

Gruppo Nazionale per la
Ricerca sull'Ambiente Costiero



10° Premio G3-Miglior
Presentazione di Studi Costieri

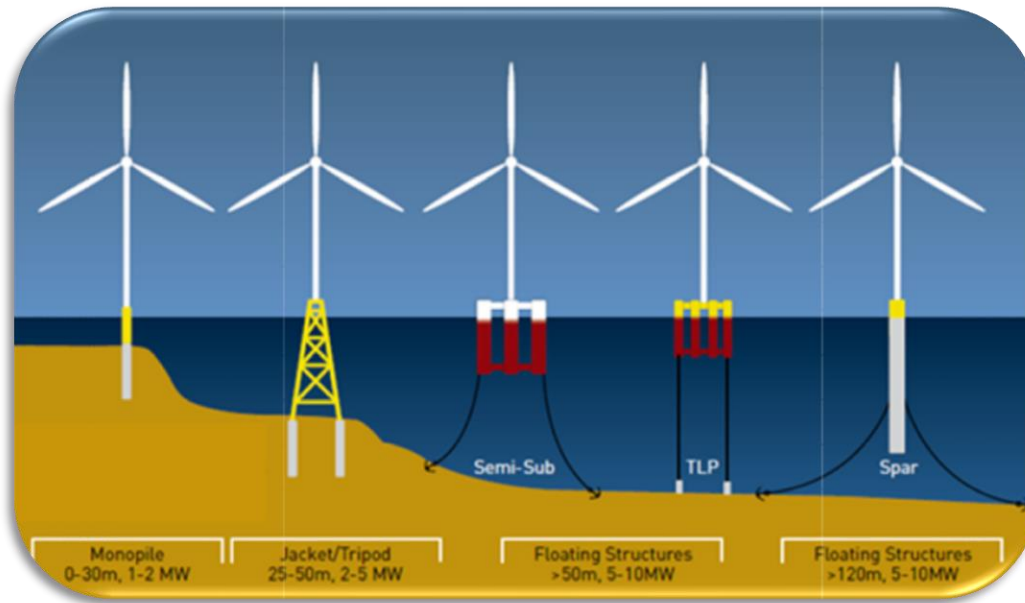


20 Settembre 2019
Ferrara Fiere e Congressi

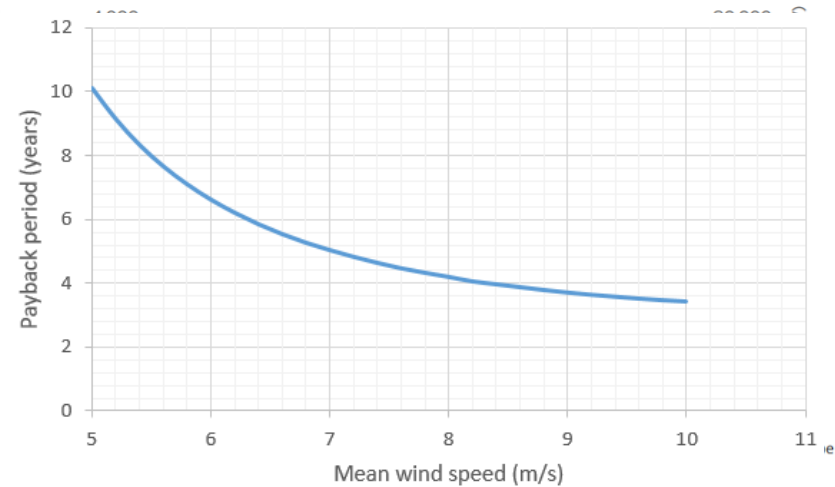
DYNAMIC FORCES IN THE MOORING LINES OF A FLOATING OFFSHORE WIND TURBINES: HYDRALAB+ EXPERIMENTS

ERMELINDA SCHIAVONE
"UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DELLA CAMPANIA LUIGI VANVITELLI"
ERMELINDASCHIAVONE1@LIBERO.IT

L'evoluzione delle turbine eoliche



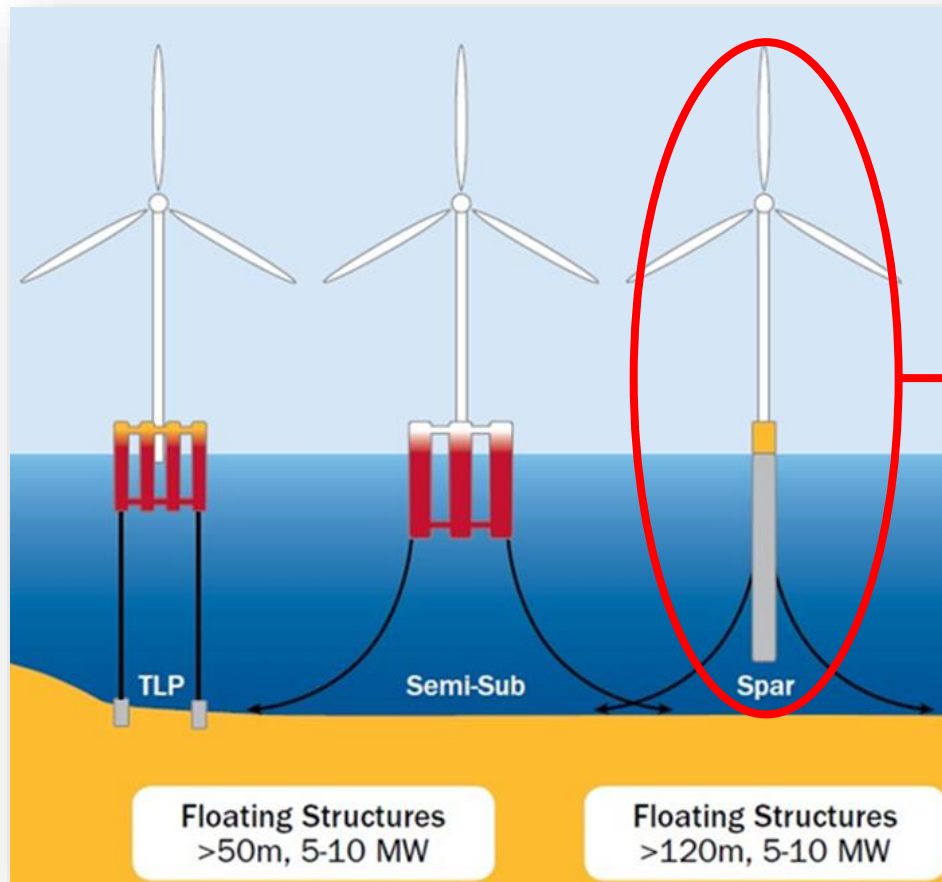
Annual offshore wind installations by country and cumulative capacity (MW)



- Risorsa eolica quantitativamente e qualitativamente migliore
- Flussi d'aria meno turbolenti
- Minori impatti paesaggistici e ambientali

