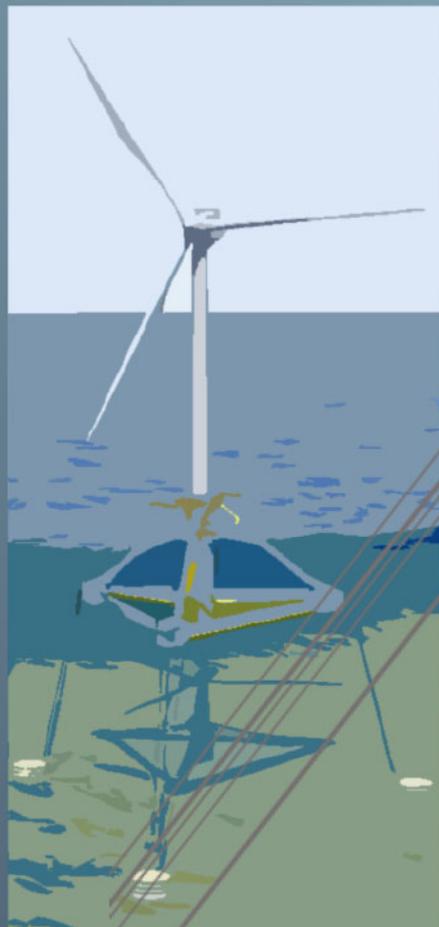




Ichnusa wind power srl

Progetto Definitivo

**PARCO EOLICO FLOTTANTE
NEL MARE DI SARDEGNA
SUD OCCIDENTALE**



SR15

C0421SR15RELORM00a

**Ministero dell'Ambiente
e della Sicurezza Energetica**

Ministero della Cultura

**Ministero delle Infrastrutture
e dei Trasporti**

*Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale
ex D.lgs. 152/2006*

*Domanda di Autorizzazione Unica
ex D.lgs. 387/ 2003*

*Domanda di Concessione Demaniale Marittima
ex R.D. 327/1942*

Relazione tecnica
**DIMENSIONAMENTO DELLE STRUTTURE DI
ANCORAGGIO E ORMEGGIO**

Progetto
Dott. Ing. Luigi Severini
Ord. Ing. Prov. TA n.776

Elaborazioni
iLStudio.
Engineering & Consulting **Studio**





Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
I di VII

SOMMARIO

1.	SCOPO DEL DOCUMENTO	1
2.	DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO	2
3.	CARATTERIZZAZIONE AMBIENTALE DELL'AREA DI INDAGINE	4
	3.1.1. Clima meteomarinario	4
	3.1.2. Caratteristiche dei fondali.....	11
4.	ANALISI DEI PRINCIPALI SISTEMI DI ORMEGGIO E ANCORAGGIO	18
5.	DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA DI ORMEGGIO	22
	5.1. Elementi Tesi (Taut Mooring).....	22
	5.2. Dati per il dimensionamento.....	23
	5.2.1. Modello della turbina eolica	23
	5.2.2. Modello della fondazione galleggiante	24
	5.3. Criteri di dimensionamento	25
	5.3.1. Determinazione delle tensioni di progetto SLU e SLA	25
	5.3.2. Danneggiamento a fatica.....	26
	5.3.3. Normative di riferimento	28
	5.4. Modellazione	29
	5.4.1. Sistemi di coordinate	29
	5.4.2. Modellazione idrodinamica	31
	5.4.3. Modellazione del sistema: fondazione, turbina e ormeggio.....	32
	5.5. Definizione dei casi di carico progettuali	35
	5.5.1. Tabella di riepilogo dei DLC.....	35
	5.5.2. Definizione dei DLC.....	36
	5.6. Dimensionamento e risultati delle analisi	39
	5.6.1. Caratteristiche delle linee di ormeggio.....	39
	5.6.2. Risultati delle analisi	42
	5.7. Considerazioni finali	51
6.	SISTEMA DI ANCORAGGIO	52
	6.1. Scelta del sistema di ancoraggio.....	55
	6.1.1. Analisi qualitativa	56
	6.1.2. Analisi quantitativa.....	56
	6.2. Criteri e metodologia di dimensionamento	61
	6.2.1. Verifica della capacità portante verticale e laterale	61
	6.2.2. Analisi di infissione	61



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting **Studio**

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
II di VII

6.2.3. Normative di riferimento	62
6.3. Dimensionamento e risultati delle analisi	63
6.3.1. Caratteristiche dei pali di ancoraggio	63
6.3.2. Risultati dell'analisi di infissione	63
7. CONCLUSIONI	68
APPENDICE	70



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
III di VII

INDICE DELLE FIGURE

Figura 2.1 – Schema concettuale dell'impianto.....	2
Figura 3.1 – Ubicazione Parco eolico.....	4
Figura 3.2 – Rose dei venti annuali medi per le velocità del vento $WS_{10,2hr}$	6
Figura 3.3 - Rose dei venti annuali medi per le velocità del vento $WS_{80,2hr}$	6
Figura 3.4 – Rosa delle onde per il periodo 1979-2000.....	7
Figura 3.5 - Scatter plot omnidirezionale di H_s e T_P	7
Figura 3.6 - Diagramma di scatter di H_s vs $WS_{10,2hr}$ per lo stato totale del mare.....	8
Figura 3.7 – Velocità del vento per ogni direzione in condizioni ESS (Extreme Sea State).	10
Figura 3.8 – Altezza significativa dell'onda per ogni direzione in condizioni ESS (Extreme Sea State).	11
Figura 3.9 – Descrizione del terreno - carotaggio SC21S_01-GC.....	12
Figura 3.10 – Descrizione del terreno – carotaggio SC21S_02-GC.....	13
Figura 3.11 – Descrizione del terreno – carotaggio SC21S_03-GC.....	13
Figura 3.12 – Descrizione del terreno – carotaggio SC21S_04-GC.....	14
Figura 3.13 – Descrizione del terreno – carotaggio SC21S_05-GC.....	14
Figura 3.14 – Esempio di sezione geofisica.....	15
Figura 3.15 – Batimetria nell'area di progetto.....	16
Figura 3.16 – Batimetria dell'area di progetto.....	17
Figura 4.1 – Sistemi di ormeggio analizzati per il progetto.....	19
Figura 4.2 – Esempio: sistema di ormeggio a linee tese e ancoraggi fissi e puntuali costituiti da pali.....	20
Figura 5.1 – Rappresentazione della fondazione TetraSub.....	24
Figura 5.2 – Esempi di curve R-N.....	26
Figura 5.3 – Esempi di curve S-N.....	27
Figura 5.4 – Orientamento del sistema di coordinate globale e punti cardinali.....	29
Figura 5.5 – Sistema di coordinate della fondazione.....	30
Figura 5.6 – Angoli di vento, onda e imbardata definiti rispetto al Nord.....	31
Figura 5.7 – Rappresentazione della turbina (torre e rotore) e della fondazione in OrcaFlex.....	32
Figura 5.8 – Modello computazionale della turbina.....	33
Figura 5.9 – Diametro esterno, interno e spessore lungo la torre “modificata”.....	34
Figura 5.10 – Vista frontale e dall'alto del sistema di ormeggio per bassa profondità.....	41
Figura 5.11 - Confronto delle curve T-N per la catena (senza traversini) e il poliestere.....	43
Figura 5.12 – Plot dei rapporti di utilizzo per ogni linea di ormeggio per tutte le direzioni di azione del carico.....	45



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting **Studio**

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
IV di VII

Figura 5.13 – Massimo offset della fondazione per il DLC 6.2.....	45
Figura 5.14 – Confronto rapporti di utilizzo per le direzioni di azione del carico al variare della profondità considerata.....	47
Figura 5.15 – Confronto dell'offset al variare della profondità considerata.....	47
Figura 5.16 – Tensioni massime con rottura di una linea di ormeggio per tutti i casi del DLC 10.2.	49
Figura 5.17 – Massimo offset in funzione della direzione dell'onda per il DLC 10.2 – l'asse r è in scala logaritmica.....	49
Figura 5.18 – Rottura della Linea 3 – caso peggiore DLC 10.2.	50
Figura 6.1 – Tipologie di ancoraggi per turbine eoliche offshore.....	52
Figura 6.2 – Ancoraggio a gravità semplice.....	52
Figura 6.3 – Ancoraggio a gravità ad infissione dinamica.....	53
Figura 6.4 – Ancore a trascinamento.....	53
Figura 6.5 – Ancoraggio a palo infisso.....	54
Figura 6.6 – Ancoraggio a suzione.....	54
Figura 6.7 – Ancoraggio a suzione con piastra.....	54
Figura 6.8 – Mappa delle macro-aree caratterizzate per analisi e dimensionamento degli ancoraggi.....	57
Figura 6.9 – Esempio di martello idraulico subacqueo.....	61
Figura 6.10 – Valori massimi di compressione e di utilizzo a buckling durante l'infissione – SCI01.....	64
Figura 6.11 – Valori massimi di compressione e di utilizzo a buckling durante l'infissione – SCI02.....	65
Figura 6.12 – Valori massimi di compressione e di utilizzo a buckling durante l'infissione – SCI03.....	66
Figura 6.13 – Valori massimi di compressione e di utilizzo a buckling durante l'infissione – SCI04.....	67



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
V di VII

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 3.1 – Velocità corrente estrema in superficie per media profondità di 450m.....	4
Tabella 3.2 – Riepilogo delle condizioni di vento di riferimento – Altezza mozzo 165m sopra livello medio mare.....	5
Tabella 3.3 – Condizioni estreme vento-onda per un periodo di ritorno di 500 anni.....	8
Tabella 3.4 – Condizioni estreme vento-onda per un periodo di ritorno di 50 anni.....	9
Tabella 3.5 – Condizioni estreme vento-onda per un periodo di ritorno di 10 anni.....	9
Tabella 3.6 – Condizioni estreme vento-onda per un periodo di ritorno di 5 anni.....	9
Tabella 3.7 – Condizioni estreme vento-onda per un periodo di ritorno di 1 anno.....	10
Tabella 5.1 – Riepilogo dei parametri chiave di una turbina IEA 15MW.....	23
Tabella 5.2 – Dimensioni principali dei componenti della fondazione TetraSub.....	24
Tabella 5.3 – Caratteristiche principali della fondazione.....	25
Tabella 5.4 – Fattori di carico per linee di ormeggio – Classe di conseguenza 1.....	25
Tabella 5.5 – Linee guida, standard e normative di riferimento.....	28
Tabella 5.6 – Definizione del sistema di coordinate direzionali meteomarina.....	30
Tabella 5.7 – Definizione delle direzioni relative.....	31
Tabella 5.8 – Proprietà aggiornate della torre.....	33
Tabella 5.9 – Dati riepilogativi del modello.....	34
Tabella 5.10 – Tabella DLCs per lo studio statico e a fatica.....	35
Tabella 5.11 – DLC statici addizionali per la verifica della robustezza dell'ormeggio.....	35
Tabella 5.12 – Descrizione del DLC 1.2.....	36
Tabella 5.13 – Descrizione del DLC 6.1.....	36
Tabella 5.14 – Descrizione del DLC 6.2.....	37
Tabella 5.15 – Descrizione del DLC 6.6.....	37
Tabella 5.16 – Descrizione del DLC 10.2.....	38
Tabella 5.17 – Proprietà della catena.....	39
Tabella 5.18 – Proprietà della corda in poliestere.....	39
Tabella 5.19 – Riepilogo caratteristiche della configurazione - basse profondità del fondale, condizione statica.....	40
Tabella 5.20 – Riepilogo caratteristiche della configurazione - media profondità del fondale, condizione statica.....	42
Tabella 5.21 – Riepilogo caratteristiche della configurazione - alta profondità del fondale, condizione statica.....	42
Tabella 5.22 – Massimo carico di progetto e offset per DLC 6.1 e DLC 6.2.....	43



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
VI di VII

Tabella 5.23 – Tensioni e utilizzo per ogni linea di ormeggio - DLC 6.1.....	44
Tabella 5.24 – Tensioni e utilizzo per ogni linea di ormeggio - DLC 6.2.....	44
Tabella 5.25 – Alta profondità fondale - Tensioni e utilizzo per ogni linea di ormeggio per DLC 6.2.....	46
Tabella 5.26 – Medie profondità fondale - Tensioni e utilizzo per ogni linea di ormeggio per DLC 6.2.....	46
Tabella 5.27 – Confronto dell'utilizzo a diverse profondità per il DLC 6.2.....	46
Tabella 5.28 – Tensioni e utilizzazione per ogni linea di ormeggio DLC 6.6.....	48
Tabella 5.29 – Massima tensione di progetto e offset per DLC 10.2.....	48
Tabella 5.30 – Vita a fatica della catena - DLC 1.2.....	50
Tabella 6.1 – Panoramica dei sistemi di ancoraggio proposti in via preliminare.....	55
Tabella 6.2 – Profili del terreno.....	58
Tabella 6.3 – Principali parametri geotecnici.....	58
Tabella 6.4 – Riepilogo dei carichi agenti sulle linee di ormeggio.....	59
Tabella 6.5 – Dimensionamento preliminare ancore a carico verticale e a suzione con piastra.....	59
Tabella 6.6 – Dimensionamento preliminare ancoraggio a palo infisso.....	59
Tabella 6.7 – Dimensionamento preliminare ancore a suzione.....	60
Tabella 6.8 – Fattori di carico per linee di ormeggio.....	61
Tabella 6.9 – Normative di riferimento.....	62
Tabella 6.10 – Risultati dell'analisi di infissione.....	63
Tabella 6.11 – Tensione di snervamento.....	63



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting **Studio**

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
VII di VII

INDICE DELLE VOCI

CNR	Consiglio Nazionale delle Ricerche
CFD	Computational Fluid Dynamics
COG	Centre Of Gravity
COP	Copenhagen Offshore Partners
DFF	Design Fatigue Factor
DHI	Danish Hydraulic Institute
DLC	Design Load Case
DNV	Det Norske Veritas
ECM	Extreme Current Model
ESS	Extreme Sea State
EWM	Extreme Wind Model
FOS	Floating Offshore Substation
GIS	Geographical Information System
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
ILA	Integrated Load Analysis
MBL	Minimum Breaking Load
MBS	Minimum Breaking Strength
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NSS	Normal Sea State
RBS	Reference Breaking Strength
SEPLA	Suction Embedded Plate Anchor
SLA	Stato Limite Accidentale
SLF	Stato Limite di Fatica
SLU	Stato Limite Ultimo
SO	Stiesdal Offshore
VLA	Vertical Load Anchor
WTG	Wind Turbine Generator



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE PROGETTO DEFINITIVO		
Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio		
Codice documento: C0421SR15RELORM00a	Data emissione: Marzo 2023	Pagina 1 di 72

1. SCOPO DEL DOCUMENTO

La presente relazione ha lo scopo di descrivere la procedura di scelta e dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio previste nel progetto del Parco eolico flottante nel mare di Sardegna sud-occidentale. La posizione in mare delle turbine e delle sottostazioni elettriche sarà mantenuta proprio grazie a sistemi di ancoraggio e ormeggio il cui dimensionamento strutturale di dettaglio è stato definito in funzione delle caratteristiche meteo-marine, geofisiche e geologiche dei fondali.

Il documento presenta:

- una descrizione sintetica del progetto;
- una breve caratterizzazione dei fondali;
- una breve trattazione relativa alle tipologie di sistemi di ormeggio e ancoraggio;
- una trattazione relativa al dimensionamento e analisi del sistema di ormeggio scelto, consistente in una descrizione dei dati di input, dei carichi, delle metodologie di calcolo e dei risultati ottenuti;
- una trattazione relativa alla scelta del corretto sistema di ancoraggio, dimensionamento e risultati delle verifiche.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
2 di 72

2. DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO

L'impianto di produzione eolica, a realizzarsi nel mare di Sardegna sud-occidentale nel settore geografico ovest-nord-ovest delle coste di Portoscuso e dell'isola di San Pietro, a oltre 35 km dalle più vicine coste sarde garantirà una potenza nominale massima pari a 504MW attraverso l'utilizzo di 42 aerogeneratori e 2 sottostazioni elettriche di trasformazione sostenuti da innovative fondazioni galleggianti.

L'impiego di questi sistemi consente l'installazione in aree marine profonde e molto distanti dalle coste, dove i venti sono più intensi e costanti e la percezione visiva dalla terraferma è estremamente ridotta, mitigando così gli impatti legati alle alterazioni del paesaggio tipici degli impianti realizzati sulla terraferma o in prossimità delle coste. La collocazione del parco, frutto di una approfondita conoscenza delle caratteristiche del sito, armonizza le risultanze di studi e consultazioni finalizzati alla migliore integrazione delle opere all'interno del contesto naturale e antropico pre-esistente.

L'opera in oggetto, nella sua completezza, si sviluppa secondo una componente a mare (sezione offshore), dedicata prevalentemente alla produzione di energia, ed una a terra (sezione onshore) destinata al suo trasporto e immissione nella rete elettrica nazionale.

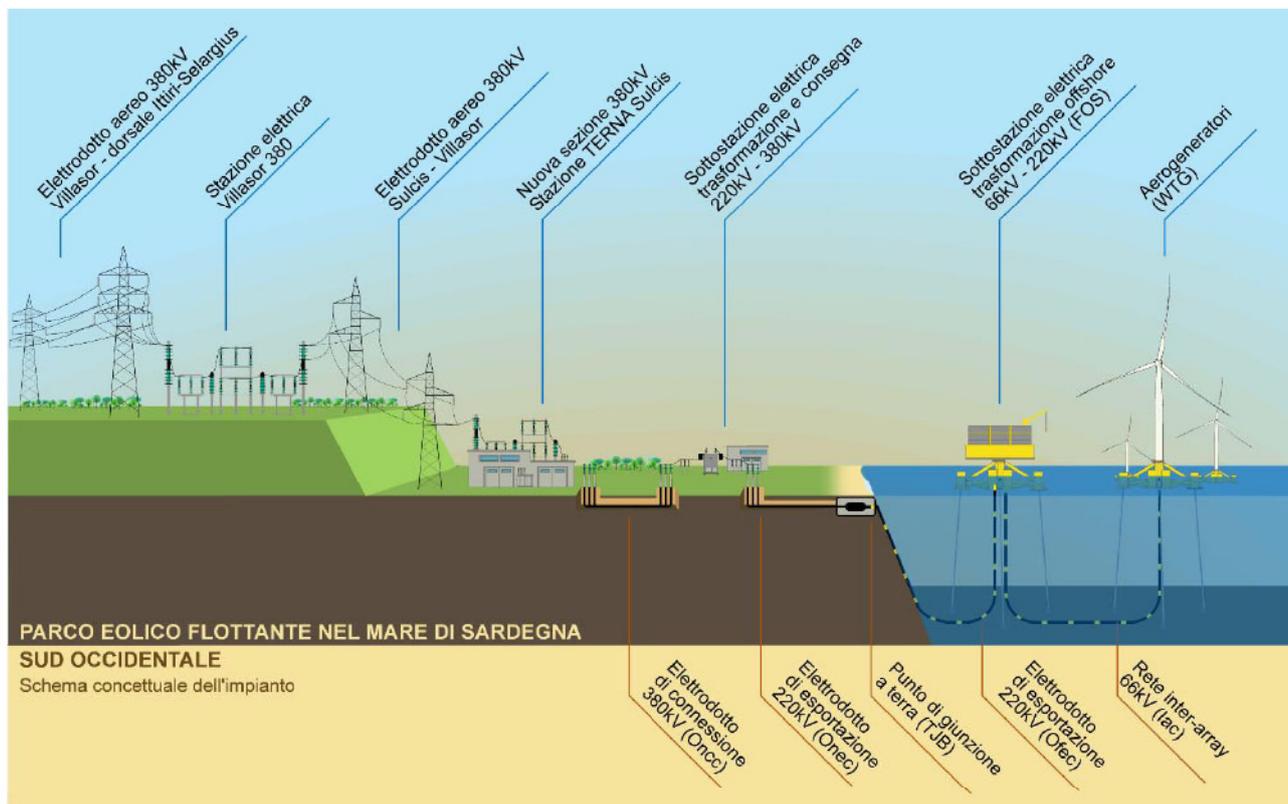


Figura 2.1 – Schema concettuale dell'impianto.

Elaborazione iLStudio.

Ciascun aerogeneratore (*Wind Turbine Generator – WTG*) sarà costituito da un rotore tripala con diametro fino a 255 m calettato su torre ad una quota sul livello medio mare fino a 155 m. L'energia elettrica prodotta dalle turbine alla tensione di 66 kV sarà collettata attraverso una rete di cavi marini inter-array (*Inter-array cable - Iac*) e convogliata verso due sottostazioni elettriche offshore galleggianti (*Floating Offshore Substation - FOS*) per l'elevazione di tensione al livello 220 kV. Il trasporto dell'energia verso la terraferma avverrà con un elettrodotto di esportazione sottomarino (*Offshore export cable - Ofec*) fino ad un punto di giunzione a terra (*Transition Junction Bay - TJB*). L'energia sarà quindi trasportata, mediante elettrodotto di esportazione interrato (*Onshore export cable - Onec*), presso una sottostazione elettrica di trasformazione e consegna in



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting **Studio**

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:

C0421SR15RELORM00a

Data emissione:

Marzo 2023

Pagina

3 di 72

località Portovesme, ove sarà effettuata l'elevazione della tensione nominale da 220kV a 380kV. Da qui, un breve elettrodotto interrato di connessione (*Onshore connection cable - Oncc*), permetterà il collegamento alla nuova sezione a 380kV all'interno della esistente stazione TERNA Sulcis.

Il progetto prevede la sostituzione dell'esistente elettrodotto aereo a 220 kV "Sulcis-Villasor" attraverso la costruzione di un nuovo elettrodotto a 380 kV che, seguendo il tracciato della linea esistente, unirà le stazioni di "Sulcis" e la nuova stazione elettrica Villasor 380 e raccorderà questa alla dorsale regionale 380 kV Ittiri-Selargius. Gli interventi di riqualificazione e ammodernamento della linea, oltre a consentire l'immissione in rete dell'energia prodotta dal parco, costituiranno anche una opportunità per ulteriori iniziative di produzione di energia da fonte rinnovabile, nonché il miglioramento dei servizi elettrici al territorio del Sulcis aumentandone l'efficienza e la fruibilità.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

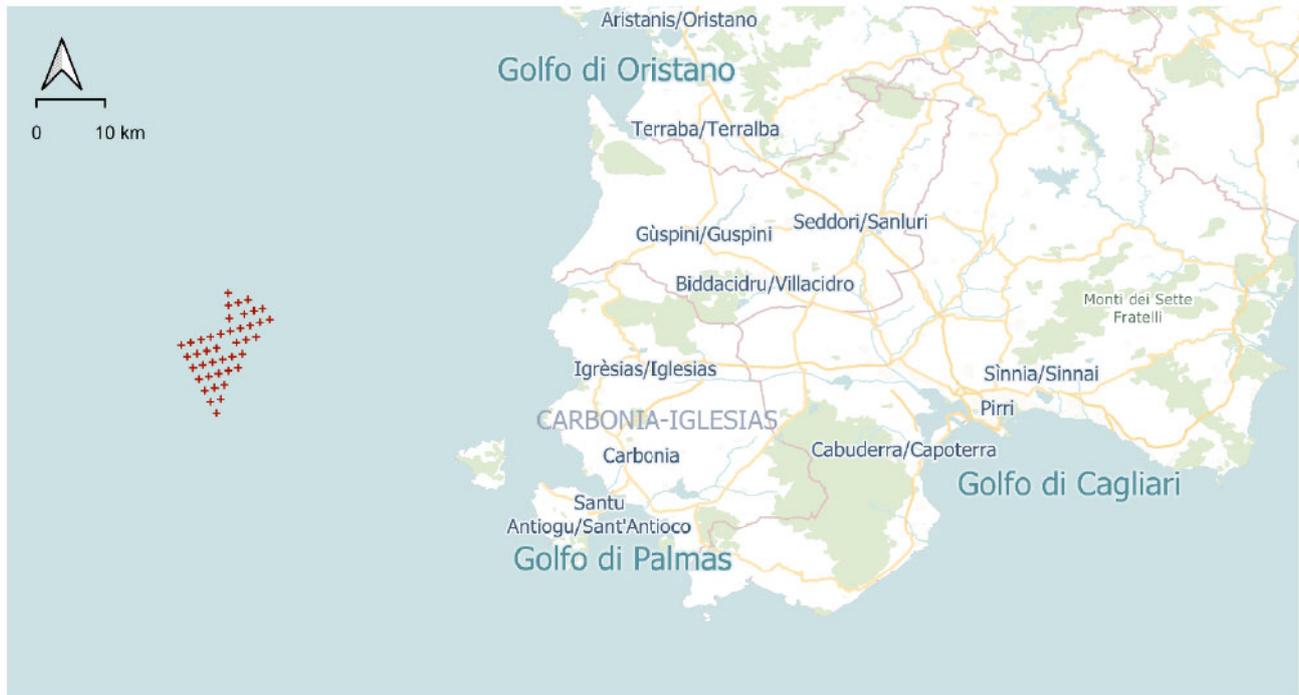
Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
4 di 72

3. CARATTERIZZAZIONE AMBIENTALE DELL'AREA DI INDAGINE

3.1.1. Clima meteomarinario

Preliminarmente alla fase di calcolo è stato necessario effettuare una caratterizzazione dei carichi ambientali previsti nell'area del parco eolico mediante l'analisi meteo-marina dell'area di progetto ("Relazione Meteomarina" Cod. C0421UR08RELMET00 allegato al presente progetto).



PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
Posizionamento del parco eolico
Elaborazione iLStudio

LEGENDA
+ Turbina eolica

Figura 3.1 – Ubicazione Parco eolico.
Elaborazione iLStudio.

Correnti marine

Il profilo della corrente marina assunto per la media profondità (450 m) è stato utilizzato per tutte le profondità analizzate. Questa semplificazione è ritenuta accettabile in quanto:

- la corrente è simile per tutte le profondità nei primi 300m;
- i carichi agenti sulla fondazione e sulle linee di ormeggio sono determinati dalla corrente in prossimità della superficie;
- nel caso di alte profondità, i carichi sul sistema di ormeggio non sono significativamente influenzati dall'aver trascurato le velocità di corrente tra 450 e 600m.

Nella seguente tabella sono mostrati i valori di corrente in superficie in condizioni estreme in riferimento ai periodi di ritorno principali.

Tabella 3.1 – Velocità corrente estrema in superficie per media profondità di 450m.

Fonte: SO.





Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting **Studio**

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
6 di 72



Figura 3.2 – Rose dei venti annuali medi per le velocità del vento $WS_{10,2hr}$.
Elaborazione DHI.



Figura 3.3 - Rose dei venti annuali medi per le velocità del vento $WS_{80,2hr}$.
Elaborazione DHI.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting **Studio**

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
7 di 72



Figura 3.4 – Rosa delle onde per il periodo 1979-2000.

Elaborazione DHI.

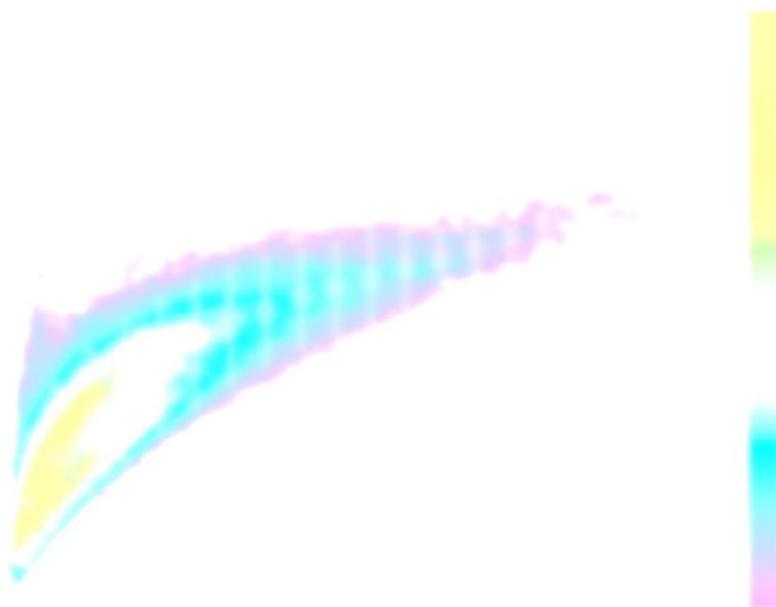


Figura 3.5 - Scatter plot omnidirezionale di H_s e T_p .

Elaborazione DHI.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
11 di 72



Figura 3.8 – Altezza significativa dell’onda per ogni direzione in condizioni ESS (Extreme Sea State).
Elaborazione SO.

Marine growth

Per *marine growth* si indica la colonizzazione di strutture da parte di organismi marini che provengono dalla colonna d’acqua e determinano l’incrostazione e la copertura delle superfici degli oggetti sommersi.

La *marine growth* è più evidente nei primi 50 metri della colonna d’acqua e influisce sia sul peso sia sulla resistenza idrodinamica (*Drag*) della linea di ormeggio.

Sebbene per un sistema a catenaria una variazione del peso e della superficie laterale esposta alle correnti può avere un impatto significativo sui carichi agenti sulla linea, invece, per i sistemi tesi, il cui funzionamento è principalmente basato sulla rigidità assiale della fune, l’impatto di queste variazioni è di minore entità se non trascurabile.

Relativamente alla fondazione, assumendo un tasso di crescita del *marine growth* come prescritto dai codici applicabili, l’incremento del peso e la variazione del coefficiente di resistenza è generalmente considerato di bassa entità, se non trascurabile.

L’effetto del *marine growth* sarà comunque tenuto in conto nelle successive fasi di ingegneria di dettaglio (FEED - front-end engineering and design – ingegneria e progettazione front-end) per la verifica della fondazione e del sistema di ormeggio, secondo i requisiti delle normative di riferimento (tra cui [4], [5], [6]), così da garantire elevati standard di sicurezza in tutte le condizioni operative dell’impianto.

3.1.2. Caratteristiche dei fondali

Al fine di indagare le caratteristiche dei fondali per l’installazione del parco eolico è stata sviluppata una accurata campagna geognostica per la caratterizzazione delle aree.

I dati sono stati acquisiti dalla Fugro Italy S.p.A ed analizzati dagli specialisti del progetto e dal CNR (Consiglio Nazionale delle Ricerche), che si sono occupati della caratterizzazione ambientale e geotecnica del fondale marino.

Gli obiettivi del rilievo sono stati quelli di collezionare dati geofisici e batimetrici per definire:



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
12 di 72

- la batimetria,
- gli elementi caratteristici del fondale,
- la geologia del substrato.

Gli obiettivi dell'indagine geofisica hanno incluso la raccolta di campioni di sedimenti. Il campionamento, condotto dalla Fugro Italy S.p.A, è stato realizzato usando un carotatore a gravità da 3m e la successiva caratterizzazione è stata eseguita dalla società RINA GET, tramite test in laboratorio, con lo scopo di fornire dati per la caratterizzazione geotecnica dei sedimenti raccolti. I test hanno compreso:

- Caratterizzazione (descrizione visiva, fotografie, contenuto d'acqua e peso di volume unitario);
- Prove geotecniche (densità delle particelle, distribuzione granulometrica);
- Prove geochimiche (materia organica, solfati, cloruri, ecc.);
- Proprietà fisiche (resistività elettrica, conducibilità termica);
- Prove indice di resistenza (penetrometro portatile, scissometro tascabile, scissometro da laboratorio).

Di seguito si riportano alcuni dei risultati delle prove di caratterizzazione con relativa descrizione del terreno risultante dal carotaggio eseguito.

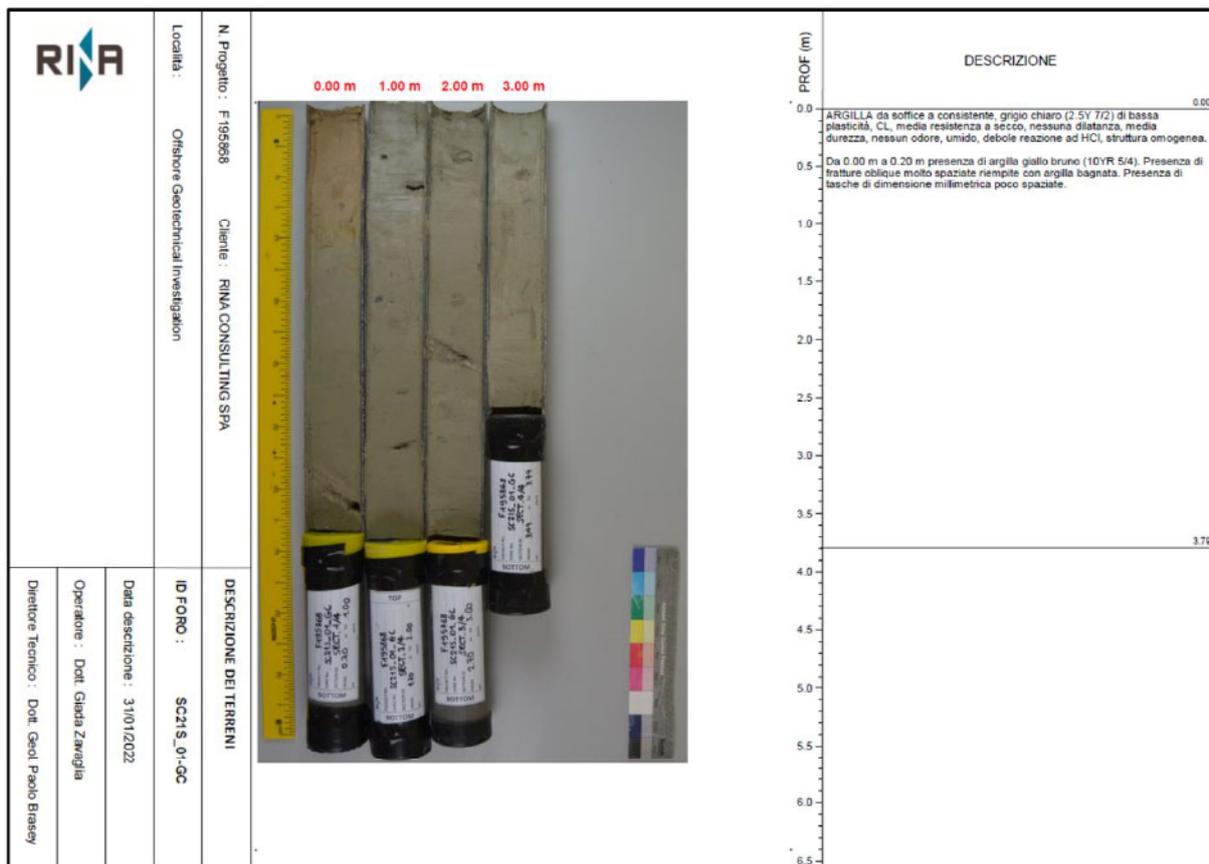


Figura 3.9 – Descrizione del terreno - carotaggio SC215_01-GC



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
13 di 72

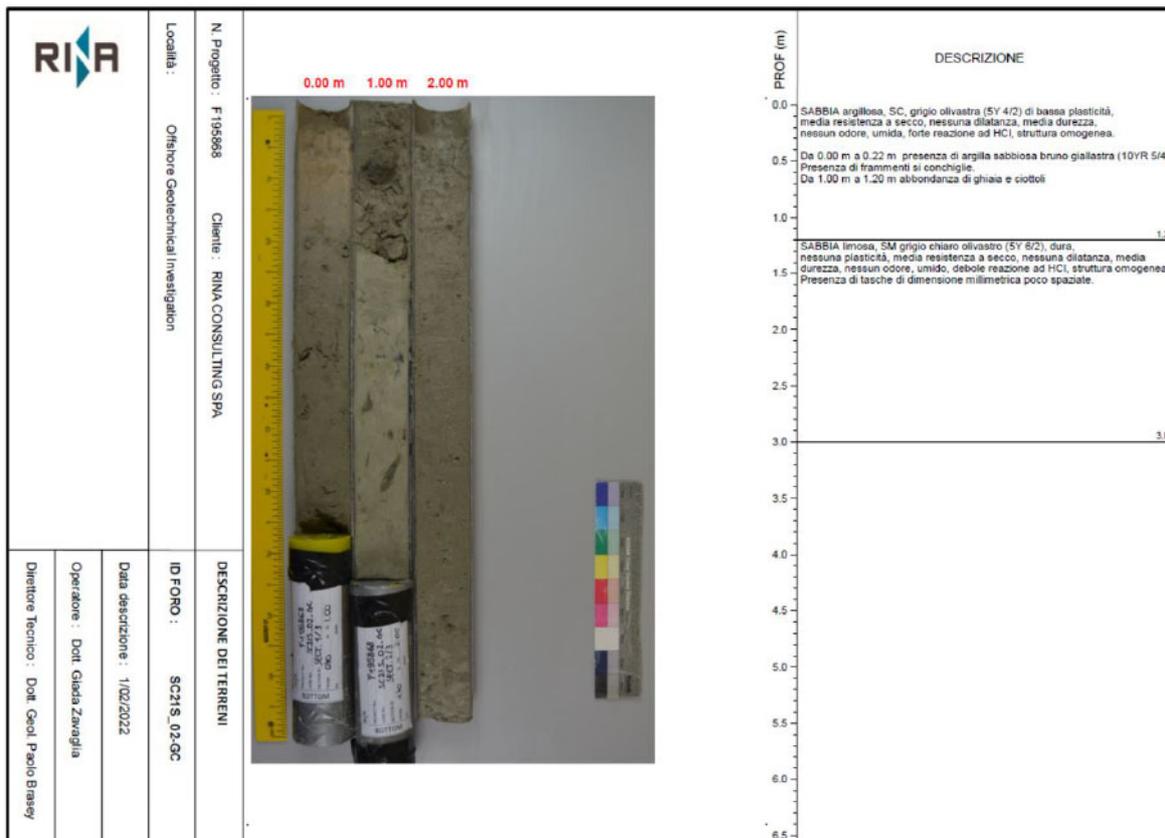


Figura 3.10 – Descrizione del terreno – carotaggio SC21S_02-GC

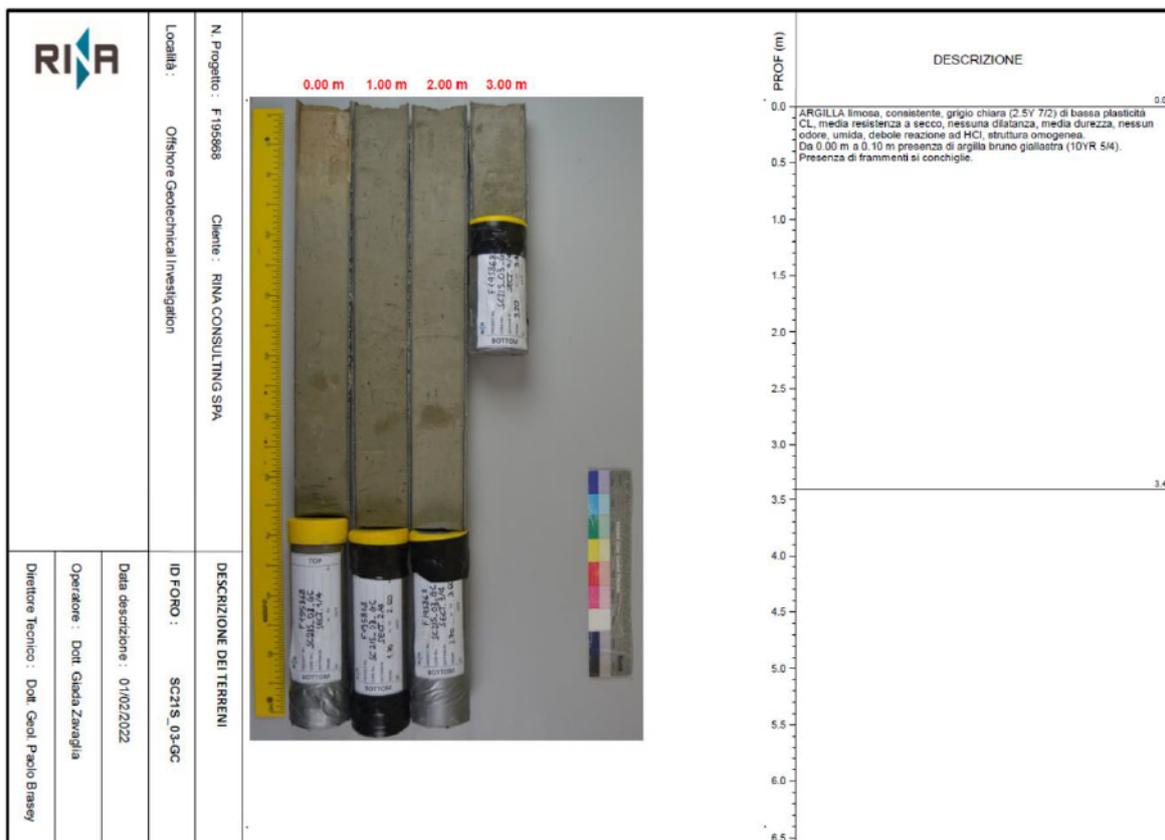


Figura 3.11 – Descrizione del terreno – carotaggio SC21S_03-GC



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
14 di 72

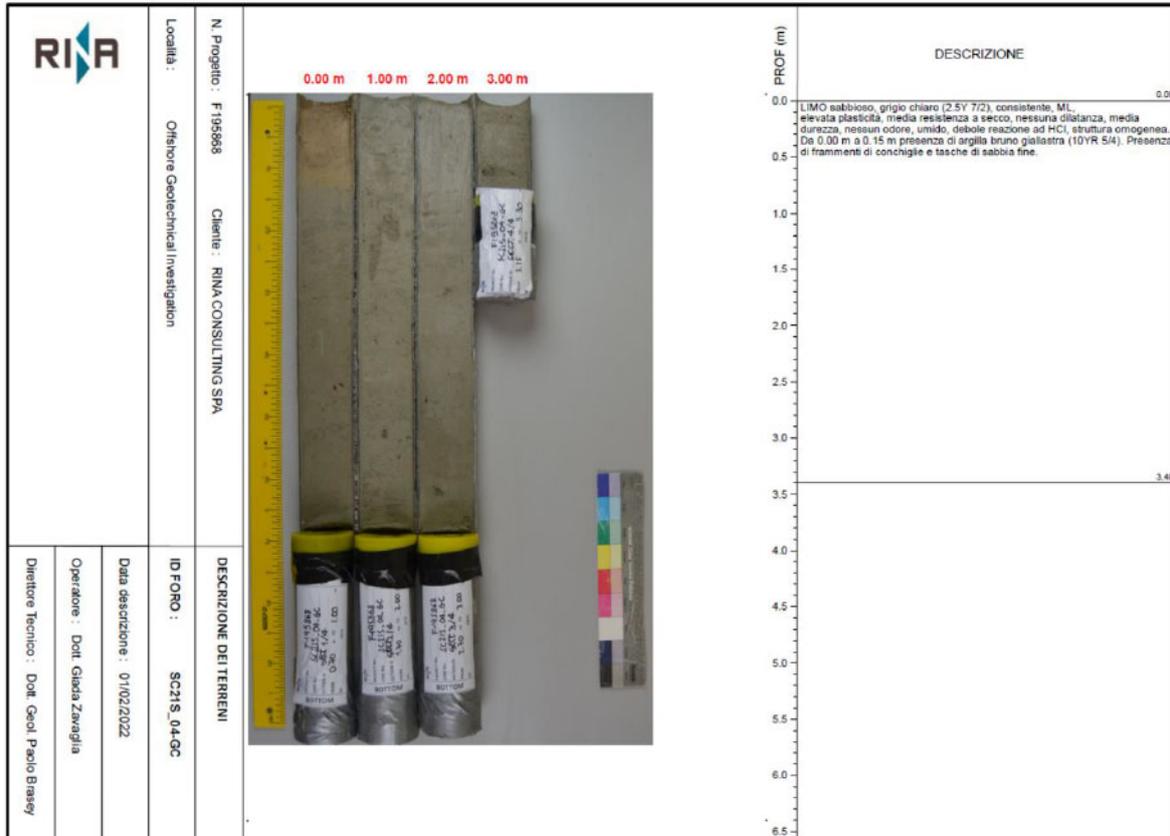


Figura 3.12 – Descrizione del terreno – carotaggio SC21S_04-GC

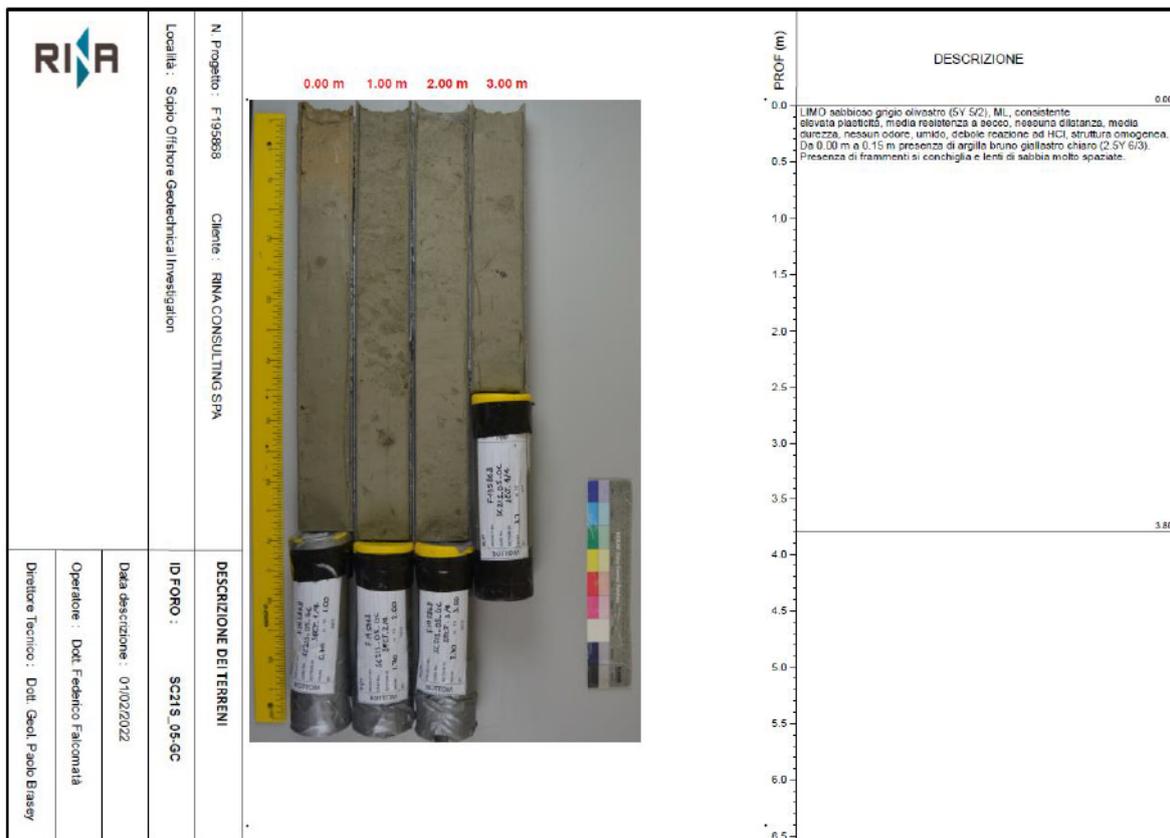


Figura 3.13 – Descrizione del terreno – carotaggio SC21S_05-GC



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
15 di 72

Dal punto di vista litologico, i campioni possono essere suddivisi in tre gruppi, in base alla profondità della colonna d'acqua: superficiali, di media profondità e in mare aperto. I campioni superficiali (SC21_02_GC) sono risultati di **argilla sabbiosa e sabbia argillosa** con ghiaia/ciottoli occasionali. I campioni di media profondità (SC21S_03_GC, SC21S_04_GC e SC21S_05_GC) sono risultati di **argilla limosa e limo argilloso**. In mare aperto (SC21S_01_GC) il terreno è risultato principalmente **un'argilla ad alta plasticità**.

