

**FACOLTA' DI INGEGNERIA**

**CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL TERRITORIO**

*DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA DELLE STRUTTURE, DEI  
TRASPORTI, DELLE ACQUE, DEL RILEVAMENTO E DEL TERRITORIO*

**TESI DI LAUREA**

in  
Idraulica Marittima

**ANALISI SPERIMENTALE E NUMERICA DELLA EROSIONE AI PALI  
DI TURBINE EOLICHE OFF-SHORE E APPLICAZIONE  
PROGETTUALE A RIMINI**

**CANDIDATO:**  
Giovanni Bortolotti

**RELATORE:**  
Prof. Ing. Barbara Zanuttigh

**CORRELATORI:**  
Dott. Ing. Mirko Castagnetti  
Dott. Ing. Andrea Pedroncini

Anno Accademico 2008/09

Sessione III

Sii sempre come il mare che infrangendosi contro gli scogli, trova  
sempre la forza per riprovarci.

Jim Morrison

# SOMMARIO

<b>INTRODUZIONE</b>	07
<b>CAPITOLO I L'energia eolica</b>	
1.1 Introduzione	08
1.2 Eolico off-shore	09
1.3 L'energia eolica in Europa	11
1.4 I costi dell'energia eolica in Europa	12
1.5 L'energia eolica in Italia	13
1.6 I benefici occupazionali	16
<b>CAPITOLO II Parchi eolici off-shore</b>	
2.1 Introduzione	18
2.2 Elementi costitutivi di un parco eolico off-shore	20
2.3 Installazione ed esercizio di un parco eolico	21
2.4 Elementi di una turbina eolica	22
2.4.1 Rotore	23
2.4.2 Albero di trasmissione lento	25
2.4.3 Albero di trasmissione veloce	25
2.4.4 Generatore elettrico	25
2.4.5 Navicella	26
2.4.6 Meccanismo di imbardata	27
2.4.7 Torre o sostegno	27
2.4.8 Principio di funzionamento della turbina eolica	27
2.5 Energia ottenibile dal vento (Teoria di Betz)	28
2.6 Connessione alla rete	30
2.7 Fondazioni delle turbine eoliche offshore	31
2.7.1 Fondazioni a gravità	33
2.7.2 Fondazioni a monopalo	33
2.7.3 Fasi di installazione delle fondazioni a monopalo	34

2.7.4 Fondazioni a tripodi	37
2.7.5 Fondazioni “a secchio	37
2.8 Uno sguardo al futuro	40
2.9 Aspetti strutturali	40
2.9.1 Risalita dell’onda sulla struttura (wave run-up)	40
2.9.2 Forze sulla struttura indotte dal moto ondoso	41
2.10 Impatto Ambientale	42
2.10.1 Occupazione del territorio	43
2.10.2 Impatto visivo	43
2.10.3 Impatto acustico	44
2.10.4 Interferenze sulle comunicazioni	44
2.10.5 Flora e fauna	44
2.10.6 Emissioni evitate	45
2.10.7 Studio di impatto ambientale	46
2.11 I primi parchi eolici pilota in mare: Vindeby e Tunø Knob	47

## **CAPITOLO III Meccanismo d’erosione attorno ai pali in ambiente marino ed equazioni di previsione del fenomeno**

3.1 Introduzione	50
3.2 Formazione dei vortici alla base del palo	50
3.2.1 Vortici elicoidali in regime di corrente uniforme	51
3.2.2 Vortici elicoidali in regime di moto ondoso	53
3.2.3 Vortici di scia	55
3.3 Erosione alla base dei pali delle turbine eoliche	56
3.3.1 Erosione con e senza trasporto di fondo	57
3.3.2 Erosione attorno ad un palo soggetto a corrente uniforme	58
3.3.3 Erosione intorno ad un palo soggetto ad onde	60
3.3.4 Buca di erosione nel caso di onde e correnti combinate	62
3.3.5 Influenza delle onde non lineari	63
3.3.6 Buca erosa nel caso di onde frangenti	63
3.4 Pali larghi soggetti a correnti unidirezionali e di marea ed equazioni di previsione della profondità di scavo	64

3.4.1	Equazione CSU/HEC-18	65
3.4.2	Equazione di Breusers	66
3.4.3	Equazione di Sheppard	67
3.4.4	Equazioni presenti in letteratura	69
3.5	La mancanza di studi sugli effetti delle correnti di marea	70
3.5.1	Proprietà della marea	70
3.5.2	Evoluzione della buca per correnti di marea	70
3.5.3	Lo studio di Escarameia	71
3.6	Indagini sperimentali relative al confronto tra correnti unidirezionali e di marea	72
3.6.1	Descrizione del modello fisico	72
3.6.2	Strumenti di misura	73
3.6.3	Risultati della sperimentazione	73
3.6.4	Conclusioni sui test	79
3.7	Protezioni per contrastare l'erosione	80
3.7.1	Soluzione non protetta	80
3.7.2	Protezioni statiche	81
3.7.3	Protezioni dinamiche	82
3.7.4	Metodi alternativi di protezione	83
3.8	Riferimenti per il progetto della protezione	83
3.8.1	Stabilità dei massi secondo Shields	83
3.8.2	Stabilità dei massi secondo Isbash	83
3.8.3	Estensione e volume della protezione	84
3.8.4	Motivi che possono portare al fallimento della protezione	84
3.9	Indagini sperimentali per stimare l'efficienza delle protezioni	86

## **CAPITOLO IV Analisi di un sito in Emilia Romagna per l'installazione di un parco eolico off-shore**

4.1	Introduzione	90
4.2	Sito di installazione del parco eolico	90
4.3	Ricostruzione del clima meteo-marino del paraggio	93

4.4 Analisi Anemologica	95
4.5 Analisi Ondametrica	101
4.6 Rappresentazione sintetica del clima annuale del paraggio	104

## **CAPITOLO V Energia producibile dal parco eolico e aspetti progettuali per i pali di sostegno delle turbine**

5.1 Introduzione	113
5.2 Energia producibile dal parco eolico	113
5.2.1 Potenza estraibile dal vento	113
5.2.2 Fattore di utilizzo	115
5.2.3 Stima della energia producibile da una turbina eolica	115
5.3 Analisi costi-ricavi	118
5.4 Determinazione delle forze agenti sul palo di una turbina eolica	120
5.5 Determinazione della buca di erosione al piede del palo di una turbina eolica	122

## **CAPITOLO VI Modellazione numerica degli effetti indotti dal parco eolico offshore**

6.1 Introduzione	124
6.2 Software MIKE21	124
6.3 Valutazione numerica dell'impatto morfologico	125
6.3.1 Modellazione numerica e fisica a confronto	125
6.4 Modellazione numerica degli effetti del parco sul clima sottocosta	129

<b>CONCLUSIONI</b>	139
--------------------	-----

<b>Ringraziamenti</b>	140
-----------------------	-----

<b>Bibliografia</b>	141
---------------------	-----

<b>Riferimenti</b>	141
--------------------	-----

## **INTRODUZIONE**

Questa Tesi di Laurea, si propone di trattare l'argomento delle turbine eoliche in mare che negli ultimi anni, hanno costituito un nuovo scenario nella politica di sfruttamento dell'energia eolica, in quanto presentano una maggiore efficienza rispetto agli impianti installati a terra.

Dopo un primo capitolo introduttivo riguardante l'impiego dell'energia eolica nel contesto Europeo e nel nostro paese, si passa ad esaminare nel dettaglio le caratteristiche principali dei parchi eolici off-shore e le problematiche di impatto ambientale di tali dispositivi.

Nel terzo capitolo, sulla base di un'analisi bibliografica e di risultati di laboratorio, viene trattata l'erosione localizzata alle fondazioni dei pali delle turbine eoliche dovuta alle onde e alle correnti, evidenziando le differenze di scavo tra le correnti unidirezionali e di marea. Inoltre sono anche esaminate le diverse tipologie di protezione da posizionare alla base dei pali e i loro aspetti progettuali.

Con il quarto capitolo, si apre la seconda parte di questa Tesi di Laurea, rivolta alla messa a punto di uno studio di fattibilità per la realizzazione di un parco eolico offshore in Emilia Romagna.

In prima analisi, viene descritto il luogo scelto di possibile installazione al largo della costa regionale, il layout del parco e l'analisi statistica delle condizioni meteo marine presso il sito di studio. Nel quinto capitolo vengono prese in considerazione le problematiche progettuali, inerenti alle forze agenti sul palo e alla erosione indotta al piede del palo stesso. Inoltre viene descritta l'analisi della potenziale energia elettrica producibile dal parco e un'indagine dei costi e ricavi dovuti all'installazione e messa in esercizio dell'impianto.

Nell'ultimo capitolo, a conclusione della fase progettuale, viene svolta una fase di verifica degli effetti idromorfodinamici indotti dal parco eolico facendo uso del modello bidimensionale MIKE21.

# CAPITOLO I L'energia eolica

## 1.1 Introduzione

L'energia eolica è l'energia cinetica estratta dal vento, convertita da turbine eoliche in energia meccanica di rotazione e utilizzata per produrre elettricità attraverso aerogeneratori. Una massa d'aria che si muove con una certa velocità è dotata di una certa potenza, le pale di un aerogeneratore estraggono parte di tale potenza.



*Figura 1.1, Esempio di parco eolico*

Il vento attrae per diversi motivi. È abbondante, economico, inesauribile, ben distribuito, e non altera il clima, una serie di attributi che nessun'altra fonte energetica possiede.

L'energia eolica è stata largamente utilizzata sin dall'antichità in svariate applicazioni come ad esempio la macinatura dei cereali, l'irrigazione di zone agricole e la bonifica di pianure. Per mezzo millennio migliaia di mulini a vento hanno asportato acqua dall'Olanda, ma solo a metà del diciannovesimo secolo si sono aperti nuovi orizzonti nell'utilizzazione dell'energia idraulica ed eolica, con l'invenzione della dinamo da parte del belga Gramme e con la realizzazione nel 1887 del primo aerogeneratore per la produzione di energia elettrica ad opera del francese Duc de La Peltrie.

Dopo le prime applicazioni venne dato il via allo sfruttamento dell'energia eolica nell'industria. I primi generatori di energia elettrica azionati dal vento risalgono agli inizi del '900 e nel 1914 erano già in funzione diverse centinaia di macchine di potenza compresa tra 3 e 30kW.

Nel periodo tra le due Guerre Mondiali fu compiuta una rapida evoluzione sul piano tecnologico, con la costruzione di aerogeneratori di potenze crescenti da 40-80 kW fino ai 1250 kW dell'aerogeneratore americano di Grandpa's Knob. In alcuni paesi, come la Danimarca, si arrivò a soddisfare una consistente parte del fabbisogno di energia elettrica nazionale con generatori a vento di media potenza ubicati in prossimità di fattorie e villaggi. L'utilizzazione su grande scala dei combustibili fossili che nel secondo dopoguerra forniva energia a costi bassissimi e la necessità dell'industrializzazione esasperata portò a un quasi completo abbandono delle ricerche e della produzione di aerogeneratori, ma la crisi petrolifera del 1970 che sconvolse l'economia dei paesi industrializzati spinse gli studiosi alla ricerca di energie alternative.

Attualmente l'energia eolica, comincia ad essere competitiva con le tipiche fonti energetiche da combustibile e le altre fonti energetiche rinnovabili, con il passare degli anni sono nate attività di ricerca e applicazioni progettuali di impianti eolici, sia on-land (sulla terraferma) in un primo tempo, ed offshore (in mare) successivamente, passando per applicazioni on-shore, cioè in zone costiere o vicine al mare.

## **1.2 Eolico off-shore**

Con l'espressione *eolico off-shore*, si intendono quegli impianti installati in mare ad alcune miglia dalle coste. Le applicazioni offshore, di cui oggi si vedono i primi impianti in mare, soprattutto nei paesi del Nord come la Danimarca, sono per alcuni aspetti ancora in fase sperimentale e di ricerca, soprattutto per le applicazioni rivolte ai fondali profondi (fino a 50 m), mentre le wind-farm on-land, hanno raggiunto un buon grado di maturità, pur essendo ancora in pieno sviluppo, sia per numero di impianti che per potenze installate singolarmente.

Dai primi impianti eolici offshore, di qualche MW di potenza installata, si è passati ad impianti da 160 MW, con turbine eoliche da 2 MW ciascuna, mentre sono allo studio turbine fino a 5 MW.

Tra gli aspetti salienti da considerare, quando si parla di applicazioni off-shore, è la presenza del mare, che differenzia sostanzialmente gli impianti offshore da quelli sulla terra ferma, per struttura, risorsa energetica, trasporto, installazione, montaggio e ambiente.



*Figura 1.2, Eolico Off-shore*

Il primo e più importante motivo per costruire in mare è che la velocità del vento è in genere maggiore offshore che on-land, “in genere”, perchè Paesi come l’Italia e la Grecia, caratterizzati da colline e montagne, presentano una velocità del vento sulla terra ferma aumentata dall’altitudine e accelerata dalla forma dei rilievi. Sarebbe sicuramente possibile trovare ottimi siti anche on-land, ma il largo sfruttamento che nella maggior parte dei casi si vuole realizzare richiede un alto numero di buoni ed ampi spazi, cosa che non sempre è facilmente realizzabile sulla terra ferma soprattutto a causa di vincoli paesaggistici. Un altro fattore che gioca a favore della scelta in mare, è il basso impatto paesaggistico che le windfarms hanno nonostante occupino vaste superfici, questo grazie alla loro locazione a qualche chilometro dalla costa che permette anche di fare girare il rotore a velocità maggiori a dispetto di una maggiore rumorosità.

Volendo sintetizzare in una serie di punti i vantaggi dell’eolico offshore abbiamo:

- Maggiori intensità del vento;
- Minore turbolenza e minor variazione del vento con l’altezza;
- Possibilità di installare aerogeneratori più grandi;
- Possibilità di dislocamento di parchi piuttosto ampi;
- Maggiore velocità del rotore;
- Minore impatto paesaggistico.

La sfida che oggi si presenta è quella di rendere competitiva la scelta offshore dal punto di vista economico, poiché nonostante gli incomparabili vantaggi che esso offre, i suoi costi sono del 50-100% maggiori di quelli per l’installazioni on-land, infatti se si vogliono evidenziare gli aspetti che gravano notevolmente sui costi abbiamo:

- La fondazione, che da sola rappresenta  $\frac{1}{4}$  del costo totale della turbina;

- Il costo della messa in posa di cavi sottomarini per la connessione alla rete e della fondazione stessa;
- Le modifiche da apportare alle turbine per renderle adatte ad un ambiente marino (protezione dall'aerosol marino, velocità del rotore, strutture per lo sbarco, ecc.).

Inoltre un parco offshore necessita di una manutenzione diversa ed un controllo pianificato nel tempo complicato dal fatto che le turbine non sono facilmente raggiungibili e non ultimo le condizioni del mare pregiudicano la riuscita di tale operazioni.

### **1.3 L'energia eolica in Europa**

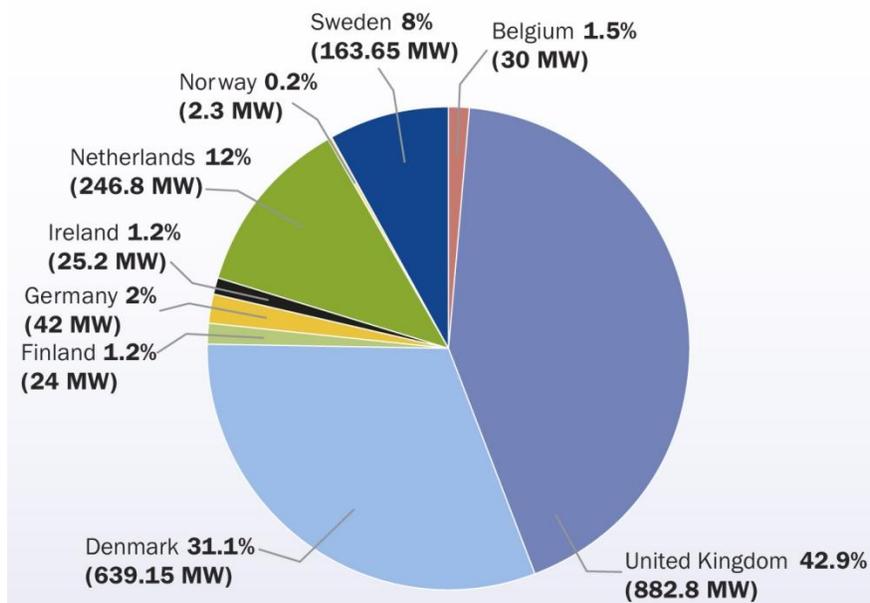
L'Europa sta guidando il mondo nell'era dell'energia eolica. Nelle previsioni dell'EWEA (European Wind Energy Association) la capacità generativa dell'eolico in Europa si espanderà dai 28.400 MegaWatt del 2003 ai 75.000 MW nel 2010 e ai 180.000 MW nel 2020. Entro il 2020, l'energia eolica soddisferà la domanda energetica residenziale di 195 milioni di Europei, metà della popolazione nella regione.

La capacità generativa installata nel mondo, che cresce più del 30% all'anno, è passata da meno di 5.000 MW nel 1995 a 39.000 MW nel 2003, aumentando di otto volte. Tra i combustibili fossili, il gas naturale ha avuto un tasso di crescita annuale del 2% nello stesso periodo, seguito dal petrolio con meno del 2%, e il carbone con meno dell'1%. La capacità generativa del nucleare è aumentata del 2%.

La moderna industria eolica è nata in California durante i primi anni '80, ma gli USA, che adesso hanno una potenza installata di 6,300 MW, sono rimasti indietro rispetto all'Europa.

La sola Germania ha superato gli Stati Uniti nel 1997 ed è leader in Europa con una potenza installata di 14.600 MW, seguita dalla Spagna, potenza eolica crescente nell'Europa meridionale. La “piccola” Danimarca adesso soddisfa il 20% del suo fabbisogno energetico dal vento, ed è anche il primo produttore ed esportatore di turbine eoliche del mondo.

Dopo aver sviluppato nell'entroterra gran parte della sua attuale potenza installata (28.000 MW), l'Europa sta ora puntando alle risorse eoliche offshore. Uno studio valutativo del potenziale offshore in Europa ha concluso che se il continente si muove più velocemente nello sviluppo delle sue vaste risorse off-shore, il vento potrebbe coprire l'intero fabbisogno energetico residenziale della regione entro il 2020.



*Figura 1.3, Capacità offshore dei diversi paesi dell'Europa a fine 2009 (Dati EWEA)*

Il Regno Unito si sta muovendo velocemente per sviluppare la sua capacità eolica off-shore. Nell'Aprile 2001, ha approvato dei siti che hanno in totale una capacità generativa di 1.500 MW. Nel Dicembre 2003, il governo inglese ha approvato altri 15 siti off-shore con una capacità generativa che potrebbe superare i 7.000 MW. Questi impianti eolici richiedono un investimento di 12 miliardi di dollari e potrebbero soddisfare il fabbisogno energetico residenziale di 10 milioni di abitanti (la Gran Bretagna ha una popolazione di 60 milioni).

La spinta verso lo sviluppo dell'eolico in Europa viene in parte dalle preoccupazioni per il riscaldamento climatico. L'ondata record di caldo che ha colpito l'Europa nel 2003 e che ha distrutto intere piantagioni e causato 35.000 morti ha accelerato la sostituzione del carbone con fonti energetiche pulite.

Gli USA stanno rimanendo indietro nello sviluppo dell'energia eolica non perché non possono competere tecnologicamente con l'Europa nella produzione di turbine, ma per una mancanza di leadership alla Casa Bianca. Gli incentivi fiscali di 1.5 cents per kWh prodotto dall'eolico, adottati nel 1992 per stabilire parità con i sussidi forniti ai combustibili fossili, negli ultimi cinque anni e per tre volte di seguito non sono stati rinnovati. L'incertezza su quando saranno rinnovati ha demoralizzato il settore.

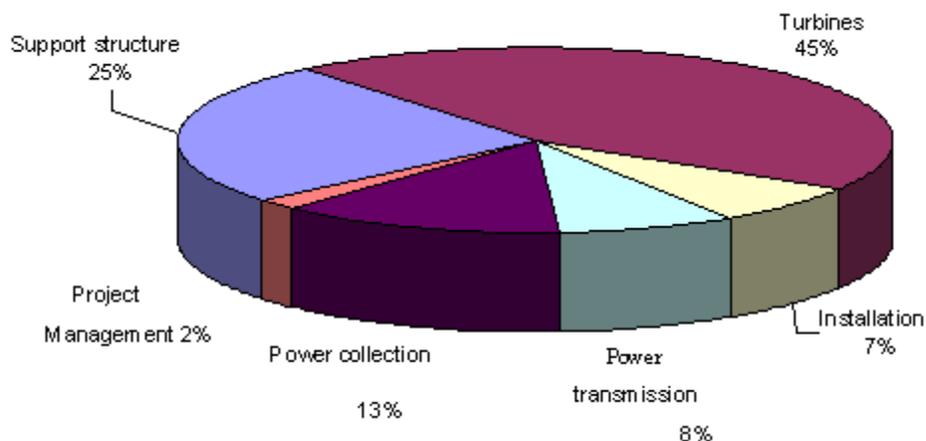
D'altro canto la leadership Europea ha fornito al continente un vantaggio economico: nove dei primi dieci produttori di turbine eoliche si trovano nei tre paesi Danimarca, Germania e Spagna che hanno avuto i più forti e stabili incentivi economici.

Gli USA con la loro tecnologia avanzata e la ricchezza di risorse eoliche dovrebbero essere un leader in questo campo, ma purtroppo continuano ad affidarsi pesantemente al carbone per gran parte della loro elettricità, mentre i paesi Europei stanno sostituendo il carbone con il vento.

L'Europa non sta solo guidando il mondo nell'era del vento, ma lo sta guidando anche nell'era dell'energia rinnovabile e della stabilizzazione climatica. Dimostrando il potenziale di sfruttamento dell'energia eolica, l'Europa sta inaugurando la new economy per il resto del pianeta.

### 1.4 I costi dell'energia eolica in Europa

Il costo principale per l'energia generata dal vento e' il capitale iniziale investito per la costruzione, che si suddivide nel costo della turbina che rappresenta l'ammontare maggiore, seguito dal costo della struttura di supporto e cioè della fondazione, capace di coprire ¼ del costo totale, quindi la connessione alla rete, la trasmissione e l'installazione, ma dato che il vento e' gratis, il solo costo durante la produzione e' rappresentato dalla manutenzione.



*Figura 1.4, Distribuzione percentuale dei costi per una turbina eolica*

Oggi in Europa il costo di un kWh di energia elettrica da fonte eolica è competitivo. Ricordiamo che l'energia prodotta varia col cubo della velocità del vento oltre che col quadrato del diametro del rotore, quindi il costo dipende fortemente dalla ventosità del sito per la scelta del quale sarà indispensabile uno studio accurato. Il vento attrae per diversi motivi: è abbondante, economico, inesauribile, ben distribuito, e non altera il clima, una serie di attributi che nessun'altra fonte energetica possiede.

Nella tabella 1.1 sono riportate le stime di varia fonte (ENEL, ENEA, Università di Pavia, IRES). Sono stati aggiunti anche i costi esterni stimati da due rapporti dell'Unione Europea e del IPCC (il

panel internazionale di esperti che studia l'effetto serra) e individuati i costi totali. I costi esterni sono quelli dovuti ai danni prodotti da quella fonte d'energia (inquinamento, scaldamento del paesaggio, ecc.). Nel costo del kWh alla voce Nucleare è considerato il costo di costruzione attuale di una centrale, ma non quello dello smantellamento, ragion per cui non si è calcolato il costo totale, infatti non sono ancora stimati i costi di smantellamento della centrale e dello stoccaggio dei rifiuti radioattivi per centinaia d'anni (almeno 300 anni sotto stretta sorveglianza).

<b>Produzione di energia elettrica</b>	<b>Stima del costo per la produzione di 1 kWh (2002) (centesimi di euro/kWh)</b>	<b>Stima del costo esterno (centesimi di euro/kWh)</b>	<b>Costo totale (centesimi di euro/kWh)</b>
<b>Carbone</b>	3,5 – 6,0	5,6	8,5 – 11,6
<b>Olio combustibile</b>	3,2 – 5,5	5,7	8,9 – 11,2
<b>Metano</b>	3,0 – 5,0	1,8 – 2,5	4,8 – 6,8
<b>Idroelettrico</b>	3,5 - 10	0,2 – 0,3	3,7 – 10,3
<b>Fotovoltaico</b>	20 - 30	0,5	20,5 - 30,5
<b>Eolico</b>	3,7 – 7,0	0,2	3,9 – 7,2
<b>Nucleare</b>	4,9	Non stimabile *	Non stimabile *

*Tabella 1.1, Costi delle diverse fonti energetiche*

Un limite dell'eolico è che al momento l'energia prodotta con esso non è immagazzinabile, ma una volta che otterremo energia a basso costo dal vento, avremo la possibilità di produrre idrogeno dall'acqua con l'elettrolisi, un mezzo per accumulare e trasportare efficientemente l'energia eolica. Una volta conservato, l'idrogeno potrebbe essere usato per alimentare gli impianti energetici o le automobili, potendo quindi diventare un'alternativa al gas naturale, specialmente se i prezzi del metano cresceranno e renderanno costosa la produzione di elettricità.

## **1.5 L'energia eolica in Italia**

Lo sviluppo dell'energia eolica nel nostro paese, pur se in ritardo rispetto a paesi come la Danimarca, la Germania e la Spagna, ha portato a fine 2003 ad avere una potenza installata di 904 MW. Un grosso impulso all'installazione di centrali eoliche si è avuto con l'introduzione del CIP 6/92, uno strumento incentivante delle tariffe pagate al produttore di energia elettrica da

fonte eolica. Negli ultimi anni si è assistito ad un rallentamento dei tassi di crescita relativi alle installazioni di aerogeneratori, per un sistema legislativo, normativo e di mercato in fase di evoluzione.

La distribuzione di potenza eolica installata in Italia, vede la netta prevalenza delle regioni meridionali ed insulari, in particolare la Campania e la Puglia, è importante ricordare come le migliori condizioni di risorsa eolica disponibile, siano proprio nelle isole e nell'Italia del Sud.

Si tratta esclusivamente di impianti on-land, cioè di impianti ubicati sulla terraferma, frequentemente in zone montuose, con una potenza media installata di circa 600 kW/aerogeneratore, con aerogeneratori per la grande maggioranza di costruzione IWT-Vestas, seguiti dalla Enercon ed altri, tra i quali Gamesa, Bonus, RWT, NEG Micon e Fuhrlander. Altri soggetti sono invece coinvolti nella produzione di energia, è il caso di IVPC, IVPC 4, Edens, Enel Green Power, ed altri, con la partecipazione anche di consorzi ed enti.

A fine 2003, l'energia prodotta da impianti eolici per l'Italia era di 1458,4 GWh lordi, con un incremento di 54,4 GWh rispetto all'anno precedente, per un contributo sulla produzione nazionale di poco inferiore allo 0,50 % di tutta l'energia lorda prodotta, compresi gli autoproduttori.

Con l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, gli impegni presi dai paesi partecipanti, Italia compresa, diventano giuridicamente vincolanti, con l'obiettivo per l'Italia di ridurre le emissioni di  $CO_2$  di alcune decine di milioni di tonnellate/anno, con un rilevante aiuto che potrà essere dato dalla fonte eolica. Ad oggi comunque, un'espansione della potenza installata potrà avvenire non solo intensificando lo sfruttamento dei siti on-land, ma anche iniziando a realizzare impianti eolici off-shore.

In Italia e in tutto il Mar Mediterraneo attualmente, non esistono impianti eolici off-shore. Il mercato italiano in questo settore si sta avviando solo ultimamente infatti sono in fase di realizzazione almeno sei impianti di cui uno sperimentale in acque profonde (il primo al mondo). Ci si aspetta che, tra la fine del 2009 e l'inizio del 2010, inizi l'installazione dei primi impianti, a seguito della conclusione dell'iter autorizzativo.

A queste iniziative si devono aggiungere i seguenti principali progetti:

- Impianto eolico off-shore nel golfo di Gela nel Comune di Butera (CL).  
15 MW. Proponente: MediterraneanWind Offshore S.r.l. .
- Centrali eoliche off-shore:
  - 1) Torre S.Gennaro (BR) 150 MW.

2) Golfo di Manfredonia (FG) 300 MW.

3) Chieuti (FG) 150 MW.

Proponente: Trevi Energy S.p.A.

- Impianto Eolico offshore “Secche di Vada” Comune di Rosignano M. (LI)

60 MW. Proponente: Ravano Green Power

L'OWEMES (Offshore Wind and other marine renewable Energy in Mediterranean and European Seas), ha stimato che ben 11.686 km<sup>2</sup> dei mari italiani siano utilizzabili per installazioni eoliche in mare aperto, potendo arrivare nel 2020 ad un potenziale installato pari a 2.000 MW.

<b>REGIONE</b>	<b>Superficie di mare stimata per l'off-shore (km<sup>2</sup>)</b>
Puglia	2.932
Marche	2.717
Sicilia	1.772
Sardegna	1.270
Abruzzo	952
Toscana	727
Emilia Romagna	369
Molise	292
Lazio	6

*Tabella 1.2, Superficie di mare per ogni regione destinata all'eolico off-shore (Dati OWEMES)*

Alle isole maggiori va la possibilità di contare su luoghi con una velocità del vento superiore (circa 7-8 m/s) rispetto alla media degli altri siti (6-7 m/s), mentre la Puglia appare essere una delle regioni più interessate allo sviluppo di parchi marini.

## **1.6 I benefici occupazionali**

L'eolico è caratterizzato, come le altre tecnologie che utilizzano fonti di energia rinnovabili, da costi di investimento elevati in rapporto ai ridotti costi di gestione e manutenzione. A parità di costo dell'energia prodotta, tale specificità può avere il vantaggio di essere trasformata in

occupazione: secondo un'analisi del Worldwatch Institute, l'occupazione diretta creata per ogni miliardo di kWh prodotto da fonte eolica è di 542 addetti.

L'occupazione nel settore eolico è associata alle seguenti principali tipologie di attività: costruzione (generatori eolici, moltiplicatori di giri, rotore (pale e mozzo), torre, freni, sistemi elettronici, navicella), installazione (consulenza, fondazioni, installazioni elettriche, cavi e connessione alla rete, trasformatori, sistemi di controllo remoto, strade e potenziamento della rete elettrica) e gestione/manutenzione.

Se guardiamo alla realtà della Danimarca, paese che produce il 60% delle turbine installate nel mondo, notiamo che il numero di addetti coinvolti direttamente e indirettamente (in quest'ultimo caso per i componenti acquistati da produttori nazionali) nel 1995, con una potenza prodotta di 566 MW, è stato di 8.500. In questo computo non è considerata la voce "ricerca" che comprende attività di ricerca in senso tradizionale, ma anche attività eseguite da società di ingegneria, istituzioni bancarie e assicurative. Per quanto riguarda l'occupazione creata dalla gestione degli impianti, trascurata in questa cifra, si stima che sia pari a circa un addetto per MW installato (vanno aggiunte, in questo caso, qualche centinaio di persone). Da questi dati risulta quindi che l'occupazione associata alla costruzione delle macchine è circa quattro volte maggiore a quella associata all'installazione e gestione degli impianti.

## CAPITOLO II Parchi eolici off-shore

### 2.1 Introduzione

Negli ultimi anni la politica di produzione di energia eolica ha rivolto la sua attenzione alla realizzazione di parchi eolici off-shore, in quanto presentano una maggiore efficienza da un punto di vista dello sfruttamento del potenziale eolico e caratterizzati da impatti ambientali e visivi generalmente inferiori rispetto agli impianti installati a terra. La grossa difficoltà nella realizzazione di installazioni di questo tipo è la contemporanea presenza sia di condizioni climatiche ottimali, sia di conformazioni geomorfologiche della piattaforma continentale che rendano la costruzione e la manutenzione di questi parchi appetibile da un punto di vista economico. In questo senso le zone più appropriate dove installare questo tipo di impianti risultano essere mari poco profondi caratterizzati da facile accessibilità per i mezzi di manutenzione e localizzati in zone dove lo svolgimento di altre attività umane, quali la pesca e la navigazione, non siano disturbate o penalizzate dalla presenza delle torri degli areogeneratori e da tutte le infrastrutture accessorie.



*Figura 2.1, Parco eolico offshore*

Ad oggi gli stati che hanno investito maggiormente nella realizzazione di parchi eolici offshore sono state la Danimarca e il Regno Unito. La caratterizzazione morfologica delle piattaforme continentali prospicienti la costa e comprese nella zona di mare territoriale giocano un ruolo fondamentale nella scelta di una area adeguata per la realizzazione di questo tipo di impianti. La Danimarca da questo punto di vista è estremamente avvantaggiata dal momento che ha a disposizione mari molto poco profondi (tutti i parchi eolici installati in Danimarca sono stati costruiti in aree caratterizzate da profondità molto limitate) e substrati rocciosi affioranti dal letto marino ove poter realizzare adeguate fondamenta. In genere tutti gli stati che si affacciano sul Mare del Nord posseggono all'interno delle proprie acque territoriali vaste zone di mare caratterizzato da basse profondità in cui potrebbero essere realizzati i parchi eolici offshore. Il problema fondamentale della realizzazione di questo tipo di installazioni nel Mare del Nord è la disponibilità di spazi, in quanto tutta la piattaforma continentale è caratterizzata da un uso intensivo degli spazi per lo svolgimento di diverse attività umane (pesca, industria estrattiva, navigazione) generando forti conflitti d'uso tra i diversi attori. In questa ottica è necessario realizzare una pianificazione e gestione integrata delle acque costiere capace di tenere in conto le necessità, le sinergie ed i possibili conflitti tra le diverse attività con una attenzione rivolta anche alla connessione con le infrastrutture e il tessuto economico e sociale delle aree costiere interessate allo sviluppo e mantenimento delle stesse attività.

La collocazione degli impianti in mare ha il vantaggio di offrire una migliore risorsa eolica e quindi una migliore producibilità energetica, una minore turbolenza del vento e quindi di una maggiore durabilità delle parti meccaniche, ed una migliore reperibilità di siti, essendo i siti on-land soggetti a saturazione, anche per la non facile accettazione da parte delle popolazioni coinvolte nelle aree di installazione.

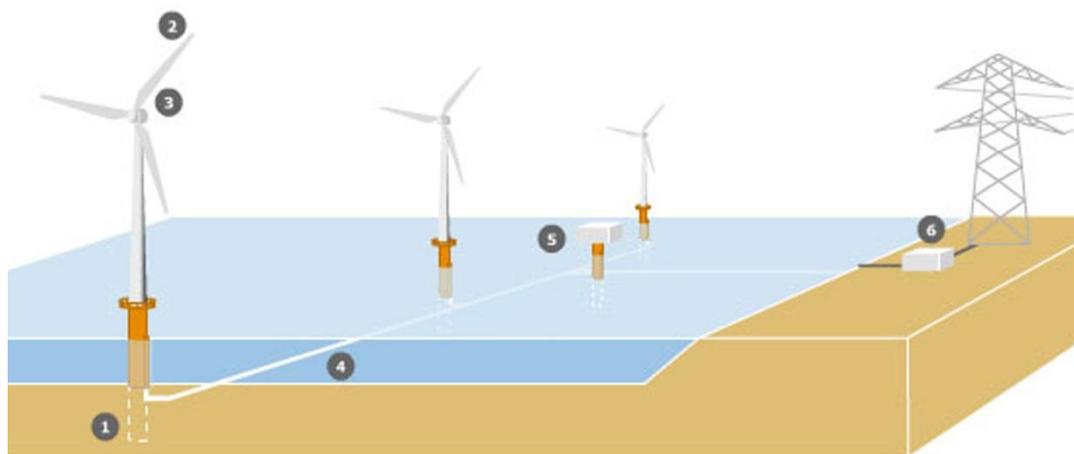
D'altro canto, esiste una diversa situazione di carichi statici e dinamici sulla fondazione e sull'aerogeneratore, sia per la presenza del mare, nonché per la presenza del ghiaccio (nei Mari del Nord), esiste una più accentuata corrosività dovuta all'ambiente marino, una maggiore frequenza di fulminazione, una maggiore distanza dalla terraferma che implica l'adozione di infrastrutture elettriche rilevanti e possibili vincoli legati all'uso delle acque.

L'installazione a mare, implica delle procedure di trasporto, montaggio ed installazione/messa in opera, molto diverse da quelle sulla terraferma, ed è inevitabile che tempi ed attrezzature siano di altri ordini di grandezza. La scelta del posizionamento di un parco eolico è strettamente dipendente dall'approfondita analisi sia dalle condizioni offshore del sito, sia dei campi di vento

“disponibili”. Condizioni di vento, distanza dalla terraferma, condizioni di moto ondoso e correnti, profondità e caratteristiche morfologiche del sito costituiscono tutte fondamentali tematiche che vanno affrontate nella ricerca del posizionamento ottimale. Allo stesso tempo, risulta necessario valutare l’impatto che il parco eolico esercita sull’ambiente.

## 2.2 Elementi costitutivi di un parco eolico off-shore

Una centrale eolica è un insieme di elementi tecnici e di innovative tecnologie, capace di produrre energia elettrica pulita e rinnovabile. Si tratta di un’opera di ingegneria relativamente semplice fondata su di un principio elementare che sfrutta l’energia cinetica del vento, combustibile naturale la cui forza è tale da mettere in movimento le tre pale che compongono la turbina fissate ad un rotore il cui asse è collegato all’interno di un generatore elettrico capace di produrre energia elettrica. Maggiore è l’altezza della torre ove ubicare il generatore, maggiore sarà la capacità di captazione dell’energia cinetica, quindi la sua trasformazione in energia elettrica.



*Figura 2.2, Elementi costitutivi di un parco eolico off-shore*

Il progetto di una centrale eolica off-shore prevede la scelta di un ben determinato layout per la disposizione delle turbine. Tale disposizione dipende dall’area in cui il progetto stesso si inserisce e ad essa è subordinata la progettazione delle altre componenti della centrale. Un impianto è infatti costituito dalle seguenti componenti principali:

1. Opere di fondazione delle torri eoliche;
2. Turbine eoliche;
3. Elementi di sostegno della turbina eolica;
4. Cavi di interconnessione tra le turbine;
5. Cavi di collegamento sottomarini che trasportano l’energia sulla terraferma;

6. Cabina di trasformazione a terra necessaria per elevare la tensione prodotta dagli alternatori alla tensione della rete elettrica nazionale;

Alla base delle turbine poi sono posizionate delle protezioni per l'erosione, per evitare danni al fondale. La parte superiore delle fondamenta è dipinta di un colore vivace per renderla visibile alle navi ed è munita di una piattaforma di accesso per permettere l'ormeggio alle squadre di manutenzione. Una volta che la turbina è montata, dei sensori posti su di essa identificano la direzione da cui spira il vento e girano la testa, meglio conosciuta come "navicella", per posizionarla contro il vento. In questo modo le pale possono raccogliere il massimo dell'energia disponibile dal vento. Successivamente i cavi sottomarini portano l'energia ad un trasformatore posto a largo che converte l'elettricità ad un alto voltaggio prima che questa corra verso la sottostazione di consegna a terra. La cabina di trasformazione a terra è necessaria per elevare la tensione da 33 kV alla tensione della Rete Elettrica Nazionale di 150 kV. La connessione dei parchi eolici (o wind farms) off-shore può avvenire tramite un collegamento in MT sino alla stazione off-shore e poi con un cavo di alta tensione sino al collegamento in terra. In alternativa possiamo avere dei cavi di MT che collegano gruppi di macchine direttamente a terra.

### **2.3 Installazione ed esercizio di un parco eolico**

Operazioni di installazione delle fondazioni e delle turbine eoliche quanto più agevoli e sicure possibili costituiscono un grande vantaggio sul piano economico in un progetto di realizzazione di un parco eolico. La pianificazione delle operazioni di installazione richiede previsioni attendibili sia del moto ondoso, sia delle condizioni di corrente ma anche del rischio e della rapidità con cui per esempio è previsto svilupparsi il fenomeno di scavo al piede dell'opera. Si definisce con il termine "downtime", la quantificazione dei giorni/anno di non operatività o non sicurezza di una certa attività da eseguire in mare. Negli ultimi anni, le previsioni a breve e medio termine e quelle a brevissimo termine (nowcasting) sono divenute uno strumento assai utile per la pianificazione quotidiana delle operazioni di installazione e manutenzione in genere. In particolare, la previsione di moto ondoso e correnti rappresenta un metodo prezioso per supportare le operazioni delle navi che si muovono da, verso e dentro un parco eolico offshore. A tale scopo negli anni sono stati sviluppati diversi modelli e strumenti per agevolare l'installazione o la manutenzione dei parchi marini quali:

- Previsioni on-line di onde, correnti, livelli idrici e condizioni di scour al piede dell'opera.
- Parametri del moto ondoso quali altezza d'onda, periodo e direzione per onde swell, onde

sea e stato di mare complessivo.

- Velocità e direzione del vento;
- Esperimenti su modello fisico in scala del comportamento delle navi a supporto dell'installazione o della manutenzione;

## **2.4 Elementi di una turbina eolica**

La captazione dell'energia del vento si attua mediante macchine in cui delle superfici mobili vengono azionate dal vento e poste in movimento, in genere, rotatorio. Questo movimento si trasferisce ad un asse che rende disponibile una coppia ad una certa velocità di rotazione; infine questa energia meccanica si trasforma in energia elettrica. L'importanza del rotore, nella bontà della captazione, è rilevante tanto è vero che si cerca di migliorarne l'efficienza in modo da poter sviluppare maggiori potenze a parità di area spazzata.

La tipologia di turbine eoliche è ampia, una prima suddivisione è data dalla posizione dell'asse: le turbine ad asse orizzontale, quelle più note e diffuse, e le turbine ad asse verticale, utilizzate fin dall'antichità ma solo ultimamente oggetto di studi e ricerche per migliorarne l'efficienza.

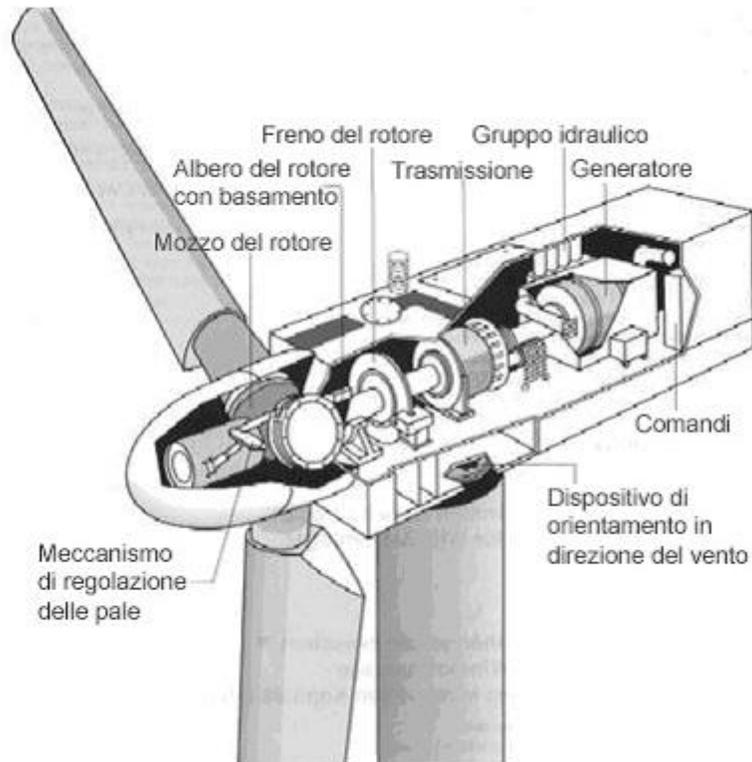
Le turbine ad asse verticale sono, alle attuali conoscenze, le più antiche concepite dall'uomo, le si utilizzava in Mesopotamia fin dall'inizio delle civiltà in quell'area, soprattutto per irrigare. Negli ultimi anni stanno risvegliando l'interesse di alcune aziende e gruppi di ricercatori. I principali vantaggi dell'asse verticale sono: il costante funzionamento indipendentemente dalla direzione del vento, la migliore resistenza anche alle alte velocità dei venti e alla loro turbolenza.

Dal punto di vista delle dimensioni, le macchine si suddividono in: macchine di piccola taglia (potenza 5-100 kW, diametro rotore 3-20 m, altezza mozzo 10-20 metri), macchine di media taglia (potenza 100-800 kW, diametro rotore 25-50 metri, altezza mozzo 25-50 metri), macchine di grande taglia (potenza 800-2500 kW, diametro rotore 55-70 metri, altezza mozzo 60-80 metri).

Le macchine di piccola taglia hanno un campo applicativo enorme soprattutto nell'alimentazione delle utenze remote, singolarmente o abbinate ad altri sistemi (fotovoltaico, diesel). Il loro mercato è in continua espansione sia nei paesi sviluppati che nei paesi in via di sviluppo.

La pala dell'elica, come un'ala sottile offre una resistenza minima all'avanzamento, non crea turbolenze pericolose, ha una portanza elevata: tutto ciò si traduce in un alto coefficiente di potenza e in velocità di rotazione molto alte (alcuni rotori hanno eliche con velocità periferiche vicine a quelle del suono). In conseguenza dell'alta velocità di rotazione tipica di queste macchine è possibile accoppiare dei generatori di elettricità, direttamente o con ingranaggi molto modesti,

evitando che la gran parte della potenza estratta sia dissipata in trasmissioni complicate caratterizzate da elevati rapporti di trasmissione.



*Figura 2.3, Componenti di una turbina eolica*

Le componenti di una turbina eolica sono:

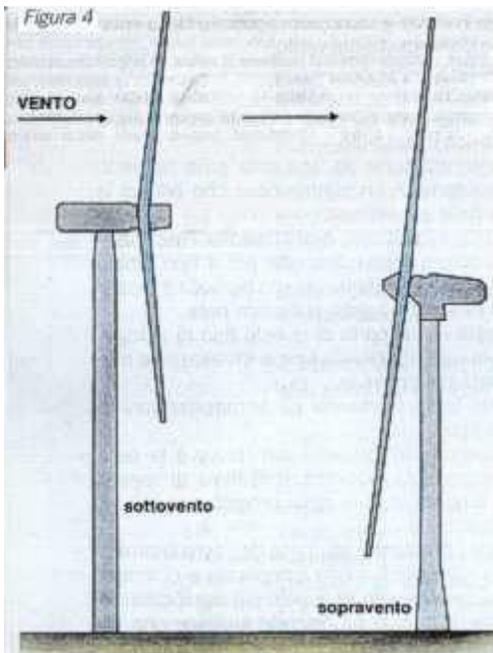
- Il rotore;
- L'albero di trasmissione lento del rotore;
- Il sistema di frenaggio;
- Il moltiplicatore di giri;
- L'albero di trasmissione veloce;
- Il generatore elettrico;
- La navicella o gondola;
- Il meccanismo di imbardata;
- La torre o sostegno;

#### **2.4.1 Rotore**

Il rotore è costituito da un certo numero di pale fissate su di un mozzo progettate per sottrarre al vento parte della sua energia cinetica e trasformarla in energia meccanica di rotazione. L'elica, per poter avere un rendimento costante ed elevato, deve sempre potersi orientare col vento.

Per far ciò i metodi impiegati sono due:

- Elica sottovento (down-wind): ponendo l'elica posteriormente al complesso generatore-perno di rotazione e utilizzando la coppia giroscopica del motore stesso per orientare il mulino, si ottiene una quasi automatica autoregolazione rispetto alla direzione del vento.
- Elica sopravvento (up-wind): Un timone di opportune dimensioni orienta tutto il complesso.



