



CENTRALE EOLICA OFFSHORE BRINDISI

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

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO	TITOLO	SCALA
PRO-REL- 03	CAVO ELETTRICO SOTTOMARINO, POSA E MESSA IN OPERA	—

Responsabile Progetto: Prof. Giuseppe Cesario Calò

Committente



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



Gruppo di progettazione

ELABORAZIONE DOCUMENTO A CURA DI

Ing. Franco Cesari



GESTIONE DOCUMENTO

Rif. DWG		Prot. n.	
Disk/dir.		Data Prot.	
N° revisione	01	N° edizione	
Data revisione	06-03-2013	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.

REVI- SIONE	DATA	STATO MODIFICHE	ATTUALE	E	AUTORE	APPRO- VATO
<i>00</i>	<i>Marzo 2013</i>	<i>Stesura iniziale approvata Idem Idem Nuovo layout campo a mare Impianto elettrico a terra/mare</i>			<i>Cesari, Bazzotti, Taraborrelli Grasso Fiandaca</i>	<i>Cesari</i>
<i>01</i>	<i>Aprile 2013</i>	<i>Pagg. 10/30; Figg. 3-1b/2c; Tab. 3.6;</i>				<i>Cesari</i>

INDICE

INDICE.....	3
1 INTRODUZIONE.....	6
2 OPERE ELETTROMECCANICHE A TERRA	10
3 SITO EOLICO ED OPERE ELETTROMECCANICHE A MARE.....	12
3.1 <i>Sito a mare</i>	13
3.2 <i>Componenti principali.....</i>	17
3.3 <i>Distribuzione sul sito.....</i>	20
4 CAVO SOTTOMARINO	24
4.1 <i>Descrizione del cavo sottomarino da 30 kV.....</i>	24
4.2 <i>Disposizione del cavo sottomarino.....</i>	26
4.3 <i>Provvedimenti per l'interramento</i>	28
5 STRUTTURA FONDARIA	30
5.1 <i>Fondazione a castello tipo jacket.....</i>	30
5.2 <i>Specifiche tecniche della fondazione.....</i>	36
6 AEROGENERATORE	40
6.1 <i>Aerogeneratore e suoi componenti primari.....</i>	40
6.2 <i>Analogie con le turbine a terra.....</i>	46
7. CAVO SOTTOMARINO, SISTEMI DI TRASMISSIONE ED ASPETTI GIURIDICI	48
7.1 <i>Cavo sottomarino e sistemi di trasmissione della potenza.....</i>	48
7.1.1 <i>Cavo, interramento a mare e protezioni.....</i>	48
7.1.1.1 <i>Cavi sottomarini e protezioni.....</i>	48
7.1.1.2 <i>Tensioni di linea e corrente alternata/continua</i>	55
7.1.1.3 <i>Cavi, energia generata e reti elettriche</i>	58
7.1.2 <i>Cavi e regimi di potenza (in AC/DC)</i>	60
7.1.2.1 <i>Sistemi a AC/DC</i>	60
7.1.2.2 <i>Tipologia della trasmissione di potenza e costi relativi.....</i>	62
7.2 <i>Mercato e stato giuridico delle realizzazioni sottomarine</i>	66
7.2.1 <i>Mercato e diffusione.....</i>	66
7.2.1.1 <i>Diffusione dei cavi sottomarini d'alto voltaggio.....</i>	66
7.2.1.2 <i>Punti di interesse.....</i>	69
7.2.2 <i>Stato giuridico.....</i>	72
7.2.2.1 <i>Trattati internazionali.....</i>	72
7.2.2.2 <i>Regole di comportamento.....</i>	73