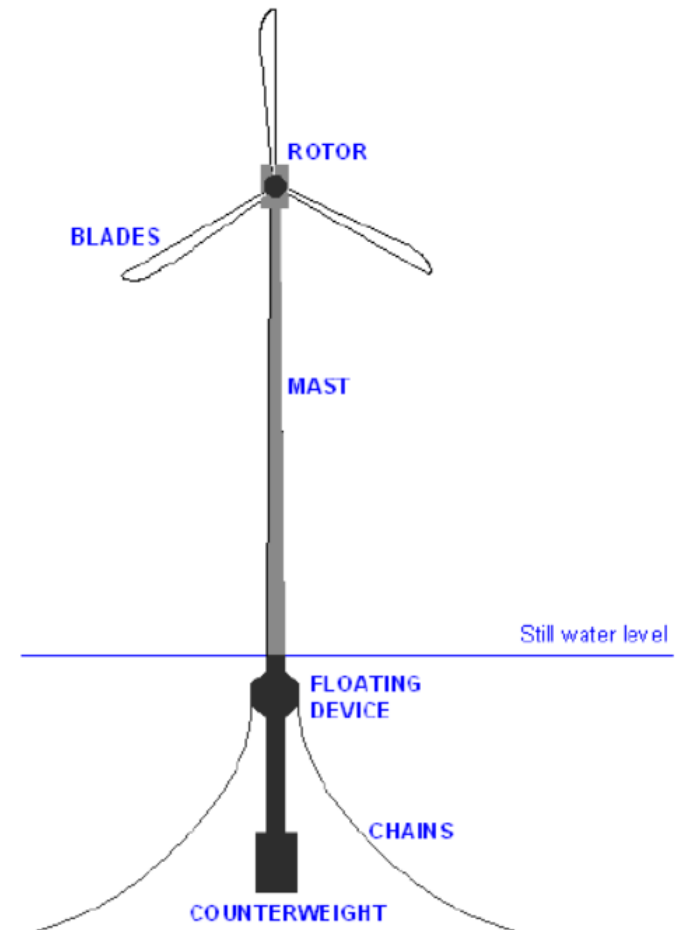
- Interazioni vento/onda sulla struttura
- Strutture più grandi e costose
- Affidabilità strutturale

Floating Structures



Strat

- TL
- an
- Se
- Sp

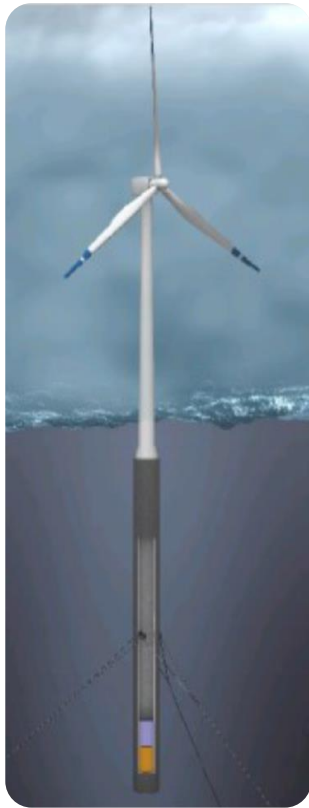
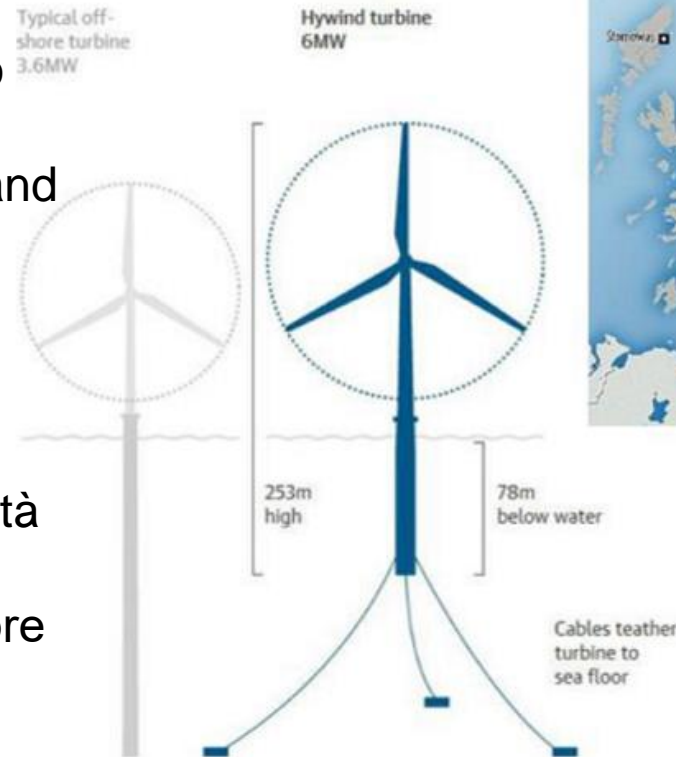


la

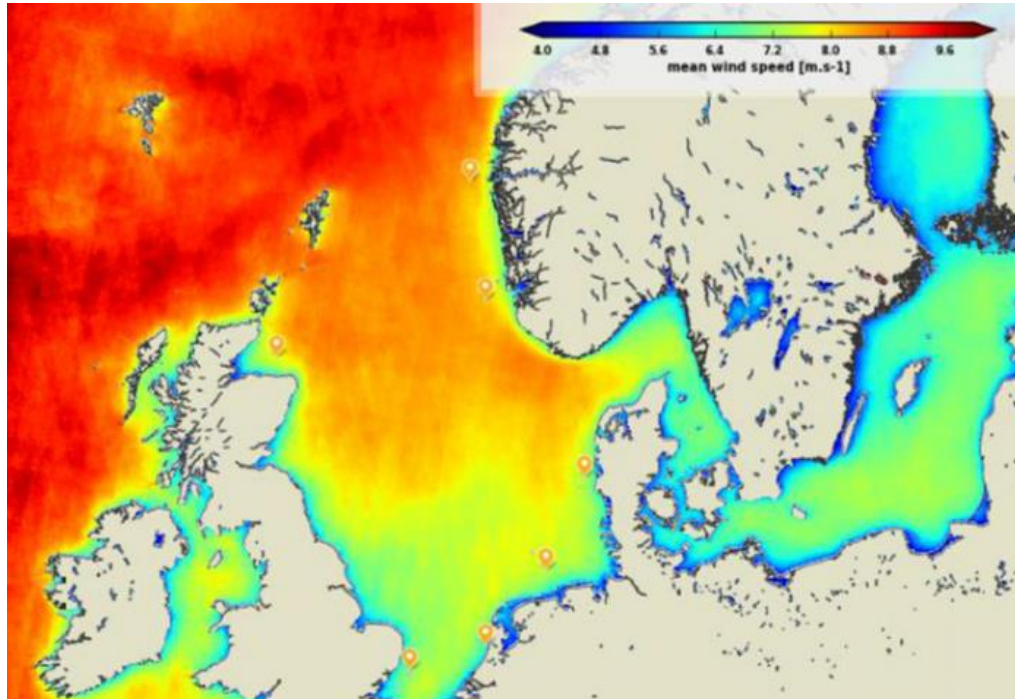
Il prototipo Statoil "Hywind"

Primo parco eolico
galleggiante:
Statoil Hywind Scotland

5 turbine con capacità
totale di 30MW
in funzione dall'ottobre
2017



Turbina eolica Spar Buoy



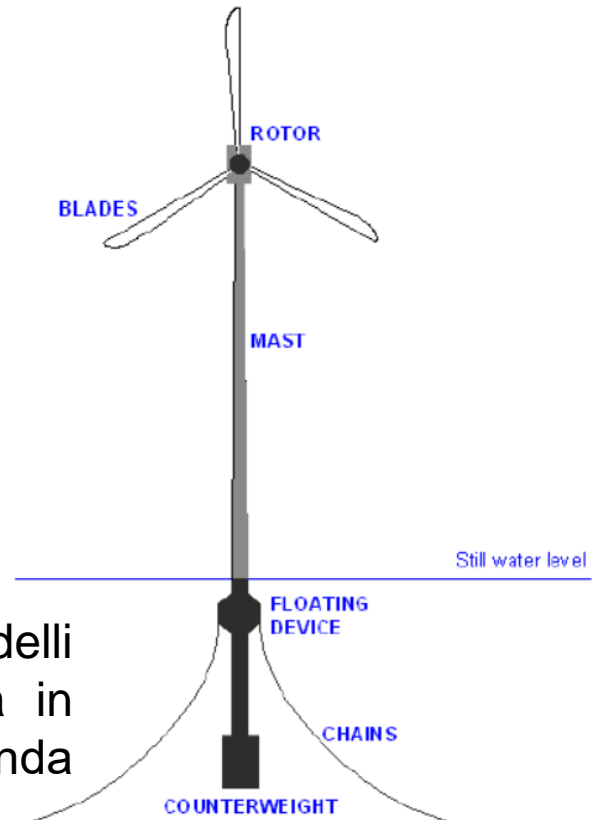
Il mare del Nord ha le maggiori potenzialità in termini di energia eolica