*Figura 2.4 , Rotore sottovento e sopravvento*

Il rotore è uno dei componenti critici delle macchine eoliche in quanto il suo rendimento può scendere assai facilmente peggiorando la resa energetica del sistema. I carichi variabili sulla pala durante la sua rotazione sono dovuti:

- Al peso proprio e a quello di eventuali manicotti di ghiaccio;
- Alle rapide fluttuazioni in direzione e intensità della velocità del vento;
- Al fenomeno dello strato limite (l'intensità del vento che investe le parti più alte del rotore è maggiore di quella che investe le parti più basse) ;
- Per le macchine con rotore sottovento, all'effetto torre, cioè alla schermatura dovuta al sostegno al momento del passaggio in corrispondenza di quest'ultimo.

Il numero di pale del rotore, che generalmente varia da due a tre, non influisce sull'efficienza, ma sulla stabilità e il bilanciamento di tutte queste forze.

Occorre tener presente anche il fatto che, essendo il rotore un disco ruotante a velocità uniforme, i carichi citati inducono su di esso, e quindi sulle pale, reazioni di tipo giroscopico.

I materiali più usati per la costruzione delle pale sono l'acciaio, i materiali compositi rinforzati con fibra di vetro, il legno, le leghe d'alluminio e materiali compositi di tipo innovativo (ad esempio quelli che utilizzano fibre di carbonio e Kevlar come materiali rinforzanti). A prescindere dai materiali utilizzati, tutti i costruttori sottopongono a collaudo e verifica i vari componenti della turbina eolica: si entra nel campo della dinamica strutturale, la quale con l'ausilio di sofisticati modelli matematici studiano i carichi fluttuanti sopportabili dalla turbina.

#### **2.4.2 Albero di trasmissione lento**

L' albero di trasmissione lento collega il mozzo del rotore al moltiplicatore di giri. Il moltiplicatore di giri è la parte meccanica che collega l'albero di trasmissione lento all'albero di trasmissione veloce, la sua funzione è quella di aumentare gli RPM (giri o rivoluzioni al minuto) tra gli alberi il cui rapporto può arrivare fino a 1/75, portando la velocità di rotazione da 20-60 RPM a 1200-1500 RPM che rappresenta il valore operativo usuale dei generatori elettrici. L'albero veloce, per aerogeneratori collegati alla rete, deve ruotare alla velocità necessaria affinché il generatore elettrico generi corrente alternata alla frequenza di 50 Hz ( la frequenza della corrente della rete in Europa). Se dunque al crescere del diametro del rotore diminuisce la velocità del cosiddetto albero lento, che trasmette il moto dal rotore al moltiplicatore, crescerà quindi l'ingombro trasversale e il numero degli stadi di quest ultimo, a pari velocità dell'albero veloce; per le grandi macchine, si prospetta attualmente la possibilità di funzionare a più di una velocità di rotazione per meglio sfruttare le diverse velocità del vento.

#### **2.4.3 Albero di trasmissione veloce**

L'albero di trasmissione veloce lavora a 1500 RPM ed alimenta il generatore di energia elettrica. Esso è dotato di un disco di frenaggio meccanico d'emergenza.

Il sistema di frenaggio può essere di tipo idraulico, meccanico o elettrico. Il primo tipo è montato sull'albero di trasmissione lento e viene utilizzato durante il normale funzionamento della turbina eolica. Il secondo tipo è montato sull'albero di trasmissione veloce e viene utilizzato nei casi di emergenza, come la rottura del sistema di frenaggio idraulico, o durante le fasi di manutenzione e di riparazione. Il terzo tipo è usato in configurazioni particolari e più sofisticate di aerogeneratori.

#### **2.4.4 Generatore elettrico**

Il generatore elettrico (detto anche alternatore) è una macchina elettrica che trasforma energia meccanica (che in questo caso è fornita dalla forza del vento, ma in generale può provenire da

motori, turbine idrauliche, a vapore o a gas, motori a carburazione e Diesel, ecc.) in corrente elettrica alternata. Gli alternatori sono costituiti da due parti fondamentali, una fissa e l'altra rotante, dette rispettivamente statore e rotore, su cui sono disposti avvolgimenti di rame isolati. I due avvolgimenti si dicono induttore e indotto, a seconda del tipo di alternatore, l'induttore può essere disposto sul rotore e l'indotto sullo statore e viceversa. Gli alternatori sincroni sono macchine reversibili, ossia possono funzionare anche come motori (cioè si mettono in movimento rotatorio se ricevono energia elettrica). In essi generalmente si dispone sullo statore l'avvolgimento indotto e sul rotore l'induttore. Quest'ultimo è realizzato con elettromagneti eccitati in corrente continua (poli). Gli alternatori a magnete permanente, simili ai precedenti, utilizzano magneti permanenti in sostituzione dei poli di eccitazione. Negli alternatori a ferro rotante gli avvolgimenti indotti e induttori sono fissi e la produzione di energia elettrica si ottiene con il movimento del rotore, costituito da un cilindro di ferro lamellato sul cui bordo sono ricavati denti che assolvono la stessa funzione dei poli negli alternatori sincroni. Gli alternatori asincroni sono costituiti da motori asincroni fatti rotare da motori primi a velocità leggermente maggiore di quella di sincronismo. Gli alternatori necessitano di un continuo raffreddamento durante il loro funzionamento. Sulla maggior parte delle turbine eoliche ciò avviene incapsulando il generatore elettrico in un tubo, nel quale si trova un grande ventilatore, che ha il compito di raffreddare l'aria. Poche industrie del settore eolico adottano la soluzione del raffreddamento ad acqua: infatti, se da un lato i generatori elettrici raffreddati ad acqua offrono la possibilità di ottenere una configurazione più compatta, che si traduce in un aumento dell'efficienza elettrica, dall'altro richiedono la presenza di un radiatore all'interno della navicella per lo smaltimento del calore generato dal sistema di raffreddamento ad acqua.

#### **2.4.5 Navicella**

La navicella o gondola è l'elemento, montato alla sommità della torre, a cui è collegato direttamente il rotore e che contiene al suo interno i componenti principali dell'aerogeneratore proteggendoli dagli agenti esterni con il suo involucro: il moltiplicatore di giri e l'albero lento, il generatore di corrente e l'albero veloce, il sistema di controllo ed il sistema di imbardata. Le sue dimensioni spesso sono tali da poter ospitare il personale di servizio e i tecnici durante le operazioni di manutenzione e di riparazione. La gondola è posizionata sulla sommità della torre. E' importante mantenere nel tempo un allineamento quanto più continuo possibile tra l'asse del rotore e la direzione del vento per garantire la massima produttività della macchina.

#### **2.4.6 Meccanismo di imbardata**

Il meccanismo di imbardata utilizza un motore elettrico per direzionare il rotore e la navicella sopravvento (infatti solo quelle “upwind” sono dotate di tale meccanismo) ed è azionato da un controllore elettronico il quale riceve ed elabora le informazioni sulla direzione del vento ricevute da una banderuola. Di solito l’angolo di imbardata varia di pochi gradi per volta, quindi in modo graduale, ogni qual volta si registra una variazione nella direzione del vento. Nei piccoli aerogeneratori è frequente, con rotori sopravvento, l’impiego di una semplice pinna direzionale con rotori sottovento, si tende spesso a realizzare un auto-orientamento spontaneo di tipo aerodinamico senza l’aiuto di servomotori. Nelle macchine di media e grande taglia è quasi sempre usato un servo-meccanismo.

#### **2.4.7 Torre o sostegno**

La torre sostiene il peso della navicella e del rotore, e svolge pertanto la funzione di struttura portante dell’intero aerogeneratore. Le torri possono essere tubolari o a traliccio. Le prime sono più sicure, in quanto consentono al personale di servizio ed ai tecnici di accedere alla navicella ed al rotore attraverso una scala interna mentre le torri a traliccio sono meno costose.

In linea di principio un’elevata altezza della torre rappresenta un vantaggio, in quanto la velocità del vento aumenta con la quota dal suolo. Tuttavia l’aumento dell’altezza della torre è limitato da problemi di stabilità strutturale e di costi. In seguito agli studi effettuati ed all’esperienza maturata col passare degli anni, la progettazione prevede altezze delle torri che rappresentano un buon compromesso tra le problematiche evidenziate in precedenza. Le moderne turbine eoliche da 2 MW hanno un’altezza variabile tra i 50 e gli 80 m.

#### **2.4.8 Principio di funzionamento della turbina eolica**

Per descrivere qualitativamente il funzionamento di un aerogeneratore risulta più immediato ricorrere al paragone con l’aerodinamica di un aereo. Come è noto, una superficie avente sezione a profilo alare posta in un flusso d’aria è soggetta a una forza risultante di due componenti: la portanza, perpendicolare alla velocità del vento, e la resistenza, parallela alla velocità del vento. Queste due forze dipendono, tra gli altri fattori, dal tipo di profilo e per ogni profilo, dall’angolo con cui il flusso d’aria investe l’ala. Negli aeroplani la portanza è la forza utile che sostiene il peso dell’aereo, mentre la resistenza è quella forza compensata dalla spinta di propulsione dell’aereo stesso. Analogamente, in un rotore eolico, ogni sezione della pala si comporta come un profilo alare posto in un flusso d’aria la cui velocità è data dalla risultante della velocità del vento naturale e della velocità del vento dovuto alla rotazione della pala stessa (pari e contraria alla

velocità periferica di rotazione della sezione). Questo moto rotatorio è possibile per velocità del vento compresa tra 5 m/s (velocità minima) e 25 m/s (velocità massima). La direzione e l'intensità del flusso d'aria risultante variano da una estremità all'altra della pala, dato che la componente dovuta alla rotazione della pala varia con la distanza dal centro del rotore. Il vento risultante causa, come si è detto, una forza risultante la cui componente sul piano di rotazione partecipa al movimento del rotore mentre quella parallela alla direzione del vento sarà assorbita dal sostegno. L'insieme delle componenti utili di tutte le sezioni delle pale fornisce così l'energia meccanica sull'albero della macchina.

Le turbine eoliche producono energia solo quando la velocità del vento in genere supera i 5 m/s e vengono poste fuori servizio quando essa raggiunge la massima velocità detta velocità di “cut-out” pari a 25 m/s, nonostante le strutture siano progettate per resistere fino a velocità del vento pari a 70 m/s.

## 2.5 Energia ottenibile dal vento (Teoria di Betz)

La quantità di energia che il vento trasferisce al rotore dipende da:

- Densità dell'aria: l'energia cinetica di un corpo in movimento è proporzionale alla sua massa (peso) quindi dipende dalla densità. Più pesante è l'aria, maggiore sarà l'energia ricevuta dalla turbina. A 15°C a pressione atmosferica l'aria ha una densità di  $1,225 \text{ kg/m}^3$ , valore che diminuisce leggermente con l'aumentare dell'umidità e col diminuire della pressione ed aumenta col diminuire della temperatura.
- Area del rotore: essa aumenta con il quadrato del diametro essendo l'area del cerchio  $\frac{\pi D^2}{4}$ , questo significa evidentemente che se raddoppio il diametro del rotore, la turbina riceverà quattro volte più energia.
- Velocità del vento: l'energia cinetica del vento è  $E_c = \frac{1}{2}mv^2$ , mentre il momento è  $M_0 = mv$ , quindi la potenza per unità di area sarà  $P = E_c M_0$  e quindi la potenza ottenuta sarà proporzionale alla terza potenza della velocità del vento. Se la velocità del vento raddoppia, la potenza sarà otto volte maggiore.

In realtà non tutta l'energia posseduta dal vento può essere assorbita dal rotore, come dimostrato nella teoria di Betz. Albert Betz ha dimostrato che solo una parte, e precisamente il 59,3%, della potenza posseduta dal vento può essere teoricamente assorbita dal rotore. Il perché è facilmente intuibile, infatti per cedere tutta la sua energia il vento dovrebbe ridurre a zero la sua velocità immediatamente alle spalle del rotore, con l'assurdo di una massa in movimento prima e di una

massa d'aria perfettamente immobile immediatamente dopo. In realtà il vento, passando attraverso il rotore, subisce un rallentamento e cede parte della sua energia cinetica, questo rallentamento avviene in parte prima e in parte dopo il rotore.

Le ipotesi alla base della teoria di Betz sono le seguenti:

- Concetto di tubo di flusso: il tubo di corrente che attraversa il rotore non interagisca con la restante porzione di fluido che lo circonda.
- In ogni sezione del tubo di flusso sussista una distribuzione di velocità permanente, uniforme e monodimensionale lungo l'asse. Il rallentamento di vena sul rotore è distribuito uniformemente sulla sezione del disco.
- Nelle sezioni infinitamente a monte e a valle si possa ritenere una situazione fluidodinamica indisturbata dalla presenza della macchina, ovvero sussista la pressione atmosferica dell'ambiente esterno, proprio come nella condizione di moto indisturbato.
- Il flusso eolico non incontri ostacoli oltre la turbina, né sopravento né sottovento.
- Il vento sia stazionario e di intensità costante con la quota.
- Non ci siano effetti di rotazione della vena a causa dell' "estrazione" di quantità di moto.
- Si trascuri la comprimibilità dell'aria, cioè la densità sia ritenuta costante.

La vena fluida, caratterizzata da una velocità  $v_1$ , raggiunge le pale del rotore. Lì essa viene rallentata fino al raggiungimento di una velocità  $v_2$ . Naturalmente nel passaggio da 1 a 2 deve valere l'equazione di continuità, per cui si può scrivere supponendo la densità costante:

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 = m$$

Deve essere verificata anche l'equazione di conservazione della quantità di moto per cui:

$$F = m(v_1 - v_2) = \frac{d(mv)}{dt}$$

Dove F è la forza orizzontale esercitata dal flusso sulla macchina. La potenza è dunque:

$$W = Fv = \rho m(v_1 - v_2)$$

Facendo un bilancio tra entrata e uscita dell' energia cinetica associata alla vena fluida si trova la potenza ceduta:

$$W = m \left( \frac{v_{12}^2 - v_{22}^2}{2} \right)$$

ma, poiché le potenze trovate nei due modi devono coincidere, si ricava:

$$W = Fv = \rho m(v_1 - v_2) = m \frac{(v_{12}^2 - v_{22}^2)}{2}$$

quindi:

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2}$$

Il rallentamento avviene dunque, per metà nel tratto di corrente a monte e per metà nel tratto di corrente a valle del rotore.

Definendo un fattore di interferenza  $a$  come:

$$a = 1 - \frac{v}{v_1}$$

si ottiene:

$$v = v_1(1 - a)$$

e:

$$v_2 = v_1(1 - 2a)$$

Il fattore  $a$  rappresenta la misura in cui il flusso viene rallentato a monte della turbina (al massimo  $a = 0.5$  quando si ha il blocco del flusso alla sezione 2).

La potenza estraibile da un flusso eolico secondo la teoria di Betz è:

$$W = \frac{1}{2} m v_{12}^3 4a(1 - a)$$

considerando che  $m = \rho v A = \rho v_1(1 - a)A$  si ottiene:

$$W = \frac{1}{2} \rho v_1^3 4a(1 - a)^2$$

Imponendo l'annullamento della derivata prima di  $W$  rispetto ad  $a$  si può trovare l'interferenza ottimale per cui si ha l'estrazione della massima potenza.

Il valore  $a = 1$  non ha senso per cui  $a_{tot} = \frac{1}{3}$ .

Rapportando tale valore della potenza con quello che si avrebbe se la velocità restasse costante si può definire un coefficiente di prestazione:

$$C_p = \frac{\frac{1}{2} \rho v_1^3 4a(1 - a)^2}{\frac{1}{2} \rho v_1^3}$$

il valore del coeff. di prestazione per  $a=1/3$  è  $C_p=0,593$  quindi si può dunque sottrarre al massimo il 60% della potenza associata alla vena fluida.

## 2.6 Connessione alla rete

La connessione alla rete elettrica può essere di tipo diretto o indiretto: nel primo caso il generatore è collegato direttamente ad una rete trifase a corrente alternata, mentre nella seconda configurazione la corrente passa dalla turbina in una serie di apparecchiature elettriche, che

servono ad adattarla alla rete di trasmissione esterna. I generatori asincroni provvedono automaticamente a questo adattamento. Accoppiando all'aeromotore un generatore a corrente continua o un generatore a corrente alternata di cui non interessi mantenere costante la frequenza si possono alimentare soltanto certe utenze isolate con esigenze ridotte. I sistemi che presentano invece maggior interesse sono quelli che generano corrente alternata a frequenza costante (50 o 60 Hz) i cui tipi principali sono: aeromotori a velocità costante accoppiati a generatori sincroni, aeromotori a velocità quasi costante accoppiati a generatori asincroni, aeromotori a velocità variabile accoppiati ad apparati di conversione capaci di generare corrente alternata a frequenza costante.

Il trasformatore è quell'elemento che si interpone tra la centrale e la rete elettrica, ha la funzione di variare la tensione della corrente in uscita dall'alternatore, in particolare di portare la corrente dalla tensione di uscita del generatore a quella della rete linea elettrica nazionale. Il trasporto della corrente elettrica avviene infatti ad alta tensione per ridurre le perdite per effetto Joule lungo la linea.

## **2.7 Fondazioni delle turbine eoliche offshore**

Le fondazioni sono le strutture di supporto delle turbine eoliche off-shore, esse comprendono anche la parte bassa della torre alla quale è congiunta la parte superiore.

La loro estensione va quindi da sotto il fondale fino ad un livello sopra il medio mare variabile a seconda delle altezze d'onda in sito. A volte può essere associato un cono rompighiaccio, qualora esso sia necessario (turbine nei Mari del Nord), finalizzato al rompimento del ghiaccio ottenendo quindi una diminuzione della spinta del blocco compatto sulla torre.

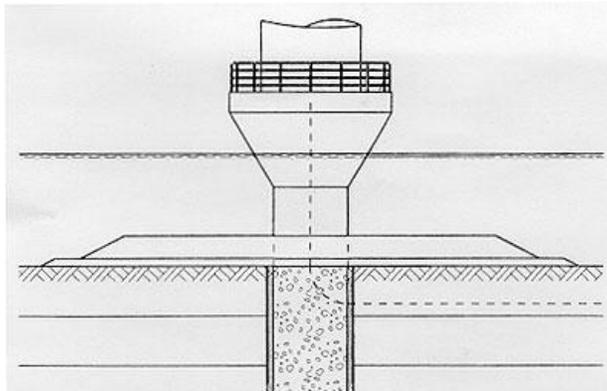
Le caratteristiche di una adeguata struttura di fondazione, devono essere :

- Costo di realizzazione compatibile con l'economicità dell'impianto, considerando che l'incidenza del costo di fondazione negli impianti a mare sale notevolmente (circa 50-100% più costose di quelle a terra);
- Facilità di costruzione, trasporto a mare ed installazione;
- Possibilità di produzione in serie;
- Adattabilità ai diversi fondali, ed alle condizioni locali;
- Progettazione finalizzata a rendere unico il blocco fondazione-aerogeneratore, dal punto di vista del comportamento statico-dinamico;
- Facilità di montaggio con l'aerogeneratore, in situ o precedentemente al varo in mare;

- Facilità di dismissione a fine vita dell'impianto.

Inoltre nella fase di progettazione di una fondazione, si devono considerare contemporaneamente i regimi idrodinamici (onde del mare, correnti, maree), i regimi aerodinamici provenienti dal rotore che incidono maggiormente sulla durata di vita dell'opera e più vicini alle frequenze di risonanza piuttosto che gli sforzi idraulici, ed eventualmente quelli sismici e il rischio di impatto dei natanti.

Nel presente paragrafo sono riportati i diversi tipi di fondazioni impiegate per le turbine offshore in maniera tale da dare una visione completa delle possibili soluzioni adottabili in fase progettuale.



*Figura 2.5, Fondazione monopalo con cono rompighiaccio*

Le differenti soluzioni considerate dalle ditte costruttrici sono:

- Fondazioni a gravità:
  - a) in cemento;
  - b) zavorrate;
- Fondazioni a monopalo;
- Fondazioni a tripodi;
- Fondazioni a secchio;

Per i siti in acque profonde, le fondazioni a monopalo rappresentano la soluzione standard per le industrie offshore mentre nelle acque basse costiere sono preferiti i cassoni di cemento spesso usati per moli e porti. Entrambe queste soluzioni, largamente testate nel corso degli anni, sono state applicate nell'industria dell'energia eolica in mare scoprendo che le fondazioni dirette risultano troppo pesanti e costose per acque più profonde di 10m.

### 2.7.1 Fondazioni a gravità

Le fondazioni a gravità sfruttano il peso proprio per stabilizzare la struttura e sono realizzate in un cantiere all'asciutto (possibilmente non troppo lontano dal sito) e successivamente trasportate in loco. I cassoni possono anche essere vuoti per facilitarne il trasporto e poi zavorrati in seguito nel luogo stabilito con sabbia, rocce, sassi, olivina o cemento stesso. Per una turbina da 2 MW il peso di una fondazione a gravità zavorrata è di circa, a seconda delle condizioni del sito, di 1500 tonnellate.

È stato studiato un nuovo design per i cassoni che nella sua forma più generale è composto da un cilindro cavo alla base del quale c'è un più ampio e basso contenitore circolare diviso in settori che vengono anche essi riempiti di materiale. Questo tipo di fondazione è stato utilizzato per il parco di Rødsand – Nysted.



*Figura 2.6 , Fondazione diretta con settori per lo zavorramento in profondità*

Le fondazioni a gravità richiedono una preparazione del fondale che viene livellato e ricoperto di ghiaia grossa. E' una fondazione che offre un supporto piuttosto rigido alla turbina eolica e quindi permette piccoli smorzamenti degli sforzi aerodinamici provenienti dal rotore.

### 2.7.2 Fondazioni a monopalo

La fondazione a monopalo sono considerate il capolavoro della industria offshore. Un palo o semplicemente un tubo di acciaio, viene infisso nel fondale per battitura per una profondità di 18-25m ed è poi capace di trasferire successivamente gli sforzi di trazione e compressione al terreno. Il palo di supporto, che per una turbina da 1,5-2 MW è di circa 4,5 metri e pesa dalle 200 alle 400 tonnellate, è unito alla torre della turbina eolica tramite un opportuno elemento di connessione.

Nonostante la struttura sia relativamente semplice, bisogna tenere in considerazione il loro trasporto dal punto di fabbricazione sino alla costa dove verranno poi imbarcati e portati nel in

mare nel sito prestabilito. Infatti il ragguardevole diametro del palo richiede che vengano studiate particolari percorsi nel caso di trasporto su ruote e questo potrebbe essere un fattore limitante per le dimensioni del diametro stesso. Il trasporto in sito, invece, viene condotto ammucchiando i pali su una chiatta e non presenta particolari problemi.

L'equipaggiamento per l'infissione del palo opera da bordo di un nave di supporto o da una piattaforma a sollevamento idraulico e deve comprendere una gru con sufficiente capacità di sollevamento per sollevare il palo e il martello (500-700 tonnellate).

Il tempo necessario per l'installazione di un monopalo nei mari del Nord usando una piattaforma galleggiante è stimato nelle 30 ore. Comunque l'infissione tramite battitura è condizionata dalla presenza o meno di massi che potrebbero pregiudicarne la riuscita, oltre a ciò per fondali duri è necessario un carotaggio preliminare del buco nel quale successivamente verrà collocato il palo.

Questi tipi di fondazioni non richiedono una particolare preparazione del fondale come quelle a gravità, ma sono soggetti a buche di erosione causate da onde e/o correnti, ragion per cui sarà necessaria qualche misura preventiva come un protezione o un'infissione più profonda.

Con riferimento alla risposta dinamica della struttura, la fondazione a monopalo non offre un supporto rigido, attuando quindi bene gli sforzi aerodinamici provenienti dal rotore.

### **2.7.3 Fasi di installazione delle fondazioni a monopalo**

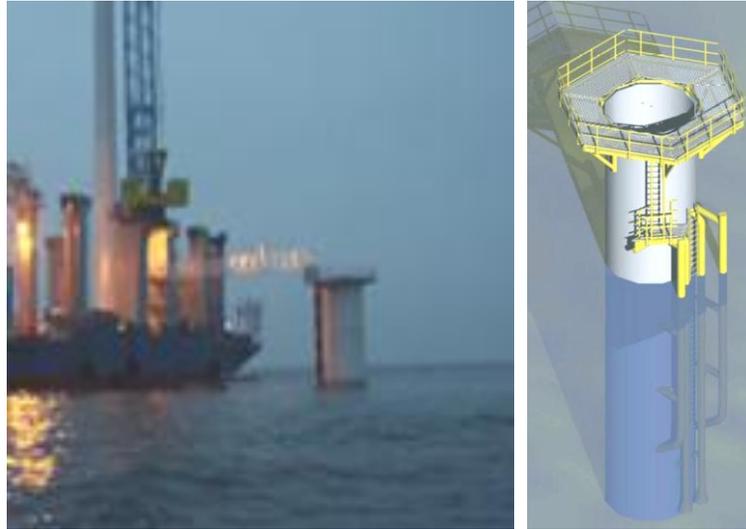
Le fasi dell'installazione, vengono dettagliatamente riportate di seguito. Le immagini illustrano la procedura nel sito di Horns Rev.

1. Viene infissa la fondazione a 18-25 metri di profondità a seconda della necessità della chiatta di servizio stabilizzata con dei piedi che si snodano fino al fondale. La parte alta delle fondazioni rimane quindi scoperta fino a quando tale operazione non è completata per tutte le turbine del sito.



*Figura 2.7, Fase di infissione del monopalo tramite battitura*

- Viene quindi montato il tubo di connessione fondazione-torre grazie ad un'apposita gru sulla chiatta di servizio, la connessione tra le due parti è poi realizzata tramite bullonatura. Anche questa operazione viene svolta prima per tutte le turbine prima di andare avanti con la fase successiva di montaggio che prevede tutte le parti più pesanti della struttura.



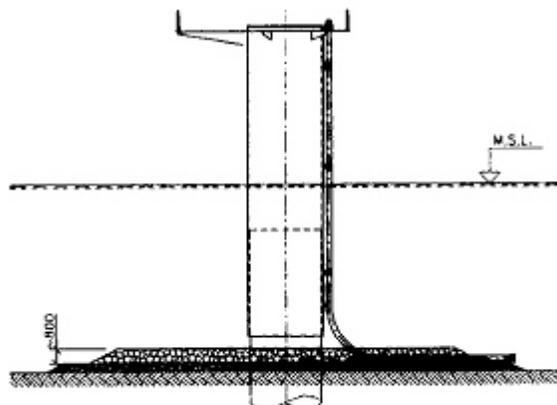
*Figura 2.8, Montaggio elemento di connessione fondazione-torre*



*Figura 2.9, Connessione per bullonatura tra fondazione e torre*

- Viene posizionato il cavo per il collegamento alla rete e quindi la protezione alla base contro l'erosione da onde e correnti, la protezione servirà anche a coprire il cavo. Nel tempo che intercorre tra l'infissione della fondazione e questa terza fase dell'installazione, potrebbe evolversi un inizio di buca di erosione soprattutto se si sono verificate

condizioni di mal tempo che hanno anche ritardato il susseguirsi delle operazioni. E' tuttavia da notare che la fondazione non deve ancora sopportare alcun peso in quanto la restante parte della torre, la gondola e le ali non sono ancora state montate.



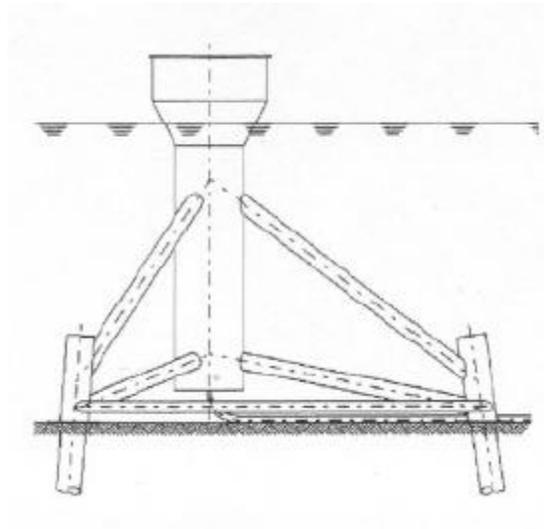
*Figura 2.10, Fase finale dell'installazione della fondazione*

4. Infine viene montata la torre e quindi il rotore dopo essere tutti stati caricati su di una nave, anch'essa stabilizzata da lunghe gambe sino al fondale, provvista di gru per il sollevamento dei vari componenti.



*Figura 2.11 , Gru su chiatta di servizio durante le operazioni di montaggio delle componenti superiori della turbina eolica: torre, gondola e rotore*

## 2.7.4 Fondazioni a tripodi

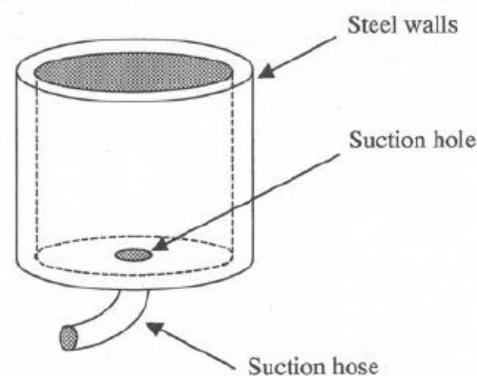


*Figura 2.12, Fondazione a tripode*

Questo tipo di fondazione è composto da una colonna centrale che sorregge la torre della turbina e da una struttura di acciaio che trasferisce gli sforzi di trazione, compressione e momenti flettenti dalla torre a tre pali cavi che sono infissi nel fondale. Questi hanno un diametro di circa 0,9 metri e sono connessi alla struttura tramite dei manicotti ai tre angoli. La penetrazione dei pali raggiunge una profondità di 10-20 metri. Il miglior utilizzo per questo tipo di fondazione è nelle acque profonde sia per considerazioni economiche sia per evitare il rischio di collisioni tra parti della struttura e le barche di servizio.

In questo caso non è necessaria una preparazione del fondale. Per quel che riguarda il comportamento dinamico, esso deve essere investigato adeguatamente poiché è piuttosto leggera e rigida, cioè permette un minore smorzamento delle vibrazioni aerodinamiche.

## 2.7.5 Fondazioni “a secchio”



*Figura 2.13, Rappresentazione schematica della fondazione a secchio*

Il design della fondazione può essere visto come un secchio rovesciato sopra al quale c'è un tubo che consente l'aspirazione dal secchio (Figura). Quando è posizionato sul fondale, il secchio può penetrare nel terreno in parte grazie al peso proprio, in parte per merito dell'aspirazione attraverso il tubo. La penetrazione è facilitata dalla scarsa resistenza che il perimetro oppone al fondale. La profondità di penetrazione dipende dalla potenza della forza di aspirazione, dalla geometria della fondazione e dalle caratteristiche del suolo in sito. Un volta che si è raggiunta la profondità desiderata il buco nel secchio viene tappato e il risultato è una fondazione che può reggere azioni verticali, orizzontali e momenti.

Le fondazioni a secchio sono atte a sopportare pesi variabili il che di per sé già rappresenta un'innovazione in quanto il metodo tradizionale di dimensionamento delle fondazioni considera gli sforzi ammissibili che hanno un limitato tempo di azione e sono considerevolmente più grandi della media degli sforzi che la struttura deve sopportare.

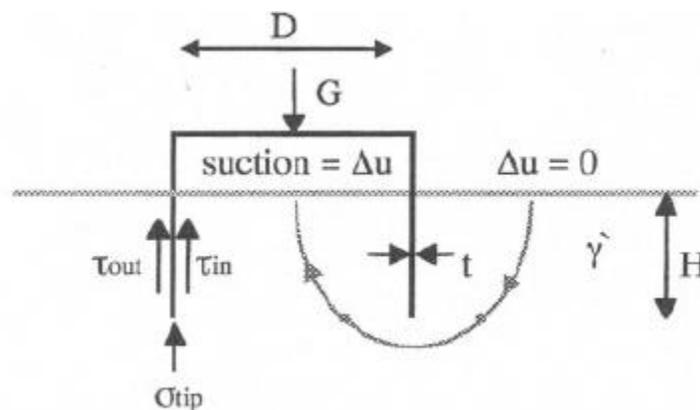


Figura 2.14 , Forze in gioco sulla fondazione a secchio

Con riferimento alla Figura, la forza da applicare per la penetrazione può essere divisa nella forza peso della fondazione stessa  $G$  e nella forza di aspirazione  $\Delta u A_{asp}$ , quindi:

$$F_{app} = G + \Delta u A_{asp}$$

Le forze resistenti, invece, sempre con riferimento alla figura, sono:

$$F_{res} = \tau_{out} A_{out} + \tau_{int} A_{int} + \sigma_{tip} A_{tip}$$

dove i pedici *out*, *in* e *tip* indicano rispettivamente fuori, dentro e di bordo.

Il concetto della fondazione a secchio è di utilizzare la pressione negativa dei pori nel terreno saturo per tenere la fondazione ferma e nonostante tale depressione interna tenda a diminuire nel tempo dipendentemente dalla permeabilità del terreno, l'aspirazione può essere presa in considerazione se ripetuta nel tempo. La fondazione può quindi in questo modo essere

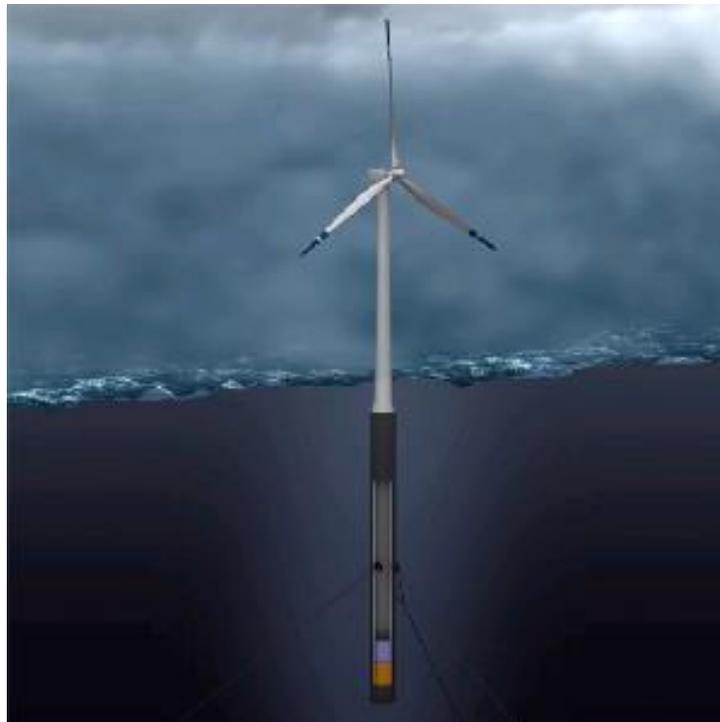
dimensionata affinché i carichi permanenti vengano sopportati dalla normale resistenza della struttura mentre per quelli eccezionali o di breve durata possono essere gestiti con una maggiore aspirazione.

Il risparmio in materiali e quindi in costi, a seconda delle caratteristiche del suolo (l'argilla è meglio della sabbia in quanto meno permeabile), possono essere dal 5% al 20%.

## **2.8 Uno sguardo al futuro**

Al momento si sono costruite solo fondazioni a gravità o a monopalo, mentre le altre sono oggetto di studio ed ottimizzazione.

Altri studi per altri tipi di strutture di supporto sono principalmente orientati verso la soluzione galleggiante che però, nonostante appaia particolarmente flessibile, pare troppo costosa (circa il doppio se confrontata con le realizzazioni con fondazioni) per i siti classificati come “di acque basse” (fino a 40 metri). Ciò nonostante, se i risultati coi parchi eolici in acque basse saranno all'altezza delle aspettative e se si riuscirà a diminuire un po' il costo di queste strutture innovative, si passerà per certo allo sfruttamento di zone con acque fino a qualche centinaio di metri e quindi all'utilizzo di strutture di supporto galleggianti.



*Figura 2.15, Prototipo di turbina galleggiante*

## 2.9 Aspetti strutturali

In questo paragrafo in maniera molto generale vengono individuati i carichi e le forze a cui sono soggetti gli elementi di sostegno di una turbina in fase di esercizio. Questa analisi è un aspetto progettuale necessario per dimensionare opportunamente le strutture.

Fondamentale è la scelta del grado di rigidità trasferibile alla fondazione da parte dell'aerogeneratore. Una rigidità troppo elevata, può indurre vincoli al comportamento dell'aerogeneratore, mentre un assetto troppo elastico potrebbe abbassare la frequenza naturale del complesso a valori non corretti per la stabilità.

In genere le costruzioni a mare, vengono divise in due gruppi principali, in relazione alla frequenza fondamentale della struttura: strutture con frequenza propria maggiore dell'onda dominante e strutture con frequenza propria minore dell'onda dominante (ad esempio le strutture a traliccio hanno un periodo proprio di 3-5 secondi).

Di seguito si elencheranno alcuni aspetti indispensabili per il dimensionamento di una turbina eolica nel suo complesso:

- Caratteristiche del terreno di fondazione: composizione stratigrafica, capacità portante degli strati interessati dalla fondazione, acclività del fondale marino, profondità;
- Ambiente marino: velocità/direzioni del vento ed altezza delle rilevazioni effettuate, altezza dell'onda al largo, altezza dell'onda sul sito, periodo di picco;
- Effetti prodotti dalla macchina eolica: momento flettente, taglio e forza verticale;
- Criteri di calcolo: riguardano le condizioni di carico e relativi coefficienti di sicurezza:
  - Forze ambientali + peso proprio;
  - Forze di esercizio + peso proprio;
  - La più gravosa fra le condizioni suddette + forze ambientali.
- Materiale strutturale;
- Protezione superficiale della struttura:
  - Gli effetti da contrastare possono essere lo scour (rimozione del terreno o di altro materiale di accumulo dalle aree di contatto con la fondazione), e la corrosione soprattutto delle parti metalliche;
- Fenomeni di fatica;

### 2.9.1 Risalita dell'onda sulla struttura (wave run-up)

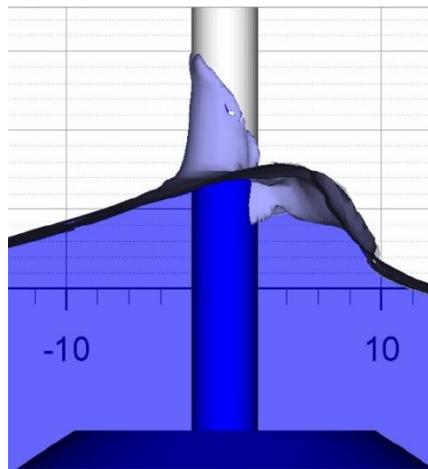
Il fenomeno del frangimento dell'onda, può avere una grande influenza per la risalita dell'onda sulla struttura e per le forze che agiscono sull'opera. La protezione esalta il run-up dell'onda,

specie in caso di onde corte. La risalita dell'onda sulla struttura può essere calcolata utilizzando teorie e modelli convenzionali che però tendono a sottostimarla, per una miglior simulazione ci si affida a modelli numerici in grado di fornire risposte più aderenti al comportamento reale della struttura.

### **2.9.2 Forze sulla struttura indotte dal moto ondoso**

Il calcolo delle forze determinate dall'azione dell'onda è generalmente effettuato sulle medesime configurazioni della valutazione dell'effetto di risalita dell'onda sulla struttura. Le forze sono poi ricavate attraverso l'analisi della pressione intorno alla struttura. I carichi sulle strutture secondarie, come ad esempio gli approdi utilizzati dalle barche a supporto della piena operatività del parco eolico, sono stimati sulla base dei campi di velocità calcolati in corrispondenza della struttura secondaria, senza la presenza della struttura stessa. Le forze sono successivamente calcolate utilizzando procedure e formulazioni standard.

I modelli utilizzati in genere prevedono un dominio di calcolo tale che i campi di velocità nei pressi della struttura che si vuole analizzare non siano disturbati da possibili effetti numerici legati alle condizioni al contorno. Una tipica estensione del dominio di calcolo si aggira su 120 m x 120 m.



*Figura 2.16, Onda agente sul palo di una turbina eolica*

Le tensioni tangenziali al fondo sono stimate a partire dalle velocità in prossimità del fondo sulla base di una legge quadratica. I fattori di attrito sono determinati sulla base di indicazioni reperibili in letteratura e valide per il flusso indisturbato.

E' inoltre possibile valutare la resistenza alla fatica, testata utilizzando in input al modello una serie di onde irregolari, ed effettuando un'analisi dinamica, da integrarsi con i carichi determinati dal vento.

## 2.10 Impatto Ambientale

Una delle maggiori perplessità sulla installazione di centrali eoliche offshore, da parte dei politici e delle popolazioni locali, dipende dalla preoccupazione sul loro impatto ambientale. E' quindi opportuno sottolineare le caratteristiche di questa fonte il cui impatto è limitato, specialmente attraverso una buona progettazione. L'energia eolica è una fonte rinnovabile, non richiede alcun tipo di combustibile perchè utilizza l'energia cinetica del vento (conversione dell'energia cinetica del vento, dapprima in energia meccanica e poi in energia elettrica) che è pulita, perché non provoca emissioni dannose per l'uomo e per l'ambiente. Gli aerogeneratori non hanno alcun tipo di impatto radioattivo o chimico, visto che i componenti usati per la loro costruzione sono materie plastiche e metalliche. Gli impatti ambientali sono da ricercare durante la fase di realizzazione ed esercizio del parco eolico sotto vari aspetti.

Durante la fase di realizzazione di una centrale eolica i fattori impattanti di cui tenere conto sono:

- Occupazione di area marina e di suolo;
- Movimentazione del fondale marino (e conseguente parziale distruzione) a causa della realizzazione delle fondazioni delle turbine, della posa dei cavi e della realizzazione della sottostazione;
- Traffico navale e aereo indotto con conseguente dispersione di oli e soluti;
- Limitazione dell'area alle attività di pesca o a rotte navali;
- Alterazione della qualità dell'acqua per attività di cantiere;
- Emissioni di rumore e vibrazioni.

Mentre nella fase di esercizio abbiamo:

- Occupazione di suolo e di area marina;
- Presenza fisica dell'opera;
- Emissioni di rumore e vibrazioni;
- Generazione di campi elettromagnetici da parte dei cavi elettrici;
- Traffico navale e aereo determinato dalle attività di manutenzione;
- Alterazione del fondale dovuta all'introduzione delle fondazioni delle turbine.

Durante la fase di esercizio gli impatti di maggiore entità riguardano l'avifauna e il paesaggio.

Gli aspetti sopra elencati sono tuttavia di lieve rilevanza tanto da poter affermare che il bilancio costi ambientali/benefici ambientali è ampiamente positivo.

### **2.10.1 Occupazione del territorio**

In base al rapporto tra la potenza degli impianti e la superficie complessivamente necessaria (anche per la distanza delle macchine), la densità di potenza per unità di superficie è circa di 10 W/m<sup>2</sup>. Tuttavia le macchine eoliche e le opere di supporto (cabine elettriche, strade) occupano solamente il 2-3% del territorio per la costruzione di un impianto, quindi la densità di potenza ottenibile è da considerarsi nettamente superiore, dell'ordine delle centinaia di W/m<sup>2</sup>. Bisogna ricordare che le aree non occupate dalle macchine possono essere impiegate per altri scopi. Si veda ad esempio il progetto nel Mar de Trafalgar (Spagna) di gabbie attorno ai pali di turbine per l'allevamento di specie ittiche.

### **2.10.2 Impatto visivo**

L'impatto paesaggistico dei parchi eolici offshore è una delle principali fonti di discordia nell'installazione di questo tipo di impianti ed è importante stabilire dei criteri per poter quantificare l'impatto paesaggistico degli aereogeneratori,osservatore. Il problema maggiore sorge nel momento in cui viene alterato in maniera percettibile dalla costa il profilo dell'orizzonte. Il più delle volte, le zone adatte per le installazioni si trovano in ambienti isolati di natura incontaminata che hanno il loro maggiore valore proprio in questo aspetto e che ovviamente verrebbero deturpati ed impoveriti dalla costruzione di un parco eolico. Gli ecologisti stessi si trovano divisi nello schierarsi contro o a favore, evidenziando come questo aspetto sia tra i più importanti da prendere in considerazione prima di pianificare la realizzazione di tali opere.



*Figura 2.17, Parco eolico offshore visto dalla costa*

Gli aerogeneratori per la loro configurazione sono visibili in ogni contesto in cui vengono inseriti, in modo più o meno evidente in relazione alla topografia e all'antropizzazione del territorio. L'impatto è un problema di percezione e integrazione complessiva nel paesaggio

tuttavia è possibile ridurre al minimo gli effetti visivi sgradevoli assicurando una debita distanza tra gli impianti inoltre, sono state individuate soluzioni costruttive tali da ridurre tale impatto impiegando: torri tubolari o a traliccio a seconda del contesto, colori neutri e configurazioni geometriche regolari con macchine ben distanziate.

Per avere una stima degli effetti paesaggistici dovuti all'installazione del campo eolico, in genere si prevede la realizzazione di simulazioni grafiche, prendendo come riferimento diverse localizzazioni lungo la costa. Ad ogni modo, considerando che queste strutture si trovano ad una certa distanza dalla costa e la zona è soggetta a bassa visibilità dovuta a fenomeni meteorologici come le nebbie e le brume, in una prima analisi, l'impatto sul paesaggio può essere considerato trascurabile.

### **2.10.3 Impatto acustico**

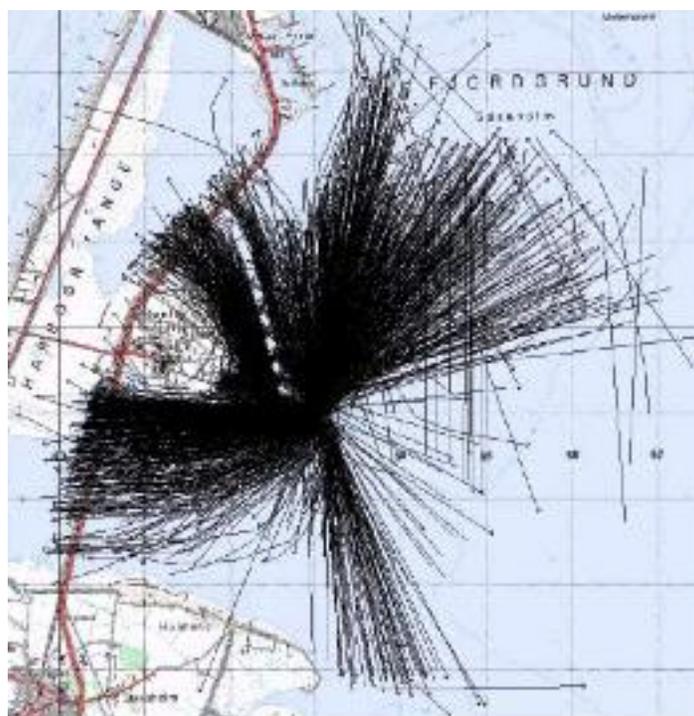
Il rumore emesso da una centrale eolica non è percettibile dalle abitazioni, poiché una distanza di poche centinaia di metri è sufficiente a ridurre il disturbo sonoro. In generale, la tecnologia attuale consente di ottenere, nei pressi di un aereogeneratore, livelli di rumore alquanto contenuti, tali da non modificare il rumore di fondo che a sua volta è fortemente influenzato dal vento stesso, con il risultato di mascherare ancor più il contributo della macchina. E' bene segnalare che il ronzio degli aerogeneratori è ben al di sotto, in termini di decibel, del chiasso di un ufficio pubblico o del rumore che sentiamo stando in automobile o in mezzo al traffico, senza mai arrivare a quello di molte industrie attive nelle periferie delle città. Lo stesso vento che soffia, di per sé, certe notti fa più rumore di una wind farm.

