



CENTRALE EOLICA OFFSHORE BRINDISI

PARCO EOLICO MARINO ANTISTANTE LE COSTE DI BRINDISI - SAN PIETRO VERNOTICO E TORCHIAROLO

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

ELABORATO

SIA-00.2

TITOLO

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Responsabile Progetto: Prof. Giuseppe Cesario Calò

Committente



TG Energie rinnovabili S.r.l.
Ravenna via Zuccherificio n.10
P.IVA 02260730391



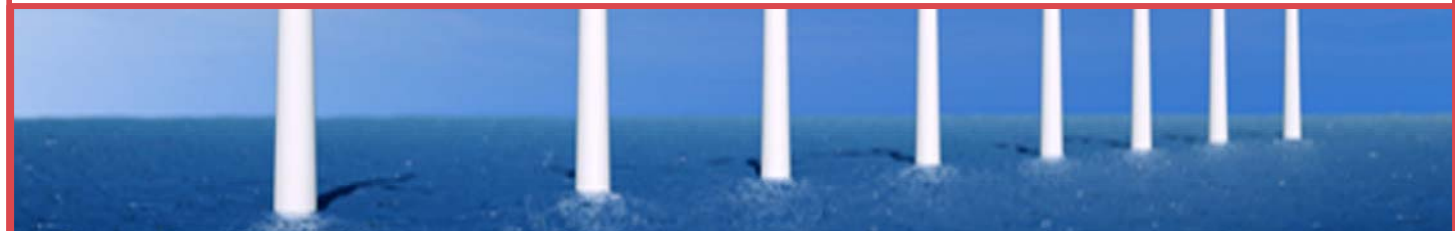
Gruppo di progettazione



COORDINAMENTO DEL SIA
ARKE' INGEGNERIA S.r.l.
Via Imperatore Traiano n. 4
TEL/FAX 080/2022423
e-mail: segreteria@arkeingegneria.it

PROF. ING. ALBERTO FERRUCCIO PICCINNI
(Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari n. 7288)

ING. GIOACCHINO ANGARANO
(Ordine degli Ingegneri della Provincia di Bari n. 5970)



GESTIONE DOCUMENTO

Rif. DWG		Prot. n.	
Disk/dir.		Data Prot.	
N° revisione	01	N° edizione	
Data revisione	23-03-2013	Data edizione	

Il presente documento è proprietà riservata di TG S.r.l. Ai sensi dell'art. 2575 C.C. è vietata la riproduzione, la pubblicazione e l'utilizzo senza espressa autorizzazione.

INDICE

1. PREMESSA	4
1.1 Finalità e motivazioni dell'iniziativa	4
2. INQUADRAMENTO DI DETTAGLIO DEL SITO	12
3. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO.....	17
3.1 Aerogeneratore.....	17
3.2 Specifiche tecniche della fondazione	22
3.3 Cavidotti di collegamento.....	38
3.3.1 Cavidotto sottomarino	41
3.3.2 Cavidotto terrestre.....	47
4. FASE DI CANTIERE.....	50
4.1 Aree per il cantiere.....	50
4.1.1 Localizzazione e servizi	50
4.1.2 Schema di movimentazione di mezzi navali da/per cantiere	59
4.1.3 Montaggi a terra ed a mare.....	62
4.1.4 Operazioni in cantiere	64
4.2 Trasporti e montaggi a terra, trasporti a mare	75
4.2.1 Trasporti/montaggi verso/a terra	75
4.2.1.1 Trasporti verso il cantiere	75
4.2.1.2 Trasporti a mare dal cantiere verso il sito.....	77
4.2.2 Mezzi di trasporto per le varie operazioni da effettuare a mare	81
4.3 Installazione a mare	96
4.3.1 Installazione a mare di strutture di sostegno.....	96
4.3.1.1 Soluzioni strutturali.....	96
4.3.1.2 Trasporto dei pali fondari.....	97
4.3.2 Fondazione trasportata in assetto verticale e sua installazione.....	98
4.3.2.3 Installazione di jacket classico.....	98
4.3.2.4 Installazione di jacket alleggerito.....	102
4.3.2.5 Mezzi navali per l'installazione	104
4.3.3 Fondazione trasportata in assetto orizzontale.....	105
4.3.3.6 Sequenza di installazione	107
4.3.4 Battipalo ed inserimento dei pali di ancoraggio nel fondale.....	109
4.3.4.1 Battipalo.....	109
4.3.4.2 Vibro inseritore	113
4.3.5 Procedure da seguire per montaggio/installazione dell'aerogeneratore	117
4.3.6 Sequenza dell'installazione	119
4.4 Realizzazione del cavidotto.....	125
4.4.1 Cavidotto offshore.....	125
4.4.2 Sistemazione della falesia.....	138

4.4.2.1	Dimensionamento dei massi della barriera radente.....	141
4.4.3	Cavidotto onshore	145
4.5	Cronoprogramma delle attività di cantiere	148
5.	FASE DI ESERCIZIO	152
5.1	Gestione e monitoraggio dell'impianto.....	152
5.2	Avviamento.....	152
5.3	Manutenzione.....	153
5.3.1	Manutenzione preventiva	153
5.3.2	Manutenzione straordinaria.....	156
5.3.3	Accessibilità alle unità a mare	157
6.	FASE DI DISMISSIONE.....	159
6.1	Aspetti procedurali, formali ed esecutivi della dismissione e dello smantellamento delle opere a mare 159	
6.2	Dismissione e smantellamento delle opere a terra.....	161
6.3	Operazioni di dismissione	162
6.3.1	Turbina e generatore elettrico	163
6.3.2	Struttura fondaria.....	164
6.3.3	Cavo sottomarino	168
6.4	Tempi di attuazione delle varie fasi dismissive.....	169
6.4.1	Aggiornamenti del Programma di Dismissione	169
6.4.2	Tempi per l'applicazione del programma dismissivo	171
7.	ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI	173
8.	ANALISI COSTI BENEFICI	184
8.1	Analisi di Fattibilità.....	185
8.1.1	Analisi della Domanda e dell'Offerta.....	185
8.1.1.1	Potenza installata/energia prodotta nel parco eolico rispetto alla situazione pugliese/nazionale 188	
8.1.1.2	Consumi di energia elettrica	190
8.1.2	Tecnologia disponibile	192
8.1.3	La potenzialità dell'impianto	192
8.1.4	Risorse umane ed organizzazione	192
8.1.5	Aspetti ambientali	193
8.2	Analisi Economica e Finanziaria	195
8.2.1	Stima dei costi	196
8.2.1.1	Valutazioni sul costo capitale.....	196
8.2.1.2	Valutazione dei costi variabili e del primo esercizio	198
8.3	Considerazioni sul conto economico e sulle prospettive del campo eolico a mare	201

8.4 Analisi Costi Benefici 203

1. Premessa

Il quadro di riferimento progettuale è stato redatto conformemente a quanto previsto dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i. e dalla L.R. 11/2001 e s.m.i., come dettagliatamente descritto all'art. 4 del DPCM del 27.12.1988. In esso si descrivono il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento nel territorio, inteso come sito e come area vasta interessata.

Sono descritti gli elementi di progetto e le motivazioni assunte dal proponente nella definizione dello stesso, le caratteristiche tecniche alla base delle scelte progettuali, le misure, i provvedimenti e gli interventi, anche non strettamente riferibili al progetto, che il proponente ritiene opportuno adottare ai fini del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente.

1.1 Finalità e motivazioni dell'iniziativa

I motivi fondamentali della localizzazione di un insediamento eolico nel bacino di mare indicato nel progetto sono diversi ed oltremodo validi per confermare l'accettabilità di una simile iniziativa.

La società proponente, che persegue l'obiettivo del progetto in esame oramai da alcuni anni, sta svolgendo da tempo una *pianificazione partecipata*, attraverso un coinvolgimento paritario di *utenti e attori*, al fine di rilevare gli umori e le intenzioni delle amministrazioni e delle associazioni di rappresentanza della cittadinanza, in maniera da portare avanti una iniziativa supportata e condivisa a priori dai diversi livelli decisionali, accogliendo sin dalla fase iniziale di progettazione i suggerimenti tecnici e le proposte migliorative emerse durante tale campagna di sensibilizzazione sociale.

I fattori che hanno indirizzato in modo pertinente la scelta del progetto, sono elencati di seguito:

- ❖ l'interesse, espresso dalle Amministrazioni locali e regionali, per una installazione eolica di potenza in grado di offrire un contributo sostanziale di energia pulita alla comunità locale con ritorno economico dall'esercizio del parco;
- ❖ la disponibilità di rilevazioni anemometriche anche non locali, utili almeno dal punto di vista storico ed orientativo, per formulare alcune valutazioni sulla producibilità, che dovranno essere confermate da misure dirette (in mancanza di queste potrebbero permettere di tentare le valutazioni di primo dimensionamento);
- ❖ l'assenza di emissioni inquinanti (anidride carbonica, residui da combustione, etc.) e minime influenze sull'ambiente e sulla percezione da parte della popolazione dell'insediamento a mare;
- ❖ la valorizzazione dell'area già investita da infrastrutture industriali e contemporaneamente dedicata ad intensa vocazione agricola e turistico ambientale;

- ❖ il favore abbastanza netto delle organizzazioni pubbliche e della comunità locale nei confronti di un siffatto investimento e della conseguente realizzazione a mare del parco eolico;
- ❖ le caratteristiche del sito eolico (distanza dalla costa, etc.) e della centrale (sistemazione delle turbine, dimensioni dei convertitori, accorgimenti per ridurre la sensibilità visiva, etc.).

Oltre al presupposto del significativo potenziale eolico, su cui occorre predisporre rilevazioni, calcoli e valutazioni statistiche in merito, partendo da rilevazioni storiche, a conferma dell'orientamento verso la costituzione dell'impianto eolico, sono da valutare tra gli altri la valorizzazione dell'iniziativa può avere sul territorio in relazione ai suoi contenuti tecnico-scientifici ed alle specificità di tale zona, la creazione di posti di lavoro, l'utilizzazione e la qualificazione di attività industriali esistenti o nascenti nel settore delle energie alternative, la ricaduta sull'immagine ecologica dell'utilizzo di energia pulita presso la comunità, l'eventuale contributo a sostegno dei servizi locali (illuminazione pubblica, etc.) e via dicendo.

Tra le fonti energetiche rinnovabili, l'eolica è attualmente quella che presenta un maggior grado di competitività, vantando le migliori caratteristiche in termini di minor costo del kWh prodotto, di quantità di energia generata per unità di superficie utilizzata, ovvero di minor occupazione del suolo, di impatto complessivo più che accettabile sull'ambiente, oltre alla disponibilità della rete elettrica nella regione e nella zona di costa fronteggiante il sito a mare in modo da compensare adeguatamente i quantitativi di energia ivi prodotti nel confronto di bilanci energetici provinciali e regionali.

Tra le fonti di energie nuove e rinnovabili, l'energia eolica è attualmente quella che presenta, appunto, un maggior grado di competitività, tenuto anche conto il prezzo del barile petrolifero per una economia, legata alle forniture estere, come è quella italiana. Anche se è in evidente ritardo, l'Italia negli ultimi anni ha cominciato ad allinearsi con i tassi di crescita del mercato internazionale, facendo aumentare significativamente dalla fine del 1999 ad oggi, la potenza installata.

Il prossimo grande mercato per l'industria eolica sarà sicuramente costituito dagli impianti offshore. È opinione ormai consolidata che siti adatti per gli impianti eolici soprattutto di grandi dimensioni comincino a scarseggiare nelle aree densamente popolate di molti paesi Europei. Pertanto, l'unico modo di affrontare gli obiettivi comunitari di penetrazione dell'eolico consiste nell'impiego di aree marine prospicienti le coste.

La disponibilità di risorse eoliche con caratteristiche favorevoli (sul mare il vento ha minori ostacoli naturali che sui parchi a terra) e vasti spazi in acque poco profonde non lontane dalla costa (almeno sin tanto che non si impongano strutture semisommerse del tipo floating per le turbine da collocare anche in alto mare) costituiscono due aspetti di rilevanza essenziale per un futuro con largo sviluppo dell'offshore in molti stati europei, specialmente affacciati sul Mar del Nord e sul

Mar Baltico. Il potenziale per questa tecnologia è altissimo, ma può richiedere supporti di ricerca e di sviluppo (anche notevoli).

L'interesse per le iniziative nel campo dell'eolico offshore è dimostrato anche dalla diffusa presenza di tali impianti in diversi stati, soprattutto nei paesi del Nord Europa, che sono caratterizzati da un forte impegno ambientale, come la Danimarca, la Germania, l'Olanda e la Svezia, e che hanno iniziato, sia realizzando centrali semi-offshore, vale a dire utilizzando infrastrutture già esistenti in zone costiere, come pennelli a mare, dighe foranee e banchine di porti (situazioni, quindi, di minimo impatto e costi di realizzazione contenuti), sia direttamente a mare.

A livello europeo molti paesi, come Spagna, nazioni del Nord Europa, Germania, hanno già avviato programmi eolici molto ambiziosi. Basti pensare ai progetti delle autorità tedesche, che prevedono di installare circa 12.000 turbine eoliche a mare nei prossimi 10-15 anni per una potenza complessiva installata di circa 50/60 GW.

Per una doverosa documentazione degli impianti esistenti si riproduce l'elenco nella tabella seguente, che è stato redatto da una rivista tecnica (Absolute Astronomy).

La potenza installata a tutto il Settembre 2010 risulta essere di 2.746 MW.

L'impianto di maggior potenza è quello detto di Thanet (Thanet Offshore Wind Project, 300 MW), seguito dal campo danese di Horns Rev II (209 MW) di poco più potente dell'altro sito danese di Rødsand II (207 MW).

Campo eolico	Potenza Installata (MW)	Nazione		Inizio funzionamento
Thanet	300	United Kingdom	100 ×	2010
Horns Rev II	209	Denmark	91 × 2.3-93	2009
Rødsand II	207	Denmark	90 × 2.3-93	2010
Lynn and Inner Dowsing	194	United Kingdom	54 × Siemens 3.6-107	2008
Robin Rigg (Solway Firth)	180	United Kingdom	60 × Vestas V90- 3MW	2010
Gunfleet Sands	172	United Kingdom	48 × Siemens 3.6-107	2010
Nysted (Rødsand I)	166	Denmark	72 × Siemens 2.3	2003
Horns Rev I	160	Denmark	80 × Vestas V80-2MW	2002
Princess Amalia	120	Netherlands	60 × Vestas V80-2MW	2008
Lillgrund	110	Sweden	48 × Siemens 2.3	2007
Egmond aan Zee	108	Netherlands	36 x Vestas V90- 3MW	2006
Donghai Bridge	102	China	34 × Sinovel SL3000/90	2010
Barrow	90	United		2006

Campo eolico	Potenza Installata (MW)	Nazione		Inizio funzionamento
		Kingdom	30 × Vestas V90-3MW	
Burbo Bank	90	United Kingdom	25 × Siemens 3.6-107	2007
Kentish Flats	90	United Kingdom	30 × Vestas V90-3MW	2005
Rhyl Flats	90	United Kingdom	25 × Siemens 3.6-107	2009
Alpha Ventus	60	Germany	6 × REpower 5M, e 6 × Areva Wind M5000-5M	2009
North Hoyle	60	United Kingdom	30 × Vestas V80-2MW	2003
Scroby Sands	60	United Kingdom	30 × Vestas V80-2MW	2004
Middelgrunden	40	Denmark	20 × Bonus 2MW	2001
Kemi Ajos I + II	30	Finland	10 × WinWinD WWD-3-100	2008
Thornton Bank I	30	Belgium	6 × REpower 5 MW	2008
Vänern	30	Sweden	10 × WinWinD WWD-3-100	2010
Arklow Bank	25	Ireland	GE	2004
Samsø	23	Denmark	10 × Siemens 2.3	2003

Fig. 1.1 : *Impianti eolici offshore realizzati*

Ben 1.326 MW in dieci impianti sono disponibili in Gran Bretagna, mentre negli altri paesi si connotano 805 MW in 6 centrali danesi, 228 MW in due campi olandesi, 140 MW in due siti svedesi, 102 MW in un'unica realizzazione cinese, 60 MW in una sola impresa tedesca e rispettivamente 30 MW, 25 MW e 30 MW per una singola iniziativa in Belgio, in Irlanda ed in Finlandia.

Ad un completo censimento mancano poche altre installazioni, costruite agli inizi dei programmi eolici a mare e negli anni '90 del secolo passato -che, per altro, è trascorso da poco- come Vindeby, Beatrice, Lely.

Si potrebbero citare anche i progetti, che si stanno appena impostando o si vanno sviluppando. Si dà per dovere di cronaca qualche ragguaglio con la lista, che è contenuta nella tabella seguente.

<i>Dogger Bank</i>	<i>9.000 (Great Britain)</i>
<i>Norfolk Bank</i>	<i>7.200 (Great Britain)</i>
<i>Irish Sea</i>	<i>4.200 (Great Britain)</i>
<i>Hornsea</i>	<i>4.000 (Great Britain)</i>
<i>Firth of Forth</i>	<i>3.500 (Great Britain)</i>
<i>Bristol Channel</i>	<i>1.500 (Great Britain)</i>
<i>Moray Firth</i>	<i>1.300 (Great Britain)</i>
<i>Triton Knoll</i>	<i>1.200 (Great Britain)</i>
<i>Codling</i>	<i>1.100 (Ireland)</i>

Fig. 1.2 : *Impianti eolici offshore in fase di sviluppo*

Si dovrebbero aggiungere anche le attività per una iniziativa, che sembra trovarsi in uno stadio ben più avanzato di quello di un semplice studio e che riguardano il cosiddetto London Array per una potenza installata di ben 1.000 MW.

Prima di abbandonare l'argomento è opportuno aggiungere un'ultima lista (cfr. tabella seguente). E' quella degli impianti, che si trovano non nella fase dell'impostazione più o meno preliminare, ma che invece stanno affrontando a diverso stadio di sviluppo la fase realizzativa.

Almeno una correzione sembra essere opportuna, non per eliminare un errore quanto, piuttosto, per introdurre un aggiornamento dovuto.

Ci si riferisce al campo pugliese di Tricase, che potrebbe essere equipaggiato con 24 turbine da 5 MW (di probabile fornitura spagnola) in luogo delle quantità riportate in tabella. La discrepanza deriva da orientamenti del gruppo di progetto, che vanno consolidandosi gradualmente.

Wind farm	Potenza installata (MW)	Nazione	Dati sul campo eolico
Greater Gabbard	504	United Kingdom	140 × Siemens 3.6-107
Bard 1	400	Germany	80 × BARD 5.0
Sheringham Shoal	315	United Kingdom	88 × Siemens 3.6-107
Walney Phase 1	183,6	United Kingdom	51 x Siemens 3.6
Bligh Bank (Belwind)	165	Belgique	55 × Vestas V90-3MW
Ormonde	150	United Kingdom	30 × REpower 5M
Tricase	90	Italia	38 × 2.4 MW
Baltic 1	48	Germany	21 × Siemens 2.3-93

Fig. 1.3 : *Impianti eolici offshore in costruzione*

Per quanto riguarda le iniziative nazionali, in Italia non si è ancora fatto molto a fronte di reali disponibilità di siti di buona producibilità energetica. Alcuni studi preliminari sono stati eseguiti, ma nessuno studio di fattibilità ha avuto ancora qualche coronamento realizzativo.

Da citare sono gli studi, condotti dalla Soc. EDENS in Sardegna, l'analisi di fattibilità da parte della Provincia di Ragusa circa la potenzialità eolica di una zona di mare prospiciente la costa di Pozzallo, altre proposte lungo le coste marchigiano-abruzzesi e della Sicilia meridionale (lidi di Gela e dell'agrigentino) in tempi più recenti, ma nessuna proposta, neanche a livello di prototipo, è stata coronata dalle autorizzazioni necessari ed avviata a cantiere.

Le uniche iniziative nazionali già approvate dal Min. dell'Ambiente riguardano i progetti per il campo eolico molisano della Efferenti, il parco near shore di Taranto della società Energy Spa, e il parco da installare nel Golfo di Gela a cura della Mediterranean Spa.

Questo fa sì che l'azione della TRE S.p.A., società proponente, si ritrovi ad essere uno dei pochi soggetti privati che si incarichi di intraprendere un programma di insediamenti eolici a mare su fondazioni fisse.

C'è soltanto una realizzazione, in cui è stato previsto di installare un unico esemplare di turbina eolica a potenza ridotta (80 kW), sistemato su un corpo sommerso. E' stato ancorato al fondale ad una decina di chilometri dalla costa salentina meridionale (Tricase su fondale di un centinaio di metri) per qualche tempo, prima di essere dirottato in Albania in carenza di rinnovo della Concessione. L'energia, che potrebbe esser prodotta, non è trasportata a terra.

Il progetto di costruire una centrale eolica offshore nel nostro Paese rappresenta, pertanto, una evidente innovazione. Causa principe -fra le altre di non minor rilievo- del ritardo accumulato, può indubbiamente essere l'assenza di una normativa adeguata.



Fig. 1.4 : Vista di un impianto eolico offshore con mare grosso

2. Inquadramento di dettaglio del sito

L'impianto eolico offshore in oggetto è ubicato a ridosso della Penisola Salentina, nel braccio di mare antistante la costa settentrionale della terra d'Otranto, interessante uno specchio acqueo a poco più di due miglia nautiche al largo di Cerano, entro il limite della zona delle acque territoriali (12 miglia marine dalla costa).

La zona individuata per l'impianto, compresa tra Capo di Torre Cavallo, la rada di sud-est del porto di Brindisi, la costa settentrionale della Terra d'Otranto sino all'abitato di Torre San Gennaro, è caratterizzata da una favorevole batimetria e da un'elevata ventosità, ideali per lo sfruttamento della risorsa eolica finalizzata alla produzione di energia elettrica (cfr. immagine seguente).

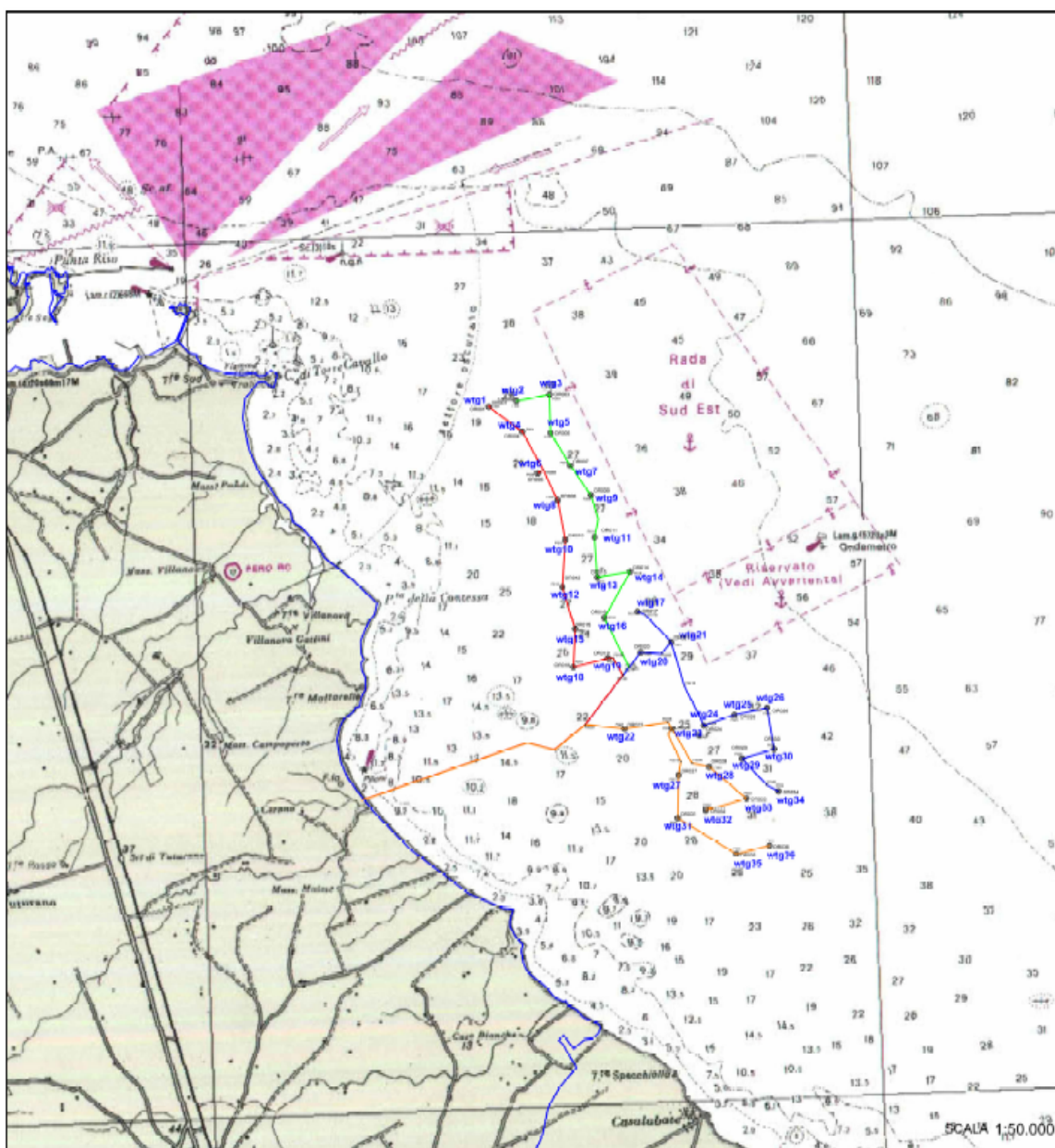


Fig. 2.1 : *Inquadramento territoriale*

La posizione degli aerogeneratori è stata determinata da un insieme di fattori, tra i quali si riconoscono principalmente la morfologia del terreno, i vincoli esercitati dall'ambiente biotico vegetale marino, le distanze dalla costa, le risultanze dell'analisi aerodinamica del campo eolico, la potenzialità eolica della zona e, non ultime, la localizzazione della rada e le possibili opere di realizzazione di darsena per scopi energetici e dei relativi trasbordi di merce. Partendo dai suddetti punti fissi, il layout ottenuto ha un andamento abbastanza sinuoso, con uno schema geometrico ispirato ad una forma rettangolare o quasi.

L'orientamento dei lati lunghi si distende quasi parallelamente alla costa; la loro collocazione è imposta dalla direzione del vento dominante e dalle indicazioni che emergono dai fattori, che sono stati precedentemente evocati. Questi sono anche responsabili di alcune irregolarità (dimensionali e distributive), riscontrabili all'interno del campo.

Quindi nella localizzazione del campo eolico, come detto risultato risultato di molteplici fattori, non si può non citare almeno la combinazione di due variabili fondamentali (la media delle distanze dei vari vertici più prossimi alla costa sia attorno alle 3 miglia e la profondità del fondale non sia superiore a 30/40 m) e dei vincoli locali (area di rada del porto di Brindisi e disponibilità di corridoi per il trasbordo delle merci), che hanno determinato larghezza e profondità delle fasce costiere, tra le quali è stato calato il campo eolico.

Di conseguenza, gli aerogeneratori sono dislocati secondo una griglia con lati di circa 600/800 m x 800/1.800m, orientata secondo la presunta direzione prevalente dell'area, ovvero i settori N-NW/SE.

La configurazione e la topografia del lotto, interessato dalla Concessione (richiesta dalla società proponente alla Capitaneria di Porto di Brindisi con nota del 30/11/2007 integrata il 04/11/2011), viene fornita oltre che attraverso la rappresentazione grafica, che evidenziano estensione e forma del campo, anche attraverso le coordinate geografiche delle macchine e, soprattutto, la collocazione del lotto rispetto ad alcune condizioni geografiche ed a certe limitazioni, imposte da aree vincolate (costa, area di rada, area protetta, etc.).

Sono state anche esaminate le soluzioni adatte a descrivere la disposizione dei cavi sottomarini, che tracciano la rete dei collegamenti tra le macchine ed i punti di raccolta (a mare ed a terra).

Il lotto a mare, interessato dalla Concessione, è rappresentato con maggior dettaglio nella figura precedente. Le distanze dei vertici del lato della poligonale, affacciata alla costa, sono rispettivamente 4.569 m, 4.081 m, 5.295 m, 4.139 m e 4.815 m. La loro somma vale 22.899 m, che divisa per i cinque tratti, quanti sono i vertici, fornisce la media di 4.579,8 m.

Commisurandola al miglio (il miglio terrestre -mil- è pari a 1.609 m, il miglio marino corrisponde a 1.852 m), segnala una lunghezza media di 2,846 mil.

La distanza cresce notevolmente, se l'osservatore è posto nella località litoranea più importante per popolazione, quale è S. Pietro Vernotico. La considerazione vale un pò per tutti centri abitati di un certo rilievo, essendo questi dislocati nell'interno. Ancora più lontana si trova la città di Brindisi.

Le coordinate delle turbine eoliche sono indicate nella tabella seguente.

Coordinate Torri Sistema di rigetimento UTM WGS 84		
	Latitudine	Longitudine
wtg 01	760151,952	4502650,595
wtg 02	760734,646	4502771,52
wtg 03	761429,633	4502910,52
wtg 04	760856,516	4502128,603
wtg 05	761449,635	4502098,535
wtg 06	761178,077	4501247,534
wtg 07	761862,066	4501415,534
wtg 08	761598,517	4500684,432
wtg 09	762295,928	4500789,394
wtg 10	761761,414	4499848,911
wtg 11	762370,624	4499906,579
wtg 12	761697,01	4498857,438
wtg 13	762426,625	4499061,595
wtg 14	763120,611	4499181,595
wtg 15	761961,847	4497977,102
wtg 16	762575,624	4498205,611
wtg 17	763277,858	4498341,305
wtg 18	761925,639	4497171,629
wtg 19	762654,554	4497359,711
wtg 20	763340,612	4497480,627
wtg 21	763981,599	4497702,625
wtg 22	763002,746	4495878,91
wtg 23	763997,278	4495883,207
wtg 24	764667,591	4495945,66
wtg 25	765308,579	4496167,657
wtg 26	765992,566	4496316,656
wtg 27	764133,813	4494903,587
wtg 28	764777,592	4495076,676
wtg 29	765465,578	4495250,675
wtg 30	766142,565	4495443,673
wtg 31	764118,16	4493995,222
wtg 32	764708,305	4494153,884
wtg 33	765560,579	4494404,691
wtg 34	766232,566	4494563,69
wtg 35	765348,055	4493237,666
wtg 36	766043,045	4493412,665

L'estensione del lotto può essere diversamente valutata. Dovendo far riferimento alla superficie, che il campo occupa o a quella su cui insistono le macchine. Questa in qualche modo deve essere correlata con quella che verrà considerata, come occupata e gravata dei vincoli da Concessione.

Si può comprendere convenzionalmente:

- ❖ la superficie veramente assegnabile alle turbine, che è determinata computando la somma dell'area su cui insiste ogni macchina per il numero delle unità, di cui si compone il campo eolico (*area occupata*);
- ❖ tutta l'area a mare, che è sede delle unità off-shore e che va assoggetta alle limitazioni classiche sull'ancoraggio e sulla pesca (*area vincolata*).

Le opere da realizzare (OR) sono così definite:

- ❖ 36 OR (corrispondenti ai 36 aerogeneratori) con proprio numero progressivo, con geometria circolare e con diametro coincidente con quello dell'ombra del rotore, incrementata di un franco di 1 m cui va aggiunta la superficie totale occupata dalle strutture portanti;
- ❖ 4 OR (corrispondenti ai 4 tratti di cavidotto) con proprio numero progressivo, con superficie pari al prodotto della lunghezza dei cavi sottomarini di collegamento interno tra i singoli aerogeneratori e tra questi ed il punto di approdo per una ampiezza di 0,25 metri, cui si deve aggiungere 0,5 metri di franco sia a destra che a sinistra del cavidotto (in via cautelativa è stato considerato il cavo più spesso e non sono state decurtate le tratte, che cadono nell'ombra lasciata dalla turbina eolica).

Ne consegue una precisa area, che la Società richiedente chiede in concessione alla Capitaneria di Porto di Brindisi. La superficie totale sarà la somma delle superficie descritte dalle 40 OR (calcolata di seguito).

Il riflesso economico del vincolo è altrettanto rilevante. Essendo il carico economico dipendente linearmente dalla superficie vincolata e dal valore associato ad ogni metro quadro, è fuor di dubbio che occorra intervenire su entrambi i fattori, se non si vuole imporre balzelli esorbitanti e compromettere l'esistenza del campo eolico.

Per il sito, valgono le seguenti indicazioni secondo i valori di tolleranza spaziale:

superficie di pertinenza aerogeneratori	363.428,358 mq;
<u>superficie da perimetrazione cavidotti</u>	<u>175.710,662 mq;</u>
superficie totale richiesta in Concessione	539.139,02mq.

Se si vuole essere più precisi, nella tabella seguente sono riportate le superfici considerate nelle stime delle aree computate.

aerogeneratori	unità	36
diametro ombra	m	113
superficie lorda ombra di un aerogeneratore	mq	10028,75
diametro singola gamba fondazione	m	1,1
superficie fondazione (3 gambe)	mq	2,9
cavi interni	m	72610,6
spessore	m	1,25
superficie tot fondazione	mq	102,6
superficie netta ombra²	mq	360829,7
specchio cavi	mq	90763,25
Superficie totale da richiedere	mq	451695,6

Valutando l'area occupata dalle macchine e contenuta dal perimetro, che tocca i centri delle loro postazioni (perimetrazione stretta), e quella spostata in fuori di 56 m (pari al raggio rotorico dell'unità e detta perimetrazione allargata), si avrebbe la stima di una parte della superficie dello Specchio Acqueo. A questa andrebbe, poi, aggiunta quella da parte dei cavi sottomarini fuori campo eolico, che è valutata allo stesso modo di quello seguito in precedenza.

3. Caratteristiche tecniche dell'impianto

Un parco eolico è un'opera singolare in quanto presenta i tratti distintivi di una struttura puntuale e al contempo quelli di un'infrastruttura, in quanto presenta alcuni elementi a rete.

Infatti, alla prima tipologia sono associate le postazioni delle macchine, ossia quelle parti di impianto ove viene collocato l'aerogeneratore. Mentre, le opere di connessione tra le macchine, cosiddette "invisibili" e costituite da un cavidotto interrato, nel quale sono alloggiati i cavi di potenza e quelli di segnale, sono più propriamente delle opere infrastrutturali che si caratterizzano per la distribuzione a rete.

Nei paragrafi che seguono, si riporta una descrizione di tutti i componenti dell'impianto.

3.1 Aerogeneratore

L'aerogeneratore, che dell'impianto eolico è la principale sezione esercitando la funzione centrale di trasformazione dell'energia eolica in elettrica, è costituito da un certo insieme di componenti. Partendo dalla base e dall'apparato di collegamento con la fondazione (flangia di base, codolo da inserire in corrispondenza di tasca cilindrica posta al centro della fondazione, etc.) segue la torre, alla cui cima è alloggiata la corona dentata per l'imbardata della navicella, con la navicella e con il rotore. Tutti gli apparati, che sono necessari al funzionamento della turbina (rotore, moltiplicatore di giri, generatore elettrico, etc.) vi sono alloggiati (cfr. immagine seguente).

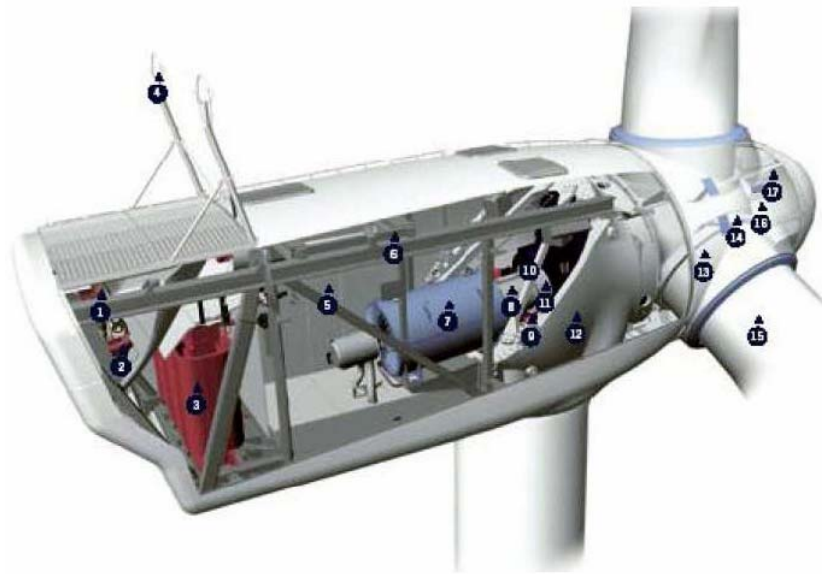


Fig. 3.1 : Schema di navicella completa di rotore e di pale (1. Raffreddamento olio; 2. Raffreddamento generatore; 3. Trasformatore; 4. Sensori condizioni vento; 5. Sistema controllo; 6. Argano e rotaia di movimentazione pezzi; 7. Punto di controllo generatore; 8. Collegamento generatore-moltiplicatore giri; 9. Azionamento imbardata; 10. Moltiplicatore; 11. Freno di stazionamento; 12. Cella di sostegno macchinario; 13. Cuscinetto di pala; 14/15. Albero; 16. Collegamento per azionamento pitch; 17. Controller dell'albero)

L'impianto in oggetto è costituito da **36 aerogeneratori** di potenza nominale pari a **3 MW**, per una **potenza complessiva di 108 MW**.

Le caratteristiche tecniche principali dell'aerogeneratore, previsti per il progetto in esame del tipo **V112 della Vestas**, sono riassunte nella tabella seguente (si riportano, a titolo di confronto, le caratteristiche del modello V90 della stessa ditta):

<i>Quantità</i>	<i>Valore numerico</i>
<u>Rotore</u>	
<i>Modello</i>	<i>V112 tipo offshore o similare;</i>
<i>Potenza</i>	<i>3.000 kW;</i>
<i>Diametro rotorico</i>	<i>112 m. in relazione a tipologia della macchina, alla tecnologia realizzativa, alle condizioni anemologiche locali, etc.</i>
<i>Velocità di rotazione operativa</i>	<i>4,4-17,7 rpm;</i>
<i>Velocità nominale</i>	<i>12 (14) rpm;</i>
<i>Area spazzata</i>	<i>9.852,03 mq;</i>
<i>Orientazione</i>	<i>sopravvento;</i>
<i>Altezza all'asse del mozzo</i>	<i>≈90 m;</i>
<i>Velocità di avvio (cut-in speed)</i>	<i>3 m/s;</i>
<i>Velocità d'arresto (cut-out speed)</i>	<i>25 m/s;</i>
<i>Intervallo temperatura di progetto</i>	<i>-20 °C ÷ +40°C;</i>
<i>Peso rotore</i>	<i>55 ton.</i>
<u>Navicella e componenti</u>	
<i>Lunghezza (compreso mozzo)</i>	<i>14 m;</i>
<i>Larghezza</i>	<i>3,9 m;</i>
<i>Altezza</i>	<i>3,9 m;</i>
<i>Materiale</i>	<i>fibra di vetro;</i>
<i>Moltiplicatore di giri</i>	<i>4 stadi a planetari ed uno elicoidale;</i>
<i>Rapporto</i>	<i>1:105 (50 Hz);</i>
<i>Lunghezza moltiplicatore</i>	<i>2,1 m;</i>
<i>Larghezza moltiplicatore</i>	<i>2,6 m;</i>
<i>Peso complessivo (navicella + rotore completo di pale)</i>	<i>91 ton;</i>
<u>Pale</u>	
<i>Numero pale</i>	<i>3</i>
<i>Materiale</i>	<i>fibra di vetro rinforzata con resina epossidica</i>
<i>Lunghezza</i>	<i>54,6 m;</i>
<i>Peso di una pala</i>	<i>7.000 dN;</i>
<u>Livello di rumore in funzionamento</u>	
<i>7 m/s</i>	<i>100 dB(A);</i>
<i>8 m/s</i>	<i>102,8 dB(A);</i>
<i>10 m/s</i>	<i>106,5 dB(A);</i>
<i>al 95% della potenza nominale</i>	<i>106,5 dB(A);</i>

<u>Torre</u>	
Forma	tubolare conica rastremata verso la cima, di solito composta da 3 sezioni;
Diametro in cima	2,3 m;
Diametro alla base	4,15 m;
Altezza secondo i dati costruttore	84/94/119 m;
Distanza piano flangia superiore torre da asse mozzo	1,95 m;
Materiale	acciaio verniciato con protezione anticorrosione;
Peso	160 ton;
<u>Generatore elettrico</u>	
Tipo	sincrono a magneti permanenti e raffreddamento a liquido;
Potenza	3 MW;
Tensione elettrica	650 V;
Frequenza	50 Hz;
Velocità di rotazione	1.680 rpm;
Lunghezza	2,8 m;
Diametro max.	1,1 m;
Converter	su tutta la scala;
Peso	8.600 dN;
<u>Trasformatore di macchina</u>	
Tipo	a resine fuse;
Potenza	3140 kVA;
Tensioni	10/33 kV;
Frequenza	50 Hz;
Lunghezza trasformatore	2,34 m;
Larghezza trasformatore	1,09 m;
Altezza trasformatore	2,15 m;
Peso	8.000 dN;



Fig. 3.2 : Vista dell'interno della navicella della turbina V112 (Vestas)

Controller

Il controller VMP (Vestas Multi Processor) copre alcune funzioni, quali

- *monitoraggio e supervisione sul funzionamento;*
 - *sincronizzazione del generatore elettrico con la rete durante le operazioni di parallelo;*
 - *controllo della turbina in eventi eccezionali;*
 - *controllo automatico di imbardata (automatic yawing) per orientamento della navicella in accordo con la direzione del vento;*
 - *controllo di passo (OptiTip® - blade pitch);*
-
- *controllo della capacità reattiva e del regime di velocità variabile (OptiSpeed™ - reactive power control);*
 - *controllo delle emissioni sonore;*
 - *monitoraggio delle condizioni ambientali (variabili eoliche, temperatura, etc.);*
-
- *monitoraggio della rete;*
 - *monitoraggio delle fulminazioni;*
 - *supervisione dei sistemi di rivelazione di fumo;*
 - *riduzione del livello di potenza in caso di condizioni di alta temperatura.*
 - *controllo delle emissioni sonore;*
 - *monitoraggio delle condizioni ambientali (variabili eoliche, temperatura, etc.);*
 - *monitoraggio della rete;*
 - *monitoraggio delle fulminazioni;*
 - *supervisione dei sistemi di rivelazione di fumo;*
 - *riduzione del livello di potenza in caso di condizioni di alta temperatura.*



Fig. 3.3 : Vista della turbina V112

In ogni caso gli aerogeneratori dovranno essere conformi alle normative tecniche italiane ed Europee, sia per quanto riguarda le caratteristiche elettriche, sia per le caratteristiche di resistenza agli eventi estremi del vento.

L'aerogeneratore dovrà essere quindi conforme alla direttiva macchine e alle normative IEC ENV 61400-1 (per quanto riguarda la classe di vento) ed inoltre dovrà avere tutte le certificazioni e dichiarazioni di conformità per l'impiantistica interna.

Questo implica, che gli impianti interni dovranno essere realizzati conformemente a quanto è prescritto dalle norme CEI e UNI di riferimento.

3.2 Specifiche tecniche della fondazione

La struttura portante o fondaria ha la funzione di sostenere la turbina eolica, di reggere i carichi derivanti dal funzionamento della turbina eolica e dalle azioni meteo-marine locali anche di carattere eccezionale, di avere rigidità tale da non interferire con il comportamento dinamico, di occupare la minima superficie di fondale marino, di tenere la base della torre (e anche l'apertura d'ingresso nella stessa) sempre fuori dal contatto diretto con le onde e di essere sostanzialmente esente da manutenzione durante la vita.

Il corpo fondario si compone di una sovrastruttura o deck e di una sottostruttura o jacket, che sono intimamente connesse tra loro e talora non facilmente identificabili. La struttura portante complessiva si estende dalla base della torre verso il basso, immergendosi nell'acqua (di mare o altro) sino al fondale, ove può appoggiarsi od inserirsi, sia direttamente, sia tramite i pali di fondazione, per una quota sufficiente a contrastare il ribaltamento, imposto dalle azioni meteo-marine su rotore e parti strutturali.

Le tipologie fondarie più adeguate alle caratteristiche del sito e precisamente alla profondità del fondale (40-50 m), agli elevati carichi trasmessi dalla turbina ed alla morfologia del fondo marino, sono innegabilmente i castelli tubolari a 3 o a 4 montanti.

La struttura di supporto è generalmente costituita da due componenti prefabbricati, una **sottostruttura**, detta **jacket**, ed una **sovrastruttura**, detta **deck**, che di fatto nei sistemi fondari eolici offshore fa da basamento per la radice della torre. Il secondo elemento nelle piattaforme petrolifere ha uno sviluppo rilevante -soprattutto in altezza- e dipende dalle funzioni, cui è destinata la sua realizzazione. Nel caso della fondazione per convertitore eolico si riduce soltanto al collegamento tra fondazione ed aerogeneratore, tanto che spesso con la voce jacket si intende la struttura portante nel suo complesso (cfr. immagine seguente).



Fig. 3.5 : *Struttura portante a jacket per turbina eolica 5M montata a Moray Firth (REpower)*

Nel caso in esame verrà adottata la soluzione con **quattro montanti**, che meglio si adatta ai fondali medio-alti come quelli presenti alla distanza delle circa due miglia marine dalla costa di Cerano ove è ubicato il progetto.



Fig. 3.6 : *Vista d'assieme della fondazione (in bianco il jacket, in rosso i due J-tube, in grigio il deck, in blu la struttura del boat landing)*

Questa duttilità di concezione della struttura, proprio per l'intervento dei rinforzi, per la scelta delle tratte di libera inflessione e per il rapporto diametro/spessore dei tubi (che mantengono sempre valori molto ridotti rispetto a quelli coinvolti dalla tipologia a monopila), la rende applicabile facilmente a diverse condizioni di carico, d'impiego e di quota del fondale.

Il castello, al crescere della profondità (fondali medio-alti) e dei carichi impressi (dovuti a macchine più potenti) finisce per essere molto meno pesante di altre strutture (monopila e tripode).

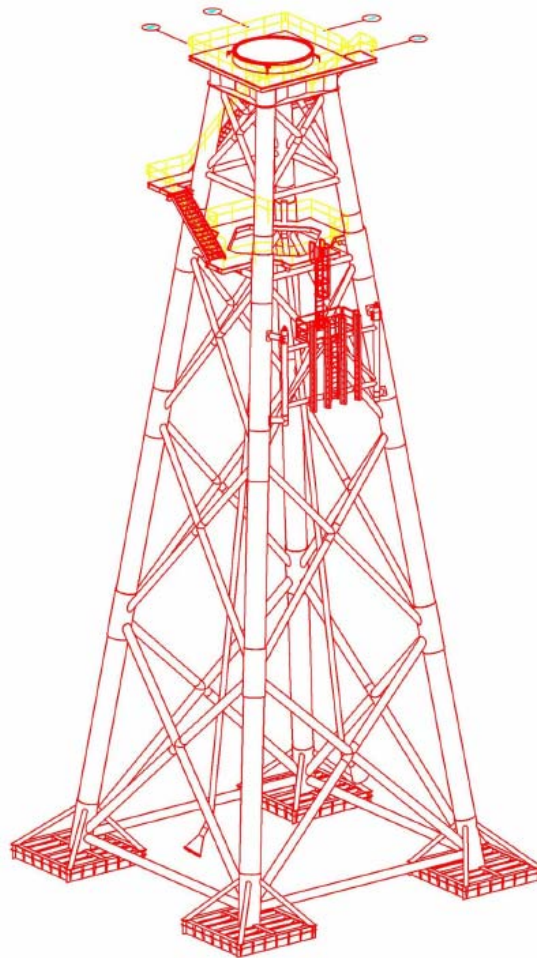


Fig. 3.7 : Schema installativo della fondazione con illustrazione di tutti i componenti ad eccezione del palo di ancoraggio

La struttura è costruita con tubi di opportuno diametro/spessore in relazione alla rispettiva funzione. I punti, in cui si formano collegamenti tra tratte verticali, orizzontali od inclinate, sono detti nodi e sono progettati con forme e dimensioni adatte a sopportare le azioni mutue degli spezzoni concorrenti.

I quattro tubi periferici a sviluppo -sostanzialmente inclinato- dal basso verso l'alto e messi d'angolo, che sono anche chiamati in gergo tecnico montanti o gambe, possono essere rinforzati da uno o più corsi di tubi orizzontali, che sono tra loro irrobustiti da diagonali semplici o incrociati, colleganti i tubi orizzontali tra loro e con i montanti.

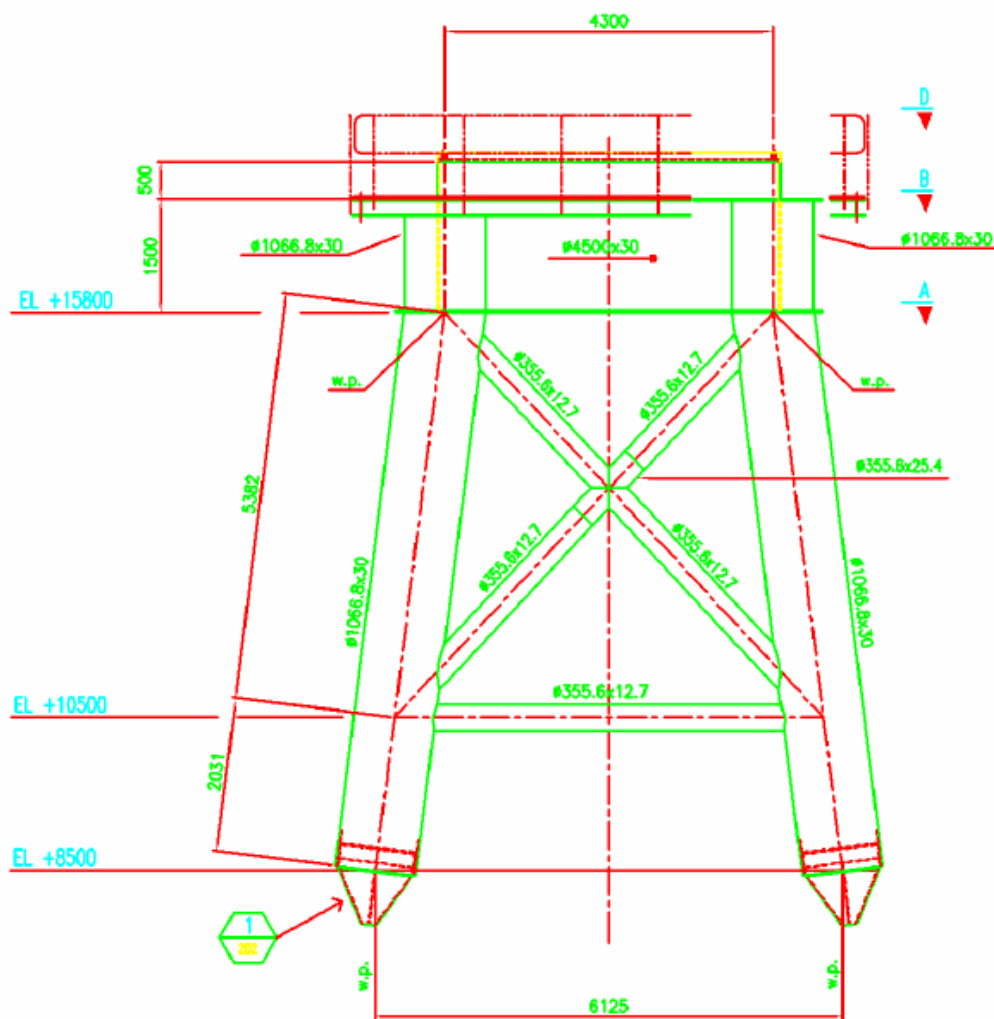


Fig. 3.8 : Disegno quotato della sovrastruttura

Ogni montante è composto da tre spezzoni di differente lunghezza. I due più lunghi sono quelli più bassi e sono di diametro 1.170 mm e spessore 15 mm.

L'ultimo, che funge da terminale superiore, ha diametro leggermente più grande ed è più spesso (1.180 mm x 20 mm).

Nelle figure precedenti si notano tre corsi di diagonali incrociati e due soli piani di travi orizzontali, uno al piede ed un'altro al coronamento, nel corpo della sottostruttura.

Si rilevano, invece, un solo corso di diagonali di rinforzo e due piani orizzontali nel corpo della sovrastruttura, nella quale va, poi, inserito mediante opportuna conformazione il collegamento con la base della torre. Questa porzione del progetto è soltanto schematizzata ed idealizzata.

Non disponendo delle Specifiche Tecniche e dei costruttivi relativi, che sono di responsabilità del fornitore della turbina, è sufficiente fermarsi alla predisposizione di un componente, che qui appare semplicemente suggerito. Il dimensionamento del deck è, comunque, stato condotto in modo da rendere tale sovrastruttura capace di sostenere e di trasmettere i carichi di progetto con esclusione di quelli spettanti a tale collegamento.

Per fissare la fondazione al suolo le gambe, che sono cave all'interno, consentono di guidare il palo di fondazione, che viene inserito nel sottosuolo per azione di un battipalo, di cui verranno forniti i dettagli in seguito.

Le specifiche tecniche della fondazione ed i dati di carico (carichi verticali, momenti e azioni del mare), assunti nel progetto e nel dimensionamento, sono riportati nella tabella seguente.

Sistema fondario
tipologia

sottostruttura (jacket)

fondazione rigida a traliccio tubolare metallico a più pile (tipo template per piattaforme marine o piattaforma a pali);

quattro pile inclinate (preferibile rapporto 1:8 per conferire sufficiente stabilità al corpo fondario) costituite da montanti (e tubi di guida per i pali d'ancoraggio al suolo e realizzati in tre spool, i cui diametri sono per due spezzoni 1.170x15 mm e per quello superiore 1.180x20 mm) dotati di patta inferiore di fermo e collegati tra loro da traversi orizzontali e da diagonali incrociati (per le rispettive dimensioni cfr. i disegni relativi);

sovrastuttura (deck)

struttura a quattro montanti inclinati (1.066,8x30 mm) sino all'impostazione del tamburo e, poi, dritti sino al piano di collegamento con la torre, completa di scale di accesso sino a suddetta sezione, e fissata per saldatura ai pali di ancoraggio in corrispondenza dell'estremità inferiore dei montanti;

assetto

sistemazione ad asse verticale con piattaforma di servizio (a quota opportuna) e con riparo in grado di opporsi ad eventuali urti di piccoli natanti di servizio (boat landing);

collegamento fondazione-torre

bloccaggio dell'aerogeneratore mediante collegamento flangiato tra la base della torre ed il basamento ricavato nel tamburo, portato dal tratto terminale superiore del deck;

centraggio/verticalità torre

eventuale spessoramento della connessione radice torre e tamburo per

	<i>realizzare il piano d'appoggio di determinata planarità;</i>
<i>frequenza propria minima</i>	<i>$\geq 1.10 f_b$, con f_b frequenza del passaggio della pala su torre (in linea di massima $\sim 0,4$ Hz);</i>
<u>Fondale</u> tipologia	<i>superficialmente sabbioso composto da limi, sabbie e materiali leggeri di diversa composizione e differente consistenza e compattazione;</i>
<i>spessore 0 m - 1 m</i>	<i>sabbia sciolta;</i>
<i>spessore 1 m - 5 m</i>	<i>sabbia di media densità;</i>
<i>spessore 5 m - 50 m</i>	<i>argilla compatta;</i>
<u>Pali d'ancoraggio</u> tipologia	<i>sezione/lunghezza opportuna (tubi da 42" di 1.066,8x35 mm della lunghezza totale di 79.101,5 mm) possibilmente in tre spool (con giunzioni da saldare in situ) e dotati di terminali inferiori eventualmente ispessiti e sagomati (con eliminazione di puntale di forma chiusa) per agevolare la penetrazione nel fondale marino sotto l'azione martellante di peso in caduta libera (cfr. Battipalo);</i>
<u>Battipalo</u> tipo	<i>D100 Delmag;</i>
<i>altezza di caduta</i>	<i>3 m;</i>
<i>cadenza</i>	<i>35/40 colpi/min;</i>
<i>energia</i>	<i>16 ton./m o superiore;</i>
<u>Materiale strutturale</u> <i>per fondazione e pali sollecitazione ammissibile</i>	<i>acciaio;</i> <i>0.9 σ_{sn} (in ogni caso sempre inferiore alla sollecitazione di snervamento alla temperatura di progetto/operazione più bassa);</i>
<u>Configurazione ed esecuzione</u> <i>montanti, diagonali, traverse</i>	<i>tubi interamente a sezione a corona circolare regolare lungo la estensione di ogni spool;</i>

<i>tiranteria</i>	<i>esclusa tassativamente in qualsiasi punto della struttura fondaria;</i>
<i>esecuzione</i>	<i>completamente ed in tutti i suoi pezzi con saldature continue ed a piena penetrazione;</i>
<i>colorazione parti affioranti</i>	<i>secondo necessità di segnalazione nautica;</i>
<u>Protezione superficiale</u>	<i>vernici anti-corrosione (zincatura, primer, vernici epossidiche o similari) applicate a più mani, previa preparazione (spazzolatura, sabbiatura, etc.) delle stesse;</i>
<i>catodica</i>	<i>pani di materiale opportuno (lega di Zn, Al, In) del peso di circa 311 N/cad. applicati sulla faccia verso mare sui diagonali, sulla traversa orizzontale inferiore (18 per faccia del jacket) e su ogni zoccolo (4 per unità);</i>
<i>quantità totale pani</i>	<i>88 elementi per 20.768 kg di materiale attivo e di 27.368 kg di peso globale, comprensivo di attacchi, supporti, etc.;</i>
<u>Dimensioni verticali (su L.M.M.)</u>	
<i>quota fondale</i>	<i>-30.000 mm;</i>
<i>altezza fuori acqua teste pile</i>	<i>+7.500 mm;</i>
<i>altezza fuori acqua teste pali di fondazione</i>	<i>+8.500 mm;</i>
<i>quota collegamento pali-deck</i>	<i>+8.500 mm;</i>
<i>quota impostazione tamburo di basamento</i>	<i>+15.800 mm;</i>
<i>quota saldatura parete tamburo con basamento per flangia torre</i>	<i>+17.800 mm;</i>
<i>quota prima piazzola di servizio</i>	<i>+6.000 mm;</i>
<i>percorso attracco-piazzola</i>	<i>scale a pioli;</i>
<i>percorso piazzola-radice torre</i>	<i>scale con pianerottoli disposte lungo i fianchi;</i>
<i>quota flangia torre</i>	<i>+17.800 mm + spessore flangia+spessore basamento;</i>
<i>inclinazione pile sulla verticale</i>	<i>pari a 1:8;</i>
<u>Altezza totale</u>	
<i>traliccio tubolare jacket</i>	<i>37.500 mm;</i>
<i>traliccio tubolare deck</i>	<i>9.300 mm circa (a meno del puntale di base);</i>
<i>palo di fondazione</i>	<i>79.101,5 mm (di cui 37.500 mm all'interno di ogni montante, 1.000 mm di extra corsa superiore e 41.500 mm</i>

circa inseriti negli strati del suolo marino a battitura completata e nell'assetto operativo di inizio vita;

Dimensioni orizzontali

<i>diametro radice torre</i>	<i>4.350 mm;</i>
<i>piazzola basamento torre</i>	<i>6.500 mm;</i>
<i>distanza centri tra due montanti a quota +17800</i>	<i>4.300 mm;</i>
<i>distanza centri tra due montanti a quota +7500</i>	<i>6.125 mm;</i>
<i>distanza centri tra due montanti a quota -30000</i>	<i>15.750 mm;</i>

Pesi

<i>peso proprio jacket</i>	<i>≈ 3.000 kN;</i>
<i>peso proprio deck</i>	<i>≈ 500 kN;</i>
<i>peso pali di fondazione</i>	<i>≈ 3.000 kN;</i>
<i>peso elementi non modellati</i>	<i>≈ 500 kN;</i>
<i>peso totale</i>	<i>≈ 7.000 kN;</i>

Strumentazione

<i>di avvistamento</i>	<i>acustica e luminosa, come da regolamenti vigenti;</i>
<i>di misura</i>	<i>come da specifiche del Cliente e del Costruttore dell'aerogeneratore;</i>

Normativa di riferimento

<i>per progettazione</i>	<i>API, AISC, ISO, RINA, etc.;</i>
<i>per assicurazione</i>	<i>da definire a seguito di accordi con l'ente certificatore, come richiesto per aprire la relativa pratica assicurativa.</i>

Forze e momenti (statici) a quota +18 m circa

<i>forza orizzontale</i>	<i>1.650 kN;</i>
<i>momento flettente</i>	<i>115.000 kNm;</i>
<i>momento torcente</i>	<i>16.000 kNm;</i>
<i>forza verticale</i>	<i>5.850 kN;</i>

Condizioni marine operative

<i>altezza onda</i>	<i>10,3 m;</i>
<i>periodo onda</i>	<i>9,7 s;</i>
<i>lunghezza d'onda</i>	<i>135,4 m;</i>
<i>corrente a 0 m</i>	<i>0,41 m/s;</i>
<i>corrente in superficie</i>	<i>0,81 m/s;</i>

Condizioni marine storm

altezza onda	12,6 m;
periodo onda	10,8 s;
lunghezza d'onda	160,7 m;
corrente a 0 m	0,51 m/s;
corrente in superficie	0,86 m/s;

Vento

Le velocità di vento sulle strutture fondarie sono da ritenere omnidirezionali. I valori si intendono mediati su 1h e riferiti alla quota +10.0 m sulla LAT.

Operativo, U_0	35 m/s = 126 km/h
Storm, U_0	54 m/s = 194 km/h

Splash Zone

Da +3,0 m a -2,0 m rispetto a LAT

Accrescimento marino

Il profilo dei componenti strutturali è variabile con la profondità, come segue

da +1,0 m a -20 m	120 mm sul raggio;
da -20,0 m al fondo del mare	50 mm sul raggio.

Si assume una densità pari a 1.400 kg/m³.

Marea

Si considera +1,0 m di innalzamento della superficie del mare rispetto a LAT, inteso come combinazione degli effetti prodotti dalla marea astronomica e dell'innalzamento dovuto a eventi storm.

NB. Tutte le dimensioni radiali degli elementi tubolari sono riferite al diametro esterno.



Fig. 3.10 : Fondazione a castello a quattro montanti per turbina eolica 5M, mentre si sta predisponendo lo zoccolo di base della torre (REpower)

Atro componente fondamentale, che non compare evidentemente nelle figure d'assieme, è il **palo di fondazione**, che si evince invece nella immagine seguente.

