



PROPONENTE

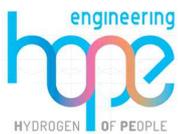


PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO OFFSHORE
NELLO STRETTO DI SICILIA - EUREKA WIND
38 WTG – 570 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Progettazione e Studio di Impatto Ambientale



Studio misure di mitigazione e compensazione



7_CANTIERIZZAZIONE, MANUTENZIONE E DISMISSIONE

REV. DATA DESCRIZIONE

R.7.1 Relazione tecnica generale cantierizzazione

00 07/24 1ª emissione



INDICE

1	PREMESSA.....	1
2	DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI.....	3
	2.1 L'AREA DI PROGETTO.....	7
	2.2 CARATTERISTICHE DELLE OPERE.....	7
	2.2.1 Aerogeneratori.....	7
	2.2.2 Fondazioni flottanti.....	8
	2.2.3 Sottostazione offshore.....	8
3	FONDAZIONI FLOTTANTI E AEROGENERATORI.....	10
	3.1 MODALITÀ ESECUTIVE.....	10
	3.1.1 Fondazioni flottanti.....	10
	3.1.2 Installazione aerogeneratori.....	13
	3.2 CANTIERE TIPO E INDIVIDUAZIONE AREE PORTUALI POTENZIALMENTE IDONEE.....	15
	3.2.1 Il porto di Augusta.....	17
4	ANCORAGGI E ORMEGGI.....	20
	4.1 METODOLOGIE.....	21
	4.1.1 Pali infissi.....	21
	4.1.2 Linee di ormeggio e aggancio al floater.....	26
	4.2 REQUISITI DELLE NAVI DI SUPPORTO.....	28
	4.2.1 Pali infissi.....	28
	4.2.2 Posa dei cavi.....	29
5	SOTTOSTAZIONE OFFSHORE.....	30
	5.1 JACKET - INSTALLAZIONE.....	30
	5.2 PALI - ESECUZIONE.....	32
	5.3 TOPSIDES.....	33
6	ELETTRODOTTI OFFSHORE.....	36
	6.1 COLLEGAMENTI TRA GLI AEROGENERATORI E LA STAZIONE ELETTRICA OFFSHORE.....	37
	6.2 POSA DEL CAVIDOTTO MARINO NEL TRATTO IN TRINCEA.....	37
	6.3 POSA DEL CAVIDOTTO MARINO IN APPOGGIO.....	38
	6.4 REALIZZAZIONE DEL CAVIDOTTO MARINO IN TOC.....	40
	6.5 RISOLUZIONE DI EVENTUALI INTERFERENZE OFFSHORE.....	43
7	ELETTRODOTTI ONSHORE.....	45
	7.1.1 Buche giunti intermedie.....	45
	7.2 RISOLUZIONE DELLE INTERFERENZE ONSHORE.....	46
8	SINTESI DELLE GENERALE DELLE FASI DI REALIZZAZIONE.....	48
9	GESTIONE E MANUTENZIONE.....	50
	9.1 MANUTENZIONE PREVENTIVA.....	50
	9.2 ISPEZIONE.....	50



	9.3	MANUTENZIONE CORRETTIVA	50
	9.4	SOSTITUZIONE DEI COMPONENTI PRINCIPALI E MANUTENZIONE STRAORDINARIA	51
	9.5	PARTI DI RICAMBIO E REQUISITI DI STOCCAGGIO	51
10		DISMISSIONE	52
	10.1	OPERAZIONI OFFSHORE	52
	10.2	OPERAZIONI ONSHORE	52
	10.3	RECUPERO DI MATERIA E FINE VITA	53

1 PREMESSA

Gli impianti eolici offshore galleggianti sono caratterizzati da strutture complesse, che richiedono l'impiego di grandi quantità di materiali: una fondazione galleggiante ha in media un peso di circa 5.000 t, ponendo un tema di grande rilievo sia sotto il profilo dell'approvvigionamento che delle lavorazioni associate. Dalle analisi svolte in fase progettuale è emerso che ad oggi le tipologie "ready to build" (con TRL ≥ 8) sono la **SPAR** (stabilizzata da zavorra), la **TPL** (stabilizzata a ormeggio) e la **semisommersibile** (stabilizzata con figura di galleggiamento). Nel caso in esame, dato che le profondità di installazione sono piuttosto contenute (la tipologia SPAR è pensata per acque con profondità superiore a 130 m) l'unica alternativa perseguibile è la fondazione semisommersibile, e in particolare l'unica attualmente disponibile con un TRL 9, ovvero quella prodotta da Principle Power (**Windfloat**).



Windfloat by Principle Power

Il tema principale correlato alla realizzazione delle fondazioni galleggianti è quello sotteso alle modalità di approvvigionamento dei materiali e sulle modalità di integrazione dei componenti. Nella figura seguente si riporta una tabella di sintesi relativa alla capacità produttiva associata ai vari paesi, in Europa e Asia, estratta dalla pubblicazione DNV "Comparative study of concrete and steel substructures for FOWT" (report No 2021-1314).

		Local supply chain capacity to meet demand			
		Materials & Suppliers	Labour and Experience	Shipyard Production at Scale	Overall
Europe	United Kingdom	●	●	●	●
	France	●	●	●	●
	Norway	●	●	●	●
	Spain	●	●	●	●
	Portugal	●	●	●	●
	Germany	●	●	●	●
	Italy	●	●	●	●
	Turkey	●	●	●	●
Asia	China	●	●	●	●
	South Korea	●	●	●	●
	Japan	●	●	●	●

● = Unable to meet demand
 ● = Partially meets demand
 ● = Fully meets demand

L'anello debole della catena messo in evidenza da questo studio, per quanto riguarda l'Italia (ma potremmo dire per l'Europa in generale), è l'**approvvigionamento** dell'acciaio necessario per far fronte alla domanda. Si rappresenta che lo stabilimento Acciaierie di Sicilia, del gruppo Alfa Acciai, possiede una capacità produttiva potenziale di circa 500.000 di tonnellate all'anno, pertanto in grado di rispondere alla domanda di approvvigionamento dell'eolico offshore per circa 95 aerogeneratori fino al 2030, tuttavia dedicando ad essa quasi la totalità di produzione annua. Considerato che al momento, come detto, la tecnologia Windfloat è caratterizzata da una maggiore maturità e che dai predimensionamenti strutturali condotti in questa fase progettuale sembra restituire un miglior comportamento, al momento si ritiene che Windfloat sia la soluzione preferibile.

Affianco al tema dell'approvvigionamento, l'altro elemento critico connesso alla realizzazione di questi impianti è costituito dalla **disponibilità di aree portuali con caratteristiche adeguate**. Questa tipologia di impianti prevede, infatti, una modalità realizzativa che coinvolge in maniera significativa le infrastrutture portuali: in estrema sintesi, la struttura galleggiante (floater), del peso complessivo di circa 5.000 tonnellate (nel caso di manufatto interamente in acciaio, il peso si incrementa ulteriormente in caso di struttura mista acciaio/calcestruzzo) e dimensioni in pianta che superano i 6.000 mq, viene assemblata interamente in porto, insieme all'aerogeneratore (che ha uno sviluppo in altezza complessivo circa 250 m), e trasportata nella posizione di progetto tramite rimorchiatori. Si tratta, in sostanza, di allestire nelle aree portuali disponibili dei cantieri semipermanenti (si stima una durata di 3 anni per l'impianto in esame con una producibilità di circa 13 floater all'anno) in cui dovranno trovare posto le aree per lo sbarco e lo stoccaggio dei semilavorati che compongono il floater, le aree per l'assemblaggio e la saldatura dei semilavorati e il successivo sbarco su chiatte semisommergibili, le aree per lo sbarco e lo stoccaggio dei componenti degli aerogeneratori, le aree per il successivo montaggio degli aerogeneratori sui floater terminati.

Ad oggi probabilmente nessun porto in Italia soddisfa tutti i requisiti necessari per l'allestimento dei componenti che costituiscono un impianto eolico offshore: oltre alla necessità di ampi spazi da dedicare ai montaggi e ai sollevamenti, è necessario che le banchine portuali garantiscano valori di portata pari a circa 16 t/mq (raramente le banchine portuali possiedono caratteristiche di portata superiore a 4 t/mq). Per quanto riguarda la Sicilia, il porto di Augusta presenta due ampi spazi utilizzabili per i montaggi, ma andrebbero verificate le caratteristiche di portata delle banchine.

Le altre componenti dell'impianto, infine, richiedono l'attivazione di procedure costruttive abbastanza standard: le opere a mare, quali ancoraggi, sottostazione e posa elettrodotti fanno infatti riferimento a tecnologie consolidate e non si presentano particolari criticità per gli approvvigionamenti; per le opere a terra il progetto in esame prevede esclusivamente un elettrodotto in altissima tensione interrato posto praticamente sempre su strada, con qualche deviazione aree private ad uso agricolo, con opere di rete e di utenza per la successiva connessione alla stazione Terna "Chiaramonte Gulfi – Priolo", previa realizzazione di alcuni interventi previsti dal Piano di Sviluppo della stessa società.

Nel seguito della relazione, dopo un doveroso riepilogo sulle caratteristiche costruttive dell'impianto, si passano in rassegna le modalità e le fasi costruttive relative a:

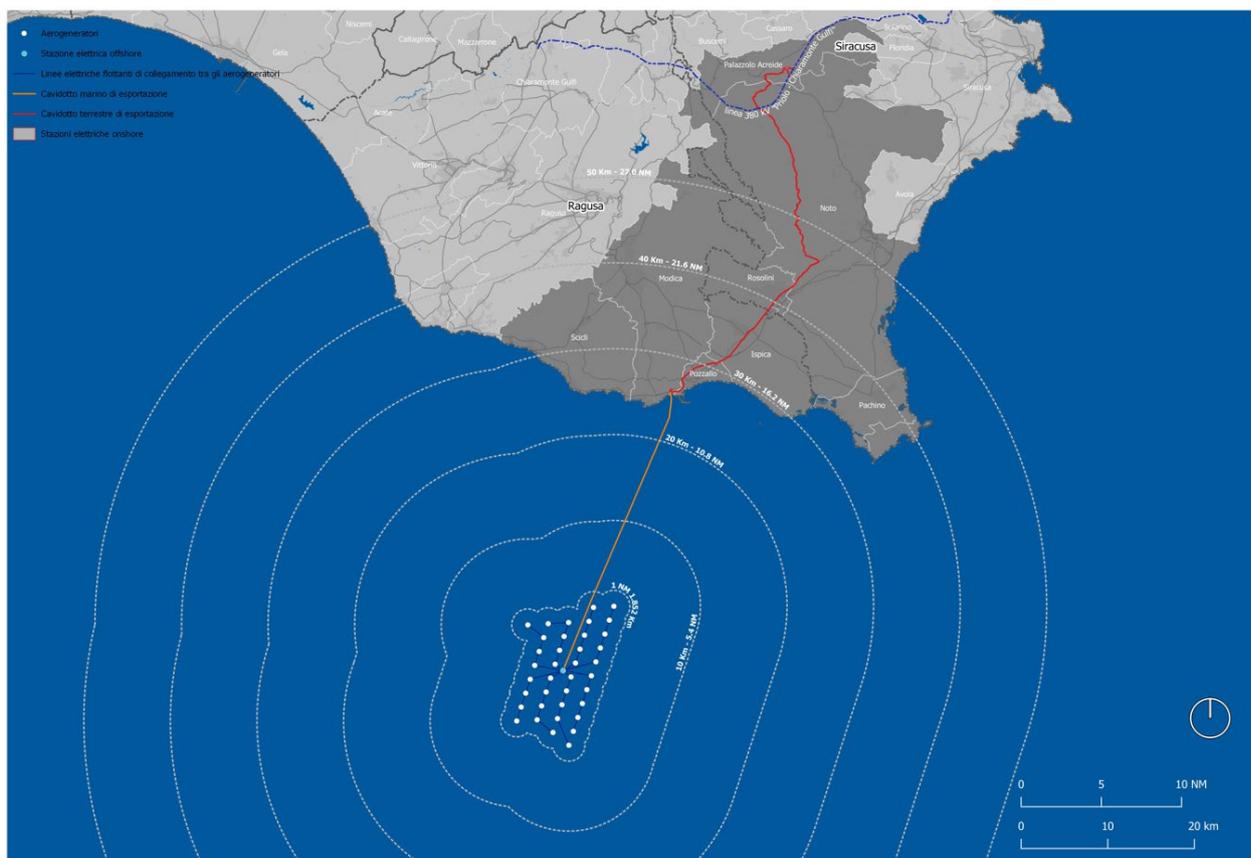
- Fondazioni flottanti e aerogeneratori
- Ancoraggi
- Sottostazione offshore
- Elettrodotti offshore
- Elettrodotto onshore

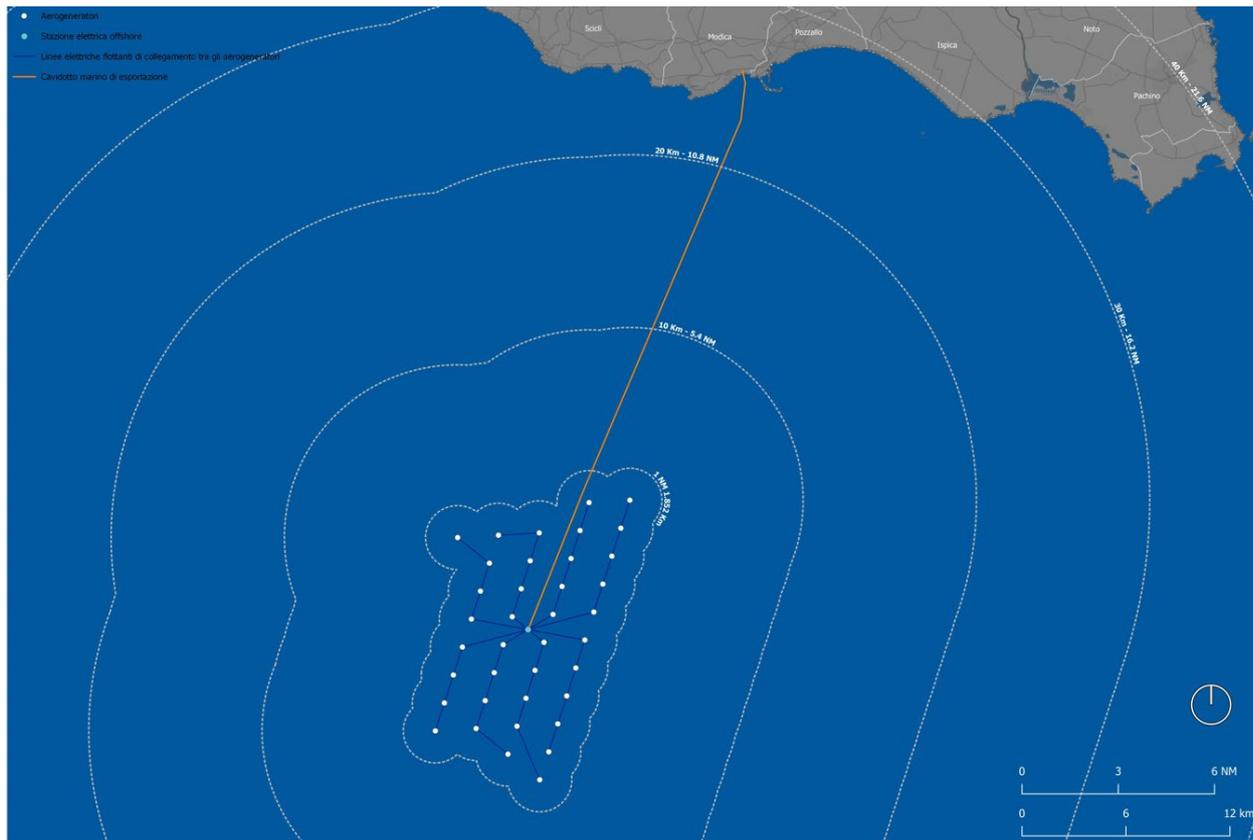
2 DESCRIZIONE DEGLI INTERVENTI

Scopo del progetto è la realizzazione di un “Parco Eolico” per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica e l’immissione dell’energia prodotta, attraverso un’opportuna costruzione delle infrastrutture di rete, sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

I principali componenti dell’impianto per la parte offshore sono:

- **38 generatori eolici** installati su torri tubolari in acciaio e le relative fondazioni flottanti suddivisi in 8 sottocampi;
- **8 linee elettriche in cavo sottomarino** di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione elettrica di raccolta e di trasformazione offshore, con tutti i dispositivi di trasformazione di tensione e sezionamento necessari;
- **Una Stazione Elettrica Off-Shore (66/400 kV) (SE)**, ovvero tutte le apparecchiature elettriche (interruttori, sezionatori, TA, TV, ecc.) necessarie a raccogliere l’energia prodotta nei sottocampi eolicivi elevandone la tensione da 66 kV a 400 kV. La stazione elettrica marina sarà posizionata in posizione baricentrica rispetto al parco eolico, alla distanza minima di circa 32 Km pari a circa 17.3 miglia nautiche dalla terra ferma;
- **Un elettrodotto di esportazione in HVAC** della lunghezza di circa 35 km pari a circa 19 miglia nautiche, caratterizzato da un tratto in cavo marino a 400 kV, servirà per collegare l’impianto eolico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sulla terra ferma.





Rappresentazione sintetica delle opere offshore con indicazione delle isodistanze dagli aerogeneratori

Le opere a terra previste sono strettamente legate alla necessita di collegare l’impianto eolico offshore alla rete di trasmissione nazionale gestita da TERNA spa. La soluzione tecnica di connessione indicata da TERNA con preventivo di connessione **Codice Pratica: 202203043** prevede che la centrale sia collegata in antenna a 380 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) a 380 kV da inserire in entra – esci alla linea 380 kV della RTN “Chiamonte Gulfi – Priolo” previa realizzazione di alcuni interventi previsti dal Piano di Sviluppo di Terna.

Le opere previste dal Piano di Sviluppo TERNA hanno iter autorizzativo indipendente, gestito dalla citata Società di Gestione della RTN e sono motivate da esigenze di rete che prescindono dalla realizzazione dell’impianto eolico Eureka Wind.

Nell’iter di progetto dell’impianto eolico offshore saranno comprese le opere di rete e le opere di utenza per la connessione indicate da TERNA secondo le definizioni dell’allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i.

Nel caso specifico:

- Le **opere di rete** sono costituite dalla nuova Stazione Elettrica (SE) a 380 kV da inserire in entra – esci alla linea 380 kV della RTN “Chiamonte Gulfi – Priolo”, dallo stallo di arrivo Produttore nella suddetta SE e dai raccordi aerei per la realizzazione del collegamento in entra – esce nella linea Chiamonte Gulfi - Priolo
- Le **opere di utenza** sono costituite dall’elettrodotto in antenna a 380 kV per la connessione dell’impianto eolico offshore al suddetto stallo, dalle attrezzature necessarie per non determinare un degrado della qualità di tensione del sistema elettrico nazionale e dalle attrezzature necessarie per la condivisione dello stallo in stazione con altri impianti di produzione.