### **2.10.4 Interferenze sulle comunicazioni**

La macchina eolica può influenzare: le caratteristiche di propagazione delle telecomunicazioni (come qualsiasi ostacolo), la qualità del collegamento in termini di segnale-disturbo e la forma del segnale ricevuto con eventuale alterazione dell'informazione. Una adeguata distanza degli aereogeneratori fa sì che l'interferenza sia irrilevante.

### **2.10.5 Flora e fauna**

Sulla base delle informazioni disponibili, si può affermare che le possibili interferenze di qualche rilievo degli impianti eolici con la flora e la fauna riguardano solo l'impatto dei volatili con il rotore delle macchine. In particolare, le specie più influenzate sono quelle dei rapaci. Gli uccelli migratori sembrano adattarsi alla presenza di questi ostacoli e in genere le collisioni sono molto contenute.



*Figura 2.18, Esempio di mappa delle rotte di migrazione di una specie di uccelli in corrispondenza di un parco eolico.*

E' bene sempre monitorare gli impatti indiretti alla specie viventi, in particolare osservando l'alterazione delle reti alimentari e i meccanismi riproduttivi.

### **2.10.6 Emissioni evitate**

Ogni unità di elettricità prodotta dal vento sostituisce un'unità di elettricità che sarebbe altrimenti prodotta mediante combustibili fossili alla quale segue l'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e dal controllo dei fumi.

Di seguito i valori delle principali emissioni associate alla generazione elettrica:

- CO<sub>2</sub> (anidride carbonica): 860 g/kWh
- SO<sub>2</sub> (anidride solforosa): 10 g/kWh
- NO<sub>2</sub> (ossidi di azoto): 3 g/kWh

Tra questi gas, il più rilevante è l'anidride carbonica o biossido di carbonio, il cui progressivo incremento potrebbe contribuire all'effetto serra e quindi causare drammatici cambiamenti climatici.

La riduzione di emissioni, prodotta dall'uso dell'energia eolica, può essere calcolata usando la seguente formula:

- $CO_2 (t) = (A \times 0.3 \times 8760 \times 860) / 1000$

- $SO_2 (t) = (A \times 0.3 \times 8760 \times 10)/1000$
- $NOX (t) = (A \times 0.3 \times 8760 \times 3)/1000$

Dove:

- A = stima della capacità di sviluppo dell'energia eolica in MW.
- 0.3 = costante che tiene conto dell'intermittente natura del vento, della disponibilità delle turbine eoliche e delle ordinarie perdite.
- 8760 = numero di ore in un anno.

Una tipica turbina nell'UK ha una capacità di 0.66MW e quindi contribuirà alle seguenti riduzioni di emissioni:

- 1491.65 tCO<sub>2</sub>.
- 17.34 tSO<sub>2</sub>.
- 5.2 tNOX/anno.

Altri benefici dell'eolico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la diversificazione delle fonti energetiche, la regionalizzazione della produzione.

### **2.10.7 Studio di impatto ambientale**

Un accurato studio di impatto ambientale nella progettazione di un parco eolico è sempre fondamentale nell'ottica di creare il consenso necessario alla sua realizzazione.

Nella realizzazione di uno studio di impatto ambientale è infatti sempre più necessario adottare un approccio di tipo deterministico che consenta di analizzare l'effettivo impatto dell'opera in progetto, sul corpo ricettore e nell'ecosistema in genere, attraverso parametri di tipo quantitativo. La "quantificazione" dell'impatto assume fondamentale importanza sia nell'ottica di un confronto tra diverse alternative progettuali o gestionali, sia al fine di verifica dei limiti normativi vigenti.

Stante la complessità e la variabilità spazio temporale dei processi al largo, il più tradizionale approccio basato esclusivamente su campagne di monitoraggio, pur se caratterizzate da elevata frequenza di campionamento, risulta spesso non adeguato a quantificare in modo oggettivo l'impatto di un'opera, portando frequentemente ad una sovrastima o sottostima dell'impatto stesso, con conseguenti ripercussioni, anche di tipo finanziario, sul proprietario e gestore dell'opera.

Parallelamente, i modelli numerici nel campo delle risorse idriche hanno raggiunto negli ultimi anni un livello di performance nella rappresentazione della fenomenologia fisica, nonché in

termini di affidabilità tecnologica, da poter essere adottati come standard metodologico per svolgere questo tipo di studio. Nell'affrontare uno studio di impatto ambientale, i modelli numerici rappresentano quindi uno strumento da cui non si può più prescindere ai fini di garantire la qualità tecnica che deve necessariamente caratterizzare questo tipo di analisi e supportare le fasi di progettazione e gestione dell'opera in un quadro sostenibile in termini ambientali.

Più in particolare, l'utilizzo combinato dei dati di monitoraggio e degli strumenti di modellazione risulta essere l'approccio più efficace in termini costi benefici, fornendo da un lato i dati di osservazione necessari ad una dettagliata calibrazione dei modelli e dall'altro minimizzando il numero di campagne necessarie a caratterizzare il sito e l'impatto indotto, con un significativo risparmio economico.

Le attività di base di uno studio di impatto ambientale sono condotte attraverso un'integrazione dei dati storici e disponibili in letteratura con mirate campagne di monitoraggio finalizzate a colmare le eventuali lacune conoscitive, con particolare attenzione verso la variabilità delle specie e degli habitat presenti nel sito.

Lo studio di impatto ambientale viene quindi condotto con la precisa finalità di prevedere l'impatto (permanente e temporaneo, diretto ed indiretto) su specifiche specie vulnerabili in funzione delle differenti modalità di realizzazione e gestione del parco. Gli effetti includono anche la valutazione della possibilità di collisione mortale di uccelli e pipistrelli, cambiamenti negli habitat, riduzione della popolazione di alcune specie, disturbo alle rotte di migrazione, ecc...

## **2.11 I primi parchi eolici pilota in mare: Vindeby e Tunø Knob**

I primi progetti pilota di sfruttamento dell'energia eolica in mare sono stati realizzati in Danimarca agli inizi degli anni 90' quando l'industria eolica danese aveva già sparse migliaia di turbine in tutto il paese, allo scopo di studiarne la flessibilità tecnica ed economica, il reale rendimento e l'impatto ambientale, anche incoraggiati dai forti venti che dominano la parte Ovest della penisola dello Jutland provenienti dal Mare del Nord.

La prima installazione, risalente al 1991, si trova 1.5-3 km al largo della costa nord dell'isola di Lolland, vicino al villaggio di Vindeby in acque con profondità variabile dai 2,5-3m . E' composta da 11 turbine eoliche Bonus opportunamente modificate per l'ambiente marino, dalla potenza ciascuna di 450kW per un totale di quasi 5MW. Il diametro del rotore è di 35m e l'altezza della torre è 37,5m con un diametro alla base di 3,5m.

L'altra installazione risale al 1995 ed è situata a 3 km al largo dell'isola di Tunø e a 6 km dalla penisola dello Jutland. E' composta da 10 turbine Vestas da 500kW, che garantiscono una potenza massima di 5MW, come quella di Vindeby. Il diametro del rotore è di 39m, l'altezza della torre di 39m per un diametro di base di 3,5m.



*Figura 2.19, Visione aerea del parco eolico in mare di Tunø Knob.*

Queste turbine sono accessoriate di gru elettriche capaci di sollevare i componenti principali come le pale ed il generatore durante le operazioni di manutenzione, evitando la necessità di utilizzare una gru esterna su una chiatta di servizio. Inoltre queste ultime possono lavorare ad una velocità del 10% maggiore di quelle a terra seppure più rumorosamente, consentendo un'ottimizzazione del rendimento energetico del 5%. Ovviamente i criteri di valutazione della rumorosità limite a terra non sono più validi in mare, soprattutto se la distanza da riva è maggiore di 5 km.

Oltre alle modifiche citate sopra, è stato studiato il problema delle fondazioni per le turbine offshore che rappresenta tutt'oggi una sfida per gli ingegneri impegnati soprattutto a ridurne i costi elevati. Per entrambi i progetti pilota di Vindeby e Tunø Knob sono state usate fondazioni dirette.

L'installazione di questi due primi parchi pilota è stata sicuramente utile per affrontare i problemi di progetto, costruzione e mantenimento dell'opera e a consentirne lo studio dell'impatto ambientale. I dati che si sono raccolti definiscono importanti caratteristiche per i parchi offshore, nell'ambito:

- Fondazioni;
- Impatto ambientale;
- Potenzialità;
- Ventosità dei siti;

A tale riguardo i dati raccolti dalle centrali meteorologiche hanno permesso di verificare ed eventualmente ricalibrare il modello sviluppato per le condizioni a terra (WAsP), d'altra parte i risultati dei dati ottenuti durante il funzionamento dei parchi eolici ha evidenziato una produzione maggiore del 20% dovuta ai venti più forti di quelli on land ed ad una maggiore velocità del rotore. Uno studio condotto da Risø National Laboratory ha apportato un miglioramento della stima dei venti in mare e a ulteriori misurazioni tramite centraline in mare in potenziali siti danesi, al fine di redigere una mappa per la potenzialità offshore danese.

Infine, per quel che riguarda la valutazione di impatto ambientale, si vogliono rimarcare gli studi fatti sugli uccelli nel caso di Tunø Knob. Per un periodo di tre anni è stata osservata una popolazione locale di oche, contando la popolazione e prestando attenzione ai comportamenti durante il volo e si è giunti alla conclusione che non ci sono conseguenze rilevanti sulla loro vita dovute alla presenza delle installazioni offshore.

# **CAPITOLO III Meccanismo d'erosione attorno ai pali in ambiente marino ed equazioni di previsione del fenomeno**

## **3.1 Introduzione**

Tutte le volte che si prevede la realizzazione di un parco eolico in mare è bene tenere conto di quegli effetti morfologici localizzati in prossimità della base del palo, infatti a causa della presenza della struttura in ambiente marino, si vengono a creare delle situazioni nelle quali il fondale è investito da effetti riconducibili alla turbolenza libera o a circolazioni secondarie, le quali interagendo con il fondale, inducono vistosi fenomeni localizzati di scavo, che a loro volta si esaltano provocando effetti di rinforzo delle circolazioni secondarie che li hanno generati.

E' possibile descrivere le caratteristiche principali di questi fenomeni per mezzo di formule per lo più empiriche, che sono tuttavia utili per il dimensionamento di opere idrauliche.

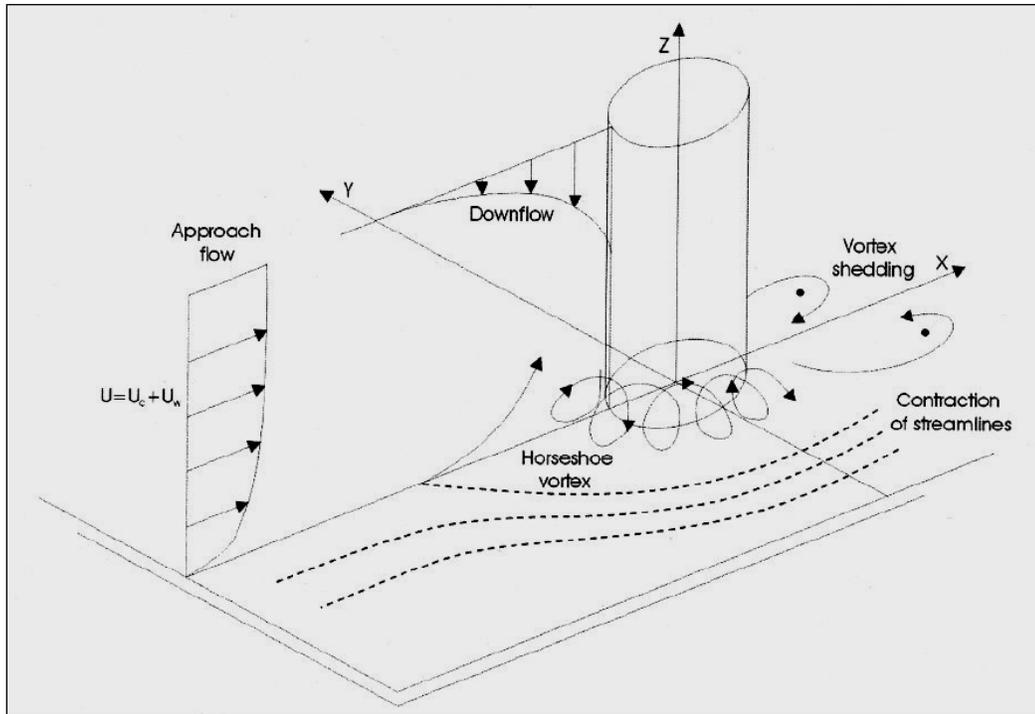
In questo capitolo viene illustrato nel dettaglio il fenomeno dello scavo localizzato alla base dei pali delle turbine eoliche, evidenziando in prima analisi il meccanismo di formazione dei vortici, dopodiché analizzando lo sviluppo della buca d'erosione sulla base di dati di letteratura, risultati empirici e test fisici di laboratorio.

## **3.2 Formazione dei vortici alla base del palo**

La presenza della palo di una turbina eolica nel mare, comporta una decelerazione del flusso stazionario nella parte a monte del palo con conseguente innalzamento del pelo libero.

La sovrappressione che si viene a creare innesca delle correnti discendenti (downflow) che si muovono verso il basso lungo il paramento a monte della palo, una volta che queste hanno raggiunto il fondale agiscono su di esso come un getto verticale e generano ai lati del palo una struttura vorticoso elicoidale ad asse orizzontale che assume la forma tipicamente denominata “ a ferro di cavallo” (horsehoe vortex) che è la causa principale dell'erosione del fondo nell'intorno dell'opera.

Nella parte posteriore della pila invece conseguentemente al distacco della vena liquida, si vengono a creare dei vortici ad asse verticale detti vortici di scia (wake vortices) che asportano il materiale o direttamente dal fondo a valle della palo o catturano quello messo in movimento dalle correnti discendenti o inglobato nei vortici a ferro di cavallo



*Figura 3.1, Rappresentazione schematica della formazione dei vortici*

L'insieme della combinazioni di questi fenomeni porta ad un aumento localizzato del trasporto, con conseguente erosione intorno al palo.

### **3.2.1 Vortici elicoidali in regime di corrente uniforme**

Per assistere alla nascita e allo sviluppo dei vortici elicoidali attorno ad un palo in regime di corrente uniforme sono necessarie due prerogative:

- l'esistenza di uno strato limite fluido di spessore  $\delta$ ;
- un inverso gradiente di pressione dovuto alla presenza del palo stesso.

Sotto queste due azioni il flusso in arrivo ruota seguendo una separazione tridimensionale o bidimensionale attorno al palo a seconda del valore del numero di Reynolds e si dissolve sottoflutto.

Le principali variabili che intervengono nel fenomeno sono:  $\delta, \rho, \mu, U$  e la geometria del palo, si evidenziano per tanto tre numeri adimensionali:

- Rapporto  $\frac{\delta}{D}$ : Il valore di questo rapporto governa la separazione dello strato limite e la conseguente formazione dei vortici. Se tale rapporto è piccolo, la separazione dello strato limite è ritardata, con formazione di un piccolo vortice a ferro di cavallo. Per valori

piccolissimi di tale rapporto invece, lo strato limite potrebbe anche non separarsi e quindi non ci sarebbe la formazione di vortici.

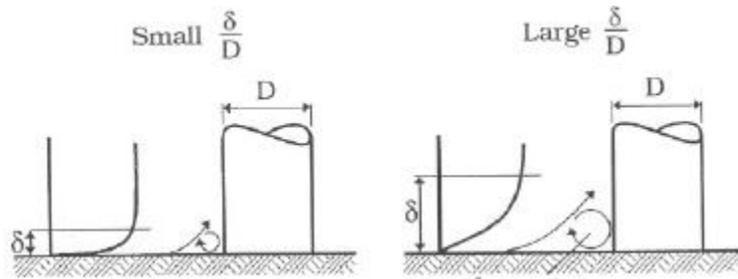


Figura 3.2, Dimensioni del vortice a ferro di cavallo in funzione del rapporto  $\delta/D$ .

- Numero di Reynolds  $R_e$ : come per il fattore precedente, per un numero di Reynolds basso (quindi alta viscosità), la separazione dello strato limite incontra maggiore resistenza e quindi si assiste ad un ritardo nella formazione del vortice a ferro di cavallo. Anche qui, per valori molto piccoli del numero di  $R_e$  può non verificarsi la separazione e quindi i vortici. Si deve però notare che in casi di regime turbolento, il ruolo del numero di Reynolds può invertirsi, cioè le dimensioni dei vortici possono decrescere come conseguenza del suo accrescimento.
- Geometria del palo: Questo parametro influenza il gradiente di pressione contrario, infatti un palo aerodinamico oppone meno resistenza al flusso e genera un gradiente di pressione minore di un palo a sezione quadrata, ad esempio. Quindi più il palo è aerodinamico minore è la dimensione dei vortici a ferro di cavallo e la conseguente erosione.

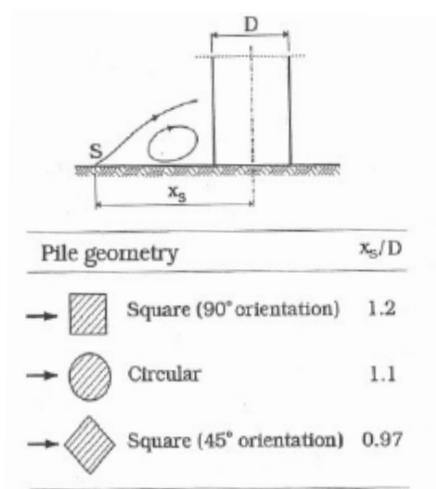
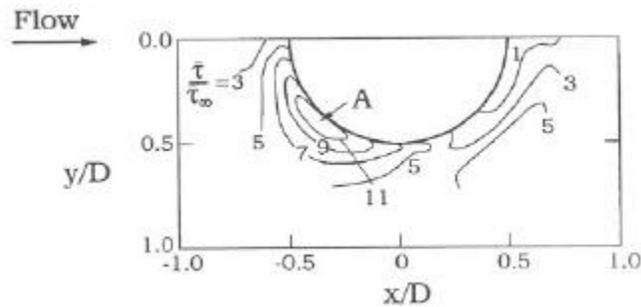


Figura 3.3, Influenza della forma del palo sulle dimensioni dei vortici.

L'azione combinata dei vortici a ferro di cavallo e della contrazione della vena fluida ai lati del palo sono la causa principale di un aumento dello stress di fondo che può essere cinque volte maggiore che nel caso indisturbato davanti al palo e fino a undici volte maggiore nella zona compresa tra la parte anteriore e la metà del palo, combinato ad un forte aumento del trasporto di sedimento davanti e lateralmente conduce in brevissimo tempo alla formazione della buca di erosione.



Figur 3.4, Valori dello stress di fondo intorno al perimetro del palo.

### 3.2.2 Vortici elicoidali in regime di moto ondoso

Nel caso di moto ondoso un parametro aggiuntivo, oltre a quelli di corrente uniforme, si rende molto importante nella valutazione dell'inizio dell'erosione attorno al palo. Questo parametro prende il nome di Numero di Keulegan-Carpenter ed è definito dalla seguente espressione:

$$KC = \frac{U_m T_m}{D} \quad (\text{eq. 3.1})$$

Con:

- $U_m$ : massimo valore della velocità orbitale al fondo;
- $T_m$ : periodo dell'onda.

Se la velocità orbitale è supposta variare in maniera sinusoidale secondo l'espressione

$$U = U_m \sin(\omega t) \quad (\text{eq. 3.2})$$

allora il numero KC sarà:

$$KC = \frac{2\pi a}{D} \quad (\text{eq. 3.3})$$

Dove:

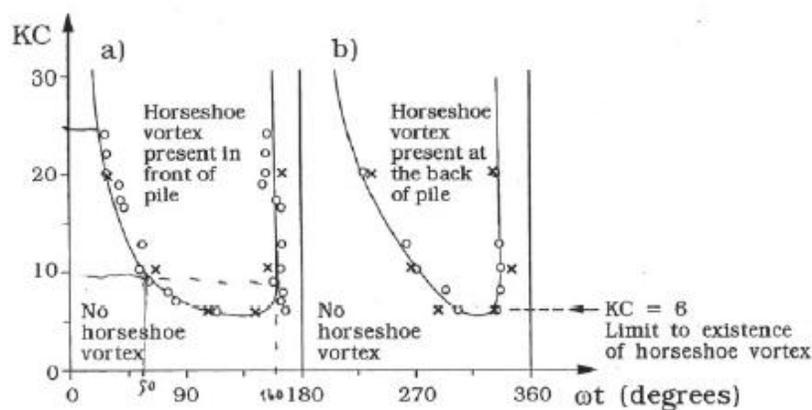
- $a = \frac{U_m T_m}{2\pi}$  è l'ampiezza del moto orbitale delle particelle sul fondo;

- $\omega = \frac{2\pi}{T_m}$  è la frequenza angolare.

Essendo il numero KC proporzionale all'ampiezza dell'onda e inversamente proporzionale al diametro, se il suo valore è molto piccolo significa che il movimento orbitale delle particelle di acqua è molto piccolo rispetto al diametro del palo ragion per cui i vortici a ferro di cavallo possono non manifestarsi poiché l'ampiezza del movimento non è sufficiente affinché lo strato limite si separi.

D'altra parte valori troppo grandi di tale parametro rivelano un'ampiezza del moto della particelle d'acqua tanto grande per cui per ogni metà periodo il flusso sembra costante. Per tale motivo e per tali valori di KC, ci si aspetta che i vortici a ferro di cavallo si comportino come nel caso di correnti uniformi.

La figura 3.5 mostra i risultati di Sumer (1997) riguardanti lo studio dell'esistenza dei vortici a ferro di cavallo in regime di moto ondoso davanti e dietro al palo. Si evidenzia il valore  $KC=6$  come quel valore soglia al di sotto del quale non si verificano vortici.



**Figura 3.5, Risultati di Sumer (1997) per lo studio dei vortici a ferro di cavallo**

La sovrapposizione di una corrente al moto ondoso, generando la corrente stessa al crescere della velocità incidente sul palo pressioni inverse sempre maggiori, porta ad una diminuzione del valore soglia relativo al numero KC e a una formazione della buca erosa maggiore.

La durata della vita di questi vortici è limitata dall'inversione di flutto tipico del moto ondoso: essi compaiono poco dopo l'inversione, vivono per un tempo pari alla metà del periodo, poi scompaiono, venendo letteralmente distrutti dall'inversione, a cui segue, durante il successivo metà periodo, la nascita di un nuovo vortice a ferro di cavallo dall'altra parte del palo. Come si è visto in precedenza, il vortice è accresciuto da una ampiezza sempre maggiore di  $\omega t$  e quindi di KC. Sempre facendo riferimento alla figura precedente, per un valore di  $KC=10$ , ad esempio, il

vortice si manifesta per  $\omega t = 50^\circ$  e scompare per  $\omega t = 160^\circ$  manifestando un vita complessiva di  $110^\circ$ , mentre per un valore superiore di  $KC = 25$ , i valori corrispondenti sono  $23^\circ$  e  $160^\circ$  per una vita totale di  $137^\circ$ . Naturalmente tale proporzionalità diretta tra  $KC$  e la durata della vita del vortice è connessa col fatto che il gradiente inverso di pressione necessario per la sua formazione si mantiene più a lungo durante metà ciclo con l'aumentare di  $KC$  poiché l'ampiezza del moto accresce anch'essa.

### 3.2.3 Vortici di scia

I vortici di scia sono quelle turbolenze che si generano nella parte posteriore del palo come conseguenza del distacco della vena fluida. Nel caso di correnti uniformi il fenomeno è ampiamente studiato e il distacco della vena fluida dipende essenzialmente da:

- Numero di Reynolds;
- Geometria del palo;
- Scabrezza relativa  $k_s / D$  (solo nel caso di palo ruvido, con  $k_s$  = scabrezza del palo).

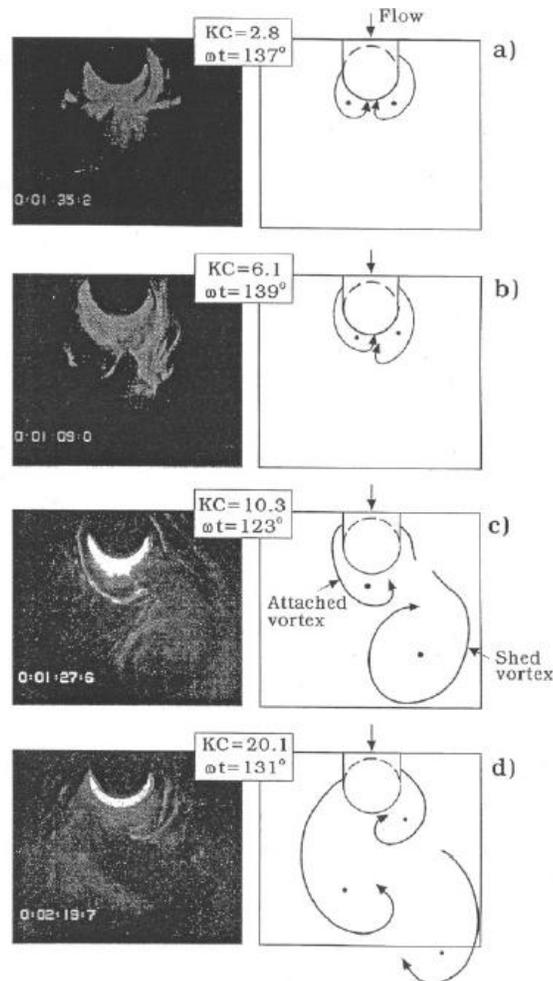


Figura 3.6, Formazione dei vortici di scia in funzione dei parametri ondosi

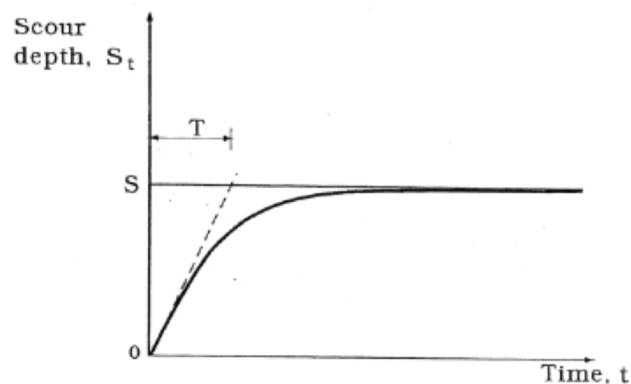
Nel caso invece in cui si abbia la presenza di onde, si ha una dipendenza dagli stessi parametri del caso di corrente uniforme con l'aggiunta del fattore predominante che è il Numero di Keulegan-Carpenter. Dalla figura 3.6 si possono identificare quattro diversi tipi di situazioni in relazione a KC:

- $2,5 \leq KC \leq 4$  : la separazione della vena nel lato posteriore del palo avviene sotto forma di una coppia di vortici simmetrici.
- $4 < KC < 6$  : non si osserva più una simmetria tra i due vortici nonostante questi rimangano attaccati.
- $6 < KC < 17$  : sopraggiunge il distacco dei vortici con un vortice che si distacca ogni mezzo periodo.
- $17 < KC < 23$  : anche qui si assiste ad un distacco, ma in questo range, di due vortici ogni mezzo periodo.

### 3.3 Erosione alla base dei pali delle turbine eoliche

I due più importanti parametri nello studio dell'erosione localizzata sono:

- Profondità di equilibrio  $S$ ;
- Tempo di sviluppo  $T$ .



*Figura 3.7, Tempo di sviluppo della buca di erosione.*

Il primo è la profondità alla quale il processo di incremento della buca si arresta ed è importante poiché indica, dato il tipo di struttura e il regime del flusso, la massima erosione raggiungibile. Questo parametro è fondamentale per progettare la fondazione e la protezione della struttura.

Il secondo è il tempo in cui si raggiunge la profondità di equilibrio e può essere espresso secondo la legge esponenziale negativa:

$$S_t = S \left( 1 - \exp \left( -\frac{t}{T} \right) \right) \quad (\text{eq. 3.4})$$

dove T è il tempo di sviluppo del processo, valutato come riportato nella figura 3.7.

### 3.3.1 Erosione con e senza trasporto di fondo

Parlando di trasporto solido è necessario introdurre il parametro di Shields definito come:

$$\mathcal{G} = \frac{V_f^2}{g(s-1)d} \quad (\text{eq.3.5})$$

Dove:

- $\tau_0$  è lo sforzo tangenziale al fondo per letto indisturbato (assenza di palo);
- $V_f = \sqrt{\tau_0 / \rho}$  è la velocità di attrito al fondo indisturbato ( nel caso di onde  $\tau_0$  deve essere sostituito da  $\tau_{max,0}$  massimo valore dello stress di fondo per letto indisturbato);
- g è l'accelerazione di gravità;
- s è il peso specifico relativo dei grani;
- d è il diametro dei grani.

$\mathcal{G}_{cr}$  è il valore critico del parametro di Shields corrispondente all'inizio del moto ed è funzione

del numero di Reynolds  $Re = \frac{dV_f}{\nu}$  e quindi anche della turbolenza.

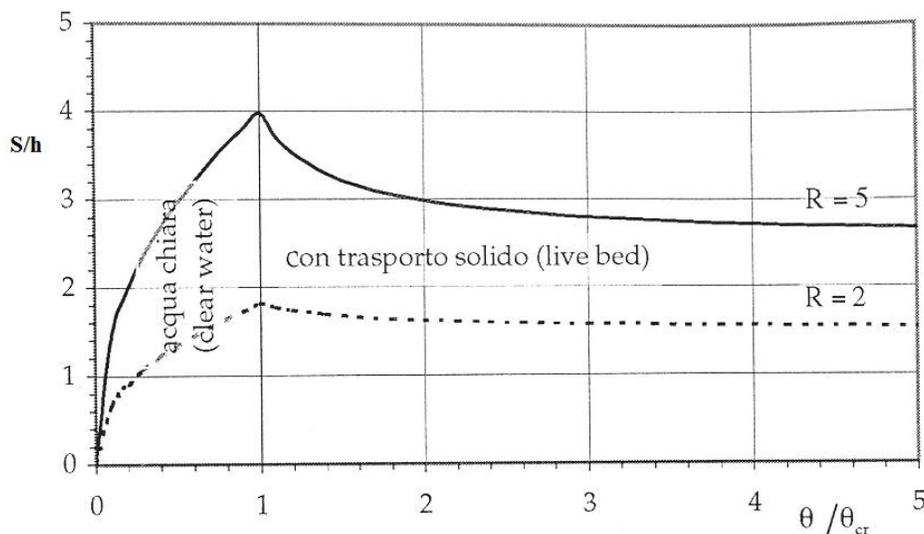


Figura 3.8, Scavo in acqua chiara e in presenza di trasporto solido

Nel caso di scavo in acqua chiara, la variazione della profondità di erosione con il parametro di Shields è più accentuata: essa accresce rapidamente da zero per un valore molto basso di  $\mathcal{G}$  fino al  $\mathcal{G}_{cr}$ . Nel caso invece di trasporto solido si osservano piccole variazioni della profondità della

buca erosa per i diversi valori di  $\mathcal{S}$ , questo perché ogni cambiamento di  $\mathcal{S}$  comporta un cambiamento nel trasporto e questi cambiamenti avvengono sia fuori che dentro la buca di erosione nella stessa quantità, causando eventualmente piccoli cambiamenti nella profondità di equilibrio.

### 3.3.2 Erosione attorno ad un palo soggetto a corrente uniforme

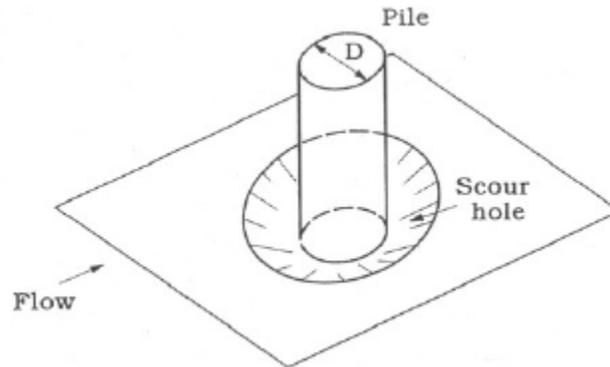


Figura 3.9, Scavo localizzato al piede del palo nel caso di corrente uniforme

In regime di corrente uniforme l'elemento chiave del processo di erosione è rappresentato dai vortici a ferro di cavallo, che portando il sedime in sospensione, si combinano con l'effetto della contrazione della vena fluida ai lati del palo, erodendo il fondale intorno alla struttura.

Il concetto di buca erosa attorno ad un palo sotto l'azione di una corrente uniforme è stato largamente investigato, soprattutto nel contesto delle pile dei ponti su fiumi. L'inclinazione della buca erosa presenta una forma a tronco di cono con due diverse inclinazioni sopraflutto e sottoflutto: la prima è circa uguale all'angolo di attrito interno, mentre la seconda è sensibilmente meno ripida (Figura 3.10).

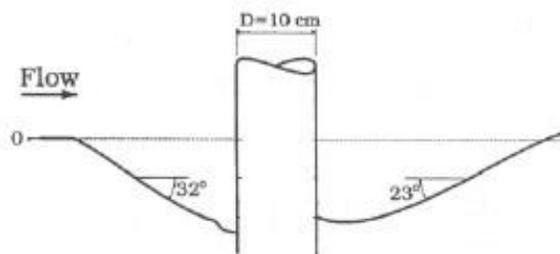


Figura 3.10, Sezione della buca di erosione intorno al palo

La buca che si genera ha la parte più profonda davanti al palo e rispetto ad essa si fa riferimento quando si parla di profondità di erosione, la parte posteriore invece, è soggetta ad una “zona d'ombra” nella quale l'azione dei vortici è minore, così come l'erosione stessa.

Dalle ricerche e degli studi fatti nel corso degli anni è emerso chiaramente che la profondità della buca di erosione  $S$  dipende dai seguenti sei parametri:

- Parametro di Shields  $\vartheta$ : nel caso in acqua pulita si assiste ad un rapido aumento della profondità di erosione con l'aumentare del parametro di Shields, mentre nel caso di trasporto solido, per valori del parametro appena sopra al valore critico, la profondità della buca erosa diminuisce significativamente dopo avere raggiunto un massimo, questo a causa del suo riempimento da parte del sedime trasportato dalla corrente a monte del palo. Se però si aumenta ulteriormente il parametro  $\vartheta$ ,  $S$  raggiunge un altro picco.
- Uniformità del sedimento  $\sigma_g$ : la ricerca di Ettema (1976) mostra in assenza di trasporto solido come  $S$  diminuisca notevolmente con l'aumentare della disomogeneità del sedime. Maggiore è la disomogeneità delle dimensioni del sedime, minore è la buca erosa.
- Rapporto tra spessore dello strato limite e diametro del palo  $\frac{\delta}{D}$ : i dati ottenuti da Melville e Sutherland (1988) mostrano che all'aumentare di tale rapporto, aumenta anche la profondità della buca erosa; in particolare, poiché  $\delta$  è tanto maggiore quanto maggiore è la profondità del fluido, si può concludere che la buca erosa aumenta, a parità di velocità di corrente, con l'aumentare della profondità dell'acqua.
- Rapporto tra il diametro del palo e dimensioni del sedimento  $D/d_{50}$ : da studi fatti da Melville e Sutherland, i sedimenti che sono grandi rispetto al diametro del palo limitano la profondità dell'erosione. Nel caso estremo in cui le dimensioni del sedimento sono comparabili con quelle del palo, la corrente e i vortici a ferro di cavallo vengono distrutti nelle vicinanze del palo dalla presenza del sedimento stesso.
- Fattore di forma: Sumer, Christiansen e Fredsøe (1993) hanno trovato che il rapporto  $S/D$  è pari a 1,3 nel caso di palo circolare e uguale a 2 nel caso quadrato. Questo è dovuto in parte ai vortici a ferro di cavallo (più grandi sono, maggiore sarà la profondità) e in parte all'estensione della parte interessata dalla contrazione della vena fluida (maggiore è l'area, maggiore è la profondità della buca erosa).
- Fattore di allineamento: l'allineamento della pila con la corrente influenza sia la pressione inversa che la formazione dei vortici: maggiore è l'angolo di incidenza, maggiore sarà la pressione inversa che il palo esercita con la sua presenza, quindi maggiori vortici maggiore profondità di erosione.

Dalle considerazioni fatte nei paragrafi riguardanti il flusso attorno a pali snelli, pare evidente come anche il numero di Reynolds, per il quale era evidenziata l'influenza dei vortici, debba avere un'incidenza non trascurabile nella profondità della buca erosa ciò nonostante, non ci sono tests a riguardo.

### 3.3.3 Erosione intorno ad un palo soggetto ad onde

Nel caso di onde i vortici a ferro di cavallo mutano considerevolmente la loro vita e il distacco della vena liquida agisce come una turbolenza che ogni metà periodo contribuisce al trasporto di materiale lontano dal palo e quindi all'erosione.

Come si è visto nel caso di onde, entrambe questi processi sono governati dal numero di Keulegan-Carpenter  $KC = \frac{U_m T_m}{D}$  che è il fattore di maggiore influenza. Gli altri fattori sono gli stessi elencati nel caso di corrente uniforme.

Col crescere di  $KC$ , i vortici di scia accrescono in lunghezza e una parte sempre maggiore di fondale è interessata dalla loro azione erosiva, così come per i vortici a ferro di cavallo, che hanno una durata di vita maggiore tanto più grande è  $KC$ .

Entrambi questi effetti dell'incremento del numero di Keulegan-Carpenter portano ad un aumento della profondità di erosione, si può dire che nel caso di onde, essa aumenta al crescere di  $KC$ .

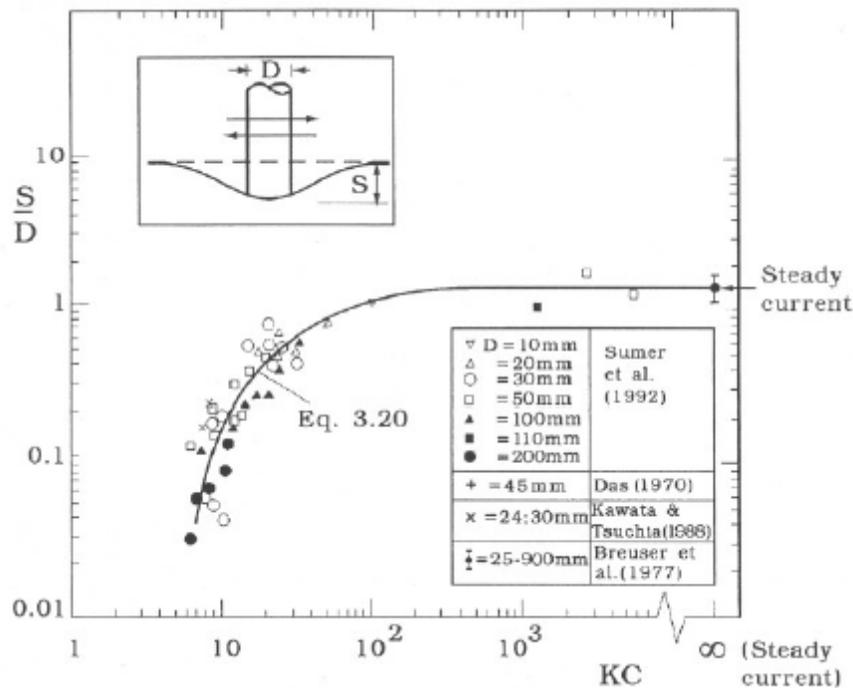


Figura 3.11, Analisi sperimentale di Sumer (1997)

Dagli esperimenti di Sumer (figura 3.11) si vede come  $S$  tenda ad un valore costante per  $KC \rightarrow \infty$ , questo è dovuto a due cause: la prima è che i vortici dietro al palo, vista la loro limitata lunghezza, devono tendere ad un massimo effetto, la seconda è che per valori molto alti di  $KC$ , i vortici a ferro di cavallo hanno una vita paragonabile a quella di una corrente uniforme. Visto che questo valore costante è lo stesso che si ottiene per correnti uniformi ( $S/D \rightarrow 1,3$  se  $KC \rightarrow \infty$ ) si può concludere che all'equilibrio sulla buca di erosione contribuiscono principalmente i vortici a ferro di cavallo. Per bassi valori di  $KC$  ( $KC < 10$ ), visto che i vortici a ferro di cavallo sono molto piccoli, il processo di sviluppo della buca è strettamente legato ai vortici relativi al distacco della vena fluida dietro al palo.

Sempre relativamente alla figura 3.11, Sumer dà la seguente relazione empirica per le condizioni di trasporto solido:

$$KC \geq 6 \rightarrow \frac{S}{D} = 1,3\{1 - \exp[-0,03(KC - 6)]\} \quad (\text{eq. 3.6})$$

Sumer e Fredsøe (2001) hanno studiato sperimentalmente l'influenza delle onde irregolari sulla buca erosa. Per classificare le altezze d'onda generate in sito è stato utilizzato lo spettro di JONSWAP. Nel caso di onde irregolari il numero di Keulegan-Carpenter può essere valutato in diversi modi:

$$\checkmark \quad KC = \frac{U_m T_z}{D}$$

$$\checkmark \quad KC = \frac{U_m T_s}{D}$$

$$\checkmark \quad KC = \frac{U_s T_z}{D}$$

$$\checkmark \quad KC = \frac{U_m T_p}{D}$$

$$\checkmark \quad KC = \frac{U_s T_p}{D}$$

$$\checkmark \quad KC = \frac{U_s T_s}{D}$$

Qui  $U_m = \sqrt{2\sigma_U}$ , dove  $\sigma_U$  è la varianza del valore della velocità orbitale sul fondo definita da:  $\sigma_U^2 = \int S(f)df$ ,  $S(f)$  è lo spettro di energia di  $U$  e  $f$  la frequenza.  $U_s = 2\sigma_U$  può essere interpretata come la velocità dell'ampiezza significativa, relativa alla metà dell'altezza

significativa. Per quel che riguarda i periodi,  $T_z, T_s, T_p$  sono rispettivamente il medio zero-upcrossing, il periodo significativo e il periodo di picco.

Gli autori hanno calcolato  $S/D$  con la relazione 3.6. con i sei diversi valori di KC sopra elencati

e hanno trovato che  $KC = \frac{U_m T_p}{D}$  è la definizione che dà i migliori risultati. In definitiva la

profondità della buca erosa nel caso di onde irregolari può essere prevista secondo l'equazione 3.6, ricordando di calcolare il valore di KC come sopra. Si noti che nel caso di onde regolari KC è più piccolo che nel caso di onde irregolari.

### 3.3.4 Buca di erosione nel caso di onde e correnti combinate

Se indichiamo con  $U_c$  e  $U_w$  rispettivamente la velocità della corrente e delle onde,

$U_{cw} = \frac{U_c}{U_c + U_m}$  è un indice che pesa l'importanza della corrente rispetto alle onde. In questo

caso il numero KC corretto assume la forma di  $KC_{wc} = KC \cdot \left(1 + \frac{U_c}{U_c + U_m}\right)$ .

Nella figura 3.12 rappresentante lo studio di Sumer e Fredsøe (2001) per onde che si propagano nello stesso verso della corrente, si vede la profondità d'equilibrio della buca erosa in presenza di onde e correnti. Da essa si traggono le seguenti conclusioni:

- I dati raccolti rivelano che il rapporto  $\frac{S}{D}$  segue l'andamento dell'equazione di Sumer se  $U_{cw} \rightarrow 0$  e cioè nel caso di sole onde, mentre assume i valori descritti nella letteratura nel caso di corrente uniforme quando  $U_{cw} \rightarrow 1$  e cioè per sola corrente.
- Dai dati emerge che per piccoli valori di KC anche una debole corrente sovrainposta alle onde genera una maggiore buca erosa, questo come conseguenza di forti vortici a ferro di cavallo davanti al palo anche in presenza di una lieve corrente.
- Come si vede dalla figura 3.12 la profondità della buca erosa è dominata dalla corrente nel caso  $U_{cw} \geq 0,7$ , questo perché i vortici di distacco della vena liquida scompaiono per valori così alti della corrente quindi il flusso sarà uguale al flusso nel caso di corrente uniforme.

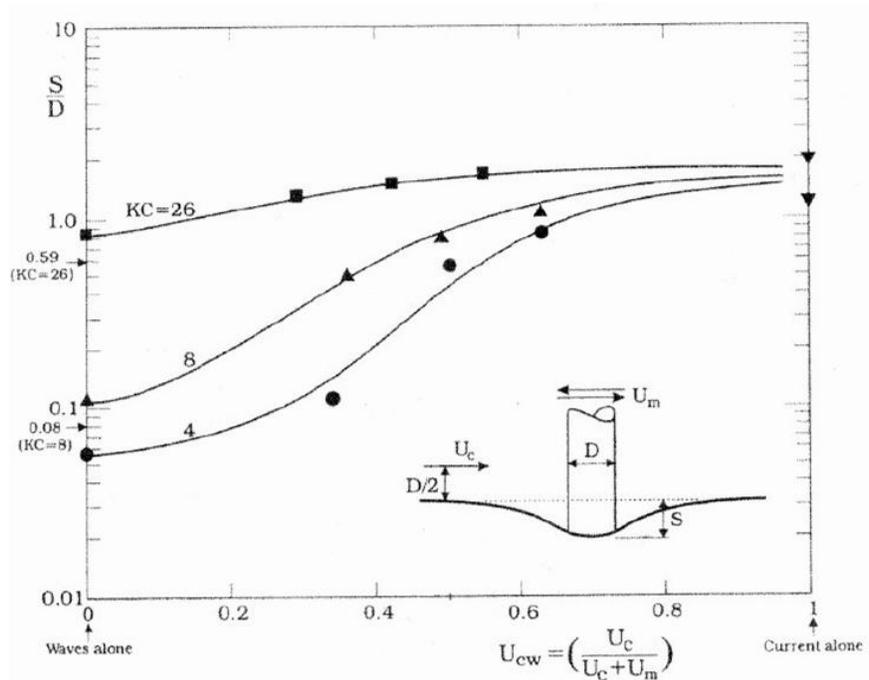


Figura 3.12,  $S/D$  per onde e correnti all'equilibrio (Sumer & Fredsøe 2001)

- L'evoluzione della buca erosa nei due casi limite  $0 \leq U_{cw} \leq 1$  dimostra quanto segue: la separazione dei vortici (maggiore responsabile del processo di erosione nel caso di piccoli numeri di KC) non è molto influenzata dalla presenza della corrente nel caso di regime dominato dalle onde, ragion per cui la direzione della corrente non è un fattore significativo nella profondità della buca erosa. Nel regime dominato dalla corrente la direzione non sarà nuovamente importante perché i vortici a ferro di cavallo, maggiori responsabili dello scavo in tale caso, saranno poco disturbati dalla presenza delle onde

### 3.3.5 Influenza delle onde non lineari

Le onde non lineari si comportano in altro modo: le oscillazioni sinusoidali si trasformano in asimmetriche non appena l'onda inizia a sentire il fondo, per cui l'erosione intorno al palo potrebbe essere differente a seconda della sua posizione e quindi secondo le caratteristiche locali dell'onda.

Dagli esperimenti fatti variando la posizione del palo, si è notato che la stima di  $S$  con  $KC$  coincide con quella descritta dalla relazione di Sumer (eq. 3.6).

