



Studio di Fattibilità Tecnica

Parco Eolico ABEI - Puglia

21 Agosto 2023

Progetto No.: 0686485_001

Dettagli documento

Titolo documento	Studio di Fattibilità Tecnica
Sottotitolo documento	Parco Eolico ABEI - Puglia
Progetto No.	0686485_001
Data	21 August 2023
Versione	1.0
Autore	
Cliente	AEI WIND PROJECT VI S.R.L.

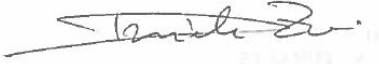
Versioni documento

Versione	Revisione	Autore	Revisionato da	Approvazione emissione ERM		Commenti
				Nome	Data	
1.0	00	-	Simone Poli	Daniele Zoli	21.08.2023	Emissione Finale

Pagina firme

Studio di Fattibilità Tecnica

Parco Eolico ABEI - Puglia



Daniele Zoli
Partner

DocuSigned by:
Alessandro Battaglia
8BF3ACAC153A488...

Alessandro Battaglia
Partner



Simone Poli
Project Manager

ERM Italia S.p.A. – Via San Gregorio 38, 20124 Milano

© Copyright 2023 by ERM Worldwide Group Ltd and / or its affiliates ("ERM").
All rights reserved. No part of this work may be reproduced or transmitted in any form,
or by any means, without the prior written permission of ERM

CONTENUTI

1	INTRODUZIONE E OBIETTIVI	4
2	CONSIDERAZIONI IN MERITO ALLA SCELTA DEL SITO PER IL PROGETTO	4
2.1	Collocazione	4
2.2	Batimetria e morfologia	6
2.2.1	Condizioni del fondale.....	7
2.3	Inquadramento sismico.....	8
2.4	Inquadramento geomorfologico	8
2.5	Correnti marine	8
2.6	Traffico marittimo	8
2.7	Navigazione aerea	11
2.8	Siti designati	13
2.9	Connessione alla rete	14
3	LAYOUT	15
3.1	Posizione	15
4	SVILUPPO DEL PROGETTO	19
4.1	Criteri di progettazione.....	19
4.2	Descrizione tecnica dell'impianto.....	19
4.3	Principali componenti del parco eolico.....	20
4.4	Infrastrutture Offshore.....	22
4.4.1	Modello della turbina eolica	22
4.4.2	Fondazioni	23
4.4.3	Cavi Inter-array	32
4.4.4	Cavi export Offshore	36
4.4.5	Sottostazione Offshore	40
4.5	Infrastrutture Onshore.....	43
4.5.1	Cavi sotterranei.....	43
4.5.2	Sottostazione Onshore	47
5	STIME DEL VENTO E DELLE RISORSE ENERGETICHE.....	49
5.1	Stime	49
6	ATTIVITÀ DI COSTRUZIONE, OPERATIVITÀ E DISMISSIONE DEL PARCO EOLICO OFFSHORE	50
6.1	Studi iniziali delle fasi principali di costruzione/assemblaggio e installazione.....	50
6.1.1	Fase 1 – Fabbricazione e assemblaggio delle Fondazioni galleggianti	50
6.1.2	Fase 2 – Installazione della sottostazione offshore.....	50
6.1.3	Fase 3 – Trasporto delle fondazioni galleggianti al porto di smistamento.....	50
6.1.4	Fase 4 – Integrazione della turbina nella fondazione galleggiante.....	51
6.1.5	Fase 5 – Installazione degli ancoraggi e Pre-Lay degli ormeggi.....	52
6.1.6	Fase 6 – Traino della piattaforma (WTG e fondazione) al sito.....	52
6.1.7	Fase 7 – Aggancio della piattaforma.....	53
6.1.8	Fase 8 – Installazione dei cavi.....	53
6.1.9	Fase 9 – Messa in esercizio della piattaforma	54
6.2	Strategia di esercizio e manutenzione	54
6.2.1	Salute e sicurezza, protezione persone e ambiente	54
6.2.2	Esercizio e manutenzione	55
6.3	Studi iniziali delle strategie di dismissione	55

6.4	Consumi materie prime.....	55
6.5	Produzione rifiuti.....	57
6.5.1	Produzione di rifiuti durante la costruzione	57
6.5.2	Produzione di rifiuti durante la fase operativa	57
6.5.3	Produzione di rifiuti durante la fase di dismissione	57

Lista delle Tabelle:

Tabella 2.1: Lista delle aree protette.....	13
Tabella 3.1: Coordinate delle WTG.....	16
Tabella 4.1: Parametri chiave della turbina eolica	23
Tabella 4.2: Diverse tipologie di configurazione dinamica (1-2).....	34
Tabella 4.3: Caratteristiche tecniche dei cavi	38
Tabella 6.1: Materie prime impiegate nella realizzazione del parco eolico	56

Lista delle Figure:

Figura 2.1 – Inquadramento su ortofoto.....	5
Figura 2.2 – Profondità dell'acqua	6
Figura 2.3 – Mappa del fondale	7
Figura 2.4 – Densità di traffico marittimo	10
Figura 2.5 – Navigazione aerea	12
Figura 3.1 – Inquadramento su ortofoto.....	15
Figura 4.1 – Componenti turbina eolica	21
Figura 4.3 – Tipologia di piattaforme galleggianti	24
Figura 4.4 – Tipologia di piattaforma galleggiante a seconda degli schemi operativi	24
Figura 4.5 – Sistemi di zavorramento	26
Figura 4.6 – Sistemi di ormeggio. M-1 è un sistema catenary mooring, M-2 è un sistema taut leg mooring e M-3 è un sistema tension leg (Fonte: Vryhof manual).....	27
Figura 4.7 – Sistema a 3 linee di ormeggio	27
Figura 4.8 – Diagramma di un sistema di ormeggio per una piccola turbina eolica.....	29
Figura 4.9 – Schema di ancoraggio.....	30
Figura 4.10 – Installazione della turbina eolica.....	31
Figura 4.11 - Configurazione di cavi dinamici vs. cavi statici. (Fonte JDR).....	32
Figura 4.12 – Connessione tra due turbine eoliche con fondazione galleggiante	33
Figura 4.14 – Rappresentazione di una possibile configurazione quando il cavo è disteso sul fondale. ...	35
Figura 4.15 - Esempio di layout di cavo inter-array dinamico.....	36
Figura 4.16 – Diagramma della scatola di transizione.....	36
Figura 4.17 – Giuntura di transizione sulla terraferma.....	37
Figura 4.18 – Sezione di un cavo tripolare sottomarino. (Fonte: DNVGL)	38
Figura 4.20 – Cavo sottomarino dinamico. (Fonte: PRYSMIAN GROUP)	38
Figura 4.21 – Inserimento di un cavo export offshore sulla riva.	40
Figura 4.22 – Layout di connessione di un parco eolico dinamico.	40
Figura 4.23 – Diverse tipologie di fondazioni per le OSS.	41
Figura 4.24 – Esempio di prototipi sul mercato.....	42
Figura 4.25 – Cavo terrestre statico.....	43
Figura 4.26 – Generica visione di insieme di una sezione trasversale per un cavo terrestre	44
Figura 4.27 – Possibile disposizione per i cavi.	44

Figura 4.28 – Metodo ad incrocio per percorsi di lunghezza maggiore con separazione degli schermi e scatole di connessione	45
Figura 4.29 – Meccanismo di perforazione direzionale utilizzato per superare un fiume.....	46
Figura 4.30 – Torre in acciaio per linee aeree.	47
Figura 4.31– Proposta preliminare per la connessione per la localizzazione della sottostazione onshore	48
Figura 6.1 – Fabbricazione di WFA	50
Figura 6.2 – Piattaforma in arrivo al porto di smistamento.	51
Figura 6.3 – Installazione della torre e della turbina	52
Figura 6.4 – Possibile configurazione di ormeggio	52
Figura 6.5 – Manovra di disormeggio	53
Figura 6.6 – Possibile configurazione dei cavi.....	54

1 INTRODUZIONE E OBIETTIVI

Lo scopo del presente report è di presentare le principali caratteristiche tecniche ed ambientali, nonché le considerazioni paesaggistiche e socioeconomiche del Progetto Eolico Offshore di **AEI WIND PROJECT VI S.R.L.**, da realizzarsi al largo dei comuni di Salve, Morciano di Leuca e Patù.

Da un punto di vista tecnico, si vogliono esporre le principali caratteristiche geofisiche che influenzano la progettazione di un parco eolico, così come le principali caratteristiche delle fondazioni proposte e dei sistemi di trasmissione elettrici. La caratterizzazione dei siti comprende una descrizione delle condizioni oceaniche e del terreno. Le considerazioni ambientali permettono l'identificazione di eventuali condizioni che possono limitare lo sviluppo dei progetti.

È bene sottolineare che le soluzioni proposte nel presente documento per ognuno dei cinque progetti sono preliminari e devono essere riesaminate in seguito ai risultati ottenuti nei successivi livelli di progettazione.

2 CONSIDERAZIONI IN MERITO ALLA SCELTA DEL SITO PER IL PROGETTO

2.1 Collocazione

Il progetto in esame è localizzato al largo della costa ricadente nei comuni di Salve, Morciano di Leuca e Patù, in provincia di Lecce. Prevede l'installazione di 115 turbine eoliche con fondazioni galleggianti con una capacità complessiva di circa 1725 MW. Dal punto di vista tecnico gli aspetti principali che influenzano la progettazione di un parco eolico offshore sono le condizioni geofisiche, il sistema di trasmissione energetica e la tipologia di fondazioni proposte.

Le soluzioni proposte sono preliminari e devono essere riviste e approfondite in seguito ai risultati ottenuti dagli stadi successivi di progettazione.

I componenti principali di un parco eolico offshore si dividono in:

- Offshore – turbine eoliche comprese di fondazioni, piattaforma elettrica offshore compresa di fondazioni, il cavidotto di collegamento marino e cavi inter-array;
- Onshore – cavidotto terrestre dalla costa al punto di connessione alla rete elettrica nazionale e la sottostazione terrestre;
- Landfall – zona all'interfaccia in cui i cavi offshore vengono portati a riva per connetterli al cavidotto terrestre.

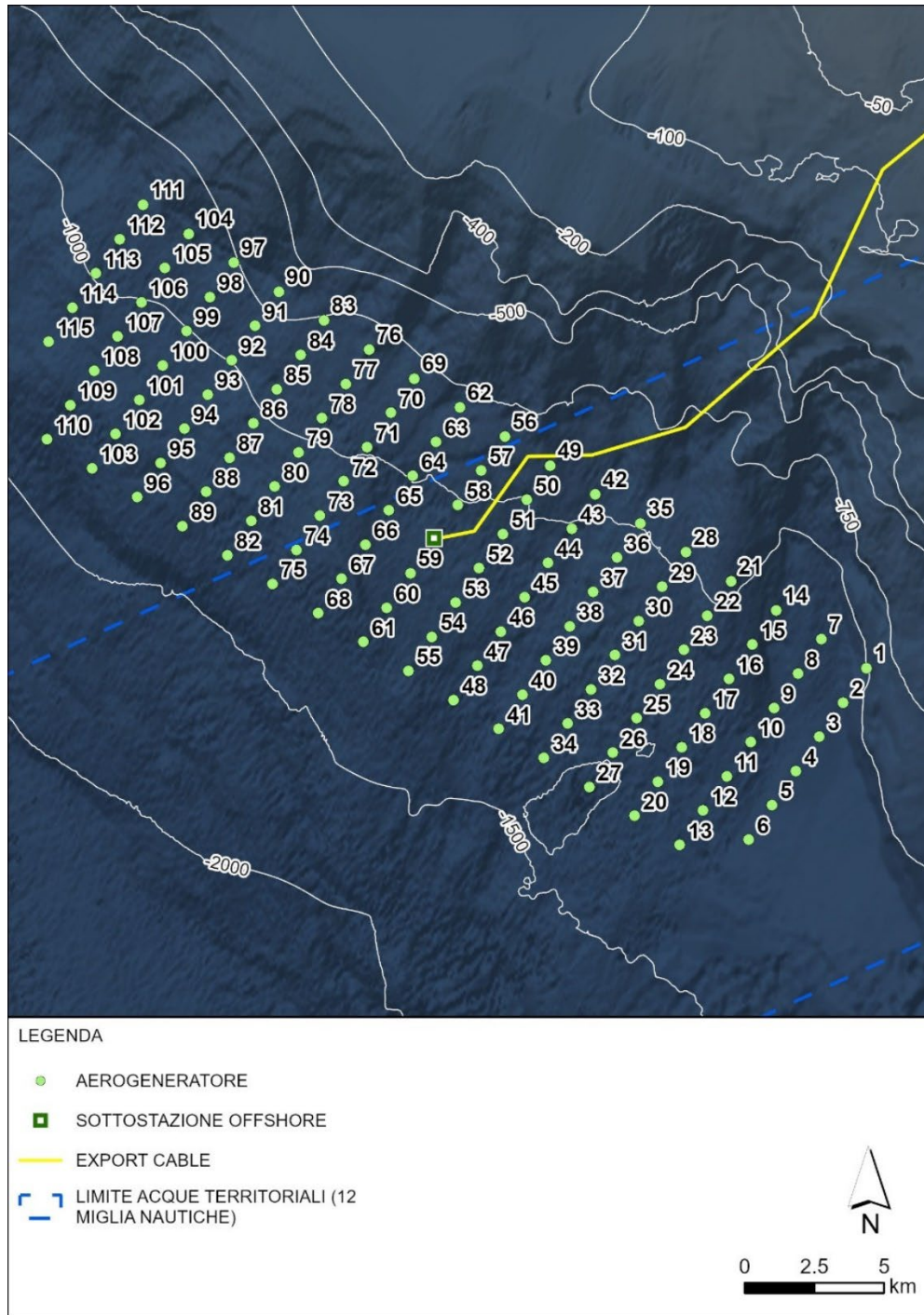


Figura 2.1 – Inquadramento su ortofoto

2.2 Batimetria e morfologia

Le profondità nell'area in cui è prevista la realizzazione del parco eolico previsto dal progetto variano da -600 metri a -1.550 metri.

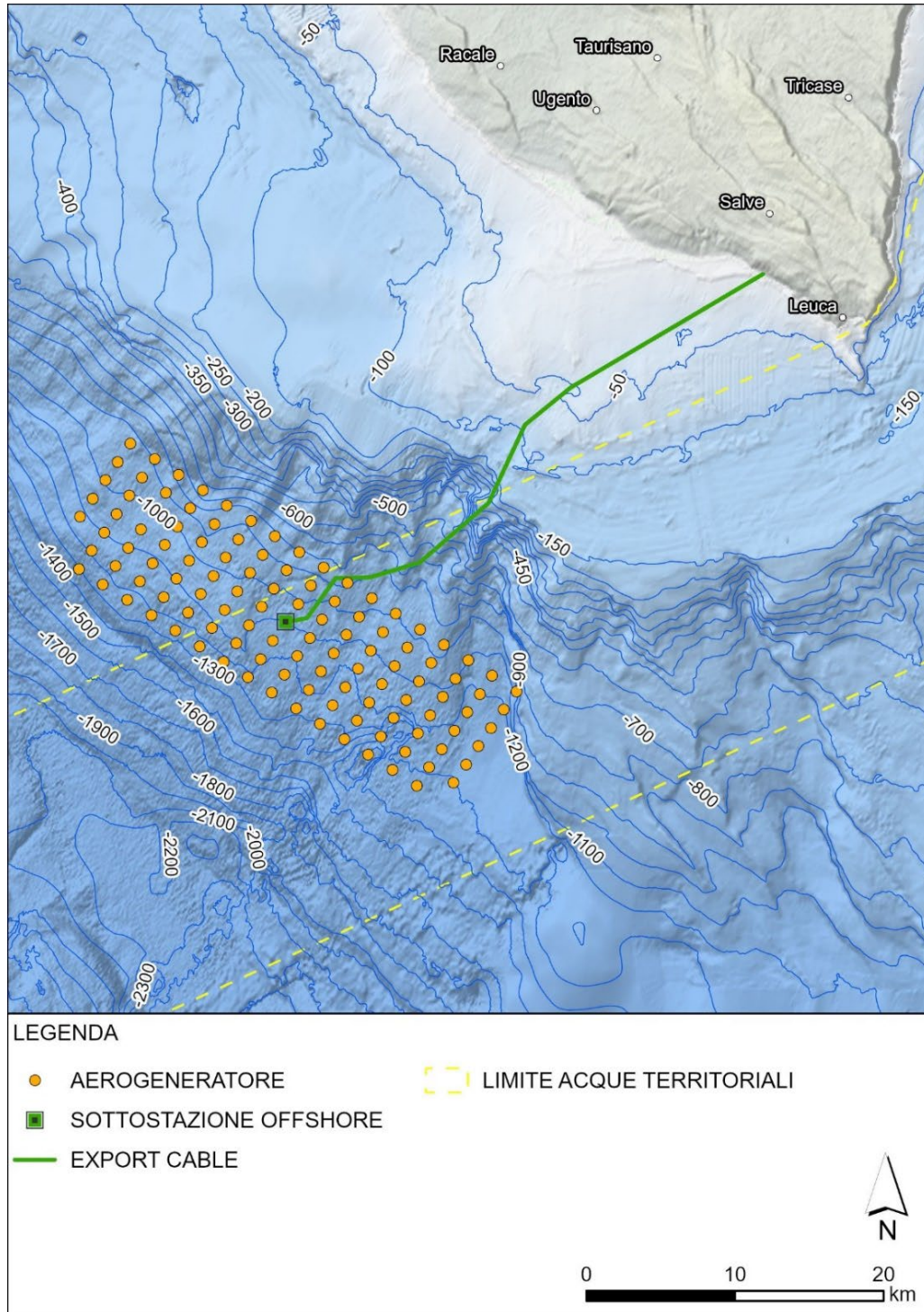
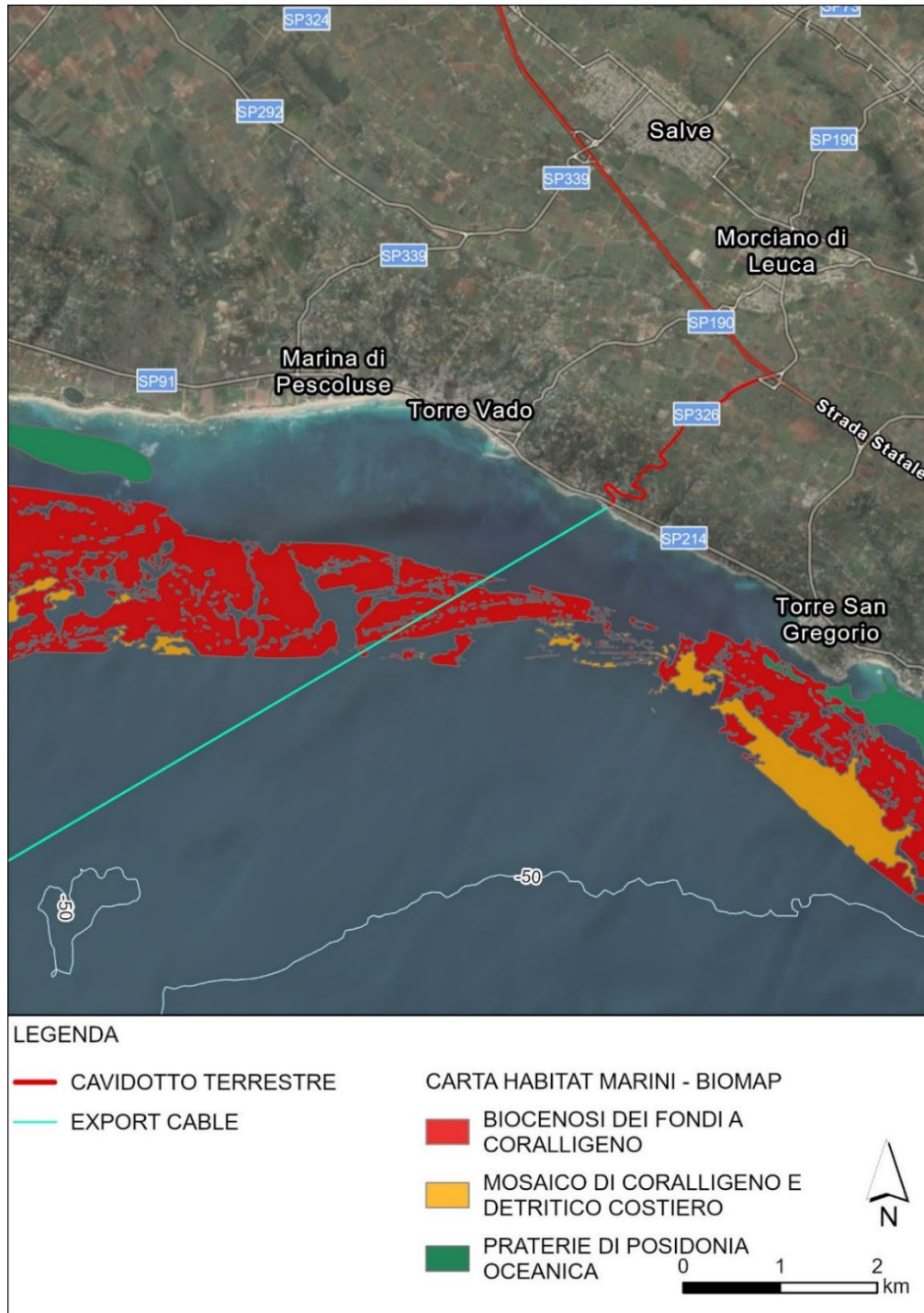


Figura 2.2 – Profondità dell'acqua
(Fonte GEBCO Bathymetry)

2.2.1 Condizioni del fondale

Sulla base delle informazioni disponibili, gran parte dell'area d'interesse è caratterizzata da un fondale fangoso e sabbioso.

