



UNIVERSITA' DI PISA

Facoltà di Scienze Matematiche, Fisiche e Naturali

Corso di laurea in Scienze e Tecnologie per l'Ambiente ed il Territorio

Tesi di laurea

*STUDIO DELLE MODIFICHE INDOTTE AL MOTO ONDOSI DALLA PRESENZA
DI UN IMPIANTO EOLICO IN MARE.*

Relatore: Prof. Lorenzo Cappiotti

Candidato: Stefano Monti

ANNO ACCADEMICO 2009/2010

INDICE

SOMMARIO	1
CAPITOLO 1: Introduzione	2
1.1 Cenni al mercato energetico mondiale e nazionale	2
1.2 Cenni alle fonti energetiche rinnovabili	2
1.3 Energia eolica	8
1.3.1 Eolico offshore.....	9
CAPITOLO 2: Layout di un aerogeneratore e di un campo eolico	13
2.1 Struttura del generatore eolico	13
2.1.1 Turbina	14
2.1.2 Torri e Fondazioni.....	16
2.2 Struttura di un parco eolico	23
2.3.1 Danimarca	24
2.3.2 Olanda	25
2.3.3 Svezia	26
2.3.4 Gran Bretagna.....	27
2.3.5 Belgio.....	28
2.3.6 Germania	29
2.3.7 Irlanda	29
CAPITOLO 3: Inquadramento geomorfologico dell'area di studio	30
3.1 Caratteristiche geotecniche del fondale	30
3.2 Il regime dei venti	35
3.3 Il regime del moto ondoso	37
3.4 Scelta della torre e dell'impianto pilota	40
3.4.1 Torre pilota.....	40
3.4.2 Impianto pilota.....	42
CAPITOLO 4: Materiali e Metodi	45
4.1 Cenni di modellistica numerica	45
4.2 Descrizione dei modelli numerici utilizzati	45
4.2.1 Creazione della batimetria digitale	46
4.2.2 Modulo ellittico mild-slope (EMS).....	48
4.2.3 Modulo idrodinamico (HD).....	56
4.2.4 Modulo Trasporto di Sedimenti (ST)	58

CAPITOLO 5: Risultati e discussione dati	62
5.1 Risultati simulazioni con singola torre.....	62
5.1.1 Modulo Ellittico (EMS).....	62
5.1.2 Modulo idrodinamico (HD).....	77
5.1.3 Modulo trasporto dei sedimenti (ST).....	87
5.2 Risultati simulazioni parco su batimetria ideale	91
5.2.1 Modulo Ellittico (EMS).....	91
5.2.2 Modulo idrodinamico (HD).....	100
5.2.3 Modulo trasporto dei sedimenti (ST).....	110
5.3 Risultati simulazioni parco su batimetria reale.....	114
5.3.1 Modulo Ellittico (EMS).....	114
5.3.2 Modulo idrodinamico (HD).....	116
5.3.3 Modulo trasporto dei sedimenti (ST).....	118
CONCLUSIONI	121
ALLEGATO I	124
INDICE DELLE FIGURE.....	128
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	131

SOMMARIO

La tesi analizza prevalentemente l'interazione tra un campo di moto ondoso ed un impianto eolico offshore attraverso l'applicazione di modelli numerici bidimensionali del pacchetto software noto come Mike21 (www.mikebydhi.com). Dopo un'introduzione in cui viene delineata l'incidenza delle diverse fonti energetiche sull'offerta mondiale di energia, l'attenzione viene focalizzata sulle energie rinnovabili, ed in particolare sull'eolico offshore, di cui vengono messi in evidenza i principali vantaggi e le maggiori criticità. Posto che l'interazione con le dinamiche marine si esplica principalmente come variazione del moto ondoso per effetto della presenza delle strutture di fondazione e delle torri che sostengono le turbine, ampia rilevanza è stata attribuita all'analisi delle caratteristiche tecnico-strutturali. In particolare è stata fatta una revisione delle caratteristiche dei singoli aerogeneratori, classificando le fondazioni in base al tipo di fondale (sabbioso/roccioso) ed alla profondità a cui vengono installate, ed uno studio delle possibili geometrie del parco eolico (*wind farm*), i cui *layout* variano in funzione del regime anemometrico che caratterizza l'area di interesse. Un'attenta analisi dei requisiti necessari e delle precauzioni da mettere in atto per la realizzazione di un impianto eolico offshore, effettuata attraverso la comparazione fra le peculiarità dei diversi parchi eolici esistenti in Europa, è stata utilizzata per ipotizzare lungo la costa toscana, nei pressi delle Secche di Vada, una possibile localizzazione dell'impianto da realizzare.

La parte sperimentale della tesi ha riguardato l'applicazione del modello di simulazione numerica Mike21, in particolare i moduli EMS (*Elliptic Mild-Slope Module*) per la propagazione del moto ondoso, HD (*Hydrodynamic Module*) per la simulazione delle correnti indotte e ST (*Sediment Transport Module*) per le dinamiche sedimentarie alle seguenti tre tipologie di situazioni. La prima parte dello studio mediante simulazione numerica ha avuto come obiettivo la comprensione delle alterazioni al campo di moto ondoso, delle correnti indotte e del trasporto di sedimenti per effetto dell'interazione con una singola torre eolica. Successivamente sono stati studiati gli stessi fenomeni in presenza di un impianto pilota idealizzato composto da due file da sei aerogeneratori. La parte finale dello studio è consistita nella simulazione di un impianto ipotetico localizzato alle Secche di Vada. Nel caso degli scenari idealizzati sono state condotte numerose simulazioni per apprendere l'influenza di numerosi parametri del modello numerico e delle condizioni al contorno sui processi fisici sotto esame, al fine di determinare le impostazioni ottimali per la conduzione di questo lavoro. Per tutti gli scenari studiati è stato simulato anche il caso di assenza di strutture, da utilizzare come riferimento nelle analisi dei risultati volte a mettere in luce le alterazioni apportate dalle torri eoliche.

CAPITOLO 1: Introduzione

1.1 Cenni al mercato energetico mondiale e nazionale

Le fonti energetiche attualmente più utilizzate sono le fonti non rinnovabili, tra cui dobbiamo annoverare in particolare i combustibili fossili come petrolio, carbone e gas naturale, e i combustibili nucleari necessari per la fissione come l'uranio. La disponibilità di queste fonti è oggi ancora rilevante e di conseguenza il costo risulta relativamente basso. Tuttavia, per definizione stessa di energia non rinnovabile, esse sono associate a riserve esauribili, e dato il consumo attuale di energia e il trend di crescita, l'incertezza riguardo la loro disponibilità futura potrebbe provocare una crescita del loro prezzo.

L'incidenza delle diverse fonti energetiche sull'offerta mondiale totale di energia primaria nel 2007, equivalente a 12026 MTOE (il TOE rappresenta la quantità di energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo e vale circa 42 GJ), è stata del 34% per il petrolio, del 26,4% per il carbone, del 20,9% per il gas naturale, del 5,9% per l'energia nucleare e del 12,4% per le fonti energetiche rinnovabili (ENEA, 2010) (Fig. 1).

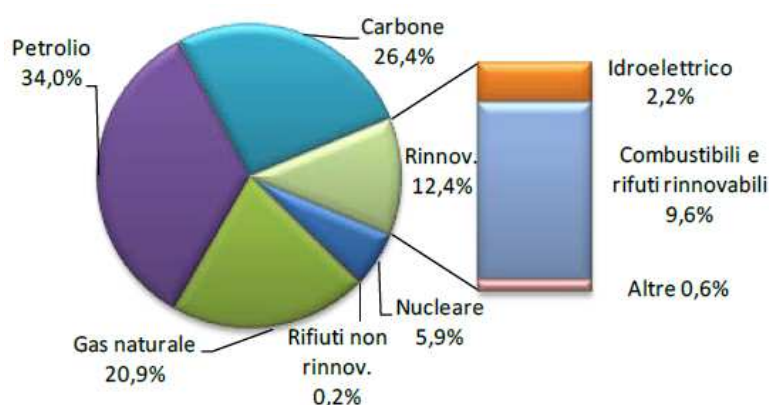


Fig. 1 - Offerta mondiale di energia primaria totale nel 2007: quote per fonte (ENEA, 2010).

1.2 Cenni alle fonti energetiche rinnovabili

Vengono definite rinnovabili quelle fonti energetiche che, a differenza dei combustibili fossili e nucleari, il pianeta fornisce senza alterare i propri bilanci energetici e senza intaccare le risorse (Pallabazzer, 2004).

Proprietà primaria di queste fonti è il carattere rinnovabile, possiedono però altre prerogative importanti, non tutte favorevoli, che le caratterizzano. Una di queste è la concentrazione, ossia l'ammontare di energia che può essere resa disponibile per metro quadrato di macchina. L'energia solare e quella eolica sono fonti a bassissima concentrazione: l'energia eolica difficilmente raggiunge i 2 kW/m² mentre il flusso energetico solare è mediamente di soli 220 W/m². L'energia

idraulica ha invece una concentrazione molto maggiore, che può raggiungere i 5 MW/m² di macchina. Tuttavia tale merito si ottiene a spese di impianti come dighe e condotte, di elevato ingombro e costo, e comunque risulta disponibile solo dove esistano corsi d'acqua.

Un'altra proprietà rilevante è connessa all'inquinamento: le fonti rinnovabili, fatta eccezione per i biocombustibili, non producono inquinamento né chimico né termico (non alterano i bilanci energetici planetari). Il problema dell'inquinamento termico, effetto dell'energia rilasciata dalle combustioni, viene spesso sottovalutato rispetto a quello dell'effetto serra, di origine chimica; si calcola invece che la produzione termica attuale abbia determinato un aumento di 0.5°C della temperatura media del pianeta (13°C) e che, al ritmo di crescita attuale, in un secolo porterà ad un ulteriore incremento di 1°C (*Pallabazzer, 2004*).

Altre caratteristiche delle fonti rinnovabili sono la non accumulabilità e la irregolarità, che ne costituiscono un limite ai fini dell'uso industriale. Delle fonti rinnovabili è accumulabile solo l'energia idraulica (bacini), conseguita però con alti costi; energia solare ed eolica non sono accumulabili, vanno usate quando ci sono, al massimo se ne può accumulare il prodotto elettrico. Ciò implica l'impossibilità con queste fonti rinnovabili di far fronte direttamente alla variazione (diurna, stagionale ed occasionale) della domanda. Per quanto riguarda la regolarità, anche in questo caso è prerogativa dell'energia idraulica, assicurata dall'accumulo entro bacini, mentre sia l'energia solare che quella eolica sono variabili: quella solare in maniera approssimativamente periodica (notte-giorno o stagioni), quella eolica in maniera del tutto irregolare e spesso imprevedibile. A differenza delle fonti rinnovabili, quelle chimiche e nucleari sono facilmente accumulabili ed utilizzabili con la regolarità richiesta; inoltre, essendo accumulabili sono anche trasportabili, commerciabili ed esportabili: proprio questi caratteri spiegano perché lo sviluppo industriale è avvenuto completamente a carico delle fonti fossili.

Nel 2007 le fonti energetiche rinnovabili hanno consentito di produrre globalmente 1492 MTOE di energia primaria, di cui la quota più grande derivante dall'uso di biomassa solida, pari al 9,6% dell'offerta mondiale ed al 77,3% del totale da rinnovabili. Un tempo questa risorsa era, a parte la forza umana ed animale, l'unica fonte energetica utilizzata, pertanto il rapporto tra le non rinnovabili e le rinnovabili era praticamente zero. Oggi tale rapporto assume un valore molto più elevato perché lo sviluppo della società non sarebbe stato possibile con l'utilizzo delle sole fonti rinnovabili. L'idroelettrico e la geotermia sono rispettivamente la seconda e la terza fonte energetica di tipo rinnovabile in termini di apporto energetico, con quote nel 2007 rispettivamente di 2,2% e 0,4% dell'offerta mondiale totale di energia primaria e di 17,7% e 3,3% dell'intera offerta da fonti rinnovabili. Il solare, l'eolico e l'energia mareomotrice incidono sul totale dell'offerta di energia

primaria globale con una quota pari a 0,2% ed una pari a 1,6% su quella costituita dalle sole rinnovabili (GSE, 2008).

L'energia eolica, che l'umanità ha sfruttato fin dall'antichità, nonostante gli attuali livelli di produzione ancora ridotti, ha avuto dal 1990 al 2007 un tasso medio annuo di crescita dell'offerta pari al 25%, mostrando il più forte scostamento rispetto a quello di crescita media annua dell'offerta mondiale di energia primaria da fonti rinnovabili nello stesso periodo, che è invece pari ad 1,7% (ENEA, 2010) (Fig. 2).

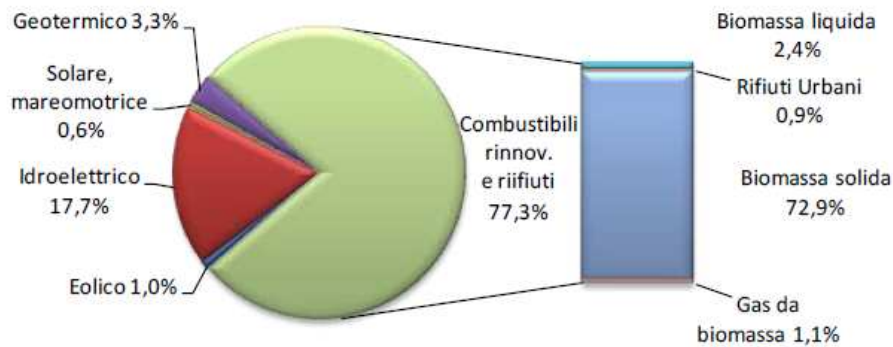


Fig. 2 - Offerta mondiale di energia da fonti rinnovabili nel 2007: quote per fonte (ENEA, 2010).

Seguono il segmento composto da biomassa liquida, rifiuti urbani e biogas e quello composto da solare fotovoltaico e solare termico, con tassi di crescita media annua dal 1990 al 2007 pari rispettivamente a 10,4% ed a 9,8%. Il settore geotermico e quello idroelettrico mostrano invece dei tassi di crescita media annua più ridotti ed equivalenti rispettivamente a 2,2% ed a 2,1%. La biomassa solida, finora la principale fonte di tipo rinnovabile per la produzione di energia primaria, mostra nel periodo considerato un tasso di crescita medio annuo pari ad 1,2%, inferiore a quello medio annuo di crescita dell'offerta di energia primaria da rinnovabili ed anche il più basso tra tutte le fonti considerate (ENEA, 2010).

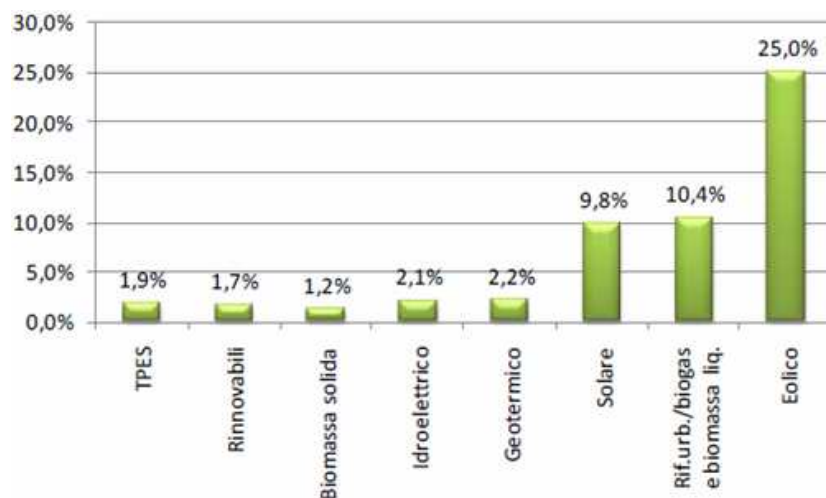


Fig. 3 - Tassi di crescita medi annui dell'offerta mondiale di energia da rinnovabili e non. 1990-2007 (ENEA, 2010).

Nel complesso la crescita delle fonti energetiche rinnovabili dal 1990 al 2007 è avvenuta ad un tasso medio annuo (1,7%) di poco al di sotto di quello dell'offerta mondiale di energia primaria (1,9%, barra TPES) (Fig. 3).

In Italia nel 2009 si è registrata una produzione netta da fonti rinnovabili di 66016 GWh con un aumento di circa il 13% rispetto al 2008. Esaminando l'andamento della produzione totale da fonte rinnovabile negli ultimi 12 anni, si osserva che essa è largamente influenzata dalla variabilità della produzione da fonte idroelettrica, caratterizzata da una forte fluttuazione con un massimo di 46810 GWh nel 2001 ed un minimo di 32815 GWh nel 2007. La geotermia mostra invece un contributo relativamente costante nel periodo considerato, con valori di 4000-5500 GWh. Per quanto riguarda le altre rinnovabili, si evidenzia negli ultimi anni il buon incremento delle biomasse e del solare, sebbene quest'ultimo rappresenti una piccola percentuale della produzione totale, e la sorprendente crescita della produzione eolica, che nel 2008 ha raggiunto una quota di 4861 GWh (GSE, 2008) (Fig. 4).

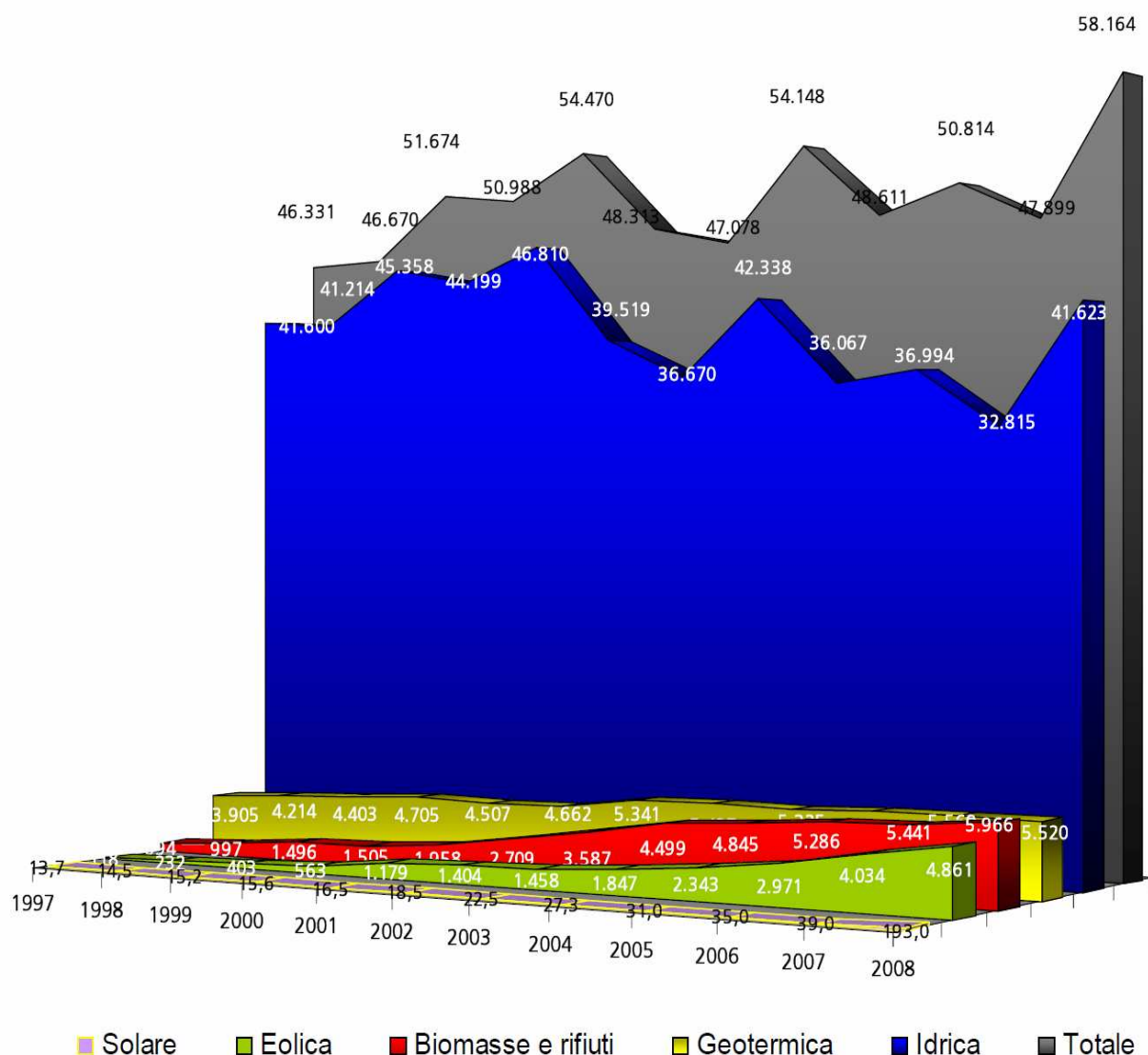


Fig. 4 - Andamento della produzione lorda da fonte rinnovabile in Italia dal 1997 al 2008 (GWh) (GSE, 2008).

La differenza è piuttosto netta tra le regioni dell'Italia settentrionale ed il resto delle regioni peninsulari ed insulari. In particolare si segnalano le alte quote della Lombardia e del Trentino, a cui fanno seguito Toscana e Piemonte. L'Italia centrale presenta un quadro abbastanza omogeneo: i valori sono simili ed inferiori al 3%. Tra le regioni meridionali è la Puglia a spiccare sulle altre con il 3,7%. Sicilia e Sardegna mostrano valori affini, rispettivamente del 2,1% e del 1,8% (Fig. 5).

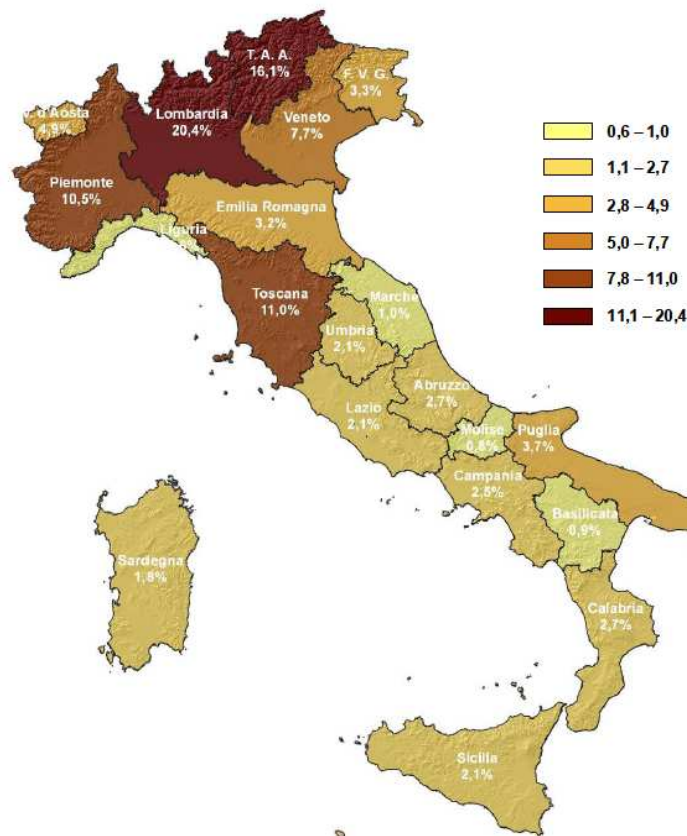


Fig. 5 - Distribuzione regionale percentuale della produzione rinnovabile totale (GSE, 2008).

Per quanto riguarda le differenti fonti rinnovabili, la produzione idrica presenta valori elevati nelle regioni settentrionali, come la Lombardia (25.2%) e bassi o nulli nelle regioni meridionali ed insulari (Fig. 6). Tendenza opposta rivela invece la produzione eolica, che mostra indici molto elevati nelle regioni meridionali e nelle isole, mentre nelle regioni settentrionali i valori sono molto bassi o assenti. Tra le regioni del Nord le maggiori potenze installate si registrano in Trentino ed in Liguria. La Puglia detiene il primato di produzione nazionale, superando quota 27% ed assieme alla Sicilia fanno registrare quasi il 50% di produzione eolica in Italia. Seguono la Campania e la Sardegna con quote rispettivamente del 20.4% e del 12.7% (Fig. 6). La distribuzione regionale della produzione solare presenta valori elevati ed abbastanza omogenei in alcune regioni settentrionali: Lombardia (10.5%), Trentino (10.0%) ed Emilia Romagna (9.1%). Nell'Italia Centrale primeggiano l'Umbria e le Marche con rispettivamente il 5.3% ed il 5.1%. Nelle regioni meridionali e nelle isole, la Puglia detiene il primato nazionale con il 12.3%, seguita dalla Sicilia con il 5.5% (GSE, 2008) (Fig. 6).

La produzione da biomasse mostra, in Italia settentrionale, una omogenea diffusione e tra le regioni prevale l'Emilia Romagna con il 13,3%. In Italia centrale solo l'Umbria con il 3,7 % ne fa utilizzo, mentre nelle altre regioni non se ne fa impiego. Tra le regioni meridionali si distinguono la Calabria e la Puglia, con rispettivamente il 26,4% ed il 24,8%, che sono, tra l'altro, quelle con le quote più elevate a livello nazionale. La Sardegna si attesta su una produzione del 4,7%, mentre la Sicilia presenta un valore nullo (GSE, 2008) (Fig. 6).

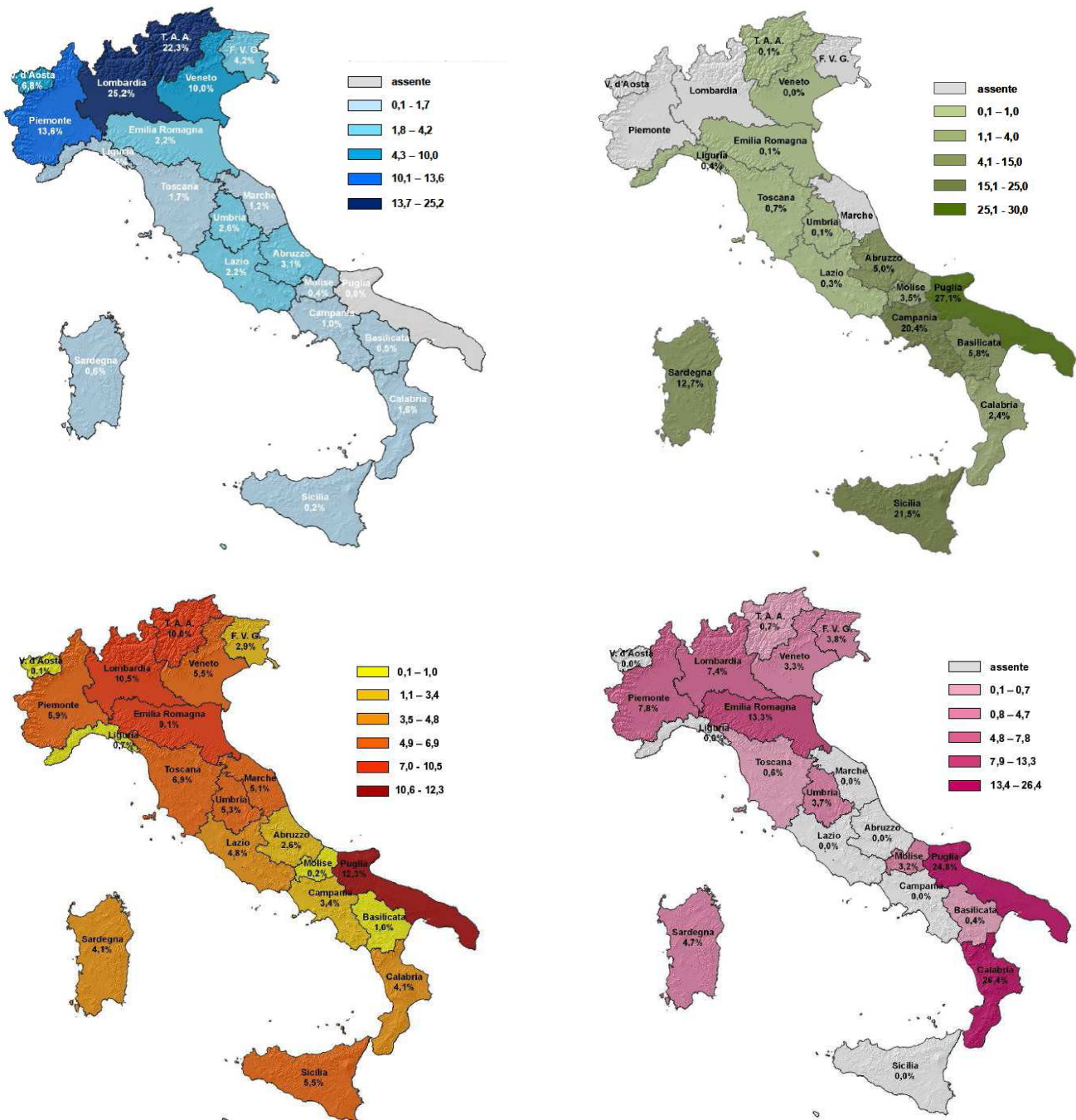


Fig. 6 - Distribuzione regionale percentuale della produzione idrica, eolica, fotovoltaica e da biomasse (GSE, 2008).

1.3 Energia eolica

L'energia eolica è il prodotto della conversione dell'energia cinetica del vento in altre forme di energia, elettrica o meccanica. Oggi viene per lo più convertita in energia elettrica tramite una centrale eolica, mentre in passato l'energia del vento veniva utilizzata immediatamente sul posto come energia motrice per applicazioni industriali e preindustriali come, ad esempio, nei mulini a vento.

In Europa sono stati installati nel 2009 complessivamente 10102.1 MW di nuova potenza eolica, di cui 9739.1 MW in Paesi dell'Unione Europea e 363 MW nel resto del continente. Questo ha permesso di raggiungere una capacità eolica cumulata totale in Europa alla fine del 2009 di 76185,2 MW, di cui 74800,2 MW nell'UE, con un incremento percentuale di circa il 13% rispetto al 2008.

La Germania e la Spagna rappresentano i due principali produttori con un livello di installazioni annue rispettivamente di 1916.8 MW e 2459.4 MW. Questi due Paesi sono anche il primo ed il secondo Paese dell'UE in termini di potenza cumulata alla fine del 2009, rispettivamente con 25777 MW e 19148.8 MW, ed insieme rappresentano una quota del 60% circa della potenza totale installata in UE (EWEA, 2010) (Fig. 7).



Fig. 7 – Potenza eolica installata in Europa alla fine del 2009. (EWEA, 2010).

In Italia gli impianti eolici installati alla fine del 2009 erano 294 per una potenza complessiva di 4898 MW, valore che qualifica il nostro Paese come la terza nazione dell'UE sia per dimensioni di mercato che per potenza totale. Rispetto all'anno precedente sono stati installati 52 nuovi impianti con una variazione complessiva della potenza pari a 1360 MW, +38,5% rispetto al 2008 (ENEA, 2010).

La nazione con la maggiore capacità installata ogni 1000 abitanti è la Danimarca con 627.5 kW, seguita da Spagna e Portogallo rispettivamente con 415.5 kW e 332.3 kW. La produzione totale di energia elettrica d'origine eolica prodotta in Paesi UE nel 2009 è aumentata dell'8,6% se confrontata con quella del 2008 (118.4 TWh) ed è pari a 128.5 TWh (ENEA, 2010).

1.3.1 Eolico offshore

L'Europa conta, alla fine del 2009, un totale di 828 turbine eoliche *offshore* ripartite in 38 parchi distribuiti in nove paesi e collegate alla rete per complessivi 2056 MW (Allegato 1). L'incremento più significativo si è registrato nel triennio 2007-2009, con più di 350 MW/anno installati, preceduto invece da un periodo in cui annualmente la potenza installata era circa 100 MW/anno (EWEA, 2010) (Fig. 8)

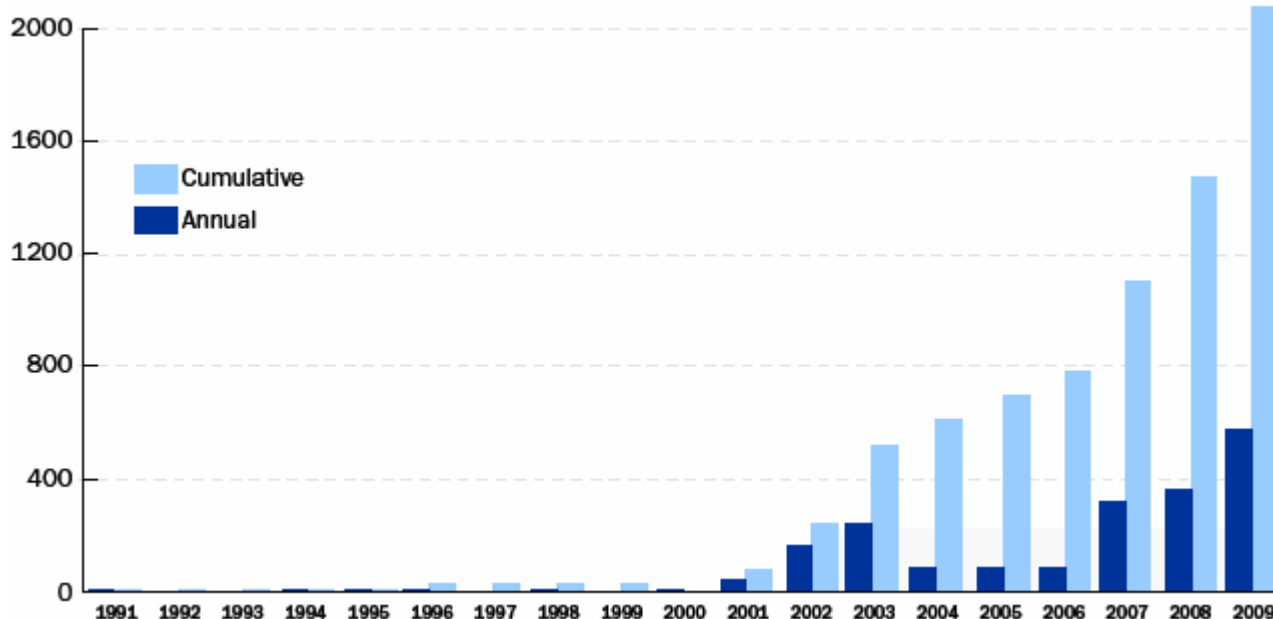


Fig. 8 – Capacità installata (in MW) negli impianti eolici *offshore* europei (1991-2009) (EWEA, 2010).

La nazione che conta la maggiore potenza installata è la Gran Bretagna con 882,8 MW, seguita dalla Danimarca con 639,15 MW, che insieme costituiscono il 74% di tutte le installazioni *offshore* europee. Seguono l'Olanda (246,8 MW) e la Svezia (163,65 MW) (Fig. 9). In Italia invece non sono ancora stati installati parchi eolici *offshore*, ma dalla fine del 2009 è in costruzione un impianto

galleggiante in acque profonde a largo di Tricase (LE), nel Canale d'Otranto (Fraccalvieri, Fraccalvieri, 2009).

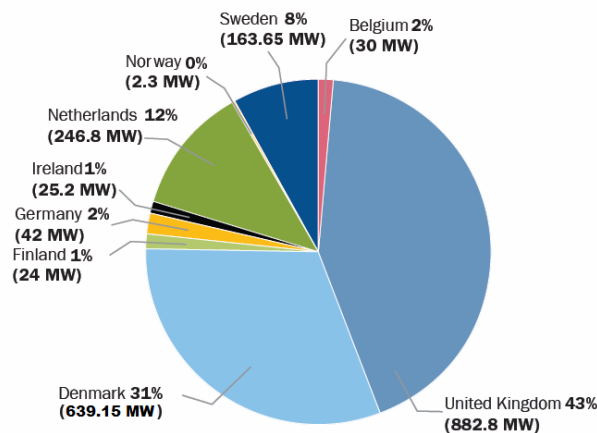


Fig. 9 – Capacità cumulativa installata (in MW) alla fine del 2009 in Europa (EWEA, 2010).

I vantaggi della collocazione del parco eolico *offshore* rispetto a quella *onshore* sono notevoli, sia in termini ambientali che di inserimento territoriale. In molti Paesi europei infatti le condizioni geografiche e la centralizzazione della popolazione non consentono la costruzione di grandi impianti eolici su terraferma, pertanto l'ubicazione nella zona *offshore*, dove esistono grandi spazi utilizzabili, consente di superare tali problematiche.

Inoltre, poiché gli aerogeneratori sono strutture che si sviluppano in altezza e di conseguenza la loro percezione, dal punto di vista visivo, risulta elevata anche a grandi distanze, una collocazione lontana dalla costa può ridurre notevolmente questo tipo di impatto. Uno dei metodi utilizzati per valutare l'andamento della sensibilità visiva considera una distanza di riferimento D fra l'osservatore e l'aerogeneratore, in funzione della quale vengono valutate le altezze della torre percepite da osservatori posti a distanze crescenti. Tale altezza H risulta dipendente dall'angolo α secondo la relazione (Tornese et al., 2009) (Fig. 10):

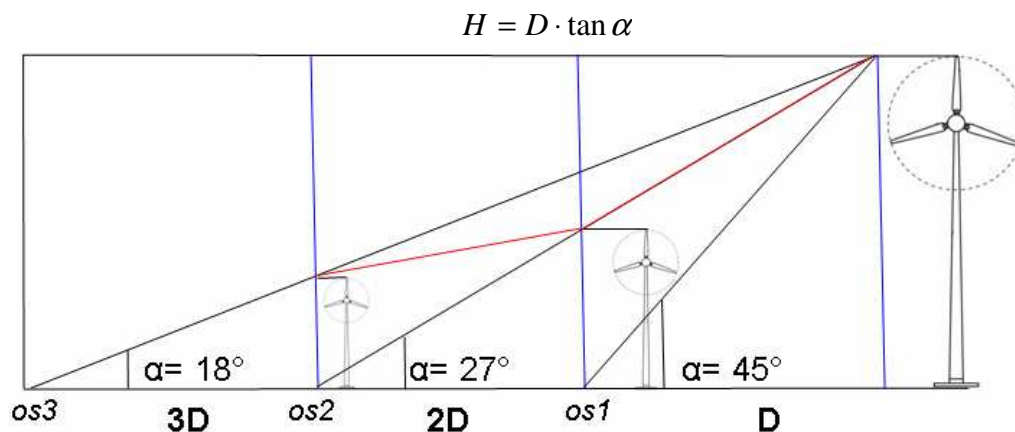


Fig. 10 – Schema di valutazione della percezione visiva.

Sulla base del comune senso di valutazione, è possibile esprimere un commento qualitativo sulla sensazione visiva al variare della distanza, definendo un giudizio di percezione, schematizzato nella seguente tabella (Fig. 11).

Distanza (D/H _T)	Angolo α	Altezza percepita (H/H _T)	Giudizio sulla altezza percepita
1	45°	1	<i>Alta</i> , si percepisce tutta l'altezza
2	26,6°	0,500	<i>Alta</i> , si percepisce dalla metà a un quarto dell'altezza della struttura
4	14,0°	0,25	
6	9,5°	0,167	<i>Medio alta</i> , si percepisce da un quarto a un ottavo dell'altezza della struttura
8	7,1°	0,125	
10	5,7°	0,100	<i>Media</i> , si percepisce da un ottavo a un ventesimo dell'altezza della struttura
20	2,9°	0,05	
25	2,3°	0,04	<i>Medio bassa</i> , si percepisce da 1/20 fino ad 1/40 della struttura
30	1,9°	0,0333	
40	1,43°	0,025	
50	1,1°	0,02	<i>Bassa</i> , si percepisce da 1/40 fino ad 1/80 della struttura
80	0,7°	0,0125	
100	0,6°	0,010	<i>Molto bassa</i> , si percepisce da 1/80 fino ad una altezza praticamente nulla
200	0,3°	0,005	

Fig. 11 – Altezza percepita in funzione della distanza di osservazione.

Le considerazioni sopra riportate si riferiscono alla percezione visiva di un'unica turbina, mentre per valutare la complessiva sensazione panoramica di un parco eolico composto da più turbine è necessario considerare l'effetto di insieme, che oltre a dipendere dall'altezza e dalla distanza delle turbine, è influenzato dal numero degli elementi visibili dal singolo punto di osservazione rispetto al totale degli elementi inseriti nel progetto. La visibilità, oltre che dipendere fortemente dal punto di osservazione e dalla distanza, è funzione delle condizioni di luce presenti al momento della valutazione (*Bishop, Miller, 2006*) (Fig. 12). Poiché già a distanze superiori a 5 km dalla costa anche l'impatto acustico risulta molto attenuato, è possibile la costruzione di turbine di maggiori dimensioni, con conseguente aumento della capacità installata (in termini di MW). La minore attenzione che deve essere dedicata alla riduzione delle emissioni acustiche, comporta una diminuzione dei costi per le turbine.

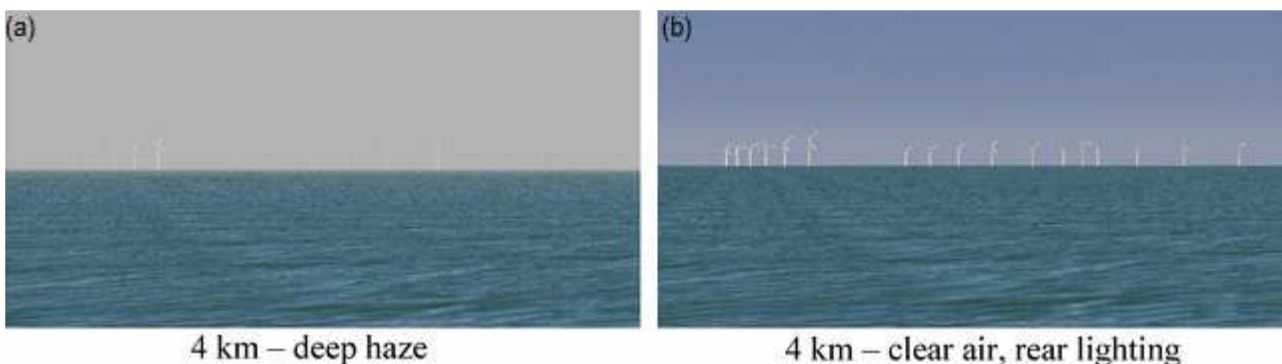


Fig. 12 – Visibilità di un impianto eolico *offshore* con (a) foschia intensa e (b) cielo terso (*Bishop, Miller, 2006*).

Un altro aspetto positivo dell'eolico *offshore* riguarda le caratteristiche del vento, che sopra la superficie marina risulta di intensità maggiore, più uniforme e meno turbolento rispetto alla terraferma. Già ad una distanza di 10 km dalla costa si rileva un aumento della velocità di circa il 20%, dovuto alla bassa rugosità delle superfici marine e allo scambio termico, che rende maggiore il movimento di masse di aria nelle zone costiere.

Per quanto riguarda i possibili impatti sulla matrice biotica, basandosi sulle esperienze danesi, paese in cui il Ministero dell'Ambiente ha richiesto una serie di studi dettagliati sull'interazione degli impianti realizzati con la fauna e la flora, si nota come la natura si adatti e colonizzi dopo breve tempo la parte sommersa delle installazioni, in alcuni casi ripopolando la zona di alcune specie. La fauna mammifera marina è risultata invece influenzata in modo significativo dai rumori emessi in fase di costruzione, sono pertanto richieste opportune misure atte a ridurre i livelli di disturbo. In fase di esercizio invece, studi mirati a verificare le diverse tipologie di risposte dei mammiferi marini ai rumori artificiali, indicano che per la maggior parte di essi c'è stato una sorta di adeguamento alle frequenze indotte (*Richardson et al., 1995*). La fauna marina non mammifera è meno sensibile a questo genere di disturbo. In tutti i casi analizzati non si è comunque riscontrato nel tempo alcun genere di spopolamento delle specie, anzi le zone dell'installazione sono divenute, grazie al proliferare degli altri elementi della catena alimentare, vere e proprie riserve di pesca.

Le analisi e gli studi effettuati sull'avifauna hanno riscontrato minime modifiche alla vita e alle abitudini dei volatili, in particolar modo nei casi in cui si è posta la massima attenzione sin dall'inizio alla minimizzazione delle possibili interazioni con le turbine (modifiche di layout in funzione delle traiettorie, distanza dai percorsi migratori frequenti) (*Percival, 2001*).

Gli aspetti negativi riguardano soprattutto gli alti costi di realizzazione, dovuti essenzialmente al costo delle fondazioni marine, alle spese per i collegamenti elettrici con la terraferma e alla difficoltà di raggiungere le turbine per la manutenzione ordinaria. Al fine di rendere più evidente questo aspetto è opportuno ricordare che per il campo eolico *offshore* di Tunø Knob in Danimarca, il costo totale per ogni turbina eolica è stato pari a 1,035 milioni di Euro, dove le fondazioni contribuiscono per circa il 23% (238000 Euro) e la connessione elettrica per il 14% (145000 di Euro). Per il parco eolico *offshore* di Bockstigen in Svezia il costo totale è stato invece di circa 4,7 milioni di Euro e il costo di installazione per kWh è stato pari a 0,57 Euro/kWh, che è circa il 15-20% più elevato di un parco eolico *onshore* di pari capacità.

La severità delle condizioni ambientali, inoltre, comporta problemi connessi alla corrosione marina, alla stabilità dell'efficacia dei lubrificanti ed a sforzi e sollecitazioni a cui gli impianti sono sottoposti dal moto ondoso.

CAPITOLO 2: Layout di un aerogeneratore e di un campo eolico

2.1 Struttura del generatore eolico

Nel presente paragrafo viene riportata solo una schematica descrizione delle turbine eoliche al fine di rendere più chiari alcuni concetti che verranno richiamati nel corso della tesi.

Tutte le turbine eoliche per la produzione di energia elettrica presentano un *layout* costruttivo comune (Fig. 13), in quanto sono composte da un rotore costituito dalle pale (*blades*) che ruotano rispetto ad un asse orizzontale (*HAWT: horizontal axis wind turbine*), solidali al mozzo (*hub*), il quale è connesso ad un primo albero (*main shaft*), o albero lento, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore (Fig. 15).

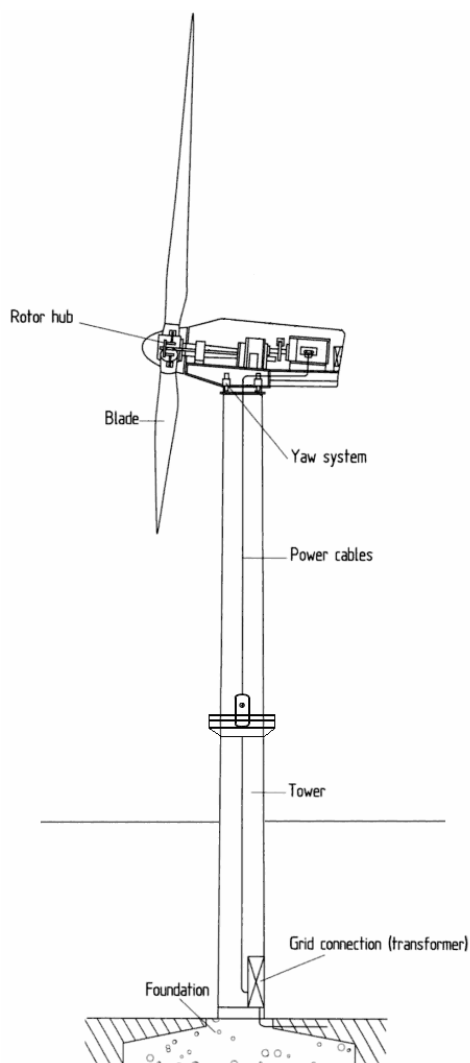


Fig. 13 – Schema generale di un generatore eolico

L'albero lento è collegato ad un moltiplicatore di giri (*gearbox*), da cui si diparte un albero veloce (*drive shaft*) che ruota con velocità angolare data dal prodotto fra la velocità dell'albero lento

ed il rapporto di moltiplicazione. Sull'albero veloce è posto un freno (*brake*) a valle del quale c'è il generatore elettrico (*generator*). Nella maggior parte delle macchine odierne, tutti i componenti indicati, ad eccezione delle pale, sono ubicati in una cabina detta navicella (*nacelle*) la quale, a sua volta, è posizionata su un cuscinetto (*yaw ring*) orientabile che consente di massimizzare il rendimento della stessa al variare delle differenti velocità e direzioni del vento. L'intera navicella è posta sulla sommità della struttura di supporto, composta dalla torre e dalle fondazioni.

La più comune configurazione di turbina eolica è quella col rotore a tre pale, sebbene in passato siano stati impiegati rotor a due pale o ad una pala con contrappeso.

2.1.1 Turbina

Tutte le pale con rotore ad asse orizzontale hanno un profilo ottimizzato per estrarre energia dal vento. Da un punto di vista costruttivo le pale possono essere fabbricate con vari materiali, prevalentemente compositi, o materiali plastici rinforzati, tipo fibre di un materiale rigido come legno, vetro o carbonio, legate da resine epossidiche o di poliestere (Fig. 14). Il materiale più utilizzato ad oggi è la resina rinforzata con fibra di vetro (*pre-preg*), largamente impiegata anche in altre industrie come la cantieristica navale perchè associa un basso peso specifico, una buona resistenza a fatica ed un completo isolamento elettrico, che previene il rischio di fulminazione.

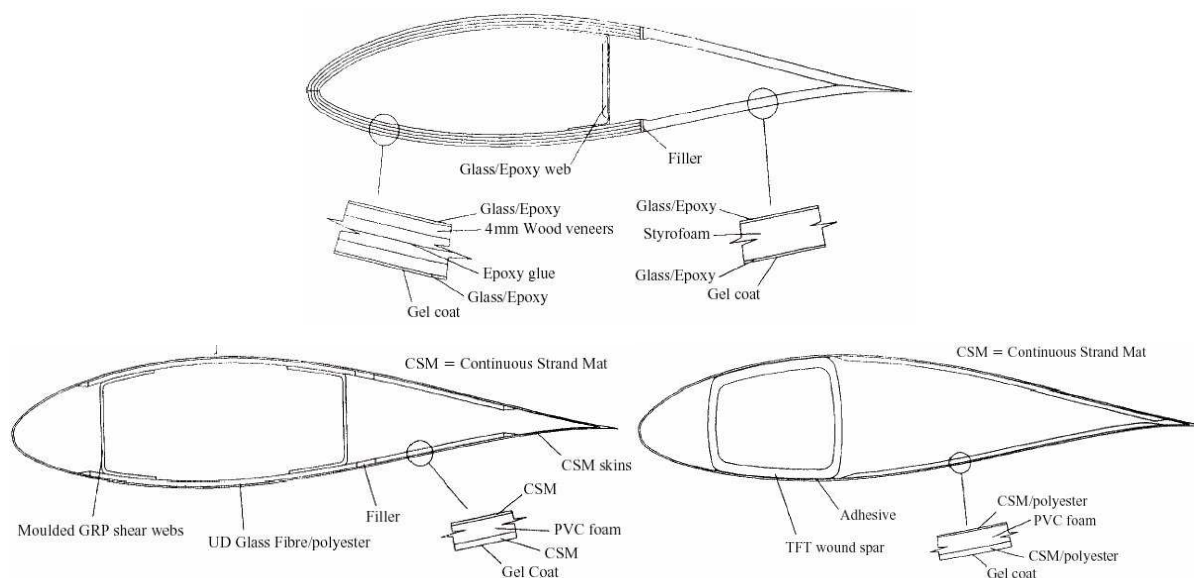


Fig. 14 – Tipi di pale eoliche

Il numero di pale presenti in una turbina eolica è legato al fatto che, per una determinata velocità di rotazione, c'è un valore ottimale di area ricoperta dalle pale installate, e tre pale consentono, a fronte di un maggior costo di fabbricazione rispetto alla soluzione con due, un incremento dell'efficienza di circa il 2-3%.

Il mozzo delle pale serve per connettere il rotore all'albero di trasmissione principale ed è un organo particolarmente sollecitato in quanto su di esso gravano tutti i carichi trasmessi dalle pale. Per questo è di solito fatto in acciaio, ed è uno degli elementi più rigidi e resistenti dell'intera struttura.

Gli organi di trasmissione servono per connettere il rotore che gira a basse velocità (tipicamente comprese tra i 10 e i 20 giri al minuto) al generatore elettrico, il quale gira a velocità molto più elevate. Tramite una serie di rotismi si cambia il rapporto di trasmissione e si raggiungono le velocità angolari tipiche del funzionamento dei generatori sincroni o asincroni (Fig. 15).

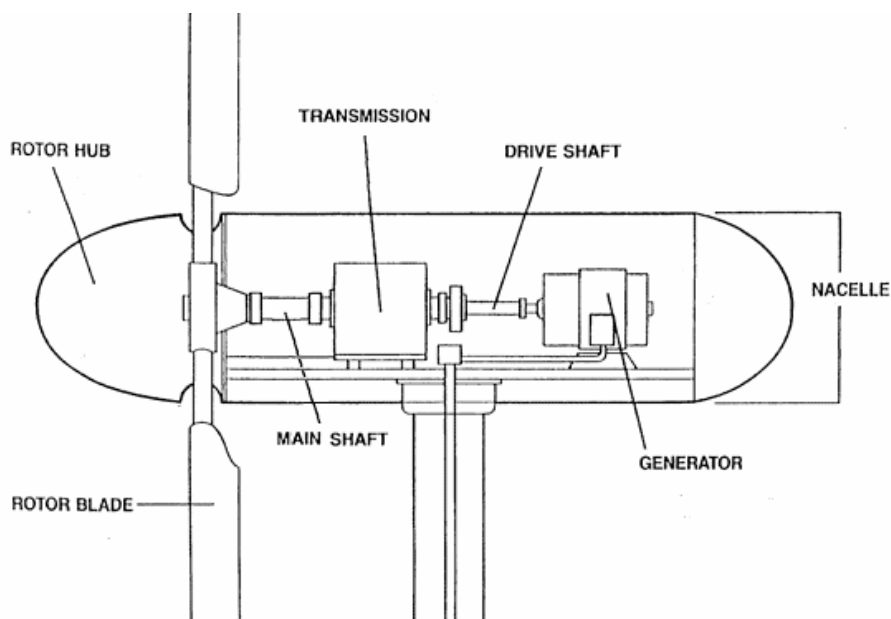


Fig. 15 – Componenti principali di una turbina eolica ad asse orizzontale.

Poiché la potenza generata dal vento è proporzionale al cubo della sua velocità, nel caso in cui quest'ultima sia troppo alta, è necessario un sistema frenante che regoli il rotore e che funzioni anche in situazioni di emergenza. Solitamente vengono installati due sistemi frenanti, il freno aerodinamico e quello meccanico. Il primo entra in funzione quando la velocità del vento è troppo elevata e determina un cambiamento dell'inclinazione delle pale, riducendo la portanza del vento. Il secondo sistema invece è solitamente un freno meccanico a disco e serve per bloccare totalmente l'albero in caso di guasto o di emergenza.

Le prime turbine eoliche per l'utilizzo *offshore* avevano potenze inferiori a 1 MW, tipiche dei parchi eolici *onshore*. Attualmente le industrie Vestas (www.vestas.com) con i modelli V80 2 MW e V90 3 MW e Siemens (www.energy.siemens.com) con i modelli 2.3 MW e 3.6 MW, rappresentano i fornitori principali in termini di numero di turbine installate (88,7%). Queste turbine sono specifiche per applicazioni in mare aperto ed hanno rotori di diametro compreso tra 80 e 107 m, (Fig. 16).

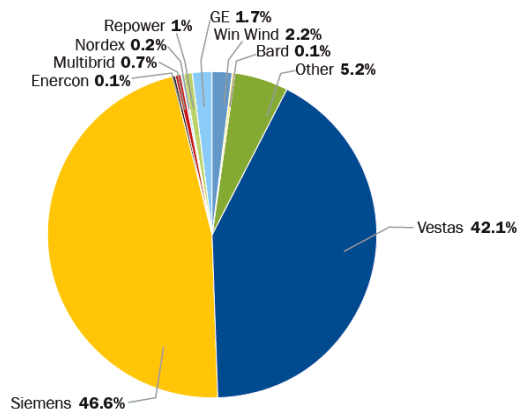


Fig. 16 – Percentuali del numero di turbine installate in base all'industria produttrice (EWEA, 2010).

Le turbine della BARD Engineering, Multibrind e REpower, che rappresentano solo una piccola percentuale del mercato (EWEA, 2010), riescono ad erogare una potenza di 5 MW ed hanno un'altezza al mozzo di 90 metri, con diametro del rotore tra 116 e 122 metri.

2.1.2 Torri e Fondazioni

Le turbine eoliche *offshore* sono generalmente montate su torri tubolari o a traliccio (*lattice-type*), con altezze che variano da 60 a circa 100 metri sopra la superficie del mare. La torre tubolare consiste in una struttura di forma troncoconica in acciaio. La seconda è costituita da una struttura reticolare realizzata con profilati di acciaio a L o a T. L'adozione di strutture a traliccio permette di ridurre al minimo la quantità di metallo utilizzato, offrire una bassa resistenza al vento e ridurre la visibilità della struttura (Fig. 17). Tuttavia le torri tubolari sono la tipologia di pilone più utilizzata per il miglior impatto visivo e perché sono più sicure, in quanto consentono al personale di servizio ed ai tecnici di accedere alla navicella ed al rotore attraverso una scala interna.

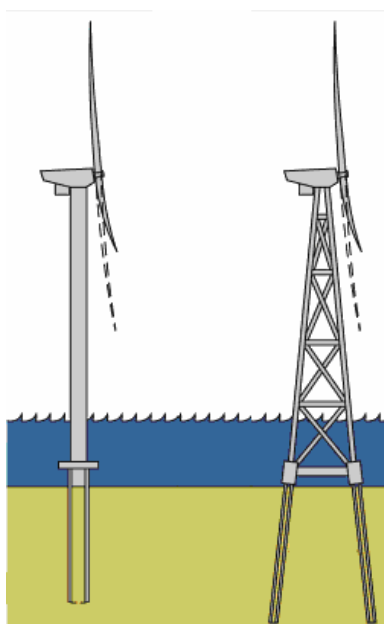


Fig. 17 – Torre tubolare e torre a traliccio.

Le fondazioni sono progettate in funzione delle caratteristiche geotecniche (profondità e natura sedimentaria del fondale) e meteomarine (altezza d'onda, velocità massima del vento e correnti) del sito. Le prime fondazioni impiegate per aerogeneratori *offshore* sono state quelle a monopalo ed a gravità, ma l'incremento di progetti in acqua profonda ha motivato lo sviluppo di strutture più articolate con una base più larga, come *jackets*, *suction buckets*, tripodi e tripali, o strutture flottanti (*floating*), che si adattano a profondità superiori a 30 metri (Byrne e Houlsby, 2006) (Fig. 18). Tutti gli aerogeneratori sono dotati di una struttura di transizione o flangia costituita da una piattaforma d'accesso che raccorda la torre eolica alle fondazioni, solitamente posta a 9 m slm (Zaaijer, 2003).