### 3.3.6 Buca erosa nel caso di onde frangenti

Nel set di esperimenti condotti da Carreiras nel 2000 allo scopo di investigare l'effetto delle onde frangenti sulla buca erosa alla base di un palo, il modello è stato spostato in diverse posizione rispetto al punto di rottura delle onde in una battigia con inclinazione di 1:20. Due tests con palo

al largo rispetto al punto di rottura, due con palo a riva e uno con palo esattamente al punto di rottura hanno permesso di osservare che la posizione del palo e la formazione di ripples hanno un'influenza tutt'altro che trascurabile sull'evoluzione della buca. In particolare, negli esperimenti in cui il palo è offshore rispetto al punto di rottura delle onde, la buca di erosione all'equilibrio sembra essere ben rappresentata dall'equazione 3.6 di Sumer. Negli altri tre esperimenti l'erosione alla base del palo è altamente influenzata dalla formazione dell'accumulo di sabbia pochi minuti dopo l'inizio del test. Anche per alti valori di  $KC$ , il disegno della buca erosa cambia completamente quando il palo è posizionato o nella zona onshore o offshore o nel punto di rottura stesso.

L'influenza di onde frangenti sull'erosione alla base di pali è stata investigata da Bijker e de Bruyn nel 1988 portando alla conclusione che mentre  $S$  decresce nel caso di onde non frangenti sovrapposte a corrente, accresce per onde frangenti e la buca erosa può essere fino a 1,46 volte maggiore che nel caso di corrente sola. Considerando che la combinazione di onde e correnti porta sempre a una diminuzione del valore di  $S$  rispetto al caso di sola corrente, la conclusione tratta è che l'aumento di 1,46 è dovuto al frangimento dell'onda avente una maggiore velocità orbitale. Tuttavia su tale conclusione non tutti si trovano d'accordo.

### **3.4 Pali larghi soggetti a correnti unidirezionali e di marea ed equazioni di previsione della profondità di scavo**

Secondo la definizione data nel libro "The Mechanics of scour in the marine environment" (2002), si definisce palo largo in regime ondoso quel palo il cui rapporto  $D/L > 0.1$  ( $L$  = lunghezza d'onda) poiché si considera che in tali casi il fenomeno della diffrazione non sia più trascurabile. Nel caso in cui non siano presenti onde, si dice che il rapporto  $h/D$  tra la profondità dell'acqua e il diametro del palo deve essere minore di 1,5.

La maggior parte delle equazioni empiriche che predicono la profondità della buca erosa forniscono dei risultati che sovrastimano il problema se si tratta di strutture per le quali il rapporto tra profondità dell'acqua e diametro è troppo piccolo affinché i vortici della turbolenza si sviluppino completamente: questo è appunto il caso dei pali larghi. Gli studi che hanno investigato la relazione tra profondità della buca erosa  $S$  e il rapporto  $h/D$  hanno portato alla conclusione che essi sono indipendenti solo per  $h > 2D$ . Prendiamo di seguito in esame alcune formule che tengono conto del problema dei pali larghi.

Le tre relazioni di seguito riportate, sono quelle meglio calibrate e più utilizzate al momento, confrontando la situazione del prototipo con i risultati che esse forniscono, nel complesso la sovrastima non supera il 10-30 %.

Un'osservazione che va fatta è che tutti gli studi menzionati di seguito riguardano l'erosione attorno ai pali per sedimenti poco coesivi, uno studio del problema per sedimenti coesivi è ancora nella sua fase iniziale.

### 3.4.1 Equazione CSU/HEC-18

Questa equazione nella sua più recente versione è stata rivista da Richardson & Davis (2001) ed è finalizzata alla valutazione dell'erosione alla base delle pile dei ponti.

L'equazione, che è valida sia in presenza che in assenza di trasporto solido e fornisce la massima profondità della buca come:

$$\frac{S}{D} = 2.0 \cdot K_1 K_2 K_3 K_4 \cdot \left( \frac{h}{D} \right)^{-0.35} Fr^{0.43} \quad (\text{eq. 3.7})$$

dove si è indicato con:

- $K_1$  il fattore di correzione per la forma del palo;
- $K_2$  il fattore di correzione per l'angolo di incidenza del flusso sul palo;
- $K_3$  il fattore di correzione che tiene conto delle condizioni del fondale;
- $K_4$  il fattore che tiene conto delle dimensioni del sedimento;
- $Fr$  il Numero di Froude.

Per un palo circolare sul quale il flusso è incidente con un angolo di  $90^\circ$ ,  $K_1 = 1.0$  e  $K_2 = 1.0$ . Il fattore di correzione  $K_3$  è giustificato dal fatto che, per condizioni di letto piatto, tipiche di molte situazioni di fiumi su cui son costruiti ponti, l'erosione massima può essere fino ad un 10% maggiore di quella stimata con l'equazione 3.7. Nella situazione frequente di formazione di ampie dune, l'erosione massima può arrivare ad essere maggiore del 30% rispetto al valore predetto o nel caso di dune minori, di un 10-20%. Infine, per una configurazione del letto del fiume di antidune, il valore reale potrà essere un 10% più grande di quello calcolato.

La tabella 3.1 schematizza i valori di  $K_3$  in funzione delle forme di fondo.

Per quel che riguarda il fattore di correzione  $K_4$  esso influisce sulla diminuzione dell'erosione per particelle di sedime che hanno un  $d_{50}$  maggiore o uguale a 2.0mm e un  $d_{95}$  maggiore o uguale a 20mm. Una stima del fattore  $K_4$  è data di seguito:

- Per  $d_{50} < 2mm \cup d_{95} < 20mm \rightarrow K_4 = 1.0$

- Per  $d_{50} \geq 2mm \cap d_{95} \geq 20mm \rightarrow K_4 = 0.4 \cdot U_*^{0.15}$

$$\text{Con } U_* = \frac{U - U_{ic,d_{50}}}{U_{c,d_{50}} - U_{ic,d_{50}}}$$

Dove  $U_{ic,d_{50}} = 0.645 \cdot \left(\frac{d_{50}}{D}\right)^{0.053} U_{c,d_{50}}$  è la velocità della corrente per la quale si ha un inizio della formazione della buca con una dimensione dei grani  $d_{50}$  e con  $U_{c,d_{50}} = K_u h^{1/6} d_{50}^{1/3}$  che è la velocità critica della corrente in corrispondenza della quale inizia il moto dei sedimenti di dimensioni pari a  $d_{50}$ .  $K_u$  è una costante che vale 6.19. Il minimo valore che  $K_4$  può assumere è 0.4.

Se le forme di fondo non sono particolarmente rilevanti e se i grani rientrano nell'intervallo  $d_{50} < 2mm \cup d_{95} < 20mm$ , allora solo  $K_3$  differirà dall'unità.

Forme di Fondo	Altezza forme di fondo (m)	$K_3$
Assenza trasporto solido	Inesistente	1.1
Letto piatto e antidune	Irrilevante	1.1
Dune piccole	$3 < x \leq 0.6$	1.1
Dune media	$9 < x \leq 3$	1.1-1.2
Dune grandi	$\geq 9$	1.3

*Tabella 3.1, Valori di  $K_3$  per le diverse forme di fondo*

E' inoltre emerso che nei casi di laboratorio che hanno portato alla redazione della formula, il rapporto tra la profondità dell'acqua e il diametro del palo  $h/D$  è spesso meno di 1.0, da cui si può concludere che l'equazione è applicabile a pali larghi.

### 3.4.2 Equazione di Breusers

Risulta anche interessante notare come nei Paesi Bassi i ricercatori preferiscano usare la tangente iperbolica, come appare nell'equazione di Breusers:

$$\frac{S}{D} = k \cdot \tanh\left(\frac{h}{D}\right) \quad (\text{eq.3.8})$$

La tangente iperbolica, infatti, sembra ben rispecchiare la relazione con la larghezza del palo. Per pali sottili,  $D/h < 1$ , la tangente iperbolica di  $h/D$  è circa uguale a 1 e la profondità della buca può

essere facilmente ottenuta da:  $S \approx kD$ . Per pali larghi, invece,  $D/h > 1$ , la tangente iperbolica di  $h/D$  è circa uguale a  $h/D$  e la profondità della buca quindi è data da:  $S \approx kh$ .

### 3.4.3 Equazione di Sheppard

Il primo che cercò di capire le ragioni degli errori nelle equazioni di previsione del fenomeno dell'erosione alla base dei pali è stato J. Sterlin Jones, effettuando una serie di esperimenti in sito su pali larghi con sabbie molto fini. La sua conclusione fu che il problema dei pali larghi non ha tanto a che fare con l'altezza di acqua relativa  $h/D$ , quanto piuttosto con la mancanza di un'adeguata scala sui sedimenti nei test di laboratorio; infatti, i dati di laboratorio sui quali praticamente tutte le equazioni empiriche si basano, mettono adeguatamente in scala il rapporto  $h/D$ , ma non le dimensioni del sedimento. Poiché le forze di coesione tra le particelle diventano significanti quando il loro diametro è minore di 0.074mm, raramente in laboratorio si sono usati sedimenti di dimensioni inferiori a 0.1mm, anzi molti esperimenti di laboratorio sono stati svolti con sedimenti di 5mm, mentre le dimensioni delle strutture sono state adeguatamente messe in scala.

In conclusione, tra i numerosi parametri adimensionali che influenzano all'equilibrio le dimensioni dell'erosione, Sheppard ha evidenziato le più importanti per pali circolari che sono:  $h/D$ ,  $U/U_c$  e  $D/d_{50}$ . L'equazione di Sheppard include anche il rapporto tra le dimensioni della struttura e quelle del sedimento e perciò può essere correttamente applicata al caso di pali larghi.

La velocità critica  $U_{cr}$  è la velocità per la quale sopraflutto inizia il moto delle particelle di diametro  $d_{50}$  in presenza di letto piatto; se si è nel caso di trasporto solido, a quelli sopraaccitati si aggiunge un ulteriore parametro adimensionale:  $U_{ip}/U_{cr}$ , dove  $U_{ip}$  è la velocità sopraflutto in corrispondenza della quale il letto diventa piatto; questa è anche assunta come la velocità per la quale si ha il picco di erosione in presenza di trasporto solido. Per esigenze di progetto la profondità dell'erosione locale può essere stimata con la formule ridotte riportate di seguito che nella loro ultima revisione del 2003 si presentano nella forma seguente:

- In assenza di trasporto solido  $\left( 0.45 \leq \frac{U}{U_c} \leq 1.0 \right)$

$$\frac{S}{D} = K_s 2.5 f_1 \left( \frac{h}{D} \right) f_2 \left( \frac{U}{U_c} \right) f_3 \left( \frac{D}{d_{50}} \right)$$

Con  $K_s$  = coefficiente di correzione di forma

$$f_1\left(\frac{h}{D}\right) = \tanh\left[\left(\frac{h}{D}\right)^{0.4}\right]$$

$$f_2\left(\frac{U}{U_c}\right) = 1 + \frac{0.25 \ln(U/U_c)}{(U/U_c)^2}$$

$$f_3\left(\frac{D}{d_{50}}\right) = \frac{2.95}{2.5 \exp\left[0.45\left(\log_{10}\left(\frac{D}{d_{50}}\right) - 1.64\right)\right] + 0.45 \exp\left[-2.5\left(\log_{10}\left(\frac{D}{d_{50}}\right) - 1.64\right)\right]}$$

- In presenza di trasporto solido  $\left(1.0 < \frac{U}{U_c} \leq \frac{U_{lp}}{U_c}\right)$

$$\frac{S}{D} = K_s f_1 \left[ 2.2 \left( \frac{U - U_c}{U_{lp} - U_c} \right) + 2.5 f_3 \left( \frac{U_{lp} - U}{U_{lp} - U_c} \right) \right]$$

- Se  $\frac{U}{U_c} > \frac{U_{lp}}{U_c}$ , allora si può utilizzare:

$$\frac{S}{D} = K_s 2.2 \tanh\left[\left(\frac{h}{D}\right)^{0.4}\right] \quad (\text{eq. 3.9})$$

L'equazione 3.9 di Sheppard è quella che dà i migliori risultati di predizione del fenomeno di erosione sia in presenza che in assenza di trasporto solido. Tale equazione include la tangente iperbolica per il rapporto  $h/D$  conferendo continuità al problema dei pali snelli e dei pali larghi, ma il vantaggio che essa offre va visto piuttosto nella presenza del parametro di scala del sedimento  $D/d_{50}$  che come evidenziò per primo J. Sterlin Jones è quello che ha un peso maggiore nel problema dei pali larghi e del parametro  $U/U_{cr}$ .

### 3.4.4 Equazioni presenti in letteratura

Autore	Anno	Formula	<i>tabella 3.2</i>
Laursen & Toch	1956	$\frac{S}{D} = 1,5 \left( \frac{h}{D} \right)^{0,3}$	
Laursen	1963	$\frac{S}{D} = 1,34 \left( \frac{h}{D} \right)^{0,5}$	
Shen et al.	1969	$\frac{S}{D} = 3,4 \left( \frac{U_c}{\sqrt{gD}} \right)^{0,66}$	
Coleman	1971	$\frac{S}{D} = 0,54 \left( \frac{h}{D} \right)^{0,19} \left( \frac{U_c}{\sqrt{gh}} \right)^{1,19} h^{0,41}$	
Hancu	1971	$\frac{S}{D} = 3,3 \left( \frac{d}{D} \right)^{0,2} \left( \frac{h}{D} \right)^{0,13}$	
Breusers et al.	1977	$\frac{S}{D} = k \tanh \left( \frac{h}{D} \right)$	
Qadar	1981	$\frac{S}{D} = 1,33 D^{-0,36}$	
Jain	1981	$\frac{S}{D} = 1,41 \left( \frac{h}{D} \right)^{0,3} \left( \frac{U_c}{\sqrt{gh}} \right)^{0,25}$	
Sumer et al.	1992	$\frac{S}{D} = 1,3$	
Ansari & Qadar	1994	$\frac{S}{D} = 3,6 D^{-0,6} \quad (D > 2.2m)$	
Melville & Coleman	2000	$\frac{S}{D} = \frac{K_{hd} K_l K_d K_s K_\theta}{D}$	
Jones & Sheppard (trasporto solido)	2000	$\frac{S}{D} = c_2 \left( \frac{U_{lp} - U}{U_c} \right) + c_3$	
Richardson & Davis (HEC-18)	2001	$\frac{S}{D} = 2,0 K_1 K_2 K_3 K_4 \left( \frac{D}{h} \right)^{-0,35} Fr^{0,43}$	
Sheppard (trasporto solido)	2003	$\frac{S}{D} = K_s f_1(h, D) \left[ 2,2 \left( \frac{U - U_c}{U_{lp} - U_c} \right) + 2,5 f_3(D, d_{50}) \left( \frac{U_{lp} - U}{U_{lp} - U_c} \right) \right]$	

### **3.5 La mancanza di studi sugli effetti delle correnti di marea**

Esistono numerosi studi incentrati sulla valutazione dell'erosione alla base di pali in acque basse soggetti a correnti unidirezionali, mentre sono meno studiati, invece, i casi di pali soggetti a correnti di marea: lo studio più recente è riportato da Escarameia (1988) che, sulla base di pochi esperimenti (che peraltro non tengono conto di molti parametri) conclude che il flusso generato durante un ciclo di marea ha come risultato delle erosioni minori di quelle che si generano per correnti unidirezionali. A supporto di questa tesi si afferma che una parte dell'erosione verificatasi nel primo ciclo di marea, viene colmata dai sedimenti trasportati successivamente nel secondo ciclo "di ritorno".

#### **3.5.1 Proprietà della marea**

La variazione del livello di marea nel corso del tempo si può considerare come un fenomeno oscillante, risultante dall'interazione di un gran numero di termini periodici semplici (maree parziali), ciascuno con periodi, ampiezze e fasi costanti.

Nella rappresentazione armonica delle maree, l'evoluzione del livello è la somma di tante onde sinusoidali semplici del tipo  $h = a \cos (At + B)$ , in cui "A" è la pulsazione di marea che dipende dalle condizioni astronomiche considerate e pertanto risulta costante nel tempo per ogni località, mentre "a" e "B" sono rispettivamente l'ampiezza e la fase, non prevedibili astronomicamente, variabili da luogo a luogo e deducibili solo dall'analisi di lunghe serie di osservazioni. Note le costanti armoniche è possibile prevedere (previsione armonica delle maree) l'andamento di marea nel tempo per ogni luogo.

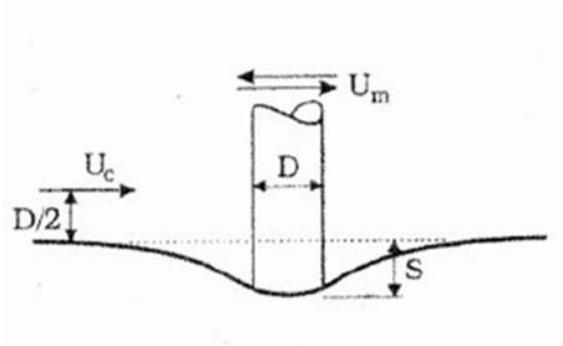
L' ampiezza di marea é data dal dislivello tra alta e bassa marea e dipende dalle reciproche posizioni Terra – Luna –Sole. Le maree possono essere considerate come onde estese con periodo di 12h e 25min e lunghezza d'onda pari a circa una semicirconferenza terrestre.

Le correnti di marea, presentano due componenti di velocità che variano anch'esse sinusoidalmente con intensità crescente fino ad un picco e quindi calante fino a diventare negative e ad invertirsi raggiungendo un massimo negativo. Il vettore velocità descrive in genere in un punto una figura ellittica durante un ciclo di marea completo.

#### **3.5.2 Evoluzione della buca per correnti di marea**

Nel caso di correnti di marea, durante la prima metà del ciclo, l'evoluzione della buca di erosione è del tutto analoga a quella delle correnti unidirezionali, appena il flusso si inverte, però, si assiste ad un parziale ri-riempimento della buca nella parte posteriore al palo (parte anteriore nel metà ciclo precedente) e ad un avanzamento dell'erosione nella parte anteriore (parte posteriore nel

metà ciclo precedente) e quindi anche ad un'inversione della zona nella quale si forma la “coda” di erosione.



*Figura 3.13, Sezione longitudinale della buca d'erosione in condizioni di corrente di marea*

Il susseguirsi di tale meccanismo porta ad un allargamento bi-direzionale della buca erosa (figura 3.13) che assume una forma simmetrica ed è abbastanza difficile notare una “coda” di erosione.

### **3.5.3 Lo studio di Escarameia**

Lo studio di Escarameia (1988) per correnti di marea è supportato da una serie di test di laboratorio svolti a Wallingford (UK) per capire l'evoluzione dell'erosione alla base di strutture larghe sotto l'influenza dei seguenti parametri:

- Inversione della corrente;
- Periodo della marea;
- Profondità dell'acqua;
- Forma delle strutture;
- Dimensioni del sedimento.

Le profondità della buca erosa sono, per definizione, le maggiori registrate nel corso degli esperimenti. E' di fondamentale importanza notare come, mentre per correnti unidirezionali la profondità massima sia anche la profondità di equilibrio, in quanto la buca cresce col passare del tempo fino a stabilizzarsi, per correnti di marea la massima profondità può non coincidere con la profondità di equilibrio che si raggiunge quando la buca si stabilizza attorno ad un valore costante. E' stato osservato nei test che i tempi e le condizioni in cui si raggiunge la massima erosione sono abbastanza imprevedibili nel caso di correnti di marea.

Escarameia ha concluso che da un confronto tra i risultati per correnti unidirezionali e correnti di marea si è evidenziato come le profondità di equilibrio raggiunte nel secondo caso siano sempre sostanzialmente minori che nel primo. Inoltre uno dei parametri fondamentali che ha richiesto particolare attenzione nella simulazione di laboratorio, è stato il periodo di marea. Durante un

ciclo di marea infatti il livello di acqua varia secondo una sinusoidale che caratterizza la marea stessa, rispetto alla quale sono collegate anche variazioni nella velocità del flusso.

### 3.6 Indagini sperimentali relative al confronto tra correnti unidirezionali e di marea

Come già evidenziato, non sono presenti in letteratura studi che riguardino la buca di erosione per correnti di marea, tranne Escarameia (1988), per altro abbastanza lacunoso.

Nei primi mesi del 2005 presso il laboratorio marittimo del Dipartimento di Ingegneria Civile dell'Università di Aalborg (DK) sono state progettate e condotte prove, col fine di descrivere l'erosione attorno a fondazioni monopalo di turbine eoliche offshore, in particolare modo per:

- Determinare la profondità massima d'erosione per correnti di marea e verificare se questa risulta minore di quella per correnti unidirezionali di pari intensità, come ipotizzato da Escarameia (1988).
- Investigare l'evoluzione temporale della buca erosa per correnti di marea e unidirezionali, per basse profondità relative  $0.5 \leq h/D \leq 3$ .

#### 3.6.1 Descrizione del modello fisico

Il canale che ha ospitato le prove era lungo 25metri, largo 1.2m e profondo 1.5m attrezzato con un generatore di onde controllato da un programma che utilizzava il software AWASYS (Meinert, 2004) in grado di generare sia onde regolari che irregolari. Il canale era inoltre equipaggiato con una pompa centrifuga di capacità pari a 650l/s per la generazione di correnti capace di invertire il flusso.

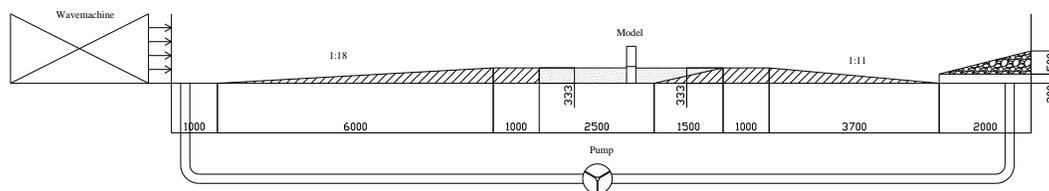


Figura3.14, Schema del canale utilizzato durante le prove

I modelli dei pali erano tubi lisci di diametro pari a 0.10m e 0.20m con tre diverse altezze d'acqua di 0.10m, 0.17m e 0.29m. Si pensa che il prototipo fosse in scala circa 30:1 rispetto al modello provato.

E' stata usata una sabbia particolarmente fine con  $d_{50}=0.15mm$ , peso specifico  $\gamma_s = 2.65 g/cm^3$  e velocità di caduta misurata pari a  $w=1.5cm/s$ .

### **3.6.2 Strumenti di misura**

Le onde e le correnti sono state monitorate da un misuratore di livello piezoresistivo e un misuratore di velocità Doppler ad ultrasuoni. La misura dell'erosione è stata automatizzata grazie all'utilizzo di un profilatore laser che ha fornito dei rilievi in tre dimensioni dell'area attorno al modello. Esso può lavorare sia in presenza che in assenza di acqua e consente un rilievo di precisione millimetrica dell'area in esame senza invaderla.

L'area rilevata aveva un'estensione 1.50m x 0.93m attorno al palo e scansionata con un passo di 15 mm. Il tempo necessario per ogni rilievo era di 35 minuti.

Il software EPro (Meinert, 2004) di cui si avvale questo strumento, consente di eseguire il rilievo in due o tre dimensioni in tempo reale. La grafica del programma fornisce i dati del rilievo altimetrico esportabile per la successiva analisi di dettaglio.

Gli esperimenti comprendevano prove per correnti unidirezionali, per correnti di marea e per correnti unidirezionali e onde frangenti al palo con periodo di ritorno annuale.

Le prove con correnti unidirezionali duravano 30 minuti. Quelle con correnti di marea hanno previsto la simulazione di due cicli, della durata di un'ora ciascuno, con inversione della corrente e misurazioni ogni 30 minuti. Per il rilievo del fondo, la corrente è stata arrestata e la parte superiore del modello del palo svitata per permettere al profilometro di muoversi senza incontrare ostacoli. Il rilievo è stato eseguito dopo 15 o 30 minuti dall'inizio delle prove di corrente stazionaria e prima dell'inversione del flusso per correnti di marea.

Tutte le prove sono state svolte in regime di trasporto solido.

### **3.6.3 Risultati della sperimentazione**

I risultati sono presentati come profondità massima di erosione  $S$  e volumi erosi  $V$  all'interno della buca. L'erosione massima  $S$  è ottenuta come massimo scostamento rispetto allo zero di riferimento (quota a cui è spianato il fondo prima delle prove) della griglia misurata. La profondità massima di erosione si è verificata la maggior parte delle volte ai lati del palo sopraflutto, concordemente con le indicazioni di letteratura.

I risultati per correnti stazionarie e di marea sono stati messi a confronto per evidenziarne differenze o similitudini.

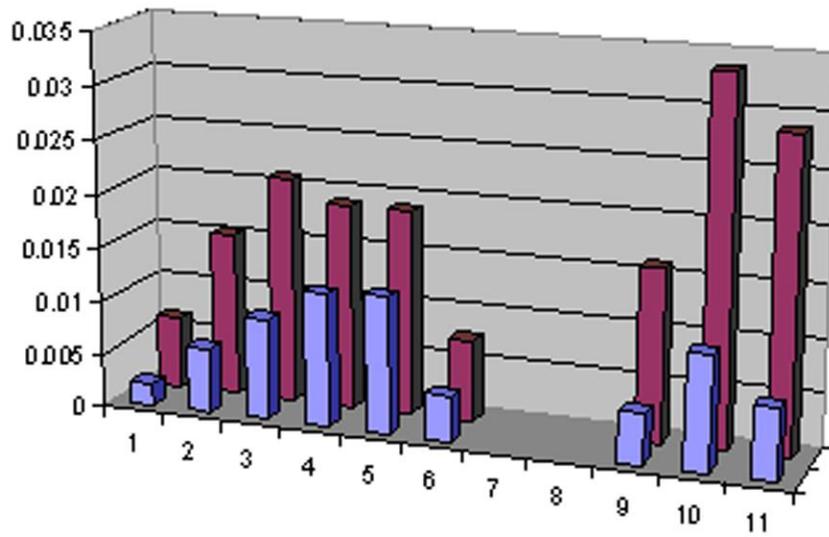


Figura 3.15, Confronto dei volumi erosi per corrente unidirezionale (azzurro) e correnti di marea (magenta)

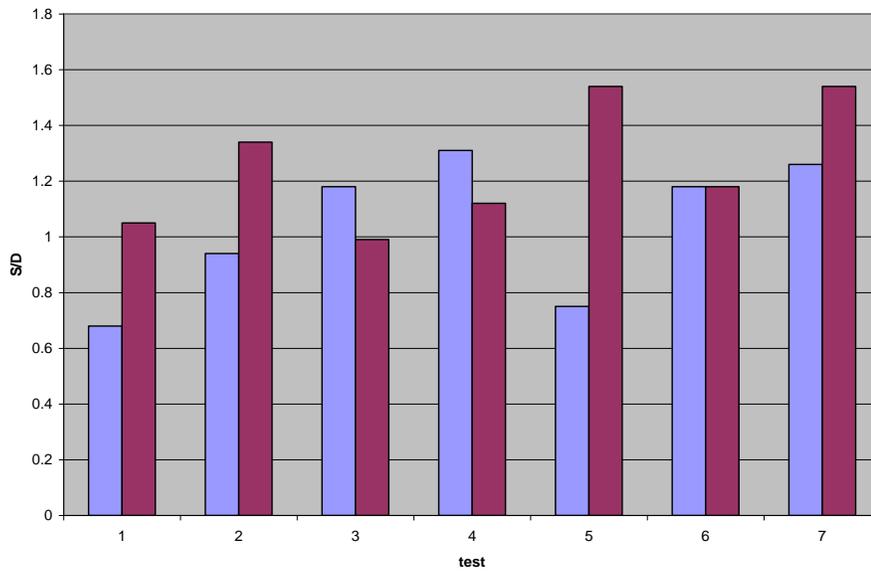
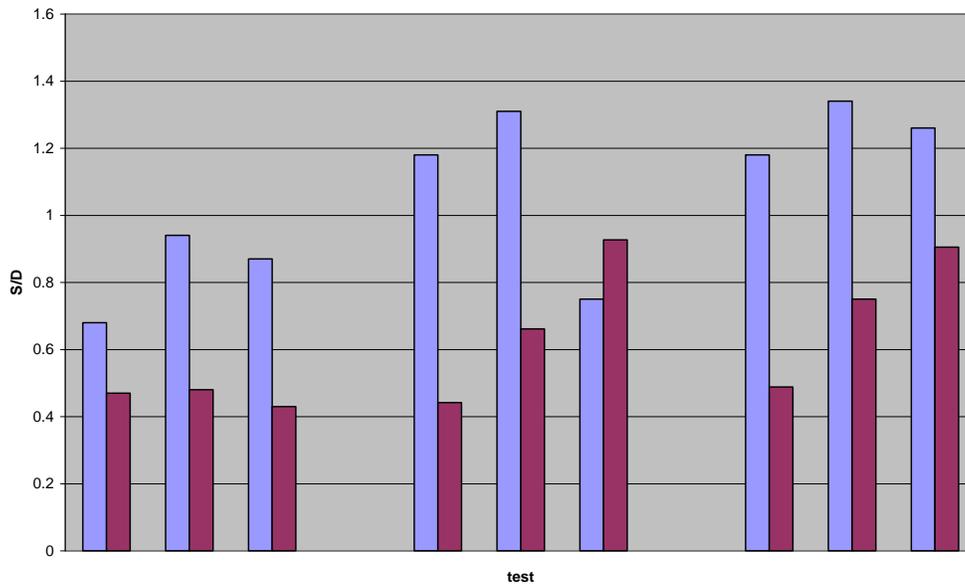
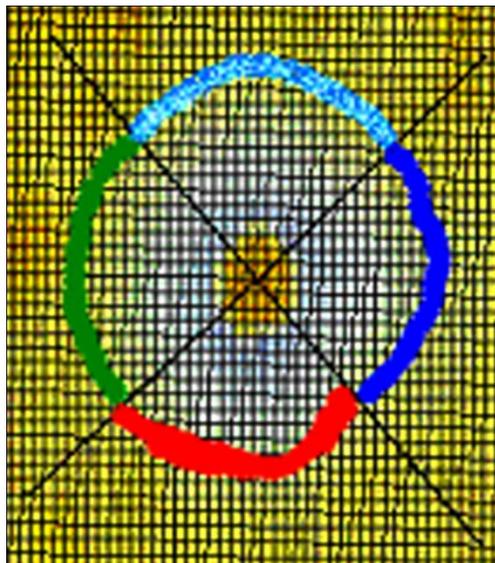


Figura 3.16, Valori di S/D per correnti unidirezionali (azzurro) e di marea (magenta)



*Figura 3.17, Valori di S/D per pali sottili (azzurro) e pali larghi (magenta)*

Per studiare in maggiore dettaglio l'evoluzione del processo, l'area attorno al palo è stata suddivisa in una parte anteriore, posteriore e due parti laterali per le quali vengono calcolati la massima profondità di erosione e volume eroso.



*Figura 3.18, Aree di divisione intorno al palo*

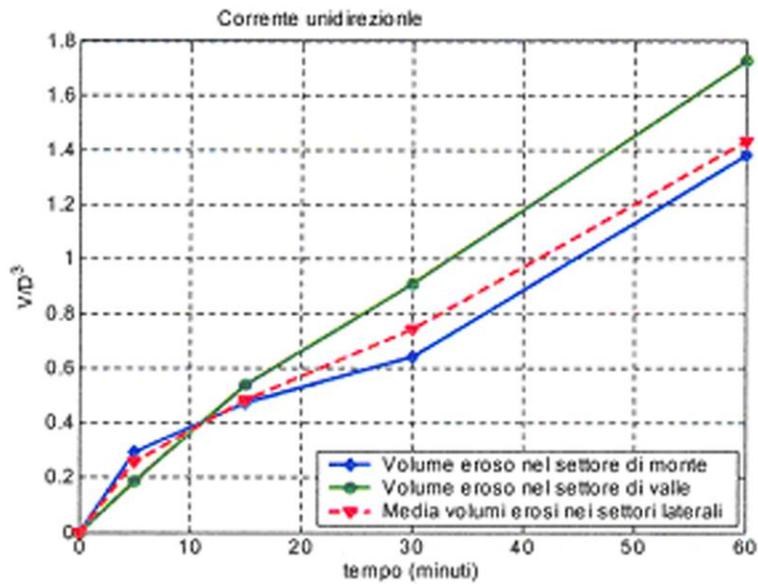


Figura 3.19, Volumi erosi per i quattro settori in cui è stata divisa l'area attorno al palo in funzione del tempo per una prova in regime di corrente unidirezionale

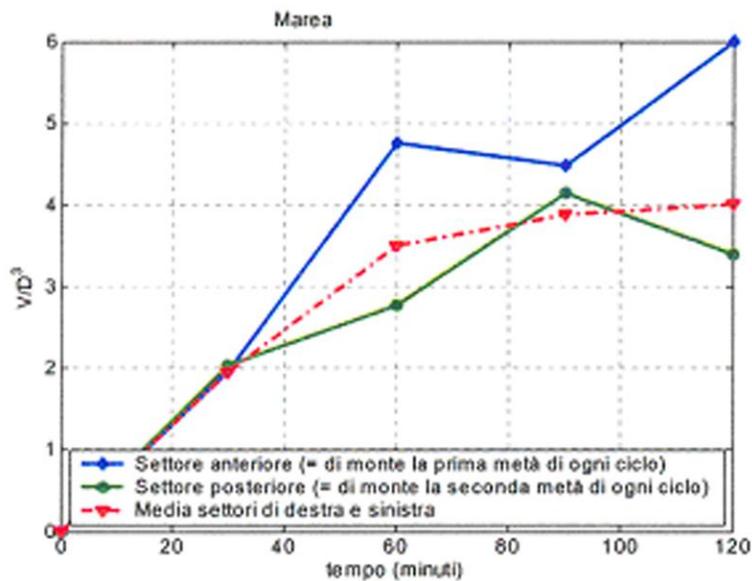


Figura 3.20, Volumi erosi per i quattro settori in cui è stata divisa l'area attorno al palo in funzione del tempo per una prova con corrente di marea

Le figure 3.19 e 3.20 presentano i volumi erosi relativi ai quattro settori in cui l'area attorno al palo è stata suddivisa, per la prova di corrente unidirezionale e quella di marea.

Nel primo caso la buca si forma prima a monte e ai lati, sotto i vortici a ferro di cavallo, e il flusso di massa diretto verso la zona retrostante rallenta la velocità di erosione del settore di valle,

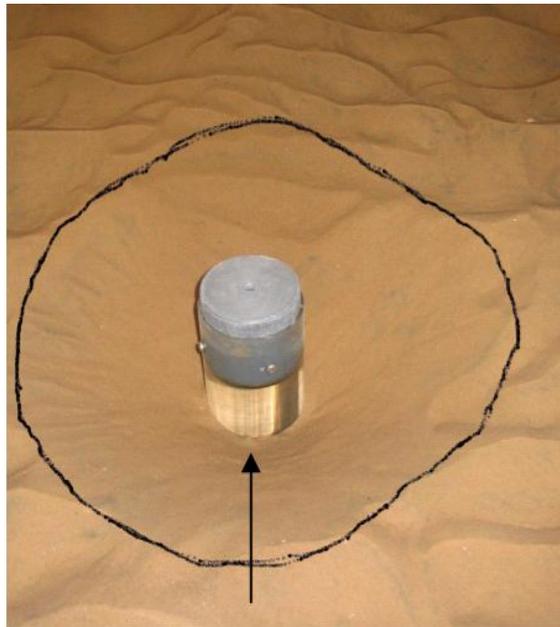
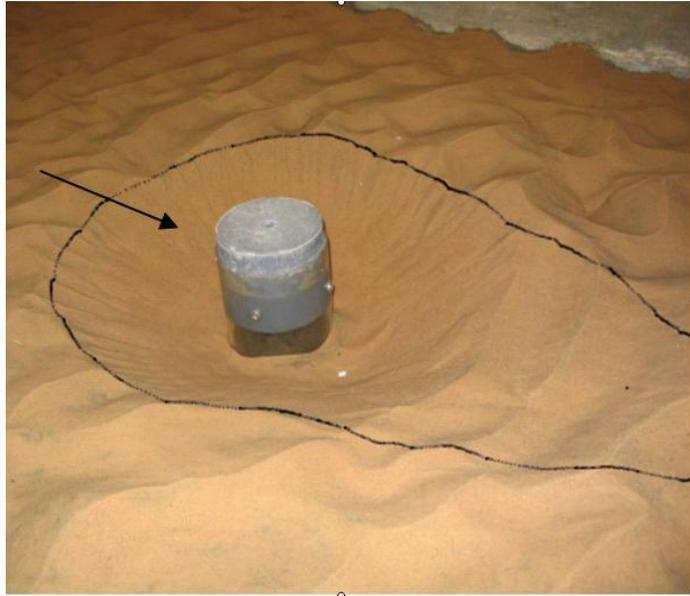
quando rallenta l'erosione davanti al palo si intensifica quella nella zona retrostante, dovuta alla scia.

In presenza di marea, l'andamento qualitativo dell'erosione muta a causa dell'inversione della corrente, infatti il settore anteriore (inteso come settore di monte rispetto alla direzione della corrente di inizio prova) è soggetto ad un parziale riempimento dopo la prima ora (1 ciclo di marea), allo stesso modo il settore posteriore (settore di monte durante la seconda metà del ciclo) evidenzia un parziale riempimento dopo i primi 90 minuti, i settori laterali invece accrescono il volume eroso fino alla massima profondità, analogamente a quanto accade per corrente unidirezionale.

Durante i test nel confronto della buca erosa per correnti monodirezionali e di marea è emerso quanto segue: a parità di intensità di corrente, profondità d'acqua e dimensioni del palo, raggiunta la profondità di equilibrio, l'erosione in caso di correnti monodirezionali è asimmetrica ed allungata, mentre quella per correnti di marea si presenta più simmetrica e circolare, come si vede dal confronto delle due figure 3.21 e 3.22 . Con la freccia è stata indicata la direzione ultima della corrente.

Questo fenomeno trova evidentemente la sua giustificazione considerando che la corrente di marea inverte la sua direzione e quindi allarga la buca allo stesso modo da ambo le parti. Quanto detto appare ancora più evidente dal confronto di alcuni rilevamenti significativi fatti col profiler per correnti unidirezionali e di marea per condizioni di intensità di correnti simili e stessi tiranti d'acqua e dimensioni dei pali.

E' possibile, oltre a rilevare meglio l'asimmetria del primo caso rispetto al secondo, osservare quanto segue: la zona che si trova posteriormente al palo secondo la direzione della corrente nel caso di correnti unidirezionali è caratterizzata sì da un'erosione, ma anche da un'area soggetta a deposito al suo limite posteriore. Nel caso di correnti di marea il deposito, così come la buca, è simmetrico nella sezione in direzione della corrente (frece verdi figura 3.23 e 3.24 ).



*Figura 3.21, 3.22, Buca d'erosione per corrente mono (sopra) e bi-direzionale (sotto)*

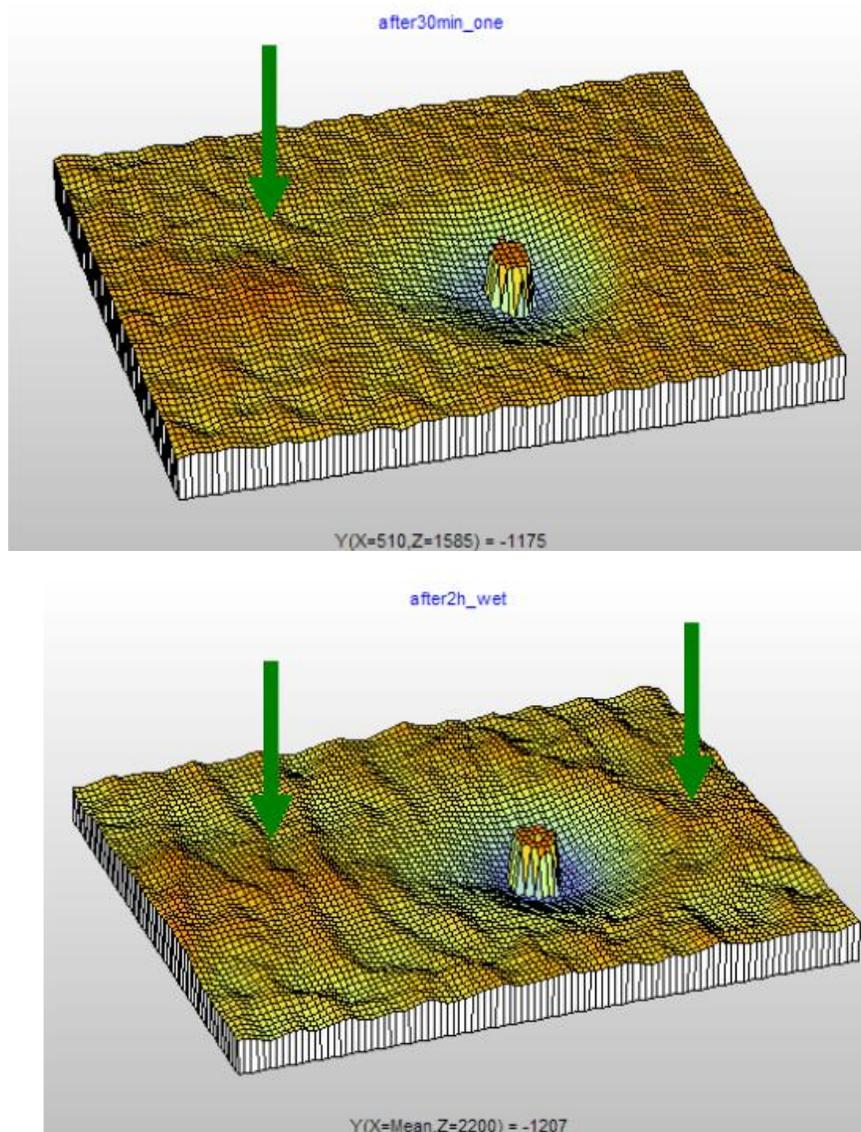


Figura 3.23, 3.24, Rilievi del profiler per corrente mono(sopra) e bi-direzionale(sotto)

### 3.6.4 Conclusioni sui test

Dai dati ottenuti dai test si è visto che la profondità della buca erosa S nel caso di correnti di marea non tende ad essere minore di quella per correnti unidirezionali come ipotizzato da Escarameia (nonostante i tempi di sviluppo siano più lunghi), così come per il rapporto S/D.

I volumi erosi nel caso di correnti di marea sono nettamente maggiori che nel caso di correnti monodirezionali a causa di un'ampiezza maggiore della buca, alla profondità massima, che si sviluppa simmetricamente intorno al palo.

Nel caso di pali larghi ( $h/D < 1,5-1$ ) il rapporto S/D è sensibilmente inferiore che nel caso di pali snelli, nonostante la profondità della buca erosa S presenti una lieve tendenza ad essere maggiore.

### **3.7 Protezioni per contrastare l'erosione**

La maggior parte dei siti ospitanti o candidati ad ospitare parchi eolici offshore devono essere caratterizzati da elevata resistenza meccanica già dai primi metri di profondità, al fine di ridurre la lunghezza del palo. Per tale motivo, conseguentemente all'ostruzione che la struttura esercita sul flusso e alla possibile buca di erosione che si forma alla base del palo, vanno prese in considerazione contromisure che risolvano il problema in quanto questo può incidere negativamente sulla stabilità della turbina e determinare il fallimento dell'opera.

Per la protezione delle turbine eoliche in mare si deve tenere conto dei seguenti fattori:

- Aumento locale della velocità di onde (in acque basse) e correnti causata dalla presenza della struttura stessa che abbinato ad un incremento della turbolenza, provocano l'erosione.
- Movimenti naturali del fondale, come banchi di sabbia o dune.
- Liquefazione sotto l'azione delle onde nel caso di silts con diametro inferiore a 0,06mm.

Il metodo più comune per proteggere il fondale dall'erosione localizzata intorno alla struttura è quello di armarla con rocce sufficientemente grandi per essere stabili sotto l'azione dell'onda e della corrente di progetto. Due sono gli approcci comunemente seguiti per realizzare una protezione con massi:

- Protezione statica;
- Protezione dinamica.

I tipi di materiali usati sono, in ordine di importanza:

- Massi naturali;
- Massi artificiali ( tetrapodi, dolos...);
- Blocchi articolati.

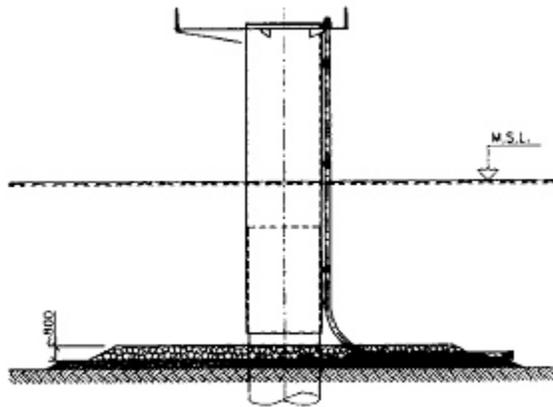
#### **3.7.1 Soluzione non protetta**

Tra i vari modi di agire, c'è anche quello di non usare alcuna protezione ed accettare il danno che si verifica. Questa soluzione, se applicata, deve tenere in considerazione che il palo, una volta che l'erosione si sia completamente sviluppata, si comporterà in maniera meno rigida e sarà più soggetto ai carichi dinamici che dovranno quindi essere attentamente studiati, sarà infatti necessario infiggere il palo ad una profondità maggiore di quella richiesta nel caso in cui si preveda un qualche tipo di protezione e non sempre i costi risultano convenienti. Un altro problema è il cavo di connessione che rimane esposto e del quale non si riesce con esattezza a determinare la lunghezza affinché rimanga aderente al fondo.

### 3.7.2 Protezioni statiche

Per realizzare una protezione statica, si adottano più strati di massi con differenti diametri sovrapposti secondo la regola dei filtri, posizionati a berma attorno alla fondazione con uno spessore minimo non inferiore a 2-3 volte il diametro medio ed un'estensione di poco minore a quella massima calcolata della buca erosa. Ancora prima dell'installazione della turbina stessa viene posizionato un filtro (geo-tessuto o un materiale fine) sul quale poggia la protezione per prevenire la perdita di sabbia sotto di essa.

In questa configurazione si accetta che si verifichi una certa erosione ai limiti della protezione che determinerà la caduta di alcuni massi all'interno della buca. L'estensione di tale fenomeno deve essere controllato in maniera tale che la parte di protezione stabile attorno alla turbina sia sufficientemente ampia.



*Figura 3.25, Protezione statica*

Per il progetto devono essere specificati i seguenti valori:

- Dimensioni e range dei massi che saranno stabili sotto l'azione delle onde e correnti di progetto;
- Dimensioni del materiale che verrà utilizzato come filtro che dovrà risultare stabile per condizioni non gravose, prima che la protezione gli venga posata sopra, o le caratteristiche del geo-tessuto;
- Diametro e spessore della protezione che tenga conto dell'erosione su se stessa e dello scivolamento di alcuni massi di contorno;
- Comportamento della protezione in relazione ai naturali cambiamenti del fondale.

Il vantaggio di questo tipo di protezione è la sua immediatezza, che consente una più rapida messa in funzione dell'impianto.