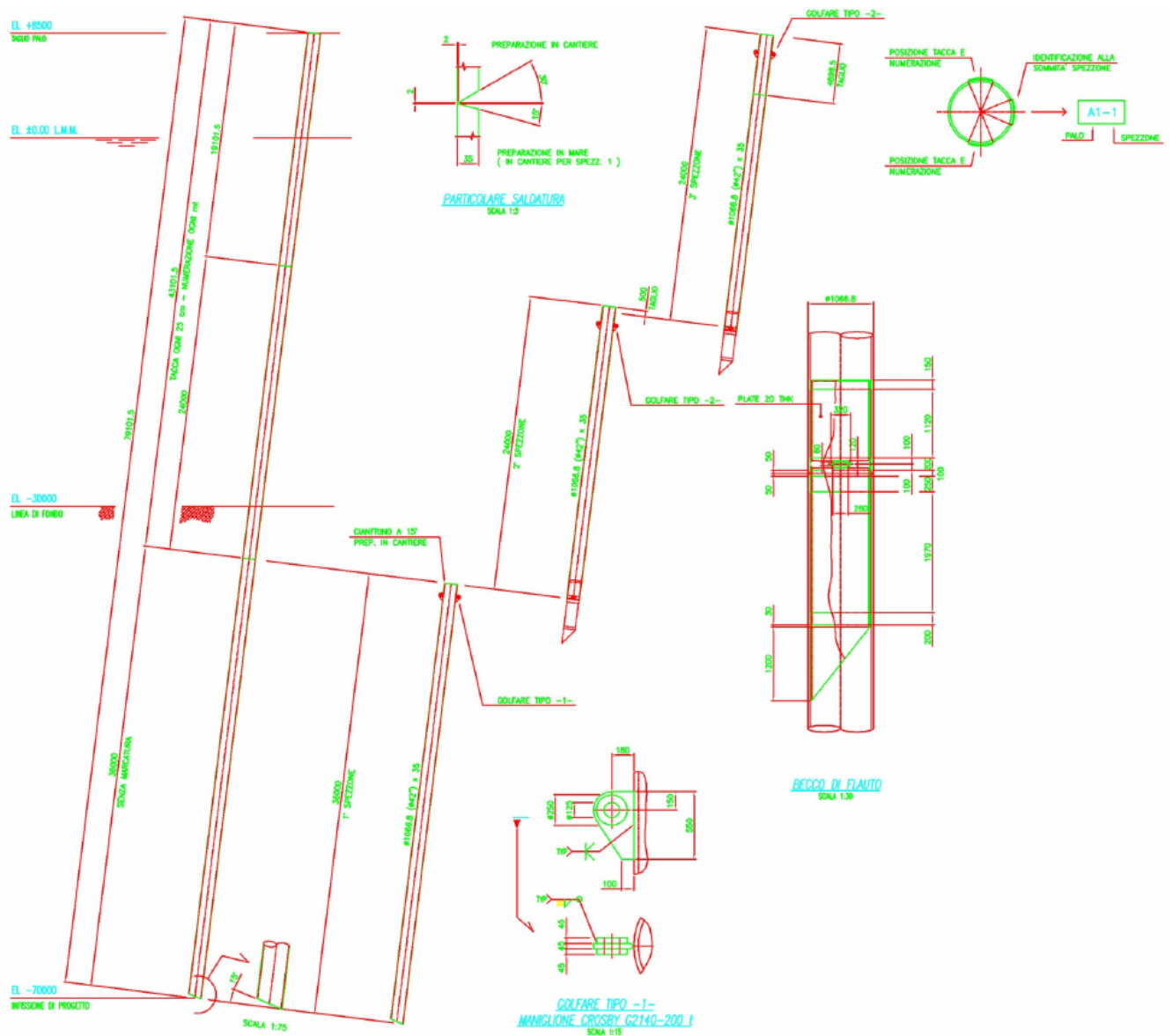


Fig. 3.11 : Palo di fondazione

Il palo è destinato ad essere inserito per una larga porzione della sua estensione nel terreno del fondale marino, mentre la parte ad esso esterna continua verso l'alto restando sempre all'interno di ogni montante ed immerso in acqua sino al livello, che coincide all'incirca con il pelo libero del mare medio. Alla quota della sezione terminale del jacket è fissato al montante. Procedendo ancora verso l'alto si collega, poi, con la base del deck, diventando così veramente l'elemento strutturale di tutto l'apparato fondario.

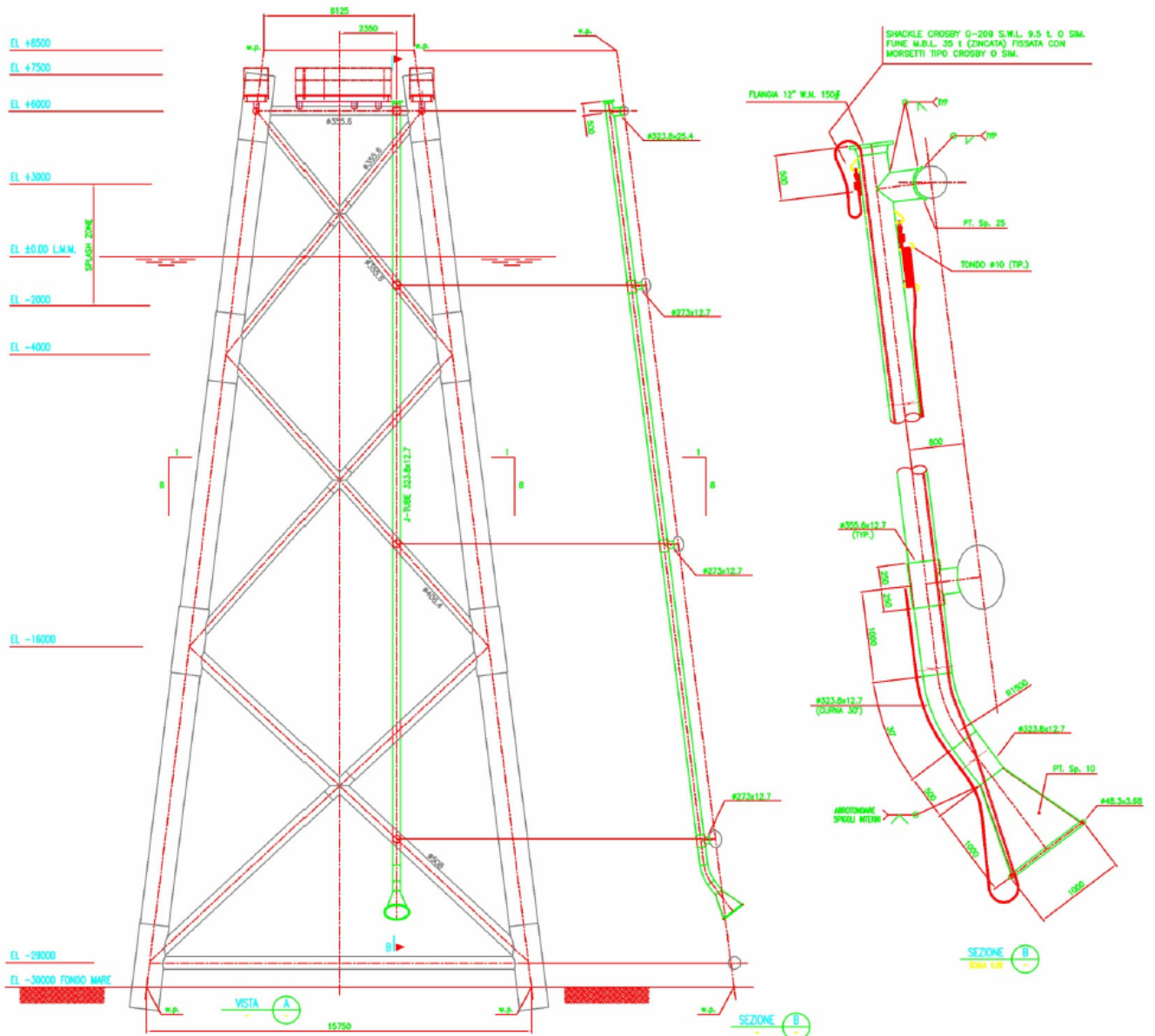


Fig. 3.12 : Sistemazione ed attrezzature per J-tube

E' costituito da un tubo (cavo) di acciaio della lunghezza complessiva di 79.101,5 mm, fornito in tre spool di lunghezza diversa (rispettivamente a partire dal basso 36.000 mm, 24.000 mm e 24.000 mm) del diametro costante ed uniforme da 42" (1.066 mm e spessore 35 mm). Essendo ospitato all'interno della gamba, la lunghezza effettiva della sistemazione nel fondale è previsto che sia all'incirca di una quarantina di metri. L'inserimento di uno spezzone nell'altro è favorito da una appendice tubolare, portata dallo spezzone superiore e conformata a becco di flauto. Il collegamento tra gli spool è realizzato mediante saldatura a piena penetrazione.

E' tenuto nella posizione centrale da appositi centratori, che sono inseriti in corrispondenza dei nodi dei montanti. Una volta infilato a forza nel suolo marino mediante battipalo sino alla sua quota finale, il palo può essere fissato in corrispondenza del piano di coronamento del jacket, che come visto nelle immagini

precedenti, corrisponde all'incirca alla quota del piano orizzontale superiore. In tale posizione si effettua anche l'inserimento dei montanti del deck nel palo d'ancoraggio.

La fondazione è dotata di una **struttura per l'attracco di naviglio (Boat Landing)**.

In particolare, per permettere l'attracco sicuro di mezzi navali all'incirca alla quota del mare medio è predisposta una struttura verticale (detta Boat Landing).

Fa da sbarramento e da assorbitore di eventuali urti dei natanti contro la fondazione. Il dimensionamento corrisponde ad azioni molto limitate e prodotte da naviglio operativo di tonnellaggio ridottissimo (per una visione di insieme cfr. la Fig. 3.7 ed allegati del progetto definitivo).

Non si presume che si abbiano collisioni importanti con urto da parte di navi di grandi dimensioni e dotate di rilevanti quantità di moto. Questa eventualità di carattere incidentale fa parte di uno studio specifico (risk analysis).

E' una fase diversa da quella progettuale e serve per valutare gli effetti di incidenti, che non sono attribuibili al progetto vero e proprio ed alla conseguente realizzazione impiantistica.

Sono occasioni di impatti e di urti ascrivibili ad indagini, che prevedono la deformazione (elastico-plastica) di elementi strutturali o dissesti strutturali significativi, sempre ipotetici ed infrequenti, ancorché credibili e, si ripete, estranei alle competenze progettuali, che coprono occasioni di urto sempre assorbibili dalla struttura attuale senza sostanziale (o ridottissima) locale deformazione.

Altro elemento appartenente alla fondazione, non meno importante è il cosiddetto **j-tube**, ossia il **condotto verticale** (segnato in rosso nella immagine 3.6 posizionati al centro della struttura), che serve per contenere, guidare e difendere i cavi sottomarini, quando emergono dal fondale e vengono avviati verso i collegamenti elettrici dell'unità, o verso un altro aerogeneratore, o verso terra.

Sono in numero di due, uno per il collegamento con l'unità eolica precedente e l'altro per quello con la successiva o per collegarsi con il punto d'approdo. Nelle postazioni di testa di ogni fila di aerogeneratori per sottocampo ne occorrerà uno soltanto.

La posizione all'interno della struttura portante, come pure la sua sistemazione, sono state scelte in maniera induttiva, non disponendo del piano di movimento della nave posacavi e nemmeno dei carichi applicati dalla stessa ai cavi sottomarini durante il loro interrimento/spostamento. Il tubo ha diametro di 323,8 mm con spessore di 12,7 mm. Lungo il suo sviluppo sono state inserite alcune derivazioni (quattro per la precisione) di pari diametro del tubo.

Lo scopo è di consentire l'espulsione dell'acqua, sospinta dal cavo sottomarino durante la sua movimentazione all'interno del tubo.

All'interno del tubo è sistemata, ed ivi ancorata al momento del varo della fondazione, una corda per agevolare l'introduzione del cavo sottomarino. Si suppone che la testa del cavo sarà connessa al filo traente da un sommozzatore e che il cavo sarà fatto scorrere all'interno del conduit, esercitando il tiro dall'estremità opposta del filo mediante un arganello.

I fissaggi, che sono stati previsti per il J-tube sulla sottostruttura (la sovrastruttura non è coinvolta dal lay-out di questo tubo), non saranno, comunque, in grado di produrre sollecitazioni significative sulla struttura portante. Nel progetto l'ancoraggio del tubo è fatto su alcuni diagonali della sottostruttura.

Per accedere al piano flangia del basamento della torre, ove è anche sistemato l'accesso all'unità eolica sono previste alcune **passerelle** in grado di permettere lo spostamento corretto del personale e dei pezzi di moderato ingombro/peso.

La prima parte di questo percorso è costituita da tratti di **scala a pioli o scala alla marinara** (eventualmente protetta da gabbia cilindrica).

La variabilità del livello del mare non consente di approdare sempre al terrazzino operativo, che dovrebbe essere sistemato ad una quota al di fuori del moto ondoso.

Da questa elevazione (quota +6.000/+6.650) sino alla base della torre sono collocate tre rampe di scale con i relativi terrazzini. Si consente in tal modo di accedere alla quota +17.335, dove presumibilmente dovrebbe esser collocato il collegamento fondazione-torre.

Ultimo pezzo, che è inserito alla base di ogni montante, è lo **zoccolo o scarpa**, che nei disegni allegati al progetto definitivo è detto **mud mat**.

E' applicato ad ogni gamba per agevolare il contatto della struttura portante con il fondale e per ripartirne il carico, quando la struttura portante è annegata e posizionata sul suolo marino.

E' un corpo quadrato di 2 m di lato. Su una piastra all'incirca delle stesse dimensioni sono sistemati profilati (HEB 300) per formare la cornice e la croce.

Ugualmente quattro profilati (IPE 300) sono collocati come irrigidimento ad una distanza uguale tra loro e rispetto alla cornice ed alla croce. Maggiori particolari

si possono rilevare nel disegno 1086-ST-DIS-105 allegato al progetto definitivo.

Sulla faccia inferiore della piastra, che sarà a contatto con il suolo marino, sono saldati di coltello piatti dello spessore di 8 mm ed alti 500 mm lungo l'anima di tutti i profilati.

Il collegamento tra la gamba della sottostruttura e lo zoccolo oltre alla saldatura con la piastra di base è sostenuto da quattro tubi inclinati a mo' di puntoni (diametro esterno di 273 mm e spessore 12,7 mm), che vanno ad innestarsi sui vertici del quadrato. Piccoli fori (diametro 50 mm) nella piastra sono previsti per agevolare il passaggio dell'acqua.

L'utilizzo di materiale ferroso per la fondazione a mare richiede anche l'adozione di misure per difenderlo dall'attacco dell'ambiente marino tramite diversi fenomeni agenti (corrosione, erosione, etc.).

Una **protezione contro la corrosione** delle superficie mediante pigmenti o vernici adatte può -e di solito così si fa- essere applicata in una o più mani.

La successione potrebbe essere quella tipica per proteggere materiale ferroso in acqua marina, che prevede una accurata preparazione delle superficie di solito mediante procedimenti meccanici (spazzolatura, eventuale sabbiatura, sbecamento dei saldati, etc.) seguita dalla applicazione dei materiali protettivi veri e propri (costituiti da zincatura, da prodotti antimuffa, dal primer, da vernici epossidiche o da prodotti similari, etc.).

Per ottenere una protezione continua si provvede alla **copertura catodica della struttura fondaria** mediante l'immersione di un adeguato quantitativo di materiale opportuno (zinco, Al-Zn-lega di In, etc.) concentrato in masse adeguate posizionate lungo le strutture tubolari (dei diagonali od anche dei montanti). Solitamente, i pani sono di peso prestabilito ed in numero proporzionato alla durata della struttura da proteggere. Se la vita fosse molto lunga (e potrebbe non essere il caso della fondazione marina dell'aerogeneratore), occorrerà provvedere al reinstallo a mano a mano che il quantitativo va dissolvendosi.

L'installazione è fatta mediante supporti fissati sui tubi della fondazione, avendo cura di disporli sulla faccia verso mare (e non verso l'interno della struttura fondaria). In linea di massima il quantitativo globale deriva dalla distribuzione accettata. Si può ritenere che siano sufficienti alcuni pani (da 200 N circa/cad.) sui pezzi da proteggere.

RIEPILOGO ANODI					
DISEGNO N.	DESCRIZIONE	Q.TA'	PESO (Kg)		NOTES
			(UNIT.=236 Kg/ TOT.=311 Kg)		
			TOTAL NET	TOTAL GROSS	
1086-STR-DIS-113	POSIZIONE ANODI ELEVAZIONI				
	FILA -A-	18	4248	5598	
	FILA -B-	18	4248	5598	
	FILA -1-	18	4248	5598	
	FILA -2-	18	4248	5598	
	POSIZIONE ANODI (PER 4 MUD-MATS)	16	3776	4976	
	TOTAL	88	20768	27368	

In alternativa si potrebbe ricorrere anche a protezione elettrica con una tensione pari a -0.9 il potenziale del cloruro di Argento, la cui alimentazione potrebbe essere ottenuta mediante pannelli fotovoltaici e/o batterie in tampone.

La disposizione degli elementi, che sono costituiti da Al, Zn e lega di Indio e che pesano 236 dN/cad., è rappresentata nel disegno 1086-ST-DIS-113 allegato al

progetto definitivo. Il peso di ogni elemento è di 311 dN, conteggiando anche quanto è necessario per fissare l'elemento alla struttura.

La collocazione, che è prevista in tale documento, ricorre ad anodi sistemati sui diagonali, di cui la figura rappresenta una faccia della sottostruttura. Su essa ne sono fissati 18. Sono distribuiti naturalmente sulle componenti strutturali del jacket, che stanno sempre immerse in mare, qualunque sia lo stato ed il regime dello stesso.

Nella tabellina, che vi è allegata e che è qui riprodotta, viene fatto un computo del materiale catodico da prevedere e del relativo peso, conteggiandovi anche tutti gli annessi e connessi necessari alla bisogna.

Il peso per ogni faccia della sottostruttura è di 5.598 kg (uguagliando sbrigativamente i valori numerici delle unità di misura, kg e dN). Moltiplicato per 4, quante sono le facce del jacket, ammonta a 27.368 kg (per la precisione dovrebbe essere di 268,48 kN).

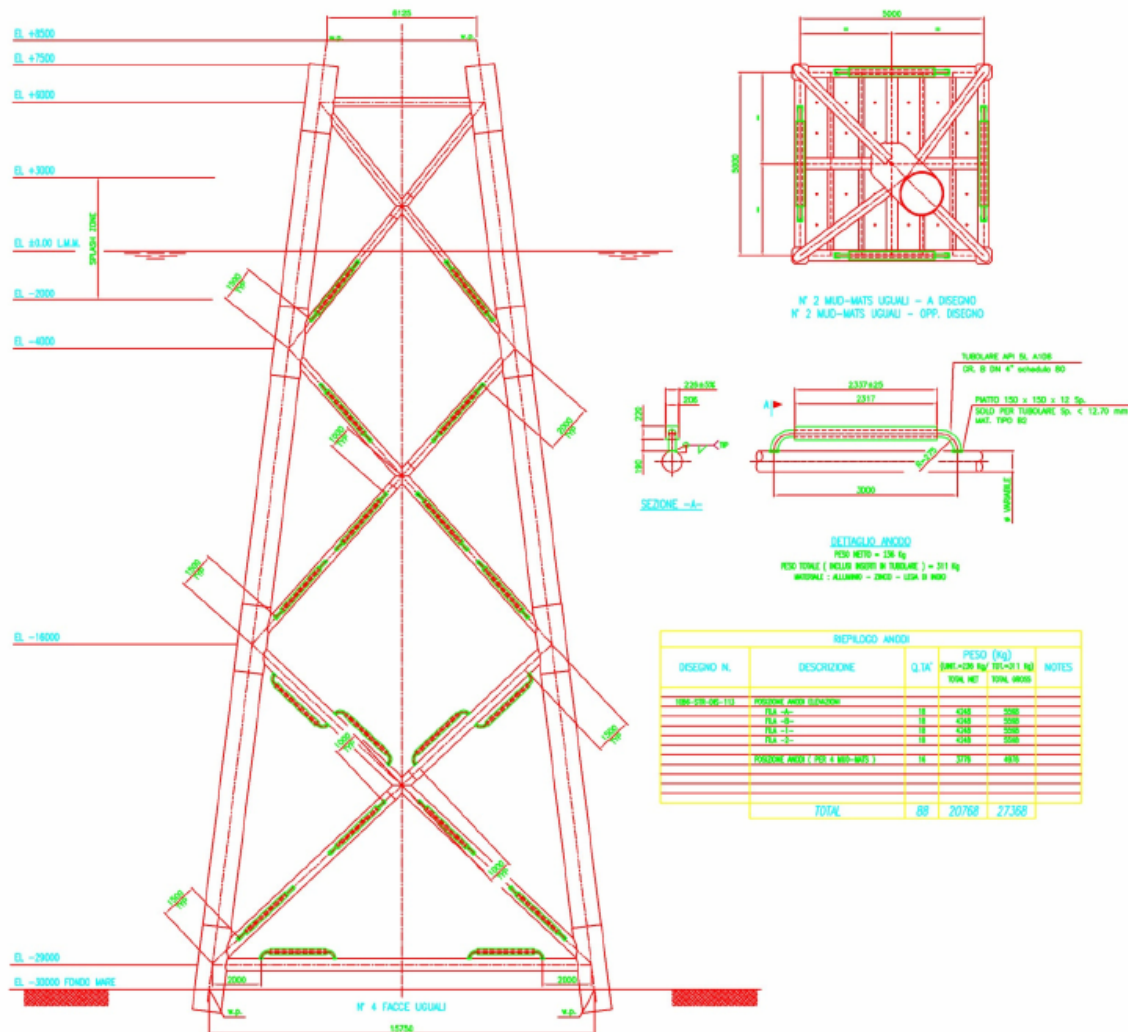


Fig. 3.13 : Sistemazione dei pani anodali

3.3 Cavidotti di collegamento

Il cavidotto di collegamento che unisce il parco eolico alla linea elettrica esistente è costituito dalla parte di cavidotto sottomarino ed un tratto di cavidotto terrestre.

Una volta che i cavi sottomarini siano stati portati a riva in corrispondenza del punto di approdo, è indispensabile eseguire le giunzioni dei cavi sottomarini con una tipologia di cavo idonea alla posa terrestre.

Ogni singolo conduttore di sezione del cavo sottomarino (500 mm^2) è giuntato con un cavo unipolare di sezione 630 mm^2 . Dall'interno del cavo sottomarino è estratto, liberato dalle protezioni e giuntato con la nuova tratta a seguire anche il cavo a fibra ottica.

Le connessioni saranno in grado di ripristinare le caratteristiche elettriche e meccaniche di ogni cavo; pertanto, non si devono imporre protezioni aggiuntive.

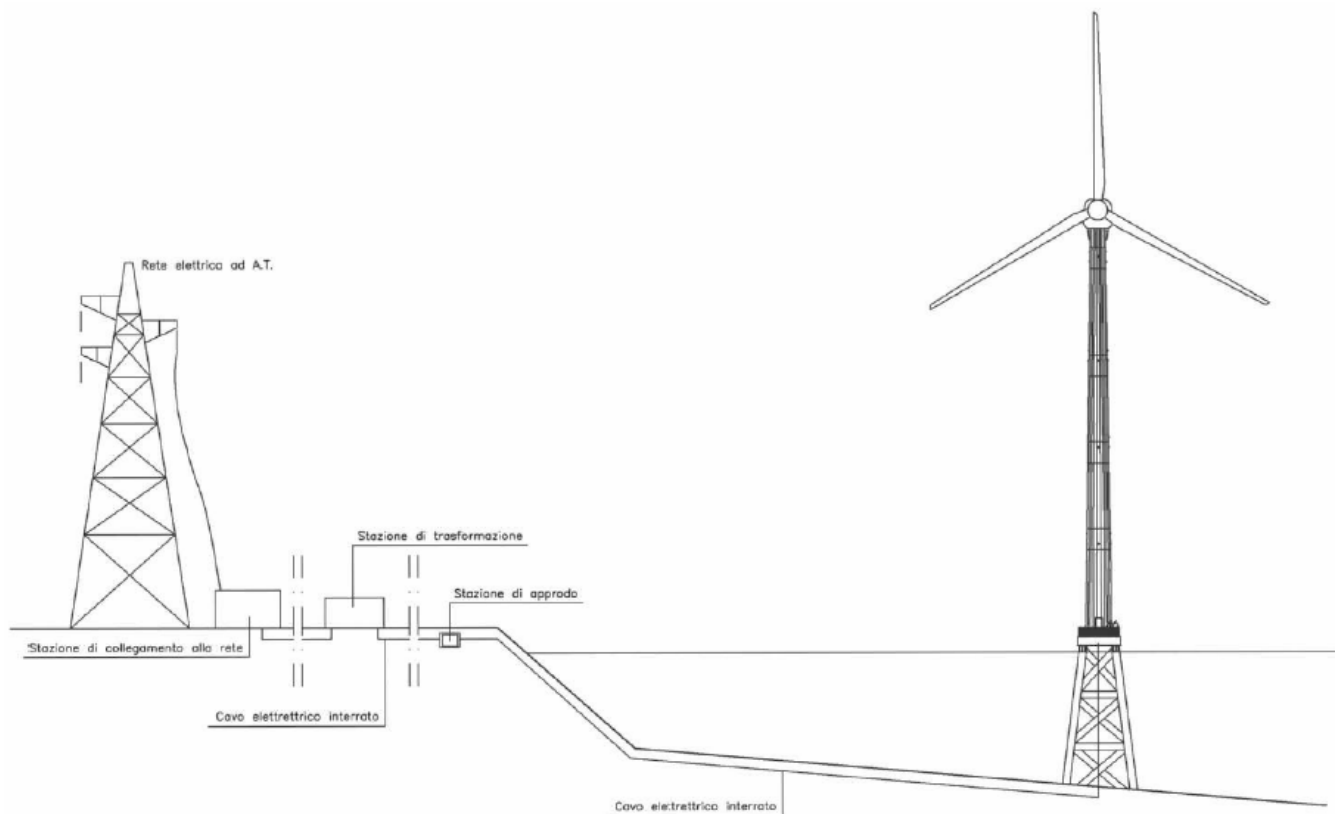


Fig. 3.14 : Sezione trasversale ideale del campo eolico

Il sistema di collezione dell'energia all'interno del parco richiede:

- trasformatori elevatori (da BT o dalla tensione del generatore, che è attorno ad 1 kV, alla MT) alla tensione esistente nel nodo centrale o nei nodi di raccolta del parco, tensione che è fissata sui 30 kV circa;

- interruttori e sezionatori circuitali;
- cavi (o linee) di collegamento nel parco (cfr. figure seguenti).

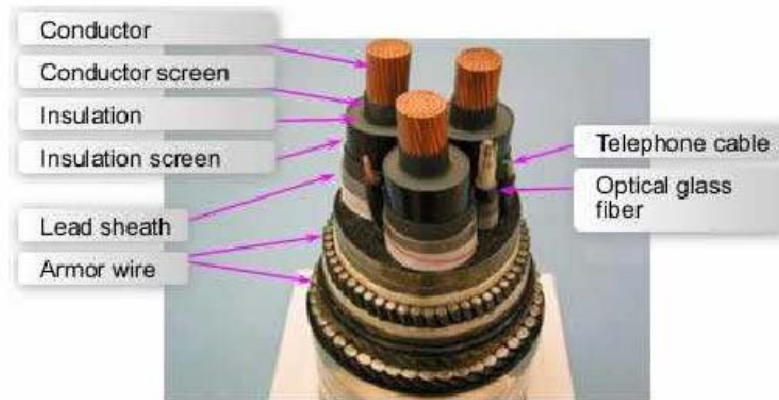


Fig. 3.15 : Sezione schematico-illustrativa di cavo sottomarino con doppia armatura

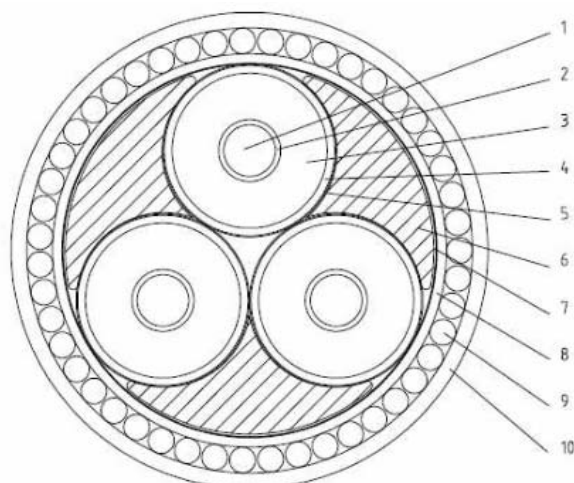
Il cavidotto, che collega tra loro ed alla sottostazione generale le macchine aerogeneratrici, serve ad ospitare i cavi, che sono necessari a convogliare l'energia elettrica, generata alla tensione corrispondente nel tratto in considerazione.

La sua sezione è diversa da quella suggerita per la posa dei cavi su terraferma, che devono marciare in un assetto costante e raccolto. Nel caso di cavi multipli, come si verifica nel collegamento verso terra dei sottocampi in cui è suddiviso il parco eolico (cfr. figg. seguenti), ogni cavo è posto a distanza minima dal contiguo, se entrambi corrono l'un l'altro paralleli per tutto il loro sviluppo.

L'interdistanza può essere variabile in funzione anche della profondità e della sicurezza. Può consistere, infatti, in uno o più metri di intervallo mutuo, dipendendo anche dalla tecnologia della posa, che si è adottata.

Per quanto concerne la tensione di linea si sono imposte la BT all'interno dell'aerogeneratore e la MT da ogni unità sino al punto di raccolta all'interno del sottocampo e da questo alla cabina d'approdo, in quanto si preferisce inviare a terra separatamente l'energia raccolta da ogni sottocampo (per un totale di 4 sottocampi come illustrato di seguito).

Nel cavidotto possono trovar posto il cavo per i segnali del sistema di misura, comando e controllo e la corda di rame dell'impianto equipotenziale. Gli opportuni collegamenti con le singole unità dovranno essere attentamente realizzati e difesi.



Item	Description
1	Conductor: longitudinally water sealed compact strand
2	Conductor screen: extruded semi-conducting compound
3	Insulation: EPR insulating compound
4	Insulation screen: extruded semi-conducting compound
5	Tinned copper tape screen
6	Polypropylene fillers
7	Binder
8	Bedding: polypropylene yarn
9	Armour: galvanised steel wire
10	Serving: polypropylene yarn

Fig. 3.16 : Sezione trasversale di cavo sottomarino da 30 kV (disegno non in scala)

Solitamente nelle grandi campate delle linee di telecomunicazione si applica una distinzione tra le sezioni di cavo che sono prossimi ad attività umane (approdi, isole, terraferma, etc.) da quelle distanti da tali zone, che hanno indici di rischio per la sicurezza del cavo.

Una regola, che è osservata dagli installatori a mare dei cavi (per trasporto segnali, corrente elettrica, etc.) è quella di ricorrere ad una protezione, che consiste nell'interro. Ciò è indispensabile in acque da loro ritenute basse, che porta tale limite sui fondali a valori non superiori ai -50 m. La trincea dovrebbe essere profonda almeno 1,5 m in assenza di pericoli specifici, come zone di ancoraggi particolarmente pesanti.

In siffatti casi, invece, la profondità dello scavo deve aumentare almeno sino a 5 m. In situazioni particolari occorre deporre il cavo a profondità ancora maggiori e ben oltre i 5 m sino al doppio di tale cifra. Per conferma basti ricordare che nelle aree portuali di Hong Kong e di Singapore la tecnologia dei 10 m è stata applicata costantemente.

Queste osservazioni servono a spiegare il perché, nella distribuzione elettrica entro/fuori il campo eolico, si ricorre sempre a cavi sottomarini e di tipo corazzato.

3.3.1 Cavidotto sottomarino

In questo paragrafo vengono descritte le caratteristiche del cavidotto sottomarino, ossia dei tratti che vanno dai singoli aerogeneratori ai punti di unione dei 4 sottocampi, e da questi (per mezzo di 4 cavi indipendenti) fino al punto di approdo dove avviene il collegamento e passaggio al cavo terrestre.

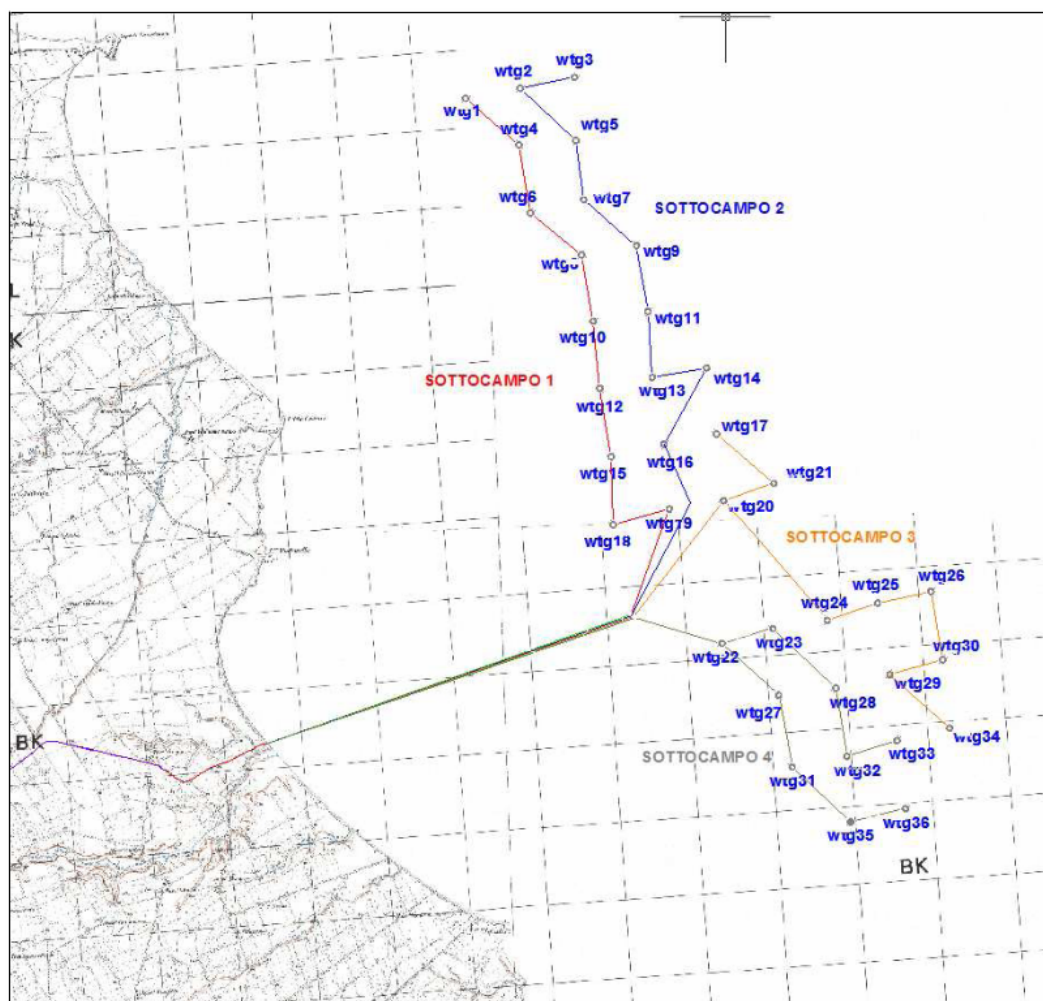


Fig. 3.17 : Vista del percorso del cavidotto sottomarino

Le opere elettromeccaniche a mare servono a collegare tra loro mediante cavi sottomarini le turbine eoliche, a collezionare l'energia elettrica, generata da ciascuna di esse, ed a trasferirla a terra.

Pertanto, si devono considerare:

- o la porzione di circuito elettrico appartenente all'aerogeneratore ed alla cabina di macchina e riguardante la generazione di energia elettrica;
- o l'impianto di terra e la sua posa;

- i cavi dei sistemi di misura, di comando e di monitoraggio, sistemati negli opportuni cavidotti;
- i cavi per la distribuzione dell'energia generata all'interno del campo eolico ed il suo trasferimento sino alla cabina di arrivo degli stessi a terra (o cabina d'approdo).

I conduttori a mare, di cui il cavo è equipaggiato, hanno struttura circolare in trefolo compattato, composto da fili di rame (cfr. figura precedente). Saranno sigillati longitudinalmente per limitare la penetrazione di acqua lungo il cavo in caso di separazione del cavo stesso. Ogni conduttore è identificato visivamente grazie a strisce longitudinali di diverso colore, che sono sistemate sotto gli schermi protettivi metallici in Cu, posti a difesa dell'isolamento.

Tale indicazione serve per riconoscere ognuna delle tre fasi elettriche.

Attorno al conduttore è il sistema di isolamento, che consiste di uno schermo isolante semi-conduttore interno, di una corona intermedia, realizzata con composto isolante, e di uno schermo isolante semi-conduttore esterno. Il materiale isolante è in EPR ed è conforme con le normative indicate dalla norma IEC 60502-2.

A difesa dell'isolamento è previsto uno strato protettivo, che è formato da due nastri di rame stagnato, applicati sopra lo schermo di isolamento per sovrapposizione. Si fa ricorso al rame stagnato per ridurre la possibile corrosione con altri componenti metallici.

I tre conduttori interni schermati e l'unità di fibra ottica interstiziale (48 fibre SM) sono assiemati da una macchina per l'assemblaggio di tipo planetario, in grado di impedire l'imposizione della sollecitazione di torsione sui conduttori interni schermati. Gli interstizi sono riempiti con stringhe di polipropilene per dare una forma sostanzialmente rotonda. I conduttori interni assemblati saranno tenuti insieme con nastri e al di sotto sarà incluso un nastro di identificazione del costruttore.

L'armatura include l'applicazione del fondo contemporaneamente alla realizzazione dell'armatura e del rivestimento finale in un processo comune in modo da realizzare una adeguata difesa contro danneggiamenti anche molto distruttivi.

Uno strato di stringhe di polipropilene è sistemato sopra il nastro come protezione per i cavi armati. Una corona di cavi armati in acciaio zincato è disposta sopra questo fondo. Si ricorre a sostanza bituminosa da stendere sopra allo strato armato con una duplice finalità, di avere un'ulteriore materiale anti-corrosivo e di aiutare l'aderenza della protezione totale.

La finitura esterna, così come appare alla osservazione, è formata da una serie di stringhe sovrapposte in polipropilene al di sopra dell'armatura per offrire un soddisfacente grado di protezione contro l'abrasione e per ridurre la frizione del cavo/skid durante la posa. Si fa uso di materiali di colore opportuno, praticamente una coppia di tinte contrastanti di colore nero e giallo per far risaltare la migliore e più evidente visibilità al cavo e permettere il monitoraggio del movimento orizzontale del cavo con telecamere ROV.

Il cavo è prodotto in uno stabilimento di cavi sottomarini, specializzato ed equipaggiato per la realizzazione di cavi molto lunghi senza discontinuità derivanti da collegamenti parziali (cfr. figura seguente). Per ottenere lo scopo i conduttori interni sono uniti con una tecnica di giunzione durante la fabbricazione in modo da conferirne la continuità voluta.

Siffatte giunzioni rappresentano un ripristino virtuale della struttura originale del cavo, minimizzando i cambiamenti locali nelle dimensioni del conduttore interno. Non impongono alcuna restrizione al proseguimento della fabbricazione, né tanto meno all'inserimento di ulteriori operazioni di giunta. Si deriva in tal misura un cavo armato in un processo continuo.

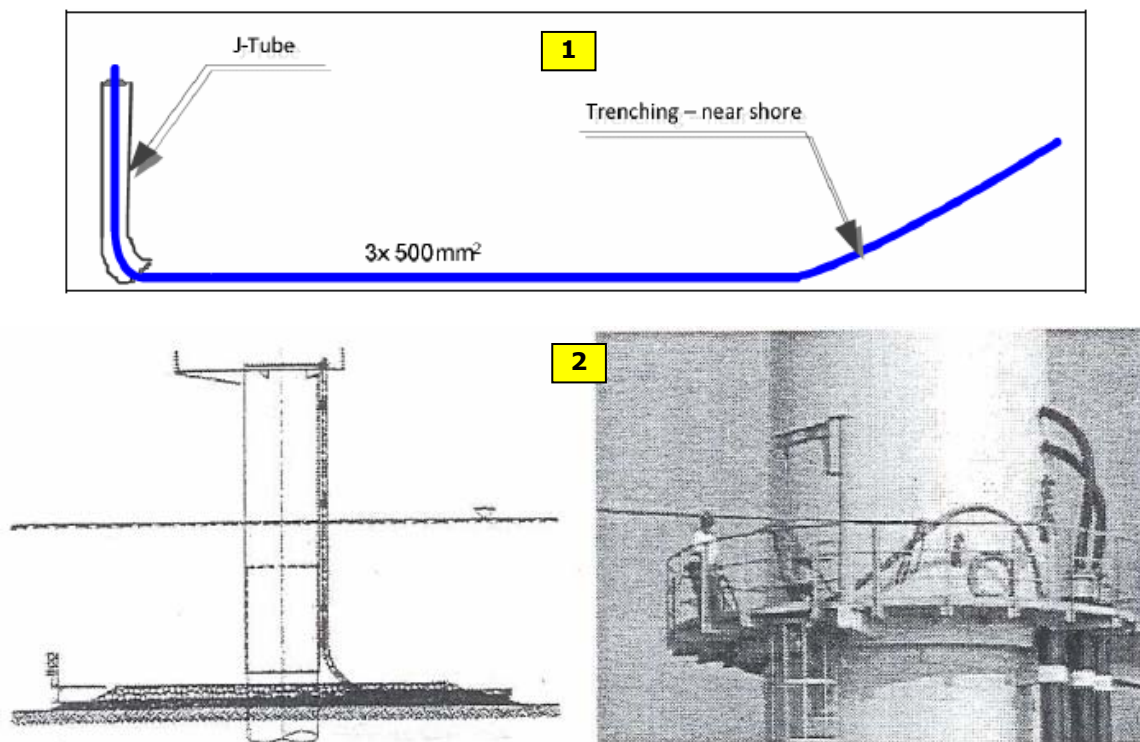


Fig. 3.18 : Sistemazione del cavo sottomarino in vicinanza della costa (1) ed a ridosso del tubo di discesa cavi (J-Tube) in una fondazione a monopila e relativi passaggi entro la torre (2)

La tecnica impiegata nella giunzione impone una fasciatura metallica a filo per connettere le due estremità del conduttore. L'isolamento è ricostruito per mezzo di nastri seguito dall'operazione di fusione. La protezione del nastro di rame è pure riformata e ricostruita con molta fedeltà. La giunzione viene eseguita prima dell'operazione di armatura, facendo sì che la sezione del cavo in corrispondenza della giunzione sia continuamente armata, non presenti apparenti discontinuità e non si producano sensibili distorsioni dei cavi armati in vicinanza della giunzione.

Le giunzioni di fabbrica devono essere segnalate all'acquirente e la loro posizione deve essere indicata, segnando l'intera superficie attorno ad essa con un nastro di color giallo ben visibile e molto vistoso.

Per la disposizione, il numero dei cavi, che afferiscono ad ogni turbina, non può essere lo stesso per tutte le macchine.

E' un cavo unico nelle macchine di testa di ogni sottocampo, come capita nelle posizioni estreme di ognuno dei 7 sottocampi e precisamente in 1, 12, 3, 13, 29, 34, e 36 della Fig. seguente. E' di due in tutte le altre posizioni, eccettuate le postazioni 21 e 23, che è di tre.

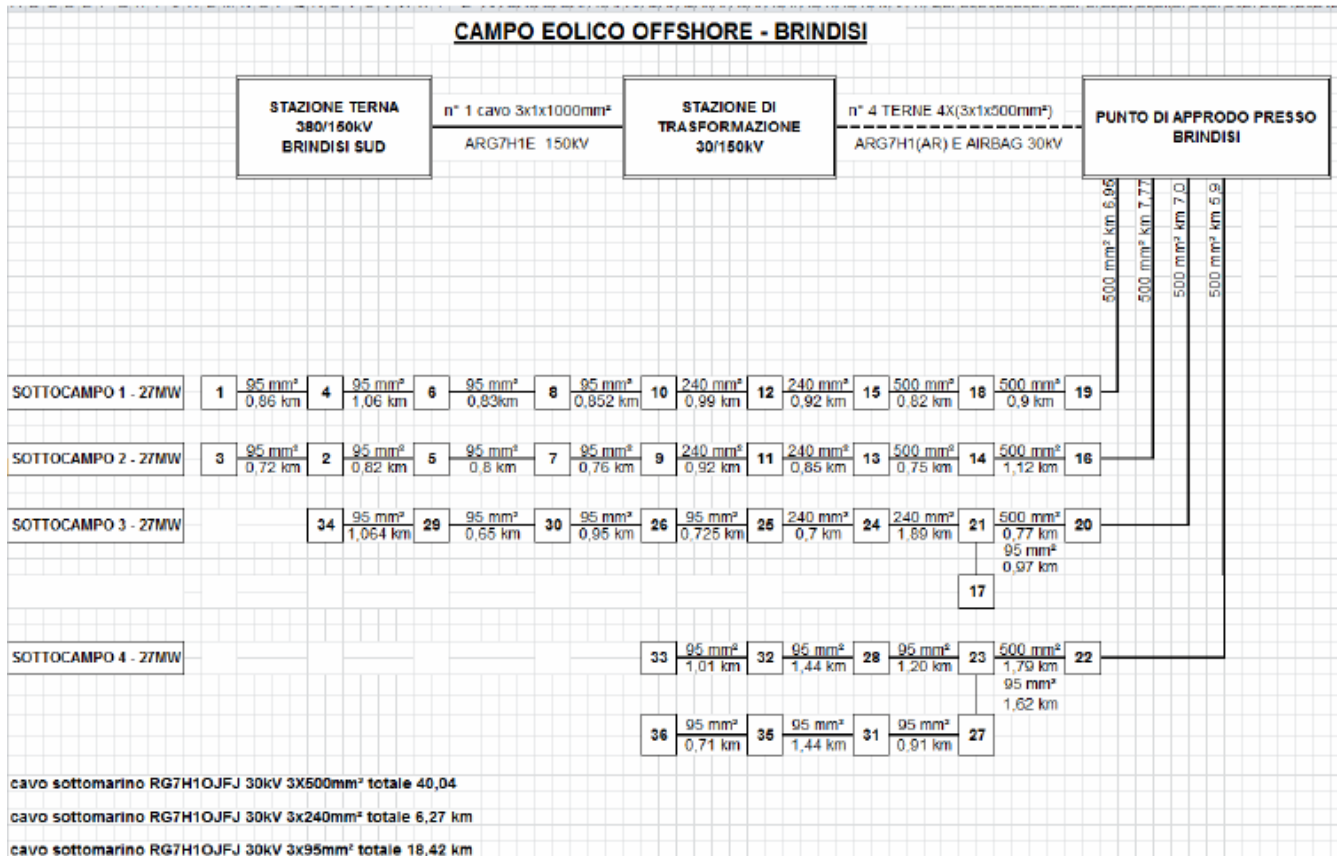


Fig. 3.19 : Schema della distribuzione elettrica all'interno del sito a mare e della suddivisione in sottocampi (rappresentati da 7 colorazioni tra quelle esposte)

Dai 4 sottocampi individuati, che uniscono i gruppi di aerogeneratori, i cavidotti confluiscono in un punto di unione a mare, situato a circa 4900 m dalla costa, dal quale i cavi proseguono con percorso parallelo fino al punto di approdo (disposti ad interasse di circa 7 metri fino a circa 150 m dalla linea di costa, per poi convergere verso il punto di approdo).

La scansione del sito è abbastanza uniforme, stante la topografia.

La lunghezza del cavo tra macchina e macchina dipende dalla distanza tra le postazioni e varia tra 0,65 km e 1,78 km con pochi casi in cui l'intervallo tra due macchine consecutive è dell'ordine del chilometro. Nel computo di tale quantità si devono conteggiare anche il tratto discendente per l'uscita da un convertitore eolico e quello ascendente per l'entrata nel successivo.

Le tratte verticali sono compiute entro tubi metallici, detti appunto J-tube per la loro conformazione geometrica un po' a pipa. Questi tubi, che seguono il percorso di ogni cavo al di fuori del fondale, lo proteggono, restando addossati alla superficie esterna della torre sino al quadro in MT per la tratta in aria e, restando fissati al castello fondario sino alla sua base per la tratta in acqua. I cavi, una volta che sono stati fatti uscire al di fuori del J-tube, vanno inseriti nel fondale ad una profondità di uno/due metri dall'estradosso dello stesso.



Fig. 3.20 : *Uscita dei cavi dal tubo di guida e connessioni con i quadri all'interno dell'aerogeneratore*

Sul terrazzino in corrispondenza con il quadro in MT il tubo, che funge da conduit di difesa, è interrotto su una flangia porta morsa, la quale serve a introdurre un punto di fissaggio nello sviluppo del cavo (sezione di incastro). A valle di questo blocco il cavo è privato della sua armatura per poter effettuare le connessioni elettriche del caso, che possono essere di tipo sconnettibile o fisso. Per poter compiere tale collegamento il cavo deve essere curvato per farlo penetrare all'interno della torre. Analoga installazione con procedura invertita occorre far seguire al cavo in uscita dal quadro.

Il collegamento tra i punti di raccolta dell'energia elettrica prodotta dalle macchine in ogni sottocampo ed il terminale a terra è ottenuto con cavo sottomarino interrato, il quale consente di trasportare l'energia prodotta senza intralciare l'utilizzazione delle aree sovrastanti/sottostanti l'aerogeneratore.

L'energia prodotta è convogliata alla sottostazione elettrica, la cui collocazione è prevedibile in linea di massima nella zona tra il punto di atterraggio del cavo sottomarino, destinato al convogliamento a terra dell'energia prodotta, ed il collegamento con la rete, che dovrà cadere nel territorio provinciale.

Si riprenda in considerazione la fase di posa dei cavi. Per provvedere al collegamento tra le varie unità del campo eolico e, conseguentemente, alla posa degli stessi, che si effettua mediante la nave posacavi, occorre procedere innanzitutto al collegamento con la torre di partenza.

Calata dalla matassa, che sta sulla tolda del natante, la testa del cavo, la cui lunghezza deve essere calibrata per farla giungere agli interruttori dell'unità, dal sommozzatore è agganciato all'anima metallica (Fig. 3.18.2), che è stata sistemata entro il tubo porta-cavi o J tube (Fig. 3.18.1). Una volta che il cavo sia stato trascinato sino agli interruttori ed ivi fissato, la nave può continuare il suo lavoro (Fig. 3.20).

Operazione analoga -ma invertita nelle sue procedure- si dovrà compiere per posare il cavo in uscita dalla torre. Prima di affrontare il percorso sino alla nuova posizione, il personale, operando sulla nave, deve proteggere l'estremità del cavo con opportuna guaina a tenuta ed equipaggiarla con anello di forza per consentire il tiro sul cavo.

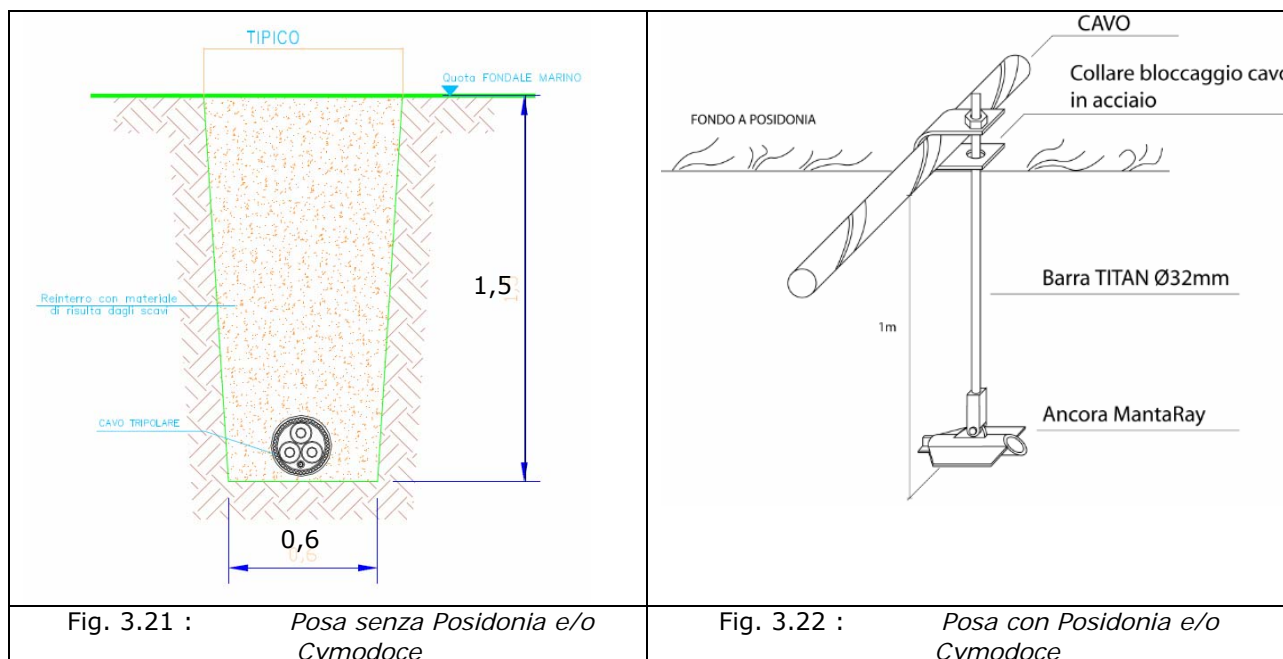
Questo va, poi, calato a mare, ove il sommozzatore, che già vi si è immerso, può assicurarlo all'anima metallica, che sta entro il tubo a J, e farlo innalzare sino al banco degli interruttori di macchina. Una volta bloccata la testa del cavo, la nave può riprendere il suo tragitto sino alla prossima postazione. Si dovranno, poi, ripetere le precedenti manovre per poter continuare nel programma di collegamento delle varie unità.

Una regola, che è osservata dagli installatori a mare dei cavi (per trasporto segnali, corrente elettrica, etc.) è quella di ricorrere ad una protezione, che consiste nell'interro. Ciò è indispensabile in acque da loro ritenute basse, che porta tale limite sui fondali a valori non superiori ai -50 m. La trincea dovrebbe essere profonda almeno 1,5 m in assenza di pericoli specifici, come zone di ancoraggi particolarmente pesanti. In siffatti casi, invece, la profondità dello scavo deve aumentare almeno sino a 5 m. In situazioni particolari occorre deporre il cavo a profondità ancora maggiori e ben oltre i 5 m sino al doppio di tale cifra. Per conferma basti ricordare che nelle aree portuali di Hong Kong e di Singapore la tecnologia dei 10 m è stata applicata costantemente.

Queste osservazioni servono a spiegare il perché nella distribuzione elettrica entro/fuori il campo eolico si ricorre sempre a cavi sottomarini e di tipo corazzato.

Come verrà dettagliatamente descritto successivamente, nel caso in esame i cavi verranno interrati nel fondale marino ad una profondità di 1-3 m (preferibilmente attorno a 1,5 m, come valore massimo in condizioni di buon livellamento del fondale), mediante l'impiego di speciali aratri in grado di scavare la trincea con l'ausilio di mezzi navali.

Nelle aree interessate dalla presenza di Posidonia e/o Cymodocea, i cavi marini verranno tipicamente appoggiati al fondo, vincolati con elementi di fissaggio, spazati circa 20 m fra loro, con asta filettata e ancoraggio di tipo Manta Ray MR-4 (o simile) avvitato nella parte terminale dell'asta e munito di sistema di vincolo del cavo all'asta filettata.



In particolare, su una lunghezza complessiva di circa 57.500 m di cavi a mare, 37.800 m saranno posati in trincea e 19.700 m ancorati sul fondale in presenza di Posidonia e/o Cymodocea.

3.3.2 Cavidotto terrestre

L'impianto elettrico del parco ha le sue sezioni essenziali nel:

- ❖ sistema di generazione dell'energia elettrica tramite captazione dell'energia eolica e sua trasformazione in meccanica e, poi, in elettrica;
- ❖ sistema di collezione in alcuni centri o posizioni del campo eolico dell'energia elettrica generata all'interno del parco;
- ❖ sistema di trasmissione dell'energia alla rete a terra.

Con la locuzione opere elettromeccaniche a terra si intende il complesso di sistemi, che consentono di ricevere, di collezionare e di trasferire –elevando eventualmente la tensione di linea e riportandola ai cicli di rete- l'energia elettrica, pervenuta dall'impianto elettrico a mare, sino alla rete elettrica.

Diverse sono le modalità per collegare fisicamente le varie componenti, che sono state considerate. In particolare, vanno citate le due alternative, che sono poste dall'impiego della corrente continua (DC) o della corrente alternata (AC) per le due sezioni principali, quella relativa alle macchine ed alla distribuzione all'interno del parco, e quella, che collega il parco alla terraferma ed alla rete locale.

I cavi marini di MT a 30 kV termineranno in corrispondenza di un punto di approdo, costituito da una vasca in cls interrata delle dimensioni di 5 x 8 m in località Canale del Cimalo a circa 70 m dalla battigia, ove avverrà la giunzione dei cavi sottomarini con quelli terrestri.

Il cavidotto in MT terrestre, posato in trincea secondo le modalità tradizionali e dotato di una cabina di consegna (sottostazione di trasformazione 30/150 kV), dopo un percorso di circa 16 km su strade esistenti si andrà a collegare alla Sottostazione Elettrica Brindisi Sud, sita nella frazione di Tutturano (cfr. figg. seguenti).

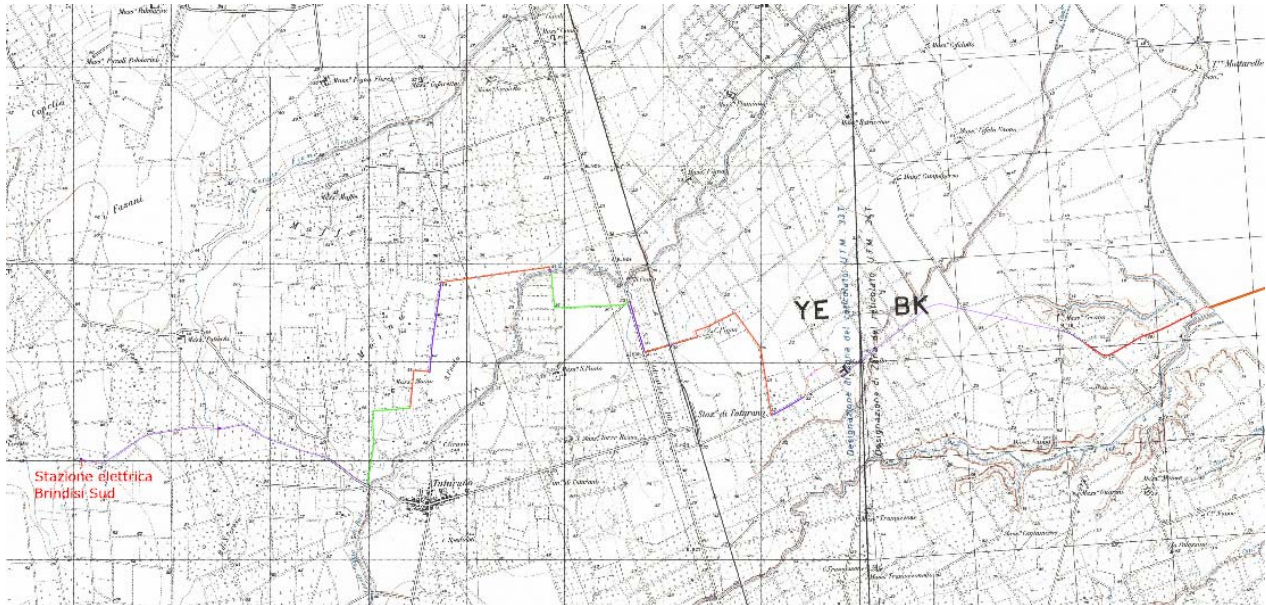


Fig. 3.23 : Vista del percorso del cavidotto terrestre

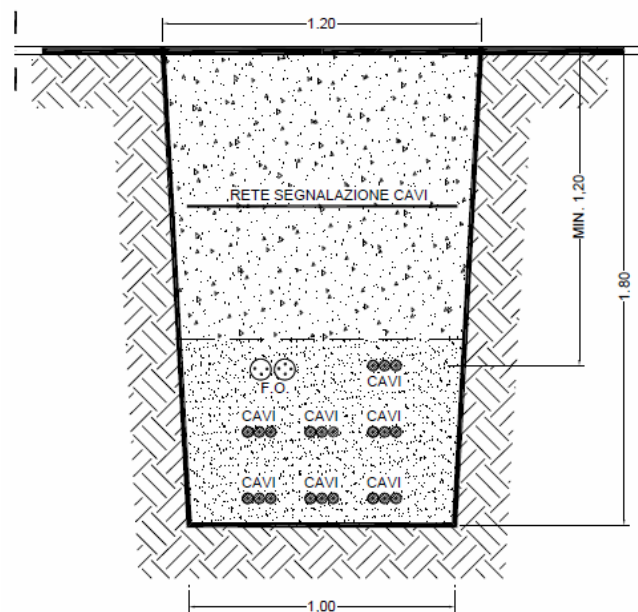


Fig. 3.24 : Sezione trasversale di cavidotto per posa di cavi terrestri per trasporto di energia elettrica



Fig. 3.25 : Ubicazione cabina di consegna (sottostazione di trasformazione 30/150 kV)

La superficie della sottostazione sarà adeguata ai componenti, alle protezioni, agli organi operativi, che sono necessari per collezionare l'energia dai singoli punti di raccolta del parco, di assoggettarla a trasformazione di tensione nel caso in cui si abbia da connettersi con linee ad A.T. e convogliarla agli allacciamenti con reti esterne, in modo da cedere/vendere l'energia generata o da assorbirla in mancanza di produzione propria da parte del parco eolico.

L'energia effettivamente consegnata alla rete non deve essere limitata da significative perdite di trasmissione (la vicinanza di possibili utilizzatori -il bacino industriale di Brindisi, oltre a quello di Taranto e di Bari rispetto ai centri di generazione, di solito situati in zone lontane), così da migliorare i servizi resi a tale zona, aumentando l'efficienza elettrica della distribuzione. Dalle soluzioni, che sono state considerate, si ritiene, con l'assenso di TERNA, di collegarsi con la centrale Brindisi Sud, inserita nella rete a 380 kV.

Per il collegamento da/per la rete sono da prevedere linee sotterranee (mediante cavi interrati) dalla sottostazione ai nodi di allaccio, la cui definizione è stata congiuntamente elaborata da TERNA Spa.

4. Fase di cantiere

Nel presente paragrafo vengono descritte tutte le fasi connesse con la logistica di cantiere, sia per quanto riguarda le opere a mare che quelle a terra.

Data l'importanza dell'opera e la specificità della logistica e delle operazioni di trasporto e montaggio, la programmazione e la definizione della cantieristica è stata effettuata considerando i mezzi e le attrezzature al momento impiegabili e reperibili, oltre che le caratteristiche e le peculiarità del sito.

La scelta è stata effettuata sulla base di valutazioni tecnico-economiche, ma soprattutto ambientali, come si avrà modo di descrivere nel paragrafo relativo alla analisi delle alternative.

4.1 Aree per il cantiere

4.1.1 Localizzazione e servizi

L'area da cantiere è stata organizzata in maniera che potesse rispondere ad un insieme di esigenze, che sono conseguenza delle caratteristiche di una struttura del tipo, ed a raccomandazioni derivabili dal progetto. Esse sono riassumibili nei punti seguenti e sono costituite da:

- ❖ la localizzazione rispetto al sito a mare;
- ❖ la ubicazione rispetto alle infrastrutture della zona ed i vincoli esistenti;
- ❖ la dotazione di collegamenti energetici essenziali;
- ❖ le capacità di svolgere le funzioni di ricevimento dei materiali, provenienti via mare, e di smistamento verso il sito;
- ❖ capacità di deposito, conservazione, trattamento e pre-montaggio, oltre che di difesa e mantenimento al di fuori di offese provenienti dall'esterno dei materiali interessati;
- ❖ la superficie utile;
- ❖ le caratteristiche intrinseche (geotecniche, acclività, drenaggio, etc.);
- ❖ la gestione dell'area e la direzione lavori.

Il numero ed il peso delle indicazioni precedenti hanno costituito un insieme di condizioni non facili da ottemperare tutte insieme al cento per cento, ma, allo stesso modo, nessuna di esse è stato possibile trascurare.

