl.2 San José dic. 2004, versión ISSN 0034-7744

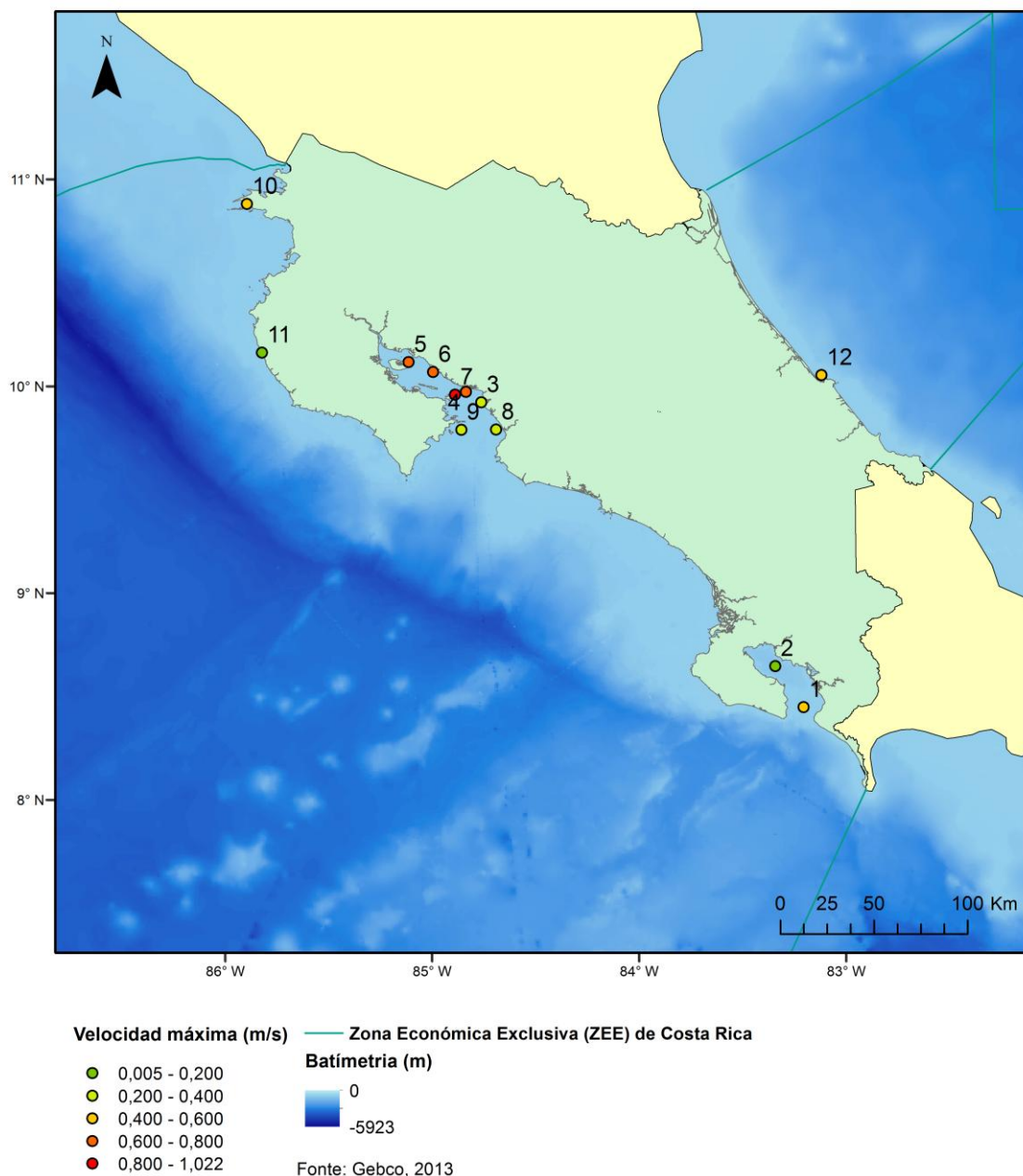


Fig 7.1 Valores máximos de velocidad de las corrientes de marea en puntos específicos, encontrados en la literatura

Corrientes oceánicas

En la caracterización de la energía potencial de corrientes del océano se utiliza los datos NCOM (*Navy Coastal Ocean Model*) (por ejemplo, Barron et al., 2006)⁷, implementado en *Naval Oceanographic Office* (NAVOCEANO). El modelo fue desarrollado por el *Naval Research Laboratory* basado en el *Princeton Ocean Model* (POM) (Blumberg y Mellor, 1987) y que contiene algunos aspectos del modelo SZM (Martin et al. 1998).

⁷ <http://www7320.nrlssc.navy.mil/pubs/2007/Barron-2007.pdf>

Los resultados de la NCOM se distribuyen por NAVOCEANO en una cuadrícula de latitud y longitud regular de forma horizontal, y un conjunto de profundidad estándar verticalmente, y el dominio en general se dividen en 13 regiones.

Los datos utilizados en este estudio se obtuvieron a través de lo sistema OceanNOMADS (NOAA Modelo Operacional Sistema de Distribución de Archivo y)⁸. Se recogieron datos de los componentes del vector de la velocidad de la corriente (u , v) (hacia el norte y hacia el este, respectivamente) a 40 m de profundidad en la ZEE de Costa Rica para el periodo de tiempo entre febrero de 2010 y marzo de 2013. Posteriormente han sido adoptados procedimientos normalmente utilizados en el tratamiento de los datos de viento⁹ para obtener la velocidad media y la dirección de la corriente en cada punto de la cuadrícula.

7.2 Potencial teórico

Corrientes de marea

Las corrientes de marea más fuertes se producen en los angostos estrechos o donde el flujo está limitado por la presencia de islas o promontorios. Un efecto similar puede ser causado por un fondo marino con algunas especificidades.

Teniendo en cuenta lo anterior, en una etapa inicial de la determinación del potencial de energía de las corrientes de marea, Golfo Dulce y el Golfo de Nicoya han sido identificados como las áreas potencialmente más adecuados para la demostración y desarrollo de la energía de las corrientes de mareas.

La potencia hidráulica de un fluido que fluye en un tubo de corriente de área de sección transversal A está dada por

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3,$$

donde V es la velocidad media del flujo. Esto significa que la potencia es altamente sensible a las variaciones de la velocidad del flujo (ya que depende de V^3).

Las corrientes de marea tienen la misma periodicidad que las oscilaciones verticales de marea. En los estuarios y golfos, tales como Dulce y Nicoya, relativamente estrechos, típicamente fluyen en una dirección durante la mitad del ciclo de las mareas y en la dirección opuesta para la otra mitad. El nivel de potencia media en una sección transversal de área A puede ser dada por (Fraenkel, 2002)

⁸ <http://ecowatch.ncddc.noaa.gov/>

⁹ <http://www.ndbc.noaa.gov/wndav.shtml>

$$P = \frac{1}{2} \rho A K_s K_n V_{peak}^3 ,$$

donde K_s es un factor de velocidad de forma (0,424 para un flujo sinusoidal), K_n un factor mareas muertas/mareas vivas¹⁰ ($K_n = 0,57$) y V_{peak} la velocidad máxima de marea viva.

Para la mayoría de los datos del Cuadro 7.1 no fue posible identificar positivamente las mediciones que en realidad hace referencia a la velocidad máxima de marea viva. La mayoría de los datos se refieren a las velocidades de las corrientes máximas obtenidas a partir de mediciones a corto plazo, típicamente tomadas a lo largo de un período de tiempo de unos pocos días. Aunque los criterios exactos de las campañas de medición no siempre estaban claros, se asumió que no fueron impulsados por los propósitos de evaluación de recursos energéticos. En consecuencia, es de esperar que la aplicación de campañas de medición específicamente para la caracterización de los recursos energéticos, con un espacio adecuado y resoluciones de tiempo, mejorará los datos subyacentes en los que el presente estudio se fundamenta y por lo tanto sus resultados. Por otra parte, aunque no hay evidencia de la ocurrencia de mareas baroclínicas en sectores significativos de ambos Golfo Dulce y el Golfo de Nicoya (Bolaños, 2001), lo que puede dar lugar a diferentes direcciones actuales en diferentes profundidades, hasta ahora este aspecto de la dinámica de la marea parece no haber sido objeto de un análisis en profundidad. También en este caso, la realización de campañas de medición adecuadas o la aplicación de un modelo 3D potencialmente darían lugar a considerables mejoras en el estudio. Los valores indicados en el Cuadro 7.1 que han sido utilizados en la determinación del potencial teórico se supone que se refieren a las velocidades máximas de las mareas vivas y se aplica la ecuación anterior.

En general, a partir de los datos presentados en la tabla se puede deducir que ambos golfos presentan relativamente bajas velocidades de corriente, generalmente considerados económicamente no aptos, considerando inviable opciones tecnológicas actuales.

El potencial teórico se ha determinado teniendo en cuenta dos líneas que cruzan los golfos en las áreas identificadas con la más alta corriente de marea. La longitud de la línea en el Golfo de Nicoya es aproximadamente 5 km, y en Golfo Dulce es de 16 km. La profundidad y la velocidad a través de estas líneas no son constantes. Por lo tanto, las líneas se dividieron en una serie de segmentos para las cuales se obtuvieron los valores de profundidad (por lo tanto el área) y la velocidad. Se supuso una variación lineal de la profundidad entre dos puntos consecutivos. Sólo profundidades iguales o superiores a 10 m se consideraron. Se asumió la velocidad de la corriente en aproximadamente 40-60% de la sección central

¹⁰ En Inglés: *neap/spring factor*

Marea viva: son las mareas que se producen con la luna llena y la luna nueva, cuando el Sol, la Luna y la Tierra se encuentran alineados; **Marea muerta:** son las mareas que se producen durante las fases de *Cuarto Creciente* y *Cuarto Menguante*, cuando las posiciones de la Tierra, el Sol y la Luna forman un ángulo aparente de 90°.

corresponde a los valores máximos de velocidad medida. Esto está de acuerdo con los resultados del modelo de la boca del Golfo Dulce que se presenta en Quirós (2003). Los valores de potencia se calcularon entonces para cada segmento utilizando

$$P = 1/2 \rho A K_s K_n V_{peak}^3,$$

con $K_s = 0,424$, $K_n = 0,57$ y $\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$. La potencia total media, resultante de la suma de los valores obtenidos para los diferentes segmentos, resultaron en aproximadamente 7,2 MW para el Golfo de Nicoya y 4,1 MW para el Golfo Dulce.

La instalación de un gran número de turbinas en los golfos puede reducir o potencialmente estrangular el flujo y limitar la potencia. Un número óptimo (y la colocación) de las turbinas necesita ser encontrado con el fin de maximizar la producción de energía promedio.

En la Fig. 7.2 se puede observar la reducción de flujo como una función de la sección transversal ocupada por una sola fila de turbinas (Vennell, 2012).