È presente una zona di biocenosi di natura corallina.



**Figura 2.3 – Mappa del fondale
(Fonte Biomap)**

2.3 Inquadramento sismico

La sismicità strumentale degli ultimi 35 anni della regione Puglia si concentra principalmente nel settore settentrionale in corrispondenza dell'area Garganica ed al confine col Molise. Storicamente, la Regione risente fortemente dei terremoti di origine appenninica, lungo i confini con la Campania e la Basilicata ove si concentrano la maggior parte degli eventi storici più forti, e dei forti terremoti originatisi lungo le coste albanesi, montenegrine nonché nelle isole ioniche.

Sulla base dell'analisi degli elaborati grafici resi disponibili dall'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV), è possibile constatare che il fondale interessato dalla localizzazione del parco eolico offshore è caratterizzato da una pericolosità sismica bassa tale da garantire la stabilità dei sistemi di fondazione.

2.4 Inquadramento geomorfologico

Il contesto geologico strutturale è il risultato di una evoluzione geologica di lungo termine che include la transizione da un margine passivo, durante il Mesozoico inferiore, ad un dominio di avampaese collisionale durante la messa in posto delle catene Alpina-Appenninica, Dinaride ed Ellenica (da Eocene–Oligocene a Plio-Pleistocene).

I principali elementi strutturali che caratterizzano l'area sono stati riattivati frequentemente durante le fasi collisionale e post-collisionale nel Mesozoico e nel Cenozoico. In particolare, le faglie estensionali del Mesozoico inferiore sono state riattivate come strutture compressive e trascorrenti durante il tardo Cenozoico. Alcune di queste strutture erano originariamente delle faglie perimetrali che separavano la piattaforma carbonatica dai bacini adiacenti nel Giurassico superiore. L'assetto strutturale è inoltre influenzato dalla costruzione del margine durante il Plio-Quaternario, quando diversi episodi di progradazione si sono verificati in risposta al sollevamento tettonico e alle variazioni del livello del mare. Nel Pleistocene Medio-Superiore, la progradazione lungo il margine di piattaforma è avvenuta tramite la deposizione di quattro sequenze deposizionali composte essenzialmente da unità regressive. Tali sequenze deposizionali registrano l'abbondanza di segnali glacio-eustatici lungo il margine adriatico sud-occidentale. La geometria deposizionale di queste sequenze è influenzata da tassi locali di deformazione e dal sollevamento tettonico regionale.

2.5 Correnti marine

Nell'area in oggetto le correnti superficiali sono solitamente di debole intensità e direzione variabile.

Circa il 99% degli eventi totali è caratterizzato da una velocità minore uguale a 0.6 m/s. Le correnti più intense, ricadenti nelle classi 0.9 – 1.0 m/s, si propagano in direzione 210°N. Il 54% circa delle correnti ha direzione di propagazione 210 – 240°N.

2.6 Traffico marittimo

La navigazione nell'area di interesse del progetto è moderatamente intensa, a causa del flusso di rotte navali che dal mare Adriatico attraversano il mare Ionio e viceversa, seguendo la conformazione del litorale pugliese. Non sono presenti zone interdette al traffico o alla pesca. In termini generali, il mare Adriatico e lo Ionio sono aree intensamente frequentate dal traffico navale e si ritiene che le emissioni sonore generate dalle imbarcazioni corrispondano al principale contributo alla rumorosità ambientale marina dell'intera area.

La densità di navi commerciali o di altre tipologie è stata valutata sulla base delle informazioni fornite dall'Atlante Europeo dei mari (sulla base dei dati di MarineTraffic.org). La densità del traffico marittimo è stata riportata considerando le navi da pesca, le navi per il trasporto merci, le petroliere e le navi passeggeri. Nello specifico, la densità è espressa come ore per kilometro quadrato al mese, come media annuale di navi, utilizzate come una misura per evidenziare le aree con elevato traffico marittimo.

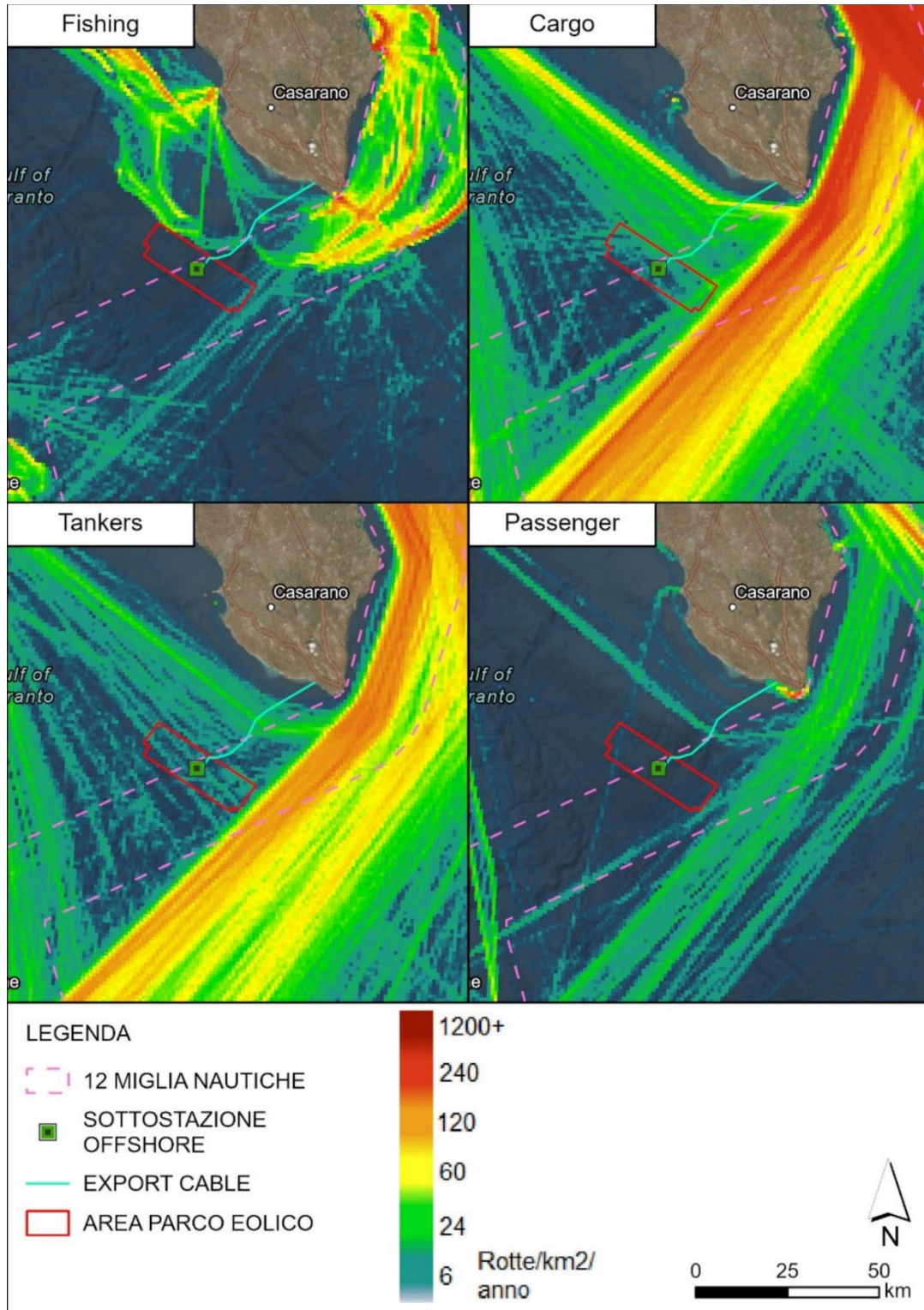


Figura 2.4 – Densità di traffico marittimo
(Fonte EMODnet)

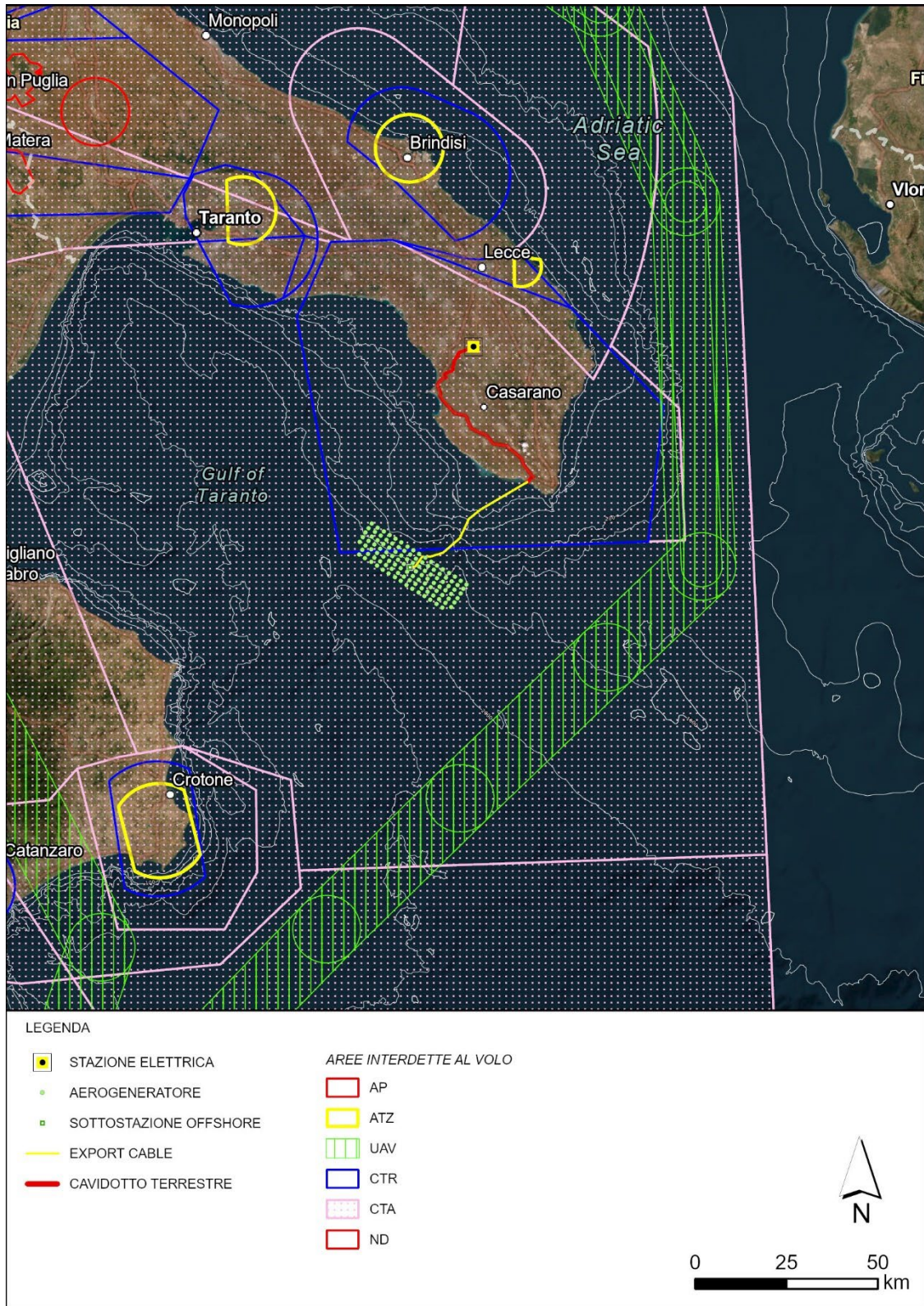
2.7 Navigazione aerea

Lo spazio circostante gli aeroporti deve essere considerato parte integrante degli stessi, poiché l'area circostante e i manufatti all'interno o all'esterno del sedime aeroportuale possono costituire importanti fattori limitanti. Il metodo per valutare l'impatto di ogni ostacolo esistente o previsto all'interno del sedime o nelle sue vicinanze è quello di definire particolari superfici di rispetto in relazione al tipo di pista ed all'uso.

Al fine di garantire la sicurezza della navigazione aerea, l'Ente Nazionale Aviazione Civile (ENAC) individua le zone da sottoporre a vincolo nelle aree limitrofe agli aeroporti e stabilisce le relative limitazioni. In applicazione all'art. 707 co. 5 del Codice della Navigazione, le zone da sottoporre a vincolo e le relative limitazioni sono riportate in apposite mappe.

L'aeroporto più vicino è quello di Galatina – Fortunato Cesari, che risulta comunque collocato a circa 62 km in linea d'aria.

Considerando la vicinanza dall'aeroporto di Galatina, nella fase di selezione del sito ottimale per il parco eolico proposto devono essere tenuti in considerazione i regolamenti dell'aviazione civile; tali regolamenti, che governano i voli nell'area scelta, forniscono già un divieto di volo nell'area che va dal livello del mare a 150 m. L'altezza maggiore prevista per le turbine eoliche sarà quindi definita come ostacolo per la navigazione aerea. Nel caso della regolamentazione a livello nazionale, i parchi eolici sono soggetti all'applicazione del processo autorizzativo ENAC riguardo requisiti specifici e ogni altra informazione utile sugli ostacoli e i pericoli per la navigazione aerea. In questa sezione è stata identificata una zona di restrizione per i voli per cui deve essere previsto un accordo con l'Autorità Competente per valutare le potenziali limitazioni dello sviluppo del progetto.



**Figura 2.5 – Navigazione aerea
(Fonte OpenAIP)**

2.8 Siti designati

Il Sistema delle aree naturali protette è estremamente importante per il numero e l'estensione delle aree, per la ricchezza e diversità del patrimonio naturale, per la molteplicità dei soggetti coinvolti nella gestione (Enti Parco, Province, Associazioni Ambientali, Azienda Forestale Regionale, Università).

All'interno delle aree d'interesse è stata identificata una vasta gamma di aree designate:

- Important Bird Areas (IBA): le IBA sono aree che giocano un ruolo chiave nella protezione di uccelli e biodiversità, la cui identificazione è parte di un progetto mondiale, a cura di BirdLife International. Il progetto IBA deriva dalla necessità di identificare criteri omogenei e standardizzati per la definizione delle Zone di Protezione Speciali (ZPS). Le IBA venivano utilizzate per definire l'adeguatezza delle reti di ZPS nazionali degli Stati Membri. Per essere riconosciuto come IBA, un sito deve possedere almeno una delle seguenti caratteristiche: ospitare un numero significativo di individui di una o più specie a rischio su scala globale; appartenere ad una tipologia di area importante per la conservazione di particolari specie (zone umide); essere un'area in cui è concentrato un numero particolarmente elevato di uccelli migratori.
- Siti di Importanza Comunitaria (SIC): è una designazione legale che protegge uno o più habitat speciali e/o specie elencate nella Direttiva del Consiglio dell'Unione Europea 92/43/EEC.
- Zone Speciali di Conservazione (ZSC): è una designazione legale che protegge uno o più habitat speciali e/o specie elencate nella Direttiva del Consiglio dell'Unione Europea 92/43/EEC.
- Zone di Protezione Speciali (ZPS): aree protette per gli uccelli, in Gran Bretagna le ZPS sono classificate in accordo con la Direttiva del Consiglio dell'Unione Europea 2009/147/EC sulla conservazione di uccelli selvatici, anche nota come Direttiva Uccelli. Le ZPS vengono selezionate per proteggere una o più specie di avifauna, uccelli (elencati nell'Annex I della Direttiva Uccelli) e specie migratore che ritornano regolarmente, rare, a rischio o vulnerabili.
- Zone di protezione ecologica (ZPE): le ZPE in Italia, ai sensi dell'art. 1, della legge 8 febbraio 2006, n. 61 sono 'zone di protezione ecologica del Mediterraneo' nel rispetto della Convenzione delle Nazioni Unite sul diritto del mare, fatta a Montego Bay il 10 dicembre 1982

La successiva tabella presenta la lista delle aree protette presenti nell'area di interesse.

Tabella 2.1: Lista delle aree protette

SIC (Siti di Importanza Comunitaria), ZPS (Zona di Protezione Speciale) e ZSC (Zone Speciali di Conservazione)			
Nome	Codice	Tipologia	Distanza
Litorale di Ugento	ZSC IT9150009	ZSC	21,9 km
Posidonieto Capo San Gregorio - Punta Ristola	ZSC IT9150034	ZSC	31,7 km
Costa Otranto - Santa Maria di Leuca	ZSC IT9150002	ZSC	33,1 km

SIC (Siti di Importanza Comunitaria), ZPS (Zona di Protezione Speciale) e ZSC (Zone Speciali di Conservazione)			
Nome	Codice	Tipologia	Distanza
Litorale di Gallipoli e Isola S. Andrea	ZSC/ZPS IT9150015	ZSC/ZPS	29,2 km
Montagna Spaccata e Rupi di San Mauro	ZSC IT9150008	ZSC	71,5 km
Bosco Serra dei Cianci	ZSC IT9150018	ZSC	41,8 km
Bosco di Cardigliano	ZSC IT9150012	ZSC	42,5 km
Bosco Chiuso di Presicce	ZSC IT9150017	ZSC	42,6 km
Parchi nazionali, Riserve Naturali Regionali/Provinciali			
Nome	Codice	Tipologia	Distanza
Parco naturale regionale Litorale di Ugento	EUAP1194	Riserva Naturale Regionale	29,8 km
Parco naturale regionale Isola di Sant'Andrea e litorale di Punta Pizzo	EUAP1191	Riserva Naturale Regionale	33,2 km
Costa Otranto - Santa Maria di Leuca e Bosco di Tricase	EUAP1192	Riserva Naturale Regionale	34,7 km

2.9 Connessione alla rete

Attualmente è stata presentata domanda di connessione alla rete al gestore dei sistemi di trasmissione italiano (TERNA) per la connessione alla RTN 400 kV attraverso una sottostazione elevatrice offshore 66 kV/220 kV a sua volta collegata alla sottostazione elevatrice onshore 220 kV/400 kV nel comune di Morciano di Leuca.

3 LAYOUT

3.1 Posizione

Il progetto Puglia copre un'area di circa 327,1 km². Si considera l'installazione di 115 turbine all'interno dei confini del progetto. In Figura 3.1 sono riportate le posizioni degli aerogeneratori su ortofoto, le cui coordinate sono indicate nella successiva Tabella 3.1.