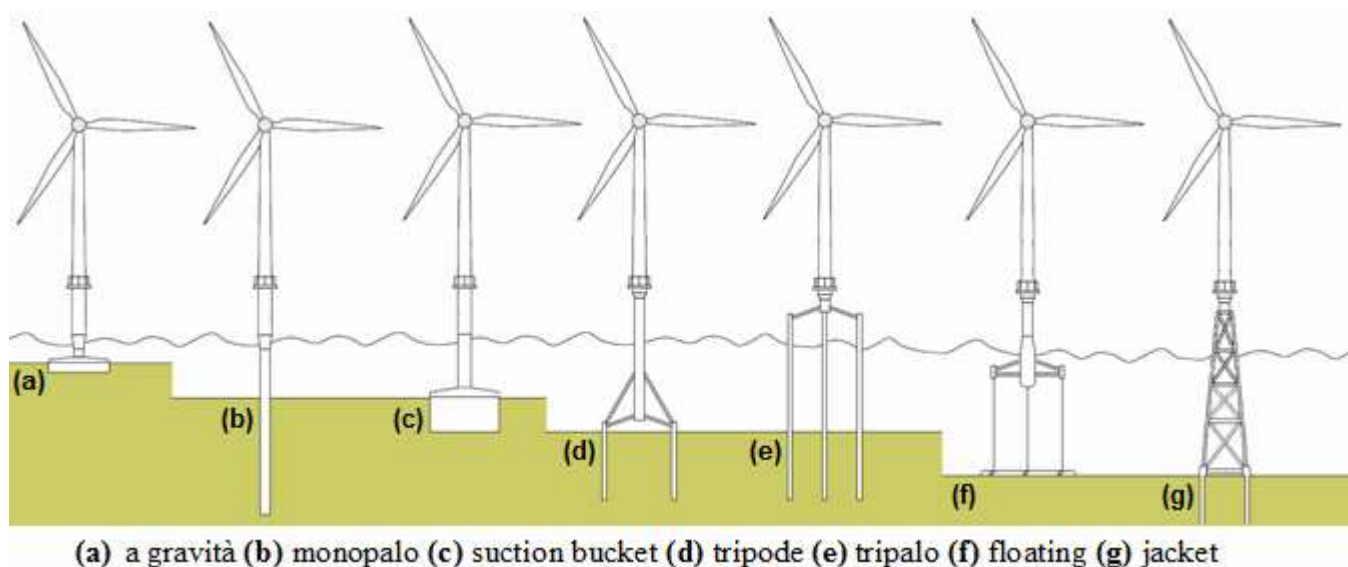


Fig. 18 – Tipi di fondazione per turbine eoliche *offshore*.

- **Fondazioni a monopalo:** essendo la naturale estensione della torre sovrastante, sono il tipo più comunemente impiegato grazie ai costi ridotti, alla semplicità strutturale, all'adeguatezza per acque poco profonde (< 20 m) e ai limitati impatti ambientali (Fig. 19). La progettazione prevede un palo in acciaio a sezione circolare con diametro 3 ÷ 6 m infisso nel fondale per una profondità variabile tra 30 e 40 m, una massa superiore a 400 tonnellate (Sturm, 2004) ed un rapporto tra diametro e spessore della parete di 200 per la torre e 100 per la fondazione (Zaaijer, 2003). Queste fondazioni sono state ampiamente impiegate, ad esempio, nel parco eolico più esteso del mondo, l'Horns Rev in Danimarca (www.hornsrev.dk).

Generalmente il monopalo è indicato per fondali sabbiosi o fangosi, dove l'installazione avviene mediante perforazione o trivellazione, ma è inadatto in fondali rocciosi o con strati sedimentari costituiti da grandi massi (AWS Truewind, 2009). Inoltre, nonostante non sia necessario alcun pretrattamento del sito, la struttura è soggetta a scalzamento alla base, che può essere prevenuto con l'utilizzo di una massicciata o altre opere di protezione (Fig. 18).



Fig. 19 – Fondazione a monopalo installata nel Mare del Nord (Prinses Amalia windfarm).

In acque intermedie e profonde ed in zone dove si registrano onde e correnti più intense, o dove sia richiesto l'utilizzo di grandi turbine, è stata proposta una variante alla classica fondazione a monopalo. In questo caso il palo non viene fatto penetrare nel fondale, e gli aerogeneratori vengono fissati nella esatta posizione mediante l'impiego di cavi tiranti ancorati sul substrato (Fig. 20) (Bunce e Carey, 2001). Tuttavia le fondazioni più idonee in acque con profondità maggiori di 30 m sono i *jackets*, i tripodi, o i tripali, più complesse e resistenti.

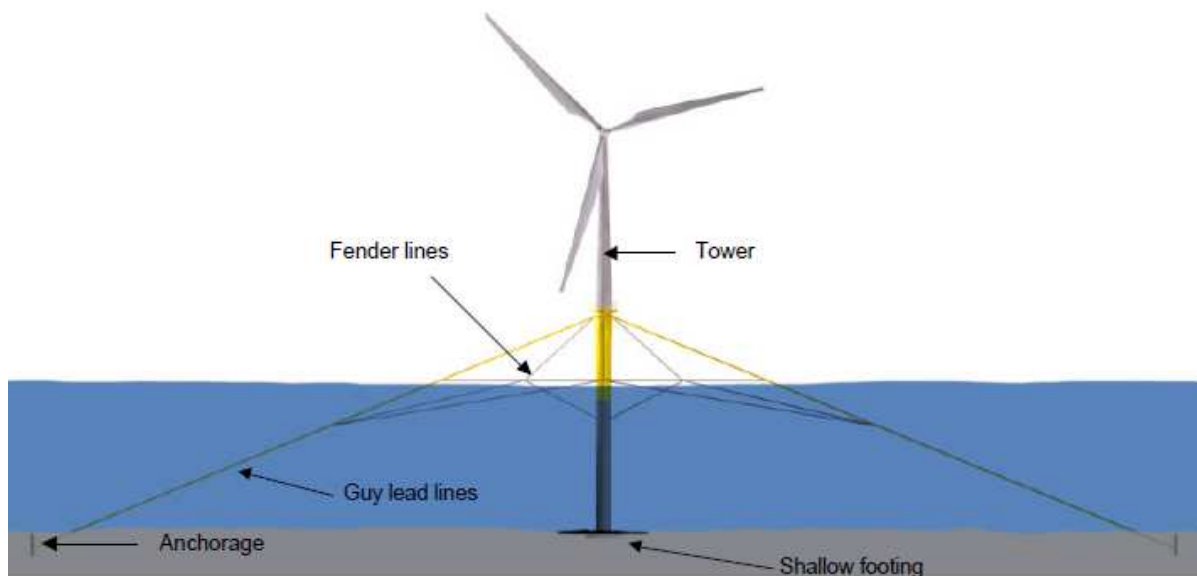


Fig. 20 – Schema di una fondazione monopalo ancorata al fondo con tiranti.

- **Fondazioni a gravità:** in alternativa ai monopali vengono utilizzate le fondazioni a gravità, largamente impiegate nei parchi eolici danesi nel Mare del Nord. Differiscono da quelle a monopalo in quanto non sono fissate al fondo marino, ma giacciono sul fondale. Storicamente utilizzate in acque poco profonde (< 15 metri), vengono ultimamente collocate anche su fondali di 30 metri

incrementando adeguatamente le dimensioni della base ed il peso (Fig. 21). Questo tipo di fondazione in cemento armato ha una forma troncoconica, è assemblata quasi interamente a terra e trasportata successivamente nel punto dell'installazione, dove la base, cava, viene riempita con sabbia, cemento e ghiaia e fatta giacere sul fondo.

Recentemente è stata proposta una variante che utilizza una struttura cilindrica di acciaio saldato come base, riempita con minerali ad alta densità come l'olivina, per dare alla fondazione il peso idoneo ad incrementare la resistenza ai carichi idrodinamici (Thomsen et al., 2007). Utilizzando questa tecnica, la base risulta più leggera e l'installazione può essere attuata con la stessa imbarcazione impiegata per il montaggio delle turbine eoliche.

A seconda delle condizioni geologiche del sito, questa fondazione può richiedere una preparazione, che comprende dragaggi, riempimenti con materiale ciottoloso, livellamenti e protezioni alla base della struttura.

Nonostante queste strutture raggiungano masse di oltre 7000 tonnellate e diametri superiori a 20 m, possono essere completamente rimosse durante la fase di smantellamento del progetto.

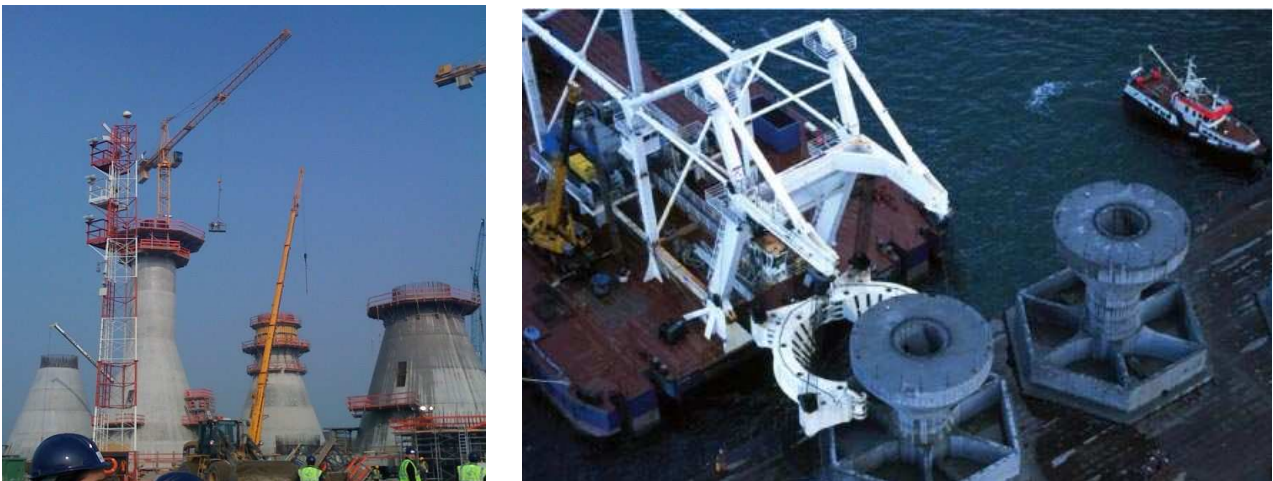


Fig. 21 – Fondazioni a gravità installate nel parco eolico di Nysted.

- **Fondazioni jackets:** sono un'applicazione di progetti comunemente impiegati nel settore petrolifero (Fig. 22). Attualmente vengono utilizzati tralicci a sezione trasversale quadrata (*four-sided*) o a forma di A (*A-shaped*), che sostengono turbine eoliche di grandi dimensioni installate in acque profonde (>40 metri). La fondazione jacket è fissata al fondo marino grazie a quattro pali che garantiscono l'ancoraggio della struttura. Questa fondazione ha una sezione trasversale più ampia rispetto al monopalo, e nonostante sia relativamente leggera, circa 600 tonnellate, consente una migliore resistenza ai carichi di vento e onde. Anche se la struttura è più complessa rispetto a quella di una fondazione monopalo, il processo di produzione è ben conosciuto dal settore petrolifero e gasiero *offshore*, per cui i materiali necessari, come le strutture tubolari, sono già disponibili per il loro uso prevalente in questo settore. Una volta che la produzione e la distribuzione verranno

potenziate per soddisfare le esigenze economiche di grandi progetti, queste basi saranno probabilmente il tipo di fondazione predominante in acque alte.

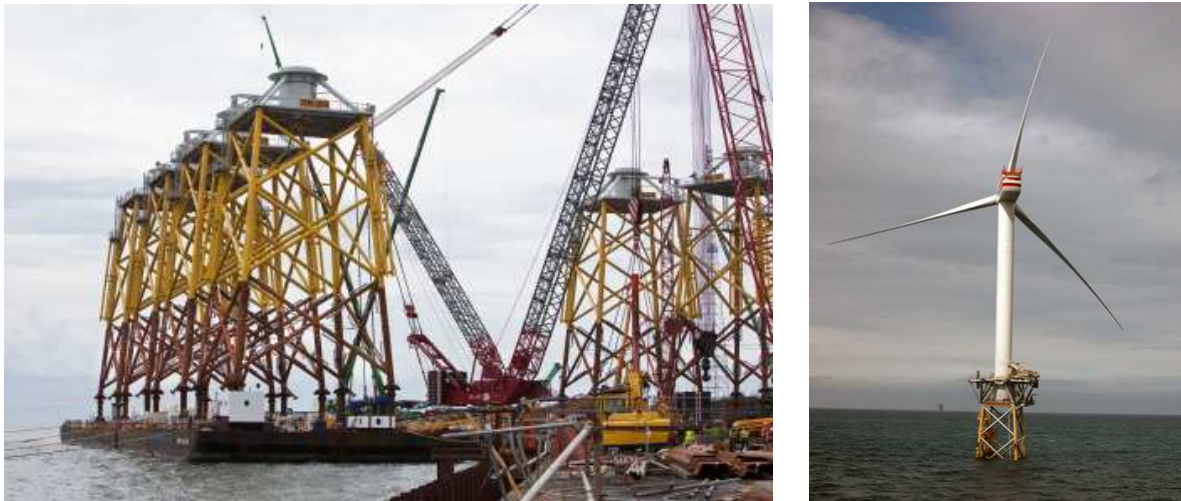


Fig. 22 – Fondazioni jackets installate nel parco eolico Beatrice.

- **Fondazioni a tripode:** per profondità superiori a 20 metri, vengono comunemente impiegate fondazioni tripode, che hanno una superficie di ancoraggio più ampia rispetto al monopalo. I tre piloni che costituiscono i supporti della struttura sono posizionati sul fondo marino e sostengono un elemento di raccordo centrale a sezione cilindrica che si collega alla base della torre eolica (Fig. 23). I pali garantiscono l'ancoraggio della struttura al fondo e resistono ai carichi esercitati sulla turbina. Le fondazioni a tripode hanno masse elevate e richiedono tempi più lunghi per la fabbricazione ma hanno il vantaggio di richiedere una limitata protezione al piede della struttura rispetto ai tipi di fondazione già citati in precedenza.



Fig. 23 – Fondazioni tripode installate nel parco eolico Alpha Ventus (Germania).

- **Fondazioni a tripalo:** è un adattamento del tradizionale monopalo e sfrutta la maggiore superficie basale per l'installazione di turbine in acque con profondità fino a 50 metri. Invece di una singola trave, vengono impiegati tre piloni infissi nel fondo marino e collegati con una flangia di transizione a giunti sottili sopra la superficie marina, su cui viene alloggiata la base della torre (Fig. 24). Il

modello tripalo è molto versatile perché le sue caratteristiche costruttive lo rendono facilmente adattabile ad una varietà di condizioni del fondale.



Fig. 24 – Fondazioni tripalo installate nel parco eolico Hooksiel (Germania).

- **Fondazioni suction bucket:** sono alternative ai pali tradizionali e possono essere teoricamente applicate a quasi tutti i tipi di fondazione. Invece di un traliccio fissato in profondità, le fondazioni *bucket* sono più superficiali e sono costituite da una struttura cilindrica in acciaio con la base inferiore aperta, che inizialmente affonda nel sedimento a causa della sua massa (Fig. 25). Successivamente l'acqua che rimane all'interno del cilindro viene pompata fuori dal cassone, e questo genera una differenza di pressione che consente una maggiore penetrazione della struttura nel sedimento, fino alla sua collocazione nella posizione finale. La rimozione è di facile esecuzione poiché può essere fatta modificando semplicemente la pressione interna.

Nonostante le ricerche continue, lo sviluppo delle fondazioni *suction bucket* è stato rinviato in modo sostanziale dopo un errore significativo in fase dimostrativa nel 2007 (Zhang et al., 2010). L'unica applicazione delle fondazioni *suction bucket* si trova nell'impianto sperimentale di Frederikhavn in Danimarca.



Fig. 25 – Fondazioni suction bucket.

- **Fondazioni galleggianti (floating):** i recenti studi di strutture galleggianti per lo sfruttamento dell'energia eolica nascono da diverse esigenze: evitare fondazioni fisse migliorando così l'impatto ambientale dell'impianto; possibilità di spostare l'aerogeneratore da un sito ad un altro, ma soprattutto l'opportunità di installazioni lontane dalla costa, a profondità superiori a 50 metri, dove la producibilità aumenta sensibilmente.

Il sistema galleggiante, che deve dimostrarsi stabile in acqua pur essendo tollerabile un certo grado di oscillazione, è composto da due parti essenziali: la piattaforma galleggiante con il suo apparato di ancoraggio, e la turbina eolica rigidamente fissata alla piattaforma (Fig. 26). La tipologia di sostegno utilizzata viene classificata in base alla tecnica di stabilizzazione utilizzata: quella con contrappesi, quella con ormeggi tesi e quella di forma. La stabilizzazione con contrappeso (sistemi *ballast stabilised*), è ottenuta tramite una grossa zavorra posizionata nella parte inferiore della struttura, che è trattenuta in loco con un semplice ancoraggio. La stabilizzazione con ormeggi tesi (*tension leg platform*) avviene mediante tiranti verticali permanentemente in tensione fissati sul fondale in corrispondenza delle estremità della struttura galleggiante. La stabilizzazione di forma (sistemi *buoyancy stabilised*) è concettualmente simile alla prima tecnica ma in questo caso la stabilità è assicurata da un maggiore sviluppo in senso orizzontale della forma della piattaforma (Henderson et al., 2004).

Il primo progetto con questo tipo di fondazione è stato sviluppato dalla società norvegese Hydro, ideato per profondità tra 200 m e 700 m, e prevede un aerogeneratore installato su un cilindro galleggiante in calcestruzzo, lungo 120 m, opportunamente zavorrato e legato a tre lunghe linee di ormeggio ancorate sul fondo del mare.

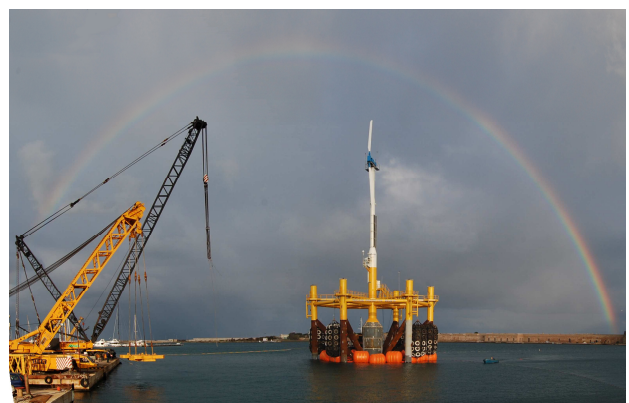


Fig. 26 – Fondazioni *floating* (sinistra) e aerogeneratore installato presso Karmoy (Norvegia) (destra).

2.2 Struttura di un parco eolico

La scelta del *layout* di un parco eolico è molto importante e può avere un effetto significativo sulle prestazioni dell'impianto, sulle dimensioni e sui costi. Esistono una serie di fattori che vincolano la configurazione spaziale di un parco eolico, il più importante dei quali è la direzione del vento, che influenza, insieme alle dimensioni del rotore, la distanza di separazione tra le turbine. Nel caso il vento non abbia una direzione prevalente, la distanza necessaria tra le turbine di una stessa riga e tra turbine di righe adiacenti è pari a 5 diametri del rotore, o 7 diametri del rotore nei parchi eolici di grandi dimensioni (Horns Rev). Se il vento ha una direzione predominante, le righe tendono ad essere allineate perpendicolarmente alla direzione prevalente del vento e la distanza raccomandata tra le turbine eoliche nella stessa riga è di 2-4 diametri del rotore, mentre tra aerogeneratori di righe adiacenti la distanza è di 8-12 diametri di rotore (Mustakerov, Borissova, 2010) (Fig. 27). I *layout* ottimizzati hanno come obiettivo quello di minimizzare il disturbo del flusso d'aria creato dalle turbine eoliche sopravento rispetto a quelle situate sottovento. Questi disturbi possono ridurre del 50% la produzione di energia di una singola turbina, e creando un campo di moto con maggiore turbolenza, aumentano i carichi meccanici degli aerogeneratori e ne riducono il tempo di vita.

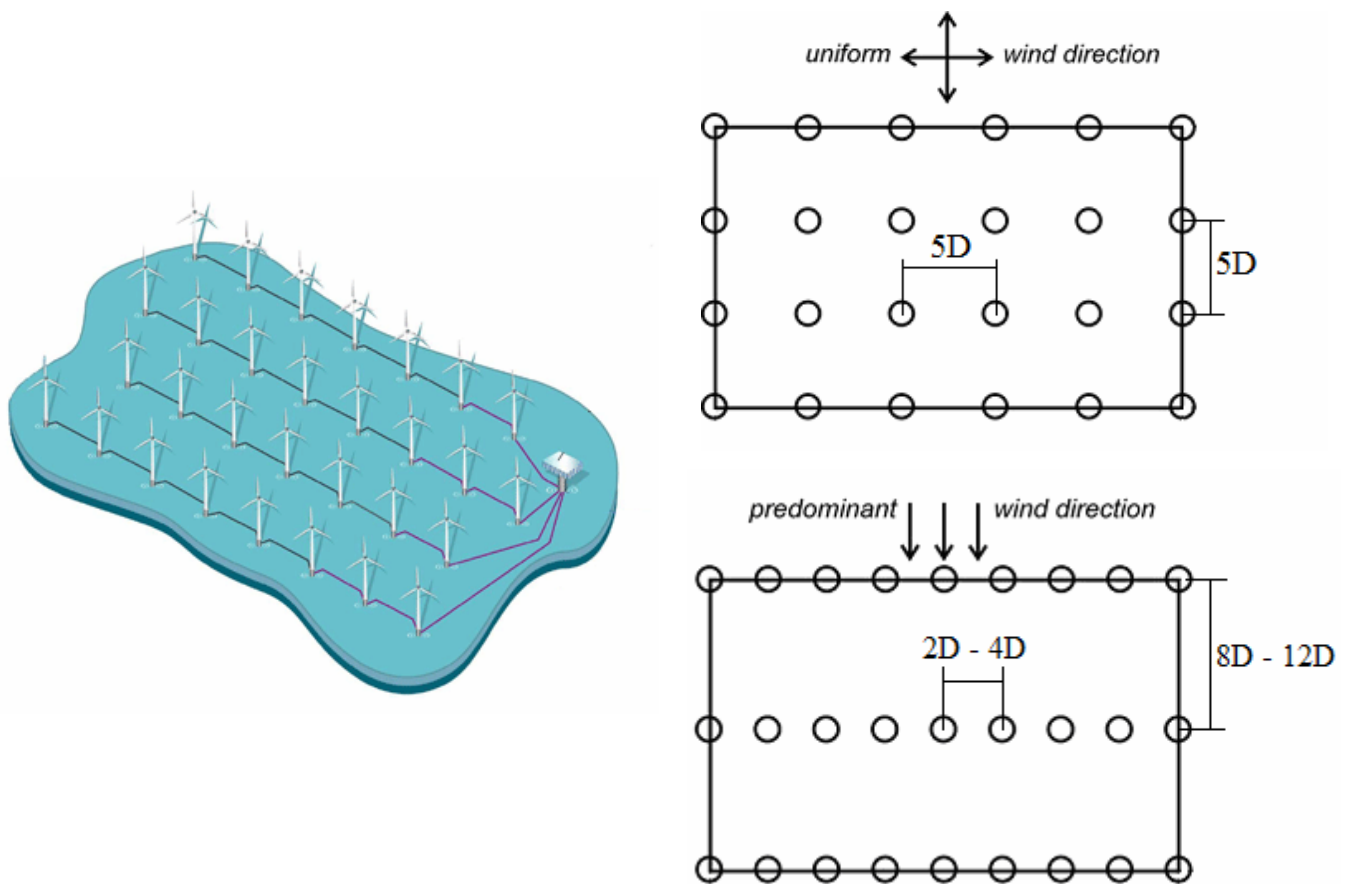


Fig. 27 – *Layout* di un impianto eolico con vento di direzione uniforme (sopra) e dominante (sotto).

2.3 Parchi eolici offshore esistenti

In questa sezione verranno esaminati i più importanti parchi eolici offshore esistenti in Europa, selezionando solo quelli che hanno un *layout* costruttivo comprendente un numero di turbine superiore a 10 o una capacità superiore a 30 MW (Allegato 1).

2.3.1 Danimarca

La Danimarca è stato il primo Paese ad investire nello sviluppo di impianti eolici offshore. Già a partire dal 1991 a Vindeby, ad una distanza di 2,5 km dalle coste del Lolland, in fondali compresi tra 2,5 e 5 metri, fu costruita la prima grande *wind farm*, costituita da 11 aerogeneratori Siemens da 450 kW, per un totale di 4,95 MW di potenza installata. Il diametro del rotore è di 35 m, e la distanza tra turbine all'interno della stessa riga e tra righe adiacenti è di circa 300 m (8,6 D). Qualche anno dopo, nel 1995 è stato costruito l'impianto di Tunø Knob, nel mare di Kattegat, 6 km a largo della penisola dello Jutland, con batimetrie comprese tra 1 e 4 metri. La *wind farm* è costituita da 10 aerogeneratori Vestas da 500 kW, per una potenza complessiva di 5 MW. Il diametro del rotore è di 39 m, e il *layout* prevede una distanza tra turbine della stessa riga di 200 m (5,1 D) e di 400 m (10,2 D) per turbine su righe adiacenti. A questi primi impianti, di tipo semi-sperimentale, sono seguiti impianti eolici di taglia ben maggiore. Nel 2001 è stato costruito, vicino alla città di Copenhagen, il parco eolico di Middelgrunden da 40 MW, con 20 aerogeneratori Siemens da 2 MW ciascuno, situati in fondali compresi tra 2 e 6 m a circa 2 km dalla costa. Queste turbine, disposte su una sola riga e distanziate di 180 m (2,5 D), hanno rotori di 72 m di diametro. L'anno successivo è entrato in esercizio l'Horns Rev 1 (Fig. 28), parco eolico che sorge sulla costa orientale dello Jutland ad una distanza di 14 km dalla costa ed a profondità di 6-14 m. E' costituito da 80 turbine Vestas di 2 MW ciascuna, per un totale di 160 MW, con diametro del rotore pari a 80 m, distanziate di 560 m (7 D) sia tra aerogeneratori su ogni riga che tra righe adiacenti.



Fig. 28 – Vista aerea del parco eolico Horns Rev 1 in Danimarca.

Nysted, realizzato nel 2003 e ubicato 10 km a sud della città di Nysted (isola di Lolland), conta 165,3 MW installati, ed è costituito da 72 aerogeneratori da 2,3 MW con rotori di 82 m di diametro e distanza di 480 m (5,8 D) tra turbine della stessa riga e 850 m (10,3 D) tra turbine di righe adiacenti (Fig. 29).



Fig. 29 – Parco eolico di Nysted vicino all'Isola di Lolland (Danimarca).

Nello stesso anno ad una distanza di 3,5 km a sud dell'isola di Samsø, in fondali compresi tra 11 e 18 metri, fu costruito il parco eolico di Samsø, costituito da una riga di 10 aerogeneratori Siemens da 2,3 MW, per un totale di 23 MW di potenza installata, aventi il diametro del rotore di 82 m e distanziati tra loro di 300 m (3,7 D). Il parco eolico che attualmente conta la maggiore capacità installata a livello europeo (209 MW) è l'Horns Rev 2, localizzato a 30 km dalle coste occidentali danesi, su profondità comprese tra 9 e 17 metri. Ultimato nel 2009, è costituito da 91 turbine Siemens 2,3 MW con diametro del rotore pari a 93 m, disposte su 7 righe da 13 turbine, che occupano una superficie rettangolare arcuata di circa 39 km².

2.3.2 Olanda

L'Olanda è il paese che ha sviluppato parchi eolici offshore immediatamente dopo la Danimarca. Il primo non venne sviluppato in mare, bensì nella acque del Lago IJsselmeer. Dopo il progetto Lely, costituito da 4 aerogeneratori per una capacità totale di 2 MW, nel 1996, a poca distanza dalla riva e su fondali di 2 m, fu realizzato l'impianto Irene Vorrink, formato da una riga di 28 turbine NordTank da 600 kW, distanziate di 200 m, con diametro del rotore di 123 m, per una potenza complessiva di 16,8 MW. Egomnd aan Zee, realizzato nel 2007 e situato a 8-12 km dalla località omonima, è un parco eolico che conta 108 MW installati, ed è costituito da 36 aerogeneratori Vestas da 3 MW con rotori di 90 m di diametro e distanza di 600 m (6,7 D) tra turbine della stessa riga e circa 1000 m (11 D) tra turbine di righe adiacenti. Nel 2008 a 23 km dalle coste di Ijmuiden, su fondali compresi tra 19 e 22 metri, è stata ultimata la *wind farm* Princes Amalia (Fig. 30), costituita da 60 aerogeneratori Vestas da 2 MW, per un totale di 120 MW di potenza installata. Il diametro del rotore è di 80 m, e la distanza tra turbine all'interno della stessa riga e tra righe adiacenti è di 550 m (6,9 D).



Fig. 30 – Wind farm Prinses Amalia, a largo delle coste olandesi.

2.3.3 Svezia

La Svezia è un altro Paese europeo all'avanguardia per quanto concerne lo sviluppo e l'installazione di parchi eolici offshore. Nel 1990 a Nogersund la compagnia World Wind costruì ed installò il primo aerogeneratore offshore di tipo sperimentale, con una potenza di 220 kW, collocato ad una distanza di 250 m dalla costa in fondali di circa 7 metri. Nel 2007 è stato realizzato il parco eolico di Lillgrund (Fig. 31), ubicato 10 km ad ovest della costa, nello Stretto di Oresund, su fondali compresi tra 2,5 e 9 m. E' costituito da 48 turbine Siemens da 2,3 MW con rotori di 92,6 m di diametro, distanziate di 305 m (3,3 D) all'interno della stessa riga e di 390 m (4,3 D) tra righe adiacenti.

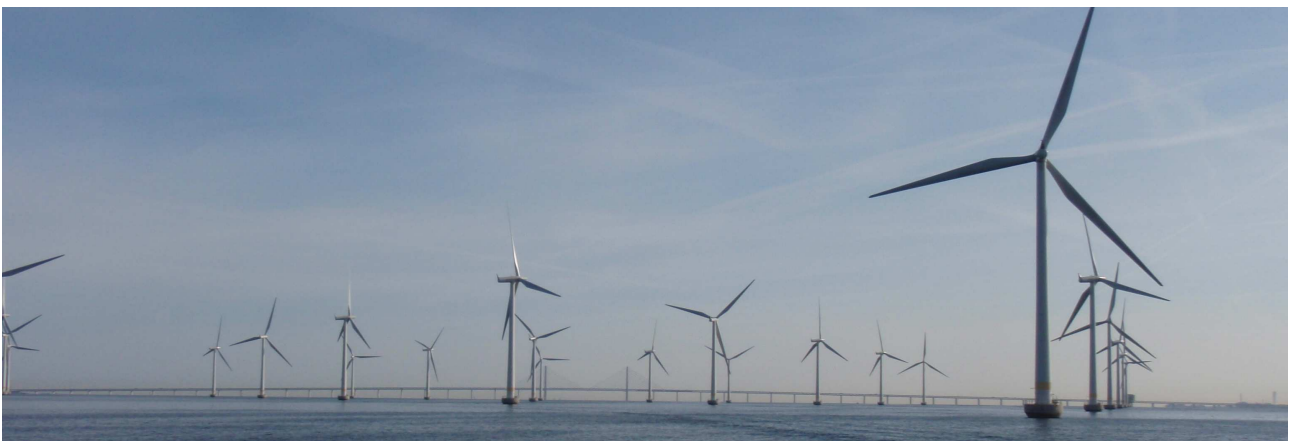


Fig. 31 – Parco eolico di Lillgrund (110,4 MW), realizzato in Svezia nel 2007.

Nel 2010 è stata inaugurata un'altra importante *wind farm*, situata nel Lago Vanern e denominata Gässlingegrund (30 MW). Essa sorge nella parte settentrionale dal lago, a 4 km dalla riva, su fondali che non superano mai i 10 m. E' formata da 10 turbine WinWind da 3 MW, con diametro del rotore pari a 100 m e la cui distanza reciproca non ha un andamento regolare.

2.3.4 Gran Bretagna

La nazione europea con la maggiore potenza installata è tuttavia la Gran Bretagna, che ha iniziato a costruire parchi eolici offshore a partire dal 2000, anno dell'avviamento del piccolo impianto di Blyth (4 MW). North Hoyle, *wind farm* realizzata nel 2003, è situata 7,5 km al largo del Galles e comprende 30 turbine eoliche Vestas da 2 MW a profondità di 5-12 m con diametri di rotore di 80 m. Il *layout* del parco consiste in 5 righe, distanziate di circa 800 m (10 D) l'una dall'altra, ognuna formata da 6 aerogeneratori posti ad una distanza reciproca di 450 m (5,6 D). Il parco eolico di Scroby Sands (60 MW), divenuto operativo nel 2004, sorge nella parte più orientale dell'Inghilterra, a 2,5 km dalla costa di Great Yarmouth su batimetrie non superiori a 10 m. È formato da 30 turbine Vestas 2 MW, con diametro del rotore pari a 80 m, disposte su tre righe, distanziate di 370 m (4,6 D) all'interno di ciascuna riga e di 500 m (6,3 D) tra righe adiacenti (Fig. 32).



Fig. 32 – Parco eolico di Scroby Sands (Gran Bretagna) visto dalle coste di Great Yarmouth.

Nel 2005, a 8,5 km dalla costa del Kent su fondali di circa 5 m, è stato costruito il parco eolico di Kentish Flats da 90 MW, con 30 aerogeneratori Vestas da 3 MW. Il diametro del rotore è di 90 m, e la distanza tra turbine all'interno di ognuna delle 5 righe e tra righe adiacenti è di 700 m (7,8 D). Barrow, ultimato nel 2006 e situato a 7 km dall'Isola di Walney (Galles settentrionale) a profondità di 21-23 m, è un parco eolico che conta 90 MW installati, ed è costituito da 30 aerogeneratori Vestas da 3 MW con rotori di 90 m di diametro, distanziati di 750 m (8,3 D) tra righe adiacenti e di 500 m (5,6 D) tra turbine all'interno della stessa riga. Nel 2007 a 5,2 km dalle coste di Crosby, su fondali di 10 metri del Mare d'Irlanda, è stata completata la *wind farm* Burbo Bank, costituita da 25 turbine Siemens da 3,6 MW, per un totale di 90 MW di potenza installata. Il diametro del rotore è di 107 m, e la distanza tra turbine della stessa riga è di 530 m (5 D), mentre è di circa 720 m (6,7 D) tra turbine di righe adiacenti. I parchi eolici di Lynn e Inner Dowsing, sorti nel 2008 nella zona di Skegness, sono situati ad una distanza di circa 5 km dalla costa, a profondità di 10 m. Complessivamente contano 54 turbine Siemens da 3,6 MW ciascuna, per un totale di circa 195 MW, con diametro del rotore pari a 107 m, distanziate di 600 m (4 D) sia all'interno della stessa riga

che tra righe adiacenti. L'anno successivo è stato costruito l'impianto di Rhyl Flats, nel mare di Irlanda, 8 km a largo dell'omonima cittadina, con batimetrie comprese tra 4 e 15 metri. Il parco è costituito da 25 aerogeneratori Siemens da 3,6 kW, per una potenza complessiva di 90 MW. Il diametro del rotore è di 107 m, e il *layout* prevede una distanza tra turbine della stessa riga di 470 m (4,4 D) e di 950 m (8,9 D) per turbine su righe adiacenti. Nel 2009, ad una distanza di 9,5 km da Maryport nel Solway Firth e su fondali superiori a 5 m, è stato realizzato l'impianto Robin Rigg (90 MW), formato da 30 turbine Vestas da 3 MW con diametro del rotore di 90 m, distanziate di 760 m (8,4 D) all'interno della stessa riga e di 780 m (8,7 D) tra righe adiacenti (Fig. 33).



Fig. 33 – Parco eolico di Robin Rigg, che sorge nel Solway Firth (Scozia occidentale).

Il parco eolico di Gunfleet Sand 1 e 2, sorge sulla costa orientale dell'Inghilterra, 7 km a largo di Clacton-on-Sea, ad una profondità compresa tra 2,5 e 5 metri. La *wind farm* attualmente è costituita da 29 aerogeneratori Siemens da 3,6 MW, per una potenza complessiva di 104,4 MW, ma sono previsti ulteriori ampliamenti. Il diametro del rotore è di 107 m, e il *layout* prevede una distanza di 435 m (4 D) tra turbine della stessa riga e 890 m (8,3 D) tra turbine di righe adiacenti.

2.3.5 Belgio

L'unico parco eolico offshore realizzato in Belgio è il Thornton Bank phase 1, che sorge a 27-30 km dalle coste di Zeebrugge, su profondità di 12-27 m (Fig. 34). E' costituito da una riga di 6 turbine Repower da 5 MW ciascuna, per un totale di 30 MW, con diametro del rotore pari a 126 m, distanziate di 500 m (4 D).



Fig. 34 – Parco eolico di Thornton Bank phase 1 a largo delle coste del Belgio.

2.3.6 Germania

La Germania ha iniziato a realizzare parchi eolici dal 2004, ma l'unico non sperimentale è l'Alpha Ventus – Borkum West, realizzato nel 2009 e ubicato 43 km a nord dell'Isola di Borkum, su fondali di 30 m. Inizialmente costituito da 6 aerogeneratori Multibrid da 5 MW con rotori di 116 m di diametro distanziate di circa 800 m (6,9 D), è stato ampliato nel corso del 2010 (Fig. 35).



Fig. 35 – Wind farm Alpha Ventus – Borkum West nel Mare del Nord (Germania).

2.3.7 Irlanda

Nel 2004 è divenuto operativo l'unico impianto irlandese, l'Arklow Bank (Fig. 36), nel mare di Irlanda, 10 km a largo di Wicklow, sulla costa orientale, ad una profondità compresa tra 2,5 e 5 metri. La *wind farm* è costituita da 7 aerogeneratori GE da 3,6 MW, per una potenza complessiva di 25,2 MW. Il diametro del rotore è di 101 m, e il *layout* prevede una distanza tra turbine di 600 m (6 D).



Fig. 36 – Parco eolico di Arklow Bank (Irlanda).

CAPITOLO 3: Inquadramento geomorfologico dell'area di studio

L'oggetto del presente lavoro riguarda lo studio dell'interazione tra una torre eolica o un campo di torri eoliche offshore con il moto ondoso e le relative dinamiche di correnti indotte e trasporto dei sedimenti. A seguito di uno studio su configurazioni idealizzate si prende in esame una ipotesi di localizzazione dell'impianto offshore nelle acque territoriali a largo dell'abitato di Vada, in corrispondenza delle Secche, ad una distanza di circa 11 km dalla costa. Il parco, nel suo assetto finale, sarà costituito da 12 unità di produzione, con potenza nominale pari a 5 MW ciascuna, per una potenza complessiva di 60 MW.

3.1 Caratteristiche geotecniche del fondale

La fisiografia dei fondali dell'area d'indagine può essere ricondotta a due principali settori, come si evince dall'esame della mappa digitalizzata (Fig. 37).

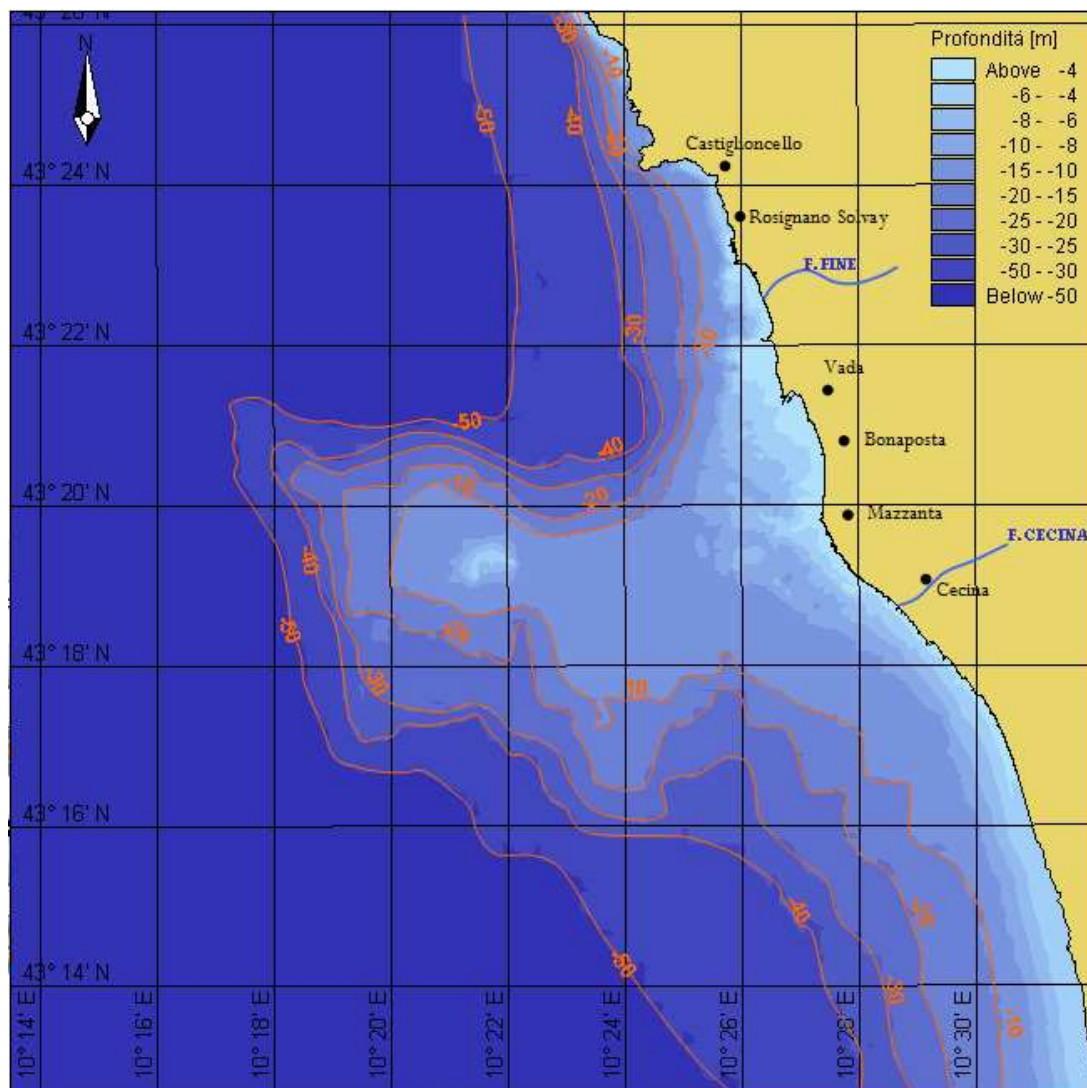


Fig. 37 – Modello digitale dei fondali dell'area delle Secche di Vada (Scala 1:130000).

L'area più settentrionale, in cui la direzione del litorale è prevalentemente 345° N, si estende dal promontorio di Castiglioncello, proteso invece verso SO per poco più di 500 m, fino al pontile “Vittorio Veneto” dello stabilimento Solvay, posto circa 1 km a Sud della foce del fiume Fine. La piattaforma continentale, costituita principalmente da sedimento fine pelitico, ha un andamento abbastanza regolare, con pendenza che tende a diminuire verso il largo e ampiezza che aumenta progressivamente procedendo da Nord verso Sud. Il limite esterno della piattaforma coincide con la batimetrica dei 50 m, posta a circa 4 km dalla linea di riva in corrispondenza di Punta Castiglioncello e a 6,5 km al largo del pontile. Queste caratteristiche sono da ricollegare al bacino di sedimentazione del fiume Fine, che nel passato ha riversato sedimenti limo-argillosi che si sono accumulati verso Sud. I fondali appaiono leggermente più articolati in prossimità della costa, in particolare a profondità comprese tra 5 e 15 m, per l'intercalarsi di *matte* di Posidonia, molto degradata, ad ampi canali e radure sabbiose. La regressione della Posidonia nella zona superficiale è un fenomeno documentato già da tempo (*Balestri et al., 2003*) e ormai stabilizzato, che è possibile ricondurre alle attività del complesso industriale della Solvay. In particolare lo scarico di reflui ha alterato il regime sedimentario dell'area, provocando l'abbassamento del limite superiore della prateria. In corrispondenza del pontile Solvay è presente un'area subellittica, estesa fra -25 e -45 m, in cui le isobate si estroflettono verso il largo e dove sono evidenti un'estesa *matte* morta di Posidonia nella zona più superficiale e roccia affiorante o sub affiorante nella zona profonda. Inoltre, sui fondali sabbiosi a Sud di Castiglioncello è presente un piccolo prato di *Cymodocea nodosa* (*ECON, 2006*).

L'area meridionale va dal pontile Solvay fino a 2 km a Sud di Punta del Tesorino, comprendendo al largo le Secche di Vada, che da un punto di vista morfologico, costituiscono un vasto promontorio articolato in un sistema di bassi fondali, generalmente inferiori a 15 m. Il fondo marino è di soli 2,2 m in corrispondenza del Faro, il quale si eleva sopra una piattaforma artificiale di massi circa 10 km al largo del litorale. Tra l'allineamento di quest'ultimo con Punta del Tesorino si estendono due aree con profondità minori di 10 m, rispettivamente il Settore di Terra e quello della Secchina (*Bicchielli et al., 2010*), in cui le batimetriche diventano molto articolate per la presenza di una densa prateria di Posidonia su *matte*, localmente alternata a sedimento grossolano, attribuibile al materiale bioclastico prodotto dalle comunità bentoniche viventi nelle stesse praterie, e a formazioni rocciose (*Bianchi et al., 1995*) (Fig. 38). Queste ultime costituiscono fasce estese parallele alla costa, caratterizzate da irregolarità metriche spaziate anche centinaia di metri e tasche di sedimento sciolto.

La Fig. 39 mostra invece l'estensione della prateria di Posidonia ed evidenzia la natura del substrato sulla quale è impiantata.

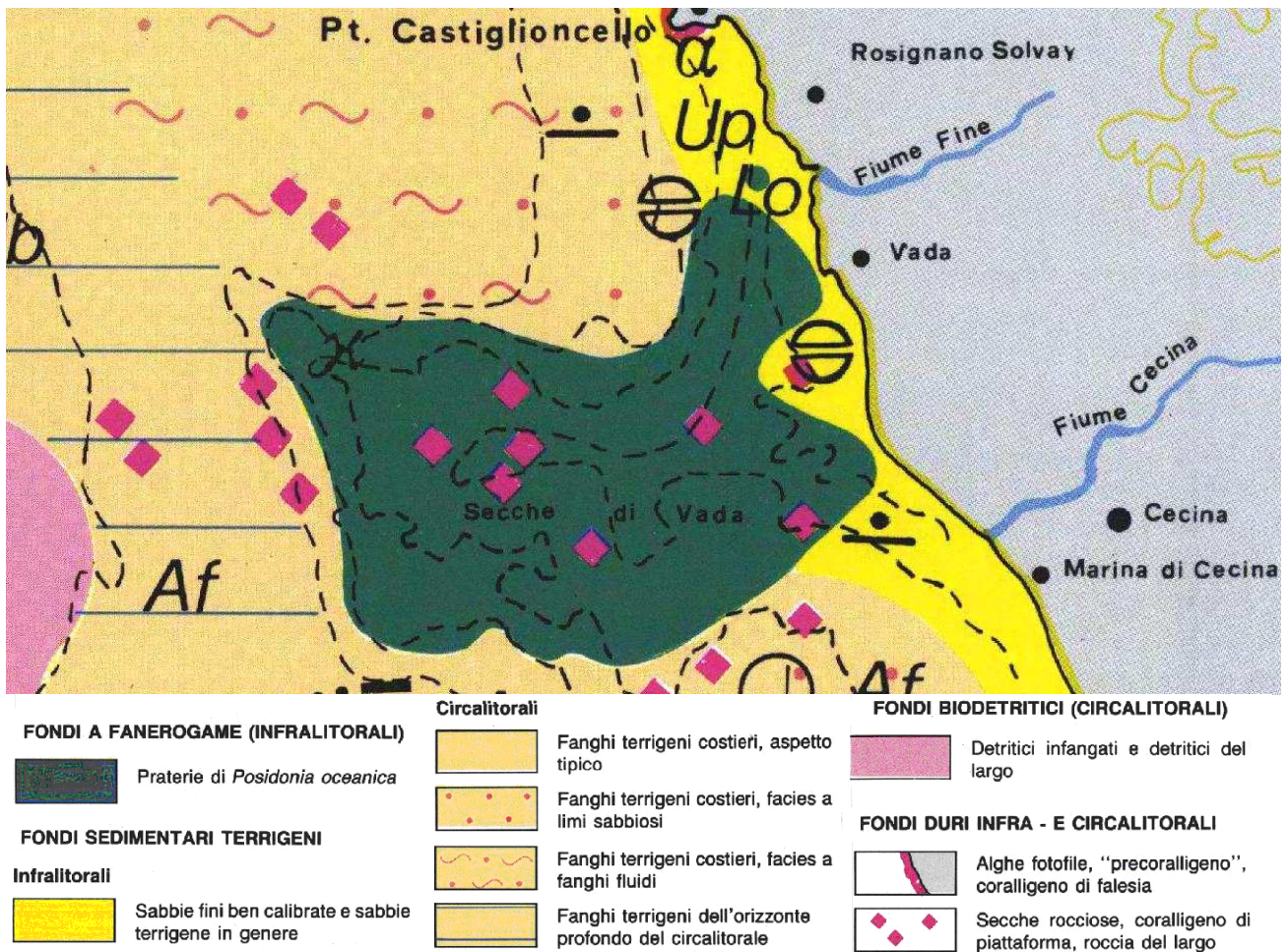


Fig. 38 - Mappa bionomica dei fondali delle Secche di Vada e circostanti (Bianchi *et al.*, 1995).

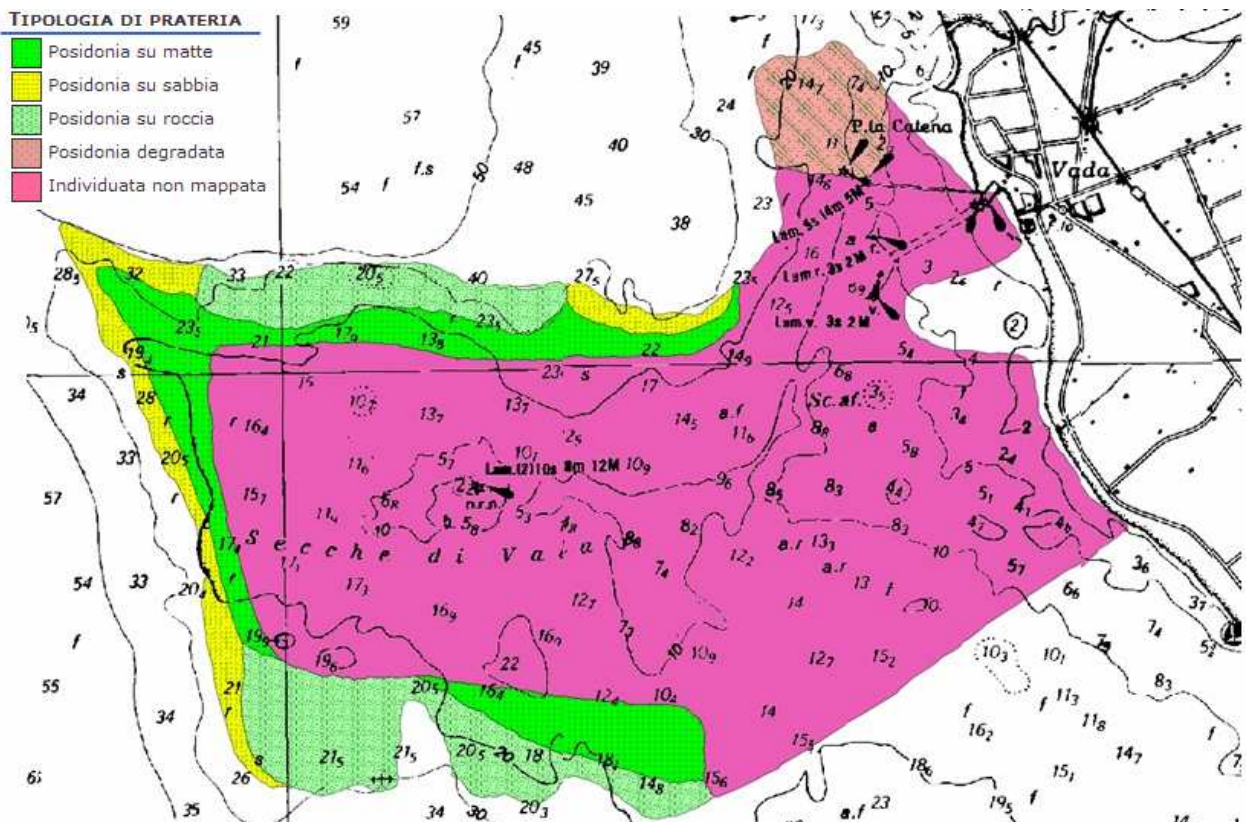


Fig. 39 - Estensione della prateria di *Posidonia* e tipo di substrato (www.sidimar.tutelambiente.it).

Sul corpo delle Secche sono state inoltre identificate delle zone morfologiche isopiche da terra verso il largo e cioè, secondo la denominazione dei pescatori locali: “i Catini”, costituiti da depressioni subcircolari; “gli Spartiti”, caratterizzati da affioramento di *flysch* stratificato; “le Ricadute”, formate da piccole scarpate collegate a costruzioni biogeniche del Coralligeno e “i Cigli”, costituiti dalle scarpate maggiori delimitanti i bordi delle Secche (Fig. 40). La parte della piattaforma continentale che contorna le Secche presenta una minore pendenza a sud, poiché risente dell'effetto degli apporti del Fiume Cecina. Ciò risulta dall'andamento convesso dell'isobata dei 20 m, che evidenzia la parte distale del cono sedimentario costruito allo sbocco in mare di detto corso d'acqua. Ad est del Faro le Secche presentano una fascia di fondali a minor profondità sulla congiungente di quest'ultimo con il Capo Cavallo, mentre ad ovest è presente una dorsale allungata NNW-SSE che ha il fianco occidentale delineato da una lunga scarpata che corre a circa 12 Km dal litorale.

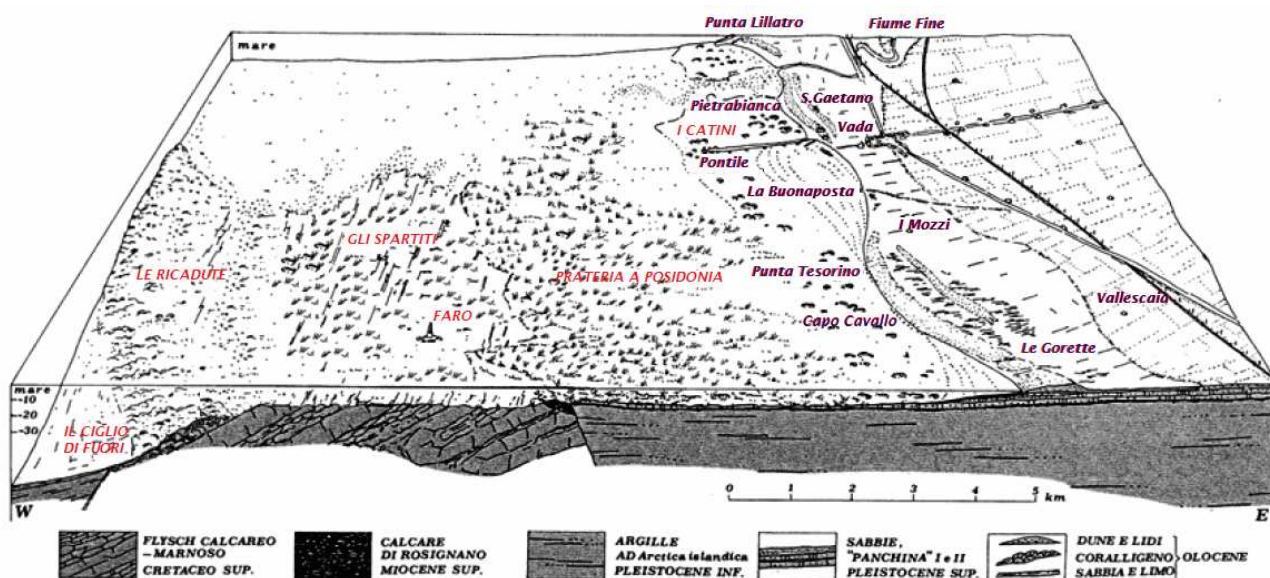


Fig. 40 - Stereogramma relativo alla parte centro-settentrionale delle Secche di Vada (Mazzanti, 1986).

Il tratto costiero prospiciente le Secche, compreso nell'unità fisiografica 2 della Toscana (Cipriani, Regoli, 2004), è costituito, fra Castiglioncello e Caletta, da una costa alta e rocciosa, articolata in numerose cale e baie situate generalmente in corrispondenza di una o più incisioni vallive in arrivo dalle colline retrostanti. Più a sud la falesia lascia il posto ad una costa bassa ma ancora rocciosa fino alla Punta Lillatro, formata da Panchina, deposito sedimentario del Pleistocene superiore costituito da una *facies* calcareo-arenaceo-sabbiosa assai ben cementata. Le Secche di Vada rappresentano l'estensione marina della formazione costituente la piana rocciosa.

Da Punta Lillatro e procedendo verso sud, il litorale è articolato in una lunga spiaggia, che continua ben oltre Cecina fino a raggiungere Torre Nuova, limite meridionale dell'unità fisiografica, all'estremità settentrionale del Golfo di Baratti. La regolare falcatura di questa spiaggia si

interrompe, in corrispondenza della parte centrale e più elevata delle Secche, per formare Punta Pietrabilanca, Punta Catena e Punta del Tesorino, protesi verso il mare e delimitanti la Cala di Vada (Fig. 41).



Fig. 41 - Vista satellitare della costa tra Castiglioncello e Cecina (sopra) e particolari tratti di litorale (sotto).

Lungo questo tratto di costa gli apporti solidi più rilevanti provengono, partendo da nord, dallo scarico delle sabbie carbonatiche del Fosso Bianco Solvay, dal Fiume Fine e più a sud dal Fiume Cecina. In particolare il Fosso Bianco Solvay, portando al mare grandi quantità, circa 180000 t/anno, di scorie calcaree inerti delle lavorazioni industriali, rappresenta una voce largamente attiva, anche se artificiale, nell'equilibrio della costa. Questo tipo di sedimento caratterizza granulometricamente e cromaticamente tutta la falcata sabbiosa tra Lillatro e Tesorino, un arenile di notevoli dimensioni, lungo circa 2 km con larghezza media di 80 m, denominato “Spiagge Bianche”. L'estensione del litorale è determinata dall'apporto solido del materiale di risulta Solvay, ma anche dalla costruzione, a sud della spiaggia, di un molo di circa 150 m di lunghezza, protetto sul lato sud da una scogliera radente, che blocca di fatto la movimentazione dei sedimenti verso sud.

I sedimenti trasportati dal Fiume Fine hanno invece natura pelitica e caratterizzano la fascia che dall'abitato di Rosignano arriva fino al Torrente Tripesce, ma sono stati rintracciati fino alla Punta del Tesorino. La granulometria di questi sedimenti è scarsamente rilevante per l'equilibrio delle spiagge, in quanto rimangono in sospensione alla foce e si allontanano verso il largo disperdendosi. Inoltre le modeste volumetrie sono da imputare alla costruzione della diga di S. Luce che blocca gran parte dell'apporto solido del bacino idrografico.