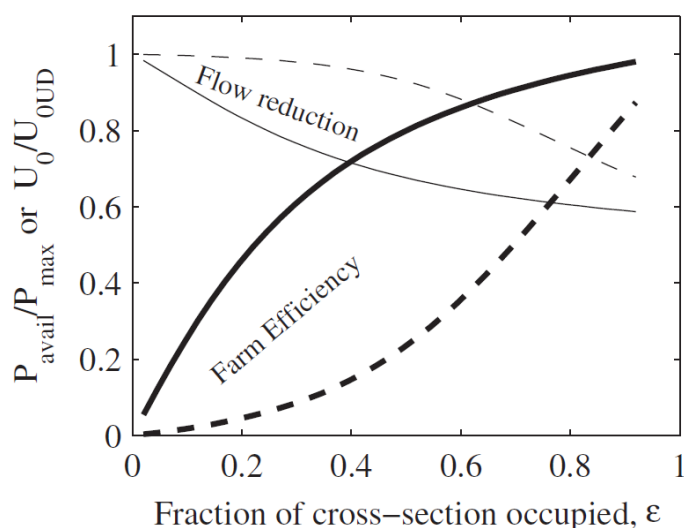


Fig. 7.2 Efecto de la fracción de sección ocupada por turbinas, o la relación de bloqueo, en la eficiencia de los parques y la velocidad de flujo de una sola fila de turbinas óptimamente sintonizado en un canal de sección transversal constante. Curvas sólidas corresponden a un canal poco profundo y las líneas discontinuas a ejemplos estrecho de marea (en Vennell, 2012).

En el ejemplo, un canal de poca profundidad se considera, que esta se adapte más adecuadamente a las características de los dos golfos. Suponiendo que una fracción de la sección transversal $\epsilon = 0.925$ está ocupada, la reducción del flujo es de aproximadamente 60%. En esta configuración, el recurso de energía de las mareas es de 1.37 MW en el Golfo de Nicoya y 0.79 MW en el Golfo Dulce, de la que resulta un potencial teórico de 12 GWh/año para el Golfo de Nicoya y de 6,9 GWh/año para el Golfo Dulce (18,9 GWh/año en total).

Cuadro 7.2 Potencial teórico de las corrientes de marea

GOLFO DULCE					GOLFO NICOYA				
		$K_s =$	0,42				$K_s =$	0,42	
		$K_n =$	0,57				$K_n =$	0,57	
		$\rho =$	1025 kg/m ³				$\rho =$	1025 kg/m ³	
		Sección =	1882 m				Sección =	625 m	
		Max velocidad =	0,45 m/s				Max velocidad =	1,02 m/s	
		Reducción del flujo =	60%				Reducción del flujo =	60%	
		Fracción ocupada =	0,7				Fracción ocupada =	0,7	
Profundidad (m)	Velocidad (m/s)	Area (m ²)	Potencia (MW)		Profundidad (m)	Velocidad (m/s)	Area (m ²)	Potencia (MW)	
-10	0,3	39529,4	0,03		-18	0,3	3181,8	0,00	
-32	0,5	64941,2	0,14		-26	0,7	13750,0	0,10	
-37	0,5	96941,2	0,21		-37	1,0	19687,5	0,49	
-66	0,5	104470,6	0,23		-24	1,0	19062,5	0,48	
-59	0,5	59294,1	0,13		-12	1,0	11250,0	0,28	
-21	0,4	36705,9	0,04		-4	0,7	1718,8	0,01	
-18	0,3	27294,1	0,01					Total:	1,37
-11	0,2	4941,2	0,00						
			Total:	0,79					

Corrientes oceánicas

En general, las corrientes oceánicas tienden a ser más lentas que las corrientes de marea. Debido a que el flujo es continuo, la diferencia entre la velocidad máxima y la velocidad media de las corrientes oceánicas es considerablemente menor que en el caso de corrientes de marea. Mientras que en las corrientes de marea, con flujos sinusoidales bidireccionales típicos, la velocidad media del pico idealmente debería ser igual o superior a 2,5 m/s, en corrientes oceánicas de flujo continuo o casi continuo, menores velocidades de pico (en el orden de 1,2-1,5 m/s) pueden ser económicamente viable.

Fig. 7.3 presenta la velocidad media y la dirección media de la corriente en 40 metros de profundidad, que se obtiene a partir de los resultados NCOM y el período de tiempo Feb2010 a Mar2013. Los lugares más interesantes en el lado del Pacífico se encuentran en la punta extremo oeste de la ZEE, donde la [Contra-corriente Ecuatorial del Norte \(NECC\)](#) alcanza velocidades promedio de aproximadamente 0,23 m/s, y en la parte norte de la ZEE, al oeste de Golfo de Papagayo, donde las velocidades medias de unos 0,18 m/s asociados a la [Contra-corriente de Costa Rica \(CRCC\)](#). En el lado del Mar Caribe, el [Giro de Colombia-Panamá](#) alcanza velocidades máximas de cerca de 0,56 m/s. La densidad de potencia asociada, dada por $P/A = 1/2 \rho V^3$ es de 90 W/m². Suponiendo que la anchura total de la región rápida de la corriente es de

aproximadamente 60 km y que la energía se extrae de una sola línea de turbinas, la fuente de energía de corriente del océano es de 216 MW. Siguiendo un razonamiento similar, la fuente de energía de corriente oceánica en el Pacífico se estima en 15 MW en la zona de la Contra-Corriente Ecuatorial del Norte (NECC) y 7,2 MW en la zona de la Contra Corriente de Costa Rica (CRCC).

En situaciones de mar abierto el límite de Betz es aplicable. De hecho, en tales condiciones, la cantidad de energía que puede ser extraída a partir del flujo se limita a 59%. Debe tenerse en cuenta que este es un límite físico, independiente de las características del dispositivo y, como tal, se aplica antes de cualquier eficiencia mecánica o eléctrica. Con la aplicación de este límite teórico, el recurso energético actual del océano utilizable es de 127,4 MW para el Giro de Colombia-Panamá, 8,8 MW para la corriente NECC y 4,2 en la corriente CRCC. Asumiendo una eficiencia de 100% de conversión de la energía eléctrica, el potencial teórico total a partir de las corrientes del océano en Costa Rica es de 1,2 TWh/año.

Cuadro 7.3 Potencial teórico de las corrientes oceánicas

Parameters	Units	Caribe	Pacífico		Total	Notas
		Gyre	NECC	CRCC		
ρ	kg/m ³	1025				
Anchura	km	60	60	60		la anchura total de la región rápida de la corriente
Velocidad	m/s	0,56	0,23	0,18		
Profundidad	m	40	40	40		Resultados NCOM
Densidad de Potencia	W/m ²	90,0	6,2	3,0		$P / A = 1 / 2 \rho V^3$
Potencia lineal	kW/m	3,60	0,25	0,12		
Potencial total	MW	216	15	7,2		
Potencial teórico	MW	127,4	8,8	4,2	140,5	La cantidad de energía que puede ser extraída a partir del flujo se limita a 59% (límite de Betz)
Producción anual	TWh/ año	1,1	0,08	0,04	1,2	Asumiendo una eficiencia de 100% de conversión de la energía eléctrica

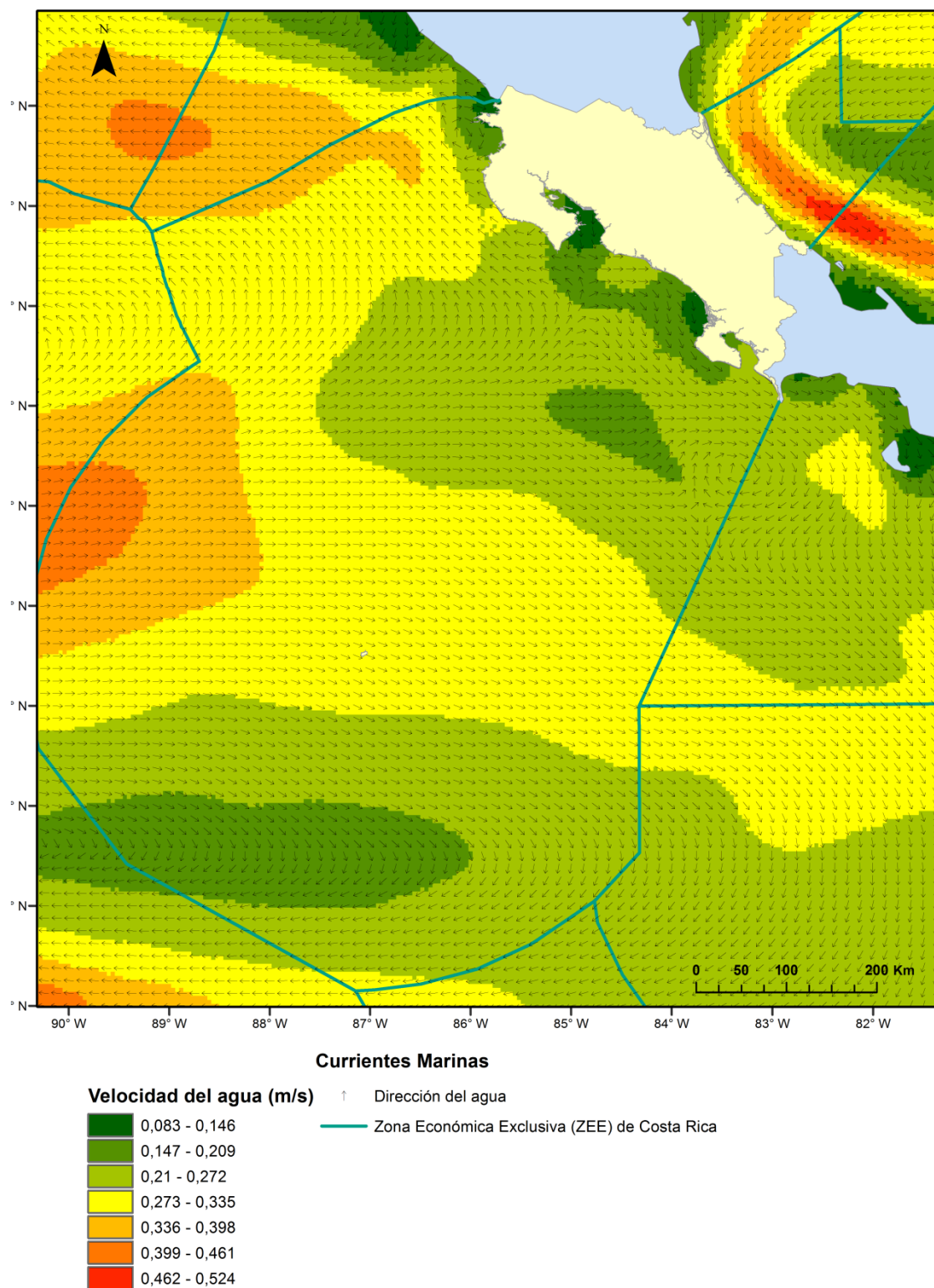


Fig. 7.3 Valores medios de la velocidad y la dirección de la corriente a 40 metros de profundidad, en la ZEE de Costa Rica, obtenido a partir de los resultados NCOM para el período comprendido entre febrero de 2010 y marzo de 2013.