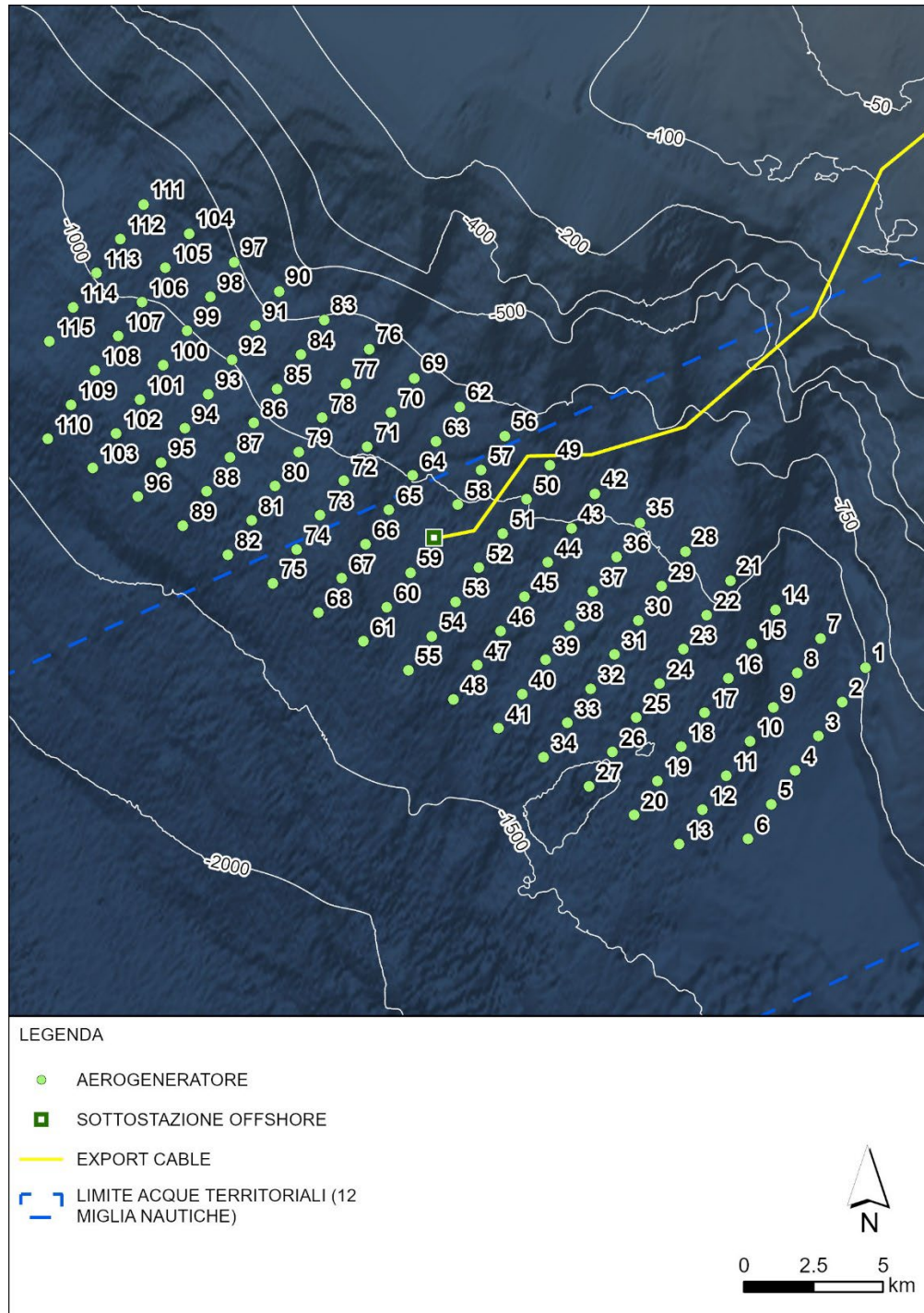


Figura 3.1 – Inquadramento su ortofoto

Tabella 3.1: Coordinate delle WTG

WTG	COORDINATE WGS84 UTM32N	
	LONGITUDINE X	LATITUDINE Y
WTG01	764822,9692	4385463,858
WTG02	763974,6283	4384233,07
WTG03	763126,2783	4383002,309
WTG04	762277,919	4381771,575
WTG05	761429,5506	4380540,867
WTG06	760581,1729	4379310,187
WTG07	763200,1479	4386504,863
WTG08	762351,8411	4385274,088
WTG09	761503,5253	4384043,34
WTG10	760655,2002	4382812,619
WTG11	759806,8659	4381581,925
WTG12	758958,5224	4380351,257
WTG13	758110,1696	4379120,616
WTG14	761577,3448	4387545,825
WTG15	760729,0722	4386315,063
WTG16	759880,7905	4385084,328
WTG17	759032,4995	4383853,62
WTG18	758184,1994	4382622,939
WTG19	757335,89	4381392,284
WTG20	756487,5715	4380161,656
WTG21	759954,5599	4388586,744
WTG22	759106,3214	4387355,995
WTG23	758258,0739	4386125,273
WTG24	757409,817	4384894,578
WTG25	756561,5511	4383663,909
WTG26	755713,2759	4382433,268
WTG27	754864,9916	4381202,653
WTG28	758331,7932	4389627,619
WTG29	757483,5889	4388396,883
WTG30	756635,3755	4387166,174
WTG31	755787,1528	4385935,492
WTG32	754938,921	4384704,836
WTG33	754090,68	4383474,208
WTG34	753242,4298	4382243,606
WTG35	756709,0448	4390668,45
WTG36	755860,8747	4389437,728
WTG37	755012,6953	4388207,032
WTG38	754164,5069	4386976,362
WTG39	753316,3091	4385745,72
WTG40	752468,1023	4384515,104

WTG	COORDINATE WGS84 UTM32N	
	LONGITUDINE X	LATITUDINE Y
WTG41	751619,8862	4383284,516
WTG42	755086,3145	4391709,239
WTG43	754238,1785	4390478,529
WTG44	753390,0333	4389247,846
WTG45	752541,879	4388017,19
WTG46	751693,7154	4386786,56
WTG47	750845,5427	4385555,957
WTG48	749997,3608	4384325,382
WTG49	753463,6024	4392749,983
WTG50	752615,5006	4391519,287
WTG51	751767,3895	4390288,617
WTG52	750919,2693	4389057,973
WTG53	750071,1399	4387827,357
WTG54	749223,0013	4386596,767
WTG55	748374,8536	4385366,204
WTG56	751840,9086	4393790,685
WTG57	750992,8408	4392560,001
WTG58	750144,7639	4391329,344
WTG59	748448,5825	4388868,11
WTG60	747600,4781	4387637,533
WTG61	746752,3645	4386406,983
WTG62	750218,2328	4394831,343
WTG63	749370,1992	4393600,672
WTG64	748522,1564	4392370,028
WTG65	747674,1044	4391139,41
WTG66	746826,0433	4389908,82
WTG67	745977,973	4388678,256
WTG68	745129,8936	4387447,719
WTG69	748595,5753	4395871,957
WTG70	747747,5757	4394641,299
WTG71	746899,5671	4393410,668
WTG72	746051,5492	4392180,064
WTG73	745203,5222	4390949,486
WTG74	744355,486	4389718,935
WTG75	743507,4408	4388488,411
WTG76	746972,9358	4396912,528
WTG77	746124,9704	4395681,883
WTG78	745276,9958	4394451,265
WTG79	744429,0121	4393220,673
WTG80	743581,0193	4391990,109
WTG81	742733,0173	4390759,571

WTG	COORDINATE WGS84 UTM32N	
	LONGITUDINE X	LATITUDINE Y
WTG82	741885,0061	4389529,06
WTG83	745350,3145	4397953,056
WTG84	744502,3831	4396722,424
WTG85	743654,4427	4395491,819
WTG86	742806,4931	4394261,24
WTG87	741958,5344	4393030,688
WTG88	741110,5665	4391800,163
WTG89	740262,5895	4390569,665
WTG90	743727,7113	4398993,54
WTG91	742879,8141	4397762,921
WTG92	742031,9077	4396532,329
WTG93	741183,9922	4395301,763
WTG94	740336,0676	4394071,224
WTG95	739488,1339	4392840,712
WTG96	738640,191	4391610,227
WTG97	742105,1262	4400033,981
WTG98	741257,263	4398803,375
WTG99	740409,3908	4397572,795
WTG100	739561,5095	4396342,243
WTG101	738713,6189	4395111,717
WTG102	737865,7193	4393881,217
WTG103	737017,8107	4392650,745
WTG104	740482,5592	4401074,379
WTG105	739634,7302	4399843,785
WTG106	738786,892	4398613,219
WTG107	737939,0448	4397382,679
WTG108	737091,1884	4396152,166
WTG109	736243,3229	4394921,679
WTG110	735395,4483	4393691,22
WTG111	738860,0103	4402114,733
WTG112	738012,2153	4400884,152
WTG113	737164,4113	4399653,599
WTG114	736316,5981	4398423,071
WTG115	735468,7759	4397192,571

4 SVILUPPO DEL PROGETTO

4.1 Criteri di progettazione

I criteri con cui è stata realizzata la progettazione preliminare dell'impianto eolico, fanno riferimento sostanzialmente a:

- Ipotesi preliminare del livello tensione di connessione pari a 400 kV (da confermare nella soluzione di connessione);
- Scelta preliminare della tipologia impiantistica per l'impianto eolico, costituito da n° 115 Aerogeneratori con potenza complessiva da installare pari a 1725 MW;
- Oltre a queste assunzioni preliminari si è proceduto tenendo conto di:
 - rispetto delle leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
 - soddisfazione dei requisiti di performance di impianto;
 - conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
 - ottimizzazione del rapporto costi/benefici;
 - impiego di materiali componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
 - riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.

4.2 Descrizione tecnica dell'impianto

L'impianto è costituito da un parco eolico offshore connesso alla RTN 400 kV attraverso una sottostazione elevatrice offshore 66 kV/220 kV a sua volta collegata alla sottostazione elevatrice onshore 220 kV/400 kV nel comune di Morciano di Leuca.

L'impianto eolico in oggetto è di tipo off-shore (nel mare aperto) con una potenza nominale di 1725 MW, prodotta da n° 115 torri eoliche con generatori di taglia da 15 MW e tensione nominale di 66 kV, ciascuno interconnessi in "entra-esce".

L'immissione di energia elettrica prodotta dall'impianto avverrà attraverso una sottostazione elevatrice offshore 66 kV/220 kV che provvederà ad elevare il livello di tensione dell'impianto al livello di tensione sottostazione elevatrice onshore 220 kV/400 kV.

Una linea in cavo sottomarina a 150 kV verrà derivata dalla sottostazione elevatrice offshore per raggiungere il punto di connessione a RTN che verrà poi definito sulla base di indicazioni fornite da Terna ed a valle della richiesta di STMG.

Lo stallo di connessione verrà definito da Terna nella soluzione di connessione (STMG).

Nell'impianto saranno previste tutte le apparecchiature necessarie alla protezione delle linee elettriche dimensionate per la potenza generata dall'impianto; sarà prevista inoltre la realizzazione delle opere accessorie atte alla fruizione dell'impianto.

L'impianto dovrà essere in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es. quadri di alimentazione, illuminazione, etc.).

L'impianto presenta le caratteristiche tecniche/operative idonee per inserirsi nel contesto energetico nazionale ed europeo, nell'ottica di garantire la continua evoluzione e transizione

energetica verso la riduzione della generazione elettrica da fonti maggiormente inquinanti – nell’ottica di traguardare gli obiettivi strategici di decarbonizzazione – e contemperando la salvaguardia strutturale degli equilibri della rete elettrica. Quanto sopra anche in relazione alla sempre maggiore penetrazione nello scenario elettrico della produzione da FER (fonti di energia rinnovabili), caratterizzate dalla necessità di essere affiancate da sistemi di atti ad assicurare l’affidabilità del sistema elettrico nazionale.

I principali vantaggi degli impianti integrati eolico possono riassumersi in:

- Conversione efficiente dell’energia eolica in energia elettrica;
- Immagazzinamento dell’energia;
- Assenza di emissione di sostane inquinanti;
- Risparmio di combustibili fossili;
- Ridotti costi di esercizio (non sono presenti costi per l’approvvigionamento del combustibile) e di manutenzione;
- Facile smantellamento degli aerogeneratori a fine vita (20/25 anni);
- Mercato della capacità, per fornire servizi di bilanciamento dei flussi di potenza in rete;
- Gestione dei picchi di potenza attraverso il servizio di time-shift;
- Ottimizzazione del prezzo del kWh, erogando o prelevando energia dalla rete in funzione del PUN.

4.3 Principali componenti del parco eolico

Una turbina eolica o aerogeneratore trasforma l’energia cinetica posseduta dal vento in energia elettrica senza l’utilizzo di alcun combustibile e passando attraverso lo stadio di conversione in energia meccanica di rotazione effettuato dalle pale.

Come già precedentemente indicato, il parco eolico è costituito da n° 115 pale eoliche. La pala eolica scelta per questo impianto ha una potenza di 15 MW ed è alimentata ad una tensione di 66 kV (per maggiori dettagli si veda lo schema unifilare).

Al fine di sfruttare l’energia cinetica contenuta nel vento convertendola in energia elettrica disponibile per l’immissione in rete o per l’alimentazione dei carichi in parallelo, una turbina eolica utilizza diversi componenti sia meccanici che elettrici.

In particolare, il rotore (pale e mozzo) estrae l’energia dal vento convertendola in energia meccanica di rotazione e costituisce il “motore primo” dell’aerogeneratore, mentre la conversione dell’energia meccanica in energia elettrica è effettuata grazie alla presenza del generatore elettrico.

All’interno di ciascuna turbina eolica sono installate tutte le apparecchiature elettriche necessarie al funzionamento del generatore ed alla sua connessione alla rete di distribuzione del parco eolico.

I componenti principali che costituiscono una turbina eolica sono indicati nella figura seguente e sono:

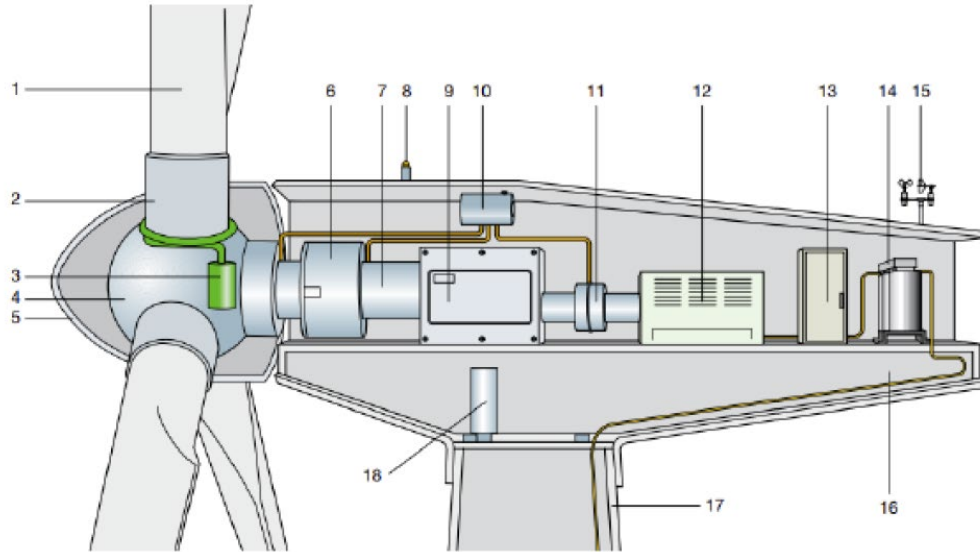


Figura 4.1 – Componenti turbina eolica

1. Pala
2. Supporto della pala
3. Attuatore dell'angolo di Pitch
4. Mozzo
5. Ogiva
6. Supporto principale
7. Albero principale
8. Luci di segnalazione aerea
9. Moltiplicatore di giri
10. Dispositivi idraulici di raffreddamento.
11. Freni meccanici
12. Generatore
13. Convertitore di potenza e dispositivi elettrici di controllo, di protezione e sezionamento
14. Trasformatore
15. Anemometri
16. Struttura della navicella
17. Torre di sostegno
18. Organo di azionamento dell'imbardata

La pala (rotore) estrae l'energia dal vento e la converte in energia meccanica, mentre il generatore converte l'energia meccanica in energia elettrica.

La potenza in uscita dal generatore è in alta tensione (66 kV) e viene convertita a tensione 150 kV attraverso sottostazione elevatrice offshore; la conversione risulta necessaria per ridurre le perdite di trasmissione.

Il convertitore ed il trasformatore possono essere inseriti direttamente nella navicella oppure essere posizionati alla base della torre.

L'installazione del trasformatore nella navicella consente il bilanciamento del peso del rotore, mentre il posizionamento alla base permette di ridurre le dimensioni ed il peso della navicella.

4.4 Infrastrutture Offshore

4.4.1 Modello della turbina eolica

La turbina selezionata per il caso studio è una turbina con una potenza di 15 MW. La turbina è un modello ad asse orizzontale, a tre pale con funzionamento sopravento. L'output elettrico è di 66 kV con una vita prevista di 30 anni. Il rotore e la navicella della turbina sono montati sulla cima di una torre tubolare in acciaio.

Il rotore è composto da tre pale con un diametro (Rotor Diameter – RD) di 236 m. Il mozzo viene utilizzato per connettere le tre pale alla trasmissione della turbina. Il sistema di collettamento (pitch system) è modulare, posizionato all'interno del mozzo e i freni principali sono posizionati all'interno del generatore, ciò permette una configurazione semplice del mozzo. Le velocità delle pale è regolata dalla combinazione della regolazione dell'angolo di collettamento delle pale e il controllo della coppia generatore/trasformatore. Il rotore nelle normali condizioni operative e in caso di posizione sopravento, ruota in senso orario.

La navicella comprende al suo interno le componenti principali del generatore della turbina, tra cui il convertitore di potenza, il trasformatore, con i sistemi di raffreddamento e i rispettivi sistemi di controllo. Ciò permette un pre-avviamento completo della navicella prima che questa sia inviata al sito. L'accesso dalla torre alla navicella avviene dal fondo della stessa e dalla piattaforma per il decollo/atterraggio nella parte superiore della navicella. Quest'ultima comprende una piccola parte di torre al di sotto del sistema di imbardata (yaw system), il che facilita l'installazione della navicella, in quanto la flangia inferiore è la parte più bassa della navicella. Sulla parte superiore di quest'ultima è presente la piattaforma di decollo/atterraggio degli elicotteri che permette il trasporto di persone e materiali alla turbina.

La turbina è equipaggiata con un convertitore di piena potenza (full power converter) con raffreddamento ad acqua composto da due set di convertitori di potenza trifasici a medio voltaggio. Ogni set del sistema di full power converter consiste in un Machine-Side Converter, un DC-link e un Line-Side Converter, con un modulo di resistori di frenata (braking resistor module).

Il trasformatore ad alto voltaggio da 66 kV trasferisce la potenza dalla turbina eolica al livello di voltaggio del parco eolico. Il trasformatore è installato nella navicella della turbina, così da ridurre le perdite elettriche e per un design più compatto del sistema di conversione di potenza della turbina.

Il movimento di imbardata è facilitato da un cuscinetto scorrevole posizionato tra la navicella e la torre. Gli azionatori di imbardata ingranano con il yaw crown (fissato alla torre) e orientano la turbina per seguire il vento in imbardata. Il regolatore attiva gli azionatori di imbardata per allineare la navicella alla direzione del vento sulla base di sensori montati sulla parte superiore della navicella.

La torre è un tubo o cilindro in acciaio, sul quale viene montata la navicella. L'accesso alla turbina avviene attraverso una porta alla base della torre. Sono incluse all'interno un ascensore di servizio, una piattaforma interna di servizi e l'illuminazione. Una scala permette l'accesso alla navicella e supporta un sistema di sicurezza di arresto alla caduta.

I commutatori ad alta tensione (High Voltage Switchgear – HVSG) sono montati sia al livello della piattaforma d'ingresso alla torre, che nell'elemento di transizione (Transition Piece). Lo scopo principale dei HVSG è di proteggere i trasformatori di potenza della turbina a vento, e di fornire un circuito di alimentazione in entrata/uscita al sistema di controllo del parco eolico. Il HVSG può includere diversi moduli funzionali come: cavi riser, interruttori di linea, e moduli di misurazione, comunicazione e protezione. Pertanto, include un elenco di opzioni personalizzabili, così che possa essere più facilmente adattato a differenti design dei sistemi di raccolta di diversi parchi eolici. Inoltre, il HVSG è associato ad un Service Voltage Transformer (SVT) che permette di fornire energia ad alcuni sistemi primari ausiliari (illuminazione, ascensore, attacchi, gruppo di continuità, raffreddamento di convertitori) quando il trasformatore principale non è connesso alla rete. Il SVT è quindi la fonte primaria di energia per i convertitori di potenza per pre-magnetizzare il trasformatore principale e gestire la connessione alla rete senza corrente di spunto. È previsto che il trasformatore di servizio riceva corrente dall'esterno durante la messa in esercizio della turbina eolica.

Date le attuali tempistiche è plausibile che diventino disponibili altre tipologie di turbine con maggiore potenza. Con l'evolversi del progetto, verranno effettuate nuove valutazioni. Va sottolineato che una turbina con maggiore potenza non implica necessariamente un caso studio migliore e pertanto, il costruttore ha effettuato la valutazione sull'attuale applicazione commerciale. È possibile che con l'evolversi del progetto, il caso studio cambi.

Tabella 4.1: Parametri chiave della turbina eolica

Potenza nominale [MW]	15	Air gap [m]	25
Diametro del rotore [m]	236	Lunghezza della torre [m]	118
Velocità del vento valutata [m/s]	12.5	Altezza di interfaccia [m]	19.6
Altezza del mozzo [m]	162	RPM	8.5

Tipicamente le WTG vengono progettate secondo lo standard IEC 61400 Classe 1. Ciò implica che la turbina deve essere progettata considerando una velocità media del vento di 10 m/s, una velocità di riferimento del vento su un tempo di 10 minuti di 50 m/s e per diversi livelli di turbolenza rappresentativi di un ambiente in mare aperto. La combinazione di questi e tanti altri parametri definisce un carico massimo che la turbina può sopportare.

I calcoli e le validazioni sito-specifici dei carichi verranno effettuati per assicurare l'adeguatezza della tipologia di turbina selezionata per il sito. Il design della torre per la turbina è specifico per il progetto e basato sulle condizioni sito-specifiche e sulle caratteristiche delle sottostrutture. Per cui, le torri sono progettate adeguatamente.

4.4.2 Fondazioni

Quando viene selezionata una tipologia di fondazione per un progetto eolico offshore il fattore principale da considerare è la profondità dell'acqua. Per profondità maggiori di 60 m l'opzione ottimale sono le fondazioni galleggianti.

4.4.2.1 Fondazioni galleggianti

Esistono quattro tipologie principali di fondazioni galleggianti per le turbine eoliche: SPAR (Single Point Anchor Reservoir), TLP (Tensione Leg Platform), barge e semi-sommersibili, a seconda dello schema operativo delle piattaforme. Tra queste quattro tipologie, ci sono dei modelli ibridi che combinano i principi operativi di questi schemi. Il concetto di stabilità delle piattaforme è dato dal peso della piattaforma, dai sistemi di ormeggio o dalla geometria degli stessi.