Proseguendo verso sud, oltrepassata Punta del Tesorino, si entra nella provincia petrografica del Fiume Cecina, il cui apporto è rilevabile da Capo Cavallo fino al Fosso Camilla, diventando sempre più importante man mano che ci si avvicina alla foce. Questo tratto di costa, contraddistinto dalla presenza dell'abitato della Mazzanta e compreso tra Punta del Tesorino e il Fosso Mozzo, che segna il confine con il Comune di Cecina, è abbastanza diverso dal precedente ma è anch'esso fortemente caratterizzato dalla presenza antropica (*Bartoletti et al., 2007*). E' in questo tratto che, nel corso degli anni, si sono registrati i tassi erosivi più elevati, compromettendo la vecchia strada litoranea che collegava queste zone. Per rispondere alla forte erosione manifestatasi, questa zona del litorale è stata oggetto di numerosi interventi nel corso degli ultimi 30 anni, spesso attuati però o in condizioni di estrema urgenza o direttamente dai singoli privati, che hanno conferito alla costa un assetto difensivo abbastanza caotico e variegato, privo di una visione unitaria del problema.

3.2 Il regime dei venti

Lo studio dei venti riveste grande importanza per capire l'azione indiretta di generazione del moto ondoso, ma soprattutto per comprendere l'azione diretta lungo tutto il tratto di costa, e conseguentemente per individuare la corretta localizzazione dell'impianto eolico.

E' necessario precisare che i dati anemometrici di una località costiera non consentono di stabilire una netta relazione tra il vento e il moto ondoso presso la costa, poiché quest'ultimo viene generato dai venti che soffiano al largo, nella zona di *fetch*, cioè in quel tratto di mare sul quale il vento ha velocità e direzione costanti per un determinato intervallo di tempo (*Rapetti, Vittorini, 1974*). Per la definizione del regime dei venti della zona di interesse sono stati quindi raccolti, nel periodo 1951-1975 (*Regione Toscana, 2001*), i dati registrati dalla stazione meteorologica dell'Aeronautica Militare dell'Isola di Gorgona, posta a 254 m s.l.m.m., a circa 20 miglia dalla costa, che fornisce misure triorarie di direzione e velocità del vento. I risultati sono sintetizzati in forma grafica nella Fig. 42 riportata di seguito.

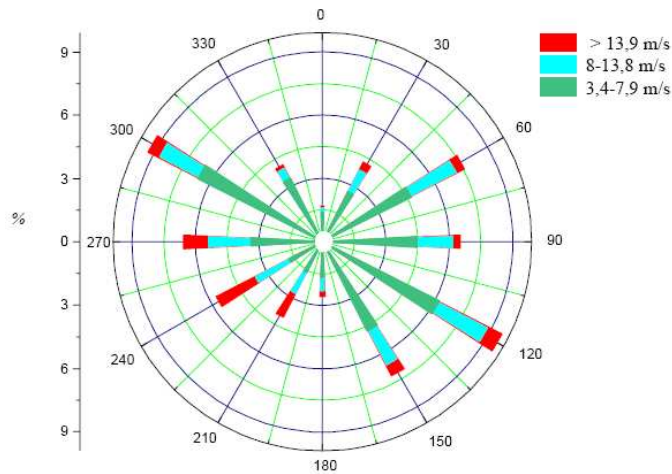


Fig. 42 - Regime dei venti nel periodo 1951-1975 alla stazione di Gorgona (*Regione Toscana, 2001*).

Il diagramma polare risultante dall'elaborazione è ottenuto ponendo 12 direzioni di provenienza e tre classi di intensità. La distribuzione delle frequenze percentuali mostra chiaramente la prevalenza di un asse dei venti preferenziale orientato da NW a SE e la carenza di venti da nord e da sud, spiegata in parte con la conformazione geografica della zona. Le velocità più elevate si sono avute con venti provenienti da un settore limitato, compreso tra 210° e 240° (SW), con valori massimi superiori a 34 nodi.

Ulteriori informazioni possono essere ricavate dall'analisi delle mappe eoliche elaborate dal CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova, attraverso l'applicazione del modello numerico WINDS (Fig. 43 e Fig. 44). Il territorio italiano è stato suddiviso in 24 aree geografiche, parzialmente sovrapposte tra loro, di dimensioni dell'ordine di 200 x 200 km². Le simulazioni sono state eseguite separatamente per ciascuna area, con composizione finale dei risultati (*Botta, Ratto, 2002*).

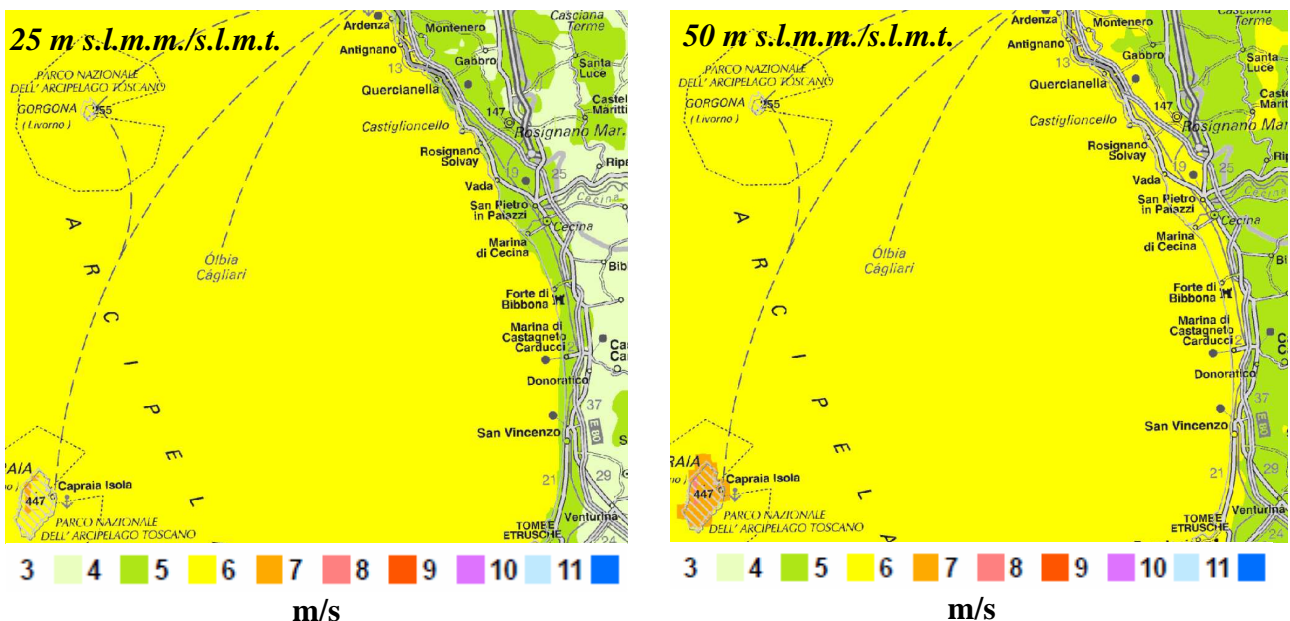


Fig. 43 - Mappe della velocità media annua del vento a 25 e 50 m. Scala 1:750000 (*Botta, Ratto, 2002*).

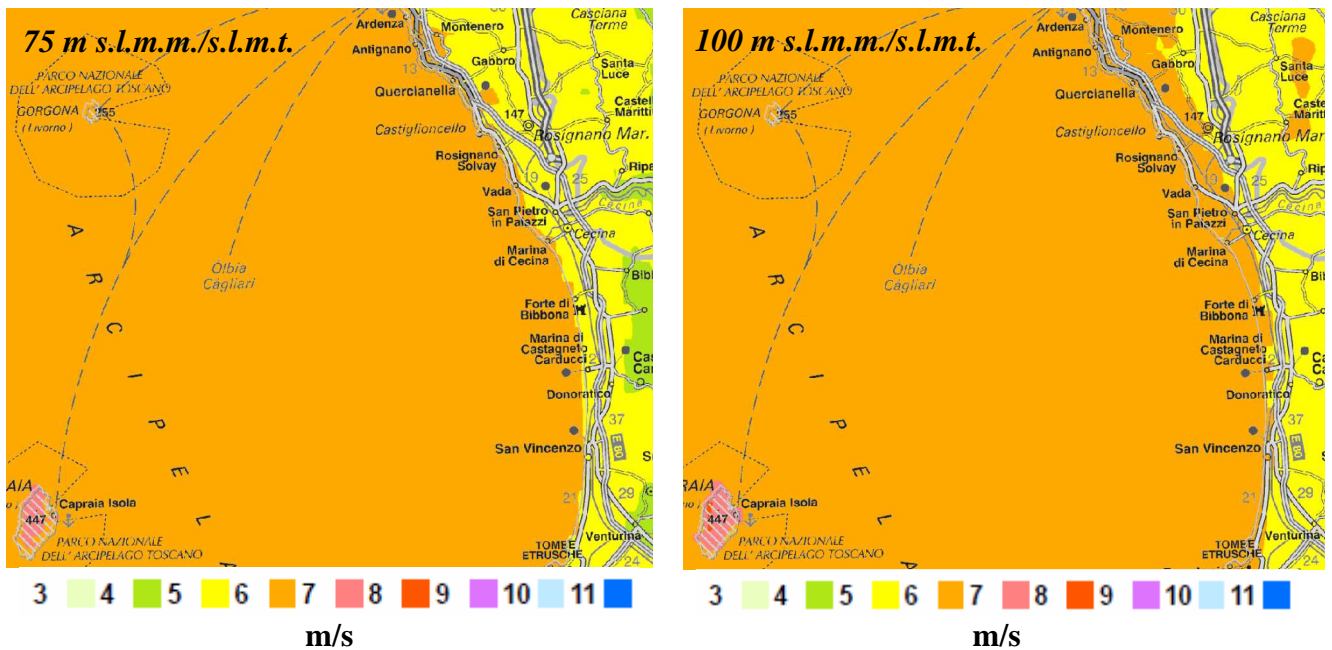


Fig. 44 - Mappe della velocità media annua del vento a 75 e 100 m. Scala 1:750000 (Botta, Ratto, 2002).

Le mappe mettono in evidenza che nell'area delle Secche di Vada la velocità media annua del vento a 25 m s.l.m.m. ed a 50 m s.l.m.m. è di circa 5 m/s e diminuisce velocemente dalla costa verso l'interno. Ad un'altezza di 75 m s.l.m.m. e 100 m s.l.m.m. la velocità media annua risulta invece 6 m/s.

3.3 Il regime del moto ondoso

L'area di indagine presenta un'esposizione ai mari provenienti da un settore di traversia molto ampio ed eterogeneo: le direzioni estreme sono costituite a nord dal promontorio di Levanto (circa 320°) ed a sud dal promontorio di Piombino (circa 170°). La traversia principale è compresa tra i 245° ed i 320° e comprende *fetch* geografici anche molto estesi, compresi tra 100 km (Mar Ligure) e circa 1000 km (Mar Balearico). La traversia secondaria è compresa tra i 170° ed i 245°. La possibilità di sviluppo delle onde è limitata dalla brevità dei *fetch* del Mar Ligure e dall'effetto schermante delle isole maggiori (Corsica e Sardegna) e dell'Arcipelago Toscano (Mazzanti, 1986).

Per le coste toscane non sono disponibili misure dirette di moto ondoso, che in altre zone d'Italia sono state avviate nel 1989 con la messa in servizio degli ondometri direzionali della Rete Ondametrica Nazionale (RON), di conseguenza non si hanno informazioni sulle possibili evoluzioni del clima marino.

La determinazione del regime del moto ondoso al largo della costa compresa tra Livorno ed il Golfo di Baratti si è basata quindi sull'elaborazione dei dati K.N.M.I. (Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut – Istituto Meteorologico Olandese), relativi al periodo 1961-1990 per il settore 9,5°-11,5° E e 41,0°-44,0° N. Nonostante le altezze d'onda fornite dal K.N.M.I. siano

stimate a vista, confronti effettuati in zone dove sono disponibili misure dirette portano a ritenere tali altezze statisticamente coincidenti con quelle d'onda significativa ottenuta da misure strumentali.

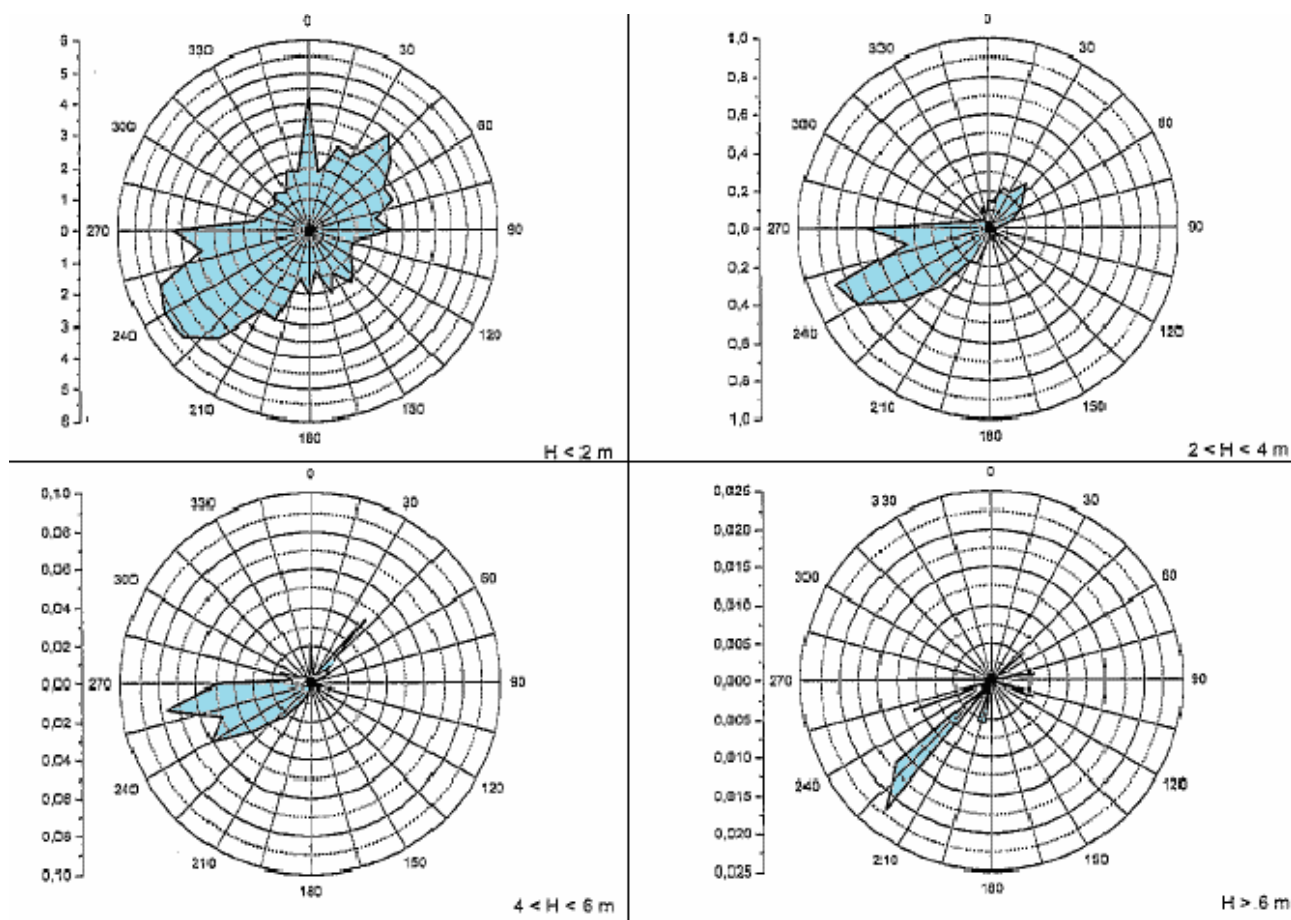


Fig. 45 - Regime di moto ondoso nel periodo 1961-1990. Settore $9,5^{\circ}$ - $11,5^{\circ}$ E e $41,0^{\circ}$ - $44,0^{\circ}$ N (Cipriani et al., 2001).

Dall'esame dei diagrammi rappresentati in Fig. 45, si può dedurre che la frequenza relativa maggiore compete alle direzioni di provenienza di 220° - 240° , per tutte le classi di altezza d'onda, e in parte ($H < 6$ m) alle onde provenienti da NE, mentre tutte le altre frequenze sono tra loro molto simili. Il vento di libeccio, che proviene dal III quadrante, risulta essere dominante nel settore ortodromico di traversia relativo al litorale (Cipriani et al., 2001).

L'analisi degli eventi meteomarini evidenzia che le mareggiate prevalenti provengono da SW, mentre altri eventi, generalmente di minore importanza, hanno provenienza compresa fra NW e W (Mazzanti, 1986). Eventi di altezza d'onda superiore ai 6 m, nel periodo preso in considerazione, hanno frequenza nulla in tutte le direzioni, fatta eccezione per alcune molto vicine ad un settore centrato sui 220° .

Lo studio della dinamica del clima ondoso indica che le onde da 210° (Mezzogiorno-Libeccio) si frangono con elevata energia in prossimità della riva, fra Bocca di Cecina e Punta del Tesorino, dove la loro componente trasversale esercita una notevole azione erosiva. Più protetta risulta la

spiaggia a Nord di Punta del Tesorino per la presenza delle stesse Secche di Vada, che funzionano da frangiflutti fino a Punta Lillatro, mentre a Nord di quest'ultima la costa torna ad avere una notevole esposizione al moto ondoso. Le onde da 240° (Libeccio) sono le più intense che normalmente investono il litorale. Sulle Secche di Vada iniziano a frangere appena ad occidente del Faro e a convergere per rifrazione sui bassi fondali. Raggiungono quindi il litorale con una direzione di provenienza pressoché perpendicolare, e questo ne annulla l'azione di trasporto lungo riva. Forte è invece l'azione di erosione dei frangenti (alti da 4.50 a 5 m) nella zona compresa fra Bocca di Cecina e Punta del Tesorino e, oltre la protezione del corpo centrale delle Secche, nella zona dei "Catini"; ancora molto forte è l'azione di queste mareggiate sul tratto di costa prospiciente Rosignano Solvay fino al Porticciolo e sulla Punta di Castiglioncello, come su tutta la falesia a Nord di quest'ultima, investita in pieno da frangenti alti 5.30 m che rompono vicinissimo a riva. Le onde da 270° (Ponente) iniziano a frangere sulle Secche di Vada in prossimità del Faro e a convergere leggermente. Fra Bocca di Cecina e Punta del Tesorino la direzione del moto ondoso al momento di frangenza (con altezze di 3÷3.50 m e molto vicine alla battigia) ha una componente secondo la direzione della linea di riva da Nord a Sud con erosione e trasporto longitudinale verso SE. A Nord di Punta del Tesorino fino ai "Catini" i frangenti risultano piuttosto piccoli (1.80÷2.60 m di altezza), paralleli e assai distanti dalla linea di riva, per cui l'azione di erosione e di trasporto è limitatissima. Tutto il litorale a Nord de "i Catini" è invece investito maggiormente dalle onde, che frangono con altezze fino a 3.70 m ed esercitano azione erosiva, ma non di trasporto perché arrivano praticamente con direzione perpendicolare alla linea di riva. Le onde da 315° (Maestrale) giungono con l'angolo di incidenza massimo rispetto alla direzione del litorale, con una componente di trasporto per i materiali solidi da Nord verso Sud. A causa della limitata lunghezza ed altezza d'onda rifrangono e cominciano a frangere solo quando sono molto vicine alla linea di riva. Per tali motivi esercitano una notevole azione di trasporto lungo costa da NO a SE, accumulando materiali sopraflutto agli ostacoli che protendono dall'allineamento normale (anch'esso NO - SE) della linea di riva ed esercitando un'azione erosiva sottoflutto. Per riassumere e schematizzare quanto detto sopra, limitandoci alle azioni sulle spiagge e sui bassi fondali mobili, più dipendenti dalla dinamica marina, rileviamo che le mareggiate di Mezzogiorno - Libeccio e di Ponente esercitano la maggiore azione erosiva sui due fianchi delle Secche di Vada e, in modo particolare, sulla spiaggia da Bocca di Cecina a Punta del Tesorino; le mareggiate di Mezzogiorno - Libeccio attivano inoltre una corrente da Sud a Nord; quelle di Libeccio non procurano in pratica trasporto lungo riva, ma riflusso verso il largo; quelle di Ponente generano una corrente litoranea verso Sud a partire dal fianco meridionale delle Secche di Vada; i mari di Maestrale attivano una importante corrente litoranea verso SE (*Mazzanti, 1986*).

3.4 Scelta della torre e dell'impianto pilota

Dopo aver esaminato le caratteristiche geotecniche riguardanti i fondali ed il regime dei venti nella zona di interesse, riportiamo di seguito le proprietà delle strutture più adatte da installare nell'area prescelta, individuate attraverso la comparazione con altre realtà simili già in esercizio.

3.4.1 Torre pilota

Le fondazioni più idonee per profondità comprese tra 20 e 30 m sono quelle a gravità, largamente impiegate negli impianti eolici offshore europei. Per il sito considerato possono essere adottate strutture in cemento armato cave, come quelle ideate dalla COWI (www.cowi.com), costituite, nella parte inferiore, da una base troncoconica con diametro maggiore di circa 20 m e minore di 5 m che si trasforma, nella parte superiore, in una forma cilindrica, la cui altezza varia in funzione della batimetria. La fondazione verrà poi riempita in situ con sabbia e ghiaia e successivamente affondata

Per evitare fenomeni di scalzamento alla base della struttura, è di regola necessaria una preparazione del fondale mediante stesura di uno strato di ghiaia per un diametro di circa 30 m e spessore di 1 m ed una protezione al piede consistente in un filtro ed un'armatura, da realizzare in una fase successiva alla collocazione della fondazione. Lo strato filtro, costituito da materiale ciottoloso compattato con dimensioni 10-80 mm, avrà un diametro variabile attorno alla fondazione, compreso tra 40 e 50 m, ed uno spessore di almeno 0.6 m. L'armatura sovrastante, formata da rocce di risulta di cava con taglia maggiore e massa di 10-200 kg, deve avere un diametro almeno di 35 m e spessore di circa 0.7 m (Fig. 46).

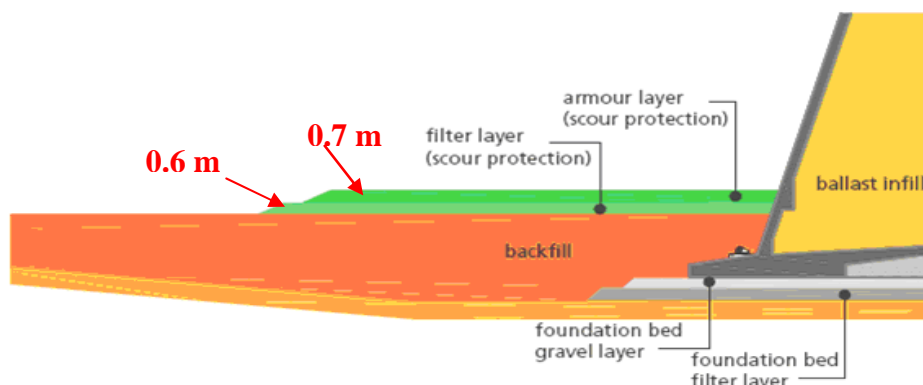


Fig. 46 – Particolare della protezione al piede della struttura.

Sulla fondazione viene innestata la torre metallica, tubolare e cilindrica, avente un'altezza pari a 70 m ed un diametro di base di circa 5 m, sulla cui sommità si inserisce l'aerogeneratore tripala ad asse orizzontale, tipo quello costruito dalla RePower, da 5 MW, che ha un diametro di 126 m, per un'altezza massima complessiva del sistema di circa 150 m s.l.m.m. (Fig. 47).

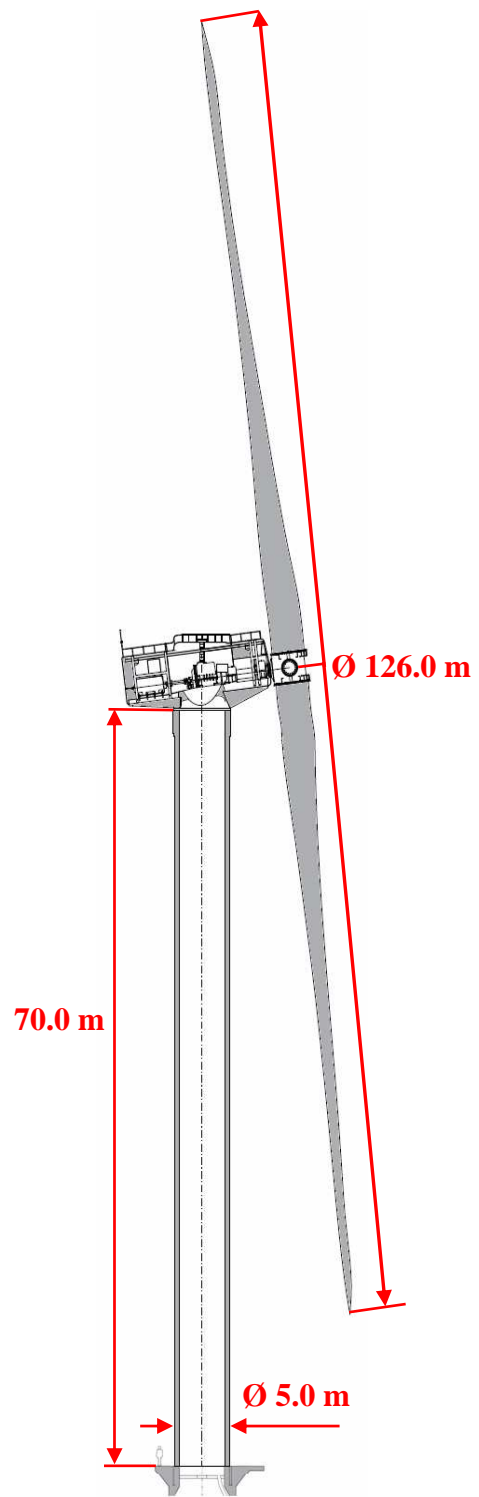
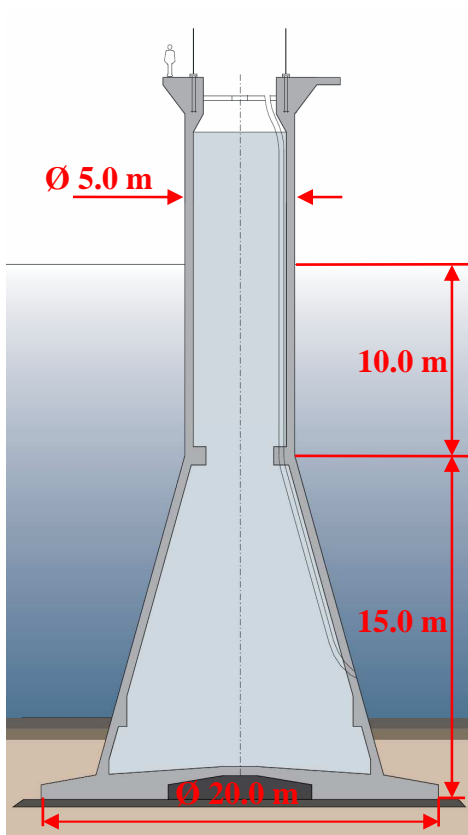


Fig. 47 – Geometrie e dimensioni degli elementi costitutivi dell'aerogeneratore.

3.4.2 Impianto pilota

Per il layout del parco eolico è stata scelta una configurazione consistente in turbine disposte su due file con direzione NW-SE, perpendicolari alla direzione dei venti dominanti, ciascuna costituita da 6 aerogeneratori. Le torri di una stessa riga sono distanziate di circa 300 m (approssimativamente 2.5 diametri di rotore), mentre torri di file diverse distano 1000 m (circa 8 diametri di rotore) e sono localizzate prevalentemente in fondali sabbiosi e fangosi compresi tra 20 e 30 m, nella zona meridionale delle Secche. La scelta è stata indirizzata su questa area perché presenta caratteristiche favorevoli all'installazione dell'impianto, come ridotta pendenza del fondale, evidenziabile dalla distanza tra le batimetriche dei -20 m e -30 m, distanza da costa sufficiente a ridurre notevolmente l'impatto visivo, ma soprattutto dalla mappa bionomica si rileva che l'area del parco va ad interessare solo in minima parte la prateria di *Posidonia oceanica*, che ricopre per ampi tratti la zona più superficiale delle Secche. Oltre a questo, come si evince dalla Fig. 48, l'area di progetto rappresenta solo marginalmente un corridoio migratorio per l'avifauna, che segue le direttrici indicate per raggiungere i quartieri di riproduzione o di svernamento.



Fig. 48 – Mappa raffigurante le principali rotte migratorie di uccelli europei

Alla luce di queste motivazioni, le esatte posizioni delle turbine ed il *layout* del parco sono riportate nella seguente tabella e nelle Fig. 49 e Fig. 50:

Turbina	Coordinate UTM 32	
	<i>Easting</i>	<i>Northing</i>
1	607119	4794679
2	607304	4794444
3	607490	4794208
4	607675	4793972
5	607860	4793736
6	608046	4793500
7	607906	4795297
8	608091	4795061
9	608276	4794825
10	608462	4794589
11	608647	4794353
12	608832	4794117

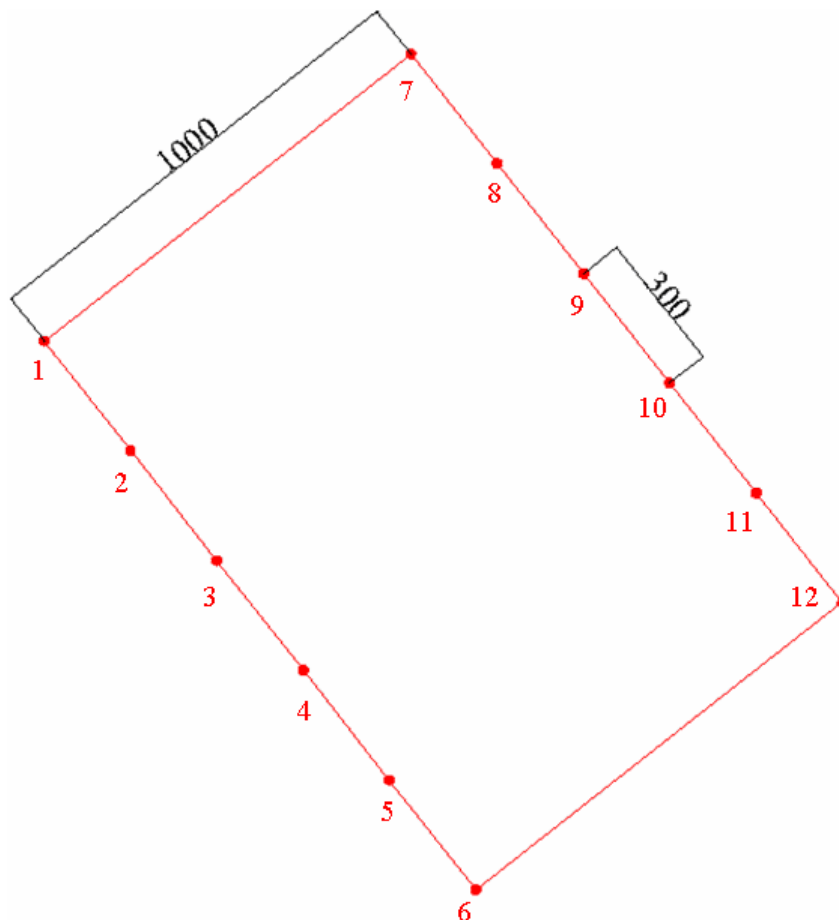


Fig. 49 – Schema e geometrie del parco eolico.

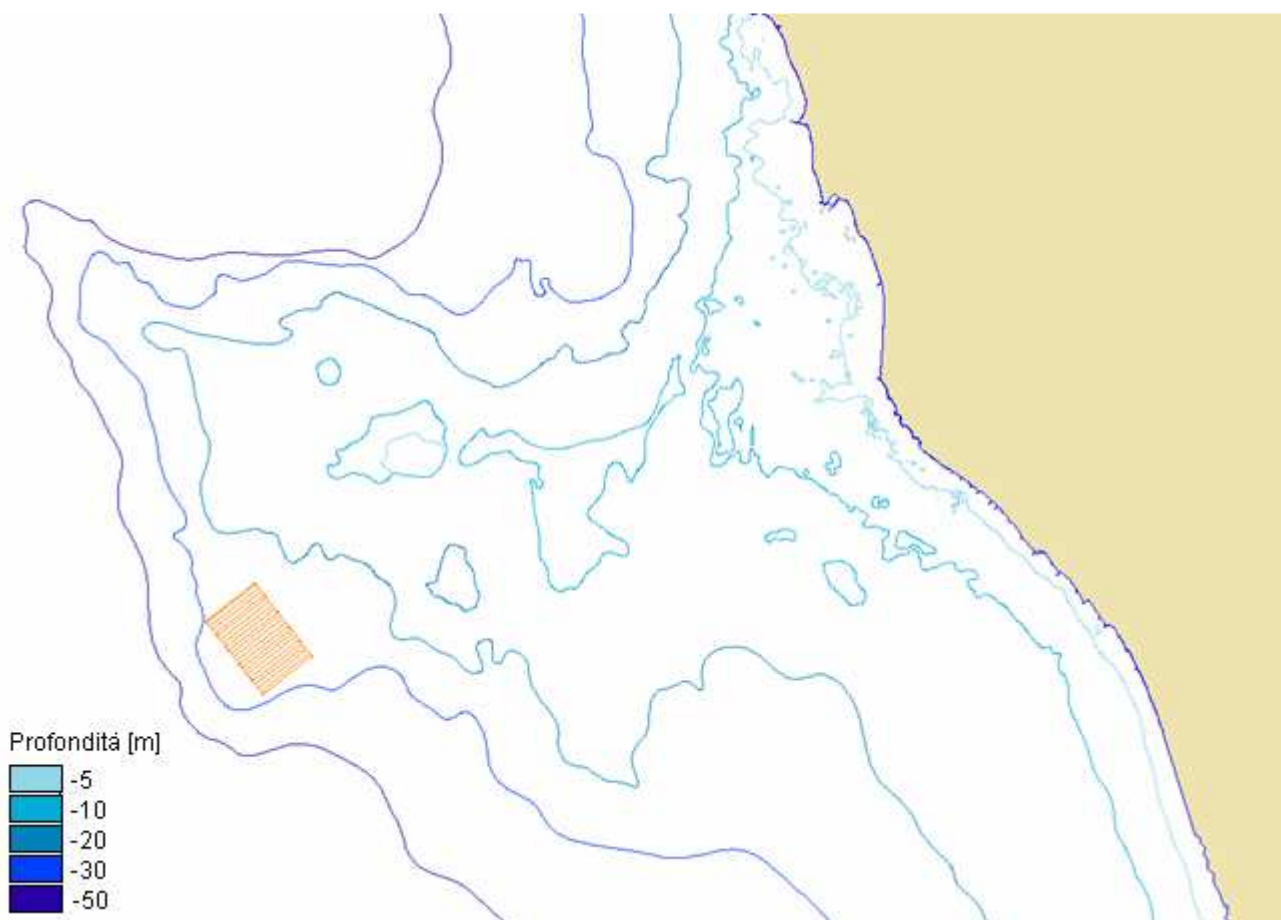


Fig. 50 – Localizzazione del parco eolico sulle Secche di Vada.

CAPITOLO 4: Materiali e Metodi

4.1 Cenni di modellistica numerica

Nell'ultimo decennio si è sempre più consolidato l'utilizzo dei codici di simulazione numerica in tutte le attività afferenti al settore dell'ingegneria costiera e marittima, dal supporto alla progettazione portuale agli studi per la difesa della costa, dalla gestione dei sedimenti in aree contaminate alla qualità delle acque di balneazione. A tale evoluzione hanno contribuito diversi fattori: da un lato i recenti indirizzi normativi a livello sia nazionale sia comunitario, dall'altro i progressi sul piano tecnico-scientifico, come le importanti nonché rapide innovazioni nel campo dell'informatica.

I modelli matematici descrivono un fenomeno attraverso equazioni che esprimono legami tra le varie grandezze fisiche coinvolte. Le equazioni, scritte sulla base di considerazioni di carattere teorico e sperimentale, si basano su principi fisici fondamentali quali la conservazione della massa, della quantità di moto e dell'energia. Formulando determinate ipotesi, i principi fondamentali vengono tradotti in equazioni o sistemi di equazioni, alle quali si associano opportune condizioni al contorno.

A seconda che si pervenga ad una soluzione in forma chiusa o si risolvano le equazioni per via numerica, si individuano rispettivamente, i modelli analitici e i modelli numerici. Questi ultimi, che in molti casi rappresentano praticamente l'unico modo per arrivare ad una soluzione, hanno avuto un grande sviluppo recentemente, di pari passo con l'aumento della capacità di calcolo e di memoria dei calcolatori, tanto da essere considerati di gran lunga lo strumento di studio più conveniente.

La formulazione teorica e lo sviluppo di modelli matematici rappresentano un compromesso tra due esigenze opposte: da un lato, si vuole che il modello descriva i fenomeni nel modo più accurato possibile, e questo in generale richiede un elevato numero di equazioni e una crescente complessità, dall'altro bisogna cercare di semplificare al massimo le equazioni per permetterne la risoluzione.

4.2 Descrizione dei modelli numerici utilizzati

Lo studio su modello numerico è stato condotto utilizzando il codice di calcolo Mike21, sviluppato dalla DHI (*Danish Hydraulics Institut*, www.dhigroup.com), ed utilizzabile per la simulazione di correnti, onde, trasporto solido e qualità delle acque in fiumi, laghi, estuari, baie, aree costiere e mare aperto.

I dati necessari per l'uso di questo codice in ambito marino sono le caratteristiche, al largo, delle onde da simulare ed una dettagliata conoscenza dei fondali e della geometria delle opere a costa. Il

sistema è suddiviso in moduli che possono simulare la propagazione di moto ondoso, la formazione delle correnti indotte, il trasporto solido e la morfodinamica dei fondali a breve termine. In particolare, nel presente studio è stato utilizzato il modulo EMS (*Elliptic Mild-Slope Module*) per la propagazione del moto ondoso, il modulo HD (*Hydrodynamic Module*) per la simulazione delle correnti indotte ed il modulo ST (*Sediment Transport Module*) per le dinamiche sedimentarie.

4.2.1 Creazione della batimetria digitale

Attraverso il modulo *Bathymetries* viene definita geograficamente l'area di lavoro ed il tipo di proiezione utilizzato; nel caso di mappa in coordinate UTM è possibile selezionare il numero di zona mediante la seguente relazione:

$$Zona\ UTM = INT\left(\frac{180 + \lambda}{6} + 1\right)$$

dove λ è la longitudine.

I dati in ingresso, per essere acquisiti dal programma di calcolo Mike21 attraverso il *tool Background Management*, devono essere forniti in formato .xyz e con modalità diverse a seconda che rappresentino la batimetria del mare o la linea di riva. Quindi per passare dal formato disponibile, in .dwg o .dxf, al formato richiesto in .xyz è stato utilizzato il programma di conversione Dxf2Xyz.

I dati batimetrici, editabili sull'applicazione Blocco Note, devono essere strutturati su tre colonne che rappresentano rispettivamente la coordinata E (o coordinata x), la coordinata N (o coordinata y) e la profondità del punto. I dati della linea di riva e delle strutture emerse subiscono lo stesso processamento, ma in questo caso la terza colonna contiene un codice, che se pari a 1, indica di collegare con una linea due punti adiacenti, se uguale a 0, segnala di interrompere la linea (Fig. 51).

Con la funzione *Bathymetry Management*, dopo aver stabilito l'origine geografica del sistema di riferimento, è stato delimitato il dominio nel quale effettuare la simulazione definendo la griglia di calcolo. Questa deve essere sufficientemente dettagliata e ampia per rappresentare adeguatamente le dinamiche attorno alla singola torre e al parco eolico. Il passo di integrazione al suo interno deve soddisfare la seguente condizione:

$$\frac{L_i}{\Delta x} \geq 10 \div 15$$

dove L_i è la lunghezza d'onda e Δx il passo di integrazione lungo l'asse x.

Poiché la maglia della griglia in questo caso deve essere quadrata, il passo di integrazione lungo i due assi deve essere uguale ($\Delta x = \Delta y$). Una volta individuati i valori di Δx e Δy , è possibile stabilire le dimensioni della griglia con le seguenti relazioni:

$$x \text{ points} : \frac{L_x}{\Delta x} + 1 \quad y \text{ points} : \frac{L_y}{\Delta y} + 1$$

in cui L_x ed L_y sono le dimensioni dell'area di lavoro.

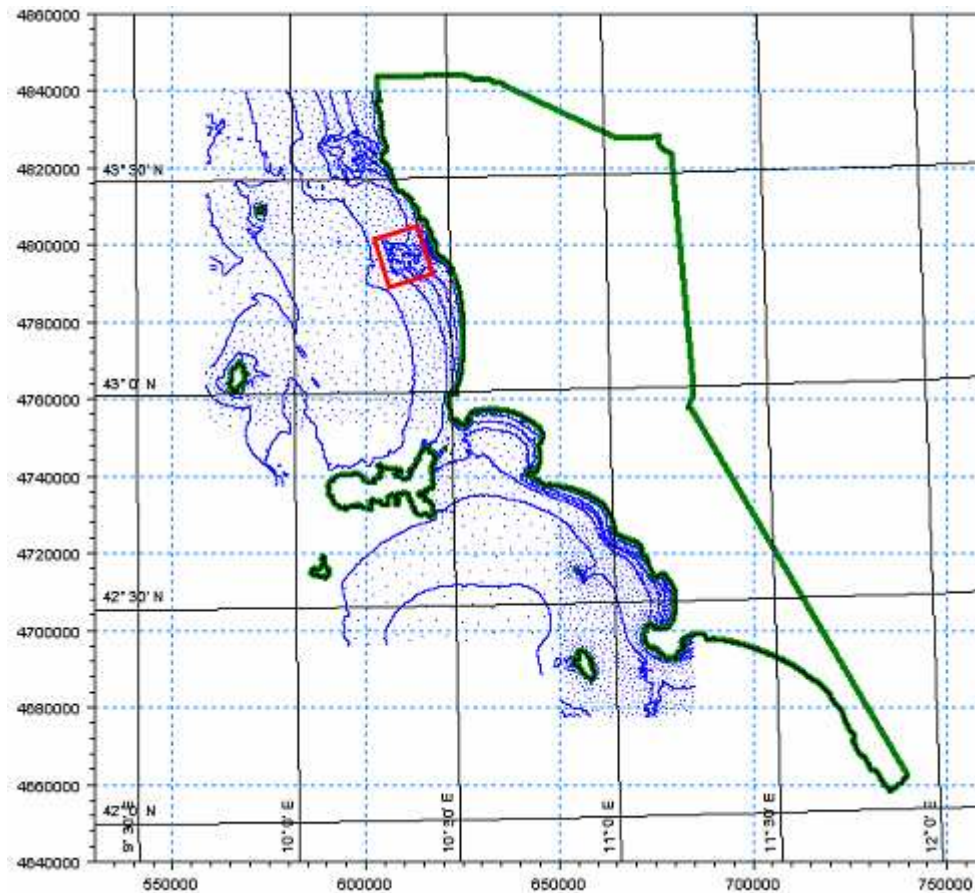


Fig. 51 – Acquisizione dei dati batimetrici nell'ambiente di lavoro MikeZero.

E' inoltre obbligatorio fornire la misura dell'angolo, determinato in senso orario, formato tra i fronti d'onda incidenti ed il Nord geografico, ed il codice che identifica la terra. I punti rappresentanti i dati batimetrici grezzi vengono poi interpolati sull'intera griglia di calcolo con un adeguato livello di dettaglio ed infine esportati in formato .dt2. Per poter utilizzare tale mappa nei moduli di Mike21 è necessario apportare una modifica, delimitando il dominio con finta terra o *False Land* in modo da chiudere tutti i confini, che è la condizione per non permettere flussi attraverso i bordi. Per realizzare questa operazione si procede alla trasformazione dei codici lungo i confini esterni della griglia, assegnando un valore intero positivo diverso da quello che identifica la terra.

4.2.2 Modulo ellittico mild-slope (EMS)

Descrizione tecnico-scientifica

Per lo studio dell'interazione tra il moto ondoso e la singola torre e tra il moto ondoso e l'intero parco eolico sono state eseguite analisi con il modulo EMS, basato sulla soluzione numerica dell'equazione di tipo ellittico proposta da Berkhoff (*Berkhoff, 1972*) nell'ipotesi di debole pendenza del fondo (fino a rapporti di 1:3) e onda monocromatica. L'EMS è un modello lineare che tiene conto dello shoaling, della diffrazione, della rifrazione, della riflessione e della dissipazione per attrito sul fondo e per frangimento.

L'equazione proposta da Berkhoff, trascurando tutte le perdite di energia, può essere scritta come:

$$\nabla(C \cdot C_g \cdot \nabla \cdot \zeta) - \frac{C_g}{C} \frac{\partial^2 \zeta}{\partial t^2} = 0$$

dove $\zeta(x,y,t)$ è l'elevazione dell'onda, C è la celerità dell'onda singola, C_g è la celerità di gruppo e ∇ è l'operatore gradiente (nel piano orizzontale). La celerità dell'onda singola e quella di gruppo sono funzioni della profondità $d(x,y)$ attraverso le relazioni:

$$C^2 = (g/k) \cdot \tanh(kd) \qquad C_g = \frac{1}{2} \cdot C \left[1 + \frac{2kd}{\sinh(2kd)} \right]$$

dove k è il numero d'onda.

Nel modulo EMS l'equazione di Berkhoff viene trasformata in un sistema differenziale iperbolico del primo ordine, che è molto simile come struttura al sistema di equazioni che governano le shallow water (equazioni dinamiche nel piano orizzontale x-y ed equazione di continuità). La soluzione stazionaria dell'equazione di Berkhoff viene raggiunta, per t tendente all'infinito, da un moto non stazionario in cui l'onda entrante, armonica, è assegnata come condizione al contorno.

Come mostrato da Copeland (*Copeland, 1985*), l'equazione di Berkhoff può essere riscritta come sistema differenziale del primo ordine introducendo gli pseudo-flussi, in direzione x e y, P^* e Q^* :

$$\begin{aligned} \frac{\partial P^*}{\partial t} + C \cdot C_g \cdot \frac{\partial \zeta}{\partial x} &= 0 \\ \frac{\partial Q^*}{\partial t} + C \cdot C_g \cdot \frac{\partial \zeta}{\partial y} &= 0 \\ \frac{C_g}{C} \frac{\partial \zeta}{\partial t} + \frac{\partial P^*}{\partial x} + \frac{\partial Q^*}{\partial y} &= 0 \end{aligned}$$

dove $P^*(x,y,z)$ è lo pseudo-flusso nella direzione x ($m^3/s/m$) e $Q^*(x,y,z)$ è lo pseudo-flusso nella direzione y ($m^3/s/m$).

Questo sistema è simile alle equazioni della quantità di moto e di continuità che governano il moto delle onde lunghe in acque basse e comunemente chiamate *shallow water*.

L'integrazione nel tempo delle equazioni conduce alla condizione stazionaria, soluzione dell'equazione ellittica di partenza. La variazione armonica nel tempo può essere ora evidenziata ponendo:

$$\zeta = S(x, y, t) \cdot e^{i\omega t}$$

$$P^* = P(x, y, t) \cdot e^{i\omega t}$$

$$Q^* = Q(x, y, t) \cdot e^{i\omega t}$$

dove ω vale $2\pi/T$, i è l'unità immaginaria e S , P e Q sono funzioni complesse di x, y e t .

Si può ritenere che la dipendenza dal tempo delle funzioni S , P e Q sia debole a causa della procedura di soluzione (iterazioni verso la soluzione stazionaria, che è indipendente dal tempo).

Generalizzando l'equazione di continuità per includere la generazione interna dell'onda (termine sorgente), si ottengono le seguenti equazioni:

$$\frac{C_g}{C} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{C_g}{C} \cdot i\omega \cdot P + C_g^2 \frac{\partial S}{\partial x} = 0$$

$$\frac{C_g}{C} \frac{\partial Q}{\partial t} + \frac{C_g}{C} \cdot i\omega \cdot Q + C_g^2 \frac{\partial S}{\partial y} = 0$$

$$\frac{C_g}{C} \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{C_g}{C} \cdot i\omega \cdot S + \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial Q}{\partial y} = SS$$

dove SS è il termine sorgente che genera l'onda progressiva. L'onda armonica è generata internamente alla frontiera del dominio (tutti i punti della frontiera sono impermeabili) usando il termine sorgente SS nell'equazione di bilancio di massa. Le condizioni al contorno consistono nello specificare la posizione dell'onda entrante nell'area di interesse e le sue caratteristiche.

La posizione dell'onda entrante è assegnata specificando i due punti d'estremità della linea del fronte (Fig. 52).

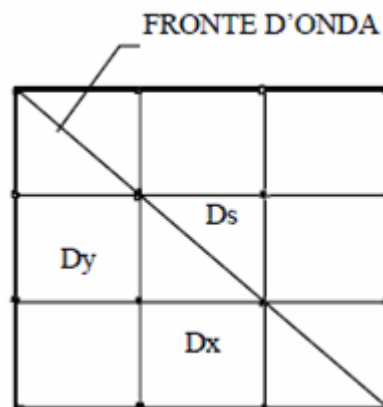


Fig. 52 – Schema del fronte d'onda entrante

Lo pseudo-flusso entrante vale:

$$q_{wave} = C_g \cdot \zeta(t)$$

Si osserva che nel periodo T il flusso netto è nullo, coerentemente con la teoria lineare assunta, che non prevede trasporto di massa associato all'onda progressiva, e che al passare del tempo t la forma si propaga nel dominio.

La riflessione parziale è stata trattata da Madsen e Larsen (*Madsen, Larsen, 1987*) generalizzando l'equazione di Berkhoff nell'ipotesi di onda che incontra un'opera verticale, trattabile come mezzo poroso. Le equazioni proposte dagli autori includono un termine d'attrito f_n , lineare, che descrive le perdite di energia, laminari e turbolente, entro la struttura porosa e che risulta dipendere dalle seguenti grandezze: la porosità n, la larghezza dell'opera, il diametro dei massi, il periodo e l'ampiezza dell'onda. Il DHI consiglia di porre davanti alla struttura riflettente, una serie di punti con assegnato coefficiente di attrito f_n , ricavabile nota la geometria dell'opera (coefficiente di riflessione $c_r = \alpha_r / \alpha_i$) e il fondale davanti all'opera.

Le equazioni finali si possono scrivere come:

$$\begin{aligned} \frac{1}{n} \frac{C_g}{C} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{C_g}{C} \cdot \frac{\omega}{n} (i + f_n) \cdot P + C_g^2 \frac{\partial S}{\partial x} &= 0 \\ \frac{1}{n} \frac{C_g}{C} \frac{\partial Q}{\partial t} + \frac{C_g}{C} \cdot \frac{\omega}{n} (i + f_n) \cdot Q + C_g^2 \frac{\partial S}{\partial y} &= 0 \\ n \cdot \frac{C_g}{C} \frac{\partial S}{\partial t} + n \cdot \frac{C_g}{C} \cdot i\omega \cdot S + \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial Q}{\partial y} &= SS \end{aligned}$$

dove n è la porosità.

Un quasi perfetto assorbimento dell'onda può essere ottenuto usando la procedura descritta da Larsen e Dancy (*Larsen, Dancy, 1983*). Questa tecnica è basata sul concetto di smorzamento artificiale che viene introdotto nelle equazioni mediante un coefficiente d'attrito, f_s , assegnato ad una serie di punti posti davanti alla frontiera chiusa (impermeabile) senza capacità riflettente.

Le equazioni finali che si ottengono sono:

$$\begin{aligned} \frac{C_g}{C} \frac{\partial P}{\partial t} + \left(\frac{C_g}{C} \cdot i\omega + f_s \right) \cdot P + C_g^2 \frac{\partial S}{\partial x} &= 0 \\ \frac{C_g}{C} \frac{\partial Q}{\partial t} + \left(\frac{C_g}{C} \cdot i\omega + f_s \right) \cdot Q + C_g^2 \frac{\partial S}{\partial y} &= 0 \\ \frac{C_g}{C} \frac{\partial S}{\partial t} + \left(\frac{C_g}{C} \cdot i\omega + f_s \right) \cdot S + \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial Q}{\partial y} &= SS \end{aligned}$$

e vengono risolte con uno schema alle differenze finite di tipo implicito su una griglia rettangolare regolare nelle variabili complesse S, P e Q.

L'algoritmo risolutivo segue uno schema di tipo *Double-Sweep* con possibilità di scelta automatica del Δt di calcolo in modo da garantire un numero di Courant prossimo all'unità e quindi minimizzare il numero di iterazioni necessarie a raggiungere la condizione stazionaria.

Procedura metodologica

Il modulo EMS, oltre alla batimetria, richiede in input la mappa dello *Sponge Layer* o degli strati assorbenti, i quali servono per annullare gli effetti di bordo nella propagazione dell'onda (Fig. 53). Partendo dalla batimetria precedentemente digitalizzata, è obbligatorio specificare il codice del bordo lungo cui generare gli strati assorbenti, scegliendo un valore che non sia già stato utilizzato precedentemente per la terra o per la finta terra. Il numero di *layer* necessari è legato al tipo di onda generata nel modello ed oscilla tra 10-20 per onde corte e >20 per onde lunghe. I coefficienti che vanno a costituire lo strato assorbente sono calcolati automaticamente mediante la seguente formula:

$$C_{i\text{sponge}} = a^{i-1}, \text{ con } i = 1, N_{\text{sponge}}$$

dove N_{sponge} è il numero di linee di *sponge*. In base al numero di strati, è consigliabile utilizzare i corrispondenti valori di a e di r .

N_{sponge}	a	r
10	5	0.5
20	7	0.7
50	10	0.85
100	10	0.92
200	10	0.95

Oltre alla selezione dell'opportuna batimetria e della mappa degli strati assorbenti, nel modulo è necessario definire la procedura iterativa, che è stata realizzata utilizzando un *time step* Δt costante, scelto in modo che il numero di Courant C_R sia inferiore all'unità, cioè:

$$C_R = \frac{c\Delta t}{\Delta x} \leq 1 \quad \Delta t \leq \frac{\Delta x}{c}$$

dove c è la celerità e Δx è il passo di integrazione.

Le iterazioni per lo stato stazionario si interrompono se si verifica almeno una delle due condizioni:

$$CP < \beta \text{ o } N > N_{\text{max}}$$

dove β è lo stop criterion per la convergenza e N_{max} è il numero massimo di *time step*.

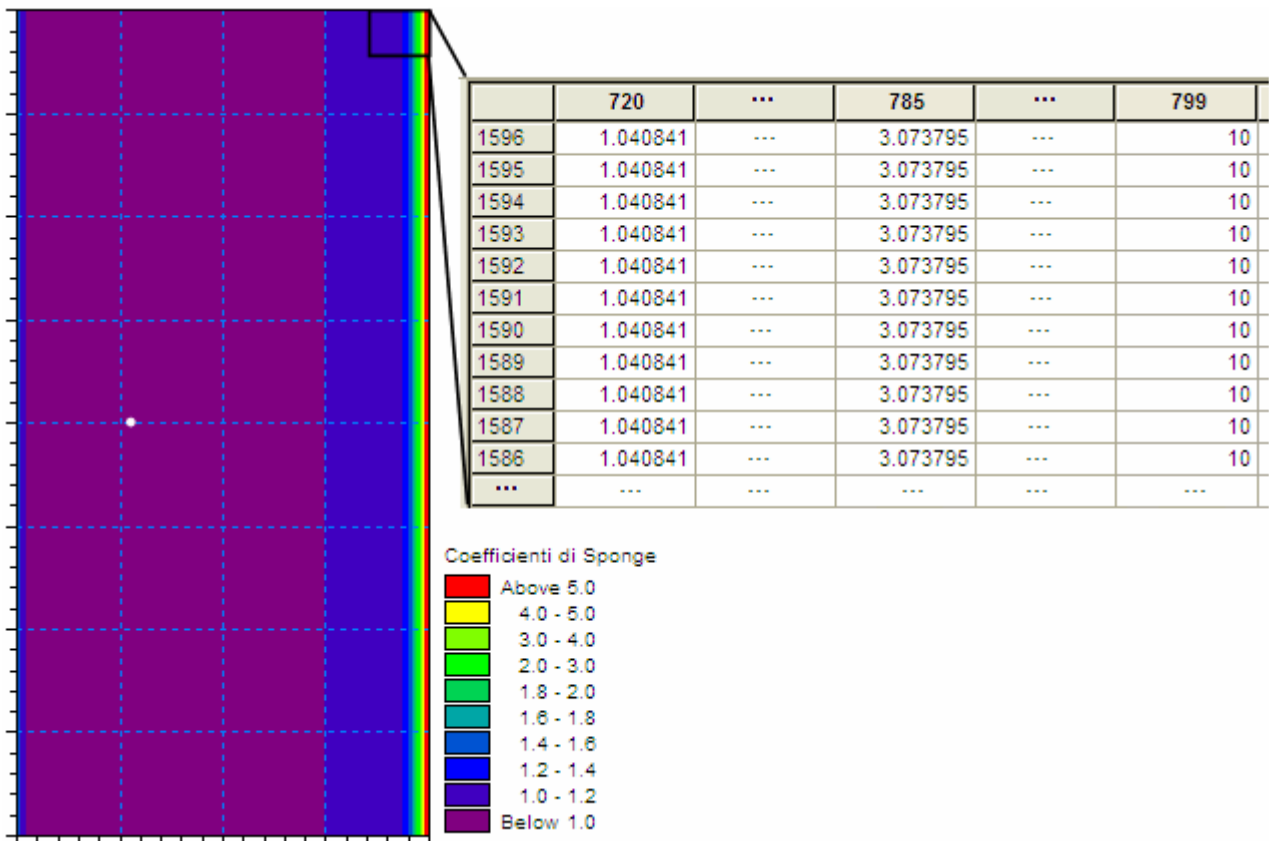


Fig. 53 – Esempio di mappa degli strati assorbenti e corrispondenti valori del coefficiente di *sponge* (in dettaglio).

Le condizioni al contorno sono rappresentate dalle caratteristiche dell'onda che si vuole testare, in termini di altezza H , periodo di picco T_p e direzione, che viene specificata mediante la definizione di due linee parallele generatrici dell'onda (*starting and ending points*) all'interno del dominio (Fig. 54). Questo consente di inserire un adeguato numero di *Sponge Layer* dietro la prima linea generatrice d'onda, in modo da assorbire le onde che si propagano nell'area non oggetto di studio.