Nel documento di assegnazione del punto di connessione (STMG), la società di gestione della RTN specifica che, per ottimizzare l'uso delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo dedicato

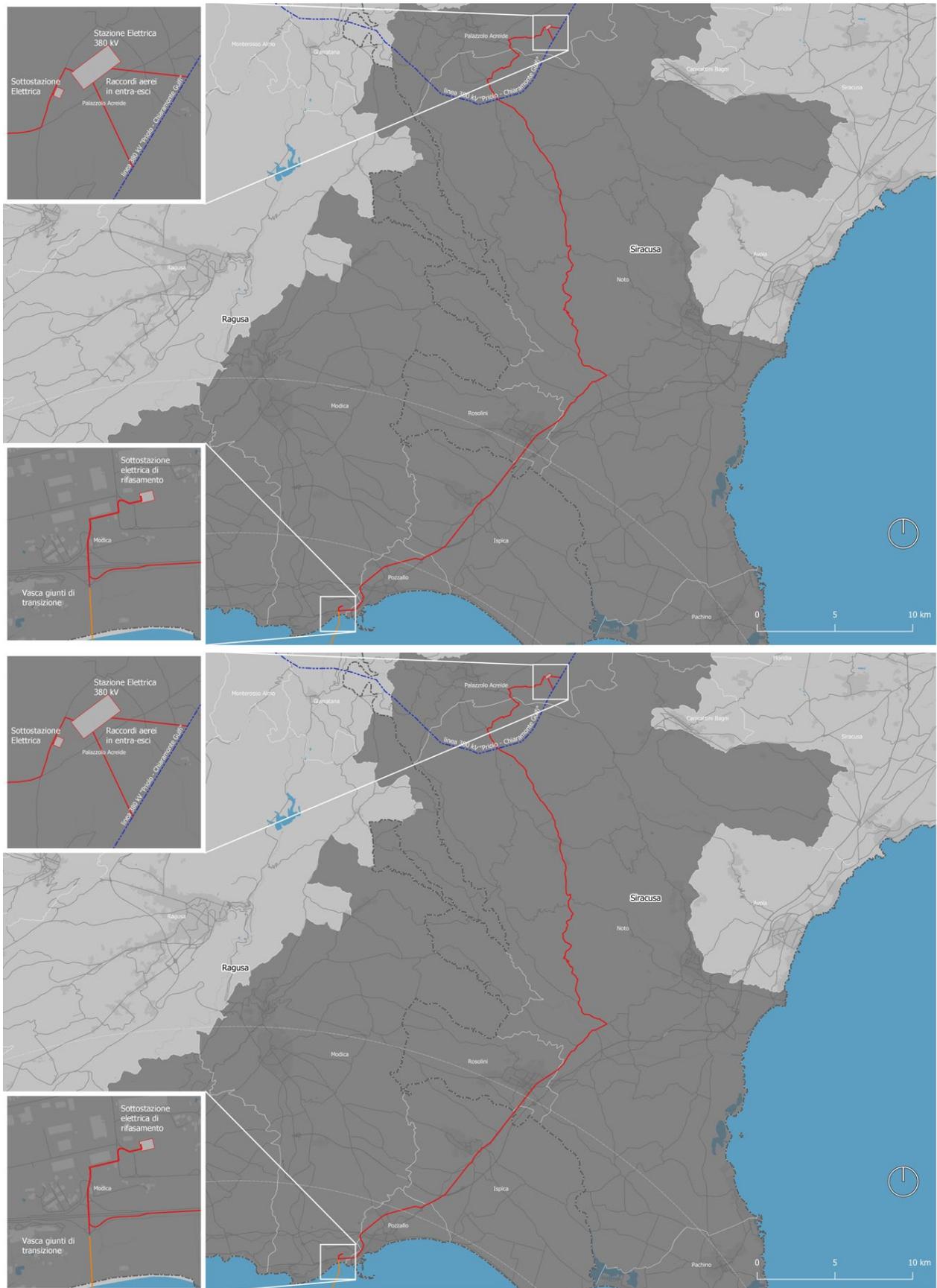
all'impianto Eureka Wind con altri eventuali impianti di produzione. In altre parole, per collegare l'energia prodotta dalla centrale eolica offshore alla rete, **l'impianto utente dovrà essere dotato di una Sottostazione Elettrica condominiale (SSE), che permetta di condividere lo stesso stallo di connessione con altri produttori.**

Nelle vicinanze del punto di sbarco previsto nel comune di Modica, si prevede la realizzazione di una buca giunti interrata per la transizione da cavo marino a cavo terrestre. Da questo punto, il cavo proseguirà in posa interrata, seguendo la viabilità pubblica esistente, con brevi tratti posizionati su terreni agricoli. Il tracciato previsto avrà una **lunghezza di circa 57 km** e coinvolgerà i territori comunali di Modica, Pozzallo e Ispica nella provincia di Ragusa, oltre a Rosolini, Noto e Palazzolo Acreide nella provincia di Siracusa.

Per non determinare il degrado della qualità di tensione nella RTN si prevede la realizzazione di due sottostazioni elettriche di rifasamento onshore per la compensazione della potenza reattiva: la prima ubicata in un edificio industriale nelle vicinanze del punto di approdo e la seconda in prossimità della nuova Stazione Elettrica (SE) a 380 kV, corrispondente al punto di connessione alla RTN.

In tale ipotesi le opere onshore per **l'impianto di utenza** constano di:

- **vasca giunti di transizione interrata**, posizionata nelle vicinanze del punto di approdo nel comune di Modica, consentirà la transizione dal cavo sottomarino al cavo destinato alla posa interrata;
- **la prima sottostazione elettrica di rifasamento isolata in GIS**, necessaria alla compensazione della potenza reattiva prodotta dalla rete in cavo marino e interrato. La sottostazione in GIS sarà collocata in un edificio industriale situato nel comune di Modica, nelle vicinanze del punto di approdo;
- **elettrodotta interrata in doppia terna a 380 kV**, esteso per circa 57 km, sarà prevalentemente situato in corrispondenza o in affiancamento alla viabilità pubblica con brevi transiti su terreni agricoli. La posa avverrà principalmente attraverso scavi a sezione obbligata, la gestione delle interferenze principali prevede la realizzazione di alcuni tratti posati mediante la tecnica priva di scavi denominata "Trenchless Onsite Construction" (TOC). I tratti in TOC avranno lunghezze variabili, come rappresentato negli elaborati di progetto;
- **serie di 61 vasche giunti intermedie**, situate lungo il tracciato del cavidotto interrato con interdistanza variabile tra 800 e 1000 metri, le giunzioni intermedie saranno realizzate nell'ambito dello scavo a sezione obbligata previsto per la posa dell'elettrodotta;
- **la seconda sottostazione elettrica di utenza isolata in GIS per la condivisione dello stallo ed equipaggiata con un sistema di rifasamento**. Quest'opera sarà collocata in un edificio industriale situato nel comune di Palazzolo Acreide, nelle vicinanze della nuova Stazione Elettrica prevista sulla linea 380 kV della RTN "Chiaramonte Gulfi – Priolo".



Localizzazione delle opere onshore

Per quanto riguarda le **Opere di Rete** è importante notare che la progettazione della Stazione Elettrica (SE) a 380 kV da inserire in entrata – uscita alla linea 380 kV della RTN “Chiaramonte Gulfi – Priolo” è responsabilità di un soggetto 'capofila', selezionato da Terna S.p.a. tra i produttori coinvolti nelle stesse opere di rete. Tale documentazione è da includere nella documentazione progettuale e nelle procedure autorizzative di tutti gli impianti di produzione da collegare alle medesime opere di rete. Nel caso specifico, il ruolo di capofila è affidato a un soggetto terzo, pertanto il pacchetto progettuale completo riferito alla nuova Stazione Elettrica a 380 kV sarà inserito tra gli elaborati progettuali dell'impianto Eureka Wind, così come redatto dalla società responsabile presso Terna s.p.a.

2.1 L'AREA DI PROGETTO

L'impianto, chiamato Eureka Wind, sarà costituito da 38 aerogeneratori con una potenza unitaria di 15 MW, per una potenza nominale totale di 570 MW. Questi aerogeneratori saranno installati su fondazioni flottanti. In aggiunta, si prevede la realizzazione di una sottostazione elettrica di trasformazione 66/400 kV montata su un jacket di tipo fisso. Entrambi saranno posizionati nello Stretto di Sicilia, precisamente nel Canale di Malta, in acque internazionali, sulla Piattaforma Continentale Italiana. Questa zona è situata di fronte ai comuni di Scicli, Modica, Pozzallo, Ispica, Pachino e Portopalo di Capo Passero. L'energia prodotta sarà esportata attraverso un cavo marino il cui approdo è previsto nel comune di Modica.

Le opere di connessione sulla terraferma per l'immissione dell'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), coinvolgeranno le province di Ragusa e Siracusa, includendo i seguenti comuni: Modica, Pozzallo e Ispica nella provincia di Ragusa e Rosolini, Noto e Palazzolo Acreide nella provincia di Siracusa.

La distanza minima dalla costa è di 23,5 km pari a circa 12,7 NM:

Le distanze minime del primo aerogeneratore rispetto alla costa per le località citate sono rappresentate nella seguente tabella:

▪ Scicli (RG)	23,8 km	12,85 NM
▪ Modica (RG)	23,5 km	12,70 NM
▪ Pozzallo (RG)	23,4 km	12,63 NM
▪ Ispica (RG)	29,2 km	15,76 NM
▪ Pachino (SR)	33,0 km	17,81 NM
▪ Portopalo di C.P.(SR)	34,0 km	18,35 NM

Si è scelto di individuare un'area posta oltre il limite delle acque territoriali e molto distante dalla costa in modo da ridurre gli impatti ambientali e paesaggistici e l'interferenza con le attività antropiche in essere quali la pesca locale, il traffico navale e gli usi militari.

Dentro l'area selezionata, gli aerogeneratori sono posizionati secondo una disposizione a quinconce con un passo di 2,2 km equivalente a 1,2 NM in larghezza e 1,7 km, ovvero 0,9 NM, in lunghezza. La distanza minima tra gli aerogeneratori è di 1700 metri. Tale distanza minima è superiore al valore corrispondente a 5 volte il diametro del rotore delle macchine previste pari a 236 metri.

2.2 CARATTERISTICHE DELLE OPERE

Si riporta di seguito una sintesi delle principali caratteristiche delle opere descritte nei successivi paragrafi.

2.2.1 Aerogeneratori

P _{nom} :	15.000 kW
Diametro rotore	291 m
Torre:	Tubolare – con 6 tronchi – altezza 170 m

2.2.2 Fondazioni flottanti



Descrizione	Unità	Valore
Potenza WTG	MW	15
N. di Colonne	#	3
Diametro Colonne	m	15
Distanza tra gli assi delle Colonne	m	80
Altezza Colonne	m	30
Peso	t	4300

2.2.3 Sottostazione offshore

Per il campo eolico Eureka sarà installata una sottostazione in 140 m di profondità. Le strutture della sottostazione offshore sono di tipo fisso e sono composte dai seguenti componenti:

- sottostruttura (Jacket);
- pali di fondazione;
- sovrastruttura (Topsides).

Il Jacket è una struttura reticolare saldata in acciaio tubolare a 4 gambe di forma tronco piramidale, che si estende dal fondale -130m / -150m, a elevazione +13.3m sul livello del mare. Gli elementi tubolari e diagonali di controventatura sono disposti su quattro file principali, con inclinazione 1/20, e 6 piani orizzontali con distanza massima di interpiano di 27m.

I J-tubes sono tubi in acciaio che forniscono guida e protezione meccanica per i cavi sottomarini in risalita dal fondale, che sono contenuti al loro interno. I cavi entrano attraverso la campana predisposta sul fondo (bellmouth) e sono guidati fino a raggiungere il cable deck (+16.0m), piano a cui si trovano i sistemi di sospensione (hang-off). All'interno della struttura del Jacket sono presenti n°8 J-tube di import da 16" e n°1 J-tube di export da 24" opportunamente vincolati alla struttura del jacket tramite un sistema di guide che limita la lunghezza delle campate libere e il rischio di vibrazioni indotte da vortici (VIV) in condizioni di corrente, onde e corrente e onde.

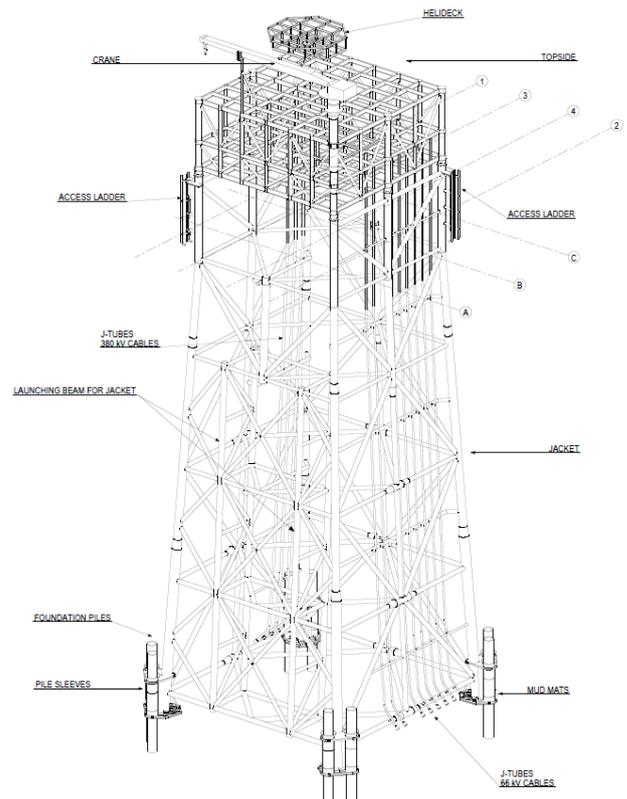
La piattaforma è dotata di due attracchi disposti sulle due gambe del Jacket per consentire l'accesso dal mare tramite Crew Transfer Vessel (CTV). Gli attracchi sono fissati alla struttura principale e pertanto saranno installati insieme al Jacket.

La struttura del Jacket è ancorata al fondale mediante pali di fondazione di tipo 'skirt piles', posizionati ai quattro angoli. I pali sono infissi nel terreno a mezzo battitura (con battipalo idraulico subacqueo) attraverso delle opportune guide (pile sleeves) saldamente connesse alla base della jacket. Una volta raggiunta l'infissione di progetto, i pali saranno collegati al Jacket pompando malta di cemento nell'intercapedine tra palo e guida con apposito sistema di iniezione.

Il Topsides è una struttura tralicciata a 4 livelli, al cui interno si trovano tutte le apparecchiature elettriche, gli impianti e il modulo alloggi.

I principali livelli previsti sono (quote rispetto al livello del mare):

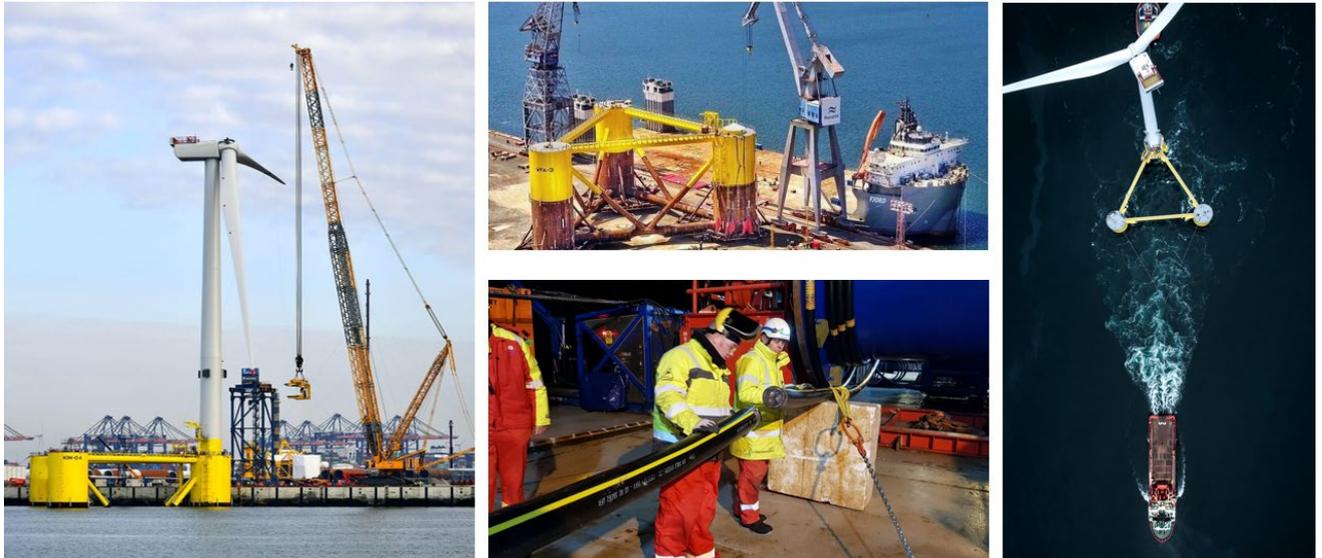
- Livello 1 – el. +16.0m - Cable deck e Main deck: piano a cui arriva la sommità dei J-tube, dedicato a fornire adeguata portata e spazio per i sistemi di pulling e per il routing dei cavi ai GIS 66kV e 380kV; e a cui si trovano main transformers e shunt reactors;
- Livello 2 - el. +23.0m – Utility deck: semi-piano a cui sono alloggiati i GIS 66kV, 380kV e le control rooms;
- Livello 3 - el. +28.6m – Accommodation: semi-piano intermedio per gli alloggi;
- Livello 4 - el. +34.0m - Weather deck: copertura di capacità portante adeguata al carico e la movimentazione di attrezzature, che alloggia i cooler dei main transformers/shunt reactors e i generatori diesel
- Livello 5 - el.+37.0m - Helideck: piano di appontaggio per elicotteri.



3 FONDAZIONI FLOTTANTI E AEROGENERATORI

3.1 MODALITÀ ESECUTIVE

Come accennato in premessa, le piattaforme semisommersibili, sia in acciaio che in calcestruzzo, sono realizzate integralmente a terra, dove viene eseguita anche l'erection dell'aerogeneratore, per poi essere trasportate in galleggiamento, mediante rimorchiatori, nel sito di installazione.



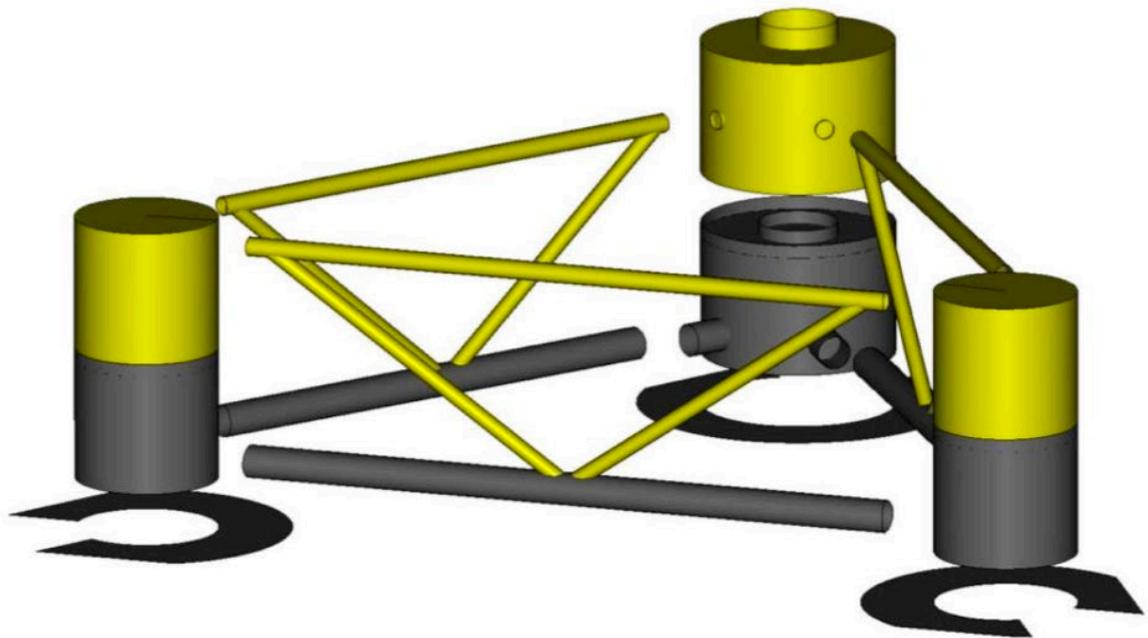
3.1.1 Fondazioni flottanti

Normalmente, per queste strutture è possibile definire due possibili scenari di assemblaggio:

- Fabbricazione in un unico sito: sono ovviamente richieste aree di cantiere molto ampie, nelle quali è necessario organizzare tutta la filiera per la costruzione, assemblaggio e stoccaggio. Si tratta in sostanza di progettare un vero e proprio stabilimento in grado di produrre centinaia di tonnellate al giorno di acciaio, richiedendo occupazione di spazi difficilmente disponibili nelle aree portuali. Di seguito un'immagine di un cantiere con tre unità in parallelo.