La definizione è stata effettuata sulla base di un processo valutativo, sviluppato all'interno del gruppo di progetto, derivante da un giusto bilancio delle varie proposte, in un'ottica di riduzione degli impatti ambientali.

Tra le condizioni esaminate ed elencate in precedenza, le prime tre sono state assolutamente preminenti, tanto che la loro applicazione favorevole ha influenzato tutto il successivo panorama delle operazioni. Tali condizioni, quindi, sono state considerate un po' alla stregua di proprietà generali o primarie.

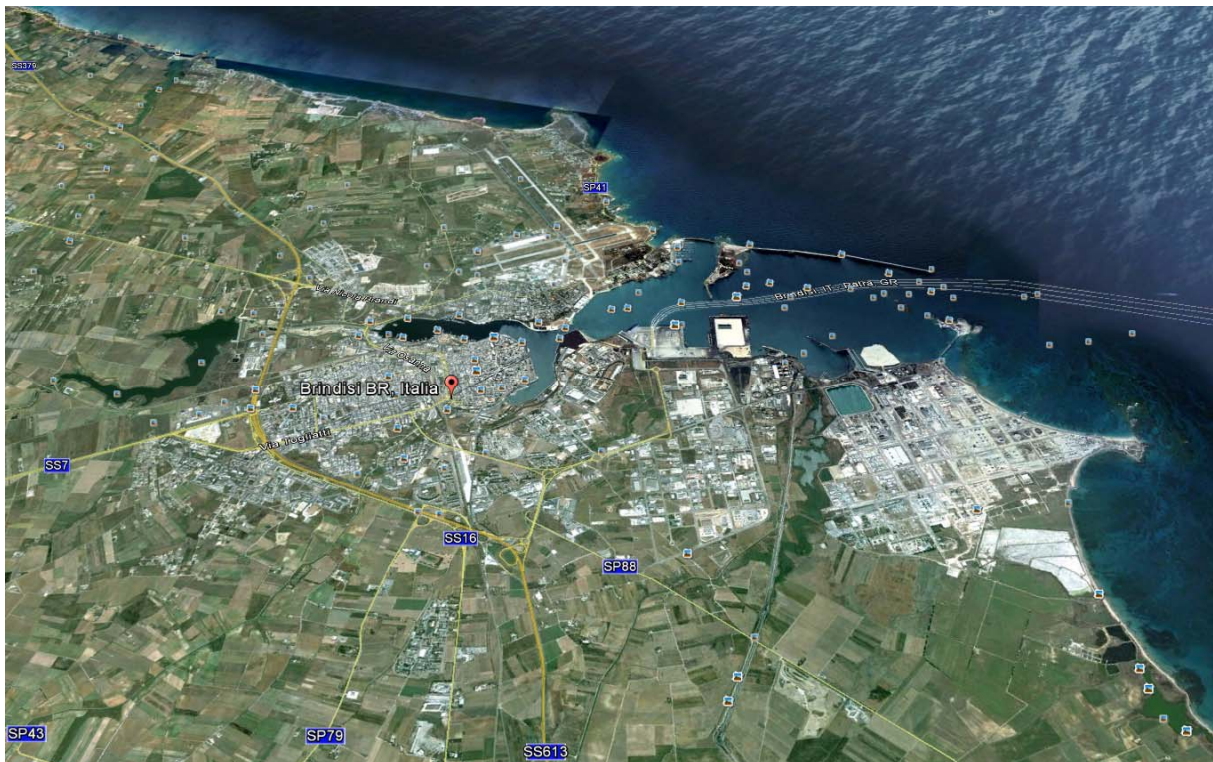


Fig. 4.1 : Vista del porto di Brindisi e dell'aeroporto (fonte: Google Earth)

I requisiti elencati in precedenza, fanno concentrare l'attenzione, appunto, sulla localizzazione ed ubicazione del cantiere principale. Come in ogni cantiere, che è un'appendice essenziale per la gestione di qualsiasi impianto in costruzione, questo deve trovarsi il più possibile a ridosso del campo di lavoro.

Per il caso eolico a mare deve, quindi, rispondere positivamente ai seguenti condizionamenti essenziali:

- ❖ trovarsi a terra in zona prospiciente il sito;
- ❖ utilizzare terreni di buona qualità e di costo sopportabile (affitto, leasing, acquisto, etc.)
- ❖ essere alla minor distanza dalla costa o addirittura esser posizionato interamente su di essa;
- ❖ essere equipaggiato con darsene possibilmente in modo diretto;
- ❖ sfruttare una posizione baricentrica rispetto alla viabilità ed in genere ai trasporti locali.

Per il momento è opportuno fermarsi sulle questioni, che sono state appena sollevate.

La collocazione a terra è indispensabile (anche se in linea puramente ipotetica con le precedenti osservazioni si potrebbe attrezzare un'isola galleggiante vicino al sito per rispondere appieno a siffatta esigenza del cantiere), come pure è altrettanto stringente e determinante lo sbocco diretto a mare.

Come la gestione di ogni cantiere insegna, non si può prescindere da alcune attività relative alla ricezione materie. È compito e scopo del cantiere ricevere merci per mare e per via terra (stradale prevalentemente, anche se esse potrebbero essere pervenire in zona anche per via aerea o ferroviaria). E' pure prioritario lo smaltirle. Essendo il sito a mare, dovrà avvenire necessariamente per via marina. Bisogna, così ricorrere a natanti per spostare merci dal cantiere al sito.

Stanti le osservazioni precedenti, il cantiere deve, o essere localizzato in una area portuale, o godere di collegamenti con un porto, o con un'area attrezzata ad hoc per l'agibilità di mezzi navali (leggi pescaggio o profondità per la movimentazione di natanti di differente stazza e non soltanto bettoline, rimorchiatori o jack-up e quant'altro sia necessario per le forniture e la componentistica primaria d'origine estera) e per il carico e per lo scarico delle merci.

Bisogna, quindi, disporre di banchina di attracco dei mezzi navali per il trasporto dei pezzi a mare e dei relativi organi di sollevamento, oltre che di spazio per le evoluzioni dei veicoli e di riparo per i natanti.

Oltre alle preoccupazioni per l'operatività dei mezzi di terra e di mare, bisogna effettuare attente ricognizioni sulle vie di collegamento con il cantiere. Se si utilizza un porto, è necessario anche esaminare le modalità di accesso per assicurare la mobilità dei mezzi terrestri, che trasportano i componenti della turbina. Le pale fra tutti i pezzi della macchina eolica richiedono spazi (di curvatura per i veicoli, di deposito, etc.) conformi con le loro dimensioni.

Altrettanto dicasi per la torre, oltre che per la navicella, anche se in misura minore.

Tali aree, poi, sono molto condizionate dalle modalità di realizzazione degli aerogeneratori, se lo siano completamente a terra o direttamente in mare.

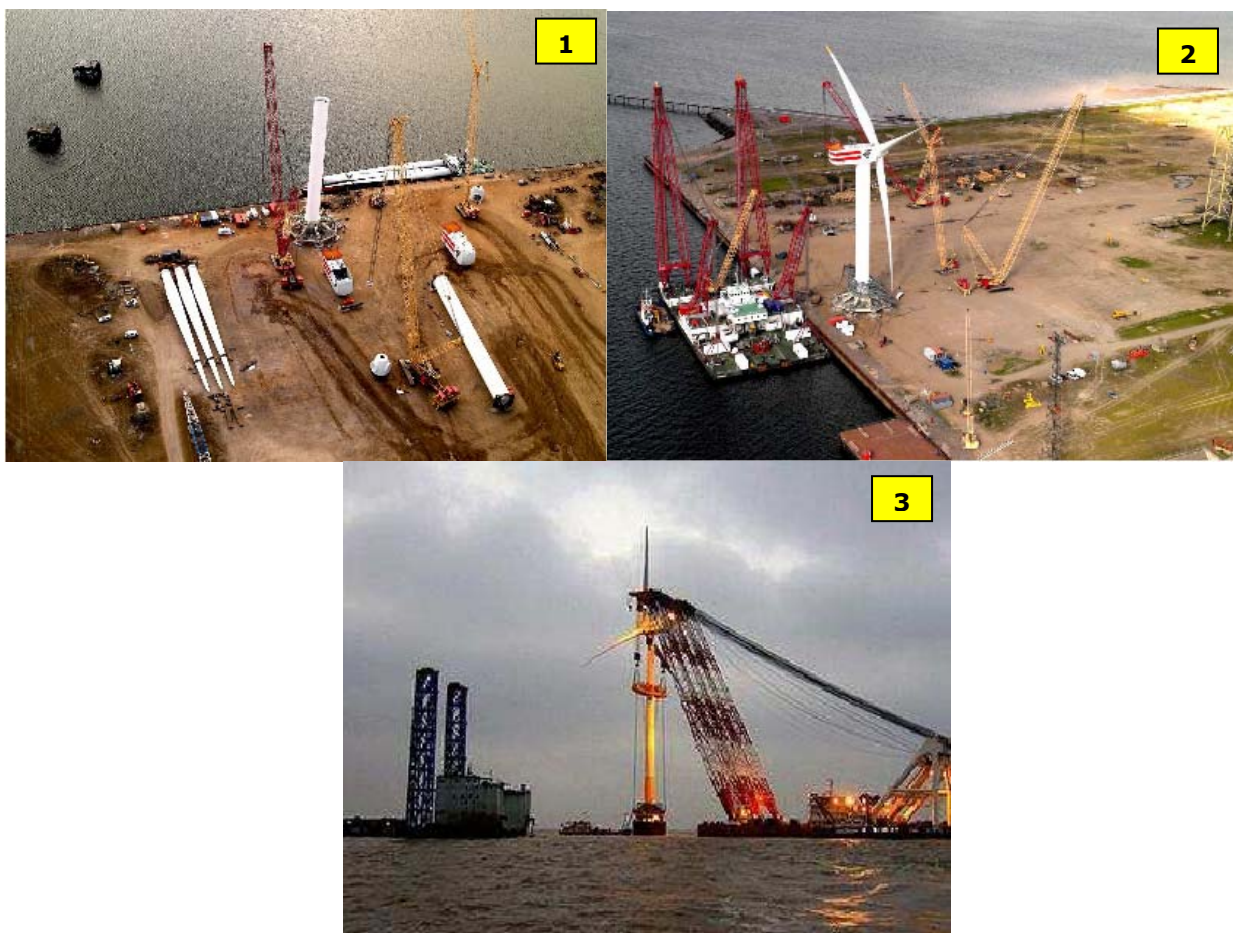


Fig. 4.2 : Area di cantiere (1) durante la realizzazione di turbina 5M (REpower) ed al momento della preparazione per il varo (2; Moray Firth), in (3) la collocazione in situ di turbina Sinovel SL 5000 (Shanghai Donghai Bridge)



Fig. 4.3 : Movimentazione di parti di torre per turbina V112 (1) e 5M (2)

Analizzando gli approdi lungo la costa salentina, ove si trova il sito di Cerano, il bacino che ha caratteristiche consone con i criteri, enunciati all’inizio di questo paragrafo, è il porto di Brindisi.

E’ caratterizzato da alcune proprietà favorevoli, essendo dotato di un bacino naturale con ampi specchi di mare (suddivisi in Porto Esterno, Porto Medio e Porto Interno), avendo fondali di buona profondità per accogliere il naviglio commerciale, offrendo agevole apertura all’ingresso ed efficiente difesa contro le mareggiate.

Inoltre, il Concessionario del Sito eolico può individuare aree di sufficienti dimensioni per ospitare il cantiere. Buone sono anche le condizioni d’accessibilità per via terrestre all’area, destinabile a cantiere.

Quindi, l’area di cantiere a terra verrà istituita presso il porto di Brindisi.

Non vanno passate sotto silenzio le difficoltà di tale indicazione per la capacità di siffatto approdo ad accogliere attività di ampio respiro come sono quelle per il montaggio di un campo eolico da 36 unità con molteplici natanti all’opera, con svariati mezzi di sollevamento in movimento e con aree di servizio altrettanto congrue.

Per la progettazione della sistemazione di cantiere per il caso in oggetto, sono state esaminate tutte le casistiche disponibili riguardanti gli altri parchi eolici offshore realizzati nel resto del mondo.

In particolare, sono state valutate le dimensioni in funzione delle turbine da installare, i vincoli esistenti, la ubicazione rispetto ai porti più vicini, le caratteristiche della costa e dei fondali, i mezzi e le attrezzature da impiegare.

Una volta effettuata tale analisi conoscitiva, sono stati raccolti i risultati di una serie di indagini e di collaudi sul terreno, schematizzati nella immagine seguente:

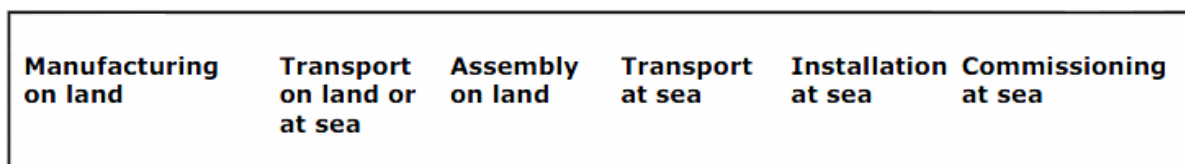


Fig. 4.4 : Rappresentazione schematica delle fasi da svolgere a terra/mare per il compimento dell’impianto (dal costruttore al momento dello start-up finale)

Le indagini comprendono:

- ❖ ispezioni geologiche e soprattutto la definizione della portanza del terreno da includere entro il perimetro cantierato con valori attorno ai 60 ton/mq nelle aree più esposte;
- ❖ studio e analisi delle fondazioni per opere fuori terra;
- ❖ strutture in elevazione per guardiana, depositi (circa 1.000 mq), uffici (per almeno 20 pax), aree di servizio /assistenza (ambulatorio, mensa, etc. per circa 50 pax) od altro;

- ❖ tracciato di cavidotti e conduzioni;
- ❖ rete di illuminazione e per la messa a terra di apparecchiature;
- ❖ installazione di sensori (misuratori di temperatura/umidità, sismografo, etc.);
- ❖ raccolta e regime delle acque;
- ❖ viabilità interna al cantiere;
- ❖ strade di accesso e collegamenti con la viabilità del porto e con quella extraportuale;
- ❖ piazzali e parcheggi, ivi compresa l'area prospiciente l'attracco dei mezzi navali e destinata a carico/scarico degli stessi con preparazione della pavimentazione;
- ❖ darsena per l'attracco di mezzi commerciali (profondità attorno a 8-10 m almeno con qualunque stato della marea) per il campo eolico e/o dei natanti per le installazioni a mare con priorità assoluta di attracco durante i montaggi a mare.

A questi vanno aggiunte anche attrezzature, che rientrano nell'equipaggiamento dell'area e che riguardano:

- ❖ strutture o griglie di travi di legno per sostenere le torri in grado di reggere da 2 ton/mq sino a 10 ton/mq ed altre (gabbie) per reggere le pale sino a 3 ton/mq;
- ❖ alimentazione di energie da distribuire su punti diversi (MT, gas, aria compressa, etc.);
- ❖ recinzione con controllo a distanza (telecamere, allarmi, etc.);
- ❖ veicoli leggeri/pesanti da carico e per trasporti speciali;
- ❖ apparecchi di sollevamento statici e/o mobili (pressione da 260-460 kN/mq con capacità al gancio sui 170 ton e sbraccio sui 30 m) e con muletti (portata sino a 50 ton);
- ❖ mezzi navali veloci per controlli, ispezioni, supporto, etc.

Una volta effettuata tale dettagliata indagine conoscitiva, ne è risultata, in linea di massima, la seguente impostazione progettuale:

- ✓ il porto di riferimento per l'installazione del cantiere è quello di Brindisi (cfr. figure seguenti), e per la sua vicinanza con il sito, e per le caratteristiche del bacino, e per le sue dotazioni tecniche;
- ✓ i porti a Sud di Brindisi siano da considerarsi di semplice appoggio in caso di necessità, data l'esiguità di tali approdi;
- ✓ la superficie del cantiere è stata cautelativamente dimensionata dell'ordine di 50.000 mq,

- ✓ l'area è rintracciabile sulla banchina Costa Morena (di seguito indicate due prospettive).



Sulla base delle indicazioni riportate in precedenza, è stato possibile identificare ed organizzare la planimetria di cantiere nella zona portuale, come indicato nella immagine seguente:

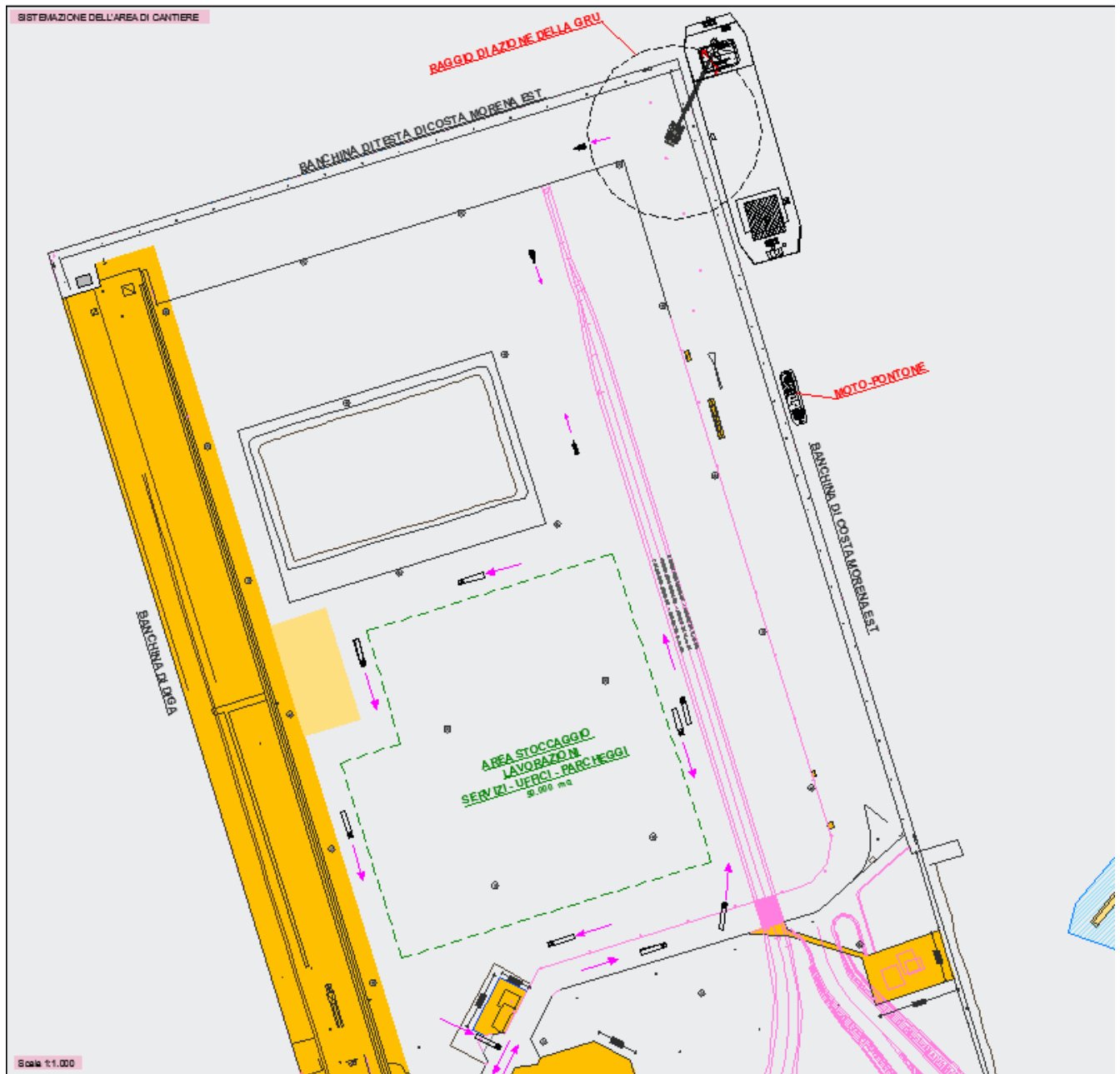


Fig. 4.5 : *Layout di cantiere a terra nel porto di Brindisi*

In particolare, come si può notare dalla immagine precedente (cfr. anche allegato grafico *SIA 00.2/h Sistemazione dell'area di cantiere*), il cantiere sarà innanzitutto dotato di viabilità di accesso, collegata con l'innesto esistente alla banchina, come si può evincere dalla immagine seguente (cfr. anche *SIA 00.3/d Carta della viabilità terrestre*).



Fig. 4.6 : Viabilità terrestre di accesso al cantiere

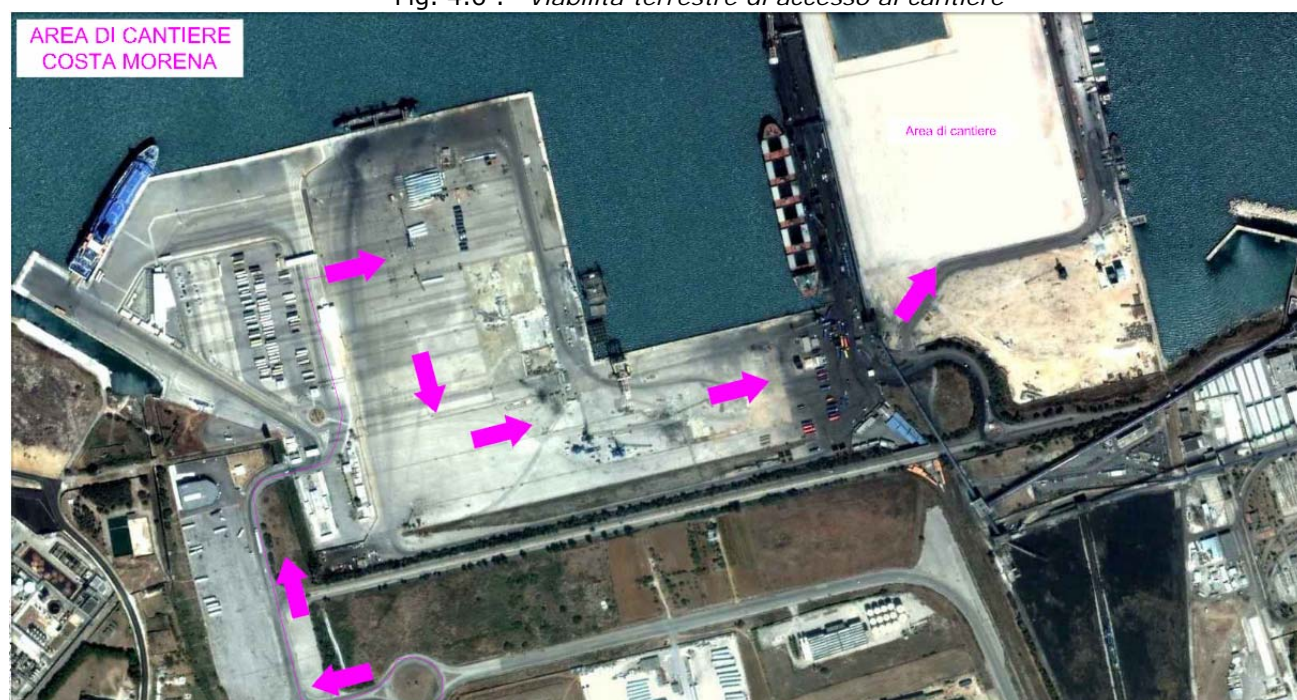


Fig. 4.7 : Particolare viabilità terrestre di accesso al cantiere

Inoltre, nella parte anteriore sarà dotata di una zona adibita a servizi ed uffici, oltre che ai parcheggi per il personale ed i visitatori, mentre seguendo la viabilità

interna l'area sarà dotata dei piazzali di sosta dei vari componenti del parco e di un'area lavorazioni, dotata di alimentazione elettrica, da adibire agli assemblaggi in sito.

Tutti i piazzali saranno dimensionati in base alla capienza massima dei pezzi da stoccare, come di seguito indicato, e tra gli stessi saranno previsti dei percorsi per i mezzi, delle aree di sosta e manovra per le gru mobili destinate al trasporto da e verso i mezzi nautici.

4.1.2 **Schema di movimentazione di mezzi navali da/per cantiere**

Per trarre informazioni più particolareggiate in merito alla movimentazione dei natanti nel porto di riferimento, che è quello di Brindisi, è opportuno tracciare un piano di lavori anche ipotetico, seppur razionale.

Lo schema proposto dei trasporti è uno dei tanti possibili, ma ha il vantaggio di essere molto semplice.

Si idealizza un programma di invii dalla fabbrica al cantiere e di qui al sito, che sia utile per individuare orientativamente quali/quantità natanti saranno presenti nel bacino brindisino durante le varie fasi di lavoro (pre-montaggi e installazioni) con esclusione degli interventi di manutenzione durante l'esercizio normale dell'impianto.

Strutture di supporto

Si prevede di far arrivare al cantiere ogni settimana un pontone, portante 4 fondazioni, ed un altro pontone con 16 pali fondari.

Si completa il trasporto dei corpi fondari in 9 settimane; entro la 12-a settimana tutte le fondazioni saranno presenti nell'area del cantiere.

L'inizio della posa in opera a mare scatta 4 settimane dopo l'avvio dei trasporti in cantiere.

Per ogni fondazione si prevede di impiegare 3 giorni per battere i pali e sistemare il castello. Alla fine di ogni intervallo di 4 settimane (all'incirca un mese) si fa il bilancio tra le unità arrivate in cantiere e quelle inviate sul campo a mare, indicando quelle rimanenti nell'area cantiere. Il maggior numero si raggiungerà nel periodo tra la 4.a settimana e la 8.a settimana.

Le 36 fondazioni saranno tutte in loco dopo 16 settimane (16 sett. x 7 giorni/sett. = 112 giorni, di cui 108 giorni sono necessari per la posa e 4 giorni sono di tolleranza per mancato lavoro dovuto ad avverse condizioni meteo-marine, che nel caso non siano sufficienti si può sforare lo schema temporale, spostando la data ultima di fine lavori sulle fondazioni, avviando l'installazione delle turbine più tardi).

Data la breve distanza cantiere-sito si prevede di inviare a mare 1 castello con i suoi 4 pali fondari alla volta.

Durante questo periodo (16 settimane) nel porto si sono contati i seguenti trasporti:

dalla carpenteria 9 natanti per i castelli e 9 per i pali fondari;

dal cantiere al sito 36 natanti per tutte le 36 fondazioni.

quindi in media un viaggio ogni 2/3 giorni

Turbine

Si ammetta che le turbine (carico comprensivo di tutti i componenti dell'aerogeneratore) pervengano al cantiere tramite quattro carichi di uguale entità, per cui con ogni nave arriveranno 9 turbine complete una volta al mese.

A partire dall'inizio della 13-a settimana incominciano a giungere le turbine in cantiere, in cui ormai restano poche strutture fondarie. Si immagina per semplicità che sia necessaria una sola tratta di torre per arrivare alla quota navicella.

L'inizio dei lavori di installazione a mare è ritardato al periodo successivo per consentire di effettuare tutte le operazioni preliminari (tarature, prove, pre-montaggi, etc.). Per sistemare nella sua postazione una turbina si ipotizza che siano necessari 3 giorni.

In 16 settimane, cioè entro la 32-a settimana dall'inizio dei trasporti verso il cantiere, si dovrà concludere il programma dei lavori da condurre a mare e, conseguentemente, il periodo di presenza di componenti primari in cantiere.

Durante questo periodo (16 settimane) nel porto si sono contati i seguenti trasporti:

dal cantiere al sito 36 natanti per provvedere a tutte le 36 turbine da collocare sulle fondazioni.

quindi in media un viaggio ogni 3 giorni

Per le richieste della movimentazione di **personale/piccoli pesi** sono prevedibili **4 viaggi al giorno da parte di piccoli mezzi** per tutto il periodo delle attività a mare.

Termine lavori

Il campo è finito -per quanto concerne le attività di montaggio a mare e non per le prove pre-operative- al termine della 32-a settimana dall'avvio dei lavori, cioè grosso modo entro 8 mesi.

Pensando di avviare il programma di attività a Febbraio, entro fine Settembre questo dovrebbe essere concluso. Nel caso si ritenesse poco proficuo per le condizioni meteomarine iniziare a Febbraio gli spostamenti di materiale, si può traslare la data d'inizio dei trasporti a Marzo. La fine dei lavori si protrarrebbe a fine Ottobre, che può essere ancora considerata una data tollerabile sotto il profilo dell'operatività a mare con tempo clemente.

La sequenza operativa delle attività suddette è indicata nella tabella seguente:

		Castelli	Pali fondari	Navicelle	Torri	Pale	Mese
Fine 4.a settimana	in	16	64				≈Febbraio
	out	-	-				
	left	16	64				
Fine 8.a settimana	in	32	128				≈Marzo
	out	9	36				
	left	23	92				
Fine 12.a settimana	in	36	144				≈Aprile
	out	18	72				
	left	18	72				
Fine 16.a settimana	in	36	144	9	9	27	≈Maggio
	out	27	108	-	-	-	
	left	9	36	9	9	27	
Fine 20.a settimana	in	36	144	18	18	54	≈Giugno
	out	36	144	9	9	27	
	left	-	-	9	9	27	
Fine 24.a settimana	in			27	27	81	≈Luglio
	out			18	18	54	
	left			9	9	27	
Fine 28.a settimana	in			36	36	108	≈Settembre
	out			27	27	81	
	left			9	9	27	
Fine 32.a settimana	in			36	36	108	≈Ottobre
	out			36	36	108	
	left			-	-	-	

Tempistica degli arrivi in cantiere

Note

Lo schema adottato, che serve eminentemente per le valutazioni sui trasporti, è orientativo e preliminare; consente anche eventuali riduzioni, essendosi proceduto con molta cautela.

Nella tabella sottostante si indica con

in = il numero dei pezzi presenti in cantiere al momento attuale a partire dall'inizio degli arrivi;

out = il numero dei pezzi usciti dal cantiere al momento attuale a partire dall'inizio degli arrivi;

left = il numero dei pezzi presenti in cantiere al momento attuale.

4.1.3 Montaggi a terra ed a mare

Il montaggio a mare dei vari componenti della turbina può seguire diverse procedure, che stanno in un range tra loro opposte nei principi basilari.

Solitamente si procede all'installazione della turbina sulla struttura di supporto, già posata sul fondale, procedendo dai pezzi di base e poi a tutti quelli, che compongono l'unità uno alla volta in successione. E' procedura che si svolge interamente a mare, ove si inizia con il collocare la fondazione e si conclude con navicella e rotore.

Nella soluzione installativa antitetica si deve immaginare di svolgere il montaggio della turbina in cantiere. Una volta conclusa l'operazione, si imbraca il tutto mediante le gru del pontone marino e si trasferisce la turbina direttamente sul corpo fondario, che già si è sistemato a mare, fissando la base della turbina sulla testa della fondazione.

Tuttavia, questa seconda soluzione non è applicabile al caso in esame, data la vicinanza dell'area di cantiere a terra situata nella piattaforma portuale, con l'aeroporto di Brindisi, che ne limita le lavorazioni in altezza (altezza massima pari ad 80 m), oltre che per motivi di spazi necessari e mezzi per il trasporto e montaggio.

Pertanto, nel caso in esame, si procederà con il montaggio a mare dei vari componenti delle turbine che saranno stoccate a terra secondo la tempistica che sarà definita nei prossimi paragrafi.

Prima del montaggio vero e proprio, saranno effettuate le seguenti operazioni, in tempi diversi e non tutti necessariamente successivi tra loro:

- ❖ scarico da navi trasporto e consegna di pezzi e di componenti, che riguardano le strutture di supporto delle turbine (pali di fondazione, jacket, etc.); gli aerogeneratori (torri, navicelle, pale, rotor, etc.); quanto è necessario alle operazioni a mare (ed eventualmente e parzialmente per quelle a terra);
- ❖ attività di movimentazione e deposito in settori opportuni del cantiere dei materiali pervenuti;
- ❖ preparazione per l'installazione mediante lavori di carpenteria (connessione di spezzoni di palo fondario con interventi di saldatura, etc.);
- ❖ preparazione o pre-montaggi parziali per l'installazione delle turbine (sballo di pezzi, ordinamento degli stessi, operazioni di carpenteria pesante, apertura/chiusura di collegamenti imbullonati, etc.);
- ❖ opere di eventuale protezione superficiale (verniciature, etc.);
- ❖ movimentazione ed ordinamento dei pezzi da inviare sul sito secondo i programmi attuativi previsti;
- ❖ carico e fissaggio dei pezzi sui natanti per trasporto/installazione a mare.



Fig. 4.8 : Pala (PN Rotor) in fase di carico su battello a Stade (DE), scarico da nave mediante trave di supporto in cantiere (Vestas) e movimentazione (3) per turbina 5M (Thornton Bank)





Fig. 4.9 : *Primo trasporto di pale (1) verso il porto di Mostyn (Burbo Bank) con scarico delle stesse (2) e trasporto CPL Progress (3) per trasferire monopila verso il sito (Belwind)*

Sulla base di questo elenco, che non vuole essere esaustivo né può d'altronde esserlo vista la particolarità delle operazioni, esponendo soltanto per sommi capi gli argomenti fondamentali- e che è proposto soltanto per evidenziare gli interventi più importanti da operare sull'area si darà qualche ulteriore ragguglio di orientamento. In particolare, dei componenti principali si considereranno le caratteristiche da rispettare durante gli spostamenti all'interno del cantiere e verso il campo a mare, come pure le eventuali operazioni di assemblatura da svolgere durante la permanenza a terra e prima di inviarle a mare.

4.1.4 Operazioni in cantiere

Mezzi di sollevamento

Per rispondere alle esigenze di movimentazione dei pezzi, alcuni dei quali sono molto estesi in lunghezza, come le pale, ed altri sono molto pesanti, come la navicella, sono richiesti opportuni mezzi di sollevamento.

La esigenza di effettuare movimenti entro un'area non piccola consiglia apparecchi di sollevamento mobili anziché gru fisse a meno di un'area assai limitata con disposizione a cerchio di tutto quanto si debba inviare sul sito a mare (cfr. immagini seguenti). Gru montate su carrelli gommati o cingolati sono indubbiamente consigliabili, specialmente se il materiale da sollevare ha ingombri in verticale significativi.

Nel caso in esame, verrà impiegata una gru fissa in prossimità della banchina di ormeggio, da impiegare per le operazioni di carico/scarico dai mezzi natanti, ed almeno due gru montate su carrelli gommati/cingolati, per gli spostamenti nell'area di cantiere.



Fig. 4.10 : *Movimentazione di pala con una o due gru d'estremità (Vestas)*

Navicella

Per quanto riguarda la navicella della unità V112 da impiegare nel caso in esame, al momento della consegna in cantiere può pesare rispettivamente 73/125 ton senza/con la linea di generazione elettrica (drive train) o 165 ton completa di mozzo.

Come si evince dalle immagini seguenti, gli spostamenti per scaricarla dal battello di arrivo del pezzo verso spazi di appoggio entro il cantiere possono essere compiuti con una semplice gru.



Fig. 4.11 : *Navicella completa di mozzo (1) in sollevamento ed appoggiata su gambe di sostegno temporaneo (2) in cantiere (Vestas)*

Nell'area di deposito, la navicella sarà tenuta sollevata dal selciato, mediante gambe temporanee, a scopo precauzionale nonostante il fondo sarà provvisto delle consuete precauzioni di drenaggio, allo scopo anche di consentire l'ispezione della parte inferiore.

Durante il periodo di permanenza nel cantiere, entro brevi tempi dall'arrivo, si dovrà pure provare il sistema di distribuzione elettrica all'interno della navicella ed in particolare i principali sistemi in essa ospitati, quali illuminazione, condizionamento, generazione elettrica, allacciando la navicella all'impianto elettrico del cantiere.

Per spostamenti di una certa entità all'interno dell'area cantierata si potrà ricorrere anche a mezzi terrestri, del tipo di quelli indicati nelle figure seguenti.



Fig. 4.12 : *Navicella senza mozzo al traino di trattore*



Fig. 4.13 : *Navicella con mozzo su cocodrillo (Vestas)*

Come indicato nella planimetria di cantiere riportata in precedenza, le navicelle verranno sistemate in una zona dotata di allaccio elettrico per i collaudi di cui si è detto sopra. Essendo i corpi da installare alla fine del processo di montaggio più o meno in contemporanea con il rotore, sono state sistemate in una zona opportunamente discosta da quelle in cui occorre operare nel frattempo.



Fig. 4.14 : Completamento della navicella con mozzo e sistema di raffreddamento, collocato sul cielo dell'unità (Vestas)

Una volta giunta in cantiere, la navicella potrebbe essere soggetta a piccoli interventi di adeguamento e/o finitura. La soluzione preferibile consiglierebbe di richiedere l'unità completa in tutti i suoi componenti. Tuttavia, solitamente si tralascia per motivi di sicurezza durante i trasferimenti il sistema di raffreddamento, che essendo collocato sul tetto della stessa (cfr. figura precedente) ed in configurazione piuttosto emergente è più facilmente esposto a danneggiamenti.

Una variante è suggeribile nei confronti della linea della generazione di potenza (drive train), la cui presenza può essere opzionale. Seguendo questa alternativa si riduce assai il peso della navicella, agevolando anche il sistema di scarico dalla nave.

Sulla navicella, in assetto finale, sono da prevedere come detto verifiche e collaudi funzionali con fornitura di energia elettrica (380 V, 200 A). A test positivamente adempiuti l'unità può essere spostata nella zona deposito, se quella per le verifiche sia differentemente collocata. I cambi di posizione nell'area del cantiere saranno compiuti con i mezzi mobili disponibili (gru gommate/cingolate, grossi muletti, etc.) o con gru fissa, se le due zone siano servite dallo stesso dispositivo di sollevamento.

Pale

Per quanto riguarda le pale, invece, la loro movimentazione esige che si rispettino con cura le caratteristiche fisico-geometriche. Tali corpi sono molto snelli, estesi in una direzione e sagomati con profilo curvo e inflesso e sono formati da fibre vetroso-carboniose, impostate su una struttura di sostegno interno.

Sono in grado di reggere i molteplici carichi d'esercizio una volta che sono incastrate alla base sul mozzo e che lavorino in un piano all'incirca verticale.

Le condizioni di trasporto e di deposito prevedono di tenere tali corpi non incastrati per la base, ma appoggiati in orizzontale.

Esempi di supporto temporaneo a telaio con più celle si ritrovano nelle varie figure, già inserite in precedenza e nelle figure seguenti.

Come si nota, possono esservi imbussolate in telai, in cui siano tutte disposte parallelamente e nello stesso senso, oppure in senso inverso alternativamente (in entrambe le soluzioni l'appoggio avviene in corrispondenza di due sezioni abbastanza allontanate tra loro). Quest'ultimo ordinamento è spesso seguito nei trasporti marittimi.



Fig. 4.15 : *Pale impilate (1) su sei piani a quattro ordini di colonne e pronte per essere assiate o inviate sul sito (Vestas) e sistemate accostate (2) tra loro (Horns Rev)*

Se la tipologia di pavimentazione del cantiere lo dovesse permettere, si potrebbe anche accettare -magari temporaneamente e con condizioni climatiche favorevoli- il deposito a terra.

Per maneggiare le pale durante il trasporto, data la natura e la forma di questi corpi, verranno sollevati o entro il telaio di cui si è detto, o agendo sui due punti intermedi o terminali.

Per agevolare l'impresa si potrà appendere il corpo palare ad una trave, che potrà essere spostata più facilmente, oppure sollevando le due sezioni mediante due gru, come indicato nelle immagini precedenti.

Le due sezioni, a cui vanno applicate le corregge -fatte solitamente di materiale resistente e molto flessibile, come cuoio, o tessuto rinforzato meglio di altri attrezzi anche per l'assenza di qualsiasi aggancio sulla parete delle pale- verranno scelte abbastanza discoste tra loro.

Le stesse comunque dovranno essere accostate alla testa della pala per il maggior peso di quest'ultima, e per la dimensione di siffatto terminale, che è circolare, e per i numerosi bulloni necessari a bloccare la pala sul mozzo, e per la struttura di sostegno interno alla pala stessa. La posizione dei due punti o sezioni di ancoraggio serviranno a tenere perfettamente orizzontale il corpo palare durante gli spostamenti.

Negli spostamenti delle pale per via terra, cioè con l'ausilio di trattore e carro, si interverrà pala per pala con l'avvertenza di ricorrere all'accorgimento di appenderla ad un'asta rigida, offrendo così due punti per sostenere il peso e mantenere la pala in equilibrio orizzontale indifferente (come indicato nelle immagini precedenti).

Il peso di una pala non rappresenta un vincolo particolare, essendo dell'ordine dei 7.000 dN per il caso della turbina V112.

In merito al deposito delle pale queste possono essere, o radunate a gruppi (di due o tre triplette per volta), o disposte a serie. La loro collocazione nell'area del cantiere deve tener conto non soltanto delle loro dimensioni e degli spazi necessari al loro maneggiamento, ma anche dei tempi in cui saranno utilizzate. Sono tempi, che si presenteranno dopo la sistemazione a mare delle fondazioni, delle torri, delle navicelle e dei mozzi; quindi, la loro messa in opera cadrà quasi al termine della fase installativa dell'impianto. Ciò spiega anche la disposizione a gruppi, che fa ritenere siano già state predisposte in vicinanza della "area di lancio", cioè di carico sul mezzo navale per un prossimo carico.

Nel caso in esame, infatti, il numero massimo di pale in deposito sarà pari a 27, come sarà indicato di seguito nel cronoprogramma, pertanto le stesse saranno sistemate in gruppi in un'area di cantiere marginale, tale da non compromettere il resto delle lavorazioni.

Torre

La torre è composta di più sezioni; quella per V112 è di due segmenti.

Naturalmente l'opera di collegamento può essere condotta -generalmente- a terra o a mare, imponendo sulla sezione di base la sezione di testa. Una volta

completata la torre, bisogna finire anche i lavori all'interno (serraggio dei bulloni di collegamento, installazione del montacarichi, sistemazione dei cavi ad alta tensione venienti dalla navicella sino agli interruttori posti alla base, etc.).

In questa fase la gru deve essere in grado di sollevare il gancio sino a 65 m di altezza per assiemare la torre, sollevarla e posizionarla nel sito grigliato (cfr. figure seguenti). Il carico complessivo è di un paio di centinaia di tonnellate.



Fig. 4.16 : Grigliato a grosse travi di legno per reggere torri complete/sezione di base nell'area prospiciente il punto di carico dei battelli per il sito con strato di ghiaia di diversa granulometria per livellamento (Vestas)

La torre è solitamente sarà colorata di grigio chiaro. Ritocchi potranno essere richiesti per cancellare eventuali zone in cui il colore sia deficiente o sia stato maltrattato durante i vari spostamenti dall'officina al cantiere (saranno effettuati all'interno dell'area di cantiere portuale).

Questo tipo di interventi, che consentono di portare ad un assetto adeguato il pezzo, non sono molti. Sono interessanti ed utili, in quanto portano a completamente alcune azioni preliminari di montaggio o di finitura, che si compiono più facilmente a terra e che riducono i tempi di lavoro a mare, costosi in se stessi e sempre pericolosi in un ambiente ostile come quello marino.

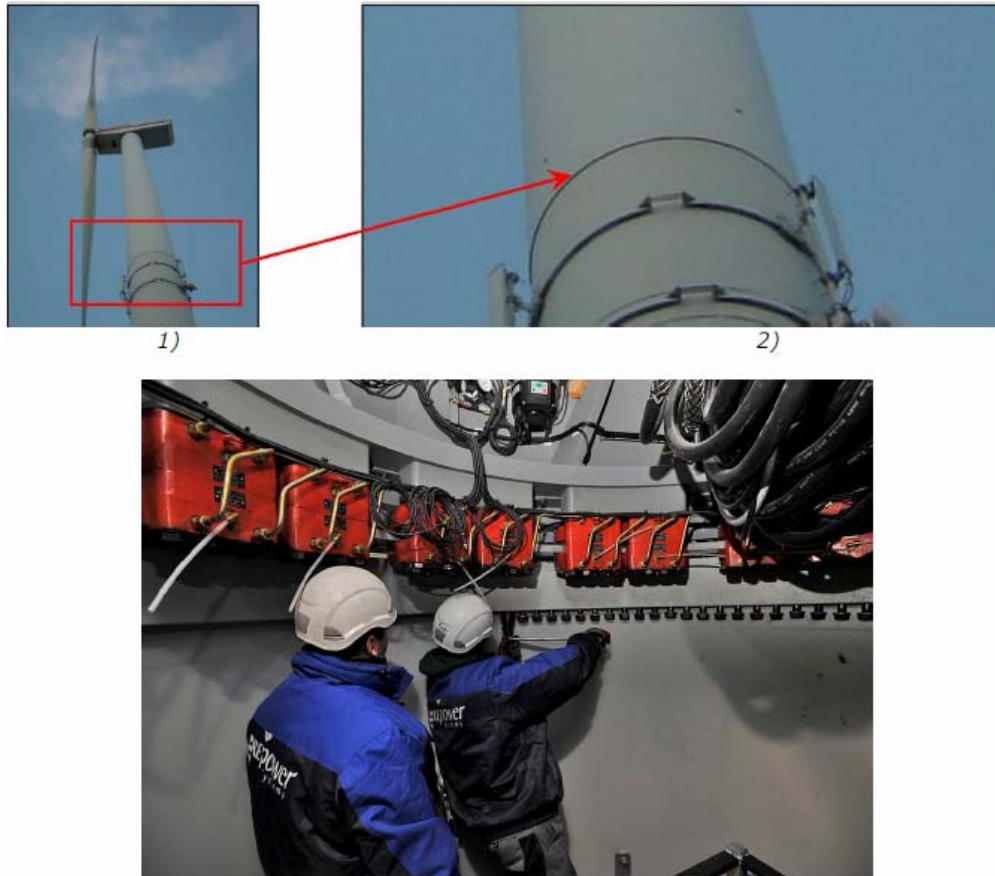


Fig. 4.17 : Connessione tra tronchi di torre e serraggio dei bulloni del collegamento flangiato

Caricamento del mezzo navale per l'installazione a mare

Per il trasferimento sul sito ogni componente a tempo debito deve essere spostato dall'area di stazionamento a quella di servizio al natante, che, attraccato alla darsena, è pronto per effettuare il trasporto a mare.



Fig. 4.18 : Nave Resolution alla darsena di carico (Vestas)

Si possono dare due alternative. Con la prima il mezzo navale , oltre che al trasporto, provvede anche all'installazione sul sito. In questo caso la gru, di cui è attrezzato il natante, può imbracare il pezzo e metterlo a bordo (cfr. figure seguenti). Il componente va, quindi, portato il più possibile sotto coperta per agevolare la manovra.

Con la seconda soluzione il mezzo svolge unicamente la funzione di trasporto. Sul sito il componente sarà trasferito ad altro mezzo navale oppure un secondo mezzo procederà a prelevare il pezzo e a procedere all'installazione a mare, essendo il solo ad essere incaricato della bisogna per le capacità tecniche che possiede. In questo caso difficilmente il mezzo navale, che ha portato il pezzo a mare, avrà a bordo alcunché in grado di attuare qualsivoglia spostamento di corpi più o meno leggeri.

Nel caso in esame, il montaggio sarà effettuato con la prima soluzione, mediante quindi l'impiego di un natante dotato di gru (cfr. immagini seguenti).



Fig. 4.19 : Montaggio di turbina Siemens 2,3 (Nysted)



Fig. 4.20 : Sollevamento del rotore della turbina Bard 5.0 (Bard Offshore 1)

Per quanto riguarda l'assemblaggio del rotore, questo pezzo può essere realizzato a terra secondo tre procedure, il cui risultato sarà, poi, trasferito sul sito a mare. Si può così, o inserire nel mozzo tutte e tre le pale, o collegarne soltanto due, o lasciarlo così com'è. Con quest'ultima alternativa si dovrà procedere a mare, prima a calettare il mozzo sull'asse della generazione elettrica e successivamente a inserire le pale una alla volta.

Nel caso in esame, considerate le condizioni locali, si effettuerà il completamento del rotore a terra, già sistemato sulla navicella, montando a mare una sola pala.



Fig. 4.21 : Componentistica primaria nel cantiere nel porto di IJmuiden prima dell'invio sul sito a mare (Egmond aan Zee)

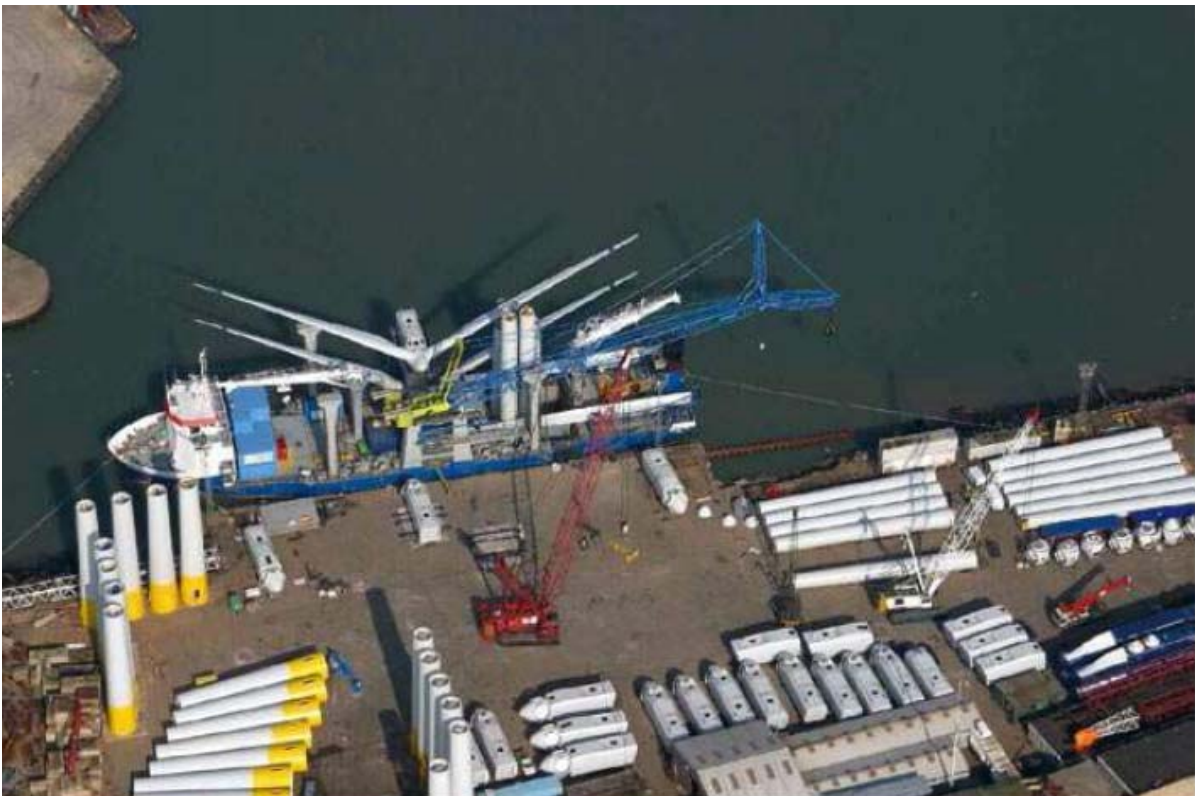


Fig. 4.22 : Pale (1), torri (2) ed altra componentistica (3) durante il caricamento sul mezzo per i montaggi a mare nel porto di Ramsgate (Thanet)

4.2 Trasporti e montaggi a terra, trasporti a mare

4.2.1 Trasporti/montaggi verso/a terra

4.2.1.1 *Trasporti verso il cantiere*

Per l'avvio dei lavori è stata organizzata una cadenza di trasporto dei pezzi in cantiere, in maniera che possa essere almeno adeguata al procedere del programma dei lavori a mare.

La cadenzala di fabbricazione può essere anche anticipata, potendola in una certa misura svincolare dalle operazioni a seguire e facendola limitare da altri fattori, quali la predisposizione del cantiere e la sua organizzazione per rendere disponibili servizi ed aree necessarie alle operazioni di spazio per il deposito presso il cantiere, le contingencies per il maggior lasso di tempo tra costruzione e messa a dimora, etc.

Come descritto in precedenza, la localizzazione del cantiere principale, consente sia la possibilità di ricevere merci per via terrestre (stradale prevalentemente, anche se possono essere pervenute in zona per via aerea o ferroviaria) e, soprattutto, per via marina, che ne costituisce il suo compito primario.

Il secondo grosso vantaggio è quello di consentire sia lo stoccaggio ed eventuali premontaggi parziali, che il facile trasporto verso il sito mediante natanti, quindi consente di operare prevalentemente con mezzi navali.

Il cantiere principale quindi, è stato sistemato in area portuale, dotato di un'area attrezzata ad hoc per l'agibilità dei mezzi navali (leggi pescaggio o profondità per la movimentazione di bettoline, rimorchiatori o jack-up e quant'altro sia necessario) e per il carico e per lo scarico di tali natanti. Sarà attrezzato con una banchina di attracco dei mezzi navali per il trasporto dei pezzi a mare e dei relativi organi di sollevamento, oltre che di spazio per le evoluzioni dei veicoli e di riparo per i natanti.

Per i trasporti dei componenti verso il cantiere, c'è da considerare che le pale eoliche, fra tutti i pezzi della macchina eolica, sono quelle che richiedono spazi (di curvatura per i veicoli, di deposito, etc.) conformi con le loro dimensioni.

Altrettanto dicasi per i tronchi della torre, oltre che per la navicella, per i quali forse occorre provvedere anche ad opportuna capacità di sollevamento.

Nel caso in esame, viste le dimensioni del porto e la presenza di una banchina dedicata direttamente sul sito di cantiere, è prevedibile che la massa delle forniture delle turbine eoliche avverrà via mare (cfr. immagini seguenti).

Ad ogni modo, trattandosi di un cantiere in area portuale, anche i collegamenti terrestri per i mezzi pesanti sono agevolati dalla viabilità esistente.



Fig. 4.23 : Trasferimento via nave di sezioni di torre per turbina 5M, i cui terminali consentono di tenerle in loco durante la navigazione e di guidarle durante l'installazione in loco (Liftra)



Fig. 4.24 : Stivaggio su due piani per tronchi di diametro e peso minori per turbina 5M (Liftra)

4.2.1.2 Trasporti a mare dal cantiere verso il sito

Il trasporto della macchina eolica (dallo stabilimento o) dal cantiere verso il sito di collocazione a mare deve essere effettuato, ricorrendo per il tragitto fuori costa a mezzi navali (bettoline, pontoni, chiatte, etc.) dotati di piano di carico preferibilmente a superficie orizzontale e priva di bordi o murate, che renderebbero difficoltose le manovre.

Può essere opportuno trasportare le sezioni della torre ed ogni altro componente cilindrico a parete sottile (ed anche adeguatamente -purché non eccessivamente- esteso in lunghezza), tenendoli in posizione verticale sulla base di carico mezzo navale (cfr. figura seguente).



Fig. 4.25 : *Trasporto di alcuni componenti di turbina verso il sito di Horns Rev (G. Britse)*

La disposizione in piano, che è la più immediata, deve evitare deformazioni ed ovalizzazioni permanenti, purché non siano di dimensioni (lunghezza e/o diametro) tali da rendere il trasporto, o difficoltoso per assicurare la stabilità del pezzo, o pericoloso per mantenere la sua indeformabilità. I componenti del rotore e la navicella si devono disporre ordinatamente in posizione orizzontale o consona con forma, dimensioni e destinazione di ognuno di essi.

Differenze sensibili ci possono essere proprio nella sistemazione del rotore.

Mentre nella immagine precedente si evince che il rotore è già inserito nella navicella, costringendolo a stare in orizzontale ed a portare soltanto due pale, nella figura successiva le cose sono un tantino differenti, in quanto il rotore è disposto con le tre pale già montate.



Fig. 4.26 : Nave al montaggio di navicella per il campo eolico di Horns Rev (G. Britse)

Nel caso in esame, il montaggio verrà effettuato con il rotore già inserito nella navicella, trasportato in orizzontale unitamente soltanto a due pale.

Il numero delle strutture, caricate sulla bettolina, dipende ovviamente dalle dimensioni dei corpi stessi, dalla stazza del natante, dalla distanza da coprire tra cantiere e sito, dal metodo di accatastamento sul piano di carico e dalle funzioni che sono riservate al mezzo, se è di semplice trasferimento (cfr. figure seguenti) o in grado di effettuare altre operazioni (del tipo di quelli indicati nelle immagini precedenti).



Fig. 4.27 : Trasporto di struttura in posizione verticale (Micoperi)

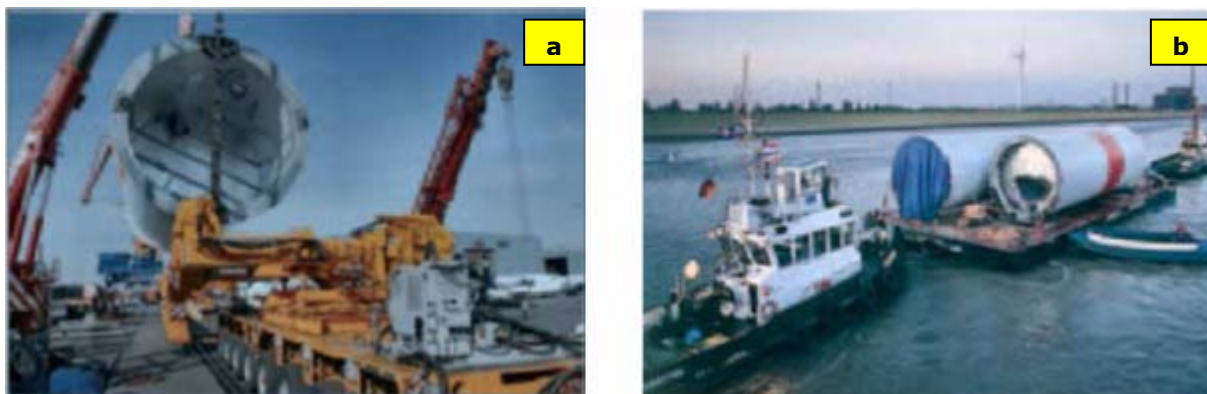


Fig. 4.28 : Scarico da mezzo terrestre di sezioni di torre (a) e loro sistemazione (b) su pontone (REpower)

Nel caso in cui non si voglia ricorrere alla sistemazione in orizzontale o le dimensioni globali (altezza e basamento) non siano imponenti, la disposizione in verticale di pezzi con pronunciato sviluppo in altezza, come i tronchi della torre e la fondazione, potrebbe sollevare preoccupazioni.

Non sono sempre risolvibili con l'aumentare il numero degli ancoraggi e la solidità delle imbracature. Sarà opportuno ricorrere a precauzioni supplementari (zavorramenti al piede, irrobustimenti temporanei nelle strutture trasportate, selle, guide o lardoni verticali opportunamente controventati, etc.).

Se le condizioni di trasporto rendono la disposizione dei pezzi in verticale discutibile (per la riduzione di velocità di crociera che viene imposta, etc.) o gravosa (per le dimensioni del pianale che deve essere in grado di controbilanciare l'altezza dei pezzi ed il loro numero), od instabile (per l'inclinazione del mezzo con parziale affondamento o il suo ribaltamento, prodotti dagli eventuali spostamenti del baricentro a causa del beccheggio/rullio imposto dal moto ondoso al mezzo, etc.) è opportuno riprendere in considerazione la disposizione del carico in orizzontale.

Per la fondazione, quando la sua altezza superi i 35-40 m o le dimensioni di base siano rilevanti (cfr. figura seguente), è opportuno posare sulla chiatta il jacket con l'asse in orizzontale, quand'anche non sia possibile trainarla dopo averla immersa in mare e lasciata in galleggiamento libero.



Fig. 4.29 : *Movimentazione a mare di struttura fondaria (Interema)*

Tale collocazione consente anche di poter utilizzare una chiatta, le cui dimensioni non rientrino nell'ingombro del corpo trasportato. Anzi, contrariamente a quello che capita di disporre con il pezzo in verticale in questa situazione la superficie della chiatta può, o corrispondere appieno od in eccesso all'ingombro del pezzo, rispettando le stesse considerazioni che valgono per un pezzo in verticale, o anche essere inferiori alla proiezione in pianta del pezzo da trasportare, purché sia in grado di procedere con un consono rispetto per la linea di galleggiamento ottimale (cfr. figure seguenti).



Fig. 4.30 : *Trasporto a mare di jacket di grandi dimensioni (Mc Dermont)*



Fig. 4.31 : *Caricamento di pesante jacket su chiatta mediante scivolamento guidato*

Corrispondentemente va affrontato il caricamento del pezzo in cantiere o in officina.

Se le dimensioni fossero eccessive rispetto alle capacità disponibile di sollevamento, il passaggio sul mezzo navale può avvenire per semplice scivolamento (skidding) o varo asciutto, magari aiutandosi con guide o binari, che proseguano anche sul natante.

Nel caso in esame, salvo particolari situazioni non prevedibili al momento, il jacket verrà caricato sul mezzo natante mediante la gru fissa presente in cantiere e trasportato in posizione orizzontale, come indicato in precedenza.

4.2.2 **Mezzi di trasporto per le varie operazioni da effettuare a mare**

Per rendere possibili le fasi di montaggio, si deve far ricorso ad una serie di mezzi navali, che siano corrispondenti con le procedure scelte.







I mezzi di trasporto da utilizzare vanno impostati secondo i seguenti criteri.





- ❖ su funzioni, scopi e capacità delle loro prestazioni (di carico, di spostamento, etc.);
- ❖ sul programma temporale di realizzazione/manutenzione del parco eolico;

- ❖ □ sulle dimensioni/pesi dei componenti da veicolare;
- ❖ □ sulle condizioni economiche richieste dall'operatore del campo (mezzi di proprietà, in conto terzi, leasing, etc.).

Classi di mezzi navali richiesti dall'impianto

Le tipologie dei mezzi navali da impiegare nel loro numero minimo devono far riferimento alle funzioni, che essi sono chiamati ad assolvere, ed ai servizi, cui sono dedicati non soltanto durante la manutenzione, ma anche durante le intense fasi dell'installazione delle turbine e delle rispettive fondazioni. Possono essere essenzialmente costituiti da:

<p>mezzi per il trasporto della fondazione, dei pali di ancoraggio e dei pezzi della macchina eolica od eventualmente della turbina completa (non nel caso in esame);</p>		
	<p>Mezzo per strasporto di struttura in posizione verticale (Micoperi)</p>	<p>Trasporto a mare di jacket di grandi dimensioni (Mc Dermont)</p>
<p>mezzi per il sollevamento dei pezzi alla quota necessaria ed al loro posizionamento e/o fissaggio.</p>		
		
	<p>Jack-up per l'installazione di turbine eoliche</p>	<p>Pontone Micoperi 30 al lavoro</p>

<p>mezzi per il traino di natanti privi di motore autonomo, tipo rimorchiatore</p>		 <p>Jack-up Lisa A in spostamento</p>
<p>mezzi leggeri per il trasporto di persone o di piccoli carichi da/per il parco eolico (crew vessel) e battelli di servizio (operational vessel);</p>	 <p>Crew boat (Rogante)</p>	 <p>Operational vessel (Rogante)</p>
<p>mezzi specifici per operazioni ad hoc, come la nave posacavi</p>	 <p>Mezzo per la posa di cavi (AMT Explorer) in trasferimento</p>	 <p>Mezzo per la posa di cavi in affiancamento a fondazione</p>

Le caratteristiche tecniche di ogni classe vanno determinate sulla base delle S.T. relative ai montaggi dei generatori eolici e delle loro fondazioni, oltre che ai dati progettuali delle unità del parco eolico, sentiti anche -e soprattutto- i possibili noleggiatori dei mezzi navali, operanti in zona.