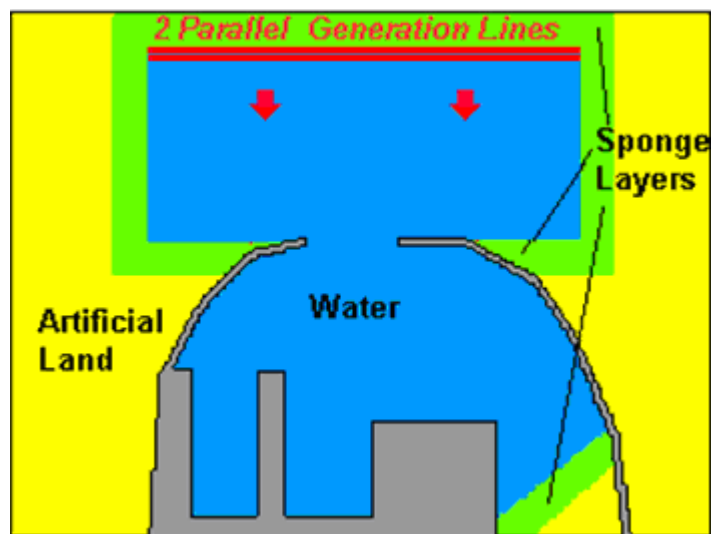


Fig. 54 – Esempio di finta terra (*False Land*), strati assorbenti (*Sponge Layer*) e linee generatrici d'onda.

Nel modello è stato incluso l'attrito al fondo, una forma di dissipazione di energia legata allo strato limite turbolento ed al flusso oscillante presente. Questa grandezza aumenta all'aumentare della distanza dall'area di generazione del moto ondoso, dell'altezza d'onda, del periodo e al diminuire della profondità. La perdita di energia legata all'attrito sul fondo, che implica l'assunzione di un treno di onde irregolari con una distribuzione di Rayleigh delle altezze, segue la seguente legge, teorizzata da Dingemans:

$$\frac{dE}{dt} = -\frac{1}{8\sqrt{\pi}} \cdot \frac{f_e/2}{g} \left(\frac{\omega H_{rms}}{\sinh(kd)} \right)^3$$

in cui:

E è energia totale del moto ondoso;

H_{rms} è l'altezza d'onda quadratica media;

ω è la frequenza;

k è il numero d'onda;

d è la profondità;

f_e è il fattore di perdita di energia che dipende dal rapporto tra lo spostamento delle particelle sul fondo ed il coefficiente di scabrezza di Nikuradse, k_n :

$$f_e = 0.25 \quad a_b / k_n < 2$$

$$f_e = \exp \left(-5.977 + 5.213 \left(\frac{a_b}{k_n} \right)^{-0.194} \right) \quad a_b / k_n \geq 2$$

dove a_b è la velocità delle particelle al fondo, che secondo la teoria lineare vale:

$$a_b = \frac{2\pi H}{T} \cdot \frac{1}{\sinh(kd)}$$

Oltre all'attrito al fondo, nel modello è stato ammesso il frangimento, che avviene quando l'onda raggiunge una determinata ripidità o quando la profondità del fondale è limitata. La formulazione utilizzata è la seguente (*Battjes, Jansen, 1978*):

$$\frac{dE}{dt} = \frac{-\alpha}{8\pi} \cdot Q_b \omega H_{max}^2$$

dove:

α è una costante;

Q_b è la percentuale delle onde che frangono;

H_{max} è l'altezza massima possibile del moto ondoso.

Q_b è definito da:

$$\frac{1 - Q_b}{\ln(Q_b)} = - \left(\frac{H_{rms}}{H_{max}} \right)^2$$

H_{max} è data da:

$$H_{max} = \frac{\gamma_1}{k} \tanh \left(\frac{\gamma_2}{\gamma_1} \cdot kd \right)$$

dove:

γ_1 è un parametro che regola il frangimento dovuto alla ripidità dell'onda;

γ_2 è un parametro che regola il frangimento dovuto all'interazione con il fondo.

I risultati di base forniti dal modello sono mappe bidimensionali contenenti l'altezza d'onda H in tutti i punti griglia che, in base al *time step* scelto, sintetizzano il transitorio, ovvero la propagazione delle onde all'interno del dominio. E' inoltre possibile includere il salvataggio delle mappe allo stato stazionario, i cui valori in ogni punto rappresentano l'altezza d'onda H , i valori istantanei dell'elevazione della superficie marina $\zeta(x,y)$ e la velocità orbitale in due differenti istanti durante il periodo dell'onda. Poiché nella simulazione è stato incluso anche il fenomeno del frangimento, è possibile ottenere anche le mappe del *radiation stress* (componenti S_{xx} , S_{xy} , S_{yy}), che consiste negli sforzi di taglio al fondo dovuti al trasporto di massa dell'onda e necessari per il calcolo delle correnti nel modulo idrodinamico.

Al fine di minimizzare gli effetti di interferenza, dovuti alla sovrapposizione fra le onde da esaminare e le onde riflesse dai bordi del dominio, sono state eseguite prove preliminari con domini di dimensioni diverse in modo da poter scegliere il più adatto al nostro scopo. Ovviamente la situazione ideale sarebbe quella di operare in un dominio di prova molto esteso, ma questo richiede tempi di calcolo molto lunghi. Inoltre, ad una certa distanza dalla struttura, il moto ondoso ritorna alle condizioni iniziali di propagazione, per cui è sufficiente raggiungere un compromesso fra queste esigenze. Le caratteristiche geometriche delle griglie di calcolo sperimentate sono riportate in tabella:

Tipo Dominio	Dimensioni [m]		Passo [m]	
	L_x	L_y	D_x	D_y
<i>Singola torre</i>	800	260	1	1
	1600	260	1	1
	800	520	1	1
	800	1600	1	1
<i>Parco eolico su batimetria ideale</i>	1800	3100	1	1
<i>Parco eolico su batimetria reale</i>	1500	3000	5	5

Individuata la geometria idonea allo studio della propagazione del moto ondoso, sono state condotte, limitatamente al dominio con singola torre prescelto, prove di sensibilità con *Sponge Layer* di diversi spessori, posti alle due estremità del dominio, per valutare l'eventuale effetto sul moto ondoso. Le caratteristiche geometriche degli strati assorbenti testati sono le seguenti:

N_{Sponge} inizio dominio	N_{Sponge} fine dominio
20	20
20	200
50	50

Le simulazioni effettuate utilizzano tre tipi di onda, i cui periodi sono stati individuati analizzando il grafico delle coppie H, T, costituito dai dati acquisiti dall'ondametro di La Spezia, ma generalmente valido per il Mar Ligure (Fig. 55).

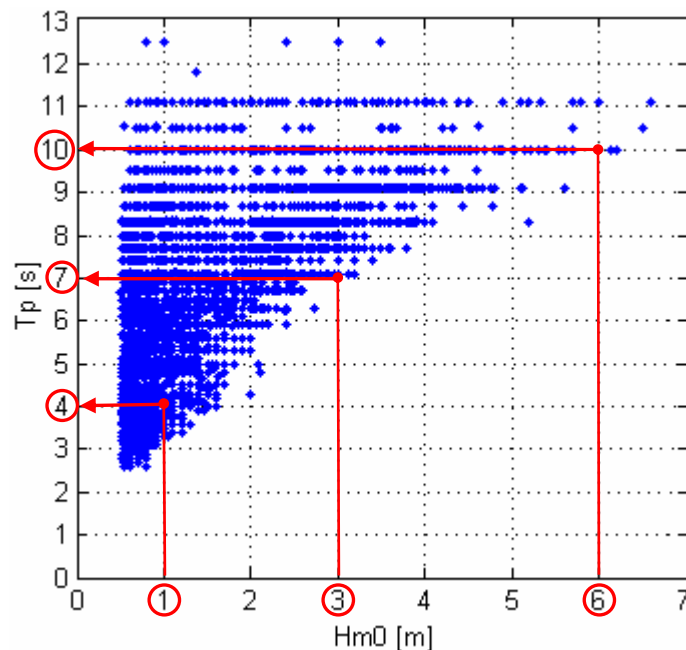


Fig. 55 - Grafico delle coppie altezza d'onda e periodo di picco (Ondametro di La Spezia).

Le onde che sono state testate hanno le seguenti caratteristiche:

Nome onda	Altezza H [m]	Periodo T [s]	Lunghezza L [m]
<i>Onda 0</i>	1	4	30
<i>Onda 1</i>	3	7	74
<i>Onda 2</i>	6	10	126

Per valutare se le perturbazioni introdotte dalla struttura, in termini di altezza d'onda, sono significative, sono state calcolate per ogni cella le differenze fra i campi d'onda nella situazione con e senza torre eolica.

4.2.3 Modulo idrodinamico (HD)

Descrizione tecnico-scientifica

Il calcolo delle correnti indotte dalle onde e del livello medio marino è stato eseguito con un modello idrodinamico che risolve numericamente le equazioni di continuità e della quantità di moto in un caso bidimensionale piano (la terza dimensione – asse z – è implicitamente integrata nelle equazioni considerando un mezzo verticalmente omogeneo), in cui i termini forzanti sono quelli di *radiation stress* ottenuti dal modulo ellittico.

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial q}{\partial y} = 0$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{p^2}{h} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{pq}{h} \right) + gh \frac{\partial \zeta}{\partial x} + \frac{gp\sqrt{p^2+q^2}}{C^2 h^2} - \frac{E}{\rho} \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} \right) - \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial S_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial S_{yx}}{\partial y} \right) - fq = 0$$

$$\frac{\partial q}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{q^2}{h} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{pq}{h} \right) + gh \frac{\partial \zeta}{\partial y} + \frac{gq\sqrt{p^2+q^2}}{C^2 h^2} - \frac{E}{\rho} \left(\frac{\partial^2 q}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 q}{\partial y^2} \right) - \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial S_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial S_{xy}}{\partial x} \right) + fp = 0$$

nelle quali i simboli rappresentano:

$h(x, y, t) = d(x, y) + \zeta(x, y, t)$ la profondità (m);

$d(x, y)$ profondità relativa al livello del mare calmo (m);

$\zeta(x, y, t)$ quota del pelo libero (m);

$p, q(x, y, t)$ i flussi ($m^3/s/m$) nelle direzioni x e y rispettivamente ($p = uh, q = vh$), con u e v velocità mediate sulla profondità nelle direzioni x e y (m/s);

$C(x, y)$ il coefficiente di scabrezza di Chezy dimensionale ($m^{1/2}/s$)

G l'accelerazione di gravità (m/s^2);

E il coefficiente di viscosità turbolenta (m^2/s);

ρ la densità dell'acqua (kg/m^3);

S_{xx}, S_{xy}, S_{yy} le componenti del tensore degli stress radianti, dati da:

$$S_{xx} = E^* \left[n(\cos^2 \theta + 1) - \frac{1}{2} \right] ; \quad S_{yx} = S_{xy} = \frac{E^*}{2} n \sin 2\theta ; \quad S_{yy} = E^* \left[n(\sin^2 \theta + 1) - \frac{1}{2} \right]$$

in cui:

$E^* = \frac{1}{8} \rho g H^2$ energia del moto ondoso per unità di superficie, con H altezza d'onda;

$$n = \frac{c_g}{c} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{2kd}{\sinh 2kd} \right);$$

θ direzione di propagazione del moto ondoso.

Anche se la simulazione idrodinamica è variabile nel tempo, il campo di sforzi tangenziali prodotti dal moto ondoso è assunto come stazionario, così come le condizioni al contorno da esso generate. Le tre equazioni del modello vengono integrate numericamente nel dominio dello spazio e del tempo tramite uno schema implicito alle differenze finite al II ordine, utilizzando il metodo ADI (*Alternating Direction Implicit*). In questo modo si ottiene, per ogni direzione e per ogni linea della griglia di calcolo, un sistema di equazioni tridiagonali, la cui soluzione è ottenuta impiegando l'algoritmo *Double Sweep*, una forma molto veloce ed accurata dell'algoritmo di eliminazione di Gauss.

Procedura metodologica

Il modulo HD, oltre alla batimetria precedentemente creata e alla mappa dei *radiation stress* derivante dal modulo EMS, necessita in input della durata del periodo di simulazione e del tipo di condizione iniziale, la cui scelta è ricaduta su una situazione di quiete, nel senso che tutte le componenti di velocità sono nulle e variano poi linearmente fino a raggiungere il valore assegnato in un tempo prefissato (*warm-up period*). Questa tecnica, detta *cold start*, consente di eliminare eventuali brusche oscillazioni iniziali della soluzione che potrebbero presentarsi per problemi di stabilità numerica. Al termine del *cold start* è opportuno verificare che la situazione ottenuta sia di effettiva stazionarietà. Se non è soddisfatta tale condizione è necessario allungare il tempo di *cold start*. Nelle simulazioni effettuate è stato scelto un periodo di *warm-up* che rappresenta una frazione ridotta dell'intera durata della simulazione, a sua volta definibile attraverso il numero totale di *step* che il modello deve coprire.

Inoltre, per simulare i flussi di corrente in aree che periodicamente vengono ricoperte dalle acque (*tidal flats*) è possibile selezionare la cosiddetta condizione di *Flood and Dry*. Nelle simulazioni effettuate tale funzione non è stata selezionata.

Per avere risultati più chiari ed interpretabili, nell'area di interesse non sono state impostate condizioni di *Source and Sink*, cioè non vengono selezionati punti griglia in cui si verificano perdite o generazioni di materia. Per lo stesso motivo l'elevazione iniziale della superficie marina sullo SWL (livello del medio mare) è stata imposta pari a zero.

Il coefficiente di *Eddy Viscosity* E è specificato come funzione, variabile nel tempo, del gradiente di velocità, la cui formulazione è basata sulla cosiddetta formula di Smagorinsky:

$$E = C_s^2 \Delta^2 \sqrt{\left(\frac{\partial U}{\partial x}\right)^2 + \frac{1}{2} \left(\frac{\partial U}{\partial y} + \frac{\partial V}{\partial x}\right) + \left(\frac{\partial V}{\partial y}\right)}$$

dove U e V sono le componenti di velocità mediate sulla verticale e rispettivamente lungo gli assi x ed y , Δ è il *grid spacing* e C_s , definibile dall'utente, è una costante scelta nell'intervallo $0.25 \div 1.0$.

L'attrito al fondo f_A è incluso nel modello specificando il numero di Chezy C o il numero di Manning M:

$$f_A = \frac{g \cdot u \cdot |u|}{C^2}$$

dove g è l'accelerazione di gravità e u la velocità. Il numero di Chezy (in $m^{1/2}/s$) può essere facilmente trasformato nel numero di Manning (in $m^{1/3}/s$) attraverso la seguente relazione:

$$M = \frac{C}{h^{1/6}}$$

dove h è la profondità. I risultati di base consistono in mappe bidimensionali contenenti le variazioni spatio-temporali in tutti i punti griglia della profondità (in m) e dei flussi P e Q (in $m^3/s/m$) determinati dai gradienti di *radiation stress*. Da questi dati è possibile ricavare le elevazioni della superficie marina, i campi di velocità della corrente associata al moto ondoso e la direzione.

4.2.4 Modulo Trasporto di Sedimenti (ST)

Descrizione tecnico-scientifica

L'ultimo passo nelle applicazioni dei modelli bidimensionali di dettaglio è quello di determinare la capacità di trasporto di sedimenti nell'area in esame, in modo da verificare le possibili criticità (erosione od eccessiva sedimentazione) nella zona caratterizzata dalla presenza del parco eolico.

Il modulo ST si basa sulla teoria di Bijker (*Bijker, 1967*) secondo cui il trasporto totale q_t è composto da una componente di trasporto al fondo (*bed-load transport*) q_b e da una componente in sospensione q_s (*suspended load transport*):

$$q_t = q_b + q_s = q_b \cdot (1 + 1.83Q) \quad (m^3/s/m)$$

dove Q è un fattore adimensionale dato da:

$$Q = I_1 \ln\left(\frac{33\eta}{r}\right) + I_2$$

in cui η è la profondità, r è la scabrezza, I_1 e I_2 sono integrali di Einstein da calcolare sulla base dei parametri $A = r/\eta$ e $Z_* = w/k \cdot U_{f,wc}$, in cui w è la *settling velocity* dei sedimenti in sospensione (dipendente dalla temperatura dell'acqua), k è la costante di Von Karman e $U_{f,wc}$ è la velocità di attrito nel caso di presenza di onde e correnti.

La scabrezza r è relazionata al coefficiente dimensionale di Chezy C attraverso la seguente espressione:

$$C = 18 \cdot \log\left(\frac{12 \cdot h}{r}\right)$$

Quando si vogliono tenere in considerazione gli effetti combinati di onde e correnti, è molto importante una corretta determinazione della velocità di attrito, poiché si devono opportunamente considerare le interazioni non lineari che avvengono tra la corrente e il flusso generato dal movimento ondoso. In questo caso utilizziamo:

$$U_{f,wc} = U_{f,c} \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{2} \cdot \left(\xi \frac{\hat{u}_b}{V} \right)^2} = \frac{\sqrt{g} V}{C} \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{2} \cdot \left(\xi \frac{\hat{u}_b}{V} \right)^2}$$

$U_{f,c}$ è la velocità di attrito associata con la sola corrente, V è la velocità della corrente mediata sulla verticale, \hat{u}_b è la massima velocità orbitale al fondo indotta dalle onde, ξ è un fattore adimensionale che può essere espresso in termini del *wave friction factor* f_w e del numero di Chezy C :

$$\xi = C \sqrt{\frac{f_w}{2g}}$$

Il *wave friction factor* f_w è calcolato secondo la seguente espressione:

$$f_w = \exp \left[-5.977 + 5.213 \left(\frac{a_b}{r} \right)^{-0.194} \right] \quad 1.47 < \frac{a_b}{r} < 3000$$

$$f_w = 0.32 \quad \frac{a_b}{r} \leq 0.47$$

$a_b = \frac{\hat{u}_b \cdot T}{2\pi}$ è l'ampiezza del moto orbitale indotto dall'onda nel fondale \hat{u}_b e quindi a_b sono valutati usando la teoria lineare.

q_b viene calcolato come:

$$q_b = B \cdot d_{50} \cdot U_{f,c} \cdot \exp \left(-\frac{0.27 \Delta d_{50} g}{\mu \cdot U_{f,wc}^2} \right)$$

dove B è un coefficiente adimensionale, molto importante per calibrare il trasporto al fondo, approssimativamente il suo valore varia da 1 a 5 rispettivamente fuori o dentro la *surf zone*.

$\Delta = s - 1 = (\rho_s / \rho) - 1$ è la densità relativa dei sedimenti e $\mu = (C / C^1)^{3/2}$ è il così detto *ripple factor* dove $C^1 = 18 \cdot \log(12 \cdot \eta / d_{90})$ è il coefficiente dimensionale di Chezy relativo alle caratteristiche del materiale grossolano nella composizione dei sedimenti.

E' utile osservare come l'influenza dell'agitazione ondosa nel calcolo del trasporto di sedimento, sia dato per entrambi i contributi di *bed-load* e *suspended-load*, tramite il parametro $U_{f,wc}$; questo evidenzia la grande importanza di una corretta formulazione della velocità di attrito in presenza di onde e correnti.

Numericamente i valori delle componenti q_{tx} e q_{ty} del vettore trasporto di sedimento totale q_t , sono calcolate sulla base dei risultati dei moduli d'onda e idrodinamico, nella stessa griglia di calcolo di quest'ultimo e ad intervalli temporali pari a $n \cdot \Delta t_{hd}$ dove Δt_{hd} è il *time step* utilizzato nel modello idrodinamico e n è un intero compreso tra 1 e il numero di passi temporali del modulo idrodinamico.

Nel caso in questione, i termini forzanti (*radiation stress*) del modello idrodinamico sono indipendenti dal tempo quindi dopo una prima fase transitoria, anche il flusso calcolato diventa stazionario una volta arrivato all'ultimo *time step*. Nel caso in cui interessi il trasporto di sedimento legato a questa situazione stazionaria è sufficiente eseguire il terzo modulo solo sugli ultimi risultati di quello idrodinamico.

Procedura metodologica

Dopo aver selezionato le correnti come unico mezzo responsabile del trasporto sedimentario, è stata scelta la mappa fornita dal modulo HD e la sottoarea su cui viene svolto il calcolo.

La teoria individuata per la simulazione del trasporto di sedimenti è quella di Engelung & Hansen, in cui il tasso del trasporto sedimentario è:

$$\Phi_t = 0.1 \frac{C^2}{2g} \theta^{2.5}$$

dove C è il numero di Chezy e

$$\Phi_t = \frac{q_t}{\sqrt{(s-1)gd^3}}$$

in cui q_t è il trasporto totale di sedimento.

Lo *shear stress* θ è definito come:

$$\theta = \frac{U_f^2}{(s-1)gd}$$

dove U_f è la velocità di taglio legata all'attrito totale, d è il diametro dei sedimenti ed s la densità relativa del materiale, definita come rapporto tra la densità del sedimento e quella dell'acqua.

E' necessario scegliere un opportuno valore critico del parametro di Shield θ_c , compreso tra 0.040 e 0.060, utilizzato come valore soglia al di sotto del quale il sedimento non viene preso in carico dalla corrente.

Per quanto riguarda le caratteristiche dei sedimenti è necessario definire un valore n , costante in tutta l'area di lavoro, per la porosità del materiale costituente il fondo marino.

E' stata creata appositamente una mappa costituita da due campi che sintetizzano le caratteristiche dei sedimenti in termini di granulometria media d_{50} (in mm) e di variabilità del fuso

σ_g (o *sediment grading*). I punti griglia che rappresentano le aree occupate dalle fondazioni e dalle torri, in cui ovviamente il trasporto di sedimenti non ha luogo, vengono contrassegnati da un opportuno codice (-99).

I risultati in output consistono in mappe che contengono i tassi di trasporto sedimentario per unità di larghezza (in $\text{m}^3/\text{anno}/\text{m}$) P_s e Q_s , mediati sull'intero periodo di simulazione o su una porzione più ristretta definita dall'utente.

CAPITOLO 5: Risultati e discussione dati

Illustrati i materiali ed i metodi che sono stati utilizzati per studiare in modo analitico il caso considerato, si procede ora all'esposizione dei risultati ed alla discussione organica dei dati ottenuti.

Verrà effettuata dapprima l'analisi delle interazioni del moto ondoso, del campo di correnti e dei flussi sedimentari con la singola struttura, successivamente gli stessi processi saranno esaminati per il parco eolico pilota. Infine, dopo aver testato e interpretato il comportamento di tali fenomeni in condizioni ideali, quindi con batimetria costante, si passerà allo studio di un impianto eolico ipotetico localizzato alle Secche di Vada, utilizzando per la simulazione batimetrie reali.

5.1 Risultati simulazioni con singola torre

5.1.1 Modulo Ellittico (EMS)

Prove preliminari sulle dimensioni del dominio

Riportiamo di seguito le immagini risultanti dalle simulazioni relative al moto ondoso da singola torre su batimetria costante (Fig. 56 e Fig. 57). I risultati schematizzati mettono in evidenza che l'attacco ondoso caratterizzato da un'altezza d'onda di 1 m e periodo di 4 s (Onda 0), fatto propagare in domini aventi dimensioni 800x260 m, 1600x260 m, 800x520 m e 800x1600 m, dà origine ad un pattern di altezze d'onda simile, con un cono d'ombra a tergo della struttura ed una forte perturbazione davanti alla torre.

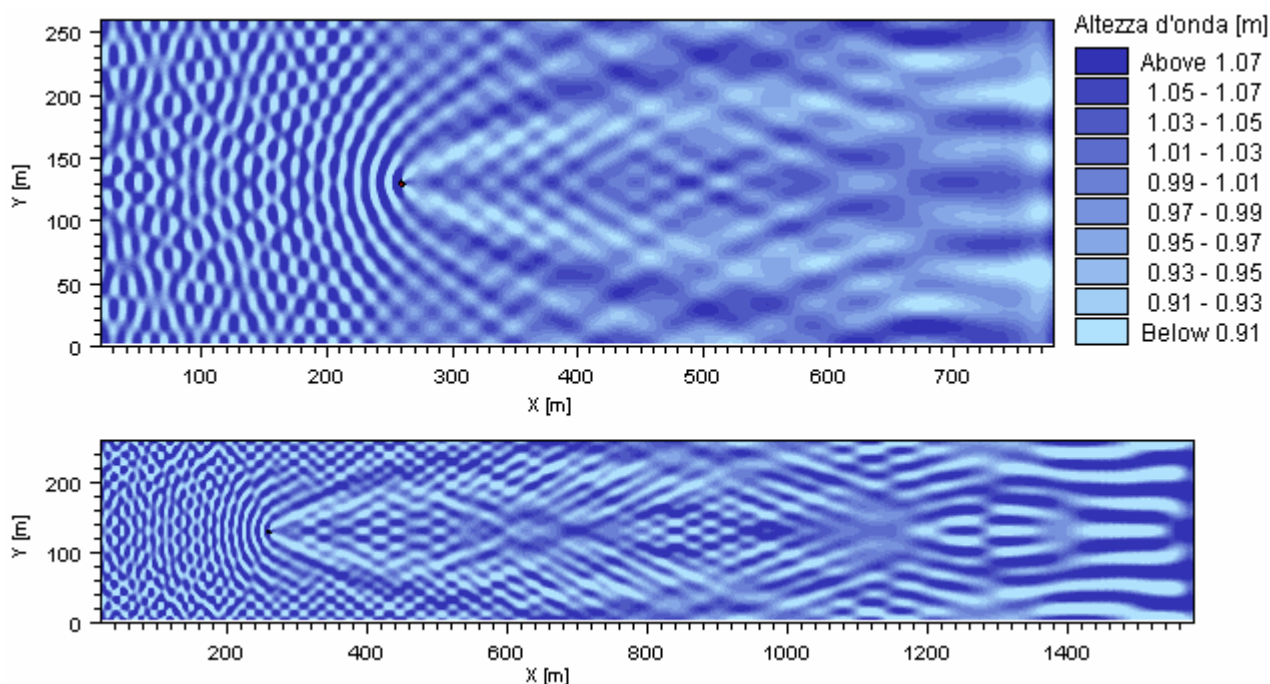


Fig. 56 – Risultati della propagazione dell'Onda 0 su domini di dimensione 800x260 e 1600x260.

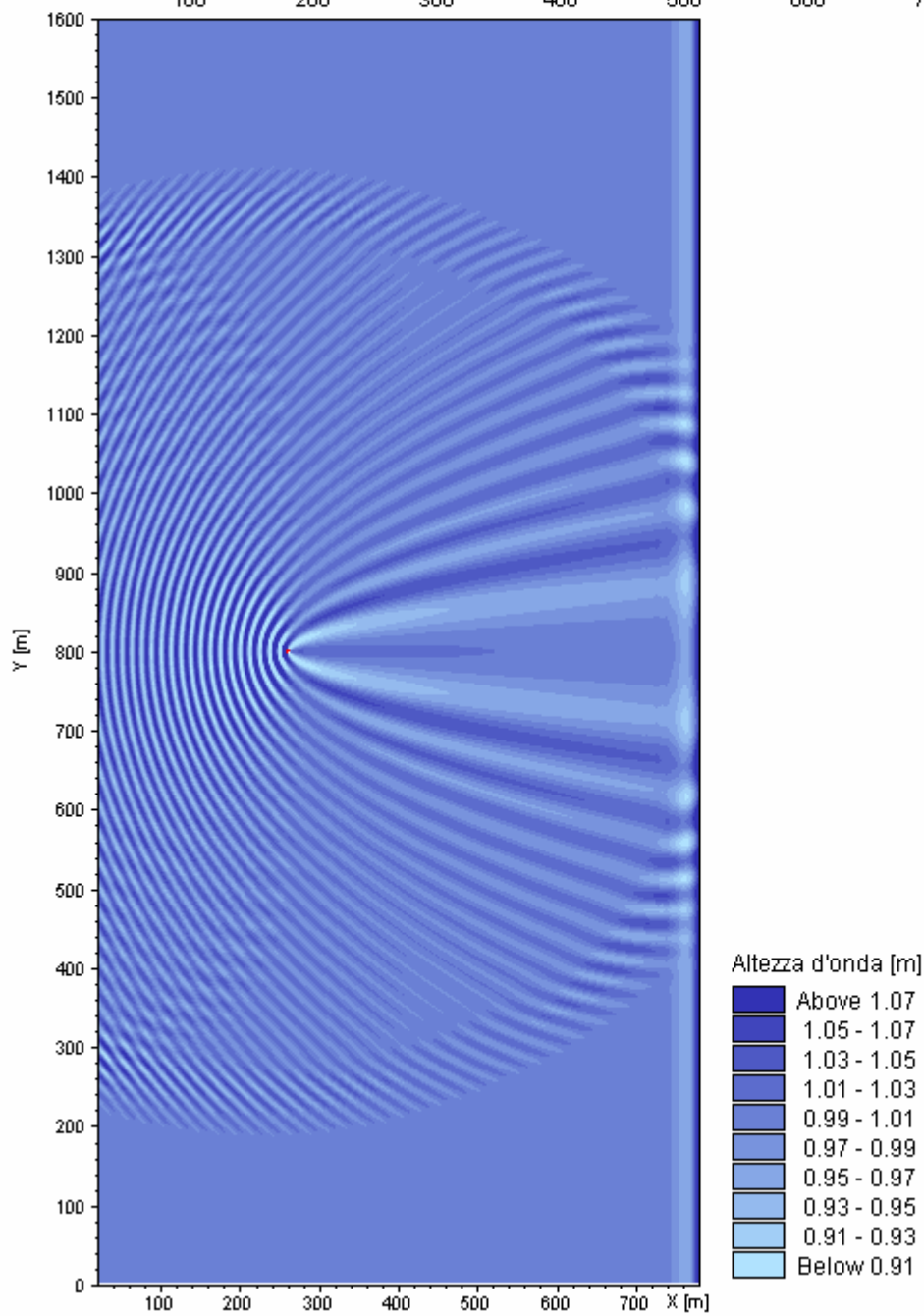
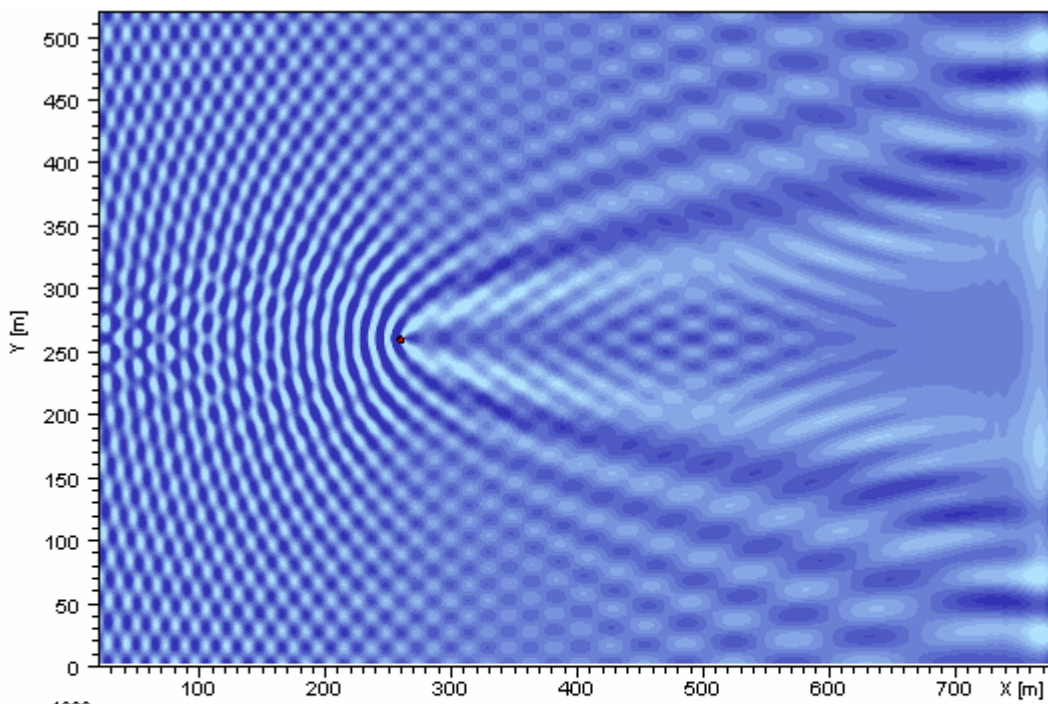


Fig. 57 – Risultati della propagazione dell'Onda 0 su domini di dimensione 800x520 e 800x1600.

Nonostante queste caratteristiche comuni, i dati, nei primi tre casi, sono poco interpretabili, soprattutto nel dominio 1600x260 m, a causa di un effetto spurio dovuto alla sovrapposizione delle onde riflesse dai bordi laterali del dominio con le onde dirette. Il fenomeno si intensifica man mano che l'onda si propaga, mentre con il dominio di dimensioni 800x1600 questo effetto risulta minimizzato e quindi si rivela il più idoneo per effettuare le simulazioni successive.

Prove di sensibilità con lo spessore degli strati assorbenti

Nelle sezioni, le cui posizioni sono schematizzate in Fig. 58, viene messo a confronto e rappresentato nelle due immagini successive, il comportamento dell'Onda 1 in termini di altezza H in presenza di strati assorbenti di diversi spessori.

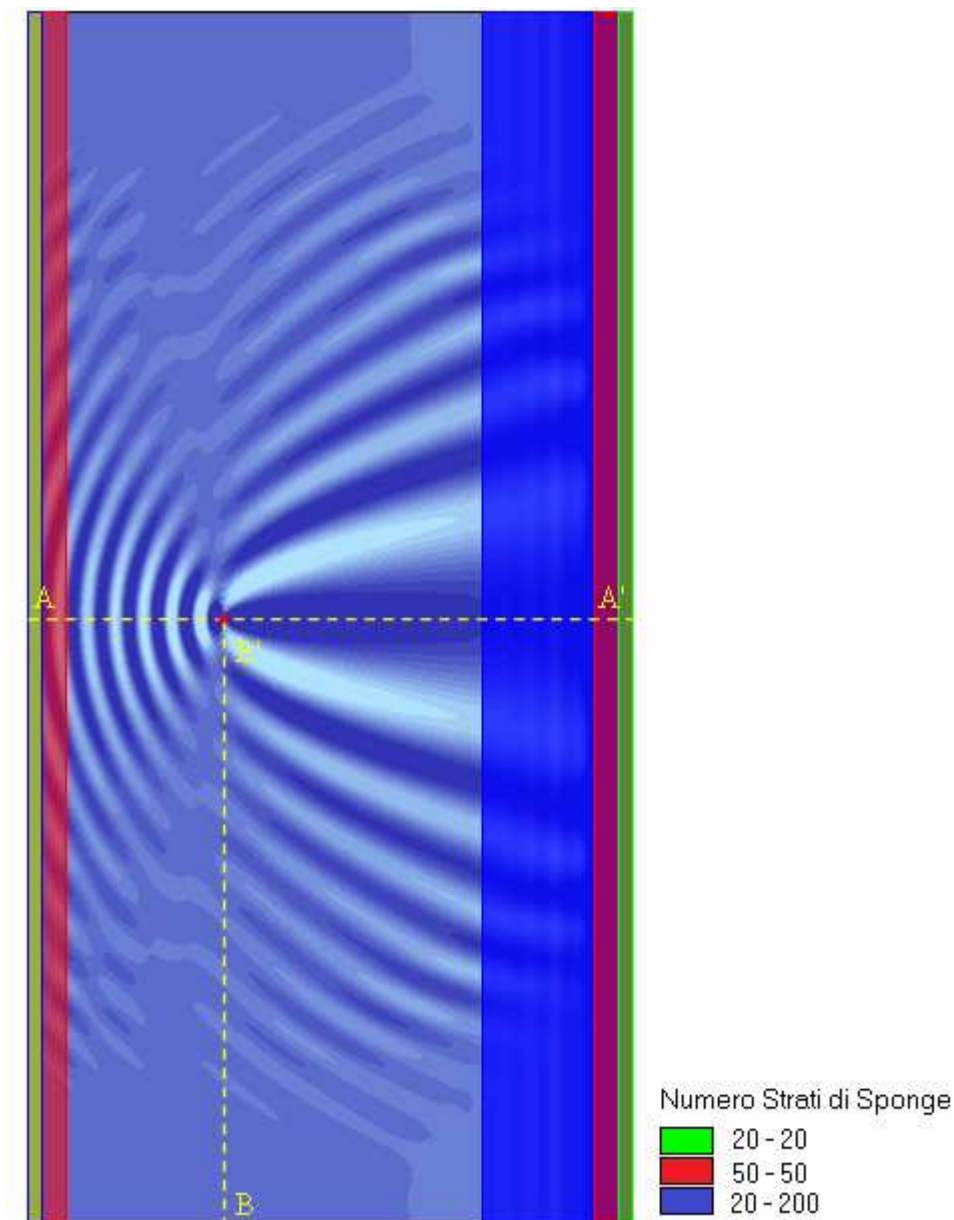


Fig. 58 – Posizione e spessore dei diversi strati assorbenti.

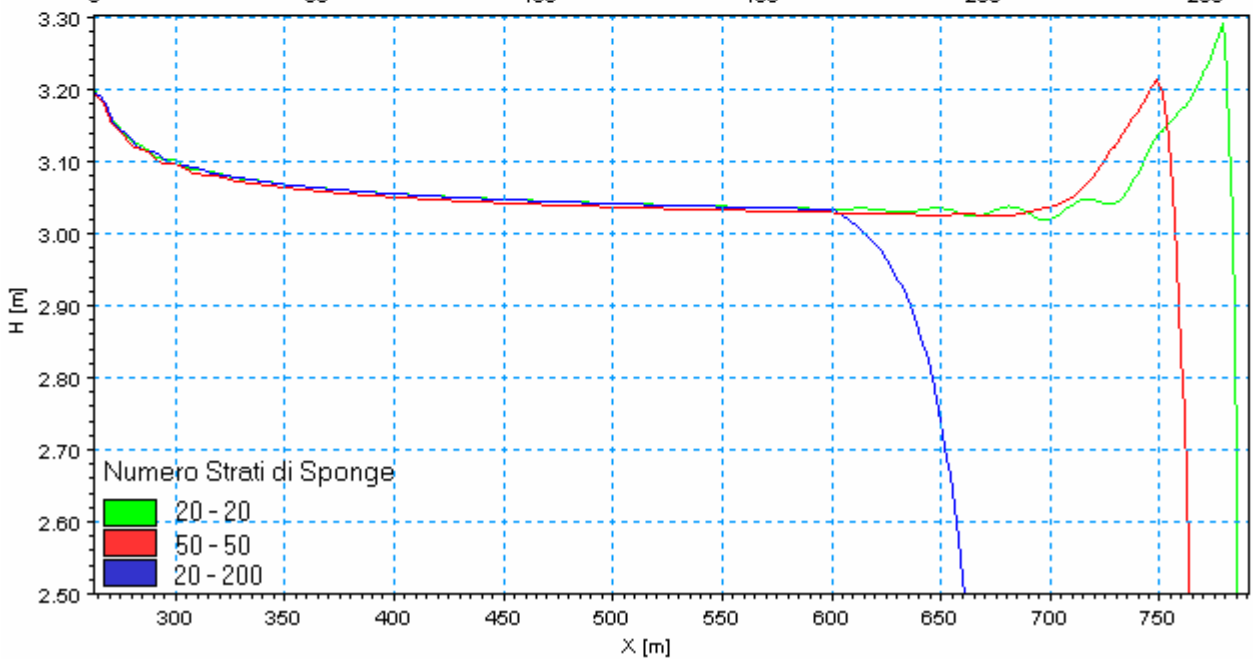
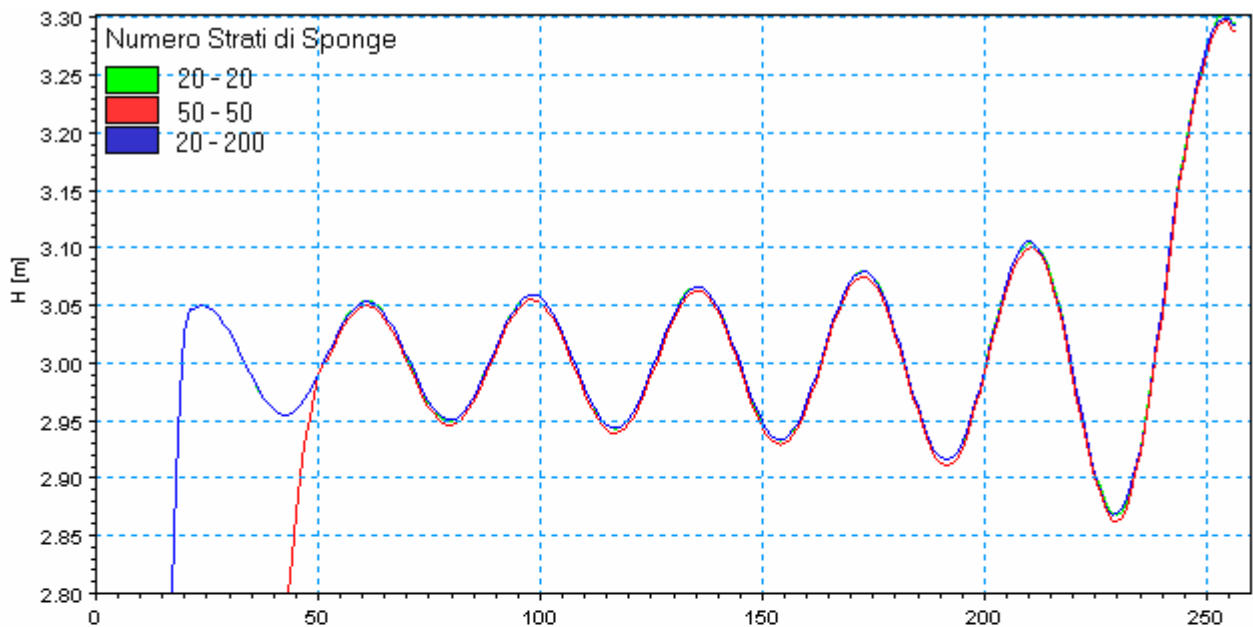


Fig. 59 – Sezione AA' del dominio 800x1600 con sponge layer di spessori differenti.

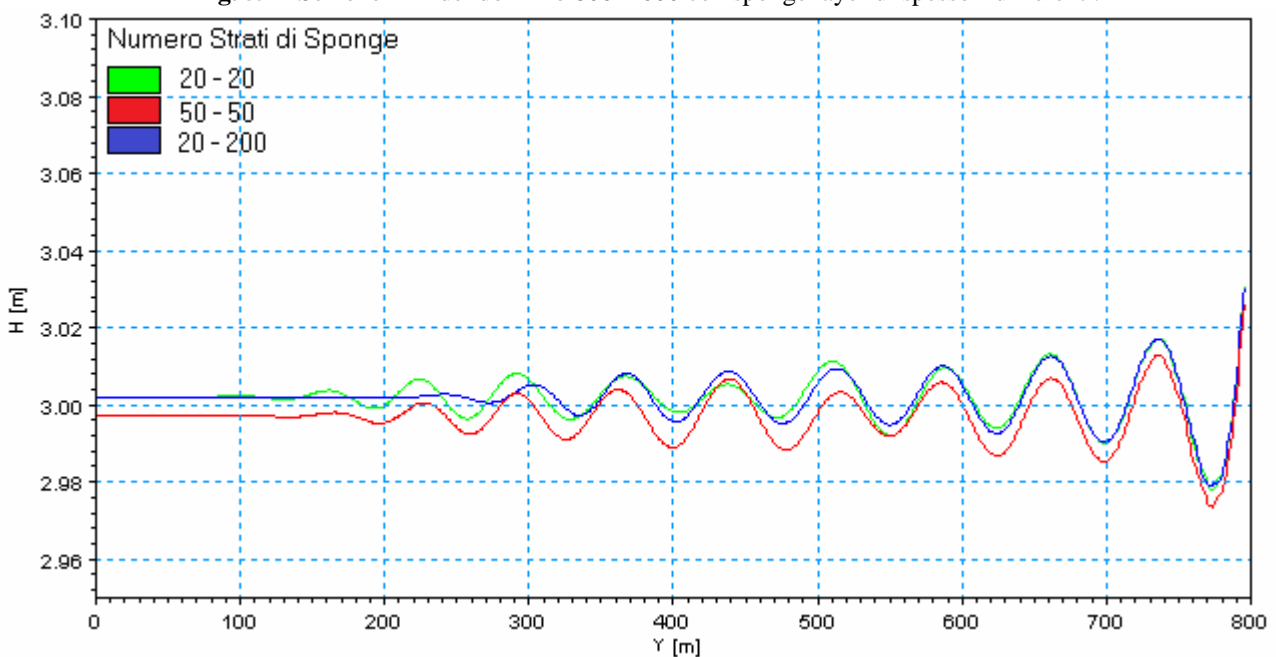


Fig. 60 – Sezione BB' del dominio 800x1600 con sponge layer di spessori differenti.

Lungo la sezione trasversale AA' (Fig. 59), nella zona antistante la torre, le oscillazioni tendono a coincidere indipendentemente dallo spessore degli assorbitori scelti, mentre a tergo, dopo un lungo tratto in cui le differenze sono trascurabili, alla fine del dominio le altezze d'onda assumono andamenti diversi: con 200 strati assorbenti l'altezza d'onda non subisce incrementi e decade gradualmente; con 20 e 50 strati assorbenti l'altezza d'onda fa segnare un incremento marcato in uno spazio piuttosto ridotto.

Lungo la sezione longitudinale BB' (Fig. 60) si registrano piccole differenze, non significative, tra i valori di altezza d'onda dei tre casi. Si nota inoltre che, maggiore è lo spessore dello strato assorbente alla fine del dominio, prima si smorzano le oscillazioni lungo la sezione presa in esame.

Questi risultati mostrano chiaramente che la configurazione che consente un migliore assorbimento dell'energia del moto ondoso da parte dei bordi e per questo selezionata per condurre le prove definitive è quella con 20 strati assorbenti all'inizio del dominio e 200 strati all'altra estremità.

Prove definitive

Le prove definitive sono state condotte su un dominio di dimensione 800x1600 m con le condizioni di input riportate in tabella ed in Fig. 61:

Numero di iterazioni:	500
Time step [s]:	0.05
Stop criterion:	0.005
Wave breaking:	$\gamma_1 = 1$ $\gamma_2 = 0.8$
Bed fiction:	Rayleigh distributed waves $k_N = 0.02$

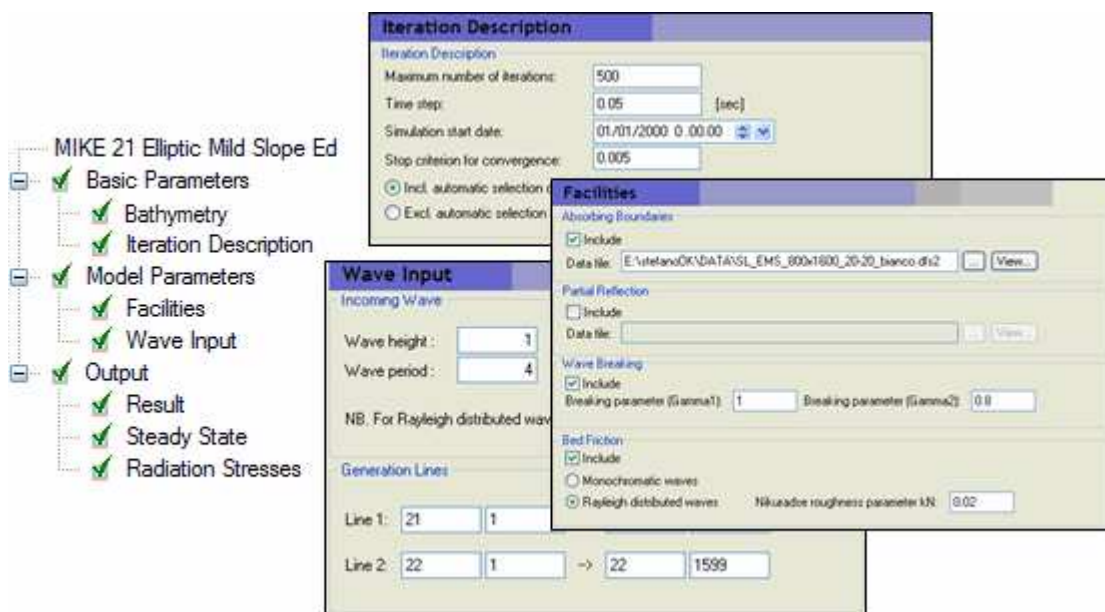


Fig. 61 – Parte di interfaccia grafica del modulo EMS.

- Onda 0

Con attacco ondoso caratterizzato da altezza d'onda di 1 m e periodo di 4 s le perturbazioni sono osservabili all'interno di un'area circolare di raggio pari a circa 600 m, dove si alternano regolarmente onde con altezza superiore a 1.07 m e onde inferiori a 0.91 m, oscillazione che si intensifica avvicinandosi davanti alla torre. A tergo della struttura viene invece a crearsi un cono d'ombra in cui l'altezza d'onda torna rapidamente al valore iniziale (Fig. 62).

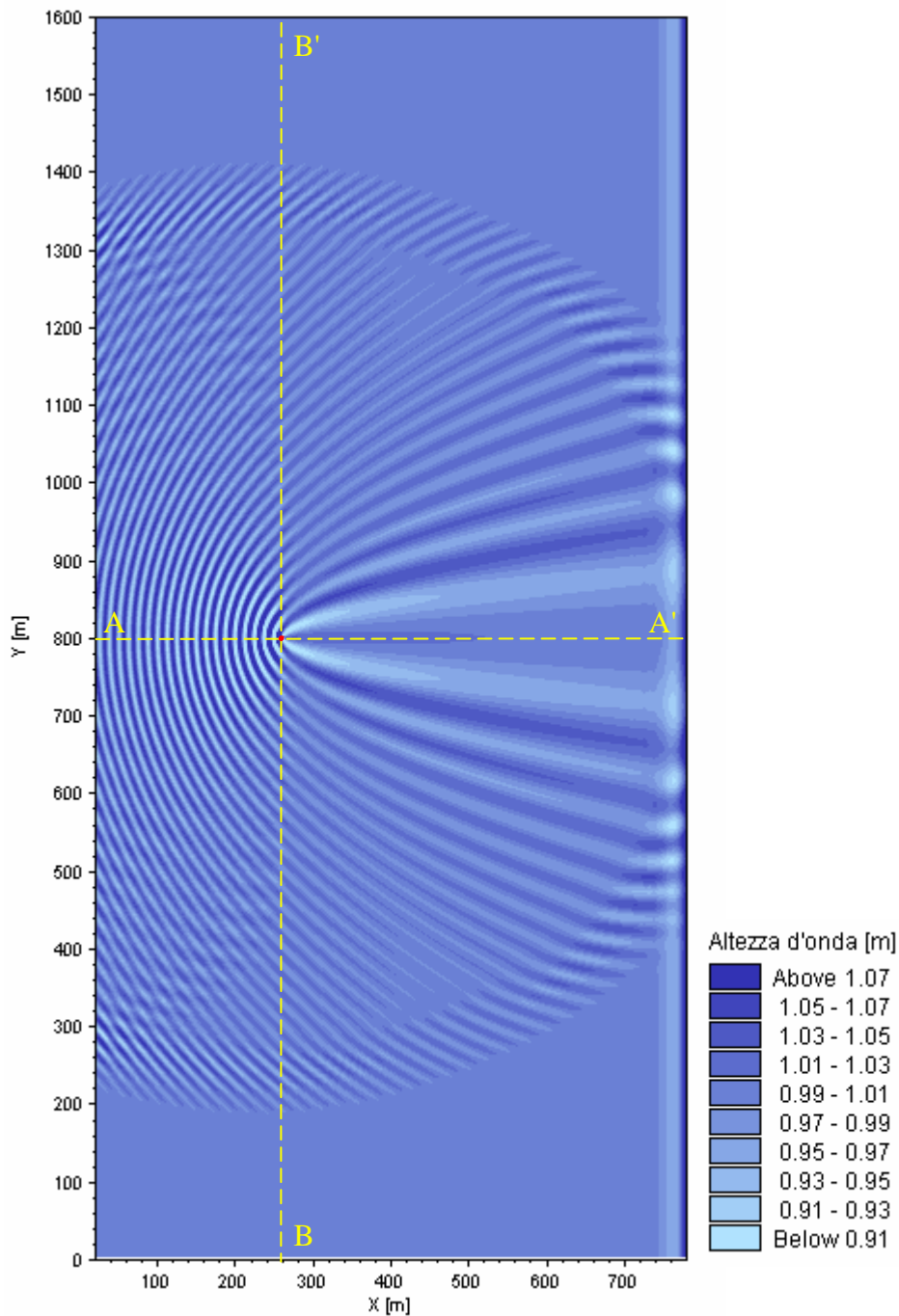


Fig. 62 – Mappa dell'andamento dell'altezza d'onda: Onda0.

In particolare, l'analisi della sezione AA' evidenzia che nella zona davanti alla torre l'altezza d'onda raggiunge 1.7 m a ridosso dell'ostacolo e si riduce rapidamente allontanandosi dalla struttura.

Dietro la torre non si manifestano invece variazioni significative rispetto alle condizioni iniziali. Dalla sezione BB' si evince che lateralmente l'altezza d'onda fa registrare un incremento di 0.14 m rispetto alla condizione di partenza nelle immediate vicinanze della torre, ed una riduzione marcata dell'oscillazione spostandosi verso i confini laterali del dominio, dove il valore torna a coincidere con quello iniziale. Localmente, in coincidenza dei punti $Y= 220$ m e $Y= 1380$ m, si assiste a piccoli incrementi, imputabili principalmente a parziali fenomeni di riflessione indotti dai bordi del dominio e alla conseguente interazione tra onde incidenti e riflesse (Fig. 63).

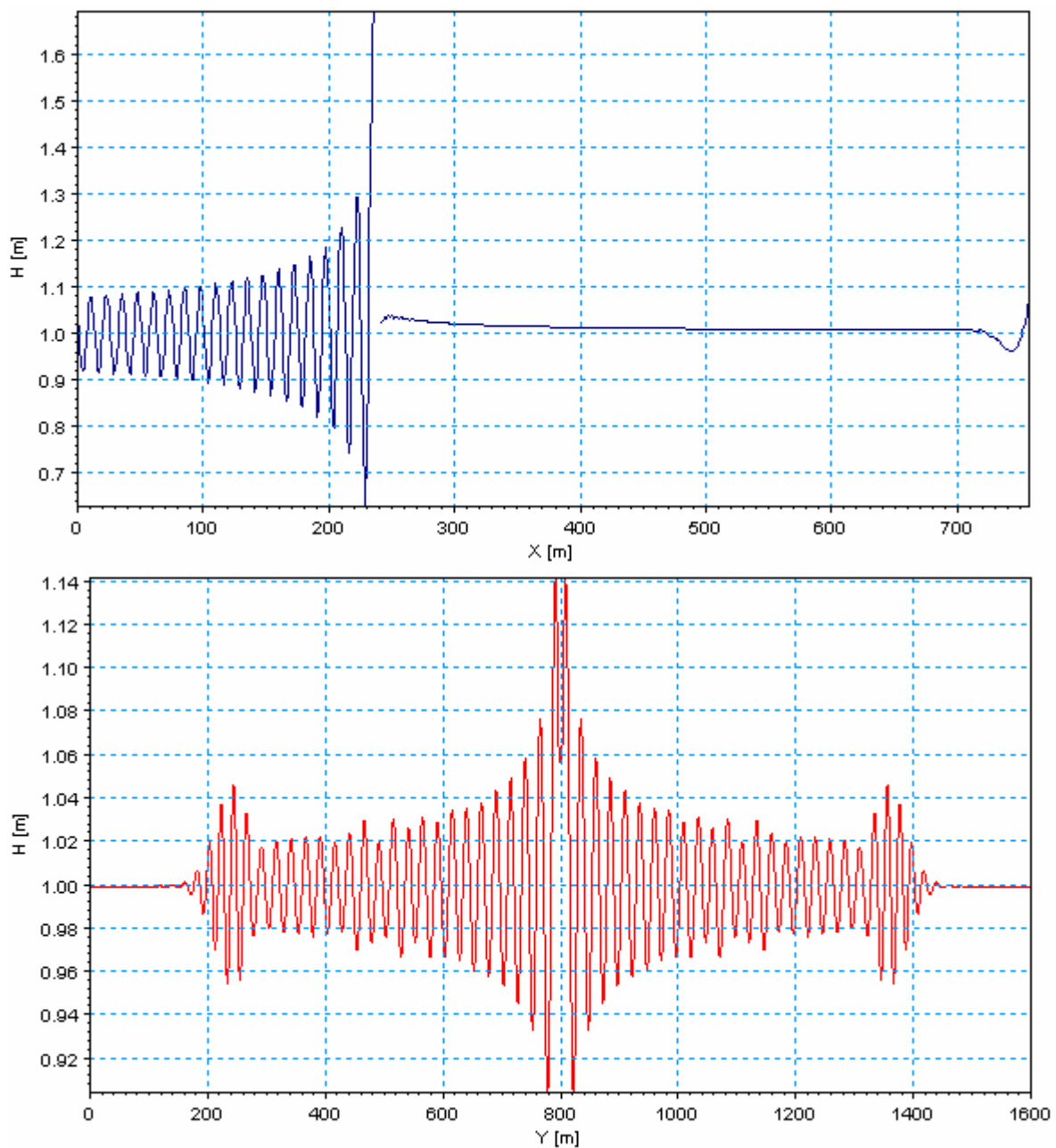


Fig. 63 – Sezioni AA' e BB' per Onda 0.

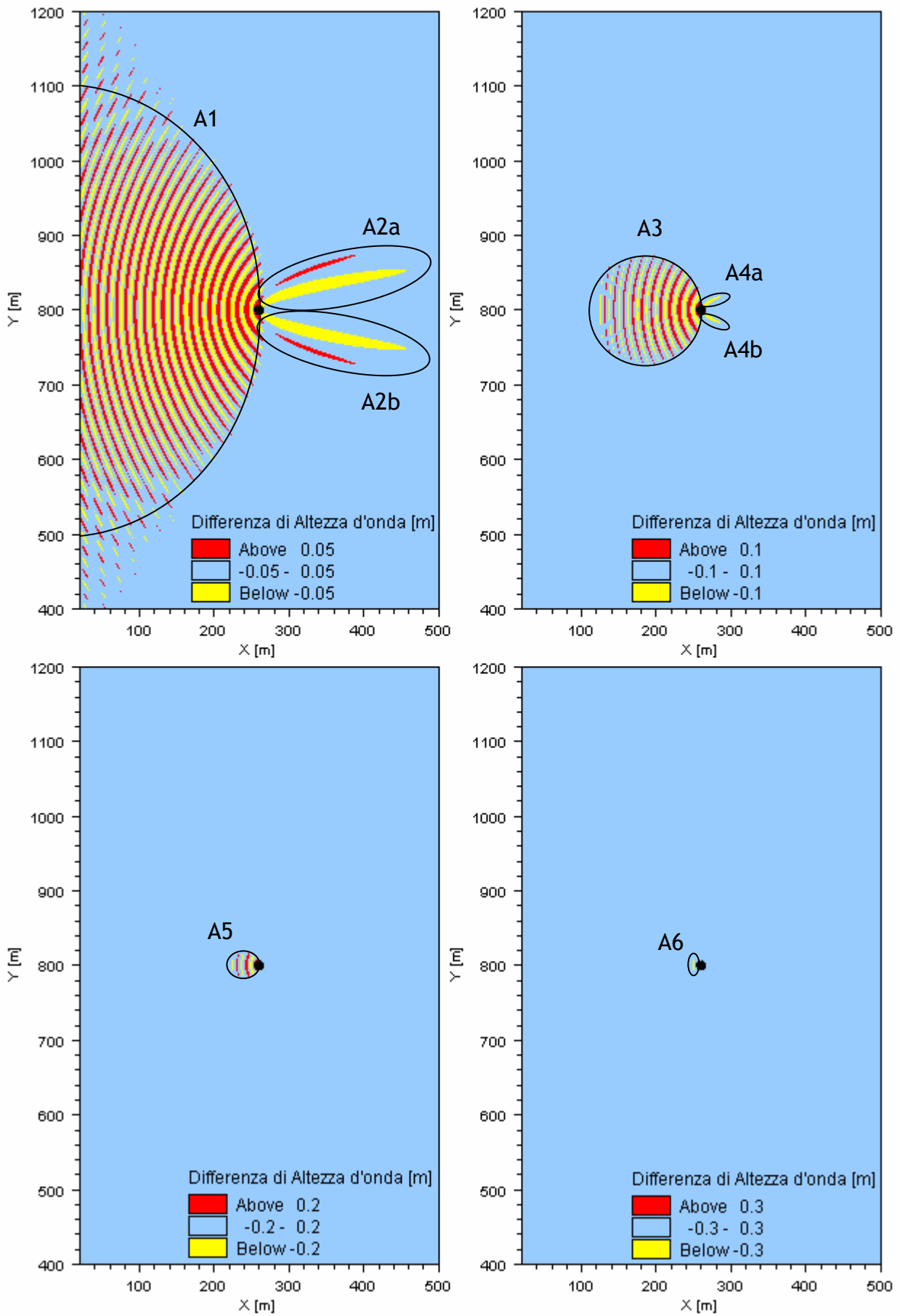


Fig. 64 – Differenze di altezza d'onda tra dominio con e senza struttura. Attacco ondosio: Onda0

Nelle precedenti immagini, le zone interessate da variazioni significative sono state delimitate, per una più facile identificazione, con linee chiuse e contrassegnate con un codice.