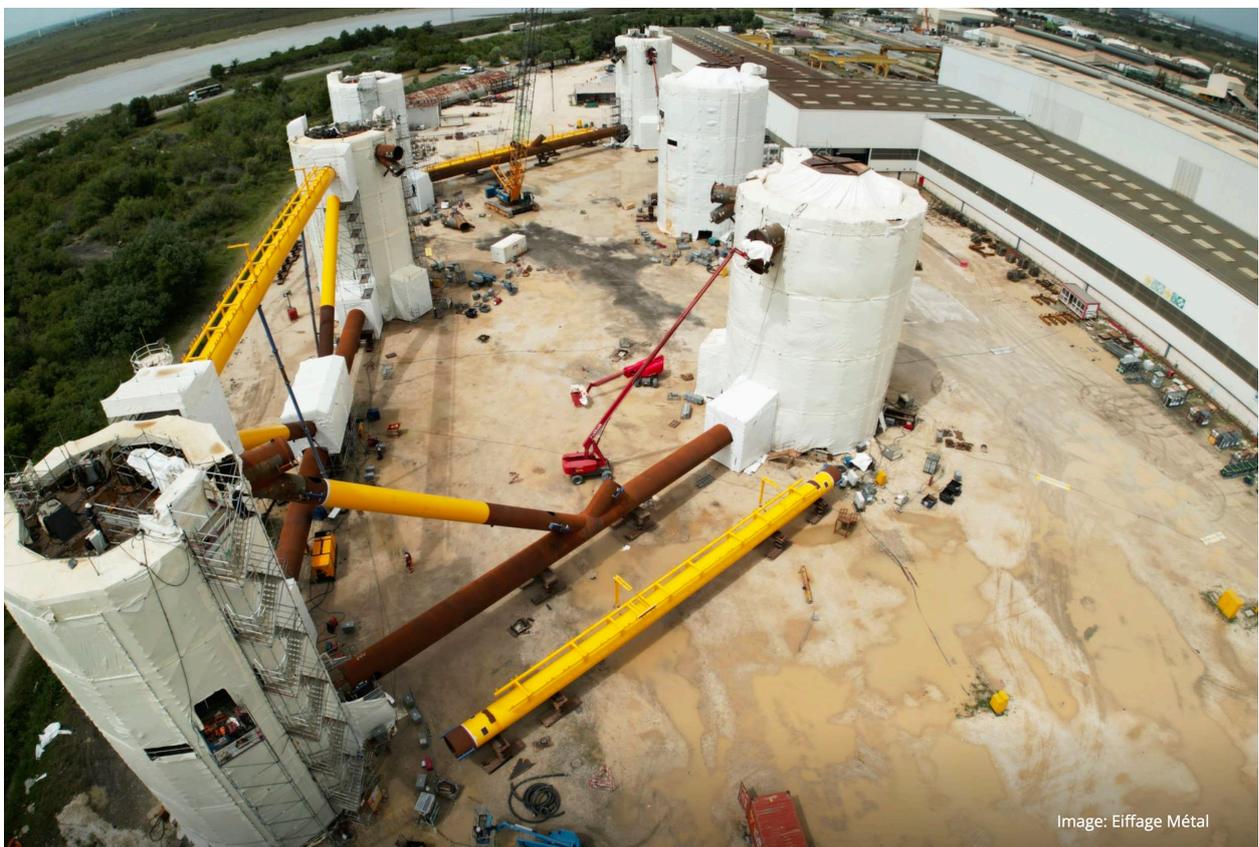
- Fabbricazione modulare: il floater può essere realizzato assemblando moduli fabbricati separatamente da più imprese locali, consentendo di massimizzare la produttività e minimizzare le superfici impegnate in area portuale. Il floater è suddivisibile in tre macro-componenti: le colonne, le travi reticolari, le piastre di base (water entrapment plate). Di seguito un'immagine in cui sono raffigurati i sottoinsiemi chiave del floater



Il processo di assemblaggio del floater può iniziare a seguito della consegna presso il/i sito/i di assemblaggio dei componenti principali. Altri componenti necessari come strutture secondarie (ad es. area di sosta, piattaforme di sospensione I-tube, grigliati, corrimano, ecc) e attrezzature (ad es. gru) si presumono già stoccati presso il sito di assemblaggio.

La prima fase del processo di assemblaggio è il posizionamento delle colonne nella rispettiva baia di assemblaggio su una struttura di supporto (ad esempio guide carrellate) precedentemente realizzata e posizionata. La precisione nel posizionamento delle singole colonne e la loro posizione relativa è fondamentale e deve essere eseguita mediante misurazioni topografiche di dettaglio. Appena posizionate

le colonne, le aree devono essere messe in sicurezza al fine di consentire l'ispezione visiva generale di tutti gli spazi esterni ed interni e identificare eventuali difetti/danni che potrebbero essersi sviluppati durante il trasporto marittimo.



L'ispezione degli altri elementi di carpenteria avviene preferibilmente nell'area di stoccaggio e prima del loro montaggio sulle colonne. L'assemblaggio della sequenza del telaio reticolare inizia con lo spostamento delle travi principali inferiori (LMB) complete in posizione tra le colonne. Si procede quindi ad eseguire la saldatura nei punti di giunzione. La saldatura su entrambe le estremità del LMB può essere eseguita simultaneamente. L'operazione successiva, che può iniziare poco dopo l'installazione delle LMB, è l'assemblaggio delle travi principali superiori (UMB). Dopo il montaggio dell'UMB, l'assemblaggio dei V-Brace (VB) agli elementi superiori e inferiori del traliccio può essere avviata, con gli stessi passi esecutivi descritti per UMB e LMB.

Sono necessarie otto saldature per assemblare il sottoassieme del traliccio alle colonne. La qualità di queste saldature deve essere enfatizzata perché queste operazioni sono sul percorso critico del processo di assemblaggio.

Al completamento di queste saldature, viene applicato lo schema di rivestimento locale che, se necessario, può essere eseguito contemporaneamente su tutte le connessioni. Sarà data priorità al rivestimento interno di UMB per consentire l'avvio dei lavori di collegamento degli impianti (tubazioni ed elettrici) tra UMB e colonne. Non appena queste connessioni vengono stabilite e viene eseguito il test di connessione, è possibile pianificare il test funzionale dell'intero sistema e successivamente eseguirlo per completare il pre-commissioning della piattaforma.

3.1.2 Installazione aerogeneratori

L'installazione dell'aerogeneratore sul floater dovrebbe avvenire il più vicino possibile all'area del parco eolico per ridurre al minimo i rischi e i ritardi nella messa in posizione della piattaforma a causa della disponibilità di finestre meteorologiche adeguate. Le operazioni di erection sono quelle che richiedono i requisiti più stringenti all'infrastruttura portuale (es. banchina in acque profonde, elevata capacità portante), limitando le opzioni disponibili. Possono essere adottati diversi metodi di installazione:

- Installazione in banchina mediante gru a terra: la piattaforma viene ormeggiata in banchina e viene utilizzata una gru a terra per installare la torre della turbina, la navicella e le tre pale. Il floater è ormeggiato al molo utilizzando una disposizione degli ormeggi tale da adattarsi alle variazioni di marea e distanziato con parabordi per garantire che i WEP non entrino in contatto con la parete del molo. L'aerogeneratore è installato sulla piattaforma utilizzando una gru per carichi pesanti con una capacità di sollevamento e uno sbraccio adeguati.
- Installazione in banchina mediante gru a terra in aree con basso pescaggio: aiuti al galleggiamento temporanei possono essere utilizzati per ridurre il pescaggio della piattaforma in aree prive di adeguata profondità. Sul mercato sono disponibili varie tipologie di aiuti temporanei al galleggiamento, tra cui palloni per il sollevamento aereo, unità di galleggiamento gonfiabili e moduli in acciaio.



- Installazione in banchina mediante gru a terra con piattaforma poggiata sul fondale: la piattaforma può essere adagiata sul fondale, in caso di pescaggio limitato ovvero in presenza di moto ondoso significativo. In tal caso è necessario eseguire lavori di preparazione sul fondale: in particolare, dovrebbe essere condotta un'indagine del fondale marino per valutarne l'integrità strutturale, identificare e rimuovere eventuali detriti che potrebbero danneggiare la piattaforma e determinare le necessarie preparazioni del fondale marino (dragaggio e livellamento) necessarie per sostenere la piattaforma.
- Installazione in posizione riparata vicino alla costa: come ultima opzione, una nave jack-up può essere utilizzata nel caso in cui non esiste una struttura di banchina adatta a supportare le attività di installazione dell'aerogeneratore. Questo metodo può essere applicato su una banchina senza un'adeguata capacità portante o spazio terrestre o in un ambiente riparato vicino alla costa se una banchina in acque profonde non è disponibile. La nave sarebbe dotata di una gru per carichi pesanti con una capacità di sollevamento e una portata adeguate ad installare tutti i componenti. Se questa attività si svolge in un ambiente riparato vicino alla costa, è necessario un adeguato sistema di ormeggio temporaneo della piattaforma per posizionarla accanto alla nave per tutta la durata dell'erection e delle attività di pre commissioning. L'ambiente vicino alla costa selezionato dovrebbe essere riparato, avere una profondità dell'acqua adeguata, sia per la piattaforma sia per gli stabilizzatori della nave.



Una volta installato l'aerogeneratore, sono necessarie una serie di attività prima del traino della piattaforma nella posizione di esercizio. Queste attività includono il pre-commissioning della WTG, così come lo

zavorramento della piattaforma fino alla sua posizione operativa. La piattaforma viene sganciata dalla banchina e una volta che la piattaforma si trova in acque più profonde, viene effettuato lo zavorramento per raggiungere il pescaggio operativo della piattaforma.

A quel punto, individuata una finestra meteorologica adatta, sarà avviato il traino della piattaforma verso la sua posizione di progetto. È necessario un rimorchiatore offshore per trainare la piattaforma fino al sito ed è necessario un ulteriore rimorchiatore assistente per mantenere la posizione della piattaforma mentre sono in corso le operazioni di ormeggio. Il rimorchiatore offshore deve essere dotato di una capacità minima di posizionamento dinamico DP2 per garantire il posizionamento accurato della piattaforma durante l'aggancio.

Sarà richiesta la seguente attrezzatura:

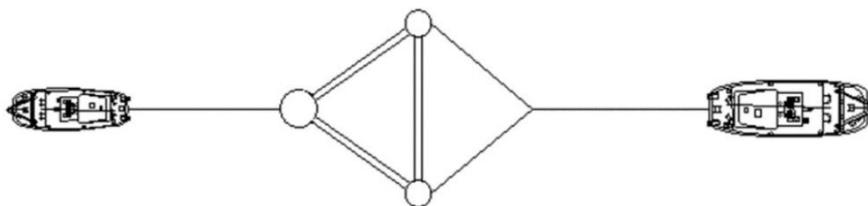
- Work Class ROV a bordo dell'AHV o della nave di supporto.
- Sistema di posizionamento per la verifica della posizione reciproca di navi, piattaforme e attrezzature sottomarine.
- Distribuzione della posa dei cavi (sistema di avvolgimento cavi a tamburo, tenditore, scivolo di fuoribordo, verricello di rilascio e recupero).

Le operazioni di traino vengono eseguite collegando un rimorchiatore offshore alle colonne 2 e 3 tramite una briglia. La velocità di traino deve essere limitata a 3,0 nodi e ridotta in caso di maltempo.



Configurazione traino

All'arrivo in posizione, l'assistente rimorchiatore recupererà la cima di alaggio di emergenza già collegata alla Colonna 1 per posizionare con precisione la piattaforma durante le operazioni di ormeggio, come nella figura seguente.



Configurazione del collegamento della linea di ormeggio

La metodologia di connessione dipenderà dal tipo di connettore di ormeggio della piattaforma. Il metodo di connessione preferito è un connettore "plug and play" scollegabile che consente di recuperare la cima di ormeggio dal fondo del mare, tirarla dentro e collegarla immediatamente, diventando sicura contro le tempeste nel più breve tempo possibile.

3.2 CANTIERE TIPO E INDIVIDUAZIONE AREE PORTUALI POTENZIALMENTE IDONEE

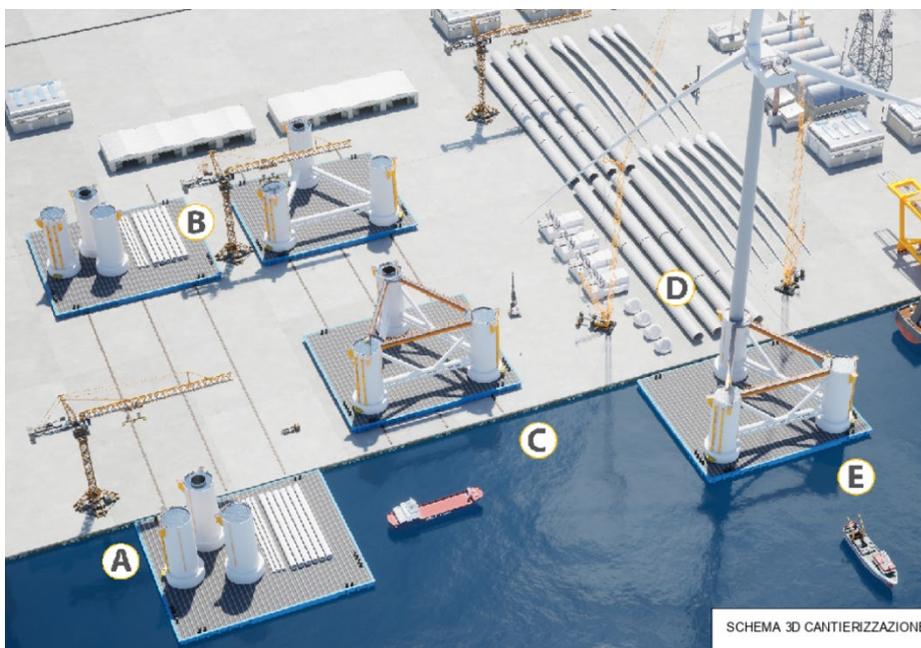
Per poter realizzare un parco eolico come quello in esame in tempi ragionevoli, è necessario disporre di una filiera di produzione in grado di assemblare un floater ogni due settimane: per conseguire tale obiettivo dovrebbero essere previste almeno 4 linee in parallelo. Per la successiva integrazione dell'aerogeneratore la soluzione ideale sarebbe, come riportato sopra, quella di disporre di aree utili il più vicino possibile al sito

di installazione finale. Vista la dimensione delle opere da realizzare e il numero degli aerogeneratori (38) sarà probabilmente necessario fare affidamento su più infrastrutture portuali, magari gestendo diverse funzioni.

In definitiva le caratteristiche base che devono avere le infrastrutture portuali sono:

- Lunghezza banchina: > 250 m
- Pescaggio: > 12 m
- Spazi adeguati allo stoccaggio e l'installazione dei componenti: circa 1,5 ha per ciascun floater
- Capacità portante della banchina: > 15 t/mq
- Compatibilità con la gestione dello spazio aereo

Di seguito si riporta la schematizzazione di un cantiere tipologico con 2 linee in parallelo e l'area attrezzata per l'integrazione dell'aerogeneratore.



TEMPI CANTIERIZZAZIONE

- A. trasporto e carico sul pontile delle componenti
- B. assemblaggio floater
- C. posa del floater su piattaforma galleggiante semisommersibile
- D. assemblaggio del generatore sul floater
- E. immersione della piattaforma e rimorchio del generatore completo di floater verso il sito d'installazione

Il D.L. n. 181/2023 ("Decreto Energia") ha introdotto un'importante novità in materia di sviluppo della filiera dell'industria dell'eolico offshore. All'art. 8 del Decreto si legge che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica è chiamato, entro 30 giorni dalla conversione in legge dello stesso Decreto Energia ad avviare una procedura per l'individuazione di due aree demaniali portuali, con relativi specchi d'acqua esterni agli sbarramenti a protezione dei bacini portuali (le c.d. "difese foranee") dedicate allo sviluppo della filiera dell'eolico offshore.

Tali aree, che dovranno necessariamente essere aree portuali del Sud Italia, saranno destinate alla realizzazione di "infrastrutture idonee a garantire lo sviluppo degli investimenti del settore della cantieristica navale per la produzione, l'assemblaggio e il varo di piattaforme galleggianti e delle infrastrutture elettriche funzionali allo sviluppo della cantieristica navale per la produzione di energia eolica in mare".

La norma in questione intende, quindi, sviluppare una filiera industriale che ad oggi in Italia è senz'altro carente rispetto ad altri Paesi europei. Filiera che potrebbe diventare strategica anche in considerazione dell'auspicabile intensificazione degli investimenti in progetti di parchi eolici galleggianti, in un Paese che ha tutte le caratteristiche per accogliere più investimenti in questo settore rispetto a quelli realizzati.

In Italia, infatti, nonostante lo sviluppo costiero pari a quasi 8.000 Km e ad alcuni indubbi vantaggi della tecnologia galleggiante rispetto all'eolico a terra (si pensi all'impatto paesaggistico ben inferiore), ad oggi

un solo impianto eolico galleggiante è in esercizio (parco eolico di circa 30 MW di potenza di fronte al porto di Taranto).

Sebbene in Sicilia siano presenti numerosi porti quali: Termini Imerese, Trapani e Marsala, le autorità di sistema portuale della Sicilia e la Regione Sicilia a valle di un tavolo tecnico tenutosi il 22/03/2024 hanno deciso di presentare, nell'ambito del Decreto Energia, la candidatura del porto di Augusta in quanto quest'ultimo per posizione, dimensioni, potenzialità e caratteristiche appare quello maggiormente idonea ad ospitare la filiera realizzativa degli impianti galleggianti offshore.

In virtù di quanto detto, ne consegue che per la realizzazione delle parti di impianto da installare si propone il porto di Augusta, di cui, nel seguito si riporta una descrizione e un dettaglio delle aree in esso individuate potenzialmente idonee ad ospitare il cantiere tipo.

3.2.1 Il porto di Augusta

Il porto di Augusta è situato a sudovest della città estendendosi a sud sino al comune di Priolo Gargallo.

Sito in provincia di Siracusa nella Sicilia Orientale (lat 37°12'37" nord, long.:15°13), il porto, è inserito nelle Reti TEN-T "CORE" NETWORK come Porto Strategico dell'Unione Europea per la sua posizione baricentrica lungo le rotte del traffico internazionale. È il più grande porto naturale del basso Mediterraneo dove all'interno di esso si trovano un'importante polo industriale con il porto petrolifero, commerciale, una base militare ed un porto/città con due darsene. Il porto si divide in due parti: rada esterna e rada interna o porto megarese; ad esso si accede attraverso due imboccature che interrompono i complessivi 6,5 km circa di diga foranea che lo proteggono.

Il complesso portuale è protetto da circa 6,5 km di dighe foranee con due aperture di ingresso. I pontili raggiungono 6,8 km di lunghezza ed il porto dispone di 43 accosti disposti su 1.160 m di banchine. Lo specchio d'acqua è di 23 milioni di metri quadrati, ed il pescaggio medio è di 14–18 m, con punti fino a 22 m.

Le superfici attrezzate sono di oltre 250.000 metri quadrati, con estensioni previste nell'ambito del recupero delle aree industriali adiacenti dismesse.

All'interno del porto si trovano cantieri navali, di riparazione, rimessaggio e rifornimento. Una parte cospicua è dotata di attracchi e attrezzature ad uso turistico/diportistico.

Una delle attività principali del porto è rappresentata dall'attività di trasporto marittimo dei prodotti di raffinazione del petrolio che rendono il porto leader in Italia e nel mondo ed inoltre, prodotti chimici, fertilizzanti, cemento, fosfati, ferro, legname, marmo, basalto e carbone fossile per un totale annuo di circa 1,5 milioni di tonnellate.

- Pescaggio: **12 m da verificare**
- Spazi adeguati allo stoccaggio e l'installazione dei componenti: **circa 9 ha**
- Capacità portante della banchina: **da verificare**
- Compatibilità con la gestione dello spazio aereo **compatibile poiché distante 27 km**

Ne deriva che il porto di Augusta è certamente utilizzabile per l'installazione dei floater e degli aerogeneratori previa verifica della portanza delle banchine.

Si precisa, per la sola area n.1, che allo stato di fatto sono presenti degli spazi adibiti a scopo commerciale e che su parte di esse sono insistenti dei manufatti. Per cui, in fase di installazione del cantiere sarà compito dell'Autorità del Sistema Portuale del Mare di Sicilia Orientale valutare con quale tipologia di opera di compensazione intervenire.

Nel seguito si riporta l'individuazione puntuale delle aree.