Per la progettazione di una turbina eolica di tipo Spar Buoy è necessario:

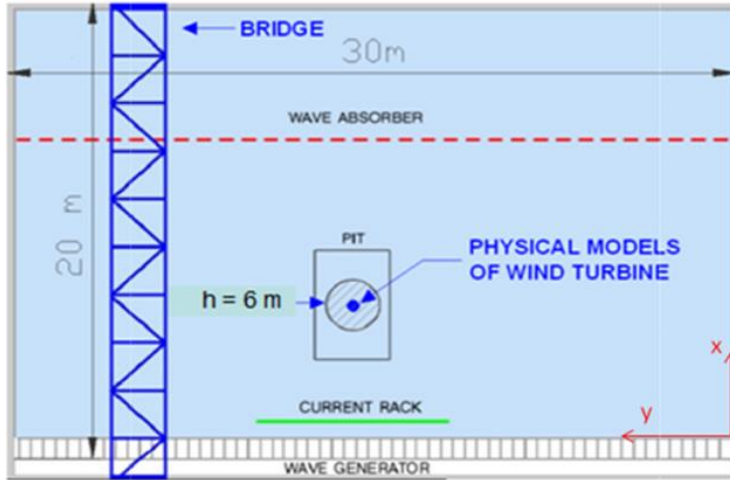
- Valutare i carichi
- La risposta dinamica
- Stabilità del sistema



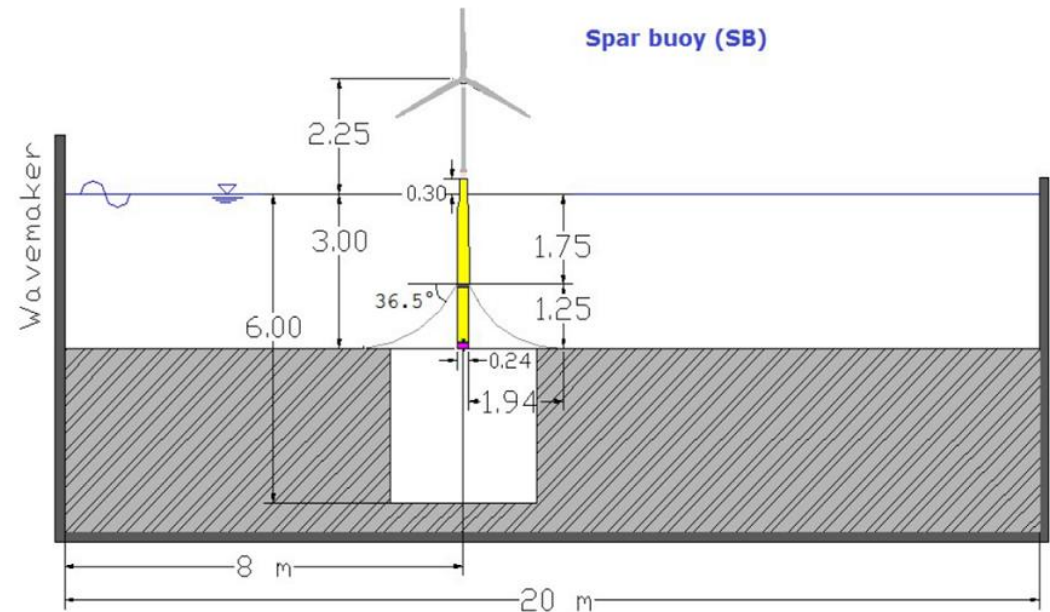
Prove su modelli fisici in scala in un bacino d'onda offshore



Gli esperimenti al Danish Hydraulic Institute



- Hydralab IV : Ottobre 2012
- Hydralab+ : Aprile 2019

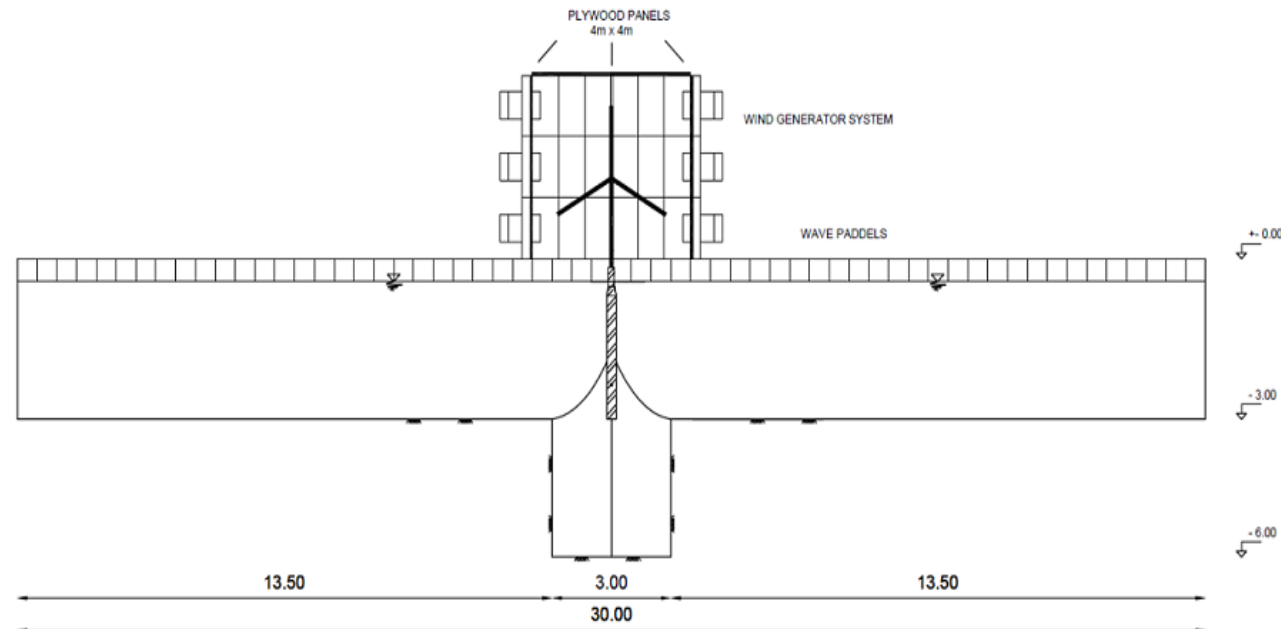
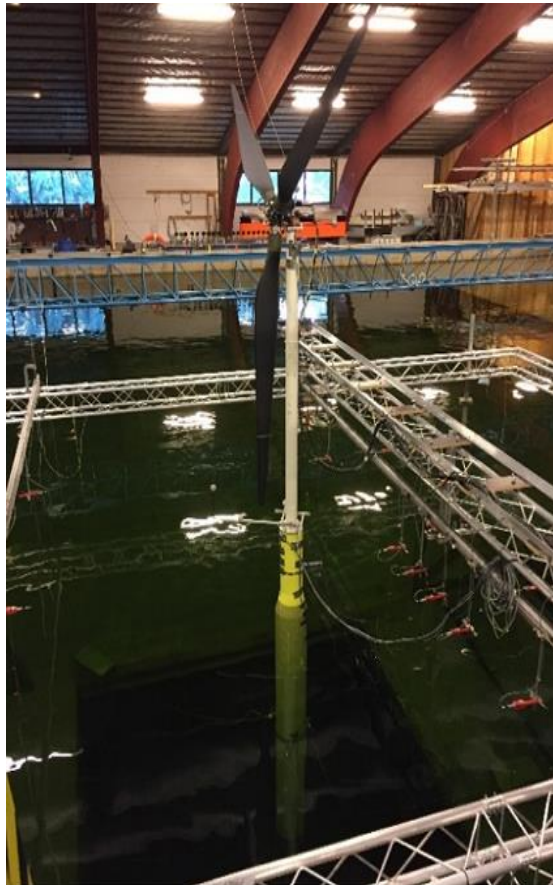


Scala 1:40

Prototipo OC3-Hywind che imita il concetto di "Hywind", sviluppato da Statoil.