Dalle mappe rappresentate in Fig. 64 si può osservare che differenze superiori al 5% in termini di altezza d'onda, corrispondenti a ± 0.05 m, si possono osservare prevalentemente davanti alla torre eolica, entro un'area semicircolare A1 di raggio 300 m, e a tergo della stessa, dove due aree allungate (A2a e A2b), che tendono a divergere, si proiettano per circa 200 m. Variazioni superiori al 10% (± 0.1 m) si rilevano entro una circonferenza A3 di raggio 60 m di fronte alla struttura e in due ridotti pennacchi (circa 20 m) a tergo di essa (A4a e A4b). Differenze superiori al 20% (± 0.2 m) si riscontrano davanti alla struttura e ricoprono un'area ristretta circolare A5 di circa 40 m di diametro, mentre variazioni percentuali superiori al 30%, corrispondenti a ± 0.3 m, sono visibili solo entro 10 m sovraflutto alla torre (A6).

- Onda 1

Dall'analisi combinata della mappa (Fig. 65) e delle sezioni AA' e BB' (Fig. 66) si evince che le perturbazioni che si verificano con questo attacco ondosio sono rilevabili, davanti alla struttura, in un intorno di circa 1200 m per 200 m, con una oscillazione delle altezze d'onda sempre più accentuata avvicinandosi alla torre, con un picco di 3.3 m a ridosso della stessa.

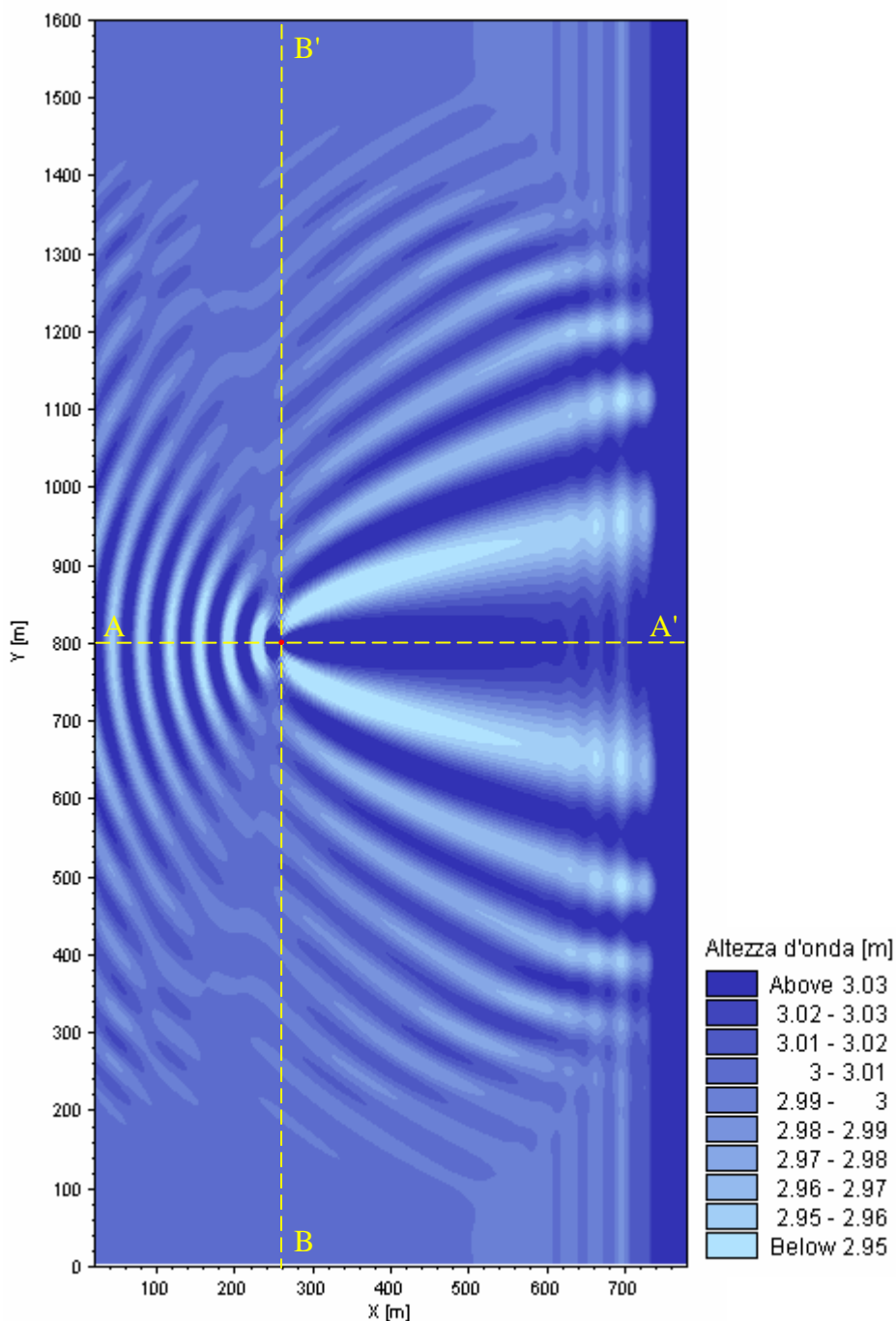


Fig. 65 – Mappa dell'andamento dell'altezza d'onda: Onda1.

A tergo, oltre alla formazione di due pennacchi divergenti in cui l'altezza d'onda è inferiore a 2.95 m, si osserva una graduale riduzione della differenza di altezza d'onda spostandosi verso i bordi laterali. Tra le due zone si nota uno stretto corridoio che si allarga allontanandosi dalla torre e

nel quale le variazioni di altezza d'onda rispetto alla condizione iniziale sono attenuate ed oscillano tra 3.03 m e 2.98 m, riscontrabile in dettaglio nella sezione BB'. Il grafico della sezione AA' mette in evidenza una netta riduzione dell'altezza d'onda da 3.2 m a valori inferiori a 3.05 m.

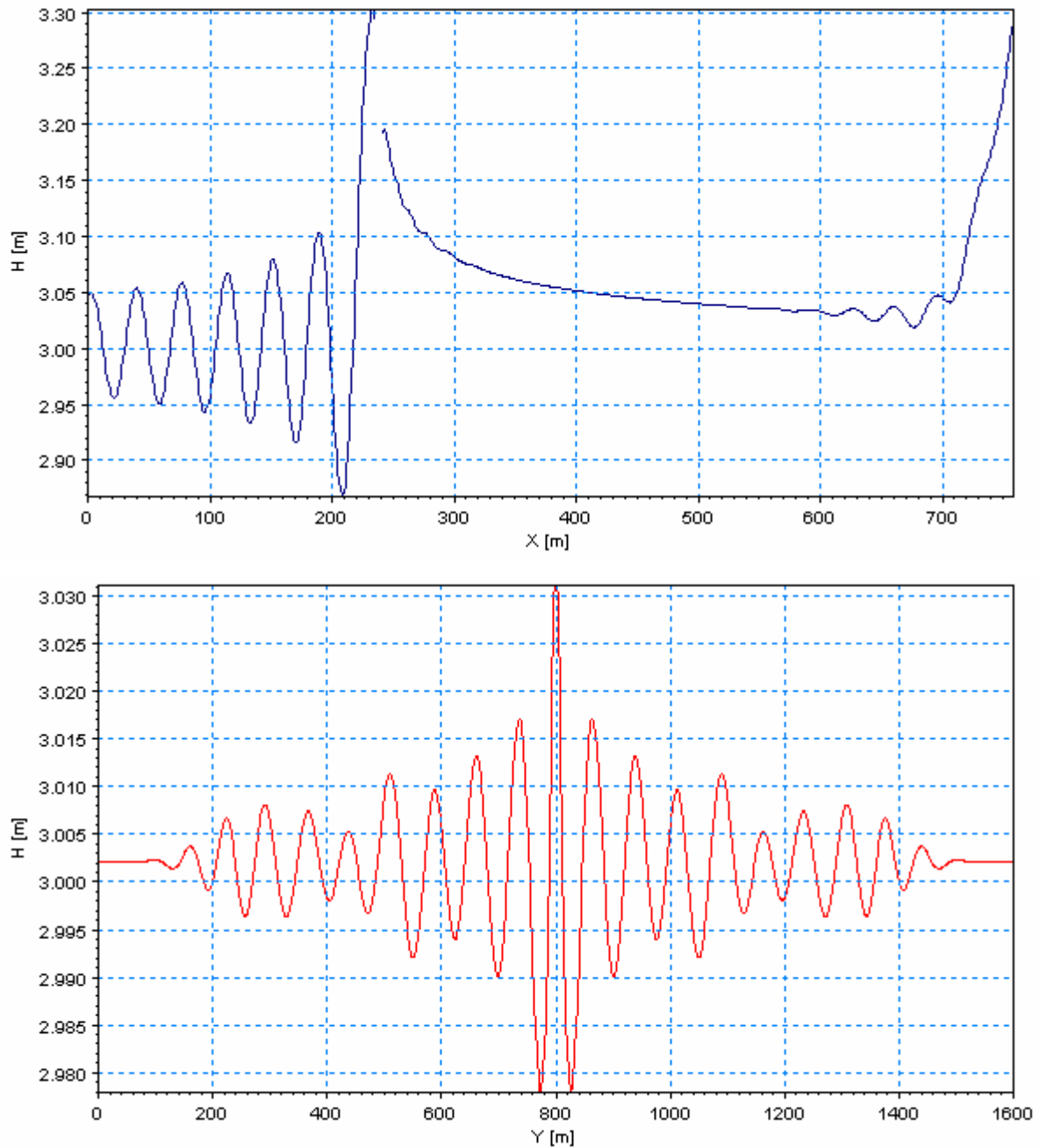


Fig. 66 – Sezioni AA' e BB' per Onda 1.

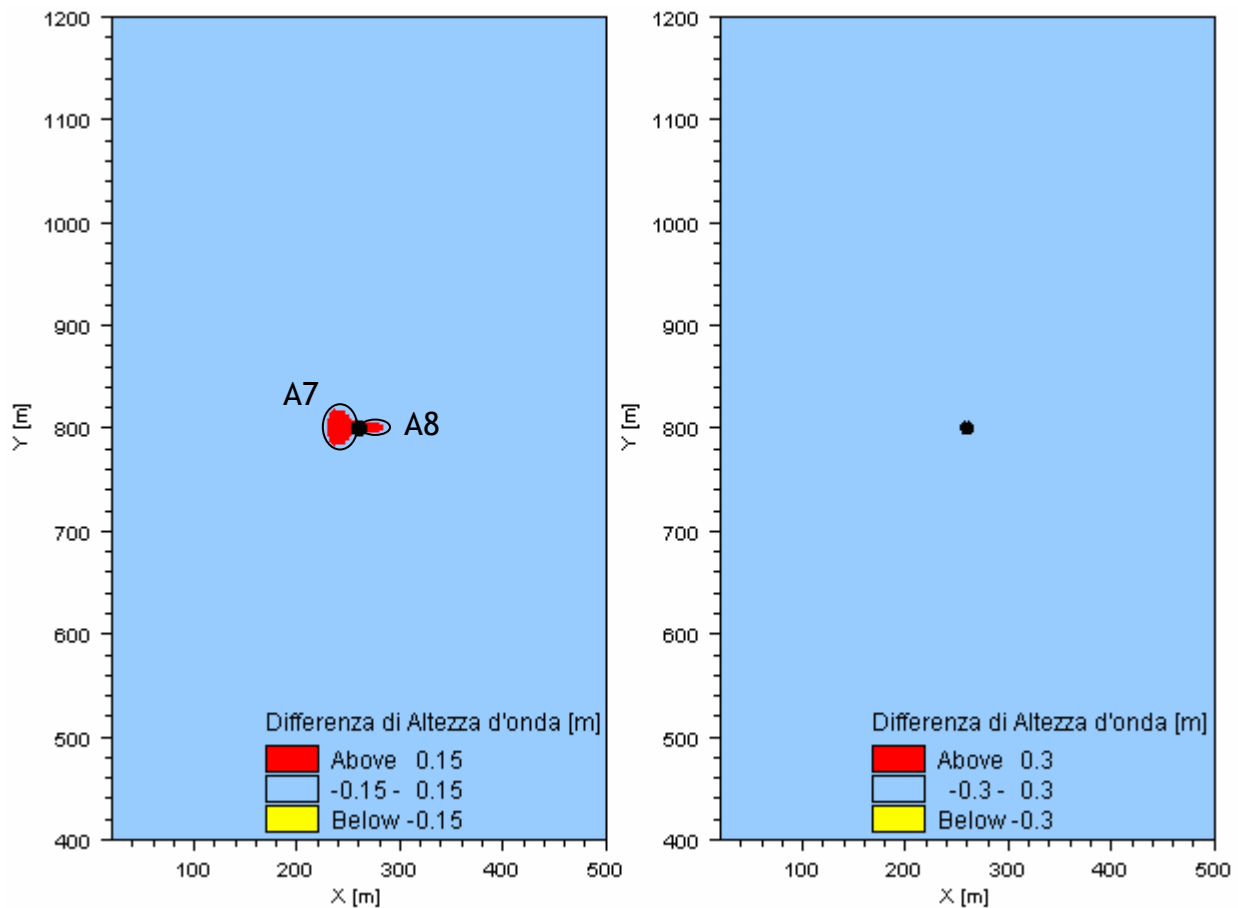


Fig. 67 – Differenze di altezza d'onda tra dominio con e senza struttura. Attacco ondososo: Onda1.

La Fig. 67 evidenzia che variazioni superiori al 5% in termini di altezza d'onda, corrispondente a ± 0.15 m, si registrano davanti alla torre su una superficie molto limitata di diametro 40 m (A7), mentre a tergo l'area di disturbo è ancor più ristretta (A8). Differenze in termini di altezza d'onda superiori al 10% non sono apprezzabili.

- Onda 2

Con questo attacco ondosio le oscillazioni più intense sono osservabili in un'area sub-ellittica antistante la struttura di dimensioni pari a 700 m per 200 m, in cui a zone allungate dove si registrano altezze d'onda superiori a 6.2 m si alternano aree dove le altezze sono inferiori a 5.8 m. A tergo della torre si nota una zona lobata in cui l'onda assume un'altezza che varia tra 6.1 m e 5.9 m (Fig. 68).

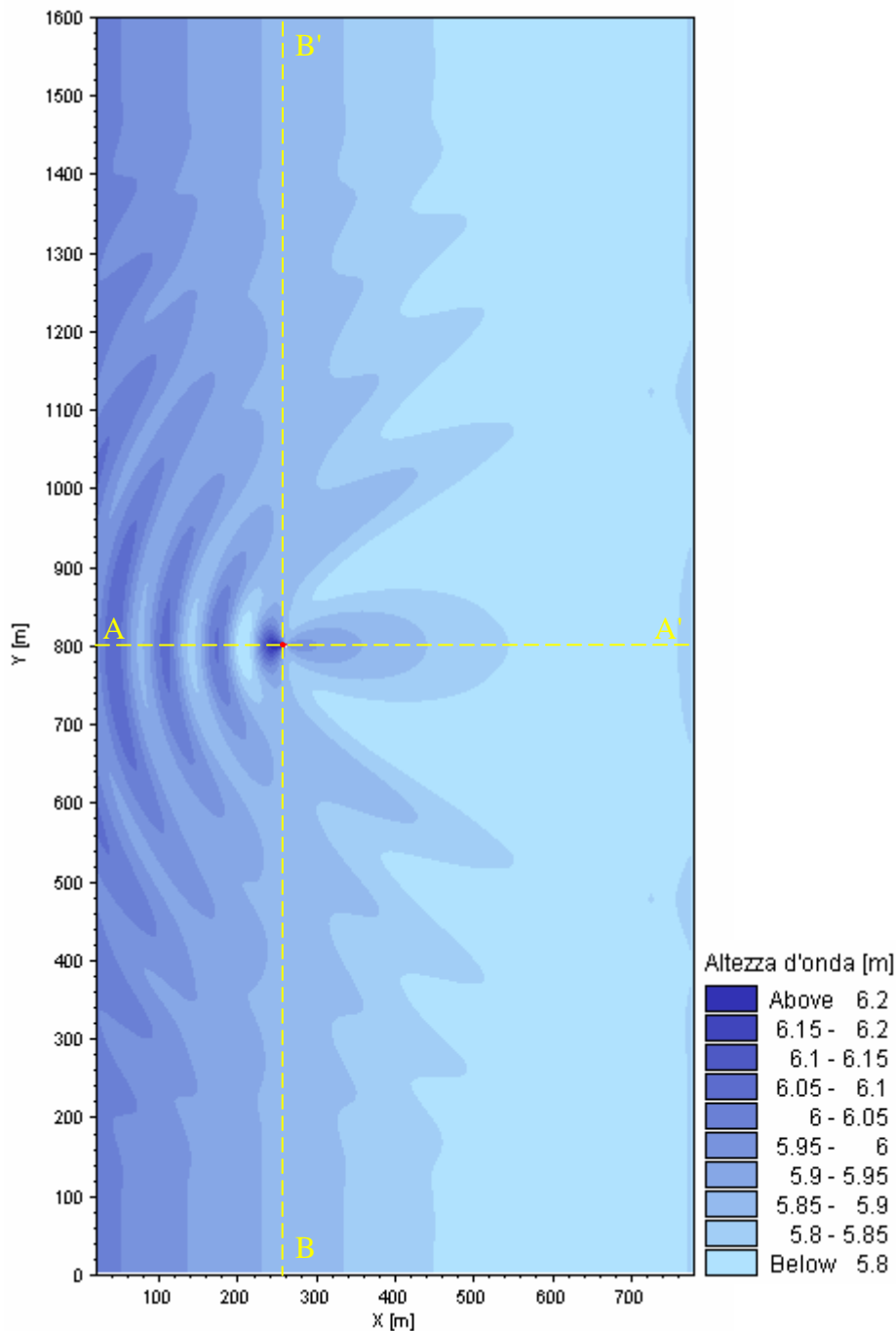


Fig. 68 – Mappa dell'andamento dell'altezza d'onda: Onda2.

Spostandoci lungo l'asse X, a causa di una parziale dissipazione dell'energia per attrito con il fondale, si assiste ad una riduzione dell'altezza d'onda, risultato messo in evidenza nella sezione

AA' (Fig. 69). Nella sezione BB' si osserva invece un incremento dell'altezza d'onda solo a ridosso della struttura, con una variazione di circa 5 cm.

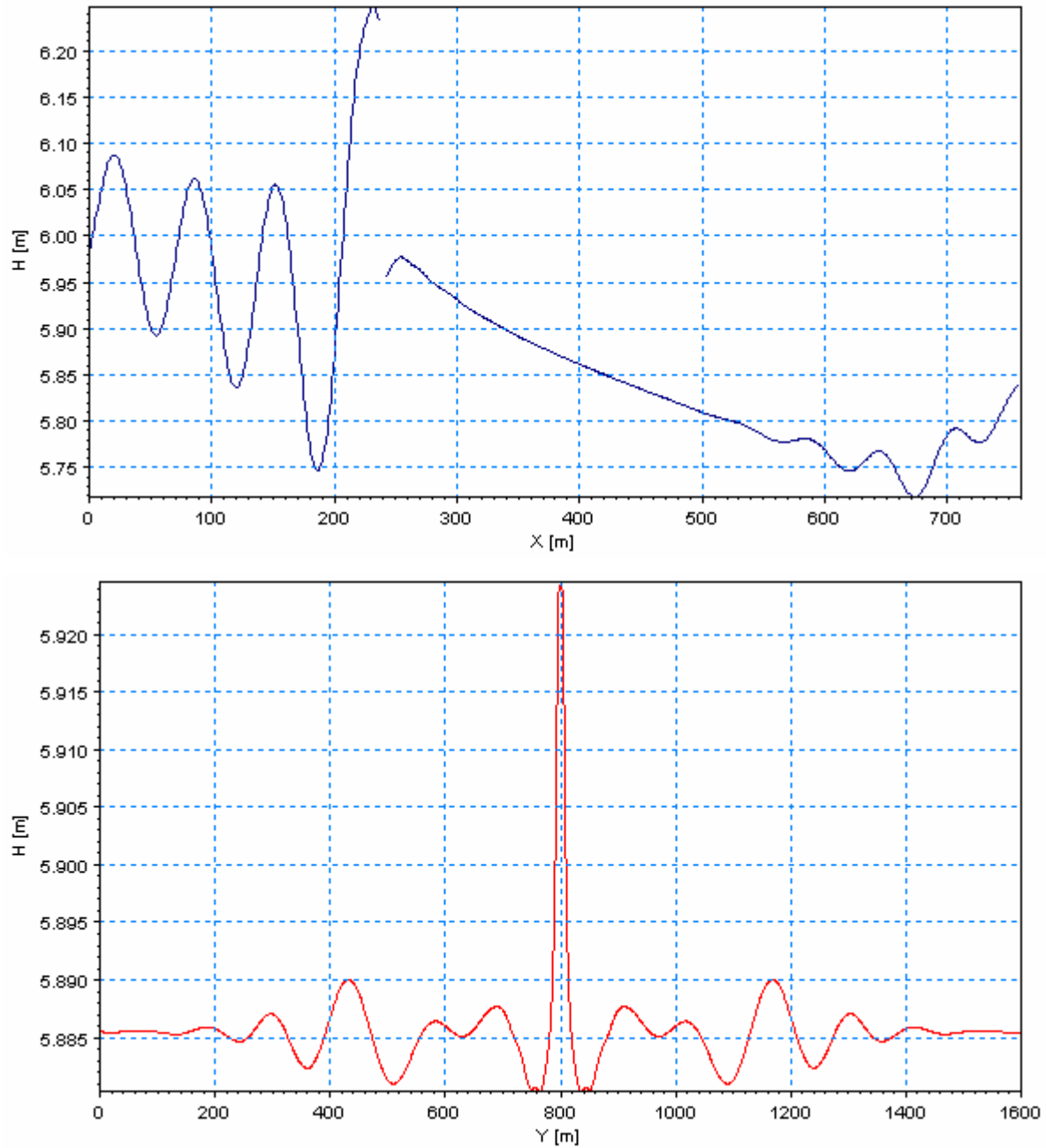


Fig. 69 – Sezioni AA' e BB' per Onda2.

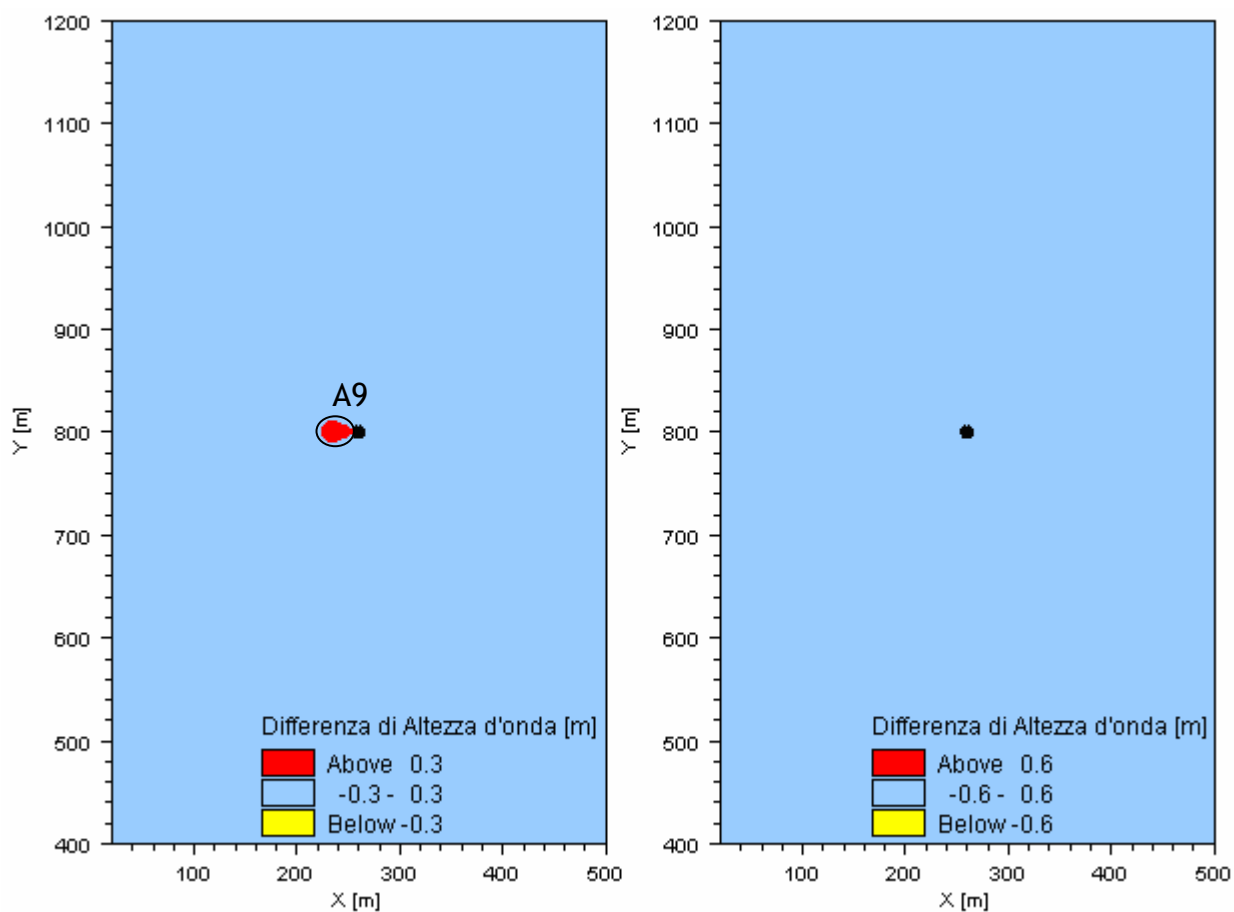


Fig. 70 – Differenze di altezza d'onda tra dominio con e senza struttura. Attacco ondoso: Onda2.

Le variazioni superiori al 5% in termini di altezza d'onda sono riscontrabili entro una superficie limitata davanti alla struttura di diametro 20 m, mentre non si osservano differenze superiori al 10%.

5.1.2 Modulo idrodinamico (HD)

Test di sensibilità per i parametri di viscosità e scabrezza al fondo

Sono state effettuate alcune prove con differenti valori di scabrezza al fondo e di viscosità, ottenuti facendo variare rispettivamente il coefficiente di Smagorinsky e la costante di Manning.

Le combinazioni dei valori di tali parametri, riportati in letteratura, che sono state testate, in associazione all'Onda 2, sono le seguenti:

Codice Prova	Coefficiente di Smagorinsky	Costante di Manning
1	0.5	32
2	0.5	30
3	1	30

I risultati vengono forniti sotto forma di grafici che sintetizzano la variazione di velocità e di livello durante il periodo di simulazione successivo al periodo di warm-up per due punti localizzati rispettivamente davanti a ridosso della struttura e lateralmente, come mostra la mappa inserita nel riquadro di ciascun grafico.

Nelle prove 1 e 2, sia nel punto A che nel punto B si osserva che le velocità sono sostanzialmente le stesse fino a circa 1:30 ore dall'inizio della simulazione, e successivamente tendono a divergere, pur mantenendo un trend concordante. Le oscillazioni sono piuttosto marcate e variano tra 0.25 e 0.60 m/s nel punto A e tra 0.03 e 0.30 m/s nel punto B. Nella prova 3 invece, in entrambi i punti, i flussi di velocità, seppur non stazionari, sono più costanti nel tempo, con fluttuazioni meno pronunciate (Fig. 71 e Fig. 72).

Per quanto riguarda i livelli idrici, si può sottolineare quanto già detto per le velocità, cioè che nelle prove 1 e 2 le variazioni di elevazione sono piuttosto pronunciate in entrambi i punti e tendono a differire nella parte finale della simulazione, mentre con i parametri impostati come nella prova 3 la superficie marina è meno soggetta a subire movimenti verticali (Fig. 73 e Fig. 74).

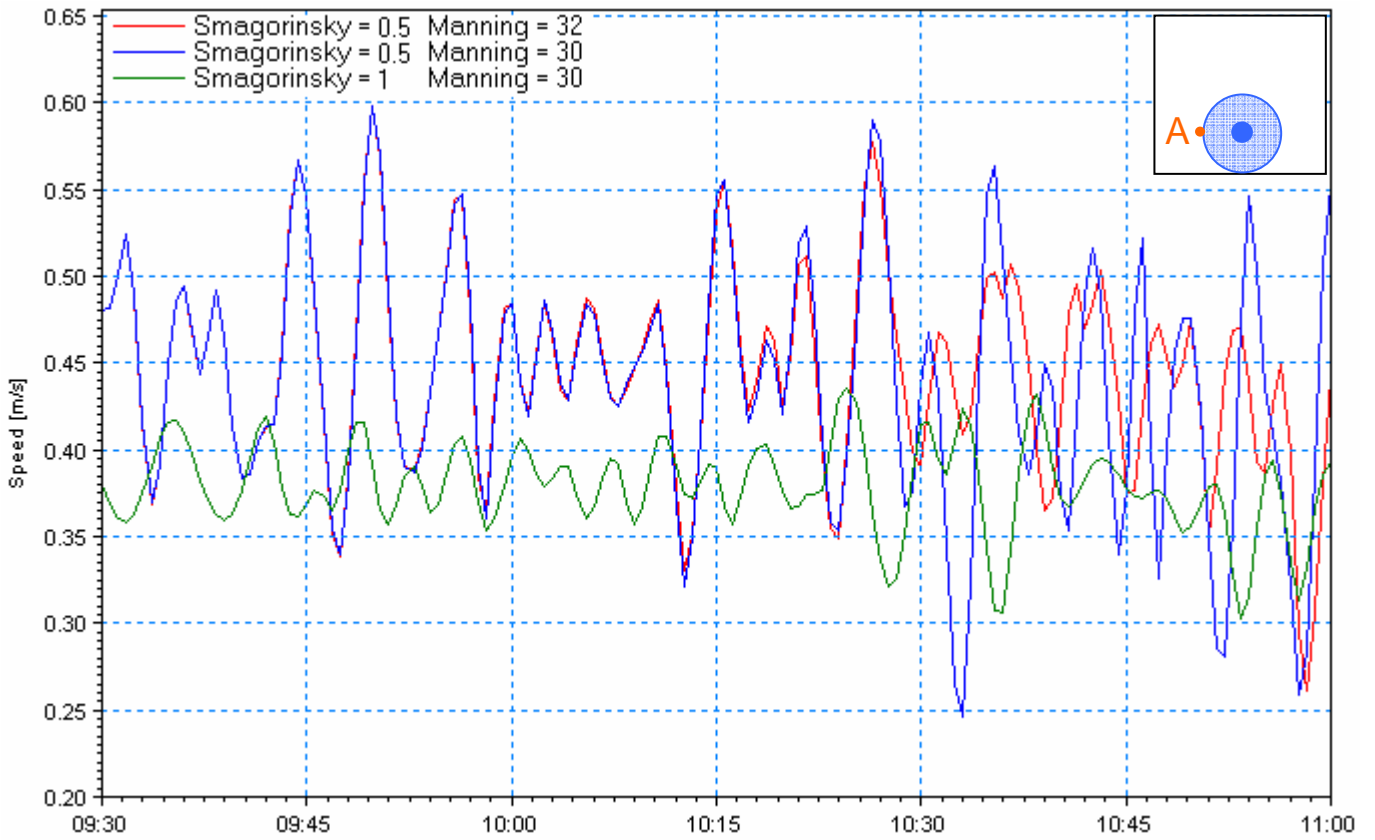


Fig. 71 - Variazioni di velocità nel punto A per le combinazioni di parametri specificate.

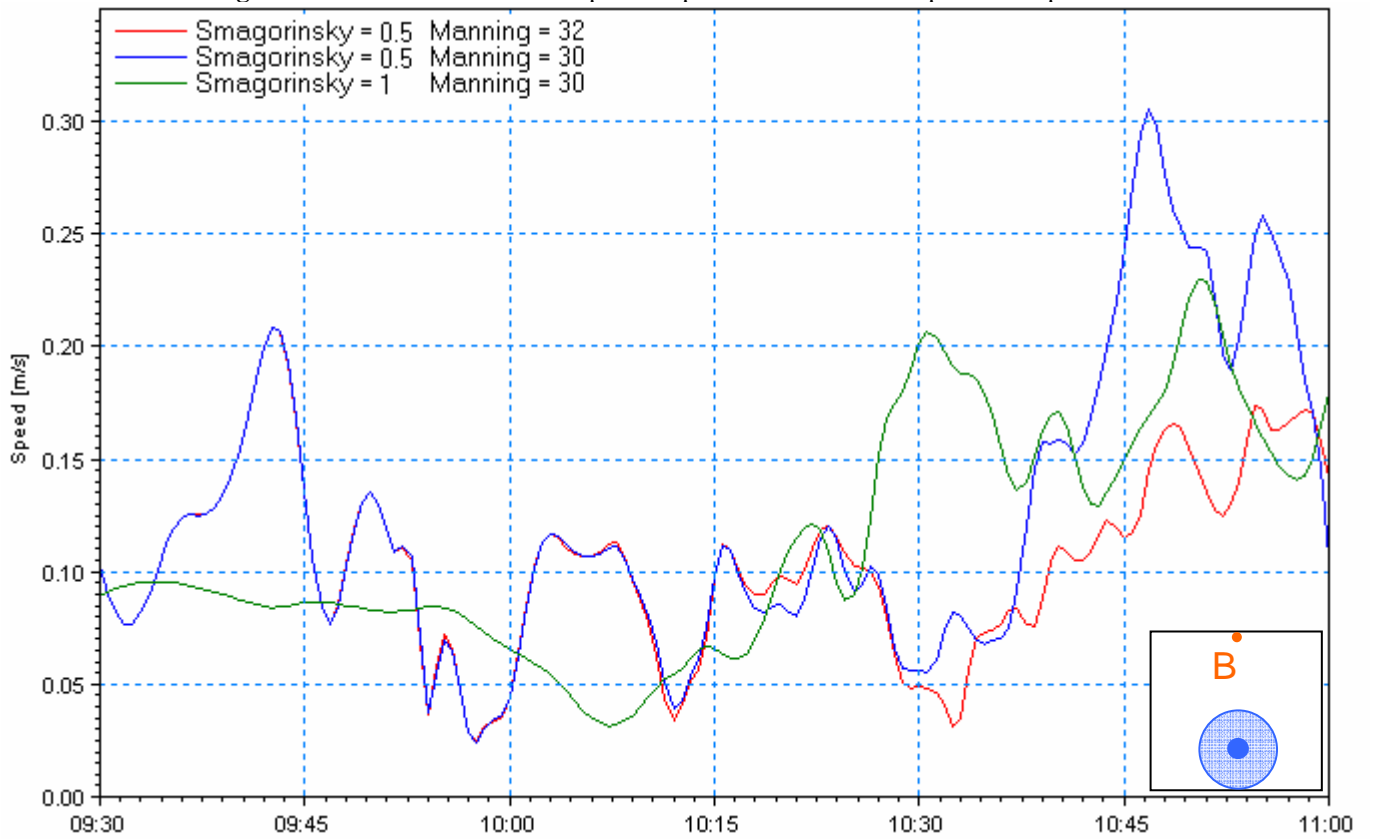


Fig. 72 - Variazioni di velocità nel punto B per le combinazioni di parametri specificate.

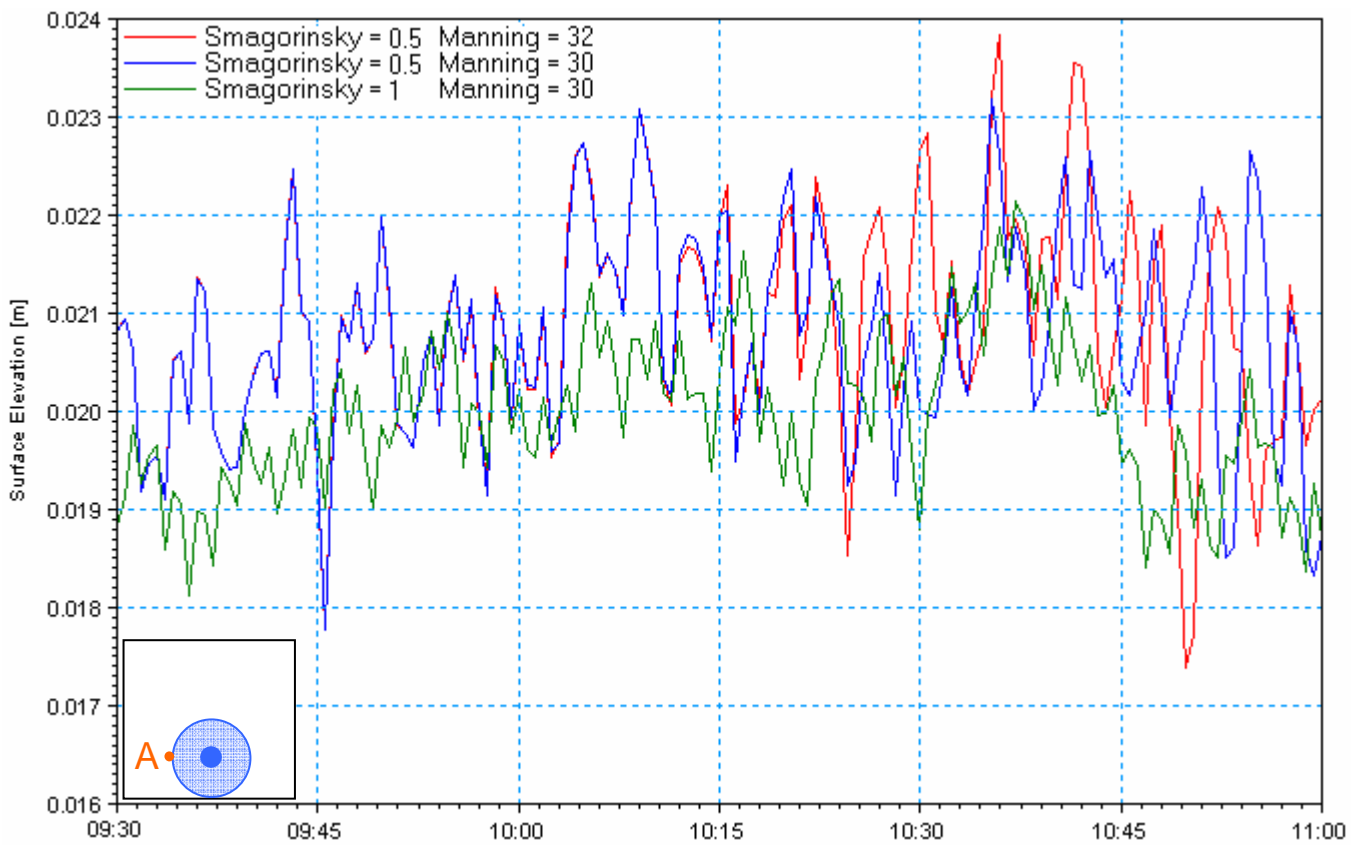


Fig. 73 - Variazioni di livello nel punto A per le combinazioni di parametri specificate.

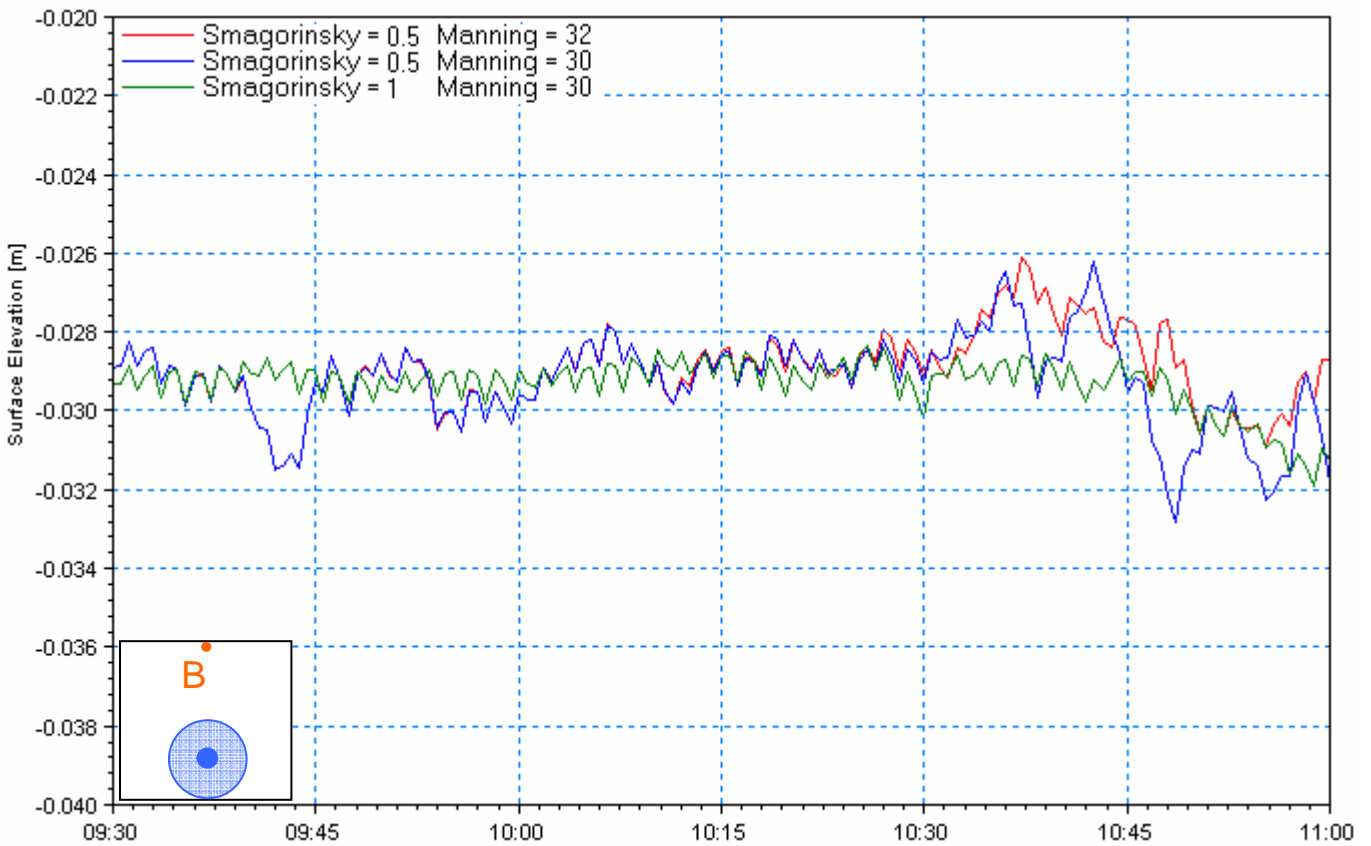


Fig. 74 - Variazioni di livello nel punto B per le combinazioni di parametri specificate.

Prove definitive

Le prove definitive sono state condotte con i parametri in input indicati in Fig. 75 e nella tabella successiva:

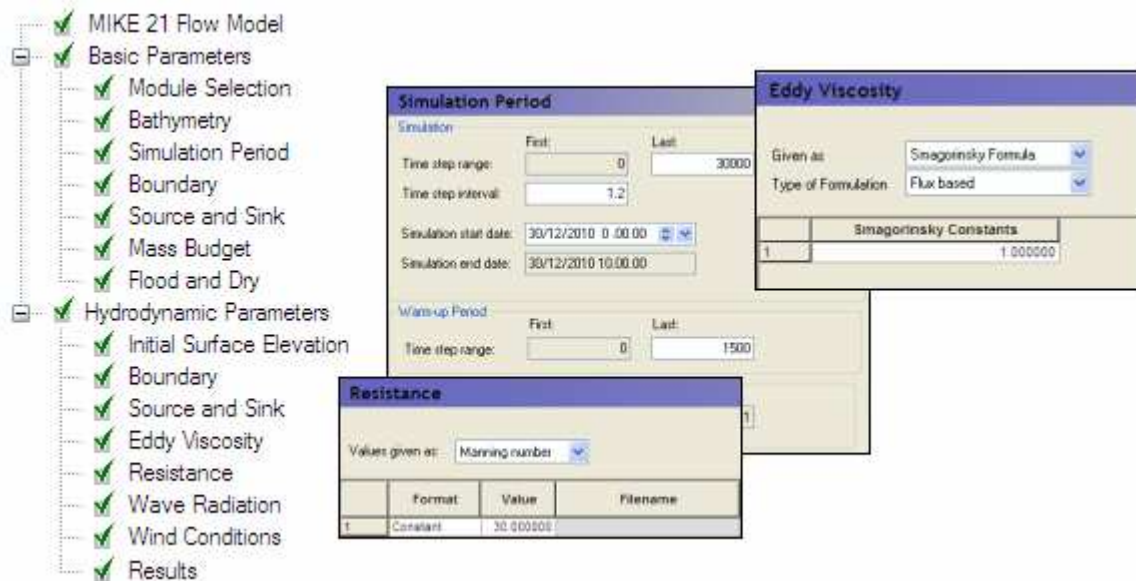


Fig. 75 – Parte di interfaccia grafica del modulo HD.

<i>Numero totale di step:</i>	6000
<i>Intervallo di Time step [s]:</i>	1.2
<i>Step di warm-up:</i>	1500
<i>Mass Budget:</i>	No
<i>Flood and Dry:</i>	No
<i>Source and Sink:</i>	No
<i>Eddy Viscosity:</i>	<i>Smagorinsky coefficient = 1 (Flux Based)</i>
<i>Resistenza al fondo:</i>	<i>Manning number = 30</i>
<i>Wave Radiation:</i>	Sì

Di seguito si riportano le immagini dei campi di corrente indotti dai tre attacchi ondosi considerati, prese in quattro istanti di tempo rappresentativi dell'intera simulazione.

- Onda 0

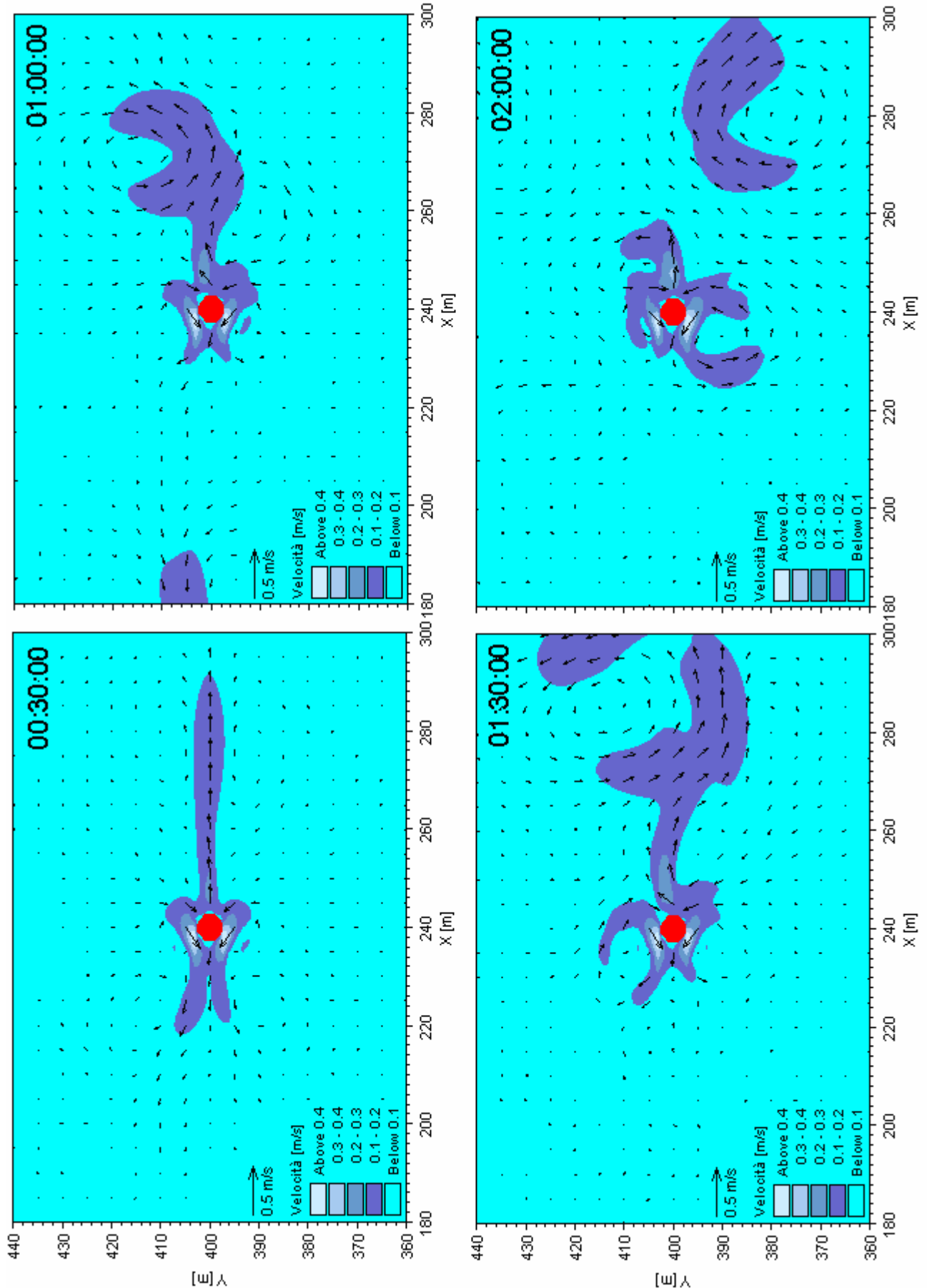


Fig. 76 - Campi di corrente generati dall'Onda 0 per alcuni intervalli di simulazione (Scala 1:1000).

Dall'analisi della Fig. 76 è possibile evidenziare gli effetti indotti dall'Onda 0 a diversi intervalli temporali. Si nota che velocità superiori a 0.3 m/s si manifestano solo lateralmente ed in particolare in una fascia ristretta molto prossima alla torre. Nel tempo è possibile osservare la formazione di alcuni vortici anulari, le cui velocità di rotazione sono comprese tra 0.1 e 0.2 m/s, che si generano attorno alla struttura, poi si allontanano e lasciano l'area.

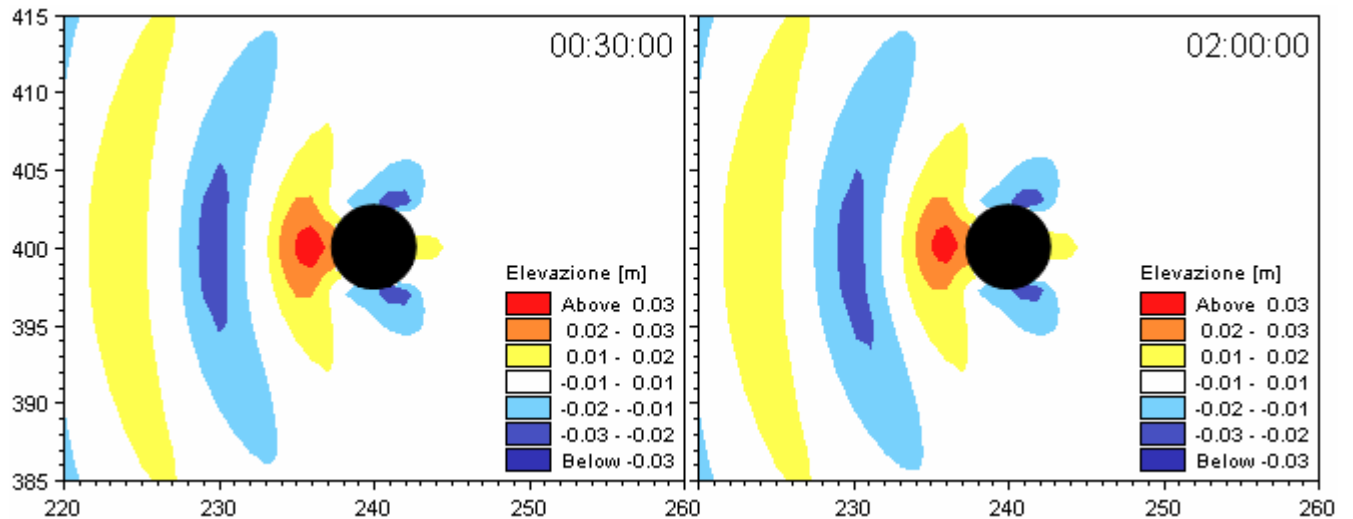


Fig. 77 - Livelli generati dall'Onda 0 per due intervalli di simulazione.

Per quanto riguarda i livelli (Fig. 77), durante il periodo di simulazione, non si registrano differenze significative, si nota un'area sub-ellittica di 50 m² davanti alla torre in cui l'elevazione, positiva, è di circa 3 cm, e due zone simmetriche dove il livello è negativo lateralmente alla struttura.

- Onda 1

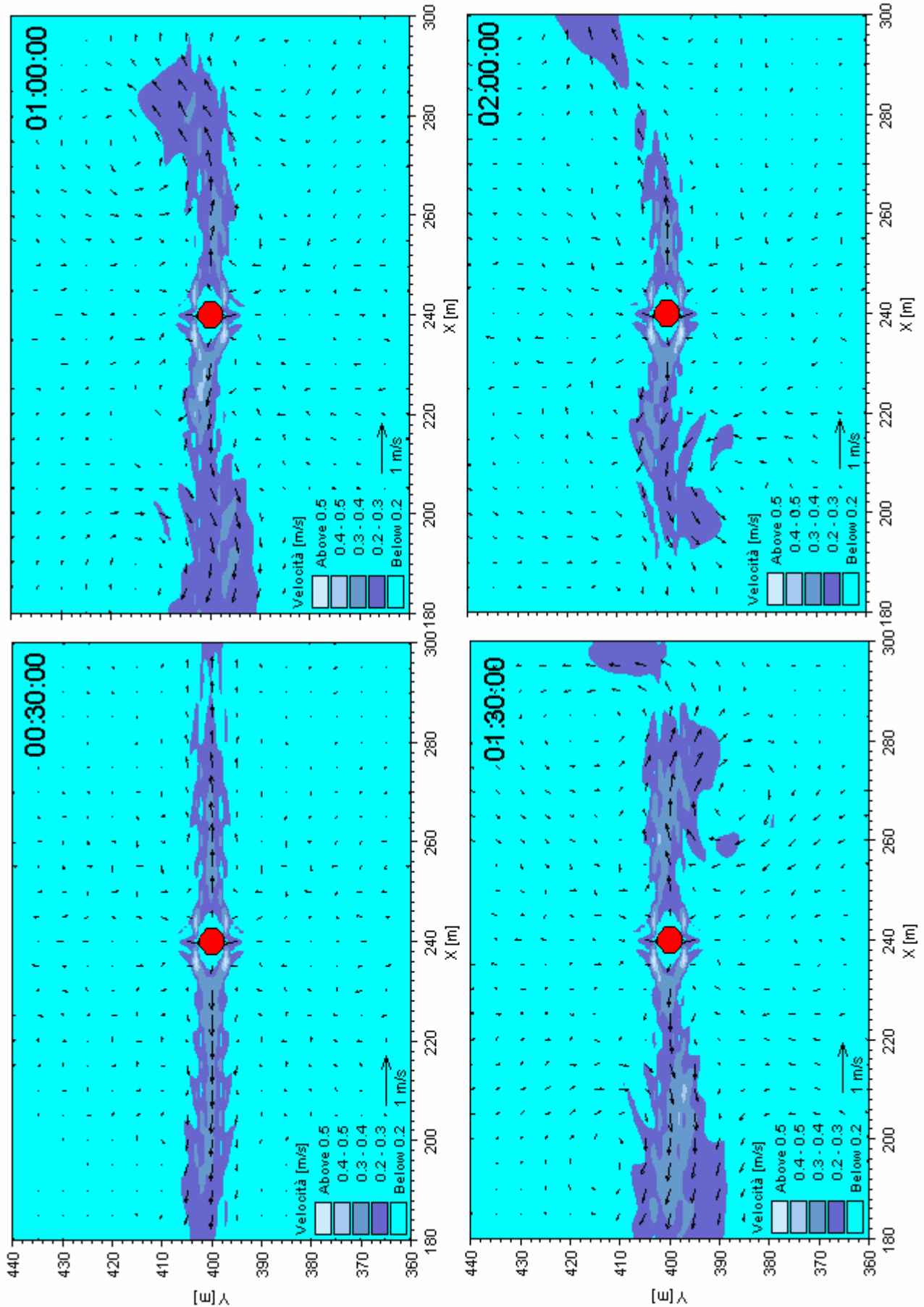


Fig. 78 - Campi di corrente generati dall'Onda 1 per alcuni intervalli di simulazione.

La corrente interessa prevalentemente una superficie allungata presente sia davanti che a tergo della torre, è disposta parallelamente alla propagazione del moto ondoso ma con versi opposti rispetto alla struttura. Questa corrente si mantiene costante nel tempo, anche se subisce lievi deviazioni a partire da circa 20 m dalla fondazione per la formazione di vortici. Le intensità maggiori, superiori a 0.5 m/s si rilevano in una zona limitata attorno alla struttura (Fig. 78).