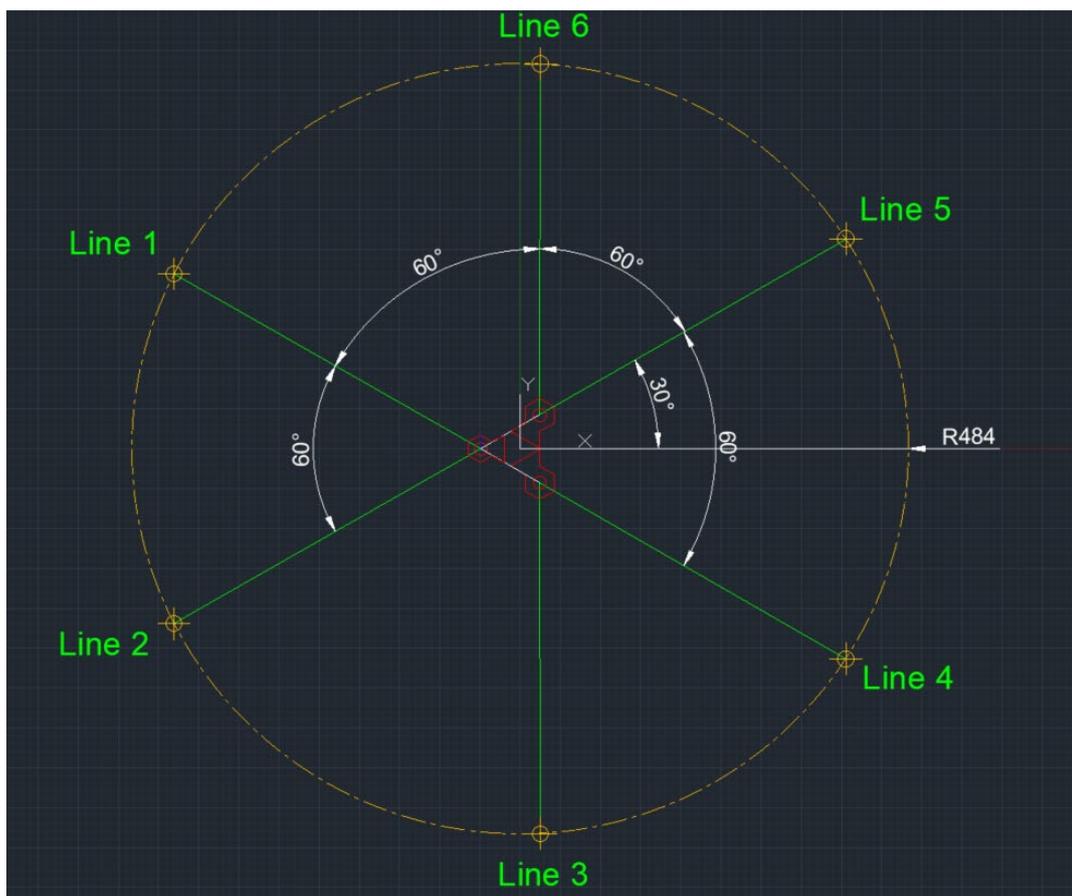


Possibili aree portuali potenzialmente idonee allo stato di fatto

4 ANCORAGGI E ORMEGGI

Come riferito nella documentazione progettuale specifica (cfr capitolo 3 del progetto), le fondazioni flottanti saranno ancorate al fondale mediante un sistema di ormeggi teso e pali infissi, come di seguito schematizzato. In particolare, considerata la non elevatissima profondità si sarebbe potuto adottare un sistema di ormeggio a catenaria. Tuttavia, il sistema “taut” consente di ridurre l’impatto sul fondale nonché le dimensioni dello stesso parco.

La configurazione, le dimensioni principali e la nomenclatura adottata per il sistema di ancoraggio e di ormeggio sono mostrati nella tabella e negli schemi grafici seguenti.

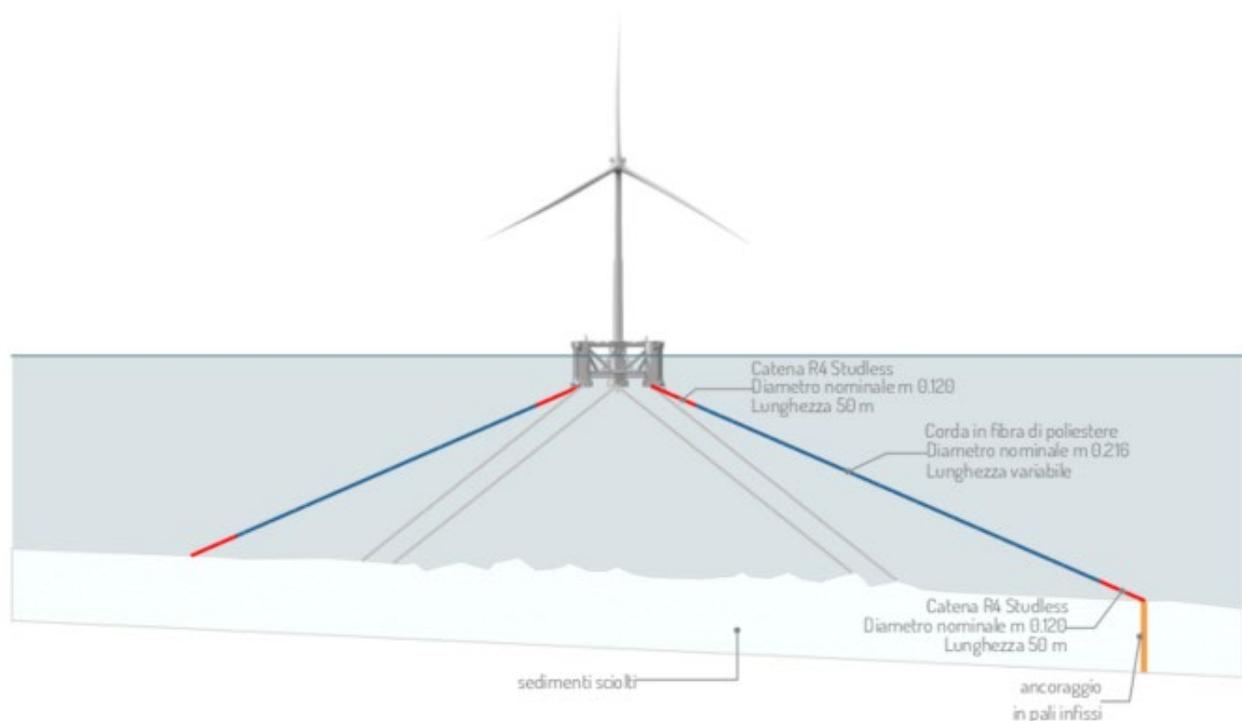


Vista dall'alto della configurazione del sistema di ancoraggio. In rosso è rappresentata la piattaforma galleggiante, in verde le linee di ancoraggio e in marrone (cerchio con un segno +) i punti di ancoraggio. L'impronta dell'ancoraggio ha un raggio di circa 484 m

- Configurazione linee di ormeggio

Parametro	Unità	Valore
Tipo di sistema di ormeggio	-	Taut
Profondità ancoraggio	m	138
Profondità passacavo	m	20
Numero di linee	-	6
Segmenti per linea	-	3 (catena – poliestere – catena)

Parametro	Unità	Valore
Tipo segmento 1 (e 3)	-	Catena a maglie R4
Diametro nominale segmento catena	m	0.120
Massa/lunghezza segmento catena (a secco)	kg/m	291
Resistenza alla rottura del segmento catena	kN	13.573
Rigidezza assiale segmento catena	kN	1.23E+06
Tipo segmento 2	-	Corda in fibra di poliestere
Diametro nominale segmento in poliestere	m	0.216
Massa/lunghezza segmento in poliestere (secco)	kg/m	29.90
Carico di rottura del segmento in poliestere	kN	13.514
Rigidità assiale segmento in poliestere	kN	3.14 E+05
Lunghezza della linea (non allungata) (da passacavo ad ancoraggio)	m	50 m (catena), 355 m (poliestere), 50 m (catena)
Carico di Rottura Minimo (MBL) della Linea	kN	13.514



La scelta definitiva, però, non potrà che essere effettuata in fase esecutiva, eseguendo indagini puntuali di dettaglio.

4.1 METODOLOGIE

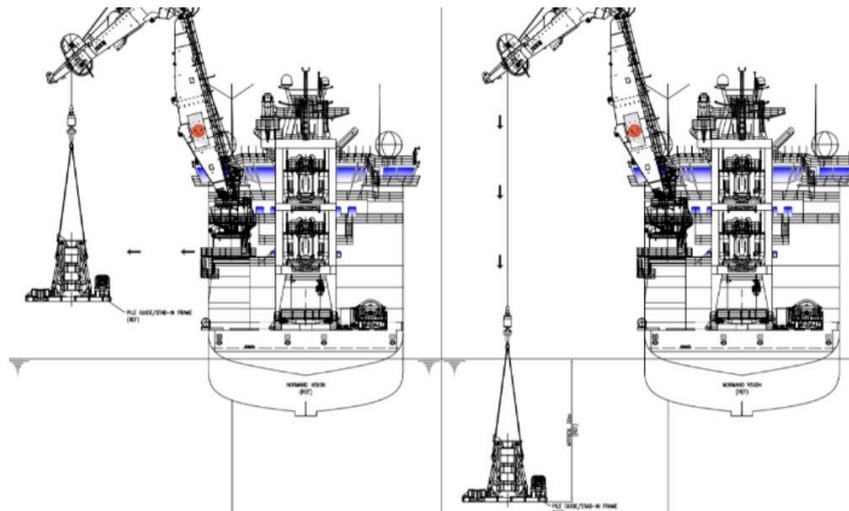
4.1.1 Pali infissi

Di seguito si riportano tutte le fasi operative necessarie.

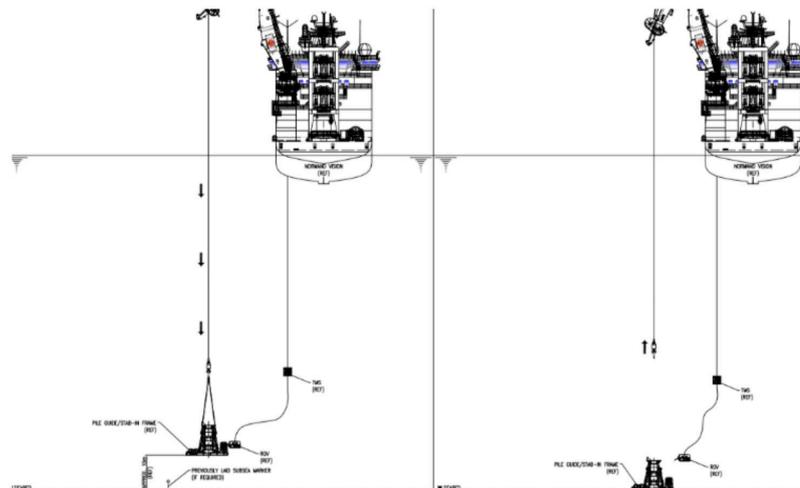
1. Mobilizzazione della nave di supporto offshore per costruzioni

- Carico del sistema di battitura dei pali (martello e attrezzature associate).

- Carico del telaio guida per la battitura dei pali ("stab frame").
 - Carico dei pali di ancoraggio, orizzontalmente (il numero dipende dalla scelta finale dell'imbarcazione e dai dettagli dei pali). Se si utilizza una nave più piccola, i pali e/o il telaio guida per la battitura dei pali possono essere trasportati su una nave/chiatte separata.
 - Carico delle "short chain sections" (linee di ormeggio non complete), "subsea connectors" (connettori per operazioni sottomarine) e "stands".
 - Messa in sicurezza e ancoraggio del carico.
2. Trasporto: transito dal porto locale verso il sito designato.
3. Preparazione sul campo delle navi offshore di supporto
- Prove DP ("Dynamic Positioning", sistema di posizionamento dinamico).
 - Calibrazione dell'indagine geotecnica.
 - Indagine geotecnica se richiesta.
4. Installazione del telaio guida dei pali - OCV
- Posizionamento dell'OCV nel punto designato.
 - Telaio guida agganciato alla gru della nave.
 - La gru dell'OCV mette a mare il telaio, calandolo attraverso il pelo libero del mare.

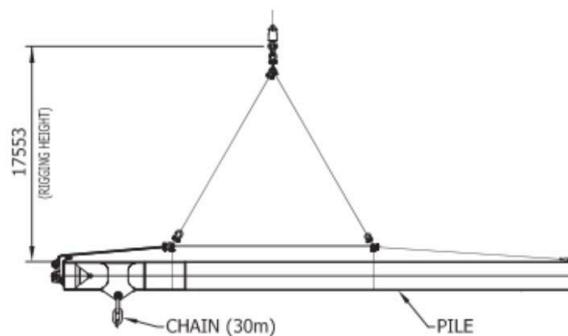


- Posizionamento del telaio guida nella posizione finale di progetto, spostando l'OCV e orientando il telaio con il WROV come richiesto.

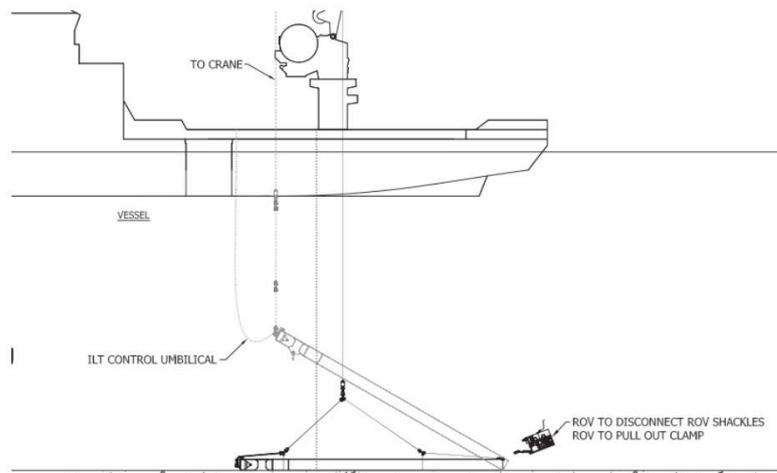


5. Installazione dei pali di ancoraggio infissi

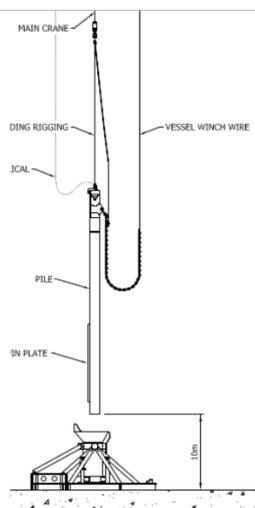
- Preparativi eseguiti in coperta per collegare il "short section chain" al palo di ancoraggio (può essere pre-collegato).
- Un'estremità della catena è collegata al palo, mentre l'altra estremità (con il connettore sottomarino) è collegata a un piccolo supporto sottomarino (vedi figura sotto).
- La gru viene utilizzata per mettere a mare il supporto sottomarino e la catena e collegarli al verricello di ormeggio.
- La gru dell'OCV solleva il palo di ancoraggio orizzontalmente, per poi dare fondo allo stesso, facendo attenzione a mantenere allentata la catena.



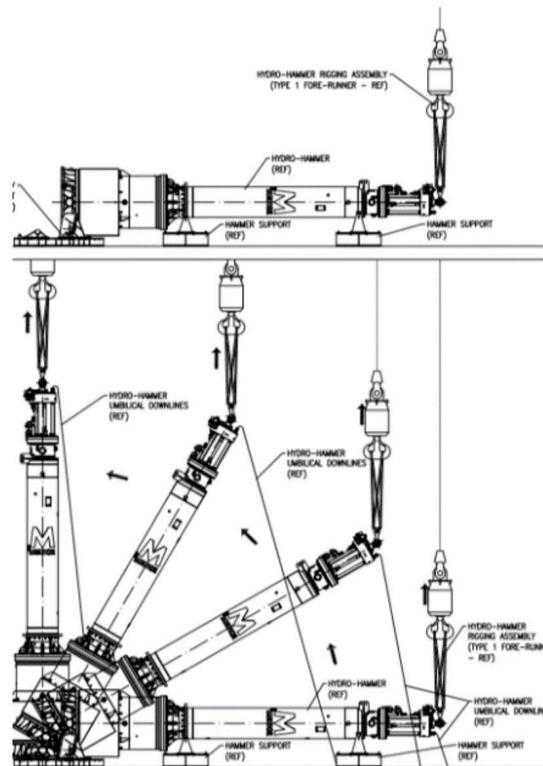
- Il palo viene ruotato dalla posizione orizzontale a quella verticale al livello del fondo marino o prima (scelta definita al livello di progetto dettagliato).



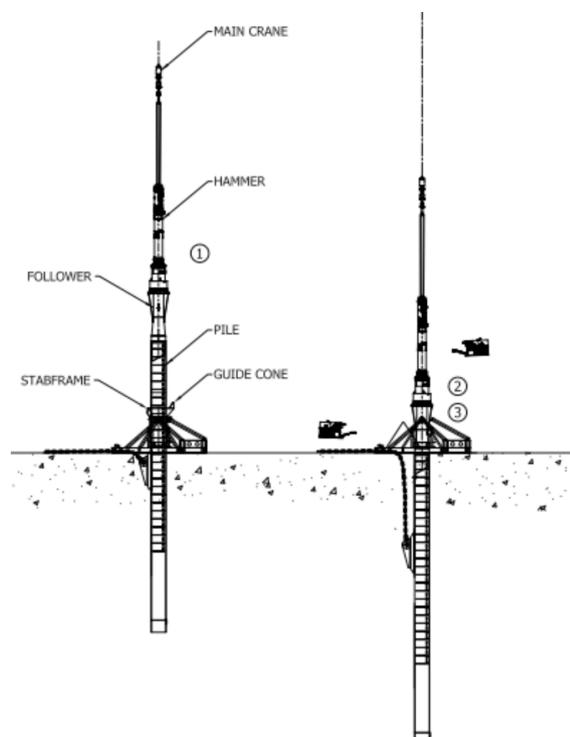
- Una volta che il palo è in posizione verticale, l'OCV inserisce il palo nel telaio guida fino al livello di penetrazione per peso, facendo di nuovo attenzione nel maneggiare la catena.



- Agganciamento del martello battitore e del "follower" alla gru dell'OCV, seguito dal sollevamento in posizione verticale degli stessi.



- Martello battitore appoggiato alla parte superiore del palo di ancoraggio e inizio battitura

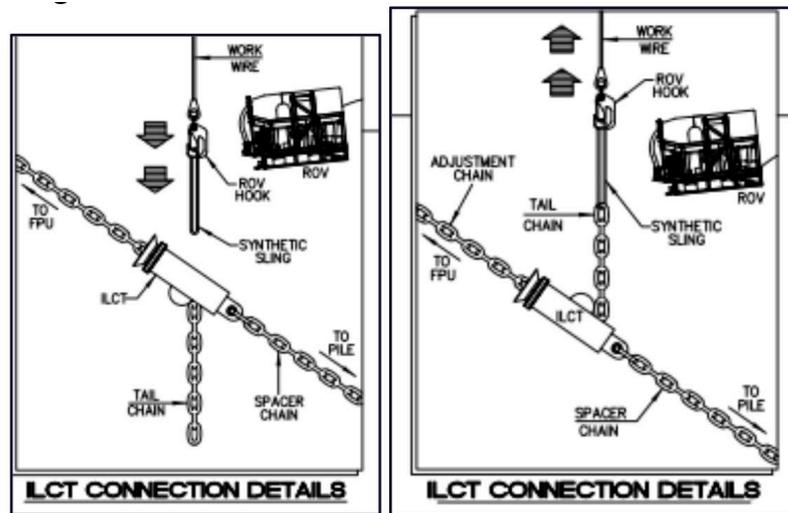


- Martello battitore appoggiato alla parte superiore del palo di ancoraggio e inizio battitura

6. Riposizionamento e recupero del telaio guida - OCV

- Il gancio della gru dell'OCV è ricollegato al telaio guida.

- Una volta collegate tutte le linee d'ormeggio, il sistema di ormeggio verrà messo in tensione usando il sistema ILCT, la linea di catena passante (attraverso il sistema ILCT) viene recuperata fino a raggiungere la lunghezza/tensione di progetto.



4.2 REQUISITI DELLE NAVI DI SUPPORTO

4.2.1 Pali infissi

I requisiti principali per la nave di supporto offshore sono la portata della gru e lo spazio disponibile sul ponte per lo stoccaggio e la mobilitazione dei pali di ancoraggio. Per l'installazione dei pali sono previste le seguenti specifiche minime per la nave.

Nell'ambito delle attività progettuali sono state fatte eseguire delle analisi di dettaglio dell'incidenza sonora prodotta dalle navi di posizionamento dinamico e dalle operazioni di infissione.

Con riferimento a quest'ultime è stato previsto un programma di infissione a tre diverse energie: I martello viene utilizzato ad una energia di 600kJ per piantare il palo ad una penetrazione di 20m, successivamente si usano 840kJ fino a 30m di penetrazione ed infine 1200kJ fino ai 39 metri di penetrazione previsti come stato finale.

Nel seguito si riportano le caratteristiche relative alla procedura di infissione dei pali di progetto con riferimento allo scenario di installazione peggiore (Energia massima 1200 kJ).