7.3 Potencial técnico

Corrientes de marea

En la determinación de lo potencial técnico se consideran los siguientes supuestos:

- Los dispositivos ocupan 70% de la profundidad del campo de flujo; este valor tiene en cuenta las áreas no utilizables, como los espacios entre los dispositivos y entre los dispositivos y el fondo marino; la reducción del flujo respectivo, como se deduce de la Fig. 7.2 es 0.625;
- La eficiencia total del dispositivo: 30% (Blunden y Bahaj, 2006);
- Pérdidas en la red: 2%;
- Disponibilidad de los parques: 90% (Morton, 2004);
- Eficiencia de los parques: 90%, como se deduce de la Fig. 7.2.

Teniendo en cuenta lo anterior, el recurso técnico en el Golfo de Nicoya es de 0,3 MW y 0,2 MW en el Golfo Dulce. El potencial técnico anual se estima entonces 2,6 GWh en el Golfo de Nicoya y 1,5 GWh en el Golfo Dulce (4,1 GWh/año en total para Costa Rica).

Corrientes oceánicas

El potencial técnico se calcula suponiendo los siguientes coeficientes:

- La eficiencia total del dispositivo: 30%
- Pérdidas en la red: 10%;
- Disponibilidad de los parques: 85%
- Se supone que las turbinas pueden ser instalados en varias líneas, a lo largo de la costa que abarcan la región de alta corriente, donde ningún factor de eficiencia se considera por los parques.

Teniendo en cuenta lo anterior, el recurso técnico es 29,2 MW para el Giro Colombia-Panamá, 2 MW para la Contra-Corriente Ecuatorial del Norte (NECC) y 1 MW en la zona de la Contra Corriente de Costa Rica (CRCC), lo que resulta en un potencial técnico total de 0,3 TWh /año.

8. Energía de las mareas

8.1 Consideraciones sobre el potencial energético de las mareas

La energía potencial de las mareas consiste en el aprovechamiento de los desniveles del agua que resultan de la subida y bajada de las mismas. El principio del funcionamiento de una central de mareas es bastante semejante al funcionamiento de una central hidroeléctrica. Estas centrales se instalan muy cerca de las desembocaduras de los ríos, o bien en el océano en aquellos lugares en los que exista la posibilidad de almacenar agua. De esta forma, es posible obtener desniveles provenientes de los diferentes niveles de la marea. A medida que la marea sube o baja, el agua pasa a través de compuertas en uno y otro sentido, accionando con ello las turbinas que transforman la energía mecánica en energía eléctrica.

Los parámetros básicos que definen los lugares adecuados para la explotación de la energía de las mareas son: (i) la amplitud media de la marea y (ii) el área de la cuenca cerrada. La energía extraída es proporcional al cuadrado de la amplitud de las mareas y se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$P(t) = \frac{1}{2} \rho g h^2(t)$$

$$\rho = 1025 \text{ kg/m}^3; g = 9,81 \text{ m/s}^2$$

Para este tipo de energía, sólo pueden aprovecharse los lugares con una amplitud media de marea (h) superior a 5 metros. Por debajo de este valor los costes se consideran prohibitivos. El primer paso para evaluar el potencial de explotación de la energía de las mareas es, por tanto, la identificación de lugares con un desnivel de marea superior a 5 metros (Hammons, T., 1997). La figura 8.1 presenta las diferencias de altura y fase de pleamares y bajamares referidas a las estaciones primarias de registro Puntarenas y Cristóbal (Panamá).

En el cuadro 8.1 se presentan las respectivas amplitudes de marea correspondientes a los valores de la figura anterior, permitiendo constatar que el valor más elevado encontrado tuvo lugar en el Golfo Dulce (3.3m), siendo sin embargo demasiado bajo para ser aprovechado.

Estos valores han sido confrontados con los de los cuadros de mareas en Costa Rica, habiéndose verificado que efectivamente, la amplitud de marea sobrepasa los 3 metros por poco, en cualquiera de las 4 estaciones de registro de marea. Con estos datos, y teniendo en cuenta que no se espera que los avances tecnológicos en esta área permitan utilizar valores de h por debajo de los 5 m mencionados, se concluye que no hay potencial suficiente para la explotación de la energía de las mareas en Costa Rica.

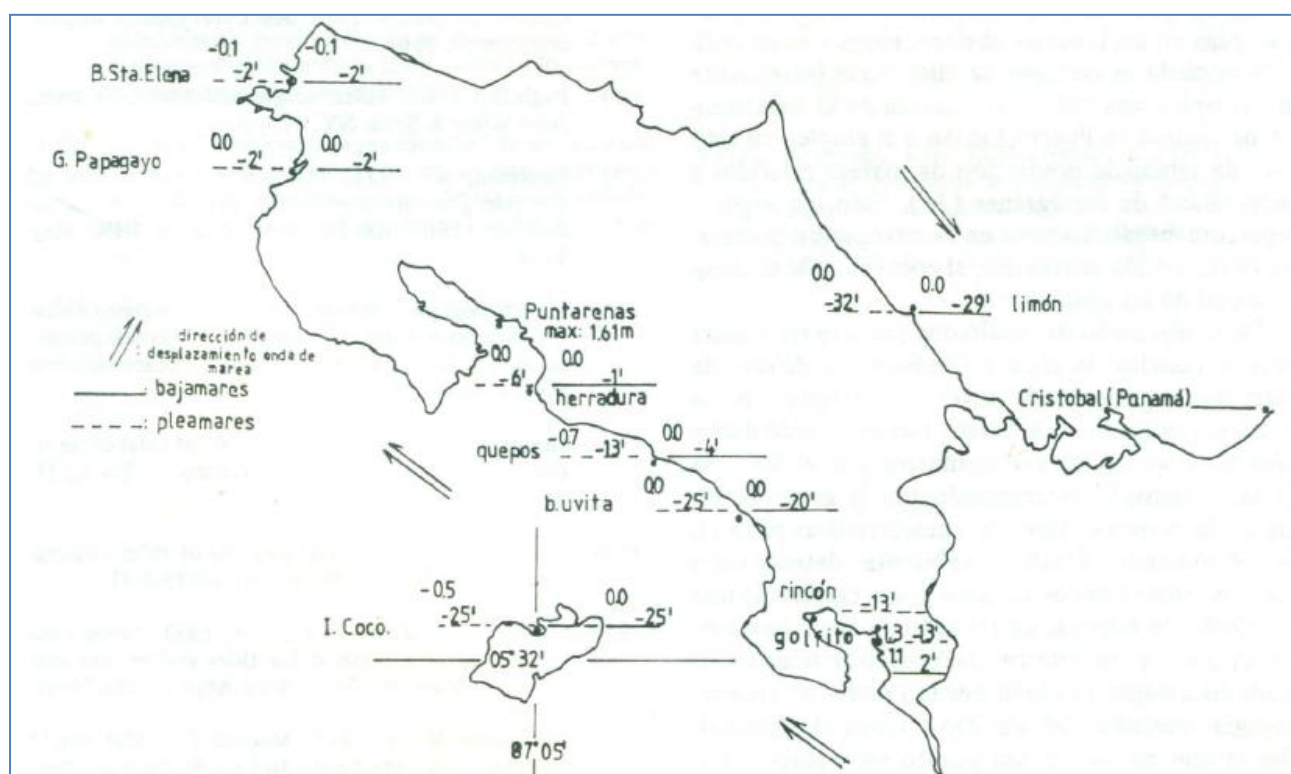


Fig. 8.1 Diferencias de amplitud (pies) y fase (minutos) referidas a las estaciones primarias de registro: Puntarenas y Cristóbal (Panamá)¹¹

Cuadro 8.1 Amplitudes de marea correspondientes a los valores de la figura 8.1

Estación / Ubicación	Marea alta (ft)	Marea baja (ft)	Amplitudes (m)
Herradura	-1	-6	1,5
Quepos	-4	-13	2,7
Limon	-29	-32	0,9
B. Uvita	-20	-25	1,5
Golfo de Dulce	-2	-13	3,3
Papagayo	-2	-2	0
B. Sta. Elena	-2	-2	0

¹¹ Fuente: Alejandro Gutiérrez Echeverría, F. Javier Soley A., CARACTERÍSTICAS DEL NIVEL DEL MAR EN LOS LITORALES COSTARRICENSES, Ciencia y Tecnología, 12(1-2): 117-131, 1988 San José, Costa Rica

9. Conclusiones y recomendaciones finales

9.1 Conclusiones

Este estudio representa una primera aproximación al cálculo del potencial teórico y técnico de la energía de las olas, corrientes y mareas en Costa Rica. Su carácter preliminar está determinado por dos aspectos principales: por un lado, se ha constatado que no existen mediciones de agitación marítima en Costa Rica, y en cuanto a las mediciones de corrientes de mareas, sólo existen algunos datos puntuales en lugares específicos; por otro lado, las tecnologías de olas y corrientes se encuentran en una fase de demostración, y aunque varios prototipos están actualmente siendo probados en el mar, la información sobre su funcionamiento es todavía muy escasa y está limitada a periodos cortos. En consecuencia, no existe información pública y fiable sobre la eficacia de cada una de las tecnologías en desarrollo. Sin embargo, se han realizado estudios de evaluación del potencial, especialmente en Estados Unidos, Canadá, Chile, Reino Unido e Irlanda, que asumen valores genéricos para la eficacia de la cadena de conversión del recurso en energía eléctrica.

Teniendo en cuenta los recursos analizados, se deduce que:

- La energía de las olas parece ser el más atractivo de todos los recursos analizados, aun siendo moderado, es comparable con el de una gama de países localizados en la misma latitud que Costa Rica, como India, China, Indonesia, República de Corea, países estos que cuentan ya con extensos programas de investigación y desarrollo de tecnologías.
- Las bajas amplitudes de marea en Costa Rica no parecen justificar el aprovechamiento de este recurso. Además el número considerable de usos alternativos en las potenciales ubicaciones para instalación (Golfo Nicoya y Golfo Dulce) hacen inviable este tipo de aprovechamiento.
- Las velocidades de corrientes en los golfos, que han sido identificadas, son bajas. Sin embargo, y debido a la existencia limitada de datos de medición de las velocidades, se recomienda poner en práctica un programa de mediciones para disponer de datos de campo en los golfos que permitan realizar un estudio más profundo del potencial. En este contexto, puede ser interesante la identificación de una zona específica en el Golfo Nicoya para la realización de pruebas a pequeña escala que permitan avanzar en el desarrollo de la tecnología necesaria.