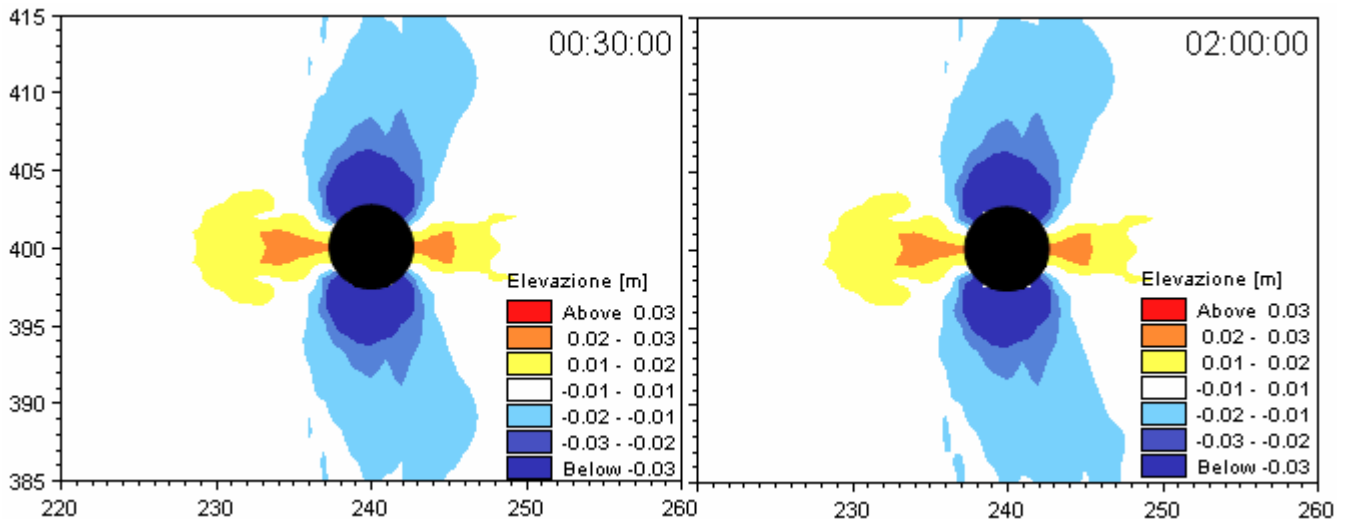


Fig. 79 - Livelli generati dall'Onda 1 per due intervalli di simulazione.

Anche nel caso rappresentato in Fig. 79 le elevazioni conseguenti al moto ondoso generato con Onda 1 si mantengono costanti per tutta la durata della simulazione, interessano una zona di dimensione 150 m² davanti alla struttura e un'area allungata a tergo della stessa, dove la superficie marina è più alta di circa 2 cm. Lateralmente invece si verifica un abbassamento del livello, con punte di -3 cm vicino alla torre, sempre meno marcato quanto maggiore è la distanza da quest'ultima.

- Onda 2

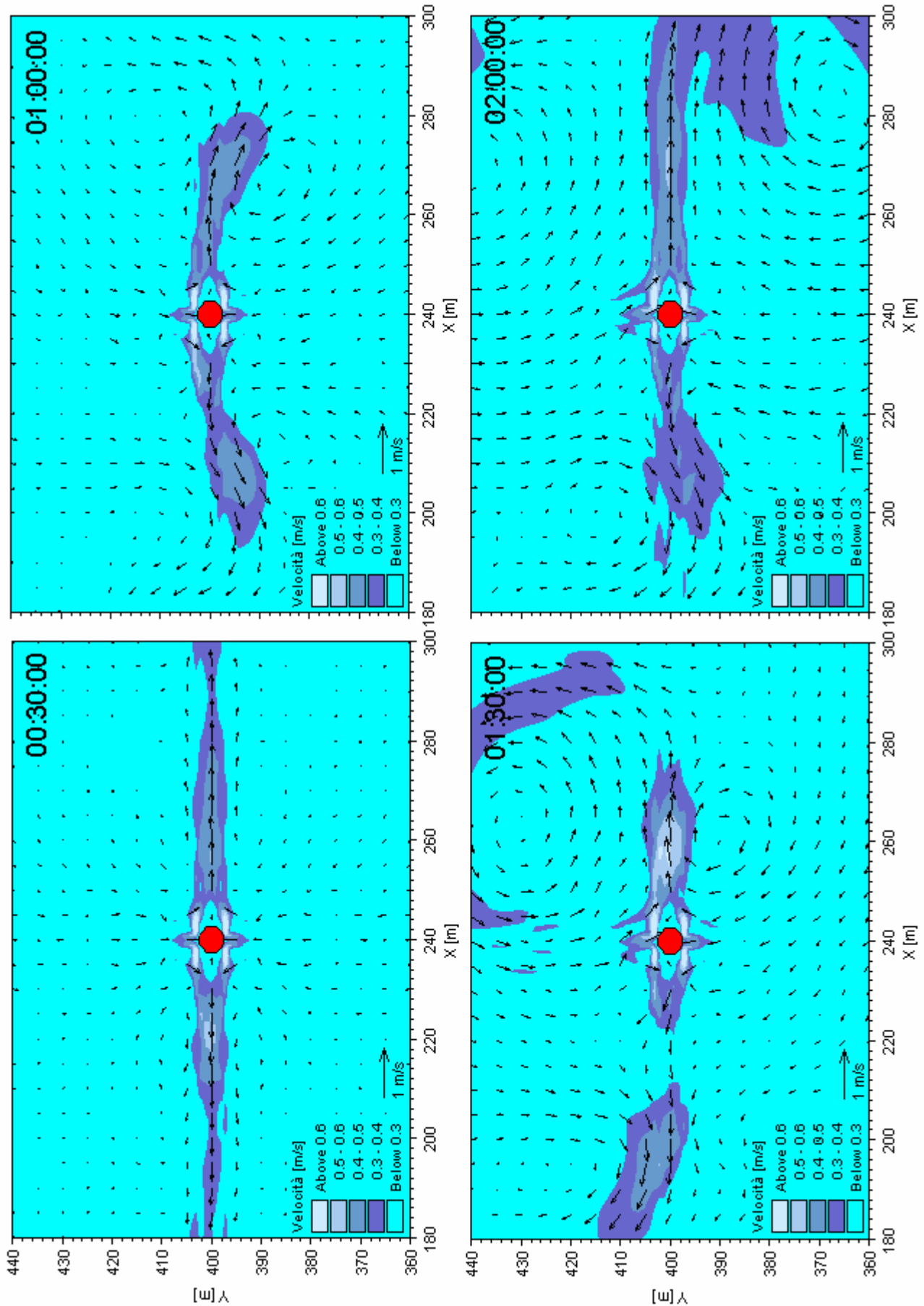


Fig. 80 - Campi di corrente generati dall'Onda 2 per alcuni intervalli di simulazione.

L'Onda 2 induce la formazione di correnti inizialmente rettilinee, con andamento opposto rispetto alla direzione del moto ondoso davanti alla torre e concorde alla direzione a tergo di essa, con velocità comprese tra 0.2 m/s e 0.5 m/s. Nel corso del tempo si nota la formazione di vortici con raggi di circa 10-20 m che articolano il flusso principale e ne spezzano la continuità (Fig. 80).

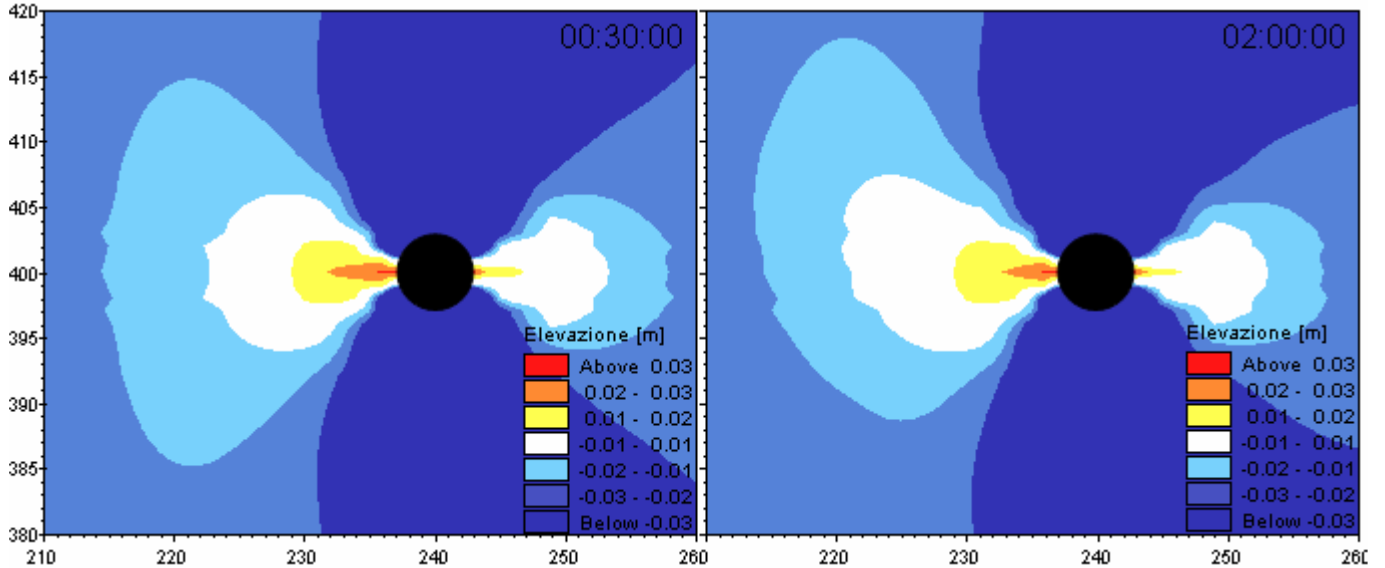


Fig. 81 - Livelli generati dall'Onda 2 per due intervalli di simulazione.

I livelli idrici, durante il periodo di simulazione, rimangono pressochè inalterati, con due zone che presentano elevazione positiva, la prima ellittica sopraflutto alla struttura e l'altra, molto stretta ed allungata, dietro alla torre. Fatta eccezione per due aree circolari di diametro 15 m e 10 m, contigue a queste, in cui non si registra un sovrizzo, la rimanente superficie del dominio ha un'elevazione negativa piuttosto esigua (Fig. 81).

5.1.3 Modulo trasporto dei sedimenti (ST)

Prove definitive

In Fig. 82 e nella tabella successiva sono riportati i parametri di ingresso utilizzati nelle simulazioni. Sono state condotte prove con due situazioni differenti; per ogni attacco ondosso è stato studiato il fenomeno del trasporto sedimentario in assenza ed in presenza di particolari protezioni alla base della fondazione, consistenti in una superficie non erodibile più ampia. E' opportuno precisare che tutte le prove sono state condotte ammettendo che il solo fenomeno responsabile del trasporto di sedimenti al fondo sia la corrente e non l'azione combinata di correnti e moto ondosso.

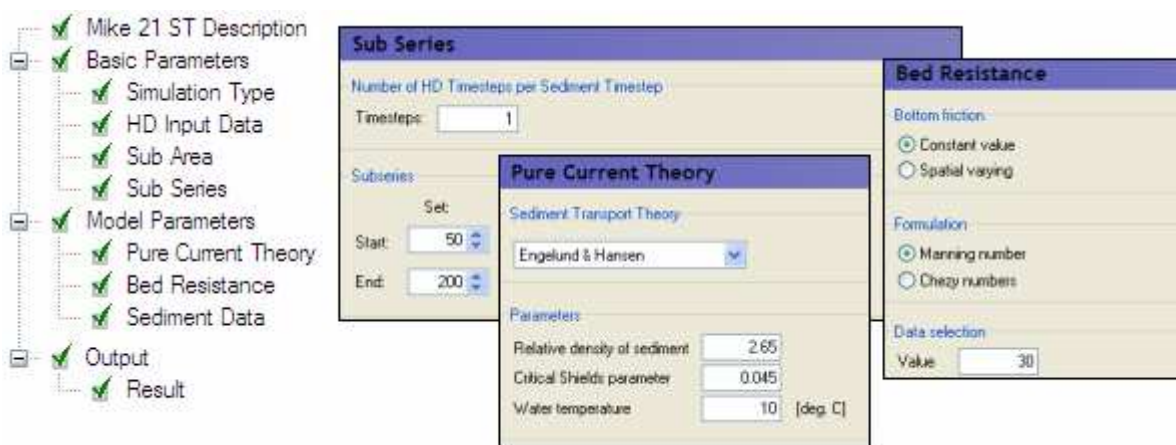


Fig. 82 – Parte di interfaccia grafica del modulo ST.

<i>Timestep su cui mediare i flussi:</i>	50 ÷ 200
<i>Teoria selezionata:</i>	Engelund & Hansen
<i>Densità relativa del sedimento:</i>	2.65
<i>Parametro critico di Shields:</i>	0.045
<i>Temperatura dell'acqua [°C]:</i>	10
<i>Porosità:</i>	0.4
<i>Dimensione Sedimento:</i>	0.05
<i>Gradation Sedimento:</i>	1.1

- Onda 0

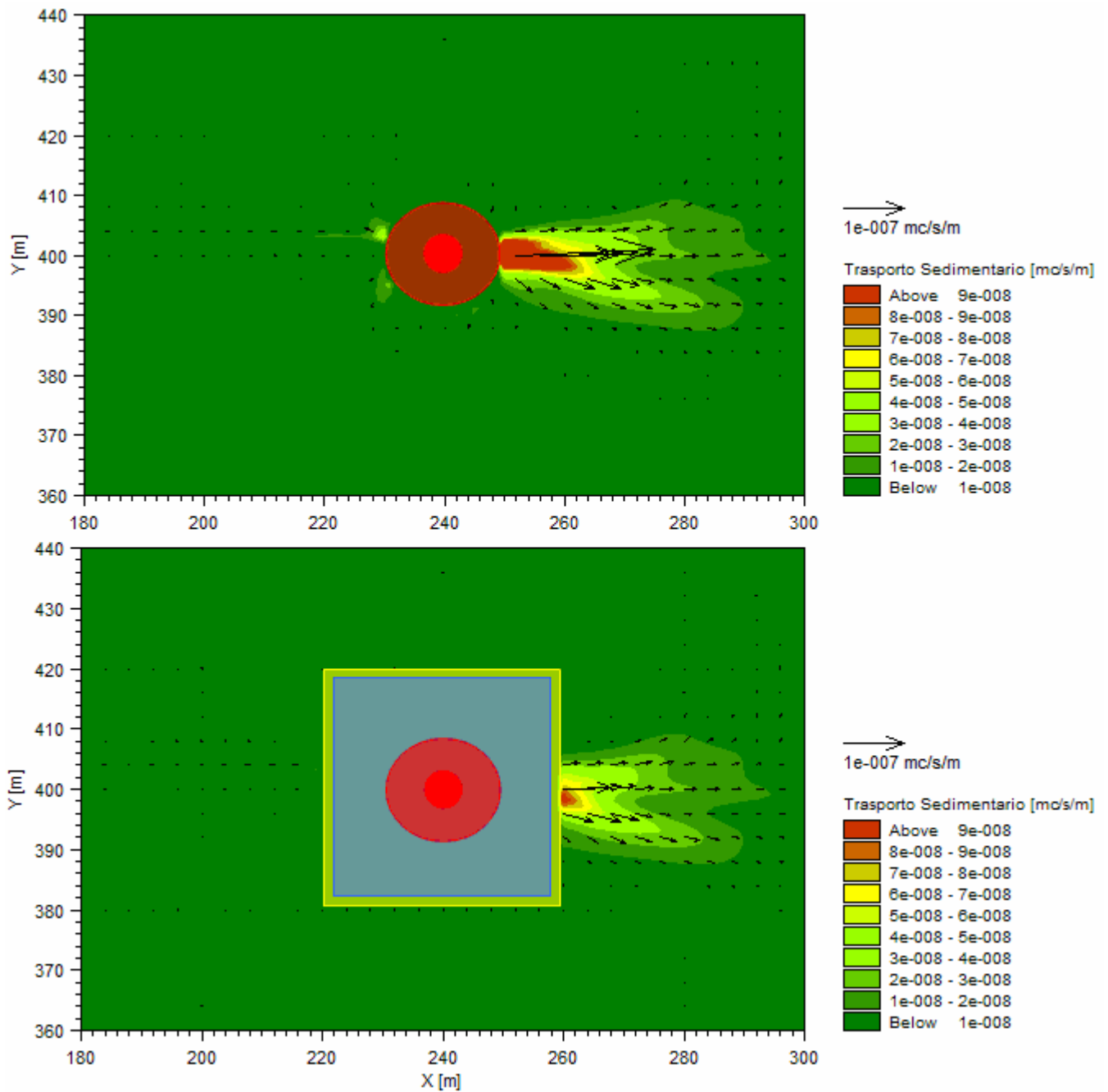


Fig. 83 – Trasporto sedimentario generato dall'Onda 0 in assenza e in presenza di protezione al piede.

Osservando il flusso di sedimenti determinato dall'Onda 0 si registra un modesto trasporto attivo a tergo della struttura in direzione concorde con quella del moto ondoso, quantificabile in 2.5 m³/y/m, su una fascia stretta ed allungata di dimensioni 40 m per 20 m circa e due piccole aree circolari davanti alla stessa. Con gli accorgimenti messi in atto per proteggere il piede della struttura dall'erosione il trasporto di sedimenti è meno intenso, concentrato su una superficie meno estesa (circa 600 m²) ed i flussi davanti alla struttura scompaiono (Fig. 83).

- Onda 1

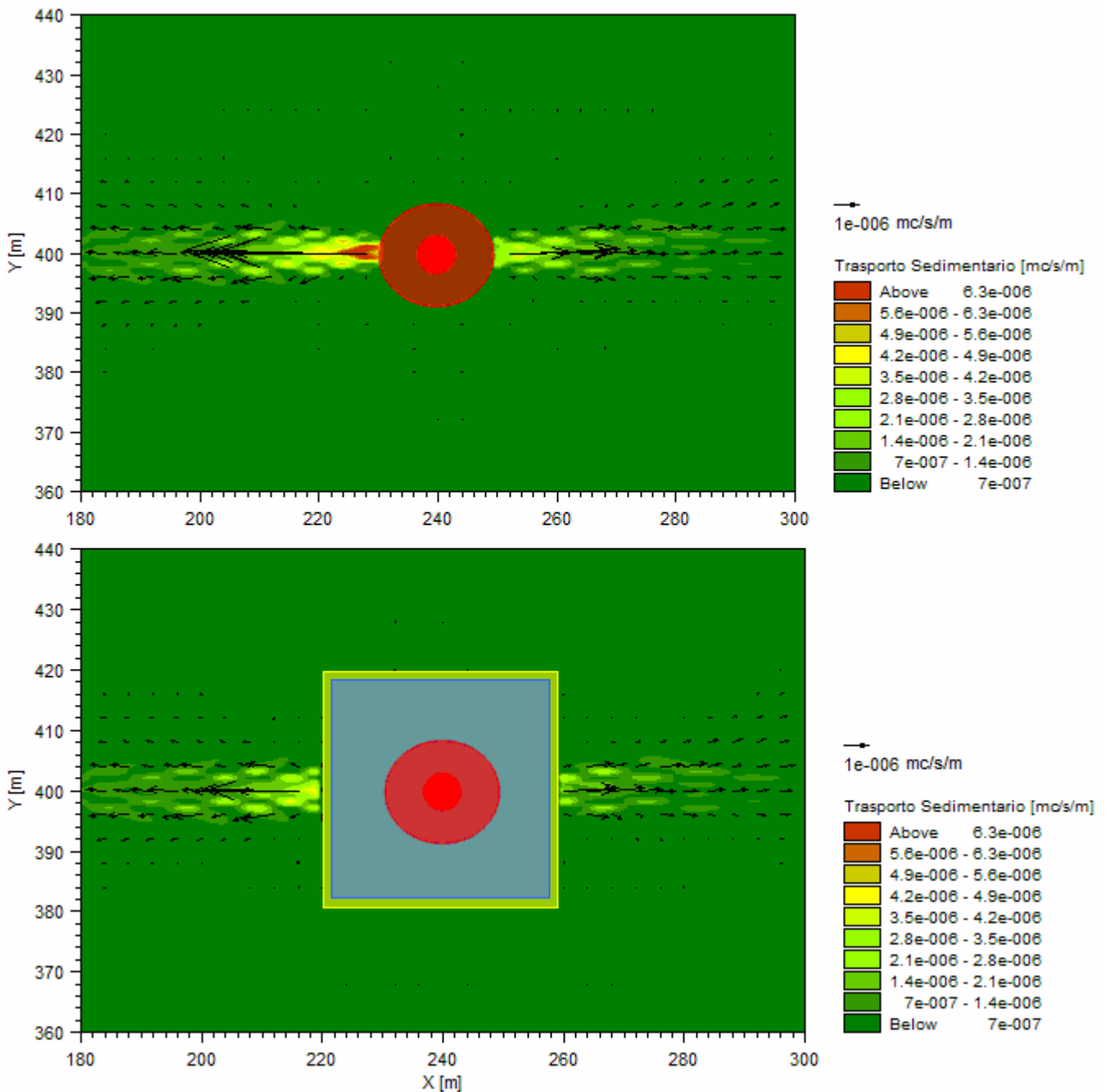


Fig. 84 – Trasporto sedimentario generato dall'Onda 1 in assenza e in presenza di protezione al piede.

I flussi di sedimenti si verificano parallelamente alla direzione di propagazione del moto ondoso, ma in questo caso le intensità più elevate si verificano di fronte alla torre, con valori di circa 190 m³/y/m, che creano una zona erosiva di circa 100 m² (Fig. 84). A tergo si assiste ad un trasporto orientato in direzione opposta, con portate più modeste (circa 140 m³/y/m), i cui valori massimi si registrano a ridosso della fondazione. Proteggendo il piede della struttura l'entità del trasporto, sebbene il pattern venga mantenuto, è molto attenuato, con portate massime di 130 m³/y/m fatte registrare davanti alla struttura, con direzione opposta a quella del moto ondoso, mentre molto meno intensi ed estesi sono i flussi a tergo della stessa (65 m³/y/m su 50 m²).

- Onda 2

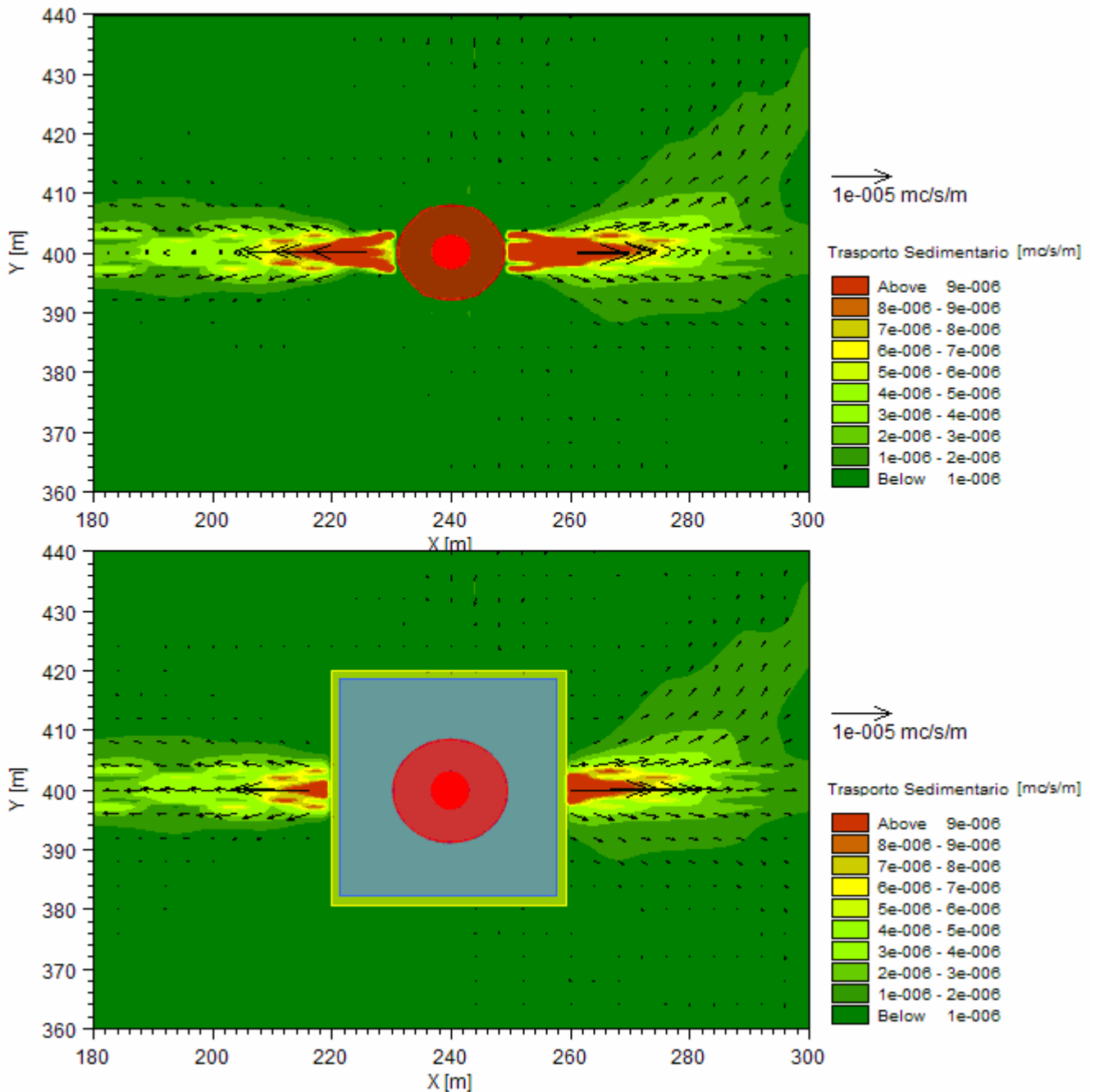


Fig. 85 – Trasporto sedimentario generato dall'Onda 2 in assenza e in presenza di protezione al piede.

Con l'Onda 2 i flussi sedimentari hanno uno sviluppo parallelo alla direzione del moto ondoso (Fig. 85), molto simile a quello registrato con l'Onda 1, ma le intensità in questo caso sono più accentuate. Nella situazione senza protezione il trasporto sedimentario è più intenso a tergo della struttura, con valori che si aggirano su $300 \text{ m}^3/\text{y}/\text{m}$ ed una superficie interessata di circa 200 m^2 , mentre davanti le intensità sono molto simili ma l'area coinvolta è più circoscritta (120 m^2). Le protezioni riescono a limitare la perdita di sedimento dall'area attorno alla torre, in quanto il trasporto mediamente non si riduce in termini di intensità ma la superficie interessata da tale fenomeno è più esigua (80 m^2 a tergo).

5.2 Risultati simulazioni parco su batimetria ideale

5.2.1 Modulo Ellittico (EMS)

Le prove definitive sono state condotte su un dominio di dimensioni 1800x3100 m, in modo da mantenere inalterate le distanze tra le torri più esterne ed i bordi del dominio, con le condizioni di input riportate in tabella e in Fig. 86:

Numero di iterazioni:	500
Time step [s]:	0.05
Stop criterion:	0.001
Wave breaking:	$\gamma_1 = 1$ $\gamma_2 = 0.8$
Bed fiction:	Rayleigh distributed waves $k_N = 0.02$

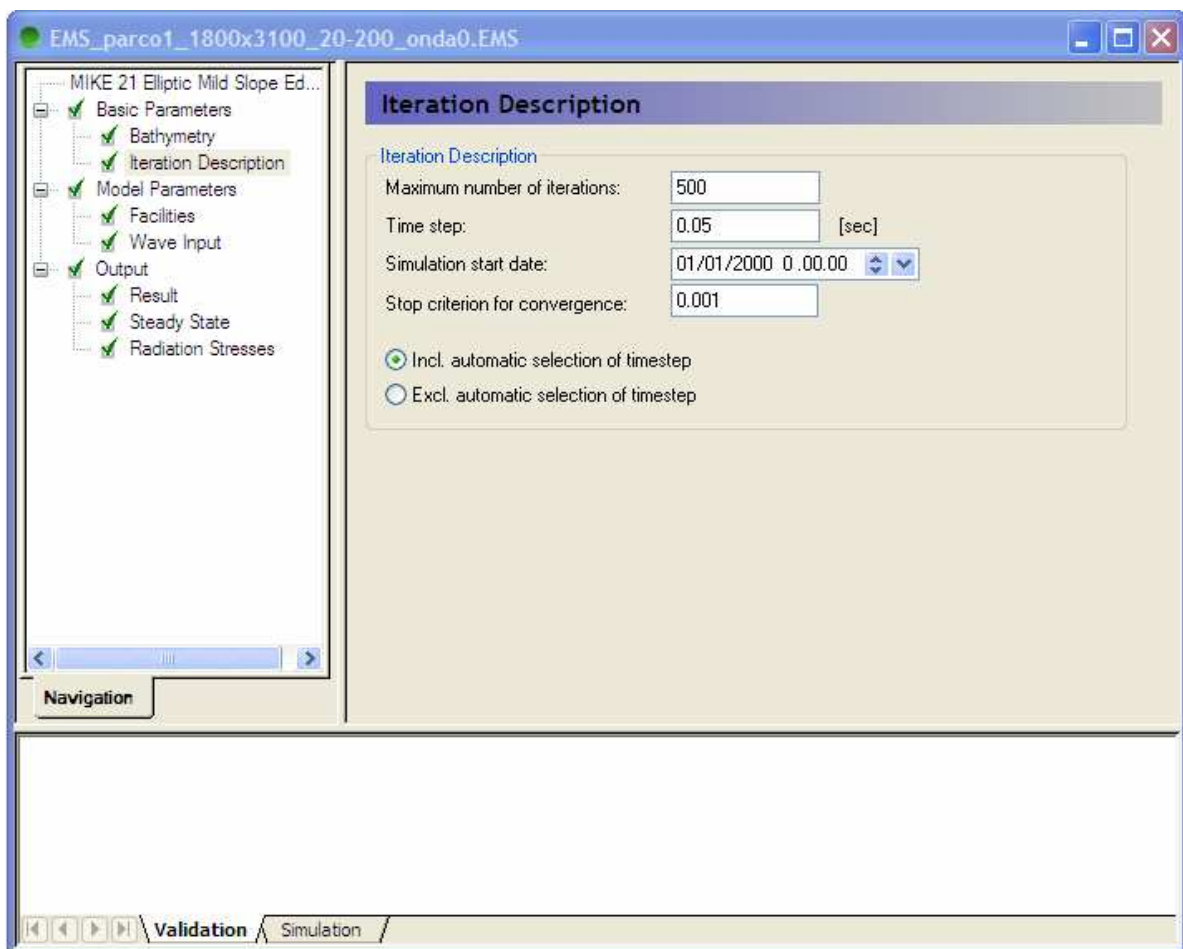


Fig. 86 – Finestra di input all'interno del modulo EMS.

Le simulazioni hanno fornito i risultati riportati nelle immagini seguenti.

- Onda 0

In presenza del parco eolico su batimetria costante, questo attacco ondoso (Fig. 87) genera delle oscillazioni molto evidenti dell'altezza d'onda in tutto il dominio, che assume valori superiori a 1.2 m e inferiori 0.8 m, in particolare lungo un'area che si estende da circa 300 m a tergo della prima fila di aerogeneratori fino alla seconda fila di turbine. Meno marcate risultano invece le fluttuazioni in un'area parabolica di circa 250 m a tergo di ciascuna torre, con valori prossimi a quello iniziale

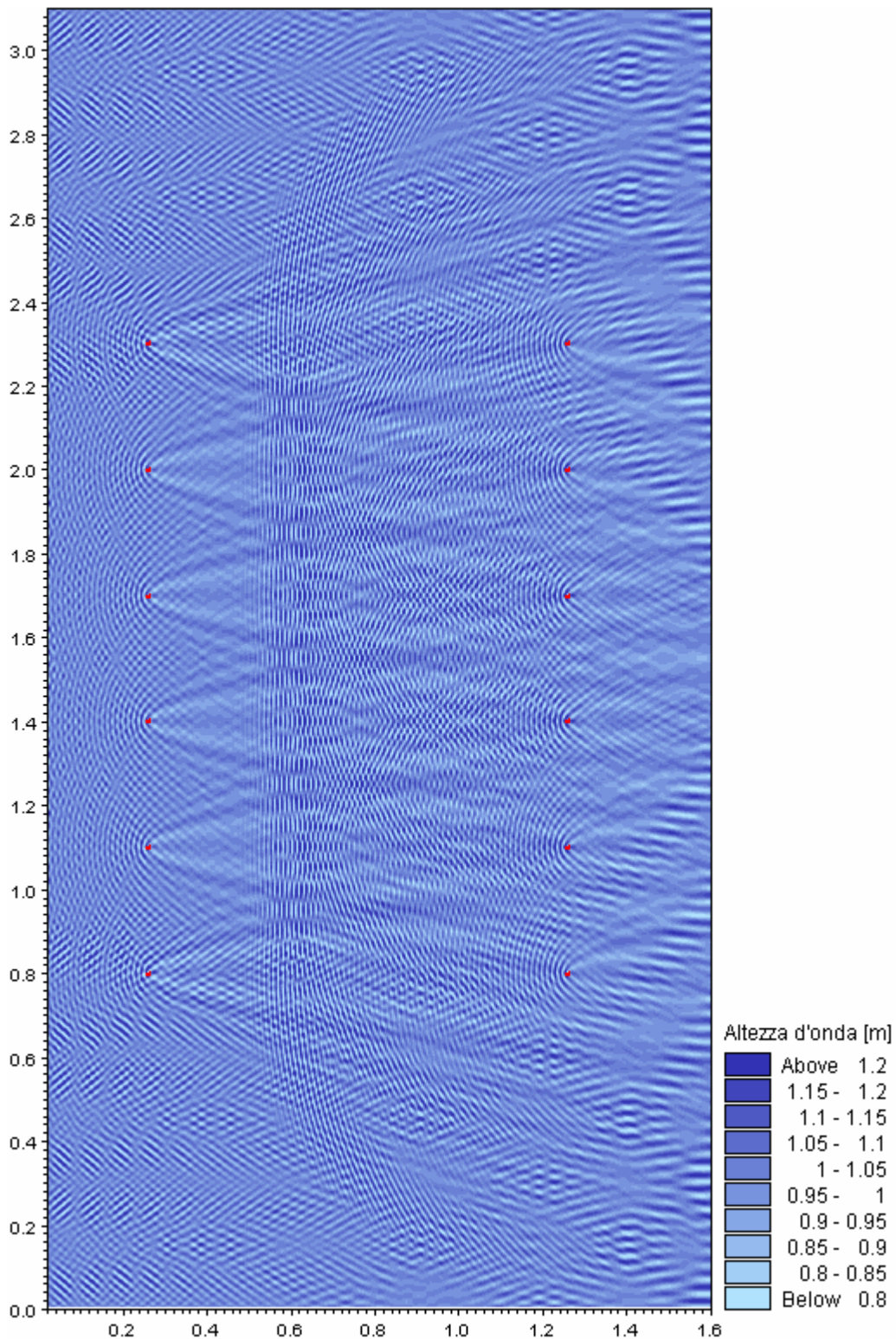


Fig. 87 - Mappa dell'andamento dell'altezza d'onda in presenza di parco eolico su batimetria costante: Onda0.

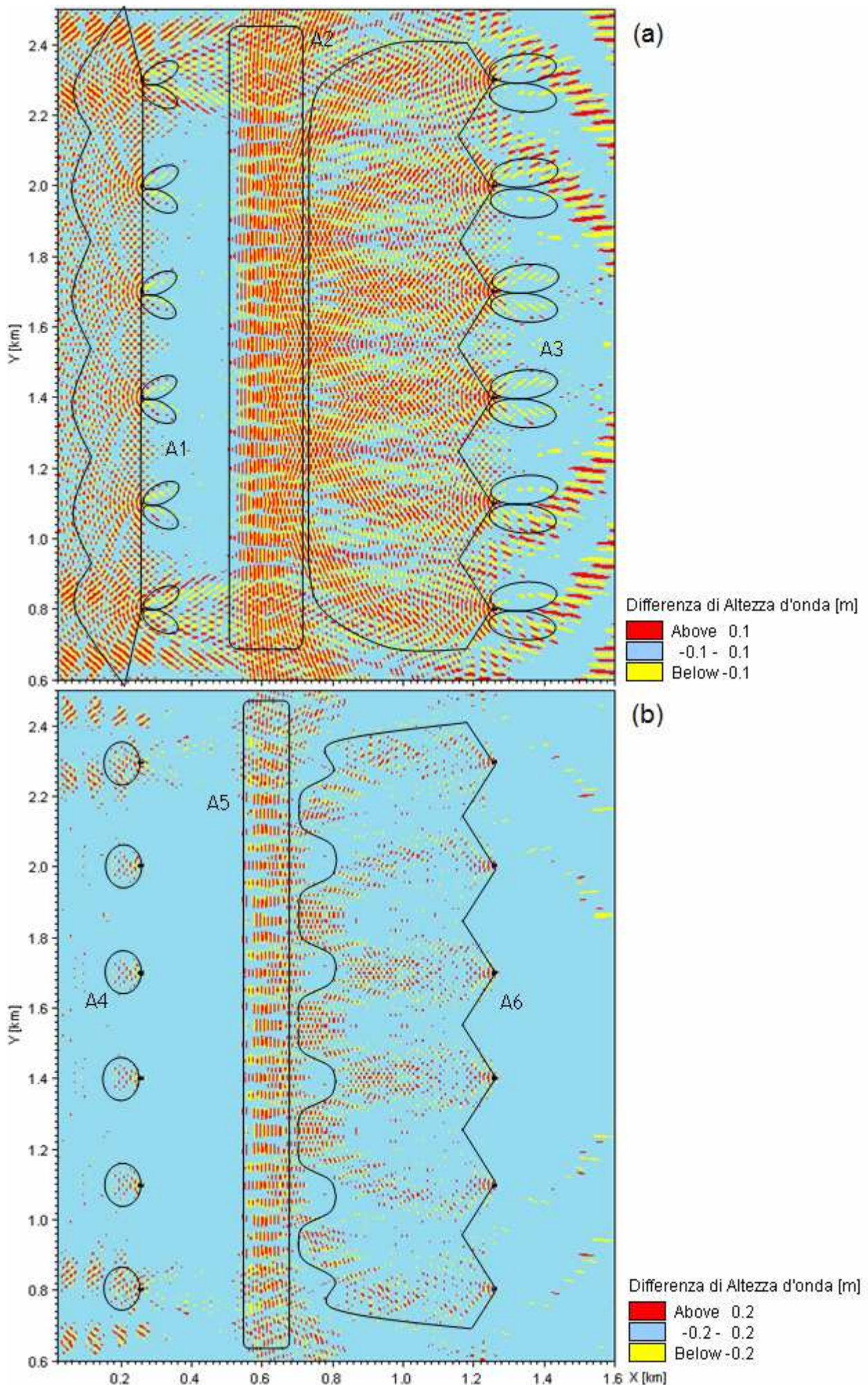


Fig. 88 – Differenze di altezza d'onda al 10% e 20% tra dominio con e senza parco eolico. Attacco ondoso: Onda0.

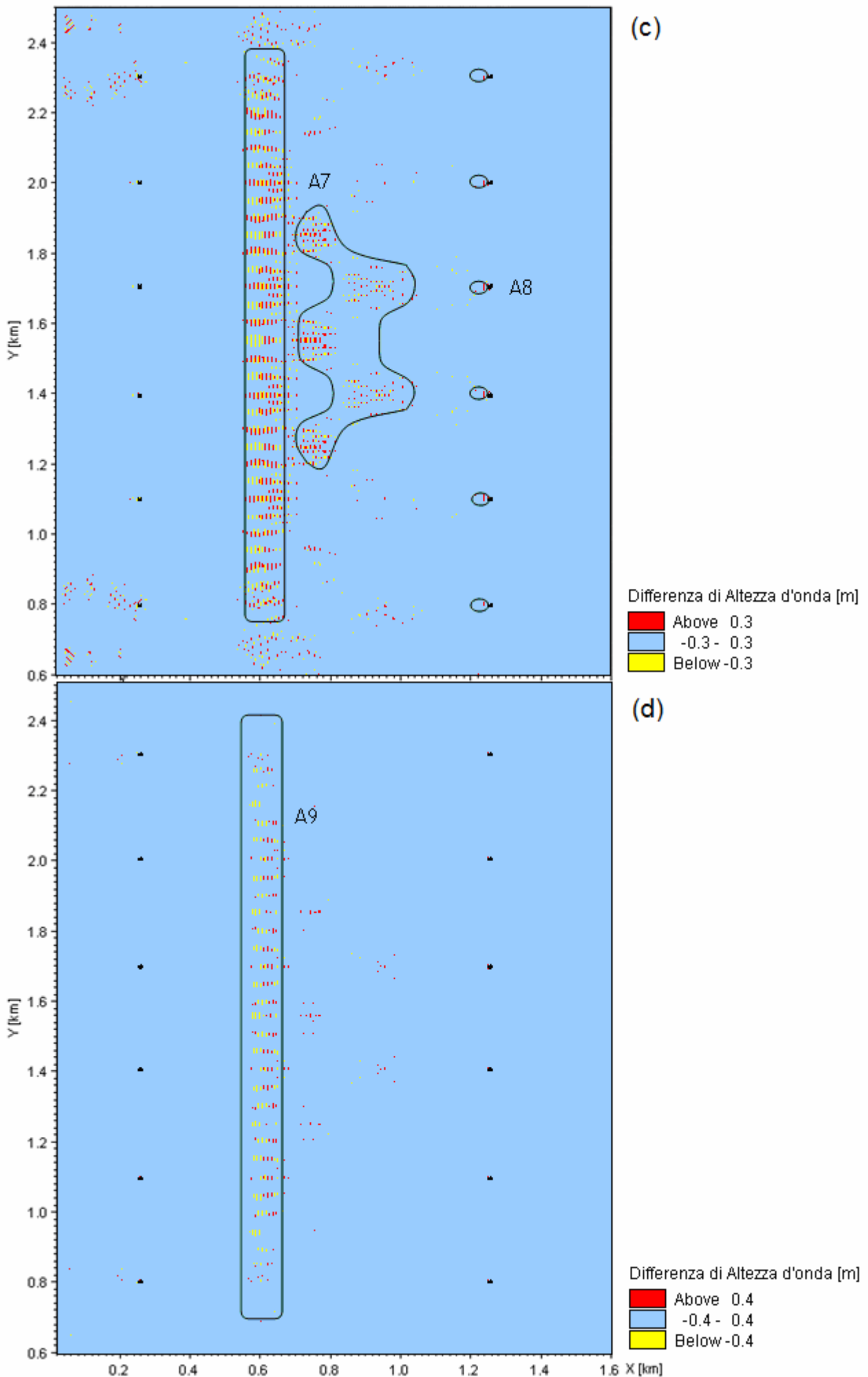


Fig. 89 – Differenze di altezza d'onda al 30% e 40% tra dominio con e senza parco eolico. Attacco ondoso: Onda0.

Seguendo il procedimento adottato nel caso di singola torre, le aree interessate da differenze significative sono state racchiuse entro linee chiuse.

Le variazioni di altezza d'onda superiori al 10% sono riscontrabili in tre aree distinte, ed in particolare in corrispondenza della prima riga di aerogeneratori (A1), nella parte centrale del parco (A2) e lungo la seconda fila di torri (A3) come constatabile da Fig. 88a. La zona A1 è articolata in due sottoaree, la prima, composta da sei semicirconferenze di raggio 150 m di fronte a ciascuna torre, mentre la seconda, a tergo delle stesse, è costituita da due zone allungate divergenti (circa 100 m). Al centro del parco si generano delle interferenze molto intense in un'area con dimensioni 200 m lungo l'asse X e 1700 m lungo Y, con la linea mediana localizzata a circa 400 m dalla prima fila di torri, mentre davanti alla seconda fila di strutture si osservano variazioni che interessano un'estesa superficie (500x1600 m). Le medesime zone sono osservabili nella mappa che descrive le differenze di altezza d'onda superiori al 20% (Fig. 88b), ma molto più limitate (A5 e A6), soprattutto davanti alla prima fila di torri, dove le variazioni si riducono a circonferenze di 60 m di raggio (A4). Differenze superiori al 30% sono riscontrabili solo nella parte centrale del parco (Fig. 89c), in una fascia di 100x1600 m (A7) e sovraflutto alla seconda riga di strutture, dove il disturbo è localizzato entro aree ellittiche il cui asse maggiore è di 20 m (A8). Variazioni superiori al 40% (Fig. 89d) si registrano solo in un'area stretta ed allungata di dimensioni 100 m lungo l'asse X e 1600 m lungo l'asse Y, posta a 400 m dalla prima fila di turbine (A9).

- Onda 1

Dall'analisi della mappa (Fig. 90) si evince che le perturbazioni che si verificano con l'attacco ondoso caratterizzato dall'Onda 1 sono visibili di fronte alle torri, dove si vengono a creare delle zone semicircolari di raggio 200 m davanti alla prima fila, con valori massimi di 3.3 m a ridosso delle strutture, e di raggio doppio davanti alla seconda, con valori massimi di circa 3.2 m, mentre meno evidenti sono i disturbi a tergo delle stesse.

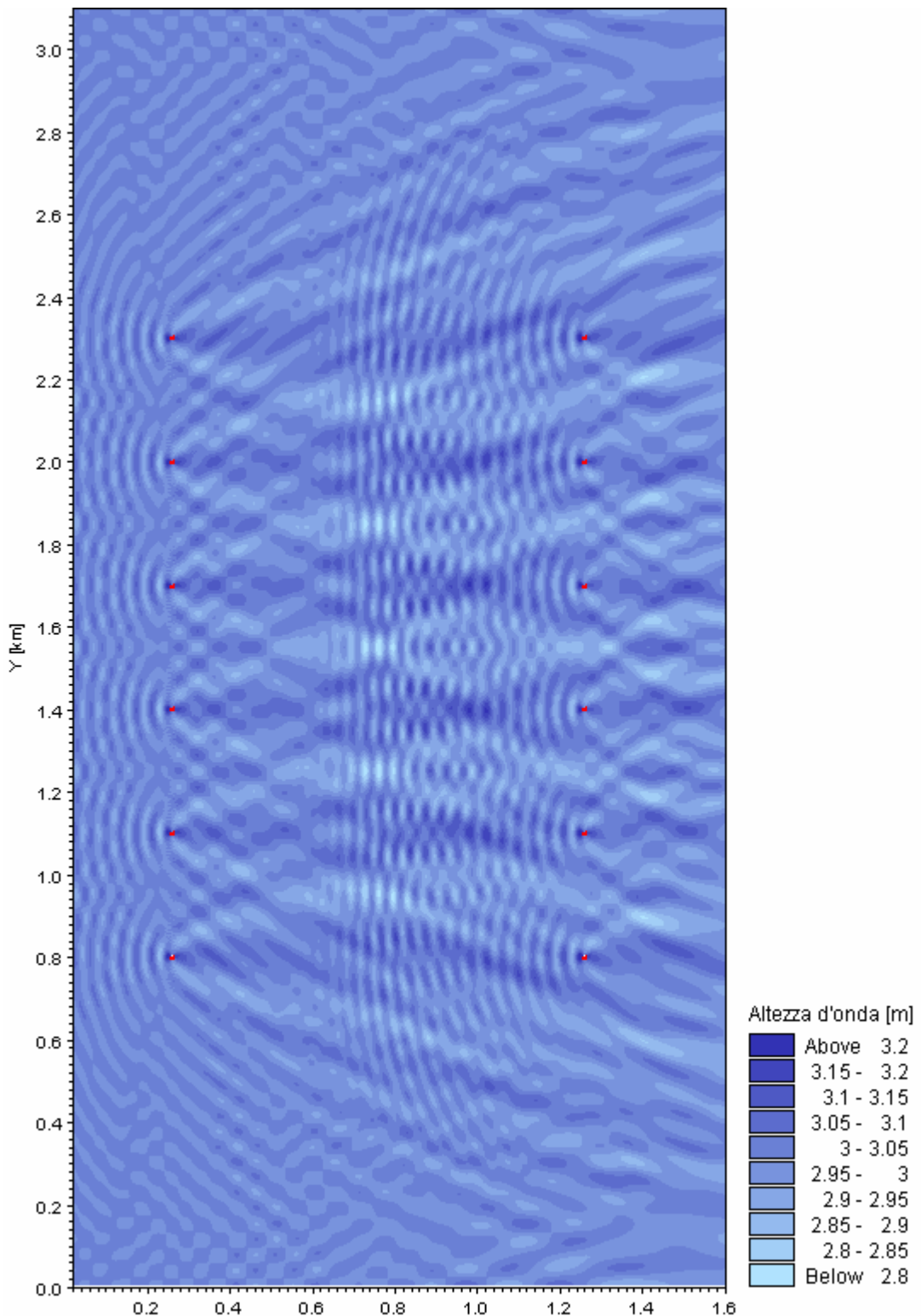


Fig. 90 - Mappa dell'andamento dell'altezza d'onda in presenza di parco eolico su batimetria costante: Onda1.

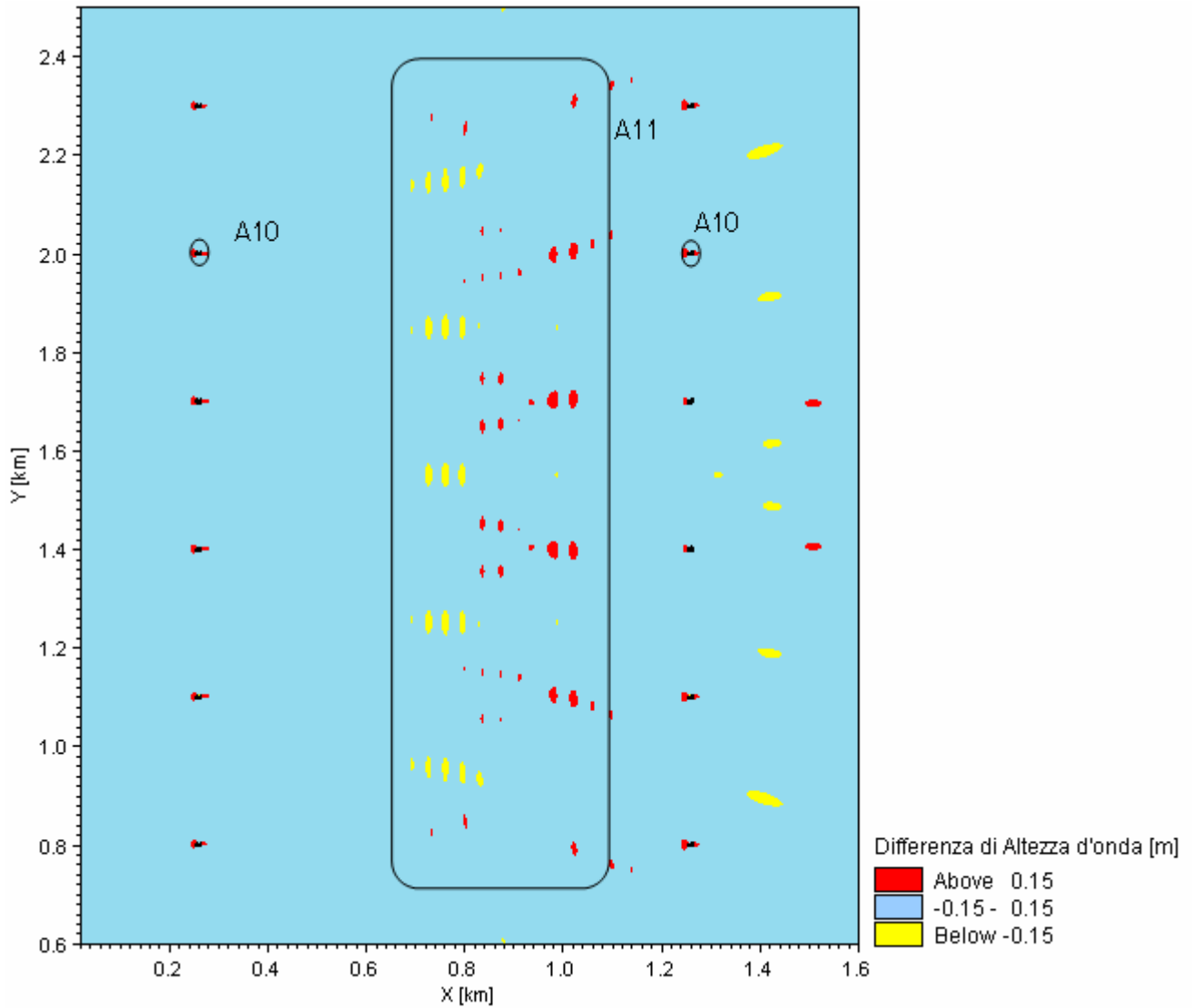


Fig. 91 – Differenze di altezza d'onda al 5% tra dominio con e senza parco eolico. Attacco ondosio: Onda1.

Le differenze di altezza d'onda superiori al 5% sono localizzabili attorno ad ogni torre (Fig. 91), in un'area circoscritta di 10 m di diametro (A10) e, all'interno del parco in una zona compresa tra $X= 400$ m e $X=1700$ m (A11). Non sono riscontrabili variazioni superiori al 10%.

- Onda 2

Le interazioni dovute alla propagazione dell'Onda 2 (Fig. 92) si manifestano attorno a ciascuna torre, in un'area sub-ellittica, con valore di altezza d'onda superiore a 6 m davanti alla struttura ed in una zona allungata a tergo della stessa. All'interno del parco è possibile osservare una estesa area di interferenza. Come nel caso della singola torre, si assiste ad una riduzione dell'altezza d'onda dovuta ad una parziale dissipazione dell'energia per attrito con il fondale.

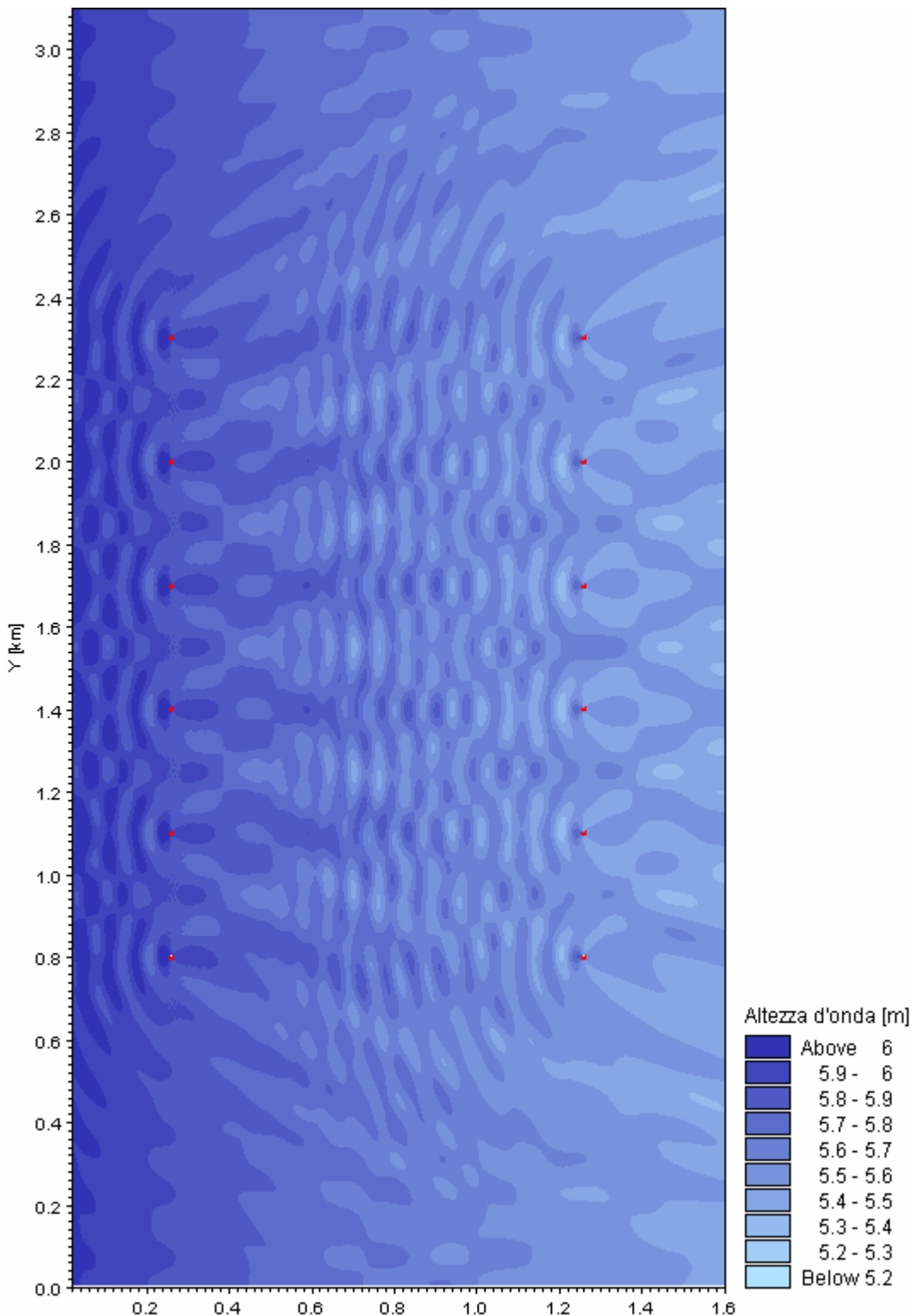


Fig. 92 - Mappa dell'andamento dell'altezza d'onda in presenza di parco eolico su batimetria costante: Onda2.

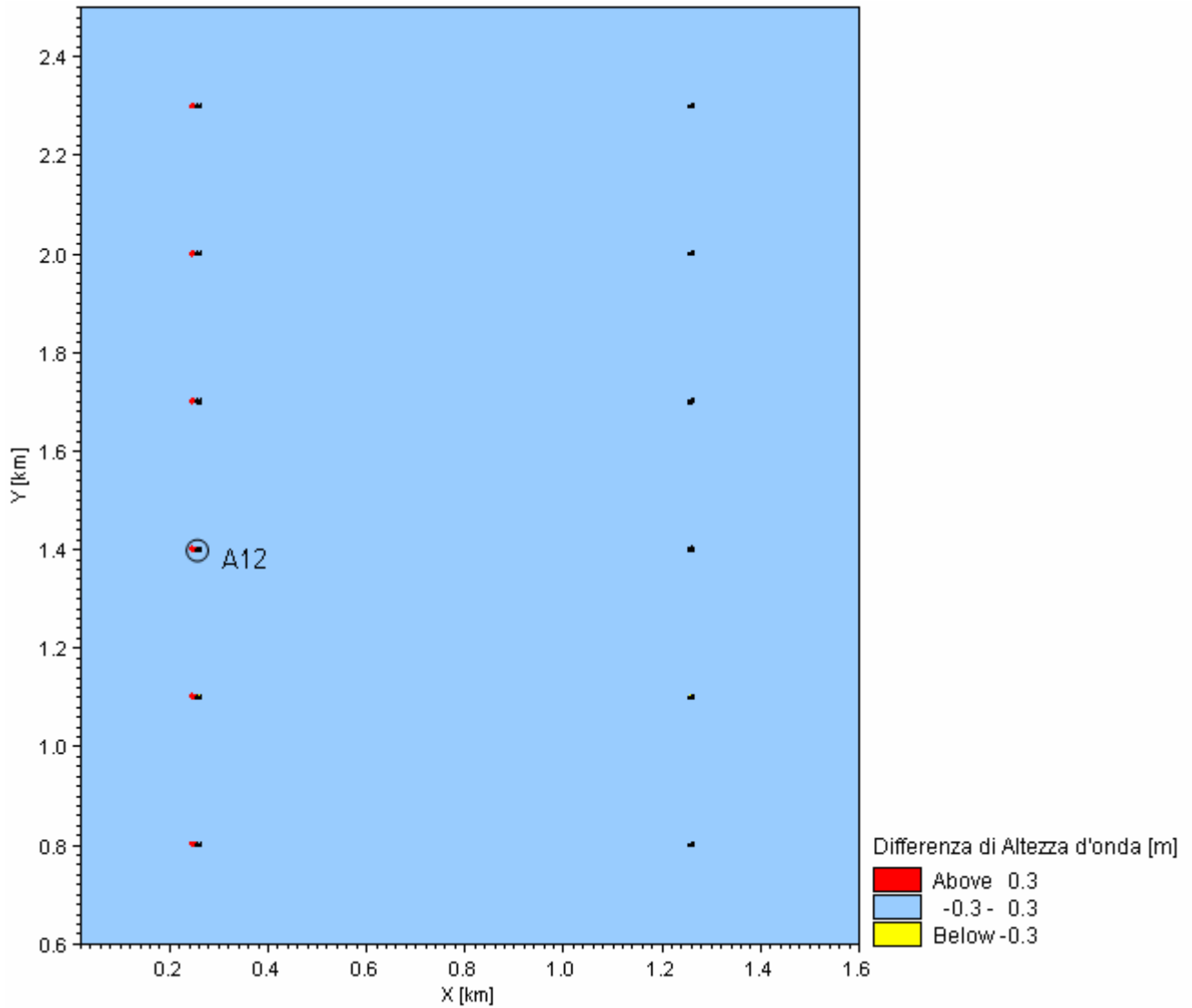


Fig. 93 – Differenze di altezza d'onda al 5% tra dominio con e senza parco eolico. Attacco ondosso: Onda2.