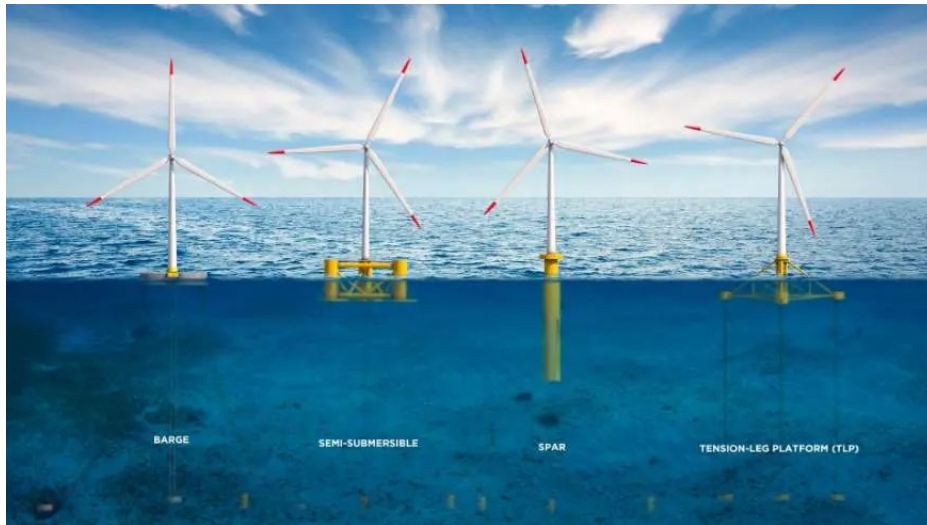


Figura 4.2 – Tipologia di piattaforme galleggianti
(Fonte: Salamander/ Simply Blue Energy)

In generale, gran parte delle tecnologie raggiunge la stabilità combinando i concetti estremi indicati di seguito.

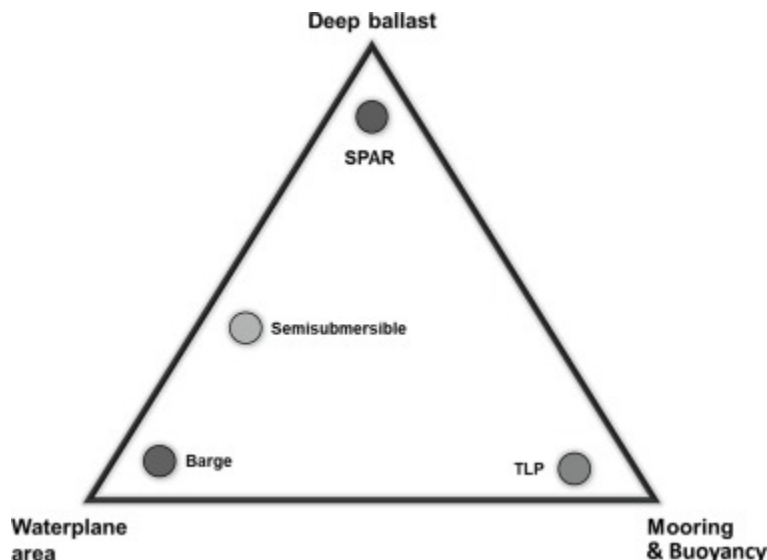


Figura4.3 – Tipologia di piattaforma galleggiante a seconda degli schemi operativi
(Fonte: Uzunoglu & Soares (2020), Hydrodynamic design of a free-float capable tension leg platform for a 10MW wind turbine)

Le piattaforme SPAR o a pilone galleggiante sono delle strutture semplici, in genere cilindriche che hanno una zavorra installata sul fondo, ciò permette di ottenere un centro di gravità (CdG) molto basso che garantisce la stabilità della piattaforma. Questa struttura può presentare degli svantaggi a seconda della profondità dell'area in quanto, a seconda del peso della torre al di sopra della fondazione, la lunghezza della parte sommersa può richiedere elevate profondità. L'installazione della turbina eolica per questa tecnologia può essere problematica, a meno che non siano possibili porti con acque profonde, la SPAR verrà trainata in acque profonde per essere capovolta e la turbina incorporata, il che rende il processo globale di fabbricazione più complesso e costoso. Le componenti sostitutive dovranno essere realizzate a largo, o in acque profonde e protette tramite l'utilizzo di gru galleggianti. Un ulteriore problema che potrebbe presentarsi con questa tipologia di fondazione è il range di spostamenti relativamente alto che in alcuni casi può non essere compatibile con il funzionamento della turbina.

Nelle strutture TLP la stabilità viene raggiunta dalle linee di ancoraggio pre-tese. Tali piattaforme hanno un'elevata galleggiabilità e vengono tenute ferme dalle linee di ancoraggio tese. Conseguentemente, gran parte dei moti della struttura sono limitati. Tale sistema non è ancora largamente diffuso nel settore eolico offshore, ma viene più utilizzato nel settore delle piattaforme petrolifere ed è adatto per le elevate profondità. La problematica principale di questa tecnologia riguarda i costi elevati del sistema di ancoraggio capace di sopportare carichi verticali, la scarsa diffusione nell'industria dell'eolico offshore e le complicate operazioni marittime richieste per l'installazione delle ancore e il trasporto della piattaforma.

D'altra parte, le piattaforme barge raggiungono la stabilità grazie alla galleggiabilità lungo l'area di galleggiamento. Questa tipologia di piattaforme offre il vantaggio di avere un pescaggio basso ed è di facile realizzazione, il che rende più facile la selezione del porto di fabbricazione. In ogni caso, i galleggianti barge sono molto sensibili alle condizioni meteorologiche e sono meno stabili delle altre tipologie. Questa tipologia di fondazione è suscettibile agli spostamenti eccessivi in scenari con grandi ondate, come quelle che si hanno durante le condizioni d'onda con tempi di ritorno di 1 anno e 5 anni, per cui le piattaforme barge sono più appropriate per zone con acque tranquille con altezze d'onda per tempi di ritorno di 50 anni inferiori a 8 m. L'elevata area di galleggiamento cattura elevati carichi idrodinamici e richiede un significativo rafforzamento alla base della torre e del regolatore della turbina. Il concetto di BW Ideol barge è il più avanzato, l'installazione di due impianti pilota, ed è stato proposto per lo sviluppo di progetti pre-commerciali come EOLMED e progetti commerciali come in Sud Bretagna.

Infine, le piattaforme semi-sommergibili per ottenere la stabilità sfruttano sia una larga area di galleggiamento, in genere tramite l'utilizzo di diverse colonne galleggianti, sia lo zavorramento. Spostando gli elementi di galleggiamento (le colonne) lontano dal CdG si raggiunge un'elevata stabilità dell'area di galleggiamento senza acquisire lo stesso carico idrodinamico ricevuto nella tipologia barge. I vantaggi maggiori di questa tipologia di sistema sono le performance idrodinamiche e la facilità di installazione, in quanto il sistema può essere completamente montato in porto e trasferito al sito finale. Distribuendo i periodi naturali della struttura al di fuori del consueto range di periodo d'onda, sono stati realizzati design che minimizzano l'ampiezza degli spostamenti. È bene sottolineare che con l'aggiunta di uno zavorramento si può aumentare la stabilità della struttura, paragonandola alle tipologie barge, in ogni caso, ciò porterà anche un aumento del pescaggio. Attualmente, questa tipologia di soluzione è quella che presenta la maggiore diffusione -nel mercato delle piattaforme eoliche, infatti sono state installate nei primi parchi commerciali galleggianti in Sud Europa, i WindFloat Atlantic localizzati in Portogallo.

Esistono due tipologie di sistemi di zavorramento utilizzati nelle piattaforme semi-sommergibili: sistemi di zavorramento attivo e passivo. È bene sottolineare che i sistemi attivi sono stati brevettati da PPI e quindi vengono utilizzati soltanto per le piattaforme WindFloat. In ogni caso, il

brevetto sta per volgere a termine e quindi c'è la possibilità che altre tecnologie inizino a sfruttare il sistema attivo. Per aumentare le condizioni di stabilità, il sistema di zavorramento consiste in:

- Zavorre passive: consistono in acqua marittima localizzata nel compartimento inferiore di ogni colonna. La zavorra è permanente ed è configurata in modo tale da compensare l'asimmetria del peso, così che le colonne esterne (quelle che non comprendono la turbina eolica) hanno un quantitativo maggiore di zavorra.
- Zavorre attive: localizzate nel compartimento superiore delle colonne. La zavorra può essere trasferita tra diverse colonne tramite un sistema di pompaggio e ha lo scopo di compensare il momento di rovesciamento prodotto dal vento.



Figura 4.4 – Sistemi di zavorramento

La tecnologia consigliabile per la piattaforma di galleggiamento è sito-specifica. Come detto in precedenza, la piattaforma SPAR è probabilmente limitata a causa delle profondità del fondale. D'altra parte, i galleggianti TLP sono ancora ad uno stato di sviluppo prematuro e, per questo motivo, non sono una tecnologia raccomandabile per i progetti in analisi. Per quanto riguarda i galleggianti barge, il range di opzioni tra cui scegliere non è molto ampio a causa della loro poca stabilità che aggiunge un rischio considerevole al progetto.

A causa dell'aumento del prezzo dell'acciaio, le piattaforme galleggianti in cemento stanno diventando una soluzione sempre più interessante. Attualmente sono disponibili più opzioni per le piattaforme in acciaio rispetto a quelle in cemento e le tecnologie delle soluzioni in acciaio sono più mature. Queste tipologie di piattaforme, inoltre, hanno il vantaggio di un approccio più modulare con la possibilità di prefabbricare preventivamente i tubi in acciaio. D'altra parte, il cemento in genere offre maggiori contenuti locali ed è più economico. Le casseforme rampanti sono in genere la metodologia privilegiata per la realizzazione di piattaforme in cemento. Come caso base, si considererà l'utilizzo dell'acciaio per la costruzione di piattaforme semi-sommersibili, in quanto è disponibile un numero maggiore di opzioni per la soluzione in acciaio.

La selezione delle piattaforme deriverà anche da studi futuri e decisioni come la scelta della turbina eolica e gli studi dei porti e infrastrutture disponibili lungo la costa italiana.

Il sistema Station Keeping di una piattaforma galleggiante è il sistema che garantisce che la struttura rimanga in posizione e non sia trascinata via dal vento o dal mare (onde e corrente). Tale sistema in genere è composto principalmente dalle linee di ormeggio e dalle ancore. È largamente dipendente dalla tecnologia galleggiante selezionata.

Esistono tre tipologie principali per questo sistema: *catenary mooring*, *taut leg mooring* e *tension leg mooring*. Il sistema *catenary mooring* è il sistema più comune per tutte le tipologie di piattaforme galleggianti tranne che per le TLP. Consiste in un sistema di ormeggio allentato che garantisce un carico orizzontale sulle ancore. Gran parte delle forze di ripristino del sistema sono generate dal peso delle linee di ormeggio. D'altra parte, il carico del sistema *taut leg mooring* carica le ancore di un angolo tale per cui l'ancora deve essere in grado di sopportare sia carichi orizzontali che verticali. In questa tipologia di sistema le forze di ripristino sono generate dall'elasticità delle linee di ormeggio. Il vantaggio maggiore del secondo sistema rispetto al primo è il minore ingombro, che comporta un quantitativo di materiale minore, di conseguenza anche costo e peso, questo fattore è particolarmente importante per acque con elevate profondità. Infine, il sistema *tension leg* è la tipologia di sistema utilizzata per le strutture TLP. Il carico sull'ancora è completamente verticale e quindi ancore a carico verticale o pali ad aspirazione sarebbero la soluzione di ancoraggio ottimale per questa tipologia di sistema.

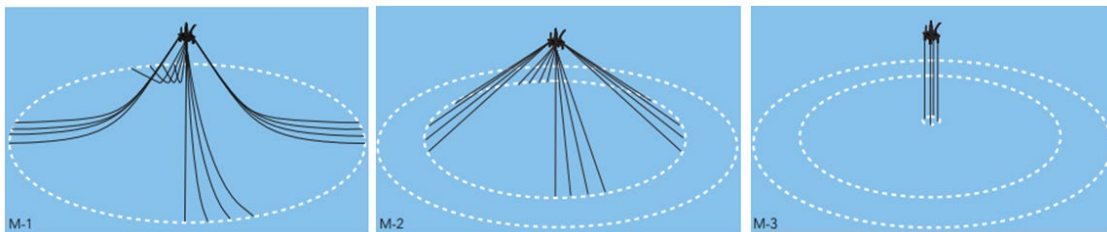


Figura 4.5 – Sistemi di ormeggio. M-1 è un sistema *catenary mooring*, M-2 è un sistema *taut leg mooring* e M-3 è un sistema *tension leg* (Fonte: Vryhof manual)

Generalmente, a seconda della tecnologia galleggiante selezionata, il sistema ha dalle 3 alle 6 linee di ormeggio per galleggiante. Le linee di ormeggio sono equamente distribuite, quindi l'angolo tra ognuna di loro dipende dal numero di linee selezionato. La figura sottostante mostra un esempio di galleggiante con tre linee di ormeggio.

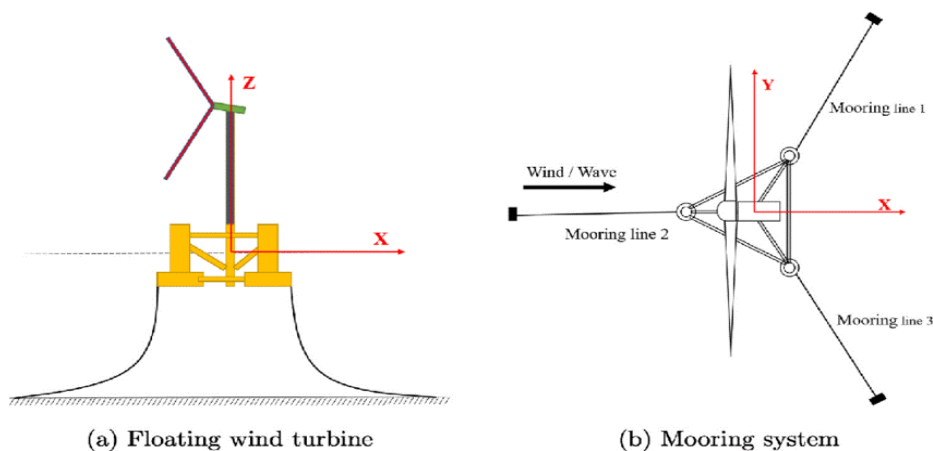


Figura 4.6 – Sistema a 3 linee di ormeggio

(Fonte: Kung Xu (2020), Design and comparative analysis of alternative mooring systems for floating wind turbines in shallow water with emphasis on ultimate limit state design)

Per le turbine da 15 MW e per le caratteristiche specifiche del parco (profondità, dimensione delle piattaforme, etc.) le informazioni illustrate in precedenza dovranno essere adeguatamente scalate nelle seguenti fasi del progetto.

Per una prima approssimazione dell'area di influenza delle linee di ormeggio, ipotizzando di scegliere un sistema catenary mooring, si utilizzano il criterio indicato nell' "Anchor Manual" della compagnia VRYHOF.

Per le linee di ormeggio possono essere utilizzati diversi materiali: catene, cavi in acciaio e corde di fibra.

L'utilizzo di picchetti in polietilene ad altissimo peso molecolare (High Modulus Polyethylene – HMPE) rende possibile l'utilizzo di bassi valori di pretensionamento e rende più facile l'installazione delle linee di ancoraggio. HMPE è una fibra sintetica, le cui caratteristiche principali sono:

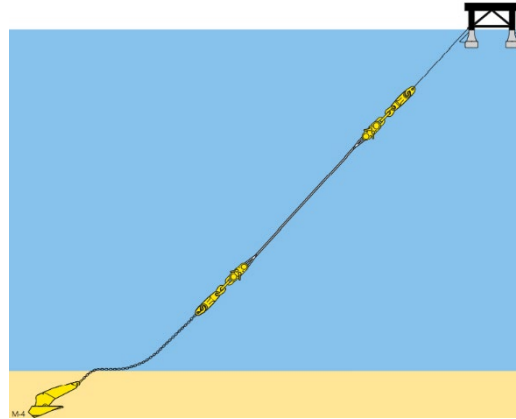
- Elevato valore del rapporto resistenza/peso e bassa elasticità.
- Resistenza limitata alle alte temperature.
- Buona resistenza all'abrasione e alla fatica.
- Buona resistenza alla compressione assiale e basso coefficiente di attrito.
- Sensibile allo scorrimento e all'abrasione.

Le caratteristiche appena elencate rendono questo materiale largamente diffuso per la realizzazione delle linee di ancoraggio sia nell'ambito navale che in campo petrolifero ed eolico offshore.

Le catene offrono una buona interazione con il fondale, delle aree di touchdown e sottomarino. A causa del loro peso elevato (a paragone con i picchetti in HMPE), soddisfano la doppia funzione di privilegiare la trazione orizzontale sull'ancora e lavorare come ammortizzatore (molla) nelle oscillazioni associate al movimento della piattaforma galleggiante. Le catene offrono anche una chiusura semplice e un ri-tensionamento del sistema di ormeggio e presentano una bassa resistenza a fatica e corrosione.

I cavi in acciaio possono anche essere una soluzione interessante a causa del loro basso peso e dell'elevata rigidità. In ogni caso, i cavi in acciaio sono più difficili da implementare e hanno limitazione di coppia.

La selezione del materiale per le linee di ormeggio dipende da diversi fattori come la profondità. Come anticipato in precedenza un incremento della profondità implicherebbe delle linee di ormeggio più lunghe e quindi maggiori costi per il materiale e peso maggiore. Utilizzando un mix di diversi materiali, il fattore di peso e costo può essere ottimizzato. Per esempio, utilizzando delle corde in fibra o acciaio nella sezione connessa al galleggiante, il peso può essere ridotto senza inficiare notevolmente le proprietà fisiche dell'ormeggio. L'ancora è generalmente connessa alla catena grazie alla sua buona interazione con il fondale. La catena e la corda in fibra o acciaio possono essere unite tramite un connettore. Un esempio di tale configurazione può essere visto nella figura sottostante.



**Figura 4.7 – Diagramma di un sistema di ormeggio per una piccola turbina eolica
(Fonte: Vryhof Anchor Manual)**

Per l'ancoraggio al fondale esistono diverse tipologie di ancore utilizzabili. Le più comuni sono: drag embedded anchors, suction pile anchors, vertical loaded anchors e driven pile. La selezione dell'ancora dipenderà principalmente dalle condizioni del fondale e dalla direzione del carico, nonostante ciò, anche la profondità è un parametro da considerare nella scelta.

Driven pile anchors vengono installati nel fondale tramite palificazione o vibro-martello. Può sopportare carichi verticali e orizzontali. Questa tipologia di ancoraggio è più appropriata per basse profondità e suoli duri; quindi, non è la scelta ottimale per il sito in analisi.

Suction pile anchors consiste in un tubo cavo in acciaio chiuso nella parte superiore che viene inserito nel fondale tramite l'impiego di una pompa connessa nella parte superiore del tubo. Quando l'acqua viene pompata via dall'ancora ad aspirazione crea una differenza di pressione che forza l'ancora nel fondale. L'ancora ad aspirazione può sopportare carichi verticali e orizzontali e può essere utilizzata per tutte le tipologie di sistemi di ormeggio. Questa tecnologia può essere anche utilizzata anche per acque più profonde rispetto le driven piles. Queste tipologie sono idealmente utilizzate con argilla o sedimenti a bassa resistenza; quindi, non sarebbero efficaci nelle condizioni di fondale sabbioso e fangoso. Uno dei vantaggi maggiori di questa tecnologia è l'accuratezza del posizionamento, in ogni caso sono anche più costose delle ancore drag embedded.

Vertical loaded anchors l'installazione per questa tipologia di ancoraggio è la stessa delle drag embedded anchors ma l'inserimento avviene più in profondità. Questa tipologia di ancoraggio è più adatta nel caso di carichi verticali, come quelli che si riscontrano nel caso di piattaforme TLP. Queste ancore sono ottimali per le acque profonde e sono utili anche nel caso di ormeggi per infrastrutture sottomarine in spazi confinati come nel caso di vicinanze a tubature e cavi.

Infine, le drag embedded anchors sono la tipologia di ancoraggio più diffuso. Sono adatti a resistere ai carichi orizzontali, quindi indicati solo nel caso di sistema di ormeggio catenary mooring. Nonostante non ci siano limiti nella profondità dell'acqua per l'utilizzo di questo ancoraggio, è bene ricordare che il raggio del sistema di ormeggio aumenta all'aumentare della profondità, il che comporta la necessità di un quantitativo maggiore di materiale. Tale tipologia di ancoraggio verrà preliminarmente selezionata per il presente caso studio, in ogni caso la soluzione definitiva dovrà essere scelta dopo la definizione della piattaforma galleggiante e la realizzazione di studi geologici più approfonditi.