Infatti, in linea generale e a meno di casi speciali, il Committente agisce in regime "in conto terzi" o leasing e non in conto proprietà propria. Potrebbe decidere di acquisire qualche mezzo nautico, se ritiene che sia utile anche all'esercizio ed alla manutenzione del parco, una volta che esso sia stato realizzato.



Fig. 4.32 : Vista aerea di piattaforma autosollevente (jack-up), equipaggiata con gru dalla massima altezza di gancio di 120m (A2SEA)

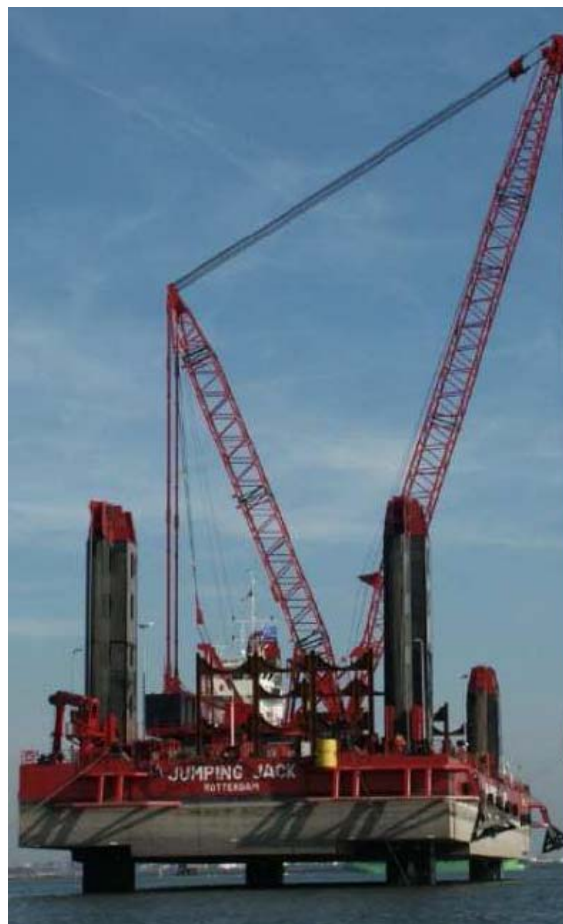


Fig. 4.33 : Vista laterale di jack-up Jumping Jack, dotata di gru in grado di portare 1.300 ton con sbraccio da 18 m o 500 ton e slancio sino a 32 m (A2SEA)

Trasporto di componenti e di strutture

Per il trasporto delle fondazioni verrà utilizzata almeno una bettolina con il relativo rimorchiatore, mentre per il trasporto dei componenti della macchina eolica, secondo la linea del montaggio in situ dell'aerogeneratore, sarà impiegata un'altra coppia di mezzi (bettolina-rimorchiatore) diversa da quella precedente, sia per le differenti caratteristiche tecniche (dimensioni, pesi, etc.), sia per le singolari esigenze di lavoro e per gli specifici programmi temporali, purché la bettolina non debba restare in loco avendo a bordo le sezioni di palo da utilizzare, riducendo così i tempi di sua utilizzazione per i trasporti.

Per il trasporto dei pali di fondazione si può ritenere che, ed in questo senso è stato redatto un adeguato programma d'impiego come sarà evidente di seguito, il mezzo in grado di portare in sito la fondazione possa anche essere destinato al trasporto dei pali d'ancoraggio.

Per ottimizzare la tempistica e la logistica, verranno utilizzati i periodi nei quali si sta posizionando la fondazione e si sta procedendo alla battitura dei pali stessi. In tali intervalli, per i lavori sulla fondazione non serviranno ulteriori materiali al di fuori dei pali stessi e, quindi, ci si potrà esimere dal richiedere altra assistenza, predisponendo i mezzi per altri trasporti.



Fig. 4.34 : Sollevamento di castello a jacket per essere adagiato sul fondale mediante gru, sistemate su pontone (REpower)

La fase più delicata, che è quella del trasporto dei pezzi della turbina (conci della torre, rotore, etc.) e del loro montaggio, è da attribuire al loro sollevamento. L'altezza, cui devono essere portati i pezzi (navicella, ultima sezione della torre, sistemi ausiliari, etc.) e le operazioni di connessione con i pezzi precedentemente installati costituiscono un ostacolo non piccolo, cui si può tentare di fornire un

incremento mediante accorgimenti strutturali, come quello di elevare il piano di lavoro della gru (cfr. figura seguente).



Fig. 4.35 : Jack-up con gru su supporto supplementare

Il trasporto avrà inizio col trasportare su bettolina o su pontone le sezioni di torre, che andranno sistemate sulla fondazione da organi di sollevamento, alloggiati su un grosso pontone o su un jack-up.

Sempre con lo stesso mezzo di trasporto verranno trasferiti il rotore, le pale e la navicella, che verrà issata in cima alla torre per prima in modo da poterla fissare sull'ultimo concio della torre, seguita dal rotore completo di almeno due pale ed, infine, dalla terza pala o, addirittura, con le tre pale (in casi eccezionali).

Dalla stima dei tempi riportata nel paragrafo Cronoprogramma dei lavori, se ne deduce che le due linee di montaggi (quella per il sistema fondario e quella per l'aerogeneratore) debbano procedere per vie autonome, anche perché il loro inizio dovrà esser ritardato, dovendosi far precedere l'avvio dell'installazione delle fondazioni rispetto a quello delle turbine. La conseguenza è che i mezzi necessari per i montaggi delle fondazioni non possono essere quelli per la realizzazione delle turbine, anche se si potessero utilizzare gli stessi mezzi ausiliari (come dimensioni/stazza dei pontoni, mezzi di sollevamento da mettere a bordo, etc.).

Traducendo le osservazioni precedenti in numero di mezzi navali, per le operazioni sulle fondazioni verranno impiegati un grosso pontone dotato di gru per maneggiare i jacket, per portare sulla tolda i pezzi necessari ai montaggi, per

l'inserimento dei pali di fondazione, per le saldature di rito, etc. Se il pontone non è autonomo, bisognerà prevedere anche un rimorchiatore ogniqualvolta il pontone si deve spostare su una nuova postazione. Va aggiunta una bettolina per il trasporto dei sistemi fondari (jacket, deck, pali, etc.) dal cantiere, che sta a terra, al sito, rispettando la cadenza che è stata imposta dal programma attuativo (cfr. paragrafo *cronoprogramma delle attività*).

Lo stesso varrebbe, quindi, per le operazioni di montaggio dell'aerogeneratore, fatte salve le diverse dimensioni e le differenti prestazioni (pesi, altezze da raggiungere da parte dei ganci delle gru, etc.), che devono fornire i mezzi impiegati.

Il numero è sostanzialmente identico a quelli per la messa a dimora definitiva delle fondazioni. Un riassunto delle considerazioni, appena esposte, si può rintracciare nella tabella seguente.

Attività	Mezzo navale	
	Numero	Tipo
<u>Fase installativa</u>		
Installazione struttura portante, pali di fondazione e deck	1	Rimorchiatore e bettolina
	1	Rimorchiatore e pontone con gru o jack-up
Pre-assiematura rotore con 2 pale, installazione torre, navicella, rotore, ultima pala	1	Rimorchiatore e bettolina
	1	Rimorchiatore e pontone con gru o jack-up
Distribuzione cavi interrati nel campo a mare	1	Nave/naviglio posa-cavi
Posa in opera cavi sottomarini sino a punto di atterraggio	1	Nave posa-cavi,
	1	Escavatore a terra
Mezzi minori	1	Operational vessel
	2	Crew boat
<u>Fase operativa</u>		
Controlli ispettivi/cautelativi, supervisioni	1	Crew boat
	1	Operational vessel
<u>Fase manutentiva</u>		
Manutenzione ordinaria	1	Operational vessel
	1	Crew boat
Manutenzione straordinaria		Mezzi da definire
<u>Fase dismissiva</u>		
Taglio pali di fondazione, sollevamento deck e jacket completo	1	Rimorchiatore e pontone con gru
Mezzi ausiliari	1	Operational vessel
	1	Crew boat
	1	ROV
Dissotterramento cavi sottomarini	1	Nave/naviglio estrazione cavi
Dissotterramento cavi sottomarini in litorale	1	Escavatore terra

N.B. In luogo dei mezzi per il trasporto dei pezzi sarebbe utile ricorrere a quelli stessi che operano i montaggi (se le capacità di trasporto, i tempi e le procedure lo consentono).

Fig. 4.36 : Mezzi navali occorrenti per le varie operazioni a mare

Per i mezzi ausiliari di minori prestazioni il loro numero non è così determinante, almeno nella fase di impostazione generale, pur non dovendosi trascurare le spese relative, sia per il noleggio, sia per i consumi, sia per il personale addetto, etc

Questi natanti sono, poi, indicati per la realizzazione e, soprattutto, a impianto finito per le operazioni di ispezione e di manutenzione, durante le quali occorre anche provvedere al trasporto di personale, in modo necessariamente tempestivo e abbastanza rapido con natanti contrassegnati da adeguati valori di knot.

Può essere opportuno trasportare le sezioni della torre ed ogni altro componente cilindrico a parete sottile, tenendoli in posizione verticale sul piano di carico della bettolina, onde evitare deformazioni ed ovalizzazioni permanenti, purché non siano di dimensioni (lunghezza e/o diametro) tali da rendere il trasporto, o difficoltoso per assicurare la stabilità del componente, o pericoloso per mantenere la sua indeformabilità.

I componenti del rotore e la navicella si devono disporre ordinatamente in posizione orizzontale o consona con forma, dimensioni e destinazione di ognuno di essi.

Occorre, inoltre, provvedere ad un pontone opportunamente sagomato ed equipaggiato con un insieme di strutture di sostegno e di sollevamento in grado di mantenere in posizione verticale, di reggere sollecitazioni/spostamenti o vibrazioni derivanti dal movimento a mare, di preservare tutti i componenti presenti nella turbina e di deporre la turbina intatta e pronta all'uso sulla postazione desiderata.

Il trasporto della macchina eolica (dallo stabilimento o) dal cantiere verso il sito di collocazione a mare deve essere effettuato, ricorrendo per il tragitto fuori costa a mezzi navali (bettoline, pontoni, etc.) dotati di piano di carico preferibilmente a superficie orizzontale e priva di bordi o murate, che rendano difficoltose le manovre di posa e rilascio dei carichi.

Per ovviare alla preoccupazione che i pezzi possano soggiacere a schiacciamenti od alterazioni della forma circolare sarà opportuno inserire irrigidimenti, setti, ragni o altro accorgimento meccanico in grado di ovviare a tali possibili deformazioni radiali. Analoghe precauzioni vanno prese per le pale (cfr. figure seguenti)



Fig. 4.37 : Spostamento di sezione di torre in cantiere (REpower)



Fig. 4.38 : Accorgimenti per un trasporto sicuro e senza deformazioni di sezione della torre (REpower)



Fig. 4.39 : Sistemazione di pale nel porto di IJmuiden (Egmond aan Zee)

Il numero delle strutture, caricate sulla bettolina, dipende ovviamente dalle dimensioni dei corpi stessi, dalla stazza del natante, dalla distanza da coprire tra cantiere e sito e dal metodo di accatastamento sul piano di carico.

Nel caso in cui non si voglia ricorrere alla sistemazione in orizzontale, la disposizione in verticale di pezzi con pronunciato sviluppo in altezza, come i tronchi della torre, potrebbe sollevare preoccupazioni, non sempre risolvibili con l'aumentare il numero degli ancoraggi e la solidità delle imbracature. Sarà opportuno ricorrere a precauzioni supplementari (zavorramento, irrobustimenti temporanei nelle strutture trasportate, etc.).

Caratteristiche dei mezzi di trasporto

Nel presente paragrafo si descrivono le caratteristiche generali dei mezzi di trasporto e sollevamento, di cui si è già detto in precedenza.

1) Pontone autosollevante o jack-up

Il pontone autosollevante o jack-up è un mezzo navale, che gode in questo momento di sviluppo del mercato eolico di un notevole interesse e di un conseguente sviluppo anche realizzativo per le numerose richieste, come mezzo principe per installazioni in acque medio-basse o intermedie.

E' in grado di esser alzato sopra la linea del mare medio di una determinata altezza in modo autonomo (self elevating platform), evitando durante i periodi di attività sul campo di essere soggetto alle azioni del mare (moto ondoso, maree, etc.).

Nelle condizioni di lavoro le gambe sono immerse in acqua, abbassate (dolcemente o violentemente) sino a impegnarsi con il fondale (lo sprofondamento nel suolo marino può essere di qualche metro in relazione alla sua composizione ed alla conseguente consistenza; di solito lo si stima in 5 m in mancanza di verifiche puntuali) ed estratte, qualora si vogliano effettuare spostamenti.

La profondità, cui può adattarsi, dipende dalla lunghezza dei montanti, che nelle prospezioni petrolifere arriva anche a 120 m.

Per le esigenze degli insediamenti eolici, di solito, arriva ad una profondità compresa tra i 30 ed i 40 m, come è per il jack-up Lisa A. Può essere costruito per profondità anche maggiori, compatibilmente con condizioni accettabili meteorologiche (altezza delle onde, periodo, correnti, intensità del vento, etc) e con le esigenze della committenza, come si è detto prima.

Per maggiori dettagli sui diversi tipi di jack-up si rimanda agli elaborati progettuali.



Fig. 4.40 : *Jack-up accoppiati in operazioni di smantellamento*



Fig. 4.41 : *Jack-up Lisa A in spostamento*

2) Pontone con gru (crane barge)

Una unità navale, che ha avuto molteplici applicazioni in campo petrolifero ma anche per i campi eolici offshore, è il pontone con gru, che è mezzo navale ampiamente impiegato nelle operazioni marine, sia per il settore petrolifero, sia in minor misura in quello eolico.

E' un natante di più o meno grosse dimensioni, solitamente privo di murate, con un grande ponte, equipaggiato con molteplici apparecchiature utili per i lavori a mare e principalmente gru ad asse verticale in grado di portare a considerevoli altezze il gancio principale e di consentire congrue aperture e sbracci dei meccanismi di aggancio.

Una differenza va segnalata a proposito della capacità o meno della gru primaria di compiere rotazioni attorno al proprio asse. Nella tipologia *sheerleg* il grosso argano è fisso, dando luogo ad una tipica *floating crane*, che è diversa dal *crane vessels*. Quest'ultima configurazione ha gru, che possono anche ruotare attorno al proprio asse, mentre per quella del primo caso per far assumere una differente angolazione azimutale all'asse della gru bisogna spostare il pontone dell'angolo voluto, cioè manovrare per riposizionare adeguatamente il mezzo.

Una lunga lista di unità è riportata negli elaborati progettuali, ai quali si rimanda per i dettagli. Da essa si deriva l'impressione di una grande varietà di esemplari, concentrati in Europa Occidentale, in Giappone, a Singapore e nelle Bahamas. Lo stesso si può dire per le capacità di sollevamento dei carichi, fornite dalle gru a bordo. Ben 21 unità sono sopra le 1.000 ton contro 17 con gru al di sotto di tale limite. Un numero assai nutrito di esemplari ha capacità di carico sulle 4.000 ton ed oltre, come attesta la serie di dati della seconda tabella ed anche le didascalie di alcune immagini.

Le portate più basse partono anche da 50 ton; quelle maggiori sono ben lontane, superando le 4.000 ton ed arrivando alle 8.000 ton, come si è appena constatato. La differenziazione non si limita ai carichi sollevabili con gli

equipaggiamenti di bordo, ma va a toccare anche un aspetto assai utile per gli utilizzatori, come è l'autonomia di movimento. I pontoni maggiori sono dotati di autonomia propulsive e di acquartieramenti abbondanti ed attrezzati per ospitare molte persone, non facenti parte dell'equipaggio necessario per le manovre del natante.

A parte la validità e la determinatezza delle precedenti definizioni, cioè sia che si parli di crane vessel, di crane ship o di floating crane, con la notazione "pontone" si tratta sempre di una nave con gru specifiche e specializzate per grandi portate di sollevamento carichi. Al crescere delle potenzialità, richieste dalle gru di bordo, la convenzionale struttura a monochiglia può essere sostituita da corpi meglio rispondenti alle esigenze di grande stabilità operativa. Così la configurazione del natante adotta composizioni a catamarano o, forse più propriamente, a chiglia semi-sommersa.



Fig. 4.42 : Pontone impiegato nei lavori a mare sul sito di Robin Rig



Fig. 4.43 : Pontone Micoperi 30 al lavoro

Mezzi di sollevamento

Le tipologie dei mezzi navali da impiegare nel loro numero minimo devono far riferimento alle funzioni, che essi sono chiamati ad assolvere, ed ai servizi, cui sono dedicati.

I mezzi navali, occorrenti per i montaggi e dotati di equipaggiamenti opportuni, possono essere essenzialmente equipaggiati:

- ❖ con dispositivi per il sollevamento, che siano montati su pontone;
- ❖ con dispositivi per il sollevamento, che siano montati su jack-up;

e servono per arponare e per sollevare i pezzi dai mezzi di trasporto e/o da quelli di montaggio, temporaneamente utilizzati come deposito, portandoli alle elevazioni richieste.

Per il sollevamento della fondazione ed il suo posizionamento si può ricorrere, o alla gru di cui sia dotata la bettolina, o ad una gru sistemata su un piccolo pontone (cfr. figura seguente), reso pertinente con gli impieghi, cui deve rispondere, con attrezzamenti temporanei.



Fig. 4.44 : Avvio dell'installazione della turbine eolica su fondazione a monopila mediante jack-up "LISA A" e pontone autosollevante, entrambi equipaggiati con gru (Robin Rigg)

Nel caso -non infrequente e non incredibile- in cui si debba ricorrere ad un *crane barge* si può ritenere in prima istanza, che il mezzo sia dotato di motore proprio. Ciò consentirebbe almeno ridotti spostamenti in autonomia nell'ambito dell'area del parco, passando da una postazione a quella successiva o nell'aggiustamento alla postazione richiesta.

Per il sollevamento dei componenti dell'aerogeneratore e, soprattutto, della navicella, del rotore e dell'ultima pala (nel caso in cui il rotore sia stato già equipaggiato in precedenza con due pale ed in tale assetto sia stato posizionato) bisogna richiedere un pontone di grande mole.

A ciò si potrebbe esser invogliati, sia per la notevole altezza, cui bisogna elevare il gancio (attorno al centinaio di metri od oltre tale limite), sia per lo sbraccio occorrente per impostare in quota carichi ingombranti, orientarli e posizionarli a distanze dall'asse della gru anche non indifferenti, sia per la profondità del fondale, su cui si potrebbe operare (condizione questa che renderebbe difficile il ricorso a natanti autosollevanti, come spesso si ricorre).



Fig. 4.45 : Pontone attrezzato (Matador)

In alternativa alla piattaforma, dotata di mezzo di sollevamento incorporato od ospitatovi temporaneamente, si può proporre, come si è indicato nel riquadro iniziale, l'impiego di jack-up.

La imbarcazione è costituita da un corpo galleggiante, che è equipaggiato con quattro o più aste da abbassare sino ad impegnarsi nel fondale, quando il natante si trova nella postazione di lavoro. Il corpo centrale viene, poi, sollevato per non restare in galleggiamento, essendo guidato dalle aste, che ora fungono da gambe di sostegno.

Nella sua posizione di lavoro il corpo, che può restare adeguatamente alzato rispetto al pelo libero e che in tale assetto diviene autonomo ed indipendente dalle condizioni del mare, porta anche il mezzo di sollevamento. Con esso si operano prevalentemente i montaggi della torre e della navicella (si potrebbe effettuare anche l'installazione della fondazione, purché ciò sia consentito dal programma temporale di realizzazione del parco eolico).

Difficile pensare ad organi temporanei, come gru semoventi più o meno rese solidali con il pianale di carico, generalmente per le non grandi dimensioni del piano di lavoro. Se occorre disporre di altezze di gancio maggiori, si potrebbe alzare il piano di lavoro della gru. Potendo ancora utilizzare lo stesso mezzo, purché sia in grado di reggere i carichi derivanti e di contrastarne le azioni ribaltanti, la riqualifica del sistema di sollevamento non può, comunque, essere evitata.

4.3 Installazione a mare

4.3.1 Installazione a mare di strutture di sostegno

Sulla scorta delle considerazioni, che sono state espone in precedenza, è possibile tracciare un programma per le operazioni pre-installative della fondazione.

Indipendentemente dalle considerazioni riguardanti le modalità di trasporto e d'installazione della struttura fondaria e dell'aerogeneratore, di cui si è detto in precedenza, si ritiene che

- ❖ la struttura portante arrivi completa di ogni sua parte al cantiere e da qui sia trasferita al sito;
- ❖ sia preferibile assicurare l'elemento superiore (deck) del jacket, che serve per fissare la radice della torre al jacket, direttamente in officina od in cantiere;
- ❖ nel sito si debbano soltanto "battere" i pali di fondazione per mettere definitivamente in posizione la fondazione.

4.3.1.1 Soluzioni strutturali

Senza entrare nelle problematiche strutturali e funzionali delle soluzioni tecnologiche non è possibile non evocare le due strade, che si pongono alla soluzione fondaria mediante jacket e precisamente:

- ❖ soluzione tipica da piattaforma petrolifera con deck separato dal corpo fondario di base;
- ❖ soluzione alleggerita con deck, che è un tutt'uno con la struttura che si cala nel fondale.

Le diversità tra le due alternative sono radicali e fondamentali per quanto concerne prestazioni e dimensioni.

Se non si può sostenere che l'ingombro complessivo muti, passando da una soluzione all'altra, indubbiamente si deve ammettere che almeno le dimensioni dei pali fondari vengano ad essere modificate. Ed in particolare sono proprio i diametri e gli spessori dei pali fondari, poiché:

- nel primo caso sono battuti nel fondale marino dopo il posizionamento del jacket e prima della saldatura del deck ai pali stessi e, quindi, al jacket;
- nel secondo caso sono infissi nel fondale prima del posizionamento del jacket, le cui propaggini inferiori vanno inserite all'interno dei pali stessi.

La scelta di una o dell'altra soluzione non condiziona soltanto i tempi di invio e di battitura dei pali fondari, ma anche le fasi di lavoro. Con la prima alternativa la lunghezza dei pali è tale che bisognerà condurre una saldatura tra i diversi spezzoni

direttamente a mare durante l'installazione (operazione difficilmente eludibile anche per profondità minime pari a 20/25 m). Con la seconda soluzione, in cui la lunghezza è minore (potendosi evitare la lunghezza del montante, che contiene e conduce il palo), la saldatura potrebbe essere evitata.

Altra differenza si ha con i dispositivi di battitura, che nel primo caso restano aerei, mentre nel secondo operano a lungo immersi nell'acqua marina a profondità di poco inferiore a quella del fondale (e potrebbero essere anche del tipo a vibrazione, meno inquinanti sotto il profilo acustico rispetto ai precedenti).

In entrambi i casi il palo avrà configurazione analoga e spessori pertinenti con il regime di battitura e con l'ambiente con cui deve confrontarsi, nel caso in cui emergano differenze tra le due alternative.

Il diametro interno è influenzato dalla procedura di montaggio della struttura, che nel secondo caso prevede l'inserimento del codolo inferiore del piede del jacket nel palo fondario.

In ogni caso, oltre alle indagini progettuali già effettuate (batimetriche, biocenotiche, geotecniche, etc.), verranno eseguite in fase esecutiva ulteriori approfondimenti indispensabili a condurre una verifica diretta di tutte le aree a qualunque titolo impegnate dall'impianto a mare.

Verranno soggette a verifica non soltanto le superfici destinate alle fondazioni, ma anche quelle occupate dai percorsi dei cavi sottomarini. L'osservazione diretta è inevitabile e sarà svolta, o da sommozzatori, o da un veicolo robotizzato comandato a distanza (ROV).

4.3.1.2 Trasporto dei pali fondari

Il trasporto dal cantiere al sito dei pali fondari avverrà tramite carico su mezzo navale. E' procedura contraria a quella suggerita per la fondazione a monopila od anche per certe strutture fondarie a jacket. In quel caso il trasporto può avvenire immergendo direttamente i corpi in mare. Si lasciano galleggiare liberamente, avendo tappato tutte le aperture del corpo, che, stando in superficie, può essere imbracato da un rimorchiatore e trascinato sulla posizione richiesta.

Il numero dei pezzi trainabili dipende dalle loro dimensioni. Se sono molto grandi, come capita per i monopila, difficilmente si può veicolare più di un pezzo per volta.

In questo schema operativo un rimorchiatore sarà destinato unicamente per rispondere a questa fase del trasporto.

Nel caso delle strutture fondarie a jacket, come quelle da impiegare nel progetto in esame, i pali verranno sistemati su una chiatte, che sarà trainata da un rimorchiatore.

In alternativa, al trasporto potrebbe provvedere direttamente il crane barge, se questo è costituito da un jack up. E' difficile che vi venga dedicato, invece, il pontone, che provvede all'installazione della fondazione o della turbina, anche perché quest'ultimo raramente è autonomo nei movimenti, come spesso avviene per il jack up.

4.3.2 **Fondazione trasportata in assetto verticale e sua installazione**

Per strutture, veicolate su bettolina in posizione verticale, è opportuno seguire una procedura di scarico, che tenga conto delle proprietà e di alcuni vantaggi, offerti da siffatto arrangiamento. L'operazione deve svilupparsi secondo alcune fasi principali, i cui criteri devono essere chiariti in documenti tecnici e devono essere integrati dalla consueta documentazione (derivabile dallo Stress Report della fondazione) per verificare lo stato accettabile di cemento/resistenza durante il processo installativo.

E' evidente che il trasporto dei pali fondari avverrà, caricandoli orizzontalmente su coperta/pianale, o di una bettolina, o di un pontone, o di altro natante, che potrebbe essere, o lo stesso che accudisce la struttura durante il suo posizionamento (caso di impiego di jack up), od altro mezzo ad hoc destinato.

I tempi di invio sono comandati dalla tipologia della struttura fondaria e dal conseguente procedimento di installazione, che sarà illustrato nel prosieguo separando il caso di fondazione classica da quella alleggerita.

4.3.2.3 *Installazione di jacket classico*

La successione installativa per il caso di struttura fondaria classica (tipo piattaforma petrolifera) è la seguente:

1. Sollevamento della fondazione. L'operazione può essere condotta, imbracando la testa della struttura -praticamente l'estremità superiore della stessa- ed alzandola mediante la gru di bordo (cfr. figura seguente);



Fig. 4.46 : Imbracamento della testa della fondazione ed introduzione non corretta in acqua

2. Abbassamento della struttura nell'acqua marina. La discesa della fondazione deve procedere ad una velocità consentita dal mezzo di sollevamento utilizzato e dalle cautele da prendere per condurre l'operazione in modo continuo, uniforme e graduale, oltre che dalle prescrizioni derivanti dalle verifiche eseguite nello Stress Report. Si deve esser certi che la struttura sia collocata con pieno rispetto delle coordinate del sito (cfr. figg. seguenti) in modo da farle assumere sul fondale la posizione coincidente con quella finale nel pieno rispetto della posizione verticale prevista. Particolare cura va, quindi, applicata ad eventuali correzioni sugli spostamenti azimutali della gru e sull'apertura/chiusura del suo braccio. Per più ampi spostamenti occorre intervenire con opportuni accostamenti od allontanamenti dal sito, apportati al crane barge (operazione abbastanza lunga);



Fig. 4.47 : *Il mancato rispetto delle procedure di immersione non consente ancora un equilibramento corretto delle membrature (b), solo quando sia finalmente raggiunto (c)*

3. Imbracatura di un palo di ancoraggio, suo inserimento nella gamba della struttura, calata sino ad incontrare il fondale ed applicazione del battipalo. Il palo di fondazione è spinto entro il suolo marino da apparato pneumatico o da martello idraulico o preferibilmente da motore diesel (cfr. figg. seguenti). La potenza deve essere adeguata per far avanzare ad ogni colpo il palo negli strati del fondale e vincerne la resistenza alla penetrazione. Può essere opportuno dotare l'estremità di lavoro di adeguato irrobustimento (é da escludere il puntale conico chiuso al vertice);

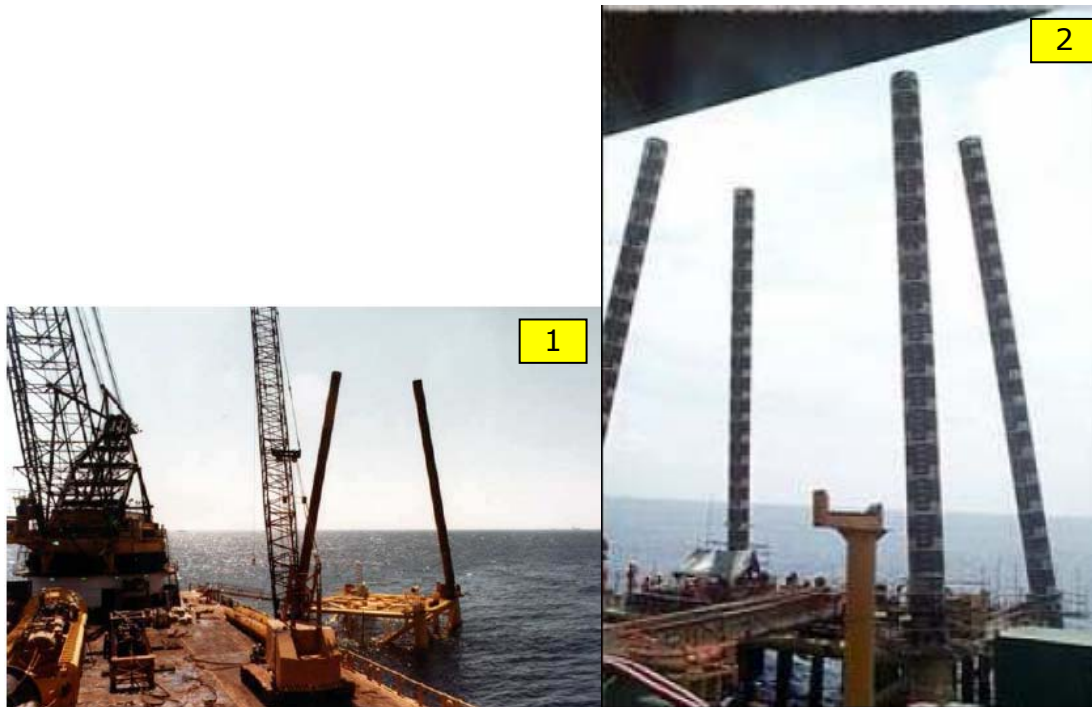


Fig. 4.48 : *Inserimento del palo di fondazione (1), in evidenza la scansione sulla superficie esterna (2) per agevolare la valutazione della quantità di palo infissa e la velocità d'inserimento) in ognuno dei montanti (Flickr)*

4. Completato l'inserimento di un palo si passa in successione agli altri sino a che in tutte le gambe siano stati infilati i rispettivi pali. Si procede alla sigillatura di ogni estremità di palo col saldare la periferia esterna al bordo interno della rispettiva gamba (aiutando l'operazione col mettere in loco eventualmente settori d'anello per chiudere la corona circolare esistente tra diametro esterno del palo e diametro interno della gamba).
5. Completato l'inserimento di un palo si passa in successione agli altri sino a che in tutte le gambe siano stati infilati i rispettivi pali. Si passa alla sigillatura di ogni estremità di palo col saldare la periferia esterna al bordo interno della rispettiva gamba (aiutando l'operazione col mettere in loco eventualmente settori d'anello per chiudere la corona circolare esistente tra diametro esterno del palo e diametro interno della gamba);
6. Trasporto in sito del deck, sollevamento e posizionamento sopra il jacket. Per fissare il deck al jacket occorre saldare l'estremità dei montanti del deck alle teste dei pali fondari. In tal modo si dà continuità al palo, che ne diviene l'elemento strutturalmente centrale della fondazione. A questo punto, già condotte tutte le verifiche (ortogonalità, verticalità, etc.) dei vari elementi costitutivi dell'insieme, la struttura è pronta per ricevere la torre.

La procedura, appena descritta, si adatta, sia al caso in cui per la guida del palo non venga utilizzando ogni montante del castello, ma una appendice cilindrica

saldata al piede di ogni gamba o la struttura monopila. Nel primo caso si dovrà impiegare un battipalo sommerso per inserire il palo di fondazione, nel secondo è il tubo stesso, che regge la turbina eolica, a fungere da palo di fondazione.

4.3.2.4 Installazione di jacket alleggerito

La successione delle fasi operative per il caso di struttura fondaria alleggerita si differenzia dalla precedente per una serie di varianti e principalmente per la inversione dei tempi riguardanti la infissione dei pali fondari e dei provvedimenti necessari per dar vita a tale intervento (cfr. figure seguenti).

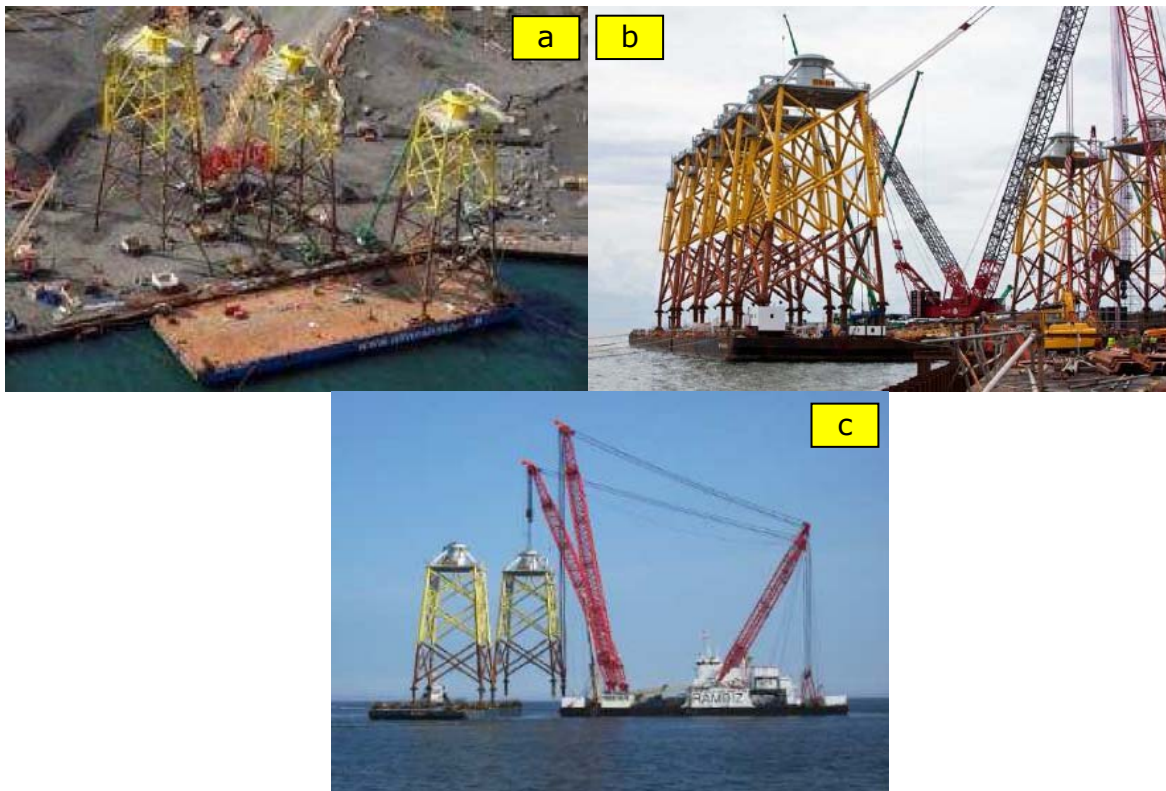


Fig. 4.49 : Caricamento di strutture fondarie (a) su chiatta, sistemazione in verticale (b) e scarico in postazione da parte del pontone Rambiz



Fig. 4.50 : Trasporto della meta (GeoSea) per il posizionamento dei pali fondari (Ormonde)

La nuova sequenza si sviluppa secondo la seguente procedura:

1. Posizionamento della meta (template) per i pali fondari. Tale corpo (cfr. figura precedente) deve essere imbracata, fatta scendere sino ad incontrare il fondale nella posizione e con l'orientamento prestabilito. Una volta completato il posizionamento, il corpo deve essere liberato dall'imbracatura, che è recuperata;
2. Imbracatura di un palo di ancoraggio, mantenuto in verticale dal proprio peso, calata sino a far combaciare ogni palo con il corrispondente condotto di guida della meta e successivo inserimento nel fondale. Il procedimento d'infissione è analogo a quello descritto nel punto 3) precedente. Le uniche differenze sostanziali potrebbero, e consistere nell'impiego di un vibratore in luogo del consueto battipalo, e della funzione di guida esercitata dalla meta in luogo del montante del jacket;
3. Imbracamento e sollevamento della fondazione. Lo sviluppo dei lavori segue quanto è stato detto nel punto 1) precedente;
4. Abbassamento della struttura nell'acqua marina. La discesa della fondazione deve procedere con le precauzioni, espresse nel punto 2) precedente, acuite dall'esigenza di ovviare assolutamente al pericolo di lesioni per urto o per forte contrasto tra corpi metallici di uno o più dei codoli terminali. La parte finale della discesa deve far entrare ogni codolo terminale del jacket entro il corrispondente tubo fondario, portando a contatto il fermo -fissato in ogni codolo- con la faccia superiore del palo corrispondente. L'entrata di tutti i codoli deve avvenire in contemporaneità;

5. Sigillatura con boiaccia di cemento dell'intercapedine tra codolo e superficie interna del palo fondario. La miscela deve essere spinta sotto pressione da apparecchiatura, che è sistemata su natante e che è capace di entrare in contatto con il volume da riempire mediante opportune aperture, ricavate tra i due corpi metallici. Riempiti tali cavedi, il natante speciale ad hoc utilizzato viene allontanato. A presa del cemento avvenuta, la struttura portante della turbina è in assetto di lavoro.

Qualche osservazione a commento del procedimento, appena esposto, va proposta, sfruttando la singolarità delle operazioni. Ciò serve per confermare la bontà della soluzione strutturale esistente in questa soluzione.

4.3.2.5 Mezzi navali per l'installazione

Le fasi, che richiedono salita e/o discesa di corpi, sono svolte da opportuni organi di sollevamento, che sono portati o fanno parte di un natante o di una piattaforma (crane barge). L'asse verticale delle gru è in grado di ruotare attorno a se stesso, operando correzioni azimutali, mentre il braccio deve consentire l'aumento o la riduzione della distanza tra gancio ed asse.

Alla discesa/salita del gancio provvedono i rinvii meccanici e tensionati mediante funi e cavi, che sono stati previsti nei meccanismi di lavoro della gru.

Per questa operazione può bastare un pontone, dotato di gru per effettuare gli spostamenti orizzontali e verticali, appena descritti. Il ricorso ad altro mezzo, più potente e più attrezzato, come è il jack-up (descritto in precedenza), non è solitamente indicato per il caso del semplice posizionamento della fondazione di un aerogeneratore. Lo è sostanzialmente almeno per due motivi.

In primo luogo, le prestazioni di un simile mezzo di caratteristiche petrolifere possono essere esorbitanti per lo scopo, che si deve perseguire in questa fase, al pari dei relativi costi di noleggio, di funzionamento e di reperimento/convogliamento in sito.

Secondariamente, la sua disponibilità non è certamente facile da far combaciare con le esigenze di impiego temporale, abbastanza ridotte, che sono richieste dai montaggi di un campo eolico, a meno di una potenza installata assai grande.

Le precedenti considerazioni possono essere rovesciate. Se il jack up non è di grandi dimensioni e la profondità del fondale come pure gli spostamenti imposti lo consentono anche una piattaforma autosollevante di medie capacità può rispondere appieno alla bisogna. Per contro, un altro punto può essere ascritto a suo favore. La stabilità di questo tipo di natante è elevata, essendo appoggiato sul fondale almeno da quattro gambe. Per quanto un pontone possa essere pluri-ancorato, è sempre più sensibile alle azioni meteomarine.

Diversa potrebbe porsi la utilizzazione del jack up, immaginando di impiegarlo per il montaggio dell'aerogeneratore, specialmente se questo è di notevole potenza, se la torre di sostegno è di rilevante altezza e, quindi, se abbisogna di un mezzo di

sollevamento dipendente dallo slancio verticale, cui deve arrivare il gancio della gru.

Se per l'installazione della macchina eolica il jack-up può trovare giustificazione ed applicazione, lo stesso dispositivo potrebbe in linea di puro principio essere impiegato anche per il posizionamento della fondazione. Occorre fare molta attenzione ai tempi, che possono essere richiesti, quando con un unico mezzo si provvede all'installazione della fondazione e successivamente al montaggio dell'aerogeneratore.

Di conseguenza, bisogna verificare la corrispondenza con il piano generale dei lavori del tempo necessario e determinato dal numero delle unità, che possono essere messe in loco, impiegando un unico mezzo di sollevamento entro un determinato lasso temporale, definito dalle condizioni climatiche della zona.



Fig. 4.51 : Turbina in fase d'installazione (a) ed installata (b) in primo piano con strutture fondarie completate sullo sfondo (Ormonde)

4.3.3 Fondazione trasportata in assetto orizzontale

Per le motivazioni, già espone nei precedenti paragrafi, la fondazione (specie se prevista per alti fondali) può essere trasportata (cfr. figure seguenti), adagiandola sul piano di carico del mezzo navale (bettolina, pontone, etc.), anziché tenerla in piedi, cioè in verticale. Per strutture, veicolate in posizione orizzontale, è opportuno seguire una procedura di scarico, che tenga conto delle proprietà e delle caratteristiche statiche della struttura e di alcuni vantaggi, offerti da siffatto arrangemento (cfr. figure seguenti).

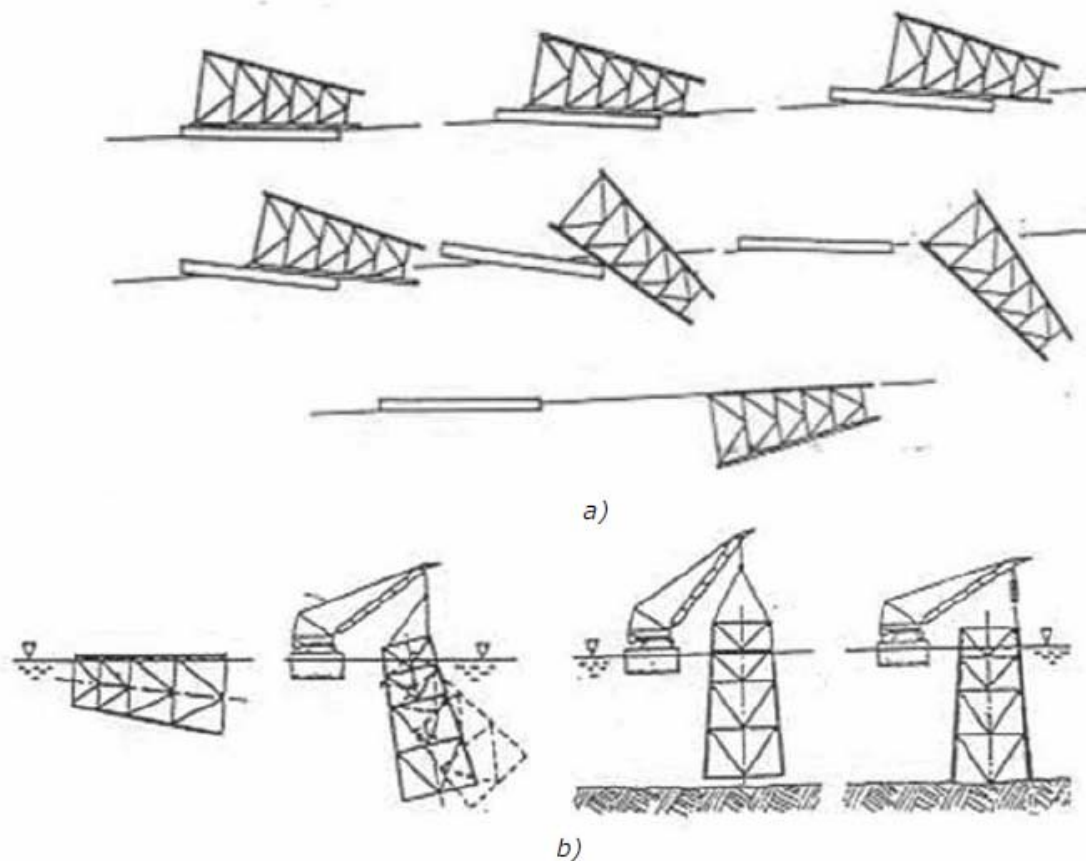


Fig. 4.52 : Schema di varo di castello da chiatta, su cui è disposto in orizzontale (a), con sollevamento e successivo affondamento in situ (b)

L'operazione deve svilupparsi secondo alcune fasi principali, i cui criteri devono essere chiariti nei documenti, che fissano le Specifiche tecniche dell'operazione, e devono essere integrati dalla consueta analisi strutturale per verificare lo stato accettabile di cemento/resistenza in tutte le fasi dell'installazione.

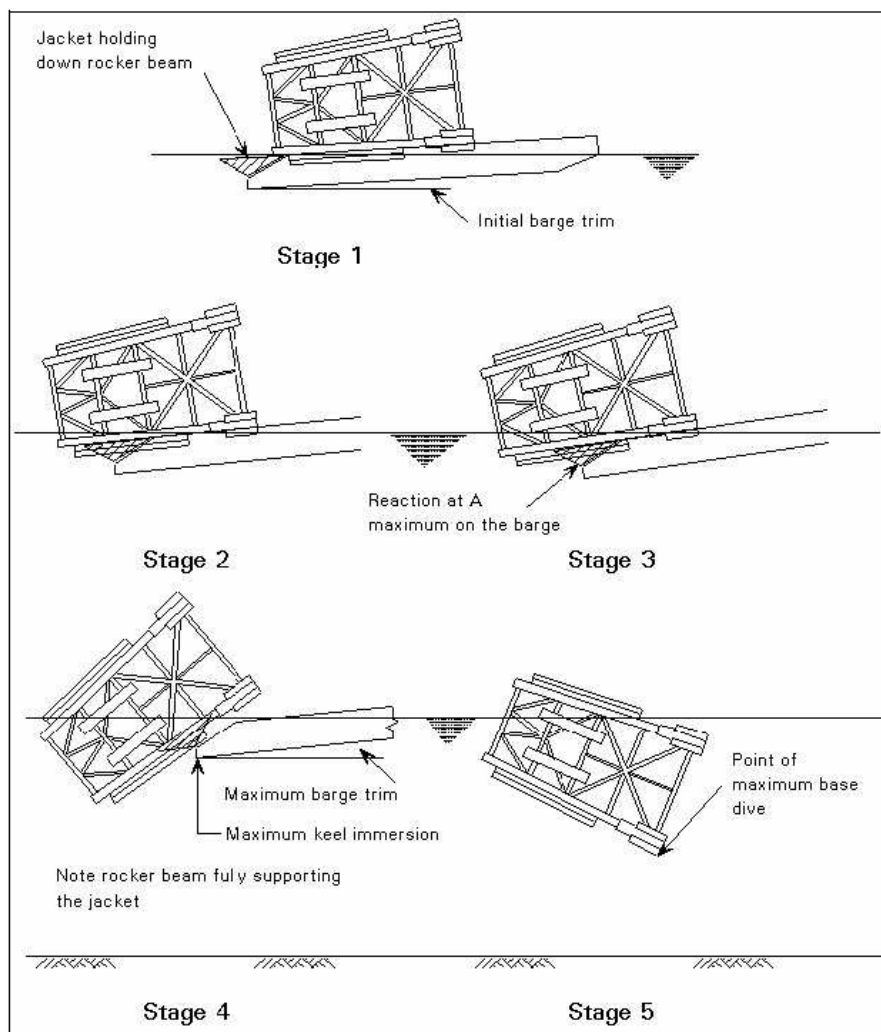


Fig. 4.53 : Schema delle fasi per far scivolare in acqua la struttura, inizialmente su chiatte

4.3.3.6 Sequenza di installazione

La loro successione è la seguente

- Sollevamento della struttura. Una volta trasportata la struttura portante sul sito con i criteri già illustrati in precedenza, si deve dar avvio all'operazione, ponendo attenzione alle prescrizioni imposte. Per non impegnare mezzi di sollevamento importanti (anzi talora usando quelli di cui può essere equipaggiata la bettolina) una estremità della struttura è tenuta sollevata dal bancale, mentre si sospinge la massa del corpo fondario verso l'acqua.
- Immersione in acqua e galleggiamento. La fondazione deve essere progettata e realizzata in modo da galleggiare permanentemente una volta che sia stata varata. La minima spinta statica ascensionale (buoyancy reserve) non dovrebbe scendere al di sotto del 10-12% del peso proprio. Solitamente, per raggiungere lo scopo è sufficiente tappare le gambe con fondelli (di gomma o

di altro materiale, non ricorrendo a chiusure eccessivamente rigide, né a puntali o cappellotti saldati). Raramente occorre aggiungere volumi supplementari, come galleggianti (cfr. figure seguenti).

- Connessione al gancio di sollevamento. Mentre la struttura è in galleggiamento libero, occorre collegare con il gancio della gru l'imbracatura per l'affondamento (up-ending sling), che è già stata assicurata alla testa della fondazione, e scollegare dalla struttura cinghie e sartie utilizzate per il varo.
- Raddrizzamento in assetto verticale. La fondazione va lentamente portata in assetto verticale, sollevando la testa mediante la gru di raddrizzamento e facendo corrispondentemente affondare le estremità inferiori delle gambe. Occorre, quindi, far entrare acqua nei volumi interni delle stesse, intervenendo accuratamente sullo svuotamento dell'aria grazie ad un sistema bilanciante l'entrata dell'acqua con la fuoriuscita dell'aria (mediante l'apertura di valvole di allagamento, o flooding valves, e di valvole di sfiato, o vent valves). Per migliorare l'operazione può essere utile zavorrare al piede le gambe.
- Abbassamento della struttura nell'acqua marina. La discesa della fondazione deve procedere, come si è già illustrato. Ad operazione terminata si devono eliminare tutte le imbracature.
- Per lo inserimento dei pali di fondazione, per la sigillatura di ogni estremità superiore dei pali, come per l'eventuale ricorso al jack-up valgono le stesse considerazioni già esposte.

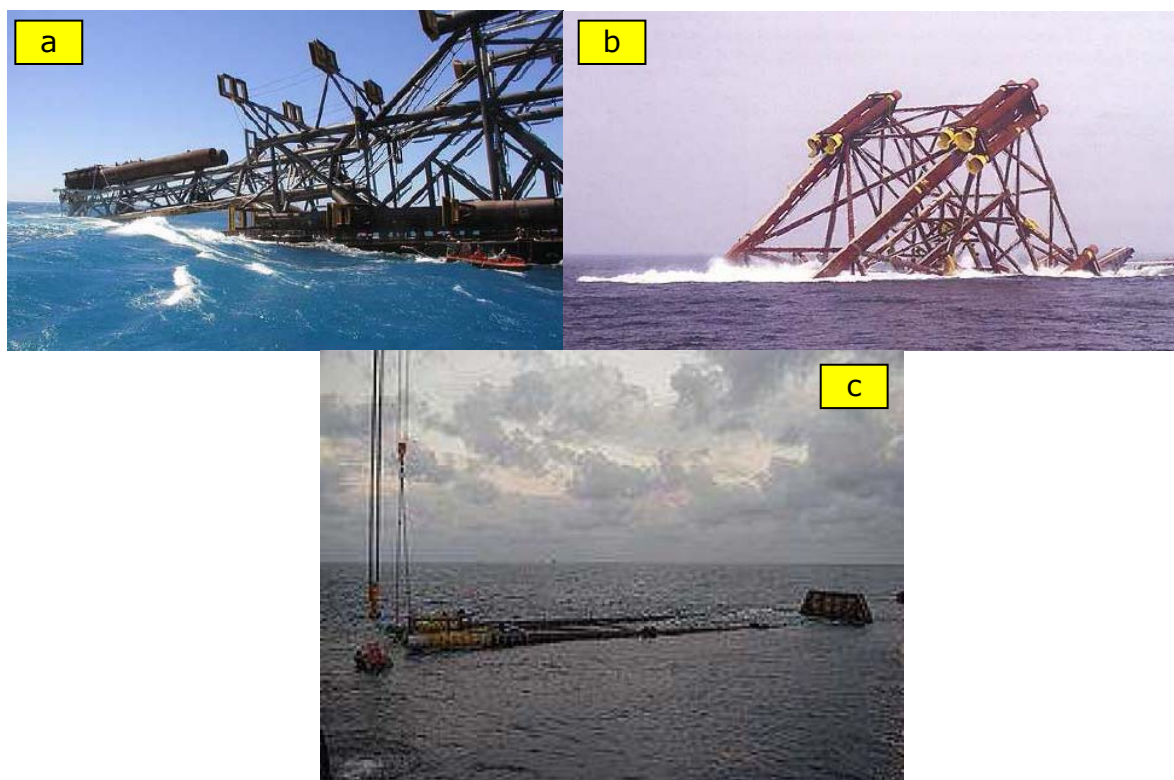


Fig. 4.54 : Scivolamento in acqua di castello fondario (a), fase terminale della discesa in acqua (b) ed in galleggiamento libero (c)

4.3.4 **Battipalo ed inserimento dei pali di ancoraggio nel fondale**

La tecnologia del palo di fondazione è una delle più antiche forme di realizzazione nelle costruzioni civili (e non soltanto), laddove si doveva riuscire a trasferire su strati più solidi i carichi, trasmessi alle fondazioni dalle strutture in elevazione o in semplice spiccato da terra (cfr. figure seguenti).

Per utilizzare tale principio bisogna necessariamente ricorrere a dispositivi specifici. Essi devono corrispondere alla bisogna, dovendo operare secondo il compito di far penetrare, prima, e d’inserire, poi, un corpo di vario materiale molto consistente -e più resistente del terreno in cui lo si deve immergere- per la lunghezza, che sia opportuna.

4.3.4.1 *Battipalo*

Per raggiungere lo scopo di inserire pali nel terreno si utilizzano alcune soluzioni tecnologiche ben note nel campo industriale. Tra le altre è bene prevedere l’impiego di

- martello idraulico ;
- battipalo mosso da motore diesel;
- martello ad aria/vapore;
- dispositivo a semplice caduta.



Fig. 4.55 : *Battipalo per l’inserimento di pali di ancoraggio di jacket*



Fig. 4.56 : Tipologie di battipalo: a. battipalo ad azionamento diesel tipo Delmag (Wilkinson Technologies Ltd.); b. battipalo idraulico IHC generico e (c) di tipo IHC-SC30 (IHC Hydrohammer)

Il comportamento di un sistema di applicazione di energia, che si sviluppa attraverso la creazione e la trasmissione di colpi ripetuti in successione, è cruciale per un apparato fondario e per la sua messa in opera. E tale energia va attentamente rilevata e commisurata al caso reale.

L'applicazione di energie troppo basse dà luogo a capacità di azione scarsa, con penetrazione nel suolo insufficiente e lenta e con produzione di energia per colpo inadatta alle esigenze del compito, cui si deve assolvere. Per contro, la produzione di energie troppo alte rispetto alla reazione del terreno ed alle dimensioni del palo può sviluppare eccessive forze d'impatto sul palo, capaci di provocare stati di sollecitazione elevati con conseguenti inevitabili e pericolose deformazioni permanenti.

Tali conseguenze possono essere assai spiacevoli per una struttura fondaria, sulla quale non si possono prendere provvedimenti successivi di correzione o di ripristino. Non è possibile sfilare il palo per prendere provvedimenti riparatori.

Misurando la corsa, la velocità d'impatto, oltre al numero dei colpi, e deducendo l'energia cinetica e potenziale, è possibile risalire all'energia trasmessa al palo. Per questi riscontri spesso sul palo di fondazione, specie se è metallico (e non soltanto), si tracciano delle tacche a distanza uniforme e determinata apponendovi anche un numero progressivo od un contrassegno per agevolarne la lettura ed il calcolo.

La rilevazione del numero di tacche, inserite per colpo, è una indicazione primaria ed effettiva, essendo la reazione sperimentale che il suolo esercita a questo punto dell'inserimento.

E' evidente, che, seppur l'energia per colpo possa essere la stessa, non altrettanto può succedere al procedere del palo nel suo movimento di penetrazione. Al crescere della discesa il palo incontra una maggior quantità (o altezza) di terreno e di conseguenza maggiore sarà la reazione di attrito che il suolo trasmette al corpo penetrante.

Minore sarà, pure, l'avanzamento per colpo. La conoscenza di questi dati consente di risalire all'energia, che alla fine è stata necessaria imprimere per raggiungere la profondità voluta.

La quota di battitura è stata valutata e determinata presuntivamente grazie alle indagini geotecniche sugli strati del sottosuolo, su cui si sta operando. La miglior riprova che le previsioni stiano state corrette, si ha proprio dalla misura attenta e continua dell'energia, che si è dovuta trasmettere per ottenere lo scopo. Ed oltre a conoscere esattamente di quanto il palo è entrato nel terreno (massima penetrazione impulsiva in m/colpo), è altrettanto essenziale avere una misura esatta dell'energia spesa per raggiungerla.

Essa è indispensabile per verificare la quota di inserimento, prevista nella fase di calcolo, e per fissare la reale reazione allo sfilamento del palo. E' il dato assolutamente inequivocabile per scongiurare qualsiasi ribaltamento della fondazione, quando sia sottoposto anche ai carichi estremi, sviluppati dalle condizioni di eventi ad accadimento infrequente (onda centenaria, sisma secolare, vento da bufera o da tromba d'aria, etc.) ed alla loro combinazione più cautelativa.

Tra le macchine operatrici per l'infissione dei pali, un dispositivo a motore diesel più usato è quello di tipo Delmag (indicato nella figura precedente).

E' questa un'apparecchiatura, che è stata applicata in modo estremamente persuasivo dal punto di vista tecnico-commerciale dal suo inventore, quando si trattò -più di mezzo secolo fa- di dover inserire un sostegno per un canale di scolmo di acqua meteorica della lunghezza di 18 m e del peso di 2 ton. L'operazione doveva essere condotta in una zona del centro cittadino, che era contornata da edifici molto sensibili alle vibrazioni. Fu completata in 10 min con pieno successo e totale soddisfazione da parte della cittadinanza.

E' molto potente ed il suo modo di lavorare è rispettoso dell'ambiente, nel quale è chiamato ad intervenire. Altri fattori positivi sono gli elevati standard dell'apparecchio, grazie a criteri di garanzia qualitativa seguiti dalla scelta dei materiali sino alla costruzione, la particolare versatilità d'uso e la significativa resistenza dell'insieme anche frutto di un'ampia esperienza ingegneristica.

L'unità di maggior capacità di lavoro, è il modello D 200 (con energia per colpo da 492.000 lb = 223,16 ton). Val la pena di citare un caso di impiego.

Tale tipo è stato applicato su un jacket al largo della costa dell'Ecuador in un sito di 40 m d'acqua. Sono stati spinti pali (diametro x spessore) da 48"x2" e da

60"x1"3/4 (122x5,08 cm e 152x4,44 cm) per una profondità di 80 m nel suolo marino.

Il modello Delmag D 100 è stato utilizzato inizialmente per un jacket su un fondale da 20 m, che potrebbe corrispondere grosso modo alla situazione di molti siti offshore italiani o non esser dalle loro caratteristiche molto distante.

A titolo puramente indicativo –e relativamente al livello di sviluppo esistente- si può far ricorso a dispositivi diversi a seconda che sia richiesta:

1. potenza ridotta (small-sized), coppia 60–100 kNm, motore da 108 kW, diametro pezzo 0,5–1,2m, profondità di inserimento 40m, peso 40 t;
2. potenza media (middle-sized), coppia da 120–180 kNm, motore da 125–200 kW, diametro pezzo 0,8–1,8m, profondità di inserimento 60m, peso 42–65 t;
3. grande potenza (large-sized), coppia da 240 kNm, motore da 300 kW, diametro pezzo 1–2,5m, profondità di inserimento 80m, peso 100 t.

Nel caso in cui il palo debba essere inserito secondo una direzione inclinata rispetto alla verticale, per evitare di trasmettere momenti flettenti –seppur di debole entità per piccole deviazioni rispetto alla verticale, da incrementare con la lunghezza dello stesso- è possibile dotarlo di supporti o di gabbie o di lardoni di sostegno.

Il battipalo di tipo idraulico -in confronto al tipo ad aria od a vapore- può avere un aspetto ed un disegno meno ingombrante almeno per le dimensioni radiali del dispositivo. Può essere impiegato in diversi ambienti naturali (in aria, come in acqua) e può essere applicato indifferentemente per l'inserimento di pali metallici o in c.s./c.a. sotto valori di energia impressa anche superiori ai 2.300 kJ (pari a 230 ton per metro).

Un'ultima considerazione deve essere ancora avanzata prima di chiudere l'argomento dell'inserimento dei pali di fondazione nel fondale marino. La lunghezza della parte infissa nel sottosuolo dipende da molti fattori, di cui si è già parlato.

A meno di casi molto fortunati e, soprattutto, con fondali bassi potrebbe anche capitare che il palo sia portato sul jacket in una lunghezza sufficiente ad assicurare la stabilità del sistema portante. Generalmente -e con fondali di media profondità- si deve operare una saldatura in situ per aggiungere la quota mancante di lunghezza del palo.

Ciò deve avvenire durante la fase di battitura, che va interrotta per dar luogo alla saldatura dello spool aggiuntivo.

Non è un lavoro particolarmente complesso e difficile. E' indubbiamente tanto più lungo quanto più grandi sono il diametro del palo ed il suo spessore.

Può prendere tutto un turno oppure richiedere anche più tempo, perché , come si rileva dalla figura seguente, bisogna predisporre alcuni accorgimenti ed opportuni dispositivi, che rendano possibile, rapida e sicura questa fase di collegamento dei

due tratti di tubazione. Lo spool supplementare (o adattatore) dovrà anche essere sostenuto e messo correttamente in asse con quello precedente.



Fig. 4.57 : *Operazione di saldatura su jacket a mare*

4.3.4.2 *Vibro inseritore*

Nelle palificazioni da condurre vicino ad abitati (borghi, città, etc.) più o meno densamente popolati, la generazione di rumore, che è una caratteristica dei tradizionali battipali, può essere assai fastidiosa. Un esempio di applicazione, che sovente compare nelle nostre città, si ha con l'impiego del battipalo nell'inserire pareti metalliche sagomate per trattenere il terreno. Quando occorra fare uno scavo non molto largo ma molto profondo, come nel caso di intervento sulle fognature, e per non devastare completamente l'area di lavoro si inseriscono palancole (fogli metallici di spessore e forma adeguati) mediante battipali meccanici, che sono di facile impiego ed economici, ma molto rumorosi.

Anche nelle realizzazioni marine potrebbero aversi controindicazioni all'impiego di battipali.

E' noto che la pressione delle onde sonore, causate dalla caduta di pesi e dal contatto metallo-metallo, potrebbe essere dannosa per i grossi mammiferi, quando i lavori di inserimento delle fondazioni delle turbine eoliche avvenissero vicino a riserve di pesca o a zone da tali animali frequentate.



Fig. 4.58 : *Vibroaffondatore elettrico Tünker da 623 kN (a) ed unità della Jean Lutz*

Il principio, da cui ha preso le mosse la tecnologia del martello vibratore detto nel gergo tecnico italiano anche vibroinfissore, vibroaffondatore, vibroestrattore, vibratore idraulico/elettrico, vibroinseritore, etc., consente di generare movimenti oscillatori verticali grazie a eccentrici rotanti, che sono in grado di produrre spostamenti su e giù ad alta velocità dell'estremo da connettere con il pezzo da inserire/estrarre.