Le informazioni derivanti dalla caratterizzazione geotecnica costituiscono un input per lo sviluppo del Ground Model preliminare. Quest'ultimo è stato prodotto dalla società Wood Thilsted (WT) sulla base dei dati geofisici e geotecnici ottenuti durante le campagne di indagine in situ, condotte dalla società Fugro Italy S.p.A tra il 2021 e il 2022 mediante rilievi Multibeam Echo-Sounder (MBES), Sidescan Sonar (SSS), Magnetometer (Mag), Sub-bottom profiler (SBP), dati sismici 2D ad alta risoluzione (2D Ultra High Resolution sparker seismic data – 2D UHR), dati video immagazzinati da un ROV e carotaggi a gravità. Ulteriore validazione dei dati è stata effettuata considerando gli esiti della recente campagna nazionale di indagine geofisica MaGIC¹.

Mediante questo set di dati è stato possibile definire le proprietà stratigrafiche del terreno in termini di spessore e tipologia in profondità rispetto ai sedimenti superficiali.

La seguente immagine mostra uno degli output ottenuti a seguito dell'analisi geofisica: i dati sismici sono stati acquisiti usando il TWTT (*Two Way Travel Time*) e convertiti in spessore.

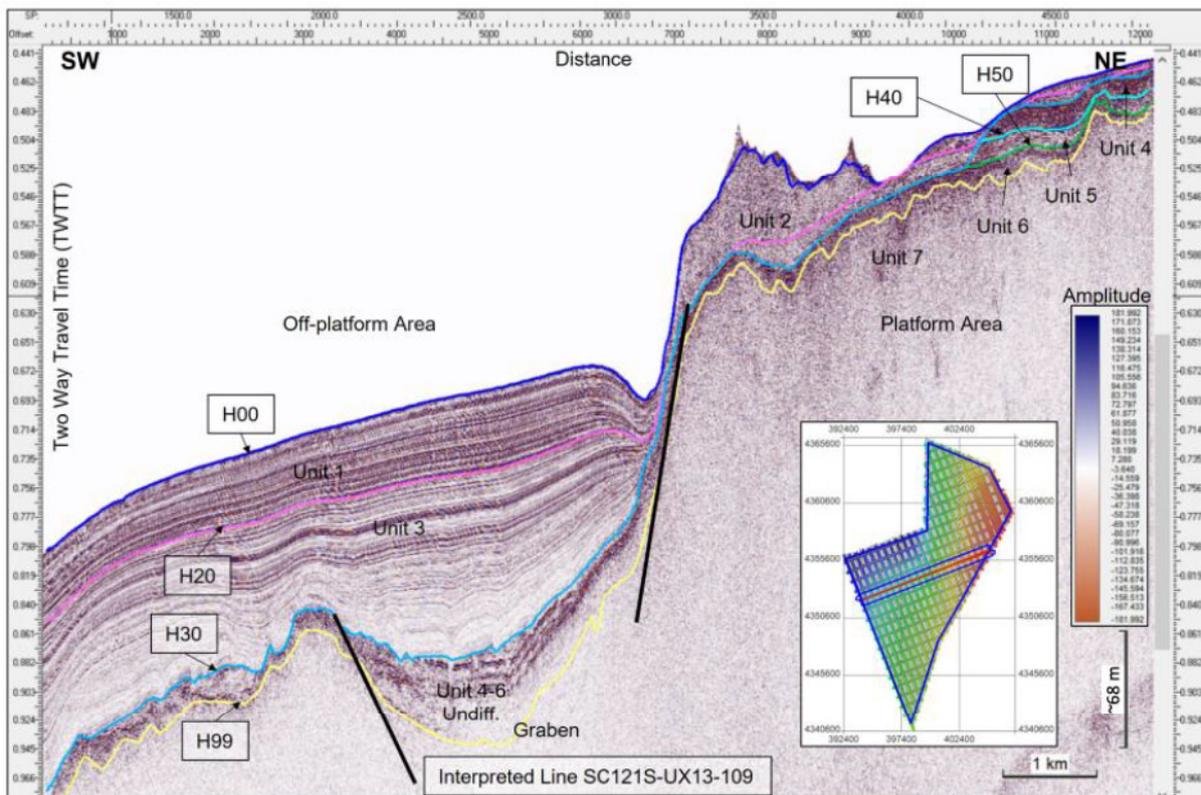


Figura 3.14 – Esempio di sezione geofisica.

Tali informazioni hanno permesso di sviluppare il modello di sottosuolo utile al dimensionamento del sistema di ancoraggio (6.1.2.1).

¹ MaGIC è un progetto nazionale di durata quinquennale, avviato nel 2007, con l'obiettivo di definire la pericolosità dei fondali dei mari italiani per migliorare l'attività di mitigazione del rischio e la gestione delle situazioni di emergenza. Il progetto ha analizzato le aree sottomarine antistanti i tratti di costa dell'Italia peninsulare centro-meridionale, della Sicilia, della Sardegna e della Liguria. Il progetto, finanziato dal Dipartimento della protezione civile della Presidenza del Consiglio dei Ministri, nell'ambito di un Accordo di Programma Quadro con il Consiglio Nazionale delle Ricerche - CNR, ha coinvolto la comunità dei geologi marini italiani afferenti a istituti del CNR, CoNISMa, OGS (Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica Sperimentale).



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE

PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

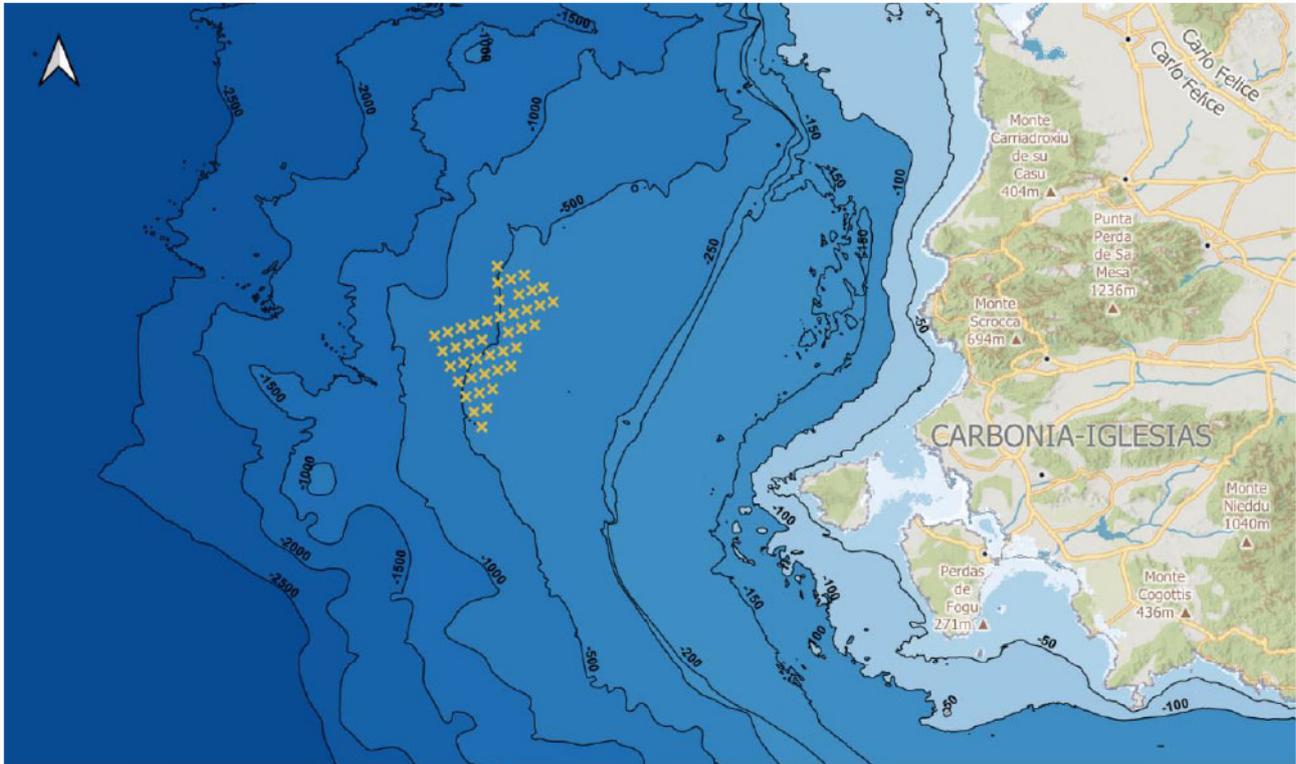
Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
16 di 72

Batimetria

La profondità del fondale varia da un minimo di 330 m LAT sul confine ad Est dell'area ad un massimo di 720 m LAT sul confine ad Ovest. La pendenza del fondale, all'interno del sito, varia nel range 0-5°, con un graduale incremento da Nord ad Ovest.



PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE

Batimetria nell'area di progetto
(EMODnet Bathymetry, 2022)

LEGENDA

✕ Turbina Eolica

Figura 3.15 – Batimetria nell'area di progetto

Elaborazione iLStudio.

Si possono distinguere due diverse strutture fisiografiche:

- un alto rilievo, ovvero la *platform zone* nel settore ad Est del sito. Questa zona presenta una leggera pendenza del fondale che varia nel range 0-2°, passando da una profondità minima di 330 m LAT ad una massima di 380 m LAT;
- un'ampia zona detta *off-platform zone*, inclinata in direzione Nord-Ovest e che si estende in tutto il settore Nord, Sud ed Ovest del sito. Si tratta di una zona con una pendenza del fondale che varia nel range 2-5°, passando da una profondità minima di 360 m LAT ad una massima di 720 m LAT.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
17 di 72

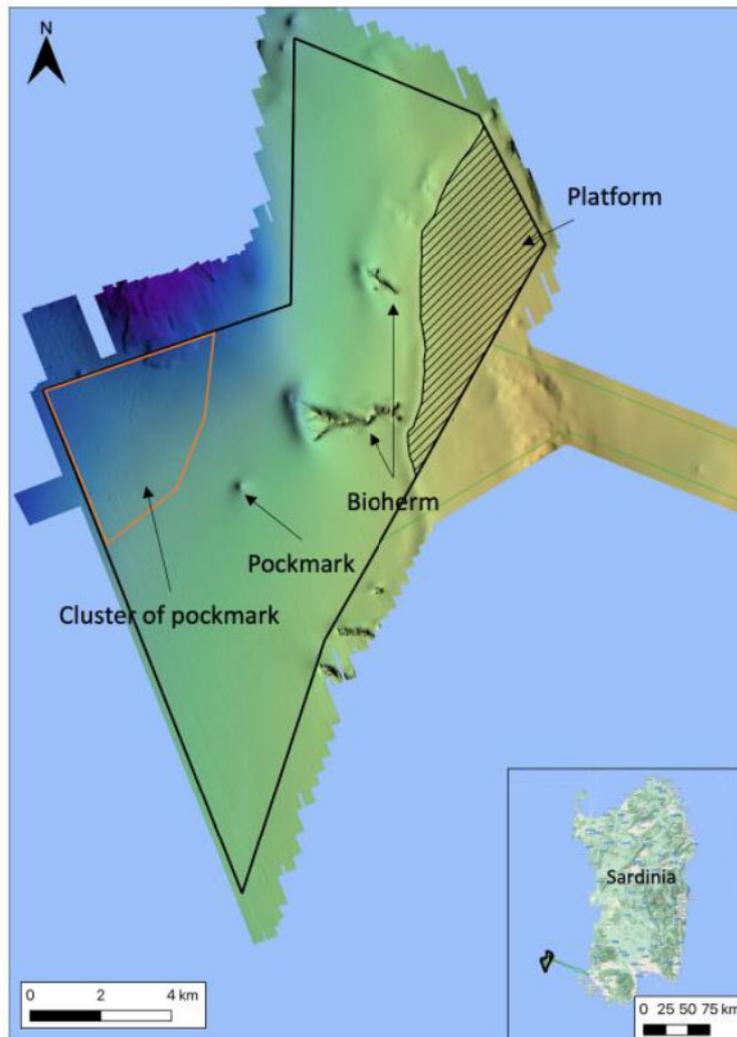


Figura 3.16 – Batimetria dell'area di progetto.

Per le finalità di questa relazione e delle analisi condotte, sono stati definiti i seguenti 3 livelli di profondità:

- Bassa profondità (Shallow water depth) – 350m
- Media profondità (Mid-range water depth) – 450m
- Alta profondità (Deep water depth) – 600m



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
18 di 72

4. ANALISI DEI PRINCIPALI SISTEMI DI ORMEGGIO E ANCORAGGIO

Nei mari del Nord Europa il rapido sviluppo di nuovi siti per la realizzazione di impianti eolici offshore è dominato da turbine con fondazioni fisse posizionate su fondali a profondità comprese tra 10 e 50m nonostante un ingente sfruttamento della risorsa eolica sia possibile in aree con batimetrie superiori laddove però i sistemi di fondazione convenzionali di tipo bottom-fixed su fondazioni monopalo o tralicciate (jacket) esibiscono evidenti limiti tecnologici. In questo scenario l'eolico offshore galleggiante ha catturato negli ultimi anni l'attenzione del mondo scientifico e dei maggiori "player" industriali del settore permettendo lo sfruttamento della risorsa eolica anche al largo delle coste in siti caratterizzati da batimetrie elevate.

Finora la mancata diffusione dei sistemi galleggianti era legata alla bassa maturità della tecnologia di fondazione *floating* e agli elevati costi di sviluppo e costruzione. Tuttavia oggi si può affermare che più di un fornitore sta acquisendo tale maturità, anche grazie all'utilizzo di strumenti di simulazione avanzati e all'avvio di audaci progetti pilota che hanno portato all'installazione in scala reale dei primi sistemi eolici galleggianti, validati da Commissioni ed affermati Istituti di Ricerca. Ciò è avvalorato dai progetti eolici galleggianti installati anche negli ultimi anni e dalle prospettive di lungo termine secondo cui è previsto un incremento notevole della produzione elettrica derivante da questa tipologia di impianti eolici offshore [7].

Le tecnologie e tipologie di ancoraggi ed ormeggi ad oggi disponibili sul mercato sono variegata e permettono una scelta idonea alla specifica applicazione. Tale disponibilità deriva senz'altro da mercati già noti ed affermati come quello dell'oil&gas e cargo shipping ma anche dalla spinta innovativa e tecnologica che molti istituti di ricerca e figure leader del settore stanno dando al comparto industriale. La scelta della tecnologia più idonea è ovviamente determinata da una serie di vincoli di carattere tecnologico, geologico e, più in generale, ambientale. In questa fase progettuale la tecnologia di ormeggio e ancoraggio è stata definita assumendo come obiettivi principali la garanzia della sicurezza marittima e la minimizzazione dell'impatto ambientale determinato sui fondali per l'utilizzo di tali sistemi.

L'opzione più nota e diffusa nel settore shipping e offshore oil&gas è il sistema di ormeggio a catenaria con ancore a trascinamento o corpi morti. Tuttavia, negli ultimi decenni, l'esigenza di tutela degli ecosistemi marini ha spinto la ricerca di soluzioni meno impattanti e sempre maggiore attenzione è stata dedicata allo studio di sistemi a linee di ormeggio tese in materiale sintetico che hanno dimostrato di ottimizzare i costi economici e minimizzare gli ambientali degli impianti offshore. Tale tecnologia, già sperimentata in altri settori, è oggi applicabile anche all'eolico offshore galleggiante. Pertanto, a seguire verrà presentato un confronto tra il sistema di ormeggio a catenaria e i sistemi di ormeggio a elementi semi tesi (semi taut) e tesi (taut mooring) evidenziandone punti di forza e debolezza.

Come precedentemente indicato, l'ormeggio delle fondazioni galleggianti offshore ha un ampio ventaglio di componenti e combinazioni; nella seguente immagine si riporta una rappresentazione schematica del sistema a catenaria, del sistema semi teso (semi – taut) e del sistema a linee di ormeggio tese (taut) nonché i loro principali componenti.

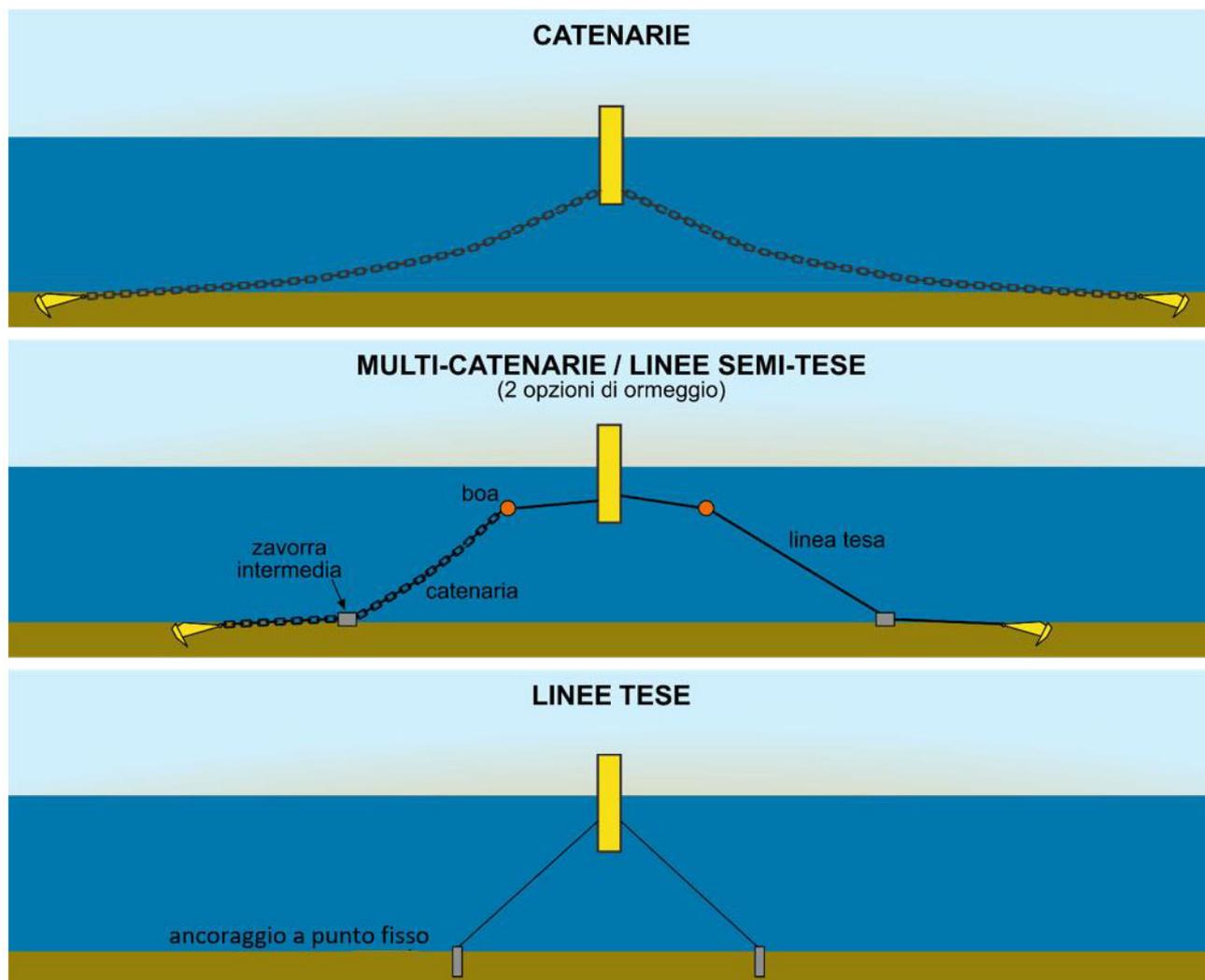


Figura 4.1 – Sistemi di ormeggio analizzati per il progetto.

Elaborazione iLStudio.

Nel caso delle catenarie una porzione significativa della catena giace stesa orizzontalmente sul fondo del mare. Questa porzione determina una considerevole impronta sul fondale marino associata non solo all'ingombro fisico della catena ma anche e soprattutto allo spostamento laterale dovuto all'oscillazione della catena sotto l'azione delle forzanti meteomarine e del sistema turbina/fondazione.

Si approfondisce nel dettaglio l'analisi del sistema di ormeggio a catenaria, per il quale risultano evidenti una serie di aspetti negativi, tra cui anche i costi ambientali, di realizzazione e manutenzione:

- il fondale subisce danneggiamenti durante l'intera vita utile dell'opera a causa del movimento continuativo della catenaria sul fondo (fenomeno noto come *seabed scraping*);
- la porzione di catenaria distesa sul fondo del mare può subire nel tempo fenomeni di insabbiamento ciò che rende complessa e costosa l'esecuzione delle operazioni di manutenzione e ripristino della condizione iniziale anche in relazione alle elevate profondità di posa; tale movimentazione arreca inoltre ulteriore danno al fondale marino (movimentazione, distruzione dell'habitat, torbidità e inquinamento ambientale);
- i costi sono elevati anche in funzione dell'impiego di elevate quantità di materia prima;
- le masse in gioco determinano l'impiego di barche da lavoro di grossa stazza.

Pertanto, nella definizione delle caratteristiche di progetto, sono state indagate soluzioni di ormeggio alternative



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
20 di 72

al fine di ottimizzare i suddetti aspetti e mantenere comunque le caratteristiche di sicurezza necessarie per questo genere di installazioni. Tra le alternative analizzate, gli ormeggi tesi di tipo sintetico hanno dimostrato prestazioni superiori garantendo una elevata durata a lungo termine, peso ridotto, facilità di installazione ed ottime caratteristiche meccaniche del materiale impiegato.

Alla luce delle considerazioni sopra esposte, come descritto nei successivi paragrafi, la tipologia di ormeggio selezionata come scelta progettuale è il sistema di ormeggio mediante tiro teso inclinato (Taut Mooring) con fissaggio puntuale sul fondale marino mediante ancoraggio a punto fisso.

Il sistema di ormeggio ad elementi tesi e inclinati collega la piattaforma galleggiante direttamente all'elemento di ancoraggio fisso sul fondale. La stabilità di questo sistema è data dalle grandi forze tensionali presenti lungo le linee di ormeggio.

La scelta di questo sistema di ormeggio è stata dettata dai seguenti obiettivi:

- evitare gli impatti ambientali generati dall'utilizzo delle catenarie o di sistemi semi - tesi: le linee di ormeggio ad elementi tesi, non avendo punti di appoggio sul fondale, non sono soggette ai moti oscillatori di strisciamento;
- prediligere l'uso di strutture di ancoraggio fisse e puntuali sul fondale al posto dei più diffusi ed impattanti sistemi ad ancore a gravità o a trascinamento.

Nell'immagine seguente (Figura 4.2) viene illustrato, a titolo di esempio, l'assetto che la fondazione galleggiante assumerebbe in caso di un sistema di ormeggio teso con elementi di ancoraggio puntuali costituiti da pali.

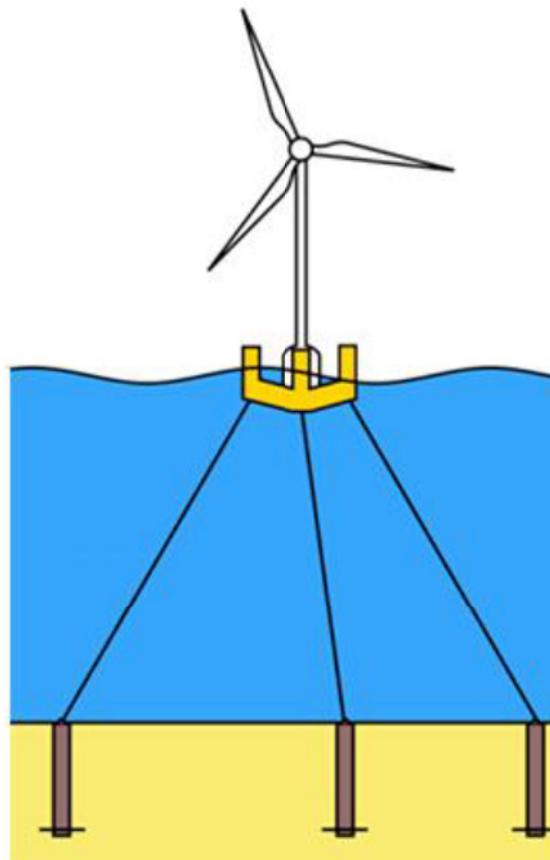


Figura 4.2 – Esempio: sistema di ormeggio a linee tese e ancoraggi fissi e puntuali costituiti da pali.