La caratteristica principale di un ancoraggio drag embedded è il rapporto elevato tra la capacità di aderenza (capacità di tenuta) e il loro peso. Queste ancore sono state ampiamente utilizzate nel settore petrolifero. Grazie alle loro caratteristiche, possono essere impiegate sia nel caso di fondali sabbiosi che con maggiore durezza e sono progettate strutturalmente per resistere a carichi puntuali estremi.

Per garantire la corretta installazione di questa tipologia di ancoraggio, l'operazione generalmente viene effettuata tramite l'impiego di una nave per la movimentazione di ancore (Anchor Handling Tug – AHT). La procedura d'installazione più semplice consiste nel calare l'ancora sul fondale utilizzando le stesse linee di ormeggio. Quando l'ancora è in prossimità del fondale, la nave si muove lentamente a prua, così da garantire che l'ancora sia correttamente poggiata sul fondale (figura di seguito) e iniziare l'infissione nel suolo.

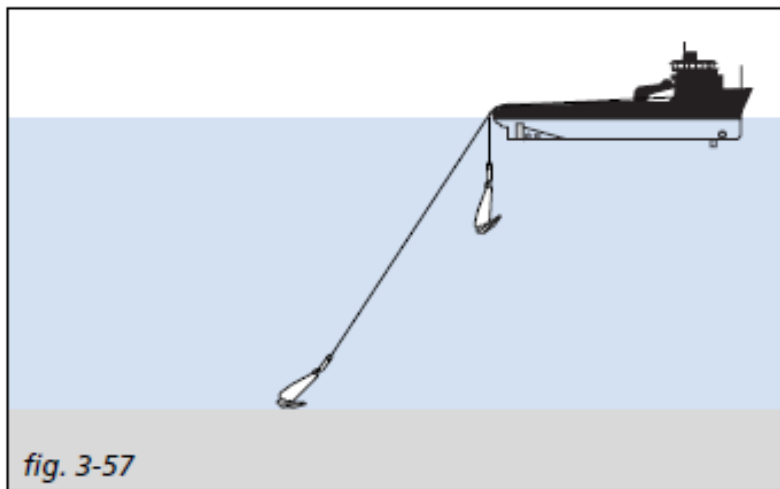


Figura 4.8 – Schema di ancoraggio.

4.4.2.2 Trasporto e Installazione

Sulla base delle esperienze precedenti, a causa delle loro dimensioni, la tecnica e il quantitativo di materiale necessario, nonché per altri requisiti, le fondazioni galleggianti in genere hanno necessità di essere fabbricate in un cantiere navale specifico.

La fabbricazione della piattaforma galleggiante e l'installazione della turbina eolica spesso vengono effettuati in porti diversi. Una volta che la sottostruttura è stata realizzata, viene trasportata al porto di smistamento. Questa tipologia di trasporto può avvenire tramite l'utilizzo di una nave semi-sommergibile o trascinando la struttura con una nave che abbia la capacità di trazione necessaria. Nel primo caso, la sottostruttura viene caricata sul ponte della nave con l'aiuto di un Self-Propelled Modular Transporter (SPMT) e trasportato al porto di smistamento dove, grazie alla capacità di sommersione della nave, la sottostruttura viene messa a galla e ormeggiata sulla banchina. Se, invece, si decide di trasportare la sottostruttura dal cantiere navale al porto di smistamento trascinandola, la manovra per mettere a galla la sottostruttura avverrà nel cantiere navale stesso tramite l'impiego di un bacino di carenaggio o altri metodi.

Una delle differenze maggiori dell'offshore con strutture galleggianti è anche che l'installazione della turbina eolica avviene direttamente al porto di smistamento. Quando la sottostruttura arriva al cantiere navale, inizia il processo di installazione della turbina. Alcuni dei parametri e caratteristiche più importanti quando si cerca il porto di smistamento più adatto sono il pescaggio

del porto, la lunghezza della banchina, l'area delle strutture disponibili e le strumentazioni di cui queste dispongono.

Prima dell'arrivo della sottostruttura, le componenti della turbina vengono trasportati e stoccati al porto di smistamento, per lo più orizzontalmente. Durante il periodo in cui questi componenti sono nel porto, sono necessarie operazioni di periodica manutenzione e pulizia, nonché una sorveglianza permanente.

L'installazione della turbina eolica richiede capacità di sollevamento elevate, il che comporta l'impiego di gru di elevate dimensioni, circa 1.000 – 3.000 t. Questa gru, con il supporto di una gru di minori dimensioni, posiziona la sezione della turbina eolica nelle fondazioni galleggianti fino a quando l'installazione non è completa. Per questa tipologia di assemblaggio, le condizioni meteoceaniche devono essere tranquille così da facilitare l'interazione della gru principale con la piattaforma.



Figura 4.9 – Installazione della turbina eolica

Una volta che l'installazione è completa, la sottostruttura e la turbina vengono trainate al sito da una nave che abbia la capacità di trazione necessaria. Questi transiti hanno limiti di navigazione specifici, quindi la finestra temporale richiesta per tale tipologia di trasporto è molto limitata.

Quando la piattaforma arriva al sito, la prima manovra da compiere è il posizionamento, in quanto ogni unità è localizzata in un punto specifico assegnato in precedenza dallo sviluppatore del progetto. A quel punto la piattaforma viene agganciata al sistema di ormeggi catenary mooring installato in precedenza che mantiene la piattaforma in posizione durante tutta la sua vita. La manovra di aggancio viene fatta in perfetta coordinazione delle navi coinvolte (rimorchiatore, nave di aggancio, rimorchiatore di supporto).

Infine, tutti i cavi che interconnettono il parco eolico vengono connessi, i cavi in questione sono i cavi inter-array e export (a seconda della posizione della piattaforma).

Le altre tecnologie (SPAR, barge, TLP) hanno procedimento di installazione simile, considerando l'installazione della turbina nel porto e il conseguente rimorchio della piattaforma al sito, ma allo stato attuale esistono pochi riferimenti riguardo l'installazione di queste tecnologie. L'unico caso con una chiara differenza è nel caso delle piattaforme SPAR in cui l'installazione della turbina avviene dopo l'aggancio delle fondazioni galleggianti, a causa delle caratteristiche particolari della piattaforma che richiedono che sia caricata orizzontalmente per poi essere ruotata in una posizione verticale in acque più profonde (a causa dell'elevato pescaggio alla configurazione orizzontale).

4.4.3 Cavi Inter-array

Il layout tradizionale di un parco eolico contiene un certo numero di turbine connesse tra di loro tramite cavi che quindi formano una “stringa” di turbine. Nei parchi eolici in analisi saranno presenti diverse stringhe (da 6 a 10). Tali stringhe alimenteranno una sottostazione offshore (Offshore Substation – OSS). I cavi che connettono diverse turbine in una stringa fino alla sottostazione offshore sono chiamati cavi array (Inter-Array Cables – IACs).

L’energia viene generata da ogni turbina tramite una macchina rotante che forma un modello trifasico. La corrente alternata viene utilizzata per la trasmissione di potenza nel parco eolico. Nella stringa i cavi tra la turbina 1 e la turbina 2 hanno una necessità di trasmissione di potenza (generata dalla turbina 1) molto minore rispetto quella richiesta tra la turbina 2 e la turbina 3 (che è l’insieme delle potenze generate dalla turbina 1 e 2). Nonostante la trasmissione di potenza richiesta ai cavi array all’interno della stringa non sia la stessa, spesso dal punto di vista economico è più conveniente avere un paio di sezioni trasversali diverse nella stessa stringa.

Per il progetto, nel caso di fondazioni galleggianti, vengono selezionati cavi inter-array dinamici, nel caso di fondazioni fissate al fondale, vengono selezionati cavi in configurazione statica. Nella seguente tabella è possibile vedere la differenza tra le due tipologie di configurazione:

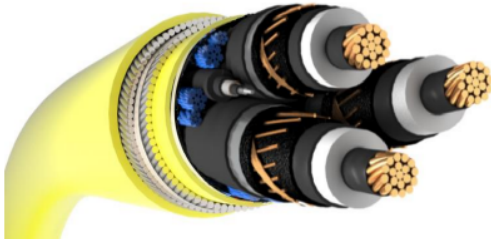
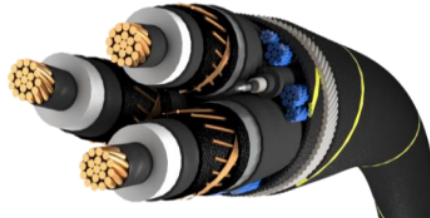
Dynamic Power Cable	Static Power Cable
Image source: JDR Cable Systems 	Image source: JDR Cable Systems 
Outer Protective Sheath	Light Protective Rovings
Even number of Contra-helical Armour Wire Strength Member Layers	Single Armour Wire Strength Member Layer
Inner Bedding Layer Sheath	Inner Bedding Layer Rovings
Twisted Triad Bundle of Fibre Optic Cable and Electrical Cores with Wire based Screen	Twisted Triad Bundle of Fibre Optic Cable and Electrical Cores with Screen
Good Torsional Balance Greater Axial Strength (Max Tension) Greater Fatigue Resistance Greater Bend Stiffness Greater Weight and Outer Diameter Greater Abrasion Protection and Impact Resistance	Coil-able for low cost basket vessels Sufficient Axial Strength for shallow installation Light Weight Greater Flexibility (Smaller Minimum Bend Radius)

Figura 4.10 - Configurazione di cavi dinamici vs. cavi statici. (Fonte JDR)

Gli strati aggiuntivi e i conseguenti vincoli di produzione attuali comportano un costo al metro dei cavi dinamici maggiore rispetto la configurazione statica. Il design dello schermo del nucleo

elettrico deve sopportare una certa flessibilità, il che significa che un nastro unico per lo schermo non è adeguato; quindi, questo deve essere costituito da diversi fili. La scelta di rame intrecciato può essere più vantaggioso rispetto l'alluminio, considerando le performance di resistenza a fatica richieste e il peso aggiuntivo che avvantaggerebbe la stabilità sul fondale.

I cavi saranno connessi alle turbine eoliche tramite elementi che forniscono galleggiabilità e ne riducono l'effetto dinamico. Una soluzione possibile per i cavi distesi è la configurazione "lazy wave", in cui una serie di elementi galleggianti vengono attaccati ad una sezione del cavo dinamico che fa sì che una parte di questo galleggi. Il resto del cavo tra le turbine poggia sul fondale.

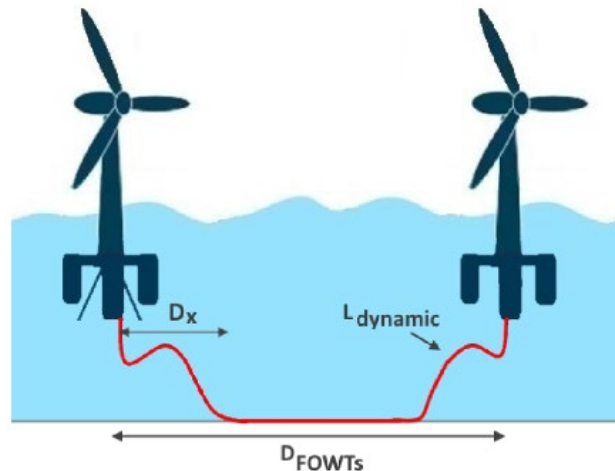
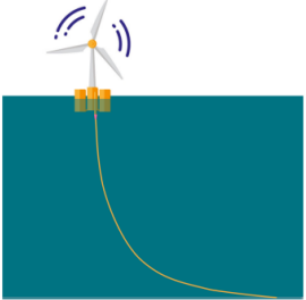
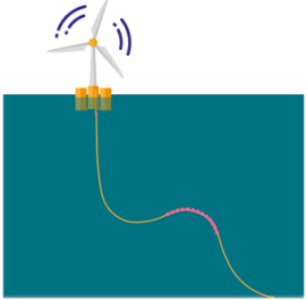
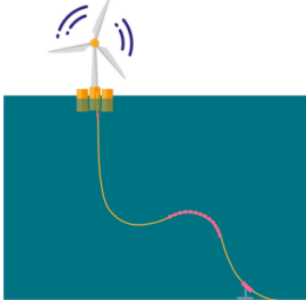
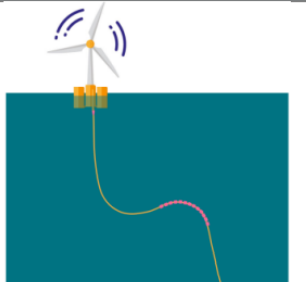
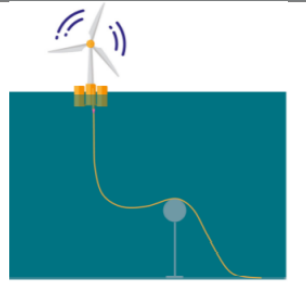
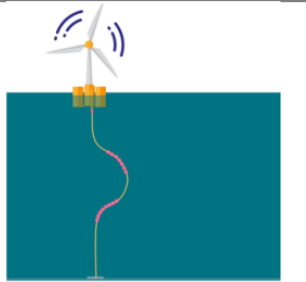


Figura 4.11 – Connessione tra due turbine eoliche con fondazione galleggiante
(Fonte A metaheuristic optimization model for the inter-array cable layout planning for floating offshore wind farms)

La seguente Tabella 4.2 fornisce le informazioni riguardo le differenti tipologie di configurazioni dinamiche.

Tabella 4.2: Diverse tipologie di configurazione dinamica (1-2).

Name	Free Hanging (catenary)	Lazy wave	Tethered wave (Reverse pliant wave)
Description	 <p>A line extends in a catenary shape from the floater to the seabed</p>	 <p>A lazy wave provides lift to at a midwater cable section by attached buoyancy modules.</p>	 <p>A tethered wave is similar to a lazy wave with the addition of a tether restraining the touchdown point.</p>
Name	Steep wave	Lazy S	Chinese lantern
Description	 <p>A steep wave is like a lazy wave, but a subsea base and subsea bend stiffener are added to connect the cable vertically to the top face of a seabed junction.</p>	 <p>A lazy S is similar to a lazy wave but a subsea buoy (fixed or buoyant, called mid-water arch) is used instead of buoyancy modules.</p>	 <p>U-shaped cable slack keeping the tether vertically aligned with the cable entry in the floating platform</p>

È importante sottolineare che il sistema descritto (lazy wave) è uno dei possibili sistemi utilizzabili, per cui nelle future fasi del progetto, con ulteriori informazioni e ulteriori indagini riguardo le condizioni meteoceaniche e del suolo, si definirà la soluzione ottimale dal punto di vista tecnico ed economico.

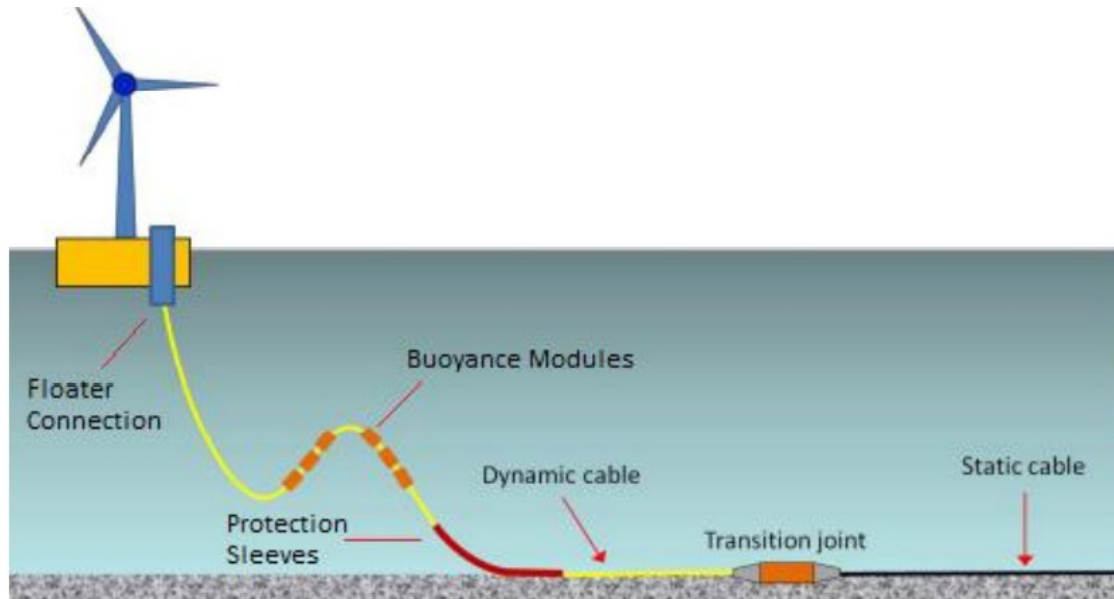


Figura 4.12 – Rappresentazione di una possibile configurazione quando il cavo è disteso sul fondale.

L'installazione dei cavi inter-array viene tipicamente effettuata su una base stringa per stringa così da permettere la prima energizzazione possibile.

La logica di trasporto, installazione, terminazione e verifica dei cavi inter-array è estremamente simile a quella dei cavi export.

Per cavi inter-array dinamici, che verranno utilizzati per la trasmissione di potenza tra le turbine eoliche e tra le turbine e la piattaforma della sottostazione offshore (Offshore Substation Platform – OSP) nei progetti a fondazioni galleggianti, i cavi verranno interrati per una certa lunghezza tra le diverse strutture. Vicino alla parte terminale del cavo e quando questo deve risalire in superficie verrà equipaggiato con una protezione touch down per la sezione non interrata che posa sul fondale. Il cavo verrà quindi equipaggiato con dei galleggianti in modo tale che si connesse con la turbina e assuma la conformazione lazy wave – ciò permette al cavo di assecondare i movimenti della struttura galleggiante senza essere danneggiato. All'ingresso del tubo a I, sempre al fine di evitare danneggiamenti per il movimento della piattaforma galleggiante, il cavo avrà un rinforzo di curva.

I cavi inter-array dinamici verranno installati una volta che la fondazione e la turbina saranno trainate al sito e agganciate (tramite le linee di ormeggio).

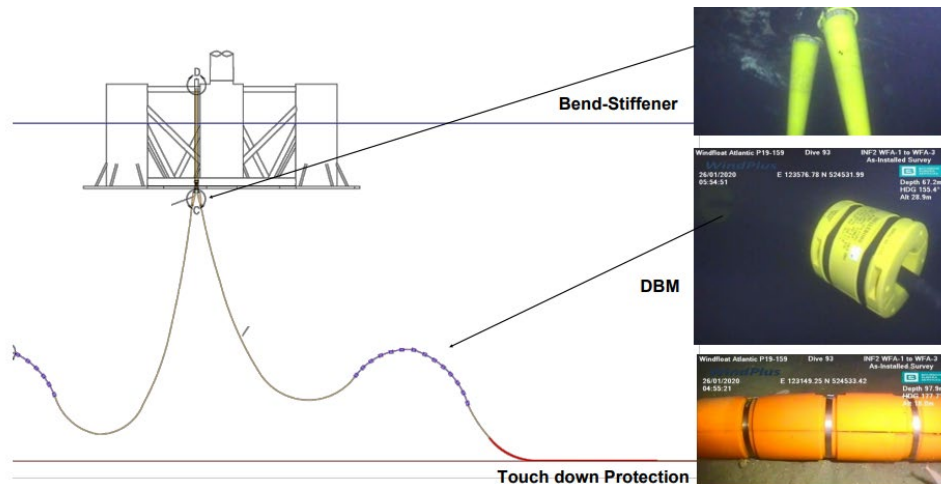


Figura 4.13 - Esempio di layout di cavo inter-array dinamico.

Durante le operazioni di installazione dei cavi inter-array, la nave posacavi (Cable Laying Vessel) sarà sempre accompagnata da una nave di supporto alla costruzione con una squadra per l'inserimento in ogni turbina e, alla fine di una stringa, alla piattaforma della sottostazione offshore.

4.4.4 Cavi export Offshore

I cavi che connettono la sottostazione offshore alla terraferma sono detti cavi export. Tipicamente, la potenza viene poi trasferita ad una sottostazione onshore (ONSS) prima di essere immessa in rete.

Dalla sottostazione offshore, verranno collegati due cavi sottomarini ad alto voltaggio di corrente alternata (High Voltage Alternating Current – HVAC) (range di voltaggio da 220 kV a 345 kV). Dall'OSS i cavi export avranno una configurazione sottomarina dinamica fino a circa 500 m – 1 km, dove per mezzo di un connettore sottomarino, la configurazione dinamica diventa statica. Una volta completato il tratto sottomarino, i cavi export offshore verranno connessi alla scatola di transizione corrispondente (localizzata sulla terraferma), in cui il cavo passerà dalla configurazione offshore (cavo sottomarino tripolare) alla configurazione onshore (tre cavi unipolari). Una rappresentazione schematica di questa giunzione di transizione è illustrata nella figura di seguito:

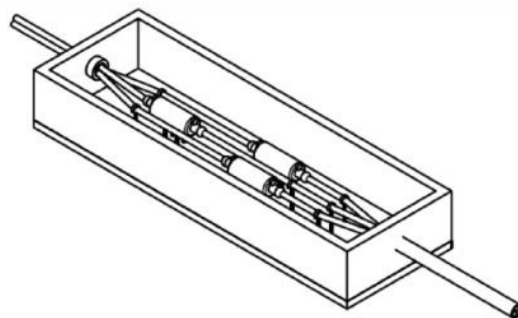


Figura 4.14 – Diagramma della scatola di transizione.