La campagna sperimentale Hydralab+

Lo scopo di questi nuovi test è quella di studiare la differenza nella risposta dinamica della turbina eolica Spar Buoy quando il carico da vento viene generato attraverso un **generatore di vento**.



Condizioni di prova del modello fisico

Regular waves						
H [m]	0.05	0.13	0.25			
T [s]	0.8	1.1	1.4	1.6	1.9	2.2

Irregular waves					
H [m]	0.083	0.058	0.1	0.15	0.2
T [s]	1.53	1.12	1.15	1.44	1.69

Direzione delle onde:

- 0°
- 20°

Condizioni del vento:

- **No wind**
- **Below rated** : vento a 1.45 m/s (9.2 m/s reali)
- **Above rated** : vento a 1.85 m/s, (11.7 m/s reali)



Per un totale di 97 test

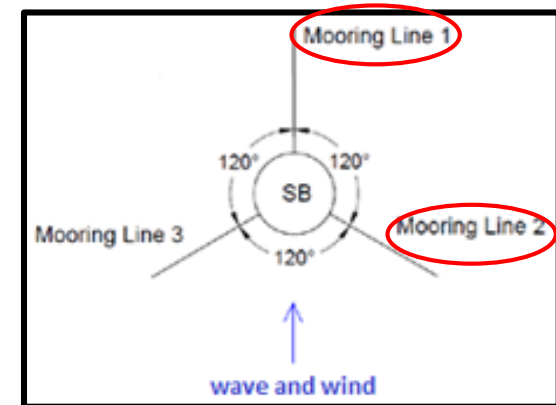
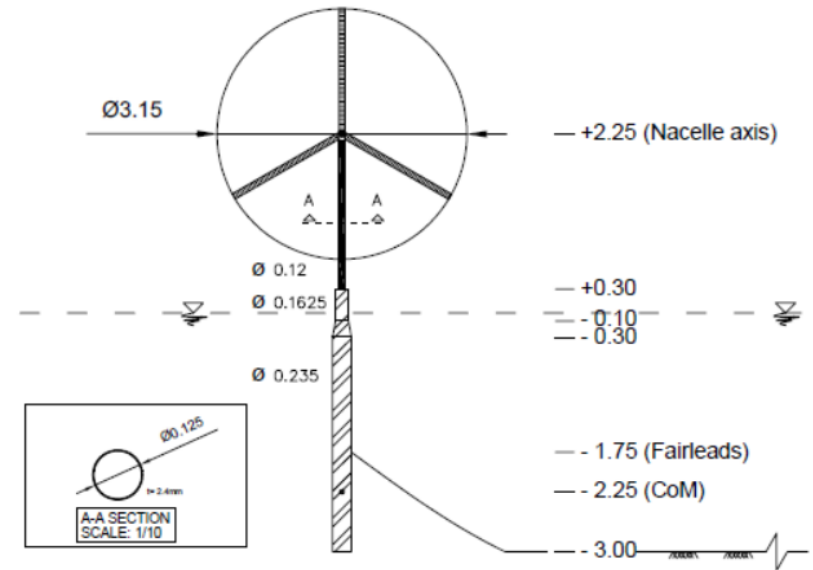
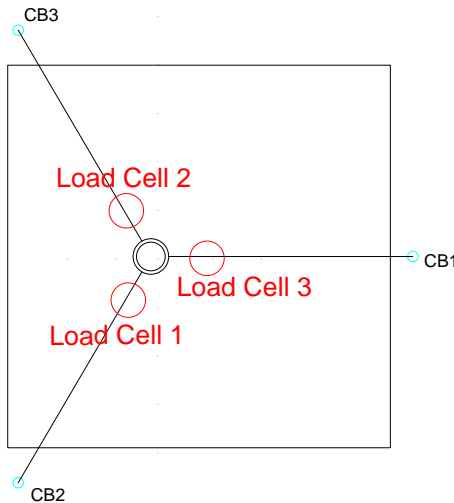


REGULAR WAVE H = 0.25m; T = 1.2s; Dir = 0°

Elaborazione dei dati

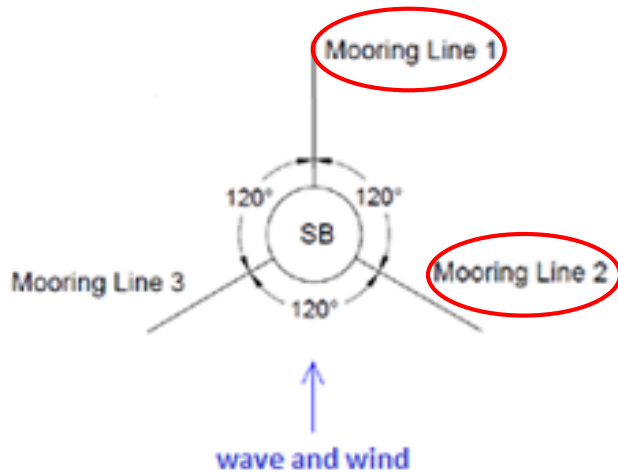
Dati registrati dai trasduttori di forza posizionati sulle tre linee di ancoraggio:

Irregular waves					
H [m]	0.083	0.058	0.1	0.15	0.2
T [s]	1.53	1.12	1.15	1.44	1.69
Direction [°]	0				
Wind Speed [m/s]	0	1.45	1.85		

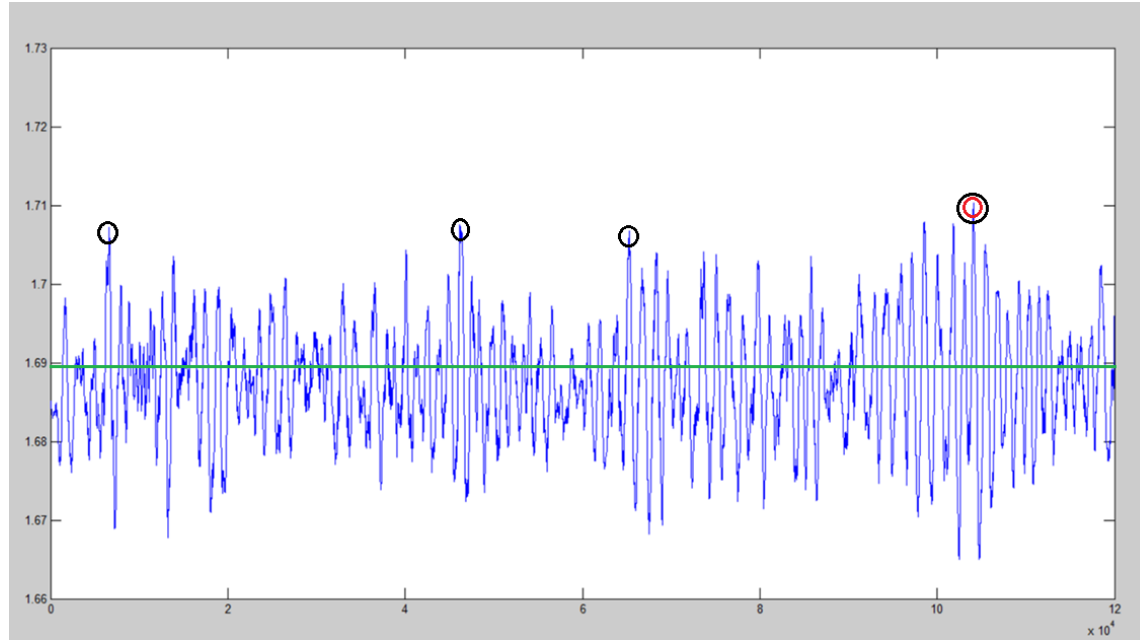


Sono stati definiti per ogni test:

- La forzante idrodinamica: $F_{hydr} = \rho_w g H$
- La lunghezza d'onda: $L = \frac{gT^2}{2\pi}$
- La celerità dell'onda: $C = \frac{gT}{2\pi}$
- La forza del vento: $F_{wind} = \frac{1}{2} c_d \rho_{air} W S^2$

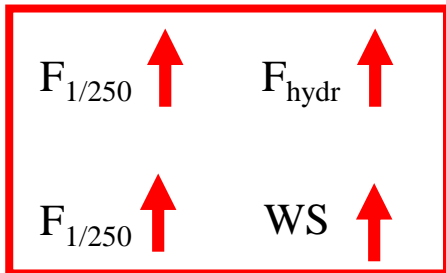
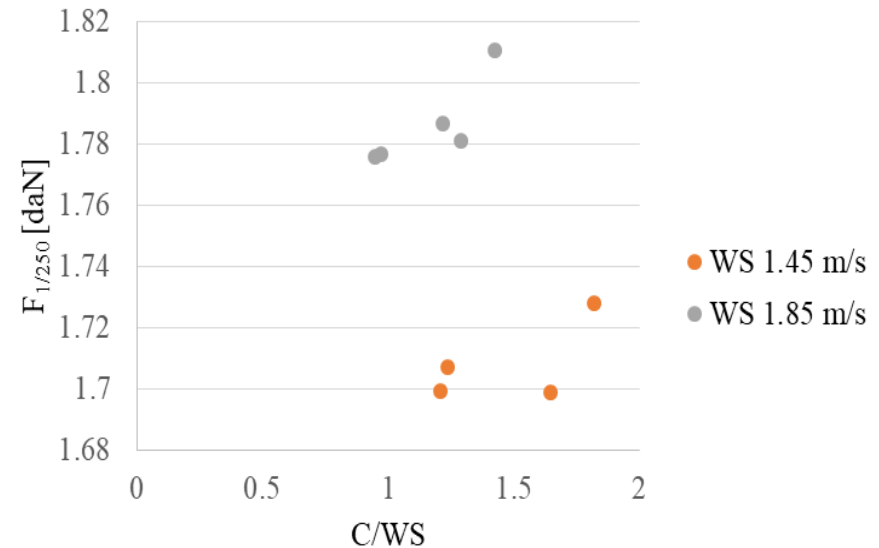
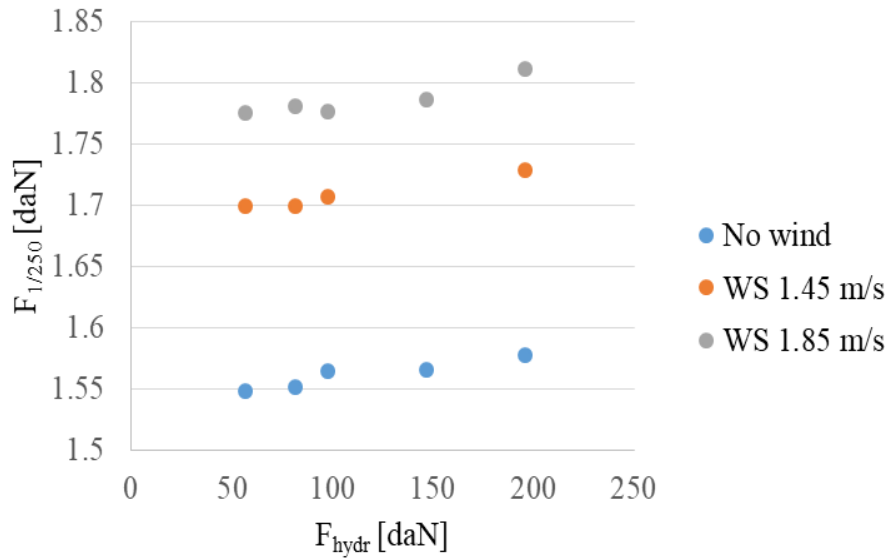


Frequenza di acquisizione 100Hz

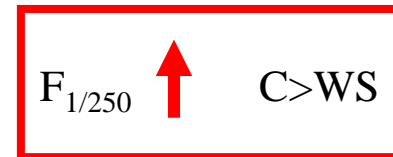


- **Valore medio**
- **Valore massimo**
- $F_{1/250}$: valore medio dei 4 picchi della serie

Discussione dei risultati: Mooring line frontale

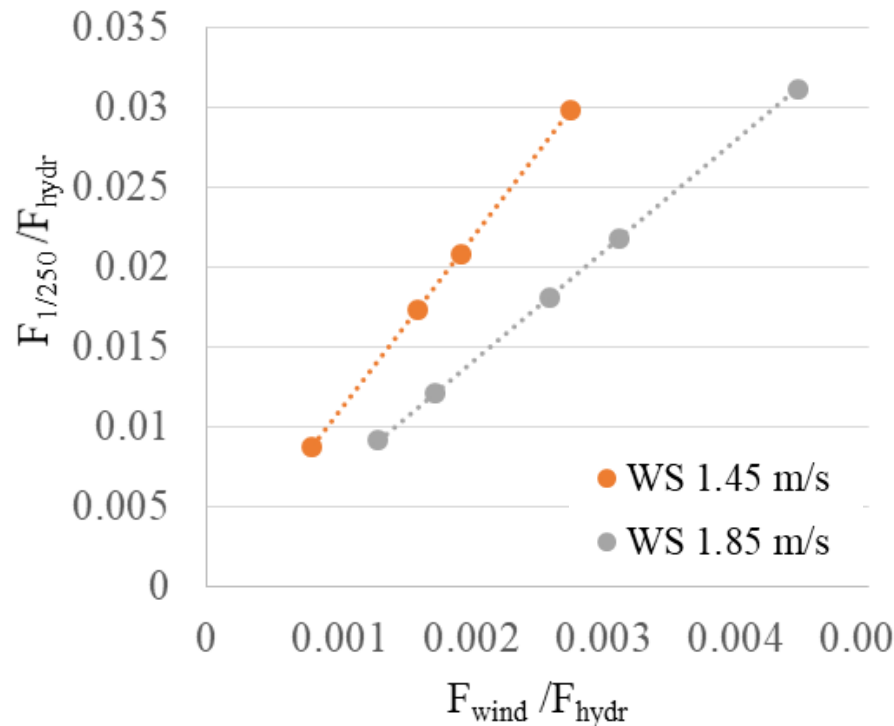


$F_{1/250}$ cresce al crescere della forzante idrodinamica e della velocità del vento