L'insieme della fondazione galleggiante e della turbina eolica è sottoposta a forzanti come la spinta idrostatica e le azioni ambientali che determinano piccole variazioni dell'assetto di galleggiamento. Tali azioni, considerate nelle simulazioni di progetto, sono derivanti principalmente dall'azione del moto ondoso, del vento, delle maree



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE PROGETTO DEFINITIVO		
Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio		
Codice documento: C0421SR15RELORM00a	Data emissione: Marzo 2023	Pagina 21 di 72

e delle correnti marine.

Le sollecitazioni sono generalmente calcolate moltiplicando la pressione esercitata da ciascuna forzante ambientale sulla superficie investita utilizzando la nota formula:

$$q = \frac{1}{2} \rho C_D v^2 \quad \text{eq. (1)}$$

dove q è la pressione unitaria, ρ la densità del fluido, C_D è il coefficiente di resistenza e v è la velocità del fluido considerato.

Tali azioni si trasformano in sollecitazioni agenti sulle linee di ormeggio e sugli ancoraggi di fondazione che sono stati, seppur preliminarmente, verificati con specifici software sia per quanto riguarda la verifica geotecnica della risposta dei terreni e del sistema ancoraggio–terreno sia per quanto riguarda il calcolo e la verifica delle linee di ormeggio delle piattaforme eoliche galleggianti.

Per una analisi più dettagliata dei principali sistemi di ancoraggio con relativi vantaggi e svantaggi che hanno determinato la scelta della soluzione definitiva e l'esclusione degli altri sistemi, si rimanda al seguito (Capitolo 6).



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
22 di 72

5. DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA DI ORMEGGIO

Il dimensionamento del sistema di ormeggio è stata condotta dalla Stiesdal Offshore (SO). La scelta finale, come già detto, ricade su una configurazione che prevede l'impiego di linee di ormeggio tese.

L'impianto avrà una vita di progetto complessiva di 27 anni, composta da una vita di progetto operativa di 25 anni più 1 anno di messa in servizio e 1 anno necessario alla dismissione dello stesso.

Per il presente progetto si propone un sistema costituito da 6 linee di ormeggio ed ugual numero di pali infissi (per consentire l'ancoraggio nel fondale). Tuttavia il dimensionamento e le verifiche, i cui risultati sono riportati e descritti nel seguito, dimostrano che un sistema di ormeggio costituito da 4 linee (condizione più conservativa), con altrettanti pali infissi, è già ad oggi bastevole per una corretta installazione e per soddisfare le verifiche normative richieste.

Lo scopo del presente studio consiste nell'esecuzione di analisi di carico integrate nel dominio del tempo (ILA – Integrated Load Analysis) attraverso simulazioni dinamiche aero-idro-elastiche, con successiva estrazione dei carichi utili per il dimensionamento del sistema di ormeggio (di seguito riportato) e dei componenti principali della fondazione galleggiante (per la quale si rimanda alla relazione specialistica allegata al presente progetto dal titolo “*Relazione tecnica - Dimensionamento della fondazione galleggiante*” Cod. C0421SR14RELFON00.

5.1. Elementi Tesi (Taut Mooring)

L'ormeggio ad elementi tesi collega la fondazione della turbina galleggiante alle ancore utilizzando linee di ormeggio opportunamente inclinate. I sistemi con ormeggio teso garantiscono la presenza di forze di ripristino attraverso il modulo elastico del materiale impiegato. L'ancoraggio di un sistema di ormeggio ad elementi tesi deve essere progettato per gestire grandi carichi verticali e orizzontali.

Per la corretta installazione è richiesto un opportuno pre-tensionamento in modo che la tensione lungo le linee sia sufficientemente grande da tenerle tese e contemporaneamente fornire la giusta forza di ripristino.

La stabilità di questo sistema è data dalle grandi forze che si generano e che mantengono la fondazione galleggiante in posizione. Con il sistema di ormeggio ad elementi tesi, piccoli spostamenti di oscillazione si traducono in grandi sforzi di ripristino.

Il sistema teso rispetto a tutte le altre tecnologie disponibili è quello con l'impronta più piccola ed è stato scelto anche per ridurre gli ingombri e, di conseguenza, l'impatto ambientale.

Le linee di ormeggio previste per il progetto saranno realizzate in poliestere ad alte prestazioni per garantire la sicurezza e la stabilità delle 42 turbine eoliche del parco e delle sottostazioni elettriche galleggianti. Le fibre sintetiche offrono un mix ben bilanciato di forza, resistenza all'abrasione e altre caratteristiche prettamente collegate alla sicurezza e alla facilità di gestione in fase di installazione, manutenzione e dismissione.

Le fibre sintetiche sono costituite da polimeri prodotti utilizzando un processo di estrusione e stiramento o altre tipologie di estrusione come la filatura in gel, la filatura a fusione o la filatura a umido.

Per dimensionare adeguatamente un sistema di ormeggio, è necessario determinare le forze agenti conoscendo le caratteristiche ambientali del sito (geotecnica, geofisica, vento, correnti, maree, onde ecc).

Sebbene tutti i sistemi di ormeggio siano progettati in funzione delle forze massime di vento e corrente, possono verificarsi situazioni in cui è necessario considerare notevoli carichi aggiuntivi, ad esempio in caso di condizioni anomale di marea, onde o vento. Queste condizioni, che possiamo definire “eventi estremi”, sono più rare e difficili da prevedere ed analizzare, ma sono state comunque considerate e valutate in fase di calcolo, sia dal punto di vista dello studio meteomarinico (allegato al progetto) che del dimensionamento delle fondazioni galleggianti e degli ormeggi. In aggiunta, si valuta la risposta del sistema anche quando sottoposto alle forzanti derivanti da condizioni meteo-marine “normali”, ovvero quelle che si presentano tipicamente durante la vita



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
23 di 72

operativa del sistema.

5.2. Dati per il dimensionamento

La progettazione dei sistemi di ormeggio è stata effettuata considerando la turbina di riferimento NREL IEA 15MW installata sul modello di fondazione galleggiante TetraSub della SO (Stiesdal Offshore). Il modello turbina-fondazione è stato realizzato mediante l'impiego del software OrcaFlex, con il quale sono state effettuate le simulazioni utili per il dimensionamento degli ormeggi.

5.2.1. Modello della turbina eolica

Alcuni parametri fondamentali che descrivono la turbina sono riepilogati nella seguente tabella.

Tabella 5.1 – Riepilogo dei parametri chiave di una turbina IEA 15MW.

Fonte: NREL

Parametri	Unità di misura	Valore
Potenza nominale	[MW]	15
Classe della turbina	[-]	IEC Class 1B
Potenza specifica	[W/m ²]	332
Orientamento del rotore	[-]	Sopravento
Numero di pale	[-]	3
Controllo	[-]	Velocità variabile, Passo collettivo
Velocità vento di cut-in	[m/s]	3
Velocità vento nominale	[m/s]	10.6
Velocità vento di cut-out	[m/s]	25
Altezza del mozzo (dal livello medio mare)	[m]	165 (*)
Diametro del rotore	[m]	240
Diametro del mozzo	[m]	7.9
Sbalzo del mozzo	[m]	11.4
Trasmissione	[-]	Bassa velocità, trasmissione diretta
Rapporto velocità di punta	[-]	9.0
Minima velocità del rotore	[rpm]	5.0
Massima velocità del rotore	[rpm]	7.56
Massima velocità periferica (sulla punta)	[m/s]	95
Angolo di inclinazione dell'albero	[gradi]	6.0
Angolo del cono del rotore	[gradi]	-4.0
Pre-piegatura della pala	[m]	4
Massa della singola pala	[t]	65
Massa RNA (Rotor Nacell Assembly – Assieme navicella rotore)	[t]	1017
Massa della torre	[t]	860 (*)
Diametro della base torre	[m]	10 (*)

(*) valori modificati per ottenere un diametro della base della torre di 8.5m e un'altezza del mozzo pari a 165m.

La turbina IEA 15MW viene usata in combinazione con il controller open-source NREL ROSCO.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE PROGETTO DEFINITIVO		
Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio		
Codice documento: C0421SR15RELORM00a	Data emissione: Marzo 2023	Pagina 24 di 72

5.2.2. Modello della fondazione galleggiante

La Stiesdal Offshore ha sviluppato e progettato una struttura di supporto galleggiante semi-sommersa per turbine eoliche nota come fondazione TetraSub. La sottostruttura consiste in un tetraedro asimmetrico dotato di casse di galleggiamento posizionate ai vertici della figura di base e contenenti una specifica massa di zavorra con l'obiettivo di garantire stabilità. Nello specifico, su ognuno dei 3 vertici di base, sono collegati 2 casse di zavorra, per un totale di 6. Una rappresentazione concettuale della struttura viene mostrata in Figura 5.1 (per maggiori dettagli si veda la relazione specialistica dal titolo "Relazione tecnica - Dimensionamento della fondazione galleggiante" Cod. C0421SR14RELFON00).

La struttura è pensata per esser fabbricata in un impianto di produzione di torri eoliche offshore e successivamente assemblata in banchina e rimorchiata in mare fino al sito di installazione, ove sono previste le operazioni di ormeggio e zavorramento. I componenti individuali del tetraedro sono collegati tra loro tramite connessioni con perno mentre ogni coppia di casse è collegata alla struttura per mezzo di una connessione con iniezione di malta cementizia.



Figura 5.1 – Rappresentazione della fondazione TetraSub.

Elaborazione SO.

Le seguenti tabelle mostrano le dimensioni principali dei componenti (per i piatti anti-sussulto si considera un'area equivalente; la lunghezza effettiva non tiene conto dell'ingombro dei nodi di collegamento).

Tabella 5.2 – Dimensioni principali dei componenti della fondazione TetraSub

Fonte: SO.

Componente	Dimensione 1	Dimensione 2
Legge	10,0	10,0
Placca superiore	10,0	10,0
Placca inferiore	10,0	10,0
Placca laterale	10,0	10,0
Placca di base	10,0	10,0
Placca di ancoraggio	10,0	10,0
Placca di collegamento	10,0	10,0
Placca di stabilizzazione	10,0	10,0
Placca di protezione	10,0	10,0
Placca di rinforzo	10,0	10,0



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE		
PROGETTO DEFINITIVO		
Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio		
Codice documento: C0421SR15RELORM00a	Data emissione: Marzo 2023	Pagina 25 di 72

Tabella 5.3 – Caratteristiche principali della fondazione.

Fonte: SO.

██████████	██████████
██████████████████	██████████
██████████████████████████	██████████
██████████████████████████████████	██████████

5.3. Criteri di dimensionamento

La tensione di progetto e il danneggiamento a fatica sono stati calcolati impiegando i fattori di carico (fattori di sicurezza) indicati nella DNV-ST-0119 [4].

Tabella 5.4 – Fattori di carico per linee di ormeggio – Classe di conseguenza 1.

Stato Limite	Fattori di carico	Classe di conseguenza 1
Stato Limite Ultimo (SLU)	γ_{mean}	1.30
	γ_{dyn}	1.75
Stato Limite Accidentale (SLA)	γ_{mean}	1.00
	γ_{dyn}	1.10
Stato Limite di Fatica (SLF)	Design Fatigue Factor (DFF – fattore di progetto a fatica)	5

5.3.1. Determinazione delle tensioni di progetto SLU e SLA

Secondo DNV-ST-0119 per la verifica statica è ammesso un utilizzo fino al 100% della capacità caratteristica della linea S_c , corrispondente al 95% del carico minimo di rottura. Il sistema di ormeggio valutato rientra nella classe di conseguenza 1, ovvero *sistema che consente il mantenimento della posizione con ridondanza*. Ne segue che:

$$S_c = T_d \leq 0.95 S_{mbs} \quad \text{eq. (2)}$$

con:

- T_d tensione di progetto (kN);
- S_{mbs} carico minimo di rottura (indicato nel seguito come MBL – Minimum Breaking Load).

Per la caratterizzazione della tensione di progetto, sempre secondo DNV-ST-0119, viene impiegata la seguente espressione, per cui:

$$T_d = \gamma_{mean} T_{c,mean} + \gamma_{dyn} T_{c,dyn} \quad \text{eq. (3)}$$

con:

- T_d tensione di progetto (kN);
- γ_{mean} fattore di carico per la tensione media caratteristica;
- $T_{c,mean}$ tensione media caratteristica;
- γ_{dyn} fattore di carico per la tensione dinamica caratteristica;
- $T_{c,dyn}$ tensione dinamica caratteristica.

I carichi di progetto sono stati computati applicando la procedura di *Seed averaging* (il *seed* consiste in una quantità che definisce l'entità di turbolenza del campo di vento).

Viene definito, innanzitutto, il gruppo di simulazione caratterizzato da uno specifico DLC e fissate condizioni al contorno (condizioni ambientali ed input), ad esempio *U62_u43_ud330_wd300_ye270*, ovvero DLC 6.2 con determinate condizioni di vento e onda. Per lo specifico gruppo viene eseguito un numero di simulazioni pari al numero di seed indicato.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

Il dato che differenzia una simulazione dall'altra, all'interno di ciascun gruppo di simulazione, è il valore assunto dal *random seed*. Successivamente si ricava da ognuna delle simulazioni il massimo valore di tensione di progetto, dopo aver applicato i fattori parziali di sicurezza (Tabella 5.4).

Per lo specifico gruppo, la tensione di progetto è calcolata come media dei massimi valori di progetto ottenuti dalle simulazioni, tante quanti sono i seed (secondo uno schema di tipo "mean of max").

Questa procedura viene ripetuta per ogni set di condizioni ambientali specificate per il DLC che si sta analizzando. Il carico di progetto dimensionante per il DLC valutato risulterà essere quello più gravoso tra i vari gruppi di simulazione.

5.3.2. Danneggiamento a fatica

Le curve di fatica T-N utilizzate per la valutazione della vita di progetto a fatica degli ormeggi sono definite dalla formula suggerita dallo standard ISO-19901-7 e API RP 2SK ([8] e [9]) di cui si riportano alcune curve nel grafico sottostante:

$$N = k \cdot R^{-m} = k \left(\frac{T}{RBS} \right)^{-m} \quad \text{eq. (4)}$$

Dove:

- N è il numero di cicli ammissibili per l'intervallo (range) di tensione T ;
- k è la costante di fatica
- T è l'intervallo (range) di tensione (doppia ampiezza);
- RBS è il carico di rottura di riferimento (Reference Breaking Strength) pari al CBS (ORQ) per le catene e al MBL per il poliestere;
- m è l'esponente di fatica, reciproco negativo della pendenza della curva T-N.

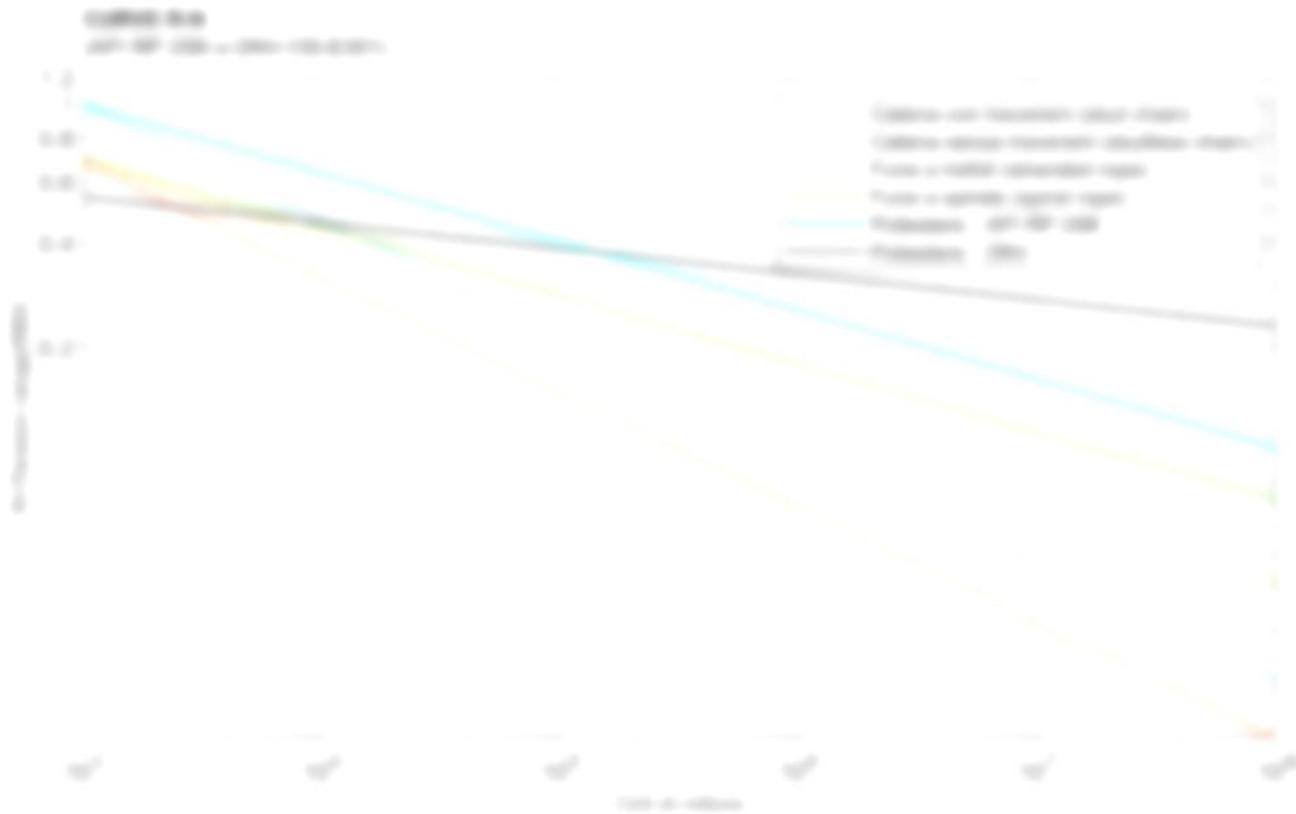


Figura 5.2 – Esempi di curve R-N.

Elaborazione iLStudio.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
27 di 72

Alternativamente, la DNV-OS-E301 [10] usa un approccio basato sulla sollecitazione (in MPa) per il calcolo a fatica delle linee di ormeggio tramite le curve S-N, di cui si riportano alcune curve nel grafico sottostante.

$$N = a(\Delta\sigma)^{-m} \quad \text{eq. (5)}$$

Dove:

- a è l'intercetta della curva S-N;
- $\Delta\sigma$ è l'intervallo di sollecitazione (doppia ampiezza);
- m è l'esponente di fatica, reciproco negativo della pendenza della curva S-N.



Figura 5.3 – Esempi di curve S-N.

Elaborazione iLStudio.

Il calcolo del danneggiamento totale viene eseguito applicando la regola di Miner, che prevede un accumulo lineare del danno:

$$D_c = \sum_{i=1}^l \frac{n_{c,i}}{N_{c,i}} \quad \text{eq. (6)}$$

Dove:

- D_c è il danno cumulativo caratteristico;
- l è il numero di blocchi di range di tensione ottenuti a seguito del conteggio;
- $n_{c,i}$ è il numero di cicli con il quale viene applicato l' i -esimo range di tensione;
- $N_{c,i}$ è il numero di cicli di rottura per l' i -esimo range di tensione.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE

PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
28 di 72

Il danno, così definito, è relativo al singolo “stato del mare” considerato per un definito tempo di simulazione. Tuttavia, per quantificare il danno totale durante l’intera vita di progetto del parco, bisogna tener conto della probabilità con cui si presenta lo “stato del mare”, del tempo di simulazione e della vita di progetto del parco. Si utilizza la seguente espressione:

$$D_{tot} = \frac{T_{anni}}{T_{sim}} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{N_s} \frac{1}{N_{s,i}} \cdot D_{c,ij} \cdot p_i \quad \text{eq. (7)}$$

Dove con N indichiamo il numero totale degli “stati del mare”, con T_{sim} la durata della simulazione, con T_{anni} il numero di anni di vita di progetto (espresso nella stessa unità di misura di T_{sim}), con N_s il numero di seed considerati per quel determinato stato del mare, con p_i la probabilità con la quale si verifica lo specifico stato del mare, $D_{c,ij}$ è il danno parziale dell’ i -esimo stato del mare corrispondente al j -esimo valore del seed. Successivamente, il danno cumulativo di progetto D_D , calcolato moltiplicando il danno caratteristico totale per il fattore di progetto a fatica (Design Fatigue Factor – DFF), deve soddisfare la seguente condizione.

$$D_D = D_{tot} \cdot DFF \leq 1.0 \quad \text{eq. (8)}$$

5.3.3. Normative di riferimento

Ai fini progettuali sono state impiegate le norme e i regolamenti riportati nella tabella a seguire.

Tabella 5.5 – Linee guida, standard e normative di riferimento.

Dimensionamento struttura	DNV-ST-0119:2021. DNV – Standard - Floating wind turbine structures. Edition June 2021. DNV AS, 2021-06.
	DNVGL-RP-C203:2020. DNVGL – Recommended practice – Fatigue design of offshore steel structures. Edition September 2019, Amended January 2020. DNV GL AS, 2019-09.
Definizione dei carichi (DLCs)	IEC 61400-1:2019. IEC – Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements. Edition 4.0. International Electrotechnical Commission, 2019-02.
	IEC 61400-3-1:2019. IEC – Wind energy generation systems – Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines. Edition 1.0. International Electrotechnical Commission, 2019-09.
	IEC 61400-3-2:2019. IEC – Wind energy generation systems – Part 3-2: Design requirements for floating offshore wind turbines. Edition 1.0. International Electrotechnical Commission, 2019-04.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
29 di 72

5.4. Modellazione

Lo strumento di simulazione utilizzato per la determinazione dei carichi agenti sulla fondazione TetraSub è il software OrcaFlex sviluppato da Orcina Ltd [11]. Con OrcaFlex è possibile modellare e simulare tutti i principali fenomeni di una fondazione galleggiante, tra cui:

- idrodinamica e dinamica strutturale di corpi galleggianti;
- idrodinamica e dinamica strutturale dei sistemi di ormeggio;
- aerodinamica e dinamica strutturale di una turbina eolica;
- accoppiamento con il software di controllo per controllare il comportamento della turbina durante la simulazione.

L'esecuzione di simulazioni nel dominio del tempo consente di analizzare il comportamento globale della struttura e di ricavare i carichi agenti da impiegare per la progettazione strutturale dei componenti del sistema.

5.4.1. Sistemi di coordinate

Di seguito si descrivono i sistemi di coordinate utilizzati per costruire il modello e per la definizione dei risultati.

Sistema di coordinate globale

Il sistema di coordinate globale del modello è allineato secondo i punti cardinali. L'asse X è orientato ad Est e l'asse Y è orientato a Nord, l'asse Z è uscente dalla superficie del mare. L'origine si trova nell'intersezione tra il livello medio del mare e la direttrice della colonna centrale.