Como resultado de este estudio se estima la siguiente potencia teórica y técnica:

Recursos	Potencial	
	Teórico	Técnico
Olas	15,5 GW	2 GW
Corrientes de mareas	2,2 MW	0,5 MW
Corrientes oceánicas	140,4 MW	32,2 MW

Teniendo en cuenta el interés que existe en Costa Rica en fomentar el aprovechamiento de las energías marinas, actualmente en fase inicial de desarrollo, se recomienda la identificación con criterio de una zona específica en el mar para el desarrollo de una infraestructura de pruebas de tecnologías marinas vinculada a un centro de investigación nacional. Esta plataforma deberá estar equipada con toda la instrumentación y dispositivos que permitan la instalación de un proyecto piloto, lo que requerirá, además, servicios de apoyo marítimos. El ICE deberá adoptar el papel de entidad gestora de esta zona piloto y tendrá como objetivo procurar definir junto al gobierno la reglamentación específica para esta zona, además de promover su caracterización geofísica y ambiental. Este tipo de aproximación ha sido el seguido por varios países europeos. En la Fig. 9.1 se muestran los principales centros en Europa de pruebas en el mar, tanto aquellos donde se han llevado a cabo los principales desarrollos de la energía de olas, como aquellos donde se están planeando futuros desarrollos.

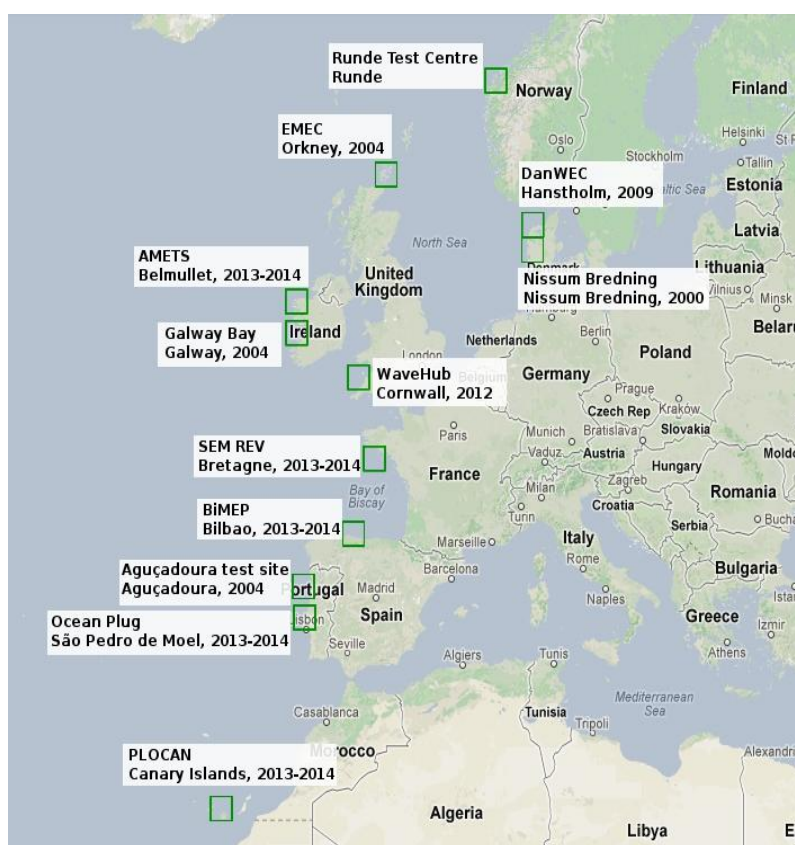


Fig. 9.1 Centros en Europa de pruebas en el mar

En relación a la energía de las olas, se debe tener en cuenta, además, el siguiente aspecto: este estudio se centró en la evaluación del potencial del recurso energético de las olas a lo largo de la costa. Es importante mencionar que hay tecnologías que pueden ser instaladas en menores profundidades y también integradas en la línea costera o integradas en rompeolas, como es el caso de la tecnología OWC (sigla inglesa que corresponde al término “oscillating water column”). Estos aspectos no han sido abordados aquí porque lo que se pretendía era presentar una evaluación global del potencial nacional. Puede ser interesante investigar este campo más detenidamente, prestando especial atención a las obras costeras existentes o previstas (como por ejemplo rompeolas) apropiadas para la integración de sistemas de energía de olas.

La evaluación del potencial de la energía de las olas implica contar con una buena caracterización del clima de agitación marítima, motivo por el cual se ha prestado en este estudio particular atención a la investigación de varias fuentes de datos numéricos utilizando modelos de reproducción de la agitación marítima y la respectiva validación de los datos simulados con datos de boyas y de satélite. Este es un proceso lento pero esencial para crear una buena base de trabajo.

El aprovechamiento de la energía de los océanos depende sobre todo de un conocimiento profundo del medio marino, el cual sólo puede obtenerse a través de la investigación oceanográfica. A la luz de lo expuesto, se estima recomendable una red de monitorización que incluya mediciones de campo de parámetros asociados a energías marinas y que permitan planificar en el futuro el aprovechamiento de los recursos considerados en este estudio, así como de otros recursos oceánicos que se revelen prometedores, sobre todo el recurso al gradiente térmico, conocido por la sigla OTEC¹². En este contexto, se presenta en la siguiente subsección una propuesta de implantación de una red de monitorización.

9.2 Limitaciones del estudio del potencial de energía de las olas

Se pretende aquí destacar algunas de las limitaciones más importantes encontradas en la elaboración del estudio del potencial de generación de energía eléctrica a partir de las olas, asociadas no sólo a los datos de base que fueron utilizados, sino también al conjunto de hipótesis y factores considerados. Estas limitaciones suponen en este estudio una fuente potencial de error. Sin embargo, dado que este error, a pesar de ser difícilmente cuantificable, se considera poco significativo, no invalida los resultados obtenidos.

En general, para la caracterización del recurso de energía de las olas en Costa Rica, se ha seguido la metodología estándar habitualmente utilizada en estudios de esta naturaleza y se han adoptado las recomendaciones propuestas en “Preliminary Actions on Wave Energy R&D” (1991-1993) de la Comunidad

¹² *Ocean Thermal Energy Conversion*

Europea (Pontes et al., 1993). En este contexto, y de acuerdo con el primer nivel de este conjunto de recomendaciones, se reunieron datos de elevada calidad del modelo numérico WAVEWATCH III para un periodo de tiempo de 10 años, verificando posteriormente la calidad de los mismos por comparación con mediciones. En la ZEE de Costa Rica se han utilizado mediciones del satélite-altímetro Jason-1 de la altura significativa. A pesar de que estas mediciones de la altura significativa por satélite-altímetro presentan en general una precisión equivalente a la de las mediciones *in situ*, debe tenerse en cuenta que las limitaciones inherentes a su cobertura espacial y temporal proporcionan un conjunto relativamente restringido de datos comparados.

En el análisis estadístico se han calculado los parámetros de error estándar típicamente utilizados en la comparación de los resultados de modelos con mediciones. Los valores obtenidos han permitido establecer la necesaria base de confianza en los datos WAVEWATCH III para el desarrollo del estudio.

Teniendo en cuenta los datos disponibles del modelo WAVEWATCH III, ha sido necesario asumir relaciones empíricas entre el periodo de energía T_e y el periodo de pico T_p para estimar el cálculo de la potencia de la agitación marítima utilizando la aproximación a condiciones de aguas profundas. Nótese que las relaciones de esta naturaleza dependen en gran medida de la zona y, en particular, de los sistemas de agitación marítima presentes en el estado de mar. En particular, estados de mar con predominio de sistemas de mar de fondo, con predominio de sistemas de mar de viento o aquellos en los que se encuentran presentes dos o más sistemas de agitación marítima (por ejemplo, un sistema de mar de viento y uno o más sistemas de mar de fondo con diferente dirección de incidencia) se caracterizan por formas espectrales distintas, y por tanto por relaciones entre T_e y T_p distintas. Esta evidencia introduce un factor de error en los resultados de la potencia de la agitación marítima que, debido a las características estocásticas del proceso, no es posible cuantificar con exactitud. Sin embargo, hay que tener en cuenta que en la aproximación a aguas profundas $P \propto H_s^2 T_e$, por lo que los errores asociados a la estimación del periodo de energía son menos significativos que los errores asociados a la estimación de la altura significativa.

Por otro lado, la aplicación de la aproximación a aguas profundas para el cálculo de la potencia de la agitación marítima para toda la ZEE de Costa Rica introduce alguna incertidumbre en los resultados, en particular en las zonas costeras. Teniendo en cuenta que esta aproximación se aplica a zonas con profundidad superior a la mitad de la longitud de ola dominante y teniendo en consideración las características batimétricas de las dos regiones de la ZEE, el grado de incertidumbre en el área costera del Pacífico será superior al grado de incertidumbre en el área costera del Mar Caribe. De hecho, en la región del Pacífico, donde se observan longitudes de ola más elevadas debido al predominio de regímenes de mar de fondo, la aproximación se aplica, como media, para profundidades superiores a 110 m. Sin embargo, en el Mar Caribe, donde predominan regímenes de mar de viento (longitudes de ola menos elevadas), la aproximación se aplica, como media, para profundidades superiores a 30 m.

Paralelamente, los datos base utilizados en el estudio se refieren a la malla global del modelo WAVEWATCH III, con una resolución de $0.5^\circ \times 0.5^\circ$, con un ámbito limitado en lo que se refiere a su aplicación en zonas cercanas a la costa, donde las condiciones de agitación marítima son más variables en términos espaciales y los efectos de abrigo por la línea de costa pueden tener un impacto significativo. En este sentido es recomendable, en una fase posterior del estudio, la implementación de un modelo de aguas poco profundas complementario al modelo regional/global. El procedimiento típico en modelación costera pasa por el acoplamiento entre el modelo SWAN (Booij *et al.*, 1999) y el modelo WAVEWATCH III utilizando mallas anidadas. Aunque ambos son modelos de tercera generación con un fundamento teórico semejante, presentan diferencias a nivel de las fuentes utilizadas y de la formulación numérica. El WAVEWATCH III, al contrario de modelos equivalentes más antiguos (por ejemplo WAM), ya incluye la modelación de gran parte de los procesos físicos responsables de la modificación del espectro en aguas poco profundas debido al efecto del fondo del mar. Sin embargo, aunque el WAVEWATCH III sea más adecuado para el dominio regional y global, el SWAN es computacionalmente más eficiente en mallas costeras muy finas.