Differenze superiori al 5% sono riscontrabili in una limitata area di fronte alla prima fila di strutture (A12), mentre non si osservano variazioni superiori al 10% (Fig. 93).

5.2.2 Modulo idrodinamico (HD)

Le prove definitive sono state condotte con i parametri in input riportati in tabella ed in Fig. 94:

Numero totale di step:	6000
Intervallo di Time step [s]:	1.2
Step di warm-up:	1500
Mass Budget:	No
Flood and Dry:	No
Source and Sink:	No
Eddy Viscosity:	<i>Smagorinsky coefficient = 1 (Flux Based)</i>
Resistenza al fondo:	<i>Manning number = 30</i>
Wave Radiation:	Sì

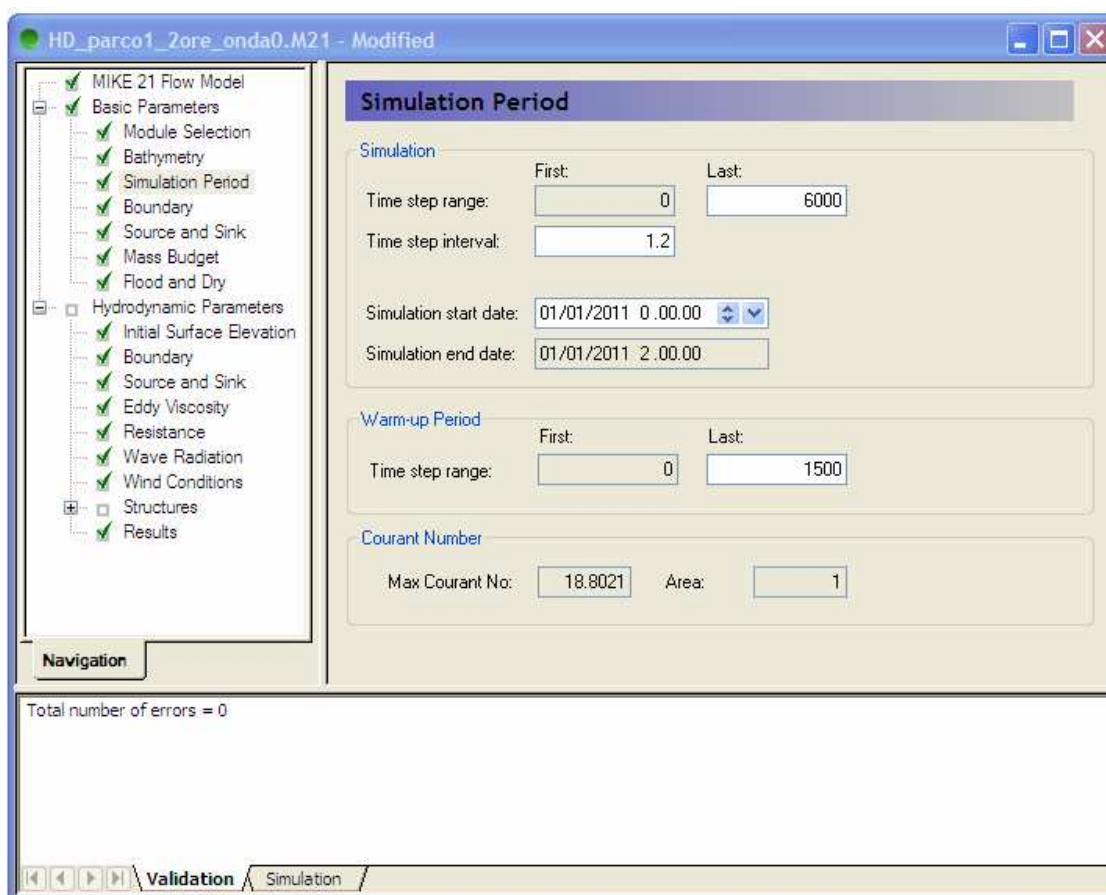


Fig. 94 – Finestra di input all'interno del modulo HD.

Per lo studio dei flussi generati da ciascuna onda verrà inizialmente preso in considerazione il comportamento delle correnti nell'intero parco eolico ed in particolare la mappa relativa ad un opportuno intervallo della simulazione. Successivamente l'analisi viene rivolta alle torri centrali di ciascuna riga, cioè quelle che sono meno soggette agli effetti di bordo. In quest'ultimo caso vengono esaminati i quattro istanti di tempo più rappresentativi dell'intera simulazione.

- Onda 0

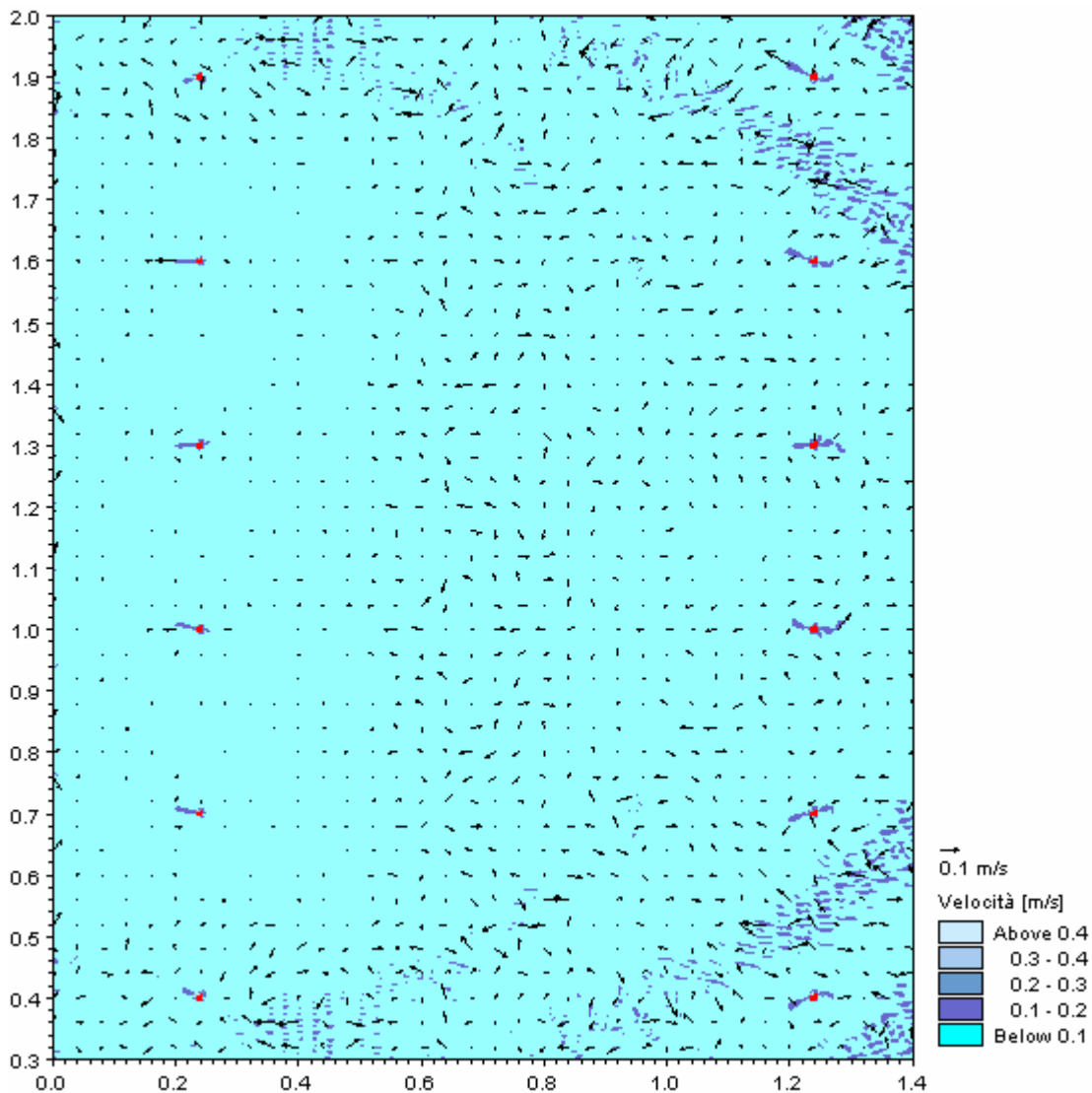


Fig. 95 - Campi di corrente generati dall'Onda 0 all'interno del parco.

Analizzando le correnti generate dall'Onda 0 all'interno di tutto il dominio (Fig. 95) si può notare che esse sono limitate ad una ristretta area localizzata davanti ad ogni torre eolica, pertanto non si verificano interazioni tra le stesse e i flussi all'interno del parco non sono significativi.

Lungo la prima fila di torri (Fig. 96) si nota che i flussi rimangono costanti per l'intera durata della simulazione, con una configurazione caratterizzata da due correnti opposte che si allontanano dall'ostacolo parallelamente alla propagazione del moto ondoso, le cui velocità si aggirano intorno a 0.3 m/s. Tra le due torri si forma un flusso che comunque ha velocità trascurabile.

L'Onda 0, attorno alle torri centrali della seconda fila (Fig. 97), genera una corrente che inizialmente ha lo stesso pattern di quella della prima fila, ma durante la simulazione i flussi divengono più complessi ed articolati a causa dell'interruzione della corrente principale dovuta alla formazione di numerosi vortici.

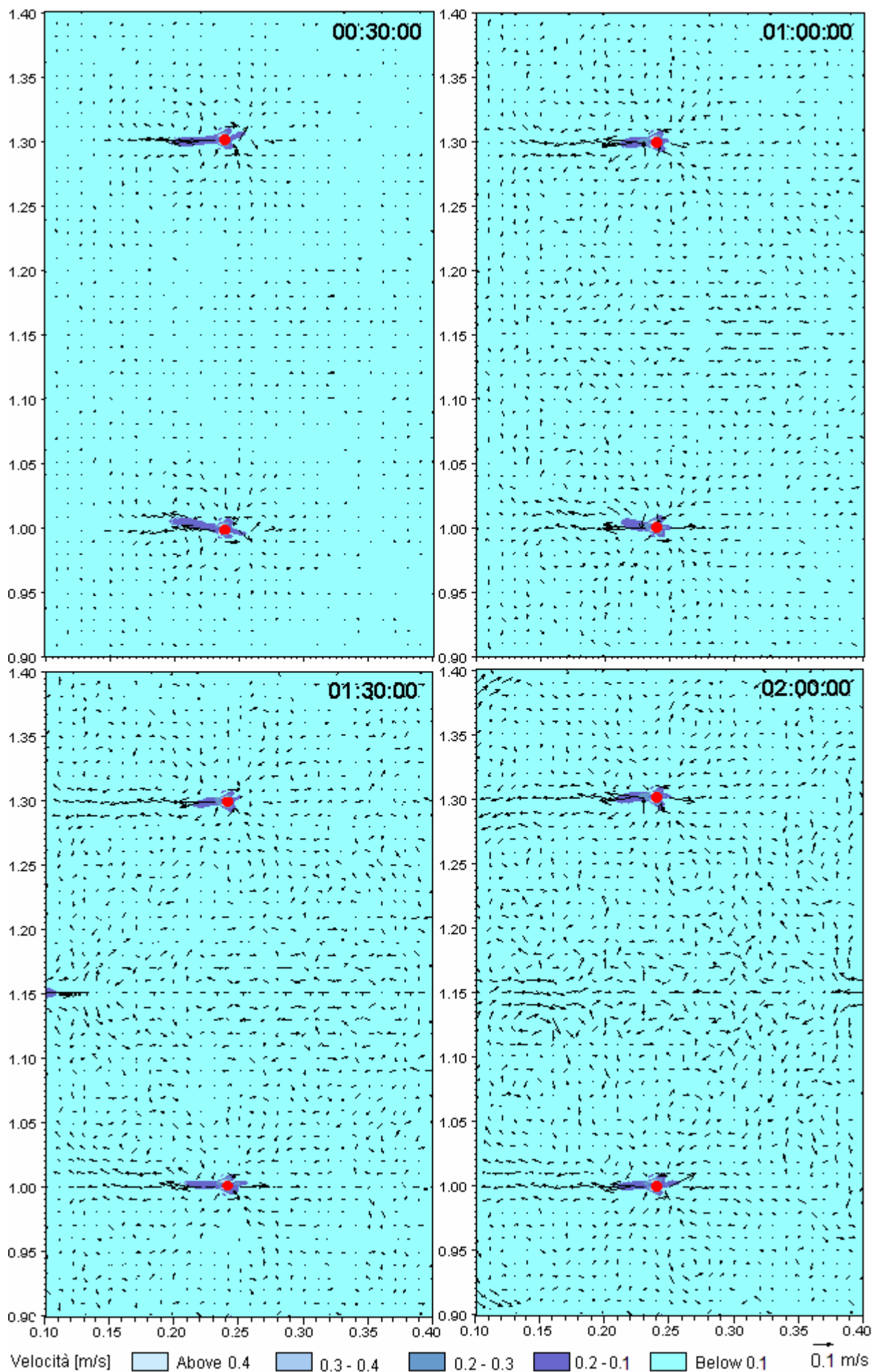


Fig. 96 - Campi di corrente generati dall'Onda 0 per alcuni intervalli di simulazione lungo la prima fila di torri.

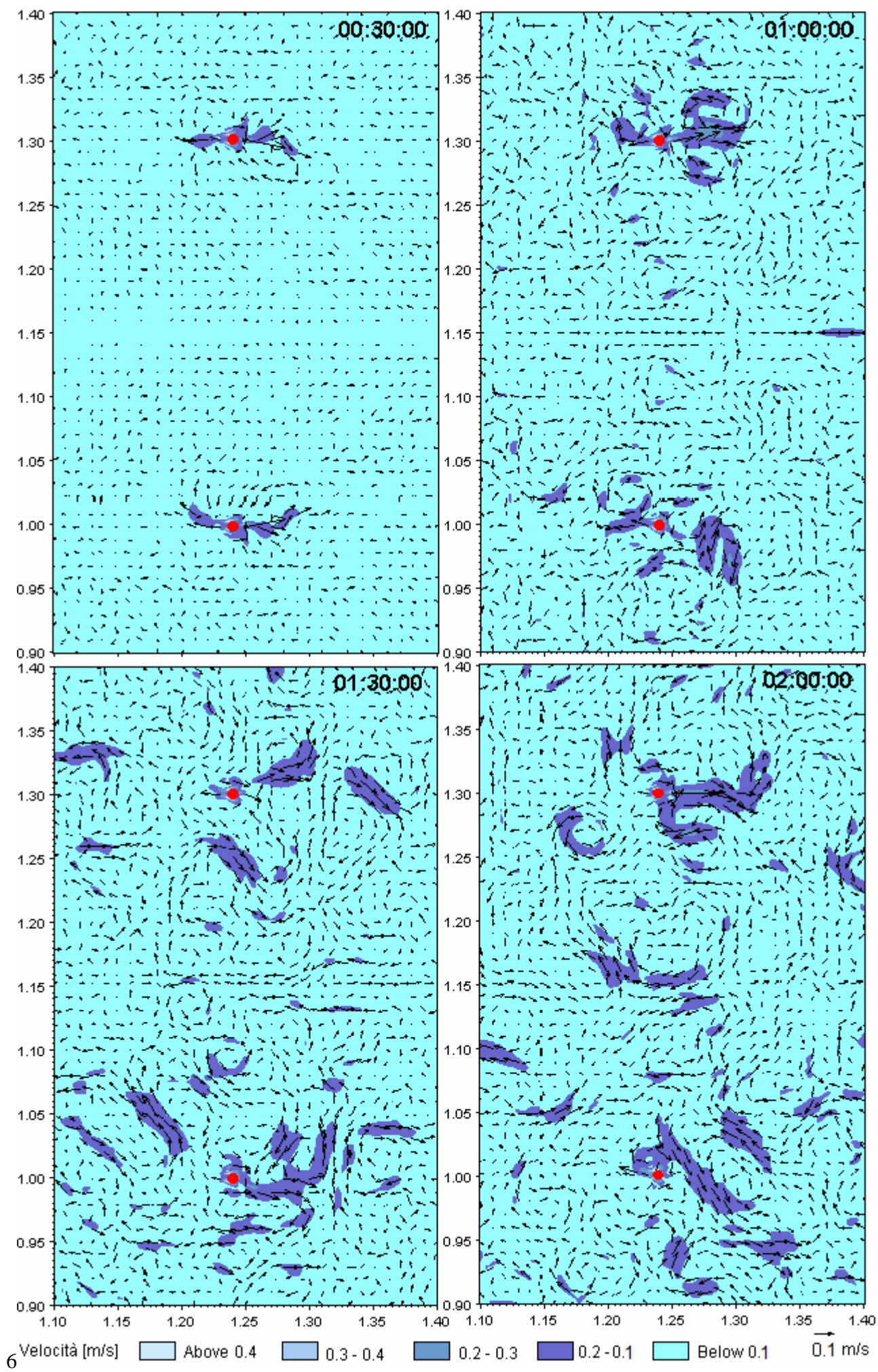


Fig. 97 - Campi di corrente generati dall'Onda 0 per alcuni intervalli di simulazione lungo la seconda fila di torri.

- Onda 1

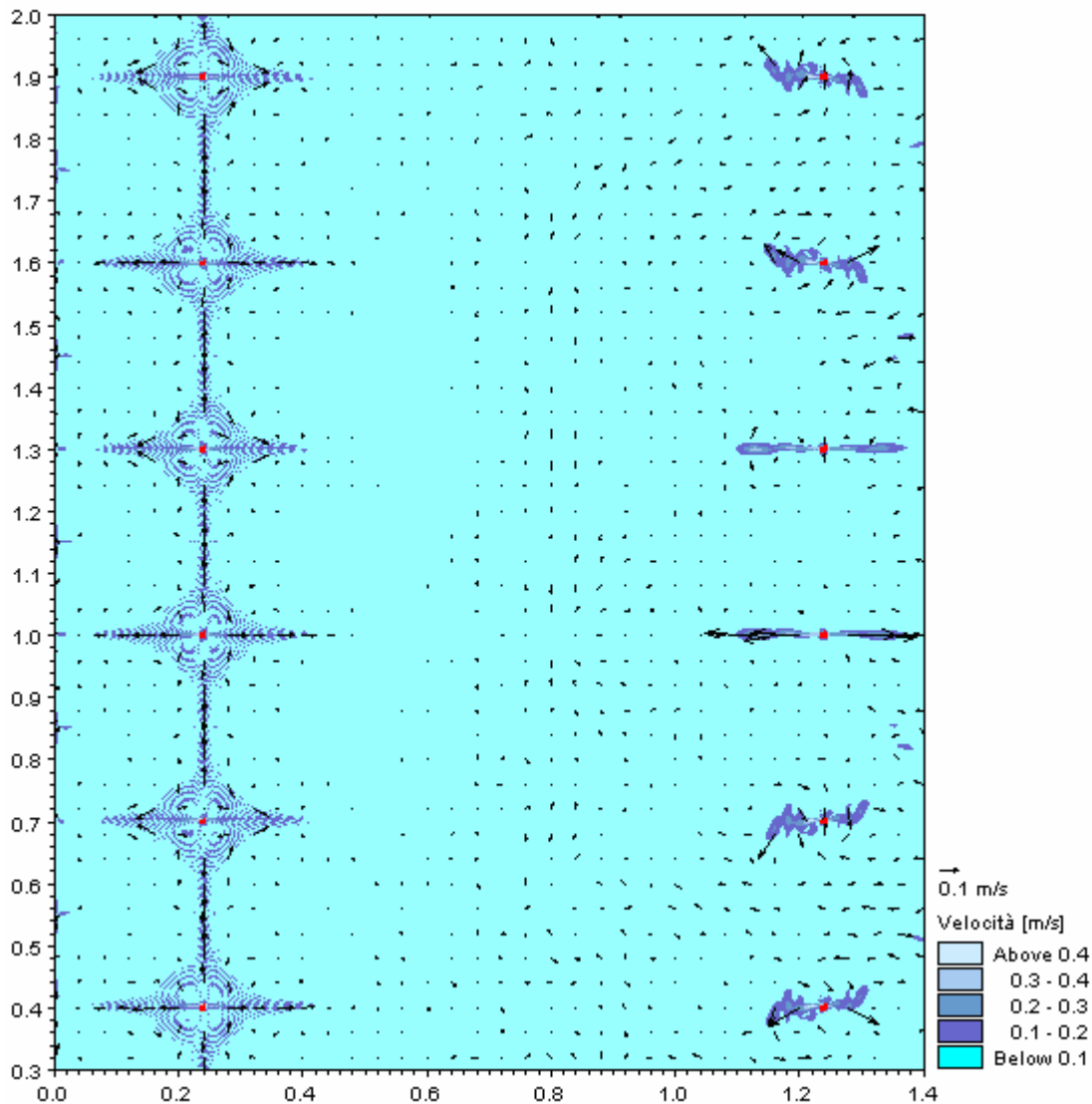


Fig. 98 - Campi di corrente generati dall'Onda 1 all'interno del parco.

Da un'analisi d'insieme si può osservare come la corrente generata dall'Onda 1 (Fig. 98) interessi in modo particolare una zona allungata presente sia davanti che a tergo di ogni struttura, con valori di circa $0,2 \pm 0,4$ m/s e si esaurisca ad una distanza di circa 200 m. Inoltre lungo la prima fila di torri si notano dei flussi laterali all'ostacolo che interagiscono tra loro. All'interno del parco, non si riscontrano comunque correnti apprezzabili. Analizzando in dettaglio la sequenza di immagini in Fig. 99 si evince che, lungo la prima fila di torri, i flussi paralleli alla direzione di propagazione del moto ondoso si mantengono costanti per l'intera durata della simulazione con velocità medie di 0.3 m/s. Vengono inoltre a crearsi delle correnti che si allontanano lateralmente dall'ostacolo, le quali, ad una distanza pari alla metà della distanza tra le torri interagiscono, con velocità inferiori a 0.2 m/s. Questo comportamento non si osserva nella seconda fila di torri (Fig. 100), dove le correnti hanno un andamento più complesso per la formazione di alcuni vortici che si generano a causa della meandrazione del flusso principale.

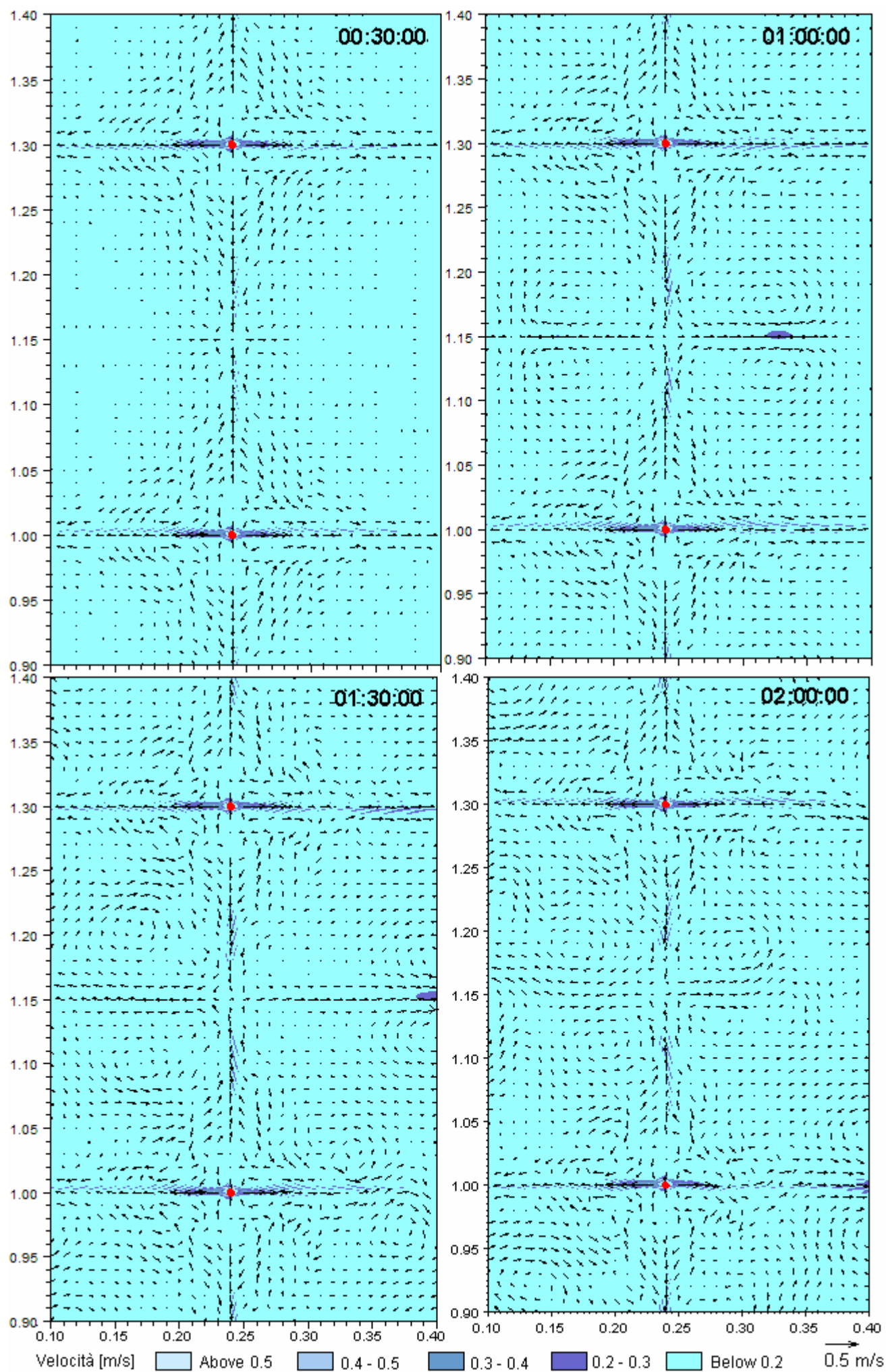


Fig. 99 - Campi di corrente generati dall'Onda 1 per alcuni intervalli di simulazione lungo la prima fila di torri.

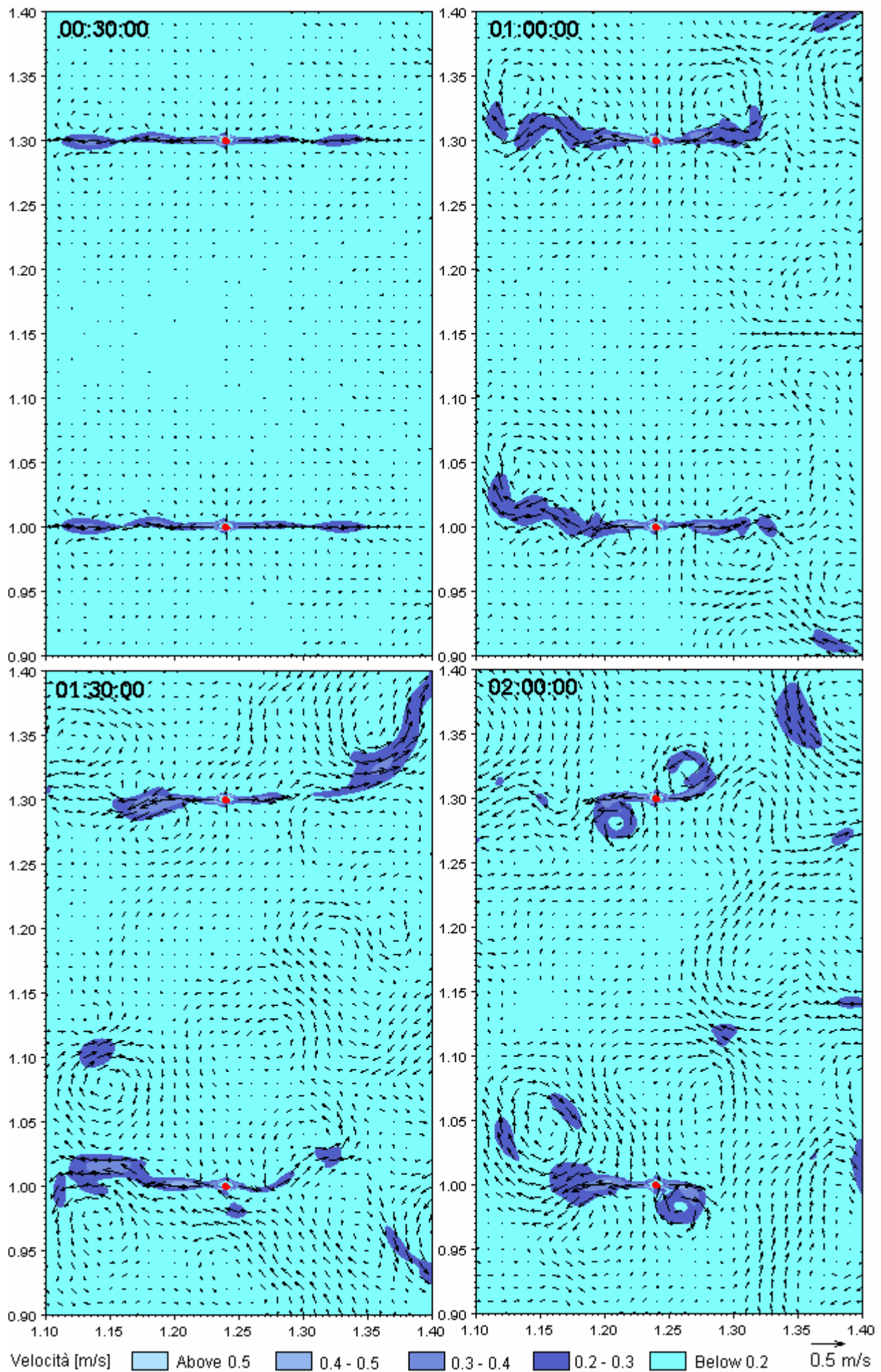


Fig. 100 - Campi di corrente generati dall'Onda 1 per alcuni intervalli di simulazione lungo la seconda fila di torri.

- Onda 2

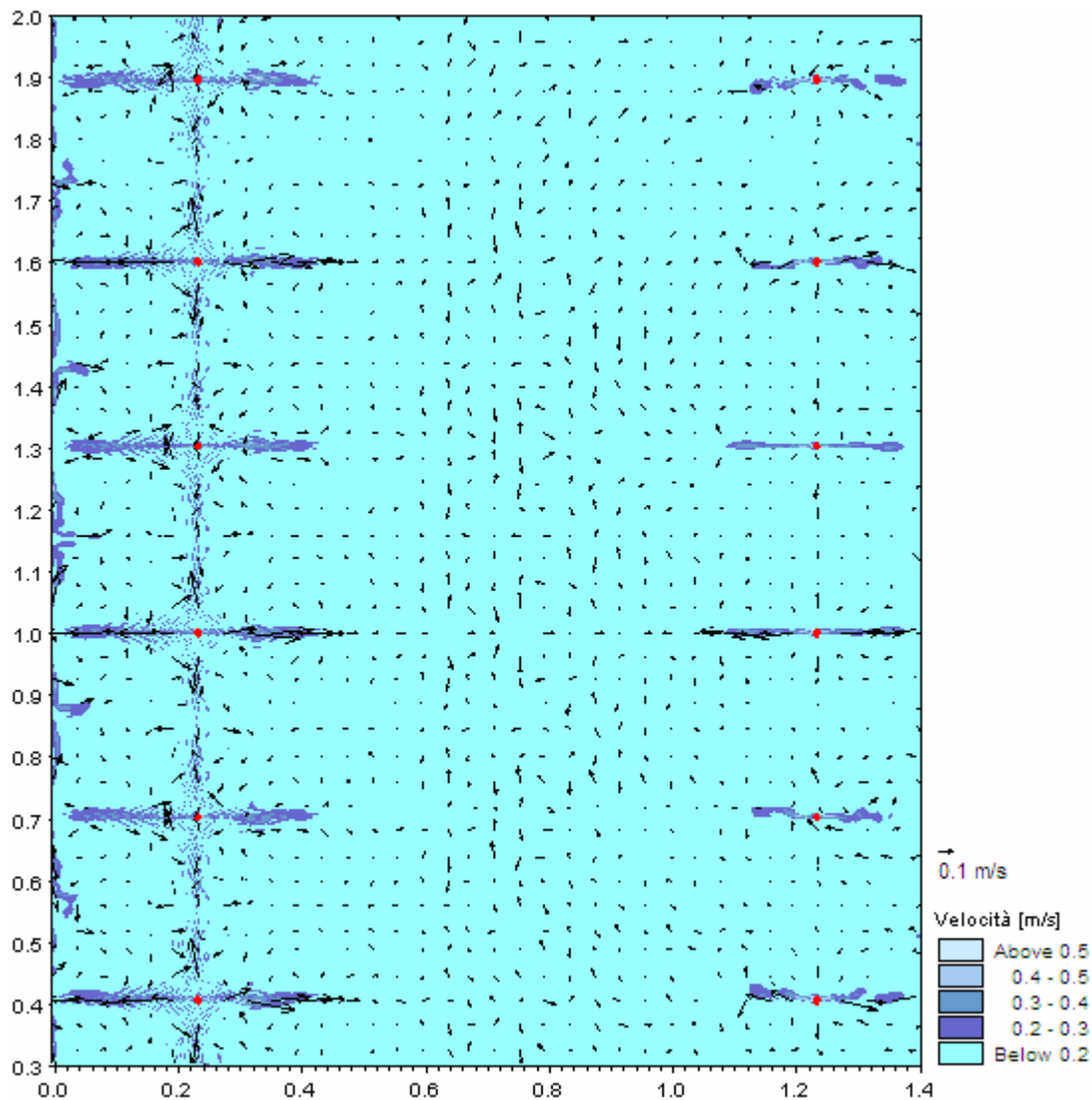


Fig. 101 - Campi di corrente generati dall'Onda 2 all'interno del parco.

Esaminando in dettaglio le correnti generate dall'Onda 2 all'interno di tutto il parco (Fig. 101) si può notare come esse siano simili allo schema generato dall'Onda 1. In questo caso tuttavia le intensità risultano maggiori, con valori che superano 0.4 m/s e la superficie interessata da tale disturbo è più ampia. Non si osservano apprezzabili correnti all'interno del parco. Dall'analisi della sequenza temporale in Fig. 102 si può osservare che, relativamente alle torri della prima fila, alla fine del periodo di warm-up, i flussi sono piuttosto definiti e consistenti in due correnti opposte che si allontanano dall'ostacolo con velocità di 0.3÷0.4 m/s, mentre altri due flussi, perpendicolari a queste ultime, interagiscono fra loro. Col tempo però numerosi vortici anulari spezzano questa regolarità. In corrispondenza delle torri centrali della seconda fila (Fig. 103) i flussi, inizialmente ben definiti e limitati a due zone allungate parallele alla direzione di propagazione del moto ondoso con velocità di 0.4 m/s, divengono molto complessi a seguito della formazione di due ampi vortici a tergo delle stesse, che alimentano una corrente di forte intensità (> 0.5 m/s).

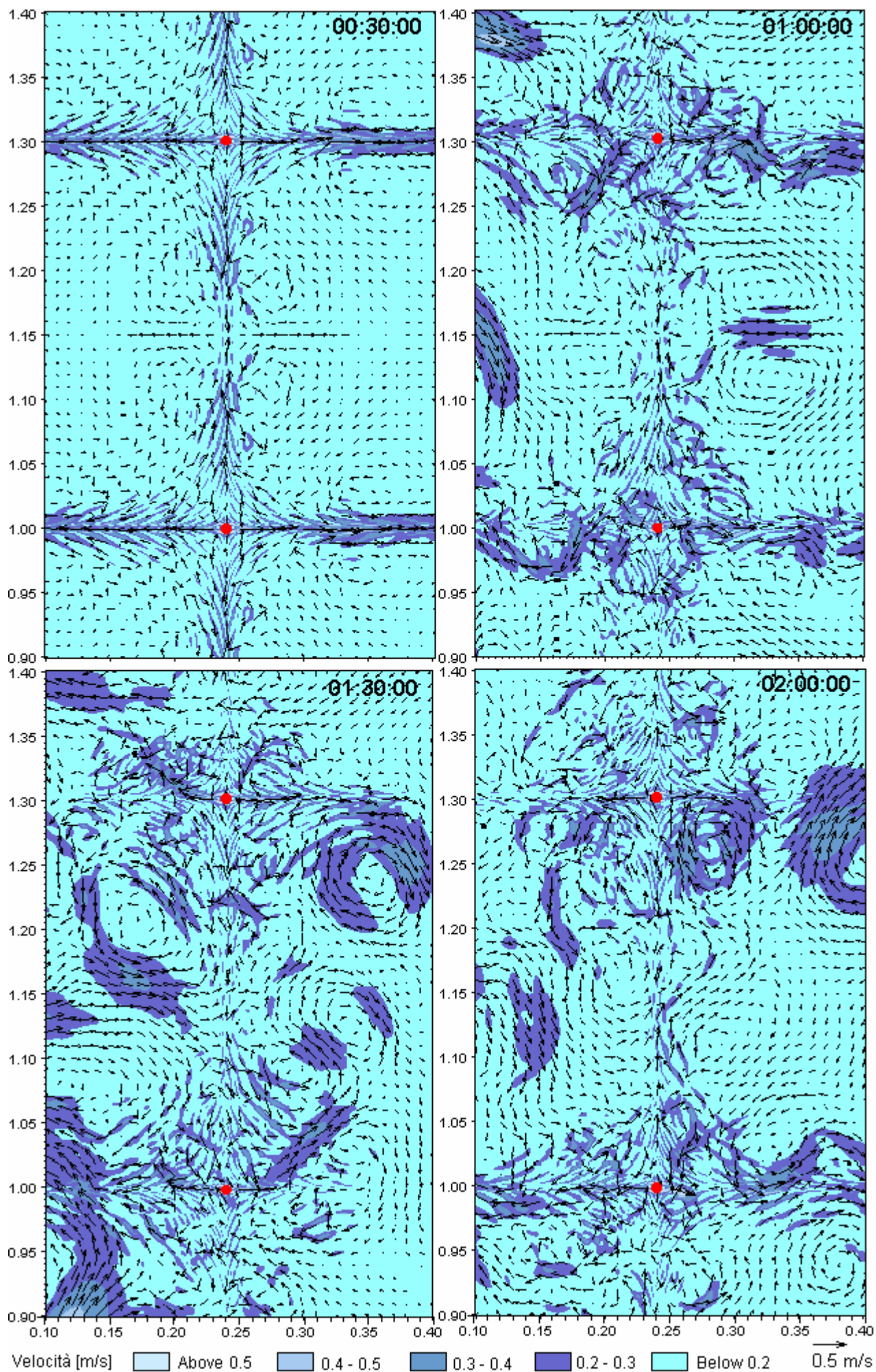


Fig. 102 - Campi di corrente generati dall'Onda 2 per alcuni intervalli di simulazione lungo la seconda fila di torri.

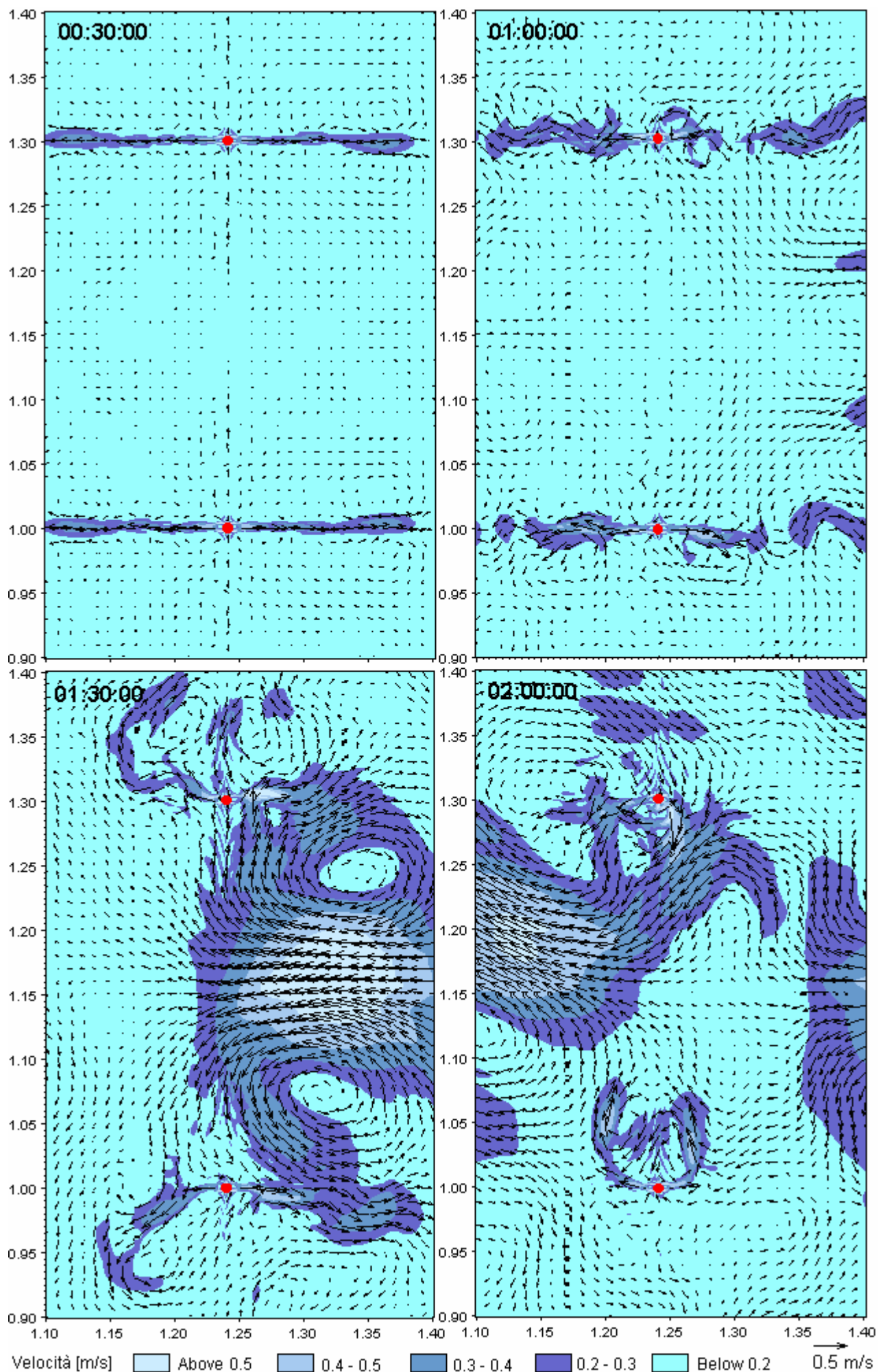


Fig. 103 - Campi di corrente generati dall'Onda 2 per alcuni intervalli di simulazione lungo la seconda fila di torri.

5.2.3 Modulo trasporto dei sedimenti (ST)

Prove definitive

Nella seguente tabella ed in Fig. 104 sono riportati i parametri di ingresso utilizzati nelle simulazioni.

<i>Timestep su cui mediare i flussi:</i>	50 ÷ 200
<i>Teoria selezionata:</i>	Engelund & Hansen
<i>Densità relativa del sedimento:</i>	2.65
<i>Parametro critico di Shields:</i>	0.045
<i>Temperatura dell'acqua [°C]:</i>	10
<i>Porosità:</i>	0.4
<i>Dimensione Sedimento:</i>	0.05
<i>Gradation Sedimento:</i>	1.1

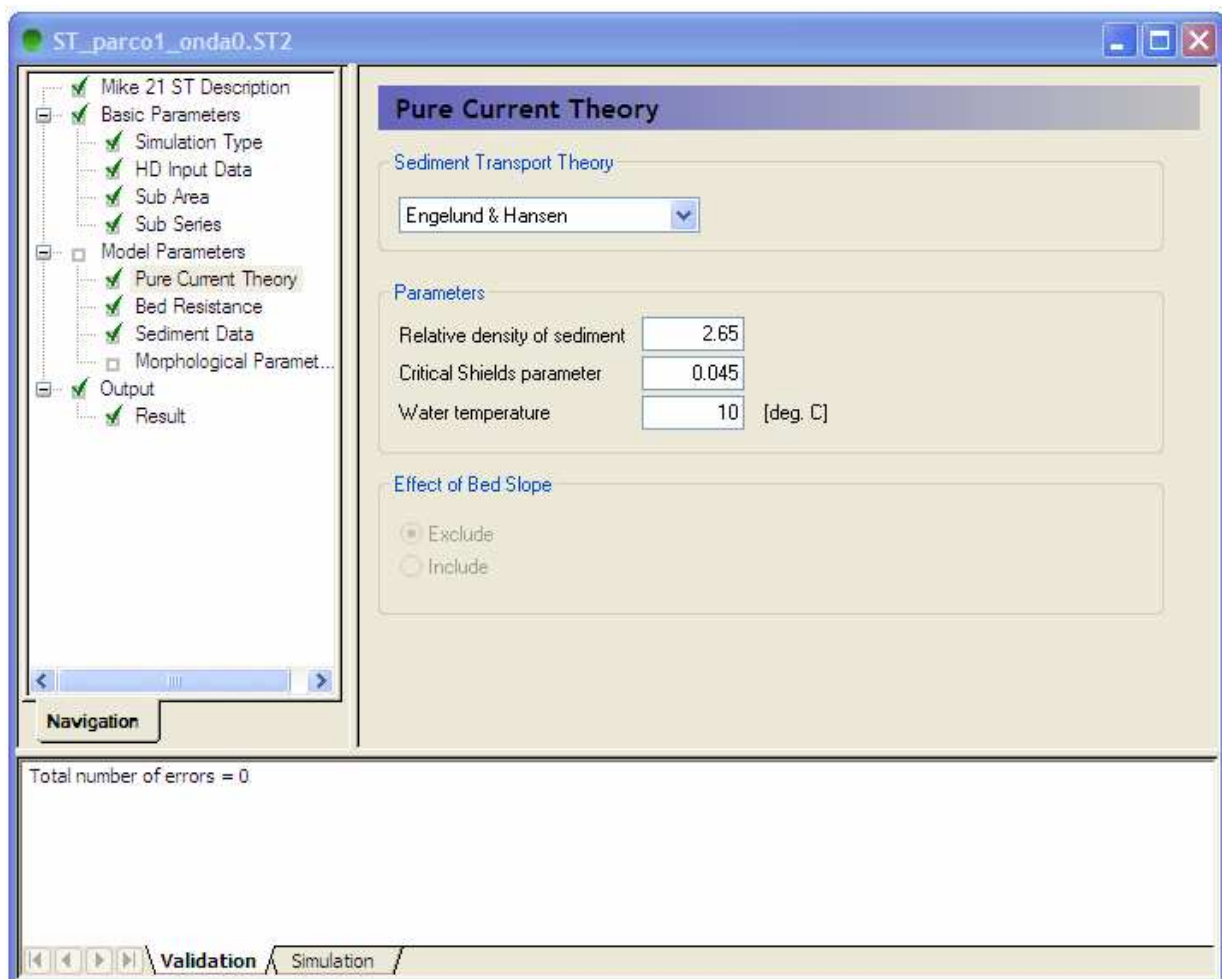


Fig. 104 – Finestra di input all'interno del modulo HD.

- Onda 0

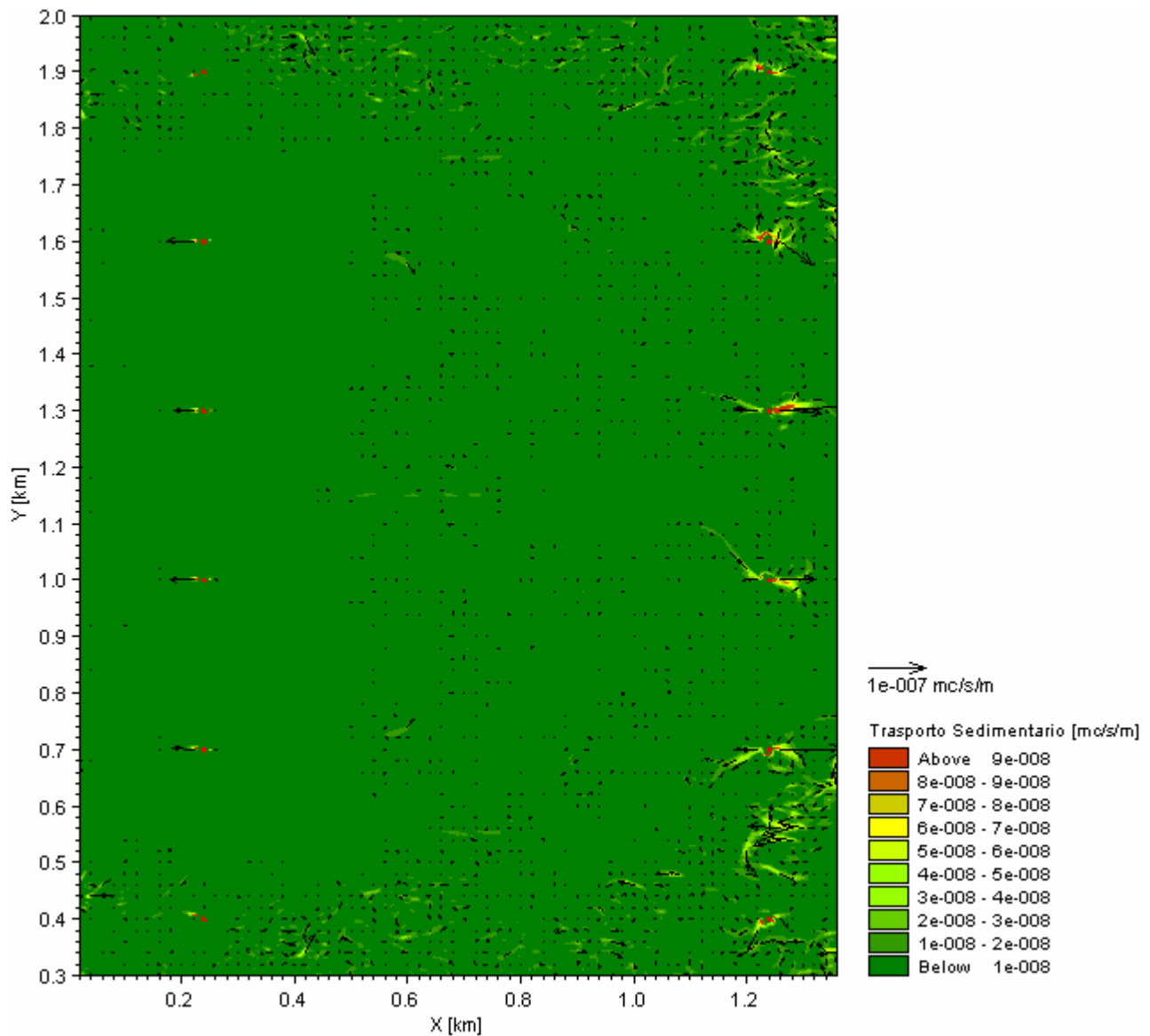


Fig. 105 – Trasporto sedimentario generato dall'Onda 0 all'interno del parco eolico

Dall'analisi dei risultati mostrati in Fig. 105, si evidenzia che i flussi di sedimenti, fatta eccezione per le zone nelle immediate vicinanze delle torri, dove il trasporto è quantificabile in $3 \text{ m}^3/\text{y}/\text{m}$, sono trascurabili e non si verificano pertanto interazioni combinate tra flussi generati dal singolo ostacolo. All'interno del parco eolico il trasporto è trascurabile.

- Onda 1

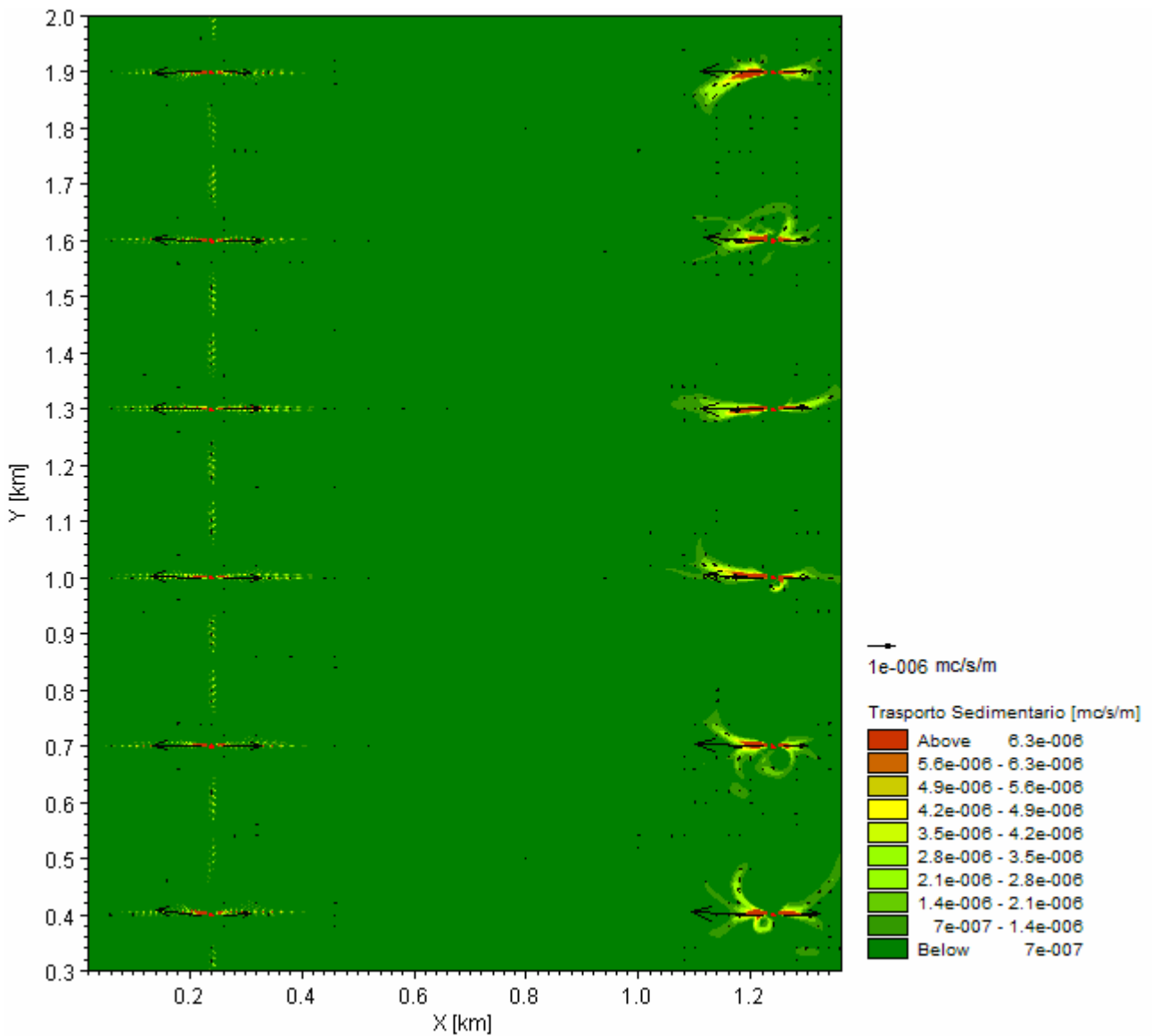


Fig. 106 – Trasporto sedimentario generato dall'Onda 2 all'interno del parco eolico

I trasporti solidi indotti da questo moto ondoso sono limitati alle zone attorno alle torri, con un'estensione media di 500 m^2 , e le cui intensità sono dell'ordine di $300 \text{ m}^3/\text{y}/\text{m}$. Come nei casi precedenti, all'interno del parco i processi sedimentari sono praticamente ininfluenti (Fig. 106).

- Onda 2

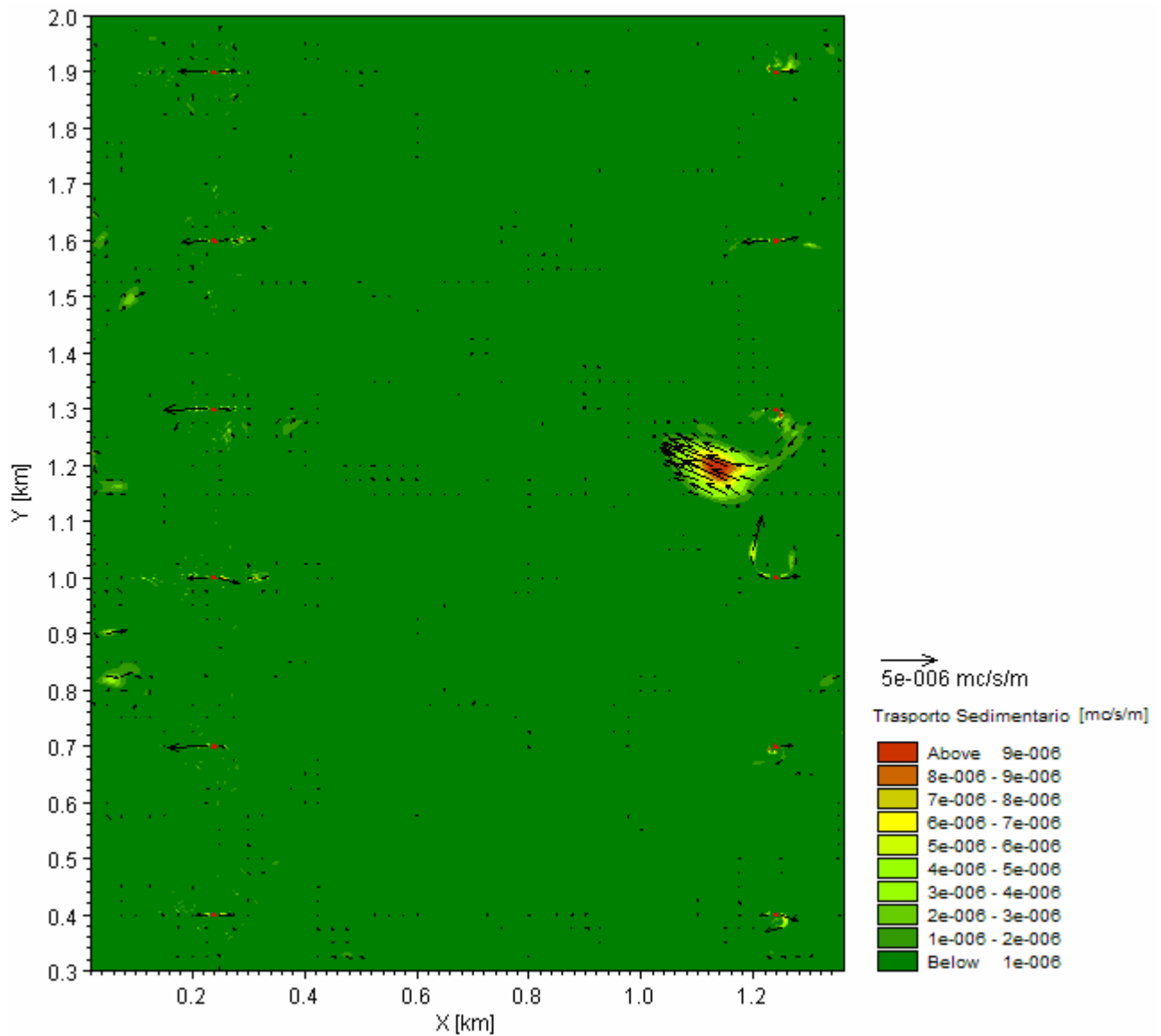


Fig. 107 – Trasporto sedimentario generato dall'Onda 1 all'interno del parco eolico

Anche in questo caso, i trasporti all'interno del parco eolico sono pressoché inattivi, mentre sono concentrati nelle vicinanze delle torri, soprattutto di quelle della seconda riga, dove si riscontrano flussi pronunciati in una ristretta zona centrale, davanti alle strutture ed a tergo delle stesse, con valori che si aggirano su 180 m³/y/m (Fig. 107).