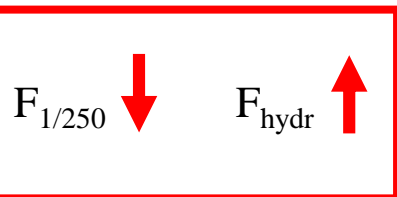
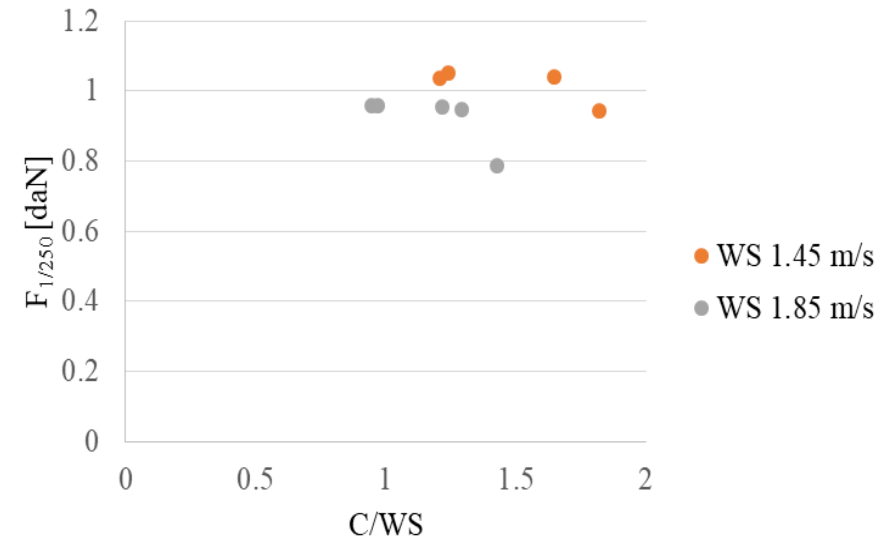
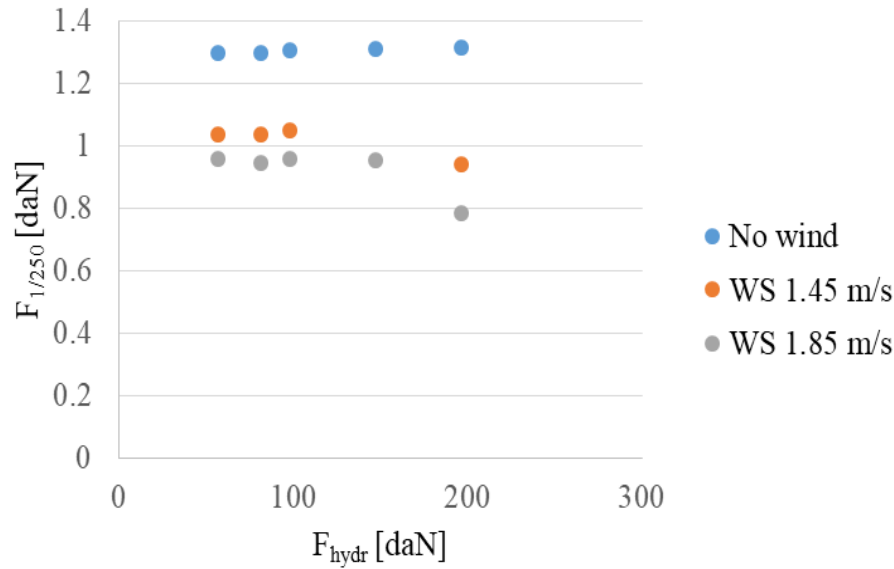
$F_{1/250}$ cresce quando l'effetto della celerità d'onda domina sull'effetto della velocità del vento

Discussione dei risultati: Mooring line frontale

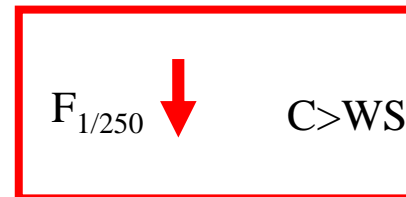


$F_{1/250}$ cresce linearmente con F_{wind}/F_{hydr} , per ogni valore di velocità del vento è possibile definire una retta, il coefficiente angolare di tali rette cresce al diminuire della velocità del vento.

Discussione dei risultati: Mooring line posteriore

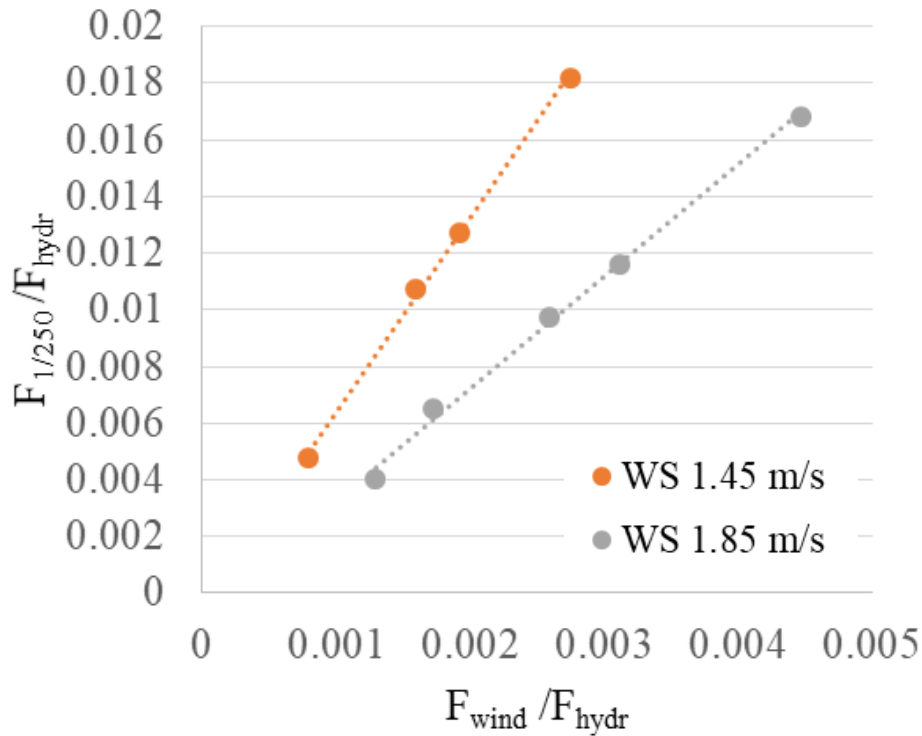


$F_{1/250}$ **decre**scce al
crescere della forzante
idrocinamica, ma circa
costante quando non
c'è vento



$F_{1/250}$ **decre**scce
rapidamente quando
l'effetto della celerità
d'onda domina
sull'effetto della
velocità del vento

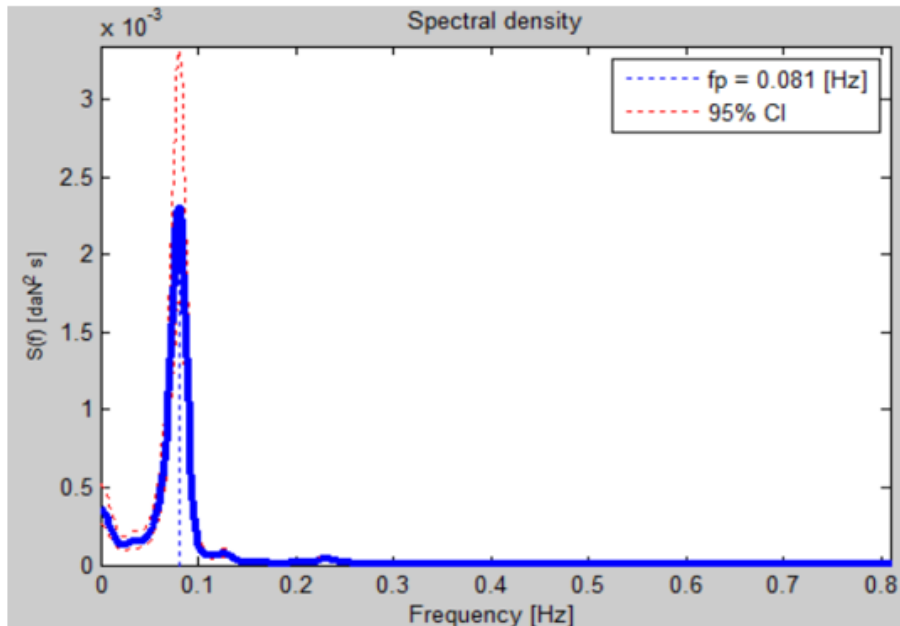
Discussione dei risultati: Mooring line posteriore



$F_{1/250}$ cresce
linearmente con
 F_{wind} / F_{hydr} .
Gli ancoraggi
hanno lo stesso
comportamento