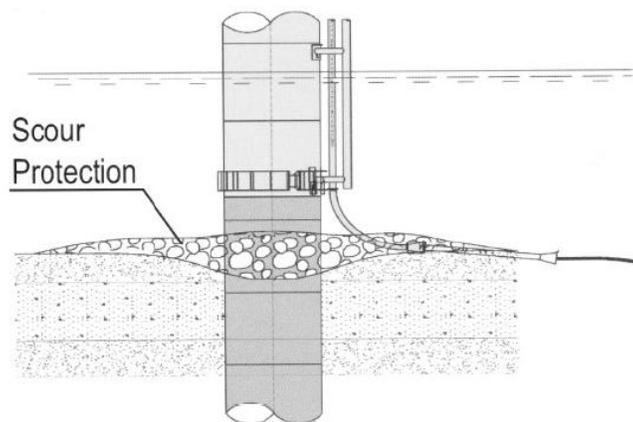
### 3.7.3 Protezioni dinamiche

Nel caso di protezione dinamica, si accetta lo sviluppo di una buca di erosione intorno alla fondazione della turbina, evitando ovviamente di raggiungere la profondità massima, per poi colmarla con rocce che in generale sono in quantità minore e più piccole rispetto a quelle della protezione statica in quanto devono resistere ad uno stress di fondo più basso. Questa protezione non necessita di alcun filtro sotto di essa.

Per il progetto devono essere specificati i seguenti valori:

- Massima profondità e ampiezza della buca erosa accettati prima dell'intervento sotto l'azione delle onde di progetto e delle correnti;
- Dimensioni e range di appartenenza delle rocce con un particolare peso specifico;
- Profondità della buca erosa che verrà riempita per garantire la stabilità degli elementi appartenenti alla protezione e alla turbina stessa;
- Comportamento della protezione in relazione ai naturali cambiamenti del fondale, come l'avvicinamento di banchi di sabbia e l'abbassamento o innalzamento del fondale susseguente alla migrazione di dune.

I vantaggi di questo tipo di protezione sono il minore costo, conseguente alle minore uniformità e dimensioni dei massi, alla loro minore quantità e il monitoraggio continuo dell'evoluzione della buca, ovviamente a scapito dell'immediatezza della messa in funzione dell'impianto. Inoltre il cavo di connessione di ogni turbina viene posato poco prima della posa dei massi e quindi in un'unica operazione viene anche protetto. E' particolarmente adatta per acque molto basse poiché la protezione così non si avvicina troppo alla superficie.



*Figura 3.26, Protezione dinamica*

### 3.7.4 Metodi alternativi di protezione

Metodi alternativi possono essere quelli che sfruttano l'utilizzo di "materassi" riempiti di sabbia o di cemento disposti a blocchi o ricoperti di alghe artificiali o materassi di geo-tessuto integrati con cemento derivanti dalle protezioni delle pipelines. La loro posa in sito non è facile e in qualche caso sotto l'azione delle onde possono arrotolarsi. Economicamente non sono particolarmente convenienti.

## 3.8 Riferimenti per il progetto della protezione

### 3.8.1 Stabilità dei massi secondo Shields

In entrambe i casi di protezione il criterio più usato per determinare le dimensioni dei massi stabili sotto l'azione delle onde e delle correnti di progetto è quello di Shields nel quale vengono comparate le forze destabilizzanti in gioco sulla roccia dovute al trascinamento e alla turbolenza, con quelle stabilizzanti dovute al peso della stessa sommersa. In questo caso un parametro fondamentale è la variazione dello stress di fondo  $\tau$  attorno alla struttura che non è di facile determinazione.

I valori utilizzati per la determinazione della buca erosa sono gli stessi che si usano per il disegno di progetto della protezione:

- Profondità dell'acqua;
- Altezza d'onda e periodo;
- Velocità della corrente;
- Direzione della corrente;
- Velocità orbitale delle onde ( $U_m$  presa secondo  $H_s$  o  $H_{max}$ );

Secondo il criterio di Shields le dimensioni dei massi vengono ottenute dalla formula:

$$D_{50} = \frac{\tau_{max}}{\rho_w g (s_g - 1) g_{max}} \quad (\text{eq.3.10})$$

Dove  $\tau_{max}$  è il massimo stress di fondo.

### 3.8.2 Stabilità dei massi secondo Isbash

Secondo il criterio di Isbash, le dimensioni dei massi sono date da:

$$D_{50} = \frac{V_c^2}{g(s_g - 1)N} \quad (\text{eq.3.11})$$

dove i nuovi parametri sono:

- $V_c$ , velocità necessaria per mettere in movimento il masso;

- Numero stabilizzante  $N=2E^2$ , con E coefficiente di Isbash pari a 0.86 e 1,2, rispettivamente per sedimenti in sospensione e per sedimenti depositati.

Il vantaggio di questo metodo è di fare riferimento alla velocità direttamente misurabile senza entrare in merito allo stress di fondo che, come già detto, è di difficile determinazione.

Entrambi questi metodi sono nati per condizioni di flusso che non presentino ostruzioni e necessitano quindi di una correzione nel caso della presenza di un struttura come un palo, in quanto, come visto, essa cambia le condizioni del flusso circostante a cui è soggetta. A tal proposito si usa correggere la velocità di avvicinamento di un fattore 1,5, considerando che la velocità attorno al palo è 1,5 volte maggiore alla velocità media. Facendo riferimento allo stress

di fondo, anche esso viene aumentato e tale amplificazione può essere definita da  $\alpha = \frac{\tau}{\tau_{\max}} = \frac{V_f}{V_{f_0}}$

, cioè il rapporto tra stress di fondo locale e stress di fondo per fondale senza ostruzioni. Si nota tuttavia che, nel caso di protezioni dinamiche, sia la velocità che lo stress di fondo sotto al livello del fondale sono minori e quindi la velocità di avvicinamento per il calcolo delle dimensioni dei massi deve essere corretta di un fattore minore.

### **3.8.3 Estensione e volume della protezione**

Per le protezioni statiche, la quantità di rocce necessaria e il tempo per la posa dipendono fortemente dall'estensione orizzontale della protezione stessa che a sua volta dipende dall'ampiezza massima della buca erosa che si svilupperebbe nelle condizioni specifiche e può includere un fattore di sicurezza  $\beta$ . Il volume di erosione viene generalmente calcolato considerando un tronco di cono intorno al monopalo dal cui conteggio viene escluso il cono del palo. Si devono anche tenere conto i cambiamenti del fondale dovuti alle variazioni stagionali. In caso di progettazione statica l'estremità collasserà (che ci siano o meno variazioni del fondale), dando un "effetto a grembiule".

Nel caso di protezione dinamica, invece, la buca parzialmente erosa viene riempita dai massi. Non è necessario che essa sia completamente riempita, è sufficiente che venga colmata per una frazione. Il volume di rocce necessarie viene calcolata assumendo la buca erosa come un tronco di cono escludendo il cilindro che è il palo della turbina.

### **3.8.4 Motivi che possono portare al fallimento della protezione**

La protezione attorno ai pali delle turbine eoliche può essere soggetta a fallimento a causa dei seguenti meccanismi:

- Movimento dei sassi che devono resistere al flusso. Il meccanismo può essere facilitato dal posizionamento troppo elevato dei massi che saranno quindi soggetti a gradienti di velocità maggiori.
- Il materiale sottostante la protezione viene spazzato via da intramezzo i massi a causa dei vortici che creano le buche intorno alla protezione. Un materiale più grosso come filtro previene il problema.
- Scivolamento di un numero eccessivo di massi ai limiti della protezione come conseguenza di un errore di calcolo nell'aumento dello stress di fondo attorno alla protezione stessa.
- Nel caso di regime di trasporto solido, i cambiamenti delle caratteristiche del fondale possono essere tutto altro che trascurabili per il corretto funzionamento della protezione. Lauchlan e Melville (2001) hanno studiato il fenomeno e hanno trovato che più in profondità vengono posti i massi di protezione, meno sono esposti alle variazioni del fondale e migliore è la protezione.
- I massi possono affondare nel fondale a causa di assenza di filtro o geo-tessuto o per liquefazione o per erosione attorno ai singoli massi.

In generale si ricorda che è indispensabile monitorare nel corso del tempo la buca di erosione e/o la protezione al fine di individuare in tempo eventuali fallimenti e porvi rimedio. Tale esercizio va inserito a pieno titolo nei costi di manutenzione dell'opera.

Il criterio per la stabilità per i massi di protezione attorno alla fondazione si esplica nel rapporto tra le forze destabilizzanti e stabilizzanti agenti su di essi; i valori accettabili per questo tipo di rapporto saranno più piccoli ( e quindi le dimensioni dei massi saranno maggiori) nel caso in cui non si accetti nessun movimento degli elementi progettati per la protezione. Per questo motivo deve essere definito il danno accettabile .

Un esempio di definizione di danno non accettabile per protezioni statiche e dinamiche ci viene da Van Oord:

- Si considera che una protezione statica abbia fallito quando una sezione dello strato superiore è scomparsa completamente esponendo il geo-tessuto o il filtro per un'area corrispondente ad almeno  $4D \times D$ .
- Poiché la precedente definizione non è applicabile ( la protezione dinamica non ha uno strato filtro o un geo-tessuto), si assume che la protezione dinamica fallisca quando

scompaia un volume di rocce pari a quello che determinerebbe il fallimento della protezione statica.

### 3.9 Indagini sperimentali per stimare l'efficienza delle protezioni

Nella zona denominata London Array nel delta del Tamigi è prevista l'inizio della realizzazione di un parco eolico entro il 2010.

Nel Febbraio 2005 la CORE compagnia inglese ha vinto la gara d'appalto per costruire il parco nella "London Array West" e ha chiesto all'Università di Aalborg (DK) di svolgere un primo lavoro con l'obiettivo di fornire le dimensioni delle buche di erosione e le caratteristiche delle migliori protezioni per tre tipi diversi di strutture e due diverse profondità dell'acqua, corrispondenti alle situazioni di prima e dopo l'abbassamento del fondale. I dati raccolti sono stati impiegati come informazioni di base sul progetto delle fondazioni e della protezione all'erosione intorno alle strutture.

Lo scopo degli esperimenti aveva il fine di:

- Fornire la profondità della buca erosa sotto l'azione di onde e correnti di progetto tipiche della zona:  $U=1,5\text{m/s}$ ,  $H_s = 4\text{m}$  e  $T_s = 10,30\text{s}$ .
- Valutare la risposta delle varie protezioni nel caso di abbassamento del fondale di 2 metri.
- Cercare un'ottimizzazione delle protezioni (dimensione massi, disposizione ed estensione) al fine di proteggere al meglio la struttura prestando attenzione anche al lato economico.

Le attrezzature impiegate dall'università di Aalborg per svolgere questi test sono le stesse viste nel paragrafo 6.

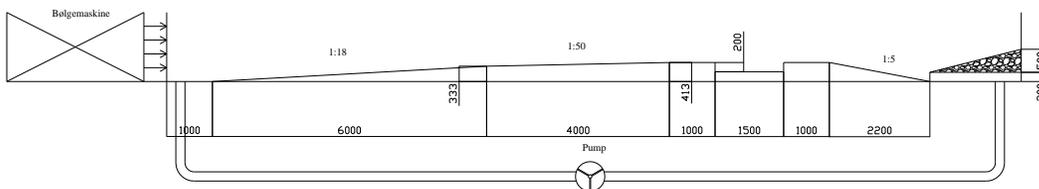


Figura 3.27, Sezione longitudinale canale per test London Array

Il modello impiegato aveva un diametro di 0,12m e in scala 1:50, era costituito da un cilindro cavo di plastica trasparente alto 0,82m che nella parte inferiore veniva portato a contatto col

fondo e quindi ricoperto di sabbia per 0,333m (profondità scatola di sabbia) mentre superiormente era fissato alla struttura in acciaio trasversale al canale tramite delle morse.

I tipi di materiali utilizzati come protezione, secondo le disponibilità del laboratorio, sono state tre ghiaie di 0,2 - 0,52 - 1,06 centimetri di diametro medio; il primo di questi nel primo test, si è rilevato inadatto e troppo leggero e quindi è stato escluso dalle prove.

Per investigare lo spostamento dei massi, è stata usata una telecamera subacquea che è stata attivata i primi 5 minuti dei tests, 2 minuti a metà test e gli ultimi 30 secondi.

Sono state generate onde con  $H_s = 0,08m$  e  $T_p = 1,463s$  ( $H_s = 4m$   $T_p = 10,4s$  reali) e correnti con velocità  $V=0,21m/s$  per una profondità di acqua al palo pari a 20 cm.

I dati sulle altezze d'onda significative e periodi di picco sono stati rilevati in due zone esterne a quella di London Array West: Drill Stone buoy a 18 Km a Sud-est del sito e West Gabbard a Nord.

Si è deciso di non simulare la corrente di marea in questi test in quanto preliminari.

Le prove si sono svolte misurando prima di tutto il tempo di sviluppo dello scavo per onde e correnti combinate che per le condizioni sopra citate si è stimato essere di 30 minuti.

Dopo lo studio dello sviluppo della buca erosa, si è passati a testare 3 tipi di protezioni statiche (per diverse disposizioni dei massi) e una protezione dinamica (con tre diversi tipi di massi), allo stesso modo sono state testate le stesse protezioni con la simulazione dell'abbassamento del fondale.

Il fallimento dei test è stato definito in due modi per protezioni statiche e dinamiche:

La protezione statica falliva se lasciava scoperto il fondale, quella dinamica invece se veniva rimosso più di uno strato della protezione.

Confrontando i test si è visto che le protezioni statiche sono soggette a movimenti nettamente maggiori. La spiegazione va probabilmente ricercata nella maggiore intensità della corrente che si incontra più ci si eleva dal fondale. All'interno delle prove in assenza di erosione globale, considerando che ad incidere negativamente sul costo della protezione sono, in ordine di importanza:

- 1 Estensione e quindi tempo di posa;
- 2 Quantità di materiale;
- 3 Dimensioni;

si può dire che la protezione dinamica è migliore della protezione statica in quanto la sua estensione è molto minore così come la quantità di materiale necessaria. Oltre a ciò nella zona del

London Array West sono sempre presenti forti correnti, anche di marea, che contribuirebbero comunque a formare una buca d'erosione nel tempo che intercorre tra l'installazione della fondazione e della parte di connessione con la torre.



*Figura 3.28, 3.29, Modello fisico di una protezione statica prima e dopo un test.*

La protezione dinamica, inoltre, non presenta un danno tanto rilevante quanto nel caso di protezione statica, suggerendo che potrebbe essere trovata un'ulteriore ottimizzazione riguardante le dimensioni dei massi.

Restando valide queste considerazioni, la protezione dinamica si comporta particolarmente bene anche nel caso di erosione globale del fondale evolvendosi nel corso del fenomeno in una semi protezione statica.

Infine, la disposizione a tronco di cono, basandosi sul concetto che è importante proteggere solo vicino alla struttura, è risultata applicabile ed efficiente.

# **CAPITOLO IV Analisi di un sito in Emilia Romagna per l'installazione di un parco eolico offshore**

## **4.1 Introduzione**

Quando si vuole installare un parco eolico nel mare, la distanza dalla terraferma, la profondità del fondale, le condizioni del vento, del moto ondoso, delle correnti e le caratteristiche morfologiche, costituiscono tutte fondamentali tematiche che vanno affrontate per la ricerca della posizione ottimale. Anche il progetto delle turbine eoliche, delle strutture di supporto, delle fondazioni e della protezione delle fondazioni stesse da fenomeni di scavo, dipendono fortemente dalle condizioni del luogo scelto. Allo stesso tempo, risulta necessario valutare l'impatto che il parco eolico esercita sull'ambiente.

Per ragioni di sicurezza e di manutenzione del sistema, è fondamentale che la progettazione sia basata su dati precisi e accurati. Avere a disposizione una base accurata su cui impostare la progettazione, migliora sensibilmente l'affidabilità del progetto, riduce i rischi finanziari, incrementa la sicurezza e aiuta a non pregiudicare la qualità dell'ambiente.

Lo studio di fattibilità si può quindi riassumere nella valutazione delle forzanti meteo marine, nell'analisi dell'impatto morfologico e nell'esecuzione dello studio di impatto ambientale.

In questo capitolo viene analizzato per la regione Emilia Romagna un possibile sito campione dove mettere a punto uno studio di fattibilità di un parco eolico offshore, valutando sia i campi di vento disponibili, sia le condizioni offshore del sito.

## **4.2 Sito di installazione del parco eolico**

La regione Emilia-Romagna, secondo quanto previsto dall'OWEMES (Offshore Wind and other marine renewable Energy in Mediterranean and European Seas), ha a disposizione una superficie di mare pari a 369 km<sup>2</sup> dove poter realizzare centrali eoliche off-shore.

In accordo con tali disposizioni si è pensato di individuare un possibile sito di installazione a Sud del porto della città di Rimini, prevedendo di occupare una superficie rettangolare di mare di 35 km<sup>2</sup>, di dimensioni: 7km lungo riva per 5km perpendicolare a riva. I pali a sostegno delle turbine hanno un diametro di 5m e sono stati disposti all'interno dell'area con un interasse di 1km lungo riva e 0,5 km perpendicolare a riva ottenendone in tutto ottantotto.

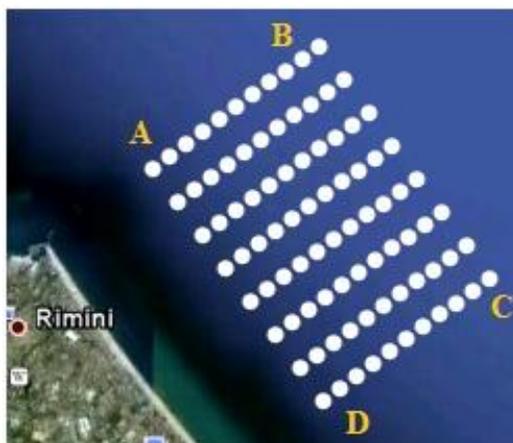
Nello scegliere l'area di installazione si è cercato di non interferire con le attività portuali, con il traffico marittimo e con altre installazioni offshore. Inoltre il sito previsto non presenta a riva

delle barriere rigide, in modo da poter così effettivamente valutare gli impatti ambientali del parco eolico sul clima sottocosta.

Una volta definito il layout del parco, per il suo posizionamento si è eseguita una georeferenziazione utilizzando il software Google Earth le cui coordinate sono riferite al sistema di riferimento globale WGS84 e le sue immagini seguono la proiezione cilindrica equirettangolare, in cui i meridiani e i paralleli sono rappresentati da linee rette equidistanti, che si intersecano ad angolo retto. Ogni elemento del parco è quindi individuabile mediante coordinate sia nel sistema geodetico WGS84, sia nel sistema cartografico UTM WGS84. Nella tabella 4.1 sono riportate le coordinate dei vertici dell'area oggetto dell'intervento a seguito della avvenuta georeferenziazione.

<b>PUNTO</b>	<b>Coordinate geografiche WGS84</b>	<b>Coordinate cartografiche UTM WGS84</b>
<b>A</b>	$\lambda$ 12°36'25,2070'' $\phi$ 44°05'38,7054''	<b>E</b> 308445.1024 <b>N</b> 4885107.0529
<b>B</b>	$\lambda$ 12°39'23,3910'' $\phi$ 44°07'17,4842''	<b>E</b> 312494.0095 <b>N</b> 4888040.7111
<b>C</b>	$\lambda$ 12°42'35,1305'' $\phi$ 44°04'17,6526''	<b>E</b> 316601.1311 <b>N</b> 4882372.2411
<b>D</b>	$\lambda$ 12°39'37,0008'' $\phi$ 44°02'38,9575''	<b>E</b> 312552.2240 <b>N</b> 4879438.5829

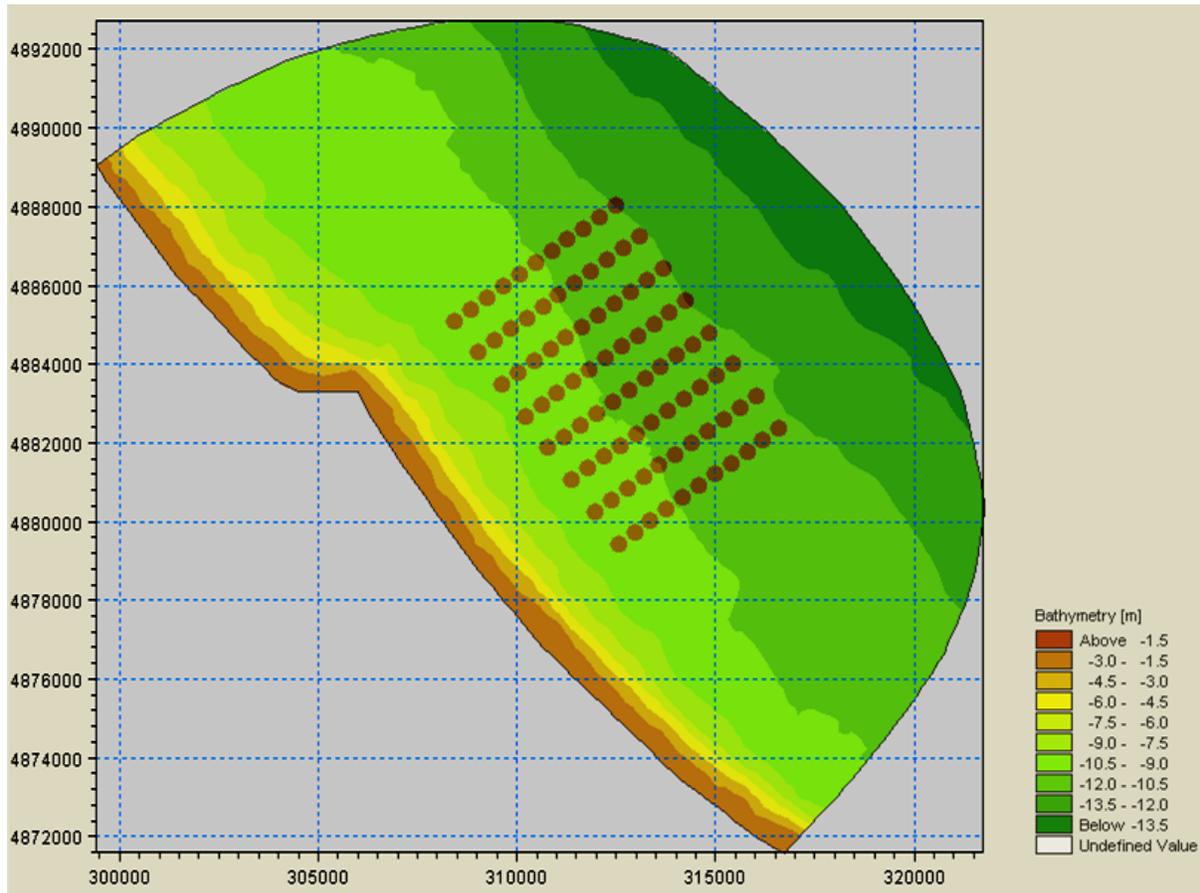
*Tabella 4.1, Coordinate geografiche e cartografiche dei vertici del parco eolico*



*Figura 4.1, Posizione del parco eolico*

Il parco eolico, ha una distanza minima dalla riva di circa 3km, mentre la distanza massima è intorno agli 8km. Nel posizionare l'installazione non abbiamo ecceduto con la distanza da riva per evitare di rendere antieconomico il trasporto dell'energia prodotta a terra.

Per valutare la profondità dell'installazione abbiamo ricostruito la batimetria del sito, facendo uso di carte nautiche e di rilievi batimetrici.



*Figura 4.2, Parco eolico georeferenziato sovrapposto alla batimetria del sito*

Sovrapponendo il parco eolico georeferenziato alla batimetria, è stato possibile individuare la profondità del fondale in prossimità dell'installazione che va dagli 8 ai 12 m.

E' bene tenere presente che il costo dell'opera aumenta notevolmente con la profondità e con la distanza dalla costa in quanto risulta più difficile la posa in opera delle fondazioni delle turbine e dei cavi di collegamento alla rete elettrica nazionale inoltre il mare Mediterraneo rispetto a quello del Nord è un mare più profondo.

Per ultimo è stata svolta anche un indagine sull'impatto visivo che si può avere dalla costa facendo uso di una fotosimulazione. Considerato che i vertici A e D sono i più vicini alla linea di

riva e distano circa 1,75 miglia marine ( $\cong 3\text{km}$ ), si è visto che il parco eolico ha una visibilità molto accentuata, tuttavia il rendering non tiene conto: degli effetti atmosferici che attenuano la visibilità, del tipo di turbina impiegata e che ci troviamo in una zona dove il grado di antropizzazione è molto elevato, per cui la loro presenza non interferisce in maniera troppo determinante sulla qualità visiva del paesaggio.



*Figura 4.3, Fotosimulazione per valutare l'impatto visivo del parco eolico*

### 4.3 Ricostruzione del clima meteo-marino del paraggio

L'obiettivo primario di questa attività è quello di stimare le forzanti meteo marine a cui è soggetto il sito. Conoscere le condizioni relative a onde, correnti e vento risulta di fondamentale importanza nella scelta del posizionamento ideale per un parco eolico. L'indagine si può effettuare mediante dati rilevati da una localizzazione quanto più prossima al sito che si vuole indagare. Il set di valori è bene che sia sufficientemente esteso nel tempo e filtrato dai record falsati per garantire l'affidabilità della valutazione.

I dati da noi impiegati, necessari per la ricostruzione del clima meteomarinario provengono tutti dalla boa di rilevazione della stazione metanifera Azalea prospiciente alla città di Rimini.

La stazione di estrazione presenta le seguenti caratteristiche:

<b>PIATTAFORMA ENI – AZALEA (R07)</b>	
<b>Latitudine:</b> 44° 10' 02'' N	<b>Profondità fondale:</b> 19 m
<b>Longitudine:</b> 12° 43' 18'' E	<b>Profondità correntometro:</b> 5 m
<b>Distanza da riva:</b> 12 miglia nautiche	<b>Altezza anemometro:</b> 29 m

*Tabella 4.2, Dati della stazione metanifera Azalea*



*Figura 4.4, Posizione della stazione metanifera Azalea*

Le registrazioni della piattaforma, sono state effettuate ad intervalli regolari di mezz'ora, partono dal 1 Gennaio 1993 e terminano il 31 Dicembre 2002 e comprendono dati meteorologici, ondametrici e correntometrici. I dati meteorologici sono: temperatura [°C], umidità dell'aria [%], radiazione solare [ $W/m^2$ ], velocità del vento  $W_x$ ,  $W_y$  [nodi] e sua direzione [°Nord]. Tra i dati ondametrici sono presenti: l'altezza d'onda significativa  $H_s$  [m], l'altezza d'onda massima  $H_{max}$  [m], il periodo significativo  $T_s$  [s], il periodo massimo  $T_{max}$  [s], la direzione dell'onda [°Nord] (supposta coincidente con quella del vento) e il livello del medio mare L.M.M. [m]. Per finire i dati correntometrici comprendono: intensità delle correnti [m/s] e loro direzione [°Nord].

La ricostruzione del clima meteomarinò è stata eseguita svolgendo un'analisi anemologica e una ondamentrica in termini di frequenza relativa di accadimento ovvero realizzando delle tabelle con frequenza di accadimento dell'intensità del vento  $W$  e della altezza d'onda significativa  $H_s$  in funzione di altre variabili connesse. Nelle tabelle di ogni coppia, le variabili prese in considerazione sono divise in classi di appartenenza, presentando in ogni cella la frequenza relativa di accadimento, cioè quante volte è stato osservato una tale abbinamento sulla totalità dei dati registrati. Il risultato sono matrici contenenti valori in percentuale da 0 a 100, dove la somma degli elementi sulle righe e sulle colonne dà la certezza (vale a dire 100%). Avendo implementato un codice in Matlab è stato possibile eseguire in automatico questa operazione ed ottenere così le matrici in maniera rapida, inoltre sono state rappresentate anche graficamente mediante curve di

livello che uniscono coppie di centro classe (cioè il valor medio delle classi di appartenenza) con livelli di frequenza dello 0.01%, 0.1%, 1% e 10%.

#### 4.4 Analisi Anemologica

L'analisi anemologica è stata svolta per valutare l'intensità e le direzioni di provenienza dei venti, dapprima considerando la totalità dei dati a disposizione, successivamente separando i mesi estivi dagli altri mesi dell'anno. Scorporre i dati, risulta utile per evidenziare le differenze anemologiche tra le diverse stagioni e conseguentemente l'energia producibile dalla wind farm durante l'anno. Nell'analisi l'intensità del vento W è stata messa in relazione con la sua direzione DIR. Per W si è scelto un intervallo variabile da 0 a 60 nodi, con passi di 5 nodi e per la direzione l'angolo giro con step di 10°.

<b>DIR.</b> <b>[N°]</b>	<b>0°</b> <b>10°</b>	<b>10°</b> <b>20°</b>	<b>20°</b> <b>30°</b>	<b>30°</b> <b>40°</b>	<b>40°</b> <b>50°</b>	<b>50°</b> <b>60°</b>	<b>60°</b> <b>70°</b>	<b>70°</b> <b>80°</b>	<b>80°</b> <b>90°</b>	<b>90°</b> <b>100°</b>	<b>100°</b> <b>110°</b>	<b>110°</b> <b>120°</b>
<b>0 – 5</b>	0,47	0,49	0,44	0,46	0,47	0,47	0,46	0,54	0,61	0,57	0,58	0,78
<b>5 – 10</b>	0,60	0,52	0,56	0,59	0,58	0,62	0,68	0,86	1,16	1,02	1,25	1,65
<b>10 – 15</b>	0,16	0,12	0,16	0,23	0,30	0,41	0,48	0,51	0,74	0,86	1,16	1,35
<b>15 – 20</b>	0,10	0,06	0,10	0,16	0,29	0,38	0,38	0,29	0,31	0,59	0,50	0,59
<b>20 – 25</b>	0,08	0,06	0,07	0,12	0,22	0,25	0,22	0,10	0,11	0,17	0,14	0,17
<b>25 – 30</b>	0,03	0,03	0,06	0,08	0,19	0,19	0,13	0,07	0,04	0,06	0,07	0,07
<b>30 – 35</b>	0,01	0,01	0,03	0,03	0,11	0,11	0,07	0,05	0,01	0,02	0,01	0,00
<b>35 – 40</b>	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,05	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00
<b>40 – 45</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
<b>&gt; 45</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>W</b> <b>[Nodi]</b>	<b>1,45</b>	<b>1,31</b>	<b>1,43</b>	<b>1,70</b>	<b>2,18</b>	<b>2,49</b>	<b>2,45</b>	<b>2,43</b>	<b>2,97</b>	<b>3,30</b>	<b>3,72</b>	<b>4,62</b>

<b>DIR.</b> <b>[N°]</b>	<b>120°</b> <b>130°</b>	<b>130°</b> <b>140°</b>	<b>140°</b> <b>150°</b>	<b>150°</b> <b>160°</b>	<b>160°</b> <b>170°</b>	<b>170°</b> <b>180°</b>	<b>180°</b> <b>190°</b>	<b>190°</b> <b>200°</b>	<b>200°</b> <b>210°</b>	<b>210°</b> <b>220°</b>	<b>220°</b> <b>230°</b>	<b>230°</b> <b>240°</b>
<b>0 – 5</b>	1,22	1,18	0,75	0,75	0,82	0,72	0,56	0,50	0,48	0,47	0,45	0,54
<b>5 – 10</b>	2,09	0,95	0,65	0,78	0,91	0,82	0,89	0,89	0,86	0,71	0,74	0,69
<b>10 – 15</b>	1,16	0,13	0,07	0,12	0,20	0,27	0,55	0,64	0,54	0,49	0,48	0,33
<b>15 – 20</b>	0,45	0,02	0,01	0,02	0,01	0,08	0,35	0,62	0,60	0,30	0,23	0,22
<b>20 – 25</b>	0,10	0,01	0,01	0,00	0,00	0,02	0,16	0,38	0,34	0,11	0,13	0,12
<b>25 – 30</b>	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,05	0,09	0,12	0,07	0,05	0,04
<b>30 – 35</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01
<b>35 – 40</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01
<b>&gt; 40</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>W</b> <b>[Nodi]</b>	<b>5,04</b>	<b>2,28</b>	<b>1,49</b>	<b>1,66</b>	<b>1,95</b>	<b>1,91</b>	<b>2,56</b>	<b>3,12</b>	<b>2,96</b>	<b>2,17</b>	<b>2,10</b>	<b>1,94</b>

DIR. [N°]	240° 250°	250° 260°	260° 270°	270° 280°	280° 290°	290° 300°	300° 310°	310° 320°	320° 330°	330° 340°	340° 350°	350° 360°	
<b>0 – 5</b>	0,63	0,65	0,60	0,59	0,70	0,70	0,65	0,62	0,63	0,58	0,54	0,52	<b>22,17</b>
<b>5 – 10</b>	0,78	0,82	0,93	1,23	1,69	1,84	1,90	1,88	1,37	1,04	0,84	0,82	<b>36,20</b>
<b>10 – 15</b>	0,33	0,26	0,29	0,60	1,04	1,83	2,49	1,89	0,82	0,49	0,25	0,23	<b>22,01</b>
<b>15 – 20</b>	0,20	0,11	0,11	0,12	0,40	1,07	1,42	0,95	0,46	0,17	0,08	0,07	<b>11,80</b>
<b>20 – 25</b>	0,09	0,06	0,03	0,06	0,12	0,36	0,42	0,32	0,18	0,05	0,03	0,05	<b>4,83</b>
<b>25 – 30</b>	0,03	0,01	0,02	0,03	0,07	0,12	0,13	0,09	0,04	0,03	0,01	0,02	<b>2,04</b>
<b>30 – 35</b>	0,00	0,00	0,00	0,02	0,05	0,04	0,04	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	<b>0,70</b>
<b>35 – 40</b>	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,19</b>
<b>&gt; 40</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,03</b>
<b>W [Nodi]</b>	<b>2,08</b>	<b>1,91</b>	<b>1,97</b>	<b>2,67</b>	<b>4,08</b>	<b>5,96</b>	<b>7,06</b>	<b>5,76</b>	<b>3,50</b>	<b>2,35</b>	<b>1,76</b>	<b>1,70</b>	<b>100</b>

Tabella 4.3, Clima W-DIR dal '93 al '02

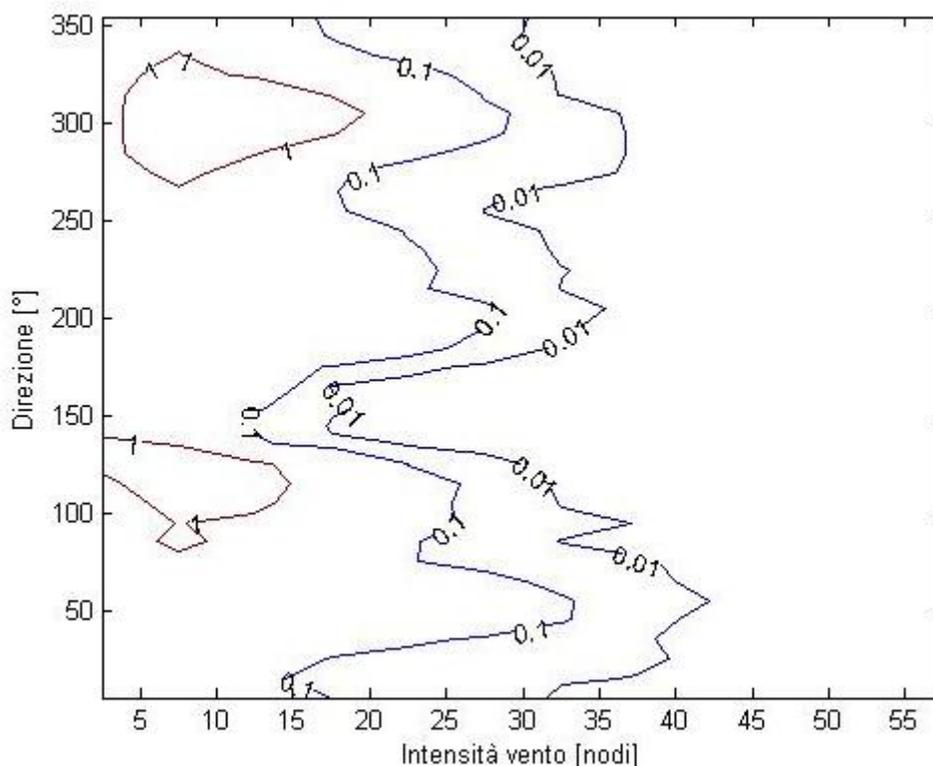


Figura 4.5, Rappresentazione grafica della matrice W-DIR

Come evidenziato dai risultati sopra, per la totalità dei dati, l'intensità del vento più sentita è compresa nell'intervallo 0-15 nodi con una frequenza relativa superiore all' 80% e le direzioni prevalenti sono di Maestrale 12.82% e Scirocco 7.32%. I venti compresi tra tale intensità e provenienti di tali direzioni hanno frequenze relative rispettivamente del 7.21% e 6.73%.

Con la stessa procedura si sono analizzati separatamente i mesi estivi dai restanti mesi dell'anno ottenendo:

<b>DIR.</b> <b>[N°]</b>	<b>0°</b> <b>10°</b>	<b>10°</b> <b>20°</b>	<b>20°</b> <b>30°</b>	<b>30°</b> <b>40°</b>	<b>40°</b> <b>50°</b>	<b>50°</b> <b>60°</b>	<b>60°</b> <b>70°</b>	<b>70°</b> <b>80°</b>	<b>80°</b> <b>90°</b>	<b>90°</b> <b>100°</b>	<b>100°</b> <b>110°</b>	<b>110°</b> <b>120°</b>
<b>0 – 5</b>	0,57	0,56	0,51	0,56	0,63	0,58	0,67	0,75	0,81	0,70	0,72	0,90
<b>5 – 10</b>	0,89	0,68	0,78	0,81	0,97	1,00	1,05	1,26	1,43	1,37	1,63	1,87
<b>10 – 15</b>	0,20	0,19	0,20	0,24	0,33	0,40	0,43	0,45	0,53	0,82	1,03	1,62
<b>15 – 20</b>	0,07	0,05	0,05	0,10	0,18	0,23	0,30	0,28	0,22	0,28	0,25	0,58
<b>20 – 25</b>	0,03	0,02	0,02	0,03	0,03	0,08	0,13	0,10	0,09	0,10	0,05	0,06
<b>25 – 30</b>	0,01	0,02	0,02	0,01	0,04	0,03	0,07	0,03	0,03	0,04	0,02	0,01
<b>30 – 35</b>	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,03	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00
<b>35 – 40</b>	0,00	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>&gt; 45</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>W</b> <b>[Nodi]</b>	<b>1,78</b>	<b>1,54</b>	<b>1,60</b>	<b>1,76</b>	<b>2,20</b>	<b>2,34</b>	<b>2,68</b>	<b>2,88</b>	<b>3,12</b>	<b>3,33</b>	<b>3,70</b>	<b>5,05</b>

<b>DIR.</b> <b>[N°]</b>	<b>120°</b> <b>130°</b>	<b>130°</b> <b>140°</b>	<b>140°</b> <b>150°</b>	<b>150°</b> <b>160°</b>	<b>160°</b> <b>170°</b>	<b>170°</b> <b>180°</b>	<b>180°</b> <b>190°</b>	<b>190°</b> <b>200°</b>	<b>200°</b> <b>210°</b>	<b>210°</b> <b>220°</b>	<b>220°</b> <b>230°</b>	<b>230°</b> <b>240°</b>
<b>0 – 5</b>	1,43	1,87	1,20	0,94	1,02	1,01	0,71	0,64	0,50	0,49	0,55	0,50
<b>5 – 10</b>	2,79	1,76	0,68	0,81	0,95	0,82	1,04	1,04	0,91	0,87	0,82	0,75
<b>10 – 15</b>	2,10	0,33	0,04	0,10	0,16	0,17	0,42	0,48	0,59	0,56	0,53	0,40
<b>15 – 20</b>	0,82	0,04	0,00	0,00	0,00	0,03	0,17	0,27	0,49	0,37	0,19	0,17
<b>20 – 25</b>	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,07	0,17	0,24	0,14	0,07	0,06
<b>25 – 30</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03	0,10	0,03	0,02	0,01
<b>30 – 35</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,00	0,00
<b>&gt; 40</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>W</b> <b>[Nodi]</b>	<b>7,30</b>	<b>4,00</b>	<b>1,93</b>	<b>1,85</b>	<b>2,13</b>	<b>2,04</b>	<b>2,42</b>	<b>2,64</b>	<b>2,85</b>	<b>2,48</b>	<b>2,18</b>	<b>1,90</b>

<b>DIR.</b> <b>[N°]</b>	<b>240°</b> <b>250°</b>	<b>250°</b> <b>260°</b>	<b>260°</b> <b>270°</b>	<b>270°</b> <b>280°</b>	<b>280°</b> <b>290°</b>	<b>290°</b> <b>300°</b>	<b>300°</b> <b>310°</b>	<b>310°</b> <b>320°</b>	<b>320°</b> <b>330°</b>	<b>330°</b> <b>340°</b>	<b>340°</b> <b>350°</b>	<b>350°</b> <b>360°</b>	
<b>0 – 5</b>	0,64	0,67	0,66	0,63	0,69	0,56	0,61	0,58	0,53	0,50	0,56	0,49	<b>25,98</b>
<b>5 – 10</b>	0,99	1,01	0,99	1,09	1,51	1,66	1,74	1,67	1,20	0,89	0,76	0,90	<b>41,40</b>
<b>10 – 15</b>	0,43	0,33	0,28	0,43	0,75	1,23	1,69	1,66	0,67	0,38	0,22	0,22	<b>20,61</b>
<b>15 – 20</b>	0,23	0,13	0,09	0,15	0,28	0,53	0,70	0,67	0,22	0,10	0,08	0,06	<b>8,39</b>
<b>20 – 25</b>	0,10	0,03	0,03	0,07	0,08	0,12	0,13	0,20	0,06	0,03	0,01	0,02	<b>2,51</b>
<b>25 – 30</b>	0,03	0,00	0,01	0,02	0,04	0,04	0,03	0,03	0,01	0,02	0,01	0,00	<b>0,79</b>
<b>30 – 35</b>	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	0,02	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	<b>0,25</b>
<b>35 – 40</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,07</b>
<b>&gt;40</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,01</b>
<b>W</b> <b>[Nodi]</b>	<b>2,41</b>	<b>2,18</b>	<b>2,06</b>	<b>2,41</b>	<b>3,36</b>	<b>4,16</b>	<b>4,93</b>	<b>4,81</b>	<b>2,70</b>	<b>1,92</b>	<b>1,65</b>	<b>1,70</b>	<b>100</b>

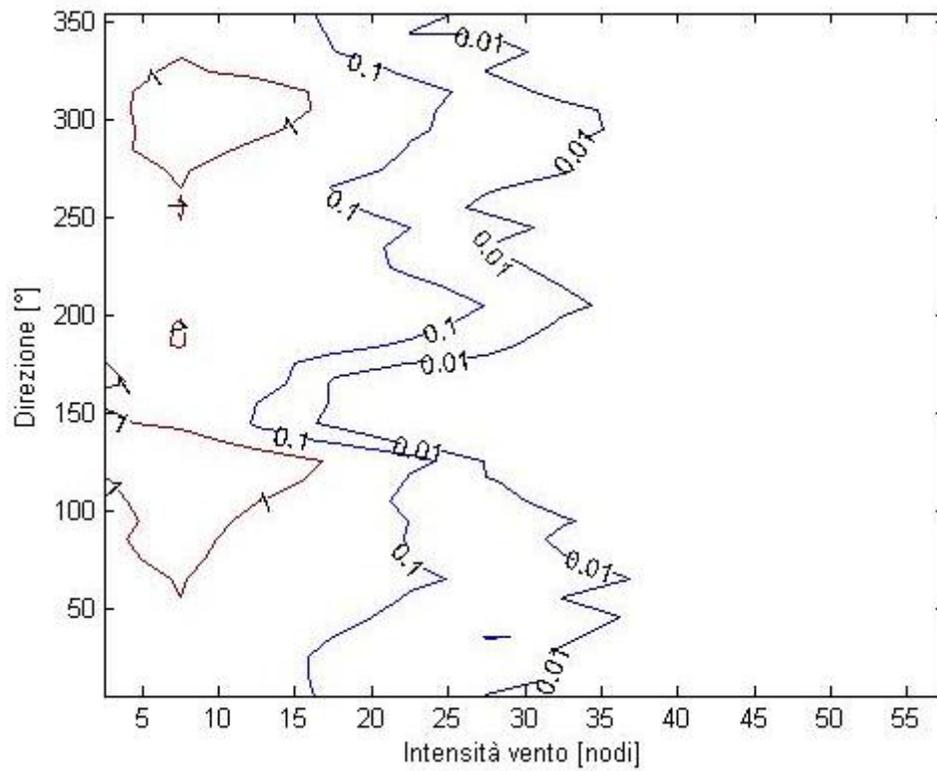
*Tabella 4.4, Clima W-DIR Mesi Estivi*

<b>DIR.</b> <b>[N°]</b>	<b>0°</b> <b>10°</b>	<b>10°</b> <b>20°</b>	<b>20°</b> <b>30°</b>	<b>30°</b> <b>40°</b>	<b>40°</b> <b>50°</b>	<b>50°</b> <b>60°</b>	<b>60°</b> <b>70°</b>	<b>70°</b> <b>80°</b>	<b>80°</b> <b>90°</b>	<b>90°</b> <b>100°</b>	<b>100°</b> <b>110°</b>	<b>110°</b> <b>120°</b>
<b>0-5</b>	0,53	0,45	0,45	0,43	0,41	0,45	0,40	0,47	0,50	0,43	0,49	0,64
<b>5-10</b>	0,62	0,51	0,50	0,46	0,43	0,46	0,49	0,60	0,76	0,76	0,95	1,19
<b>10-15</b>	0,17	0,18	0,16	0,22	0,32	0,40	0,48	0,45	0,50	0,52	0,69	0,94
<b>15-20</b>	0,07	0,05	0,09	0,16	0,27	0,47	0,47	0,38	0,31	0,44	0,35	0,39
<b>20-25</b>	0,05	0,04	0,05	0,13	0,23	0,33	0,35	0,26	0,14	0,17	0,12	0,12
<b>25-30</b>	0,02	0,02	0,03	0,08	0,15	0,29	0,21	0,11	0,03	0,07	0,05	0,05
<b>30-35</b>	0,00	0,01	0,01	0,02	0,07	0,11	0,10	0,05	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>35-40</b>	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,05	0,03	0,02	0,00	0,01	0,00	0,00
<b>45-45</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>&gt;45</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>W</b> <b>[Nodi]</b>	<b>1,46</b>	<b>1,26</b>	<b>1,31</b>	<b>1,50</b>	<b>1,90</b>	<b>2,57</b>	<b>2,55</b>	<b>2,35</b>	<b>2,24</b>	<b>2,42</b>	<b>2,66</b>	<b>3,34</b>