	Caratteristica	Valore
Martello: Menck MHU1200S	Massa dell'incudine (t)	647.9
	Energia massima (kJ)	1200
Palo	Massa (t)	141.5
	Diametro (m)	3.4
	Spessore (mm)	42
	Lunghezza (m)	41
	Penetrazione Totale (m)	39

Nota la strumentazione utile a realizzare opere in fondazione così come previste da progetto, la scelta della nave di supporto per la fase di posizionamento dinamico è ricaduta sul vascello Siem Sapphire, quest'ultimo ritenuto compatibile anche per l'impatto sonoro prodotto in attività offshore comparabili a quelle previste in

progetto (database resi disponibili da società collaboratrici della scrivente a seguito delle misurazioni dei livelli spettrali della nave)



Caratteristica	Valore
Nome nave	Siem Sapphire
IMO	9417696
Lunghezza	91m
Larghezza	22m
Pescaggio	7.95m
Profondità della sorgente (0.7 del pescaggio)	4.9m
Stazza lorda	4,060t
Livello di sorgente (MSL, banda larga 10Hz-35kHz)	194.1 dB re 1µPa²m²
Velocità di transito corrispondente al livello di sorgente citato	0 nodi – statica, utilizzando posizionamento dinamico

4.2.2 Posa dei cavi

I requisiti principali di una nave di supporto per la posa dei cavi sono legati alle operazioni della gru, all'utilizzo dei verricelli e standby. Con riferimento a tali componenti e supportati dallo studio di impatto sonoro, realizzato a cura di società collaboratrici, è stata individuata la nave Castoro 8.

Come per il caso precedente i risultati dell'impatto sonoro derivano dalla misurazione dei livelli spettrali della nave ottenute per uno studio appositamente dedicato alle fasi di posa, con specifico riferimento all'utilizzo della strumentazione precedentemente citata.



Caratteristica	Valore
Nome nave	Castoro 8
IMO	9417696
Lunghezza	191m
Larghezza	35m
Pescaggio	Min:6.9m – Max:10m
Profondità della sorgente (0.7 del pescaggio)	7m
Livello di sorgente (MSL, banda larga 10Hz-35kHz)	178.5 dB re 1µPa²m²
Velocità di transito corrispondente al livello di sorgente citato	400 m/h

5 SOTTOSTAZIONE OFFSHORE

5.1 JACKET - INSTALLAZIONE

La sequenza tipica di installazione di un Jacket delle dimensioni previste consiste in:

- messa in galleggiamento del Jacket;
- verticalizzazione in acqua;
- posizionamento sul fondo.

La messa in galleggiamento del Jacket dalla posizione di trasporto su bettolina è effettuata tramite lancio del Jacket dalla bettolina stessa. Questa metodologia di installazione è stata adottata per consentire di ampliare il numero dei possibili installatori, a fronte di un aumento del peso delle strutture rispetto a un tradizionale Jacket sollevato, il quale tuttavia richiederebbe mezzi di sollevamento di maggiore capacità e di più difficile reperibilità.

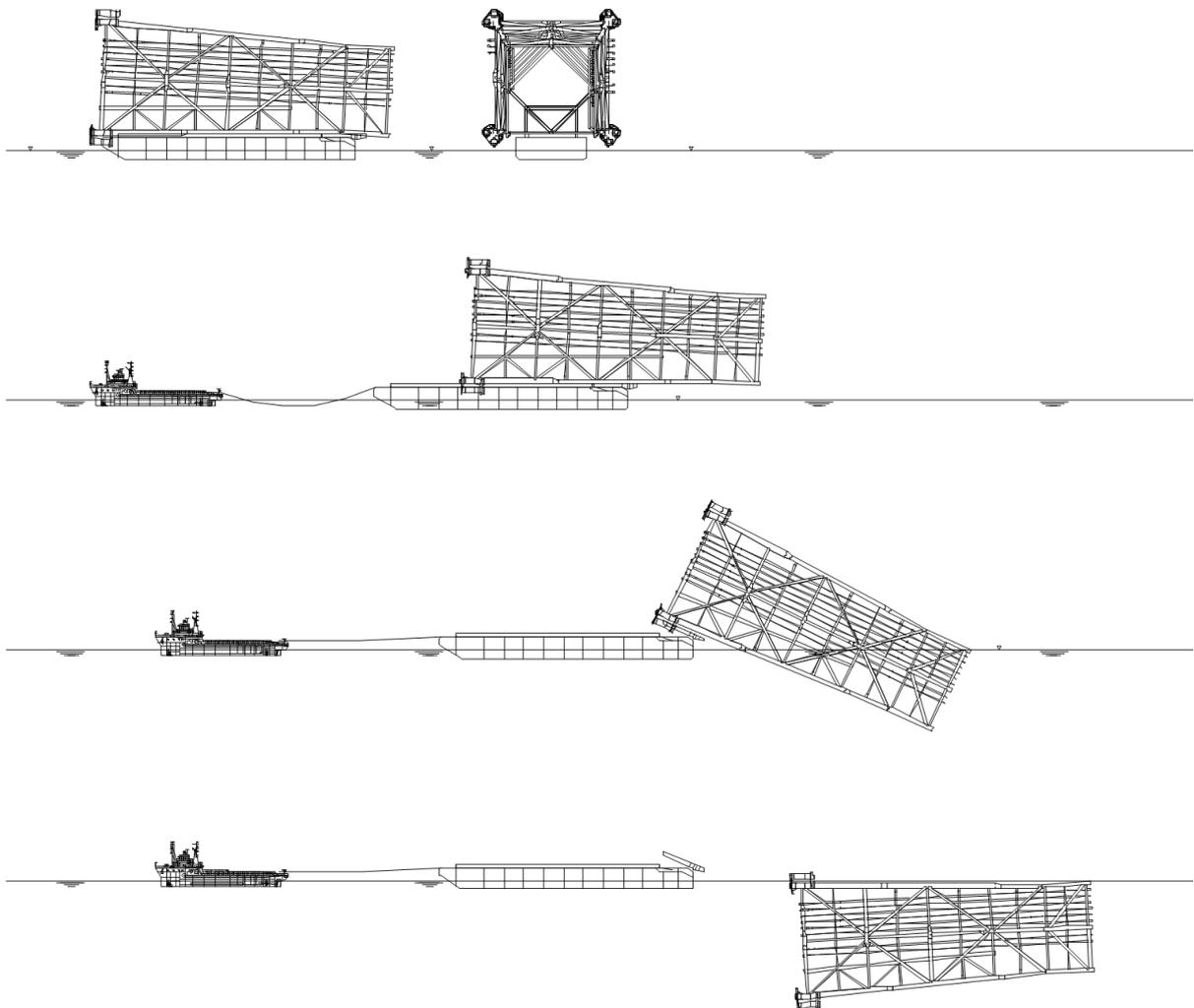
Prima di iniziare le operazioni di installazione del Jacket sarà eseguito un accurato sopralluogo del fondale nella zona di installazione in modo da individuare eventuali ostacoli da rimuovere e verificare che il fondale sia regolare. Data la profondità, il sopralluogo potrà essere eseguito tramite ROV (Remote Operated Vehicle).

Il trasporto dal cantiere di costruzione al sito di installazione avverrà caricando i Jacket su bettoline da trasporto di adeguata capacità, attrezzate con vie di corsa e bilancino di varo (launching barge). I Jacket saranno costruiti e trasportati in orizzontale.

Una volta in prossimità del sito di installazione iniziano le operazioni di varo.

La sequenza delle operazioni necessarie a varare il Jacket è brevemente descritta qui di seguito:

- sono per prima cosa tagliati e rimossi i rizzaggi che assicurano il Jacket alla bettolina durante il trasporto;
- la barge viene poi zavorrata in modo da abbassare la poppa e assumere l'assetto previsto per inizio varo;
- si inizia a muovere il Jacket verso poppa utilizzando il sistema di tiro o spinta di cui la barge deve essere dotata;
- spostando il Jacket verso poppa l'angolo di sbandamento longitudinale della barge aumenta fino a raggiungere il valore critico, che corrisponde all'angolo a cui il Jacket inizia a scivolare senza bisogno di sistemi esterni di tiro o spinta;
- in queste condizioni il Jacket continua la sua corsa fino a quando il baricentro supera la cerniera del bilancino e il bilancino ruota insieme al Jacket che si immerge in acqua e si separa dalla barge.
- a fine lancio il Jacket rimane in equilibrio nella posizione di galleggiamento libero.



Jacket – Schema di trasporto e sollevamento

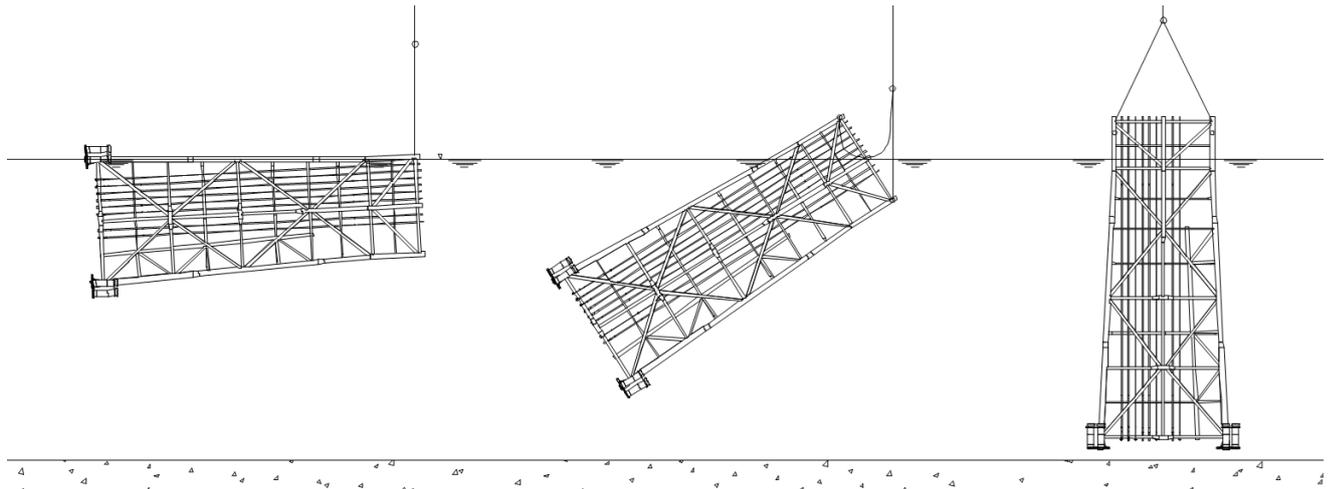


Esempio messa in galleggiamento del Jacket

La verticalizzazione del Jacket in acqua viene ottenuta operando come descritto qui di seguito:

- la barge predisposte per la verticalizzazione e preinstallate sulla testa del Jacket vengono collegate al gancio della gru;

- l'operazione inizia sollevando il gancio della gru e quindi sollevando la testa del Jacket che inizia la rotazione;
- continuando a sollevare il gancio e contemporaneamente allagando alcuni compartimenti nella parte bassa del Jacket si completa la verticalizzazione del Jacket;
- una volta controllata la verticalità del Jacket si inizia a calare il gancio fino a quando il Jacket tocca il fondo del mare;
- dopo un ulteriore controllo della verticalità il peso viene completamente scaricato sul fondo e rimane in equilibrio supportato dalle piastre temporanee di fondazione (mud-mats).



Jacket – Sequenza di verticalizzazione

5.2 PALI - ESECUZIONE

Le fondazioni della piattaforma sono costituite da otto pali di diametro compreso tra 2,0 m e 2,5 m.

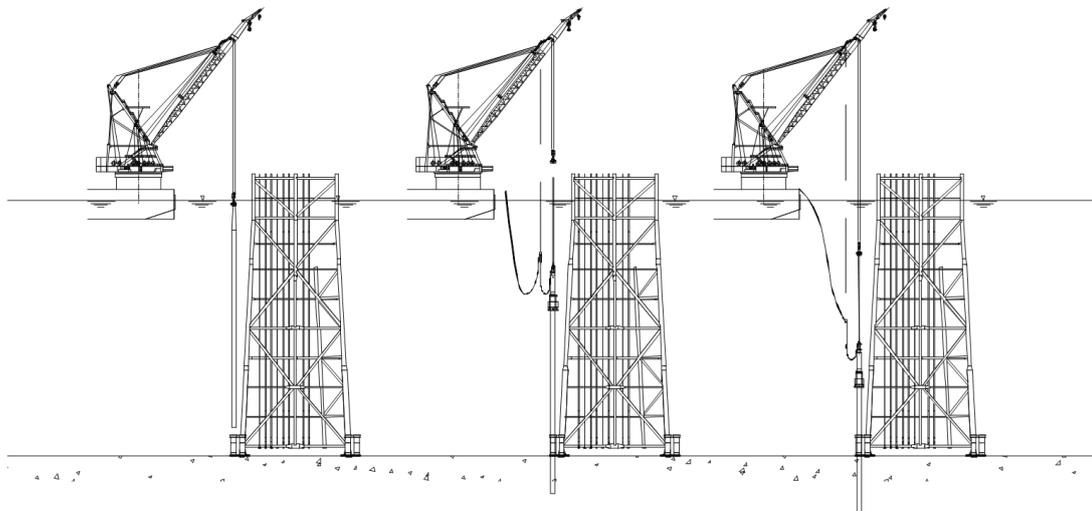
I pali saranno prefabbricati in un unico pezzo e trasportati al sito di installazione su un'apposita bettolina o sulla stessa bettolina sulla quale sarà trasportato il jacket.

L'installazione del palo potrà essere condotta mediante battipalo o trivellazione del foro di alloggiamento, a seconda delle risultanze delle indagini dirette.

La sequenza di installazione dei pali è brevemente descritta qui di seguito:

- i pali saranno verticalizzati direttamente sulla **bettolina di trasporto** o sulla **crane barge** in funzione dell'attrezzatura di cui disporrà l'Installatore. In alternativa, i pali potranno anche essere varati dalla bettolina direttamente in acqua tramite rotolamento e poi verticalizzati in mare. In quest'ultimo caso i pali dovranno essere opportunamente modellati;
- nel caso di infissione mediante battitura il palo sospeso alla gru sarà calato nel **tubo guida (sleeve)** e penetrerà nel terreno fino a raggiungere la sua penetrazione di equilibrio; a questo punto la gru sarà scollegata;
- la gru sarà utilizzata per sospendere il **battipalo**; il battipalo da utilizzare sarà idraulico e in grado di operare anche sott'acqua; le caratteristiche del battipalo dovranno essere tali da garantire il raggiungimento dell'infissione di progetto senza provocare sollecitazioni eccessive nel palo stesso;
- il battipalo sarà appoggiato sulla testa del palo e si inizieranno le operazioni di battitura;
- la battitura terminerà quando tutti i pali avranno raggiunto l'infissione di progetto;
- dopo la battitura si procederà alla cementazione dei pali, che consisterà nell'iniezione di malta di cemento nell'intercapedine tra palo e guida;

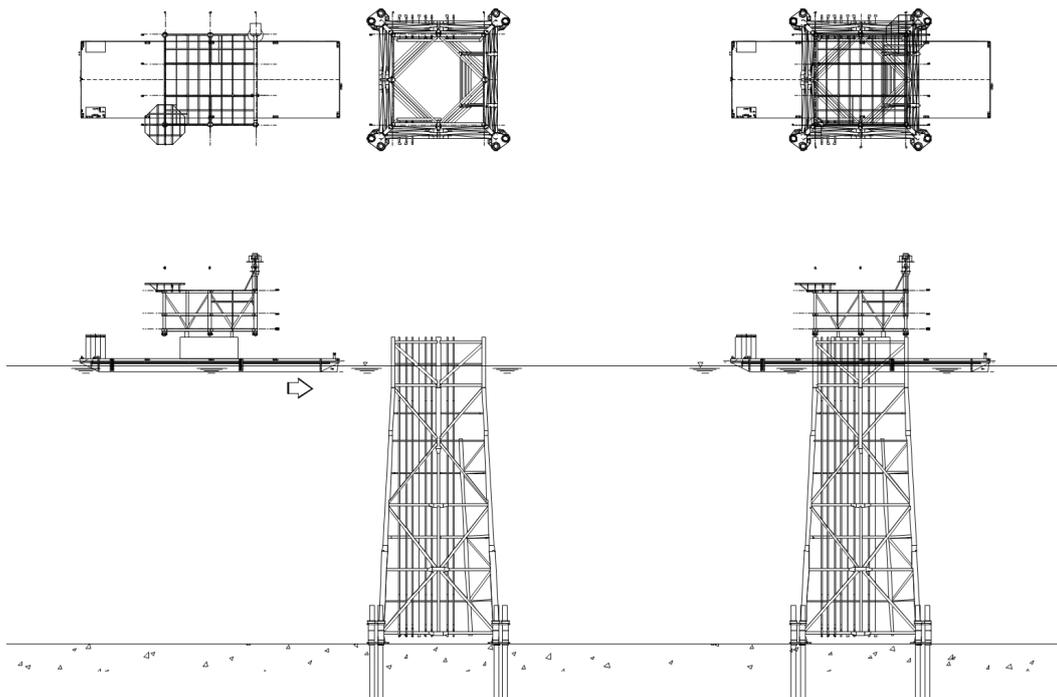
- nel caso di posa mediante trivellazione dovrà essere eseguita preventivamente la trivellazione del foro di alloggiamento del palo, che verrà poi calato al suo interno, per procedere alla successiva cementazione;
- la cementazione avverrà attraverso le linee di cementazione preinstallate sul Jacket. La tenuta del cemento nell'intercapedine dovrà essere garantita attraverso appositi sistemi di ritenuta attivi (inflatable packers) o passivi (grout seals), che saranno installati nella parte inferiore degli sleeves in base a quanto stabilito in sede di progetto di dettaglio. Nel caso in cui qualche componente del sistema di cementazione non funzionasse come previsto e ci fossero quindi delle perdite, si utilizzeranno le procedure di emergenza atte a garantire che in ogni caso il collegamento cementato tra palo e gamba raggiunga l'efficienza richiesta.



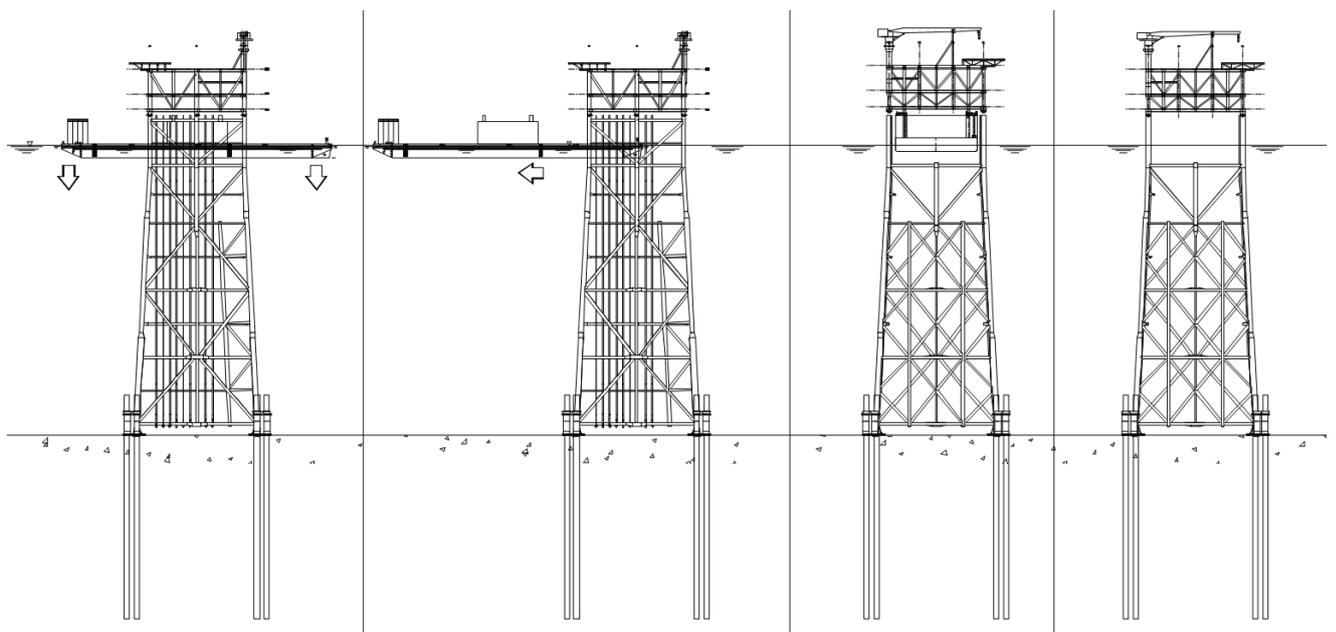
Pali – Sequenza di installazione

5.3 TOPSIDES

I topsides sono installati operando il floatover sulla sottostruttura. Il concetto base del floatover è quello di trasportare i topsides completi fino al sito di installazione su una cargo barge standard e di eseguire la loro installazione sopra il Jacket preinstallato senza necessità di Heavy Lifting Vessel (HLV). Infatti, questo metodo di installazione consiste nel far entrare la cargo barge all'interno del Jacket e nel posizionare il Topside direttamente sopra di esso. La struttura del Jacket è adeguatamente configurata per permettere questa operazione: la parte superiore delle file Nord e Sud è aperta (Jacket slot) per permettere l'accesso della barca. Una volta in posizione, la barca viene mantenuta ferma e, agendo sul suo sistema di ballastaggio, la sovrastruttura viene gradualmente abbassata. In questo modo avviene il trasferimento progressivo del carico dalla barca alla sottostruttura e l'accoppiamento tra le gambe delle relative strutture (mating). Sulla sommità delle gambe del Jacket o al di sotto delle gambe del topside sono generalmente predisposti dei sistemi di transizione per l'assorbimento dei carichi d'impatto (LMU), che si possono generare in fase di mating.