A mano a mano che il palo è sottoposto a vibrazione il materiale circostante riduce la propria resistenza di contatto tra palo e suolo sino a liquefarsi per valori opportuni della frequenza imposta al pezzo con conseguente basso livello di disturbo alle costruzioni vicine e minori rischi all'ambiente. In terreni sabbiosi o non molto compatti l'avanzamento avviene, perché le particelle granulari a contatto con il pezzo sono "fluidizzate" con considerevole riduzione dell'attrito. In terreni molto compatti e solidi il processo, prima descritto, non avviene.

Il martello ha al suo interno un sistema di pesi eccentrici rotanti in contro reazione, che possono essere azionati da motore elettrico od idraulico. Il sistema è realizzato per eliminare le vibrazioni orizzontali a vantaggio delle vibrazioni verticali da trasmettere al pezzo. Naturalmente il movimento ad eccentrici può essere generato da equipaggiamenti meccanici diversi, come quello rappresentato nella (cfr. figure seguenti).

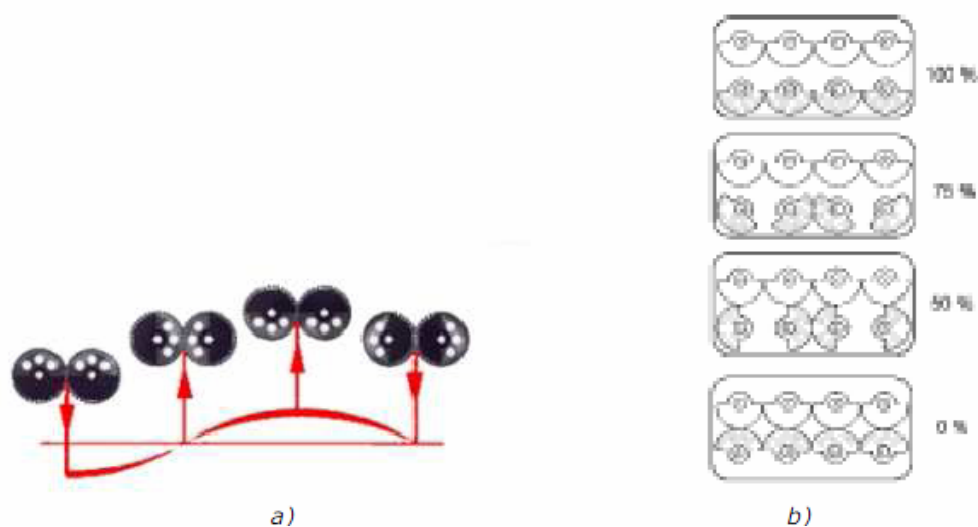


Fig. 4.59 : Configurazione degli ingranaggi a varia posizione angolare (a,b) e conseguente effetto sul processo di avanzamento (a) verticale

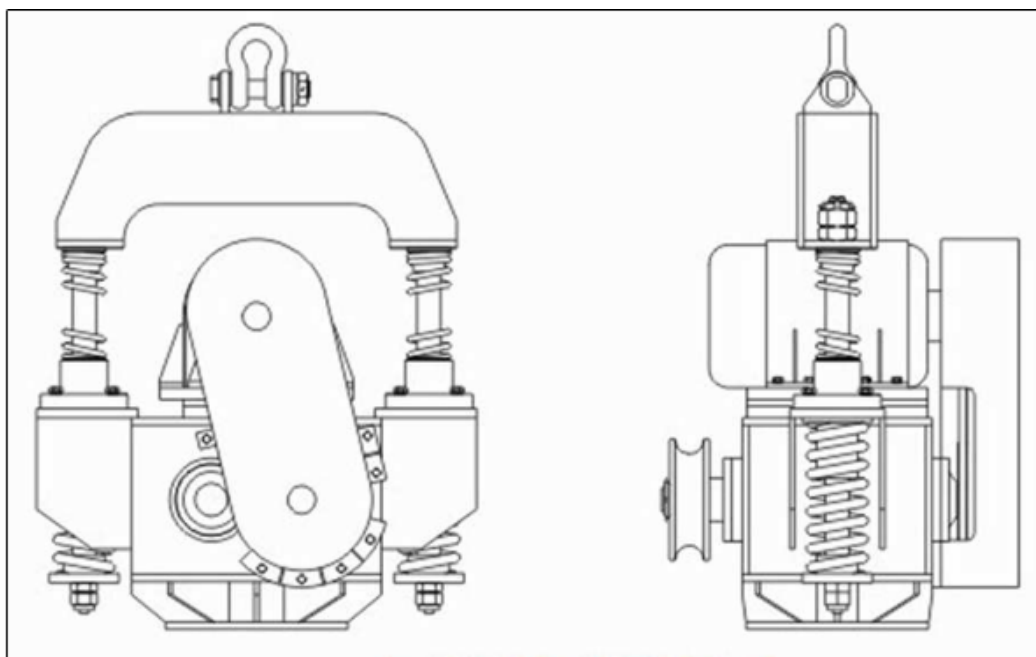


Fig. 4.60 : Sistema alternativo alla scatola ad ingranaggi (Zhenzhong)

La maggioranza dei vibrator lavora a frequenze basse tra 20-40 Hz. Con la loro applicazione occorre evitare la risonanza a terra o sulle strutture adiacenti. A più alti valori della frequenza questo aspetto critico della risonanza può essere ampiamente evitato. Anche la capacità tende ad aumentare, portando la forza centrifuga a valori consistenti dell'ordine del migliaio di kN (4.000 kN ed oltre) ed a spostamenti di ampiezza non superiore a 30 mm.

Recentemente sono stati introdotti dispositivi con variabilità sia della frequenza, sia dell'ampiezza dello spostamento (momento statico). Il risultato può essere

raggiunto con le masse eccentriche predisposte per livelli separati di rotazione. Durante ogni stadio di vibrazione la posizione della stringa inferiore delle masse, come indicato nella figura precedente, può essere variata rispetto a quella superiore, modificando adeguatamente le due precedenti quantità.

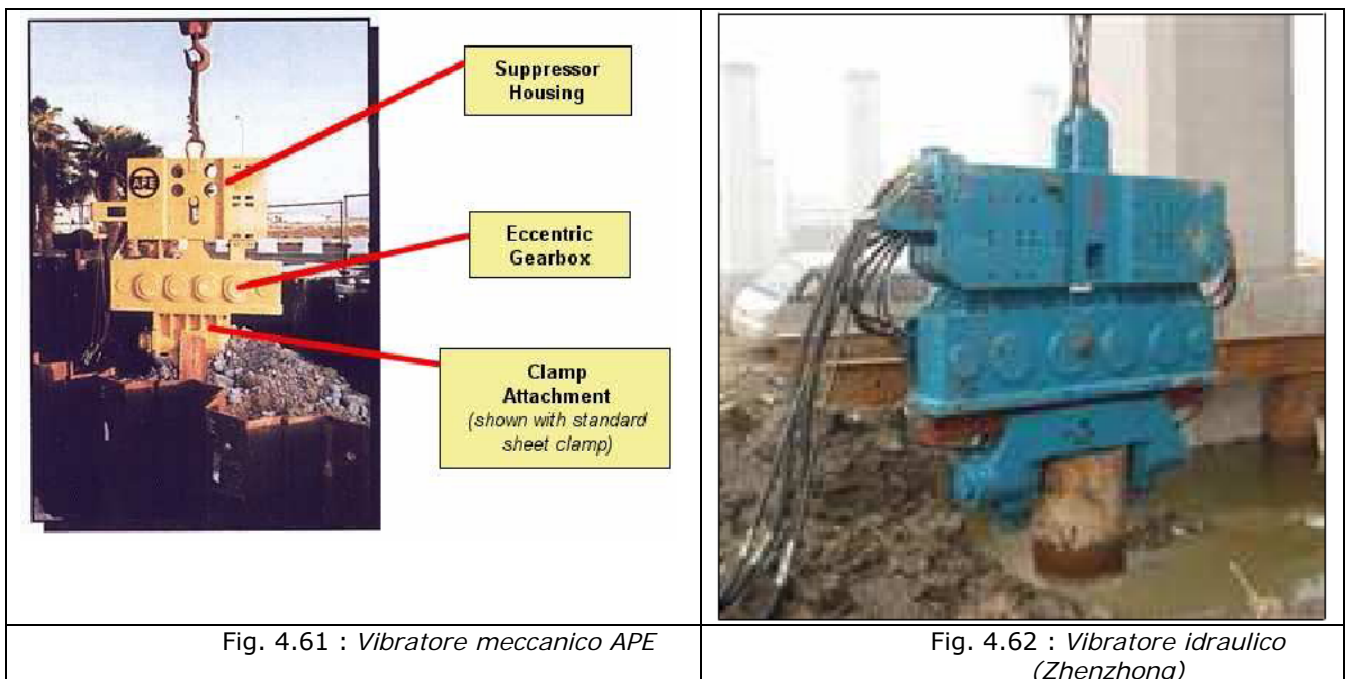
I vibratori possono funzionare a spostamento nullo finché si raggiunga la voluta frequenza. E' impostato per momento statico nullo, evitando così possibili amplificazioni sul terreno.

Raggiunto il livello di frequenza atteso, si provvede ad aumentare il momento statico e, quindi, l'ampiezza di spostamento, che sarà di nuovo annullata nel periodo di fermata.

Il campo di applicazione dei vibratori a frequenza variabile si va espandendo, imponendosi in particolar modo nelle applicazioni entro centri abitati, dove è essenziale non causare danni agli edifici o irritare gli abitanti. Se la frequenza di vibrazione sale sino a 100 Hz durante l'infissione di un palo, questo potrà risonare longitudinalmente elevando notevolmente la velocità di progressione.

In un suolo sabbioso smosso tale inserimento può anche arrivare a 20 m al minute, compatibilmente con le dimensioni (diametro/spessore) del palo.

Indipendentemente da aspetti tecnici così favorevoli non tutto è chiaro specialmente per quello che concerne la risposta dei suoli.



4.3.5 Procedure da seguire per montaggio/installazione dell'aerogeneratore

Come specificato in precedenza, la procedura operativa per l'installazione dell'aerogeneratore sarà quella del montaggio in mare, una volta che la struttura fondaria sia completamente in postazione, avendo escluso la possibilità del montaggio a terra e trasporto a mare.

Si comincia con affrontare l'attacco della radice della torre alla piattaforma di coronamento (deck) della fondazione (o, in alternativa, con l'inserimento ed il fissaggio della parte terminale inferiore della torre, che può avvenire, predisponendo al centro del deck una camicia cilindrica di diametro interno appena superiore al diametro di base della torre, introducendo un corpo nell'altro per una opportuna lunghezza e fissandoli mutuamente con una adeguata gettata di materiale di colmatatura, come boiaccia con additivi e aggiunte varie; è ovvio che in questa soluzione la base della torre sarà priva di flangia.

Si prosegue con il collocamento e con l'assicurazione mutua dei vari tronchi della torre da far pervenire a tempo e da trasportare su apposite bettoline. Sono generalmente rastremati verso l'alto, a meno dell'ultima sezione, che può essere cilindrica. Sono resi tra loro solidali a mezzo di collegamento flangiato.



Fig. 4.63 : Sistemazione di concio successivo sul precedente, già in loco (North Hoyle)



Fig. 4.64 : Collegamento flangiato tra settori della torre (North Hoyle)

Meno adatto è il ricorso alla saldatura, che non è agevole da effettuare in altezza e che rende difficoltosa la separazione delle sezioni al momento dello smontaggio per dismissione del campo o per interventi di manutenzione straordinaria.

Si devono susseguire i vari conci sino alla base di impostazione della navicella, che andrà collocata in posto in uno o più pezzi (cfr. figura seguente).



Fig. 4.65 : Sollevamento della navicella per essere impostata sull'ultimo tronco della torre (Noth Hoyle)

Quando l'insieme torre-navicella sarà sistemato, si potrà affrontare l'innalzamento del rotore (con due pale già inserite) e completare l'assetto della torre eolica con l'inserimento della pala mancante (cfr. figura seguente).



Fig. 4.66 : Predisposizione dell'innalzamento dell'ultima pala ad installazione della navicella con il rotore e con la coppia di pale della turbina eolica (G. Britse)

4.3.6 Sequenza dell'installazione

La installazione dell'aerogeneratore si evolverà, seguendo la logica combinazione di seguito descritta.

Fasi:

1. carico e trasporto sul sito dei segmenti di torre e messa in postazione dei mezzi di sollevamento dei vari pezzi. Il prelevamento dei materiali occorrenti dal cantiere in porto è fatto, o con la gru del cantiere, o con i mezzi di sollevamento del natante nel caso in cui sia dotato di tali apparecchiature. Se il trasporto è condotto con un jack-up, tale equipaggiamento è a bordo. Di solito i pezzi sono sistemati su un pontone non semovente, per cui il carico è effettuato direttamente con i mezzi del cantiere. Caricata la chiatta, è trainata mediante rimorchiatore sul sito, dove il mezzo, destinato all'installazione della turbina, provvede a imbracare il primo tratto della torre e a spostarlo sulla fondazione;

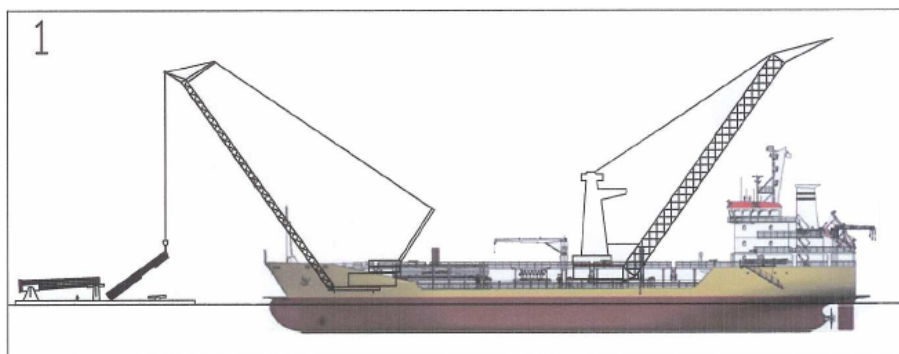


Fig. 4.67 : Prelevamento del primo tronco di torre dalla chiatta

2. inserimento del primo troncone della torre nella fondazione e completamento del montaggio della torre. Messo in asse con la flangia di base ed assicurato il troncone alla controflangia del blocco di base, che è inserito nella fondazione, è possibile proseguire nell'innalzamento della torre. I tratti successivi (da uno a due) sono fissati mediante flangia interna gli uni sugli altri. In ogni operazione occorre controllare le tolleranze specificate (parallelismo, verticalità degli assi, etc.) in modo da realizzare la torre secondo le prescrizioni costruttive.

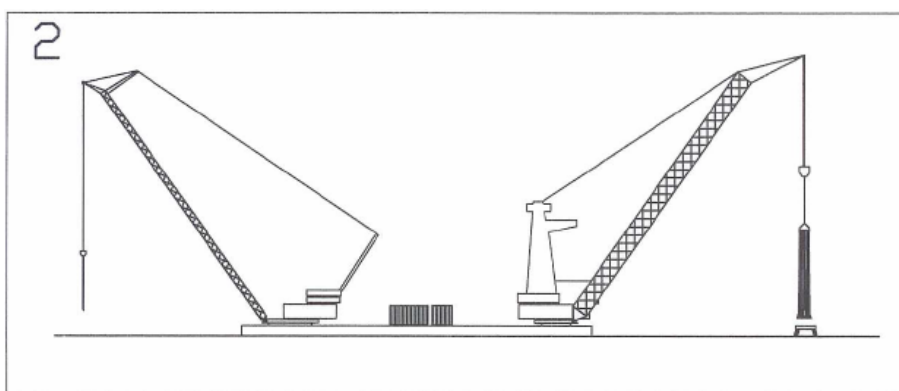


Fig. 4.68 : Posizionamento del primo tronco della torre

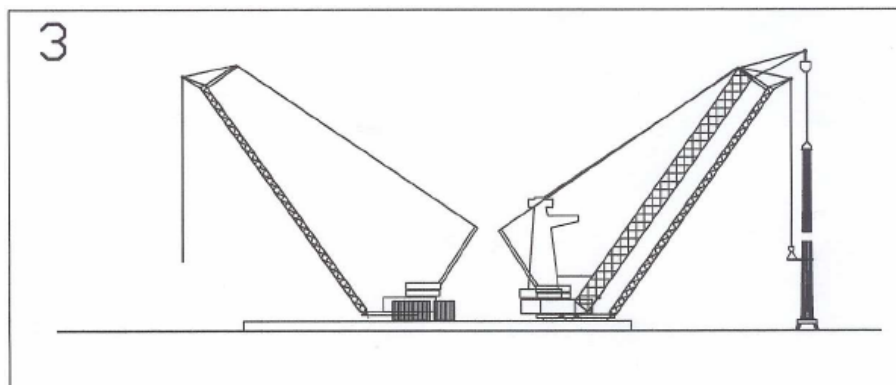


Fig. 4.69 : Completamento della torre

3. preparazione della navicella e del rotore, munito di una o più pale. In cantiere si provvede a riunire i vari pezzi per procedere al montaggio del complesso da trasportare in situ. La soluzione, che è indicata nella figura seguente potrebbe essere sdoppiata nella installazione della navicella e successivamente del rotore. Le dimensioni dei vari componenti sono rilevanti, come è rappresentato visivamente nelle figure seguenti ove si evince la proporzione tra il corpo della navicella e le dimensioni del personale addetto. Il confronto è quanto mai indicativo, seppur si riferisca ad una macchina da 5 MW rispetto a quella di interesse attuale, che è da 3 MW a rotore maggiorato, per cui il diametro rotorico (112 m per V112 e 126 m per 5M) non è molto diverso nelle due unità. Il peso del rotore attrezzato completamente è sulle 60/70 ton, di cui la metà per le tre pale, mentre il peso globale della navicella sale a 100/120 ton. I dati sono importanti, sia per la gestione del cantiere, sia per le prestazioni dei natanti destinati ai lavori a mare.



Fig. 4.70 : Trasporto a terra e su chiatta del musetto della navicella con il collegamento con l'asse rotorico (BARD VM)



1) 2)
Fig. 4.71 : Navicella di turbina 5M REpower (a) e rotore della Bard 5.0 (b)

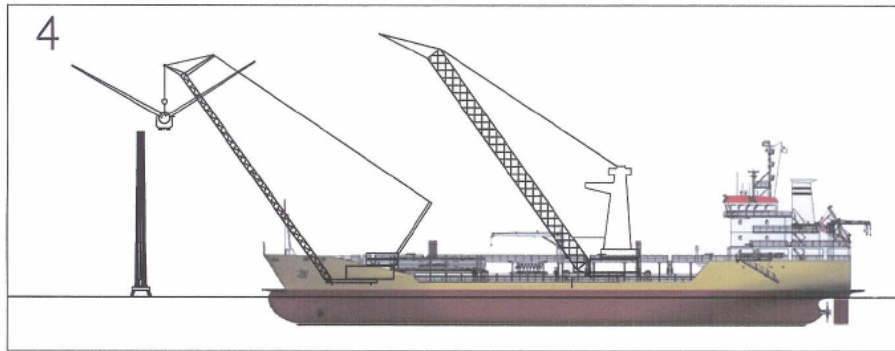


Fig. 4.72 : Spostamento della navicella sulla torre

Components arriving at shorebase	Installation Method	Lift					
		1	2	3	4	5	6
2 tower sections:							
nacelle:							
hub:							
3 blades:							
1		[tower section]	[nacelle]	[hub]	[rotor]	[nacelle]	[rotor]
2		[tower section]	[nacelle]	[nacelle]	[rotor]	[nacelle]	[rotor]
3		[tower section]	[nacelle]	[nacelle]	[rotor]	[nacelle]	[rotor]
4		[tower section]	[nacelle]	[nacelle]	[nacelle]	[rotor]	[nacelle]
5		[tower section]	[nacelle]	[nacelle]	[nacelle]	[nacelle]	[rotor]
6		[tower section]	[nacelle]	[nacelle]	[nacelle]	[nacelle]	[nacelle]

Fig. 4.73 : Quadro delle combinazioni possibili nel montaggio di torre-pale-rotore-navicella

4. sistemazione del rotore in linea con l'asse lento della navicella. Il caso No. 3 del quadro delle possibili combinazioni indicato nella figura precedente è quello in cui il rotore completo è messo in opera con la gru, di cui dispone il jack-up. La procedura, invece, prevista dal caso No. 4 è quella in cui il rotore è composto da due pale soltanto ed è calettato sulla navicella, cui viene in sol colpo assicurato (come si evince nella immagine seguente). Quest'ultima sequenza dovrebbe essere quella da impiegare nel caso in esame.

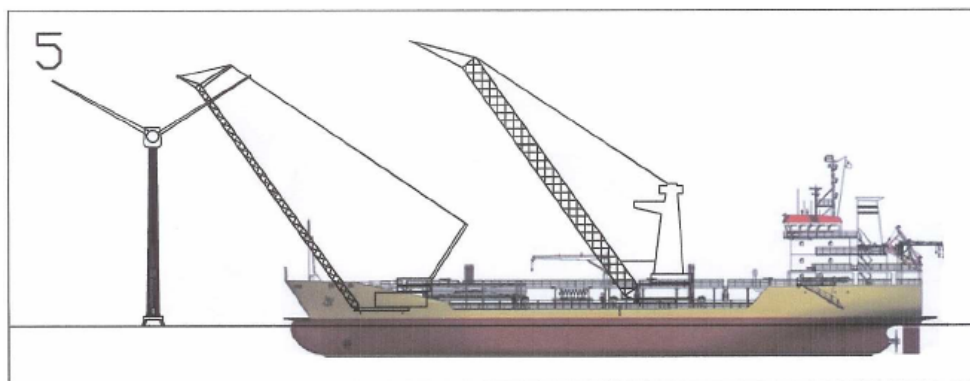


Fig. 4.74 : Posizionamento della navicella con due pale

Maggiori ragguagli si possono trarre dalla figura seguente, nella quale l'operazione è scomposta nelle due fasi, quella del trasporto del pezzo da montare e quella dell'effettiva manovra installativa. Il mezzo, che effettua il trasporto, è in grado di portare le torri (in una sola tratta) e le navicelle, in modo da poter provvedere alla sistemazione finale di due unità. In realtà, le figure rappresentano il caso successivo, cioè il No.5, in quanto la torre è posata in una sola fase e non in due.



Fig. 4.75 : Installazione di navicella con rotore e due pale (Arklow Bank)

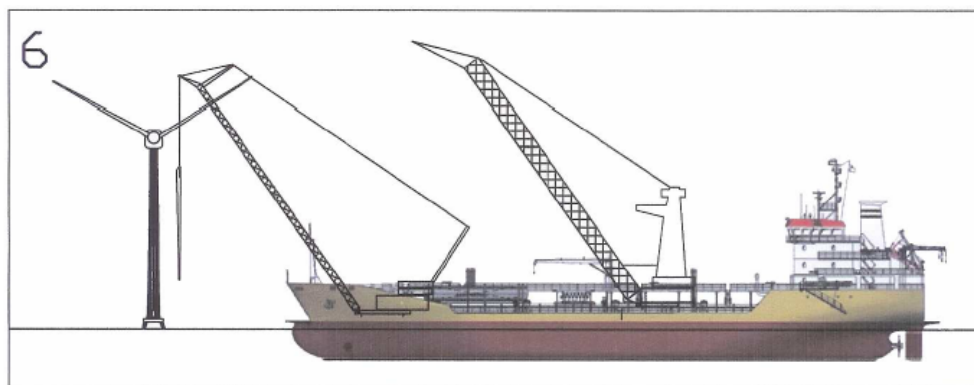


Fig. 4.76 : Inserimento dell'ultima pala nel mozzo



Fig. 4.77 : Installazione dell'ultima in unità dei campi Lillgrund (a) e Kentish Flats (b)

5. completamento del rotore. I casi No. 4 e 5 vanno trattati assieme almeno per quanto concerne il completamento dei pezzi che stanno in testa alla turbina. Resta da effettuare la operazione di montaggio della terza pala. Una variante è quella della sequenza No. 1, indicata nelle foto precedenti, in cui si inseriscono le pale una per volta. Si esegue, quindi, il montaggio del rotore pala a pala.

L'operazione è assai delicata, dovendosi lavorare a mare ed in condizioni di vento non sempre favorevolissime.



Fig. 4.78 : *Installazione di pala singola (a; Rhyl Flats) ed accorgimenti per il montaggio (b; Lynn and Inner Dowsing)*

6. cablaggi e collegamenti elettrici interni per strumentazione, regolazione e potenza. Quando la fase dei montaggi delle parti strutturali e funzionali della turbina eolica è conclusa, vanno continuati tutti i lavori, che devono permettere di collegare la macchina alla rete, come il completamento dei cablaggi, primo fra tutti la sistemazione dell'entrata e dell'uscita dei cavi di potenza della macchina.

A conclusione delle procedure installative della parte aerea dell'aerogeneratore, qualche ulteriore considerazione può ancora proporsi. Si deve riconoscere che il numero delle operazioni necessarie per portare a compimento l'installazione della turbina sia un fattore non trascurabile. Ma tale parametro non può essere valutato singolarmente, in quanto ridurre ad esempio il numero di tronconi della torre ad uno solo significa affrontare anche le problematiche del trasporto di un pezzo così alto. Nel caso in esame verranno montati i due tronchi.

Lo stesso dicasi per il rotore più o meno equipaggiato con le pale. La navicella sola ha peso crescente con la potenza dell'unità eolica, passando da 70 ton con la V90 (attorno alle 100 ton con la V112) a ben 300 ton con la 5M. A fortiori succede con il rotore, che per gli stessi riferimenti passa da 105 ton a 380 ton. Variare il numero di pale significa variare il peso da spostare, tenendo conto che una pala può pesare tra le 7 e le 15 ton cadauna.

4.4 Realizzazione del cavidotto

4.4.1 Cavidotto offshore

Come detto in precedenza, i **cavi verranno interrati nel fondale marino** ad una profondità di 1-3 m (preferibilmente attorno a 1,5 m, come valore massimo in condizioni di buon livellamento del fondale), mediante l'impiego di speciali aratri in grado di scavare la trincea con l'ausilio di mezzi navali.

In particolare, in tutta la superficie, su cui insiste il campo ed in cui si diramano i cavi elettrici, si procederà all'interro del cavo sottomarino mediante l'impiego di aratro marino e getto d'acqua ad alta pressione. Lo scopo è di inserire il cavo sotto un manto di materiale del suolo marino, che sia sufficiente a difenderlo da qualsiasi operazione avventata o spericolata da parte dell'uomo.

Il pericolo costante di tutta la distribuzione elettrica del sito è l'ancoraggio. Pur essendo solitamente vietata tale azione, non si può escludere che qualche utente del mare compia azioni scorrette e pericolose, che appaiono decisamente ostili negli effetti, pur non volendolo espressamente. Nella manovra di ricupero dell'ancora non si può escludere che il dispositivo agganci il cavo con conseguenti lesioni o, al limite, tranciatura.

La posa usuale mediante interro -che è la difesa più comune- del cavo elettrico richiede la tracciatura e l'esecuzione dello scavo lineare, la posa del cavo direttamente o successivamente al suo deposito lungo il bordo della fossa e la ricopertura del solco.

Le fasi possono essere contemporanee o scaglionate in successione temporale.

In alternativa, la posa diretta sul fondale -ovviamente senza interro- richiede, o la ricopertura del cavo con un materassino di corpi pesanti (in c.a o in ghisa o in materiali a prestazioni consimili con grande compatibilità con l'ambiente marino) per tenerlo in loco e proteggerlo da offese esterne, o il fissaggio al fondale in modo da ridurre al minimo l'eventualità di possibile strappo per azioni esterne.

L'avvio delle operazioni per la posa dei cavi deve rispettare alcune indicazioni orientative di massima. Lo scopo operativo di navi o battelli, destinati a posizionare con cura cavi sopra/entro il fondale marino, deve tener presente alcuni indicazioni, che sono inserite nell'elenco seguente.

Si devono tener presenti alcune avvertenze, per cui

- i cavi per il trasporto d'energia elettrica (power cable) hanno sezioni molto maggiori di quelli per fibre ottiche per telecomunicazioni con la conseguenza che i mezzi navali, ad hoc destinati, devono essere dimensionati ed equipaggiati adeguatamente per rispondere alle esigenze installative;
- i sommozzatori possono essere impiegati per assistere e per cooperare all'installazione specialmente in acque basse o medie ed agli agganci del cavo elettrico con l'anima metallica, inserita nei J tube;

- in acque profonde l'operazione di interro può richiedere la collaborazione di mezzi in grado di spostarsi in profondità (ROV);
- una zona di esclusione di 500 m è bene sia imposta attorno al mezzo incaricato della posa del cavo per tutto il tempo dei lavori ed all'area di lavoro;
- nella zona a ridosso della costa il naviglio, impiegato in alto mare, può essere sostituito da mezzi minori per consentire una più accurata posa lungo il tracciato prestabilito a causa anche dei bassi/bassissimi fondali, ivi esistenti, evidenziandone anche mediante galleggianti (applicati direttamente al cavo in modo da lasciarlo in superficie) la linea di posa;
- lo scavo sul lido può essere condotto, o con mezzi terrestri (escavatore con benna, horizontal direct drilling, etc.), o con gli stessi dispositivi, che sono richiesti per il tracciamento a mare del percorso cavi.



Fig. 4.79 : Preparazione dello scavo in vicinanza di lido costiero

Secondo la tecnologia delle operazioni di posa sono prevedibili almeno tre diversi metodi di scavo (aratura, come nella immagine 1 della figura seguente, getto ad acqua in pressione, come nella immagine 2, intervento diretto con escavatore) e mediante tre alternative nei confronti della effettiva deposizione/ricopertura del cavo e precisamente

- il pre-scavo (pre-trenching) della trincea, nella quale adagiare successivamente il cavo;
- lo scavo contemporaneo (co-trenching) con la posa, che avviene nello stesso momento in cui si solca il fondale (messa a dimora e ricopertura del cavo);

- lo scavo successivo (post-trenching) alla posa con susseguente ricopertura del cavo dopo che sia stato fatto scivolare e sistemare nella fossa, creata accanto (e al di sotto) del cavo.

Tutte le operazioni possono essere attuate direttamente dalla nave appoggio, con la quale i dispositivi immersi, specialmente quelli connessi con il trenching del fondale, restano in collegamento costante.

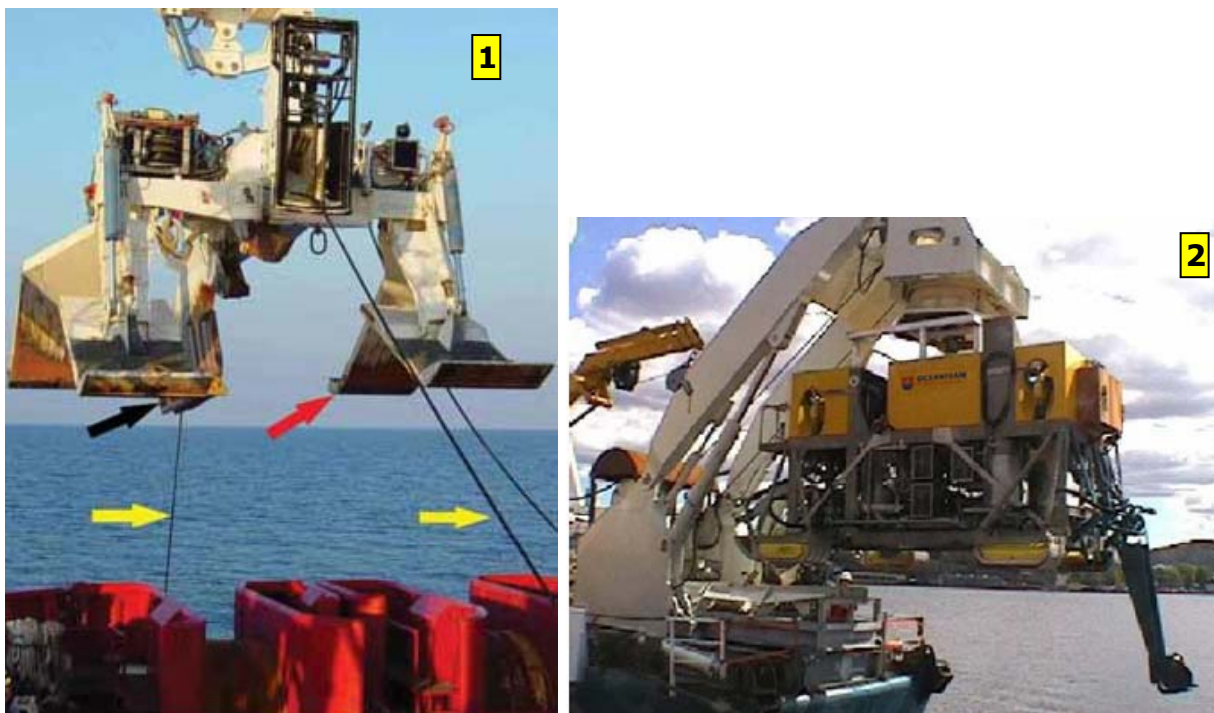


Fig. 4.80 : Aratro marino (1) per la posa di cavi sottomarini. Il cavo a fibre ottiche (indicato dalle frecce gialle) è posato nel solco scavato dall'appendice dell'aratro (freccia nera), che è trascinato per il fondale grazie ai pattini, segnalati dalla feccia rossa (Alcatel Submarine Network -ASN- ora Alcatel-Lucent) e varo di apparecchiatura per scavi con getto d'acqua (Oceanteam)

Il mantenimento del contatto tra la nave motrice e l'apparato esecutore si ottiene grazie ad un fascio di tubi e di cavi, che fanno da cordone ombelicale e che servono al passaggio dei segnali dei sistemi di controllo e di azionamento, oltre che ad effettuare tutte le alimentazioni necessarie (aria compressa, energia elettrica, etc.).

Il cavo, in realtà, è l'elemento trainante -se l'organo operatore è privo di autonomia tramite motori portati dall'apparato operatore stesso- ed il mezzo di guida lungo il percorso da compiere.

Deve, quindi, realizzarsi un continuo colloquio tra la strumentazione, che rileva le attività in acqua sul fondo marino, la loro completezza e la correttezza del funzionamento atteso in modo che si possa procedere secondo la velocità consentita dai parametri operativi (profondità/larghezza della trincea, velocità di avanzamento, intorbidamento dell'acqua, etc.).

Con la attuale struttura degli strati superficiali del fondale, costituiti – stando almeno ai primi rilievi geotecnici- da limi e da sabbie, si può così provvedere in successione diretta con l’aratura del suolo marino anche alla posa del cavo elettrico sottomarino (con 1-3 m d’interramento) ed al suo occultamento con la ricopertura della fossa.

Nelle zone di suolo, in cui prospera o vegeta la **Posidonia**, l’utilizzo dell’aratro marino potrebbe produrre gravi lesioni al tessuto floreale, lesioni che sono difficilmente mitigabili, pur facendo di tutto per preservare le piantine (adeguato e subitaneo espianto con riposizionamento in zone poco discoste e continua successiva cura). Provvedimenti alternativi a quelli citati, che siano meno invasivi dei precedenti, possono essere più tollerabili e graditi.

In tutta la superficie, su cui insiste il campo ed in cui si diramano i cavi elettrici, si procede di solito all’interro del cavo sottomarino mediante dispositivi (aratro marino e getto d’acqua ad alta pressione), ben noti. Lo scopo è di inserire il cavo sotto un manto di materiale del suolo marino, che sia sufficiente a difenderlo da qualsiasi operazione avventata o spericolata da parte dell’uomo.

Il pericolo costante di tutta la distribuzione elettrica del sito è costituito dall’ancoraggio e dalla pesca (specialmente quella a strascico, che si attua sino a profondità di 40-50 m). Pur essendo solitamente vietate tali operazioni, non si può escludere che qualche utente del mare compia azioni improvvide e pericolose, che apparirebbero decisamente ostili negli effetti, pur non volendolo espressamente essere nelle premesse. Nella manovra di ricupero del dispositivo di ancoraggio o della rete non si può escludere che si abbia un aggancio con il cavo: Ne conseguono distorsioni/spostamenti nel tracciato, ripercussioni sulla integrità fisica con lesioni superficiali/profonde, o, al limite, tranciatura.

Per contrastare tali preoccupazioni si possono prospettare diverse soluzioni (alcune razionali, altre un po’ arrischiate).

- Una -assolutamente poco sicura per il cavo- potrebbe configurarsi con il far uscire dalla trincea il cavo all’inizio del posidonieto, tenerlo sollevato rispetto al suolo marino sino a che non abbia superata l’estensione trasversale del campo. Al di là il cavo viene di nuovo inserito nel fondale. E’ evidente che un’errata e improvvida operazione di ancoraggio potrebbe arpionare il cavo e tranciarlo (a parte la difficoltà di tenerlo in situ sollevato o appena appena sfiorante sulla prateria). Un altro accorgimento potrebbe essere quello di effettuare una sola trincea per tutti i cavi anziché tante quante sono i sottocampi. Si dovrebbe confezionare una treccia unica dei cavi, che sono in numero pari ai sottocampi. L’insieme si potrebbe rivestire con una calza di contenimento (guaina continua in tessuto resistente, boa di materiale plastico anche fatto a spezzoni, nastratura che assicuri la forma di matassa dell’insieme, etc.) in modo da avere un unico corpo da affondare nella trincea, che eventualmente potrebbe essere un poco più grande di quella per cavo singolo. Questa specie di “salsiccia” dovrebbe essere realizzata fuori (a terra, ad esempio) ed esser portata successivamente a mare. Una difficoltà è data dalle sue caratteristiche, la lunghezza potrebbe superare la

capacità della giostra e la sua rigidità potrebbe renderne difficile l'accumulo, richiedendo un raggio di curvatura diverso. Inoltre, si devono tenere fuori fondale -e forse anche fuori dell'acqua- i terminali dei cavi dei sottocampi, che sono stati interrotti all'attacco del posidonieto. Prima di procedere all'interro occorre ripristinare il collegamento elettrico tra questi terminali ed i corrispondenti della matassa. La giunzione deve risultare assolutamente stagna onde evitare corto circuiti o andate a massa. A contrastare la soluzione stanno le esigenze elettriche, imposte dal costruttore del cavo, che consiglia di tenere i vari elementi tra loro distanti di alcuni metri (6/8 per la precisione), quando marciano di conserva.

- Un altro provvedimento, che è quello ovvio e immediatamente avanzato per mitigare il disturbo, è prelevare i ciuffi di Posidonia e metterli a dimora in zona con caratteristiche abbastanza analoghe a quelle d'origine per tentare di preservarne la sopravvivenza. Sono note le obiezioni contrarie, formulate a questa iniziativa, che si basano sulla diffidenza che essa abbia a far sopravvivere nel nuovo assetto i ciuffi asportati. Occorre prendere le massime precauzioni per poter contare sulla loro continuità di esistenza.
- Una avvertenza, che parrebbe quasi inutile sollevare e che è quella da seguire fin dall'inizio degli studi per trovare la miglior soluzione, sta nell'individuare un percorso reale -magari contorto e più lungo- che consenta di evitare tutti i problemi precedenti. Se sia possibile non si sa, se non ci si applica a rilevare con cura la configurazione del posidonieto e, successivamente, ad indicare quel tracciato in cui i ciuffi siano poco o punto presenti.
- Nelle zone di suolo, in cui prospera o vegeta la posidonia, simili procedimenti possono produrre gravi lesioni al tessuto floreale, lesioni che possono essere difficilmente mitigabili, pur facendo di tutto per preservare le piantine (adeguato e subitaneo espianto con riposizionamento in zone poco discoste e continua successiva cura). Provvedimenti alternativi a quelli citati, che siano meno invasivi dei precedenti, possono essere più tollerabili e graditi.

Un procedimento assai diffuso è quello di posare semplicemente il cavo sul fondale e di ricoprirlo con un "materassino" di difesa. Questo è costituito da masse di materiale pesante (c.a., ghisa, etc.) ed idoneo a stare in ambiente aggressivo, come quello marino. I vari corpi, che sono di dimensione opportuna e abbastanza ridotta, sono connessi tra loro, lasciando un certo spazio mutuo per consentire e favorire il rigoglioso sviluppo della vegetazione. Naturalmente il piede di queste piccole masse osta la crescita della flora.

- Per limitare vieppiù il disturbo si potrebbe -sempre adagiando i cavi sul fondale marino- ancorarli ad esso mediante staffe. Il numero per unità di lunghezza del cavo, la profondità e la tipologia dell'ancoraggio, il collegamento al cavo, etc. sono caratteristiche da determinare anche in funzione della forza da sopportare. E' evidente che per contrastare il tiro, esercitato dall'argano di bordo nel recupero dell'ancora o della rete, occorra dimensionare questo tipo di difese in modo opportuno, non trascurando le difficoltà di mettere in opera tali dispositivi a 30 m dal pelo libero. L'idea può trovare altre alternative tecnologiche, come il

ricorso a micro pali fondari, che possano essere più facilmente installati mediante “battitura”.

Per limitare maggiormente il disturbo, nel caso in esame i cavi verranno sempre adagiati sul fondale marino, ma ancorati mediante staffe, come indicato nelle immagini seguenti.

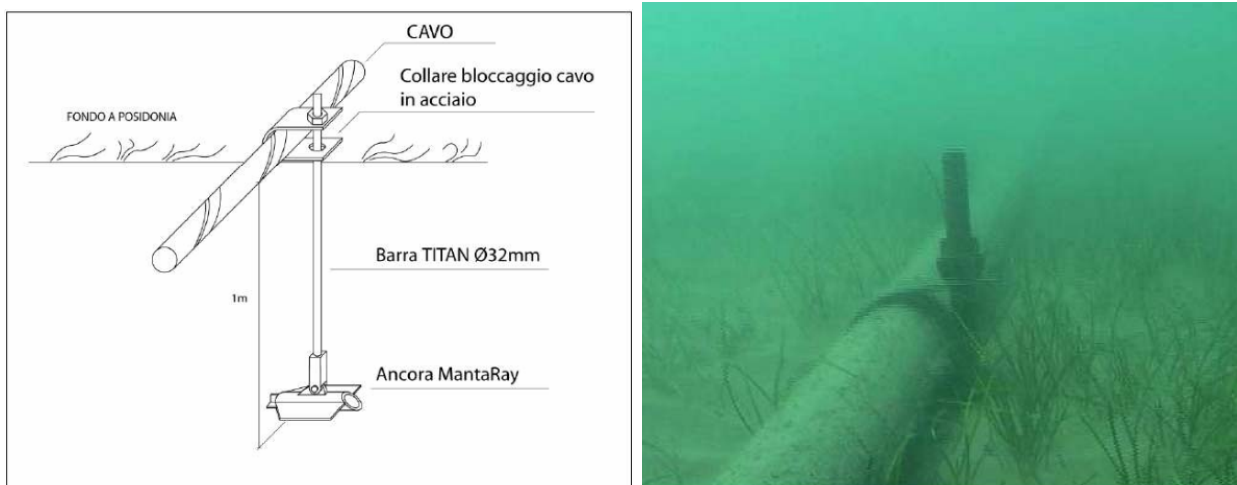


Fig. 4.81 : Dispositivo di fissaggio del cavo a fondale ricco di flora

Il numero per unità di lunghezza del cavo, la profondità e la tipologia dell’ancoraggio, il collegamento al cavo, etc. sono caratteristiche da determinare anche in funzione della forza da sopportare. E’ evidente che per contrastare il tiro, esercitato dall’argano di bordo nel recupero dell’ancora, bisogna dimensionare questo tipo di difese in modo opportuno, non trascurando le difficoltà di mettere in opera tali dispositivi a 30 m dal pelo libero.

L’idea può trovare altre alternative tecnologiche, come il ricorso a micro pali fondari, che possano essere più facilmente installati mediante battitura.

Nel dettaglio, gli elementi di fissaggio nelle zone con presenza di *Posidonia* e/o *Cymodocea*, spazati circa 20 m fra loro, saranno costituiti da:

- ❖ asta filettata
- ❖ ancoraggio di tipo Manta Ray MR-4 (o simile) avvitato nella parte terminale dell’asta
- ❖ sistema di vincolo del cavo all’asta filettata.

Il diametro nominale dell’asta è tipicamente di 32 mm e la lunghezza 1 m.

Tutti i componenti saranno realizzati in acciaio.

Per il montaggio, l'estremità inferiore dell'asta filettata viene avvitata nell'ancoraggio Manta Ray (cfr. punto 1 della fig. seguente).

Mediante un'asta guida, inserita anch'essa nell'ancoraggio, l'elemento di fissaggio viene spinto sino alla profondità voluta (vedere punti 2, 3 e 4).

Tale operazione viene eseguita con l'ausilio di apposita attrezzatura idraulica o pneumatica manovrata da sommozzatori sul fondo.

L'asta guida viene quindi rimossa (vedere punto 5) e, mediante un apposito attrezzo ("anchor locker"), l'asta filettata viene tirata indietro causando la rotazione dell'ancoraggio sino alla posizione di blocco (vedere punto 6).

La rotazione dell'ancoraggio è facilitata dalla presenza di un becco ("duckbill") nella sua parte posteriore.

Il cavo viene poi vincolato all'estremità superiore dell'asta filettata che fuoriesce dal fondale mediante un collare in inox o tessile imputrescibile; il bloccaggio del collare all'asta si ottiene con bullone a filettatura speciale (worm).

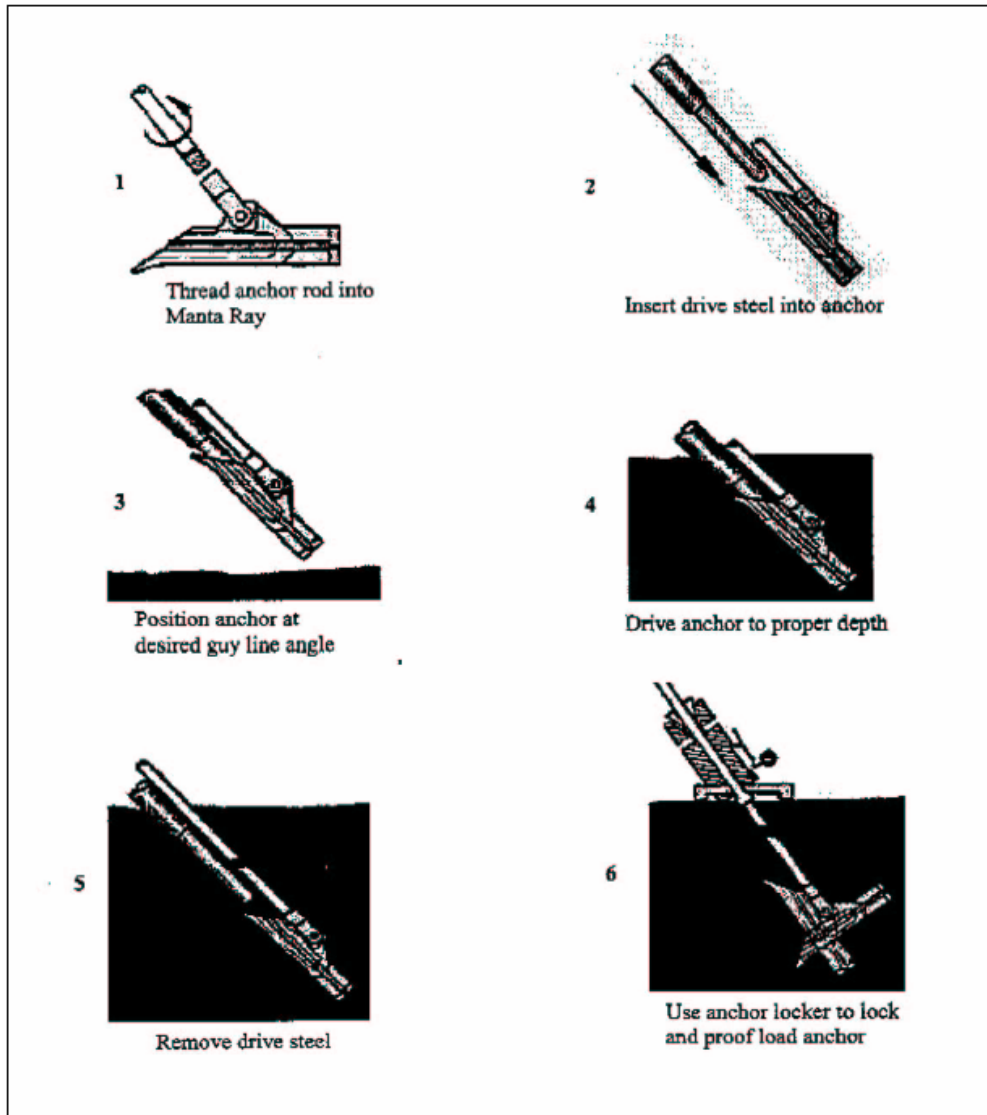


Fig. 4.82 : Fasi installazione elementi di fissaggio

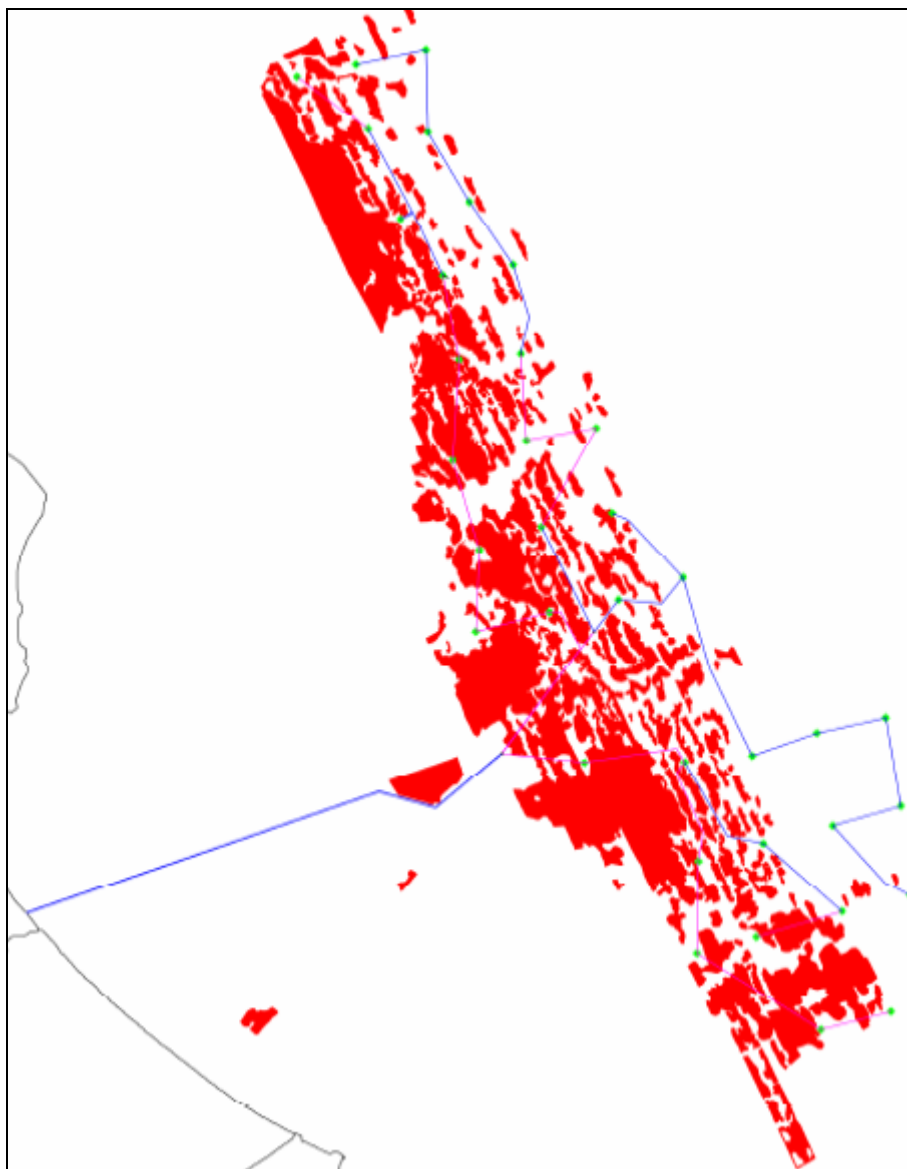


Fig. 4.83 : *Mapa del posidonieto con indicazione dei cavidotti ad esso esterni (colore blu) ed interni (color fucsia)*

Per il tratto dal bagnasciuga alla cabina di approdo si dovranno realizzare condotti (di larghezza opportuna mediante la tecnica del direct drilling per una profondità analoga o adeguata per passare attraverso/sotto la falesia costiera), che dovrà ospitare i cavi sottomarini e che dovrà essere ricoperta con lo stesso materiale, smosso nello scavo, per ripristinare le condizioni preesistenti (fatte salve le precauzioni contro le emissioni elettromagnetiche).

Nella prospettiva, particolare attenzione va posta nella penetrazione degli spazi, che sono sede di habitat dall'elevato valore conservazionistico.

In primis, si deve tendere ad evitare l'intrusione nelle zone a più folta vegetazione, predisponendo a transitare ove minore è l'aggravio. Successivamente,

bisogna esaminare ogni possibile attenuazione del disagio arrecato, laddove non sia possibile evitare l'attraversamento.

Pertanto, i cavi marini di MT a 30 kV termineranno in corrispondenza di un punto di approdo, costituito da una vasca in cls interrata delle dimensioni di circa 5 x 8 m in località Canale del Cimalo a circa 70 m dalla battigia, ove avverrà la giunzione dei cavi sottomarini con quelli terrestri (cfr. immagine seguente).

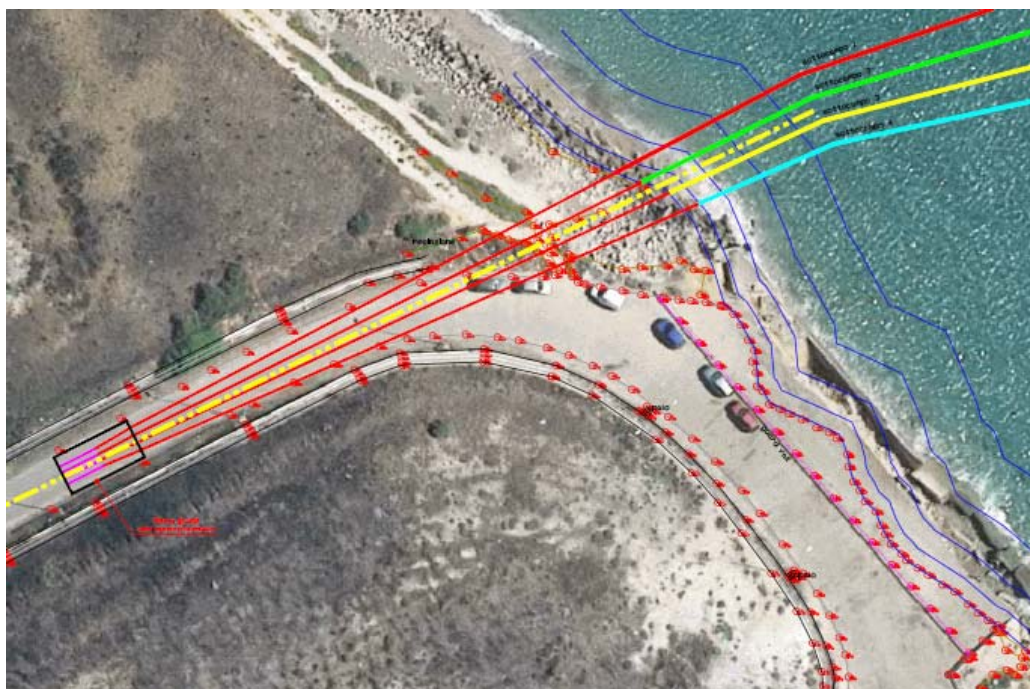


Fig. 4.84 : Ortofoto con vista del punto di approdo

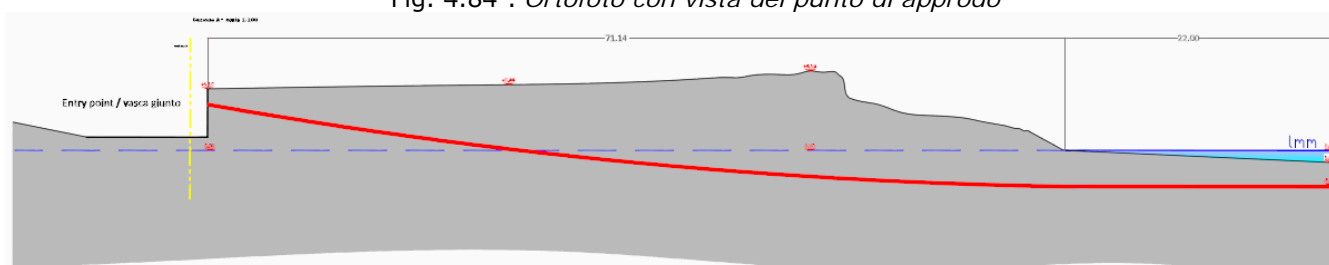


Fig. 4.85 : Sezione del percorso del cavidotto in corrispondenza dell'attraversamento della battigia

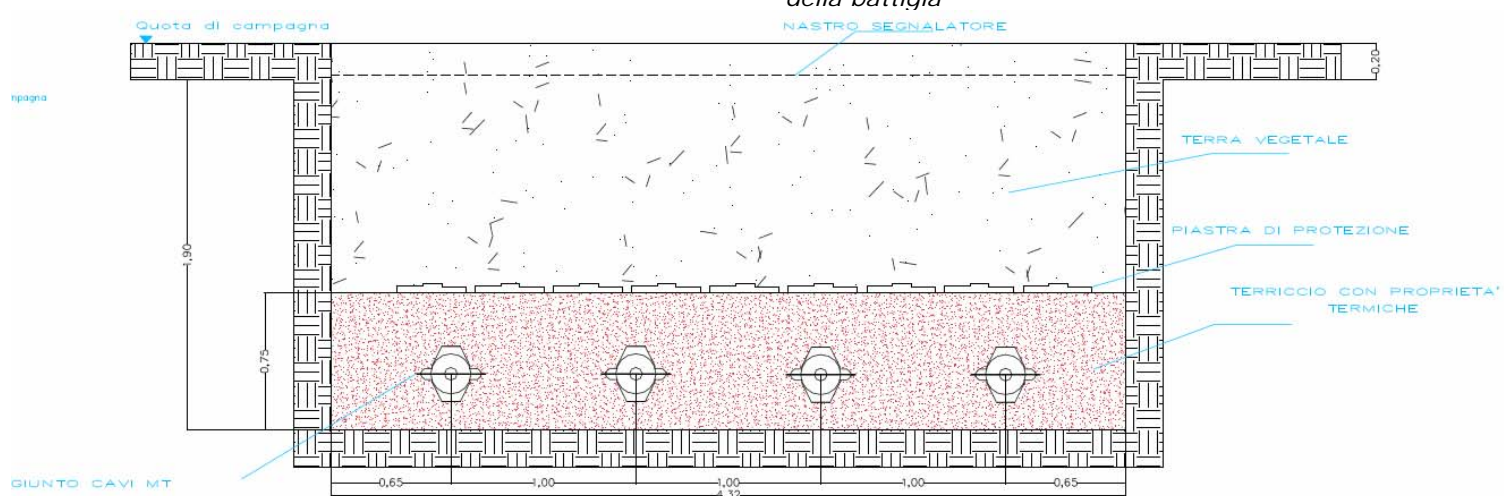


Fig. 4.86 : Particolare vasca giunti onshore-offshore






La posa dei cavi dalla vasca di approdo fino alla posizione situata a circa 30 m dalla battigia, dove si ricongiungerà con il cavidotto posato con aratro, avverrà come anticipato, con la tecnica della trivellazione orizzontale controllata (TOC), tecnica con controllo attivo della traiettoria, che presenta il vantaggio di consentire la posa di infrastrutture sotterranee senza scavo, minimizzando, se non annullando, gli impatti in fase di costruzione.

Tale tecnica, ormai parte integrante della prassi relativa alla posa di servizi interrati, è particolarmente indicata per la installazione di condutture, a maggior ragione in presenza di acqua, con ottimi risultati sia nella maggior parte dei terreni sciolti che in roccia, al di sotto di grandi vie, di corsi d'acqua, canali marittimi, vie di comunicazione quali autostrade e ferrovie (sia in senso longitudinale che trasversale), edifici industriali, abitazioni, parchi naturali ecc.

I vantaggi della trivellazione orizzontale controllata rispetto alla tecnica tradizionale di scavo sono:

- ❖ esecuzione di piccoli scavi mirati in corrispondenza del punto di partenza e arrivo tubazione;
- ❖ invariabilità delle strutture sovrastanti;
- ❖ minima interferenza nei confronti della qualità dell'acqua;
- ❖ possibilità di controllare la perforazione evitando eventuali servizi interrati preesistenti, passando al di sotto o al di sopra;
- ❖ drastica riduzione della presenza di mezzi di movimento terra e trasporto materiali da risulta;
- ❖ elevata produttività, flessibilità di utilizzo ed economicità;
- ❖ continuità del traffico stradale senza interruzione alla viabilità (per la zona a terra);
- ❖ nessuna interferenza con la battigia.

In particolare, la posa avverrà secondo la seguente sequenza operativa:

<p>1) realizzazione di una vasca di entrata (Entry Point), posizionamento della macchina perforatrice a mast inclinabile e gruppo di miscelazione e pompaggio fluidi a base d'acqua (con bentonite biodegradabile al 100% tipo BIO-BORE);</p>	
<p>2) realizzazione di una perforazione pilota (Pilot Bore) di piccolo diametro (100-150 mm) tramite punte a becco d'oca, tricono o turbina ad acqua e bentonite, controllata attraverso il sistema di guida tipo "Para Track", walk-over o MSG</p>	
<p>3) Allargamento del foro pilota sino a diametro di progetto (back reaming) tramite alesatore</p>	
<p>4) Aggancio della tubazione a giunto rotativo</p>	
<p>5) Tiro e posa della tubazione o cavo (pull back)</p>	

4.4.2 Sistemazione della falesia

L'installazione dei cavi mediante TOC permetterà di evitare la realizzazione di scavi a cielo aperto consentendo di ridurre sia l'estensione dell'area di cantiere, e quindi l'occupazione territoriale temporanea, sia la durata delle fasi di lavorazione con conseguente diminuzione dell'impatto acustico. La realizzazione della cabina di giunzione completamente interrata consentirà inoltre di annullare l'impatto visivo delle opere a farsi.

La tecnica della TOC è stata prevista anche in considerazione della forte instabilità del tratto di falesia in cui ricade l'area di approdo dei cavi che risulta fortemente compromessa dai fenomeni di erosione costiera in atto.

Il litorale in prossimità di Cerano, infatti, è costituito da falesia con presenza al piede di spiaggia sabbiosa di larghezza molto ridotta; la falesia è costituita da terreni sabbioso-argillosi, talora debolmente cementati, comunque facilmente erodibili dall'aggressione del moto ondoso incidente. Tale morfologia è presente su tutto l'arco di costa che si sviluppa da Punta della Contessa fino a Torre S. Gennaro, con assenza di spiaggia al piede lungo i tratti a Nord di Cerano, e fasce sabbiose molto ridotte lungo il versante meridionale della suddetta falcata.

Negli ultimi decenni lungo tale litorale si è registrato un forte deficit sedimentario che ha determinato una generale tendenza all'arretramento della linea di riva sino a compromettere la stabilità dei costoni di falesia retrostanti. Il deficit è imputabile alle notevoli sistemazioni dei terreni, all'aumento dell'uso del suolo ed alla forte antropizzazione.

La linea di costa è in forte erosione per effetto dell'incessante azione di smantellamento delle mareggiate che, abradendo il piede dei versanti della falesia, instaurano condizioni precarie di equilibrio alle quali conseguono crolli e cedimenti dei costoni.