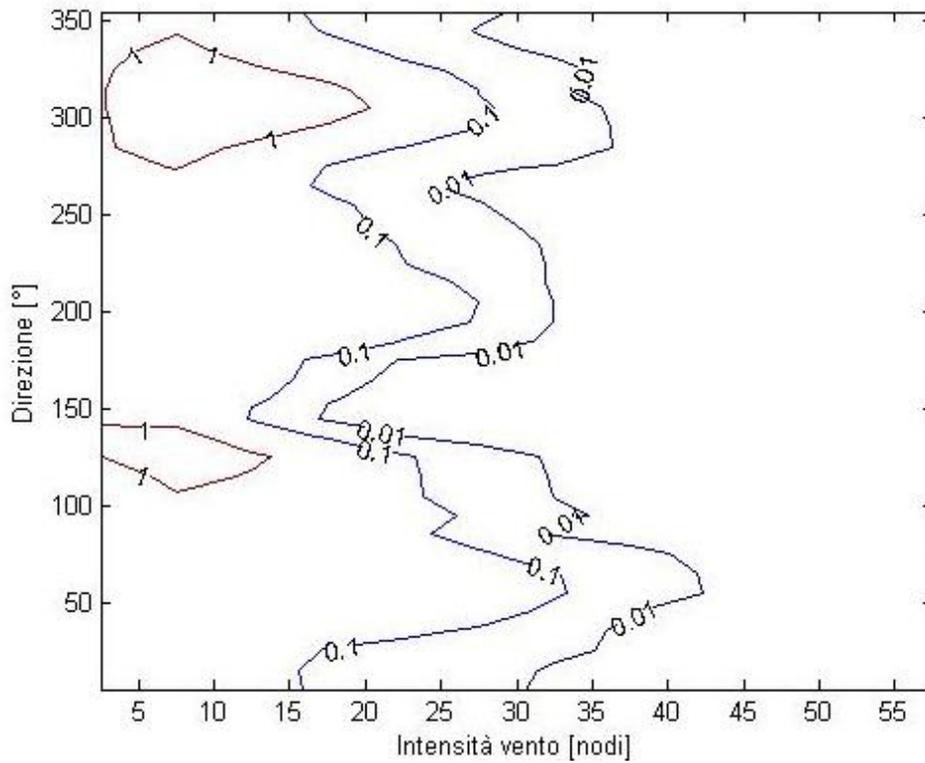
<b>DIR.</b> <b>[N°]</b>	<b>120°</b> <b>130°</b>	<b>130°</b> <b>140°</b>	<b>140°</b> <b>150°</b>	<b>150°</b> <b>160°</b>	<b>160°</b> <b>170°</b>	<b>170°</b> <b>180°</b>	<b>180°</b> <b>190°</b>	<b>190°</b> <b>200°</b>	<b>200°</b> <b>210°</b>	<b>210°</b> <b>220°</b>	<b>220°</b> <b>230°</b>	<b>230°</b> <b>240°</b>
<b>0 - 5</b>	0,99	1,38	0,79	0,66	0,71	0,70	0,63	0,52	0,49	0,54	0,48	0,52
<b>5 - 10</b>	1,70	1,43	0,65	0,64	0,75	0,77	0,82	0,83	0,79	0,73	0,72	0,59
<b>10 - 15</b>	1,15	0,34	0,06	0,13	0,19	0,22	0,51	0,72	0,79	0,65	0,49	0,29
<b>15 - 20</b>	0,59	0,06	0,00	0,01	0,02	0,05	0,28	0,73	0,79	0,48	0,25	0,18
<b>20 - 25</b>	0,11	0,01	0,01	0,00	0,00	0,01	0,09	0,39	0,43	0,19	0,10	0,09
<b>25 - 30</b>	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,07	0,10	0,06	0,03	0,03
<b>30 - 35</b>	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00
<b>&gt;35</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>W</b> <b>[Nodi]</b>	<b>4,58</b>	<b>3,22</b>	<b>1,51</b>	<b>1,44</b>	<b>1,68</b>	<b>1,74</b>	<b>2,36</b>	<b>3,27</b>	<b>3,39</b>	<b>2,65</b>	<b>2,08</b>	<b>1,71</b>

<b>DIR.</b> <b>[N°]</b>	<b>240°</b> <b>250°</b>	<b>250°</b> <b>260°</b>	<b>260°</b> <b>270°</b>	<b>270°</b> <b>280°</b>	<b>280°</b> <b>290°</b>	<b>290°</b> <b>300°</b>	<b>300°</b> <b>310°</b>	<b>310°</b> <b>320°</b>	<b>320°</b> <b>330°</b>	<b>330°</b> <b>340°</b>	<b>340°</b> <b>350°</b>	<b>350°</b> <b>360°</b>	
<b>0 - 5</b>	0,62	0,74	0,75	0,71	0,85	0,83	0,91	0,88	0,79	0,68	0,66	0,61	<b>23,10</b>
<b>5 - 10</b>	0,63	0,75	0,75	1,04	1,59	2,06	2,57	2,74	1,97	1,32	0,95	0,83	<b>35,33</b>
<b>10 - 15</b>	0,29	0,25	0,17	0,37	0,71	1,55	2,75	2,68	1,18	0,55	0,26	0,18	<b>21,53</b>
<b>15 - 20</b>	0,16	0,12	0,08	0,09	0,25	0,85	1,65	1,24	0,52	0,19	0,08	0,06	<b>12,17</b>
<b>20 - 25</b>	0,05	0,06	0,01	0,02	0,09	0,33	0,48	0,42	0,16	0,05	0,02	0,03	<b>5,15</b>
<b>25 - 30</b>	0,02	0,01	0,01	0,01	0,03	0,08	0,12	0,10	0,05	0,02	0,01	0,02	<b>1,94</b>
<b>30 - 35</b>	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,02	0,03	0,01	0,02	0,00	0,00	0,00	<b>0,58</b>
<b>&gt;35</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,16</b>
<b>W</b> <b>[Nodi]</b>	<b>1,78</b>	<b>1,93</b>	<b>1,78</b>	<b>2,26</b>	<b>3,55</b>	<b>5,73</b>	<b>8,49</b>	<b>8,07</b>	<b>4,69</b>	<b>2,82</b>	<b>1,99</b>	<b>1,72</b>	<b>100</b>

*Tabella 4.5, Clima W-DIR Mesi primaverili, autunnali, invernali*



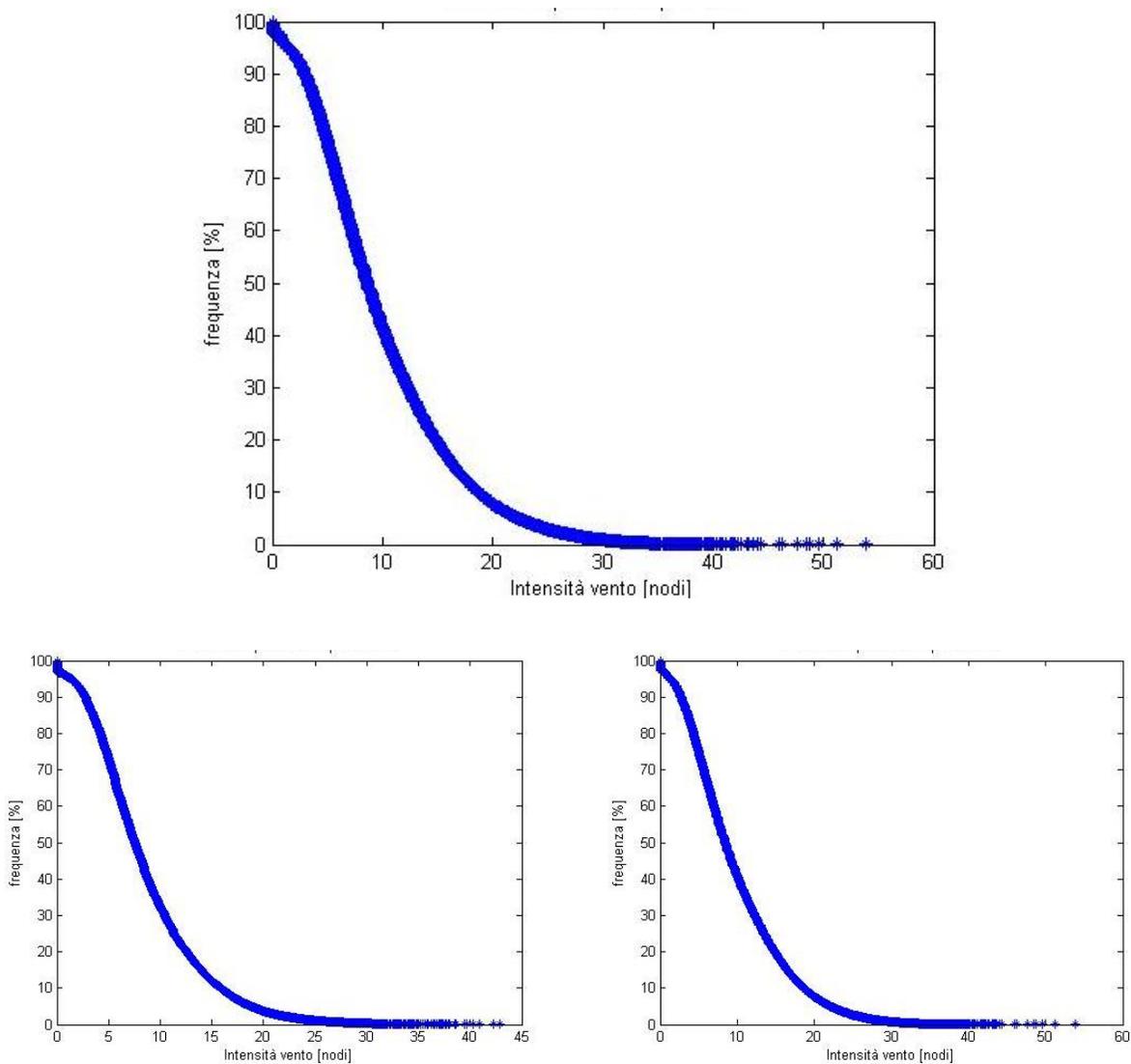
*Figura 4.6, Rappresentazione grafica della matrice W-DIR Mesi Estivi*



*Figura 4.7, Rappresentazione grafica della Matrice W-DIR Mesi primaverili,autunnali, invernali*

Per i mesi estivi l'intensità del vento è molto frequente tra i 5-10 nodi con valori superiori al 40% e direzione prevalente da Scirocco per l'11.30%. I venti tra tale intervallo di intensità e proveniente da tale direzione ha una frequenza del 4.55%. Nei mesi primaverili, autunnali e invernali invece l'intensità del vento aumenta interessando anche valori tra i 15-20 nodi con direzione prevalente da Maestrale 12.76%.

Da ultimo sono state fittate le curve di frequenza cumulata o curva di superamento. In ascissa è riportata l'intensità del vento e le altezze d'onda registrate, in ordinata la frequenza di superamento. Vista la gran mole di dati presenti nel nostro campione, tale legge di frequenza può essere lecitamente assunta come distribuzione di probabilità cumulata.



**Figura 4.8, Distribuzione della frequenza di superamento di  $W$  dell'intera registrazione (sopra), per i mesi estivi (sx) e per i restanti mesi (dx).**

Le figure mostrano che solo intensità del vento comprese tra i 0 e 5 nodi si verificano con una certa facilità, mentre per gli altri valori le probabilità di accadimento sono molto più contenute.

I risultati ottenuti dall'analisi anemologica ci verranno poi in aiuto nel momento dell'individuazione della energia eolica ottenibile nel sito scelto per il parco eolico nonché per la scelta delle turbine più consone a tale scopo.

#### 4.5 Analisi Ondametrica

L'analisi ondametrica è stata svolta considerando l'altezza d'onda significativa  $H_s$  abbinata alla direzione di incidenza ondosa DIR e al periodo significativo  $T_s$ . Per  $H_s$  sono stati scelti i valori da 0 a 6 m con passi di 0.3 m, per la direzione DIR l'angolo giro con step di  $10^\circ$  e infine per  $T_s$  l'intervallo da 0 a 10 secondi con passi di un secondo.

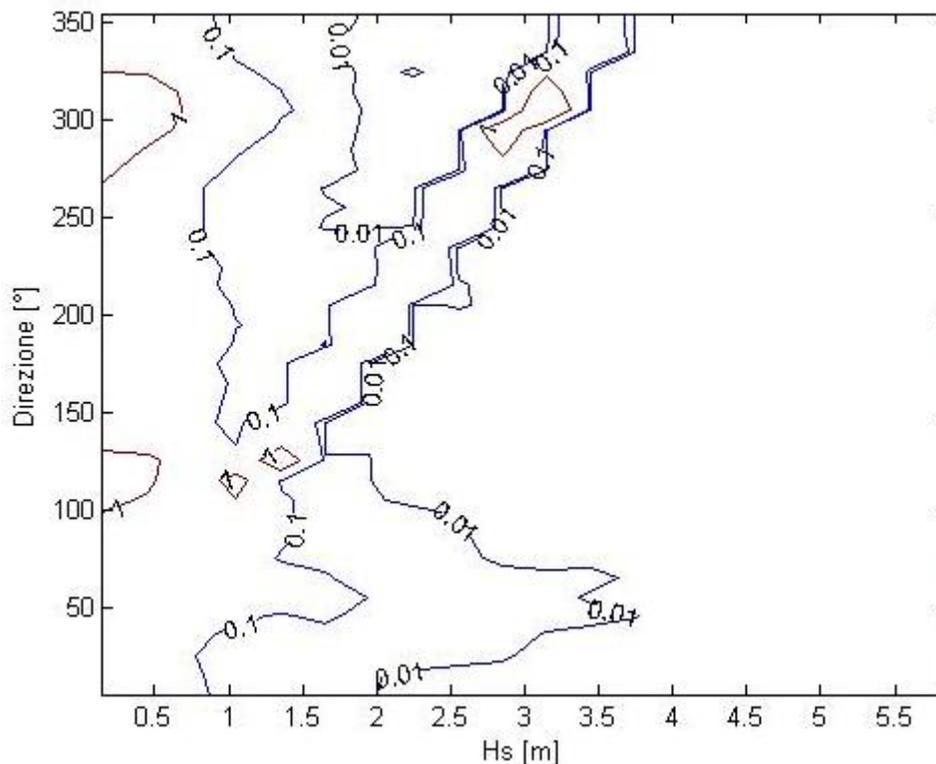
DIR [N°]	0° 10°	10° 20°	20° 30°	30° 40°	40° 50°	50° 60°	60° 70°	70° 80°	80° 90°	90° 100°	100° 110°	110° 120°
<b>0-0.3</b>	0,78	0,64	0,62	0,65	0,65	0,67	0,77	0,84	0,98	1,09	1,39	1,72
<b>0.3-0.6</b>	0,47	0,37	0,37	0,32	0,32	0,35	0,35	0,49	0,58	0,69	0,82	1,20
<b>0.6-0.9</b>	0,18	0,15	0,13	0,17	0,19	0,21	0,27	0,29	0,32	0,41	0,38	0,52
<b>0.9-1.2</b>	0,08	0,08	0,10	0,12	0,17	0,23	0,25	0,22	0,23	0,23	0,22	0,25
<b>1.2-1.5</b>	0,03	0,04	0,07	0,09	0,15	0,23	0,24	0,18	0,17	0,13	0,10	0,08
<b>1.5-1.8</b>	0,03	0,03	0,04	0,08	0,15	0,22	0,20	0,16	0,09	0,07	0,03	0,04
<b>1.8-2.1</b>	0,02	0,02	0,02	0,05	0,10	0,16	0,18	0,13	0,07	0,03	0,02	0,01
<b>2.1-2.4</b>	0,01	0,01	0,04	0,05	0,09	0,12	0,13	0,09	0,04	0,03	0,01	0,01
<b>2.4-2.7</b>	0,01	0,01	0,02	0,03	0,07	0,10	0,09	0,04	0,02	0,01	0,00	0,00
<b>2.7-3.0</b>	0,00	0,00	0,01	0,03	0,04	0,07	0,05	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00
<b>3.0-3.3</b>	0,00	0,00	0,00	0,01	0,03	0,04	0,03	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>3.3-3.6</b>	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>3.6-3.9</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Hs [m]</b>	<b>1,60</b>	<b>1,36</b>	<b>1,41</b>	<b>1,61</b>	<b>1,98</b>	<b>2,45</b>	<b>2,59</b>	<b>2,51</b>	<b>2,51</b>	<b>2,68</b>	<b>2,98</b>	<b>3,83</b>

DIR [N°]	120° 130°	130° 140°	140° 150°	150° 160°	160° 170°	170° 180°	180° 190°	190° 200°	200° 210°	210° 220°	220° 230°	230° 240°
<b>0-0.3</b>	2,11	1,46	0,72	0,65	0,75	0,88	1,16	1,25	1,28	1,19	1,05	0,96
<b>0.3-0.6</b>	1,84	1,06	0,49	0,50	0,61	0,55	0,76	1,18	1,26	0,96	0,76	0,57
<b>0.6-0.9</b>	0,81	0,54	0,25	0,22	0,27	0,23	0,29	0,37	0,41	0,29	0,20	0,15
<b>0.9-1.2</b>	0,38	0,25	0,10	0,12	0,12	0,11	0,10	0,15	0,15	0,11	0,07	0,06
<b>1.2-1.5</b>	0,12	0,07	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,07	0,05	0,03	0,03	0,03
<b>1.5-1.8</b>	0,05	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03	0,01	0,02	0,02
<b>1.8-2.1</b>	0,01	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>2.1-2.4</b>	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01

<b>DIR</b> <b>[N°]</b>	<b>120°</b>	<b>130°</b>	<b>140°</b>	<b>150°</b>	<b>160°</b>	<b>170°</b>	<b>180°</b>	<b>190°</b>	<b>200°</b>	<b>210°</b>	<b>220°</b>	<b>230°</b>
	<b>130°</b>	<b>140°</b>	<b>150°</b>	<b>160°</b>	<b>170°</b>	<b>180°</b>	<b>190°</b>	<b>200°</b>	<b>210°</b>	<b>220°</b>	<b>230°</b>	<b>240°</b>
<b>2.4-2.7</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00
<b>&gt;2.7</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Hs [m]</b>	<b>5,33</b>	<b>3,43</b>	<b>1,61</b>	<b>1,53</b>	<b>1,79</b>	<b>1,83</b>	<b>2,36</b>	<b>3,05</b>	<b>3,19</b>	<b>2,61</b>	<b>2,15</b>	<b>1,81</b>

<b>DIR</b> <b>[N°]</b>	<b>240°</b>	<b>250°</b>	<b>260°</b>	<b>270°</b>	<b>280°</b>	<b>290°</b>	<b>300°</b>	<b>310°</b>	<b>320°</b>	<b>330°</b>	<b>340°</b>	<b>350°</b>	<b>360°</b>	
<b>0-0.3</b>	1,12	1,20	1,18	1,43	1,95	2,26	2,55	2,37	1,67	1,21	0,98	0,90	<b>43,07</b>	
<b>0.3-0.6</b>	0,65	0,64	0,52	0,62	1,03	1,63	2,58	2,64	1,46	0,86	0,60	0,55	<b>30,64</b>	
<b>0.6-0.9</b>	0,15	0,15	0,14	0,19	0,35	0,79	1,32	1,20	0,55	0,31	0,20	0,16	<b>12,78</b>	
<b>0.9-1.2</b>	0,05	0,06	0,04	0,08	0,14	0,38	0,62	0,52	0,22	0,13	0,08	0,09	<b>6,30</b>	
<b>1.2-1.5</b>	0,02	0,02	0,02	0,03	0,06	0,11	0,18	0,16	0,08	0,04	0,03	0,03	<b>2,88</b>	
<b>1.5-1.8</b>	0,01	0,01	0,01	0,02	0,03	0,05	0,05	0,04	0,04	0,02	0,02	0,02	<b>1,72</b>	
<b>1.8-2.1</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	<b>0,97</b>	
<b>2.1-2.4</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	<b>0,67</b>	
<b>Hs [m]</b>	<b>2,00</b>	<b>2,08</b>	<b>1,91</b>	<b>2,38</b>	<b>3,55</b>	<b>5,23</b>	<b>7,31</b>	<b>6,94</b>	<b>4,05</b>	<b>2,57</b>	<b>1,91</b>	<b>1,76</b>	<b>100</b>	

*Tabella 4.6, Clima Hs-DIR dal '93 al 02'*



*Figura 4.9, Rappresentazione grafica della matrice Hs-DIR*

Ts [s]	3-4	4-5	5-6	> 6	
<b>0-0.3</b>	11,59	26,98	3,50	0,51	<b>42,58</b>
<b>0.3-0.6</b>	2,20	18,43	7,69	2,29	<b>30,61</b>
<b>0.6-0.9</b>	0,00	3,37	6,64	2,94	<b>12,95</b>
<b>0.9-1.2</b>	0,00	0,17	3,14	3,08	<b>6,39</b>
<b>1.2-1.5</b>	0,00	0,01	0,60	2,39	<b>2,99</b>
<b>1.5-1.8</b>	0,00	0,00	0,07	1,70	<b>1,76</b>
<b>1.8-2.1</b>	0,00	0,00	0,01	0,95	<b>0,96</b>
<b>2.1-2.4</b>	0,00	0,00	0,00	0,70	<b>0,70</b>
<b>2.4-2.7</b>	0,00	0,00	0,00	0,45	<b>0,45</b>
<b>2.7-3.0</b>	0,00	0,00	0,00	0,26	<b>0,26</b>
<b>3.0-3.3</b>	0,00	0,00	0,00	0,14	<b>0,14</b>
<b>3.3-3.6</b>	0,00	0,00	0,00	0,08	<b>0,08</b>
<b>&gt; 3.6</b>	0,00	0,00	0,00	0,08	<b>0,08</b>
<b>Hs [m]</b>	<b>13,79</b>	<b>48,96</b>	<b>21,63</b>	<b>15,57</b>	<b>100</b>

Tabella 4.7, Clima Hs-Ts dal '93 al '02

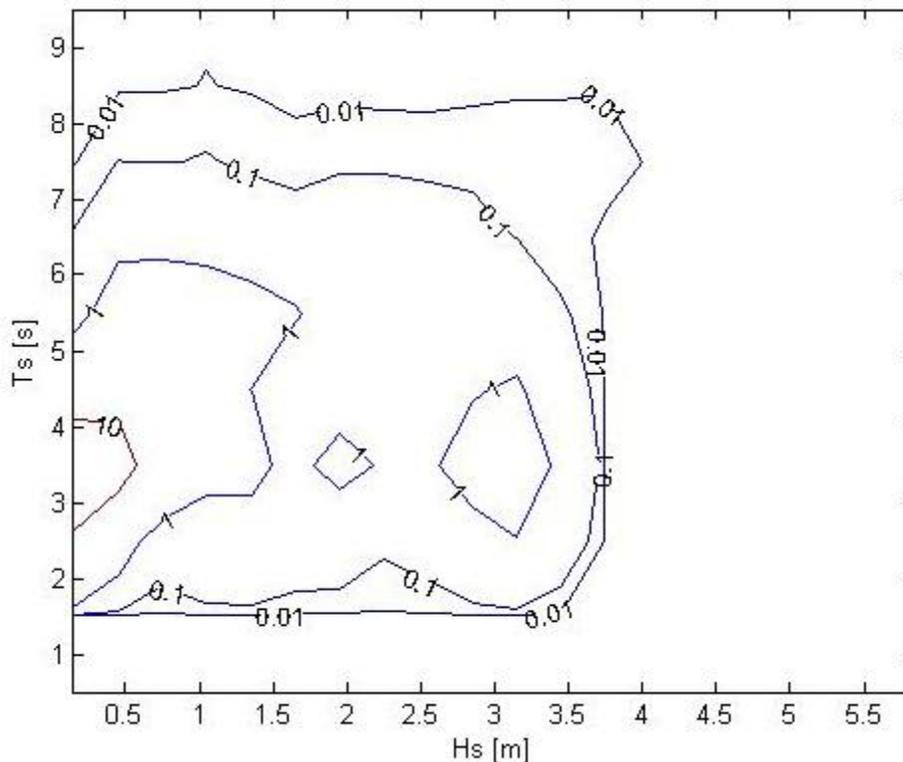
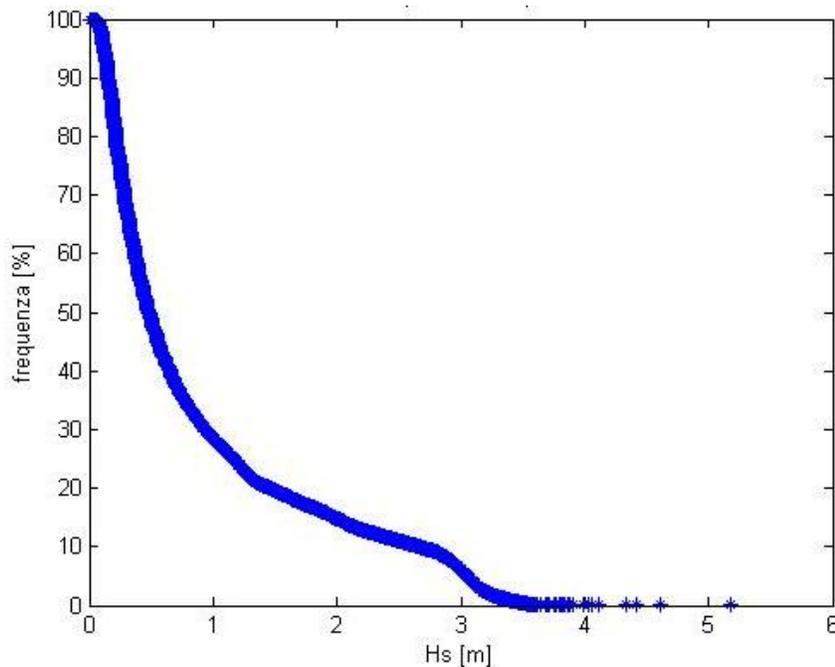


Figura 4.10, Rappresentazione grafica della matrice Hs-Ts

Le tabelle e i grafici sopra riportati evidenziano come le onde più frequenti abbiano una altezza relativamente bassa compresa nell'intervallo 0-0.6m con una frequenza relativa superiore al 70%. Le direzioni prevalenti sono rappresentate da eventi di Maestrale con una frequenza del 10.99% e

Scirocco 8.76%, mentre il valore del periodo significativo si può stimare nei 4-5s con una frequenza del 48.96%.



*Figura 4.11, Distribuzione della frequenza di superamento di Hs durante l'anno*

Anche per l'analisi ondometrica è stata fittata la curva di frequenza cumulata valutando che difficilmente si possono verificare onde superiori a 0.5m.

#### **4.6 Rappresentazione sintetica del clima annuale del paraggio**

Dal momento che l'analisi degli effetti indotti dal parco eolico sul clima sottocosta sarà affrontata con l'ausilio della modellazione numerica, è necessario ridurre i dati ondometrici disponibili ad una serie limitata che però risulti rappresentativa del clima tipico annuale. La necessità del limite superiore alle condizioni da simulare nasce dal limitare il tempo spendibile su questa attività. Le condizioni per essere rappresentative, richiedono che: l'energia incidente sulla costa e il trasporto medio annuo indotto siano coerenti con i dati rilevati.

Inizialmente si è ricavata una matrice di frequenza relativa  $f$  tra l'altezza d'onda significativa  $H_s$  e la potenza associata all'onda  $P$ , esprimibile con la relazione:

$$P = \frac{\rho g^2 T_s H_s^2}{32\pi} \quad (\text{eq. 4.1})$$

I valori di  $H_s$  sono stati scelti da 0 a 4 m con passo di 0.1 m, mentre per la potenza  $P$  un intervallo da 0 a 120 con step di 10 kW/m individuando anche i valori di centro classe ( $P$  c.c.).

<b>P</b> [kW/m]	<b>0</b> 10	<b>10</b> 20	<b>20</b> 30	<b>30</b> 40	<b>40</b> 50	<b>50</b> 60	<b>60</b> 70	<b>70</b> 80	<b>80</b> 90	<b>90</b> 100	<b>100</b> 110	<b>110</b> 120	<b>E</b> [MJ/m]
<i>P c.c.</i>	<b>5</b>	<b>15</b>	<b>25</b>	<b>35</b>	<b>45</b>	<b>55</b>	<b>65</b>	<b>75</b>	<b>85</b>	<b>95</b>	<b>105</b>	<b>115</b>	
<b>0,0-0,1</b>	2,93												<b>4625</b>
<b>0,1-0,2</b>	19,49												<b>30735</b>
<b>0,2-0,3</b>	20,23												<b>31900</b>
<b>0,3-0,4</b>	13,44												<b>21192</b>
<b>0,4-0,5</b>	9,52												<b>15003</b>
<b>0,5-0,6</b>	7,49												<b>11817</b>
<b>0,6-0,7</b>	5,79												<b>9122</b>
<b>0,7-0,8</b>	3,97												<b>6260</b>
<b>0,8-0,9</b>	3,15												<b>4963</b>
<b>0,9-1,0</b>	2,39												<b>3766</b>
<b>1,0-1,1</b>	1,94												<b>3058</b>
<b>1,1-1,2</b>	1,64	0,01											<b>2659</b>
<b>1,2-1,3</b>	1,02	0,14											<b>2277</b>
<b>1,3-1,4</b>	0,61	0,41											<b>2898</b>
<b>1,4-1,5</b>	0,08	0,66											<b>3262</b>
<b>1,5-1,6</b>		0,69											<b>3258</b>
<b>1,6-1,7</b>		0,59	0,02										<b>2986</b>
<b>1,7-1,8</b>		0,39	0,03										<b>2095</b>
<b>1,8-1,9</b>		0,21	0,17										<b>2365</b>
<b>1,9-2,0</b>		0,02	0,28										<b>2298</b>
<b>2,0-2,1</b>			0,26										<b>2031</b>
<b>2,1-2,2</b>			0,22	0,03									<b>2094</b>
<b>2,2-2,3</b>			0,06	0,20									<b>2641</b>
<b>2,3-2,4</b>				0,19	0,01								<b>2235</b>
<b>2,4-2,5</b>				0,14	0,02								<b>1785</b>
<b>2,5-2,6</b>				0,03	0,09								<b>1656</b>
<b>2,6-2,7</b>					0,13								<b>1785</b>
<b>2,7-2,8</b>					0,05	0,04							<b>1487</b>
<b>2,8-2,9</b>					0,01	0,09							<b>1656</b>
<b>2,9-3,0</b>						0,04	0,02						<b>1023</b>
<b>3,0-3,1</b>						0,01	0,05						<b>1072</b>
<b>3,1-3,2</b>						0,00	0,03	0,02					<b>1025</b>
<b>3,2-3,3</b>								0,03					<b>764</b>
<b>3,3-3,4</b>								0,02	0,01				<b>698</b>
<b>3,4-3,5</b>									0,02				<b>523</b>
<b>3,5-3,6</b>									0,01	0,01			<b>521</b>
<b>3,6-3,7</b>										0,01			<b>262</b>
<b>Hs[m]</b>													

P [kW/m]	0 10	10 20	20 30	30 40	40 50	50 60	60 70	70 80	80 90	90 100	100 110	110 120	E [MJ/m]
<i>P c.c.</i>	5	15	25	35	45	55	65	75	85	95	105	115	
3,7-3,8											0,02		534
3,8-3,9												0,01	290
3,9-4,0												0,02	662
Hs[m]											<b>ENERGIA ANNUA</b>		<b>191.282</b>

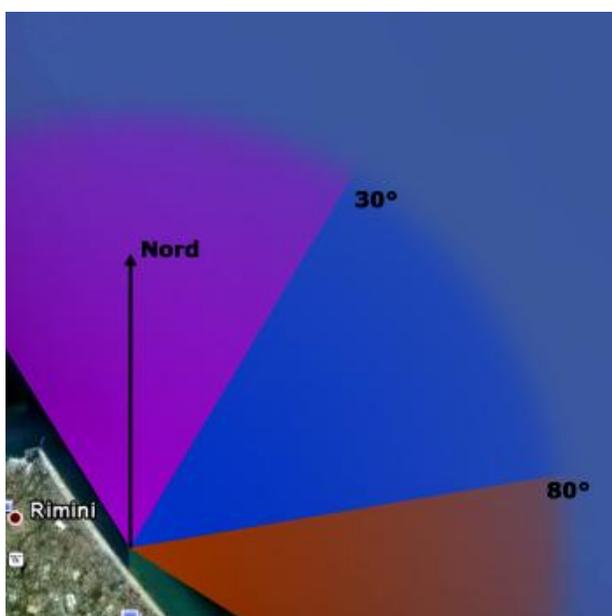
*Tabella 4.8, Frequenza relativa tra Hs - P e individuazione dell'energia annua*

Oltre alla frequenza, per ogni classe d'altezza d'onda, sono stati determinati, partendo dalla potenza, i diversi valori di energia mediante la relazione 4.2:

$$E = P_{c.c.} \cdot f \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3,6 \quad (\text{eq. 4.2})$$

Dalla loro somma poi, si è ricavata l'energia annua totale  $E_{TOTannua}$  pari a 191.282 MJ/m.

E' bene precisare che l'energia ottenuta è determinata sulla base dei valori registrati dalla piattaforma Azalea, investita a 360° da parte delle forzanti meteo marine. L'energia ondosa invece che interessa la costa della città di Rimini è minore perchè proviene solo da determinate direzioni. Rilevato che la linea di riva ha un inclinazione di 143°N, si è pensato di investigare l'energia proveniente dalle direzioni comprese tra l'intervallo -30°N ÷ 120°N ( non 143°, per tenere conto dell'effetto schermante del promontorio del S.Bartolo), filtrando così quei dati che non rappresentano per il nostro sito forzanti foranee. A sua volta l'intervallo è stato suddiviso in tre settori di ampiezza 330°- 30°, 30°- 80°, 80°- 120°, in modo da poter evidenziare il contributo energetico di ogni settore.



*Figura 4.12, Suddivisione della costa in settori*

Per ogni intervallo poi è stata realizzata una tabella, dove in ogni cella, viene espressa l'energia per un determinato intervallo di direzioni e di altezza d'onda, mediante la relazione 4.3:

$$E = f_{dir} \cdot E_{TOTannua} \quad (\text{eq. 4.3})$$

tra l'energia totale annua e la frequenza relativa alla direzione  $f_{dir}$  espressa dalla tabella Hs - DIR ricavata nell'analisi ondometrica.

	DIR c.c.[°N]	-25°	-15°	-5°	5°	15°	25°				
H <sub>s</sub> c.c. [m]	H <sub>s</sub> [m]	330° 340° [°N]	340° 350° [°N]	350° 360° [°N]	0° 10° [°N]	10° 20° [°N]	20° 30° [°N]	ENERGIA <sup>(1)</sup> [MJ/m]	%E	H <sub>p</sub> <sup>(4)</sup> [m]	T <sub>s</sub> <sup>(7)</sup> [s]
<b>0,15</b>	<b>0-0,3</b>	2320	1867	1713	1498	1230	1185	<b>9813</b>	<b>48,4%</b>	<b>0,15</b>	<b>4,3</b>
<b>0,45</b>	<b>0,3-0,6</b>	1637	1143	1056	890	711	709	<b>6147</b>	<b>30,3%</b>	<b>0,53</b>	<b>5,1</b>
<b>0,75</b>	<b>0,6-0,9</b>	585	389	304	347	291	242	<b>2159</b>	<b>10,6%</b>	<b>41,0%</b>	
<b>1,05</b>	<b>0,9-1,2</b>	244	148	163	145	159	195	<b>1055</b>	<b>5,2%</b>	<b>1,22</b>	<b>6,4</b>
<b>1,35</b>	<b>1,2-1,5</b>	73	61	55	61	76	126	<b>453</b>	<b>2,2%</b>	<b>8,9%</b>	
<b>1,65</b>	<b>1,5-1,8</b>	35	33	46	54	60	72	<b>299</b>	<b>1,5%</b>		
<b>1,95</b>	<b>1,8-2,1</b>	26	12	25	37	35	43	<b>179</b>	<b>0,9%</b>	<b>2,18</b>	<b>7,0</b>
<b>2,25</b>	<b>2,1-2,4</b>				12	21	68	<b>101</b>	<b>0,5%</b>	<b>1,7%</b>	
<b>2,55</b>	<b>2,4-2,7</b>				10	11	30	<b>51</b>	<b>0,3%</b>		
<b>2,85</b>	<b>2,7-3,0</b>						21	<b>21</b>	<b>0,1%</b>		
<b>3,15</b>	<b>3,0-3,3</b>								<b>0,0%</b>		
<b>3,45</b>	<b>3,3-3,6</b>								<b>0,0%</b>		
<b>3,75</b>	<b>3,6-3,9</b>								<b>0,0%</b>		
<b>ENERGIA<sup>(2)</sup> [MJ/m]</b>		<b>4920</b>	<b>3654</b>	<b>3363</b>	<b>3055</b>	<b>2594</b>	<b>2691</b>	<b>20277</b>	<b>100,0%</b>		
<b>%E</b>		<b>24,3%</b>	<b>18,0%</b>	<b>16,6%</b>	<b>15,1%</b>	<b>12,8%</b>	<b>13,3%</b>	<b>100,0%</b>		<b>H<sub>p</sub><sup>(5)</sup></b>	<b>T<sub>s</sub><sup>(8)</sup></b>
<b>H<sub>p</sub><sup>(3)</sup> [m]</b>		<b>0,94</b>	<b>0,95</b>	<b>1,01</b>	<b>1,06</b>	<b>1,12</b>	<b>1,32</b>	<b>1,07</b>		<b>0,44</b>	<b>5,7</b>

*Tabella 4.9, Valori ottenuti per il settore I (330° - 30°)*

Esaminando la tabella si vede come il maggiore contributo energetico sia dovuto alle onde comprese tra l'intervallo 0-0,6 m in accordo con quanto visto nell'analisi ondometrica.

Con il termine Energia<sup>(1)</sup> è stata indicata la sommatoria dell'energia di ogni classe d'altezza d'onda, mentre con Energia<sup>(2)</sup> la somma dei valori di energia di ogni classe di direzione per quel settore. Le percentuali d'energia sono riferite al valore di energia totale del settore e permettono di evidenziare quanto una classe di altezza d'onda o di direzione contribuisca all'energia totale del settore. L'altezza d'onda H<sub>p</sub><sup>(4)</sup>, viene calcolata facendo la media pesata sull'energia usando la relazione 4.4:

$$H_p^{(4)} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{i,cc} \cdot E_i}{\sum_{i=1}^n E_i} \quad (\text{eq. 4.4})$$

dove  $i$  è l'indice di riga e individua l'intervallo di altezza d'onda,  $n$  è il numero di intervalli di altezza d'onda raggruppati per valori confrontabili di energia e con c.c. sono indicati i valori di centro classe della riga  $i$ -esima. L'altezza d'onda  $H_p^{(3)}$  indica l'altezza d'onda pesata sull'obliquità mentre  $H_p^{(5)}$  è l'altezza media pesata per settore. Il periodo  $T_s^{(7)}$  è calcolato come media pesata dei periodi sugli intervalli di altezza d'onda raggruppati per valori confrontabili di energia ed è dato dalla relazione 4.5:

$$T_s^{(7)} = \frac{\sum_{j=1}^n T_{j,cc} \cdot f_j}{\sum_{j=1}^n f_j} \quad (\text{eq. 4.5})$$

dove con riferimento alla tabella  $H_s$ - $T_s$  ricavata nell'analisi ondometrica, il pedice  $j$  è l'indice di colonna e indica un intervallo di periodo. Con  $T_s^{(8)}$  infine si è indicato il periodo medio pesato per settore.

	DIR c.c.[°N]	35°	45°	55°	65°	75°				
$H_s$ c.c. [m]	$H_s$ [m]	30° 40° [°N]	40° 50° [°N]	50° 60° [°N]	60° 70° [°N]	70° 80° [°N]	ENERGIA <sup>(1)</sup> [MJ/m]	%E	$H_p^{(4)}$ [m]	$T_s^{(7)}$ [s]
0,15	0-0,3	1248	1236	1283	1467	1606	6840	32,2%	0,15	4,3
0,45	0,3-0,6	617	608	663	671	938	3498	16,5%	0,81	5,30
0,75	0,6-0,9	327	356	403	522	563	2170	10,2%	43,6%	
1,05	0,9-1,2	226	334	432	483	414	1888	8,9%		
1,35	1,2-1,5	165	293	443	468	342	1711	8,1%		
1,65	1,5-1,8	158	295	425	386	311	1575	7,4%	1,90	7,0
1,95	1,8-2,1	102	192	313	335	252	1194	5,6%	13,0%	
2,25	2,1-2,4	96	173	238	248	174	929	4,4%	2,47	7
2,55	2,4-2,7	66	126	199	163	83	638	3,0%	9,3%	
2,85	2,7-3,0	51	68	129	96	61	404	1,9%		
3,15	3,0-3,3	17	58	86	50	36	246	1,2%	3,56	7
3,45	3,3-3,6	11	36	44	39	14	144	0,7%	1,8%	
3,75	3,6-3,9		19	29	21					
ENERGIA <sup>(2)</sup> [MJ/m]		3084	3794	4686	4948	4794	21237	100,0%		
%E		14,5	17,9	22,1	23,3	22,6	100,0		$H_p^{(5)}$	$T_s^{(8)}$
$H_p^{(3)}$ [m]		1,47	1,62	1,68	1,58	1,45	1,56		0,88	6,1

Tabella 4.10, Valori ottenuti per il settore 2 (30° - 80°)

	DIR c.c. [°N]	85°	95°	105°	115°				
H <sub>s</sub> c.c [m]	H <sub>s</sub> [m]	80° 90° [°N]	90° 100° [°N]	100° 110° [°N]	110° 120° [°N]	ENERGIA <sup>(1)</sup> [MJ/m]	%E	H <sub>p</sub> <sup>(4)</sup> [m]	T <sub>s</sub> <sup>(7)</sup> [s]
0,15	0-0,3	1870	2093	2656	3284	9903	43,2%	0,15	4,3
0,45	0,3-0,6	1109	1311	1575	2292	6286	27,4%	0,63	5,2
0,75	0,6-0,9	612	789	729	1002	3132	13,7%	48,7%	
1,05	0,9-1,2	436	430	414	471	1751	7,6%		
1,35	1,2-1,5	332	257	199	152	941	4,1%	1,53	6,8
1,65	1,5-1,8	172	126	61	78	436	1,9%	7,9%	
1,95	1,8-2,1	141	61	44	22	269	1,2%		
2,25	2,1-2,4	75	48	15	21	159	0,7%		
2,55	2,4-2,7	33	18			51	0,2%	2,63	7
2,85	2,7-3,0	14				14	0,1%	0,3%	
3,15	3,0-3,3	1				1	0,0%		
3,45	3,3-3,6						0,0%		
3,75	3,6-3,9						0,0%		
ENERGIA <sup>(2)</sup> [MJ/m]		4794	5134	5694	7322	22944	100,0%		
%E		20,9	22,4	24,8	31,9	100,0		H <sub>p</sub> <sup>(5)</sup>	T <sub>s</sub> <sup>(8)</sup>
H <sub>p</sub> <sup>(3)</sup> [m]		1,22	1,08	1,01	0,96	1,07		0,50	5,9

Tabella 4.11, Valori ottenuti per il settore 3 (80° - 120°)

Dal confronto delle tabelle si può osservare che l'energia maggiore proviene dal settore 3 (22.944 MJ/m), anche se non si discosta molto dai valori di energia degli altri due settori (Settore1 20.277 MJ/m, Settore2 21.237 MJ/m). La loro somma dà il valore dell'energia totale incidente sulla costa di Rimini pari 64.458 MJ/m .

Per ogni settore, la scelta delle onde è stata fatta prendendo come altezza significativa la H<sub>p</sub><sup>(4)</sup> , come periodo significativo il T<sub>p</sub><sup>(7)</sup> e come direzione quella da cui proviene l'energia maggiore, ottenendo in tutto dieci onde.

Le onde indicate con il numero romano, scartate dalla selezione, sono state riportate a puro titolo indicativo e sono chiamate “onde di bel tempo” perchè hanno valori di H<sub>s</sub> molto bassi. Sono state escluse perchè nel passaggio dal largo al sito di installazione del parco eolico, subirebbero un decadimento dell'altezza molto elevato e quindi non risulterebbero apprezzabili.

SETTORE	DIREZIONE	ONDA	H <sub>s</sub> [m]	T <sub>s</sub> [s]
SETTORE 1 (330°- 30°)	Direzione [°N] 335°	Onda 1	0,60	5,10
		Onda 2	1,30	6,50
		Onda 3	2,20	7,00
		Onda di bel tempo I	0,20	4,40
SETTORE 2 (30°- 80°)	Direzione [°N] 65°	Onda 4	0,90	5,40
		Onda 5	1,90	7,00
		Onda 6	2,50	7,00
		Onda 7	3,56	7,00
		Onda di bel tempo II	0,20	4,40
SETTORE 3 (80°- 120°)	Direzione [°N] 115°	Onda 8	0,70	5,30
		Onda 9	1,60	6,90
		Onda 10	2,70	7,00
		Onda di bel tempo III	0,20	4,40

*Tabella 4.12, Onde individuate mediante il criterio energetico*

Le caratteristiche delle dieci onde trovate sono tutte relative ad acque profonde (rapporto altezza fondale - lunghezza d'onda  $\frac{h}{L} > \frac{1}{2}$ ) e per i nostri scopi devono essere trasportate in prossimità del parco eolico situato in acque intermedie ( $\frac{1}{20} < \frac{h}{L} < \frac{1}{2}$ ).

Note per ogni onda la direzione e i valori di H<sub>s</sub> e T<sub>s</sub> al largo, si sono ricavati gli altri termini offshore che le definiscono quali: lunghezza L<sub>0</sub>, celerità c<sub>0</sub>, celerità di gruppo c<sub>g0</sub>, fase ω<sub>0</sub>, numero d'onda k<sub>0</sub> e sua inclinazione β<sub>0</sub>.

Assumendo valida per il coefficiente di rifrazione k<sub>r</sub> la legge di Snell, tenendo conto del fenomeno dello shoaling mediante il coefficiente k<sub>s</sub> e considerando il periodo tempo invariante, implementando la relazione di dispersione ω<sup>2</sup> = g k tanh(kh), è stato possibile trasportare i valori dal largo al sito di installazione posto ad una profondità di h = 9 m.

Onda	L <sub>0</sub> [m]	c <sub>0</sub> [m/s]	c <sub>g0</sub> [m/s]	β <sub>0</sub> [°]	L <sub>1</sub> [m]	c <sub>1</sub> [m/s]	c <sub>g1</sub> [m/s]	h/L <sub>1</sub> [-]	k <sub>s</sub> [-]	k <sub>r</sub> [-]	β <sub>1</sub> [°]	H <sub>0</sub> [m]	H <sub>1</sub> [m]
<b>1</b>	40,6	8,0	4,0	-78	36,96	7,25	4,67	0,244	0,923	0,677	-63,0	<b>0,60</b>	<b>0,37</b>
<b>2</b>	65,9	10,1	5,1	-78	52,32	8,05	6,06	0,172	0,915	0,574	-50,9	<b>1,30</b>	<b>0,68</b>
<b>3</b>	76,4	10,9	5,5	-78	57,63	8,23	6,43	0,156	0,921	0,555	-47,5	<b>2,20</b>	<b>1,12</b>
<b>4</b>	45,5	8,4	4,2	12	40,32	7,47	5,00	0,223	0,917	0,998	10,6	<b>0,90</b>	<b>0,82</b>
<b>5</b>	76,4	10,9	5,5	12	57,63	8,23	6,43	0,156	0,921	0,995	9,0	<b>1,90</b>	<b>1,74</b>
<b>6</b>	76,4	10,9	5,5	12	57,63	8,23	6,43	0,156	0,921	0,995	9,0	<b>2,50</b>	<b>2,29</b>
<b>7</b>	76,4	10,9	5,5	12	57,63	8,23	6,43	0,156	0,921	0,995	9,0	<b>3,56</b>	<b>3,26</b>
<b>8</b>	43,8	8,3	4,1	62	39,20	7,40	4,89	0,230	0,919	0,875	52,2	<b>0,70</b>	<b>0,56</b>
<b>9</b>	74,3	10,8	5,4	62	56,57	8,20	6,36	0,159	0,920	0,796	42,3	<b>1,60</b>	<b>1,17</b>
<b>10</b>	76,4	10,9	5,5	62	57,63	8,23	6,43	0,156	0,921	0,793	41,7	<b>2,70</b>	<b>1,97</b>
<b>I</b>	30,2	6,9	3,4	-78	29,01	6,59	3,82	0,310	0,948	0,780	-70,0	<b>0,20</b>	<b>0,15</b>
<b>II</b>	30,2	6,9	3,4	12	29,01	6,59	3,82	0,310	0,948	0,999	11,5	<b>0,20</b>	<b>0,19</b>
<b>III</b>	30,2	6,9	3,4	62	29,01	6,59	3,82	0,310	0,948	0,942	58,0	<b>0,20</b>	<b>0,18</b>

Tabella 4.13, Valore dei dati in acque profonde (pedice 0) e acque intermedie (pedice 1)

I risultati ottenuti in tabella mostrano come nel passaggio in acque intermedie le caratteristiche dell'onda: H<sub>1</sub>, L<sub>1</sub>, c<sub>1</sub> e β<sub>1</sub> siano più basse rispetto ai valori offshore, fatta eccezione per la celerità di gruppo c<sub>g1</sub>, segno che l'onda nel passaggio da largo al sito di installazione risente dei fenomeni di shoaling e rifrazione.