8	MESSA IN OPERA DEL CAVO SOTTOMARINO.....	74
8.1	<i>Criteria generali per l'interramento dei cavi sottomarini.....</i>	74
8.1.1	Provvedimenti orientativi.....	74
8.1.1.1	<i>Verifica dello stato del fondale ed eventuali interventi preparatori del sito</i>	74
8.1.1.2	<i>Considerazioni generali</i>	80
8.1.1.3	<i>Profondità del fondale marino ed altezza della trincea</i>	82
8.1.2	Impegni contrattuali per installare cavi sottomarini.....	84
8.1.3	Mezzi navali di superficie per la posa.....	86
8.1.3.1	<i>Navi posa cavi</i>	86
8.1.4	Mezzi navali di profondità in ausilio alla posa, ROV.....	92
8.1.4.1	<i>Caratteristiche generali di ROV</i>	93
8.1.4.2	<i>Atlas 1 ROV (Global Marine Systems Energy Co.)</i>	94
8.1.4.3	<i>OJ 900 ROV Jetting System (Oceanteam)</i>	95
8.1.4.4	<i>ROVJET (Alcatel-Lucent Submarine Networks)</i>	97
8.1.4.5	<i>Capjet Spider (Nexans)</i>	98
8.2	<i>Operazioni di scavo della trincea nel fondale marino ed interrimento dei cavi sottomarini</i>	100
8.2.1	Criteria orientativi.....	100
8.2.1.1	<i>Tecnologia dello scavo in funzione del fondale</i>	100
8.2.1.2	<i>Operatività della posa</i>	104
8.2.1.3	<i>Caricamento cavo, operazioni e destinazione del cavo (export/infield cable)</i>	108
8.2.1.4	<i>Attraversamento del posidonieto e mitigazioni</i>	113
8.2.2	Operazioni di trascinamento del cavo entro la torre.....	116
8.2.2.1	<i>Considerazioni orientative</i>	116
8.2.2.2	<i>Programma dei lavori</i>	119
8.2.3	Tecnologia della preparazione dello scavo a mare.....	121
8.2.3.1	<i>Criteria orientativi</i>	121
8.2.3.2	<i>Sea Stallion 4 (SS4-DB) della VSMC</i>	124
8.2.3.3	<i>SCAR Plough della Ecosse Subsea Systems</i>	127
8.2.3.5	<i>Hi-plough della Global Marine Systems Ltd.</i>	132
8.2.3.6	<i>Sea Stallion 2 della Oceanteam</i>	135
8.2.3.7	<i>Emarine plough</i>	137
8.2.3.8	<i>Capjet Spider della Nexans</i>	138
8.2.4	Preparazione dello scavo a terra.....	139
8.2.4.1	<i>Tratto sino a stazione di atterraggio</i>	139
8.2.4.2	<i>Tratto sino a stazione di allaccio</i>	142
9	BIBLIOGRAFIA	144

1 INTRODUZIONE

La presente Relazione Tecnica Specialistica o semplicemente Relazione Specialistica (a seguire richiamata con la sigla *Rel. Spec.*) raccoglie le informazioni utili a comprendere soluzioni, disegni e fotografie, che sono allegati per descrivere e per illustrare i provvedimenti. Questi sono stati presi in sede progettuale e sono stati, o parzialmente inclusi nella *Relazione Tecnica Generale* (in seguito abbreviata come *Rel. Tec.*), o vi sono soltanto accennati.

I

La *Rel. Spec.* serve a presentare una

- *sezione virtuale dell'impianto eolico e delle sue componenti principali* come si succedono all'interno della centrale (Capp. 1-6);
- *cavo sottomarino, sistemi di trasmissione ed aspetti giuridici* (Cap. 7);
- le problematiche connesse con *l'interro dei cavi a mare ed a terra* (Cap. 8).

Il componente primario è costituito dalla *turbina eolica*. Nell'economia espositiva del presente documento l'aerogeneratore, pur essendo il punto iniziale del ciclo energetico dell'insediamento eolico, viene a rappresentare solamente la ragione dell'impianto e non interviene direttamente sul percorso dell'energia, se non come origine dell'energia da trasportare a terra.