Analisi spettrale

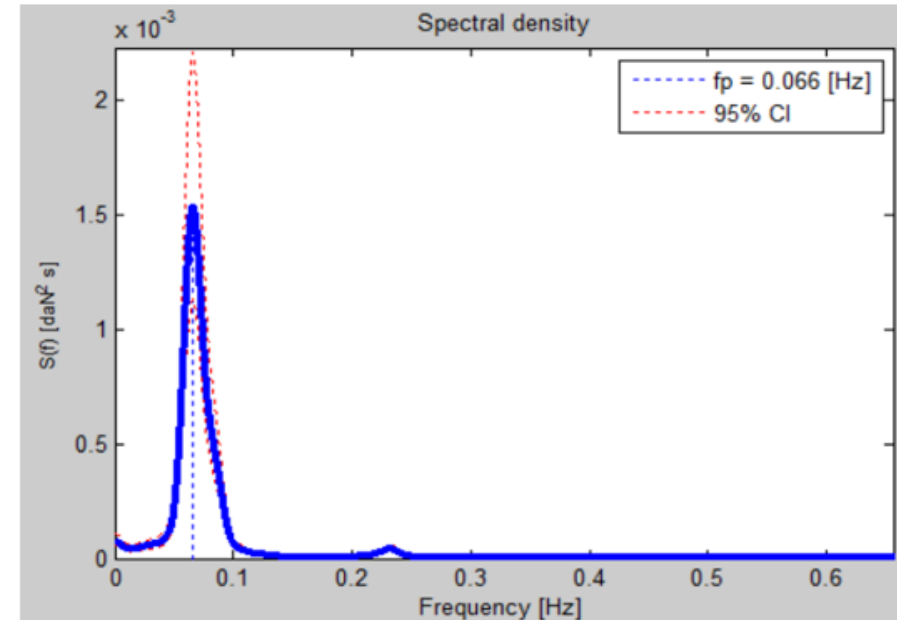
L'analisi spettrale è molto utile per interpretare più facilmente le componenti di frequenza importanti coinvolte nelle dinamiche delle turbine eoliche galleggianti.



Mooring 1; H = 0.083m; T = 1.53s; WS = 1.45m/s

$$f_{\text{wave}} = 0.65 \text{ Hz}$$

$$f_p = 0.081 \text{ Hz}$$



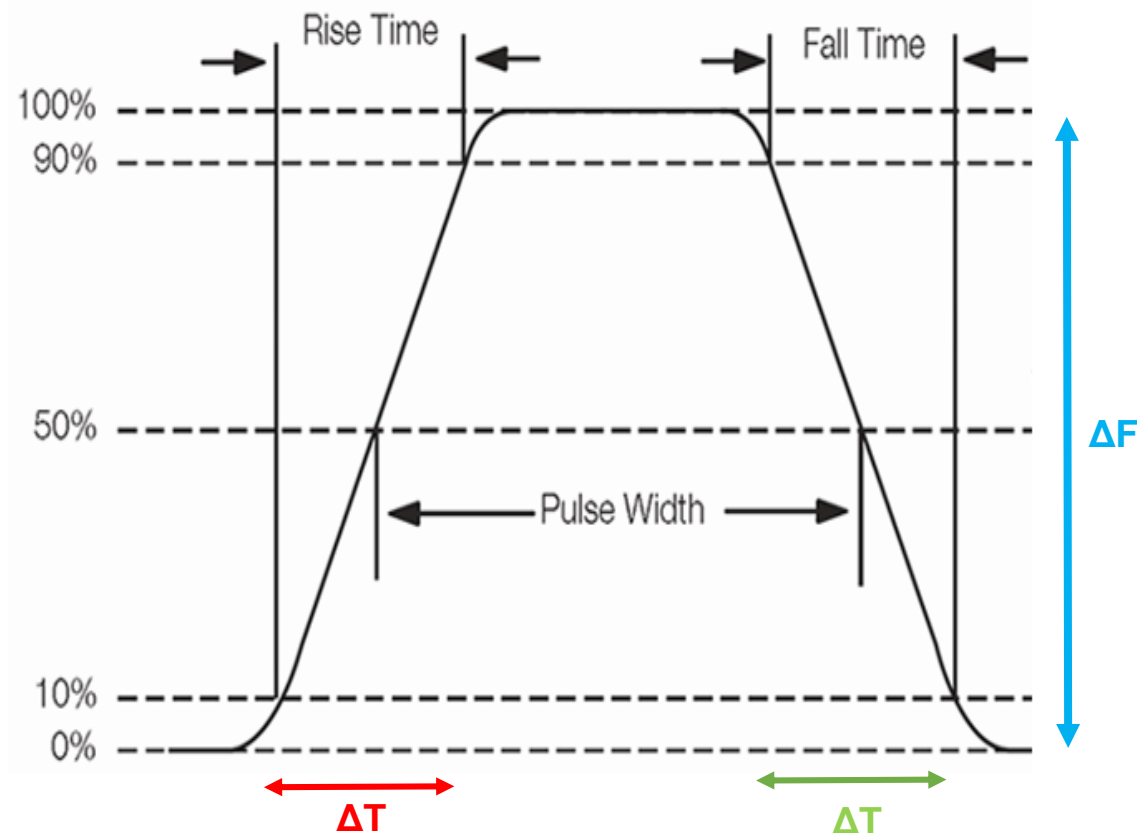
Mooring 2; H = 0.083m; T = 1.53s; WS = 1.45m/s

$$f_{\text{wave}} = 0.65 \text{ Hz}$$

$$f_p = 0.066 \text{ Hz}$$

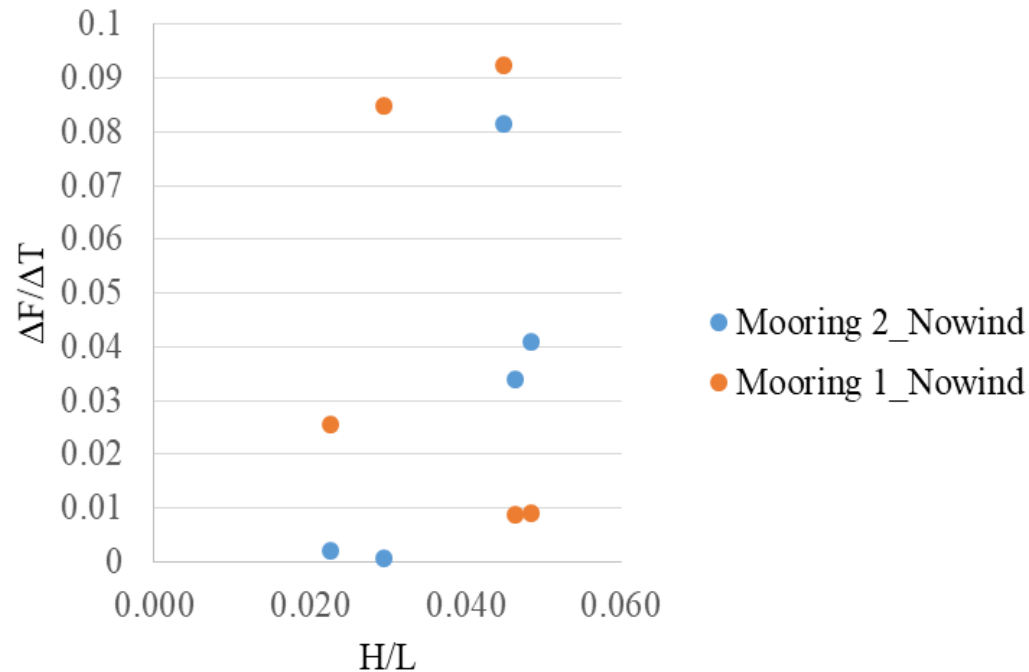
Le caratteristiche delle onde e del segnale della forza delle linee di ancoraggio sono confrontate con due indici del sistema dinamico, il tempo di salita e il tempo di caduta dell'impulso della forza.

Sono stati definiti per tutti i segnali di forza i gradienti di decadimento delle forze di picco e il loro rapporto $\Delta F/\Delta T$ sia in Rise time che Fall time.