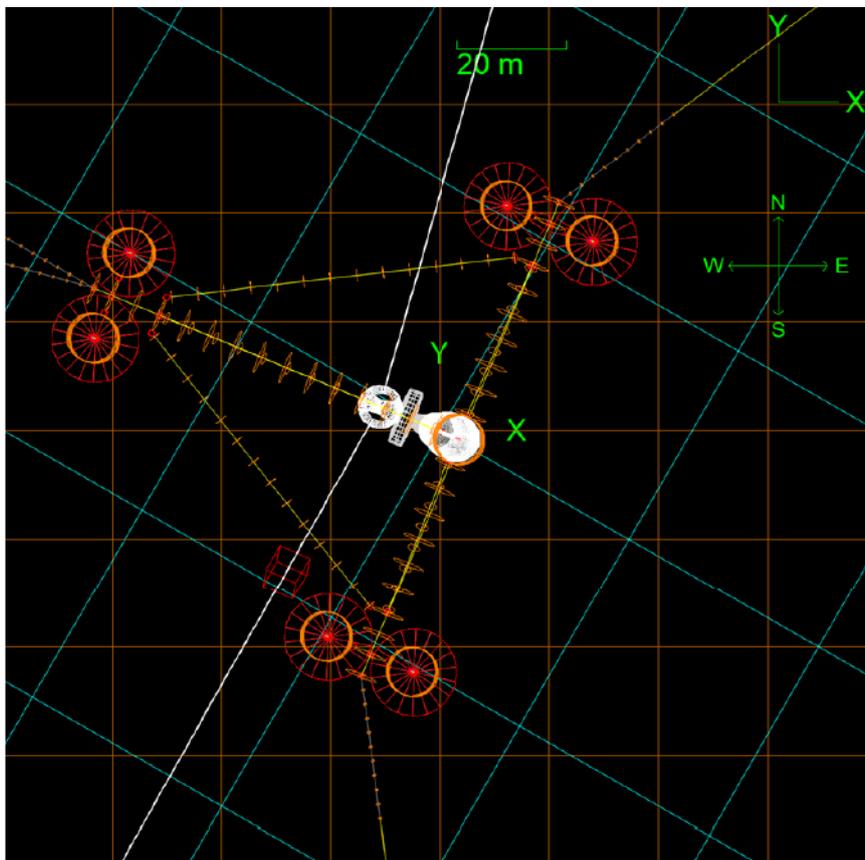


Figura 5.4 – Orientamento del sistema di coordinate globale e punti cardinali.

Elaborazione SO.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

Sistema di coordinate della fondazione

La geometria della fondazione è definita in un sistema di coordinate locale solidale con la fondazione. L'origine del sistema è collocata al centro del nodo di collegamento inferiore della colonna centrale. L'asse X è quello longitudinale, l'asse Y quello trasversale e l'asse Z è diretto verso l'alto.

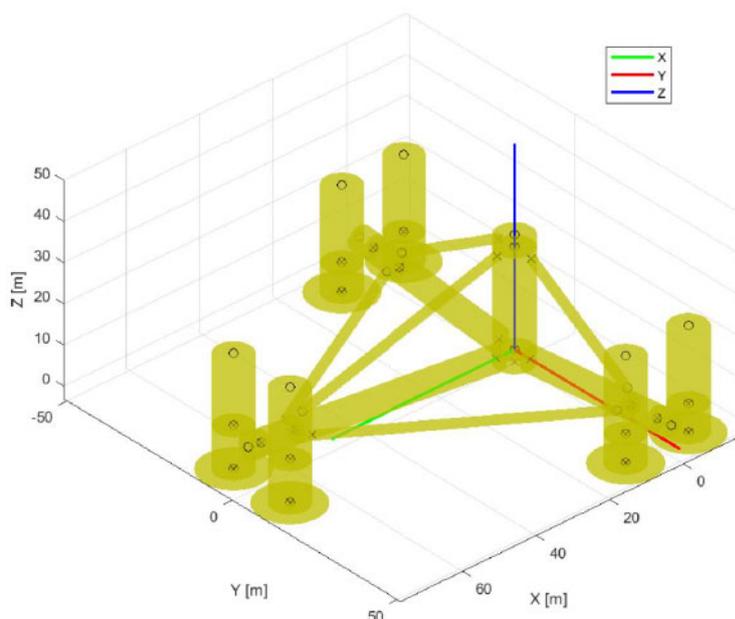


Figura 5.5 – Sistema di coordinate della fondazione.
Elaborazione SO.

Sistema di coordinate meteo-marine

Gli input meteomarini sono definiti rispetto alle direzioni cardinali (dove 0° è allineato con il Nord) e sono considerati positivi gli angoli in senso orario. La convenzione del sistema di coordinate è riassunta in Tabella 5.6 e mostrata in Figura 5.6, mentre in Tabella 5.7 vengono fornite le descrizioni degli angoli relativi formati da vento, onda, corrente e imbardata.

Tabella 5.6 – Definizione del sistema di coordinate direzionali meteomarino.

Parametri	Descrizione	Definizione del sistema di coordinate direzionali
Direzione del vento	Proveniente da	Nord = 0° + rotazione in senso orario
Direzione dell'onda	Proveniente da	
Direzione della corrente	Proveniente da	
Direzione di imbardata	Navicella rivolta verso	

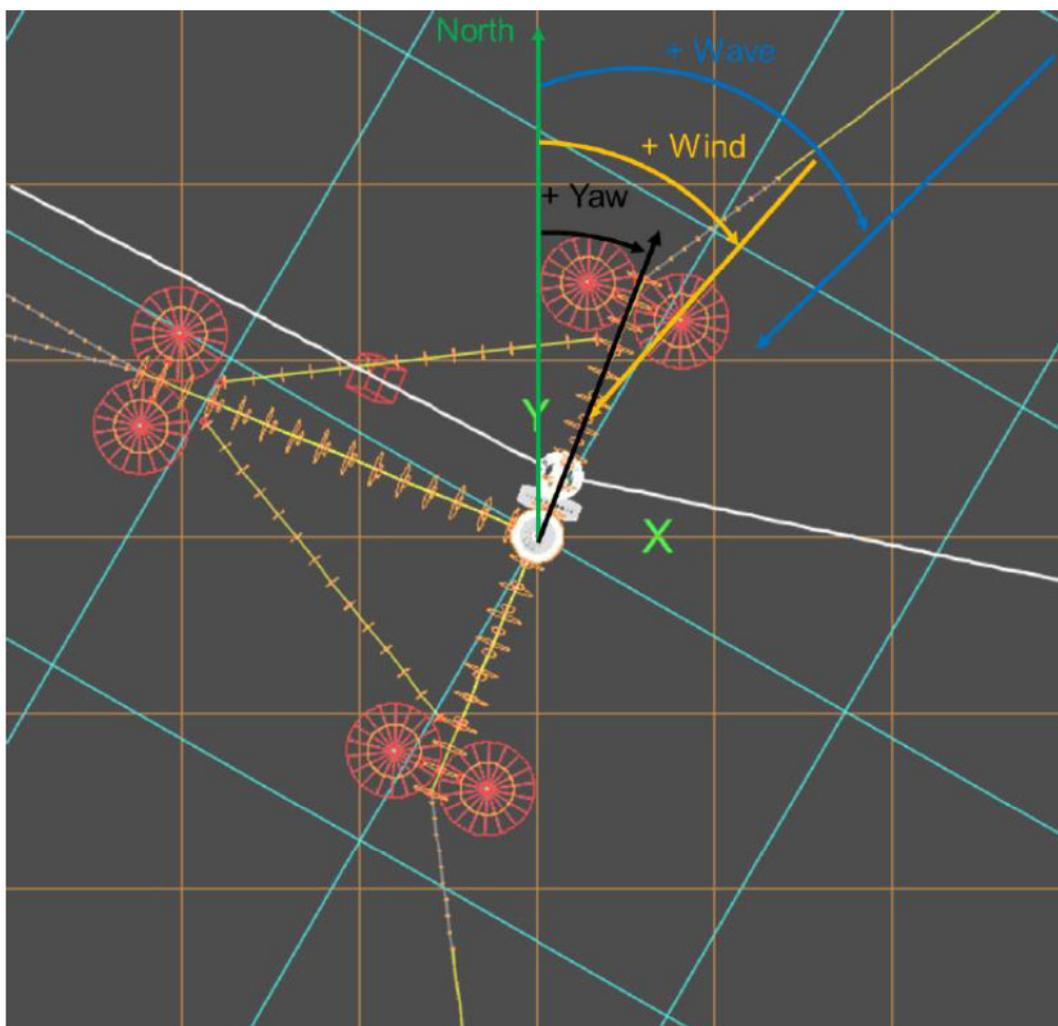


Figura 5.6 – Angoli di vento, onda e imbardata definiti rispetto al Nord.

Elaborazione SO.

Tabella 5.7 – Definizione delle direzioni relative.

Parametri	Descrizione	Equazione
Errore di imbardata	L'angolo relativo tra rotore e vento	Posizione di imbardata – Direzione del vento
Disallineamento vento-onda	L'angolo relativo tra le direzioni di vento e onda	Direzione del vento – Direzione dell'onda
Disallineamento corrente-onda	L'angolo relativo tra le direzioni di corrente e onda	Direzione della corrente – Direzione dell'onda

5.4.2. Modellazione idrodinamica

Per quanto riguarda la modellazione idrodinamica, le forze di Morison e di galleggiamento sono state calcolate in funzione della posizione della fondazione e della linea di galleggiamento istantanea. Attraverso il modello di Morison sono state acquisite informazioni come massa, rigidità idrostatica, massa aggiunta e smorzamento, tuttavia ciò non è possibile per le forzanti a bassa frequenza derivanti dalle onde. In aggiunta è stata dunque condotta un'analisi per il calcolo dei carichi d'onda in regime di radiazione/diffrazione con l'obiettivo di considerare i carichi del secondo ordine. I piatti anti-sussulto sono stati modellati come piastre rigide per le quali è stato definito un coefficiente di resistenza (Drag) ricavato mediante simulazioni di fluidodinamica computazionale (CFD- Computational Fluid Dynamics). Infine è stato fissato uno smorzamento lineare dedotto da risultati di test eseguiti su modelli in scala.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE PROGETTO DEFINITIVO		
Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio		
Codice documento: C0421SR15RELORM00a	Data emissione: Marzo 2023	Pagina 32 di 72

Relativamente alla modellazione del moto ondoso, sono stati simulati dei treni d'onda lineari irregolari basati sullo spettro JONSWAP insieme al metodo di stretching di Wheeler, il quale consente di studiare in maniera completa la cinematica dell'onda.

La corrente marina è stata modellata attraverso un profilo con legge di potenza avente esponente $\alpha=1/7$.

5.4.3. Modellazione del sistema: fondazione, turbina e ormeggio

Di seguito si riporta una descrizione più dettagliata relativa alla modellazione dei componenti del sistema eseguita all'interno del software OrcaFlex.

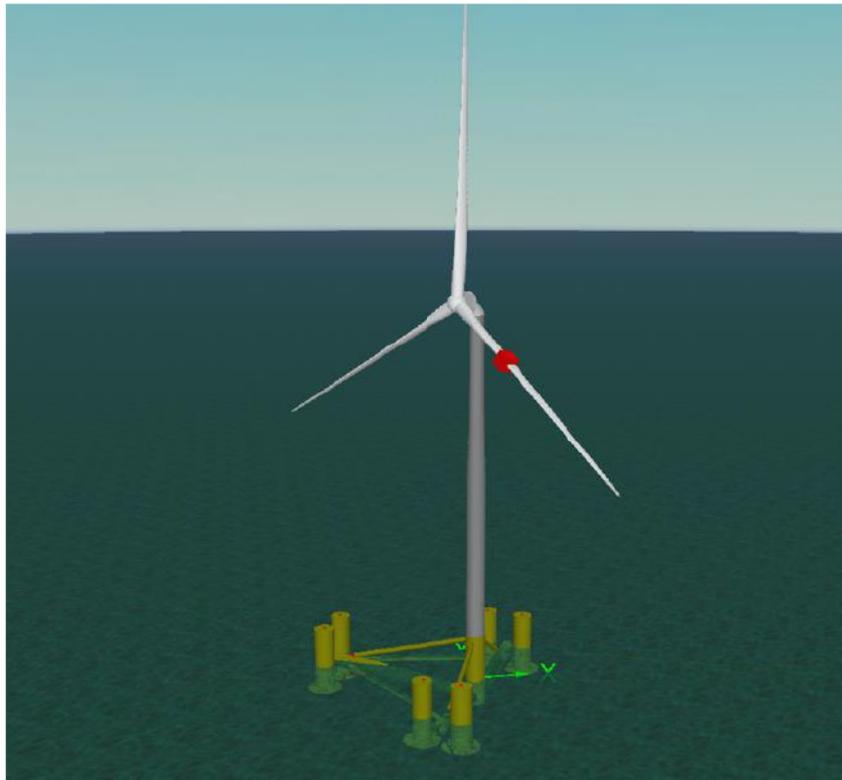


Figura 5.7 – Rappresentazione della turbina (torre e rotore) e della fondazione in OrcaFlex.
Elaborazione SO.

Turbina

[Redacted content]



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

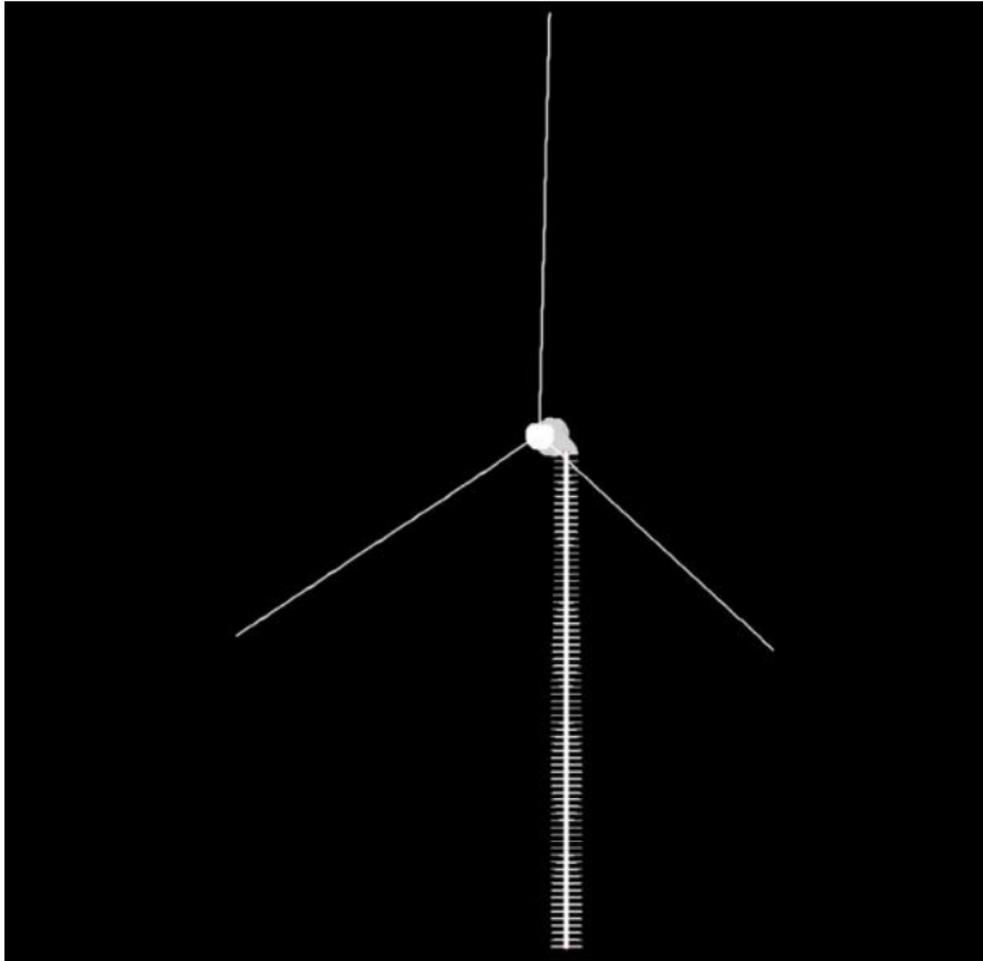


Figura 5.8 – Modello computazionale della turbina.

Riferimento IEA 15MW modificato con un diametro alla base di 8.5m ed un'altezza del mozzo di 165m. Elaborazione SO.

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Tabella 5.8 – Proprietà aggiornate della torre.

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

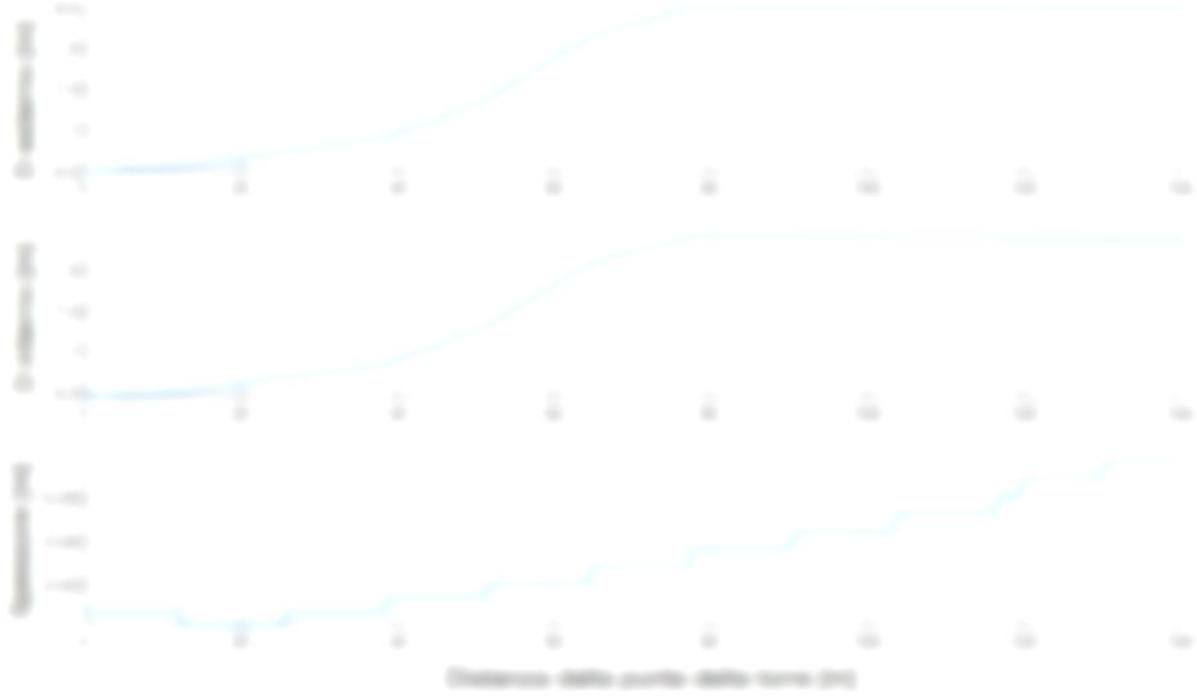


Figura 5.9 – Diametro esterno, interno e spessore lungo la torre “modificata”.
Elaborazione SO.

[Redacted text block]

Fondazione

[Redacted text block]

Tabella 5.9 – Dati riepilogativi del modello.
Fonte: SO.

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
35 di 72

Linee di ormeggio

Anche le linee di ormeggio sono state discretizzate tramite elementi *linea*, in particolare ne sono stati utilizzati 156 o 157 a seconda della linea di ormeggio considerata (Tabella 5.19).

Per le finalità di questo documento, fissando un livello di approssimazione sufficiente a caratterizzare appieno le caratteristiche dinamiche del sistema di ormeggio, la valutazione delle tensioni e dei moti della fondazione è stata effettuata trascurando gli effetti di piegatura fuori piano (*out of plane bending*) dovuti a componenti come connettori a doppio asse, tenditori di linea, collegamenti ad H, connettori sottomarini e catene distanziatrici.

5.5. Definizione dei casi di carico progettuali

Questa sezione descrive il gruppo di DLC come definiti in [2] e in [3]. I casi di carico selezionati sono stati scelti in base agli scenari in cui il sistema di ormeggio è sottoposto alle condizioni più gravose.

Come si deduce dalle sezioni successive, i DLC 6.2 e 1.2 sono quelli dimensionanti, relativi rispettivamente alle condizioni ambientali estreme con $T_R = 50$ anni e a quelle in condizioni di normale funzionamento (per la valutazione della vita a fatica).

5.5.1. Tabella di riepilogo dei DLC

I casi di carico e la modalità con cui essi vengono applicati sono presentati nelle tabelle sottostanti.

Tabella 5.10 – Tabella DLCs per lo studio statico e a fatica.

Condizione di progetto	DLC	Vento	Onda	Disallineamento onda-vento	Corrente marina	Errore di imbardata	Livello mare	# di seed	Altre condizioni / Tipo di analisi	# di simulazioni
Produzione di energia	1.2	$V_{HUB} = [V_{IN}; 2 \cdot V_{OUT}]$ NTM	NSS $H_s = E[H_s V_{HUB}]$ $T_P = E[T_P V_{HUB}]$	MIS $\pm 30^\circ$ Dir=[0:30°:330°]	Assente	0°	MSL	1*	F/U	2202
Macchina parcheggiata (ferma o al minimo)	6.1	$V_{HUB} = V_{HUB,50y}$ EWM	ESS $H_s = H_{s,50y}$	MIS $\pm 30^\circ, 60^\circ$ Dir=[0:30°:330°]	ECM	0°	MSL	6	U	216
	6.2	$V_{HUB} = V_{HUB,50y}$ EWM	ESS $H_s = H_{s,50y}$	MIS $\pm 30^\circ, 60^\circ$ Dir=[0:30°:330°]	ECM	[30°, 90°, 180°, 270°, 330°]	MSL	6	U	1440

*per il DLC 1.2 è stato usato 1 seed, eccetto il caso in cui la probabilità associata al caso risulti maggiore di 10^{-3} . In questa situazione, sono considerati dei seed addizionali tali che una simulazione abbia al massimo una probabilità di 10^{-3} .

Inoltre, due DLC aggiuntivi sono stati simulati per una ulteriore verifica del sistema di ormeggio.

Tabella 5.11 – DLC statici aggiuntivi per la verifica della robustezza dell'ormeggio.

Condizione di progetto	DLC	Vento	Onda	Disallineamento onda-vento	Corrente marina	Errore di imbardata	Livello mare	# di seed	Altre condizioni / Tipo di analisi	# di simulazioni
Macchina parcheggiata (ferma o al minimo)	6.6	$V_{HUB} = V_{HUB,500y}^*$ EWM	ESS $H_s = H_{s,500y}$	COD, Dir=300°, con rotore sopravento nella direzione della Linea 1	ECM	0°	MSL	6	Verifica di robustezza ormeggio - ALS	18
Macchina parcheggiata o fuori servizio	10.2	$V_{HUB} = V_{HUB,1y}$ EWM	ESS $H_s = H_{s,1y}$	COD, Dir=[0°:30°:330°]	NCM	0°	MSL	6	Rottura linea di ormeggio	288

* Il periodo di ritorno di 500 anni è stato considerato per ogni azione ambientale secondo le seguenti combinazioni:

- onda con $T_R = 500$ anni, vento con $T_R = 50$ anni, corrente con $T_R = 5$ anni;
- onda con $T_R = 50$ anni, vento con $T_R = 500$ anni, corrente con $T_R = 5$ anni;
- onda con $T_R = 10$ anni, vento con $T_R = 5$ anni, corrente con $T_R = 500$ anni.

Il disallineamento onda-vento (Wind Wave Misalignment) rappresenta l'angolo relativo tra la direzione del vento e quella dell'onda. L'errore di imbardata (Yaw error) rappresenta l'angolo relativo tra rotore e direzione del vento.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
36 di 72

5.5.2. Definizione dei DLC

DLC1.2

Tabella 5.12 – Descrizione del DLC 1.2.

DLC 1.2	Normale funzionamento
Descrizione	Questo DLC simula la turbina in condizioni di normale funzionamento e normali condizioni ambientali (velocità del vento, turbolenza, corrente e stato del mare).
Setup di simulazione	<p>Tempo di simulazione: 600 s Numero di seed: tra 1-31, dipende dalla probabilità Velocità del vento: 5 - 25 m/s Turbolenza: NTM Sea state: NSS Corrente: assente Direzione vento e onda: [0°:30°:330°] Altezza e periodo dell'onda (dai dati NSS) Disallineamento vento-onda (dai dati NSS) Disallineamento onda-corrente: assente Errore di imbardata: 0° Fattori parziali di sicurezza delle strutture: Normale (1.1 / 1.35 o 1.25 / 0.7) Fattori parziali di sicurezza delle linee di ormeggio: SLU (1.35 / 1.75)</p>
Nota	<ul style="list-style-type: none"> - Le condizioni ambientali con velocità del vento intorno ai 3 m/s sono state omesse e aggregate in quelle con 5 m/s. - Le condizioni ambientali aventi velocità del vento inferiore ai 3 m/s sono state omesse in quanto si assume che non contribuiscano al danno (le altezze d'onda per queste condizioni sono praticamente nulle). - Le condizioni ambientali con velocità del vento superiore a 25 m/s sono state omesse e aggregate conservativamente in quelle con 25 m/s. - Le condizioni ambientali con probabilità inferiore a 10^{-5} sono state omesse. - Il numero di seeds dipende dalla probabilità del caso simulato. Per le probabilità che eccedono 10^{-3}, sono stati considerati seed aggiuntivi tali da non superare questo limite.