Topsides – Schema di trasporto e sollevamento



Sequenza di installazione del Topside – trasferimento del carico e uscita della cargo barge

Per permettere l'installazione con floatover, il Topside deve essere adeguatamente supportato. Il Deck Support Frame (DSF) è una struttura tralicciata in acciaio che sostiene il Topside durante la fase di movimentazione dal cantiere alla cargo barge (load-out) e la fase di trasporto su cargo barge al sito di installazione. Il Topside può essere costruito direttamente sul DSF, utilizzandolo in questo modo anche come supporto di cantiere, oppure il DSF può essere costruito indipendentemente dal Topside e collocato al di sotto di esso prima di eseguire il load-out. Il DSF fornisce l'altezza necessaria per l'operazione di floatover sopra il Jacket e contribuisce a distribuire i carichi statici e dinamici derivanti dalla massa del Topside sulla struttura della barca in modo adeguato.

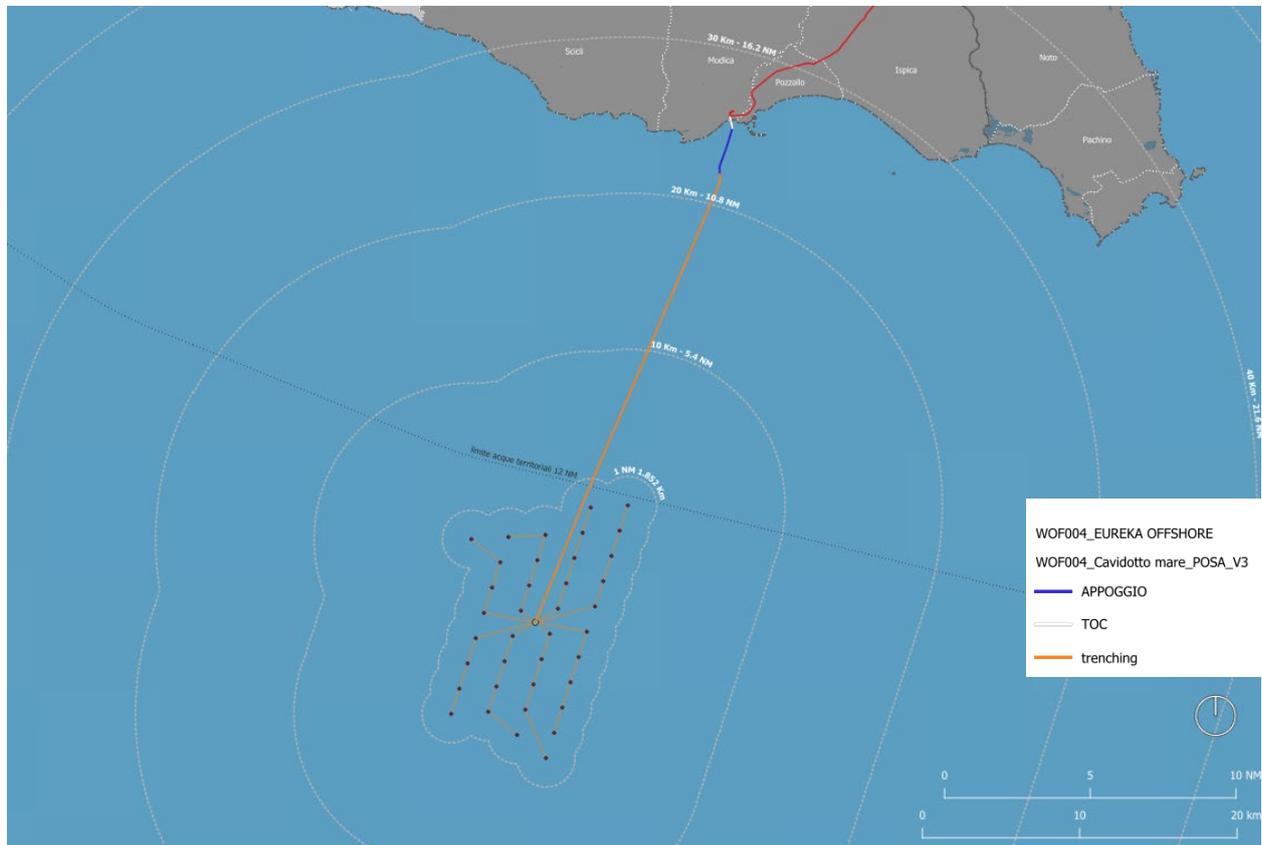


A seconda del design sviluppato, sul DSM possono essere richiesti ulteriori dispositivi di supporto del Topside in grado di assorbire i carichi d'impatto e velocizzare la fase di separazione.

Il sistema di ormeggio necessario per l'operazione di floatover deve essere dimensionato per rispettare i movimenti previsti della cargo barge, le condizioni ambientali del sito e la geometria adottata. Le linee e le loro pretensione sono calcolate e regolate per fornire un posizionamento preciso della barge sopra la sottostruttura e per ridurre al minimo gli effetti del suo moto.

6 ELETTRODOTTI OFFSHORE

I cavidotti offshore sono costituiti dai cavi di collegamento (66 kV) tra gli aerogeneratori e la sottostazione offshore e dal cavidotto marino a 380 kV per il trasporto dell'energia prodotta ed il collegamento (mediate tratto a terra) alla rete RTN.



Sistemi di posa del cavidotto di esportazione – inquadramento generale

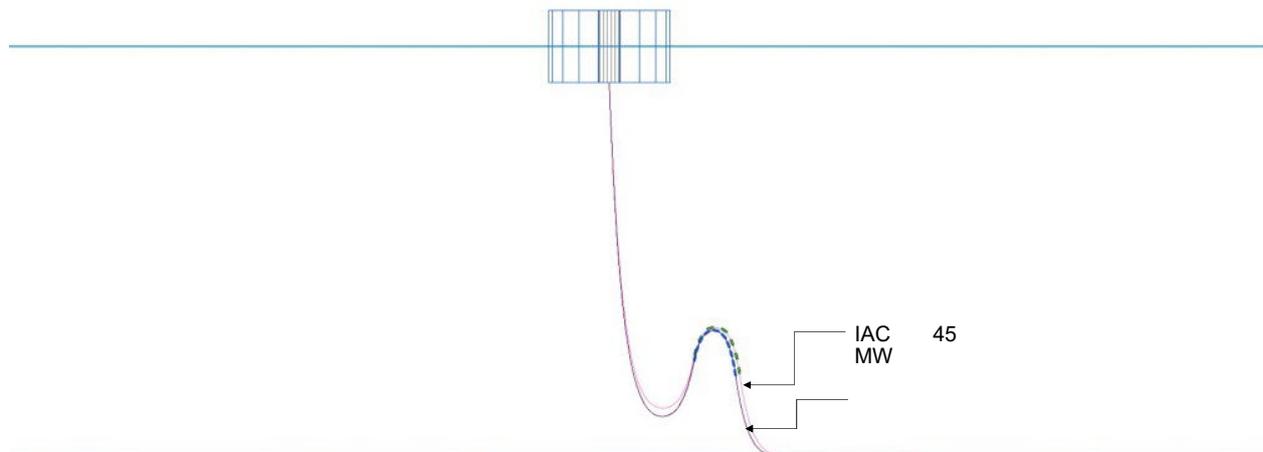
Con rimando alle relazioni contenenti gli studi di carattere ambientale condotti, in base alle specificità dei fondali, si può suddividere il tracciato del cavidotto marino di collegamento nelle seguenti tre parti differenziate per lunghezza e tipologia di posa

- in prossimità del punto di sbarco il cavo sarà posizionato nel fondale marino **per circa 500 m** e fino a raggiungere una batimetria minima di 6 m tramite tecnica **Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)**. La lunghezza complessiva della trivellazione sarà di 715 m comprensivi sia della zona onshore che di quella offshore;
- **Nel segmento successivo**, spostandosi oltre i 500 dalla costa, l'analisi cartografica e dei vincoli hanno rivelato la presenza di una prateria di *Cymodocea nodosa* che si estende fino alla profondità di quasi 24,5 metri. Per conservare questa caratteristica biocenotica, il cavidotto sottomarino sarà posato **per 3100 metri** con tecnica **dell'appoggio**;
- **Nel tratto seguente e comunque sino alla sottostazione, per una percorrenza di circa 31 chilometri (equivalenti a 16,74 NM)** che va dalla profondità di 25metri circa fino a quella di 140 metri, la posa avverrà tramite la tecnica conosciuta come **Jet Trenching**. Questa tecnica sarà utilizzata in fondali caratterizzati da depositi sedimentari sciolti, e il tracciato verrà opportunamente deviato per evitare eventuali affioramenti rocciosi.

6.1 COLLEGAMENTI TRA GLI AEROGENERATORI E LA STAZIONE ELETTRICA OFFSHORE

Dal punto di vista elettrico gli aerogeneratori saranno connessi elettricamente da cavi inter-array da 66 kV. Per il percorso del cavo dinamico nei tratti tra la piattaforma ed il punto di arrivo sul fondale (touchdown point) si adotterà la configurazione ad onda pigra (“lazy wave”) installando moduli di galleggiamento lungo specifiche sezioni del cavo: si è infatti dimostrato che le prestazioni della “lazy wave” sono superiori a quelle della più classica forma a catenaria nel compensare il movimento della fondazione galleggiante e ridurre, quindi, i cicli massimi di danno dovuti a tensione e fatica.

Le tratte di cavo tra due touchdown point successivi potranno essere posate in trincea, in semplice appoggio sul fondale o ricoperte con inerti di tipo cementizio (es. materassi in cls) o massi (rockdumping), seguendo le modalità definite per il cavidotto marino di vettoramento trattate nei successivi paragrafi.

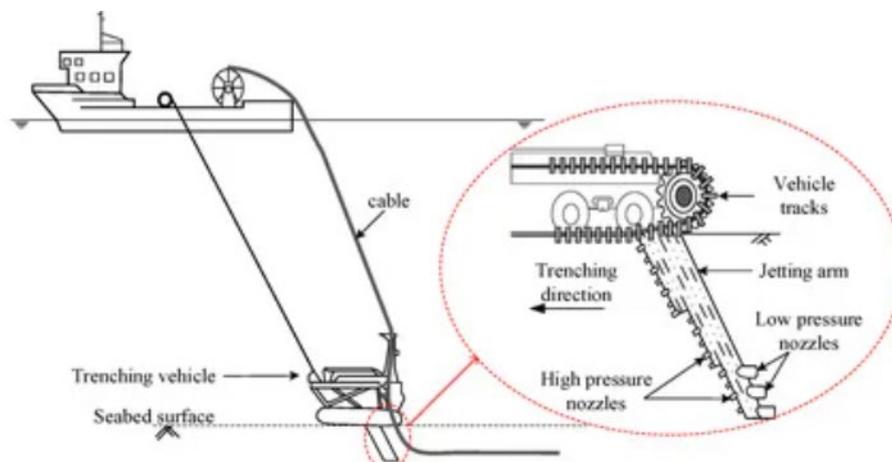


Posa dei cavi dinamici "lazy wave" realizzata mediante galleggianti

6.2 POSA DEL CAVIDOTTO MARINO NEL TRATTO IN TRINCEA

Nel tratto di mare più profondo e privo di habitat rilevanti, il cavo marino verrà protetto tramite insabbiamento alla profondità di compresa tra 1,5 e 3 m utilizzando una macchina a getti d'acqua, questa tipologia di posa denominata “trenching” o “jet trenching”,

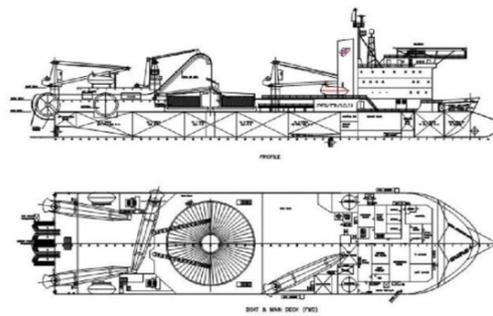
Si prevede l'utilizzo di una speciale macchina da fondale, l'aratro marino, trainata da una nave dotata di tutte le attrezzature necessarie alla movimentazione ed al controllo dei cavi sia durante le fasi di imbarco del cavo che durante la posa. La lavorazione avverrà come schematicamente rappresentato nella seguente immagine.



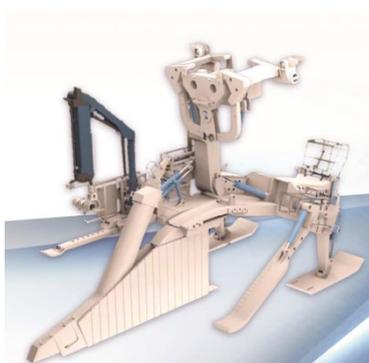
Schema della posa dei cavi con tecnologia Trenching

La macchina a getti d'acqua fluidifica il materiale del fondale mediante l'uso di acqua in pressione, che viene usata anche per la sua propulsione.

La macchina viene adagiata a cavallo del cavo da interrare e fluidifica il materiale del fondo creando una trincea entro la quale il cavo viene posato, l'aratro stesso provvede alla chiusura dello scavo, ricoprendo il cavo con lo stesso materiale movimentato, successivamente le correnti marine contribuiscono in modo naturale a ricostruire la morfologia del fondo. Ai fini ambientali è bene far notare che nella lavorazione non vengono utilizzati fluidi diversi dall'acqua. La lavorazione non richiede alcuna movimentazione del cavo sul fondo. L'operazione può essere interrotta in qualsiasi punto lungo il tracciato ed eventualmente ripresa in un punto successivo. Si prevede, per tutto il tracciato della posa in trenching una tempistica di lavorazione di circa 16 – 18 giorni da svolgere con minime interruzioni e organizzata temporalmente, esclusi i giorni di preparazione, mobilitazione e collaudo. Tutte le operazioni verranno eseguite in stretta collaborazione con le autorità portuali al fine di coordinare i lavori nelle zone soggette a circolazione di natanti.



Nave posacavi



Aratro marino e schema della trincea di scavo

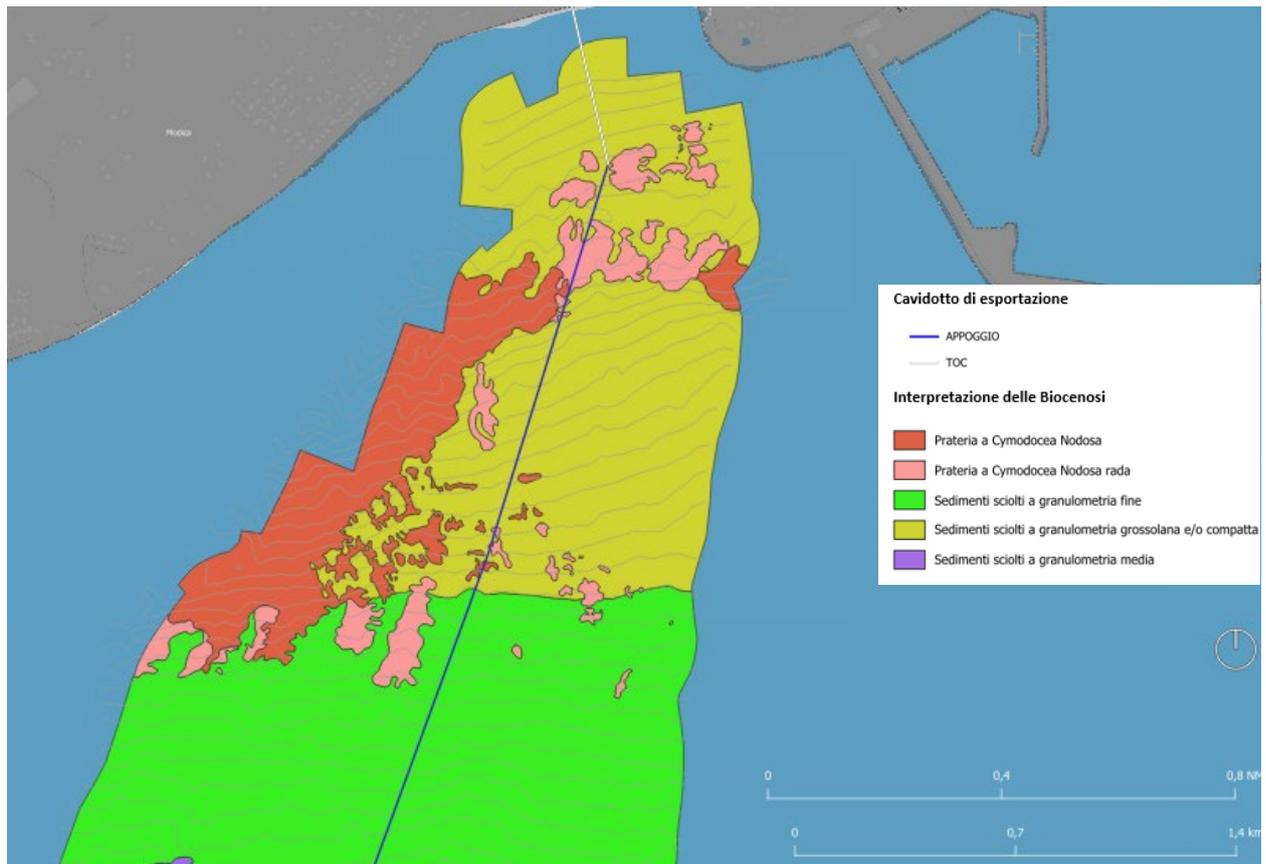
La larghezza della trincea in cui viene posato e protetto il cavo è poco superiore al diametro del cavo stesso, minimizzando l'impatto delle operazioni sul fondale e la dispersione dei sedimenti nell'ambiente circostante.

La macchina a getto d'acqua "jet trenching" consente:

- un modesto impatto sull'ambiente e sugli organismi viventi, limitato al solo periodo dei lavori;
- la ricolonizzazione naturale della zona di posa dopo i lavori;
- nessun impatto dopo la posa.

6.3 POSA DEL CAVIDOTTO MARINO IN APPOGGIO

Si è scelto di realizzare il tratto intermedio del cavidotto offshore con posa in appoggio (senza scavo) sul fondale. Tale metodologia di posa è apparsa la più idonea per attraversare un'area caratterizzata dalla presenza di habitat di pregio (presenza di prateria di cimotocea) poiché ritenuta la meno invasiva.

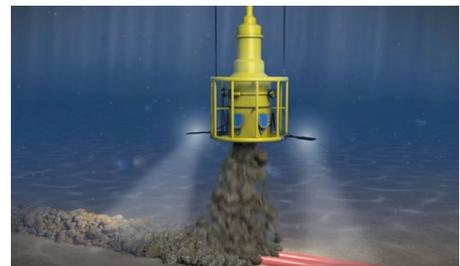


Individuazione planimetrica dell'intersezione tra il percorso del cavidotto e la prateria di Cymodocea nodosa (Habitat MB5521)

La posa dei cavi in appoggio sul fondale richiede però l'adozione di sistemi di protezione meccanica esterna del cavo dai danni causati dall'attività antropica (attrezzature da pesca e ancore) e dall'azione del mare. La presenza di una protezione meccanica del cavo appare particolarmente rilevante anche in considerazione della batimetria dell'area che è compresa tra i 6 m e 25 m di profondità.

Sono disponibili diversi sistemi di protezione dei cavi che garantiscono anche la necessaria zavorra al cavo:

- gusci di ghisa: consiste nell'applicare a bordo nave dei gusci in ghisa direttamente sul cavo prima di posarlo
- materassi: consiste nel ricoprire il cavo una volta posato con materassi di materiale specifico
- rocce (rock dumping): consiste nel ricoprire il cavo una volta posato con massi naturali.