In ultima analisi con il fine di validare la scelta dei pesi associati alle onde, si è calcolato il trasporto solido lungo la riva di Rimini confrontandolo con i dati rilevati da ARPA che lo quantificano sull'ordine dei 10.000 m<sup>3</sup>/anno con direzione da Sud a Nord.

Per il criterio di Hallermier:

$$h_c = 2.28 \cdot H_{s12} - 10.91 \cdot \left( \frac{H_{s12}^2}{L_0} \right) \quad (\text{eq. 4.6})$$

se si considera per H<sub>s12</sub>, altezza d'onda significativa superata solo per 12 ore l'anno, un valore pari a 5 m, la profondità di chiusura h<sub>c</sub> oltre la quale non ho trasporto solido risulta essere pari a 8.29 m.

La portata solida lungo riva Q<sub>ls</sub>, messa in sospensione dalle onde e trasportata dalle correnti, è stata valutata con la relazione di Kamphuis che tiene conto: dell'altezza dell'onda al frangimento H<sub>sb</sub>, del periodo T, del diametro medio del materiale D<sub>n50</sub>, della pendenza del fondale al frangimento tan(α<sub>b</sub>) e dell'inclinazione delle onde al frangimento β<sub>b</sub>.

$$Q_{ls} = 6.4 \cdot 10^4 \cdot H_{sb}^2 \cdot T^{1.5} \cdot D_{n50}^{-0.25} \cdot (\tan \alpha_b)^{0.75} \cdot \sin \beta_b^{0.6} \quad (\text{eq. 4.7})$$

Assumendo per il diametro D<sub>n50</sub> un valore di 0,25 m e una pendenza tan(α<sub>b</sub>) dell'1% e

determinando i parametri al frangimento partendo da quelli al largo, si è implementato il calcolo delle portate solide per ogni onda, considerando negative quelle dirette da Nord a Sud perché opposte alla direzione di trasporto solido da investigare.

Onda	T [s]	H <sub>b</sub> [m]	β <sub>b</sub> [°]	D <sub>n50</sub> [m]	Q <sub>ls</sub> [ $\frac{m^3}{anno}$ ]	f [%]	verso	Q <sub>ls</sub> [ $\frac{m^3}{anno}$ ]
<b>1</b>	5,10	0,38	15,42	0,25	3.797	1,52	-1	-100
<b>2</b>	6,50	0,79	17,19	0,25	24.501	0,51	-1	-200
<b>3</b>	7,00	1,26	20,16	0,2	77.750	0,15	-1	-200
<b>4</b>	5,40	1,02	4,86	0,25	16.271	1,78	1	300
<b>5</b>	7,00	2,07	5,30	0,2	110.513	1,46	1	1.700
<b>6</b>	7,00	2,61	5,90	0,2	186.188	1,46	1	2.800
<b>7</b>	7,00	3,53	6,75	0,2	366.930	0,62	1	2.300
<b>8</b>	5,30	0,54	15,72	0,25	8.196	4,23	1	400
<b>9</b>	6,90	1,34	19,00	0,25	80.167	0,91	1	800
<b>10</b>	7,00	2,11	23,33	0,2	229.656	0,01	1	100
<b>I</b>	4,40	0,22	11,55	0,25	862	8,33	-1	-100
<b>II</b>	4,40	0,28	1,06	0,25	366	5,39	1	100
<b>III</b>	4,40	0,23	10,75	0,25	967	8,43	1	100
								<b>8.000</b>

*Tabella 4.14, Valori dei parametri per determinare la portata solida*

Dalla somma dei singoli contributi si è ottenuto un portata solida totale da Sud a Nord pari a  $8.000 m^3/anno$ , che confrontata con i dati di ARPA è accettabile, in quanto anche se le due stime si discostano, i modelli impiegati per lo studio del trasporto solido forniscono una indicazione dell'ordine di grandezza della portata solida non arrivando mai a dare un risultato deterministico. Concludendo, possiamo dire che le dieci onde individuate sono ben rappresentative del clima tipico annuale della costa di Rimini.

# CAPITOLO V Energia producibile dal parco eolico e aspetti progettuali per i pali di sostegno delle turbine

## 5.1 Introduzione

Individuata la posizione di installazione del parco eolico nel mare di Rimini e il clima meteo marino annuale che gli compete, si rende ora necessario passare alla fase progettuale per determinare le prestazioni e le forzanti a cui saranno soggette le turbine in fase di esercizio. Nel presente capitolo viene descritta la procedura seguita per la determinazione dell'energia elettrica producibile dagli aerogeneratori del parco e un'analisi costi-ricavi per valutare anche dal punto di vista economico l'installazione. Dopodichè sono determinate le intensità delle forze che agiscono sul palo a sostegno della turbina e l'entità dello scavo localizzato alla fondazione del medesimo.

## 5.2 Energia producibile dal parco eolico

Il vento è per definizione una fonte di energia incostante e aleatoria, che rende difficile una previsione esatta dell'elettricità ricavabile da un impianto eolico. Tuttavia, conoscendo da una parte le caratteristiche del vento in un determinato sito e dall'altra le caratteristiche del generatore eolico, è possibile arrivare a una stima realistica della producibilità elettrica in un certo intervallo di tempo.

### 5.2.1 Potenza estraibile dal vento

La potenza del vento è funzione della densità dell'aria, dell'area spazzata dal vento e della velocità istantanea del vento. Questo significa che l'incremento di ognuno di questi fattori aumenta la potenza  $P$  estraibile dal vento.

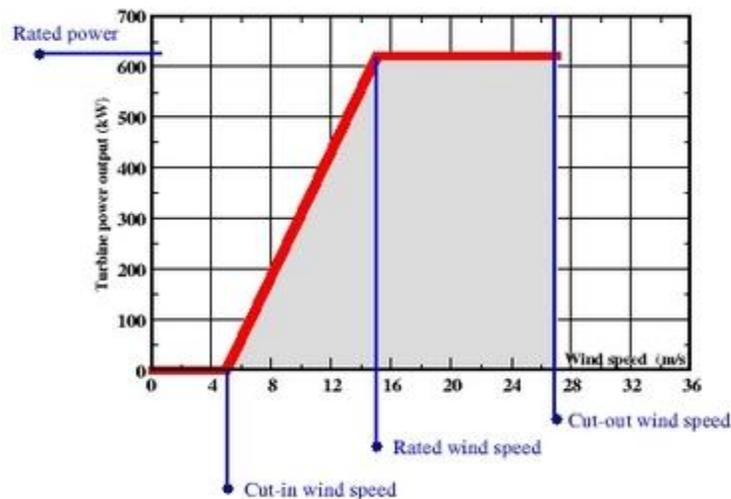
$$P = \eta_c \frac{1}{2} C_p \rho_a S v^3 \quad (\text{eq. 5.1})$$

- Velocità del vento  $v$ : la potenza del vento aumenta in maniera proporzionale al cubo della sua velocità. In altre parole, raddoppiando la velocità del vento, la sua potenza aumenta non di due bensì di otto volte.
- Densità dell'aria  $\rho$ : la potenza del vento è proporzionale anche alla densità dell'aria. La densità è maggiore alle basse temperature, ad esempio in inverno, e in condizioni di alta pressione. La densità del vento influisce positivamente sulla sua potenza, in percentuali stimabili attorno al 10-20%.

- Area spazzata dal vento  $S$ : la potenza che il vento trasmette a un generatore eolico è direttamente proporzionale all'area spazzata dalle pale. Piccoli aumenti del diametro del rotore assicurano notevoli aumenti nella resa energetica.

Esiste un limite fisico alla quantità di energia del vento intercettabile dalle pale eoliche. Questo limite è stato individuato dalla legge di Betz e viene espresso col Coefficiente di prestazione  $C_p$ . La legge di Betz individua l'efficienza massima teoricamente raggiungibile da un impianto eolico, dimostrando che una turbina può estrarre non più del 59,3% dell'energia cinetica contenuta in una massa d'aria. La legge di Betz esprime un concetto facilmente intuibile: se tutta l'energia del vento potesse essere assorbita dal rotore eolico trasformandosi in energia rotazionale e quindi elettrica, per assurdo il vento dovrebbe completamente "fermarsi" tra le pale della turbina. Ma la legge di Betz individua un valore di efficienza teorica che, da solo, è insufficiente per comprendere le concrete potenzialità dell'energia eolica, infatti è necessario confrontarsi anche con le prestazioni degli aerogeneratori alle diverse velocità del vento.

Ogni turbina ha una propria caratteristica curva di potenza che in una macchina eolica mostra il rapporto tra la velocità del vento e la potenza elettrica istantanea erogata dal generatore.



*Figura 5.1, Curva di potenza ideale per una turbina*

Il grafico riporta, in maniera esemplificativa ma realistica, il comportamento di una turbina eolica al variare della velocità del vento. Nell'asse delle ordinate è indicata la potenza elettrica erogata, mentre l'asse delle ascisse riporta le diverse velocità del vento. Con il termine “cut-in wind speed” è indicata la minima velocità del vento richiesta per l'avvio della turbina mentre la velocità nominale “rated wind speed”, è la velocità del vento nella quale la macchina raggiunge la potenza nominale di targa “rated power”. La potenza erogata rimane costante sul valore nominale fino al raggiungimento della soglia massima “cut-out wind speed” di velocità del vento.

Oltrepassata la soglia massima tollerata, l'aerogeneratore si mette in sicurezza e interrompe la produzione di elettricità, per evitare il rischio di danneggiamenti.

### 5.2.2 Fattore di utilizzo

Il Fattore di utilizzo ( o “Capacity factor”) è un indicatore che individua il rapporto tra l’energia prodotta in un intervallo di tempo e quella che avrebbe potuto essere prodotta se l’impianto fosse funzionato, nello stesso intervallo, alla potenza nominale.

In altre parole, il Capacity factor ci mostra l’efficienza reale di un impianto, individuando le ore equivalenti (solitamente su base annuale) di funzionamento alla potenza nominale.

### 5.2.3 Stima della energia producibile da una turbina eolica

Per poter fare una stima realistica della produzione energetica annua di un aerogeneratore in un sito, bisogna utilizzare i dati relativi alle caratteristiche specifiche del vento. Per il sito di Rimini è stata utilizzata la tabella di frequenza relativa tra l’intensità del vento W e la sua direzione DIR ricavata nella precedente analisi anemologica. I valori di W, sono stati portati da nodi a m/s, interessando un intervallo da 0 a 15 m/s con passo di 1 m/s, mentre per la direzione si è considerato l’angolo giro con step di 20°. Inoltre sono stati individuati anche i valori di centro classe. Dalle tabelle possiamo notare come le intensità del vento più frequenti siano comprese tra i 2-5 m/s (44.69%) con direzioni prevalenti da Maestrale (14.43%) e Scirocco (9.09%).

	<b>DIR [°N]</b>	<b>0° 20°</b>	<b>20° 40°</b>	<b>40° 60°</b>	<b>60° 80°</b>	<b>80° 100°</b>	<b>100° 120°</b>	<b>120° 140°</b>	<b>140° 160°</b>	<b>160° 180°</b>	<b>180° 200°</b>
<b>0.5</b>	<b>0-1</b>	0,24	0,22	0,22	0,24	0,26	0,27	0,43	0,39	0,27	0,21
<b>1.5</b>	<b>1-2</b>	0,43	0,36	0,40	0,41	0,47	0,57	1,17	0,76	0,78	0,54
<b>2.5</b>	<b>2-3</b>	0,67	0,60	0,63	0,70	0,72	0,84	1,84	0,82	0,95	0,78
<b>3.5</b>	<b>3-4</b>	0,57	0,52	0,51	0,62	0,78	0,96	1,46	0,63	0,71	0,71
<b>4.5</b>	<b>4-5</b>	0,34	0,34	0,38	0,48	0,73	1,05	1,31	0,36	0,46	0,66
<b>5.5</b>	<b>5-6</b>	0,20	0,22	0,29	0,38	0,53	0,93	0,92	0,15	0,23	0,51
<b>6.5</b>	<b>6-7</b>	0,13	0,15	0,29	0,37	0,42	0,79	0,68	0,05	0,15	0,43
<b>7.5</b>	<b>7-8</b>	0,07	0,10	0,28	0,36	0,37	0,51	0,51	0,01	0,06	0,39
<b>8.5</b>	<b>8-9</b>	0,05	0,08	0,26	0,32	0,29	0,37	0,36	0,00	0,02	0,33
<b>9.5</b>	<b>9-10</b>	0,04	0,08	0,22	0,27	0,22	0,23	0,22	0,00	0,02	0,30
<b>10.5</b>	<b>10-11</b>	0,03	0,07	0,18	0,22	0,15	0,10	0,09	0,00	0,01	0,22
<b>11.5</b>	<b>11-12</b>	0,03	0,05	0,17	0,21	0,09	0,08	0,05	0,00	0,00	0,16
<b>12.5</b>	<b>12-13</b>	0,03	0,05	0,15	0,14	0,08	0,06	0,03	0,00	0,00	0,09
<b>13.5</b>	<b>13-14</b>	0,02	0,03	0,13	0,13	0,05	0,05	0,01	0,00	0,00	0,05
<b>14.5</b>	<b>14-15</b>	0,04	0,09	0,37	0,27	0,06	0,03	0,01	0,00	0,00	0,03
<b>c.c [m/s]</b>	<b>W[m/s]</b>	<b>2,89</b>	<b>2,95</b>	<b>4,47</b>	<b>5,12</b>	<b>5,24</b>	<b>6,84</b>	<b>9,09</b>	<b>3,19</b>	<b>3,66</b>	<b>5,42</b>

	<b>DIR</b> [°N]	<b>200°</b> <b>220°</b>	<b>220°</b> <b>240°</b>	<b>240°</b> <b>260°</b>	<b>260°</b> <b>280°</b>	<b>280°</b> <b>300°</b>	<b>300°</b> <b>320°</b>	<b>320°</b> <b>340°</b>	<b>340°</b> <b>360°</b>	
<b>0,5</b>	<b>0-1</b>	0,21	0,19	0,24	0,25	0,23	0,26	0,25	0,23	<b>4,60</b>
<b>1,5</b>	<b>1-2</b>	0,43	0,45	0,59	0,62	0,65	0,67	0,53	0,50	<b>10,33</b>
<b>2,5</b>	<b>2-3</b>	0,68	0,67	0,87	0,99	1,24	1,30	1,03	0,84	<b>16,18</b>
<b>3,5</b>	<b>3-4</b>	0,62	0,58	0,68	0,81	1,35	1,75	1,18	0,77	<b>15,19</b>
<b>4,5</b>	<b>4-5</b>	0,61	0,47	0,48	0,57	1,39	2,04	1,10	0,52	<b>13,32</b>
<b>5,5</b>	<b>5-6</b>	0,51	0,36	0,33	0,34	0,99	1,93	0,80	0,25	<b>9,87</b>
<b>6,5</b>	<b>6-7</b>	0,56	0,34	0,23	0,23	0,86	1,94	0,57	0,15	<b>8,34</b>
<b>7,5</b>	<b>7-8</b>	0,52	0,25	0,17	0,12	0,63	1,61	0,37	0,11	<b>6,44</b>
<b>8,5</b>	<b>8-9</b>	0,44	0,17	0,15	0,08	0,43	1,09	0,27	0,06	<b>4,78</b>
<b>9,5</b>	<b>9-10</b>	0,44	0,14	0,09	0,07	0,33	0,75	0,18	0,04	<b>3,64</b>
<b>10,5</b>	<b>10-11</b>	0,33	0,10	0,06	0,03	0,21	0,46	0,10	0,03	<b>2,40</b>
<b>11,5</b>	<b>11-12</b>	0,21	0,07	0,05	0,02	0,14	0,28	0,06	0,02	<b>1,70</b>
<b>12,5</b>	<b>12-13</b>	0,12	0,04	0,03	0,02	0,08	0,15	0,04	0,01	<b>1,10</b>
<b>13,5</b>	<b>13-14</b>	0,08	0,03	0,02	0,01	0,05	0,08	0,02	0,01	<b>0,77</b>
<b>14,5</b>	<b>14-15</b>	0,08	0,03	0,01	0,02	0,09	0,11	0,05	0,02	<b>1,33</b>
<b>c.c</b> [m/s]	<b>W[m/s]</b>	<b>5,82</b>	<b>3,90</b>	<b>4,00</b>	<b>4,20</b>	<b>8,68</b>	<b>14,43</b>	<b>6,55</b>	<b>3,56</b>	<b>100,00</b>

*Tabella 5.1, Clima W-DIR dal '93 al'02*

Per il nostro sito, abbiamo deciso di utilizzare una turbina eolica avente potenza nominale di 900 kW, con le seguenti caratteristiche:

- Velocità avviamento  $v_{in} = 3$  m/s;
- Velocità nominale  $v_{rated} = 12$  m/s;
- Velocità di arresto  $v_{out} = 25$  m/s;
- Diametro del rotore  $D_r = 56$  m;
- Superficie spazzata dal rotore  $S = 2463$  m<sup>2</sup>;
- Rendimento complessivo di conversione  $\eta_c = 0.80$  (Ottenuto dal prodotto dei rendimenti della turbina, dell'alternatore e del generatore).

E' bene tenere presente che i dati qui riportati, sono valori attendibili per una turbina da 900 kW, tuttavia le caratteristiche possono variare a seconda della ditta costruttrice.

Noto l'aerogeneratore, nel calcolo della potenza estraibile dal vento, per ogni intensità di centroclasse, si è usata l'equazione 5.1, prendendo come densità dell'aria a 20°C il valore  $\rho_a = 1,20$  kg/m<sup>3</sup> e per il coefficiente di prestazione il valore  $C_p = 0,59$ .

L'energia  $E_{cc}$  per ogni velocità di centroclasse è stata ricavata mediante la relazione:

$$E_{cc} = P \cdot d_{cc} \quad (\text{eq. 5.2})$$

indicando con  $d_{cc}$  la durata in ore delle velocità di centroclasse che può assumere il vento. Le frequenze relative della direzione sono state escluse dal calcolo perché la turbina è in grado di ruotare mediante la navicella, di  $360^\circ$ , potendosi orientare nella direzione verso cui spira il vento. Le potenze e l'energia calcolate quindi non sono in funzione della direzione del vento.

Velocità del vento c.c. W[m/s]	Frequenza relativa della velocità W [%]	Ore/anno	Potenza calcolata [kW]	Potenza effettivamente producibile [kW]	Energia Producibile [kWh]
0,5	4,60	403	Cut-in	Cut-in	Cut-in
1,5	10,33	905	Cut-in	Cut-in	Cut-in
2,5	16,18	1417	Cut-in	Cut-in	Cut-in
3,5	15,19	1331	30,1	30,1	40113
4,5	13,32	1167	64,1	64,1	74759
5,5	9,87	865	116,9	116,9	101105
6,5	8,34	731	193,0	193,0	141073
7,5	6,44	564	296,5	296,5	167328
8,5	4,78	419	431,7	431,7	180890
9,5	3,64	319	602,7	602,7	192398
10,5	2,40	210	813,7	813,7	171219
11,5	1,70	149	1069,1	900	133665
12,5	1,10	96	1372,9	900	87009
13,5	0,77	67	1729,5	900	60826
14,5	1,33	117	2143,0	900	104950
<b>Energia totale prodotta da una singola turbina in un anno (kWh)</b>					<b>1.455.340</b>

*Tabella 5.2, Potenza ed energia ottenibili da una turbina di 900kW nel sito di Rimini*

Dai valori ottenuti in tabella possiamo notare come la turbina eolica cominci a produrre energia per velocità del vento maggiori o circa uguali a 3 m/s, mentre la potenza nominale si raggiunge per valori di circa 11 m/s, come era prevedibile dalle sue caratteristiche tecniche. In un anno nel sito di Rimini, la turbina produce in tutto circa 1455 MWh lavorando per un totale di 6036 ore/anno. Il contributo maggiore all'energia viene dato dalle velocità comprese tra i 7 e gli 11 m/s. L'energia totale che invece si potrebbe ottenere se la turbina funzionasse per tutto l'anno alla potenza nominale è pari 7884 MWh. Individuando dal rapporto tra le due energie il fattore di utilizzo pari al 18% si sono determinate le ore equivalenti/anno di funzionamento alla potenza nominale per un valore pari a 1577 ore.

Considerando quindi il nostro parco eolico composto da 88 turbine l'energia effettivamente producibile in un anno è pari a circa 128 GWh.

### 5.3 Analisi costi-ricavi

Individuata l'energia producibile è ora interessante valutare economicamente la realizzazione del parco eolico, determinando i costi e i ricavi che esso può comportare.

E' bene ricordare che i parchi eolici offshore ricadono in quelle opere che se realizzate in data successiva al 31 dicembre 2007, hanno diritto, secondo la legge n.99 del 23/07/2009, al meccanismo incentivante dei Certificati Verdi che consiste nel riconoscimento di un incentivo per tutta l'elettricità prodotta nei primi quindici anni di funzionamento dell'opera.

Attualmente l'energia prodotta si può pensare vendibile ad un prezzo di 0.06 – 0.08 €/kWh mentre il tasso di capitalizzazione è stimabile intorno al 3.245%.

Esaminando la voce costi, per un parco eolico offshore abbiamo principalmente due categorie:

- Costi di gestione: Costi comprensivi di assicurazione, spese di manutenzione ordinaria e straordinaria e amministrazione.
- Costi di installazione: Costi comprensivi di: turbina (70%), fondazione (5%), installazioni elettriche (5%), connessione alla rete (6%), sistema di controllo (1%) e progetto (13%).

I costi di installazione sono legati alle dimensioni della turbina che andiamo a installare e variano con le dimensioni del rotore e con la sua potenza.

	<b>Dimensioni rotore (m)</b>	<b>Costo di installazione (€/kWh )</b>
<b>Minieolico</b>	< 20	4000
<b>Eolico intermedio</b>	20 – 50	3500
<b>Grande eolico</b>	>50	2500

*Tabella 5.3, Costi di installazione per una turbina offshore*

Per svolgere il calcolo dei ricavi e dei costi ottenibili da una turbina eolica che pensiamo di installare nel sito di Rimini, abbiamo assunto i seguenti valori:

- Vita utile della turbina 25 anni;
- Tasso di capitalizzazione:  $r = 3.5\%$  ;
- Coefficiente dovuto agli incentivi dei certificati verdi  $C_{cv} = 1.5$  ;
- Prezzo del kWh in Euro  $P_e = 0.08 \text{ €/kWh}$  ;

- Costi dovuti alla gestione pari al 5% del guadagno ottenuto dalla vendita dell'energia della singola turbina  $C_{gest} = 0.05$ ;
- Costi dovuti alla installazione della turbina  $C_{inst} = 2500 \text{ € /kW}$ ;

I valori sopra mostrati sono attendibili tuttavia i prezzi e i costi nella realtà potrebbero variare.

Per ognuno dei venticinque anni è stato determinato il valore dei ricavi annuale al netto delle spese di gestione e manutenzione (eq. 5.5) tenendo conto per i primi quindici anni dell'incentivo dei Certificati Verdi (eq. 5.3), successivamente tutte le annualità sono state attualizzate per tenere conto del valore attuale dell'investimento (eq. 5.4).

	Anno n	Annualità	Annualità Attualizzate
$\text{Annualità} = E_{\text{totannua}} P_e (1 - C_{\text{gest}}) 1,5$ (eq. 5.3)  $\text{Attualizzata} = \frac{\text{Annualità}}{(1 + r)^n}$ (eq. 5.4)	1	165.909 €	160.298 €
	2	165.909 €	154.878 €
	3	165.909 €	149.640 €
	4	165.909 €	144.580 €
	5	165.909 €	139.691 €
	6	165.909 €	134.967 €
	7	165.909 €	130.403 €
	8	165.909 €	125.993 €
	9	165.909 €	121.732 €
	10	165.909 €	117.616 €
	11	165.909 €	113.638 €
	12	165.909 €	109.796 €
	13	165.909 €	106.083 €
	14	165.909 €	102.495 €
	15	165.909 €	99.029 €
$\text{Annualità} = E_{\text{totannua}} P_e (1 - C_{\text{gest}})$ (eq. 5.5)  $\text{Attualizzata} = \frac{\text{Annualità}}{(1 + r)^n}$ (eq. 5.4)	16	110.606 €	63.787 €
	17	110.606 €	61.630 €
	18	110.606 €	59.546 €
	19	110.606 €	57.532 €
	20	110.606 €	55.587 €
	21	110.606 €	53.707 €
	22	110.606 €	51.891 €
	23	110.606 €	50.136 €
	24	110.606 €	48.441 €
	25	110.606 €	46.803 €

Tabella 5.4, Annualità e annualità attualizzate per gli anni di vita della turbina .

In verde gli anni incentivati dai certificati verdi.

Dai risultati ottenuti si può vedere come con l'aumentare del numero di anni l'attualizzazione incida sui ricavi diminuendoli. Infine sommando i ricavi attualizzati e sottraendoli i costi di installazione si è determinato l'effettivo guadagno che si può ottenere da un aerogeneratore offshore.

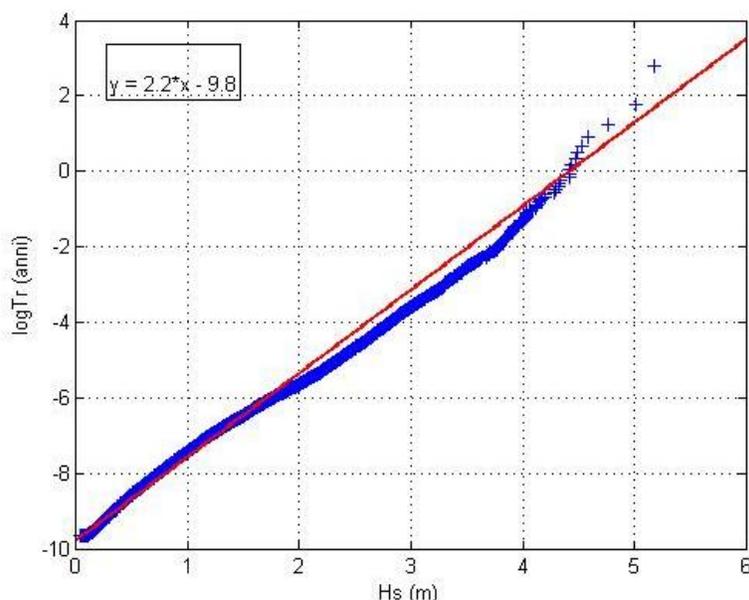
$\Sigma$ Ricavi attualizzati	Costi di installazione	Ricavo effettivo
2.459.898 €	2.250.000 €	209.898 €

*Tabella 5.5, Ricavo effettivamente ottenibile da una turbina eolica offshore*

Ogni turbina del parco produce quindi in venticinque anni al netto di tutti i costi un ricavo di 209.898 €. Considerando invece il parco eolico nella sua interezza il guadagno ottenibile è pari a 18.471.024 €.

#### 5.4 Determinazione delle forze agenti sul palo di una turbina eolica

Partendo dai dati della piattaforma metanifera Azalea, utilizzati precedentemente per la ricostruzione del clima meteo marino, si è svolta un'analisi degli eventi estremi con una soglia di 2 m, utilizzando una legge di probabilità degli eventi estremi di Gumbel, grazie alla quale è possibile calcolare la frequenza di non superamento di un determinato valore di altezza d'onda. Per il sito di Rimini è stata ricavata la legge che relazione l'altezza d'onda al periodo di ritorno  $T_r$  come mostrato nella figura 5.2.



*Figura 5.2, Legge di probabilità degli eventi estremi a Rimini.*

Per le opere di difesa costiera e portuali, generalmente sono utilizzate le condizioni di onda estreme attese, sulla base delle analisi statistiche delle misurazioni delle altezze d'onda fatte per un lungo periodo di anni. Nel caso di pali di turbine eoliche, si utilizza un periodo di ritorno pari a 50 anni, le cui condizioni ondose sono riportate in tabella 5.6.

$T_R$	1 anno		2 anni		5 anni		10 anni		25 anni		50 anni		100 anni	
	$H_s$	$T_s$	$H_s$	$T_s$	$H_s$	$T_s$	$H_s$	$T_s$	$H_s$	$T_s$	$H_s$	$T_s$	$H_s$	$T_s$
<b>60°</b>	3.6	7.4	4.0	7.8	4.5	8.1	4.9	8.3	5.4	8.7	5.8	9.0	6.2	9.2
<b>90°</b>	3.5	8.4	3.9	8.7	4.4	9.1	4.9	9.6	5.4	10.1	5.8	10.5	6.2	10.7
<b>120°</b>	2.8	7.8	3.3	8.4	3.8	8.9	4.2	9.4	4.7	9.9	5.1	10.3	5.5	10.8

*Tabella 5.6, Valori di altezze d'onda in corrispondenza di un periodo di accadimento  $T_r$ .*

Il parco eolico si estende su una profondità che varia tra -8 m e -12 m. Considerando quindi un fondale medio di -10 m ed un  $T_r = 50$  anni, si ottiene a partire dalla direzione scelta (in questo caso consideriamo cautelativamente l'onda più gravosa da 90°N) e rappresentando gli effetti di shoaling e rifrazione, Goda (2000), un'onda di progetto con i seguenti parametri:

- altezza d'onda  $H_s = 5.79$  m;
- periodo di picco  $T_p = 10.50$  s;
- lunghezza d'onda  $L = 97.68$  m;
- celerità  $c = 9.30$  m/s.
- velocità orbitale al fondo  $U_w = 2.52$  m/s.

Nel caso in esame, il rapporto  $D/L$  risulta molto inferiore a 0.2, trattandosi di pali con diametro piccolo rispetto alla lunghezza dell'onda ( $D/L = 0.05$ ).

Secondo la formula 5.6 di Morison (1950) (USACE, 2002), la forza orizzontale su un palo per unità di lunghezza è pari a:

$$F_x = c_D \frac{D}{2} \rho \cdot u |u| + c_M \frac{\pi D^2}{4} \rho \cdot \frac{\partial u}{\partial t} \quad (\text{eq. 5.6})$$

con  $c_D$  e  $c_M$  pari rispettivamente al coefficiente di trascinamento e al coefficiente di inerzia;  $D$  è il diametro del palo,  $\rho$  la densità dell'acqua,  $u$  la velocità orizzontale in cresta e  $\frac{\partial u}{\partial t}$  l'accelerazione orizzontale. Si assume:

- $\frac{\partial u}{\partial t} = 1$ ;
- $c_D$  e  $c_M$  pari a 0.5 e a 2 rispettivamente;

- $\rho = 1025 \text{ kg/m}^3$ ;
- $u \sim c_b$  (assumendo  $\gamma_b = 0.6$  e  $c_b = 7.67 \text{ m/s}$ ).

Il valore della sollecitazione massima agente sul palo per unità di lunghezza è pari a 115 kN/m.

## 5.5 Determinazione della buca di erosione al piede del palo di una turbina eolica

Sulla base degli studi condotti da Sumer e al. (1992) sull'erosione indotta dal moto delle onde in prossimità di un singolo palo, si è impiegata la formula (5.7) per la stima della profondità di erosione S:

$$S/D = \alpha \{1 - \exp[-0.03(KC - 6)]\} \text{ per } 6 < KC < 100 \quad (\text{eq. 5.7})$$

con  $\alpha$  coefficiente desunto sperimentalmente e variabile tra 1.3 e 2 e KC il numero di Keulegan-Carpenter pari a  $U_w T_p / D$ .

Per  $KC < 6$ , l'effetto dell'onda sull'erosione al palo è trascurabile mentre per  $KC > 100$ , la sua entità è simile al valore nel caso di moto unidirezionale uniforme, pari a  $\alpha D$ . La figura 5.3 (Sumer e Fredsoe) mostra l'andamento della relazione tra profondità relativa dello scavo e numero KC, come sperimentalmente provato.

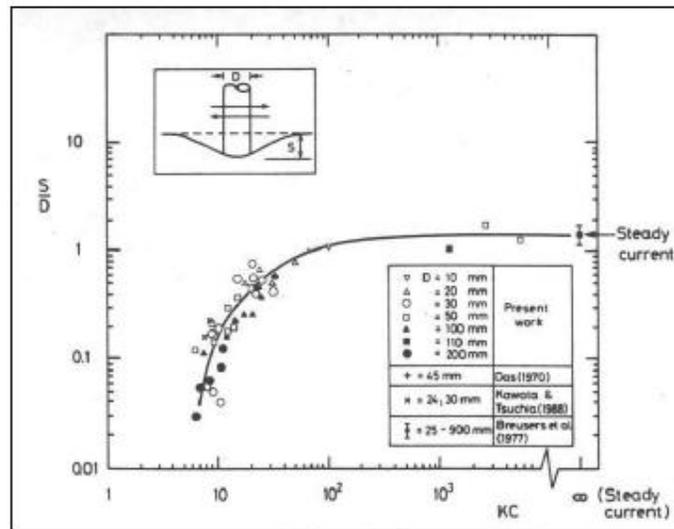


Figura 5.3, Relazione tra profondità dello scavo e numero di Keulegan-Carpenter.

Nel caso in esame, si ottiene un valore di KC pari a 5.3. Ricordando che abbiamo assunto un fondale medio di 10 m mentre il parco si porta fino a 8 m di fondale, abbiamo ripetuto il calcolo per il fondale di 8 m, che comporta  $U_w = 3 \text{ m/s}$  e  $KC = 6.3$ . Usando la equazione 5.4 si è ottenuta allora una profondità di erosione al palo pari a 0.018 volte il suo diametro (nella ipotesi

cautelativa  $a=2$ ), ossia 0.09 m. Anche sul fondale su cui si imbasano i pali posti più a riva la erosione è dunque trascurabile.

La presenza di file di pali, a seconda della distanza relativa tra loro, può incrementare l'entità dello scavo. In questo caso, essendo la distanza relativa molto grande (almeno 10 volte superiore) rispetto al diametro del palo, i processi erosivi possono considerarsi invariati e dunque sostanzialmente trascurabili.

Dal momento che lo scavo alla base del palo è molto contenuto, si provvederà comunque a posizionare intorno alla struttura delle protezioni in massi. Quest'ultime hanno anche il vantaggio di costituire un valido habitat per le specie ittiche e favoriscono la biodiversità.

# **CAPITOLO VI Modellazione numerica degli effetti indotti dal parco eolico offshore**

## **6.1 Introduzione**

Conclusa la fase progettuale del parco eolico, si rende ora necessario valutare quali possono essere gli effetti indotti dall'installazione sul clima sottocosta e i conseguenti impatti morfologici. Per valutare questi effetti secondo un approccio deterministico, abbiamo fatto uso della modellazione numerica utilizzando un software di calcolo bidimensionale al fine di garantire la qualità tecnica che deve necessariamente caratterizzare questo tipo di analisi.

## **6.2 Software MIKE21**

Il codice di calcolo bidimensionale che è stato utilizzato è il MIKE 21 versione Flexible Mesh, realizzato dal gruppo DHI (Danish Hydraulics Institute). Il modello MIKE 21 supporta vari moduli che permettono di trasferire il moto ondoso da largo verso riva e propagare le onde in presenza di strutture (SW), di calcolare le correnti marine indotte dal moto ondoso (HD) e di valutare i tassi di trasporto solido (ST), quindi la tendenza evolutiva.

Il modulo SW si basa sulla approssimazione parabolica dell'equazione di Kirby (1986), che assume una direzione d'onda predominante e trascura la diffrazione e la rifrazione nella direzione di propagazione dell'onda.

Il modulo HD risolve le equazioni del moto alle differenze finite utilizzando uno schema implicito ADI (Alternating Direction Implicit) che fornisce una precisione del secondo ordine (Abbot et al., 1973).

Il modulo di trasporto solido MIKE 21 ST-Q3 calcola il tasso di trasporto solido di materiali non coesivi ed il valore istantaneo iniziale di modificazione del fondo per effetto dell'azione combinata di onde e correnti. Implementa un algoritmo di calcolo deterministico basato sul modello di trasporto solido di Engelund & Fredsoe (1976) e valuta separatamente il contributo al trasporto dei sedimenti trascinati sul fondo e di quelli movimentati in sospensione.

Per poter tener conto dell'effetto di tutti e tre i moduli il software è dotato di un quarto pacchetto, MIKE 21/3 Coupled Model, con cui è possibile simulare l'interazione reciproca tra onde e correnti e utilizzato in genere in quei problemi in cui i fenomeni di flusso e di trasporto solido assumono una certa rilevanza. Viene utilizzato soprattutto, come nel nostro caso, per indagare gli effetti nearshore dovuti all'impatto di opere di ingegneria.

### 6.3 Valutazione numerica dell’impatto morfologico

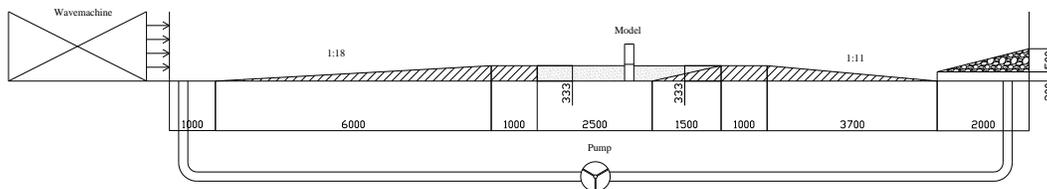
Come introdotto precedentemente, nello studio di fattibilità di un parco eolico nel mare, gioca un ruolo fondamentale la previsione dell’impatto morfologico che può realizzarsi a seguito della sua installazione, sia per quanto riguarda gli effetti di erosione generale sia per quelli di erosione localizzata. Il fenomeno dello scour, visto nel capitolo 3, pone non pochi problemi per la stabilità della fondazione di una turbina e per il dimensionamento di una eventuale protezione e quindi risulta un aspetto progettuale da cui non si può prescindere.

Anche per il sito di installazione dietro il porto di Rimini ci siamo proposti di verificare lo scavo localizzato al piede dei pali mediante modellazione numerica, tuttavia, prima di procedere nella simulazione, abbiamo ritenuto opportuno testare le potenzialità del MIKE 21 nei confronti del fenomeno dello scour, in quanto il codice di calcolo lavorando in due dimensioni non riesce a simulare i vortici responsabili dello scavo localizzato e le conseguenti forme di fondo che necessitano invece di un modello 3D.

#### 6.3.1 Modellazione numerica e fisica a confronto

Per attuare la verifica, si è fatto simulare al programma un test fisico di laboratorio, svolto presso l’università di Aalborg, riguardante lo scavo indotto dal moto ondoso e confrontando poi i suoi output coi risultati del test.

Il modello fisico considerato è stato realizzato in scala 1:30, costituito da un canale lungo 25 m, largo 1,2 m, profondo 1,5 m e attrezzato con un generatore di onde e correnti.



*Figura 6.1, Schema del modello fisico*

Al centro del canale per rappresentare il palo è stato posizionato un cilindro cavo in plastica di 0,10 m di diametro mentre per il fondale è stata usata una sabbia particolarmente fine con  $d_{50} = 0.15$  mm e peso specifico  $\gamma_s = 2.65$  g/cm<sup>3</sup>. La prova di laboratorio è stata svolta simulando lo scavo causato dal frangimento ondoso sul palo, per un tempo di 30 minuti e in regime di trasporto solido. Sono state generate delle onde secondo lo spettro di Jonswap, aventi  $H_s = 0.12$  m e  $T_p = 2.01$  s, con una profondità d’acqua al palo  $h = 0.9$  m e in assenza di correnti.

Il MIKE 21 è stato settato cercando di ricreare per via numerica le condizioni del prototipo, implementando una procedura 2D e facendo uso di tutti e tre i suoi moduli: SW per le onde, HD per le correnti e ST-Q3 per il trasporto solido.

Elaborando con il software la pianta del canale, si è creata una mesh triangolare variabile, raffittita in prossimità del palo perchè sede dei fenomeni di scour e più distesa sul resto del canale, con il fine di indagare le variazioni morfologiche del fondale. Successivamente si sono impostati i parametri dei tre moduli, implementando la procedura con onde spettrali e stazionarie, adottando un parametro al frangimento  $\gamma_b = 0.8$  e considerando una scabrezza al fondo di 0.04 m (Nikuradse).

Al termine della simulazione il software ha prodotto per i tre moduli gli output presentati nella figura 6.2. I risultati, mostrano come le onde generate, rappresentate in scala arcobaleno, frangono subito all'ingresso del canale, arrivando quindi in prossimità del palo già frante con una altezza di circa 8.5cm. Il frangimento lontano dal palo, comporta la perdita di un grosso contributo allo scavo localizzato, in quanto se fosse avvenuto in prossimità della struttura, avrebbe causato una maggiore velocità orbitale al fondo e messa in sospensione del sedime.

Analizzando invece le correnti generate dal moto ondoso, possiamo notare come queste acquistino una certa intensità nell'intorno ma soprattutto a valle del palo, evidenziando quei fenomeni di turbolenza secondaria dovuti alla presenza dell'ostacolo e responsabili dello scour. Attorno al palo abbiamo delle correnti dell'ordine dei 0.015 m/s assimilabili difficilmente ai vortici a ferro di cavallo perché più marcate solo a un lato della struttura, a valle invece le correnti presenti sono più intense, raggiungendo valori dell'ordine dei 0.035 m/s e valutabili come vortici di scia.

In ultima analisi osservando l'output relativo alla variazione morfologica del fondale possiamo notare come all'ingresso del canale, come conseguenza del regime di trasporto solido, si siano generate delle variazioni di livello assimilabili a delle ripples. Spostandoci nell'intorno del palo, a monte dell'opera abbiamo una buca di erosione compresa tra 1 cm e 1.5 cm, mentre a valle una zona di deposito dell'ordine di 0.5 cm dovuta all'effetto d'ombra del palo. Guardando alla geometria della buca possiamo notare come solo a sinistra del palo si sia generato uno scavo, anche lontano dalla struttura, mentre a destra ho una zona di deposito.

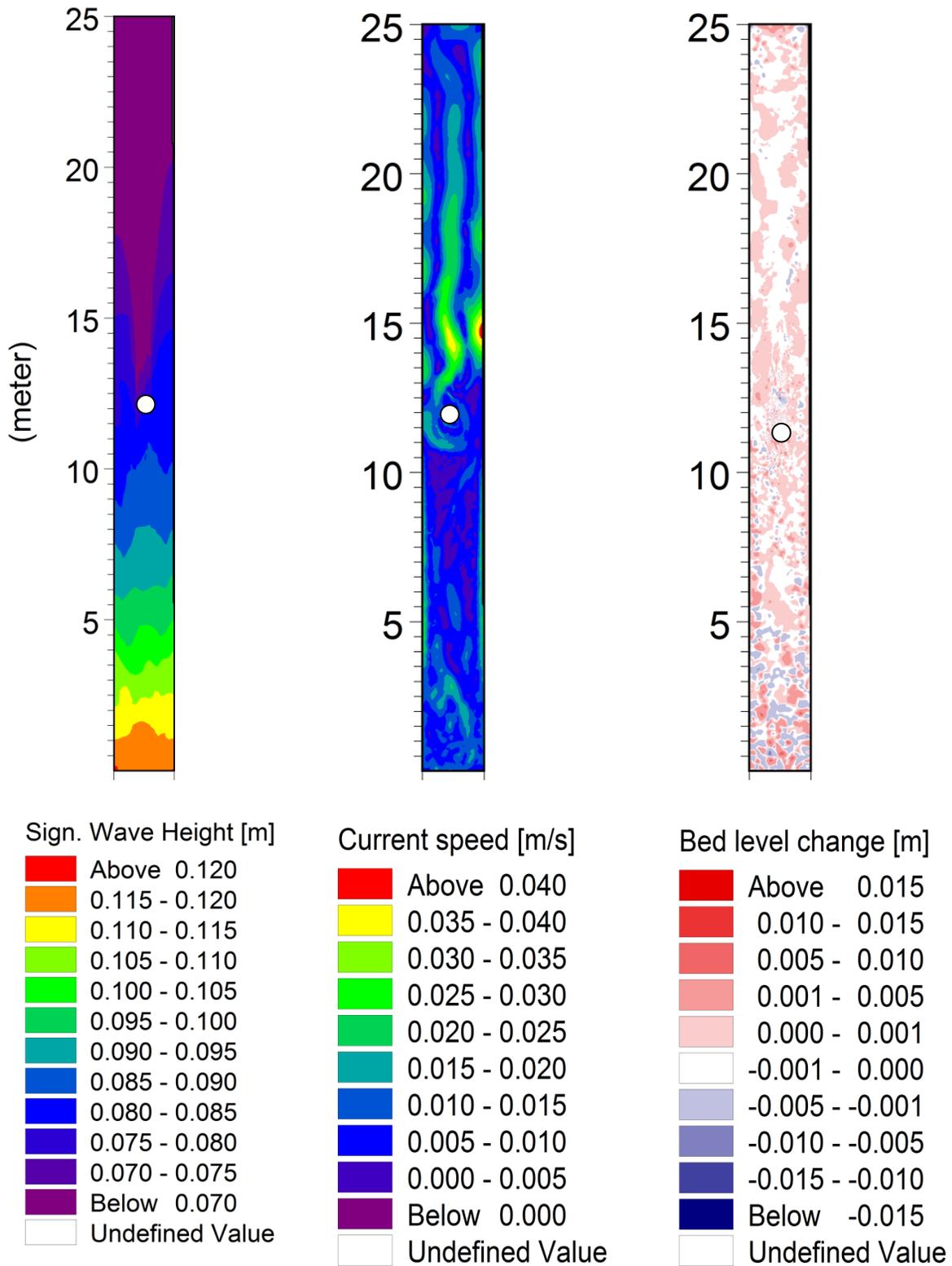
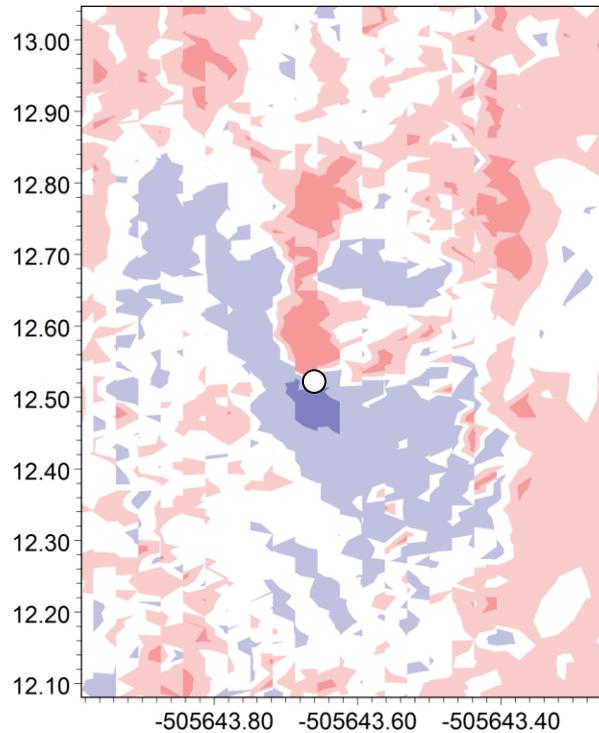
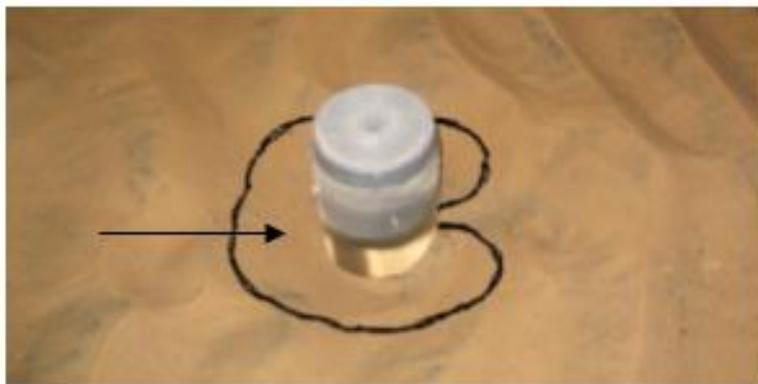


Figura 6.2, Output onde, correnti, e trasporto solido, generati dal MIKE21



**Figura 6.3, Output del livello del fondale nell'intorno del palo**

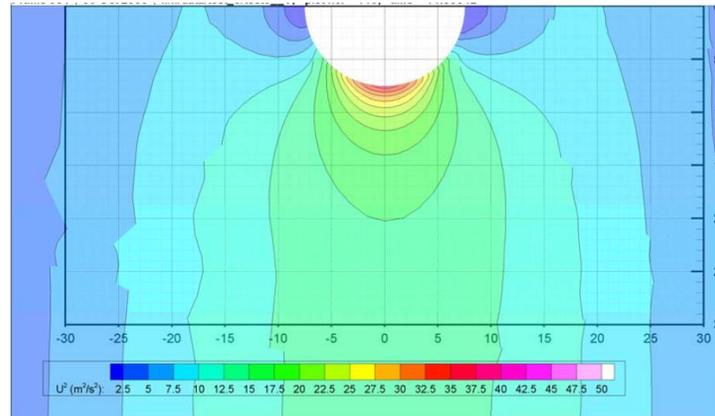
Confrontando i risultati con quelli del test fisico, si è visto che il valore della profondità d'erosione al piede dell'opera è più basso rispetto a quello ottenuto in laboratorio pari a 1.8 cm, inoltre la geometria della buca di erosione non rispecchia quella data dal test fisico mostrata nella figura 6.4, in quanto lo scavo doveva crearsi da ambo i lati e concentrarsi nell'intorno del palo, segno che la versione del MIKE 21 usata non simula i vortici a ferro di cavallo.