En el cálculo de los potenciales de generación de electricidad se han asumido líneas conceptuales a lo largo de las cuales deberán introducirse los dispositivos responsables de la extracción de energía. Nótese que una configuración tal debe ser tomada como meramente indicativa, ya que, por una cuestión de generalidad, no se ha asumido ningún tipo particular de tecnología y, como tal, no se han considerado eventuales dificultades técnico-logísticas y las interacciones hidrodinámicas entre los eventuales dispositivos. Se asume que el aprovechamiento de toda la extensión de las líneas auxiliares es, en términos esquemáticos, equivalente a la utilización de varias líneas de dispositivos estratégicamente espaciados de acuerdo con una configuración optimizada. En el cálculo de los potenciales teórico y disponible se considera una absorción del 100% de la energía incidente. En el cálculo del potencial técnico se asume una determinada eficiencia de extracción de energía, de acuerdo con la información disponible sobre tecnologías en desarrollo. Sin embargo, se ha seguido la metodología estándar típicamente utilizada en estudios semejantes, en los que se asume que la consideración de líneas adicionales (hacia delante o hacia detrás) a las originales no es técnica ni económicamente viable.

En el cálculo del potencial técnico de generación de energía eléctrica se han asumido diversos factores de eficiencia a nivel de los distintos componentes de la cadena de conversión. Aunque parte de estos factores se refieren a tecnologías facilitadoras ya establecidas y comunes a otras actividades offshore, la información reunida en el contexto de la energía de las olas se refiere a tecnología en fase de maduración, esencialmente obtenida de tecnólogos y de investigación científica, de fuentes dispares y, a veces, relativamente poco fiables. Naturalmente, esta constatación podrá constituir igualmente un factor de imprecisión en el estudio.

Sin embargo, se consideró una clase representativa de dispositivos de energía de las olas, en la que se incluyen los sistemas flotantes, en que se centra una parte significativa de los actuales esfuerzos de investigación y desarrollo y potencialmente adecuada para un desarrollo a gran escala en Costa Rica.

9.3 Propuesta de red de monitorización

Para hacer frente a la gran falta de resultados de mediciones que permitan evaluar el recurso energético, se propone en este estudio, como nota final, un programa de mediciones basado en dos componentes, según se representa en la figura siguiente:

- a) una red de monitorización en el océano - Costa Caribeña y Costa Pacífica
- b) una red de monitorización en los golfos - Golfo Dulce y Golfo de Nicoya

La propuesta de un programa de mediciones de agitación marítima en Costa Rica se basa en la Nota Técnica (REF) elaborada por el Instituto Hidrográfico Portugués (y entregada al ICE). Este instituto es responsable en Portugal por la obtención de datos del mar y de la caracterización de la agitación marítima en la costa portuguesa (<http://www.hidrografico.pt>).

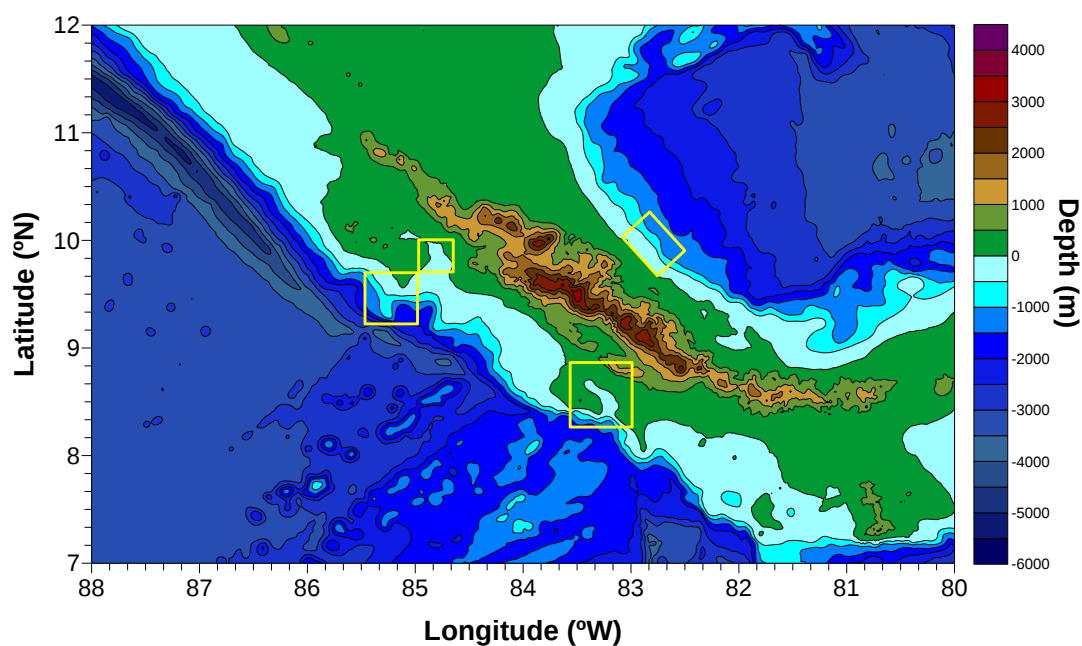


Fig. 9.2 Áreas de puesta en marcha de una red de monitorización (Fuente: IH)

Red de monitorización de la agitación en el océano

Con el objetivo de monitorizar las condiciones oceanográficas y meteorológicas dominantes en ambas costas se propone la instalación de dos boyas multi-parámetros, una en la costa del Caribe, y otra en el mar de la costa del Pacífico:

- Boya multi-paramétrica de monitorización de la costa del Caribe: instalada en la posición indicativa de $82^{\circ} 46'O$, $10^{\circ} 04'N$, en Puerto Limón, colocada en el área de influencia de las corrientes más fuertes de la “Contracorriente Panamá-Colombia”.
- Boya multi-paramétrica de monitorización de la costa del Pacífico - instalada en la posición indicativa de $85^{\circ} 16'O$, $9^{\circ} 25'N$, cerca de Cabo Blanco, en profundidades de 800 a 1000 metros.

Estas boyas están equipadas con un sistema de comunicaciones por satélite que permite la transmisión de datos en tiempo real de la agitación marítima y de las corrientes. Además, posee sensores meteorológicos básicos (velocidad y dirección del viento, presión atmosférica, temperatura del aire y humedad relativa el aire).

Red de monitorización de las corrientes en los golfos

Las dos zonas más importantes para la medición de las corrientes de marea son el Golfo de Nicoya y el Golfo Dulce, ambos localizados en la costa del Pacífico. Se propone la instalación de una boya multi-paramétrica en cada uno de estos golfos, posicionándolas en los lugares identificados por tener mayores corrientes:

- **Golfo de Nicoya** – se propone que las mediciones se efectúen entre la isla San Lucas y Puntarenas, con profundidades de 40m, donde las corrientes son superiores a 1 m/s (ver Fig. 9.3). En el caso de que esta localización resultase inadecuada por razones operacionales (por ejemplo, navegación intensa) se propone un lugar alternativo, al sudeste de las islas Negritos.
- **Golfo Dulce** – a la entrada del golfo, a una profundidad de 60m, donde se localizan las corrientes de marea más intensas (ver Fig. 9.4).

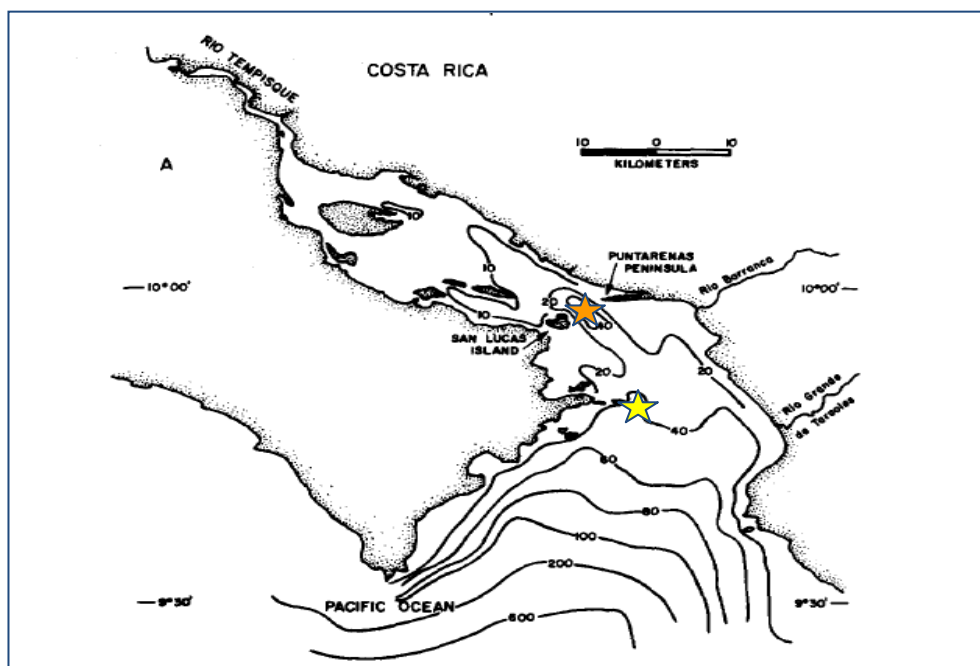


Fig. 9.3 Localización propuesta para la monitorización de las corrientes de marea del Golfo de Nicoya (primera opción en naranja, y opción alternativa en amarillo); (Fuente: IH)

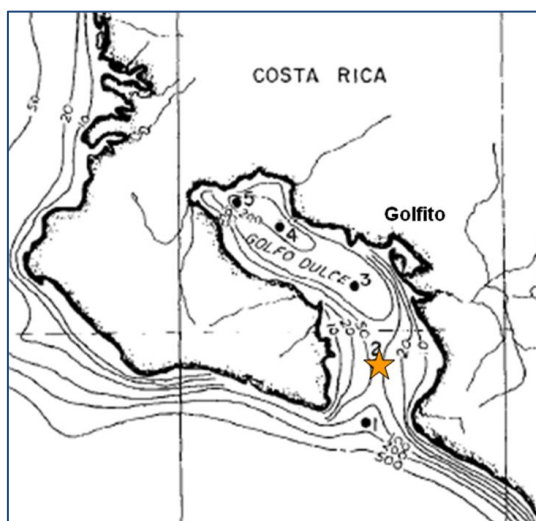


Fig. 9.4 Localización propuesta para la monitorización de las corrientes de marea del Golfo Dulce (Fuente: IH).

Estas boyas pueden ser equipadas con sensores de medición en tiempo real de la temperatura, la salinidad y la turbidez (entre otros parámetros), lo que permite, además de caracterizar el recurso de las corrientes, comprender la gestión de estas áreas seleccionadas. Estas boyas instaladas en las zonas de los Golfos son más pequeñas que las empleadas en mar abierto.

Puesta en marcha de una red de monitorización

Las características y configuración de las boyas aquí propuestas, así como las especificaciones de detalle y las ventajas del sistema aquí propuesto figuran en la nota técnica del Instituto Hidrográfico¹³.