L'arretramento delle strette fasce di spiaggia al piede dei tratti di costa in falesia è particolarmente evidente nella stagione invernale ed in concomitanza delle mareggiate più intense durante le quali il moto ondoso investe direttamente la costa rocciosa e/o le infrastrutture esistenti.

Da ricerche ed analisi effettuate su campioni di terreno prelevati dalla spiaggia emersa e sommersa in prossimità di Cerano, risulta che il materiale costituente la spiaggia è composto da sedimenti sabbiosi con bassissima percentuale della frazione fine. Tale dato indica che il materiale franato dalla falesia si impoverisce molto rapidamente della frazione fine che viene trasportata verso il largo ove si deposita, e non contribuisce quindi alla formazione delle spiagge. Se si considera inoltre la mancanza di scambio di sedimenti con i tratti di costa contigui, si evince che il materiale di approvvigionamento è molto esiguo per cui le spiagge presenti sono di dimensioni molto ridotte e non offrono un'adeguata protezione all'azione del mare.

Al fenomeno erosivo ha contribuito certamente anche l'innalzamento del livello medio mare che negli ultimi cinquant'anni è stato di circa 9cm e può aver determinato un arretramento della linea di riva dei litorali sabbiosi compreso tra 4.5 e 9m, valore significativo per i litorali caratterizzati da pendenze della spiaggia

emersa molto basse, e per le strette spiagge sabbiose al piede di coste rocciose o di falesie.

Il notevole dissesto dei versanti della falesia è particolarmente evidente nel tratto interessato dalla realizzazione del punto di approdo dei cavi marini in cui il disgregamento della falesia ha determinato il crollo del fronte mare di un piccolo piazzale panoramico, denominato località "Belvedere" (figura a lato). Per impedire i crolli al piede della parete dissestata sono stati sistemati alcuni massi ciclopici che però non hanno bloccato il fenomeno franoso.



crollo area panoramica a Sud della centrale ENEL di Cerano.

La realizzazione del collegamento tra cavi marini e cavi a terra a mezzo di TOC consentirà di realizzare l'attraversamento di tale fascia costiera senza produrre scavi e spostamenti di materiale che potrebbero determinare ulteriori danneggiamenti e crolli alla falesia.

Lo stato di degrado dell'area in questione è stato recepito nell'ambito del Piano di Bacino Stralcio di Assetto Idrogeologico (PAI), approvato con delibera del Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino della Puglia n. 39 del 30/11/2005, in cui tale area è stata tipizzata come zona ad alta pericolosità geomorfologica PG3 (figura seguente).



Fig. 4.87 : Piano di Assetto Idrogeologico – pericolosità geomorfologica

All'art. 13 delle Norme Tecniche di Attuazione del PAI, tra le attività consentite nelle aree PG3 sono richiamati in particolare: *“Interventi di consolidamento, sistemazione e mitigazione dei fenomeni franosi, nonché quelli atti a indagare e monitorare i processi geomorfologici che determinano le condizioni di pericolosità molto elevata, previo parere favorevole dell’Autorità di Bacino sulla conformità degli interventi con gli indirizzi dalla stessa fissati”*.

Al fine di migliorare l’assetto del tratto di costa interessato dall’approdo dei cavi marini, senza aumentare il dissesto dei tratti di litorale limitrofi, in accordo con gli interventi consentiti dall’art. 13 delle Norme Tecniche di Attuazione del PAI, è stato previsto di realizzare una serie di interventi di sistemazione della costa in grado di

eliminare i fenomeni di crollo in atto, ed abbassare conseguentemente il livello di rischio geomorfologico.

Il sistema di consolidamento proposto consiste nella risagomatura del costone roccioso secondo una pendenza di circa 40° , con **la realizzazione di una difesa radente in massi naturali al piede della falesia e la formazione di una piccola berma posta a quota intermedia tra il livello medio mare e la quota di sommità pari a circa 6 metri s.l.m.m.** (figura seguente).

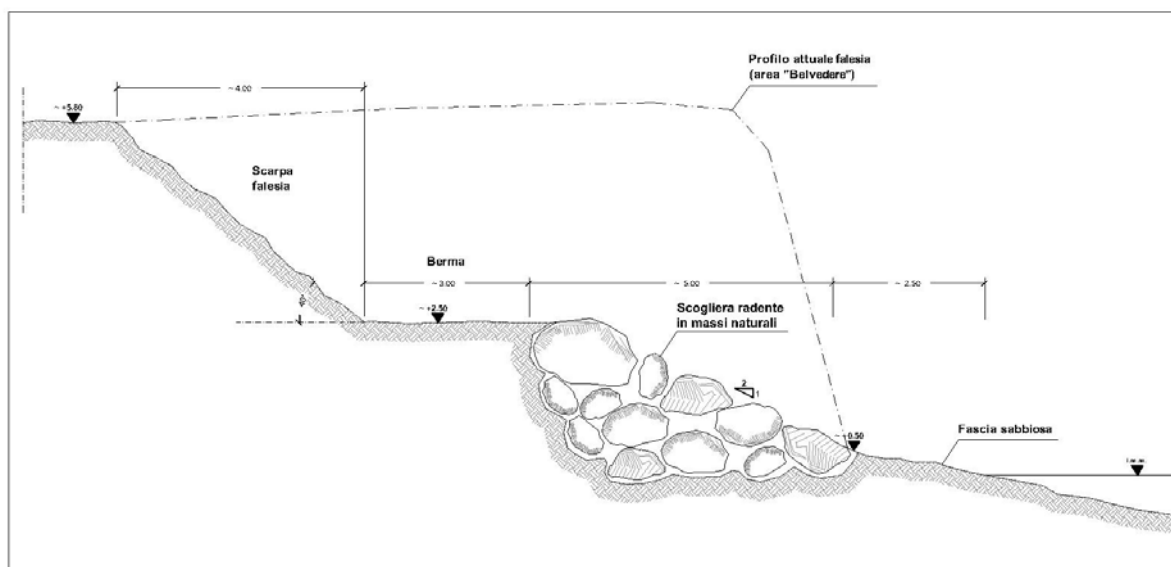
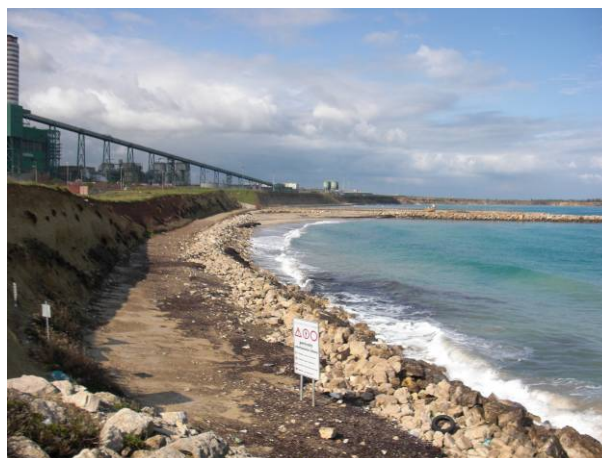


Fig. 4.88 : profilo trasversale della sistemazione della falesia in corrispondenza dell'approdo dei cavi marini.

La sistemazione prevista riprende lo stesso schema di difesa costiera adottato lungo il litorale antistante l'area della centrale ENEL di Cerano (figura a lato); per la presenza del vincolo rigido costituito dalla barriera radente in massi naturali, infatti, lungo tale tratto di costa non si verifica lo scalzamento della falesia per effetto del moto ondoso incidente ed il litorale risulta pertanto stabile.

L'intervento in progetto sarà esteso su un **tratto di costa lungo circa 100 metri compreso tra lo sbocco a mare del canale Siedi e il tratto di costa già protetto**, al confine con



litorale in corrispondenza della centrale ENEL di Cerano.

l'area di pertinenza della centrale ENEL di Cerano (figura seguente).



Fig. 4.89 : planimetria degli interventi di sistemazione della falesia in corrispondenza dell'approdo dei cavi marini.

La falesia sarà risagomata secondo un angolo di inclinazione di circa 40° corrispondente all'angolo di attrito delle classiche argille della Fossa Bradanica, che rappresentano mediamente la natura dei terreni costituenti la falesia in tale area.

Nella sistemazione progettuale proposta è stata prevista la rimozione dell'area panoramica residua, interdetta ormai sia al traffico dei mezzi che al transito dei pedoni, ed il raccordo del tratto di costa di intervento con la linea di riva posta a Sud.

In tal modo il litorale assumerà un profilo lineare, senza elementi aggettanti rispetto ai tratti di costa limitrofi, in accordo con le "Linee Guida per l'individuazione di interventi tesi a mitigare le situazioni di maggiore criticità delle coste basse pugliesi", approvate con Delibera G.R. n. 410 del 10/06/2011 (Bollettino Ufficiale n. 42 del 23/03/2011).

In tale documento, infatti, è riportato che lungo la sub-unità in cui ricade la località in esame è stato rilevato un considerevole trasporto longitudinale dei sedimenti diretti sia verso Nord che verso Sud; il bilancio dei sedimenti lungo il litorale dipende dalla direzione delle singole mareggiate e si possono avere

consistenti variazioni stagionali. Per tali motivi, le *Linee Guida* escludono che si possano attuare interventi di protezione a mare con opere di tipo trasversale.

4.4.2.1 Dimensionamento dei massi della barriera radente

Il dimensionamento dei massi naturali della barriera radente da porre in opera lungo il tratto di falesia da sistemare è stato effettuato con la formula ricavata sperimentalmente da Hudson:

$$M_{50} = \frac{\rho_a H_s^3}{K_D \left(\frac{\rho_a}{\rho} - 1 \right)^3 \cot g \alpha}$$

in cui:

M_{50} peso medio dei massi (ton)

H_s onda di progetto

ρ_a peso specifico del masso = 2.6 ton/m³

ρ peso specifico acqua = 1.025 ton/m³

$\cot g \alpha$ pendenza della mantellata = 2.0

K_D coefficiente di stabilità = 1.2 (massi naturali a spigoli vivi in condizioni di frangimento).

Per il valore dell'altezza d'onda di progetto è stata adottata la massima altezza d'onda al frangimento in corrispondenza del piede delle opere previste, nella ipotesi che l'altezza d'onda che può incidere sulla struttura non possa superare i valori delle onde frangenti alle profondità esistenti.

Il valore H_b dell'altezza d'onda al frangimento è stato ricavato secondo le formulazioni proposte da Munck, da Kamphuis e da Weggel:

$$\frac{H_b}{d_b} = 0.78$$

MUNCK

$$H_b = 0.56 d_b e^{3.5m}$$

KAMPHUIS

$$H_b = \frac{b H_D}{1 + a \left(\frac{d_b}{gT^2} \right)} \quad \text{WEGGEL}$$

con: $a = 43.75 (1 - e^{-19m})$

$$b = \frac{1.56}{(1 + e^{-19.8m})}$$

Posto:

$h_b = 1.5\text{m}$ profondità fondale al piede della barriera;

$m = 0.045$ pendenza del fondale;

$T = 10\text{s}$ periodo dell'onda.

si ottengono rispettivamente i seguenti valori di altezza d'onda al frangimento:

$$H_b = 1.17\text{m} \quad (\text{MUNCK})$$

$$H_b = 0.98\text{m} \quad (\text{KAMPHUIS})$$

$$H_b = 1.59\text{m} \quad (\text{WEGGEL})$$

Alla luce di tali risultati, per l'onda di progetto è stato adottato il risultato della formula di Weggel ($H_b = 1.59\text{m}$) che fornisce il valore più cautelativo dell'onda frangente alla profondità al piede della scogliera in questione.

Il valore del coefficiente di stabilità K_D è stato ricavato dalla tabella seguente (Shore Protection Manual).

No-Damage Criteria and Minor Overtopping							
Armor Units	n ³	Placement	Structure Trunk		Structure Head		Slope Cot θ
			K _D ²		K _D		
			Breaking Wave	Nonbreaking Wave	Breaking Wave	Nonbreaking Wave	
Quarrrystone Smooth rounded	2	Random	1.2	2.4	1.1	1.9	1.5 to 3.0 ₅
Smooth rounded	>3	Random ⁴	1.6 ₄	3.2	1.4 ₄	2.3	
Rough angular	1	Random		2.9		2.3	
Rough angular	2	Random	2.0	4.0	1.9 1.6 1.3	3.2 2.8 2.3	1.5 2.0 3.0
Rough angular	>3	Random	2.2	4.5	2.1	4.2	5
Rough angular	2	Special ⁶	5.8	7.0	5.3	6.4	5
Parallelepiped ⁷	2	Special ¹	7.0 - 20.0	8.5 - 24.0	--	--	
Tetrapod and Quadripod	2	Random	7.0	8.0	5.0 4.5 3.5	6.0 5.5 4.0	1.5 2.0 3.0
Tribar	2	Random	9.0	10.0	8.3 7.8 6.0	9.0 8.5 6.5	1.5 2.0 3.0
Dolos	2	Random	15.8 ⁸	31.8 ⁸	8.0 7.0	16.0 14.0	2.0 ⁹ 3.0
Modified cube	2	Random	6.5	7.5	----	5.0	5
Hexapod	2	Random	8.0	9.5	5.0	7.0	5
Toskane	2	Random	11.0	22.0	--	--	5
Tribar	1	Uniform	12.0	15.0	7.5	9.5	5
Quarrrystone (K _{RR}) Graded angular	-	Random	2.2	2.5	--	--	

Fig. 4.90 : Tabella dei coefficienti di stabilità (Shore Protection Manual).

Utilizzando i dati su indicati, per il dimensionamento dei massi delle barriere radenti esistenti si ottiene un **peso medio dei massi pari a 1.20 ton**, cui corrisponde un diametro medio dei massi pari a circa 0.80m.

Per il calcolo dello spessore della mantellata si è fatto riferimento alla relazione:

$$B = n K_{\Delta} \left(\frac{M_{50}}{\gamma_s} \right)^{1/3}$$

in cui:

n coefficiente >2 per lo spessore della mantellata;

K_Δ coefficiente idrodinamico di stabilità (1.0).

In base alla relazione precedente si ricava B = 1.55m.

Per la determinazione della quota di coronamento della barriera radente è stato calcolato il runup dell'onda, ossia il valore della massima altezza verticale di risalita sul paramento inclinato al di sopra del livello medio del mare.

Il calcolo dell'altezza di risalita è stato effettuato utilizzando la formula empirica di Gimenez – Curto di seguito riportata:

$$R_u = H_s A_u (1 - \exp(B_u \xi_m))$$

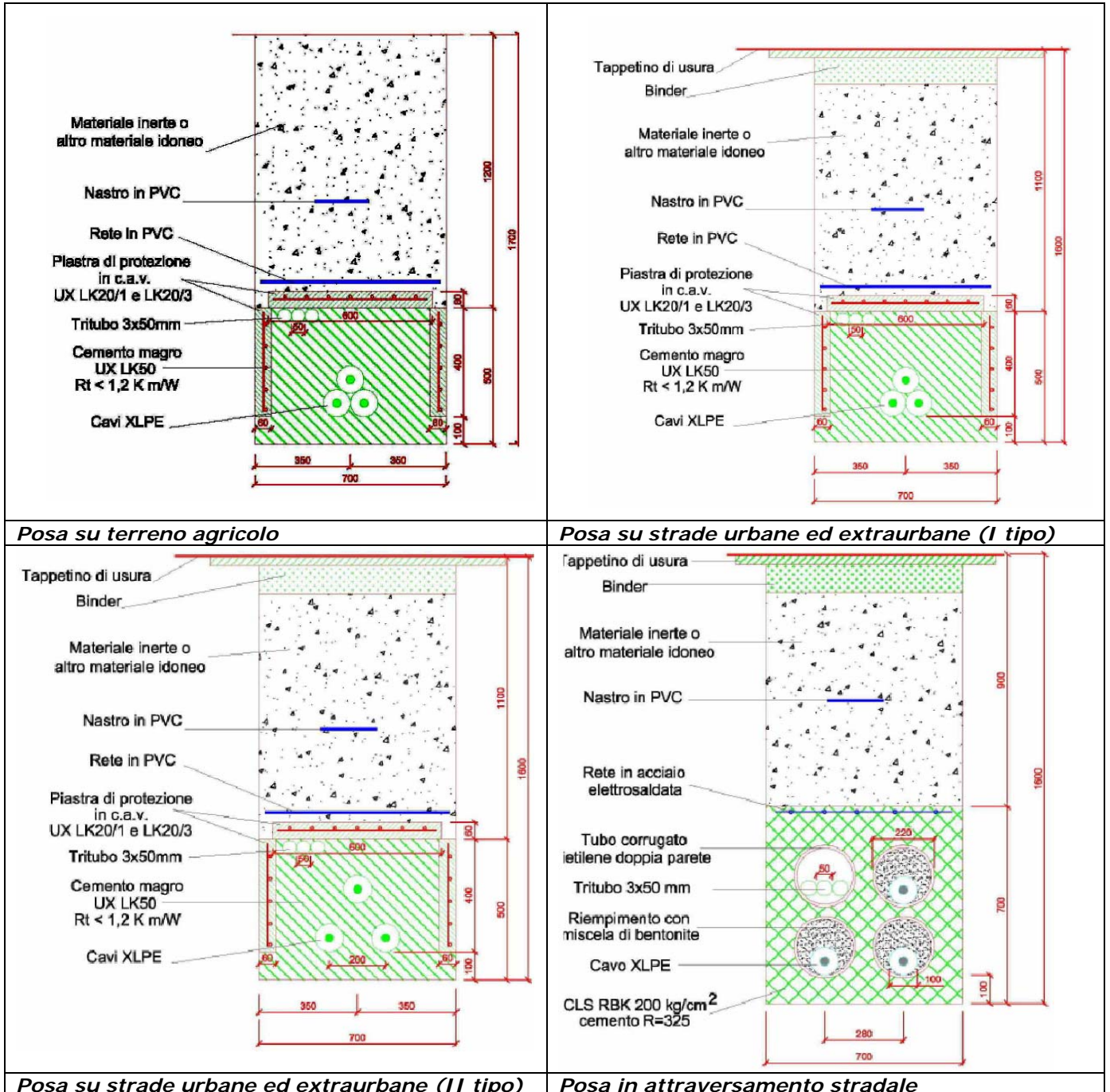
dove:

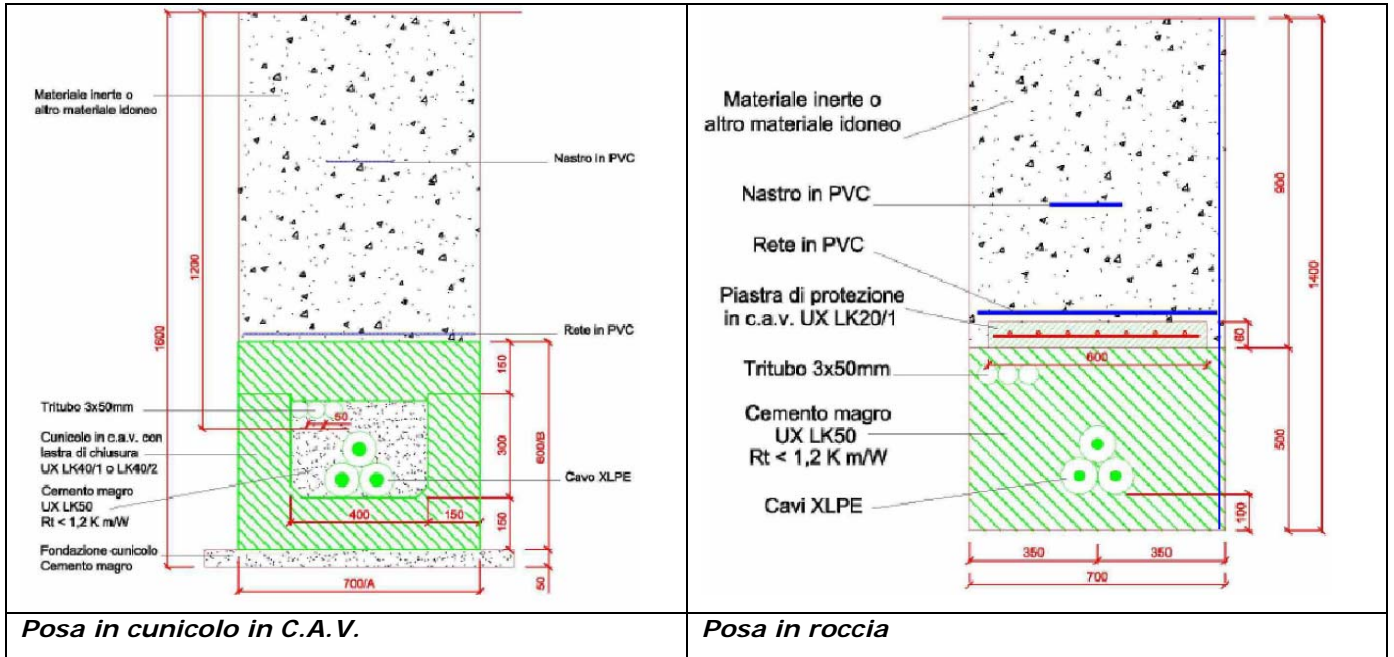
- R_u è la massima quota, misurata verticalmente rispetto al livello medio mare (l.m.m.), superata dal 2% delle onde incidenti;
- H_s è l'altezza d'onda incidente al piede della barriera ($H_s = 1.59\text{m}$);
- A_u e B_u , coefficienti che nel caso di massi naturali valgono rispettivamente 1.37 e -0.6;
- $\xi_m = \frac{m_0}{\sqrt{\frac{H_0}{L_0}}}$ è il numero di Iribarren.

Applicando la suindicata formula al caso di studio, si ottiene un valore di *runup* pari a 2.07m, da cui a vantaggio di sicurezza è stata adottata una quota di coronamento della barriera radente pari a +2.50 metri.

4.4.3 Cavidotto onshore

Per quanto riguarda, invece, la posa del cavidotto onshore, subito dopo il collegamento nella vasca giunto, avverrà con sistemi tradizionali mediante lo scavo di una trincea su strada, la posa del cavidotto ed il ricoprimento come indicato nei particolari seguenti.





Il cavidotto in MT terrestre, posato in trincea su strade esistenti secondo le modalità tradizionali su rappresentate e dotato di una cabina di consegna (sottostazione di trasformazione 30/150 kV), si andrà a collegare alla Sottostazione Elettrica Brindisi Sud, sita nella frazione di Tutturano (cfr. figg. seguenti)

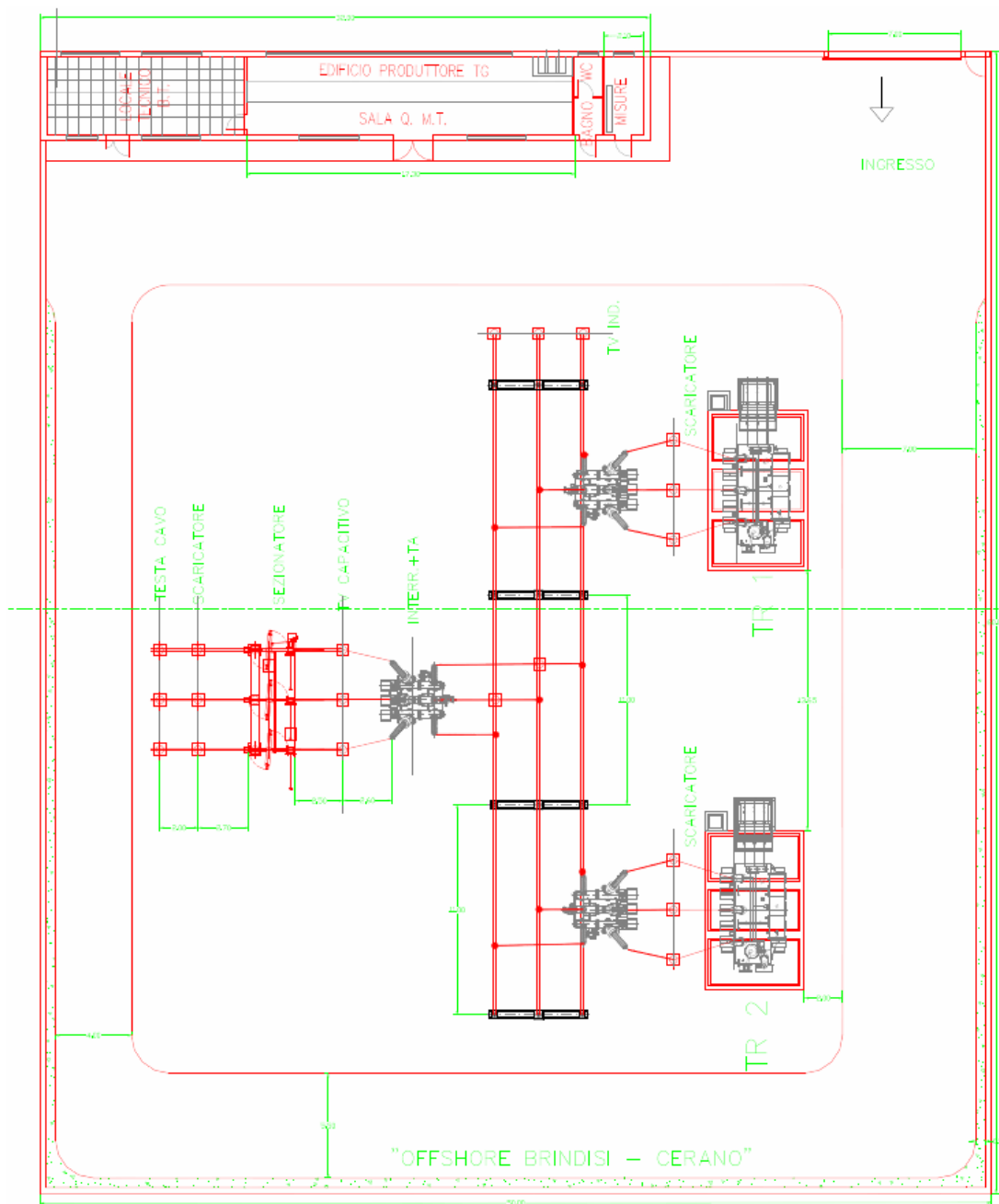


Fig. 4.91 : Pianta della stazione di raccolta e trasformazione

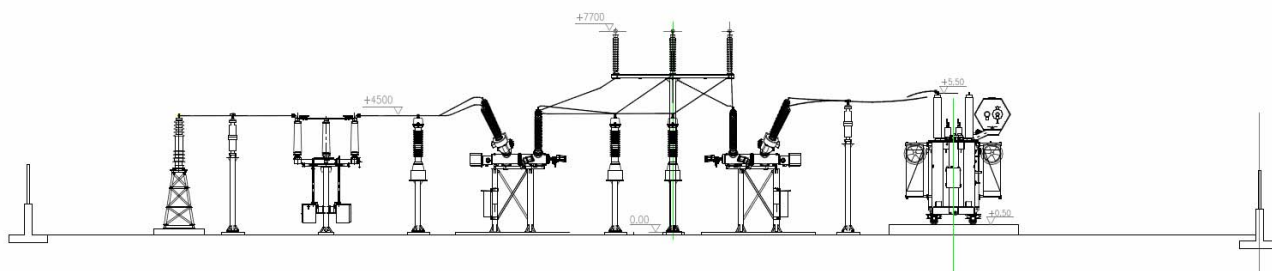


Fig. 4.92 : Prospetto della stazione di raccolta e trasformazione

4.5 Cronoprogramma delle attività di cantiere

La sequenza dei lavori può essere sintetizzata e concentrata in tre grandi fasi principali, che sono conseguenti e successive l'una all'altra.

Le fasi primarie del programma realizzativo riguardano prevalentemente:

- indagini preliminari, rilevazioni di monitoraggio preventivo sul sito dell'insediamento eolico ed ottenimento della Concessione e delle Autorizzazioni di rito;
- progettazione preliminare ed esecutiva, attuando ed utilizzando le indagini tecniche necessarie;
- attuazione, esecuzione e completamento dei lavori, ivi compresi il montaggio a terra, l'installazione a mare e l'avvio all'esercizio del campo eolico.

I tempi determinati dalla effettuazione delle varie attività, che non devono essere tutte messe in serie, si possono indicare, riassumendo drasticamente la varietà di azioni, che sono comprese in ogni voce, nel seguente elenco

- contatti con le autorità locali, regionali e centrali: tutta la durata dei lavori;
- concessioni, autorizzazioni, permessi: 24 mesi;
- indagini preliminari, indispensabili per il Progetto Esecutivo: 6/12 mesi;
- monitoraggio costante del sito: sino a conclusione dei lavori;
- progettazione complessiva (P.P. e P.E.): 18 mesi;
- selezione fornitori, S.T., formalizzazione degli ordini: 12 mesi.
- esecuzione lavori (costruzioni, premontaggi): 24 mesi;
- installazioni e montaggi in situ: 12 mesi;
- collaudi: 6 mesi;
- esercizio preliminare: 10 mesi.

In una rappresentazione schematica della successione delle attività, che, come si è già avvertito, non tutte vanno considerate strettamente ed unicamente in serie le une alle altre, il diagramma di flusso può essere impostato così come è rappresentato nella figura seguente, che riporta il Cronogramma delle attività per la realizzazione del parco eolico.

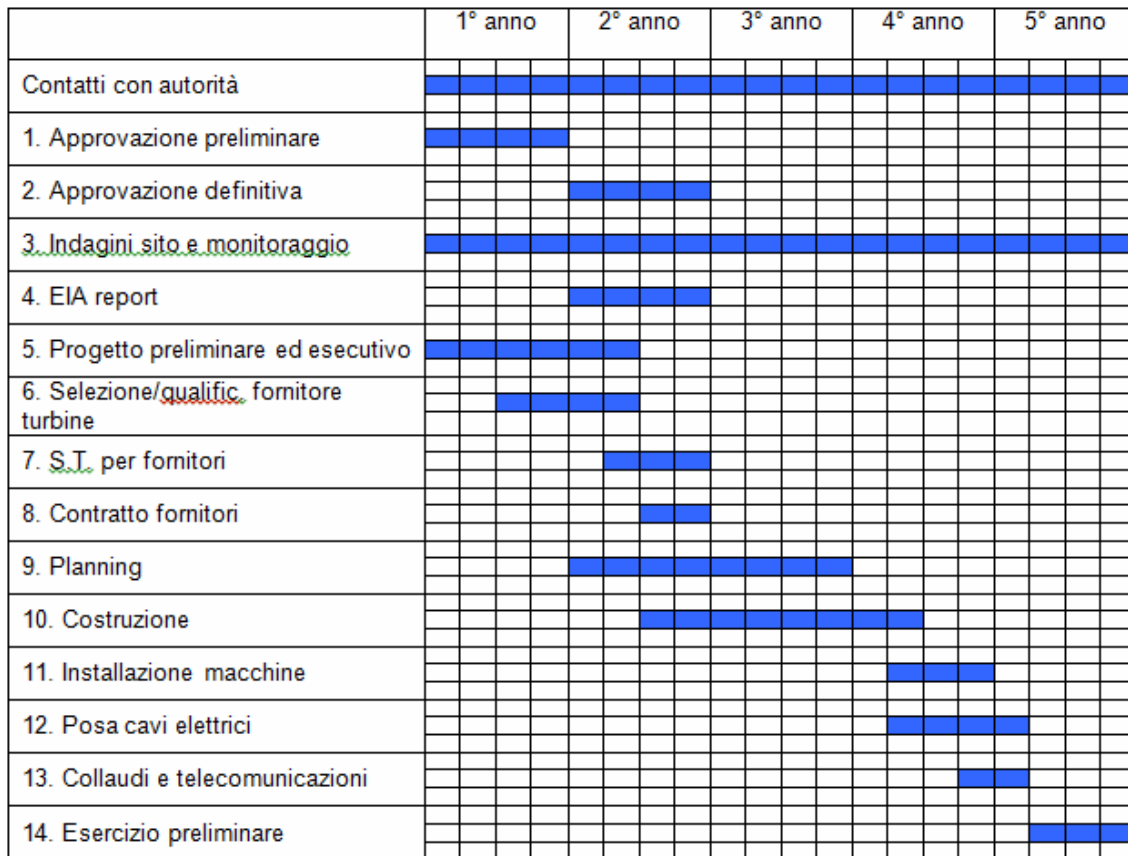


Fig. 4.93 : Cronogramma complessivo delle attività per la realizzazione del parco eolico

La tolleranza sull'avvicendamento delle fasi può essere valutata presuntivamente in due mesi. Nel caso in cui la tolleranza possa essere applicata in riduzione o in aumento, le precedenti stime potranno essere compresse o dilatate dello stesso spazio di tempo, portando la durata complessiva ad oltre 4 anni.

La ragguardevole estensione temporale, come è stata esposta, è un tentativo di tener conto dei notevoli tempi per il raggiungimento delle dovute autorizzazioni, che non tutte sono ben note e dovute e non di tutte si possono prevedere gli effetti e le influenze. Per questa ragione non è possibile tradurre in certezze ed in scadenze assolute il programma precedente da ritenere, invece, realisticamente affidabile.

In genere, si può ritenere che in un lasso di tempo di tre anni si possano concludere i processi di costruzione, di installazione e di esercizio preliminare dell'impianto. Questo periodo di tempo si svilupperebbe da metà del II anno alla metà del quinto anno.

Anche su questa stima gravano i tempi, che sono dettati dai costruttori delle turbine. Sono ovviamente i due e più anni, che il costruttore impone, anche in relazione alle condizioni molto favorevoli del mercato degli ordinativi per tali generatori.

L'inesistenza anche di costruttori nazionali, a fronte di numerose firme europee (specialmente tedesche), può anche in qualche modo segnare a svantaggio della tempistica generale.

Non è detto che si voglia con queste considerazioni sottintendere od auspicare alcun intendimento protezionistico. Si vuole soltanto affermare che la presenza di costruttori nazionali, oltre ad infoltire il settore di ulteriori offerte di macchine eoliche, potrebbe anche predisporre e normalizzare macchine che meglio affrontino le condizioni dei nostri mari.

I regimi eolici del Mar Mediterraneo raramente avvicinano o ripetono le situazioni anemologiche e marine dei Mari del Nord Europa. E' difficile che costruttori, già ampiamente e soddisfacentemente impegnati in tali mari, possano mettere a progetto ed in cantiere macchine, il cui mercato è ancora da decifrare e da imporsi.

A parte tali considerazioni di carattere generale, in questo paragrafo si vogliono approfondire gli aspetti relativi al cronoprogramma delle attività di installazione del parco eolico, descritte in precedenza come *fase di cantiere*, in quanto utili alla caratterizzazione delle azioni di progetto da considerare per la stima degli impatti.

In particolare, le attività da affrontare prevedono:

❖ **apertura del cantiere** ed eventuale realizzazione delle infrastrutture necessarie (strade, piccola portualità, allacciamenti con linee elettriche, etc.) per l'esecuzione dei lavori e per la costruzione di edifici (anche temporanei) di servizio. In dettaglio, la prima fase è relativa all'**apertura del cantiere**, ossia alla realizzazione di tutte le infrastrutture necessarie a preparare il sito nell'area portuale che sarà impiegato per lo stoccaggio dei materiali via mare e via terra, per le attività di assemblaggio preliminare e collaudo preventivo dei componenti, ed il trasporto via mare verso i punti di installazione.

Verranno, quindi, realizzati i lavori di adeguamento della viabilità stradale di accesso all'area portuale, di adeguamento della banchina per l'attracco e scarico delle navi, dell'allacciamento dell'area di cantiere alla linea elettrica, della definizione delle piste di servizio e della predisposizione delle aree di stoccaggio e della installazione dei baraccamenti e dei servizi sia per le lavorazioni che per il personale.

❖ **trasporto dei componenti delle macchine eoliche** dal fornitore alle più vicine infrastrutture ricettive (porti, depositi ferroviari, magazzini, etc.) e conseguentemente al cantiere;

❖ **eventuali lavori di preparazione del terreno e/o dei fondali**, soltanto in casi eccezionali, non essendo di norma previsti;

❖ **costruzione e/o assemblaggio delle fondazioni** e relativo trasporto in cantiere o montaggio in situ per quelle strutture fondarie non realizzate completamente e direttamente colà;

❖ **installazione a mare di tutti i sistemi fondari** (per turbine, trasformatore centralizzato del parco, etc.);

- ❖ **preassemblaggio a terra di parti delle macchine eoliche** ed eventuale **trasporto in situ**;
- ❖ **installazione della torre**, suo fissaggio alla fondazione, sollevamento delle altre parti dell'aerogeneratore ed assemblaggio finale della macchina eolica;
- ❖ **posa in opera dei cavi sottomarini**, connessioni elettriche interne al parco eolico e con la stazione di arrivo a terra degli stessi cavi;
- ❖ **sottostazione elettrica ed allacciamento alla rete** locale o al nodo più vicino con messa a dimora dei cavi interrati;
- ❖ **collaudo** dell'impianto ed avvio.

5. Fase di esercizio

5.1 Gestione e monitoraggio dell'impianto

Il sistema di misura, comando e monitoraggio serve ad ottimizzare la produzione d'energia elettrica ed a programmare gli interventi di manutenzione ordinaria dell'impianto al fine di disporre di un sistema di misura, comando e monitoraggio da utilizzare anche a distanza con le diverse navicelle, di cui il sistema si compone.

Grazie ad esso è possibile acquisire ed archiviare i dati relativi al funzionamento di ciascuna unità e del parco nel suo insieme. I dati, che sono rilevati su ciascun componente, possono essere visionati direttamente, sia sul quadro all'interno dell'aerogeneratore, sia da terra nell'area di gestione e di manutenzione della centrale.

Per trasferire a terra tutti i dati rilevati sulle macchine è predisposta una rete di comunicazione tra le turbine eoliche e la stazione di terra. Il collegamento permanente è assicurato da un sistema di cavi a fibre ottiche, che sono associati ai cavi sottomarini e che ne seguono i tracciati, dovendo collegarsi con tutti gli aerogeneratori. Il cavo a fibre ottiche consente di disporre di un mezzo di comunicazione privo di disturbi ad isolamento galvanico e dotato di una banda larga anche su lunghe distanze.

Il sistema di gestione è separato rispetto ai circuiti di regolazione e di sicurezza, che provvedono al funzionamento delle macchine. Anche in caso di avaria del sistema di gestione, di cui si è parlato, le singole macchine non vengono messe fuori servizio. Sono in grado di procedere al proprio esercizio in completa sicurezza ed autonomia con i propri sistemi di regolazione, allarme e di eventuale intervento d'emergenza.

Il sistema di monitoraggio e raccolta dati serve al gestore per tenere sotto controllo tutti le variabili essenziali ed in particolare le informazioni necessarie alla sue valutazioni gestionali ed economiche. Copre in ogni momento la generazione di energia tramite i bilanci energetici, le anomalie e gli allarmi, il comportamento delle stazioni a terra, l'intervento degli organi di sezionamento e di interruzione, le indicazioni dell'energia disponibile e quella prodotta, gli assorbimenti dell'impianto, etc.

Nel caso in cui il sistema di gestione avverta la presenza di anomalie è possibile organizzare visite di controllo direttamente alle unità, che sono state coinvolte dall'allarme, grazie al personale addetto, che serve tutte le 24 ore di funzionamento. A seguito delle tipologie di allarme rilevate ed alle eventuali ispezioni in loco è possibile impostare interventi manutentivi di soccorso nell'ambito di cicli ordinari o straordinari. Per tali esigenze possono essere imposte possibili aree di esclusione (del raggio di alcune centinaia di metri, all'incirca 500 m) da far rispettare a tutti per consentire l'effettuazione di tali operazioni.

5.2 Avviamento

Quando la velocità del vento, indicata dai misuratori di bordo, arriva al valore di funzionamento per un dato lasso di tempo (ad es., 3 minuti) si può procedere alla preparazione per il parallelo ed all'avvio del sistema ad hoc.

La navicella va allineata con la direzione del vento agente, orientando opportunamente le pale (con il controllo di pitch). In questa fase si assorbe energia dalla rete sino a che non si sarà raggiunta la velocità, che assicura almeno il limite inferiore di potenza.

Il parallelo deve essere condotto automaticamente, purché la tensione di macchina e quella di rete siano coincidenti (i relativi valori dell'intervallo atteso di confidenza -sotto/sopra voltaggio- devono essere predeterminati, al pari di quelli per la frequenza) e costanti in un determinato periodo di tempo.

Procedura inversa si deve predisporre nel caso in cui la turbina vada messa fuori servizio, cioè debba essere fermata. Se la tensione dovesse uscire dal predetto intervallo, la macchina va arrestata, anche perché non vi è a bordo alcun componente capacitivo di compensazione.

La connessione della centrale con la rete è una procedura semplice, che può in certi casi (condizioni meteo, etc.) essere rinviata a periodi di tempo successivi anche lunghi.

Dopo i controlli usuali si procede alla messa in parallelo attraverso il nodo di connessione con la rete sotto la supervisione dei tecnici del GSE e, talora, anche di quelli di TERNA. Tali operazioni possono essere condotte, o dal personale della società che gestisce le reti di trasporto dell'energia elettrica, o da una società terza.

5.3 Manutenzione

5.3.1 Manutenzione preventiva

La manutenzione preventiva, che è impostata per evitare fermate inattese di impianti o di equipaggiamenti, causati da malfunzionamenti o da fuori servizio o da indicazioni di scorretta e discontinua risposta funzionale senza la comparsa di eventi incidentali significativi.

Uno schema orientativo, che è compilato a scopo esemplificativo e che è stato impostato su manutenzione annuale e pluriennale (precisamente ogni cinque anni), è riportato nella tabella seguente.

Essa può essere pianificata regolarmente, nel senso che è indicata dal programma di manutenzione ordinaria, steso per dare ordine agli interventi sui componenti del parco e per organizzarli secondo una scala di priorità basati su una elevata probabilità di mancato o di cattivo funzionamento.

Può anche essere pianificata da condizioni di stato, in quanto è predisposta a seguito di un intervento ispettivo o di controlli routinari o di test di funzionalità

senza essere preceduta od accompagnata da evento incidentale alcuno o da segnalazione di non corretto funzionamento.

La politica della manutenzione preventiva può attuarsi sotto diverse forme, rispettando due criteri orientativi, che si possono riassumere con la formulazione seguente, anche se un pò drastica

- manutenzione zero o assenza di manutenzione;
- ridotta manutenzione o bassa frequenza di interventi manutentivi.

Le due alternative sono ovviamente concorrenti, anche se apparentemente antitetiche.

La assenza di manutenzione non va considerata alla lettera nel senso che per una macchina o per un impianto in esercizio si debba escludere durante la sua vita operativa qualunque possibile controllo. In realtà, si potrebbero escludere sostituzioni, ma non verifiche, anche se condotte con periodicità molto lunga e non programmate per testarne l'affidabilità, come è il caso della struttura fondaria.

Già al primo avvio le azioni di supervisione e di ispezione (supervised test run), che sono assai intense proprio per contrastare la mortalità infantile (concetto ben noto a tutti gli esercenti di impianti nei primi periodi di funzionamento, il quale spesso è effettuato anche a carattere sperimentale o preliminare), possono costituire una utile premessa.

Sistema	Componente	Intervento	
		1y	5y
Pala	Superficie esterna	V	F, R
	Connessione	V	T
	Protezione fulmini		F, R
Inclinazione pala	Supporto pala	V, G	P
	Inclinazione cilindri	V	F
	Supporto cilindri	P	
	Valvole ecc.	V	F
Albero	Cuscinetto di spinta	G	P
	Scatola di distribuzione olio	V	F
	Supporti e tenute	V	F, R
Riduttore/moltiplicatore	Parti meccaniche	Ve	Vd, F
	Sistema di lubrificazione	V	F
	Sistema di raffreddamento	V	F
	Olio lubrificante	T	X
	Filtro	F, X	
Alternatore	Colonna di supporto	G	
	Avvolgimento		V
Sistema frenante	Spegnimento d'emergenza	F	
	Freno meccanico	F	
	Guarnizioni freno		X
Sistema d'imbardata	Corona dentata	V, G	P
	Attuatori motorizzati		F
	Accoppiamenti meccanici	V, G	P
Sistema idraulico	Pompa	V, G	F
	Olio	T	X
	Valvole, etc.	V	F
	Filtro	F, X	
Interruttore		V	F
Trasformatore		V	
Sistema di controllo	Monitoraggio vento	V	F
	PLC	F	
Gruppo d'emergenza	Motore + generatore	V, F	G
	Combustibile	R	
Cavi		V	
Piattaforme e scale			V
Estintori antincendio		V	X
Navicella	Piastra di supporto, perno	V	R
	Coperchio navicella	V	R

Schema di massima degli interventi di manutenzione ordinaria

NOTE: V, ispezione visiva (esterna, e; con endoscopio, d); T, campionamento a test; X, sostituzione eventuale; F, prova funzionale; P, misura del gioco del supporto; R, rinnovo/ristrutturazione; G, ingrassaggio.

In questo periodo di tempo, può essere prevedibile (ed in tal senso è preventivata) una verifica globale entro un breve lasso temporale (3 o 6 mesi), che può essere ancora inteso come estensione dell'avvio sperimentale.

Si deve determinare la frequenza minima o di riferimento per attestare e dare corpo alla filosofia della bassa manutenzione Un'indicazione probante potrebbe essere dedotta dall'esperienza di altri parchi, equipaggiati con lo stesso tipo di

convertitori d'energia eolica, e dallo stesso campo a mano a mano che procede l'esercizio. Un lasso temporale di un anno potrebbe ritenersi congruo.

5.3.2 **Manutenzione straordinaria**

La manutenzione correttiva coincide dal punto di vista filosofico con quanto si è detto a proposito della manutenzione straordinaria, in quanto si procede ad un intervento di ripristino del funzionamento susseguente ad un evento incidentale con semplice sostituzione del pezzo/componente avariato o ad un arresto accompagnato eventualmente da riparazione del guasto.

Dai dati di letteratura sembra difficile determinare una failure rate o un corrispondente MTBF (e di conseguenza un albero dei guasti consapevole e realisticamente valido) per l'evento accaduto in un determinato componente.

C'è tutta una gamma di fatti, la cui gravità ha il suo culmine nella perdita della pala (o, addirittura, della torre) ed il cui ventaglio va da una supervisione sulla superficie esterna per controllarne la regolarità e la integrità a verifiche più pertinenti sulla sua funzionalità, come i circuiti anti-fulminazione, le connessioni tra i vari pezzi (pala-mozzo, etc.) e via dicendo.

E', appunto, questa assistenza imprevista, che può indurre ad assegnare alla pala una cifra di intervento più alta rispetto ad un apparecchio, come il moltiplicatore di giri (spesso fonte di grattacapi), anche in considerazione della rilevanza degli effetti conseguenti.

Per tradurre la scala relativa di ipotetiche richieste di manutenzione supplementare in frequenza operativa bisognerebbe trasformare i suddetti dati in probabilità. Si dovrà forzatamente moltiplicare tali valori per un ordine di grandezza (solitamente 10-x) in grado di pesare numericamente la tendenza a richiedere una maggiore o minore partecipazione di controlli e di esami. E tale quantità non è detto che non sia a sua volta già condizionata dalla tipologia di malfunzionamento considerata.

Per ridurre il ricorso alla manutenzione straordinaria devono essere prese in considerazione

- tutte quelle modifiche o tutti quei provvedimenti anche a livello di progetto, che possano incrementare la disponibilità delle macchine;
- l'introduzione di sistemi ridondanti di elevati standard qualitativi;
- la sostituzione di sistemi complessi con altri più semplici, ove sia possibile;
- l'adozione di sistemi passivi a reazione autonoma in luogo di sistemi attivati da strumentazione di processo/allarme

Inoltre, una sempre più accurata raccolta di informazioni sull'impianto, come d'altronde è stato ripetutamente consigliato, è indispensabile per giustificare azioni migliorative e politiche di intervento preventivo sempre più mirate e motivate.

Di tutti gli eventi, soltanto quelli coinvolgenti le pale abbisognano di sistemi di sollevamento in grado di raggiungere dal mare il rotore e, quindi, capaci di portare alle massime altezze caratteristiche delle unità del parco il gancio della gru, posta su un mezzo navale.

Proprio le frequenze immaginate fanno ritenere che un siffatto intervento possa accadere tra tre e cinque anni o entro la durata dell'aerogeneratore con una credibilità maggiore per il valore più alto. In tale previsione, se la stima è corretta e consistente con i risultati riscontrati in campi eolici attualmente operativi, non occorre procedere ad investimenti specifici (cioè, l'acquisto o la disponibilità del mezzo di sollevamento).

Per questo tipo di manutenzione ed in alternativa alla tipologia di intervento, previsto nel precedente paragrafo, potrebbe essere utile affrontare il tema di dotare la turbina di un mezzo di sollevamento speciale da manovrare dalla navicella, che sia adatto ad interventi alla quota del rotore. Sarebbe utile anche un dispositivo in grado di condurre un esame visivo sulla superficie della pala, quando è in stand-by.

L'attrezzatura -nel caso in cui non fosse sistemata a bordo- può essere issata sino alla navicella, utilizzando la stessa procedura, che è stata ipotizzata per la movimentazione dei componenti pesanti, in essa presenti.

Va, poi, reso possibile l'esame, operando dalla navicella stessa, della superficie della pala con la massima sicurezza, perché si lavora in mare aperto ed in quota.

In questa prospettiva l'equipaggiamento meccanico potrebbe essere dato in dotazione permanente al campo eolico, perché si dovrebbero esaminare le pale di tutte le turbine eoliche (intervento, che rientra nella categoria delle manutenzioni preventive, come attestati nella tabella precedente).

Gli interventi di verifica sulla struttura fondaria (soprattutto per controllare l'accrescimento di mitili sulle strutture ed, eventualmente anche, la massa residua degli elettrodi per la protezione anodica), che avranno anch'essi una cadenza della stessa frequenza (poco più o poco meno ogni 5 anni almeno od oltre), non abbisognano di mezzi di sollevamento e, non essendo essi richiesti da eventi incidentali, fanno parte -più che della manutenzione preventiva- dei programmi dei controlli a mare.

5.3.3 **Accessibilità alle unità a mare**

Via mare

L'accessibilità al sito ad impianto funzionante va solitamente ascritta sotto la sigla O&M (Operation and Maintenance), a meno d'occasioni eccezionali o di situazioni molto singolari, come quelle legate alla sicurezza.

Si effettua con mezzi navali autonomi di ridotte dimensioni da destinare al trasporto di personale e/o di modesti carichi (specialmente per la manutenzione preventiva o parte di quella conservativa).

Per il trasporto del personale si possono usare mezzi, che vanno dai tipici natanti per lo spostamento dei piloti di porto, dai motoscafi veloci o dalle pilotine alle lance a motore, ai gommoni. In questa prospettiva prevale la rapidità di accostamento al parco per evenienze speciali (controlli, ispezioni, piccole emergenze, etc.).

A navi appoggio di ridotta stazza (da un tipico operational vessel a naviglio un po' più potente) si ricorre per altre esigenze, che sono richieste dal programma di O&M e che impongono di veicolare carichi un po' più ingombranti o più pesanti di quelli portati da lance o da motoscafi leggeri o da crew vessel.

In questo caso potrebbe prevalere non la rapidità d'invio, quanto piuttosto le dimensioni del carico ed il suo peso e, fors'anche, una certa possibilità di issarlo sino al portellone d'ingresso dell'aerogeneratore o di posizionarvi per il recupero di componenti della turbina da parte di argani, sistemati nella navicella.

La scelta del mezzo di trasporto dipende dalle esigenze dei programmi di attività, dalle urgenze dell'intervento e dal parco di mezzi, che il Concessionario del campo eolico ed i terzisti, cui fa capo, possono mettere a disposizione o tenere costantemente pronti all'uso.

A parte le incombenze gestionali dell'esercizio, che non dovrebbero essere diverse da quelle della manutenzione ordinaria, che le assorbe, le richieste d'intervento rapido con mezzi leggeri vanno considerate. Questi, che dovrebbero essere i più numerosi essendo comandati dall'opportunità di qualche supervisione o di controlli esterni e generici, potrebbero esser tenuti presenti e richiedere (od imporre) l'obbligo di attrezzarsi.

Disporre di qualche mezzo veloce -tenuto all'ormeggio nel porto più vicino al sito- per tali esigenze potrebbe essere una voce da inserire nel budget di gestione.

Via aerea

Per collegare il parco con la terraferma per via aerea serve ricorrere ad un elicottero o ad un mezzo consimile ad atterraggio verticale. E' evidente che l'elicottero offra le maggiori garanzie, essendo ben noto ed sperimentato per servizi di questo posarvi- per compiere le operazioni di carico e scarico.

La decisione di rivolgersi ad un mezzo aereo, che ad ogni buon conto non richieda pista d'atterraggio, va corroborata anche con il bilancio economico, che deriva dalla mancata produzione di energia elettrica per tutto il periodo di fermo macchina ed il costo orario dell'elicottero per ogni intervento.

Un aeromobile è indubbiamente più veloce di un mezzo navale, ma ben più costoso, fatta astrazione del costo capitale per la piattaforma d'atterraggio. Da una analisi, condotta sui costi (trasporto + uguale tempo d'intervento sulla macchina) in funzione della distanza del parco eolico da terra con il ricorso a trasporto per via aerea e per mare, si è constatato che i due costi si avvicinano per distanze medio-brevi (20 km) o medio-lunghe (60 km), pur restando sempre quelli per via aerea nettamente superiori a quelli marittimi.

6. Fase di dismissione

La dismissione dell'impianto eolico rappresenta l'esecuzione di un provvedimento di arresto dell'esercizio della centrale in via definitiva e di mantenimento delle condizioni di sicurezza verso terzi fintanto che restano le strutture negli specchi acquei autorizzati.

Lo smantellamento è la fase successiva alla fermata della centrale. Consta della asportazione di tutti i corpi a vario titolo inseriti nell'ambiente acqueo e terrestre e delle successive attività di recupero, di raccolta a terra, di riutilizzo o di smaltimento in discarica di quanto è stato trasferito a terra. Ne consegue la riduzione in pristino di tutti gli ambienti.

Tutte le fasi, che devono essere condotte con rispetto totale per la sicurezza della popolazione ed in modo innocuo per l'ambiente, sono riportate e scandite nel Programma di Dismissione allegata al Progetto Definitivo secondo la tempistica in esso prevista.

La decisione di abbandonare l'esercizio –non di una o di qualche unità, ma di tutti i componenti del campo è procedura estremamente rilevante e non può che essere presa se non dopo il realizzarsi di fatti e di provvedimenti decisivi ed importanti, come è stato illustrato nella Rel. Spec. PRO-REL-05 allegata al PD "Criteri, aree di raccolta e tempi per la dismissione", cui si rimanda per ogni dettaglio.

E non possono essere che tali, avendo la capacità di mettere in discussione la continuità dell'esercizio.

In linea razionale verrebbe da sostenere che il procedimento, seguito nella costruzione, debba essere ripercorso a ritroso. Partendo dall'impianto realizzato si dovrebbe giungere alla situazione di sito corrispondente alla sua forma iniziale, quando anni prima si era deciso di intervenire nell'approntamento del campo eolico.

Si tralascino per il momento tutte le operazioni sostanziali e prevalentemente meccaniche, che una siffatta decisione di fermare le macchine, di smantellare le costruzioni in acqua ed aeree, di lasciare la concessione e di ripristinare le condizioni quo ante, farebbe assumere. Sembra opportuno far rilevare la non-congruità di trattare l'argomento in queste note, che devono essere dedicate all'impostazione formale del processo dismissivo del campo eolico.

6.1 Aspetti procedurali, formali ed esecutivi della dismissione e dello smantellamento delle opere a mare

Trascurando le implicazioni più tecnologiche, sembra indispensabile predisporre una lista delle azioni da sviluppare a sostegno del Piano delle Dismissioni (PdD.; Decommissioning Programme), che è il nucleo centrale del piano operativo delle attività da avviare e da far svolgere in modo ordinato e razionale sull'impianto.

Si possono prevedere alcune fasi, la cui natura sarà operativamente indicata anche nel titolo stesso. Il numero e la loro estensione e rilevanza è puramente indicativa. Serve soltanto a scandire quasi temporalmente la successione operativa, che deve essere svolta.

In via puramente esplicativa e senza la pretesa di formulare un programma completo ed esaustivo a questo stadio del progetto, si espongono le seguenti procedure salienti e precisamente

Fase 1: azioni preliminari verso le Autorità competenti

- predisposizione e chiarimento del piano di dismissione totale del campo eolico (programma tecnico-temporale, mezzi da impiegare per le operazioni a mare ed a terra, aree di raccolta dei pezzi/componenti recuperati, opere/interventi di smantellamento/recupero delle parti dell'impianto, etc.) e delle azioni, che son raccolte nel Piano di Dismissione;
- approvazione del piano di dismissione e richiesta di licenze e permessi alle Autorità responsabili del decommissioning;
- notifica dell'inizio dei lavori e delle attività da effettuare;
- progetto, direzione dei lavori ed analisi di sicurezza delle attività di smantellamento;
- reperimento di mezzi, procedure e personale da adibire alle attività approvate e programmate;

Fase 2: smontaggio e recupero delle parti della turbina eolica

- arresto del funzionamento degli aerogeneratori ed isolamento del campo eolico dalla rete;
- rimozione/recupero dei componenti elettrici;
- rimozione/recupero di pale e rotore;
- rimozione/recupero della navicella e dei suoi internals;
- smantellamento della torre e recupero di pezzi metallici da riutilizzare in quanto tali;
- carico su bettolina e trasporto/scarico all'area di deposito e di recupero dei materiali riutilizzabili;

Fase 3: smantellamento e recupero delle varie parti della struttura fondaria

- sezionamento dei pali di ancoraggio alla quota autorizzata, che dovrebbe essere tenuta qualche metro (1-1,5 m) sotto il profilo del fondale;
- ricupero dei pali e della struttura fondaria con conseguente carico su mezzo di trasporto navale (bettolina o altro);

- trasporto/scarico dei pezzi nell'area di deposito e di recupero dei materiali;
- esame del fondale e ripristino delle sue condizioni iniziali dopo eventuale rimozione di pezzi solidi, ivi abbandonati;

Fase 4: eliminazione di ogni infrastruttura

- messa a nudo dei tratti di cavo interrato secondo le istruzioni, concordate e previste dal Piano di Dismissioni;
- taglio e recupero del cavo da parte del mezzo navale incaricato ed in grado di effettuare l'operazione;
- trasporto/scarico dei pezzi nell'area di deposito e di recupero materiali;
- ispezione diretta del fondale per accertarne lo stato di pulizia dopo sgombero totale e contro l'eventuale permanere di detriti ed intervento per raccogliere documentazione probatoria (fotografica, etc.);

Tutte queste attività devono corrispondere al P.d.D., che è stato, come è precisato dal contenuto della Fase 1, sottoposto, concordato ed approvato dalle Autorità competenti. La mancata osservanza può essere seguita da sanzioni tali da rendere invalide certe concessioni e la decadenza da eventuali diritti conseguenti.

6.2 Dismissione e smantellamento delle opere a terra

Il piano di smantellamento, che è stato citato al primo punto della Fase 1, deve comprendere anche gli interventi da espletare sulle parti di impianto, che sono state installate a terra, ove non siano state utilizzate per ulteriori attività a scapo energetico.

I procedimenti di dismissione devono riguardare

- la stazione di arrivo a terra dei cavi sottomarini o stazione del punto di approdo;
- la stazione di innalzamento della tensione a quella di rete (stazione di trasformazione) nel caso in cui non possa essere adibita ad altro allaccio;
- la cabina di collegamento (stazione di allaccio) tra i cavi, provenienti dalle stazioni precedenti con i cavi della A.T.;
- le parti di cavo interrato, che devono essere evacuate (nei dintorni delle stazioni elettriche, come all'atterraggio, all'accesso alla stazione di allaccio, etc.);

- il ripristino di tutte le condizioni richieste con eliminazione degli effetti (detriti, residui da demolizioni, opere di interro, etc.) derivanti dalle opere richieste dall'impianto.

Il cavo sottomarino dal bagnasciuga alla stazione di atterraggio, che in parte ricade nella giurisdizione delle opere a mare almeno sino alle primissime propaggini del bagnasciuga, si può ritenere non coinvolgente alcuna categoria di rischio. Pertanto, potrebbe essere lasciato in situ.

Le attività a terra dovranno seguire le disposizioni vigenti e riguardanti la demolizione e lo smantellamento di impianti elettrici e di edifici, adibiti alle operazioni di deposito, amministrazione, guardiania, recinzione, esercizio di impianti elettrici, etc.

6.3 Operazioni di dismissione

Il metodo di dismissione (decommissioning) sarà influenzato da alcuni fattori specifici, come le scelte del progetto finale del campo eolico ed in particolare dalla tipologia delle fondazioni e dai mezzi navali disponibili. Le misure, che sono oggetto della trattazione attuale, non possono che dipendere dallo stato della tecnologia esistente e dal livello di informazioni/conoscenze raggiunto al momento dell'intervento, ma si deve ammettere che i metodi considerati oggi possano evolvere con il passar degli anni.

Periodiche revisioni al Piano di Dismissioni ed alle misure in esso contenute dovranno aversi durante la vita dell'impianto per aggiornare il livello cognitivo allo stato della tecnologia esistente, per il fatto che è sempre in evoluzione.

In particolare, si deve riconoscere che ogni lezione tecnica può essere modificata attraverso il progetto e la realizzazione di nuovi impianti ed attraverso le differenti tecnologie che l'industria starà elaborando per ogni fase dello smantellamento di impianti.

Può, inoltre, capitare che le misure supposte ed avanzate in data odierna non siano in sintonia con le disposizioni (amministrative e/o legislative) del momento e che non corrispondano alla miglior pratica della sicurezza operativa.

Così pure si dovranno rivedere i tempi e la successione delle revisioni del programma, come è stato delineato per assicurare che la miglior tecnologia sia scelta e le procedure di sicurezza siano le più efficienti e le più moderne. E' questo il complesso di ragioni per cui il Programma di Dismissione potrà esser rivisto anche a tempi diversi da quelli che si ipotizzano in queste note.

Sulla base degli orientamenti del gruppo di progetto attuale, come pure delle impostazioni datesi da altri organismi consimili e di proposte accettate da parte di organismi esteri o internazionali, appare indispensabile proporre un elenco di componenti della centrale, che debbano essere evacuati, una volta che sia stata decisa ed approvata la dismissione totale del sito.

L'elenco, che si propone, è riportato nella tabella seguente e riflette la cautela e la preoccupazione del Committente nel tener bassi o minimizzare del tutto i rischi per la sicurezza e per l'ambiente, che si potrebbero evidenziare durante il percorso sempre accidentato e ricco d'imprevisti quale si ha nell'applicazione di un piano di dismissione globale dell'impianto.

Sarà evacuazione, in evidente assenza di repowering. E si ritiene di avviarla al compimento del venticinquesimo anno di esercizio e di completarla nel giro di un anno solare nelle sue fasi essenziali.

Component	Decommissioning proposal
Turbine/generating equipment	Complete removal from site
Foundations (for wind turbine, met mast, removed transformer platform, if any)	Cut off at or below seabed and removed
Cables (inter-array and export)	Left in situ
Anemometry mast	Complete removal of structure
Transformer platform (if any)	Complete removal of topside

Componenti da dismettere

Nota. La tabella è stilata in inglese anche per mantenere quello schema interpretativo delle cose da fare, che riguarda campi eolici offshore e che sono state più volte esaminate -data la diffusione di parchi a mare lungo le coste inglesi- per quei siti.

6.3.1 Turbina e generatore elettrico

La rimozione delle sovrastrutture, che corrispondono a tutti i pezzi fondamentali della turbina, come pale, navicella, torre e corpo fondario, ripete all'incontrario – e quasi completamente ribaltato- il processo installativo.