Il documento nasce, infatti, dalla sollecitazione formulata da organi tecnici (Capitaneria, etc.) dell'Amministrazione centrale o locale, richiedente in uno *schema la successione dei vari elementi*, che compongono il campo e che si allacciano alla rete a terra tramite una serie di cavi.

Tutti gli elementi dell'impianto concorrono e servono soltanto a determinare la prima parte della trattazione. Essa ne è anche la parte introduttiva, che, però, è essenziale ai fini conoscitivi. Fornisce, infatti, tutto ciò che è indispensabile sapere sul progetto dell'impianto eolico e funge da sottofondo indispensabile al prosieguo della trattazione tecnica.

La parte successiva risponde appieno al tema, che è assegnato alla Relazione Specialistica e che è riassunto schematicamente nel titolo stesso. Saranno sviluppate tutte le

considerazioni riguardanti la scelta del cavo sottomarino, la preparazione e lo studio dei fondali, i trasporti dal cantiere al sito e le operazioni di installazione a mare. Saranno Analizzate, seppur in misura minore, le problematiche concernenti la posa dei cavi a terra.

Gli *argomenti principali*, che saranno esposti in successione nei paragrafi a seguire e che fanno parte della sezione introduttiva ed illustrativa dell'impianto complessivo, si riferiscono

- in modo abbastanza riassuntivo al punto d'approdo su terraferma dei cavi sottomarini, provenienti dal sito a mare (Figg. 2-1/2), al cavo sottomarino (Cap. 4 e Figg. 3-5/6), alla sua dislocazione lungo il tragitto da ogni singola unità entro ogni sottocampo (Figg. 4-2/3) e dal nodo terminale dei sottocampi sino a riva, ivi comprese le problematiche installative;
- alla struttura fondaria (Cap. 5 e paragg. 7.1/2), che serve a sostenere la turbina eolica;
- al convertitore d'energia eolica in elettrica, di cui saranno prodotte soltanto indicazioni molto limitate sulla sua descrizione (Cap. 6) e più ampie per la sua installazione (parag. 7.3).

Il punto di atterraggio dei cavi è il terminale dello sviluppo a mare del cavo, se si assegna alla prima turbina di ogni sottocampo il punto d'inizio del suo tragitto.

Lo *sviluppo dei temi*, afferenti ogni componente dell'impianto eolico, non avrà lo stesso peso e la stessa ampiezza. Si dovrà necessariamente graduare la esposizione, tenendo ben fisso lo scopo della *Rel. Spec.* I componenti, che prenderanno molto spazio, saranno soprattutto il sistema fondario -almeno sotto alcuni aspetti capaci di evidenziare la sua funzione di sostegno e di appoggio per i cavi elettrici entranti ed uscenti da ogni turbina e per le problematiche installative- ed il cavo sottomarino, oltre alla turbina eolica.

Dei primi due si dovranno anche esaminare le tematiche relative alla localizzazione ed alla sistemazione in opera. Per la fondazione e per l'aerogeneratore le caratteristiche determinati per la installazione (montaggio a terra/mare, trasporti, etc.) possono essere decisive ed essenziali al fine di rispondere al tema, che si è imposta alla presente trattazione.

Per il cavo sottomarino vale anche la pena di dedicare un po' di spazio per discutere le alternative, che la tecnologia delle operazioni a mare è in grado di offrire per mettere a dimora i cavi e per interrarli nel fondale.

Si è ritenuto di radunare in un documento ad hoc, sintetico in quanto orientato tematicamente alle soluzioni anche alternative a quelle progettuali, che sono quasi integralmente esposte nella *Rel. Tec.* (come nel Cap. I di quel documento là si spiega) e che vi appaiono sistemate con criteri più contenuti.



a)



b)

Fig. 1-1. Fase di installazione di turbine e precisamente del rotore (a) e vista (b) di alcune unità con il jack-up sullo sfondo nel sito di Ormonde (Vattenfall)

Criteri, che sono altrettanto rigorosi di quelli seguiti in questo documento, ma qui riguardano anche soluzioni alternative a quella scelta per l'impianto ed abbandonate per le motivazioni, che soltanto qui vengono addotte e discusse. E', giocoforza, ricorrere alla *Rel. Tec.* generale ed ai suoi allegati -soprattutto grafici- per le informazioni aggiuntive od esplicative di più ampio respiro specialmente riguardanti per l'impianto complessivo.