La scatola di transizione è principalmente una scatola in cemento in cui avviene la separazione dei cavi tripolari, e dove il cavo viene trasformato dalla configurazione sottomarina ad un cavo terrestre.

Questa scatola di transizione può essere localizzata sulla spiaggia, dietro una protezione dal mare, o fino ad 1 km nell'entroterra.

I cavi export offshore raggiungono il sito sulla terraferma, sia tramite trincee o per mezzo di una perforazione direzionale orizzontale (Horizontal Directional Drilling – HDD) dal mare. La metodologia HDD viene generalmente utilizzata per ridurre gli impatti ambientali, fornisce una maggiore flessibilità ai programmi del progetto permettendo una pre-installazione delle condotte durante i lavori di inserimento onshore. La soluzione tecnica finale verrà in ogni caso stabilita negli stadi futuri del progetto.

A causa della distanza e della potenza trasmessa, la tipologia di tecnologia considerata per tutti e 5 i progetti in Italia è l'HVAC. Sulla terraferma, la giunzione dei cavi sottomarini ai cavi terrestri nella Transition Joint Bay dovrebbe essere completata come attività continua, con il cavo sottomarino tripolare che viene trasformato con successo in 3 cavi terrestri unipolari, il cavo in fibra ottica viene trasformato nella scatola di terminazione per la fibra ottica e i vincoli terrestri vengono installati.

Il paesaggio o l'accesso al sito da terraferma o via mare dovrebbe essere analizzato e pianificato con attenzione. Nel caso in cui siano applicabili restrizioni stagionali, ad esempio per motivazioni ambientali, devono essere prese in considerazione.



Figura 4.15 – Giuntura di transizione sulla terraferma.

La tipologia di cavo da impiegare nella sezione sottomarina sarà un cavo composto da tre conduttori in rame o alluminio. Come guida, la figura successiva mostra una sezione di un tipico cavo sottomarino HVAC:

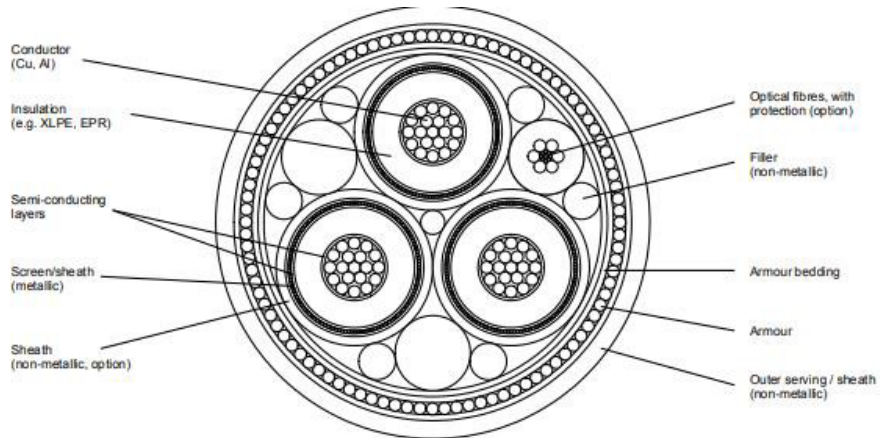


Figura 4.16 – Sezione di un cavo tripolare sottomarino. (Fonte: DNVGL)

Tabella 4.3: Caratteristiche tecniche dei cavi

Conduttore	Conduttore in rame o alluminio con impermeabilità longitudinale all'acqua
Strato semiconduttore	Strato di semiconduttore estruso
Isolante	XLPE / EPR
Schermo sull'isolamento	Composto semiconduttore estruso
Schermo metallico	Nastro individuale in rame in ogni fase
Guida della fibra ottica	Fino a 3 unità di fibra ottica con tubo metallico
Lay up	Tre nuclei di Potenza disposti con riempimenti estrusi
Copertura di separazione/ Armor Bed	Filato in polipropilene
Armatura	Strato di fili in acciaio galvanizzato
Copertura esterna	Filato in polipropilene con colori personalizzabili



Figura4.17 – Cavo sottomarino dinamico. (Fonte: PRYSMIAN GROUP)

Prima che possa iniziare l'installazione, il percorso seguito dai cavi deve essere preparato adeguatamente. Deve essere svolta una fase di Pre Lay Grapnel Run così da rimuovere ogni cavo abbandonato, o, nel caso in cui dei cavi attivi attraversano il percorso, devono essere svolte le operazioni di preparazione per l'incrocio con questi cavi di terze parti.

Generalmente i cavi export vengono caricati al porto di fabbricazione direttamente sulla nave posacavi. Se per qualche motivazione ciò non fosse possibile (a causa dell'elevata distanza tra il porto di smistamento e il porto di fabbricazione), possono essere utilizzate navi per il trasporto come navi da supporto per operazioni in piattaforma (Platform Supply Vessel) e navi di trasporto di carichi pesanti (Heavy Transport Vessel). Le navi vengono riempite con caroselli in grado di contenere i cavi durante il trasporto tra le diverse posizioni. Una volta giunti al porto di smistamento, il carosello può essere scaricato tramite un SPMT o il cavo può essere trasportato dal carosello a bordo della nave al carosello nel porto.

Per quanto riguarda l'installazione, i cavi vengono prima stesi dalla nave posacavi e possono essere sia interrati contemporaneamente che in un secondo momento. Generalmente, le operazioni di posa iniziano nel sito sulla terraferma. Inizialmente, una nave più piccola proveniente da riva porta sulla nave posacavi un filo messaggero con un dispositivo "Chinese finger" all'estremità. Il dispositivo viene attaccato all'estremità del cavo che quindi può essere tirato. Nel momento in cui il cavo lascia lo scivolo a questo vengono legati dei galleggianti per garantire che il cavo non tocchi il fondale e che quindi l'attrito sia minimo. Quando il cavo raggiunge la riva i galleggianti vengono staccati dal cavo che viene inserito nell'HDD. Se è possibile stendere e interrare simultaneamente i cavi un sottomarino a comando remoto (Remotely Operated Vehicle – ROV) segue il cavo steso, lo sotterra alla profondità desiderata tramite jetting e/o scavi. Le navi posacavi più recenti hanno la possibilità di far avvenire le operazioni di posaggio e interrimento in simultanea e sono anche gestite in posizionamento dinamico, il che fornisce una maggiore flessibilità durante i lavori rispetto alle navi posacavi ancorate.

Il cavo viene steso e interrato seguendo il percorso stabilito fino a quando non raggiunge la piattaforma della sottostazione offshore. Una volta giunto alla OSP prima del suo inserimento il cavo viene misurato, tagliato e sigillato, utilizzando un filo messaggero e un quadrante, per garantire la corretta posa del cavo e per ridurre l'attrito col fondale. Una volta inserito, il cavo viene assicurato ad un aggancio temporaneo, in attesa di essere terminato e testato. Una volta che l'intero sistema di trasmissione viene installato, può iniziare la fase di messa in opera.

Dopo l'installazione del cavo c'è una fase di indagine post posa per garantire che tutto sia stato realizzato in accordo con quanto pianificato.

È importante osservare che ci sono zone in cui la profondità dell'acqua è ridotta e la nave posacavi potrebbe non essere in grado effettuare le operazioni di installazione in quella sezione del percorso; quindi, deve essere utilizzata una chiatta posacavi.



Figura 4.18 – Inserimento di un cavo export offshore sulla riva.

4.4.5 Sottostazione Offshore

A causa della distanza tra il sito del parco eolico offshore e la linea di costa, sarà necessario realizzare almeno una sottostazione offshore, generalmente questa viene posta a metà della posizione delle turbine così da migliorare l'efficienza del sistema. Lo scopo della sottostazione offshore è di raccogliere ed esportare la potenza generata dalle turbine tramite cavi ad alta tensione specifici. La OSS per i progetti italiani alzerà il livello di voltaggio dal minimo di 66 kV a un minimo di 220 kV. La OSS ospiterà uno o più trasformatori step-up e la strumentazione necessaria ad esportare la potenza ad alto voltaggio, minimizzando le perdite potenziali.

La sottostazione elettrica offshore può essere fissata al fondale o galleggiante a seconda della tipologia di fondazione. Un parco eolico con fondazioni galleggianti tipicamente viene installato nel caso di profondità che superano approssimativamente i 100 – 120 m, in cui un monopalo fissato al fondale o una fondazione jacket non sarebbero economicamente applicabili. Per una OSS, la profondità critica per una fondazione fissata al fondale che rende questa tecnologia ancora competitiva dal punto di vista economico è di circa 100 m.

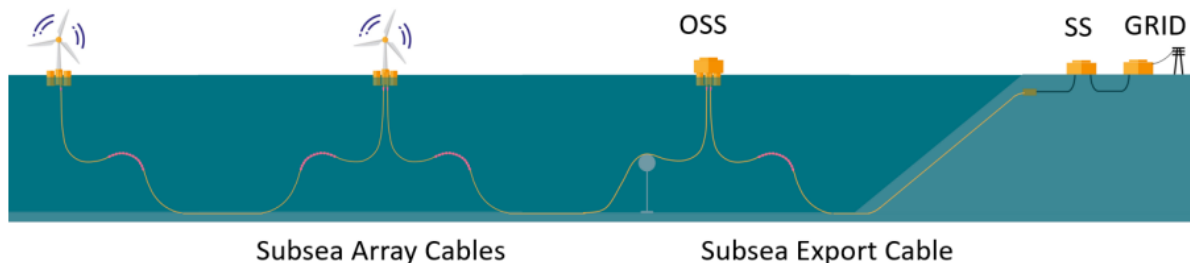


Figura 4.19 – Layout di connessione di un parco eolico dinamico.

La sottostazione offshore è composta da una parte superiore in cui si trovano tutte le strumentazioni elettriche e le fondazioni.

Le opzioni proposte per le fondazioni delle sottostazioni offshore sono simili ai design utilizzati per le turbine eoliche: semi-sommergibili, piattaforme tension leg (TLP), barge o SPAR. Le boe nel caso di fondazioni barge, semi-sommergibili e SPAR vengono ormeggiate al fondale con catene, cavi in acciaio o corde in fibra connesse alle ancore. Una fondazione TLP viene ancorata verticalmente con pastoie o tendini che rappresentano le “gambe in tensione”. Dei cavi molto

robusti, tubazioni o barre connettono le gambe della TLP all'ancoraggio sul fondale. Tra tutte le tipologie di fondazioni possono essere utilizzate diverse tipologie di ancoraggio a seconda del sistema di ormeggio, delle condizioni del suolo e del carico ambientale atteso.

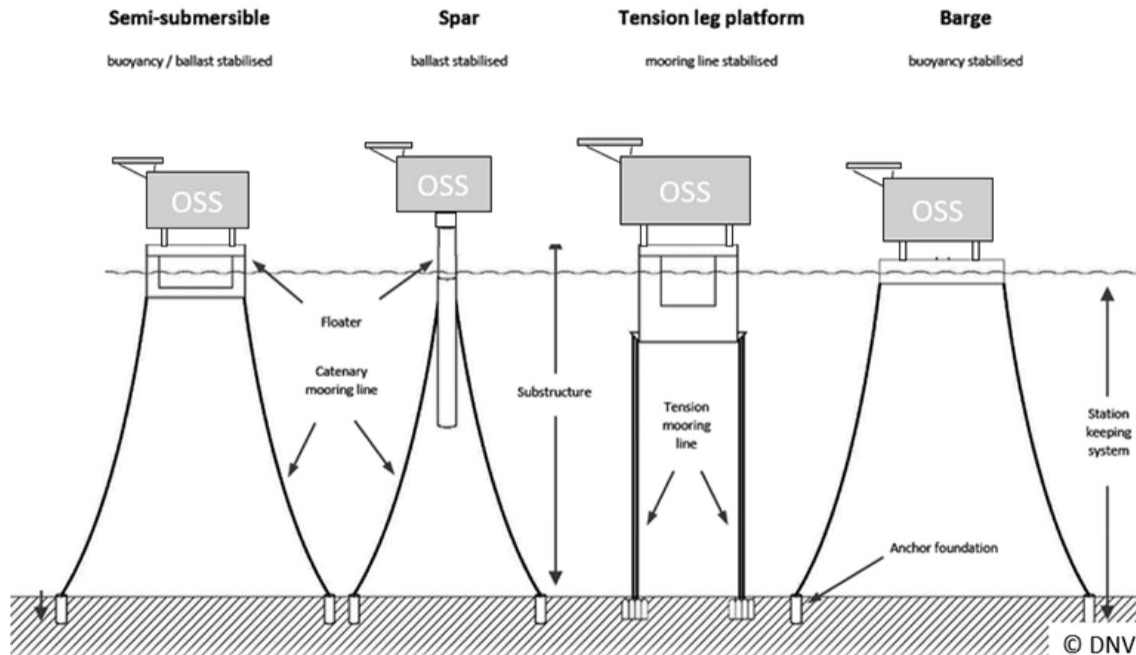


Figura 4.20 – Diverse tipologie di fondazioni per le OSS.

Potrebbe essere allettante considerare la stessa tipologia di fondazione galleggiante per le turbine eoliche e la OSS, in tal modo si sfrutterebbe una sinergia di progettazione, costruzione e installazione, nonché di manutenzione. In ogni caso, tale sinergia è difficile da raggiungere a causa dei diversi limiti delle OSS. In primo luogo, la parte superiore dell'OSS può essere significativamente più pesante di una turbina eolica (tra 2.000 e 4.500 MT per una HVAC a confronto di circa 1.200 MT per una turbina da 12 MW), anche la distribuzione del peso è molto differente, in quanto la OSS ha un centro di gravità più basso. Tali fattori hanno un impatto diretto sulla stabilità e la tenuta di mare del galleggiante, il che richiede diverse dimensioni dello stesso o anche un concetto complessivo diverso. In secondo luogo, una OSS ha un gran numero di cavi sottomarini connessi. Un tipico progetto può prevedere più di 6 cavi array e almeno un cavo export connessi all'OSS. Una configurazione così densa di cavi è molto sensibile a spostamenti ampi, e escursioni eccessive della OSS dalla sua posizione originale possono danneggiare il cablaggio. Per cui, essendo che la OSS e i cavi export sono dei possibili punti di guasto per tutto il parco eolico, deve essere applicata particolare attenzione per il sistema di ormeggio al fine di fornire una stazionarietà efficiente e un alto livello di ridondanza nel caso di danneggiamento di una linea di ormeggio.

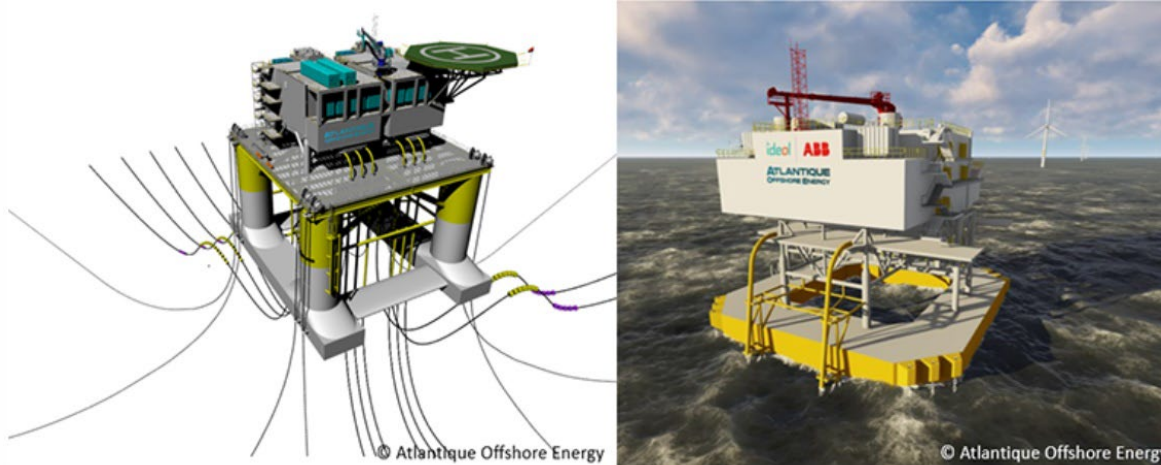


Figura 4.21 – Esempio di prototipi sul mercato

La sottostazione può essere installata utilizzando sia un feeder approach che una strategia a direct load-out. Idealmente la sottostazione viene fabbricata nei pressi del sito offshore così che possa essere trasportata tramite l'utilizzo di chiatte e rimorchi. Queste chiatte possono navigare direttamente al sito, permettendo quindi alla parte superiore della piattaforma della stazione offshore di essere installata direttamente dalla chiatta alla sottostruttura – questo sarebbe un feeder approach.

La strategia a direct load-out viene realizzata sia con una nave di installazione delle fondazioni che tramite l'impiego di altre navi per il trasporto di carichi pesanti (a seconda del peso e della dimensione della parte superiore della piattaforma della sottostazione offshore) al porto di smistamento, in genere direttamente dalla chiatta di trasporto al ponte della nave di installazione.

In alternativa, la parte superiore della OSP può anche essere trasportata dal cantiere navale al porto di smistamento o al sito tramite l'impiego di navi di trasporto di carichi pesanti.

Le sottostazioni offshore sono in generale il componente più pesante del parco eolico e quindi sono posate sulle fondazioni più robuste – tipicamente fondazioni jacket, considerando le elevate dimensioni delle parti superiori di OSP che vengono trattate (la parte superiore di una OSP può essere installata anche su monopali e fondazioni basate sulla gravità).

Una volta che la sottostazione è stata posata sulla fondazione in sicurezza, è pratica comune utilizzare dei martinetti idraulici per mettere a livello la parte superiore della OSP e garantire che la tolleranza verticale sia rispettata. Una volta terminata l'azione di livellamento e che la tolleranza desiderata è stata raggiunta, la connessione tra la parte superiore dell'OSP e la fondazione jacket deve essere stuccata o saldata, al fine di garantire una connessione strutturale adeguata.

Dopo l'installazione e la fase di stuccatura e indurimento, la parte superiore dell'OSP sarà accessibile, generalmente tramite una nave autosollevante (Jack-up Vessel – JUV) per essere messa in esercizio. La JUV in genere rimane sul sito per tutto il periodo di messa in esercizio.

4.5 Infrastrutture Onshore

4.5.1 Cavi sotterranei

Dalla scatola di transizione (localizzata sulla terraferma) denominata come Transition Joint Bay, ci sono due diverse opzioni per trasportare la potenza fino alla sottostazione onshore: cavi sotterranei e linee aeree.

Per quanto riguarda i cavi sotterranei, un cavo sottomarino tripolare viene trasformato dalla giunzione di transizione (localizzata sulla terraferma) in tre cavi unipolari e fibre ottiche indipendenti. Il range di voltaggio varierà da 220 kV fino a 345 kV, questo voltaggio è lo stesso utilizzato per i cavi sottomarini.

Il materiale conduttore utilizzato per questi tre cavi unipolari potrebbe essere rame o alluminio, anche se il più comune è l'alluminio per il costo e il peso minore che lo rende più facile da maneggiare. La differenza maggiore con i cavi sottomarini tripolari è che questi in genere hanno un'armatura composta da fili in acciaio, mentre i cavi unipolari hanno un'armatura non magnetica. I cavi unipolari possono essere posati separatamente o vicini tra loro. Una posa ravvicinata permette meno perdite, mentre la configurazione separata elimina il riscaldamento reciproco ma ciò comporta maggiori perdite nell'armatura.