Es importante tener en cuenta que la puesta en marcha de una red de monitorización como la que aquí se propone requiere un conjunto de acciones e implica alguna inversión. A título indicativo se presentan, en la nota técnica del IH, los costes asociados a la adquisición y montaje del sistema propuesto, así como los medios necesarios (embarcaciones y equipo) para su instalación y monitorización. No se puede olvidar que una red de mediciones implica siempre acciones regulares de mantenimiento y una estrategia de intervención para eventualidades no previstas que debe ser planificada con el necesario apoyo técnico en

¹³ El Instituto Hidrográfico (IH) es un laboratorio del Estado Portugués que pertenece a la Marina Portuguesa y cuya misión fundamental es asegurar actividades relacionadas con las ciencias y técnicas del mar y contribuir para el desarrollo del País en las áreas científica y de defensa del ambiente marino

colaboración con las entidades locales. En este contexto, existen además varios centros de investigación en Costa Rica altamente competentes en el área de agitación marítima que podrían beneficiarse muy positivamente de esta red de monitorización.

9.4 Una breve nota sobre OTEC

Es importante dejar constancia de la siguiente observación: Costa Rica se encuentra situada en una región del globo donde el recurso a la energía proveniente del gradiente térmico del océano (OTEC) se considera uno de los mejores, tal y como se observa en la figura 9.4, pues está situada en las latitudes tropicales, entre los 20°N e 20°S.

El OTEC utiliza las diferencias de temperatura entre las aguas superficiales, calientes y tropicales ($T_w \approx 22-29^\circ\text{C}$), y las aguas oceánicas, frías ($T_c \approx 4-5^\circ\text{C}$) y con profundidades que pueden llegar hasta los 1000 m. En este contexto, es importante señalar que la plataforma continental de Costa Rica es prácticamente inexistente, lo que significa que estas grandes profundidades se alcanzan en puntos relativamente próximos a la costa, un factor ventajoso para la utilización del potencial OTEC.

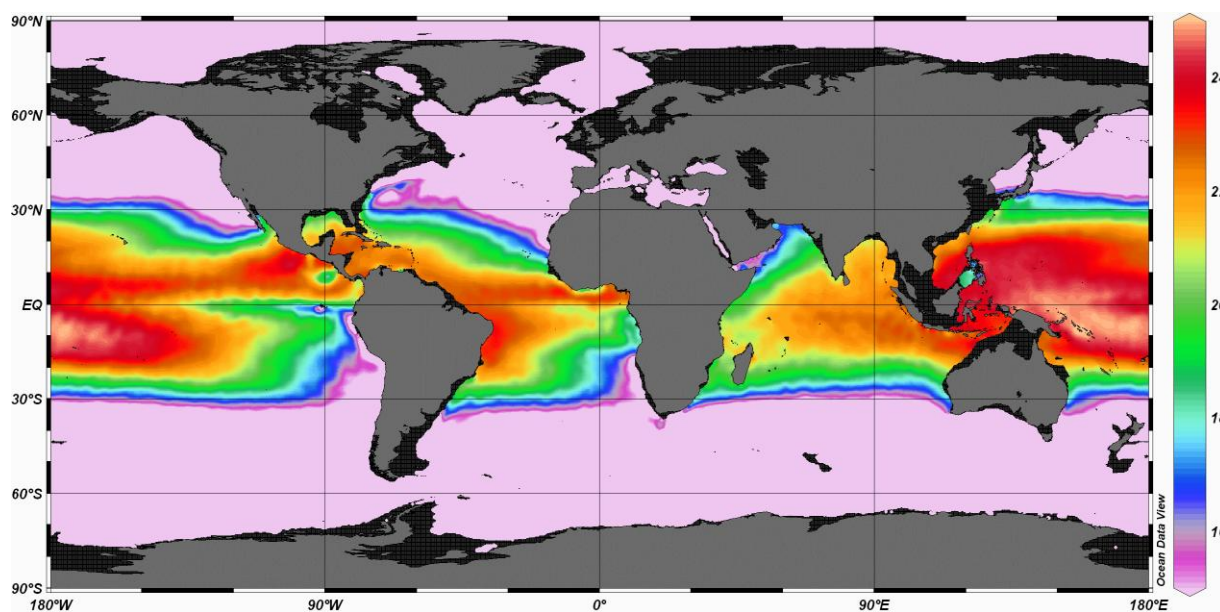


Fig. 9.5 Distribución mundial de los valores medios de la diferencia de temperatura

En la actualidad, los sistemas OTEC están todavía en una fase inicial de demostración y presentan costes de capital muy elevados. Algunas centrales experimentales ya han comprobado el principio de funcionamiento de este tipo de tecnología, pero todavía no existe un registro completo de datos operacionales necesario

para proseguir con su comercialización (Vega, 2003). Hawái es uno de los lugares con más experiencia en el desarrollo de este tipo de sistemas, pues fue allí donde se puso en marcha, con éxito, una central experimental que funcionó durante seis años (1993-1998). A mediados de los 90 se proyectó, también en Hawái, una central pre-comercial de 5 MW. En Japón, por su lado, se han llevado a cabo varias pruebas, y en 2006 fue construido un prototipo de 30 kW. En Francia, un país con territorios en los trópicos, se han elaborado varios estudios de viabilidad para la Polinesia y Nueva Caledonia (IFREMER), La Reunión y Tahití (DCNS). El mayor desafío tecnológico en este tipo de sistemas ha sido el tubo de gran diámetro necesario para el transporte de grandes cantidades de agua fría hasta la superficie. Se han propuesto varias configuraciones para las centrales OTEC desde sistemas flotantes a estructuras en tierra: aunque los primeros parecen ser los mejores candidatos para proyectos comerciales, los proyectos de demostración se han construido a partir de estructuras en tierra.

Por estos motivos, parece relevante hacer aquí una recomendación final: resaltar el interés que puede tener para el ICE seguir de cerca los desarrollos en el área OTEC, pues Costa Rica es una de las noventa y ocho naciones que han sido identificadas que disponen de acceso al recurso térmico oceánico dentro de su ZEE de 200 millas náuticas (Vega, 1992).

Aunque no forme parte del ámbito de este estudio, se ha decidido incluir en el mismo la representación gráfica de la diferencia de temperatura en la ZEE de Costa Rica, en la perspectiva de que podrá ser interesante para la ICE investigar la viabilidad económica de un proyecto OTEC en Costa Rica (ver Fig. 9.6). A este efecto, se ha consultado la base de datos disponible en el portal Web MyOcean¹⁴, a partir de la cual se ha representado gráficamente la distribución de la diferencia de temperatura del océano en la ZEE de Costa Rica. Se puede verificar que esa diferencia puede sobrepasar los 20°C.

¹⁴ <http://www.myocean.eu/web/27-service-commitments-and-licence.php>

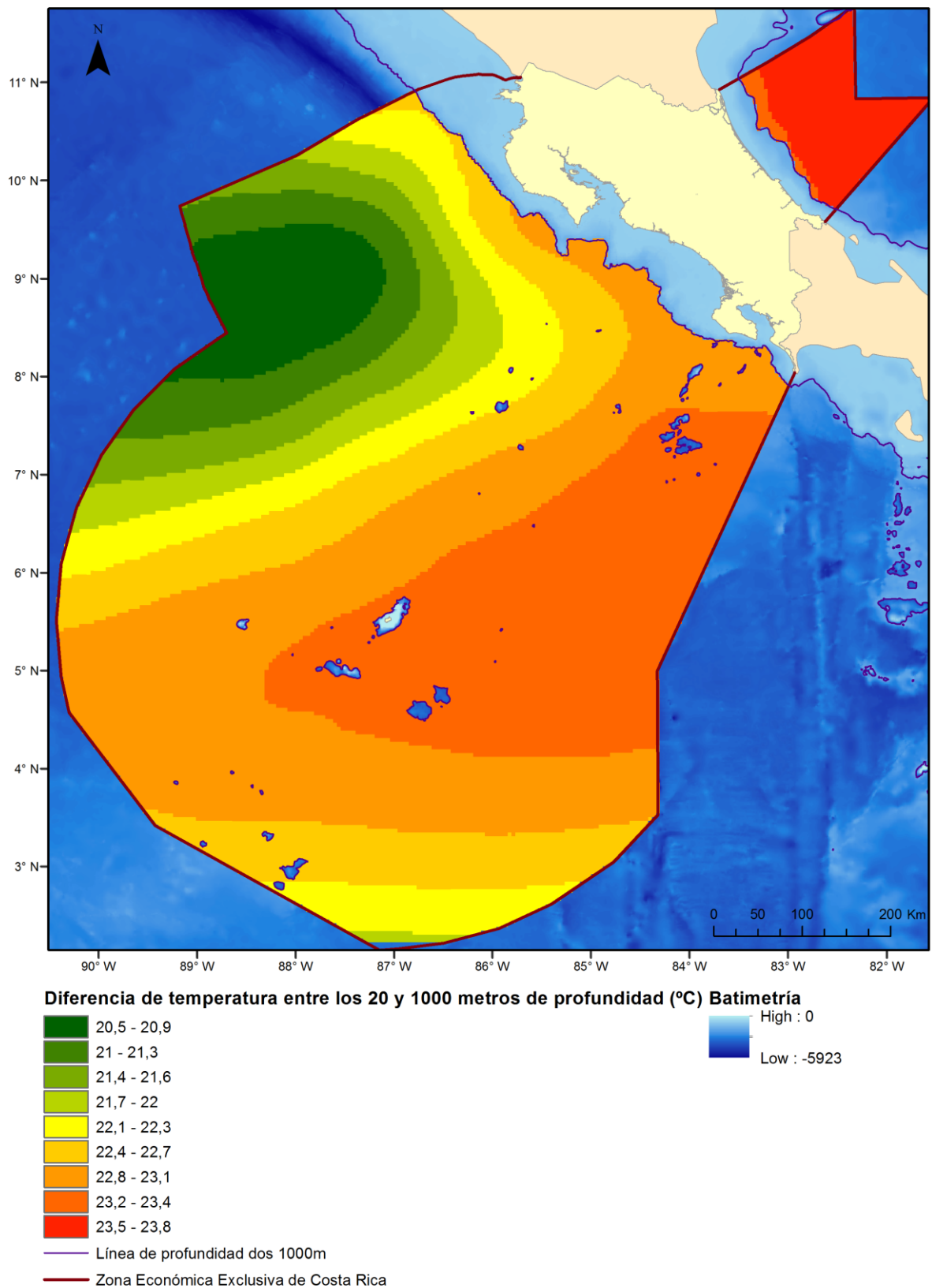


Fig. 9.6 Distribución de la diferencia de temperatura del océano en la ZEE de Costa Rica (Fuente: MyOcean)

9.5 Una breve nota sobre las corrientes del río

Costa Rica tiene una abundancia de ríos en la vertiente Pacífica y la vertiente Atlántica. La topografía montañosa y irregular, su cubierta forestal, las elevadas precipitaciones y la formación de los valles profundos han favorecido el uso de los ríos para la producción de agua potable. La producción de energía hidroeléctrica constituye diferente de los principales del agua. También existe la posibilidad de utilizar la energía cinética de las corrientes del río con una turbina similar a las turbinas de la energía oceánica. Existen muchas propuestas de turbinas para aprovechar esta característica en pequeña y grande escala, y ha sido probado en esta última década. También está aumentando el número de estudios de evaluación de este potencial, particularmente en los Estados Unidos y Canadá.