DLC6.1

Tabella 5.13 – Descrizione del DLC 6.1.

DLC 6.1	Tempesta con $T_R=50$ anni con connessione alla rete
Descrizione	Questo DLC simula la turbina e la fondazione sottoposta ad una tempesta con $T_R = 50$ anni. L'aerogeneratore è al minimo con la possibilità di imbarcarsi mentre rimane collegato alla rete.
Setup di simulazione	<p>Tempo di simulazione: 600 s Numero di seed: 6 Velocità del vento: 3.1.1 Turbolenza: EWM Sea state: ESS Corrente: ECM Direzione vento e onda: [0°:30°:330°] Altezza e periodo dell'onda: 3.1.1 Disallineamento vento-onda: 0°, ±30°, 60° Disallineamento onda-corrente: assente Errore di imbardata: 0° (il movimento della fondazione induce una imbardata > 8°) Fattori parziali di sicurezza delle strutture: Normale (1.1 / 1.35 o 1.25 / 0.7) Fattori parziali di sicurezza delle linee di ormeggio: SLU (1.35 / 1.75)</p>
Nota	Nel treno d'onda simulato è inclusa anche un'onda estrema con H_{MAX} (altezza d'onda massima) e associato periodo T_{ASS} nell'istante di tempo $t=300s$. È stato utilizzato il limite inferiore dei periodi T_P indicati.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE		
PROGETTO DEFINITIVO		
Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio		
Codice documento: C0421SR15RELORM00a	Data emissione: Marzo 2023	Pagina 37 di 72

DLC6.2

Tabella 5.14 – Descrizione del DLC 6.2.

DLC 6.2	Tempesta con $T_R=50$ anni con guasto alla rete
Descrizione	Questo DLC simula la turbina e la fondazione sottoposta ad una tempesta con $T_R = 50$ anni. L'aerogeneratore è al minimo senza possibilità di imbarcarsi perché non è collegato alla rete o ad un sistema di backup di alimentazione.
Setup di simulazione	<p>Tempo di simulazione: 600 s Numero di seed: 6 Velocità del vento: 3.1.1 Turbolenza: EWM Sea state: ESS Corrente: ECM Direzione vento e onda: [0°:30°:330°] Altezza e periodo dell'onda: 3.1.1 Disallineamento vento-onda: 0°, ±30°, 60° Disallineamento onda-corrente: assente Errore di imbardata: 30°, 90°, 180°, 270°, 330° Fattori parziali di sicurezza delle strutture: Anomalo (1.1 / 1.1) Fattori parziali di sicurezza delle linee di ormeggio: SLU (1.3 / 1.75)</p>
Nota	Nel treno d'onda simulato è inclusa anche un'onda estrema con H_{MAX} e associato periodo T_{ASS} nell'istante di tempo $t=300s$. È stato utilizzato il limite inferiore dei periodi T_P indicati.

DLC6.6

Tabella 5.15 – Descrizione del DLC 6.6.

DLC 6.6	Verifica di robustezza dell'ormeggio
Descrizione	Questo DLC consente di verificare la robustezza del sistema di ormeggio quando esposto a condizioni ambientali combinate con quelle relative al periodo di ritorno di 500 anni. Sono state considerate le seguenti combinazioni: onda con $T_R = 500$ anni, vento con $T_R = 50$ anni, corrente con $T_R = 5$ anni; onda con $T_R = 50$ anni, vento con $T_R = 500$ anni, corrente con $T_R = 5$ anni; onda con $T_R = 10$ anni, vento con $T_R = 5$ anni, corrente con $T_R = 500$ anni.
Setup di simulazione	<p>Tempo di simulazione: 600 s Numero di seed: 6 Velocità del vento: 3.1.1 Turbolenza: EWM Sea state: ESS Corrente: ECM Direzione vento e onda: 300° Altezza e periodo dell'onda: 3.1.1 Disallineamento vento-onda: 0° Disallineamento onda-corrente: assente Errore di imbardata: 0° Fattori parziali di sicurezza delle linee di ormeggio: SLA (1.0 / 1.1)</p>
Nota	Nel treno d'onda simulato è inclusa anche un'onda estrema con H_{MAX} e associato periodo T_{ASS} nell'istante di tempo $t=300s$. Le simulazioni sono state realizzate con condizioni ambientali (vento, onda e corrente) allineate con rotore sopravento (in-line) secondo la direzione della linea di ormeggio maggiormente caricata dal DLC 6.2. È stato utilizzato il limite inferiore dei periodi T_P indicati.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE PROGETTO DEFINITIVO		
Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio		
Codice documento: C0421SR15RELORM00a	Data emissione: Marzo 2023	Pagina 38 di 72

DLC10.2

Tabella 5.16 – Descrizione del DLC 10.2.

DLC 10.2	Funzionamento al minimo con rottura della linea di ormeggio – Verifica della condizione di ridondanza
Descrizione	Questo DLC considera la turbina al minimo in seguito alla rottura di una linea di ormeggio, in condizioni estreme con $T_R=1$ anno. Ogni linea, alternativamente, subisce la rottura per ognuna delle direzioni in cui agiscono i carichi ambientali. La rottura si verifica ad inizio simulazione con il galleggiante che raggiunge la nuova posizione di equilibrio.
Setup di simulazione	Tempo di simulazione: 600 s Numero di seed: 6 Velocità del vento: 3.1.1 Turbolenza: EWM Sea state: ESS Corrente: ECM Direzione vento e onda: [0°:30°:330°] Altezza e periodo dell'onda: 3.1.1 Disallineamento vento-onda: 0° Disallineamento onda-corrente: assente Fattori parziali di sicurezza delle strutture: Anomalo (1.1 / 1.1) Fattori parziali di sicurezza delle linee di ormeggio: SLA (1.0 / 1.1)
Nota	La rottura della singola linea (alternativamente dalla Linea 1 alla 4) si verifica durante l'inizio della simulazione. È stato utilizzato il limite inferiore dei periodi T_P indicati.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE PROGETTO DEFINITIVO		
Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio		
Codice documento: C0421SR15RELORM00a	Data emissione: Marzo 2023	Pagina 40 di 72

Configurazione del sistema di ormeggio

Di seguito si riportano le tabelle riepilogative che riportano i parametri caratteristici della configurazione adottata per ogni profondità del fondale.

Tabella 5.19 – Riepilogo caratteristiche della configurazione - basse profondità del fondale, condizione statica.

Fonte: SO.

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

In Figura 5.10 viene mostrata una vista laterale e dall'alto del sistema di ormeggio selezionato per basse profondità del fondale. Si precisa che ai fini della rappresentazione grafica, gli angoli indicati in Figura 5.10 sono così definiti: per la linea di ormeggio 1 (ML1) e per la linea di ormeggio 4 (ML4) gli angoli sono quotati rispetto alla direzione del Nord rispettivamente in senso antiorario ed orario, gli altri angoli sono quelli formati da ogni coppia di linee procedendo in senso orario dalla ML4 alla ML1.

La lunghezza target, calcolata come distanza proiettata sul fondale tra punto di ancoraggio e punto di collegamento alla fondazione galleggiante, è di 1200m per tutte le profondità considerate. I carichi sui punti di ancoraggio e sui passacavi, così come il massimo offset, sono mostrati successivamente.

Affinchè venga garantita l'integrità dei cavi dinamici, l'offset della fondazione, in condizioni intatte del sistema di ormeggio, non dovrà essere superiore a [REDACTED].



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
41 di 72



Figura 5.10 – Vista frontale e dall'alto del sistema di ormeggio per bassa profondità.
Condizione di calcolo a 4 linee tese. Elaborazione iLStudio.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
44 di 72

DLC6.1 e DLC6.2

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text block]



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
45 di 72

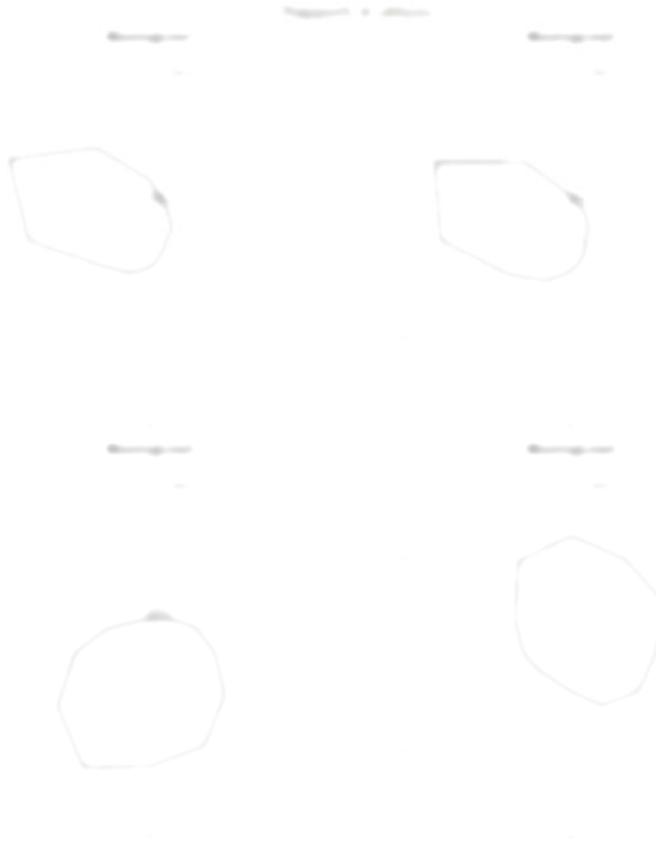


Figura 5.12 – Plot dei rapporti di utilizzo per ogni linea di ormeggio per tutte le direzioni di azione del carico.
Elaborazione SO.



Figura 5.13 – Massimo offset della fondazione per il DLC 6.2.
Elaborazione SO.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
47 di 72



Figura 5.14 – Confronto rapporti di utilizzo per le direzioni di azione del carico al variare della profondità considerata.
Elaborazione SO.



Figura 5.15 – Confronto dell'offset al variare della profondità considerata.
Elaborazione SO.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

5.6.2.2. Risultati SLA

DLC 6.6

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text block]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text block]

DLC 10.2

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[Redacted text block]



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting **Studio**

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
49 di 72

Figura 5.16 – Tensioni massime con rottura di una linea di ormeggio per tutti i casi del DLC 10.2.

Elaborazione SO.

Figura 5.17 – Massimo offset in funzione della direzione dell'onda per il DLC 10.2 – l'asse r è in scala logaritmica.

Elaborazione SO.

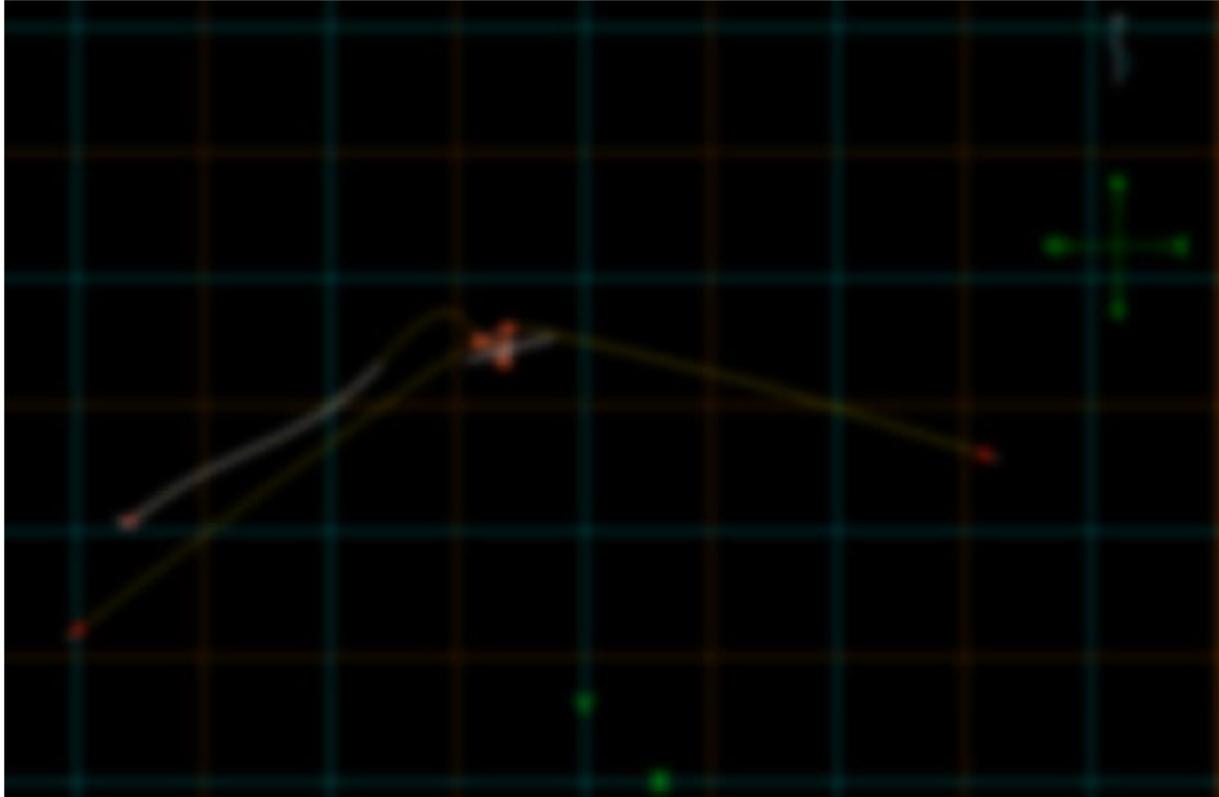


Figura 5.18 – Rottura della Linea 3 – caso peggiore DLC 10.2.
Elaborazione SO.

5.6.2.3. Risultati SLF

Per il DLC 1.2 sono state eseguite 2202 simulazioni di fatica, calcolato il danneggiamento e cumulato per ottenere il danno totale. La Tabella 5.30 riassume questi risultati dimostrando che il design soddisfa l'obiettivo di vita di progetto a fatica di almeno 25 anni.

Tabella 5.30 – Vita a fatica della catena - DLC 1.2.

Fonte: SO.

La tabella in alto riporta la vita a fatica di progetto è definita in numero di anni calcolata tramite la seguente espressione:

$$N_{anni} = \frac{1}{D \cdot DFF} \cdot 25 \quad \text{eq. (9)}$$

in cui

- D è il danno totale cumulato durante un periodo pari a 25 anni;
- $\frac{1}{D \cdot DFF}$ è l'inverso del danno totale, coincide quindi con il coefficiente di sicurezza, ovvero il numero di volte con cui può essere ripetuto la storia di carico fino al raggiungimento del danno ammissibile.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
51 di 72

5.7. Considerazioni finali

Alla luce degli approfonditi studi derivanti dai vari settori offshore e grazie alle robuste simulazioni e confronti relativi alle diverse tipologie di linee di ormeggio valutate in questa fase di progetto, il sistema selezionato è quello di tipo teso (*taut mooring*). Nello specifico, dal confronto delle differenti tipologie di sistemi tesi, la versione in poliestere da 2500Te è quella più adatta alla specifica condizione di progetto. La scelta è supportata dalle seguenti motivazioni.

- Gli ormeggi tesi sono da preferirsi ad altre soluzioni per ridurre al minimo l'impatto relativo all'impronta sul fondale, eliminando il classico comportamento invasivo e dannoso tipico dei sistemi a catenaria.
- Il poliestere gode di un'affermata maturità tecnologica, derivante dal settore oil&gas, e dimostrata idoneità per applicazioni offshore. Grazie a caratteristiche come leggerezza ed elevata elasticità, questo materiale sta riscontrando un sempre più ampio impiego anche nel settore FOWT (Floating Offshore Wind Turbine). La corda in poliestere garantisce inoltre notevole durata dal punto di vista della resistenza a fatica e un idoneo utilizzo anche per grandi profondità del fondale. In particolare la linea costituita da "catena-poliestere-catena" è ormai una configurazione standard per sistemi di ormeggio soprattutto in caso di notevoli profondità.
- Dalle simulazioni effettuate, per quanto riguarda le verifiche di tipo statico, il sistema ha restituito esito positivo nel confronto con i requisiti richiesti dai principali standard del settore.
- Il sistema di ormeggio selezionato ha presentato una soddisfacente resistenza a fatica, garantendo il corretto funzionamento del sistema durante l'intera vita utile dell'impianto.

Oltre al poliestere esistono altri materiali potenzialmente impiegabili, come il nylon. Al momento l'impiego di ormeggi in nylon nel settore oil&gas non ha un *track record* corposo e le simulazioni e sperimentazioni sono di diretto impiego per il settore eolico offshore galleggiante. Si attendono quindi risultati ufficiali da autorevoli istituti di ricerca e/o grandi player del mercato (Joint Industry Project, JIP - Governo Scozzese e sviluppato dal Carbon Trust, certificazione per ormeggi permanenti società specializzata Tension Technology International, Bridon International, Ideol, società di ingegneria Bluewater Energy Services, DNV-GL e Lloyd's Register) al fine di verificare i vantaggi ambientali e gli eventuali benefici economici nell'utilizzo di tale materiale.

Si rimanda comunque al capitolo 7 per un riepilogo dei principali risultati ottenuti a seguito delle verifiche normative richieste.



6. SISTEMA DI ANCORAGGIO

Come anticipato nei precedenti capitoli, il progetto prevede l'utilizzo di un sistema costituito da 6 linee di ormeggio in poliestere, connesse dunque ad altrettanti dispositivi di ancoraggio. Nel presente capitolo si riporta una breve trattazione sulle tipologie di ancoraggio comuni nel settore offshore, individuando in seguito la soluzione ottimale che garantisca, oltre ad un corretto funzionamento del sistema, anche un impatto ambientale ridotto ed un'elevata sicurezza durante l'intera vita dell'opera.

Lo studio selezione e dimensionamento della tipologia di ancoraggio per il sistema offshore galleggiante è stato condotto dalla società Wood Thilsted (WT) che ha individuato le possibili soluzioni preliminari da sottoporre ad ulteriori valutazioni di carattere progettuale e ambientale. Tali soluzioni, riportate nell'elenco seguente, rientrano all'interno delle diverse tipologie di ancoraggi disponibili per le installazioni floating o per applicazioni in altri settori.

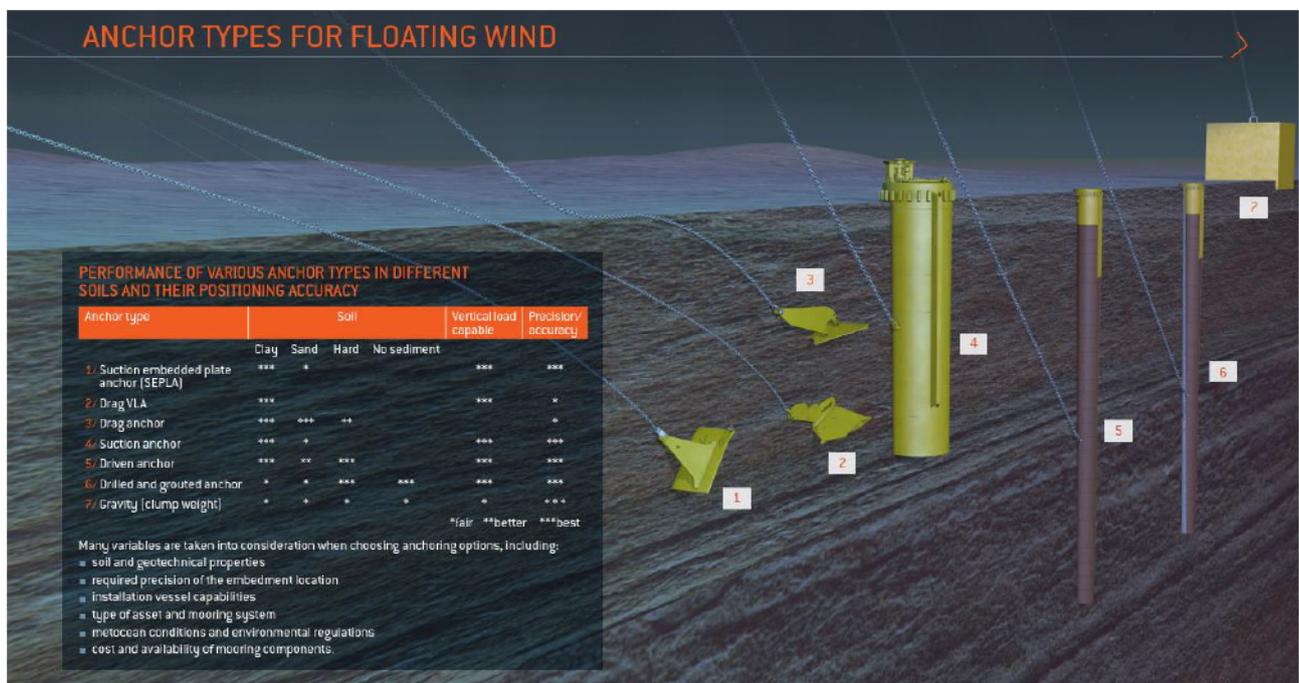


Figura 6.1 – Tipologie di ancoraggi per turbine eoliche offshore.

Ancoraggio a gravità semplice (Dead weight anchor), consistente in un corpo molto pesante posizionato sul fondale marino atto a resistere a carichi verticali e/o orizzontali. La capacità di tenuta deriva principalmente dalla ingente differenza tra il peso dell'ancora e la spinta prodotta dal volume occupato. Di solito sono fabbricate in cemento e/o in leghe metalliche. Possono essere impiegate per tutte le tipologie di terreno e di linee di ormeggio, a meno di fondali particolarmente ripidi e terreni molto soffici.

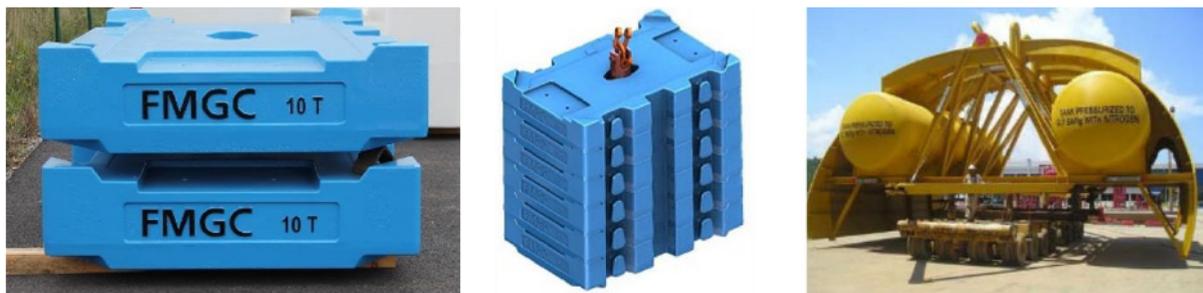


Figura 6.2 – Ancoraggio a gravità semplice.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
53 di 72

Ancoraggio a gravità ad infissione dinamica (Gravity installed anchor), costituite da una particolare struttura, appuntita nella parte inferiore, che permette la penetrazione del fondale anche grazie all'energia cinetica ottenuta dalla caduta libera lungo la colonna d'acqua. È particolarmente adatto a condizioni del fondale caratterizzate da argille soffici o leggermente consolidate; si adatta sia a sistemi di ormeggio a catenaria che tesi.



Figura 6.3 – Ancoraggio a gravità ad infissione dinamica.