La procedura consigliabile deve seguire passo passo alcuni stadi funzionali, che sono già stati evocati, come

- ❖ fermare ed isolare l'impianto dalla rete, seguendo le prescrizioni imposte dal gestore della rete elettrica, che consiste nell'uscita dal parallelo con la rete, la diseccitazione di tutto quanto non concerne i controlli di sicurezza e tutte le alimentazioni, richieste dai segnali luminosi;
- ❖ predisporre e movimentare i mezzi navali necessari sino al sito;
- ❖ rimuovere i diversi pezzi componenti il rotore, procedendo secondo la procedura più spedita e più coerente con i mezzi disponibili (lo smontaggio in un sol colpo della navicella completa di rotore e di mozzo dipende dai mezzi di sollevamento disponibili, per cui potrebbe essere invece indicata la manovra opposta di

smontare un componente alla volta, tenendo conto della congerie di azioni da compiere per smontare singolarmente le varie parti, o soltanto mozzo-pale;

- ❖ allontanare dalla torre la navicella, completa di tutti i sistemi in essa ospitati e principalmente il moltiplicatore di giri ed il generatore di corrente;
- ❖ separare i vari tronchi di torre tra loro a mano a mano che ognuno venga sbullonato dal successivo con conseguente evacuazione verso il natante di competenza;
- ❖ tagliare i cavi sottomarini di interconnessione, che entrano ed escono dalla torre poco sopra il piano di base del terrazzino operativo alla sommità della fondazione per consentire, sia la completa liberazione del tronco di base della torre dopo aver sbullonati i dadi di connessione tra la flangia della torre e la contro-flangia sulla fondazione, sia la sua rimozione;
- ❖ trasporto ed accumulo nel deposito, ove sia previsto e sia possibile selezionare, riusare, riciclare o definitivamente inviare a discarica i vari pezzi.

A terra i componenti suddetti saranno ridotti ai pezzi singoli od alle forme strutturali, che sono compatibili con la funzionalità e le disposizioni afferenti il deposito, e precisamente.

- ❖ evacuazione di sostanze pericolose e di liquidi presenti nelle turbine, come serbatoi di lubrificanti, depositi di fluidi, e di componenti da tenere separati o da raccogliere separatamente secondo le disposizioni vigenti;
- ❖ tutti i componenti metallici (ferrosi o meno) da cedere o da vendere nelle forme e nelle pezzature in grado di essere ancora utilizzati (costituiscono la massa dei materiali da riciclare);
- ❖ le pale di fibre di materiale opportuno (vetro, carbonio, etc.) da selezionare e da separare come da regolamentazioni in vigore, ma anche in considerazione delle utilizzazioni da derivare mediante il trattamento del materiale per ottenerne prodotti per isolamento e coibentazione, ad es. di ambienti civili;
- ❖ i motori elettrici, la cui usura e funzionalità consenta ancora un corretto funzionamento ed un altrettanto conveniente riutilizzo (in numero e percentuale rispetto a quelli rilevati dall'impianto indubbiamente abbastanza ridotti).

Le varie tipologie di materiali, che vengono a mano a mano recuperate, devono essere accatastate e raccolte in depositi specifici e catalogati per materia.

6.3.2 **Struttura fondaria**

Prima di affrontare il tema fondamentale di questo paragrafo, che è la rimozione del corpo fondario, è opportuno ricordare di quali parti si compone la struttura. Essa, infatti, prevede

- ❖ difese contro l'approccio ed il contatto con natanti (boat fender o boat landing);

- ❖ corpi per consentire l'approccio e l'accesso di personale (access ladder);
- ❖ J-tube per la difesa dei cavi sottomarini da/per la turbina;
- ❖ scala alla marinara per arrivare al primo terrazzino con guide (andrai section), scale a gradini per servire gli altri punti di sosta sino alla piattaforma di base della torre;
- ❖ struttura primaria composta da montanti e da traverse, da piattabande ai piedi delle gambe, dal deck porta contro-flangia per il basamento della torre dai nodi realizzati a mo' di calza sui montanti senza interruzione degli stessi (in tal modo l'acqua di mare invade esclusivamente i montanti, mentre in tutti gli altri elementi resta soltanto aria).

Il peso globale di tutto il corpo fondario (jacket e deck) ammonta a circa 600 ton, se si comprende anche il peso dei tubi fondari. Di questi soltanto la porzione, che sta al di sopra della sezione di segmentazione, sarà da recuperare, riducendo un poco il peso complessivo.

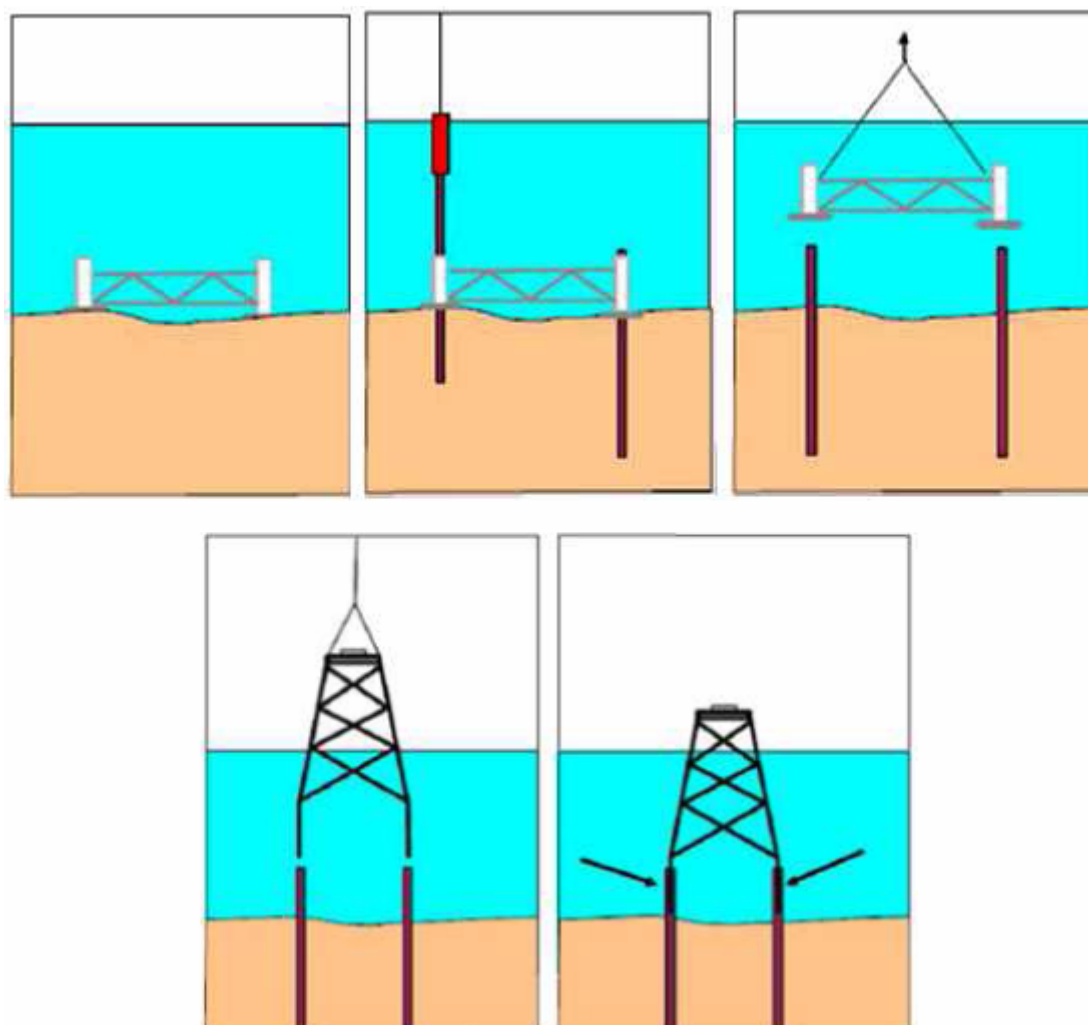


Fig. 6.1 : *Installazione di jacket sui tubi fondari mediante meda ed intervento finale di grouting, come indicato dalle frecce*

La eliminazione o, meglio, la rimozione della fondazione si appoggia su metodi tecnologici, che sono anche condizionati dalla forma e dalla tipologia del corpo fondario. E' ben diverso dover eliminare un blocco di calcestruzzo, come è nelle fondazione a gravità, o un grosso palo cilindrico, come nelle fondazioni a monopila, o una struttura reticolare, come nei jacket tubolari.

Riferendosi naturalmente al progetto dei corpi fondari per le turbine del sito in questione, si tratta di dover tagliare i pali fondari, che costituiscono l'elemento strutturale collegante fondazione e sottosuolo. L'operazione può essere condotta in vari modi, sia con metodi fisici di sezionamento tramite l'impiego di dispositivi diamantati, come filo, sega o disco, sia con processi chimici, come esplosioni.

Il metodo finale, cui rivolgersi, dovrà far ricorso a procedure, che siano le meno danneggianti per il fondale circostante, ed a mezzi, che abbiano la miglior accettabilità per l'ambiente.

Anche il ricorso a sommozzatori dovrebbe essere limitato o evitato del tutto, tenendo conto dei rischi per l'uomo, che sopravverrebbero in operazioni connesse con la movimentazione di masse metalliche imponenti.



Fig. 6.2 : Rimozione di jacket (Shell)

Lo schema proponibile per il ricupero del complesso fondario può presentare una doppia attuazione. La duplicità dei provvedimenti deriva dalla soluzione, che è applicata alla struttura.

Nella ipotesi in cui l'edificio metallico si compone di una parte inferiore, contenente anche i pali fondari, ed una parte superiore o deck, che fa da sostegno alla turbina ed è la base per la flangia inferiore della torre.

L'alternativa alla soluzione esposta è più semplice nell'impostazione, avendo collegato in un corpo unico deck e jacket ed avendo eliminato i pali fondali sostituiti dai codoli verticali.

Questi vanno ad inserirsi in tubi, che sono battuti precedentemente nel fondale e che hanno diametro interno leggermente superiore al diametro esterno dei codoli. Il gap tra i due diametri deve consentire un agevole inserimento dei codoli e lasciare un gioco sufficiente a rendere efficace l'azione del grouting.

La metodologia, consueta con la prima alternativa della coppia jacket-deck, ricorre alle seguenti operazioni

- taglio dei cavi sottomarini di interconnessione, che si dipartono dalla turbina verso le due unità adiacenti dello stesso sottocampo;
- sezionamento dei pali fondari mediante adeguati mezzi (disco/filo diamantato, sega, etc.) ad una quota sotto a quella della faccia superiore del fondale;
- rimozione del corpo metallico, come un pezzo unico mediante mezzo navale dotato di dispositivo opportuno di sollevamento;
- trasporto a riva nella zona dedicata al ricevimento/deposito del jacket;
- intervento sulle superficie esterne con pulitura dalle incrostazioni marine (molluschi, mitili, alghe, etc.), con depigmentazione delle applicazioni anticorrosive e sulle superficie interne con asportazione dei residui (di fondale, etc.) e disfacimento del corpo fondario per recuperarne i pezzi da riutilizzare, come pali fondari, piattabande, tubi, etc.

La parte eccedente lo spezzone di tubo fondario, segmentato dall'insieme nella fase di separazione dal tubo fondario, resta infisso nel suolo marino. E' da definire la quota di taglio, che deve essere tenuta qualche metro al di sotto del piano superiore del fondale marino per consentire la ricopertura completa della parte infissa.

Riflettendo alle modifiche da introdurre, qualora si voglia affrontare la rimozione della soluzione alternativa della fondazione, la sola variante sta nel taglio del tubo, che è inserito nel suolo, anziché del palo fondario. La funzione dei due tubi è approssimativamente la stessa, che è quella di fissare la struttura al suolo, pur nascendo da diversa impostazione funzionale.

Infatti, il palo fondario è portato dal jacket ed infisso nel suolo, il tubo di basamento è battuto prima di calare il jacket e trattiene il jacket mediante il grouting tra codolo e tubo (cioè, iniezione di boiaccia di cemento nell'intercapedine tra i due tubi).

A parte queste diversità la vera differenza sta nelle modalità di taglio. Con la prima alternativa si può immaginare di far avanzare l'attrezzo di taglio attraverso il palo fondario, che è cavo all'interno, previa svuotamento dello stesso per la distanza necessaria ad assicurare un certa quota, inferiore al fondale.

Con la seconda versione è difficile operare dall'interno, in quanto si può incontrare del calcestruzzo. Sarebbe più consono -almeno dal punto di vista razionale- intervenire dall'esterno, previo abbassamento del materiale circostante sino alla quota di taglio.

Questa è la vera differenza, che incide rispetto alla precedente sui termini dei tempi impiegati e dei costi da affrontare.

Nel Piano di dismissione sono esposte le considerazioni di paragone tra due soluzioni contrastanti che in linea di principio si potrebbero anche avanzare. Si ridurrebbero, sia ad estrarre la fondazione direttamente dal fondale tutt'intera, sia a tagliare ad una prestabilita quota rispetto alla superficie del fondale la parte infissa nel sottosuolo marino.

L'esame delle osservazioni, fanno emergere la convenienza economica, la praticabilità tecnica e la sostanziale sicurezza contro rischi evidenti e notevoli, che si correrebbero con la soluzione un po' avveniristica e incongrua del voler estrarre la struttura dal fondale così com'è. E si trascura che talora la parte inserita nel sottosuolo ha un'altezza anche superiore a quella sovrastante il fondale (la parte interrata vale 30-50 m ed oltre).

6.3.3 Cavo sottomarino

Per gli scopi del trasferimento dell'energia elettrica, che è prodotta a mare, sono previsti due tipi di cavi, quelli per il collegamento con la stazione di atterraggio a riva (export cable) solitamente ad AT e quelli di interconnessione all'interno del campo (interconnection/ inter-array cable) a MT (circa sui 30 kV). Entrambi sono da interrare, in quanto il loro sviluppo avviene in zone particolarmente poco sicure per la sicurezza ed il perfetto funzionamento durante la vita della centrale.

I primi o cavi di collegamento, che sono abbastanza lunghi coprendo la distanza campo-litorale, sono composti da tre tracce di fili di rame (three core cable) e da uno o più cavi a fibre ottiche per le comunicazioni a vario titolo (controllo, regolazione, allarme, etc.) tra la stazione centrale e le turbine in campo.

Per gli scopi, cui sono destinati, sono generalmente a doppia armatura per aver adeguata rigidità e resistenza all'urto e con isolamento termico e dielettrico per evitare corto circuiti pericolosi. Sono interrati ad una profondità, che è compresa tra 1 m ed 1,5 m e che è ritenuta sufficiente mantenere la perfetta operabilità del cavo.

Tale profondità va rispettata anche a riva, ove possono essere schermati da opportuno tubo contro gli effetti dell'elettromagnetismo su esseri umani, eventualmente presenti sul lido. La quota d'interro è determinata anche dalle maree ed in particolare dalla bassa marea. In occasione di tale evento, che abbassa

il pelo acqueo al livello più basso, il cavo non deve essere scoperto. Per le nostre latitudini la variazione tra le maree è ben inferiore alla quota dell'interramento.

I secondi o cavi di distribuzione interna coprono tratte abbastanza brevi (500-1.200 m), collegando tra loro due turbine di uno stesso sottocampo. Sono composti da tre tracce di fili di rame (three core cable) e da uno o più cavi a fibre ottiche per le comunicazioni a vario titolo (controllo, regolazione, allarme, etc.).

Per gli scopi, cui sono destinati, sono generalmente a doppia armatura per aver adeguata rigidità e resistenza all'urto e con isolamento (XPLE) anche dielettrico per evitare corti circuiti pericolosi. Sono anch'essi interrati alla stessa profondità dei precedenti. Hanno sezioni congrue con la corrente trasferita.

I cavi sottomarini di entrambe le categorie possono esser lasciati in situ.

Le motivazioni, che concorrono a questa decisione, si giustificano con l'orientamento del gruppo di progetto e si collegano anche ad indicazioni tratte da testo ufficiale inglese (Decommissioning of Offshore Renewable Energy Installations in Energy Act 2004: Guidance notes for Industry, DTI, December 2006), che qui si riportano e che limitano l'evacuazione di strutture o impianti a mare quando

- *entire removal would involve an unacceptable risk to personnel;*
- *entire removal would involve an unacceptable risk to the marine environment.*

Naturalmente, queste istanze non vanno isolate dal contesto autorizzativo globale. La rimozione di parti, che sono interrate e che hanno risposto egregiamente alla sicurezza durante la vita dell'impianto, può non essere necessaria anche per altre ragioni supplementari oltre alla continuità di un corretto funzionamento. Una fra esse è il costo del lavoro, un'altra sono le conseguenze derivanti dalla scopertura accidentale del cavo.

Appare evidente che l'eventuale eliminazione del materiale, ricoprente il cavo sottomarino, non creerebbe alcun danno o rischio per l'ambiente.

Per evitare che possano restare dei monconi di cavo d'estremità si dovrebbe operare il taglio in modo che ciò che resti sia interrato o, al limite, si ricopra il moncherino con materiale adatto (sabbia mista a ghiaia, roccia, etc.) nel caso di temuti incidenti.

6.4 Tempi di attuazione delle varie fasi dismissive

6.4.1 Aggiornamenti del Programma di Dismissione

Si deve riconoscere che i passi più importanti da seguire nel processo di dismissione siano la pianificazione delle attività e la selezione delle opzioni più adatte allo scopo prefissato. Sono già state evidenziate in vari punti della trattazione l'opportunità e l'essenzialità di disporre di un piano, che sia il più possibile aggiornato, oltre che sicuro e ragionevolmente economico, sulle attività da condurre dal momento del fermo della centrale in poi.

Non è sufficiente sentire l'urgenza e l'inderogabilità di disporre di un documento organico e meditato su quanto occorra predisporre e fare, ma deve essere altrettanto assoluta la attualità delle prescrizioni da imporre. Ne deriva che non si possa far a meno di introdurre revisioni ed aggiornamenti al testo, che è stato preparato quando si è sottoposto il P.E. della centrale e con esso le idee per la eliminazione della centrale. Non è, infatti, pensabile né credibile che si possa seguire un Rapporto Tecnico, steso più di due decenni prima, e ritenere che questo sia attuabile sic et simpliciter.

Un insieme di operazioni di tale portata e di una complessità almeno pari a quella della costruzione deve essere stato rivisto con gli anni in modo da non trovarsi all'ora "X" impreparati, sia per quanto riguarda le regole da rispettare, sia per tutto ciò che bisogna fare per rendere il sito restituibile nelle condizioni quo ante. Dopo tutto quel po' po' di eventi tecnologici, commerciali ed autorizzativi, che si saranno manifestati e sviluppati nel periodo di vita dell'impianto, è doveroso ed ineluttabile un processo di revisione da attuare durante tale lasso di tempo.

Quante volte sarà necessario od utile rivedere il testo e le fasi del Programma di Dismissione? E' indubbio che sia compito del Committente sottoporre il programma a revisioni interne a mano a mano che l'impianto prosegua nel suo percorso di funzionamento, manifestando punti di forza e di debolezza da valutare e da ritenere, ed esponendoli a confronti con altre installazioni più recenti e con le novità apparse nel settore dei componenti fondamentali.

Le attese di un ammodernamento delle prescrizioni dismissive passa attraverso questi filtri, che sono suggeriti dal mercato, dall'industria e dall'esercizio stesso della centrale.

E', quindi, da ritenere inderogabile una successione di riesami, che possano ragguagliare il Concessionario sul da farsi. E siano in linea con un ipotetico e costante adeguamento, che si potrebbe lanciare durante il periodo di vita della centrale.

Potrebbe essere da consigliare un riassetto dei criteri all'interno delle attività e delle competenze del Concessionario stesso

- ✓ a due anni dall'avvio della centrale;
- ✓ a 12 anni dall'avvio della centrale ed in corrispondenza della mezza-vita dell'impianto;
- ✓ ad un paio d'anni prima della conclusione dell'esercizio delle turbine eoliche.

Il PD propone che la revisione finale sia operata al 23mo anno dall'andata a potenza e dalla consegna dell'impianto.

Sarà l'occasione per

- finalizzare il programma e con esso definire le azioni, i particolari tecnici, la scheda tempi e le previsioni di spesa, coinvolti dallo smontaggio e dallo smaltimento di tutti i componenti;

- esaminare l’impatto di tale intervento e cioè che i lavori dismissivi siano stati correttamente analizzati e siano in accordo con le imposizioni ambientali iniziali e con quelle vigenti in tale specchio di mare o lungo le coste prospicienti il sito;
- concordare eventualmente accordi con le autorità amministrative per condurre in sicurezza le operazioni, per salvaguardare la salute della popolazione e per rispettare l’ambiente durante l’effettuazione dei lavori;
- definire i controlli per documentare lo stato finale del suolo marino e la sua concordanza con gli impegni iniziali.

E’ un complesso di studi e di iniziative di vario tipo e con diversi interlocutori. Sembra opportuno tenerli presenti nel tempo, oltre che darne applicazione alla dismissione.

6.4.2 Tempi per l’applicazione del programma dismissivo

Dopo aver analizzato l’iter migliorativo dei criteri per la dismissione dell’impianto è altrettanto doveroso stimare il lasso di tempo, che le operazioni precisate nel Programma di Dismissione richiedano.

Si dà per iniziato il processo di dismissione con smontaggio e recupero pezzi a partire dalla conclusione effettiva dell’esercizio e dopo la conclusione delle denunce e dei permessi previsti presso le Autorità amministrative responsabili.

Per eliminare e rimuovere le 36 unità del campo eolico, corrispondenti ai 108 MW complessivi, si può tracciare un quadro temporale almeno orientativo e di massima. A parte la difficoltà di ipotizzare un simile tragitto in assenza di un riscontro con la installazione delle macchine un approccio di primo tentativo sembra opportuno.

In primo luogo le stime, che sono state avanzate per i montaggi a terra/mare non possono essere ritenute valide e ripetibili anche per le operazioni contrarie dello smontaggio. La ragione è evidente. La cura e l’attenzione estrema, che si deve applicare in ogni momento della installazione, non è quella da osservare nel percorso opposto.

Non che la sicurezza venga abbandonata o che il mantenimento delle difese ambientali sino da scordare, ma, pur rispettandole accuratamente come si è fatto nei montaggi, la procedura inversa si presta a semplificazioni e a manipolazioni non accettabili prima ed ora da consigliare. Manovre più spedite, minor personale impegnato, naviglio ridotto all’essenziale, procedure qualitative di più basso livello e precauzioni conservative anch’esse più smilze -a meno di quelle essenziali- fanno sì che tempi e costi siano differenti.

E lo devono essere perché proprio su questi due fronti si gioca buona parte della credibilità di un ragionevole -e ragionato- programma di dismissioni.

In prima battuta si possono ritenere congrui i seguenti tempi descrivibili con le operazioni definite nel Programma di Dismissione

Per progetto, management, pianificazione e procurement dei lavori a mare	90 giorni lavorativi
effettuazione delle operazioni dismissive a mare	50 giorni lavorativi
lavori a terra nell'area del cantiere ad hoc predisposto comprendenti smantellamento, recupero/riciclo e stoccaggio/discarica	60 giorni lavorativi

Il ciclo completo di lavoro non deve prendere la somma dei tempi parziali. Non tutte le attività precedenti si svolgono in serie, sicuramente -anche se non completamente- sono quelle previste nel secondo e nel terzo punto del precedente elenchino.

Pertanto, la **durata complessiva potrebbe essere di 160/180 giorni.**

In sei mesi si dovrebbe raggiungere lo scopo di liberare completamente lo specchio d'acqua, che prima era occupato dal sito eolico.

Al computo precedente potrebbero mancare le manovre, i controlli anche strumentali e le ispezioni dirette, che servono a dimostrare il raggiungimento dello stato di sgombero atteso. Sono, comunque, coinvolte durate temporali assai limitate.

7. Analisi delle alternative progettuali

L'analisi delle alternative, in generale, ha lo scopo di individuare le possibili soluzioni diverse da quella di progetto e di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto.

Si tratta di una fase fondamentale dello Studio di Valutazione di Impatto, in quanto la presenza di alternative è un elemento fondante dell'intero processo di VIA.

Le alternative di progetto possono essere distinte per:

- *alternative strategiche;*
- *alternative di localizzazione;*
- *alternative di processo o strutturali;*
- *alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi;*

dove:

per **alternative strategiche** si intendono quelle prodotte da misure atte a prevenire la domanda, la "motivazione del fare", o da misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;

le **alternative di localizzazione** possono essere definite in base alla conoscenza dell'ambiente, alla individuazione di potenzialità d'uso dei suoli, ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;

le **alternative di processo o strutturali** passano attraverso l'esame di differenti tecnologie, processi, materie prime da utilizzare nel progetto;

le **alternative di compensazione o di mitigazione** degli effetti negativi sono determinate dalla ricerca di contropartite, transazioni economiche, accordi vari per limitare gli impatti negativi.

Oltre a queste possibilità di diversa valutazione progettuale, esiste anche **l'alternativa "zero"** coincidente con la non realizzazione dell'opera.

Nel caso in esame tutte le possibili alternative sono state ampiamente valutate e vagliate nella fase decisionale antecedente alla progettazione; tale processo ha condotto alla soluzione che ha fornito il massimo rendimento con il minore impatto ambientale.

Le **alternative strategiche e di localizzazione** sono state affrontate originariamente nella fase iniziale di ricerca del sito costiero idoneo dal punto di vista vincolistico, ambientale e ventoso, attraverso lo svolgimento di opportune campagne di indagini e *macro-siting* che hanno consentito di giungere ad una prima classificazione di siti potenzialmente validi.

Tale processo è stato ulteriormente affinato nella fase successiva allo screening iniziale, con sopralluoghi mirati ad una più approfondita conoscenza dello stato dei luoghi. Dopo questa fase di approfondimento, è stata effettuata una scrematura che ha portato alla identificazione univoca del sito, almeno come area vasta di interesse.

Tale selezione ha interessato anche fattori diversi da quelli strettamente connessi agli aspetti ambientali e paesaggistici, attraverso il coinvolgimento di diverse figure portatrici di interessi.

In particolare, la società proponente, che persegue l'obiettivo del progetto in esame oramai da alcuni anni, ha condotto una *pianificazione partecipata*, attraverso un coinvolgimento paritario di *utenti* e *attori*, al fine di rilevare gli umori e le intenzioni delle amministrazioni e delle associazioni di rappresentanza della cittadinanza, in maniera da portare avanti una iniziativa supportata e condivisa a priori dai diversi livelli decisionali, accogliendo sin dalla fase iniziale di progettazione i suggerimenti tecnici e le proposte migliorative emerse durante tale campagna di sensibilizzazione sociale

I fattori principali, oltre a quelli strettamente paesaggistici ed ambientali, che hanno indirizzato in modo pertinente la scelta del progetto, sono elencati di seguito:

- ❖ l'interesse, espresso dalle Amministrazioni locali e regionali, per una installazione eolica di potenza in grado di offrire un contributo sostanziale di energia pulita alla comunità locale con ritorno economico dall'esercizio del parco;
- ❖ la valorizzazione dell'area già investita da infrastrutture industriali e contemporaneamente dedita ad intensa vocazione agricola e turistico ambientale;
- ❖ il favore abbastanza netto delle organizzazioni pubbliche e della comunità locale nei confronti di un siffatto investimento e della conseguente realizzazione a mare del parco eolico;
- ❖ le caratteristiche del sito eolico (distanza dalla costa, etc.) e della centrale (sistemazione delle turbine, dimensioni dei convertitori, accorgimenti per ridurre la sensibilità visiva, etc.).

Il suddetto processo iterativo, che ha avuto una durata di circa 8 anni, ha portato ad una **notevole riduzione del numero degli aerogeneratori**.

Infatti, il primo progetto del parco eolico offshore presentato dalla società TG Energie Rinnovabili, a dicembre del 2006, prevedeva l'installazione di **90 aerogeneratori** nel tratto di mare antistante le coste di Cerano(BR) e Torre Rinalda (LE) , con un estensione lineare di circa 16 Km; tale progetto, basato su una serie di indagini preliminari condotte a cavallo del 2004/2005, necessitava l'effettuazione di ulteriori "Campagne di caratterizzazione puntuale di tutto il fondale marino "interessato dal progetto.

Furono, pertanto, condotti nei primi sei mesi del 2007 una serie di studi di dettaglio con la ricognizione di più punti di campionamento che evidenziarono l'esistenza di due diverse realtà, che indussero la società TG Energie Rinnovabili a rivisitare il primo progetto, che prevedeva l'installazione di 90 aerogeneratori.

Il motivo che ha spinto la società a rivedere il layout del progetto è stata la presenza uniforme nel sito antistante la costa di Torre Rinalda (LE) di biocenosi ad elevato valore conservazionistico quali la Poseidonia oceanica e il coralligeno, unitamente alla elevata estensione dello specchio acqueo interessato.

Le considerazioni di cui sopra hanno così condotto la società TG Energie Rinnovabili a limitare l'estensione dello specchio d'acqua alla zona che si estende al largo di Cerano (BR), **riducendo il numero degli aerogeneratori da 90 a 48, quindi il tratto di mare interessato da 16 a 8 km**, laddove gli studi di caratterizzazione di dettaglio dei fondali marini hanno evidenziato la scarsa presenza di habitat di valore conservazionistico e il minor impatto paesaggistico avendo quel tratto di costa un minor tasso di fruibilità turistica a causa della presenza della centrale termo-elettrica dell'ENEL, attestando quindi il maggior grado di idoneità del sito all'installazione di un impianto eolico offshore.

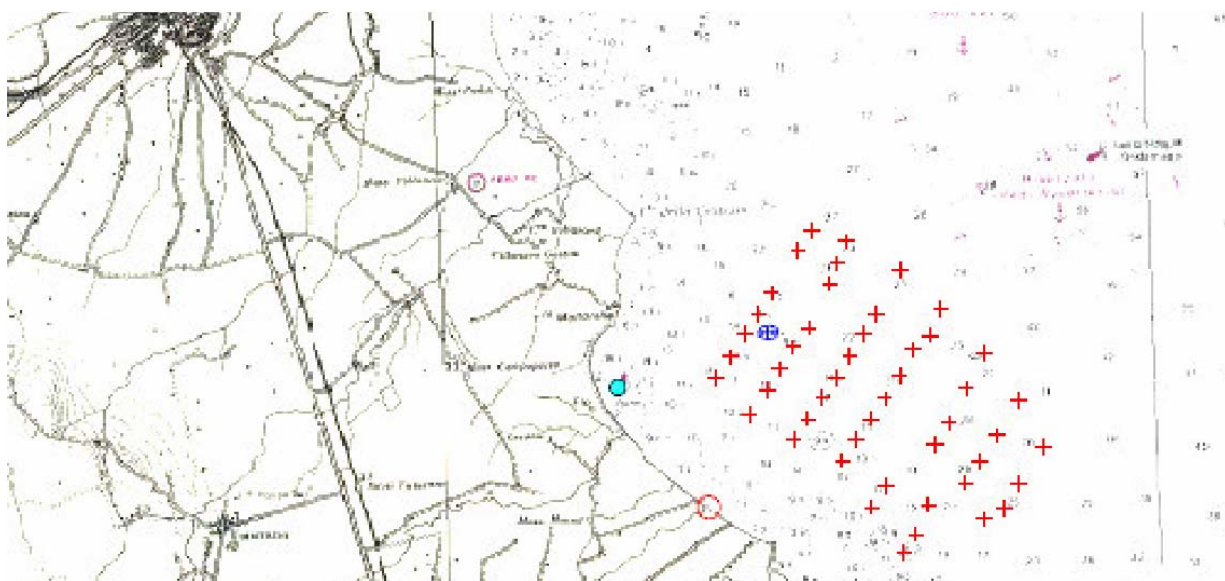


Fig. 7.1 : Seconda versione del layout dell'impianto ridotto a 48 torri

Dopo la prima drastica riduzione di quasi il 50%, è stata effettuata una **seconda riduzione abbastanza consistente del layout di progetto che ha portato alle seguenti importanti modifiche:**

- ❖ **riduzione del numero delle torri da 48 alle 36 attuali (con la conseguente riduzione di potenza da 144 MW a 108 MW);**
- ❖ **notevole incremento della distanza delle torri dalla costa;**
- ❖ **spostamento della posizione delle torri rispetto alle caratteristiche dei fondali.**

Dopo questa lunga fase iniziale, è stata effettuata una campagna di *micrositing*, con rilievi diretti e molto più approfonditi in sito sia della zona a terra ma soprattutto dei fondali marini, e restituzione della mappatura dettagliata dello stato dei luoghi, con individuazione puntuale delle biocenosi presenti, oltre che della tipologia e stratigrafia dei fondali.

Pertanto, è stata definita una soluzione alternativa riguardante il posizionamento degli aerogeneratori.

L'analisi morfobatimetrica e biocenotica dei fondali, infatti, ha messo in evidenza come 18 dei 36 aerogeneratori presenti nel sito risultavano essere posizionati su habitat di valore conservazionistico o in aree ad essi immediatamente confinanti. Pertanto, rispetto alla configurazione originale sono stati effettuati degli spostamenti, verificati e validati in situ, che hanno consentito di posizionare le 36 pale eoliche off shore su popolamenti di scarso o nullo valore naturale (cfr. immagine seguente).

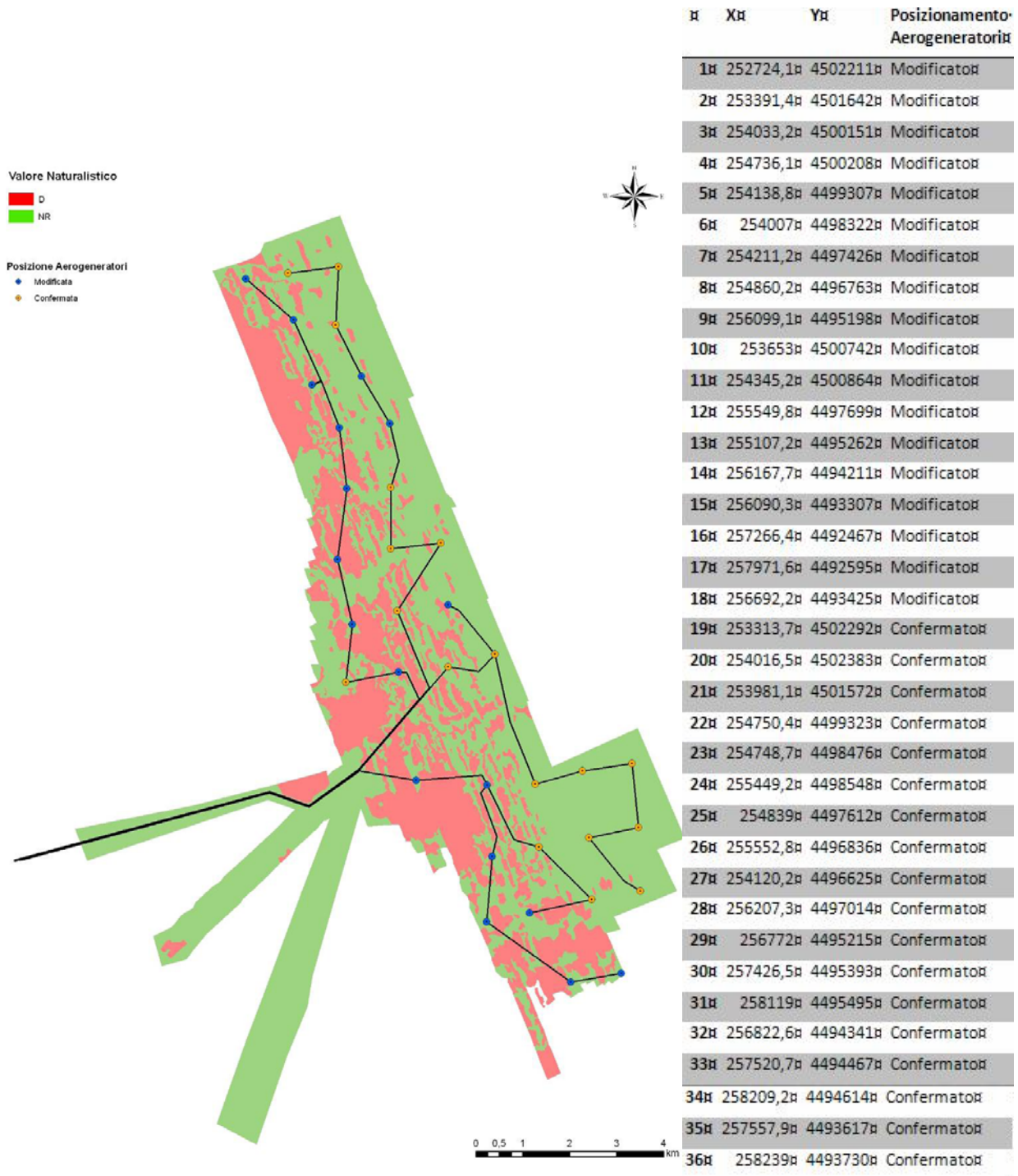


Fig. 7.2 : Soluzione alternativa con nuova posizione delle torri

Le **alternative di processo o strutturali** sono state valutate durante la redazione del progetto, nel corso del quale la individuazione della soluzione finale, sia per quanto riguarda la fase di cantiere che per il layout finale, è scaturita da un

processo iterativo finalizzato ad ottenere il massimo della integrazione dell'impianto con il patrimonio morfologico, paesaggistico e marino esistente.

Innanzitutto, la scelta delle caratteristiche delle macchine e delle opere annesse è stata il frutto di un processo di affinamento che ha condotto alla definizione dei modelli rispondenti alle migliori tecnologie disponibili sul mercato.

Sono state, infatti, previste macchine di nuovissima generazione che forniscono prestazioni notevolmente superiori con impatti ambientali inferiori.

Oltre alla scelta dei componenti dell'impianto, particolare attenzione è stata posta alla valutazione delle possibili alternative riguardanti la fase di cantiere, nel senso dei mezzi e delle attrezzature da impiegare per ridurre le interferenze con gli ecosistemi presenti, per ridurre la tempistica di lavoro e ridurre la probabilità di eventi incidentali durante le installazioni.

In particolare, tale valutazione è stata approfondita nella scelta del sistema di posizionamento ed installazione del cavidotto marino.

Infatti, nelle zone di fondale in cui prospera o vegeta la Posidonia, l'utilizzo dell'aratro marino inizialmente pensato per la posa di tutti i cavidotti, poteva determinare gravi lesioni al tessuto floreale difficilmente mitigabili anche con interventi di adeguato e subitaneo espianto con riposizionamento in zone poco discoste, come ricavato da altri casi simili.

Pertanto, è stata effettuata una valutazione ed una comparazione tra le diverse tecnologie disponibili elencate di seguito:

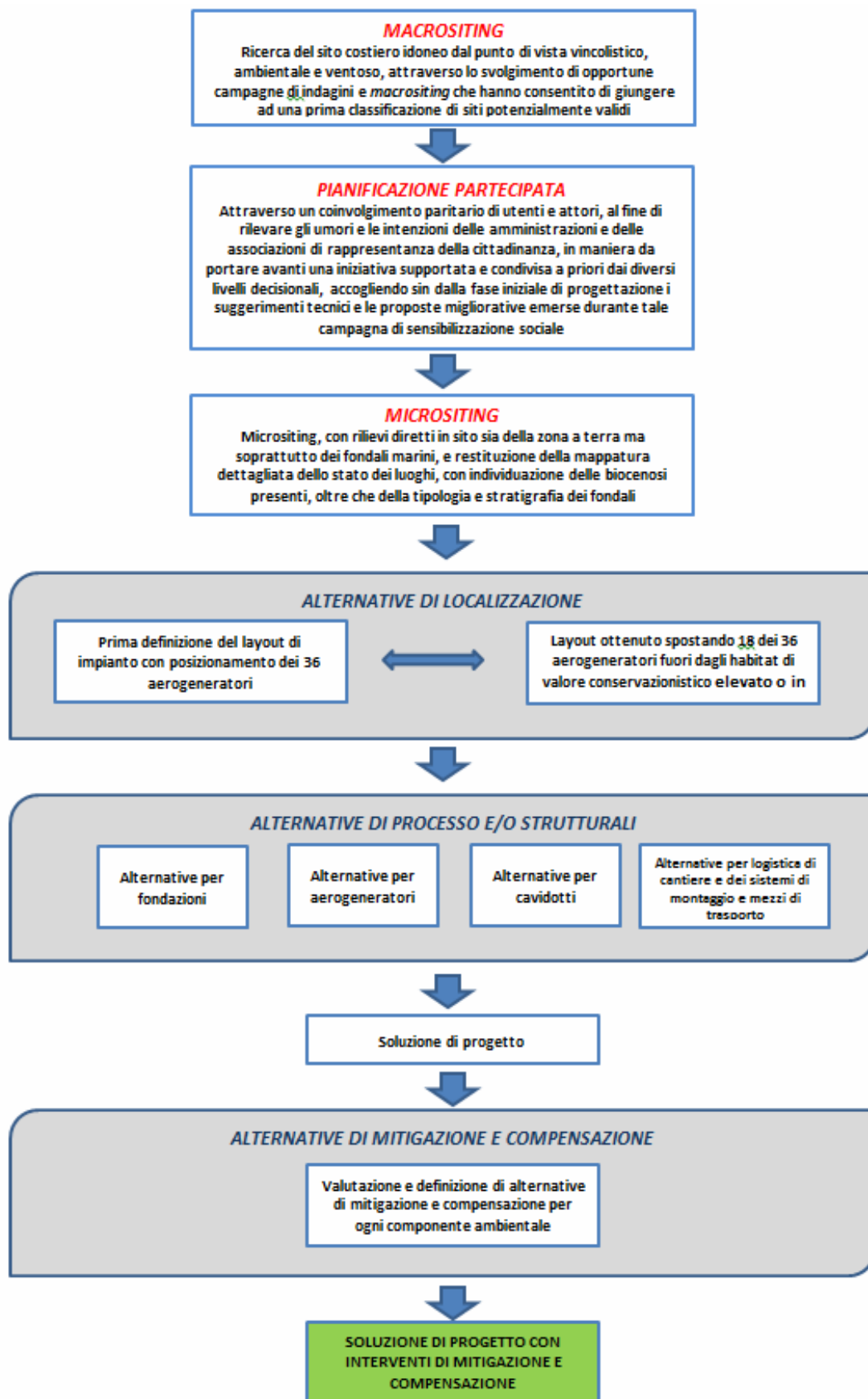
Alternativa valutata	Problema riscontrato
Fuoriuscita del cavo dalla trincea dall'inizio fino alla fine del Posidonieto, con sollevamento dello stesso per tutta l'estensione trasversale del campo	difficoltà di tenere il cavo in situ sollevato o appena appena sfiorante sulla prateria Scarso ancoraggio con alta probabilità di arpionarlo o tranciarlo
Una sola trincea per cavo anziché tante quante sono i sottocampi, confezionata come una treccia unica dei cavi, con calza di contenimento	difficoltà data dalle sue caratteristiche, la lunghezza potrebbe superare la capacità della giostra e la sua rigidità potrebbe renderne difficile l'accumulo, richiedendo un raggio di curvatura diverso Difficoltà di giuntura soprattutto in presenza di Posidonieto
Scavo con aratro in presenza di Posidonia e mitigazione del disturbo consistente nel prelevare i ciuffi di Posidonia e metterli a dimora in zona con caratteristiche abbastanza analoghe a quelle d'origine per tentare di preservarne la sopravvivenza	Diffidenza sulla sopravvivenza nel nuovo assetto con i ciuffi asportati Bisognerebbe prendere le massime precauzioni per poter contare sulla loro continuità di esistenza
Diverso percorso del cavidotto –magari contorto e più lungo- che consenta di evitare tutti i problemi precedenti e relativi alla presenza di Posidonia	Impossibilità di determinare una siffatta alternativa data la presenza diffusa e variegata come risultato dalla indagine morfobatimetrica
Posa del cavo sul fondale e ricoprimento con materassino (masse di materiale pesante, c.a., ghisa, etc., ed idoneo a stare in ambiente aggressivo, come quello marino)	Nonostante una posa dei materassi di dimensione opportuna e abbastanza ridotta, comunque connessi tra loro, lasciando un certo spazio mutuo per consentire e favorire il rigoglioso sviluppo della vegetazione, naturalmente il piede di queste piccole masse osterebbe la crescita della flora.
Posa sul fondale e ricorso a sistemi di ancoraggio come micro pali fondari, installati mediante "battitura"	Impatto derivante dall'azione della battitura che potrebbe rilevarsi alquanto invasivo per la sopravvivenza della prateria
Posa con cavi adagiati sul fondale ed ancoraggio con asta filettata di tipo Manta Ray MR-4 (o simile) avvitato nella parte terminale dell'asta e con sistema di vincolo del cavo all'asta filettata	Soluzione meno invasiva in quanto tale operazione viene eseguita con l'ausilio di apposita attrezzatura idraulica o pneumatica manovrata da sommozzatori sul fondo, tale da arrecare il minore disturbo ed allo stesso tempo garantire un idoneo ancoraggio preservando il cavo da rischi di arpionatura e tranciatura

Scala di valutazione	
	Impatto alto
	Impatto medio-alto
	Impatto medio
	Impatto lieve-medio
	Impatto lieve

Attraverso una valutazione qualitativa degli impatti, è stata scelta l'ultima alternativa, cioè quella con la posa sul fondale in presenza di Posidonia, con ancoraggio con asta filettata di tipo Manta Ray MR-4 (o simile), in quanto è risultata la soluzione meno invasiva per i fondali, a valle di studi specialistici ed approfondimenti ed indagini dirette.

Per quanto riguarda invece le **alternative di compensazione e/o di mitigazione**, le cui misure a volte risultano indispensabili ai fini della riduzione delle potenziali interferenze sulle componenti ambientali a valori accettabili, sono state valutate e via via descritte nel capitolo dell'analisi degli impatti ambientali.

Il percorso seguito per la definizione della soluzione finale è rappresentato nel flow chart di seguito riportato.



Infine, è stata considerata anche la **alternativa "zero"**; essa è stata valutata, però, non nell'ottica della non realizzazione dell'intervento in maniera asettica, che avrebbe sicuramente un impatto ambientale minore in termini prettamente paesaggistici, ma nell'ottica di produzione di energia per il soddisfacimento di un determinato fabbisogno che, in alternativa, verrebbe prodotto da altre fonti, tra cui quelle fossili.

Un confronto può essere fatto, ad esempio, in termini di consumo di materie prime (fonti energetiche non rinnovabili) e di emissioni nocive in atmosfera, tra l'energia prodotta da un impianto eolico e quella di una centrale termoelettrica con ipotesi di utilizzo di fonti non rinnovabili, a parità di producibilità in termini di energia elettrica immessa in rete.

Supponendo:

- consumi medi di fonti di combustione non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica ;
- fattori di emissioni differenziate per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinanti ;
- valore di producibilità annua di un impianto eolico, a titolo esemplificativo, di circa 100 GWh;

si ottengono i seguenti valori.

I dati dei consumi medi di fonti non rinnovabili per la produzione di 1 kWh di energia elettrica, sono riportati nella tabella seguente:

FONTI NON RINNOVABILI		
Combustibile	Consumo specifico medio	Fonte dati
Carbone	0,355 kg/kWh	<i>Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98</i>
Petrolio	0,230 kg/kWh	<i>ENEL</i>
Gasolio	0,220 kg/kWh	<i>EPA</i>
Gas naturale	0,28 m ³ /kWh	<i>EPA</i>
Olio combustibile	0,221 kg/kWh	<i>Autorità per l'energia elettrica ed il gas Delibera n°16/98</i>

I fattori di emissione per tipologia di inquinante e per tipologia di combustibile (fonte APAT) sono invece:

Combustibile	Fattore di emissione CO₂	Fattore di emissione SO₂	Fattore di emissione NO_x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)
Carbone	94,0730	0,590	0,39000
Petrolio	101,000	0,000	0,00000
Gasolio	77,149	0,220	0,14118

Gas naturale	55,820	0,250	0,00038
Olio combustibile	78,000	0,200	0,92683

Per quanto riguarda il consumo di materie prime per la produzione di energia equivalente che l'impianto eolico consente di evitare, si sono ottenuti i seguenti risultati relativi alla produzione annua :

Combustibile	Consumo evitato	Unità di misura
Carbone	35.500	[t/anno]
Petrolio	23.000	[t/anno]
Gasolio	22.000	[t/anno]
Gas Naturale	28.000.000	[mc/anno]
Olio Combustibile	22.100	[t/anno]

Considerato un periodo di vita dell'impianto di circa 25 anni, i consumi di materie prime evitati sono pertanto i seguenti

Combustibile	Consumo evitato	Unità di misura
Carbone	887.500	[t]
Petrolio	575.000	[t]
Gasolio	550.000	[t]
Gas Naturale	700.000.000	[mc]
Olio Combustibile	552.500	[t]

Per quanto riguarda, invece, le emissioni di gas nocivi evitate si è fatto riferimento ai dati APAT per ricavare i valori dei fattori di emissione FE per la singola attività (kg/GJ), differenziati per tipologia di combustibile e per tipologia di inquinante, considerando la formula :

$$E=A \times FE$$

dove

E: emissione dovute all'attività [t/anno]

A: indicatore di attività (ad esempio il consumo di combustibile, la quantità di energia prodotta) [GJ]

FE : Fattori di emissione per la singola attività [kg/GJ]

Nella tabella che segue, oltre ai valori dei fattori di emissione e del Potere Calorifero Inferiore (PCI) di ciascun combustibile, utilizzato quest'ultimo per il calcolo dell'Indicatore di Attività (A= Consumo di combustibile x PCI), sono stati evidenziati i risultati circa le emissioni evitate correlate al tipo di combustibile.

Combustibile	Fatt. di emiss. CO ₂	Fatt. di emiss. SO ₂	Fatt. di emiss. NO _x	Consumo	PCI	Emiss. CO ₂	Emiss. SO ₂	Emiss. NO _x
	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(kg/GJ)	(t/anno)	(MJ/kg)	(t/anno)	(t/anno)	(t/anno)
Carbone	94,0730	0,590	0,39000	35.500	31,40	104.863,2	657,67	434,73
Petrolio	101,000	0,000	0,00000	23.000	41,80	97.101,4	0	0
Gasolio	77,149	0,220	0,14118	22.000	42,60	72.304,04	206,18	132,31
Gas naturale	55,820	0,250	0,00038	28.000.000	36,10	56.422,86	252,70	0,38
Olio combustibile	78,000	0,200	0,92683	22.100	41,00	70.675,8	181,22	839,80

Valori che riferiti al ciclo di vita dell'impianto diventano :

Combustibile	Emiss. CO ₂	Emiss. SO ₂	Emiss. NO _x
Carbone	2.621.579	16.442	10.868
Petrolio	2.427.535	0	0
Gasolio	1.807.601	5.155	3.308
Gas naturale	1.410.571	6.318	10
Olio combustibile	1.766.895	4.531	20.995

Dai calcoli effettuati si conclude come l'impianto eolico produca notevoli benefici ambientali, evitando sia ragguardevoli quantità di consumo di materia prima rispetto ad un analogo impianto alimentato con una risorsa tradizionale, sia di emissioni nocive in atmosfera.

Quindi "l'alternativa zero" risulta senza ombra di dubbio notevolmente più impattante rispetto all'alternativa di Progetto. Tale aspetto sarà evidenziato anche sottoforma numerica attraverso il confronto matriciale e sottoforma monetaria, nell'analisi costi benefici riportata al paragrafo seguente.

8. Analisi costi benefici

Il presente paragrafo intende fornire una valutazione dei costi e dei benefici, tangibili ed intangibili, derivanti dalla realizzazione dell'impianto eolico offshore ubicato a ridosso della Penisola Salentina al largo di Cerano.

L'obiettivo è quello di fornire una valutazione della fattibilità del progetto considerando i seguenti differenti aspetti:

- ❖ economico e finanziario;
- ❖ ambientale, in termini di impatti sulle componenti ambientali e le relative esternalità prodotte;
- ❖ sociale, in termini di impatti sulla salute, occupazione ed altre esternalità sociali.

Il metodo utilizzato per tale valutazione è l'Analisi Costi Benefici (ACB) di tipo quantitativo che prevede la monetizzazione dei fattori economici, ambientali e sociali che concorrono nella scelta di compiere l'investimento.

L'analisi costi - benefici (ACB) è una tecnica usata per valutare la convenienza economica sociale ed ambientale di un investimento sul territorio in funzione degli obiettivi che si intendono perseguire.

L'esecuzione del progetto può avvenire da parte di due grandi categorie di soggetti economici: *l'operatore privato* e *l'operatore pubblico*.

L'operatore privato tende a porre a confronto i costi e i ricavi che derivano dalla realizzazione del progetto: ci si pone cioè in un'analisi, tipica delle scelte imprenditoriali, in cui l'obiettivo è costituito dalla massimizzazione del profitto.

Al contrario, *l'operatore pubblico* deve tener conto non solamente gli aspetti finanziari legati alle spese effettivamente sostenute per la realizzazione del progetto, ma individua una gamma di costi e di benefici che abbiano una relazione con l'obiettivo tipico delle scelte pubbliche: massimizzazione del benessere sociale.

Se l'investimento è privato, l'ACB assume i caratteri di un'analisi finanziaria: vengono cioè valutati i flussi monetari che nel corso degli anni produce l'investimento (positivi per quanto riguarda i ricavi; negativi per ciò che concerne i costi).

Se invece la valutazione riguarda un investimento pubblico, allora è necessario effettuare una analisi economica: ciò sta a significare che non si valutano solo i flussi finanziari, ma i costi e i benefici in senso lato, relativi a tutta la collettività. In tale situazione si cerca di valutare, in termini monetari, tutti gli svantaggi (costi) e tutti i vantaggi (benefici) che l'investimento arreca alla popolazione interessata.

Data la rilevanza che assume l'esercizio di questo impianto per il contesto socio economico di riferimento, si è ritenuto di redigere un'analisi costi benefici generalmente riservata ad investimenti pubblici.

Nella presente analisi viene utilizzato, come metro di valutazione, la metodologia della stima del valore monetario dei costi e dei ricavi diretti (cash flow) ed esterni

(sociali) riconducibili al progetto non prima di aver valutato i singoli valori da inserire.

Ciò posto, nella redazione del presente documento, si è ritenuto di fare riferimento al manuale *"Guida all'analisi costi-benefici dei progetti di investimento"* redatto dalla *Unità di Valutazione, DG Politica Regionale e Coesione, Commissione Europea 2008* che costituisce uno strumento per i funzionari della pubblica amministrazione e per i consulenti nella definizione di quelle informazioni utili per la valutazione, da parte della pubblica amministrazione, della sostenibilità economica ed ambientale di progetti d'investimento.

La sostenibilità finanziaria dell'iniziativa da parte dei privati è stata già ampiamente sviluppata in fase di sviluppo/finanziamento del progetto. In base ai risultati della stessa è possibile effettuare una elaborazione aggiungendo ulteriori costi/benefici sociali ed ambientali al fine di considerare anche gli impatti positivi e negativi dell'iniziativa progettuale sull'ambiente e sulla collettività.

8.1 Analisi di Fattibilità

L'analisi di fattibilità mira ad individuare i potenziali vincoli e le possibili soluzioni rispetto agli aspetti tecnici, economici, normativi e gestionali. Per l'impianto in esame, nella presente sezione di studio della fattibilità di progetto, sono stati analizzati i seguenti temi:

- Analisi della Domanda e dell'Offerta;
- Tecnologia disponibile;
- La potenzialità dell'impianto;
- Risorse umane ed organizzazione;
- Aspetti ambientali.

8.1.1 Analisi della Domanda e dell'Offerta

Un impianto che produce energia sfruttando la risorsa del vento rientra tra le *Fonti Energetiche Rinnovabili (FER)*, vale a dire qualsiasi tipo di energia prodotta a partire da una risorsa naturale la cui disponibilità è indipendente dal tasso di consumo. Esse rientrano a pieno titolo tra le risorse naturali di un territorio.

Le forme più frequenti sono, appunto, l'energia eolica, la biomassa (combustibile estratto da rifiuti di origine animale o vegetale), l'energia solare, l'idroelettrico.

Le FER possono essere utilizzate per generare elettricità o produrre combustibili, analogamente alle fonti energetiche tradizionali. Esse vengono impiegate negli impianti industriali, per il riscaldamento, le apparecchiature elettriche, il trasporto e l'illuminazione: di fatto, tutto ciò che richiede energia.

Nell'attuale scenario le fonti di energia rinnovabili, inesauribili e non inquinanti, sono destinate ad acquisire sempre più importanza nell'approvvigionamento energetico, spinte da motivazioni di carattere economico ma anche di sostenibilità ambientale, considerazioni queste ultime alla base dell'approvazione del Protocollo di Kyoto, il documento redatto e approvato nel corso della Convenzione Quadro sui

Cambiamenti climatici tenutasi in Giappone nel 1997 dalle Nazioni Unite. I Paesi firmatari del protocollo si sono impegnati a ridurre, individualmente o congiuntamente, le emissioni di gas da effetto serra nel periodo 2008-2012, di almeno il 5% rispetto ai livelli del 1990.

Nel dicembre del 2008 l'UE ha adottato una strategia integrata in materia di energia e cambiamenti climatici, che fissa obiettivi ambiziosi per il 2020. Lo scopo è indirizzare l'Europa sulla giusta strada verso un futuro sostenibile sviluppando un'economia a basse emissioni di CO₂ improntata all'efficienza energetica.

Sono previste le seguenti misure (il cosiddetto accordo 20-20-20):

- ✚ ridurre i gas ad effetto serra del 20% (o del 30%, previo accordo internazionale);
- ✚ ridurre i consumi energetici del 20% attraverso un aumento dell'efficienza energetica;
- ✚ soddisfare il 20% del nostro fabbisogno energetico mediante l'utilizzo delle energie rinnovabili.

Il riscaldamento globale è causato dall'eccessiva produzione e dallo smodato consumo di energia da parte dell'uomo. Con il crescere del nostro fabbisogno energetico aumenta anche la nostra dipendenza dai combustibili fossili (petrolio, gas naturale e carbone), che producono ingenti volumi di CO₂ e rappresentano attualmente circa l'80% del consumo di energia dell'UE.

Affinché l'UE possa raggiungere i suoi obiettivi e combattere i cambiamenti climatici è essenziale che trasformi radicalmente i suoi modelli di produzione e consumo di energia. L'azione dell'UE affronterà quindi una serie di temi chiave quali il mercato dell'energia elettrica e del gas, le fonti energetiche, il comportamento dei consumatori e una maggiore cooperazione internazionale.

La strategia dell'UE in materia di energia e cambiamenti climatici è linea con l'impegno dell'Europa a promuovere la crescita economica e l'occupazione. Anticipando la rivoluzione energetica si creeranno anche nuove opportunità sul fronte delle imprese e della ricerca.

Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili contribuirà inoltre a ridurre la dipendenza dell'UE dalle importazioni di petrolio e gas, rendendola meno vulnerabile alle fluttuazioni dei prezzi energetici e alle incertezze sul fronte degli approvvigionamenti.

I singoli Stati membri vengono esortati ad adottare una serie di misure e coordinarsi con l'UE per garantire un'equa ripartizione degli oneri. Pur essendo vincolanti, gli obiettivi fissati terranno conto delle rispettive capacità a livello nazionale.

In Italia, in particolare, al fine di raggiungere tali obiettivi, i provvedimenti più significativi nel settore sono stati la legge 59/1997 e il D.lg. n. 112/98 con cui prende l'avvio il federalismo energetico. Da questi due provvedimenti emerge un decentramento delle politiche e delle competenze amministrative, in base al principio della sussidiarietà, alle Regioni e agli Enti locali e la possibilità da parte

delle stesse di fornire supporto, anche finanziario ad azioni di sostegno dell'offerta di tecnologie energetiche da fonti rinnovabili.

Il Decreto legislativo n°79 del 16 marzo 1999 (noto come Decreto Bersani), che recepisce la direttiva europea 96/92/CE sulla liberalizzazione del mercato elettrico, ha riordinato i sistemi di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica, ed ha posto le basi per la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, in particolare ha sancito la priorità di dispacciamento per le FER, ha istituito i "Certificati Verdi", ed ha introdotto l'obbligo per i produttori e importatori di energia elettrica da fonte convenzionale ad immettere nel mercato una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, rispetto alla produzione totale, sia autoprodotta, sia acquistata da altri. La quota, inizialmente del 2%, è incrementata annualmente dello 0,35% per il periodo 2004-2006.

Ciò provoca una domanda di energia prodotta da FER, che potrà essere soddisfatta dall'offerta di Certificati Verdi attestanti la produzione di energia prodotta da impianti FER.

Da quanto detto ben si comprende quanto sia importante intervenire per favorire lo sviluppo di sistemi capaci di favorire sia il risparmio energetico, sia nuovi sistemi di produzione di energia.

Una soluzione alle problematiche di cui sopra, certamente non esaustiva del problema, ma comunque di particolare rilevanza, è rappresentata dal ricorso alla produzione di energia da fonti rinnovabili unitamente al concetto di intervenire efficacemente a livello locale: *"Think globally, act locally"* (pensa globale, agisci locale).

In altri termini si tratta di ricorrere alle risorse locali per la produzione decentralizzata dell'energia, al fine di:

- ridurre la dipendenza dall'estero
- migliorare i conti dell'Italia come sistema paese
- rendere intrinsecamente più stabile la rete con riduzione di rischi da black-out.

A livello locale, la Puglia è al momento una regione caratterizzata da un elevato surplus di energia elettrica prodotta rispetto al proprio fabbisogno, ma allo stesso tempo fortemente condizionata dalla scarsa presenza di interconnessioni con le altre zone geografiche confinanti che ne limitano i flussi e lo scambio di potenza elettrica prodotta. Al contrario, il sistema elettrico del centro Italia, a causa della presenza di regioni fortemente deficitarie di energia elettrica, assorbe un'elevata quantità di energia proveniente dal Sud (i flussi provenienti da nord risultano irrilevanti).

Lo squilibrio in termini di impianti realizzati tra la Puglia, ed in generale delle regioni del sud, e le altre regioni del centro nord, sono da ricercare prima di tutto nei motivi geografici ed orografici (nel settore eolico per la presenza di siti ventosi principalmente lungo la dorsale appenninica, nel settore del fotovoltaico per la maggiore produttività connessa alla latitudine) e poi a causa della legislazione

locale che ha consentito, anche se per poco tempo, la realizzazione di impianti sotto il MW con procedure autorizzative semplificate.

Ad ogni modo, una volta potenziate le grandi linee di trasmissione dell'energia elettrica, la produzione di energia da fonti rinnovabili, con le dovute cautele in termini di saturazione in seguito alla pressione ambientale che può creare la elevata concentrazione di impianti nello stesso sito, deve essere valutata a grande scala territoriale nell'ottica di contribuire al raggiungimento degli obiettivi nazionali dettati da accordi internazionali.

8.1.1.1 Potenza installata/energia prodotta nel parco eolico rispetto alla situazione pugliese/nazionale

In Puglia, la provincia, nella quale è installato il maggior parco di centrali elettriche da fonti tradizionali, è senza dubbio la provincia di Brindisi, ma anche quella di Foggia si avvia ad un quantitativo di centrali, però ad energie rinnovabili, particolarmente significativo (cfr. Tab. seguente).