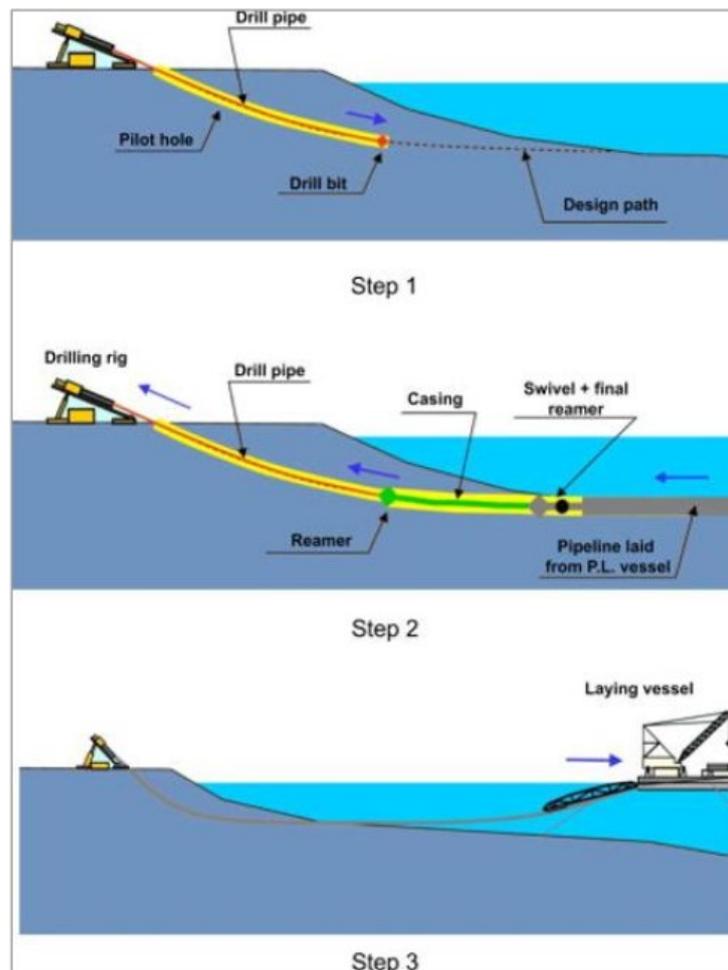
Sistemi di protezione dei cavi poggiati sul fondale mediante gusci di ghisa, materassi o rocce

Delle tre possibilità illustrate si è scelto di utilizzare i gusci in ghisa: tale soluzione, particolarmente adatta per proteggere il cavo posato sui fondali che presentano conformazioni irregolari o taglienti, risulta di minore impatto per l'ecosistema dati i ridotti ingombri.

6.4 REALIZZAZIONE DEL CAVIDOTTO MARINO IN TOC

L'approdo del cavo marino sarà realizzato tramite tecnica di Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC). Tale soluzione prevede la realizzazione di una trivellazione rettilinea di opportuna lunghezza e profondità. Durante le operazioni di drilling verrà installato una tubazione in materiale plastico con all'interno un cavo di tiro che servirà, durante le operazioni di installazione del cavo marino, a far scorrere la testa dello stesso all'interno della tubazione fino al punto di fissaggio a terra.

La trivellazione avverrà posizionando la macchina in corrispondenza dell'estremità lato terra (vasca giunti), effettuando pertanto i fori con avanzamento verso il mare. Giunti all'altra estremità, si procederà al trascinamento in senso opposto dei tubi PEAD, dotati di apposita testa per l'ancoraggio all'utensile della macchina.



Posa del cavo nel punto di sbarco con tecnica TOC



Trivellazione orizzontale controllata, il cantiere base a terra

La soluzione di approdo con TOC è volta a ridurre l'impatto delle lavorazioni sulla spiaggia di Maganuco (comune di Modica) essendo questa un'area soggetta a fenomeni di erosione come, tra l'altro, individuato dal "PAI Coste – Pericolosità Erosione". Il sito, infatti, risulta mappato come un'area a media pericolosità avente moderata esposizione al rischio di erosione (cfr. immagine seguente).



Individuazione aree a pericolosità e rischio erosione interferenti con il tracciato (PAI coste Sicilia)

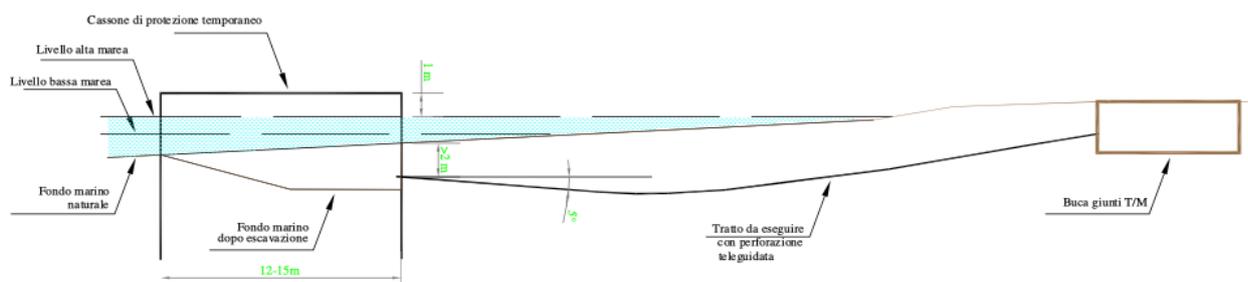
La profondità del cavidotto sarà tale da non intercettare con il cavo di telecomunicazioni esistente appartenete al gruppo Melita e con l'utenza della spiaggia riducendo quindi enormemente le possibilità di interferenza con la popolazione.

In riferimento al cavo di telecomunicazioni esistente, dall'analisi della cartografia storica è stato possibile risalire non solo al tracciato ma anche al punto di consegna, di cui si riporta l'inquadramento (36°43'04.90"N; 14°48'56.46"E).



Individuazione planimetrica punto di consegna cavo telecomunicazione Melita (rilievo anno 2017)

L'estremità lato mare del tratto da eseguire con trivellazione teleguidata sarà provvisoriamente protetta con apposito cassone in lamiera, all'interno del quale sarà effettuato uno scavo per far uscire le suddette estremità evitando al contempo il contatto con l'acqua, in modo da facilitare le operazioni di posa delle tubazioni all'interno dei fori e la successiva posa dei cavi. Il cassone sarà scoperto sul lato superiore e avrà un'altezza di circa 1 m oltre il livello massimo dell'acqua. Avrà una larghezza di circa 20 m per 15 m di profondità.



Schema di posizionamento del cassone di protezione

Per la posa all'approdo di arrivo si potrà procedere seguendo la tecnica riportata nella figura seguente, che prevede l'utilizzo di barche di appoggio alla nave principale per il tiro a terra della parte terminale dei cavi, tenuti in superficie tramite dei galleggianti durante le operazioni.



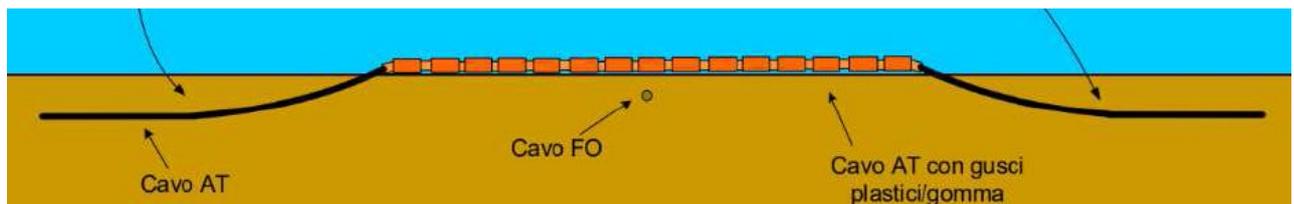
Posa del cavo in corrispondenza del punto di approdo

6.5 RISOLUZIONE DI EVENTUALI INTERFERENZE OFFSHORE

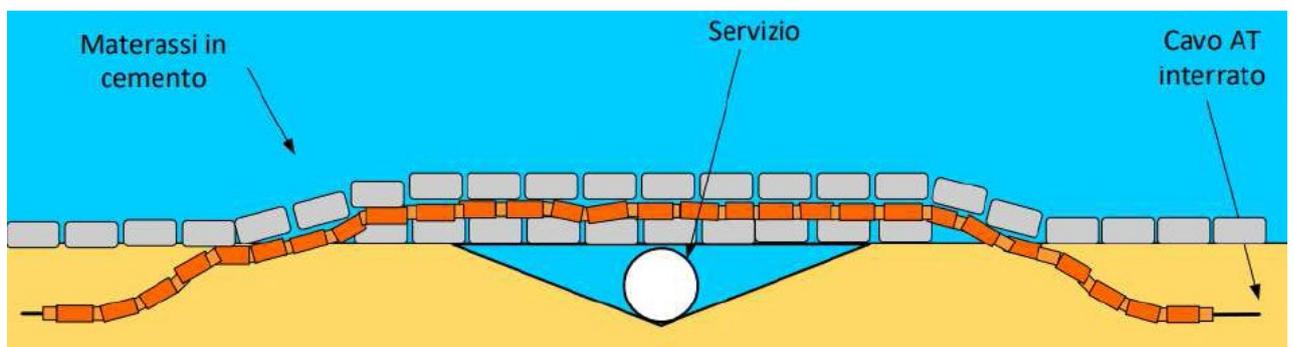
Le indagini effettuate non hanno evidenziato la presenza di interferenze con altri servizi sottomarini che incrociano il corridoio di posa e l'area del campo la cui conferma è stata ottenuta dalla mappatura derivante dall'indagine diretta ROV. In particolare, sono presenti una condotta sottomarina per scarico reflui e alcuni cavi per telecomunicazioni.

Ad ogni modo, per la gestione dell'incrocio con altri cavi o gasdotti, l'attraversamento potrà essere realizzato facendo transitare i cavi al di sopra dell'interferenza da attraversare, separando opportunamente il cavo dal "sottoservizio" esistente ed adottando idonee soluzioni di ricopertura con gusci in materiale plastico e di protezione dell'incrocio con materassi di cemento o sacchi riempiti di sabbia come indicato nei tipologici seguenti.

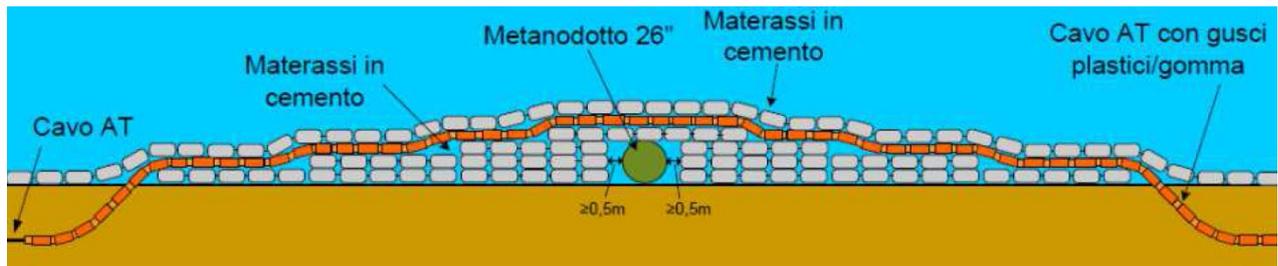
La stessa tecnica può essere necessaria anche in caso che il cavo o il tubo attraversato sia interrato artificialmente o naturalmente.



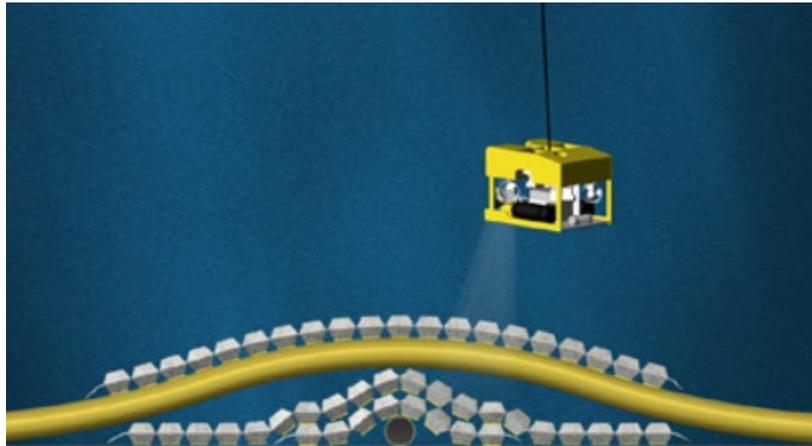
Tipico di attraversamento di cavo



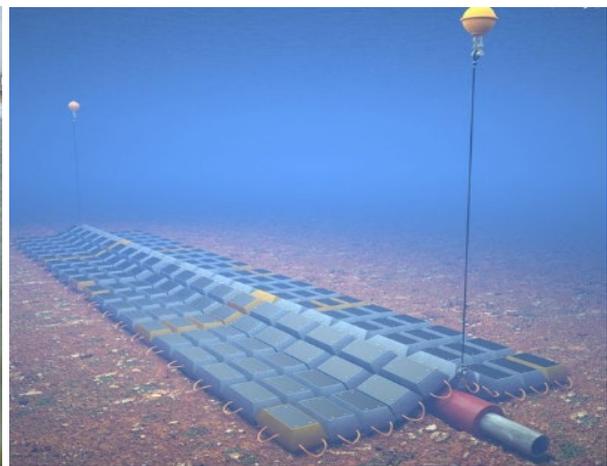
Tipico di attraversamento di tubazione metallica affiorante



Tipico di attraversamento di gasdotto affiorante



Esempio di superamento di interferenza



Tipologici fase ante e post posa

7 ELETTRODOTTI ONSHORE

I cavi saranno posati ad una profondità standard (quota piano di posa) di -1,50 m su di un letto di sabbia o di cemento magro dallo spessore di ca. 10 cm. I cavi saranno ricoperti sempre con il medesimo tipo di sabbia o cemento, per uno strato di 40 cm, sopra il quale la quale sarà posata una lastra di protezione in C.A. Ulteriori lastre saranno collocate sui lati dello scavo, allo scopo di creare una protezione meccanica supplementare.

La restante parte della trincea sarà riempita con materiale di risulta e/o di riporto, di idonee caratteristiche. Nel caso di passaggio su strada, i ripristini della stessa (sottofondo, binder, tappetino, ecc.) saranno realizzati in conformità a quanto indicato nelle prescrizioni degli enti proprietari della strada (Comune, Provincia, ANAS, ecc.).

I cavi saranno segnalati mediante rete in P.V.C. rosso, da collocare al di sopra delle lastre di protezione. Ulteriore segnalazione sarà realizzata mediante la posa di nastro monitore da posizionare a circa metà altezza della trincea.

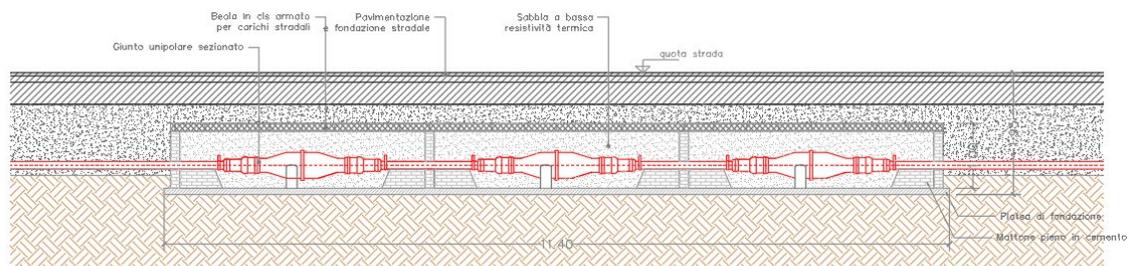
All'interno della trincea è prevista l'installazione di n°1 Tritubo Ø 50 mm entro il quale potranno essere posati cavi a Fibra Ottica e/o cavi telefonici/segnalamento.



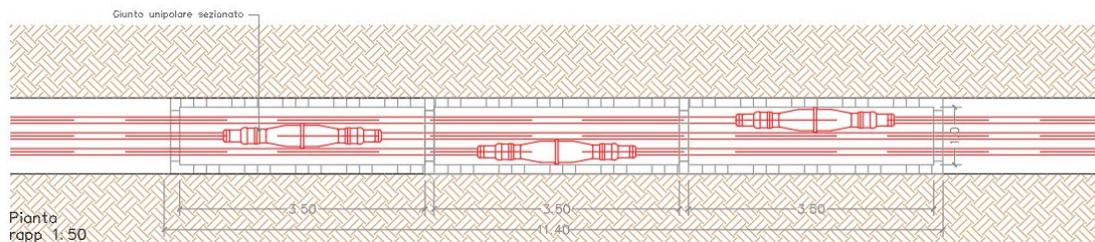
Schemi tipologici di posa cavidotto

7.1.1 Buche giunti intermedie

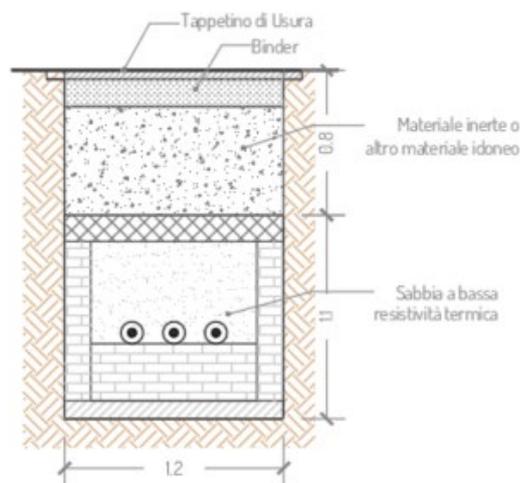
Sarà indispensabile creare buche giunti intermedie lungo il percorso terrestre per connettere i segmenti del cavo e per eventuali operazioni di manutenzione. Si prevede di realizzare 61 buche giunti intermedie per suddividere il tracciato in segmenti lunghi da 800 a 1000 metri ciascuno. Queste buche saranno realizzate nell'ambito gli scavi per il cavidotto. Le dimensioni dello scavo per ogni singola vasca giunti saranno pari a 11,40 x 1,2 metri un'altezza pari a 1,90 metri.