Ancoraggio a trascinamento (Drag anchor), generalmente costituita da una sezione di testa a forma di uncino che si oppone al terreno nel quale penetra e da una sezione di base che trasferisce la resistenza al tiro (derivante dall'interazione sezione di testa-terreno) lungo la linea di ormeggio, garantendo l'adeguato funzionamento dell'interno sistema. Molte tipologie di queste ancore possiedono un sistema stabilizzante che previene la rotazione e lo sfilamento delle stesse all'esterno del terreno. L'installazione avviene mediante l'utilizzo di una catena che permette il trascinamento di una piastra portante, meglio nota come *marra*, fino alla penetrazione nel fondale. Queste sono adatte per un ampio range di tipologie di terreno ma impiegabili solo per sistemi di ormeggio a catenaria.



Figura 6.4 – Ancore a trascinamento.

Ancoraggio a carico verticale (Vertical Anchor Load – VLA), simile alla precedente per modalità di installazione, ma con profondità di penetrazione di gran lunga maggiori, tanto da permetterne un utilizzo anche per carichi direttamente verticali. Questa tipologia si adatta particolarmente per applicazioni a profondità elevate e fondali con argille soffici o stratificate.

Ancoraggio a palo infisso (Driven pile anchor), consistente in un tubo di acciaio infisso nel fondale mediante tecnica di battitura o vibro-infissione. La capacità di carico di questa tipologia è garantita da una combinazione tra l'attrito del fondale lungo la superficie laterale del palo e la resistenza laterale del terreno. È particolarmente adatta per terreni molto resistenti alla penetrazione, anche per elevate pendenze, e si adatta a tutte le tipologie di ormeggio.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
54 di 72



Figura 6.5 – Ancoraggio a palo infisso.

Ancoraggio a suzione (Suction Buckets), realizzato mediante gusci cilindrici di notevoli dimensioni infissi nel fondale per l'azione combinata del peso proprio e della depressione creata, mediante aspirazione d'acqua, all'interno del volume di involuppo del sistema guscio + terreno. È adatta per terreni caratterizzati dalla presenza di sabbie dense e/o argille e può essere impiegato per tutte le tipologie di ormeggio.



Figura 6.6 – Ancoraggio a suzione.

Ancoraggio a suzione con piastra (Suction embedded plate anchor – SEPLA), prevede l'installazione di una piastra di ancoraggio agganciata alla punta di un palo a suzione definito *follower* (suction bucket). Il *follower* viene installato come già descritto e successivamente ritirato. Adatta per argille soffice e per tutte le tipologie di ormeggio.



Figura 6.7 – Ancoraggio a suzione con piastra.

Per le soluzioni proposte si riporta nella seguente tabella una descrizione sintetica corredata da una breve analisi di vantaggi e svantaggi dal punto di vista della fattibilità tecnica, economica e dell'impatto ambientale.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
55 di 72

Tabella 6.1 – Panoramica dei sistemi di ancoraggio proposti in via preliminare.

Sistema di ancoraggio	Vantaggi	Svantaggi
Ancora a gravità semplice	<ul style="list-style-type: none"> - Basso costo dei materiali 	<ul style="list-style-type: none"> - Eccessiva quantità di materiale rispetto alle altre soluzioni. - Elevati costi di trasporto. - Necessità di navi con alte capacità di carico. - Danneggiamento del fondale dovuto a possibili spostamenti.
Ancora a gravità ad infissione dinamica	<ul style="list-style-type: none"> - Nessuna limitazione sulla profondità del fondale. - Soluzione con costi contenuti. 	<ul style="list-style-type: none"> - Incertezza nel prevedere la profondità di penetrazione, l'orientamento e la capacità di tenuta risultante. - Notevole produzione di rumore dovuto all'impatto sul fondale e potenziale danneggiamento dell'ecosistema circostante. - Per una corretta installazione richiede una sufficiente profondità del fondale, la quale varia con le caratteristiche del terreno.
Ancora a trascinamento	<ul style="list-style-type: none"> - Alta capacità di carico rispetto al peso proprio. - Facilità di installazione 	<ul style="list-style-type: none"> - Non permette un posizionamento puntuale dell'ancora. - Difficoltà nel prevedere la capacità di carico dal momento che essa dipende dalla profondità di penetrazione dell'ancora. - Danneggiamento ingente della biocenosi che caratterizza il fondale marino, dovuto al trascinamento dell'ancora in fase di installazione. - Elevata incertezza nel prevedere la posizione e l'orientamento finale.
Ancora a carico verticale	<ul style="list-style-type: none"> - Facilità nel trasporto dovuto al peso contenuto delle attrezzature. - Bassi costi di installazione. 	<ul style="list-style-type: none"> - Range limitato di tipologie di terreni su cui è applicabile. - Elevata incertezza nel prevedere la posizione e l'orientamento finale nonché la capacità di carico.
Ancora a palo infisso	<ul style="list-style-type: none"> - Posizionamento puntuale dell'ancora. - Ottima risposta sia a carichi verticali sia orizzontali. - Buona affidabilità ed elevata capacità di carico. - Ampio range di applicabilità per le condizioni del terreno. 	<ul style="list-style-type: none"> - Elevati costi - Procedure di installazione più elaborate.
Ancora a suzione	<ul style="list-style-type: none"> - Posizionamento puntuale dell'ancora. - Ottima risposta sia a carichi verticali sia orizzontali. - Ampio range di applicabilità per le condizioni del terreno. 	<ul style="list-style-type: none"> - Procedura di installazione difficoltose per via delle dimensioni dell'ancora. - Limitazioni sulla pendenza del fondale di installazione. - Ridotta capacità a sollecitazioni torsionali o flettenti, conseguente aumento delle dimensioni.
Ancora a suzione con piastra	<ul style="list-style-type: none"> - Posizionamento puntuale dell'ancora. - Ottima risposta sia a carichi verticali sia orizzontali. 	<ul style="list-style-type: none"> - Scarso adattamento ad argille soffici.

6.1. Scelta del sistema di ancoraggio

La scelta del sistema di ancoraggio più idoneo a vincolare le fondazioni galleggianti è determinata da un accurato studio delle possibili soluzioni tecniche e tecnologiche in relazione alle caratteristiche ambientali e alle specifiche dimensionali delle strutture.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
56 di 72

La procedura di scelta si è articolata in due fasi, la prima di tipo qualitativo mirata ad effettuare una scrematura preliminare delle soluzioni adottabili, una seconda di tipo quantitativo finalizzata invece alle analisi di predimensionamento dell'ancoraggio.

In generale, l'**analisi qualitativa e quantitativa** è stata eseguita tenendo conto di vari aspetti, tra cui:

- capacità del sistema di adeguarsi alla profondità del fondale e alle condizioni geotecniche nel sito di installazione;
- vincoli logistici relativi al trasporto e all'installazione;
- caratteristiche del fondale;
- livello di maturità tecnologica;
- costi di fabbricazione (es. materiale e realizzazione degli ancoraggi);
- costi di installazione (es. imbarcazioni, ROV, macchinari utili per l'installazione),
- precisione del posizionamento;
- tempo di trasporto e installazione;
- impatto ambientale: si valuta l'impatto provocato sull'ambiente marino durante la fase di installazione e durante la vita operativa del sistema;
- dismissione: questo aspetto considera la possibilità di una rimozione completa o parziale dell'ancoraggio e il costo e complessità relativi;
- embodied carbon: definito come la CO₂ prodotta per la realizzazione ed installazione dell'ancoraggio.

6.1.1. Analisi qualitativa

L'analisi qualitativa ha permesso, con approccio aprioristico, di escludere soluzioni svantaggiose e/o non applicabili sia da un punto di vista tecnologico che ambientale, alla luce delle esperienze già maturate nel settore offshore. Le soluzioni escluse in questa fase, riproposte nel seguente elenco, non sono state oggetto di ulteriori analisi (dimensionamento preliminare, ecc..).

Ancora a gravità semplice. L'attenzione del progetto per l'aspetto ambientale ha avallato l'esclusione delle ancore a gravità, sia per il consistente utilizzo di materiale rispetto ad altre soluzioni (con conseguenti elevati costi di realizzazione, trasporto e installazione e l'ingente produzione di CO₂), sia per il rischio di danneggiamento del fondale marino dovuto principalmente all'impronta notevole sul fondale.

Ancora a gravità ad infissione dinamica. L'esclusione di questa soluzione è legata alla difficoltà nel garantire un posizionamento esatto del punto di ancoraggio e alla difficoltà nel determinare a priori la capacità di tenuta (al tiro) in configurazione finale.

Ancora a trascinamento. Questa soluzione è stata esclusa poiché, anche in questo caso, non è garantito il posizionamento fisso dell'ancora, il cui trascinamento sul fondale, previsto prevalentemente in fase di installazione, provocherebbe un danneggiamento consistente, minando la conservazione e l'integrità dell'ecosistema marino. Inoltre non è possibile prevedere accuratamente l'assetto e la capacità di carico del sistema. Peraltro la scelta di un ormeggio del tipo teso pregiudica l'utilizzo di ancore a trascinamento, ben più idonee per sistemi a catenaria.

Per quanto detto, a valle dell'analisi qualitativa, le soluzioni idonee considerate sono quelle costituite da ancoraggi a carico verticale, a pali infissi, a suzione e a suzione con piastra.

6.1.2. Analisi quantitativa

Alla luce delle soluzioni scartate, il presente paragrafo si riporta i risultati del dimensionamento preliminare delle tipologie di ancoraggio classificate come idonee, eseguito mediante il software WT Morpheus. Solo a questo punto è stato possibile definire la soluzione più idonea al caso in esame, di cui è stata condotta nei



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
57 di 72

seguenti paragrafi un'analisi più approfondita. La scelta della soluzione definitiva è stata effettuata sulla base dei seguenti aspetti rilevanti: capacità di tenuta rispetto alle forzanti verticali e orizzontali, adattabilità alle diverse condizioni del terreno (caratteristiche geologiche, geomorfologiche e geotecniche, pendenza ecc.), minimizzazione degli ingombri e dell'impatto dal punto di vista ambientale.

6.1.2.1. Dati per il dimensionamento

Nel presente paragrafo si riportano le principali informazioni utili al dimensionamento preliminare in termini di caratteristiche geomorfologiche del sito e delle sollecitazioni agenti sugli ancoraggi. Le condizioni sito-specifiche del fondale fanno riferimento a 4 macro-aree (SCI01, SCI02, SCI03, SCI04) indicate nella seguente immagine.

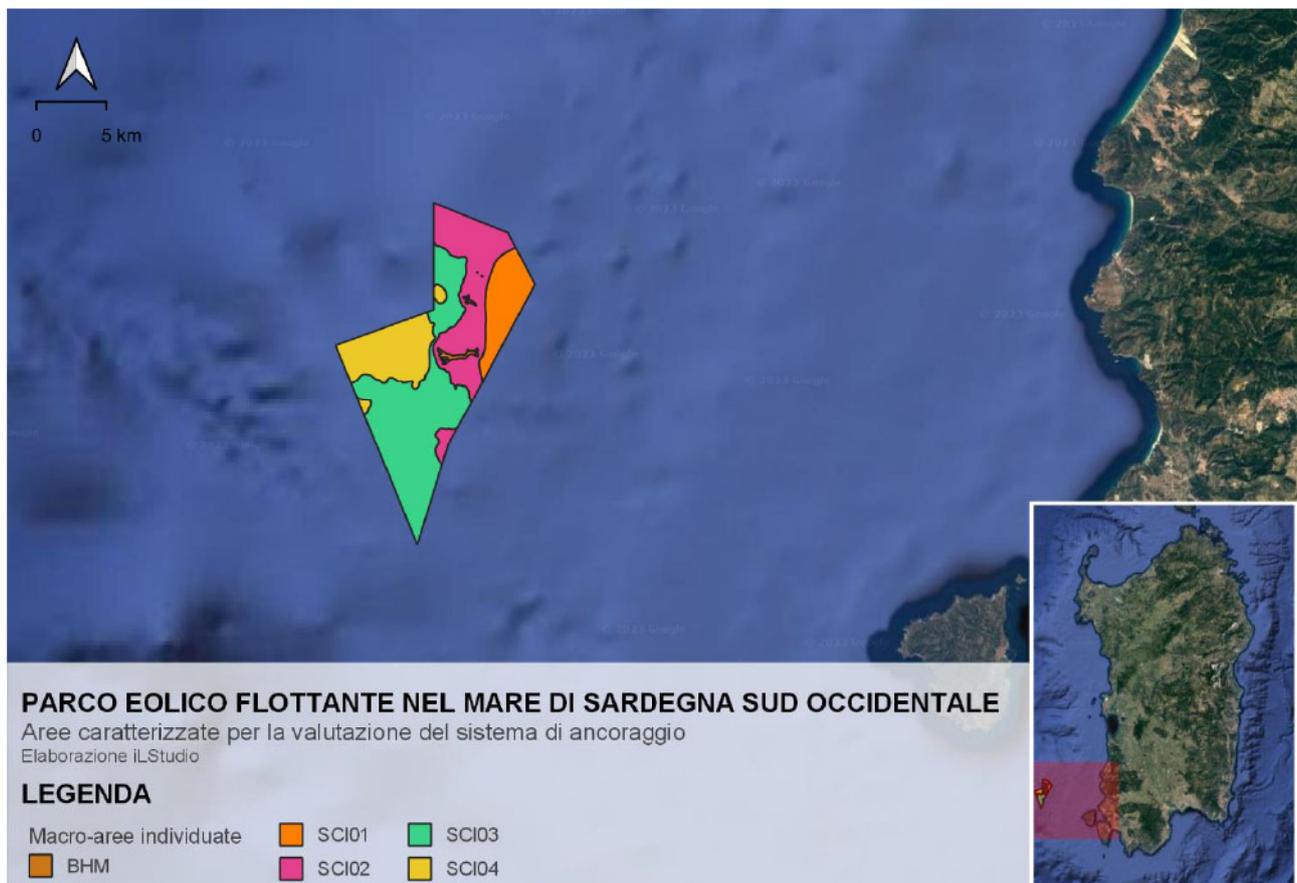


Figura 6.8 – Mappa delle macro-aree caratterizzate per analisi e dimensionamento degli ancoraggi

6.1.2.1.1. Caratteristiche stratigrafiche dei fondali

Alla luce della campagna geofisica condotta dalla società Fugro nel 2022, si è verificato che i fondali dell'area del parco eolico sono prevalentemente caratterizzati da una copertura sedimentaria di tipo sabbioso-argilloso riscontrando in profondità la presenza di terreno eterogeneo argilloso-limoso-sabbioso.

In accordo con l'indagine geofisica, la tabella sottostante indica i profili del suolo per ognuna delle 4 aree analizzate all'interno del sito.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
58 di 72

Tabella 6.2 – Profili del terreno.

Fonte: WT.

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

In Tabella 6.3 sono riportati i parametri geotecnici preliminari considerati per la valutazione degli ancoraggi. Si assume che la resistenza al taglio non drenata aumenta con la profondità ($k = 1 - 1.5$).

Per ogni parametro sono indicati 3 valori, corrispondenti rispettivamente ad una stima conservativa / migliore stima / stima ottimistica.

I valori sono ragionevolmente rappresentativi delle condizioni del sito sulla base dell'esperienza maturata dagli esperti analisti fermo restando una loro verifica finale a seguito di specifiche caratterizzazioni geotecniche a farsi nelle successive fasi di ingegneria di dettaglio.

Tabella 6.3 – Principali parametri geotecnici.

Fonte: WT.

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

6.1.2.1.2. Condizioni di carico

I carichi tensionali applicati sono quelli derivanti dalle simulazioni eseguite sulla configurazione di ormeggio a 4 linee tese in poliestere con carico minimo di rottura pari a 2500t. Dalle analisi sono stati ricavati i valori dei carichi da applicare ai punti di connessione tra linea di ormeggio e l'ancoraggio al fine di valutarne la risposta



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

strutturale e procedere con il dimensionamento. Nella seguente tabella si evidenzia che la linea di ormeggio *Linea #1* (Tabella 6.4) risulta essere la più sollecitata, quindi presa in considerazione per l'analisi di tutti gli ancoraggi.

Tabella 6.4 – Riepilogo dei carichi agenti sulle linee di ormeggio.

Fonte: WT.

6.1.2.2. Ancoraggio a carico verticale e a suzione con piastra

Per questo tipo di ancore è stato effettuato il dimensionamento preliminare della superficie piastra corrispondente alla marra dal momento che il differente metodo di installazione delle due soluzioni ha carattere trascurabile in riferimento alla capacità di carico. Per le caratteristiche sito-specifiche delle 4 zone analizzate, nella seguente tabella si riporta la dimensione principale e l'area della marra oltre che la profondità di penetrazione per la soluzione a suzione con piastra.

Tabella 6.5 – Dimensionamento preliminare ancore a carico verticale e a suzione con piastra.

Fonte: WT.

L'utilizzo di questo tipo di ancoraggi ha comunque dei limiti in relazione alla pendenza del fondale. Per ancore a carico verticale sono tollerate pendenze inferiori ai 10° di contro, per ancore a suzione con piastra sono consigliate pendenze inferiori a 5°.

6.1.2.3. Ancoraggio a palo infisso

Per la soluzione a pali infissi le dimensioni dell'ancoraggio risultanti sono riassunte nella tabella seguente. Per ottimizzare i costi di fabbricazione è stato definito un diametro "commerciale" di 2.44 m e una lunghezza del fusto variabile da 30 m a 49 m in funzione della posizione nel sito di installazione che si traduce in un peso variabile da 75 ton a 140 ton.

Tabella 6.6 – Dimensionamento preliminare ancoraggio a palo infisso.

Fonte: WT.

Per questa tipologia di ancoraggio non vi sono limiti di applicabilità in relazione alla pendenza del fondale.



PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE		
PROGETTO DEFINITIVO		
Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio		
Codice documento: C0421SR15RELORM00a	Data emissione: Marzo 2023	Pagina 60 di 72

6.1.2.4. Ancoraggio a suzione

Il dimensionamento preliminare dell'ancoraggio a suzione, mostrato nella seguente tabella, è stato effettuato impiegando il metodo VHM considerando una forzante applicata nel punto di collegamento tra ancoraggio e linea di ormeggio, in corrispondenza del punto di carico ottimale (al centro del fusto penetrato nel terreno).

Tabella 6.7 – Dimensionamento preliminare ancore a suzione.

Fonte: WT.

Anche in questo caso sono raccomandate installazioni su fondali con pendenze inferiori a 5°.

6.1.2.5. Scelta del sistema ottimale

Alla luce delle considerazioni sopra esposte gli ancoraggi costituiti da pali infissi in acciaio, installati mediante battitura, vibronfissione o avvitemento, risultano essere la scelta più idonea in base ai requisiti di carico tensionale verticale e dell'ampia gamma di condizioni al contorno (caratteristiche geologiche, geomorfologiche e geotecniche del fondale, batimetria ecc.) caratterizzanti l'area marina di progetto.

Questa soluzione oltre ad avere una capacità di carico più elevata a parità di ingombro, permette una sicura installazione anche in condizioni di pendenza del fondale non particolarmente favorevoli.

Trattandosi inoltre di una soluzione di ancoraggio fissa e puntuale non determina alcuno strisciamento sul fondale marino con ovvio vantaggio dal punto di vista ambientale. Sono altresì minimizzati gli ingombri a parità di capacità portante (~ 2.44 m contro i 5 m della tecnica a suzione e gli 8.4 ÷ 12.7m) della soluzione a carico verticale).

La soluzione ottimale a pali fissi è stata quindi ulteriormente analizzata al fine di un più accurato dimensionamento della capacità portante laterale e verticale del palo e della definizione della sequenza di infissione (*driveability analysis*). I risultati di questi approfondimenti, compresa una breve trattazione sui criteri e le metodologie utilizzate per il dimensionamento, sono riportati nei successivi paragrafi.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

6.2. Criteri e metodologia di dimensionamento

6.2.1. Verifica della capacità portante verticale e laterale

Per il dimensionamento degli ancoraggi a pali fissi sono state condotte verifiche statiche della capacità portante verticale e laterale allo Stato Limite Ultimo (SLU) e allo Stato Limite Accidentale (SLA) applicando il metodo API (*American Petroleum Institute*) secondo quanto indicato in [13]. I parametri geotecnici caratteristici del terreno di fondazione sono stati rimodulati utilizzando un fattore di sicurezza pari a $\gamma_m=1.3$ secondo la [4].

In relazione alle caratteristiche di adattamento della curva API, per la verifica di resistenza a carico laterale si è adottato, per le molle p-y API e per tutte le unità, un angolo di attrito minimo di 34°.

I carichi tensionali applicati sono quelli derivanti dalle simulazioni eseguite e sono consistenti con quelli riportati in Tabella 6.4 comprensivi dei fattori di carico definiti secondo normativa.

I fattori di carico per lo stato limite ultimo (SLU) e stato limite accidentale (SLA) sono invece riportati nella seguente tabella [4] nella colonna relativa alla classe di conseguenza 1.

Tabella 6.8 – Fattori di carico per linee di ormeggio

Stato Limite	Fattori di carico	Classe di conseguenza	
		1	2
Stato Limite Ultimo (SLU)	γ_{mean}	1.30	1.5
	γ_{dyn}	1.75	2.2
Stato Limite Accidentale (SLA)	γ_{mean}	1.00	1.00
	γ_{dyn}	1.10	1.25

6.2.2. Analisi di infissione

L'analisi di infissione dei pali (*driveability analysis*) è stata effettuata applicando il metodo Stevens Upper Bound procedendo nella simulazione secondo step successivi di 1 metro ed impiegando le caratteristiche del terreno corrispondenti alla stima ottimistica in Tabella 6.3. La simulazione è stata eseguita considerando un martello battitore idraulico subacqueo del tipo IHC-S1200 (1200kJ) di cui, in appendice, si riporta un breve stralcio tecnico.



Figura 6.9 – Esempio di martello idraulico subacqueo.

Fonte: IQIP.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE PROGETTO DEFINITIVO		
Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio		
Codice documento: C0421SR15RELORM00a	Data emissione: Marzo 2023	Pagina 62 di 72

La verifica strutturale dei pali è stata infine effettuata accertando il non superamento del valore limite di snervamento e del valore limite di cedimento per instabilità (*buckling*). Quest'ultima verifica è stata condotta, in accordo con la normativa [14], [15], utilizzando come carico la forza impulsiva applicata dal martello durante l'infissione.

6.2.3. Normative di riferimento

La tabella seguente riporta l'elenco di norme e regolamenti impiegati per il dimensionamento.

Tabella 6.9 – Normative di riferimento.

Dimensionamento struttura e Definizione dei carichi	DNV-ST-0119:2021. DNV – Standard - Floating wind turbine structures. Edition June 2021. DNV AS, 2021-06.
	DNV-GL-0126:2018. DNV – Standard – Support structures for wind turbines. Edition July 2018. DNV GL, 2018-07.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE		
PROGETTO DEFINITIVO		
Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio		
Codice documento: C0421SR15RELORM00a	Data emissione: Marzo 2023	Pagina 63 di 72

6.3. Dimensionamento e risultati delle analisi

6.3.1. Caratteristiche dei pali di ancoraggio

Le dimensioni risultanti dell'ancoraggio, già mostrate in Tabella 6.6, verificano il check di capacità portante.

6.3.2. Risultati dell'analisi di infissione

Numero di colpi per l'infissione



Tabella 6.10 – Risultati dell'analisi di infissione.

Fonte: WT

[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

Verifica a snervamento ed instabilità a carico di punta

Le seguenti figure mostrano, per ognuna delle 4 aree caratterizzate nell'area di progetto, i valori massimi di forza di compressione, tensione di compressione e rapporto di utilizzo a buckling.

Il valore caratteristico di resistenza a snervamento è riportato nella seguente tabella, in funzione dello spessore del palo.

Tabella 6.11 – Tensione di snervamento.

[Redacted]	[Redacted]

Dai grafici si deduce che i valori massimi di tensione sono inferiori rispetto al limite di snervamento rappresentato dalla linea nera in grassetto.

Allo stesso modo viene soddisfatta la verifica a buckling come si deduce dai valori massimi di rapporto di utilizzo (definito come il rapporto tra la forza di compressione a cui è sottoposto il palo e la forza ammissibile per buckling) che risulta sempre inferiore all'unità.