<i>Nome</i>	<i>Potenza (MVA)</i>	<i>Committente/ Proprietario</i>	<i>Tipo</i>	<i>Provincia</i>
<u>Centrali termoelettriche</u>				
<i>Bari Termica</i>	<i>261,4</i>	<i>ENEL Produzione</i>	<i>TE</i>	<i>BA</i>
<i>Brindisi Nord</i>	<i>1.480,0</i>	<i>EDIPOWER</i>	<i>TE</i>	<i>BR</i>
<i>Brindisi Sud C.le</i>	<i>3.000,0</i>	<i>ENEL Produzione</i>	<i>TE</i>	<i>BR</i>
<i>ENIPOWER BR. 150</i>	<i>397,2</i>	<i>ENIPOWER (A)</i>	<i>TE</i>	<i>BR</i>
<i>ENIPOWER BR. 380</i>	<i>1.410,0</i>	<i>ENIPOWER (A)</i>	<i>TE</i>	<i>BR</i>
<i>ENIPOWER TA</i>	<i>91,4</i>	<i>ENIPOWER (A)</i>	<i>TE</i>	<i>TA</i>
<i>ISE CET3</i>	<i>704,0</i>	<i>ISE (A)</i>	<i>TE</i>	<i>TA</i>
<i>Modugno C.le</i>	<i>1.470,0</i>	<i>Energia Modugno</i>	<i>TE</i>	<i>BA</i>
<i>Candela</i>	<i>480,0</i>	<i>EDISON</i>	<i>TE</i>	<i>FG</i>
<i>Totale regionale</i>	<i>9.294,0</i>			
<i>Subtotale prov. di BR</i>	<i>6.287,2</i>			
<i>Subtotale prov. di BA</i>	<i>1.731,4</i>			
<i>Subtotale prov. di TA</i>	<i>795,4</i>			
<i>Subtotale prov. di FG</i>	<i>480,0</i>			

Centrali eoliche

Daunia Calvello	41,4	Daunia Calvello	EO	FG
Daunia Candela	39,1	Daunia Candela	EO	FG
Daunia Serracapriola	22,0	Daunia Serracap.	EO	FG
Daunia W Faeto	14,0	Daunia Wind	EO	FG
EDENS Celle	30,6	EDENS	EO	FG
EDENS Orsara	18,0	EDENS	EO	FG
EDENS Volturara	11,6	EDENS	EO	FG
EOLICA E. Carpigna	14,0	EOLICA ENERGIA	EO	LE
Eolica Pietramonte- corvino	20,0	Eolica Pietramon- tecorvino S.r.l.	EO	FG
EOLO3W Minervino	52,0	EOLO3W Miner- vino Murge	EO	BT
EOS1 Troia	70,0	EOS1 Troia	EO	FG
EOS4 Faeto	24,0	EOS1 Faeto	EO	FG
FORTORE E. ALBER.	40,0	Fortore Energia	EO	FG
FORTORE E. Piscat.	49,9	Fortore Energia	EO	FG
FORTORE E. Roseto	40,0	Fortore Energia	EO	FG
FRI-EL Murgeolica	55,0	FRI-EL	EO	BT
FRI-EL S. Agata	72,0	FRI-EL	EO	FG
IVPC Alberona	33,0	IVPC	EO	FG
IVPC Anzano	69,0	IVPC	EO	FG
	715,6			
IVPC4 Celle S. V.	31,0	IVPC4	EO	FG
IVPC4 Roseto	18,0	IVPC4	EO	FG
IVPC4 Volturara	15,0	IVPC4	EO	FG
LECCE TRE	36,0	Parco Eolico Salentino	EO	LE
Lucky Wind	15,9	Lucky Wind	EO	FG
Ordogna E. Carapelli	34,0	Terzi Minori	EO	FG
Ponte Rotto	26,0	TERZI MINORI	EO	FG
SER S.Agata	66,4	TERZI MINORI	EO	FG
SISTEMI ENERGETICI	36,0	SISTEMI ENERGETICI	EO	FG
SORGENIA MINERVINO	18,0	SORGENIA MINERVINO	EO	BT
TRINERGY 6	38,0	TRINERGY 6	EO	FG
VOREAS PIETRAMONT	48,0	VOREAS	EO	FG
Sub-totale	1 097,9			
Totale regionale	1.097,9			
Subtotale prov. di FG	922,9			
Subtotale prov. di BR	0,0			
Subtotale prov. di BA	0,0			
Subtotale prov. di TA	0,0			
Subtotale prov. di BT	125,0			
Subtotale prov. di LE	50,0			

Complessivo centrali a generazione elettricaTotale complessivo

a livello regionale	10.391,9 MVA
a livello prov. di FG	1.402,9 MVA
a livello prov. di BT	125,0 MVA
a livello prov. di BA	1.731,4 MVA
a livello prov. di BR	6.287,2 MVA
a livello prov. di TA	795,4 MVA
a livello prov. di LE	50,0 MVA

N.B. EO, centrale eolica; TE, centrale termoelettrica.

Fonte: Dati Atlarete 2010

Fig. 8.1 : Dati sulle centrali per la generazione di energia elettrica

La quantità di MVA, colà localizzati, è piuttosto rilevante (6.287,2 MVA per Brindisi ed 1.402,9 MVA per Foggia), sia in se stessa, sia con riferimento alla capacità regionale di produzione di energia elettrica (10.391,9 MVA totali contro 7.690,1 MVA spettanti alle due province, pari a 89% del valore totale).

Se per la provincia di Brindisi bisogna far riferimento:

- al polo energetico, concentrato attorno alle unità ENEL della centrale Brindisi Sud di Cerano, dotata di quattro caldaie per un totale di 3.000 MW;
- a quella di Brindisi Nord con quattro unità per 1.480 MW globali;
- a due altre centrali di potenza all'incirca equivalente per complessive 737,2 MW, etc.,

mentre nel caso della provincia di Foggia non si può parlare di un vero e proprio polo energetico termico, bensì eolico. Essendo rilevante in percentuale (pari a circa il 65,7% della potenza installata nella provincia) la potenza delle centrali eoliche sulla potenza totale, la loro distribuzione è più estesa e copre sostanzialmente il versante collinare o montagnoso della Capitanata, dei Monti della Daunia e dell'Appennino Campano.

Per il comparto termoelettrico si dovrebbero considerare, oltre all'unità esistente di Candela, quella da 540 MW, quella di S. Severo (da 386 MW) e quella a biomasse di Manfredonia (da 14 MW), ancora in progettazione, delle quali si parlerà più avanti.

L'eventuale inserimento di impianti eolici offshore, da aggiungere agli attuali parchi a terra, potrebbe ulteriormente incrementare l'inventario regionale di potenza elettrica, contribuendo in modo sostanziale a differenziare le sorgenti energetiche. E' evidente che, se saranno realizzati i previsti 760 MW termoelettrici, per mantenere l'attuale rapporto tra le diverse forme di generazione occorrerebbe installare almeno 200 MW da fonte eolica. Se si volesse migliorarlo, dovrebbe essere congruentemente innalzato siffatto livello.

Dalla tabella precedente si rileva, inoltre, che il rapporto tra la potenza installata nella prov. di FG/BR e quella nella regione pugliese è di

$$1.402,9 \text{ MVA} / 6.287,1 \text{ MVA} = 0,2213 = 22,13 \%$$

$$6.287,2 \text{ MVA} / 10.391,9 \text{ MVA} = 60,50\%$$

Il livello regionale pugliese della potenza elettrica non è molto discosto da quello, ritenuto particolarmente significativo della Sicilia, che sec. i dati TERNA è di (6.144,75 MVA al 2008) 7.978,6 MVA, conteggiando al solito per produrre energia di tutte le forme di combustibili fossili (gas, carbone, olio combustibile, etc.) ed alternativi, come le risorse eoliche o gli impianti ad acqua.

8.1.1.2 Consumi di energia elettrica

La tabella seguente fornisce i dati di assorbimento di energia elettrica a livello regionale da parte dei singoli comparti socio-economici e per provincia.

PROVINCE	Agricoltura	Industria	Terziario*	Domestici	Totale*
Bari	214,9	1.490,1	1.136,5	1.437,0	4.278,5
Brindisi	60,7	1.037,3	269,8	396,3	1.764,1
Foggia	120,6	500,8	437,3	562,2	1.620,9
Lecce	86,6	480,7	558,8	816,2	1.942,3
Taranto	83,1	4.923,3	414,9	580,2	6.001,5
Totale	565,9	8.432,2	2.817,3	3.791,9	15.607,3

Fig. 8.2 : Consumi d'energia elettrica per categoria d'utilizzatori e per provincia (GWh) (fonte: APEC)

Per quanto si riferisce all'agricoltura ed ai prodotti derivati la provincia di FG viene subito dopo quella di BA, assorbendo 120,6 GWh/a contro 214,9 GWh/a della prov. del capoluogo regionale, mentre BR occupa l'ultimo posto. FG sta in terza posizione dopo BA e LE per i consumi del settore terziario, ove BR si situa ancora all'ultimo rango. In quarta ruota troviamo FG dopo BA, LE e TA per quelli domestici con BR buona ultima. Ultima è LE per quelli industriali, preceduta da FG, BR, BA e TA, che svetta su tutte le altre consorelle e che è più di 4 volte quella brindisina.

Riferendosi soltanto all'energia assorbita dalle attività domestiche e fermandosi a FG, che potrebbe essere considerato un punto di paragone attendibile (562.280 MWh/a per Foggia), da parte delle famiglie (in numero di 235.580 per FG) si rileva un consumo unitario di 2.387 kWh/fam.anno. Con una potenza installata di 3 kW/fam si avrebbe un impegno orario equivalente alla massima potenza per 796 h/a (pari a poco più di 2 h/giorno).

E' evidente che l'introduzione di centrali eoliche o fotovoltaiche abbiano il vantaggio di limitare notevolmente la produzione di emissioni, come CO₂, NO_x, SO₂, polveri ed altri inquinanti aeriformi, senza trascurare la necessità delle portate d'acqua di raffreddamento, che sono tanto più elevate, quanto maggiori sono le potenze delle caldaie (aspetto questo non critico per le unità, realizzate sulla costa, e di evidente importanza per quelle localizzate all'interno).

Come riferimento obbligatorio da tenere in prospettiva sta la potenza complessiva della rete nazionale (circa 58.000 MW), che sfrutta tutte le forme di generazione d'energia elettrica attualmente offerte dalla tecnologia energetica.

Gli obiettivi del rapporto energetico-ambientale sono relativi alla promozione ed allo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia, in modo da rispondere efficacemente agli obiettivi di contenimento e di riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, così come previsto dagli accordi internazionali e comunitari.

Questi ultimi prevedevano per l'Italia una riduzione delle emissioni di CO₂eq del 6,5% entro il 2010, rispetto ai valori del 1990, ed un raddoppio del contributo derivante dalle fonti rinnovabili (dal 6% al 12%), così come riportato nel Libro Bianco sulle Fonti Rinnovabili.

8.1.2 Tecnologia disponibile

La tecnologia disponibile per gli aerogeneratori è in continua evoluzione, frutto di continue ed avanzate ricerche nel settore della ingegneria aerodinamica, elettronica, meccanica e strutturale.

Di conseguenza, la scelta dell'aerogeneratore da installare, a parità di potenza e dimensioni previste in progetto, è ricaduta su modelli di ultimissima generazione sul mercato, progettati quindi secondo le BAT (*Best Available Technique*) o *Migliori Tecniche Disponibili* (MTD), in maniera da massimizzare la producibilità limitando gli impatti ambientali.

Sono previsti 36 aerogeneratori con diametro rotore $D = 112$ m di potenza pari a 3.0 MW, per una potenza complessiva di 108 MW.

8.1.3 La potenzialità dell'impianto

L'impianto in esame ha una potenza nominale complessiva di 108 MW.

Già allo stato attuale, ammettendo una producibilità medio-minima di 1.800/2.000 h/anno da parte della centrale eolica si avrebbe un contributo d'energia elettrica da questa fonte rinnovabile per

$$108 \text{ MW} \times 2.000 \text{ h/a} = 216.000 \text{ MWh/a}$$

Confrontando con il totale dell'energia assorbita da tutte le attività della prov. Di FG (pari a 1.764.100 MWh/a), che è quella a minor peso produttivo, fa risultare un apporto delle energie rinnovabili non trascurabile, anche tenendo conto che si potrebbe avere un incremento dei consumi soprattutto nel settore terziario (meno probabile potrebbe essere un analogo innalzamento per il settore industriale).

I progetti eolici offshore attualmente in fase di elaborazione e di presentazione potrebbero apportare un contributo sostanziale, se saranno approvati dalle Autorità competenti anche in ambito regionale.

Rapportando l'energia assorbita globalmente nella provincia di BR al numero di abitanti, in essa residenti, il consumo pro capite di energia vale

$$1.764.100 \text{ GWh/anno} / (403.063 \text{ abit.}) = 4,37 \text{ MWh/anno.abit.}$$

Considerando l'apporto energetico da parte della centrale eolica si avrebbe la possibilità di fornire energia elettrica a

$$216.000 \text{ MWh/a} : (4,37 \text{ MWh/a.abit.}) = 49.427 \text{ abit.}$$

pari a circa il 12,26% della popolazione totale della prov. di BR.

8.1.4 Risorse umane ed organizzazione

Un impianto eolico, tra i diversi vantaggi, presenta anche quello di richiedere un impiego limitato di personale, soprattutto in fase di esercizio e per gli impianti onshore.

Per gli impianti offshore, tuttavia, data la particolarità del sito di installazione, la manodopera necessaria, sia in fase di cantiere che di esercizio, è certamente superiore.

In particolare, in fase di cantiere, i posti di lavoro recuperati si aggirano tra 0,5-1 unità per MW installato. Considerando l'intervallo di variabilità di tale parametro, nel caso in esame si potrebbe contare su uno spettro di addetti compreso tra 40-50 unità complessive, se si tiene conto di tutte le attività produttive necessarie alla installazione sia nel cantiere a terra che a mare (per torri e cavidotto), ed i trasporti necessari alla installazione.

In fase di esercizio, invece, l'impianto avrà bisogno di personale fisso per la durata di 25 anni, ed in particolare: 1 responsabile di impianto, 2 impiegati, 3 tecnici ed 8 operai, per un totale di 13 unità.

Oltre a questo bisogna aggiungere tutti i servizi ausiliari che possono determinare un indotto non trascurabile, connesso al noleggio delle imbarcazioni e del personale di bordo, di piccole dimensioni per gli interventi ordinari e di monitoraggio, e di grandi dimensioni per gli interventi straordinari e di manutenzione a guasto.

8.1.5 Aspetti ambientali

La valutazione degli impatti ambientali effettuata nell'ambito dello studio, riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale, ha evidenziato una prevalenza di benefici ambientali rispetto alle inevitabili interferenze che l'iniziativa determina sul territorio.

In particolare, analizzando i risultati ottenuti, si possono fare le seguenti considerazioni:

a) Rispetto alle caratteristiche del progetto:

1. Il layout dell'impianto ha uno schema geometrico ispirata ad una forma rettangolare o quasi, ed è stata determinata considerando i vincoli dall'ambiente biotico vegetale marino, la morfologia del terreno e la distanza del sito dalla costa, la potenzialità eolica della zona e, non ultime, la localizzazione della rada e le possibili opere di realizzazione di darsena per scopi energetici e dei relativi trasbordi di merce.
2. la produzione di rifiuti è legata alle normali attività di cantiere mentre in fase di esercizio è trascurabile; in fase di dismissione tutti i componenti saranno smontati e smaltiti conformemente alla normativa;
3. non ci sono impatti negativi al patrimonio storico, archeologico ed architettonico; le scelte progettuali e la realizzazione degli interventi di mitigazione e/o compensazione previsti rendono gli impatti presenti sulla fauna, flora, unità ecosistemiche e paesaggio, di entità compatibile con l'insieme delle componenti ambientali

b) Rispetto all'ubicazione:

1. l'intervento non crea disfunzioni nell'uso e nell'organizzazione del territorio, né gli obiettivi del progetto sono in conflitto con gli utilizzi futuri del territorio;
2. l'intervento ricade in un SIC mare di indubbio pregio ambientale, ma le approfondite indagini sulla morfologia del fondale e la puntuale mappatura biocenotica presente in sito effettuata con rilievi diretti, hanno consentito di definire la posizione di ogni singolo aerogeneratore al di fuori di fondali interessati da posidonieti ed organizzare la posa dei cavidotti a mare senza scavo (solo con ancoraggio) in presenza di habitat pregiati;
3. l'impianto è situato in una zona dove non vi sono interferenze sensibili con paesaggi importanti dal punto di vista storico e culturale, in un'area da sempre destinata alla produzione di energia elettrica, ma da fonti tradizionali in via di esaurimento.

8.2 Analisi Economica e Finanziaria

Obiettivo dell'analisi è verificare la sostenibilità economica e finanziaria dell'iniziativa imprenditoriale per valutare i rischi di esercizio connessi all'investimento ed evitare i danni conseguenti da una dismissione prematura dell'impianto realizzato.

Il calcolo sommario della spesa da affrontare per la realizzazione di un parco eolico dovrà essere effettuato sulla base di un computo metrico estimativo molto preciso, utilizzando prezzi unitari inequivoci, come quelli che si possono trarre dai prezziari dei Provveditorati Regionali alle Opere Pubbliche o da quelli emessi dalle Camere di Commercio e, soprattutto, dalle offerte dei vari fornitori, che potranno essere selezionati, e dall'esperienza di altri impianti.

Volendo seguire questa strada, si incontrano non poche difficoltà da superare

- ❖ per determinare correttamente parametri e quantità non censiti e non stimati in tali prezziari;
- ❖ per estrapolare ai siti eolici offshore dati, che sono stati valutati e che valgono in regioni lontane -magari nei mari del Nord-Europa- e dotate di caratteristiche molto diverse da quelle presenti nel luogo dell'insediamento, come è il Mar Mediterraneo;
- ❖ per pesare correttamente costi standardizzati da trasformare per scale di potenza o di altre variabili assai differenti da quelle originarie, se, ad es., sono valutate per impianti a terra;
- ❖ per la necessità di attenersi a procedure di stime di costi, che sono tradizionali in altri settori industriali come quelli dei lavori marittimi, e di trasporli alla applicazione attuale;
- ❖ per altre motivazioni che qui non si ripetono e che sono ben presenti a chi deve affrontare questa fase della valutazione dell'impianto eolico.

Nel computo dei costi si dovrebbero stimare le cause, che portano a far incrementare i costi delle macchine a mare rispetto a quelle a terra a parità di potenza unitaria ed anche le motivazioni che, invece, inducono a sospingere l'unità verso il mare aperto. E' bene ricordare che

- ❖ le macchine a mare possono avere rotori e potenze unitarie maggiori anche in relazione alla migliore esposizione eolica per minori resistenze al suolo;
- ❖ sono maggiori i costi capitale (e quelli di trasporto energia) a causa del costo dei cavi sottomarini, che crescono notevolmente con l'allontanare la macchina dalla riva, al pari del comportamento del sistema fondario;
- ❖ l'inquinamento acustico va gradualmente perdendo di significato con l'aumentare la distanza delle unità dalla costa;
- ❖ l'accessibilità alle unità a mare è più difficile, come pure la difesa dall'aggressività dell'ambiente marino (corrosione, erosione, etc.) specialmente sulle fondazioni;
- ❖ può essere minore la resistenza da parte delle comunità verso insediamenti eolici a mare, che possono essere installati più lontano dagli agglomerati urbani (alleggerendo le difficoltà di reperire nuovi siti e sfruttando anche una maggior dimestichezza con strutture o mezzi navali commerciali, visti in prospettiva).

E' giusto qui ribadire che queste ed altre caratteristiche come il miglioramento della affidabilità delle macchine, il loro incremento di potenza, la riduzione conseguente dei costi, etc., fanno ritenere estremamente interessante il considerare e il proporre per la Concessione e per le Autorizzazioni di rito gli insediamenti eolici completamente a mare.

8.2.1 Stima dei costi

8.2.1.1 Valutazioni sul costo capitale

Si prenda a riferimento il cronogramma del presente campo eolico, pur ammettendo che una certa revisione e, soprattutto, un maggior approfondimento ed una più accurata suddivisione delle voci siano necessari nel periodo esecutivo del progetto. Ciò dovrà avvenire in una fase più avanzata del montaggio delle varie voci dei lavori (progetto, autorizzazioni, costruzione, montaggio, avviamento, etc.), riconoscendo che la stima attuale possa essere sufficientemente cautelativa e rappresentativa della sequenza delle operazioni prevedibili.

Ad ogni modo è indispensabile predisporre un breve quadro della redditività dell'intrapresa in modo da avere un'idea complessiva dell'opportunità di proporre un investimento rilevante in se stesso, mettendo almeno in evidenza il tempo di ritorno dei capitali investiti, il flusso di cassa derivante dall'esercizio dell'impianto e il margine di utile ottenibile.

In primo luogo si determini il costo capitale dell'operazione. Si considerino alcune ipotesi tecniche, che consentono di valutare questa prima parte dei costi.

Si ritiene di impostare il campo eolico su una popolazione di 36 macchine, che potrebbero essere costruite durante la realizzazione della wind farm in una unica soluzione o in due fasi successive, distanziate anche di un periodo di anni, che sia comandato e tagliato sui risultati dell'esercizio positivo del primo insieme di unità.

Trascurando questa alternativa ed ammettendo che la profondità del fondale sia (maggiore di 15 m ed inferiore a 30 m e, pertanto, pari a) 25 m, la struttura fondaria di riferimento potrebbe essere un traliccio a quattro gambe, variamente collegate tra loro, in cima al quale è sistemato il pianale di alloggiamento della radice della torre di ogni aerogeneratore. Entro ogni gamba è fatto passare il palo, che serve ad assicurare la struttura al fondale e che è inserito del terreno -di natura sostanzialmente sabbiosa- del sito.

Con una profondità di fondale media ed uguale per tutte le unità da installare in un sito esteso, come è quello di riferimento, si potrebbero determinare per il cluster di aerogeneratori, fissati con tale tipologia di jacket, i valori di costo.

Questi dati, che sono stati costruiti sulla base del diagramma temporale e che sono stati stimati, impiegando informazioni non sempre affidabilissime, pur se indispensabili per un primo orientamento, ed avendo assunto

- | | |
|------------------------------------|----------------|
| - macchina eolica della potenza di | 3.000 kW/unità |
| - profondità media del fondale | 25 m |
| - numero unità | 36 |

possono corrispondere ai seguenti valori di primo orientamento

- costo della macchina eolica	2.878.880 €/unità
- costo della struttura fondaria	1.400.000 €/unità
- costo del cantiere e del montaggio macchina e fondazione	1.110.000 €/unità
- costo protezione catodica e sistema di controllo	6.945 €/unità
- costo del cavo sottomarino e relativa posa	767.693 €/unità
- costo del cavo terrestre e relativa posa	2.372 €/unità
- sottostazione e collegamento a rete elettrica locale	440.372 €/unità
- opere di mitigazione	168.055 €/unità
- caratterizzazione ambientale	9.722 €/unità
- costo totale di un'unità	6.984.039 €/unità

Con i dati precedentemente selezionati i costi in discussione diventano

- costo complessivo del parco eolico (36 unità)	244.225.000 €/parco
- costo per unità di potenza installata	≈2.300 €/kW

Centrale	Phase CII UK	Vindeby DK	Lely NL	Tuno Knob DK	Horns Rev DK	Nearshore NL	Opti-OWECS NL	
Anno	1991	1991	1994	1995	1997	1997	1997	
Potenza [MW]	711*3	11*0,45	4*0,5	10*0,5	80*1,5	100*1	100*3	
Vento [m/s]	8,3 (a 55 m)	7,5 (a 40 m)	7,7 (a 42 m)	7,5 (a 43 m)	9,2 (a 55 m)	9,0 (a 60 m)	8,4 (a 60 m)	9,0 (a 60 m)
Capitale per kW [€/kW]	1900	2168	1720	2197	1648	1883	1240	
Capitale per area spazzata dal rotore [€/mq]	1500	908	652	920	769	Circa 1000	740	
Energia per area spazzata dal rotore [kWh/mq]	1276	978	735	1256	1644	Circa 1500	1566	1798
Fattore di carico	19 %	27 %	22 %	34 %	40 %	34 %	30 %	34 %
Capitale per MWh [€/MWh]	1175	928	886	732	467	628	473	412
Costo energia [€/kWh]	0,130	0,086	0,083	0,066	0,049	0,064	0,051	0,044

Fig. 8.3 : Dati analitici di costo per alcuni impianti a mare

Il dimensionamento dei costi va impostato con grande cautela, onde avvicinare il più possibile il costo reale, che va ricostruito presuntivamente, adottando margini di tolleranza adeguati al grado di conoscenza raggiunta, specialmente per quelle quantità di difficile valutazione al momento attuale.

Ad ogni modo dalla precedente valutazione risulterebbe un costo per unità di potenza installata, che, tenuto conto della situazione attuale del mercato delle macchine eoliche e delle operazioni da fare a mare, non sembra affatto fuori misura al momento odierno.

8.2.1.2 Valutazione dei costi variabili e del primo esercizio

Una voce importante dei costi variabili è rappresentato dalla manutenzione. Si è assunto cautelativamente nel 2,0 % del costo capitale (senza alcuna riduzione per sistemi del campo eolico, che sono meno esposti alla manutenzione) l'onere annuale per tale servizio, che è pari a

$$320.400 \text{ k€}/\text{anno} \times 0,02 = 6.408 \text{ k€}/\text{anno}$$

che al primo anno può essere considerata pari alla metà.

Altre voci sono quelle del personale costituito genericamente da

$$1 \text{ responsabile} \times 60 \text{ k€}/\text{anno} = 60 \text{ k€}/\text{anno}$$

$$2 \text{ impiegati} \times 40 \text{ k€}/\text{anno} = 80 \text{ k€}/\text{anno}$$

$$3 \text{ tecnici} \times 40 \text{ k€}/\text{anno} = 120 \text{ k€}/\text{anno}$$

$$8 \text{ operai} \times 30 \text{ k€}/\text{anno} = 240 \text{ k€}/\text{anno}$$

$$\text{totale} = \mathbf{500 \text{ k€}/\text{anno}}$$

e quelle per assicurazione pari al 5‰ del costo capitale per 1.602 k€/anno.

Il totale per il primo anno -ipotizzando di conteggiare metà della spesa per manutenzione ammonta a

5.306 k€/anno (costi 1° anno),

mentre negli anni successivi varrebbe

8.510 k€/anno (costi anni successivi).

Il ricavo annuale è impostato sulla generazione di energia da parte di aerogeneratori da 3 MW in funzionamento a piena potenza per un numero convenzionale di ore, che esplori tutto l'intervallo credibile per un sito nell'Adriatico Meridionale, come è quello di Cerano.

Si può variare tra un valore tenuto volutamente modesto (2.200/2.400 h) sino ad un livello ritenuto proponibile (2.520-2.900 h) per consentire una valutazione economica in grado di esplorare tutta la gamma di producibilità, come è prassi in stime preliminari.

Si ritiene congruo un prezzo d'acquisto del kWh prodotto in regime di Certificati Verdi pari a 0,18 €/kWh. Nel caso in cui tale sistema di agevolazioni dovesse venir modificata, il prezzo dell'energia potrebbe drasticamente ridursi, valutabile presuntivamente ad un limite assai basso, come 0,12 €/kWh.

Sarebbe utile considerare anche questo limite per sondare le condizioni opportune per rendere -in qualunque eventualità- positiva la gestione del campo eolico.

Con le precedenti ipotesi l'energia generata in un anno dal parco eolico, considerando il rendimento atteso, varrebbe

$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.200 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 204.336.000 \text{ kWh/anno}$

$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.400 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 222.912.000 \text{ kWh/anno}$

$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.520 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 234.057.600 \text{ kWh/anno}$

$3.000 \text{ kW/unità} \times 2.900 \text{ ore/anno} \times 36 \text{ unità} \times 0,86 = 269.352.600 \text{ kWh/anno}$

ed il conseguente introito, che se ne deriverebbe, non supererebbe con i due valori unitari del prezzo dell'energia, prima ipotizzati,

$204.336.000 \text{ kWh/anno} \times 0,16 \text{ €/kWh} = 32.604 \text{ k€/anno}$

$222.912.000 \text{ kWh/anno} \times 0,16 \text{ €/kWh} = 35.666 \text{ k€/anno}$

$234.057.600 \text{ kWh/anno} \times 0,18 \text{ €/kWh} = 37.450 \text{ k€/anno}$

$269.352.000 \text{ kWh/anno} \times 0,18 \text{ €/kWh} = 43.096 \text{ k€/anno}$

$204.336.000 \text{ kWh/anno} \times 0,12 \text{ €/kWh} = 24.520 \text{ k€/anno}$

$222.912.000 \text{ kWh/anno} \times 0,12 \text{ €/kWh} = 26.745 \text{ k€/anno}$

$234.057.600 \text{ kWh/anno} \times 0,12 \text{ €/kWh} = 28.067 \text{ k€/anno}$

$269.352.600 \text{ kWh/anno} \times 0,12 \text{ €/kWh} = 32.323 \text{ k€/anno}$

Per avere un'idea di quello che potrebbe essere un introito possibile in una versione non particolarmente pessimistica, impostata sempre sulle ipotesi di producibilità annuale sopra indicate, si possono consultare le tabelle seguenti.

Prezzo acquisto energia elettrica	0,18 €/kWh	0,16 €/kWh	0,16 €/kWh
Ore equivalenti a piena potenza/anno	2.400	2.520	2.900
Ricavo annuale vendita energia	35.666 k€	37.450 k€	43.096 k€
Costi annuali	8.510 k€	8.510 k€	8.510 k€
MOL	27.156 k€	28.940 k€	34.586 k€
Periodo di ammortamento	9 anni	17 anni	16 anni
Numero rate all'anno	1	1	1
Ammortamento	24.880 k€	24.880 k€	20.025 k€
Tasso d'interesse annuale	4,5%	4,5%	4,5%
Tasso d'inflazione	2 %/anno	2 %/anno	2%/anno
Debito residuo	198.320 k€	198.320 k€	300.375 k€
Interesse I anno	8.924 k€	8.924 k€	13.516 k€
Ante imposte	300 k€	2.306 k€	1.045 k€
Imposte (37,25%)	112 k€	859 k€	389 k€
Netto	118 k€	1.447 k€	656 k€

Fig. 8.4 : Business plan con prezzo energia maggiore: primo anno

Prezzo acquisto energia elettrica	0,12 €/kWh	0,12 €/kWh	0,12 €/kWh
Ore equivalenti a piena potenza/anno	2.400	2.520	2.900
Ricavo annuale vendita energia	26.745 k€	28.067 k€	32.323 k€
Costi annuali	6.020 k€	6.020 k€	6.020 k€
<i>MOL</i>	20.725 k€	22.047 k€	26.303 k€
Periodo di ammortamento	20 anni	18 anni	12 anni
Numero rate all'anno	1	1	1
Ammortamento	11.160 k€	12.400 k€	18.600 k€
Tasso d'interesse annuale	4,5%	4,5%	4,5%
Tasso d'inflazione	2 %/anno	2 %/anno	2%/anno
Debito residuo	212.040 k€	210.800 k€	204.600 k€
Interesse I anno	9.542 k€	9.486 k€	9.207 k€
<i>Ante imposte</i>	- 23 k€	16 k€	150 k€
Imposte (37,25%)	8,5 k€	5,96 k€	56 k€
<i>Netto</i>	14,5 k€	10,04 k€	94 k€

Fig. 8.5 : *Business plan con prezzo energia minore: primo anno*

Le indicazioni, che emergono dalla prima delle due tabelle, riaffermano la piena economicità dell'investimento sotto molti aspetti (durata del tempo di ritorno, flusso di cassa, etc.).

Completamente diverso è il panorama, che si deduce dalla tabella di fig. 8.5. In primo luogo, è il periodo di ammortamento a sollevare qualche perplessità. Può essere molto lungo.

Con un fattore di carico basso (2.400 ore) è difficile impostare una gestione favorevole (anche in vent'anni di vita) dell'impianto.

Vanno un po' meglio le cose con valori più alti. La situazione ottimale dal punto di vista economico si riscontra con un regime eolico assai elevato (la sua probabilità di occasione non può essere molto alta).

Inoltre, le somme nette, che si ricavano dall'esercizio, sono più contenute rispetto a quelle della tabella precedente.

Le osservazioni, che emergono dalla schematica rappresentazione insita nelle tabelle, fanno ritenere assai importante il regime delle agevolazioni e la loro entità per poter prendere decisioni meditate su iniziative di realizzazioni eoliche a mare.

8.3 Considerazioni sul conto economico e sulle prospettive del campo eolico a mare

Per effettuare una valutazione sulle caratteristiche favorevoli della gestione economica del parco eolico e dei riflessi positivi sul flusso di cassa è opportuno precisare le condizioni di mercato, sulle quali impostare ogni possibile stima.

In primo luogo va fissato il prezzo di vendita dell'energia. Si può ritenere che, se per 15 anni l'energia possa essere venduta attorno ai 180/200 €/MWh e se a partire dal sedicesimo anno essa scenda a 90 €/MWh, l'impianto eolico ha un innegabile valore economico.

Altri dati importanti, che devono essere appropriatamente indicati, sono la producibilità netta (per un impianto offshore nell'Adriatico meridionale può essere ragionevolmente stimata tra 2.520 e 2.900 kWh/kW installato, che è una delle variabili delle stime riportate nelle tabelle 8.4 e 8.5 precedenti) e i costi d'esercizio (riducibili al primo anno al 1% ed elevabili al 2%, come si è operato nei calcoli precedenti e fors'anche al 5% dell'investimento verso fine vita).

Non si è messo in conto alcun contributo a fondo perduto, né partecipazione di somme a tasso agevolato.

Non si trascuri, poi, una considerazione, che, seppur non ha il grado di certezza voluto, non sembra logico trascurare.

La UE ha partecipato con contributi non trascurabili a progetti realizzativi nei mari dell'Europa Settentrionale, ma mai ad alcun progetto nel Mar Mediterraneo.

E' non soltanto augurabile, ma si ha la percezione che tale intervento -almeno sulle prime realizzazioni mediterranee- possa ragionevolmente avvenire.

Il capitolo delle imposte (IVA, IRPEG, IRAP, etc.), oltre alle misure di compensazione ed altri oneri (non facilmente determinabili), non è stato esaminato, anche se potrebbero essere in qualche misura alleviate.

Inoltre, se confrontiamo i dati, che si sono ammessi per il fattore di carico (pari grosso modo al numero di ore con funzionamento equivalente a piena potenza da parte dell'impianto eolico) con quelli della Tabella di fig. 8.3, si avverte un certo pessimismo nelle scelte, che non deve essere completamente trascurato. Infatti, il sito è localizzato nel Mar Mediterraneo, che notoriamente non ha regimi eolici pari a quelli esistenti nelle acque dell'Europa settentrionale, pur non sottacendo che il sito di Cerano è, comunque, situato in una regione costiera del Mar Adriatico Meridionale dalla producibilità tutt'altro che trascurabile.

Partendo da questa base di valutazione i risultati sul flusso di cassa (a metà vita o a fine funzionamento) possono essere largamente positivi, se non si impongano politiche restrittive sul regime del prezzo, praticato per l'energia elettrica.

E sarebbero tali da far ritenere che alle condizioni dello studio economico la creazione di insediamenti eolici anche a mare sia un'operazione economica di indubbia positività, purché non intervengano anche -e soprattutto- considerazioni non-tecniche e di opportunità ad ostare una simile scelta.

Come è noto, l'attenzione e le attese, relative all'eolico off-shore in Europa, sono in continua crescita, facendo avviare numerosi progetti che hanno superato il

processo autorizzativo e che risultano, quindi, abilitati ad essere realizzati nei prossimi anni, oltre a quelli che sono già in esercizio. L'orientamento generale verso la realizzazione degli impianti off-shore nei mari del Nord-Europa sembra concentrarsi su impianti di grossa taglia con macchine di almeno 3 MW, ma tendenzialmente ben maggiore (3,6/5/6,15 MW) per quei siti, che sono contraddistinti da venti di classe I.

Questa situazione, così favorevole, non sembra corrispondere alle prestazioni eoliche di molte coste del Mar Mediterraneo. Almeno per quanto concerne le coste italiane la selezione dei siti deve essere condotta, non soltanto con il favore di un buon potenziale eolico, ma anche con la tolleranza e la approvazione della popolazione e delle amministrazioni a ciò preposte.

Aggiungasi che, contrariamente a quanto avviene lungo le coste inglesi, i campi eolici non sono individuati dalle Autorità centrali e da queste messi all'asta, ma spetta ai possibili investitori l'onere di farlo. Si devono affrontare, non soltanto i costi per individuare i siti e produrre i P.D. da allegare all'Istanza di Concessione, ma soprattutto sottoporre i propri elaborati e le proprie ricerche all'esame degli organi - anche centrali- talora critici verso l'opzione eolica offshore.

E non varrebbe, come nel caso della soc. 4wind, rivolgere l'attenzione a banchi molto distanti dalla costa -e, quindi, non imputabili di alcun impatto visivo (essendo localizzati a 50-60 km dalla costiera nazionale)- per avere un responso positivo da parte delle autorità preposte alla tutela dell'ambiente. Per quel progetto si è avuta, infatti, una risposta negativa, cioè di ripulsa della richiesta di Concessione, basata su fattori di conservazione ambientale -fors'anche- credibili, che non esistono altrove o nel Mar Adriatico.

A conclusione dell'iter seguito per i calcoli economici, sarebbe opportuno segnalare che, se dovesse persistere una tendenza (ministeriale, politica, etc.) alla sostanziale modifica nel regime di sostegno all'energia rinnovabile eolica, il cui valore economico possa arrivare alla soglia-limite considerata (0,12 €/kW), l'opzione eolica offshore sarebbe assai sfavorita rispetto a quella on-shore al punto da mettere completamente in discussione la sua applicabilità, se non a fronte di drastiche -e non prevedibili- riduzioni nei costi.

8.4 Analisi Costi Benefici

L'Analisi Costi-Benefici (ACB) è un metodo di valutazione ex ante di progetti privati applicata anche nel campo delle scelte di investimento pubbliche: essa può essere utilizzata per valutare la convenienza di un singolo progetto, di un programma, o di uno strumento di politica economica. In realtà, essa è parte integrante del progetto stesso, in quanto consente di valutarne la convenienza e di scegliere, tra diverse alternative progettuali, quella più conveniente.

L'ACB prende in esame diverse prospettive di valutazione: quella finanziaria, quella economica e quella sociale.

Nell'analisi finanziaria l'investimento viene considerato dal punto di vista privato: il progetto viene valutato in rapporto alla sua capacità di contribuire al profitto del proponente, e pertanto vengono considerate le tipiche variabili che influenzano direttamente la funzione del profitto (flusso di ricavi e dei costi). Il progetto sarà considerato conveniente se il profitto da esso derivante sarà positivo. Nel caso di confronto tra diverse alternative progettuali si considererà più conveniente il progetto cui è associato un livello di profitto più elevato.

Nell'analisi economica la prospettiva rispetto alla quale deve essere valutata la convenienza di un progetto è invece quella collettiva.

L'operatore pubblico che finanzia l'intervento dovrà valutare i benefici per la collettività massimizzando la funzione di benessere collettivo e sarà quindi quest'ultima funzione la discriminante che consentirà di decidere se attuare (o finanziare) un progetto o quale alternativa progettuale realizzare.

Nel caso in esame è evidente che, come già anticipato in premessa, l'approccio da seguire è quello dell'analisi economica e che la massima rilevanza è data dagli effetti ambientali associati all'intervento in progetto.

Nella valutazione degli effetti ambientali relativi alla realizzazione di un intervento, bisogna considerare che i beni ambientali sfuggono alla logica di mercato e, pertanto, il loro valore non può essere determinato attraverso l'analisi tradizionale delle curve di domanda ed offerta.

È evidente, allora, come la definizione del valore economico di una risorsa ambientale, ossia l'attribuzione di un corrispettivo monetario ad essa, debba superare i limiti del valore di scambio ed abbracciare una nozione di valore più ampia che consideri tutte le ragioni per le quali la risorsa ambientale è fonte di utilità per la collettività.

In linea generale, quindi, l'attività di valutazione di un bene ambientale implica la misurazione, attraverso una qualche unità di misura convenzionale, della capacità del bene di essere utile e quindi di soddisfare determinati bisogni.

La valutazione economica dell'impianto eolico in esame consiste nell'identificazione dei costi e benefici sociali che messi in relazione consentono di

appurare la convenienza sociale dell'investimento e quindi la sua redditività non più in termini finanziari ma socioeconomici.

In generale, l'identificazione dei costi e dei benefici sociali in materia di risorse rinnovabili presenta difficoltà sia di carattere strumentale, legate cioè alla quantificazione monetaria delle esternalità, sia di carattere concettuale, la significatività di alcuni effetti in termini di valorizzazione sociale e innalzamento della qualità della vita.

I fattori principali dal punto di vista della convenienza sociale dell'opera sono comunque legati all'individuazione delle esternalità sia negative che positive, ovvero degli effetti che si verificano quando l'azione di un soggetto causa delle conseguenze (positive o negative) nella sfera di altri soggetti, senza che a questo corrisponda una compensazione in termini monetari (ovvero venga pagato un prezzo definito attraverso una libera contrattazione di mercato).

In questo senso, un'esternalità è un bene per il quale non esiste un prezzo di mercato.

In particolare, l'opera consistente nella realizzazione di un impianto eolico porta a considerare come **esternalità negative** quelle prodotte dai principali fattori di impatto nella fase di esercizio, e cioè la presenza fisica delle torri a livello di impatto paesaggistico ed interferenza rispetto alle componenti floristiche e faunistiche, sia a terra che a mare.

Tale situazione, non comporta dei costi ambientali diretti, in quanto si è dimostrato che gli impatti prodotti dalla realizzazione non sono irreversibili riportando la situazione di equilibrio in breve tempo.

Al contrario, la realizzazione dell'impianto potrebbe portare ricadute positive nel settore della pesca alimentare e turistico-sportiva, oltre che ricadute positive nel settore economico-occupazionale, che non sono state considerate come esternalità positive a vantaggio di sicurezza.

Nella fase di costruzione le esternalità negative maggiori sono ravvisabili nell'inquinamento acustico e atmosferico causato dai mezzi di trasporto terrestre e navale di materiale da costruzione e dalla realizzazione di opere di costruzione nei fondali marini, come la battitura dei pali, il montaggio dei jacket e lo scavo e posa in opera dei cavidotti a mare.

I parametri dell'analisi costi e benefici che consentono di avere una "misura" della redditività sociale dell'opera sono il VAN (Valore Attuale Netto) e il TIR (Tasso Interno di Rendimento), o comunque la quantificazione dei flussi di cassa nell'intero periodo dell'investimento, in quanto consentono di evidenziare il reale ritorno economico anno per anno.

Più in particolare, il supporto dell'ACB al processo decisionale sulla convenienza dell'opera consiste nel **comparare i flussi di cassa con e senza intervento, ovvero attraverso il confronto di alternative**. Per sviluppare tale confronto sarebbe necessario verificare lo status quo con il calcolo dei costi e benefici

economici, che relazionati allo scenario senza intervento dovrebbero rappresentare l'attuale organizzazione per la realizzazione dell'impianto eolico.

Come evidenziato nella analisi delle alternative, il confronto tra *soluzione di progetto* e la *alternativa zero* è stato effettuato oltre che in termini qualitativi anche in termini numerici attraverso l'impiego di matrici.

Il confronto è stato utilizzato per determinare i costi sociali in assenza di intervento. La *non realizzazione dell'intervento*, ossia l'*alternativa "zero"*, è stata valutata, però, non in maniera asettica, che avrebbe sicuramente un impatto ambientale minore in termini prettamente paesaggistici, ma nell'ottica di produzione di energia per il soddisfacimento di un determinato fabbisogno che, in alternativa, verrebbe prodotto da altre fonti, tra cui quelle fossili.

Nello specifico, come si stesse realizzando una centrale termoelettrica nel sito costiero nell'area a sud di Brindisi, alimentata da fonti fossili tradizionali (il che per Brindisi è una ipotesi tutt'altro che remota).

Tale *modus operandi* trova una sua logica e giustificazione anche in una Regione come la Puglia che è, al momento, caratterizzata da un elevato surplus di energia elettrica prodotta rispetto al proprio fabbisogno, se si aumenta il campo d'azione ad una visione più ampia caratterizzata dalla presenza di regioni nel centro Italia fortemente deficitarie di energia elettrica, con la necessità di assorbire un'elevata quantità di energia proveniente dal Sud (considerando anche che i flussi provenienti da nord risultano irrilevanti).

Con questo non si vuole assolutamente penalizzare dal punto di vista ambientale una porzione territoriale rispetto ad altre, per produrre benefici in termini energetici in altre regioni, al contrario si vuole effettuare un bilancio energetico a scala più vasta considerando la produzione di energia da fonte rinnovabile nella zona più idonea alla installazione, ovviamente compatibilmente con le componenti ambientali e le altre iniziative presenti e/o realizzabili, rispetto ad una iniziativa di pari producibilità da fonti tradizionali che, alternativamente, verrebbe realizzata nell'area vasta per sopperire alla richiesta energetica.

Per questo motivo, come **esternalità negative**, sono stati considerati i *costi ambientali* connessi alle inevitabili emissioni di sostanze inquinanti nell'atmosfera traducibili in un deprezzamento fisico dei terreni direttamente coinvolti dalle ricadute al suolo, con conseguenze negative per il comparto agricolo, perdita dell'uso di tratti di costa e della relativa balneabilità, con tutte le conseguenze economiche negative per lo sviluppo del turismo, costi eventuali di disinquinamento e bonifiche ambientali, peggioramento della salute della popolazione oltre che del benessere psico-fisico, per effetto della maggiore preoccupazione derivante dalla presenza di una centrale di tale tipo.

Avendo disponibile al momento un business plan stimato sulla base di una serie di variabili attualmente non definibili (come i costi dei ricavi dalla vendita dell'energia, la esatta stima della producibilità, l'eventualità di abbattere i costi per mezzi di finanziamenti comunitari, ecc), è stata effettuata una analisi di tipo qualitativo, usando ad ogni modo i dati certi disponibili.

In particolare, per le due iniziative per esempio si possono considerare di pari entità i costi ambientali connessi alle attività di cantiere, in quanto derivanti da mezzi ed attrezzature di tipologia confrontabile (è stata considerata per la soluzione di progetto una maggiorazione di circa il 25%, vista la presenza di lavorazioni a mare).

Come costi di impianto, se un eolico offshore si può aggirare, come visto per il caso in esame, attorno ai 2.300-2.500 k€/MW, per una centrale termoelettrica il costo potrebbe essere all'incirca pari a 1.500-2.000 k€/MW (tendente al valore più basso con l'incremento di potenza).

Per quanto riguarda invece i ricavi, un impianto eolico può beneficiare dell'introito dai certificati verdi, che determina grossomodo un raddoppio rispetto al semplice ritiro dedicato derivante dalla sola vendita della energia, oppure una tariffa omnicomprensiva (per la durata di 25 anni per l'offshore) che detiene all'interno una maggiorazione dovuta alla producibilità di energia da fonte rinnovabile.

Tuttavia, come descritto in precedenza, la situazione italiana sul comparto delle energie rinnovabili, al momento non consente la determinazione di una tariffa di riferimento, che potrebbe oscillare tra i 0,12-0,18 €/kWh, con notevoli differenze sui rientri.

Noti i costi di investimento ed i ricavi, per entrambe le soluzioni dovrebbero essere stimate le esternalità negative, secondo le considerazioni riportate in precedenza.

Nel caso della *soluzione di progetto* l'inserimento di costi ambientali tradotti in termini quantitativi, come remunerazione economica degli impatti prodotti dall'impianto eolico, determinerebbe una modifica dei parametri economici (con una maggiorazione dei costi di investimento di circa il 25% per tenere conto delle esternalità negative) tale da rendere comunque l'iniziativa fattibile ed ambientalmente sostenibile.

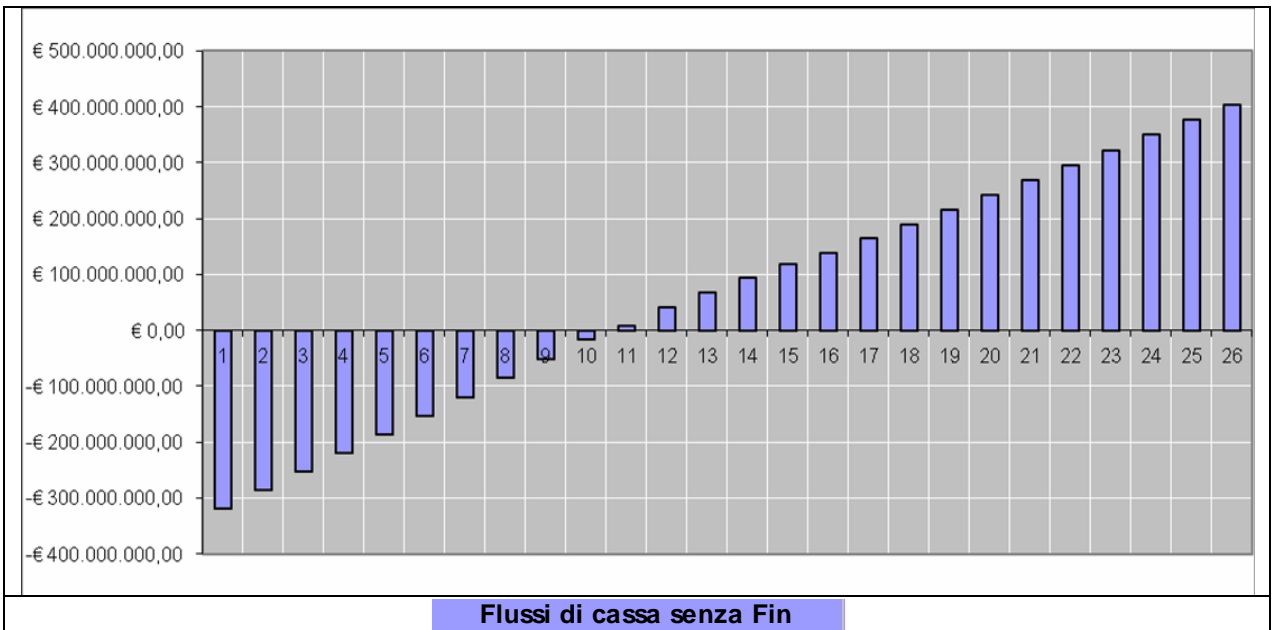
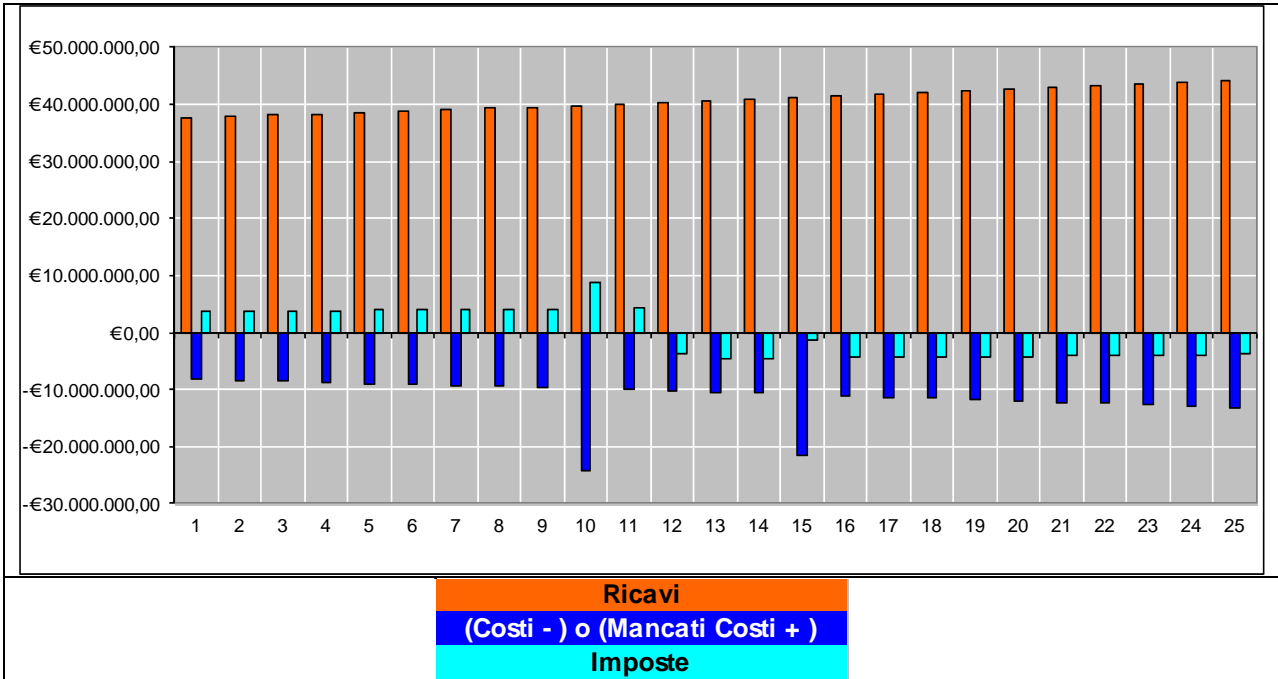
La *alternativa zero*, invece, non andrebbe a soddisfare i parametri economici dell'intervento (è stata stimata una maggiorazione sul costo del 45% per tenere conto delle esternalità negative), il che corrisponderebbe ad uno squilibrio ambientale in seguito agli impatti irreversibili connessi all'esercizio della centrale, tradotti economicamente nel mancato rientro dell'investimento.

Il confronto tra le due soluzioni è riportato nelle tabelle seguenti:

SOLUZIONE DI PROGETTO

EVOLUZIONE FLUSSI CUMULATI	SENZA FINANZIAMENTO		
	[€]	[€]	[€]
Anno	MOL	RAI	Flussi cumulati
0			-319.680.000,00
1	29.443.515,33	672.315,33	-286.499.796,57
2	29.510.803,76	739.603,76	-253.204.346,87
3	29.568.993,90	797.793,90	-219.798.683,31
4	29.627.788,17	856.588,17	-186.281.161,27
5	29.687.188,86	915.988,86	-152.650.113,07
6	29.747.198,12	975.998,12	-118.903.847,62
7	29.807.817,99	1.036.617,99	-85.040.650,15
8	29.869.050,36	1.097.850,36	-51.058.781,92
9	29.930.896,99	1.159.696,99	-16.956.479,89
10	15.666.589,76	-13.104.610,24	7.439.879,49
11	30.056.439,27	1.285.239,27	41.788.436,77
12	30.120.137,65	26.923.337,65	68.232.504,00
13	30.184.455,75	30.184.455,75	93.800.510,75
14	30.249.394,50	30.249.394,50	119.498.141,21
15	19.769.680,40	19.769.680,40	138.093.252,36
16	30.381.136,85	30.381.136,85	164.055.902,05
17	30.447.941,39	30.447.941,39	190.154.000,48
18	30.515.368,49	30.515.368,49	216.389.543,09
19	30.583.418,09	30.583.418,09	242.764.552,72
20	30.652.089,96	30.652.089,96	269.281.079,99
21	30.721.383,60	30.721.383,60	295.941.203,58
22	30.791.298,29	30.791.298,29	322.747.030,60
23	30.861.833,08	30.861.833,08	349.700.696,93
24	30.932.986,75	30.932.986,75	376.804.367,53
25	31.004.757,82	31.004.757,82	404.060.236,81
Tot	730.132.165,16	410.452.165,16	

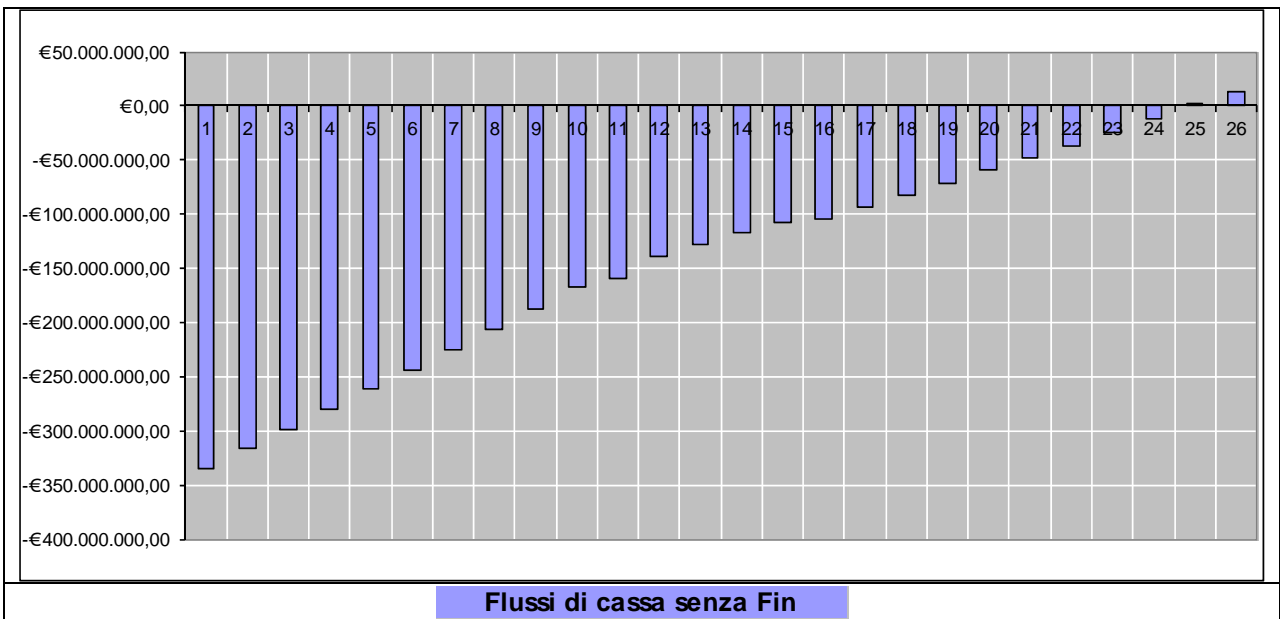
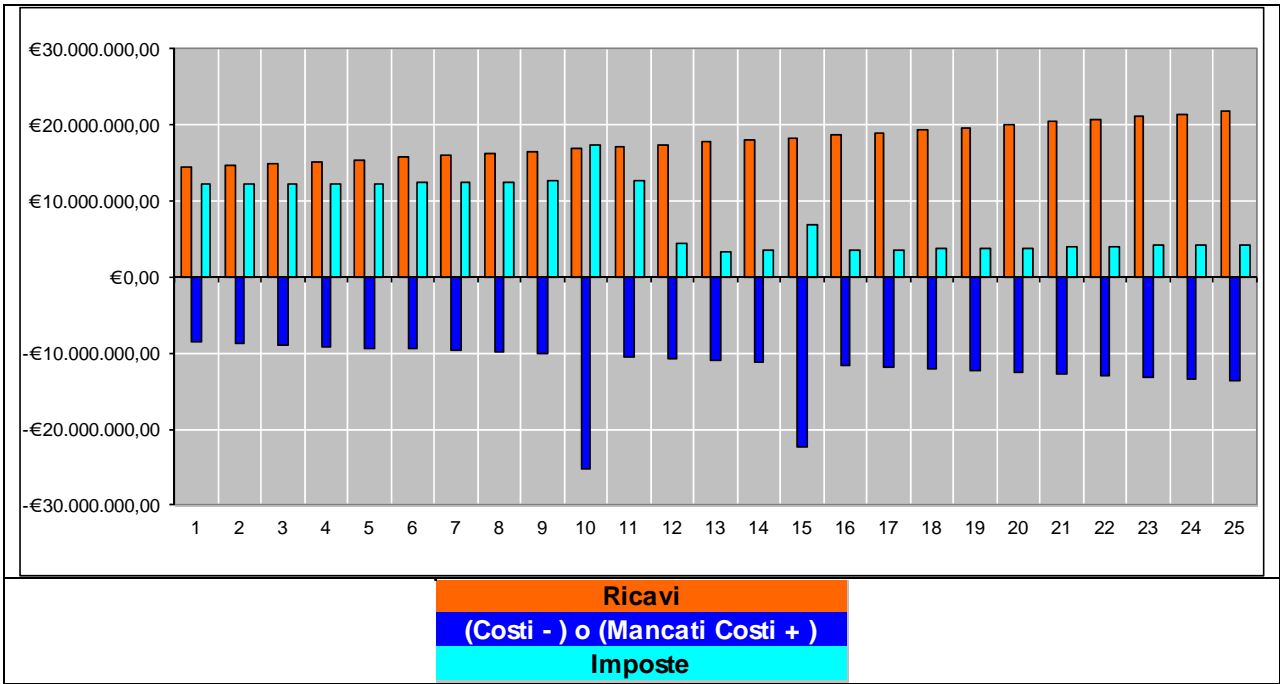
TOTALE FLUSSI DI CASSA		
	Anni	
	20	25
Ricavi	€800.703.968,81	€1.018.487.192,19
Totale costi operativi	-€224.884.063,19	-€288.355.027,03
MARGINE OPERATIVO LORDO	€575.819.905,61	€730.132.165,16
Ammortamenti	-€319.680.000,00	-€319.680.000,00
MARGINE OPERATIVO NETTO	€256.139.905,61	€410.452.165,16



ALTERNATIVA "ZERO"

EVOLUZIONE FLUSSI CUMULATI	SENZA FINANZIAMENTO		
	[€]	[€]	[€]
Anno	MOL	RAI	Flussi cumulati
0			-334.800.000,00
1	5.845.970,64	-24.286.029,36	-316.796.768,99
2	5.939.739,44	-24.192.260,56	-298.649.912,26
3	6.024.858,25	-24.107.141,75	-280.363.975,94
4	6.111.037,02	-24.020.962,98	-261.936.820,87
5	6.198.285,70	-23.933.714,30	-243.366.276,32
6	6.286.614,24	-23.845.385,76	-224.650.139,63
7	6.376.032,62	-23.755.967,38	-205.786.175,68
8	6.466.550,78	-23.665.449,22	-186.772.116,51
9	6.558.178,67	-23.573.821,33	-167.605.660,86
10	-8.353.460,98	-38.485.460,98	-158.577.483,31
11	6.744.803,35	-23.387.196,65	-139.099.195,37
12	6.839.819,96	3.491.819,96	-127.871.578,69
13	6.935.985,91	6.935.985,91	-117.533.290,18
14	7.033.311,06	7.033.311,06	-107.030.583,08
15	-3.912.232,02	-3.912.232,02	-103.937.156,06
16	7.231.478,16	7.231.478,16	-93.098.042,53
17	7.332.339,61	7.332.339,61	-82.086.867,46
18	7.434.399,26	7.434.399,26	-70.901.008,64
19	7.537.666,73	7.537.666,73	-59.537.805,77
20	7.642.151,60	7.642.151,60	-47.994.559,92
21	7.747.863,38	7.747.863,38	-36.268.533,01
22	7.854.811,51	7.854.811,51	-24.356.947,32
23	7.963.005,35	7.963.005,35	-12.256.984,92
24	8.072.454,18	8.072.454,18	34.212,84
25	8.183.167,20	8.183.167,20	12.519.545,89
Tot	148.094.831,62	-186.705.168,38	

TOTALE FLUSSI DI CASSA		
	Anni	
	20	25
Ricavi	€342.046.492,03	€447.768.443,93
Totale costi operativi	-€233.772.962,03	-€299.673.612,31
MARGINE OPERATIVO LORDO	€108.273.530,00	€148.094.831,62
Ammortamenti	-€334.800.000,00	-€334.800.000,00
MARGINE OPERATIVO NETTO	-€226.526.470,00	-€186.705.168,38



Alla luce di quanto rappresentato si è potuto evincere che la situazione della alternativa zero presenta costi sociali ed ambientali elevati con la quasi totale assenza di benefici.

I risultati desunti dell'analisi costi benefici in presenza di intervento evidenziano, quindi, **la positiva convenienza sociale riportando un valore positivo per i flussi di cassa, ciò a sottolineare la presenza di una certa redditività sociale**; tali valori sono nettamente migliori rispetto alla soluzione relativa all'alternativa zero, ad evidenza di **come la soluzione progettuale adottata, rispetto alla non realizzazione dell'iniziativa, sia più vantaggiosa in quanto produce un minore impatto ambientale in termini di maggiori benefici e minori costi ambientali.**