Sezione longitudinale
rapp 1:50



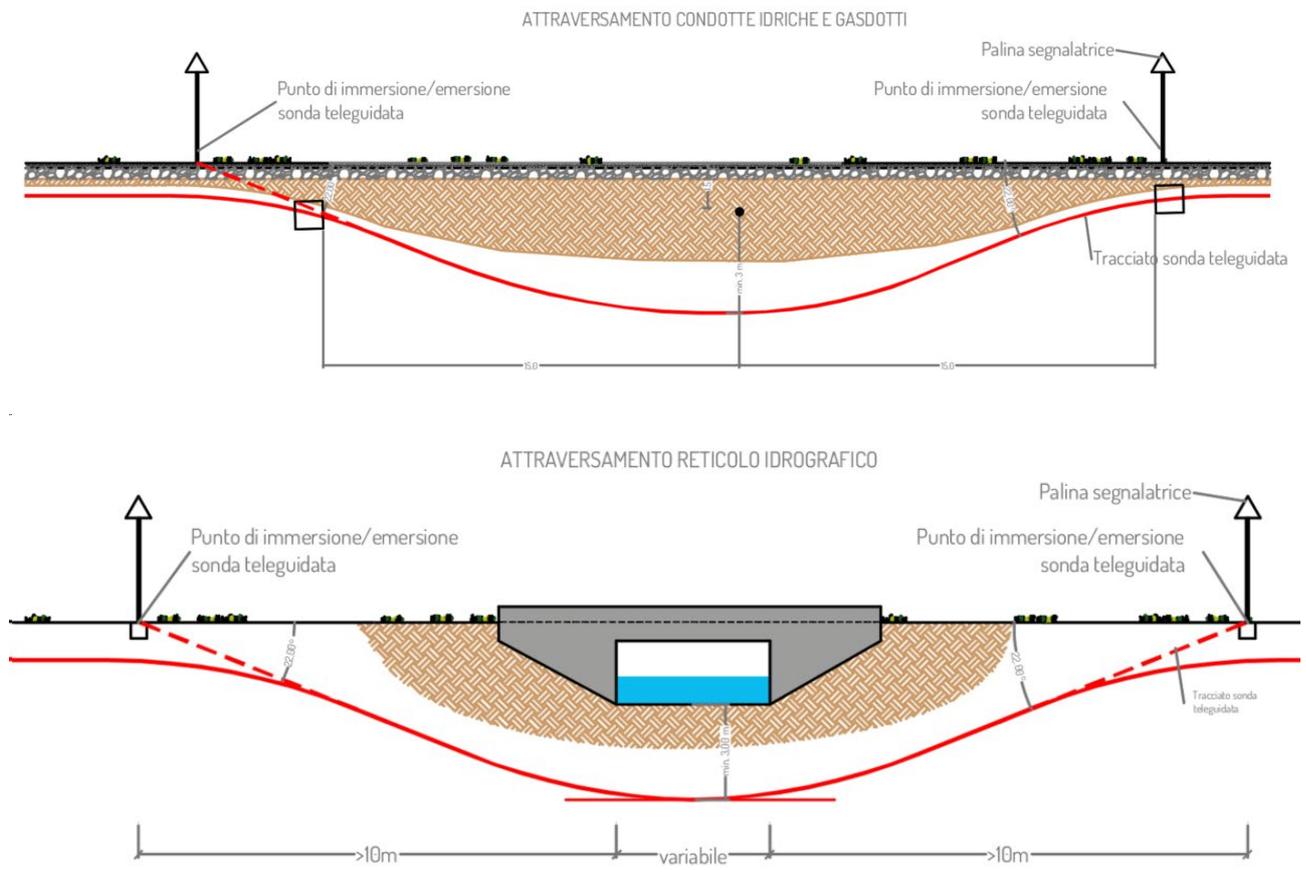
Pianta
rapp 1:50



Tipico della vasca giunti intermedia

7.2 RISOLUZIONE DELLE INTERFERENZE ONSHORE

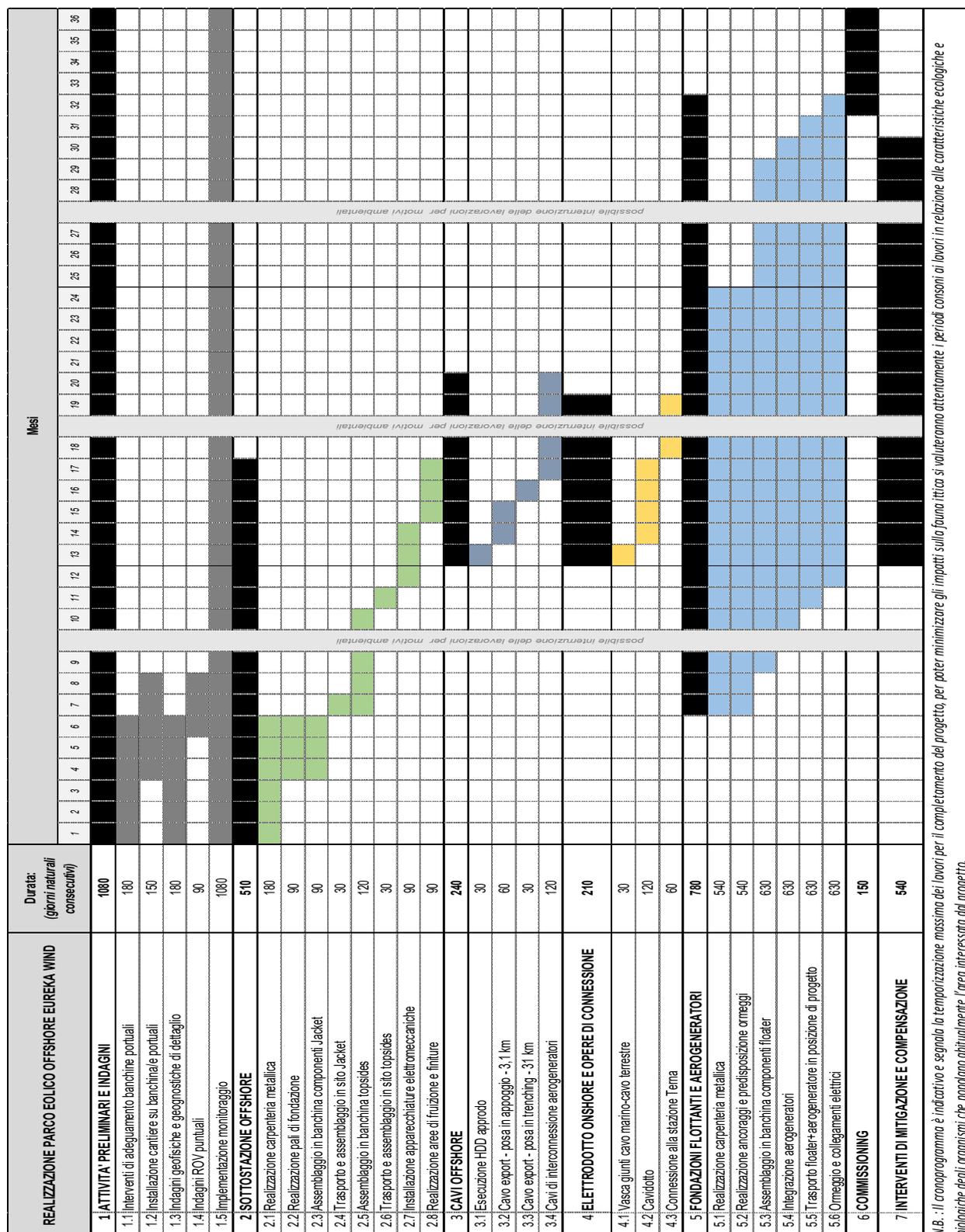
Saranno possibili interferenze con le reti interrato esistenti: reti idriche AQP, reti elettriche Enel, reti elettriche di produttori di energia da fonte rinnovabile (impianti fotovoltaici ed eolici), reti gas e reti telefoniche. Tali interferenze saranno puntualmente verificate in sede di progettazione esecutiva con gli enti/società proprietari delle reti e saranno definite di concerto le modalità tecniche di posa dei cavi AT in corrispondenza delle intersezioni e, ove necessario, si utilizzerà la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata. Tutti i dettagli sulle modalità di posa e sulla gestione delle interferenze sono dettagliati nell'elaborato PTO 5.9 Sezioni di posa - interferenze e attraversamenti.



Sezioni tipiche degli attraversamenti in TOC

8 SINTESI DELLE GENERALE DELLE FASI DI REALIZZAZIONE

La realizzazione dell'impianto Eureka Wind prevede una tempistica totale di 36 mesi. Con riferimento al cronoprogramma delle lavorazioni (cfr elaborato R.8.1), le macro-operazioni e la tempistica possono essere schematizzate come rappresentato nel grafico seguente:



Cronoprogramma delle macro-operazioni di cantiere



Le attività preliminari e le indagini, parzialmente già svolte nel progetto definitivo, avranno tempistiche contemporanee a tutta l'esecuzione del cantiere e consentiranno di monitorare "in corso d'opera" diversi aspetti ambientali e fisici del sito, al fine della redazione ed eventuale perfezionamento del progetto esecutivo anche durante lo svolgimento delle attività cantieristiche vere e proprie.

La seconda attività prevista consiste nella realizzazione della parte "hardware" della sottostazione marina. Questo consentirà di svolgere l'attività di *pre-commissioning* e di predisporre l'area ad accogliere le strutture flottanti e gli aerogeneratori.

La terza macro-attività consiste nella posa dei cavi marini, anche questa attività è preliminare e prodromica alla installazione degli apparati produttivi.

La quarta fase segnalata è la realizzazione delle opere di connessione a terra, prevista con una tempistica contemporanea alla posa dei cavi marini.

La quinta fase vede l'assemblaggio e il varo delle installazioni produttive, parzialmente contemporanea alle altre fasi citate, questa attività verrà svolta lontano dal sito di installazione in strutture portuali appositamente scelte e adibite, come meglio specificato nel seguente capitolo.

In termini di risorse impiegate, la fase di assemblaggio è l'attività di cantiere più impegnativa tra quelle previste.

La sesta ed ultima fase consiste nell'attività di commissioning, cioè sinteticamente nell'allaccio e "*l'accensione*" degli apparati "software" del parco eolico Eureka Wind e nello *starting* dell'attività di produzione energetica pulita.

Alle fasi precedenti ne va aggiunta un'altra dedicata all'esecuzione degli interventi di mitigazione e compensazione. Tale fase avrà inizio contestualmente alle attività di posa del cavidotto e degli aerogeneratori per concludersi prima dell'inizio delle attività di commissioning.

9 GESTIONE E MANUTENZIONE

Come per tutte le tipologie di opere, le attività di manutenzione possono essere suddivise in:

- Manutenzione preventiva
- Ispezione
- Manutenzione correttiva

In generale tutte le opere previste sono progettate e realizzate con standard qualitativi tali da richiedere un intervento minimo di manutenzione in circostanze normali. I sistemi di controllo, in particolare, sono dotati di caratteristiche di sicurezza che consentono di massimizzare la protezione dell'integrità del sistema in condizioni ambientali estreme durante le operazioni: se si verificano condizioni meteorologiche estreme durante le normali operazioni, i sensori di bordo del floater e dell'aerogeneratore attiveranno l'arresto del funzionamento.

Il personale addetto all'ispezione e alla manutenzione monitorerà le prestazioni delle varie componenti interpretando i problemi di avviso delle varie apparecchiature e componenti del sistema. Le telecamere di bordo e una gamma completa di altri sensori possono essere utilizzati per consentire la sorveglianza e l'interazione remota con il sistema. La gamma di sensori installabili ha tre obiettivi principali: monitoraggio, diagnosi, abilitazione e supporto agli interventi da remoto.

9.1 MANUTENZIONE PREVENTIVA

Le attività di manutenzione preventiva devono essere intraprese secondo i manuali dei produttori, su base periodica, per monitorare le condizioni del sistema, prevenire il degrado dei componenti e intervenire (riparare/sostituire) prima che l'apparecchiatura si guasti, evitando tempi di fermo imprevisti.

L'evoluzione delle condizioni delle attrezzature e delle strutture nel corso della vita guiderà il continuo aggiornamento del piano di manutenzione. Le specifiche tecniche di manutenzione dipendono dalle apparecchiature da mantenere, che devono essere definite durante le fasi di ingegneria. La maggior parte delle opere è composta da componenti standard del settore che richiedono poca manutenzione.

9.2 ISPEZIONE

Lo scopo delle ispezioni strutturali periodiche è quello di monitorare l'integrità delle strutture, sia al di sopra che al di sotto del livello medio dell'acqua, compresi i cavi inter-array e i sistemi di ormeggio. L'ambito e la periodicità delle ispezioni strutturali periodiche sono determinati dall'ente di classificazione incaricato, ove applicabile.

Per i vani meno accessibili senza scale, sono richiesti anche tecnici con competenze specifiche. Per ridurre al minimo l'impiego di questa categoria di tecnici, le ispezioni possono essere effettuate anche da velivoli senza pilota pronti per il mercato o, per i compartimenti sommersi, da ROV portatili.

Le grandi ispezioni subacquee devono essere eseguite da un ROV dispiegato da qualsiasi imbarcazione con capacità DP2 di posizione dinamica e gru idonea per il dispiegamento di ROV.

9.3 MANUTENZIONE CORRETTIVA

La manutenzione correttiva verrà eseguita quando una parte delle apparecchiature incorre in guasti o se le condizioni di deterioramento aumentano il rischio di guasto, richiedendo un'azione correttiva per prevenire guasti successivi. La piattaforma galleggiante è progettata per consentire la sostituzione dei componenti offshore. L'accento sarà posto sui mezzi di movimentazione dei materiali per consentire la

rimozione rapida e sicura e la reinstallazione delle parti. I componenti di grandi dimensioni possono essere riparati a terra, quando possibile.

9.4 SOSTITUZIONE DEI COMPONENTI PRINCIPALI E MANUTENZIONE STRAORDINARIA

In caso di sostituzione di un componente importante del sistema floater-aerogeneratore, si dovrà prevedere il ritorno al porto. Si tratta di rimorchiare la piattaforma in porto in modo che il componente interessato possa essere sostituito utilizzando strutture a terra in un ambiente protetto.

La piattaforma è progettata con connettori di ormeggio della piattaforma plug-and-play e un I-Tube scollegabile, che può essere facilmente collegato nel processo inverso rispetto all'installazione, entrambe operazioni da eseguire in meno di 24 ore. La soluzione I-Tube flottante impedisce una perdita di produzione di energia a livello di array derivata da una potenziale manutenzione correttiva di grandi dimensioni, garantendo così una produzione ininterrotta dalle unità rimanenti mentre l'unità interessata è in transito e in riparazione.

L'operazione di rimorchio al porto viene eseguita secondo le seguenti fasi:

- Allestimento logistico in porto
- Allestimento piattaforma
- Dispiegamento I-tube
- Scollegamento sistema di ormeggio
- Traino offshore e relative attività di zavorramento
- Ormeggio piattaforma lato banchina
- Intervento di manutenzione straordinaria
- Traino offshore e ricollegamento I-tube e sistema di ormeggio

Altre strategie di intervento, attualmente in fase di sviluppo per questa tipologia di opere, possono includere navi con gru galleggianti per carichi pesanti.

9.5 PARTI DI RICAMBIO E REQUISITI DI STOCCAGGIO

Data l'importanza dell'opera, dovrà essere previsto un inventario di parti di ricambio critiche e non critiche, suddivisibile in 6 categorie:

- Sistema di zavorra: include pompe di zavorra, pompe di sentina portatili, pannelli VFD, ventole di ventilazione e ricambi associati come guarnizioni, giunti, tenute, cuscinetti, ecc.
- Tubazioni e valvole: tubazioni di zavorramento, valvole e raccordi.
- Sistemi di alimentazione: cavi di alimentazione, prese di alimentazione, modulo di alimentazione UPS, interruttori di alimentazione.
- Attrezzatura di supporto sul campo: pompe dell'acqua di mare, pezzi di ricambio per gru (grasso, bulloni, ecc.) e ormeggio ricambi verricello.
- Struttura secondaria: bulloneria e staffe per grigliato e corrimano, anodi. Strumentazione: ausili alla navigazione, inclinometri, trasmettitori di pressione, trasmettitori di livello, rilevatori di perdite, tra l'altro.
- Per quanto riguarda i sistemi di cavi di ormeggio e inter-array, le raccomandazioni sui pezzi di ricambio sono guidate dagli articoli con il tempo di consegna più lungo, che sono tipicamente la cima di ormeggio e il cavo inter-array.

10 DISMISSIONE

Gli interventi di dismissione di un parco eolico offshore seguono sostanzialmente all'inverso le fasi di realizzazione, rendendo necessaria la riattivazione dei cantieri portuali utilizzati in fase di realizzazione per lo smontaggio degli aerogeneratori e il taglio delle strutture in acciaio.

Ad oggi l'unico intervento di dismissione eseguito è stato condotto da Principle Power, che ha eseguito la disattivazione di WindFloat 1, il suo primo progetto pilota operativo tra il 2011 e il 2016. Nel seguito si descrivono le operazioni di dismissione, riportando le risultanze ottenute dall'esperienza Principle Power.

10.1 OPERAZIONI OFFSHORE

Nello specifico caso in esame, le condizioni al contorno hanno consentito di realizzare sistemi di ormeggio a bassa pretensione che possono essere facilmente agganciati con un verricello di bordo, connettori di ormeggio facilmente scollegabili e cavi dinamici per il collegamento delle turbine che possono essere facilmente sconnessi.

I cavi, le cime di ormeggio e le ancore devono essere scollegati seguendo il processo inverso rispetto alla loro installazione.

In particolare, le fasi del processo di disattivazione sono:

- Scollegamento del cavo di alimentazione (circa 12 ore)
- Scollegamento delle cime di ormeggio (circa 12 ore per 3 cime di ormeggio) • Traino dal sito al porto (durata dipendente dalla distanza di transito)

Una volta completate le operazioni di distacco degli ormeggi e dismissione del collegamento elettrico, il complesso floater-aerogeneratore può essere trainato verso il porto dove eseguire le operazioni di smontaggio e smantellamento. Anche in questo caso si procede in maniera inversa all'installazione. Le operazioni di traino vengono eseguite collegando un rimorchiatore offshore alle colonne 2 e 3 tramite una briglia. La velocità di traino deve essere limitata a 3,0 nodi e ridotta in caso di maltempo.



Configurazione traino

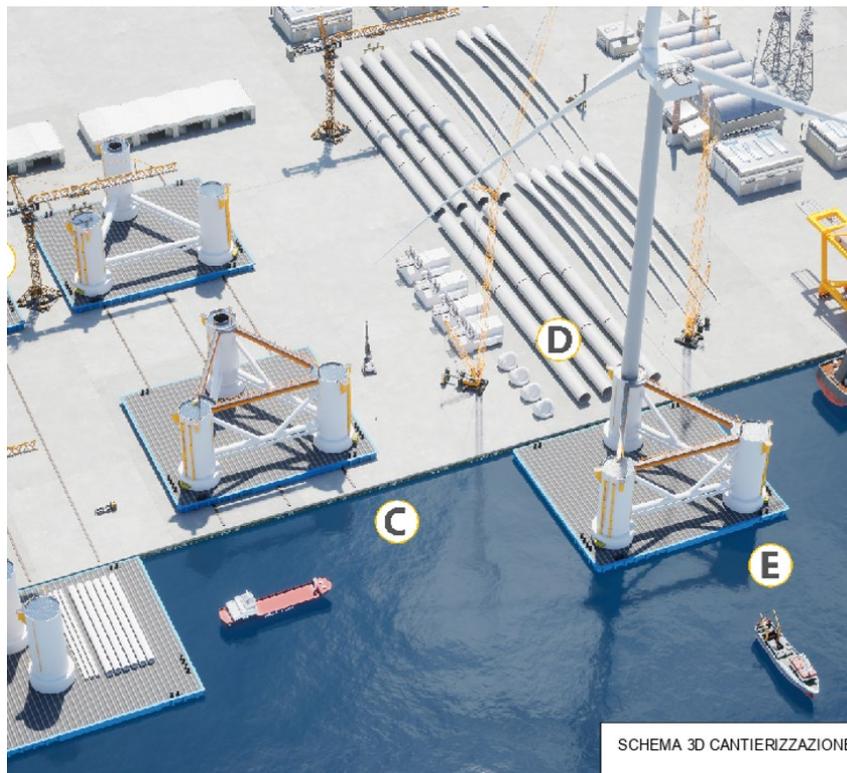
Allo stesso modo si procederà per la sottostazione, rimuovendo prima di tutte le componenti elettromeccaniche e poi asportando il topside e infine il jacket, invertendo le operazioni di carico e trasporto.

10.2 OPERAZIONI ONSHORE

Le operazioni di smontaggio e smantellamento del complesso floater-aerogeneratore richiederanno sostanzialmente la stessa organizzazione logistica descritta per la realizzazione.

Sarà quindi necessario disporre di una filiera di produzione in grado di garantire almeno 2 linee in parallelo, facendo affidamento su più infrastrutture portuali, magari gestendo diverse funzioni.

Di seguito si ripropone a scopo esemplificativo la schematizzazione dell'area di cantiere, nel quale le operazioni dovranno essere scolte all'inverso, dallo smontaggio dei componenti dell'aerogeneratore allo smantellamento del floater: gli spazi da impegnare non variano rispetto alla fase di realizzazione.



Allo stesso modo si procederà per la sottostazione prevedendo lo smantellamento delle parti metalliche in banchina portuale.

10.3 RECUPERO DI MATERIA E FINE VITA

Tutte le strutture di cui si compone il parco eolico offshore hanno struttura primaria in acciaio. Il processo di smantellamento e dismissione di queste tipologie di opere è ben sperimentato nel settore O&G, dove vengono riciclate le unità di produzione galleggianti semisommersibili e le piattaforme di perforazione. In genere, tutto l'acciaio recuperato dal sito offshore può essere recuperato e riciclato a terra (<https://kishornport.co.uk/services/decommissioning>).

Anche le funi sintetiche possono essere recuperate e utilizzate come combustibile in una centrale termica (energia dai rifiuti), ma i produttori hanno anche sviluppato processi per riciclare le funi in prodotti polimerici come le coperture per ponti (<https://www.lankhorstropes.com/information/recycling-of-ropes>).

Anche i cavi e gli accessori possono essere completamente recuperati per essere trattati da un settore di riciclaggio dedicato già esistente (<https://k2polymers.com/recycling-services/sub-sea-cable-recycling/>).

A ciò aggiungasi che per strutture di questo tipo sarà anche da valutare la possibilità di estendere la durata delle opere: ad esempio l'unità WindFloat 1 di Principle Power è stata dismessa dal sito di Povo do Varzim in Portogallo ed è stata reinstallata presso il Kincardine Offshore Wind Farm, in Scozia.