Si deve aver piena coscienza che quanto è in questa sede riportato non costituisce un documento alternativo al progetto. E' un ampliamento, una precisazione ed una selezione orientata di temi, che in parte sono stati elaborati in sede progettuale e, poi, abbandonati e che ora devono essere trattati, esposti, ampliati ed approfonditi in modo da corrispondere al tema centrale dell'attuale *Rel. Spec.*

Questa *Rel. Spec.* è predisposta ai sensi dell'art. 26 del D.P.R. 5 Ottobre 2010 n. 207 ed è unicamente un

complemento per agevolare la comprensione di scelte e di soluzioni,

adottate nel progetto per l'insediamento eolico e riportate nei disegni, negli elaborati e nei testi, allegati o inseriti nella *Rel. Tec.*

2 OPERE ELETTROMECCANICHE A TERRA

L'unica tratta del cavo sottomarino, che interessa in questa sezione e che in un certo senso fa parte ancora della gestione marina, è il tratto di percorso che va dal bagnasciuga al punto di approdo (Fig. 2-1/2).

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 mm²) è giuntato con un cavo unipolare di sezione 630 mm² (cfr. Tab. A.5). Dall'interno del cavo sottomarino è estratto, liberato dalle protezioni e giuntato con la nuova tratta a seguire anche il *cavo a fibra ottica* (cfr. Tab. A.6). Le connessioni, se sono state condotte a regola d'arte, devono ripristinare le caratteristiche elettriche e meccaniche di ogni cavo. Pertanto, non devono imporre protezioni aggiuntive.



Fig. 2-1. Rappresentazione schematica dei punti salienti dell'impianto elettrico del campo eolico (1. Alla navicella -nacelle- fa capo il rotore corredato di pale, che, mosse dal vento, consentono al generatore ed al suo campo magnetico di convertire l'energia cinetica -wind current- in energia elettrica; 2. Trasformatore, che innalza la tensione ai 30 kV circa e che è stato indicato separatamente dall'aerogeneratore per meglio sottolineare la diversità di tensione della distribuzione nella wind farm rispetto a quella -<1 kV- del generatore; 3. Stazione di trasformazione -power substation- alla tensione di linea e cabina di collegamento -national grid power lines- con la rete)