5.3 Risultati simulazioni parco su batimetria reale

Per il caso reale, e cioè il parco eolico sulle batimetrie delle Secche di Vada, sono state studiate le modifiche al moto ondoso, alle correnti e al trasporto sedimentario limitatamente al caso con l'onda più energetica, ossia l'Onda 2, perché quella che fa registrare le variazioni più significative delle correnti e dei flussi sedimentari.

5.3.1 Modulo Ellittico (EMS)

Prove definitive

Le prove definitive sono state condotte con le seguenti condizioni di input:

<i>Numero di iterazioni:</i>	500
<i>Time step [s]:</i>	0.05
<i>Stop criterion:</i>	0.005
<i>Wave breaking:</i>	$\gamma_1 = 1$ $\gamma_2 = 0.8$
<i>Bed fiction:</i>	<i>Rayleigh distributed waves</i> $k_N = 0.02$

In Fig. 108 sono riportate la mappa del dominio analizzato con le relative batimetrie e quella che rappresenta i fronti d'onda conseguenti alla propagazione del moto ondoso.

- Onda 2

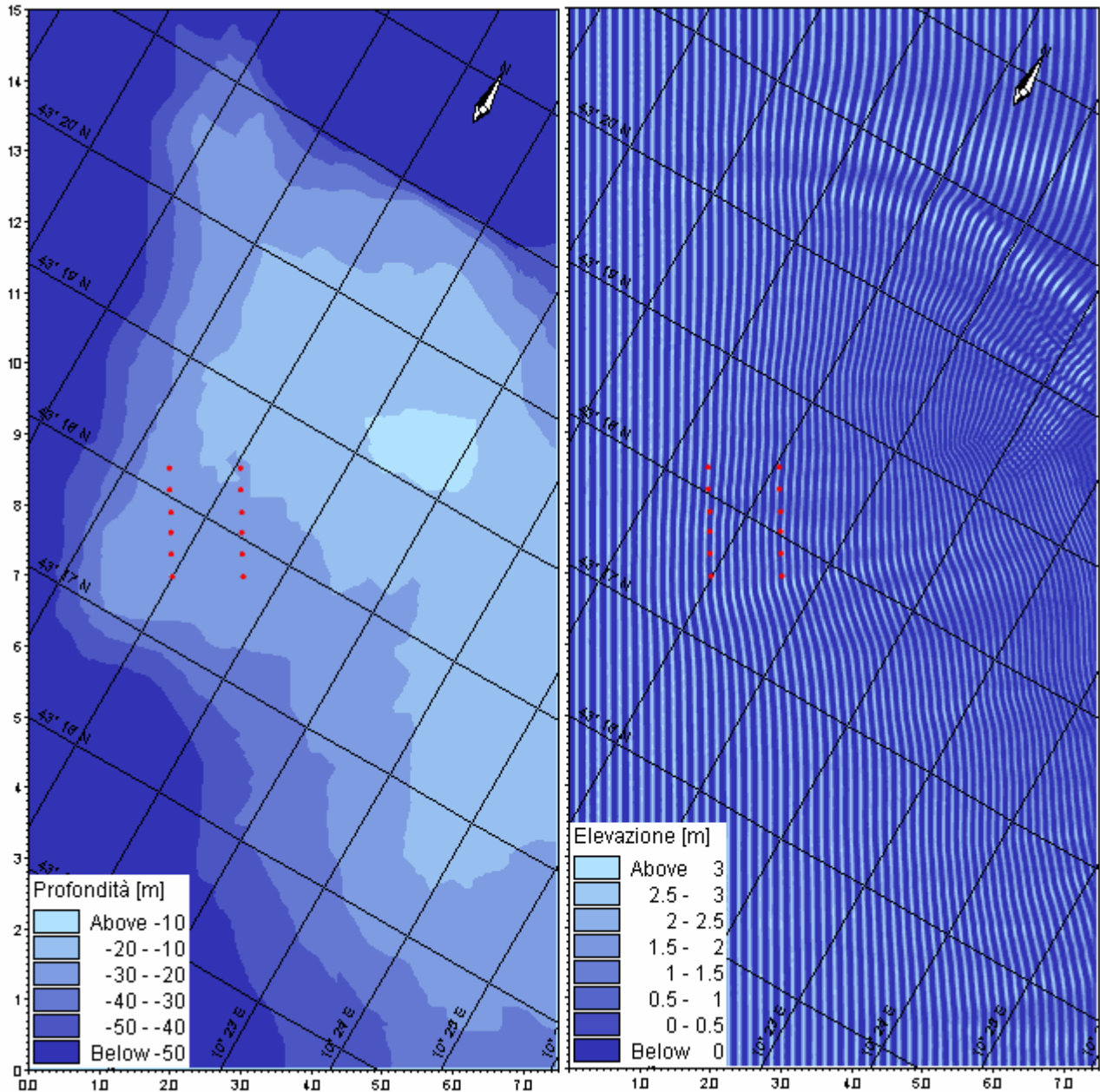


Fig. 108 – Modello digitale dei fondali dell'area di interesse (sinistra) e risultati modulo ellittico (destra).

Come si evince dalla mappa, le onde subiscono una marcata rifrazione e tendono a convergere nella parte più superficiale delle Secche, nei pressi del Faro, mentre la presenza del parco eolico non induce deviazioni ai fronti d'onda.

Anche relativamente all'altezza d'onda, il confronto tra le simulazioni condotte utilizzando la situazione attuale e quella ipotizzata, evidenziano variazioni contenute (Fig. 109).

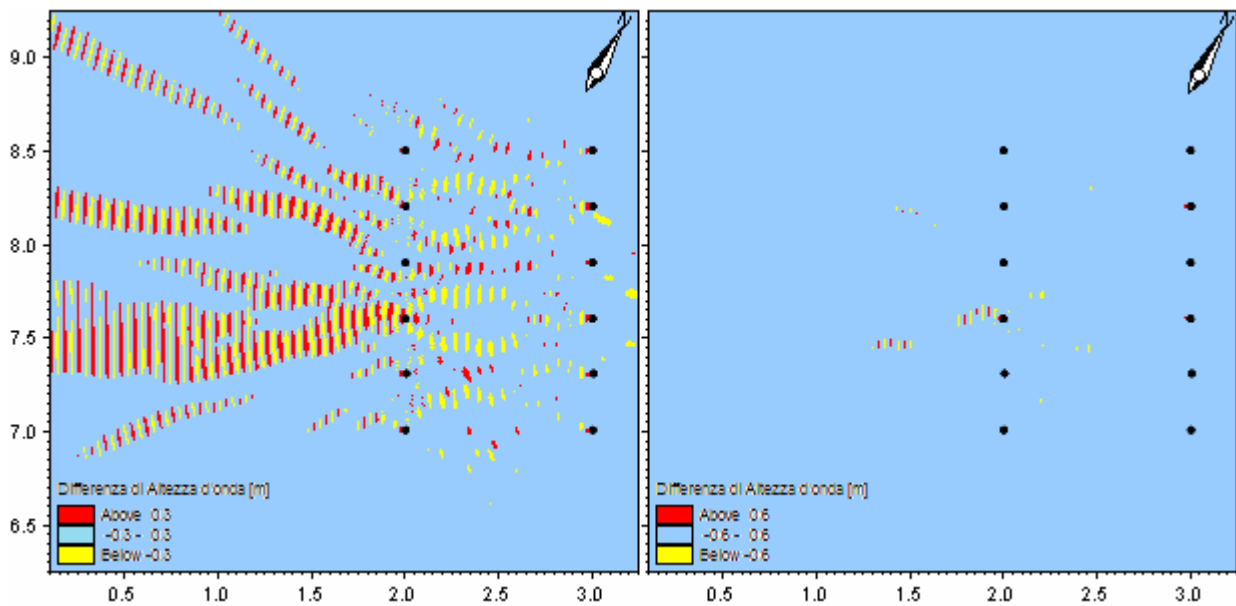


Fig. 109 – Differenze di altezza d'onda tra stato attuale e ipotetico con parco al 5% e 10%.

Le differenze superiori al 5% in termini di altezza d'onda interessano un'area di 4 km² davanti alla prima fila di aerogeneratori ed una meno disturbata ma comunque significativa all'interno del parco. Variazioni superiori al 10% sono quasi ovunque trascurabili ad eccezione di una zona stretta ed allungata nei pressi di una delle torri centrali della prima riga, i cui effetti sono riscontrabili fino ad una distanza di 500 m da quest'ultima.

5.3.2 Modulo idrodinamico (HD)

Prove definitive

Le prove definitive sono state condotte con i seguenti parametri in input:

Numero totale di step:	6000
Intervallo di Time step [s]:	1.2
Step di warm-up:	1500
Mass Budget:	No
Flood and Dry:	No
Source and Sink:	No
Eddy Viscosity:	Smagorinsky coefficient = 1 (Flux Based)
Resistenza al fondo:	Manning number = 30
Wave Radiation:	Sì

- Onda 2

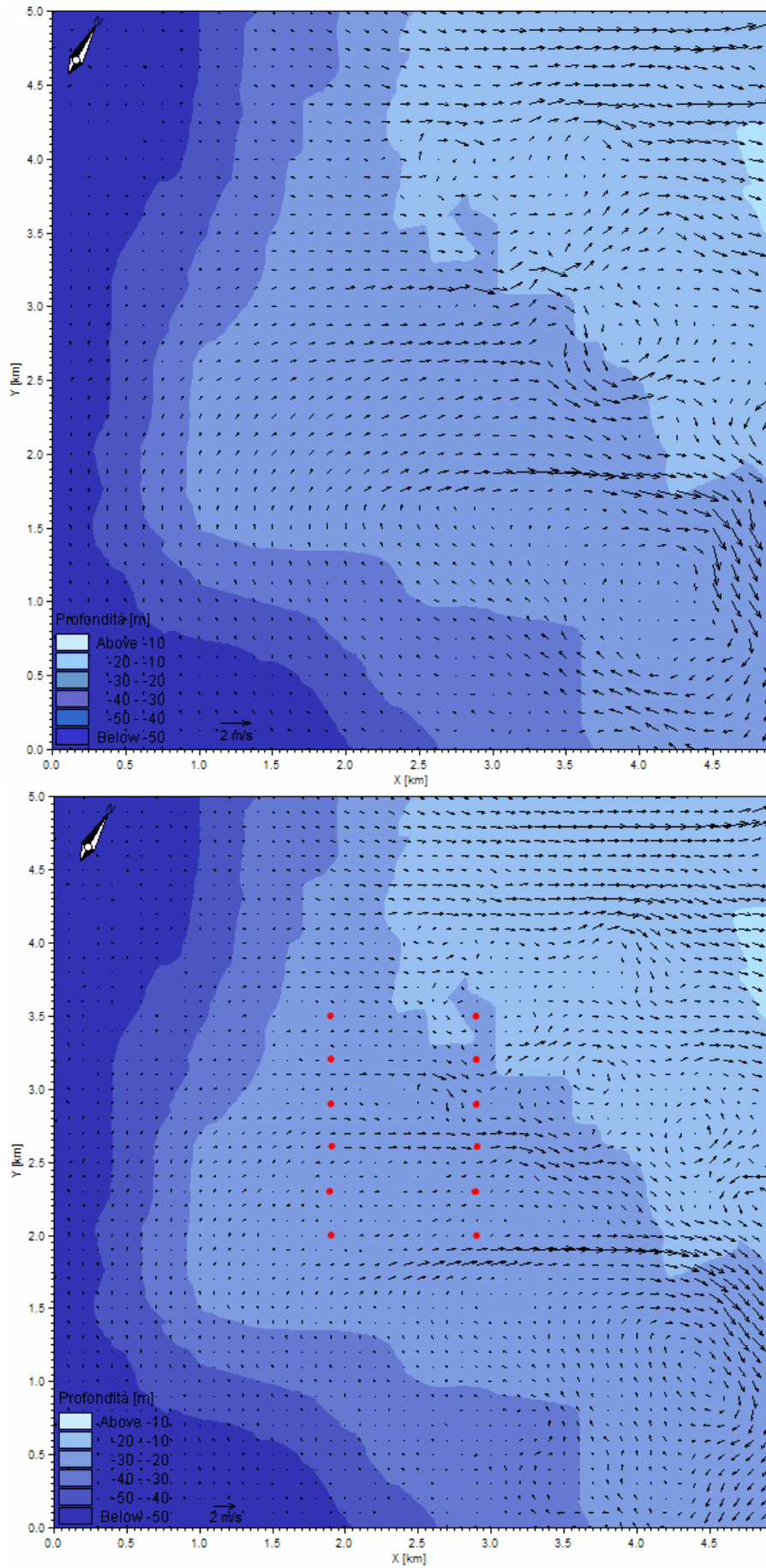


Fig. 110 – Risultati del modulo idrodinamico tra stato attuale e ipotetico con parco.

Come è possibile osservare nelle immagini di Fig. 110, sia nello stato attuale che in quello di ipotetico parco, il campo di correnti nei pressi delle Secche di Vada è molto articolato, e si può suddividere in tre settori. Il primo, visibile nella parte settentrionale, è caratterizzato, con o senza impianto, da flussi piuttosto significativi ($1.2 \div 1.6$ m/s) che assumono una direzione prevalente verso est. A sud, in assenza del parco, si osserva la corrente più intensa (> 1.6 m/s) che, inizialmente diretta verso est, tende a formare un ampio vortice, mentre con le torri il *loop* ha un diametro minore. Nella parte centrale si riscontrano le modifiche più sostanziali al campo di moto, dove il parco eolico induce una disarticolazione del flusso diretto verso est, provocandone un indebolimento.

5.3.3 Modulo trasporto dei sedimenti (ST)

Prove definitive

Nella seguente tabella sono riportati i parametri di ingresso utilizzati nelle simulazioni.

<i>Timestep su cui mediare i flussi:</i>	50 ÷ 200
<i>Teoria selezionata:</i>	Engelund & Hansen
<i>Densità relativa del sedimento:</i>	2.65
<i>Parametro critico di Shields:</i>	0.045
<i>Temperatura dell'acqua [°C]:</i>	10
<i>Porosità:</i>	0.4
<i>Dimensione Sedimento:</i>	0.05
<i>Gradation Sedimento:</i>	1.1

Per il calcolo del trasporto di sedimenti sono state scelte le dimensioni granulometriche caratteristiche della zona e l'area corrispondente ai fondali ricoperti dalla prateria di Posidonia oceanica è stata considerata una superficie non erodibile.

- Onda 2

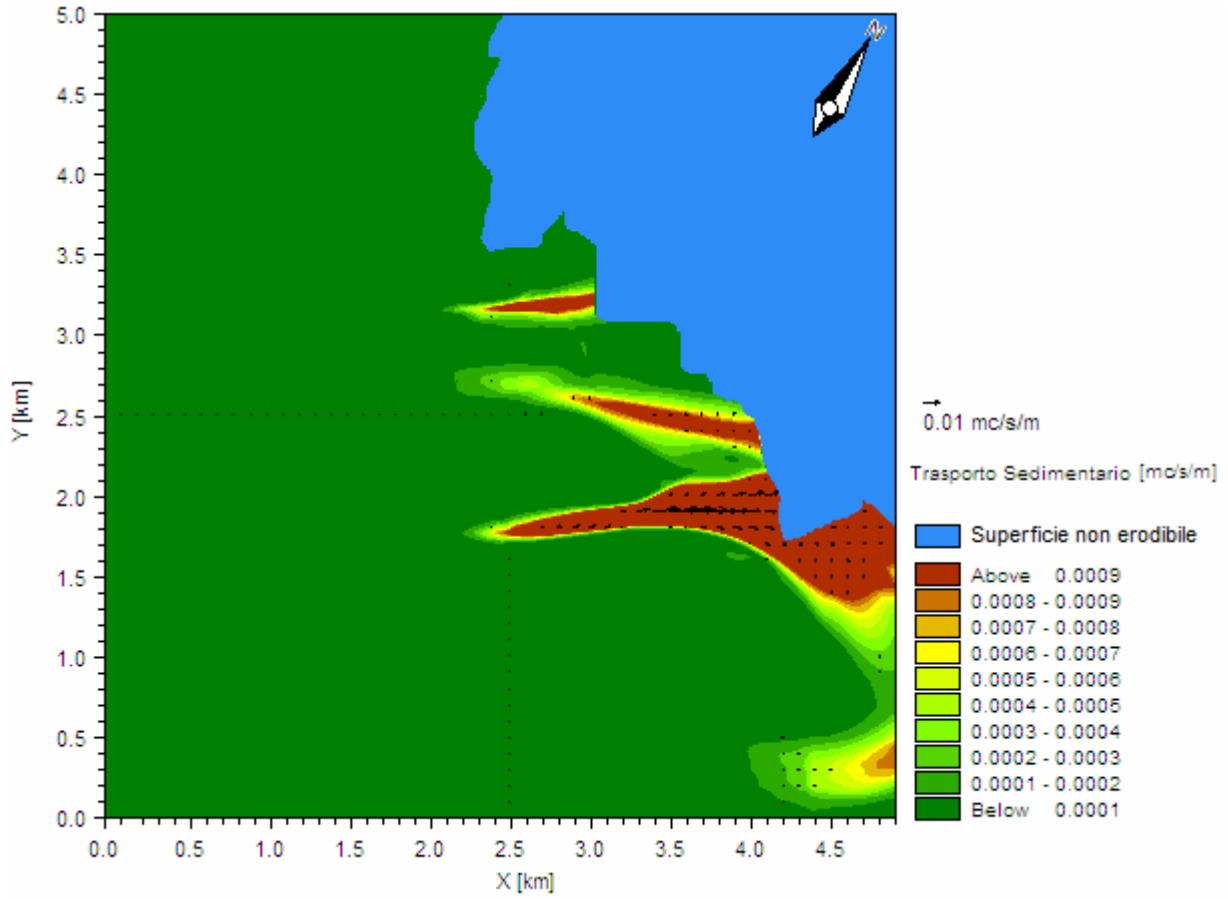


Fig. 111 – Flusso di sedimenti allo stato attuale.

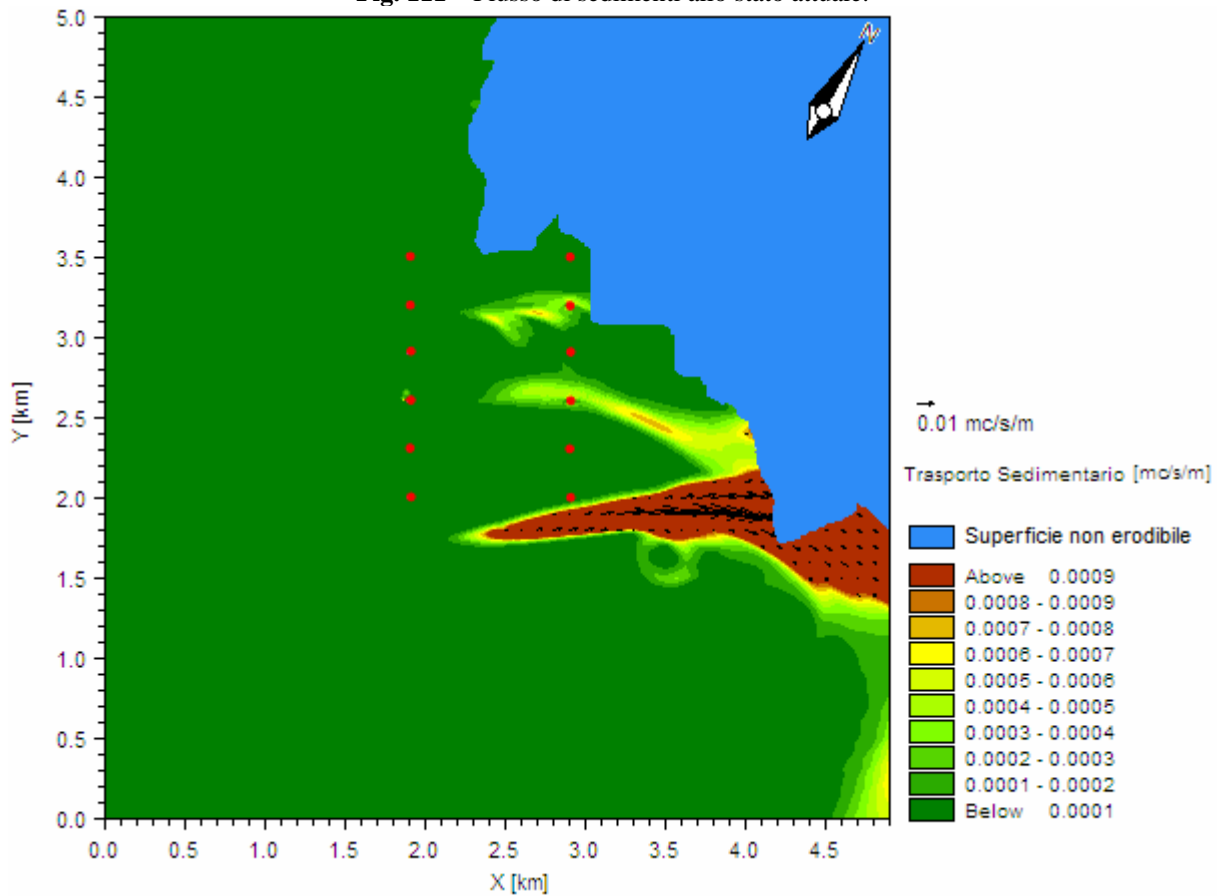


Fig. 112 – Flusso di sedimenti in presenza del parco eolico.

Nella situazione attuale (Fig. 111) il trasporto di sedimenti è riscontrabile in tre zone allungate orientate in senso ovest-est, di cui la più a sud è la più estesa ed attiva, con flussi che si attestano intorno a $25000 \text{ m}^3/\text{y}/\text{m}$.

Con la presenza del parco eolico (Fig. 112) non si creano fasce attive attorno alle torri, fatta eccezione per una di quelle centrali della prima riga, si assiste ad una sensibile riduzione dei flussi nella zona retrostante l'impianto, conseguentemente alla diminuzione della velocità delle correnti già evidenziata dai risultati del modulo idrodinamico, mentre si registrano riduzioni contenute per la fascia più meridionale.

CONCLUSIONI

Nella presente tesi, dopo una approfondita revisione delle caratteristiche strutturali delle torri di aerogeneratori, principalmente focalizzata allo studio delle fondazioni e delle configurazioni di impianti *offshore*, è stata scelta una determinata tipologia di struttura da analizzare mediante simulazione numerica. In particolare sono stati studiati gli effetti indotti al moto ondoso, al campo di correnti ed al trasporto sedimentario con i seguenti scenari:

- 1) singola torre su batimetria ideale;
- 2) parco eolico su batimetria ideale;
- 3) parco eolico su batimetria reale (Secche di Vada).

I primi due casi sono stati analizzati sotto l'azione dei moti ondosi seguenti:

- a) Onda 0 caratterizzata da altezza d'onda H di 1 m e periodo T di 4 s;
- b) Onda 1 caratterizzata da altezza d'onda H di 3 m e periodo T di 7 s;
- c) Onda 2 caratterizzata da altezza d'onda H di 6 m e periodo T di 10 s.

Il terzo caso è stato studiato limitatamente all'onda più alta.

Lo studio dello scenario di singola torre su batimetria ideale è servito per mettere in evidenza le modifiche, indotte dai diversi attacchi ondosi, ai fenomeni idrodinamici investigati. Lo scenario del parco eolico idealizzato è servito per studiare se le alterazioni indotte da una singola torre possono interagire con quelle indotte dalle torri adiacenti, dando luogo a focalizzazioni nei fenomeni in studio. Lo scenario di parco su batimetria reale è stato invece impostato solo a scopo preliminare, per cui lo schema dell'impianto, il moto ondoso simulato e gli altri risultati connessi sono quindi del tutto ipotetici. La conduzione di quest'ultimo studio è servita principalmente a scopo didattico al fine di aumentare la conoscenza del sistema di simulazione utilizzato in un contesto realistico.

I risultati delle simulazioni con singola torre hanno messo in evidenza che l'alterazione più rilevante indotta al moto ondoso, considerando come significativo un incremento $\geq 10\%$ rispetto all'altezza d'onda che si avrebbe in assenza della struttura, è quella generata dall'Onda 0, principalmente concentrata sui fondali antistanti in un'area circolare di raggio pari a 60 m. Il sistema di circolazione indotta dal moto ondoso riflesso e dal frangimento sopra la struttura di fondazione è caratterizzato da correnti di intensità variabile a seconda del moto ondoso incidente. Con l'Onda 0 le intensità sono pari a 0.4 m/s ed il percorso delle correnti nell'intorno della torre è caratterizzato dalla formazione di numerosi vortici che spezzano il regolare percorso, mentre con l'Onda 1 e l'Onda 2 i flussi sono più lineari e costanti, con velocità massime di 0.5÷0.6 m/s in prossimità della struttura. Il trasporto solido mostra picchi di erosione localizzata nell'intorno della torre e precisamente davanti e a tergo della stessa, con punte di 300 m³/y/m su un'area di 200 m² con

l'Onda 2, mentre meno intensi risultano i flussi generati dalle altre onde. E' facilmente osservabile che in tali punti sia il moto ondoso che le correnti assumono i massimi valori.

I risultati delle simulazioni con un impianto eolico su batimetrie ideali hanno messo in evidenza che sono significative solo le modifiche al campo di moto ondoso, indotte dalle singole torri, generate dall'Onda 0, perché le alterazioni causate da una singola torre, in questo caso, interagiscono con quelle indotte dalle torri adiacenti, determinando all'interno del parco, zone estese di interferenza. Il livello di alterazione del moto ondoso rimane invece estremamente limitato e non rilevante per i moti ondosi generati dall'Onda 1 e dall'Onda 2. Prendendo in esame le correnti indotte si evince che, nel caso dell'Onda 0, le alterazioni rimangono confinate nell'intorno delle singole torri, e non si verificano sovrapposizioni tra perturbazioni prodotte dalle torri adiacenti. Si rileva invece una limitata interferenza tra le stesse, relativamente alle strutture che costituiscono la prima riga, nel caso delle onde più elevate. Le intensità rilevate e le aree interessate sono comparabili con quelle ottenute con le simulazioni a singola torre. Anche il trasporto di sedimenti interessa solo le zone adiacenti alle fondazioni, con una erosione preferenziale parallela alla direzione di propagazione del moto ondoso.

I risultati delle simulazioni con un impianto eolico su batimetria reale mettono in evidenza che la presenza del parco altera in modo relativamente limitato il moto ondoso e le dinamiche indotte alle Secche di Vada.

Da quanto è stato osservato, l'Onda 0, che ha il periodo più corto e quindi lunghezza d'onda minore, è quella che fa registrare le variazioni di altezza d'onda più significative all'interno dei domini contenenti la singola torre o il parco. Questo risultato, realistico, è interpretabile considerando che, in questo caso, le torri degli aerogeneratori costituiscono strutture relativamente più grandi rispetto alle onde più lunghe. Infatti l'Onda 0 possiede una lunghezza d'onda paragonabile alle dimensioni delle strutture su cui va ad incidere, quindi è quella che davanti e a tergo dell'ostacolo subisce rispettivamente l'effetto di riflessione, diffrazione e frangimento più marcati. In presenza del parco le alterazioni prodotte da ogni singola torre si sovrappongono a quelle provocate dalle torri adiacenti, determinando zone di interferenza dove le variazioni si rafforzano.

L'Onda 1 e l'Onda 2 sono più alte ma possiedono periodi più lunghi e di conseguenza lunghezze d'onda maggiori, molto maggiori delle dimensioni delle strutture, quindi non percependo le torri come ostacoli importanti, i fronti d'onda subiscono deviazioni meno apprezzabili e per questo danno luogo a minori interferenze con le onde indotte dalle altre torri.

Si può ancora osservare come le variazioni di velocità e di livello non si stabilizzino completamente e le correnti indotte dalle tre onde testate portino alla formazione di numerosi vortici

con raggio variabile, che periodicamente, durante la simulazione, si generano a ridosso della struttura e si allontanano dalla stessa, evidenziando fenomeni di instabilità caratteristici di getti.

Certamente il fenomeno è modificabile previa variazione dei valori dei coefficienti di viscosità (coefficiente di Smagorinsky) e di scabrezza al fondo (numero di Manning), sarebbe quindi opportuna una calibrazione con misure di campagna.

D'altra parte ricordiamo che i modelli che simulano i fenomeni idrodinamici, per poter funzionare, richiedono la determinazione del valore di un considerevole numero di coefficienti e parametri. Questi valori possono essere ottenuti in quattro modi diversi: misure dirette, stima indiretta dei dati del monitoraggio, valori riportati in letteratura, calibrazione del modello.

La calibrazione del modello è un'operazione richiesta indipendentemente dall'approccio seguito per la determinazione di costanti e coefficienti. I parametri specifici relativi al sito in esame o quelli che possono variare in un intervallo ampio di valori, dovrebbero essere misurati direttamente o stimati dai dati del monitoraggio. Nel nostro caso, viste le motivazioni sottese alla stesura del presente lavoro, la calibrazione del modello è stata effettuata utilizzando, per i coefficienti, valori riportati in letteratura.

ALLEGATO I

BELGIUM

N	Project Name	Location	Capacity	N° of Turbines	Water depth	Distance to shore	Online	WT manufacturer	Foundation type
1	Thornton Bank phase 1	Off Zeebrugge	30	6	12 to 27	27 to 30	2008	Repower	Gravity
	TOTAL		30						

DENMARK

N	Project Name	Location	Capacity	N° of Turbines	Water depth	Distance to shore	Online	WT manufacturer	Foundation type
2	Vindeby	NW of Vindeby, Lolland	4,95	11	2,5 to 5	2,5	1991	Siemens	Gravity
3	Tunø Knob	Off Aarhus, Kattegat Sea	5	10	0,8 to 4	6	1995	Vestas	Gravity
4	Middelgrunden	Oresund, E of Copenhagen	40	20	2 to 6	2	2001	Siemens	Gravity
5	Horns Rev 1	NW of Esbjerg	160	80	6 to 14	14	2002	Vestas	Monopile
6	Nysted	Off Rødsand, Lolland	165,6	72	6 to 10	6 to 10	2003	Siemens	Gravity
7	Samsø	Palludan Flak, S of Samsø	23	10	11 to 18	3,5	2003	Siemens	Monopile
8	Frederikshavn	Frederikshavn Harbour	10,6	4	3	0,8	2003	Vestas, Bonus Nordex	Monopile
9	Horns Rev 2	Blåvandshuk	209	91	9 to 17	30	2009	Siemens	Monopile
10	Storebaelt/Sprogø	N of Sprogø	21	7	6 to 16	2	2009	Vestas	Gravity
	TOTAL		639,15						

FINLAND

N	Project Name	Location	Capacity	N° of Turbines	Water depth	Distance to shore	Online	WT manufacturer	Foundation type
11	Kemi Ajos phases 1+2	Ajos Harbour	24	8	3	<1	2008	WinWind	Gravity
	TOTAL		24						

GERMANY 

N	Project Name	Location	Capacity	N° of Turbines	Water depth	Distance to shore	Online	WT manufacturer	Foundation type
12	Enova offshore - Emden	Ems River in Emden	4,5	1		<1	2004	Enercon	
13	Breitling	Rostock Harbour	2,5	1	2	1	2006	Nordex	
14	Hooksiel	Hooksiel Harbour	5	1	2 to 8	0,4	2008	Bard	Triple
15	Alpha Ventus - Borkum West	N of Borkum	30*	6	30	43	2009	Multibrud	Tripod
	TOTAL		42						

IRELAND 

N	Project Name	Location	Capacity	N° of Turbines	Water depth	Distance to shore	Online	WT manufacturer	Foundation type
16	Arklow Bank	Off Arklow, Co Wicklow	25,2	7	2.5 to 5	10	2004	GE	Monopile
	TOTAL		25,2						

NETHERLANDS 

N	Project Name	Location	Capacity	N° of Turbines	Water depth	Distance to shore	Online	WT manufacturer	Foundation type
17	Ley	Medemblik, IJsselmeer	2	4	7,5	0,75	1994	Nedwind	Monopile
18	Irene Vorrink	Dronen, IJsselmeer	16,8	28	2	0,03	1996	NordTank	Monopile
19	Offshore Wind Farm Egmond aan Zee	Off Egmond aan Zee	108	36	19 to 22	8 to 12	2007	Vestas	Monopile
20	Prinses Amalia	Off IJmuiden	120	60	19 to 24	23	2008	Vestas	Monopile
	TOTAL		246,8						

NORWAY 

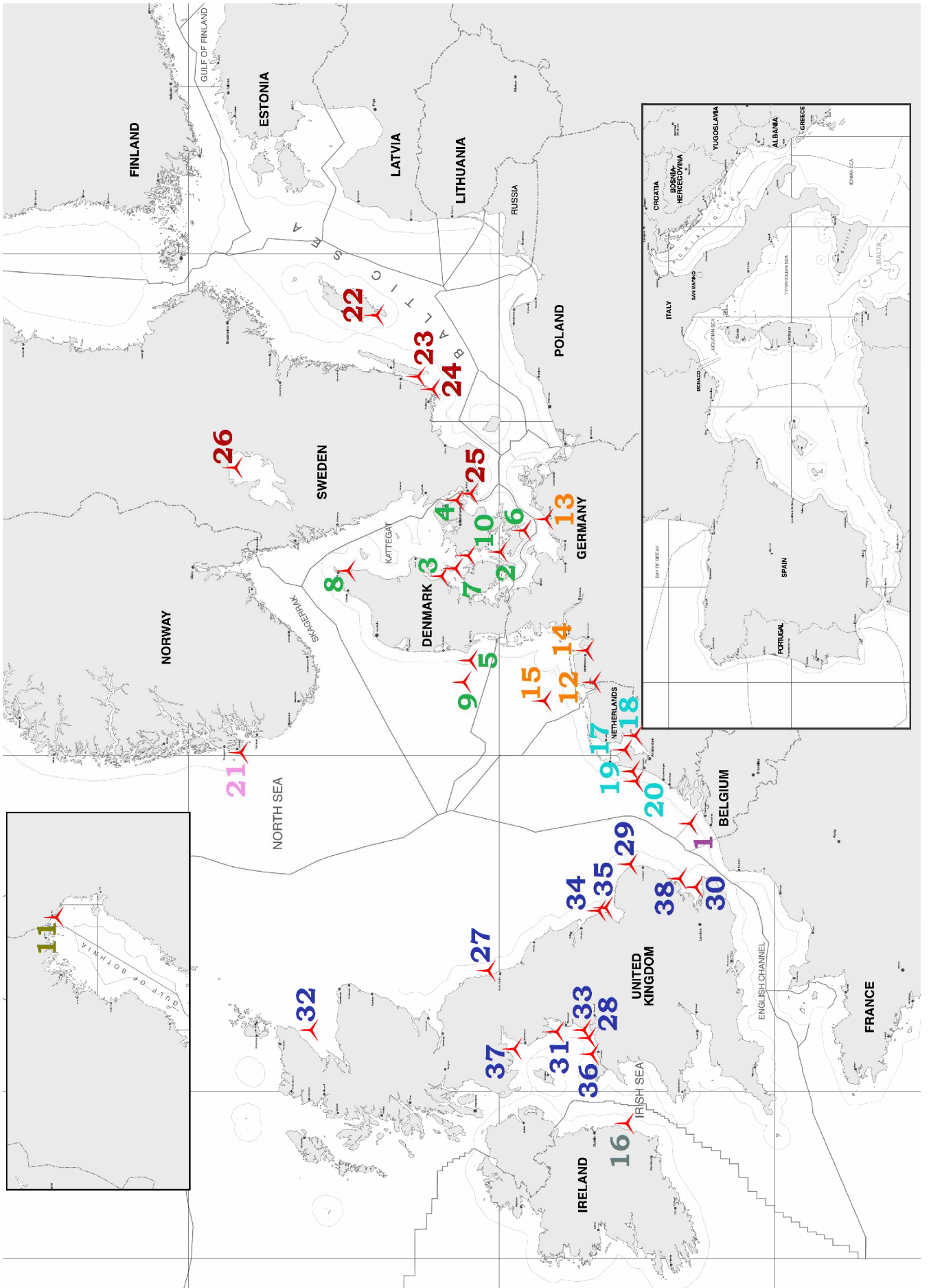
N	Project Name	Location	Capacity	N° of Turbines	Water depth	Distance to shore	Online	WT manufacturer	Foundation type
21	Floating Hywind	Off Karmoy	2,3	1	220	12	2009	Siemens	Floating
	TOTAL		2,3						

SWEDEN 

N	Project Name	Location	Capacity	N° of Turbines	Water depth	Distance to shore	Online	WT manufacturer	Foundation type
22	Bockstigen	Gotland	2,75	5	6 to 8	3	1998	NEG-Micon	Monopile
23	Utgrunden I	Kalmarsund	10,5	7	4 to 10	7	2001	GE	Monopile
24	Yttre Stengrund	Kalmarsund	10	5	8 to 12	4	2002	NEG-Micon	Monopile
25	Lillgrund	Oresund Straight	110,4	48	2,5 to 9	10	2007	Siemens	Gravity
26	Gässlingegrund	Vänern	30	10	4 to 10	4	2009	WinWind	Gravity
	TOTAL		163,65						

UNITED KINGDOM 

N	Project Name	Location	Capacity	N° of Turbines	Water depth	Distance to shore	Online	WT manufacturer	Foundation type
27	Blyth Offshore	Blyth Harbour	4,0	2	6	1	2000	Vestas	Monopile
28	North Hoyle	Prestatyn and Rhyl	60,0	30	5 to 12	3 to 10	2003	Vestas	Monopile
29	Scroby Sands	NE of Greater Yarmouth	60,0	30	2 to 10	2,5	2004	Vestas	Monopile
30	Kentish flats	Off Whitstable	90,0	30	5	8,5	2005	Vestas	Monopile
31	Barrow	Off Walney Island Beatrice	90,0	30	21 to 23	7	2006	Vestas	Monopile
32	Beatrice	Oilfield, Moray Firth	10,0	2	40	25	2007	Repower	Jacket
33	Burbo Bank	Crosby	90,0	25	10	5,2	2007	Siemens	Monopile
34	Inner Dowsing	Ingoldmells/Skegness	97,2	27	10	5	2008	Siemens	Monopile
35	Lynn	Ingoldmells/Skegness	97,2	27	10	5,2	2008	Siemens	Monopile
36	Rhyl Flats	Rhyl	90	25	4 to 15	8	2009	Siemens	Monopile
37	Robin Rigg	Maryport, Rock Cliffe	90*	30	>5	9,5	2009	Vestas	Monopile
38	Gunfleet Sands 1 and 2	Clacton-on-Sea	104,4*	29	2 to 15	7	2009	Siemens	Monopile
	TOTAL		882,8						



INDICE DELLE FIGURE

Fig. 1 - Offerta mondiale di energia primaria totale nel 2007: quote per fonte (ENEA, 2010).....	2
Fig. 2 - Offerta mondiale di energia da fonti rinnovabili nel 2007: quote per fonte (ENEA, 2010).....	4
Fig. 3 - Tassi di crescita medi annui dell'offerta mondiale di energia da rinnovabili e non. 1990-2007 (ENEA, 2010). ...	4
Fig. 4 - Andamento della produzione lorda da fonte rinnovabile in Italia dal 1997 al 2008 (GWh) (GSE, 2008).	5
Fig. 5 - Distribuzione regionale percentuale della produzione rinnovabile totale (GSE, 2008).....	6
Fig. 6 - Distribuzione regionale percentuale della produzione idrica, eolica, fotovoltaica e da biomasse (GSE, 2008).....	7
Fig. 7 - Potenza eolica installata in Europa alla fine del 2009. (EWEA, 2010).	8
Fig. 8 - Capacità installata (in MW) negli impianti eolici <i>offshore</i> europei (1991-2009) (EWEA, 2010).....	9
Fig. 9 - Capacità cumulativa installata (in MW) alla fine del 2009 in Europa (EWEA, 2010).....	10
Fig. 10 - Schema di valutazione della percezione visiva.....	10
Fig. 11 - Altezza percepita in funzione della distanza di osservazione.	11
Fig. 12 - Visibilità di un impianto eolico <i>offshore</i> con (a) foschia intensa e (b) cielo terso (Bishop, Miller, 2006).	11
Fig. 13 - Schema generale di un generatore eolico	13
Fig. 14 - Tipi di pale eoliche	14
Fig. 15 - Componenti principali di una turbina eolica ad asse orizzontale.....	15
Fig. 16 - Percentuali del numero di turbine installate in base all'industria produttrice (EWEA, 2010).	16
Fig. 17 - Torre tubolare e torre a traliccio.	16
Fig. 18 - Tipi di fondazione per turbine eoliche <i>offshore</i>	17
Fig. 19 - Fondazione a monopalo installata nel Mare del Nord (Prinses Amalia windfarm).	18
Fig. 20 - Schema di una fondazione monopalo ancorata al fondo con tiranti.	18
Fig. 21 - Fondazioni a gravità installate nel parco eolico di Nysted.	19
Fig. 22 - Fondazioni jackets installate nel parco eolico Beatrice.	20
Fig. 23 - Fondazioni tripode installate nel parco eolico Alpha Ventus (Germania).	20
Fig. 24 - Fondazioni tripalo installate nel parco eolico Hooksiel (Germania).	21
Fig. 25 - Fondazioni suction bucket.	21
Fig. 26 - Fondazioni <i>floating</i> (sinistra) e aerogeneratore installato presso Karmoy (Norvegia) (destra).	22
Fig. 27 - <i>Layout</i> di un impianto eolico con vento di direzione uniforme (sopra) e dominante (sotto).	23
Fig. 28 - Vista aerea del parco eolico Horns Rev 1 in Danimarca.	24
Fig. 29 - Parco eolico di Nysted vicino all'Isola di Lolland (Danimarca).	25
Fig. 30 - Wind farm Prinses Amalia, a largo delle coste olandesi.	26
Fig. 31 - Parco eolico di Lillgrund (110,4 MW), realizzato in Svezia nel 2007.	26
Fig. 32 - Parco eolico di Scroby Sands (Gran Bretagna) visto dalle coste di Great Yarmouth.	27
Fig. 33 - Parco eolico di Robin Rigg, che sorge nel Solway Firth (Scozia occidentale).	28
Fig. 34 - Parco eolico di Thornton Bank phase 1 a largo delle coste del Belgio.	29
Fig. 35 - Wind farm Alpha Ventus - Borkum West nel Mare del Nord (Germania).	29
Fig. 36 - Parco eolico di Arklow Bank (Irlanda).	29
Fig. 37 - Modello digitale dei fondali dell'area delle Secche di Vada (Scala 1:130000).	30
Fig. 38 - Mappa bionomica dei fondali delle Secche di Vada e circostanti (Bianchi <i>et al.</i> , 1995).	32
Fig. 39 - Estensione della prateria di Posidonia e tipo di substrato (www.sidimar.tutelambiente.it).	32
Fig. 40 - Stereogramma relativo alla parte centro-settentrionale delle Secche di Vada (Mazzanti, 1986).	33

Fig. 41 - Vista satellitare della costa tra Castiglioncello e Cecina (sopra) e particolari tratti di litorale (sotto).	34
Fig. 42 - Regime dei venti nel periodo 1951-1975 alla stazione di Gorgona (<i>Regione Toscana, 2001</i>).....	36
Fig. 43 - Mappe della velocità media annua del vento a 25 e 50 m. Scala 1:750000 (<i>Botta, Ratto, 2002</i>).....	36
Fig. 44 - Mappe della velocità media annua del vento a 75 e 100 m. Scala 1:750000 (<i>Botta, Ratto, 2002</i>).....	37
Fig. 45 - Regime di moto ondoso nel periodo 1961-1990. Settore 9,5°-11,5° E e 41,0°-44,0° N (<i>Cipriani et al., 2001</i>).38	
Fig. 46 – Particolare della protezione al piede della struttura.	40
Fig. 47 – Geometrie e dimensioni degli elementi costitutivi dell'aerogeneratore.	41
Fig. 48 – Mappa raffigurante le principali rotte migratorie di uccelli europei.....	42
Fig. 49 – Schema e geometrie del parco eolico.	43
Fig. 50 – Localizzazione del parco eolico sulle Secche di Vada.	44
Fig. 51 – Acquisizione dei dati batimetrici nell'ambiente di lavoro MikeZero.....	47
Fig. 52 – Schema del fronte d'onda entrante.....	49
Fig. 53 – Esempio di mappa degli strati assorbenti e corrispondenti valori del coefficiente di <i>sponge</i> (in dettaglio).	52
Fig. 54 – Esempio di finta terra (<i>False Land</i>), strati assorbenti (<i>Sponge Layer</i>) e linee generatrici d'onda.	52
Fig. 55 - Grafico delle coppie altezza d'onda e periodo di picco (Ondametro di La Spezia).	55
Fig. 56 – Risultati della propagazione dell'Onda 0 su domini di dimensione 800x260 e 1600x260.	62
Fig. 57 – Risultati della propagazione dell'Onda 0 su domini di dimensione 800x520 e 800x1600.	63
Fig. 58 – Posizione e spessore dei diversi strati assorbenti.....	64
Fig. 59 – Sezione AA' del dominio 800x1600 con sponge layer di spessori differenti.	65
Fig. 60 – Sezione BB' del dominio 800x1600 con sponge layer di spessori differenti.	65
Fig. 61 – Parte di interfaccia grafica del modulo EMS.....	66
Fig. 62 – Mappa dell'andamento dell'altezza d'onda: Onda0.	67
Fig. 63 – Sezioni AA' e BB' per Onda 0.	68
Fig. 64 – Differenze di altezza d'onda tra dominio con e senza struttura. Attacco ondoso: Onda0.....	69
Fig. 65 – Mappa dell'andamento dell'altezza d'onda: Onda1.	71
Fig. 66 – Sezioni AA' e BB' per Onda 1.	72
Fig. 67 – Differenze di altezza d'onda tra dominio con e senza struttura. Attacco ondoso: Onda1.	73
Fig. 68 – Mappa dell'andamento dell'altezza d'onda: Onda2.	74
Fig. 69 – Sezioni AA' e BB' per Onda2.	75
Fig. 70 – Differenze di altezza d'onda tra dominio con e senza struttura. Attacco ondoso: Onda2.....	76
Fig. 71 - Variazioni di velocità nel punto A per le combinazioni di parametri specificate.....	78
Fig. 72 - Variazioni di velocità nel punto B per le combinazioni di parametri specificate.....	78
Fig. 73 - Variazioni di livello nel punto A per le combinazioni di parametri specificate.	79
Fig. 74 - Variazioni di livello nel punto B per le combinazioni di parametri specificate.	79
Fig. 75 – Parte di interfaccia grafica del modulo HD.	80
Fig. 76 - Campi di corrente generati dall'Onda 0 per alcuni intervalli di simulazione (Scala 1:1000).	81
Fig. 77 - Livelli generati dall'Onda 0 per due intervalli di simulazione.....	82
Fig. 78 - Campi di corrente generati dall'Onda 1 per alcuni intervalli di simulazione.....	83
Fig. 79 - Livelli generati dall'Onda 1 per due intervalli di simulazione.....	84
Fig. 80 - Campi di corrente generati dall'Onda 2 per alcuni intervalli di simulazione.....	85
Fig. 81 - Livelli generati dall'Onda 2 per due intervalli di simulazione.....	86

Fig. 82 – Parte di interfaccia grafica del modulo ST.	87
Fig. 83 – Trasporto sedimentario generato dall'Onda 0 in assenza e in presenza di protezione al piede.	88
Fig. 84 – Trasporto sedimentario generato dall'Onda 1 in assenza e in presenza di protezione al piede.	89
Fig. 85 – Trasporto sedimentario generato dall'Onda 2 in assenza e in presenza di protezione al piede.	90
Fig. 86 – Finestra di input all'interno del modulo EMS.	91
Fig. 87 - Mappa dell'andamento dell'altezza d'onda in presenza di parco eolico su batimetria costante: Onda0.....	92
Fig. 88 – Differenze di altezza d'onda al 10% e 20% tra dominio con e senza parco eolico. Attacco ondoso: Onda0.....	93
Fig. 89 – Differenze di altezza d'onda al 30% e 40% tra dominio con e senza parco eolico. Attacco ondoso: Onda0.....	94
Fig. 90 - Mappa dell'andamento dell'altezza d'onda in presenza di parco eolico su batimetria costante: Onda1.....	96
Fig. 91 – Differenze di altezza d'onda al 5% tra dominio con e senza parco eolico. Attacco ondoso: Onda1.....	97
Fig. 92 - Mappa dell'andamento dell'altezza d'onda in presenza di parco eolico su batimetria costante: Onda2.....	98
Fig. 93 – Differenze di altezza d'onda al 5% tra dominio con e senza parco eolico. Attacco ondoso: Onda2.....	99
Fig. 94 – Finestra di input all'interno del modulo HD.....	100
Fig. 95 - Campi di corrente generati dall'Onda 0 all'interno del parco.	101
Fig. 96 - Campi di corrente generati dall'Onda 0 per alcuni intervalli di simulazione lungo la prima fila di torri.	102
Fig. 97 - Campi di corrente generati dall'Onda 0 per alcuni intervalli di simulazione lungo la seconda fila di torri.....	103
Fig. 98 - Campi di corrente generati dall'Onda 1 all'interno del parco.	104
Fig. 99 - Campi di corrente generati dall'Onda 1 per alcuni intervalli di simulazione lungo la prima fila di torri.	105
Fig. 100 - Campi di corrente generati dall'Onda 1 per alcuni intervalli di simulazione lungo la seconda fila di torri....	106
Fig. 101 - Campi di corrente generati dall'Onda 2 all'interno del parco.	107
Fig. 102 - Campi di corrente generati dall'Onda 2 per alcuni intervalli di simulazione lungo la seconda fila di torri....	108
Fig. 103 - Campi di corrente generati dall'Onda 2 per alcuni intervalli di simulazione lungo la seconda fila di torri....	109
Fig. 104 – Finestra di input all'interno del modulo HD.....	110
Fig. 105 – Trasporto sedimentario generato dall'Onda 0 all'interno del parco eolico.....	111
Fig. 106 – Trasporto sedimentario generato dall'Onda 1 all'interno del parco eolico.....	112
Fig. 107 – Trasporto sedimentario generato dall'Onda 2 all'interno del parco eolico.....	113
Fig. 108 – Modello digitale dei fondali dell'area di interesse (sinistra) e risultati modulo ellittico (destra).....	115
Fig. 109 – Differenze di altezza d'onda tra stato attuale e ipotetico con parco al 5% e 10%.....	116
Fig. 110 – Risultati del modulo idrodinamico tra stato attuale e ipotetico con parco.....	117
Fig. 111 – Flusso di sedimenti allo stato attuale.	119
Fig. 112 – Flusso di sedimenti in presenza del parco eolico.....	119

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

Aiello E., Bartolini C., Gabbani G., Mazzanti R., Pranzini E., Valleri G. (1981) - *Morfologia e geologia delle Secche di Vada (provincia di Livorno)*. Bollettino Società Geologica Italiana, pp. 339-368.

AWS Truewind (2009) – *Offshore Wind Technology Overview*. Long Island. New York City Offshore Wind Collaborative.

Balestri E., Cinelli F., Lardicci C. (2003) – *Spatial variation in *Posidonia oceanica* structural, morphological and dynamic features in north-western Mediterranean coastal area: a multiscale analysis*. Marine Ecology Progress Series.

Bartoletti E., Berriolo G., Pranzini E., Aminti P., Boninsegni G. (2007) – *Intervento di sistemazione morfologica delle Secche di Vada. Progetto preliminare*.

Battjes, J.A., Janssen, J.P. (1978) - *Energy loss and set-up due to breaking of random waves*.

Berkhoff, J.C.W. (1972) - *Computation of combined refraction-diffraction*. Proc. 13th Coastal Eng. Conf., Vancouver 1972, ASCE. New York, Vol. 1, Chap. 24, pp. 471-490.

Bianchi C.N., Cinelli F., Morri C. (1995) – *La carta bionomica dei mari toscani*. ENEA-CRAM S. Teresa, La Spezia. I

Bicchielli P., Dell'Omo F., Mazzanti R., Mazzei R., Scardigli D., Vannini M. (2010) – *Uno sguardo alle Secche di Vada*. Codice Armonico 2010, Edizioni ETS, pp 209-223.

Bijker E.W. (1967) - *Some Considerations about Scales for Coastal Models with Movable Bed*.

Bishop I.D., Miller D.R. (2006) – *Visual assessment of off-shore wind turbines: the influence of distance, contrast, movement and social variables*. Renewable Energy 32-2007, pp 814–831.

Botta G., Ratto C. (2002) – *Atlante Eolico dell'Italia*. Rapporto CESI. Progetto ENERIN.

Bunce J.W., Carey J.M. (2001) – *A Guyed OWEC Support Structure Design*. Proc. European Wind Energy Conference (EWEC 2001).

Byrne B.W., Houlby G.T. (2006) – *Assessing Novel Foundation Options for Offshore Wind Turbines*. Oxford University.

Byrne B.W., Houlby G.T. (2003) – *Foundations for Offshore Wind Turbines*. Philosophical Transactions of the Royal Society of London, Series A, Vol. 361, December, pp 2909-2930.

Cesari F.G., Taraborrelli F. (2004) – *Impianti eolici offshore*.

Cipriani E., Ferri S., Iannotta P., Paolieri F. e Pranzini E. (2001) - *Morfologia e dinamica dei sedimenti del litorale della Toscana settentrionale*. Studi costieri, 4: pp. 119-156.

Cipriani E., Regoli C. (2004) – *Il Piano Regionale di gestione integrata della costa ai fini del riassetto idrogeologico*. Regione Toscana.

- Cooper B., Beiboer F. (2002)** – *Potential Effects of Offshore Wind Developments on Coastal Processes*. ABP Environmental Research Ltd.
- Copeland, G.J.M. (1985)** - *A practical alternative to the mild-slope wave equation*.
- ECON S.r.l. (2006)** – *Ottimizzazione della compatibilità ambientale dell'immissione di fanghi inerti nell'ecosistema marino costiero di Rosignano. Geomorfologia e bionomia bentonica*.
- ENEA (2010)** – *Le fonti rinnovabili 2010. Ricerca ed innovazione per un futuro low-carbon*.
- European Wind Energy Association - EWEA (2010)** – *The European offshore wind industry. Key trends and statistics 2009*.
- Fraccalvieri F., Fraccalvieri A. (2009)** – *Impianto eolico offshore da 90 MW su piattaforme galleggianti sommerse a spinta bloccata per produzione di energia elettrica. Canale d'Otranto-Comune di Tricase. Relazione descrittiva di progetto*.
- Gestore Servizi Energetici - GSE (2008)** – *Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia*. Ufficio Statistiche.
- Henderson A.R., Zaaijer M.B., Bulder B., Pierik J., Huijsmans R., Van Hees M., Snijders E. Wijnants G.H. , Wolf M.J. (2004)** – *Floating Windfarms for Shallow Offshore Sites*. ISOPE Conference, Toulon, France.
- Kurian V.J., Ganapathy C. (2010)** – *Monopile Foundations for Offshore Wind Turbines*. Part of ESTCON 2010.
- Larsen J., Dancy H. (1983)** – *Open boundaries in short-wave simulations – a new approach*. Coastal Engineering 7.
- Madsen P.A., Larsen J. (1987)** – *An Efficient Finite-Difference Approach to the Mild-Slope Equation*. Coastal Engineering 11.
- Mazzanti R. (1986)** – *La scienza della terra nuovo strumento per lettura e pianificazione del territorio di Rosignano Marittimo*.
- Mustakerov I., Borissova D. (2010)** – *Wind turbines type and number choice using combinatorial optimization*.
- Palabazzer R. (2004)** – *Sistemi eolici*. Rubbettino Editore.
- Percival S.M. (2001)** – *Assessment of the effects of offshore wind farms on birds*.
- Rapetti F., Vittorini S. (1974)** - *Osservazioni sulle variazioni dell'ala destra del Delta dell'Arno*. Atti Soc. Tosc. Sci. Nat. Mem., Serie A, 81: pp. 25-88.
- Regione Toscana (2001)** – *Studio su modello numerico della dinamica evolutiva del Golfo di Follonica ed analisi degli effetti indotti dalle opere di difesa della costa*. A cura di P. L. Aminti.
- Richardson J., Greene C., Malme C., Thompson D. (1995)** – *Marine mammals and noise*. Academic Press, California.

- Schaumann P., Wilke F. (2005)** – *Current developments of support structures for wind turbines in offshore environment*. Advances in steel structures, pp. 1107-1109.
- Sturm H. (2004)** – *Stabilisation behaviour of cyclically loaded shallow foundations for offshore wind turbines*. Universitätsvelag karlsruhe.
- Thomsen J.H., Forsberg T., Bittner R. (2007)** – *Offshore Wind Turbine Foundations. The COWI experience*. Proceedings of the 26th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering.
- Tornese L., Milanese M., Scordella G. (2009)** - *Impianto eolico offshore da 90 MW su piattaforme galleggianti sommerse a spinta bloccata per produzione di energia elettrica. Canale d'Otranto-Comune di Tricase. Studio di Impatto Ambientale*.
- Zaaijer M. B. (2003)** – *Comparison of monopile, tripod, suction bucket and gravity base design for a 6 MW turbine*. Delft University of Technology, Section Wind Energy.
- Zhang J.H., Chen Z.Y., Li F. (2010)** - *Three dimensional limit analysis of suction bucket foundations*. Ocean Engineering Volume 37, Issues 8-9, June 2010, pp. 790-799.