A titolo indicativo, la figura seguente è una sezione di un tipico cavo HVAC:

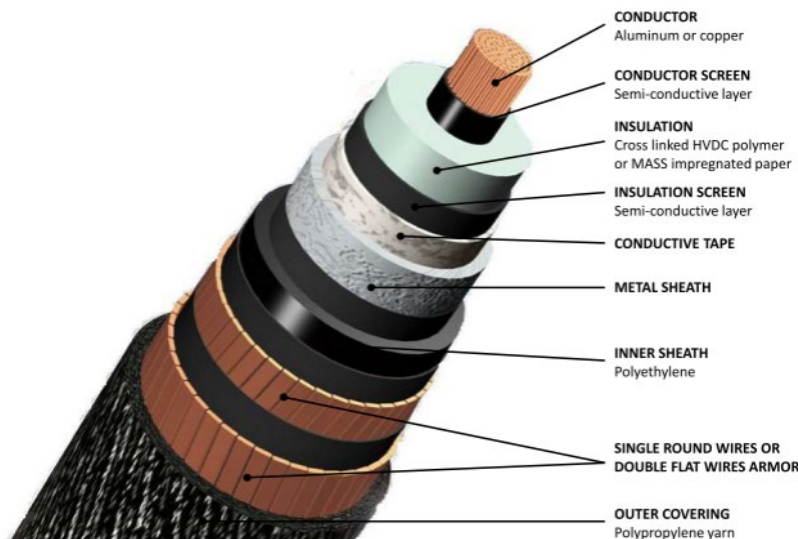


Figura 4.22 – Cavo terrestre statico
(Fonte: NEXANS GROUP)

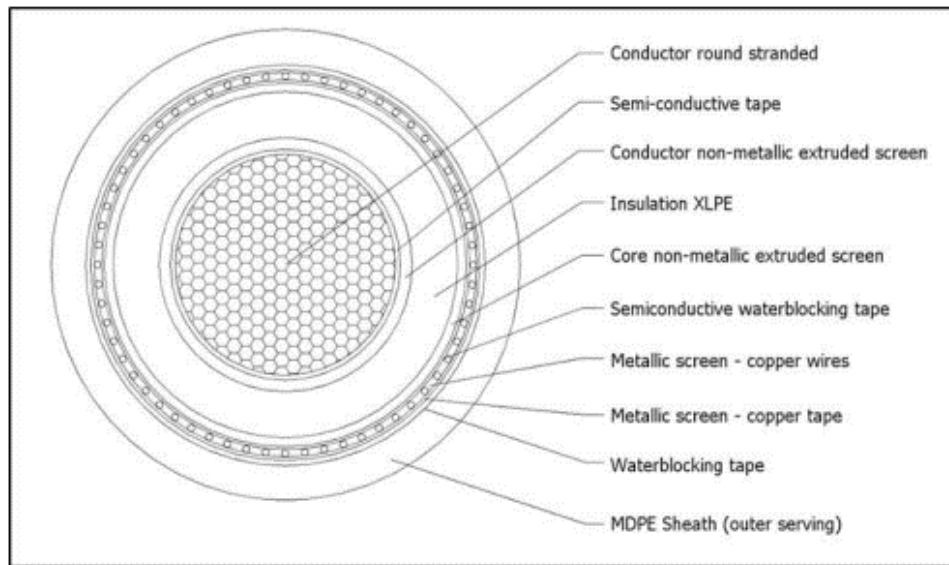


Figura 4.23 – Generica visione di insieme di una sezione trasversale per un cavo terrestre (Fonte: ABB GROUP)

I tre cavi unipolari in circuiti trifasici possono essere interrati direttamente sotto terra o all'interno di canali, in ogni caso possono essere disposti in diverse formazioni. Tipiche disposizioni possono essere a trifoglio (triangolare) o formazione piatta. La scelta dipende da diversi fattori come il metodo di legame dello schermo, l'area del conduttore e lo spazio disponibile per l'installazione.

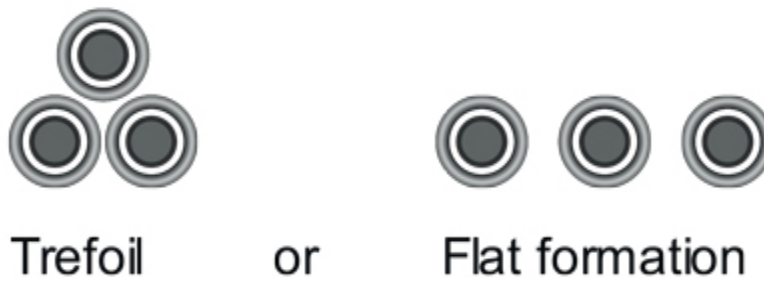


Figura 4.24 – Possibile disposizione per i cavi.

Per i cavi terrestri, viene generalmente utilizzato un metodo ad incrocio a causa delle lunghezze maggiori dei percorsi, tale metodo richiede una separazione degli schermi e delle scatole di connessione, come mostrato nella figura sottostante:

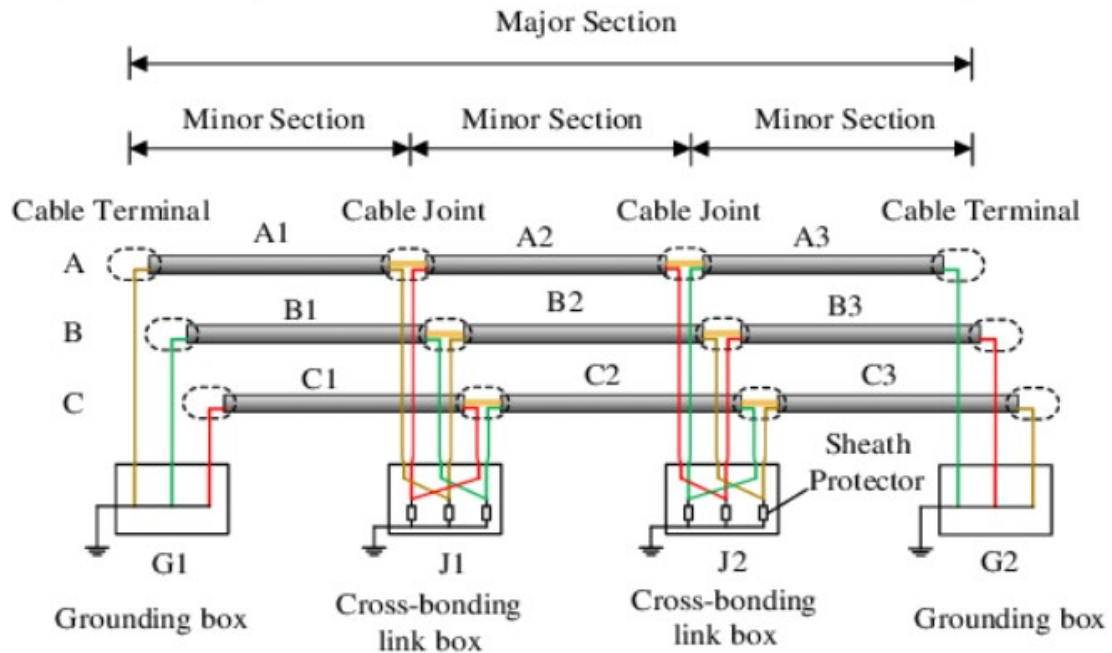


Figura 4.25 – Metodo ad incrocio per percorsi di lunghezza maggiore con separazione degli schermi e scatole di connessione

È richiesto un certo numero di servizi locali prima e durante l'installazione dei cavi. Tra questi sono compresi il lavaggio delle ruote, la pulizia delle strade, la gestione del traffico, la segnaletica e ponti temporanei su fiumi e fossati.

Lungo il percorso dei cavi deve essere stabilito almeno un edificio per il sito. Tali siti devono fornire un deposito per le strumentazioni, parcheggio e strutture di sussidio per i dipendenti. Tipicamente questi saranno di circa 100 m per 100 m.

Prima della costruzione, deve essere effettuata un'investigazione sul sito (incluso indagini archeologiche) e devono essere effettuate delle valutazioni ambientali per pianificare l'installazione e minimizzare gli impatti sul circondario.

Il corridoio di cavi viene definito durante l'installazione, e comprende le trincee dei cavi, il deposito per le bobine e la strada di accesso.

L'installazione può essere fatta utilizzando trincee aperte, tipicamente di circa 1 m di larghezza e lunghe fino a 1.000 m (a seconda dei cavi) o posizionando delle condotte nelle trincee e coprendole più velocemente. Con l'impiego delle condotte, tipicamente vengono utilizzate condotte in polietilene a media densità (Medium Density Polyethylene – MDPE) che vengono posate nella trincea e i cavi vengono tirati attraverso la condotta in un secondo momento fino ad una lunghezza di 1.000 m. Tale opzione permette di completare gli scavi, l'installazione della condotta e il riempimento per sezioni fino a 120 m in un giorno. Ciò minimizza la quantità di scavi rimasti aperti al di fuori degli orari lavorativi, il che aiuta a ridurre problematiche ambientali e di sicurezza.

Quando i cavi incontrano degli ostacoli come strade o ferrovie o incontrano condizioni difficili o ad elevata sensibilità, può essere utilizzato un HDD per indirizzare e tirare i cavi sotto l'ostacolo senza necessità di trincee.

Del materiale specifico per la perforazione crea dei fori che superano l'ostacolo e possono raggiungere lunghezze fino a 1.000 m. Il fango di perforazione viene utilizzato come lubrificante e viene riciclato durante la costruzione tramite delle lagune temporanee di fango per poi essere smaltito dopo la costruzione. Una volta terminata la perforazione, un cavidotto viene poi tirato attraverso e il cavo viene tirato di nuovo tramite l'utilizzo di strumentazioni apposite.

In Figura 4.29 è illustrata l'applicazione della tecnica di perforazione direzionale utilizzato per il passaggio di un cavidotto nel terreno sottostante l'alveo di un fiume.

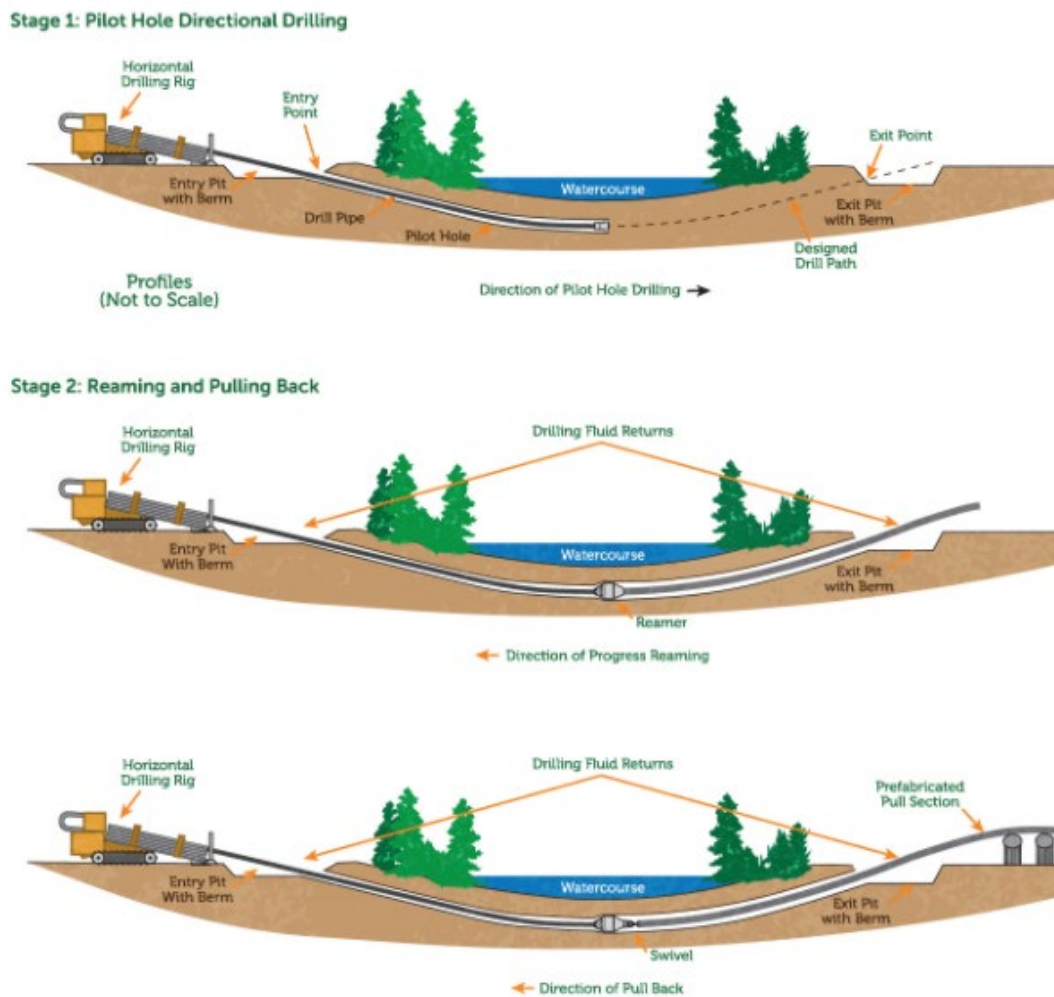


Figura 4.26 – Meccanismo di perforazione direzionale utilizzato per superare un fiume.

Il cavo viene testato per garantire che il circuito funzioni. Una volta completata l'installazione, viene effettuata una prova sotto tensione per verificare l'operatività al voltaggio desiderato, o a un livello vicino.

Deve essere posta particolare attenzione ad evitare impatti su specie a rischio, che potrebbero richiedere monitoraggi e/o mitigazioni ambientali specifiche.

Per quanto riguarda le linee aeree, queste sono più comuni nelle aree rurali se la legislazione nazionale lo permette. Vengono utilizzate per coprire lunghe distanze e hanno capacità di

trasporto di corrente maggiore. Le linee vengono sorrette da torri in acciaio e sono meno costose rispetto ai cavi sotterranei, non solo per la fornitura dei prodotti, ma anche per le attività di installazione. Le tempistiche per l'installazione e la messa in opera delle linee aeree sono più brevi di quelle dei cavi sotterranei; quindi, i disturbi agli abitanti locali sono minori.

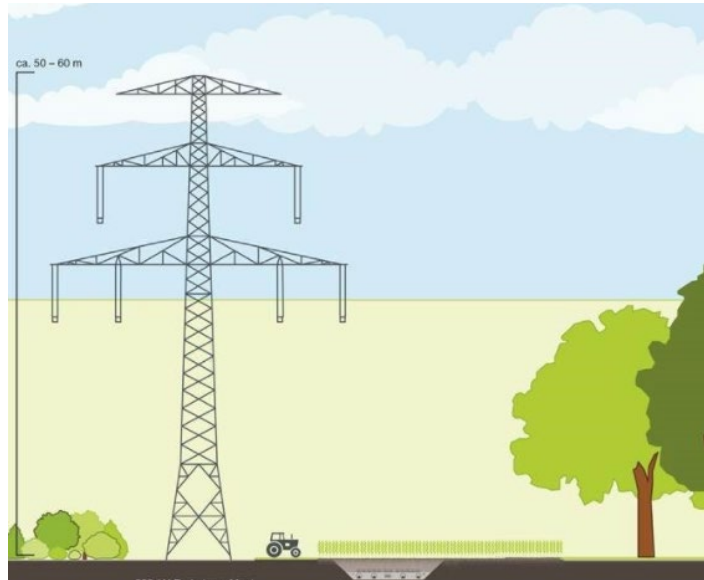


Figura 4.27 – Torre in acciaio per linee aeree.

4.5.2 Sottostazione Onshore

Per connettere il parco eolico offshore al punto di connessione alla rete deve essere realizzata una stazione di trasformazione Onshore (ONSS).

La ONSS garantisce che la potenza trasmessa dall'offshore al punto di connessione (connessione alla rete) sia conforme con quanto definito nel contratto di connessione.

Tale sottostazione include un trasformatore principale (per esempio: 220 kV/400 kV), reattori di tipo shunt alla fine dei cavi export onshore (voltaggio da 220 kV fino a 345 kV), qualsiasi strumentazione di compensazione dinamica per il sistema nel complesso come ad esempio STATCOM, e commutatori a isolamento gassoso (Gas Insulated Switchgear) o commutatori a isolamento ad aria (Air Insulated Switchgear) ai diversi livelli di voltaggio, tali tecnologie devono essere definite in stadi più dettagliati di progettazione.

La sottostazione onshore includerà anche una serie di strumentazioni ausiliarie (generatori diesel, ...), sistemi antincendio e di ventilazione, filtri armonici, e sistemi di comunicazione e controllo, così come strutture sociali e di deposito e parcheggi.

I circuiti di trasmissione vengono terminati nel commutatore della sottostazione onshore e i trasformatori principali sono responsabili di intensificare la tensione al livello della rete di trasmissione in cui viene trasmessa l'elettricità, e le altre strumentazioni primarie come i compensatori reattivi dinamici sono i responsabili di garantire la conformità con i requisiti del codice di rete e la connessione alla rete accordata.

La localizzazione ideale per la sottostazione onshore è nei pressi della sottostazione di connessione alla rete. Per una prima valutazione, si è stimata una dimensione conservativa della sottostazione di 50x100 m ed è stata svolta una ricerca delle possibili localizzazioni. Va inoltre

detto che negli stadi futuri del progetto dovranno essere effettuate ricerche, proposte e verifiche più dettagliate.



Figura 4.28– Proposta preliminare per la connessione per la localizzazione della sottostazione onshore

La sottostazione onshore è spesso la prima parte del parco eolico ad essere costruita, circa un anno prima della costruzione delle strutture offshore. In alcuni casi, i lavori possono iniziare anche prima della scelta finale di investimento per il parco eolico, così da mitigare il rischio di blocco delle strutture di generazione.

I lavori preliminari per il livellamento del sito e garantire l'accesso alla rete stradale vengono completati prima, per garantire che i lavori possano iniziare prontamente. Possono anche portare alla luce caratteristiche vincolanti del sito, come l'esistenza di linee elettriche aeree o tubature sotterranee. Lavorazioni esterne possono includere le recinzioni, contenimento, potatura degli alberi e la demolizione di strutture esistenti.

Generalmente vengono scelti fornitori locali a meno di richieste specifiche, in quanto hanno valide conoscenze di appaltatori locali e ottimi contatti tra le autorità locali e gli uffici dell'Agenzia per l'Ambiente.

Nel caso in cui i costruttori si trovino ad operare a grandi distanze dalla loro base della flotta, selezioneranno operatori locali e noleggeranno strumentazioni locali.

5 STIME DEL VENTO E DELLE RISORSE ENERGETICHE

La velocità del vento a 162 m di altezza viene ottenuta una volta che la calibrazione dei dati di retroanalisi è disponibile al sito marittimo attraverso la realizzazione dei registri delle stazioni meteorologiche terrestri e la sistemazione dei dati calibrati della funzione Weibull.

L'energia immessa (netta) dal parco eolico alla rete sarà la differenza tra l'energia prodotta e le diverse perdite e il consumo necessario all'installazione. Ognuno di questi punti verrà brevemente descritto di seguito.

L'energia eolica disponibile in ognuno dei siti offshore selezionati viene calcolata sulla base dei dati del vento calcolati per i siti di interesse.

Il flusso del vento passando attraverso l'area del rotore trasferisce la sua energia cinetica in energia meccanica. In teoria si è visto che la potenza ottenuta è proporzionale al cubo della velocità del vento, ai fini pratici i produttori di turbine eoliche forniscono curve di potenza che indicano l'energia elettrica prodotta dalle loro tecnologie per ogni velocità del vento, considerando che la direzione del vento è normale al rotore della turbina eolica e che il regime è stazionario.

Come descritto in precedenza, una volta che si è ottenuta la probabilità o la funzione di distribuzione del vento, viene incrociato con la curva di potenza della turbina eolica, così da fare una stima della produzione lorda di ogni turbina e del parco eolico nel complesso.

L'energia producibile è il massimo che l'installazione può produrre.

5.1 Stime

L'energia elettrica netta prodotta in un'installazione e rilasciata in rete sarà la differenza tra l'energia teorica che l'impianto è in grado di produrre e le diverse dispersioni e consumi che possono verificarsi. Per il progetto ciò si traduce in un risultato netto P50 di 5.361,3 GWh/anno, che corrispondono a 3.108 ore equivalenti (l'equivalenza delle ore totali dove i 225 MW del parco eolico funzionano a piena capacità).

6 ATTIVITÀ DI COSTRUZIONE, OPERATIVITÀ E DISMISSIONE DEL PARCO EOLICO OFFSHORE

6.1 Studi iniziali delle fasi principali di costruzione/assemblaggio e installazione

6.1.1 Fase 1 – Fabbricazione e assemblaggio delle Fondazioni galleggianti

Durante questa fase vengono realizzati e assemblati i diversi elementi che compongono la struttura delle piattaforme (colonne e rinforzi) e degli elementi e strumentazioni (acciaio secondario, attrezzatura di zavorramento, etc.). in questa fase la piattaforma riceve il trattamento di rivestimento superficiale.

A causa delle dimensioni e del peso della piattaforma, queste attività dovranno essere realizzate in un cantiere navale con strutture ad elevata capacità (bacini di carenaggio, gru, etc.), localizzato il più vicino possibile alla posizione del parco eolico offshore.

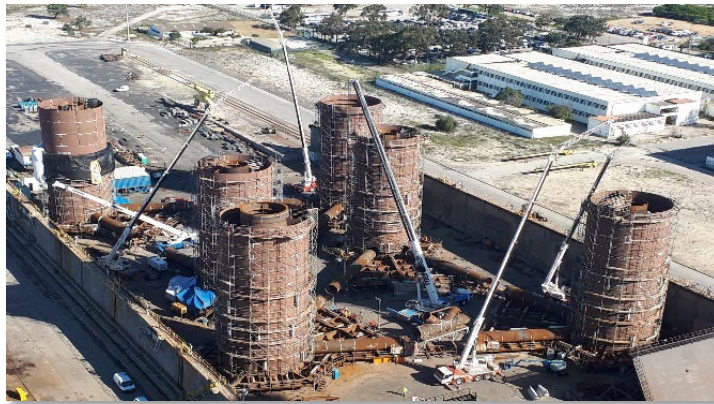


Figura 6.1 – Fabbricazione di WFA

6.1.2 Fase 2 – Installazione della sottostazione offshore

Questa fase può trovarsi in diversi punti della campagna di installazione a seconda della tipologia di sottostruttura scelta, della tipologia di connessione, dei permessi necessari e delle tempistiche di fabbricazione richieste.