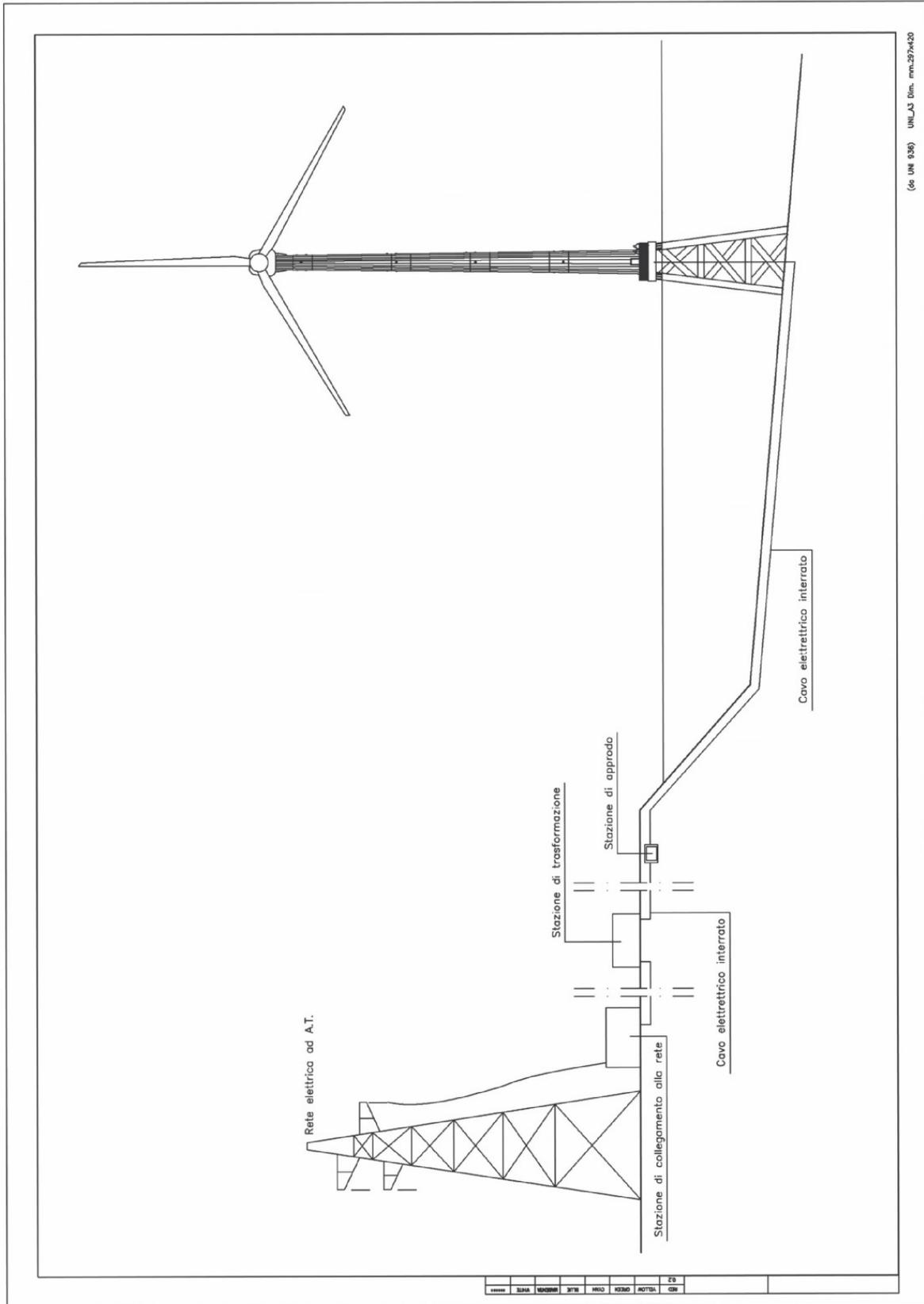


Fig. 2-2. Sezione trasversale ideale del campo eolico

3 SITO EOLICO ED OPERE ELETTROMECCANICHE A MARE

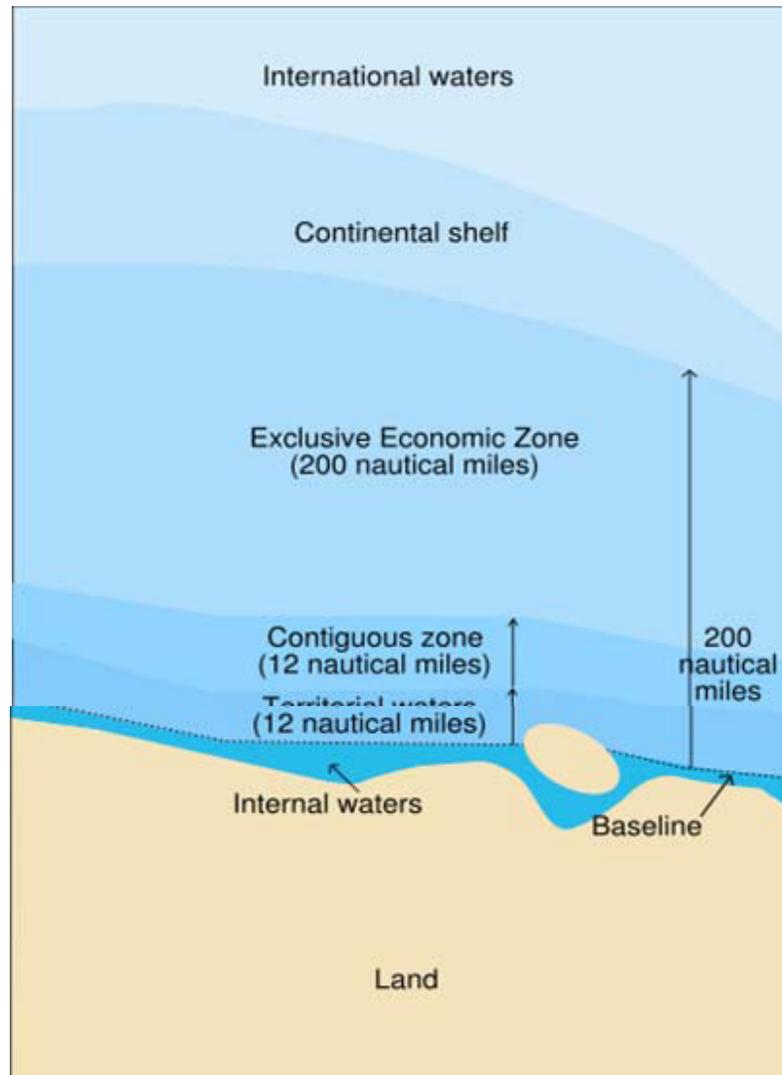


Fig. 3-1a. Aree di diversa destinazione amministrativa nel mare antistante il territorio: acque internazionali, piattaforma continentale, Zona Economica Esclusiva (EEZ, 200 mil), zona contigua (12 mil), acque territoriali (12 mil), acque interne

3.1 Sito a mare

Con la locuzione sito a mare s'intende lo specchio d'acqua, che perimetra il complesso degli aerogeneratori. E' localizzato tramite le distanze dei vertici dalla costa e dai vincoli esistenti.

La configurazione è determinata dalle singole postazioni degli aerogeneratori, che sono definite tramite le corrispondenti coordinate geografiche, e dalle superficie occupate dai singoli componenti (turbine eoliche, strutture portanti, cavi interrati, etc.), organizzate in sottocampi.

La localizzazione di un campo eolico è il risultato di molteplici fattori, che sono trattati diffusamente in altra *Rel. Spec.*

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 determinano larghezza e profondità delle fasce costiere, tra le quali va calato il campo eolico (cfr. la Fig. 3-1a).

La *configurazione e la topografia del lotto*, interessato dalla Concessione, seguono i criteri, che sono stati dettati nel parag. 4.2 e nella *Rel. Tec.*

Devono essere qui esposti i dati descrittivi del parco eolico, che servono a fornire i riferimenti sostanziali della Concessione, come estensione e forma del campo 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 anche da esaminare 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 Fig. 3-1a. 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 po' per tutti centri abitati di un certo rilievo, essendo questi dislocati nell'interno. Ancora più lontana si trova la città di Brindisi.