**Figura 6.4, Buca di erosione risultata dalla modellazione fisica**

Per poter verificare correttamente lo scavo localizzato, come detto precedentemente, bisognerebbe seguire una modellazione numerica facendo uso dei codici di calcolo del MIKE21

tridimensionali, infatti i vortici e le forme di fondo per poter essere studiati correttamente necessitano di essere investigati con simulazioni in tre dimensioni. Questi pacchetti, sulla base dei campi di tensioni tangenziali al fondo e delle tradizionali formulazioni di trasporto solido, stimano l'entità del fenomeno di scavo al piede dell'opera e la sua distribuzione spaziale.



*Figura 6.5, Esempio di distribuzione di attrito al fondo intorno alla fondazione di una turbina eolica*

Appurato che la modellazione sullo scavo eseguita con MIKE21 non è stata soddisfacente, abbiamo deciso di abbandonare l'idea di verificare numericamente lo scour dovuto al moto ondoso agente e di ricondurci per la stima della profondità di scavo  $S$  agli studi condotti da Sumer e al. (1992), illustrati nel capitolo precedente, prevedendo per ogni palo una protezione in massi.

#### **6.4 Modellazione numerica degli effetti del parco sul clima sottocosta**

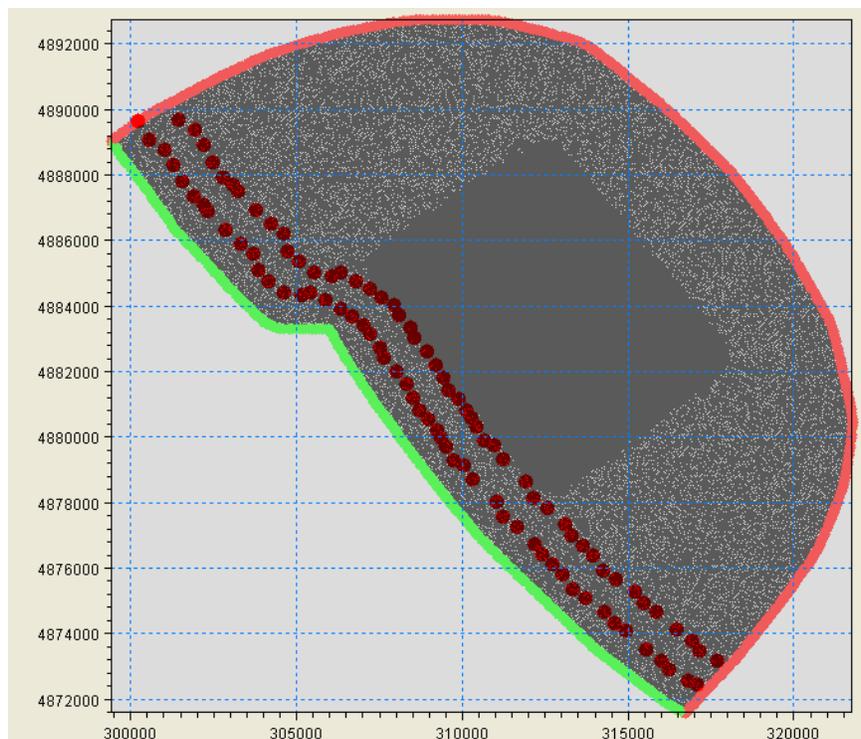
Un altro aspetto fondamentale che occorre investigare quando si progetta un parco eolico, riguarda gli impatti ambientali che questo può indurre sul clima sottocosta. I pali posizionati nel mare possono provocare un cambiamento delle condizioni ondose agenti sulla riva, da un lato potrebbero attenuarle dall'altro però potrebbero peggiorarle rendendole pericolose per i natanti e i fruitori della spiaggia, inoltre, come nel nostro caso, se nell'intorno del sito di installazione ci fosse anche la presenza di un porto, si potrebbero avere variazioni delle onde incidenti su di esso, con conseguenti alterazioni dell'erosione al fondale e trasporto solido alla bocca del porto che comprometterebbero le operazioni di dragaggio.

Per verificare gli effetti del parco eolico sul clima sottocosta, abbiamo fatto ancora uso del modulo SW del MIKE 21, implementando una simulazione in due dimensioni che ci ha permesso di determinare le effettive variazioni del moto ondoso.

Per implementare la procedura, abbiamo prima di tutto determinato il dominio di calcolo (vedi figura 6.6) definendolo come la superficie di mare compresa tra la linea di costa (linea verde) e una curva comprendente le direzioni incluse nell'intervallo  $330^{\circ}\text{N} - 143^{\circ}\text{N}$  (linea rosa).

La linea di riva è stata estesa anche sui litorali adiacenti a quello di Rimini, in modo da poter valutare gli effetti del parco su larga scala.

Successivamente abbiamo posizionato i pali delle turbine, conoscendone le coordinate e utilizzando una funzionalità del MIKE 21 che permette di rappresentare le strutture e gli effetti che esse inducono sulle onde, quali: riflessione e diffrazione. Una volta definita l'area di mare davanti alla costa e il parco eolico, abbiamo creato all'interno del dominio una mesh triangolare variabile relativa alle altezze d'onda, raffittendola in prossimità della wind farm per evidenziarne meglio i suoi effetti, inoltre abbiamo posizionato sulle due isobate di profondità 7 e 5 m dei punti detti di estrazione per registrare le caratteristiche delle onde in quelle posizioni e a quelle profondità.



*Figura 6.6, Dominio di calcolo definito dalla mesh 2D e posizione dei punti di estrazione*

Per quanto riguarda le onde, si è deciso di impiegare quelle ricavate nel capitolo 4, rappresentative del clima annuale del paraggio, aventi direzioni comprese nell'intervallo  $330^{\circ}\text{N} - 120^{\circ}\text{N}$ .

Settando il modello si è scelto di definire come condizione iniziale un mare completamente sviluppato e di considerare come condizioni al contorno sulla linea rosa le caratteristiche delle dieci onde sopracitate riproposte nella tabella 6.1.

Finita la procedura di settaggio, si è poi fatto partire il calcolo, svolgendo due simulazioni per ogni onda, una con e una senza parco eolico per determinare poi attraverso i plot della mesh e i dati ottenuti dai punti di estrazione, l'influenza dell'opera sulle condizioni ondose.

Nell'ultima colonna della tabella 6.1, è riportato l'output ottenuto dal software per i punti di estrazione dell'isobata di profondità 5 m che mostra la percentuale di attenuazione delle altezze d'onda:

<b>SETTORE</b>	<b>DIREZIONE</b>	<b>ONDA</b>	<b>H<sub>s</sub> [m]</b>	<b>T<sub>s</sub> [s]</b>	<b>ATTENUAZIONE %</b>
<b>SETTORE 1 (330° - 30°)</b>	<b>Direzione [°N] 335°</b>	Onda 1	0,60	5,10	1.36
		Onda 2	1,30	6,50	1.12
		Onda 3	2,20	7,00	0.77
<b>SETTORE 2 (30° - 80°)</b>	<b>Direzione [°N] 65°</b>	Onda 4	0,90	5,40	0.98
		Onda 5	1,90	7,00	0.69
		Onda 6	2,50	7,00	0.21
		Onda 7	3,56	7,00	0.07
<b>SETTORE 3 (80° - 120°)</b>	<b>Direzione [°N] 115°</b>	Onda 8	0,70	5,30	1.25
		Onda 9	1,60	6,90	0.97
		Onda 10	2,70	7,00	0.10

*Tabella 6.1, Caratteristiche delle onde e loro attenuazione*

Come possiamo vedere dalla tabella 6.1, la massima attenuazione è di poco superiore a valori dell'1% e si verifica per i settori di Bora e di Scirocco.

Di seguito per le onde di ogni settore che hanno ricevuto la maggiore attenuazione, si riportano i plot semplificati delle altezze d'onda in scala arcobaleno, in presenza e in assenza di parco e per le medesime i grafici relativi alle altezze e direzioni registrate dai punti di estrazione sull'isobata di - 5 m.

# Onda 1

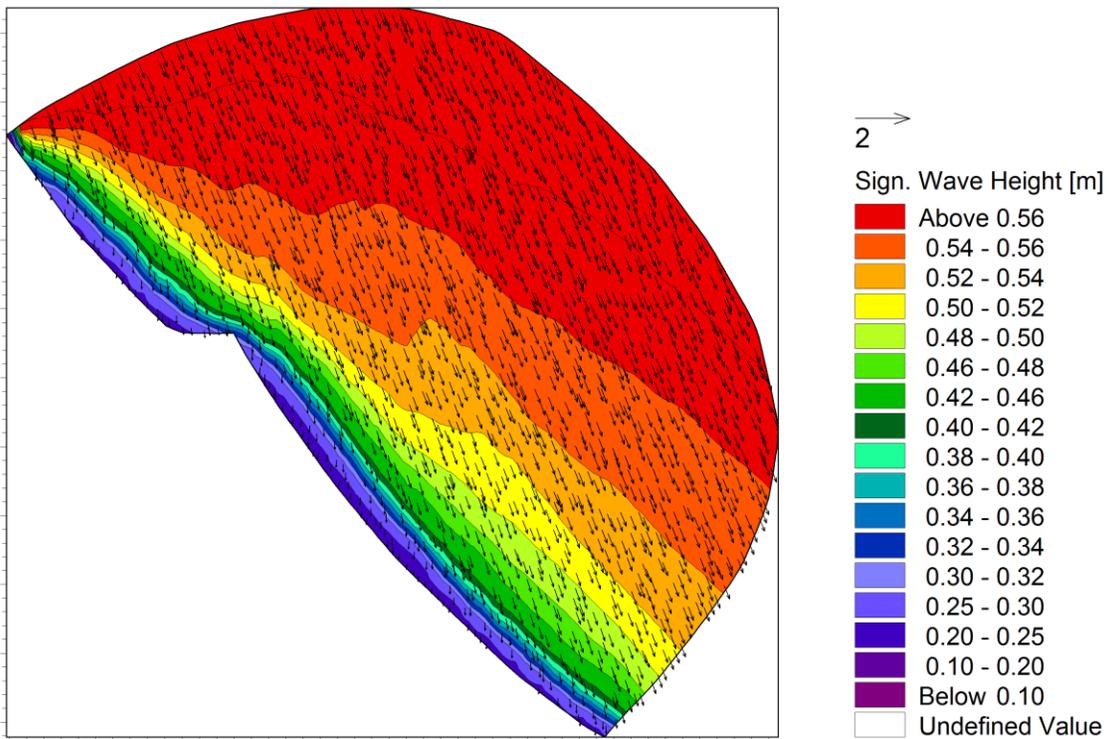
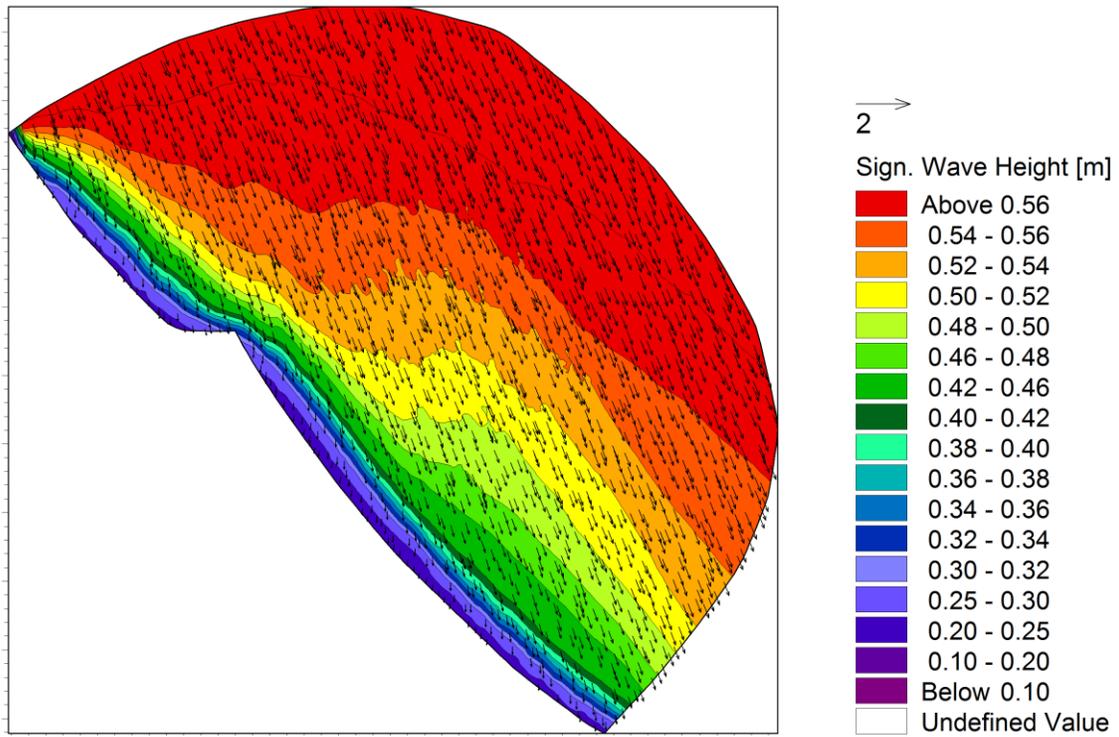


Figura 6.7, Plot delle altezze d'onda 1 in presenza e in assenza di parco eolico

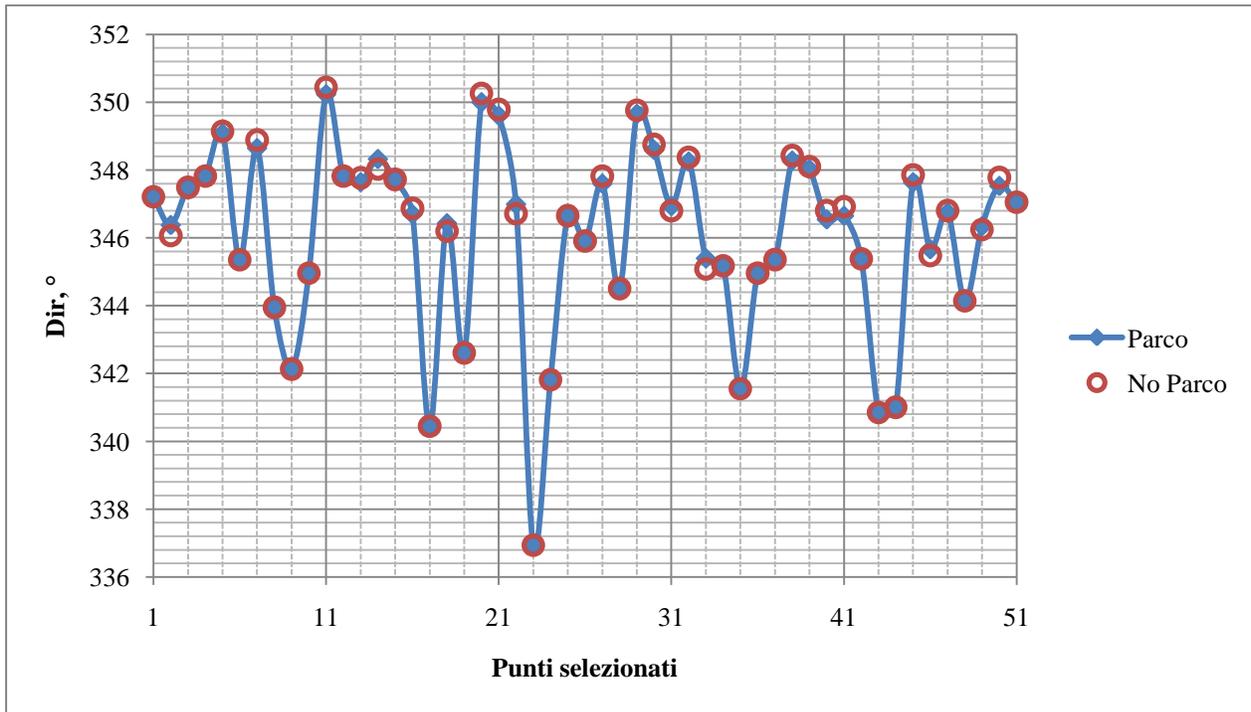
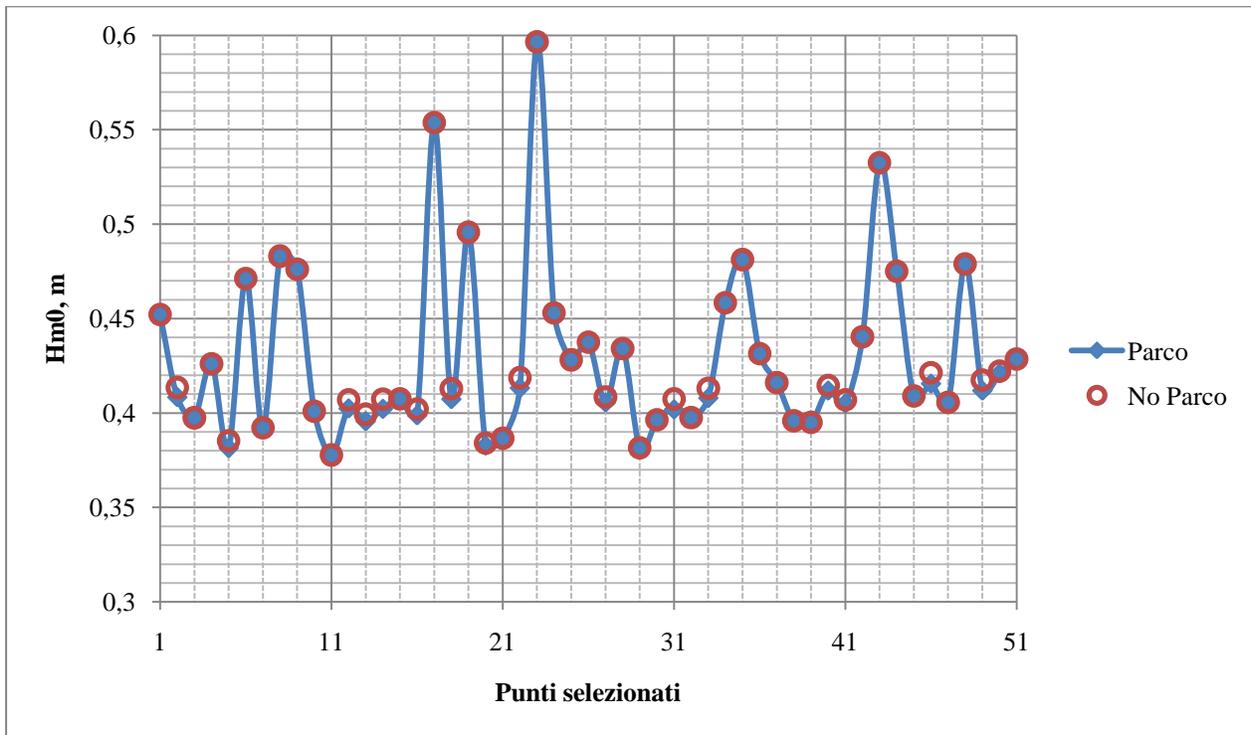


Figura 6.8, Attenuazione dell'altezza d'onda 1 e variazione della sua direzione

## Onda 4

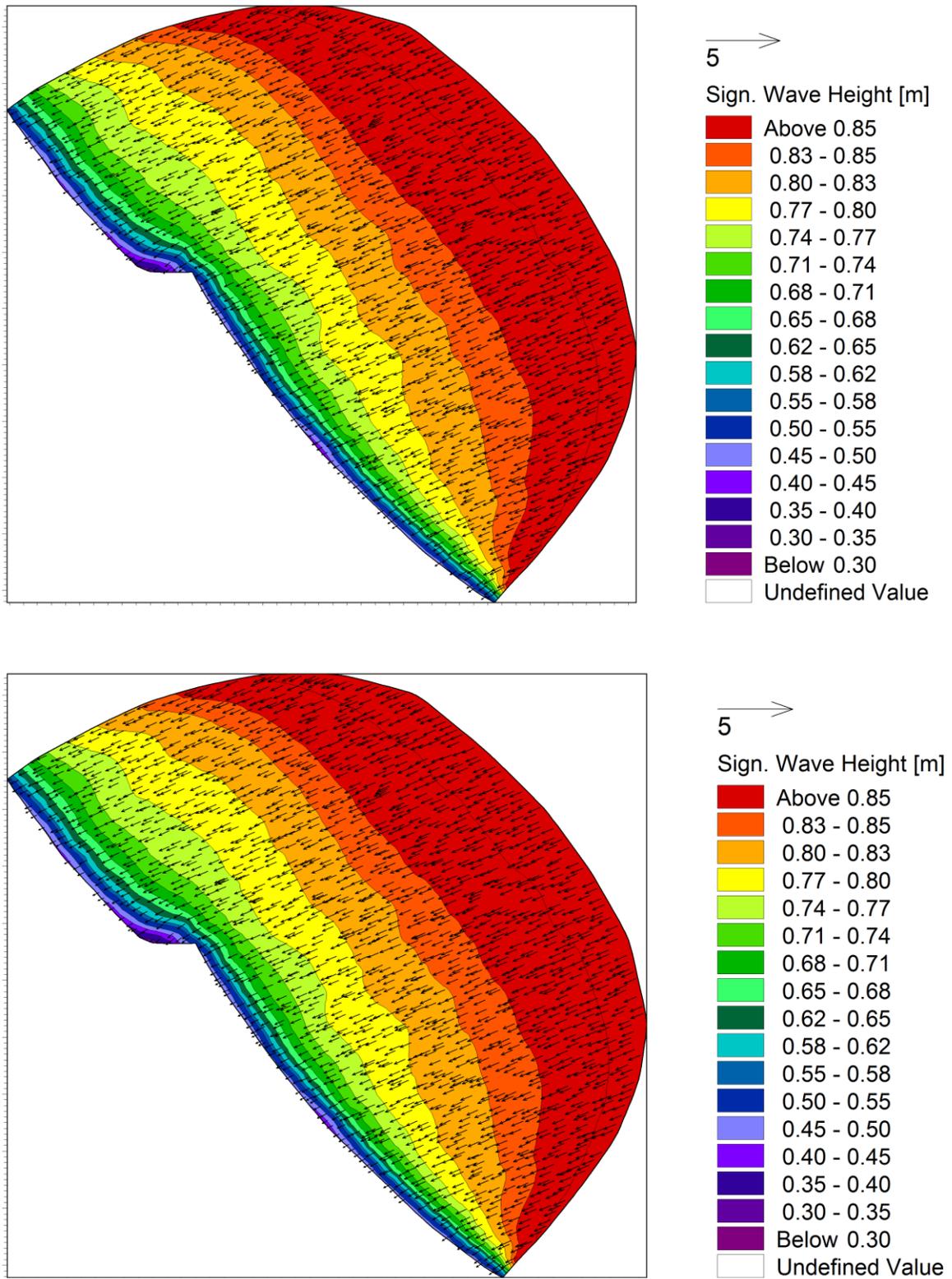


Figura 6.9, Plot delle altezze d'onda 4 in presenza e in assenza di parco eolico

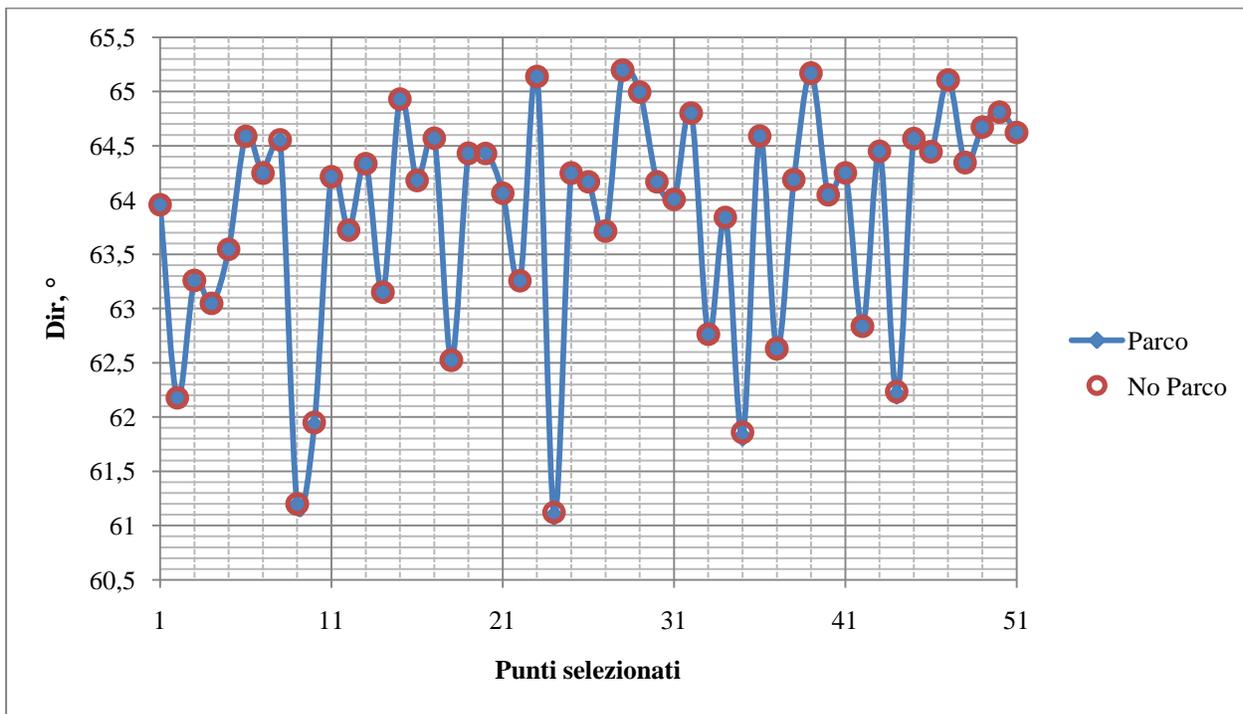
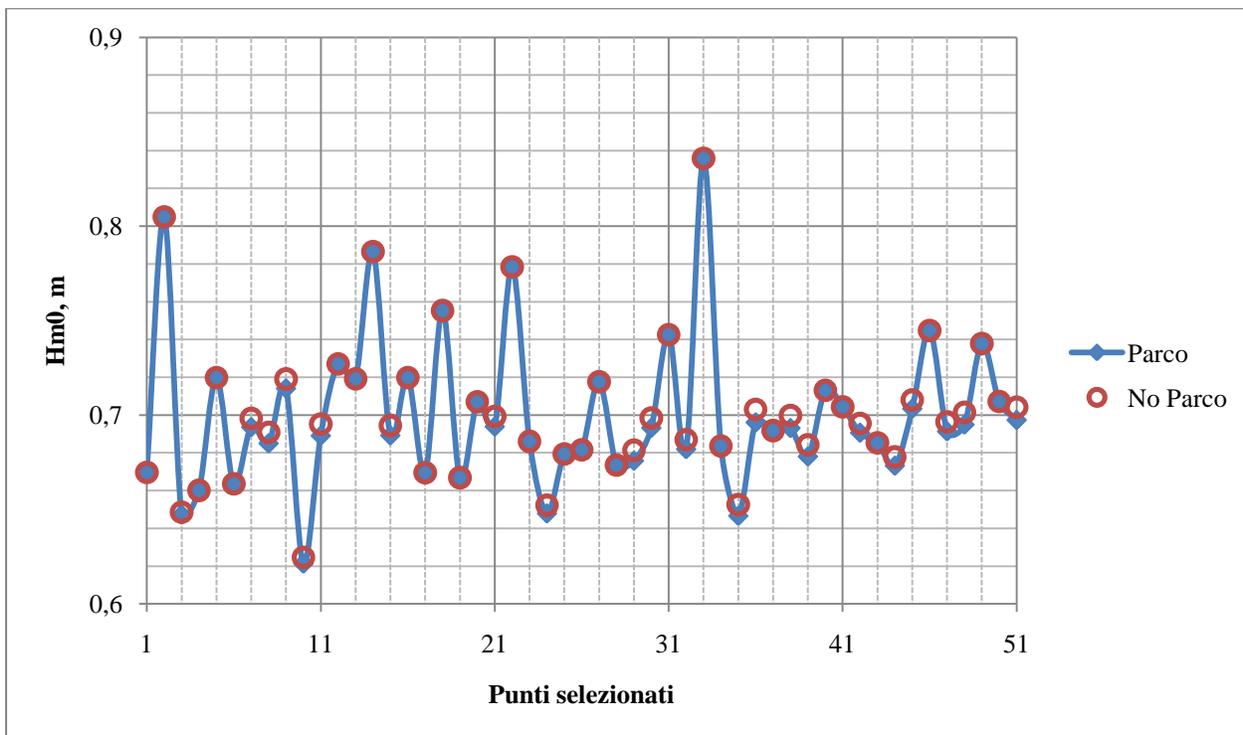
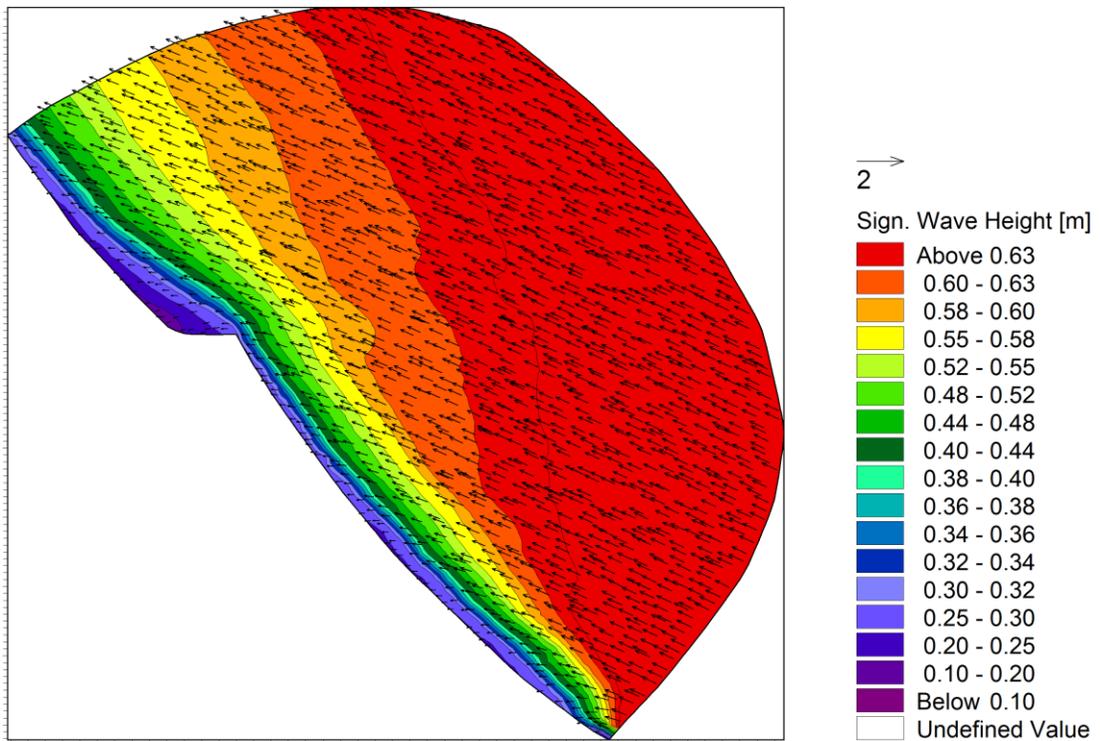
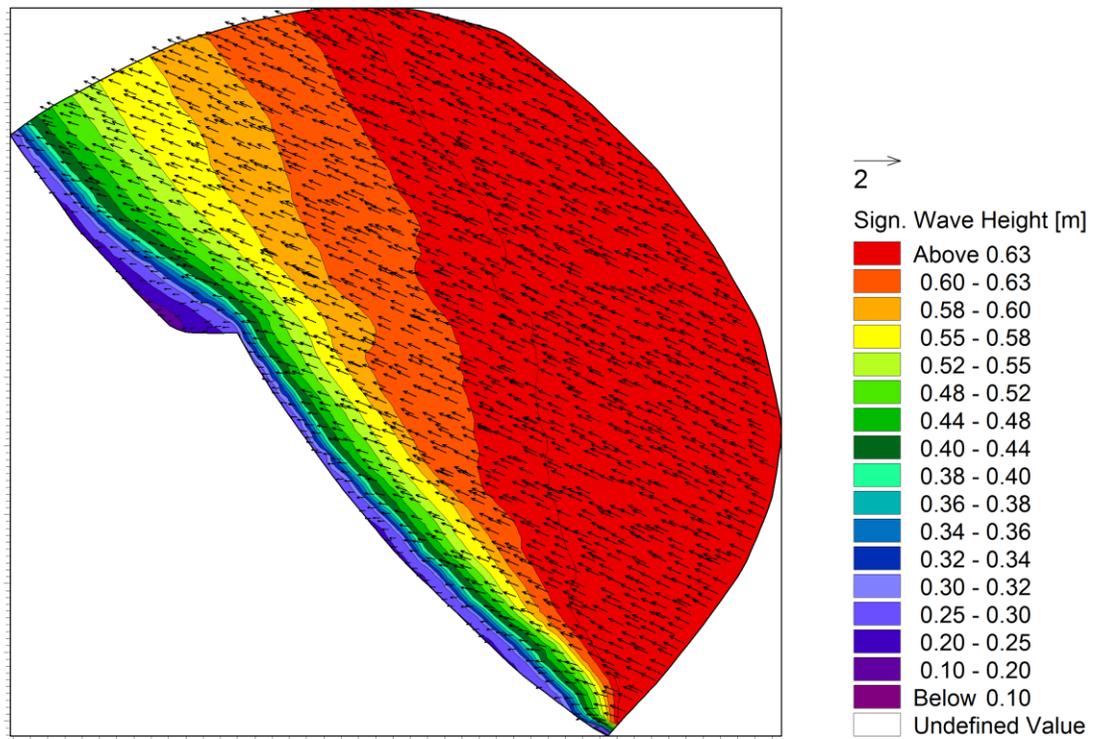


Figura 6.10, Attenuazione dell'altezza d'onda 4 e variazione della sua direzione

# Onda 8



*Figura 6.11, Plot delle altezze d'onda 8 in presenza e in assenza di parco eolico*

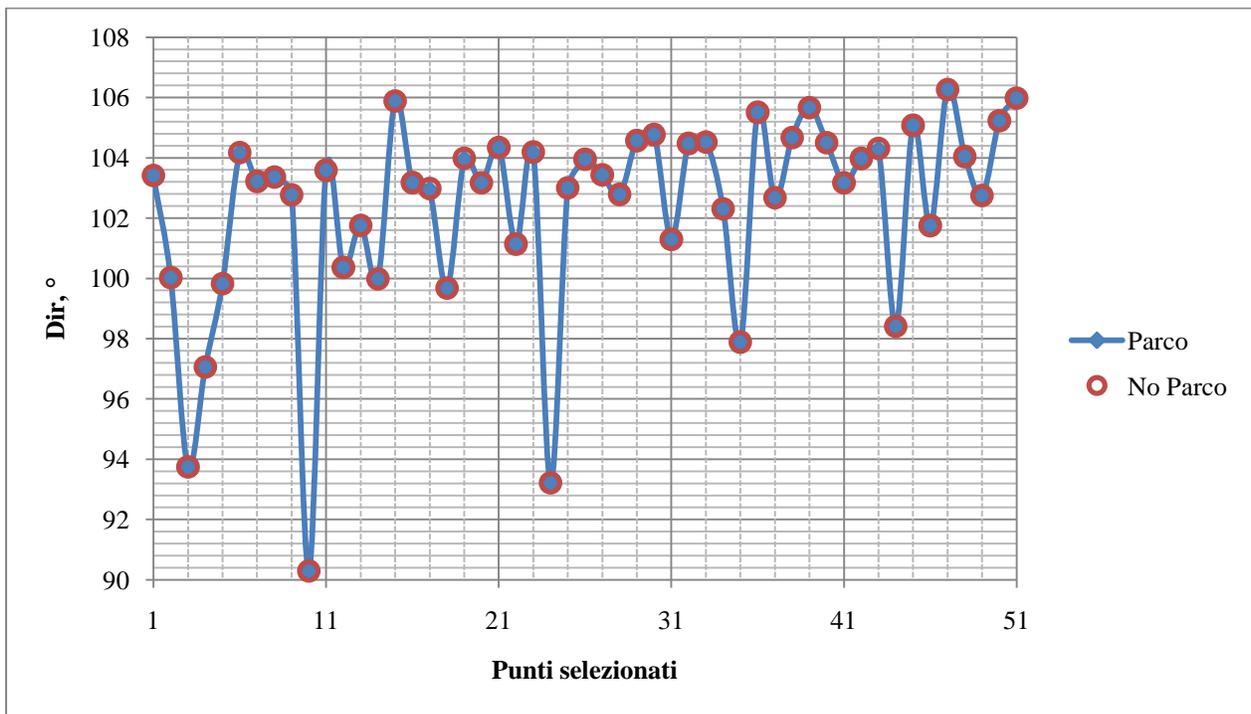
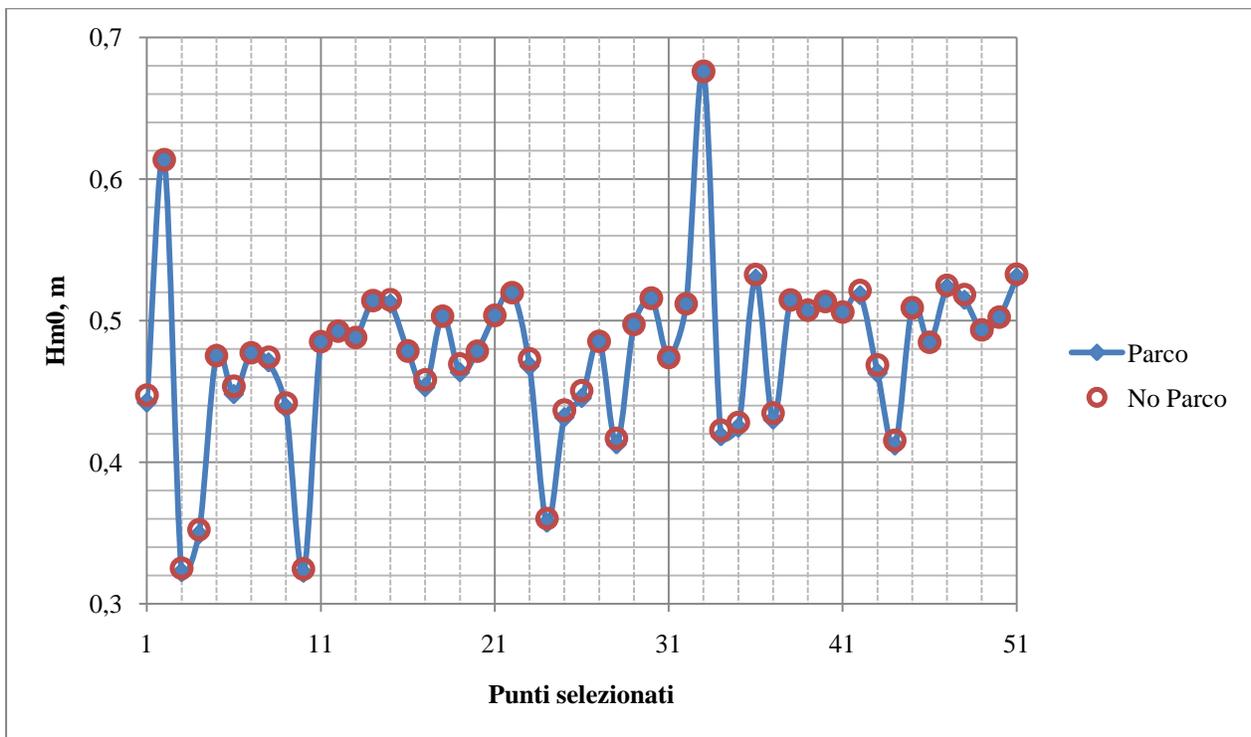


Figura 6.12, Attenuazione dell'altezza d'onda 8 e variazione della sua direzione

Esaminando i plot e i grafici delle onde, possiamo notare come l'impatto ambientale indotto dal parco eolico sia molto contenuto se non quasi nullo. I fenomeni di attenuazione ondosa e diffrattivi, sono leggermente apprezzabili per il settore 1 di Bora, mentre per gli altri due settori non è rilevabile alcun cambiamento. Dal momento che il moto ondoso è responsabile della generazione delle correnti lungo riva e del conseguente trasporto litoraneo, la sua non alterazione da parte del parco, comporta anche un mantenimento delle caratteristiche idrodinamiche e morfologiche che si hanno in assenza dell'installazione. A conclusione di ciò possiamo dire che in fase di esercizio il parco eolico produce energia senza provocare nessun sensibile impatto ambientale alla costa.

## CONCLUSIONI

Con la redazione di questa Tesi di Laurea, si è messo a punto lo studio di fattibilità di un parco eolico offshore, illustrando quegli aspetti progettuali e di verifica ritenuti essenziali per una corretta progettazione e messa in esercizio dell'opera.

Sebbene la costa Emiliano-Romagnola possieda un clima mite, dall'analisi effettuata nel sito campione di Rimini, potrebbe ben prestarsi ad ospitare uno o più parchi eolici offshore, infatti come visto nell'area campione, in un anno, un impianto di ottantotto turbine è in grado di produrre 128 GWh, lavorando per 6036 ore, il tutto con un rapporto costi-benefici soddisfacente, inoltre, l'energia elettrica prodotta, potrebbe essere impiegata per soddisfare un parte del fabbisogno energetico delle opere presenti sulla costa.

Dall'analisi progettuale, le forze e lo scavo agenti sul palo, sono risultati contenuti, non dando problemi per la posa in opera di queste strutture. E' bene comunque sempre provvedere alla realizzazione di una protezione alla base del palo anche quando l'erosione è contenuta, non solo per aumentare la stabilità della struttura, ma anche per favorire le biodiversità e fornire un habitat alle specie ittiche che potrebbero risentire della presenza del parco eolico.

Per quanto riguarda gli effetti indotti dal parco sulla costa, la riva di Rimini e i litorali adiacenti non risentono della presenza della installazione dal punto di vista idromorfodinamico, infatti il moto ondoso, le correnti e il trasporto litoraneo non variano sensibilmente. Possiamo dire che l'unico impatto ambientale significativo che si può avere è quello visivo, ma spostare più al largo il parco eolico può essere inopportuno dal momento che la profondità e la distanza di trasporto dell'energia a terra aumenterebbero rendendo antieconomica l'opera.

Concludendo riteniamo lo studio di fattibilità del parco eolico da noi eseguito soddisfacente, considerando la costa dell'Emilia Romagna adatta ad ospitare parchi eolici offshore.

## **Ringraziamenti**

Ringrazio la professoressa Barbara Zanuttigh e l'ingegnere Mirko Castagnetti che mi hanno incoraggiato, supportato e soprattutto sopportato durante la stesura di questa Tesi di Laurea. Ringrazio l'ingegnere Andrea Pedroncini, che mi ha fornito il materiale tecnico a supporto del mio lavoro.

## Bibliografia

- B.Zanuttigh, *Idraulica Marittima*. edito da ALMA-DL Alma Mater Università di Bologna e depositato presso la BNCF, 2006.
- Mentino Preti, *Stato del litorale emiliano-romagnolo all'anno 2007 e piano decennale di gestione*, Quaderni ARPA - Regione Emilia Romagna.
- L.Margheritini, *Erosione localizzata attorno a fondazioni monopalo in presenza di onde e marea; protezioni per il parco offshore London Array*, tesi di laurea, Bologna 2005.
- Englund, F., & Fredsoe, J, 1976. *A sediment transport model for straight alluvial channels*, *Nordic Hydrology*, **7**,293-306.
- Goda Y. (2000) *Random seas and design of maritime structures*. Advanced Series on Ocean Engineering- vol. 15. World Scientific, Singapore.
- Sumer M. & Fredsoe J. (2002) *The mechanics of scour in the marine environment*. World Scientific, Singapore.
- US Army Corps of Engineers (2002) Coastal engineering Manual (in 6 volumes).
- Martinelli L., Margheritini L., Lamberti A., Frigaard P.(2006) *“Erosione indotta da onde e correnti di marea attorno a pali di grande diametro”*. IDRA 2006.
- Melville, B.W. and Coleman, S.E. (2000): *“Bridge Scour”*. Water Resources Publications, LLC, CO, USA.

## Riferimenti

- DHI group <http://dhigroup.com/>
- DHI Italia <http://www.dhi-italia.it/index.php>
- EWEA <http://www.ewea.org/>
- OWEMES <http://www.owemes.org/>

Alcune delle immagini presenti nella tesi, sono state prese dal web e da Google Earth. Se vi fossero presenti diritti e copyright su tali immagini invito i detentori di tali diritti a comunicarmelo.