Las turbinas de las corrientes del río (“run-of-river”), a diferencia de las centrales hidroeléctricas convencionales, tienen poca o ninguna capacidad de almacenamiento de agua, así que mejor se encuentra en los ríos con un flujo constante y estable. Las zonas con los mejores recursos son los que ofrecen una baja elevación y altas tasas de precipitación anual. Generalmente las mismas empresas que diseñan las turbinas para el uso de las corrientes marítimas, también proyectan aplicaciones de turbinas en los ríos. Las tecnologías para estas aplicaciones tendrán muchos factores en común, pero también diferirán significativamente. La conversión de la energía cinética del río es relativamente directa y la distancia a la red en tales casos a menudo puede ser bastante pequeña. Por lo general hasta los ríos más grandes y más rápidos son sólo 10 metros o menos profundos, donde tienen fuertes corrientes. En la mayoría de los casos se necesitarán varios rotores para barrer sección suficiente de flujo para desarrollar suficiente energía para un proyecto rentable.

Así que no quiero terminar este trabajo sin hacer una breve referencia a la posibilidad de aprovechar el potencial de la energía cinética de los ríos de Costa Rica con las tecnologías que sin duda no tiene el impacto ambiental de las grandes centrales hidroeléctricas convencionales.

9.6 Una breve nota sobre energía eólica offshore

Como parte del proceso de planificación de los usos del espacio marino y del aprovechamiento de todos los recursos energéticos del Océano, tiene todo el sentido incluir una evaluación inicial del potencial del recurso eólico offshore. Costa Rica presenta zonas de grandes profundidades junto a la costa, lo que significa que la energía eólica offshore en sistemas flotantes puede ser una solución viable.

Mientras que en aguas poco profundas existe ya una década de experiencia con sistemas fijos, en aguas profundas (con más de 50 m), la gran expectativa de desarrollo se centra en el uso de estructuras flotantes. Desde esta perspectiva, Costa Rica tendría la oportunidad de destacarse como país pionero en el desarrollo e innovación en el campo de la energía eólica offshore. Las ventajas de la eólica offshore frente a la energía eólica en tierra son, entre otras, las siguientes:

- En general, mayor velocidad del viento (mayor contenido energético) en el mar
- Reducción de impactos en las actividades humanas y ecosistemas ambientales
- Potencial de expansión, sobre todo en países con grandes desniveles junto a la costa

En comparación con la energía eólica en tierra, la energía eólica offshore amplía el horizonte de potencial desarrollo. En primer lugar, en el mar las limitaciones en términos de transporte son inferiores, lo que significa que las turbinas podrán ser mayores. En segundo lugar, el ruido deja de ser una preocupación, ya que no existen poblaciones en las cercanías que puedan ser perturbadas, lo que implica que las turbinas pueden alcanzar velocidades más elevadas en el mar. Por otro lado, los proyectos de turbinas offshore pueden aprovechar innovaciones que fueron rechazadas en tierra en el pasado debido a motivos estéticos o por limitaciones de ruido. Aunque las turbinas eólicas offshore hayan evolucionado directamente a partir de las turbinas en tierra, hay diferencias fundamentales en las condiciones de funcionamiento, lo que puede suponer una tendencia futura hacia una divergencia significativa entre los proyectos offshore y en tierra. Por este conjunto de razones, el aprovechamiento de la energía eólica offshore se está revelando como una opción atractiva para muchos países.

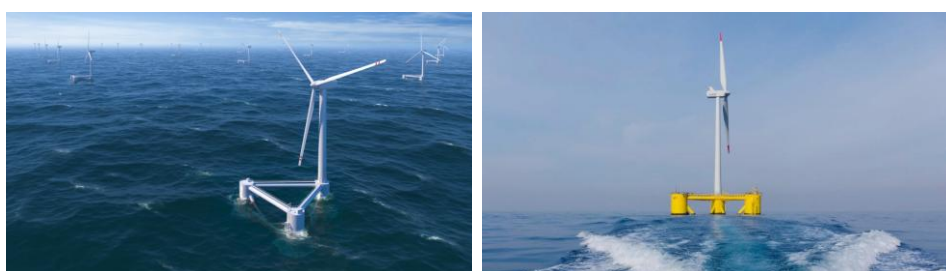
Ya se han comenzado a probar los primeros prototipos de energía eólica flotante. A título de ejemplo se mencionan a continuación dos proyectos:

- Proyecto **Hywind** - En junio de 2009, la noruega Statoil Hydro estableció una colaboración con Siemens para instalar la primera gran turbina eólica flotante mundial. Se trata de una turbina de 2.3 MW localizada a 12 kilómetros de la costa noruega, en una zona con una profundidad en torno a los 200 metros.



(www.statoil.com)

- Proyecto **WindFloat** - consiste en una plataforma flotante semi-sumergible y triangular, originariamente utilizada en la industria petrolífera y con una turbina eólica instalada en uno de los vértices. La plataforma se encuentra anclada al fondo del mar a una profundidad de 50 m. El proyecto fue realizado por una joint venture internacional denominada WindPlus e integrada por las empresas EDP, Repsol, Principle Power, A. Silva Matos y Portugal Ventures. Al proyecto se unió también el mayor fabricante mundial de turbinas eólicas – Vestas y contó además con el apoyo del gobierno. Se trata de una primera unidad a escala real, equipada con una turbina offshore comercial de 2 MW. El proyecto está en funcionamiento desde diciembre de 2011.



(www.principlepowerinc.com)

Existen además proyectos para desarrollar soluciones mixtas de plataformas flotantes, integrando turbinas eólicas y dispositivos de energía de las olas. La idea básica de las plataformas conjuntas es optimizar la relación costes/beneficios. Estructuras comunes (o sea, plataformas multiusos) permiten obtener retornos más económicos y posibilitan además optimizar la utilización del espacio marítimo, compartiendo la misma zona marítima entre diferentes tecnologías y aprovechando sinergias en todo el sector de la energía offshore. El desarrollo de este tipo de conceptos implica una inversión elevada por lo que para una iniciativa de este género son necesarios apoyos financieros relevantes. A título de ejemplo se cita aquí la iniciativa llevada a cabo en las islas Canarias por el consorcio PLOCAN (Plataforma Oceánica de Canarias)¹⁵. Se trata de la construcción y puesta en marcha de una plataforma oceánica sostenible que actúa como soporte para el desarrollo nacional, al permitir realizar actividades científico-tecnológicas innovadoras. Esta plataforma dispone de un conjunto de laboratorios de experimentación y equipos para trabajo subacuático para la observación de las áreas profundas del océano, además de contar con el equipo necesario para instalar tecnologías de energía de las olas.

¹⁵ <http://ww2.plocan.eu>

9.7 Recomendaciones preliminares para la preparación de una hoja de ruta de las Energías Renovables Offshore

Para que Costa Rica se posicione en el grupo de países con actividades relevantes en energías marinas, debe comenzar por crear una estrategia nacional con objetivos, metas y acciones, analizando simultáneamente las condiciones particulares de Costa Rica y las capacidades nacionales.

Se pretende en este documento apuntar una serie de pistas a seguir, pero se debe tener en cuenta que será necesario un trabajo más exhaustivo para que se pueda desarrollar una verdadera hoja de ruta nacional para las energías offshore en Costa Rica. Los objetivos finales de la hoja de ruta serán:

1. Desarrollar la capacidad nacional de generación de energía eléctrica a través de las energías renovables marinas;
2. Dinamizar la introducción de las energías renovables marinas en Costa Rica basándose en un conjunto de acciones estructuradas desarrolladas por el ICE;
3. Maximizar las oportunidades económicas asociadas al desarrollo de este sector en Costa Rica.

Marco de referencia

Teniendo en cuenta que las localizaciones más favorables para las energías renovables maduras en tierra son limitadas o presentan importantes conflictos ambientales y/o sociales, se hace necesario promover el uso de otras fuentes de energía, como las energías renovables *offshore*. Por otro lado, el carácter variable de las renovables constituye un inconveniente frente a las tecnologías convencionales, hecho por el cual la diversificación de las varias fuentes renovables aumenta la seguridad del suministro. Es, por tanto, en este contexto que debe considerarse la energía de los océanos.

Costa Rica presenta las siguientes particularidades:

- El área marina del país es 10 veces mayor que su territorio (568.054 km²);
- Dispone de un recurso de energía de las olas moderado (valor medio de 19 kW/m en el Pacífico y 9 kW/m en el mar Caribe), corrientes de marea que presentan valores de velocidades inferiores a 1 m/s (lo máximo que fue posible apurar en los golfos Nicoya y Dulce), corrientes offshore en aguas de gran profundidad con velocidades también inferiores a 1 m/s y una amplitud de marea baja, inferior a 3 m;
- Poca variabilidad estacional del recurso energético de las olas;

- Proximidad de la infraestructura eléctrica junto a la zona costera y facilidad de expansión de la red de transmisión;
- Grandes profundidades junto a la costa, con posibilidad de explotar el potencial de energía eólica a través de estructuras flotantes (aunque el recurso eólico offshore en Costa Rica todavía no ha sido evaluado);
- Elevado potencial de aprovechamiento del gradiente térmico del océano (tecnología emergente pero con elevados costos de inversión);
- Un interés creciente en Costa Rica en este sector a través de la participación de numerosas entidades en los Seminarios específicos organizados.

Teniendo en cuenta esta realidad, se considera importante organizar de forma inmediata un conjunto de acciones teniendo en cuenta el potencial aprovechamiento futuro del océano para la generación eléctrica. Esta iniciativa debe ser fuertemente apoyada por todos los actores involucrados (*stakeholders*) para permitir crear una visión conjunta y definir una estrategia nacional para las energías renovables *offshore*. Es por tanto importante promover un “*Roadmap* Nacional de las Energías *Offshore*”, liderado por el ICE y apoyado por peritos en esta área que presente una propuesta con medidas y acciones a llevar a cabo en tres horizontes temporales (corto, medio, y largo plazo) que permitan concretar metas específicas. Las conclusiones del seminario organizado por el ICE (“Desarrollo de Energías Marinas en Costa Rica”, octubre 2013) constituyen el punto de partida para la hoja de ruta.