Inizialmente viene installata solo la sottostruttura della sottostazione. Una volta che la parte superiore e i cavi export sono stati installati, questi vengono connessi ad entrambe le sottostazioni (onshore e offshore), dopodiché si effettua la fase di messa in esercizio per verificare che il sistema di evacuazione rispetti i requisiti necessari.

6.1.3 Fase 3 – Trasporto delle fondazioni galleggianti al porto di smistamento

Una volta che le fondazioni galleggianti sono state assemblate, vengono trasportate al porto di installazione (porto di smistamento), in cui vengono integrate le turbine eoliche.

A causa della dimensione di queste piattaforme, il trasporto può essere effettuato utilizzando due tipologie di trasporto: secco o umido. Il trasporto secco consiste nel trasportare la struttura tramite l'impiego di una nave/chiatte semi-sommergibile, muovendo la piattaforma nel cantiere navale sulla nave semi-sommergibile e portandolo al porto di smistamento, in cui viene messo a galla dal sistema di zavorramento della nave e ormeggiato con rimorchiatori locali di supporto.

L'altra soluzione è il trasporto/traino umido, che consiste nello scaricare la piattaforma direttamente nel cantiere navale e trainarla al porto in cui la piattaforma viene ormeggiata con il supporto di rimorchiatori locali. La fase di traino verrà effettuata da rimorchiatori con sufficiente capacità (potenza di traino) in accordo con quanto verrà definito negli studi di traino da effettuare nelle fasi future di progettazione. La capacità della nave può variare a seconda della distanza del sito di costruzione dall'area di assemblaggio.

In termini di limitazioni, il rimorchio a secco in genere è più semplice da realizzare ma è meno conveniente dal punto di vista economico.

Per la scelta del porto in cui effettuare le operazioni vengono considerati diversi fattori condizionanti, i più importanti sono:

- Prossimità al sito del parco eolico.
- Sufficiente profondità della banchina per permettere di attraccare la piattaforma.
- Disponibilità di area superficiale e disponibilità di accesso per la logistica associata con il movimento di carichi pesanti e di elevate dimensioni. È importante notare che l'assemblaggio delle componenti della turbina (il peso stimato per la navicella è di 600 t, posizionata su una torre di circa 140 m) richiederà l'impiego di una gru cingolata con elevata capacità di sollevamento.
- Condizioni di agitazione interna molto bassa per permettere l'assemblaggio a galla dei componenti della turbina eolica o la possibilità di costruire piattaforme sott'acqua per ancorare la struttura al fondale.



Figura 6.2 – Piattaforma in arrivo al porto di smistamento.

6.1.4 Fase 4 – Integrazione della turbina nella fondazione galleggiante

In questa fase avviene l'assemblaggio delle diverse componenti della turbina eolica (torre, navicella e pale) sulla piattaforma galleggiante.

Per realizzare tale operazione, sono richiesti gli aspetti menzionati nelle sezioni precedenti riguardo il pescaggio, l'area superficiale disponibile e la capacità di zavorramento del molo.

A causa delle dimensioni delle componenti, tutte le movimentazioni vengono effettuate da SPMT, in genere è presente una zona specifica per lo stoccaggio dove i SPMT prendono le componenti e le spostano nell'area di sollevamento (nei pressi della banchina) in cui la gru cingolata solleva le componenti per l'installazione.



Figura 6.3 – Installazione della torre e della turbina

6.1.5 Fase 5 – Installazione degli ancoraggi e Pre-Lay degli ormeggi

Prima dell'arrivo della piattaforma è necessario installare il sistema per mantenere in posizione la piattaforma galleggiante. In generale, gli ancoraggi che vengono connessi alle linee di ormeggio vengono installati per mantenere la posizione della piattaforma per tutta la vita del parco eolico.

La tipologia di ormeggio richiesto, inclusa la scelta degli ancoraggi e delle linee di ormeggio, viene definita durante la fase di progetto a seconda delle condizioni del fondale di ogni singolo progetto. Il sistema viene configurato per resistere al bollard pull della piattaforma durante la sua vita.

L'installazione dei sistemi di ormeggio viene compiuta con una specifica nave (in genere navi da rifornimento per rimorchiatori per la movimentazione di ancora – Anchor Handling Tug Vessel) che possiede le specifiche necessarie.

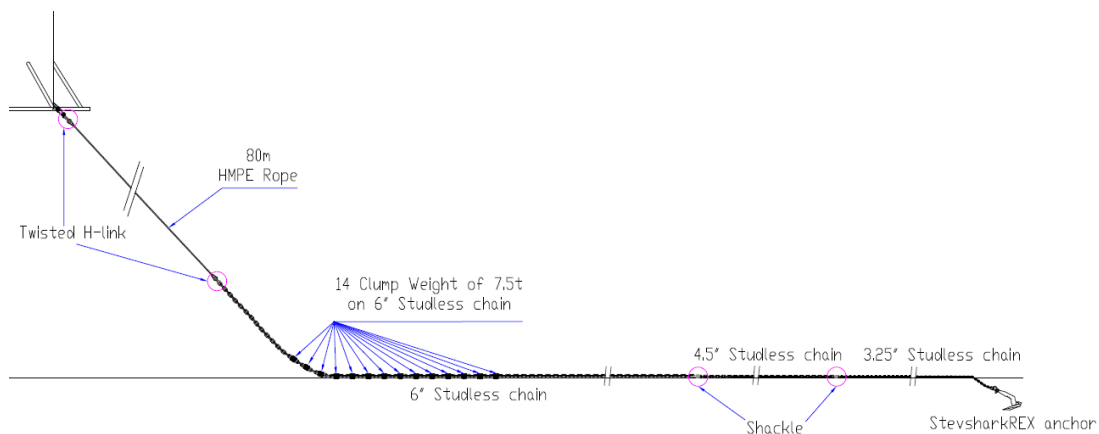


Figura 6.4 – Possibile configurazione di ormeggio

6.1.6 Fase 6 – Traino della piattaforma (WTG e fondazione) al sito

Una volta completato l'assemblaggio della turbina eolica (installazione, verifica e attività di pre-messa in opera), questa sarà pronta per essere trainata alla posizione stabilita nel parco eolico.

Prima delle manovre di traino, è necessaria una manovra di disormeggio con il supporto di rimorchiatori locali. Una volta che la struttura è stata disconnessa dalla banchina e spostata in un punto definito strategicamente (luogo sicuro), verrà connessa al rimorchiatore principale.

La fase di traino verrà effettuata con un rimorchiatore principale con sufficiente capacità (bollard pull) secondo quanto definito dagli studi di traino che verranno effettuati durante la fase di progettazione.

La vicinanza del porto di smistamento del sito è un punto chiave per questa fase, in quanto minore è la distanza, minore sarà il tempo necessario per tale trasporto. Il trasporto è legato a specifiche condizioni meteoceaniche, definite preventivamente durante la fase di progettazione del galleggiante.



Figura 6.5 – Manovra di disormeggio

6.1.7 Fase 7 – Aggancio della piattaforma

Una volta che la piattaforma rimorchiata arriva alla localizzazione del parco eolico, il rimorchiatore principale, con il supporto di almeno due navi aggiuntive, posiziona la piattaforma.

La prima fase di tale operazione è la raccolta delle linee di ormeggio dal fondale, in cui erano precedentemente installate come descritto nella fase 4. Dopo essere state raccolte, le linee di ormeggio vengono installate con l'ausilio di un argano temporaneo posizionato sulla piattaforma e la nave di aggancio.

Una delle navi che collabora in questa operazione è la nave di aggancio, che guida le manovre di connessione delle linee di ormeggio con la piattaforma. Durante la connessione e una volta terminata, la nave, con l'aiuto di un ROV monitora e controlla ogni step delle manovre.

6.1.8 Fase 8 – Installazione dei cavi

Una volta completato il processo di aggancio, vengono installati i cavi (IAC) che connettono le piattaforme o una piattaforma alla sottostazione.

Il sistema di posa dei cavi più adatto verrà analizzato considerando la tipologia di suolo e la profondità del fondale.

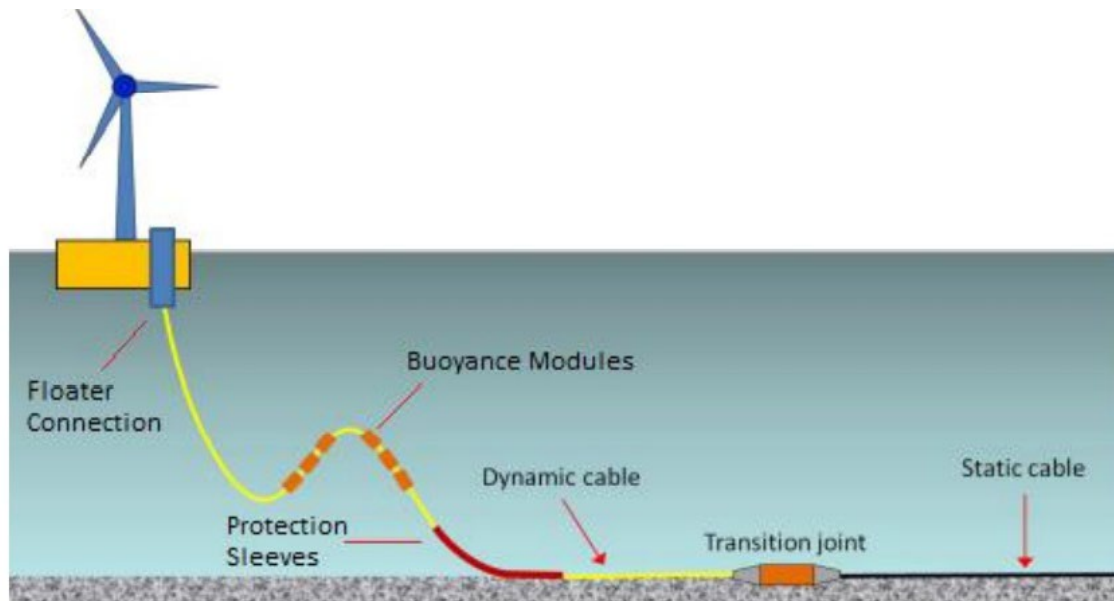


Figura 6.6 – Possibile configurazione dei cavi

6.1.9 Fase 9 – Messa in esercizio della piattaforma

Una volta completata la fase di installazione dei cavi, vengono eseguiti tutti i test necessari a garantire la corretta installazione dell'unità. Questa tipologia di test vengono in genere chiamati hot commissioning. Dopo tali verifiche, lo step finale è l'energizzazione della stringa.

6.2 Strategia di esercizio e manutenzione

Il progetto pone l'eccellenza operativa al centro delle sue attività: sicurezza, efficienza, performance e qualità. La strategia di esercizio e manutenzione (O&M) combina questi interessi con il desiderio del progetto di partecipare nello sviluppo socio-industriale locale, così da garantire la protezione dell'ambiente e preservare il pubblico dominio marittimo.

Una parte integrante della strategia di O&M del progetto è di creare opportunità di impiego per i lavoratori locali nei seguenti ruoli: Tecnici, Ingegneri, Logistica, Salute Sicurezza e Ambiente, Marina e Gestione. In aggiunta, per la riparazione di componenti e le ristrutturazioni quando possibile verrà sfruttata l'industria locale.

Verrà posta particolare attenzione all'ambito delle comunità di pescatori per garantire la conformità con le linee guida per le migliori pratiche così da minimizzare gli impatti su tale comunità. A tal fine, si stabilirà e manterrà una comunicazione continua ed efficace con i pescatori con trasparenza per quanto riguarda tutte le attività di O&M così da minimizzare le interferenze tra le parti.

6.2.1 Salute e sicurezza, protezione persone e ambiente

Il progetto si impegna ad implementare una rigida politica in materia di Salute, Sicurezza, Protezione e Ambiente al fine di garantire una sicurezza completa a persone e proprietà per tutta la vita dell'impianto e a tutti i livelli.

Il progetto s'impegna, inoltre, a condurre un rigoroso monitoraggio ambientale per tutte le attività connesse alle operazioni di manutenzione del parco eolico, dalla fase di costruzione alla

dismissione. Il monitoraggio renderà possibile la valutazione dell'efficacia delle misure pianificate per il progetto durante la vita del parco eolico.

6.2.2 Esercizio e manutenzione

Il Progetto cercherà di effettuare la manutenzione della turbina in squadre miste tramite contratti di servizio della durata di 5 anni in linea con il periodo di garanzia.

In questo modo di tecnici sfrutteranno l'esperienza e le competenze per effettuare la miglior manutenzione completa delle turbine possibile dopo il periodo di garanzia. Tale concetto di O&M ha avuto successo per i parchi eolici in esercizio.

Una squadra dedicata di manager operativi e supporto back-office affronterà tutti i requisiti giorno per giorno del parco eolico e coordinerà i lavori di manutenzione, il magazzino e la logistica marittima.

Una parte integrante della strategia di O&M è di creare opportunità per l'assunzione di forza lavoro locale nei seguenti ruoli: Tecnici, Ingegneri, Logistica, Salute Sicurezza e Ambiente, Marittimi, Gestionali. Le industrie locali verranno utilizzate dove possibile per la riparazione e la ristrutturazione delle componenti.

L'esperienza operativa e le migliori pratiche vengono sfruttate dalla flotta di membri interni e consulenti, da un numero significativo di personale addetto alle operazioni e alla manutenzione, dalla flotta di ingegneri e specialisti per tutta la gamma di parchi eolici onshore e offshore.

6.3 Studi iniziali delle strategie di dismissione

Una volta terminate la vita del progetto, iniziano le operazioni di dismissione.

Le operazioni, navi e strumentazioni necessarie a dismettere il parco eolico offshore dipendono da caratteristiche sito-specifiche e dalla tipologia e dimensione degli asset (particolarmente rilevante per le fondazioni).

Per le turbine e la piattaforma offshore su fondazioni galleggianti, dopo aver completato la fase di de-energizzazione e isolamento, verranno prima disconnesse le linee di ormeggio e poi verranno trascinati da rimorchiatori per galleggiamento a riva. Una volta liberate le linee di ormeggio possono essere recuperate sul fondale.

I cavi offshore potrebbero dover essere rimossi parzialmente o completamente. Per la rimozione dei cavi possono essere utilizzati rampini e flow excavation. La de-energizzazione e l'isolamento vengono effettuati inizialmente.

Una delle preoccupazioni principali nell'ambito della dismissione è il disassemblaggio degli asset nei diversi materiali che li compongono, con particolare attenzione nel riutilizzare e riciclare il più possibile i materiali e il giusto smaltimento di ciò che rimane.

6.4 Consumi materie prime

La realizzazione di una qualunque opera civile comporta inevitabilmente l'impiego di materie prime e il consumo di risorse naturali. Per il progetto in esame i principali materiali richiesti sono l'acciaio, l'alluminio, il rame e altri minerali metallici, insieme a materiali compositi e polimeri per la fabbricazione delle pale.

Per quanto riguarda le risorse naturali impiegate, il progetto utilizzerà come unica risorsa per produrre energia il vento, una fonte inesauribile e tra le più rinnovabili in circolazione; rispetto agli

altri impianti elettrici (dalle dighe alle centrali nucleari), l'eolico non genera rischi né pericolo di esposizione ad agenti radioattivi o inquinanti.

A fine vita verrà applicata una politica di sostenibilità basata sul concetto dell'economia circolare e sul riciclo delle componenti dell'impianto.

Viste le considerazioni soprariportate, si ritengono gli impatti connessi all'utilizzo di materie prime e risorse naturali trascurabili durante l'intera vita del progetto.

Tuttavia, per questa fase iniziale si stima che le risorse impiegate per la costruzione del parco eolico siano quelle elencate nella tabella di seguito.

Tabella 6.1: Materie prime impiegate nella realizzazione del parco eolico

ELEMENTO INSTALLATO	RISORSA PRINCIPALE	ALLOCAZIONE
Aerogeneratore	Acciaio	Componenti strutture navicella, trasformatore, mozzo, parti meccaniche in movimento ecc.
	Fibra di vetro e resine	Pale, cover navicella, mozzo, quadri elettrici
	Ghisa	Navicella e mozzo
	Rame	Componenti navicella, collegamenti elettrici
	Alluminio	Componenti navicella, strutture accessorie ecc.
	Gomma e plastica	Navicella, cablaggi elettrici ed idraulici
	Olio idraulico	Componenti meccanici
	Magneti al neodimio	Generatore
Torre eolica	Acciaio	Torre eolica, collegamenti bullonati, flange di connessione
	Alluminio e rame	Cablaggi elettrici, scale, accessori
	Zinco ed altri metalli	Trasformatore, fissaggi ed accessori interni
	Olii minerali ed altri liquidi	Trasformatore
Fondazione galleggiante	Acciaio	Componenti fondazione, collegamenti ecc.
	Materiale plastiche	Parapetti e grigliati delle piattaforme
Cavi e protezione cablaggi	Rame	Cavi e collegamento
	Materiale plastico	Isolamenti e cablaggi
	Inerte (Cls., pietrame)	Protezione cavi

6.5 Produzione rifiuti

6.5.1 Produzione di rifiuti durante la costruzione

Al fine di evitare qualsiasi inquinamento, i rifiuti generati sulle unità galleggianti e sulle navi utilizzate per le lavorazioni saranno stoccati a bordo delle stesse e successivamente sbarcati, smaltiti e/o trattati secondo norma nel porto base individuato. Non ci sarà quindi scarico di acque reflue, rifiuti o inquinanti in acqua. Infine, i rifiuti generati dalle attività della base portuaria verranno immagazzinati direttamente in loco e quindi evacuati attraverso i canali di trattamento appropriati.

La base portuale avrà aree di stoccaggio dedicate, progettate e dimensionate in conformità con le normative vigenti.

La realizzazione del cavidotto interrato invece riutilizzerà i materiali di scavo per quanto possibile e secondo normativa. Se invece non sarà possibile il riutilizzo in loco, si procederà a eseguire una caratterizzazione ambientale per il successivo riutilizzo o smaltimento in discarica. Inoltre, per l'attività di costruzione del parco eolico e delle strutture accessorie non sono state previste attività di dragaggio.

6.5.2 Produzione di rifiuti durante la fase operativa

Come già previsto per la fase di cantiere, tutte le navi impiegate nelle operazioni di manutenzione del parco eolico saranno dotate di serbatoi per le acque nere, così, tutte le attività che si svolgeranno in mare aperto saranno effettuate senza scarico delle acque reflue che saranno raccolte e portate a terra dove verranno trattate.

La stessa procedura sarà osservata per la produzione di rifiuti in genere sulle navi impiegate; ovvero tutti i rifiuti prodotti a bordo saranno trattati a terra.

Durante la fase di esercizio del parco eolico offshore, verranno generati rifiuti dovuti alle attività di manutenzione, come ad esempio gli oli esausti. Questi rifiuti ed effluenti generati dalle attività offshore saranno stoccati in specifici contenitori prima di essere trasferiti sulla nave dedicata per essere quindi trasportati in porto per l'adeguato smaltimento.

La produzione di rifiuti di natura biologica, in fase di esercizio, deriva dalla crescita spontanea di colonie bentoniche (biofouling) che attecchiscono attorno agli elementi sommersi. Durante la fase di esercizio, si procederà ad una attività di monitoraggio finalizzata a valutare tale accrescimento procedendo alle operazioni di pulizia delle componenti sommerse (fondazioni galleggianti, linee di ormeggio, cavi marini, ecc.), solo in caso di perdita delle caratteristiche funzionali delle strutture.

6.5.3 Produzione di rifiuti durante la fase di dismissione

Nell'ipotesi di dismissione dell'impianto, le turbine verranno trasportate in galleggiamento in area portuale per il loro smantellamento. Molti componenti degli aerogeneratori saranno destinati al recupero/riciclaggio. Si riporta in tabella le percentuali di recupero delle singole componenti degli aerogeneratori e le possibili destinazioni:

Tabella 6.4: Percentuali di recupero delle singole componenti e le possibili destinazioni

COMPONENTE	RECUPERO	DESTINAZIONE
Materie plastiche	80%	Imballaggi
Rivestimento navicella (Cover), pale	90%	Manufatti di arredo urbano, parchi giochi
Torre	95%	Fusione acciaio
Olii, grassi, basi lubrificanti	80%	Rigenerazione, combustione controllata
Cavidotti	80%	Riciclo plastica, smantellamento inerti

Stesso discorso vale anche per le opere a terra (cavidotto onshore e apparecchiature elettriche della sottostazione) garantendo inoltre l'eventuale ripristino dello stato dei luoghi.

ERM has over 160 offices across the following countries and territories worldwide

Argentina	New Zealand
Australia	Panama
Belgium	Peru
Brazil	Poland
Canada	Portugal
China	Puerto Rico
Colombia	Romania
France	Russia
Germany	Singapore
Hong Kong	South Africa
Hungary	South Korea
India	Spain
Indonesia	Sweden
Ireland	Taiwan
Italy	Thailand
Japan	UAE
Kazakhstan	UK
Kenya	US
Malaysia	Vietnam
Mexico	
The Netherlands	

ERM Italia S.p.A.
Via San Gregorio 38
20124 Milano (MI)
Italy

T: +39 02 674401
F: +39 02 67078382

www.erm.com