Non si esclude tuttavia, nelle fasi successive del progetto, di ridurre ulteriormente l'UR tramite un'ottimizzazione della geometria del palo.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting **Studio**

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
64 di 72

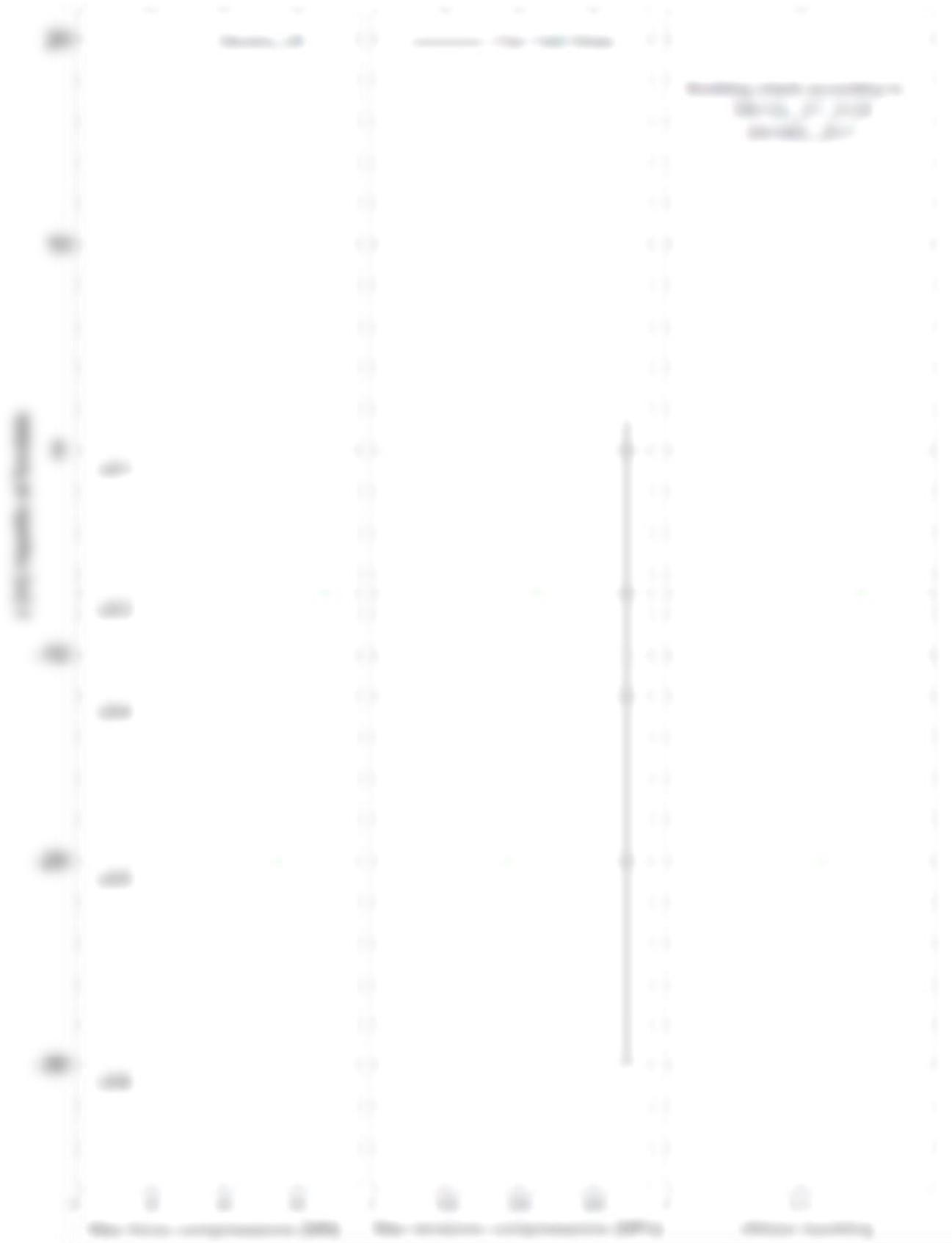


Figura 6.10 – Valori massimi di compressione e di utilizzo a buckling durante l'inflessione – SCI01.

Fonte: WT.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting **Studio**

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
65 di 72

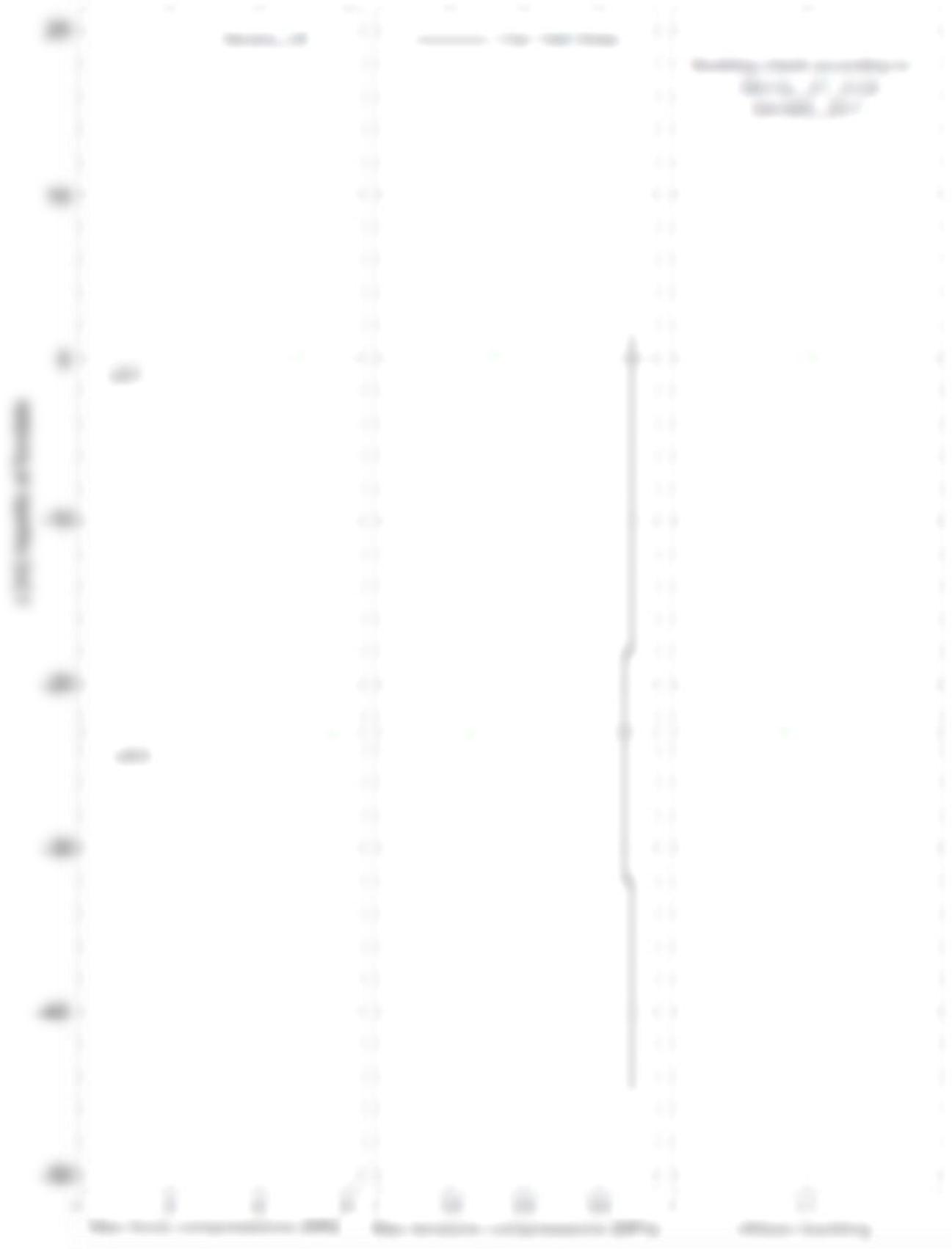


Figura 6.11 – Valori massimi di compressione e di utilizzo a buckling durante l’inflessione – SCI02.

Fonte: WT.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE

PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
66 di 72

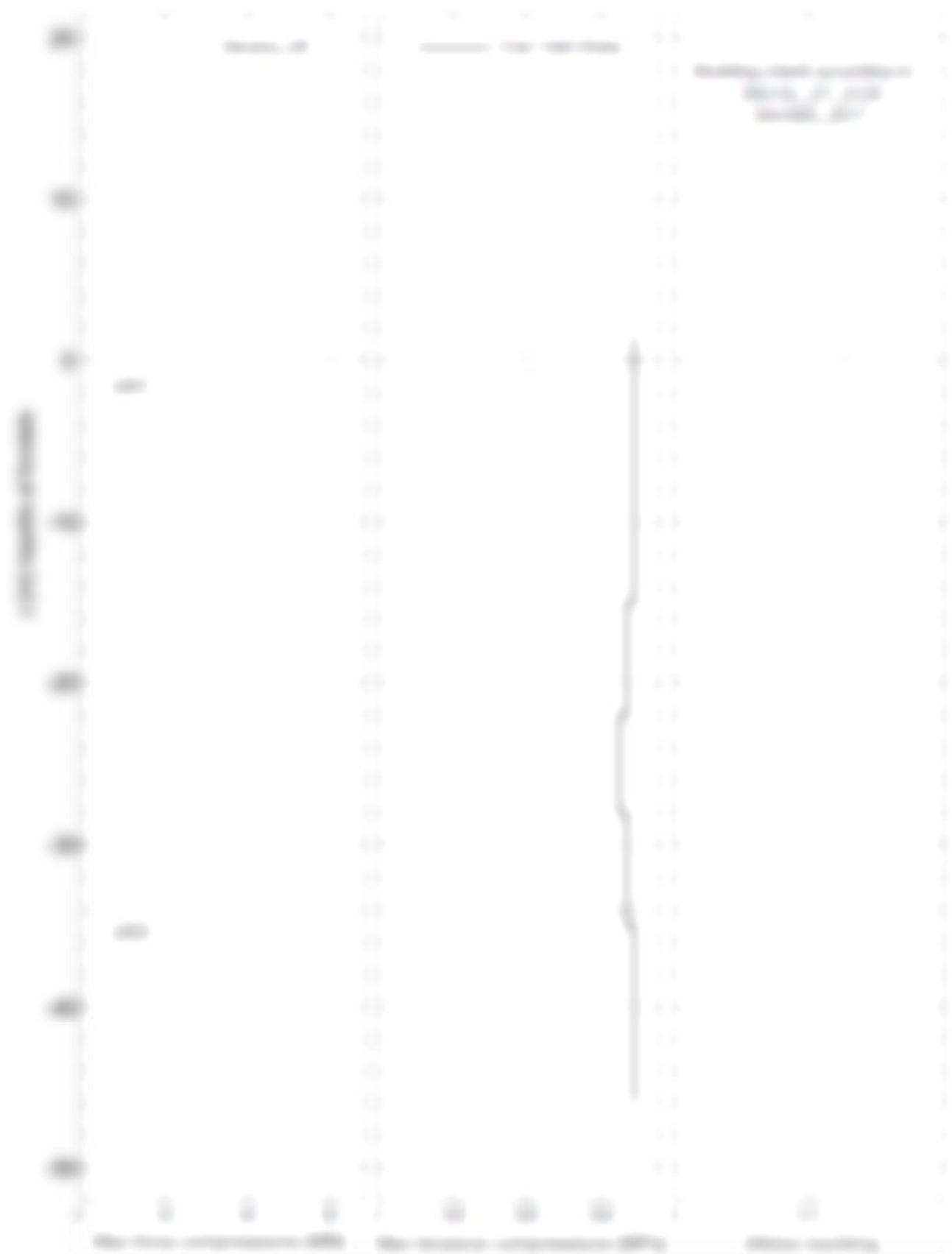


Figura 6.12 – Valori massimi di compressione e di utilizzo a buckling durante l'inflessione – SCI03.

Fonte: WT.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting **Studio**

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
67 di 72

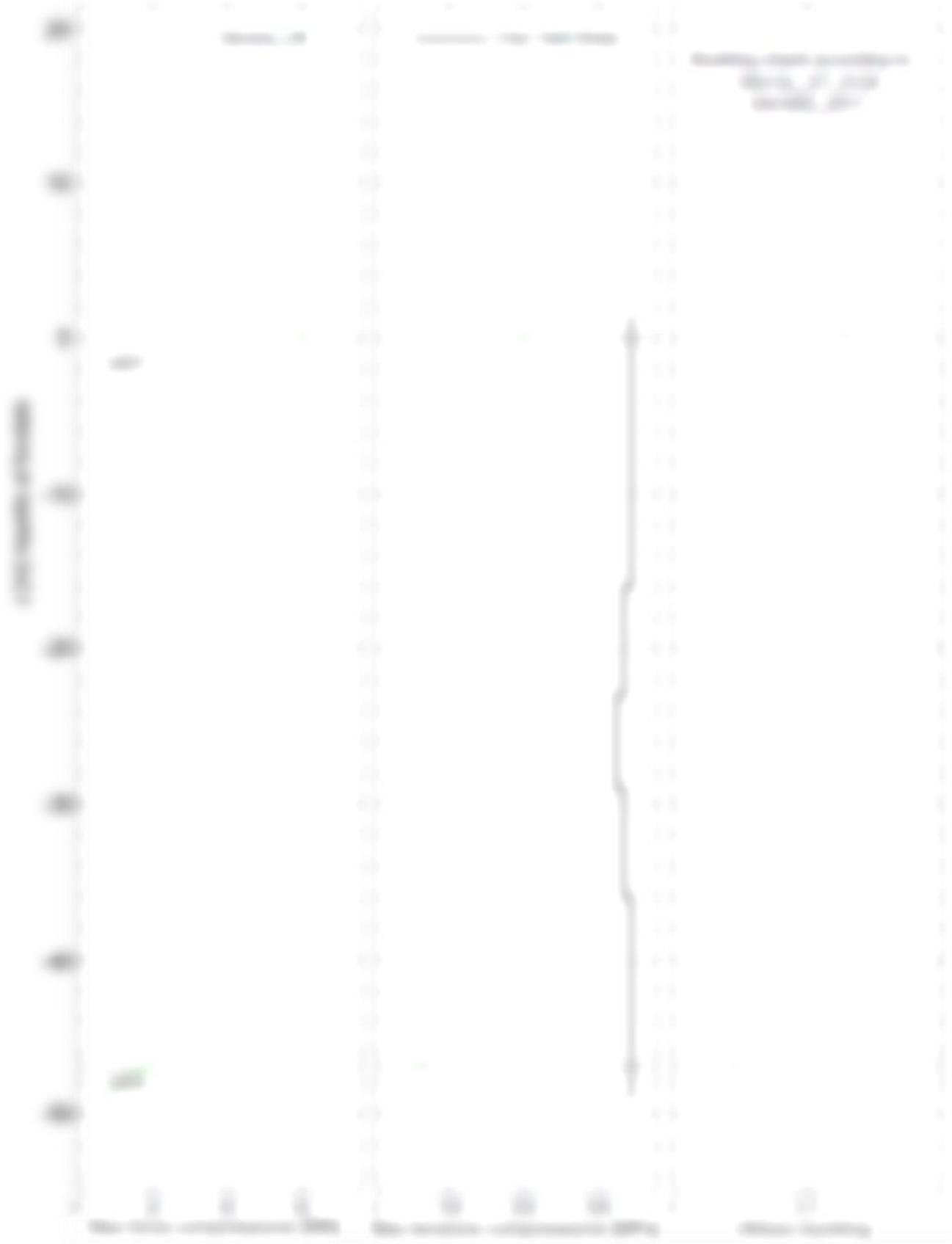


Figura 6.13 – Valori massimi di compressione e di utilizzo a buckling durante l’infissione – SCI04.

Fonte: WT.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE

PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:

C0421SR15RELORM00a

Data emissione:

Marzo 2023

Pagina

68 di 72

7. CONCLUSIONI

Alla luce delle valutazioni e simulazioni effettuate, la scelta progettuale per l'ormeggio e ancoraggio delle 42 turbine eoliche e le due sottostazioni elettriche galleggianti (FOS) consiste nell'adozione di un sistema di ormeggio a 6 linee tese in materiale sintetico (poliestere 2500 Te) e 6 ancoraggi fissi e puntuali del tipo a pali in acciaio (diametro x lunghezza, 2.44 x 30÷49 m).

La selezione è il risultato di una accurata ed approfondita analisi sullo stato dell'arte nel settore offshore e ha prediletto, nel ventaglio delle soluzioni possibili, l'utilizzo di sistemi a ridotto impatto sul fondale e configurabili come BAT (*Best Available Technologies*).

Tutte le valutazioni dimensionali sono state condotte in riferimento a condizioni sito specifiche per quanto riguarda caratteristiche geologiche, geofisiche e meteomarine così come rilevate da approfondita campagna scientifica/oceanografica *in situ*.

La soluzione scelta, sia per quanto riguarda la linea di ormeggio che per l'ancoraggio, ha soddisfatto i requisiti richiesti dalle normative del settore così come di seguito descritto:

- L'analisi di tipo statico allo Stato Limite Ultimo (SLU) e Stato Limite Accidentale (SLA) per le linee di ormeggio ha restituito un rapporto di utilizzo massimo rispettivamente pari a [REDACTED], completamente in accordo con l'utilizzo ammissibile previsto pari a 1.
- L'analisi dell'offset della fondazione ha evidenziato un valore massimo di spostamento della fondazione galleggiante pari a circa [REDACTED], ritenuto accettabile a fronte di un limite massimo [REDACTED].
- L'analisi a fatica per le linee di ormeggio ha restituito un valore del danneggiamento massimo pari a [REDACTED] cui corrisponde un periodo minimo di vita a fatica del progetto pari a [REDACTED] ritenuto soddisfacente considerando anche l'utilizzo di un considerevole fattore di progetto pari a [REDACTED]. Inoltre la vita a fatica prevista risulta comunque superiore alla vita operativa del progetto.
- L'analisi di instabilità a carico di punta (buckling) e la verifica a snervamento per gli ancoraggi in fase di installazione ha restituito rapporti di utilizzo al di sotto del valore ammissibile pari a 1.

Per quanto detto la soluzione progettuale proposta può fin d'ora ritenersi soddisfacente sia dal punto di vista tecnico che della sicurezza e tutela ambientale. Non si esclude tuttavia che, in relazione agli esiti delle previste campagne in situ per la caratterizzazione geotecnica dei fondali e l'acquisizione con boa lidar del regime anemometrico, si possano, in fase di ingegnerizzazione di dettaglio, apportare ulteriori miglioramenti e/o ottimizzazioni anche in coerenza con le nuove BAT disponibili.



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
70 di 72

APPENDICE

Martello idraulico del tipo IHC IQIP

I martelli idraulici prodotti dalla IHC IQIP possono essere utilizzati per l'installazione delle fondazioni offshore di turbine eoliche come monopali, strutture jacket e tripod, e pali di ancoraggio per i sistemi di ormeggio. La IHC IQIP dispone di 3 serie di martello idraulico: la serie IQ, la serie S e la serie SW. Essi possono essere impiegati anche per installazione sottomarina.

I range di energia per la battitura variano entro questi intervalli:

- S-30 ÷ S-2000, da 30 kJ fino a 200 kJ;
- SW-90 ÷ SW-500, da 90 kJ fino a 500 kJ;
- IQ2 ÷ IQ6, da 3600 kJ fino a 660 kJ.

Il maglio del martello viene accelerato per gravità e per mezzo di una pressione di un gas sopra il pistone, raggiungendo una accelerazione massima pari a 2g. Il martello può operare con qualsiasi inclinazione, anche in maniera orizzontale, grazie al fatto di poter impostare la forza di accelerazione in maniera indipendente.



IQ Series Hydrohammer



S Series Hydrohammer



SW Series Hydrohammer

Le caratteristiche principali di questi martelli sono le seguenti:

- **trasferimento di energia:** il trasferimento dell'energia tra componenti in acciaio assicura una forza di picco, applicata sulla testa del palo, estremamente elevata;
- **maglio in un unico pezzo solido:** il peso del maglio, il perno e la biella del pistone sono forgiati a formare un unico pezzo, eliminando il rischio di separazione delle parti;
- **materiale:** il materiale impiegato, ovvero lega di acciaio forgiato, garantisce durata e resistenza e consente di lavorare a piena potenza durante l'infissione;
- **shock absorber:** la struttura, robusta e comprovata, garantisce un'ottima resistenza alle forze di reazione del palo;
- **multifunzionalità:** possono essere impiegati per installazioni sopracquee e sottomarine;
- **energia di accelerazione:** il peso, relativamente basso, e gli elevati valori di forza applicata, sono ideali per vincere la resistenza del terreno;
- **controllo del martello:** il numero dei colpi per minuto e l'energia d'impatto sono regolabili;
- **monitoraggio in tempo reale:** i dati dell'infissione sono direttamente stampati o archiviati per consentire analisi più dettagliate;



Ichnusa wind power srl

iLStudio.
Engineering & Consulting Studio

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE
PROGETTO DEFINITIVO

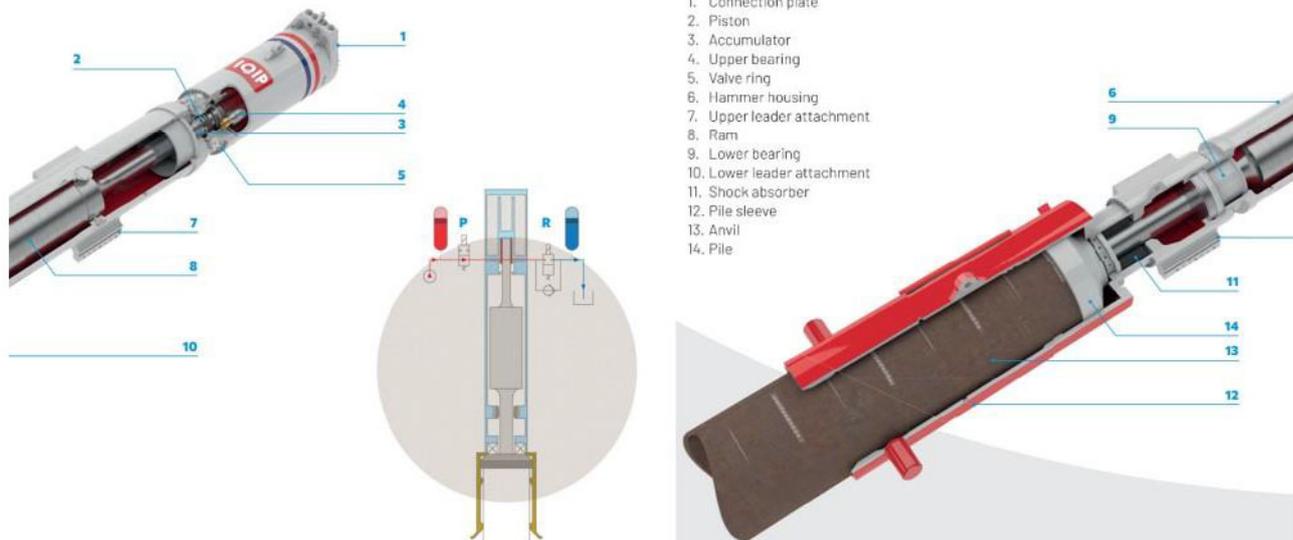
Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:
C0421SR15RELORM00a

Data emissione:
Marzo 2023

Pagina
71 di 72

- **ecologico:** può essere impiegato olio biodegradabile, inoltre la riduzione del rumore è ottimizzata.



Componenti dell'Hydrohammer IHC IQIP



Ichnusa wind power srl

iLStudio.

Engineering & Consulting **Studio**

PARCO EOLICO FLOTTANTE NEL MARE DI SARDEGNA SUD OCCIDENTALE

PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica - Dimensionamento delle strutture di ancoraggio e ormeggio

Codice documento:

C0421SR15RELORM00a

Data emissione:

Marzo 2023

Pagina

72 di 72

Il presente documento, composto da n. 81 fogli è protetto dalle leggi nazionali e comunitarie in tema di proprietà intellettuali delle opere professionali e non può essere riprodotto o copiato senza specifica autorizzazione del Progettista.

Taranto, Marzo 2023

Dott. Ing. Luigi Severini