Para comenzar, deben identificarse los principales condicionantes que puedan tener mayor impacto en el objetivo final, a partir de discusiones en las que participen especialistas nacionales. Una vez determinadas esas barreras, debe definirse una serie de acciones (con el respectivo cronograma) que permitan mitigarlas de tal forma que se puedan alcanzar las metas y los objetivos definidos. Las barreras y acciones se pueden agrupar en seis áreas diferentes. Se proponen las siguientes áreas:

- Investigación y educación
- Medición y monitoreo de los recursos
- Aprobación y planificación nacional y sectorial
- Financiación
- Infraestructuras marítimas y cadena de suministro
- Divulgación de información y sensibilización pública

Se debe tener en cuenta que el desarrollo tecnológico, a largo plazo, de las energías marinas en Costa Rica resultará de la aplicación de una serie de políticas económicas, tecnológicas y ambientales ejecutadas por los agentes con poder de decisión, por lo que la hoja de ruta debe tener como objetivo informar, apoyar y/o influenciar las decisiones de estos agentes.

Medidas Estructurales

Independientemente de que se diseñe una estrategia con objetivos bien definidos, hay un conjunto de medidas estructurales que deben ser adoptadas desde el inicio, siendo las principales:

- Dinamizar en instituciones de carácter científico (Universidades y centros de investigación) una red de investigación enfocada en el aprovechamiento energético de los recursos marinos energéticos;
- Apostar por un programa de medición de los recursos energéticos (diseño, puesta en marcha y operación) para a) monitorizar las condiciones oceanográficas y meteorológicas dominantes, b) calibración y validación de modelos numéricos de agitación y c) medir velocidades de corrientes de marea en sitios ya establecidos y velocidades de corrientes afuera de la costa.
- Obtener estimaciones realistas sobre los parámetros del oleaje en las zonas cercanas a la costa con modelos numéricos de tercera generación.
- Rehabilitación de infraestructuras (por ejemplo, puertos) dotándolas de capacidad de reparación y montaje de los equipos pesados necesario para las tecnologías renovables “offshore”; Formación de personal técnico cualificado;
- Solicitar al Gobierno reglamentación específica;
- Promover la creación de una línea específica de apoyo a las energías renovables *offshore* que tenga también en cuenta las industrias proveedoras y clientes, incluyendo la industria naval y las empresas de servicios.
- Promover el análisis de los impactos (ambientales, socioeconómicos, etc.), desde una perspectiva positiva, con especial atención al combate contra la erosión de la costa y a la sinergia con otros sectores, como en el caso de las infraestructuras portuarias o de la metalmecánica;

Se recomienda establecer una colaboración con grupos internacionales relevantes en el área de la energía de los océanos, en especial con el Acuerdo de Desarrollo de la Energía de los Océanos de la Agencia Internacional de Energía¹⁶, donde se comparten informaciones sobre diversos aspectos técnicos, ambientales y socioeconómicos y se discuten estrategias nacionales.

Finalmente llamamos la atención para el hecho de que el desarrollo de las energías renovables offshore requiere inversiones elevadas, lo que implica acceso a mecanismos de financiación que esencialmente estimulen la innovación.

Ordenación Territorial del Espacio Marítimo

¹⁶ www.ocean-energy-systems.org

Está previsto en Costa Rica la preparación de un Plan de Ordenación Territorial del Espacio Marítimo cuyo objetivo es maximizar el aprovechamiento del espacio marítimo de una forma sostenible. Se recomienda que la componente energética de los recursos marinos sea integrada en el proceso de planificación de las actividades del espacio marítimo, proponiéndose a tal efecto la creación de un grupo de reflexión en esta área.

El presente estudio de evaluación del potencial energético de los recursos marinos puede ser tomado como orientación en la elaboración del Plan de Ordenación del Espacio Marítimo, que deberá incluir:

- Identificación del valor económico, social y ecológico (actual y potencial) del aprovechamiento de los recursos marinos para fines energéticos
- Identificación de las necesidades de recursos para su desarrollo (espacios a ocupar)
- Propuesta de planificación territorial y correspondientes orientaciones de gestión
- Evaluación de conflictos entre las diversas actividades sectoriales
- Definición de los indicadores de evaluación del desarrollo sostenible de las actividades marítimas
- Programar/calendarizar las acciones que permitirán concretar las orientaciones de gestión y alcanzar los objetivos propuestos.

La gestión adaptativa comúnmente utilizada en este tipo de planificación, es muy adecuada para las energías renovables *offshore*, en fase de maduración.

10.Agradecimientos

Estoy muy agradecida por la buena colaboración del equipo de ICE (Rodrigo Rojas Morales, Rolando Portilla y Jorge Mario Montero Arguedas). También me gustaría dar las gracias a Guillermo Alvarado, Daniel Ballester, Alejandro Gutiérrez, Omar Lizano, Georges Govaere, Jorge Jiménez, Michael Schlönvoigt, Irene Canas, Roxana Badilla y Ricardo Mora por los debates y relevantes aportaciones, y en general a todos los que han aportado datos para este estudio.

11.REFERENCIAS

- Alvarado, Guillermo, Julio 2013. “Estudio preliminar de la geomorfología litoral y aspectos oceanográficos costarricenses para determinar posibles áreas de interés para explotar en un futuro la energía marina”.
- Babarit and Hals, 2011. On the maximum and actual capture width ratio of wave energy converters, Proceedings of the EWTEC 2011 Conference.
- Barron, C.N., A.B. Kara, P.J. Martin, R.C. Rhodes, and L.F. Smedstad, 2006: Formulation, implementation and examination of vertical coordinate choices in the global Navy Coastal Ocean Model (NCOM). Ocean Modelling, 11, 347-375, doi:10.1016/j.ocemod.2005.01.004.
- Blumberg, A.F., and G.L. Mellor, 1987: A description of a three-dimensional coastal ocean circulation model. In: Heaps, N. (Ed.) Three-Dimensional Coastal Ocean Models, Amer. Geophys. Union, New York, 208 pp.
- Blunden, L.S., Bahaj, A.S., Initial evaluation of tidal stream energy resources at Portland Bill, UK. Renewable Energy 31 (2006) 121–132
- Bolaños, Luis M. Murillo. Las mareas en Costa Rica. Inter Sedes. Vol. 2. (2-3, 2001) 93-108.
- Booij, N., R.C. Ris and L.H. Holthuijsen, 1999, A third-generation wave model for coastal regions, Part I, Model description and validation, J.Geoph.Research, 104, C4, 7649-7666.
- Carbon Trust. (2011). Accelerating marine energy.
- Carbon Trust, 2012. “UK wave energy resource”, AMEC Environment and Infrastructure UK Ltd.
- Cruz, J., M D Thomson, and E. Stavroulia. (2009) "Preliminary Site Selection-Chilean Marine Energy Resources." Garrad Hassan.
- Ernst & Young, & DECC. (2009). Cost of and financial support for offshore wind.
- Ernst & Young, & Black & Veatch. (2010). *Cost of and financial support for wave , tidal stream and tidal range generation in the UK.*
- Fraenkel, P.L., 2002: Power from marine currents, Proc Instn Mech Engrs Vol 216 Part A: J Power and Energy.
- Frank R. Leslie, 2002. “An Introduction to Wave and Tidal Energy, Renewable Energy in (and above) the Oceans”, Florida Institute of Technology, Department of Marine and Environmental Systems, type: powerpoint presentation
- Griffin, D. and Hemer, M., 2010 “Ocean Power for Australia– Waves, Tides and Ocean Currents”, CSIRO Wealth from Oceans National Research Flagship, Centre for Australian Weather and Climate Research, IEE Oceans.
- Hammons, T. (1997) “Tidal power”, Proceedings of the IEEE - University of Cambridge
- ICE (Proceso de Expansión Integrada del Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad), 2013. Proyecciones de la Demanda Eléctrica 2013-2035. Maio.
- IEA. (2010). *Projected Costs of Generating Electricity*. IEA.

- Kirk McClure Morton, "Tidal and Current Energy Resources in Ireland" study for Sustainable Energy Ireland, Natural Power Consultants; 2004.
- May-Collado et al. 2005, "General distribution of all cetacean sightings made from 1979-2001 in the Costa Rican Pacific EEZ".
- Martin, P.J., G. Peggion, and K.J. Yip, 1998: A comparison of several coastal ocean models. NRL Report No. NRL/FR/7322/97/9692, 96pp. [Available from NRL, Code7322, Bldg. 1009, Stennis Space Center, MS 39529-5004, USA.]
- Nobre A, Pacheco M, Jorge R, Lopes M, Gato L. 2009, "Análisis multi-criterio geo-espacial de utilización de sistema de conversión de energía de ola". *Renewable Energy*, 34, 97-111
- Pierson, W.J., Moskowitz, L., 1964. A proposed spectral form for fully developed wind sea based on the similarity theory of S. A. Kitaigorodskii. *J. Geophys. Res.* 69, 5181–5190.
- Pontes et al., 1993: Pontes, M. T.; Mollison, D.; Cavaleri, L.; Nieto, J. C.; Athanassoulis, G. A. (1993) "Wave Studies and Development of Resource Evaluation Methodology. Final Report.", DGXII Contract Nº JOUR-0132-PT(MNRE), 75pp.
- Quirós, G., Circulación del Golfo Dulce: un fiordo tropical, *Journal: Tópicos Meteorológicos y Oceanográficos*, 10 (2) 75-83, 2003
- Raventos A, Alves M, 2012. Herramienta tecno-económica para la optimización de diseño WEC: un análisis inicial sobre el impacto de los parámetros clave de diseño y los factores de coste. Simposio de la 4ª Conferencia Internacional sobre Energía del Océano, Dublín, Irlanda. 6 pp.
- RenewableUK. (2010). *Channelling the Energy*.
- Salas, E.; E. Ross Salazar & A. Arias (Eds.). 2012. Diagnóstico de áreas marinas protegidas y áreas marinas para la pesca responsable en el Pacífico costarricense. Fundación MarViva. San José, Costa Rica. 174 pp.
- Saulnier, J.-B., Clément A., Falcão A.F., Pontes M.T., Prevosto M., Ricci P., 2011. Wave groupiness and spectral bandwidth as relevant parameters for the performance assessment of wave energy converters. *Ocean Engineering* 38: 130-147.
- Vega, L., 2003. Ocean Thermal Energy Conversion Primer. *Marine Technology Society Journal*, Winter, 6(4), pp. 25-35.
- Vega, L., 1992. Economics of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC). In: R. Seymour, ed. *Ocean Energy Recovery: The State of the Art*. s.l.:American Society of Civil Engineers.
- Vennell, R. Realizing the potential of tidal currents and the efficiency of turbine farms in a channel, 2012, *Renewable Energy* 47, 95-102.
- WavEC database (2013)
- WavEC, 2004. "Potencial e Estratégia de desenvolvimento da energia das ondas em Portugal", relatório para a Direcção Geral de Geologia e Energia.
- WavEC, 2012. "GIS tool with all data from Tasks 2.2 to 2.4 integrated", Deliverable 2.4 of the EU funded project Tropos, available at: www.troposplatform.eu