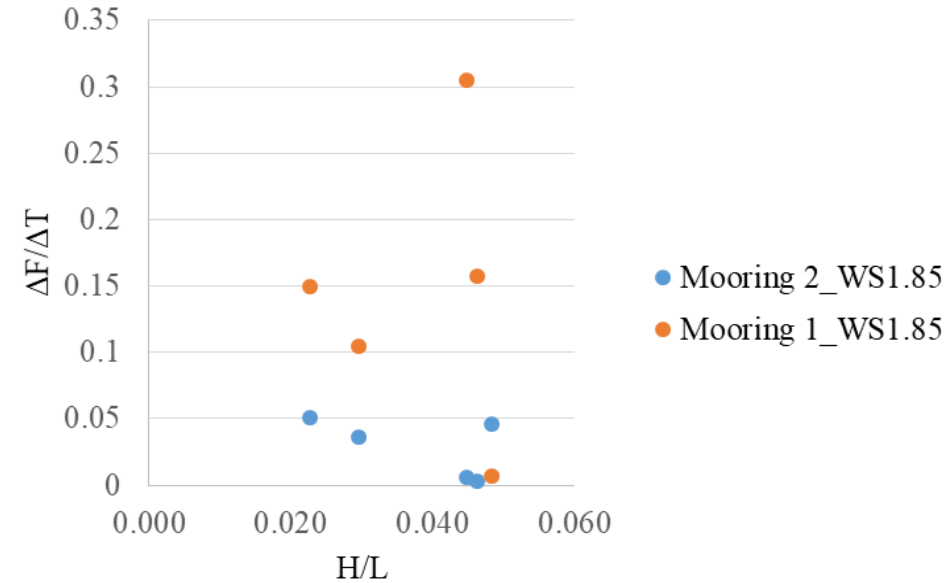
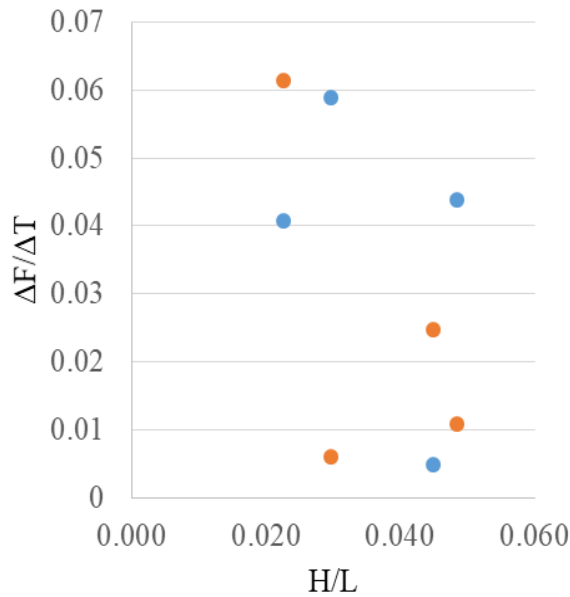
No wind – Rise time

I gradienti di decadimento delle forze di picco sono correlati alle caratteristiche dell'onda:



Dipendenza non lineare di $\Delta F/\Delta T$ con la ripidità dell'onda H/L

Wind – Rise time



L'andamento di $\Delta F/\Delta T$ è fortemente non lineare!

Confronto con formule in letteratura

	Hmax [m]		
	4.1	7.2	14.4
Calcolata [kN]	5.3	1.0	0.1
Misurata (scalata al prototipo) [kN]	3.9	1.3	0.3
Differenza	34.6%	-24.8%	-57.3%

Per l'altezza d'onda
maggiore c'è il 57% di
errore

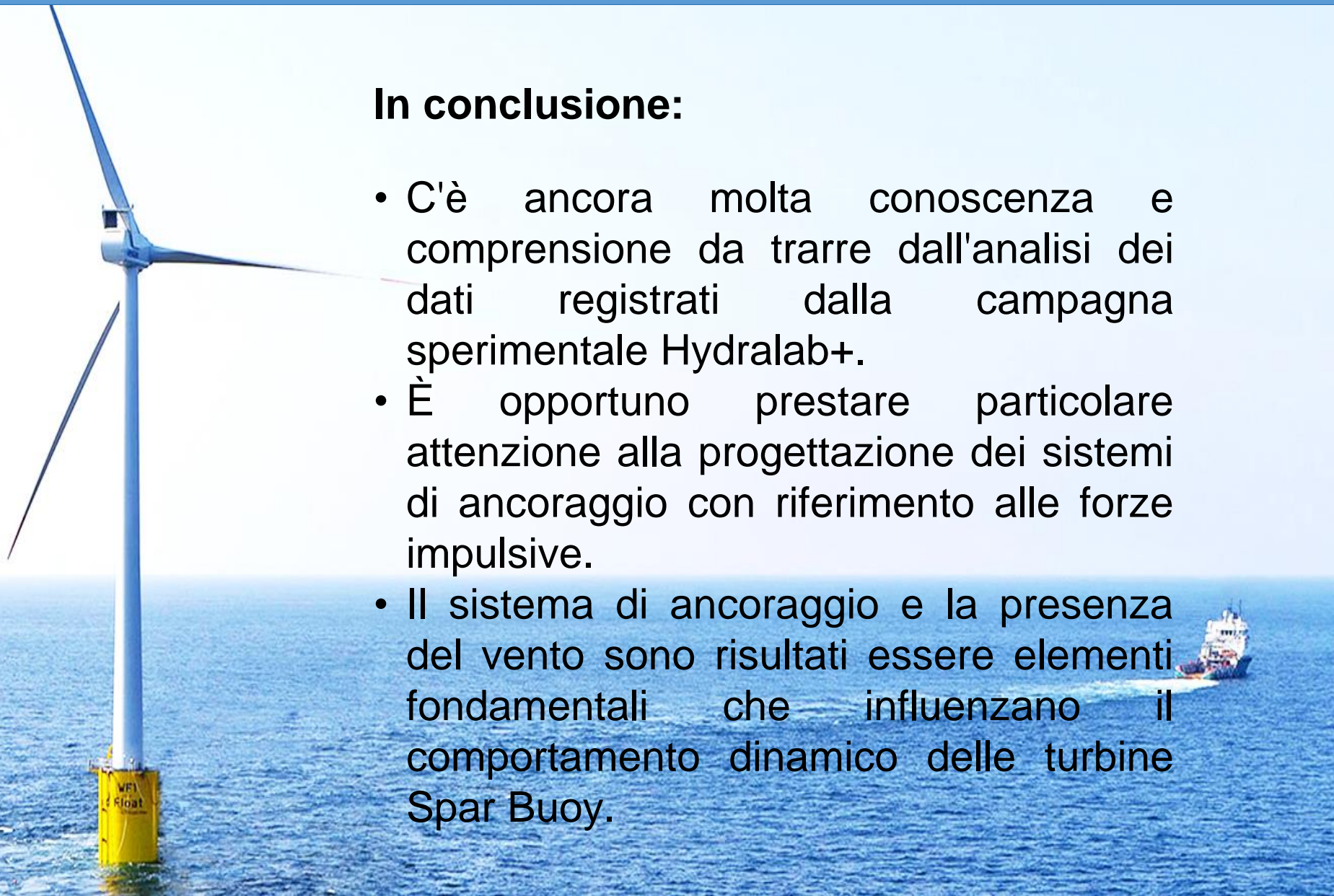


SOTTOSTIMA DELLE FORZE!

***Bibliografia:** Arany, L., & Bhattacharya, S. (2018). Simplified load estimation and sizing of suction anchors for spar buoy type floating offshore wind turbines. *Ocean Engineering*, 159, 348-357.

In conclusione:

- C'è ancora molta conoscenza e comprensione da trarre dall'analisi dei dati registrati dalla campagna sperimentale Hydralab+.
- È opportuno prestare particolare attenzione alla progettazione dei sistemi di ancoraggio con riferimento alle forze impulsive.
- Il sistema di ancoraggio e la presenza del vento sono risultati essere elementi fondamentali che influenzano il comportamento dinamico delle turbine Spar Buoy.





GRAZIE PER L'ATTENZIONE!

La potenza elettrica estraibile da una turbina eolica varia a seconda della velocità del vento. a parità di diametro delle pale, con l'aumento della velocità del vento, la potenza teoricamente estraibile aumenta in modo più che proporzionale (andamento con il cubo della velocità).