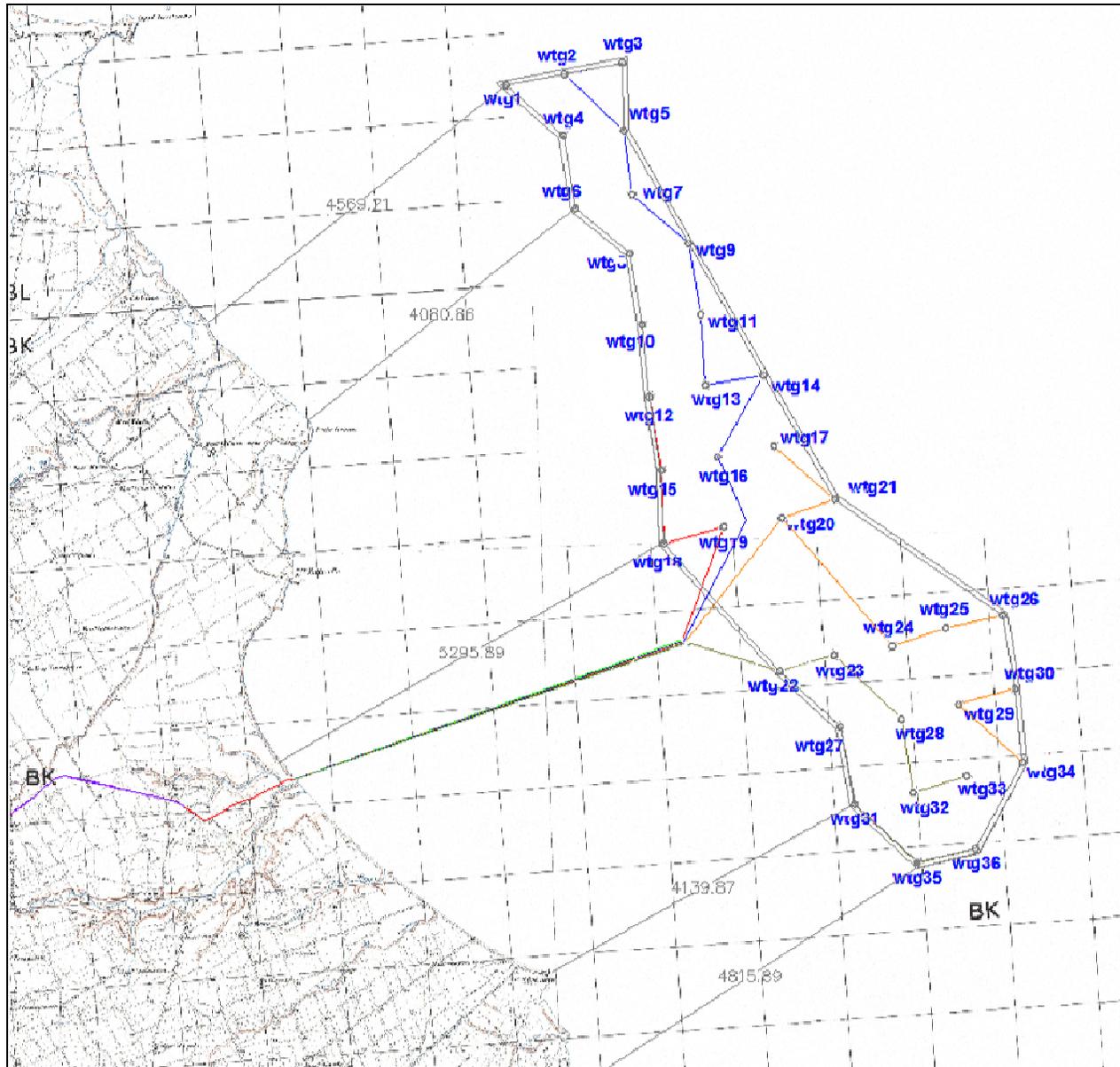


Fig. 3-1a. Configurazione del sito a mare e distanze dalla costa dei vertici più prossimi

La forma da dare al sito è conseguente alla sistemazione degli aerogeneratori. La loro posizione è 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. Ha nel caso attuale un andamento abbastanza sinuoso, adeguandosi ad uno schema geometrico ispiratosi ad una forma rettangolare o quasi tale. Entro tale perimetro sono stati tracciati quattro sottocampi (Fig. 3-1b), collegando in serie 9 unità tra loro.

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.

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.

Tab. 3.6. Superficie considerate nelle stime delle aree computate

Aerogeneratori	Unità	36
Diametro ombra	m	113
Specchio aerogeneratori	mq	363.428,358
Cavi interni	m	..57.490,98
Buffer	m	0,5
Specchio cavi	mq	175.710,662
Superficie totale	mq	539.139,02

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.

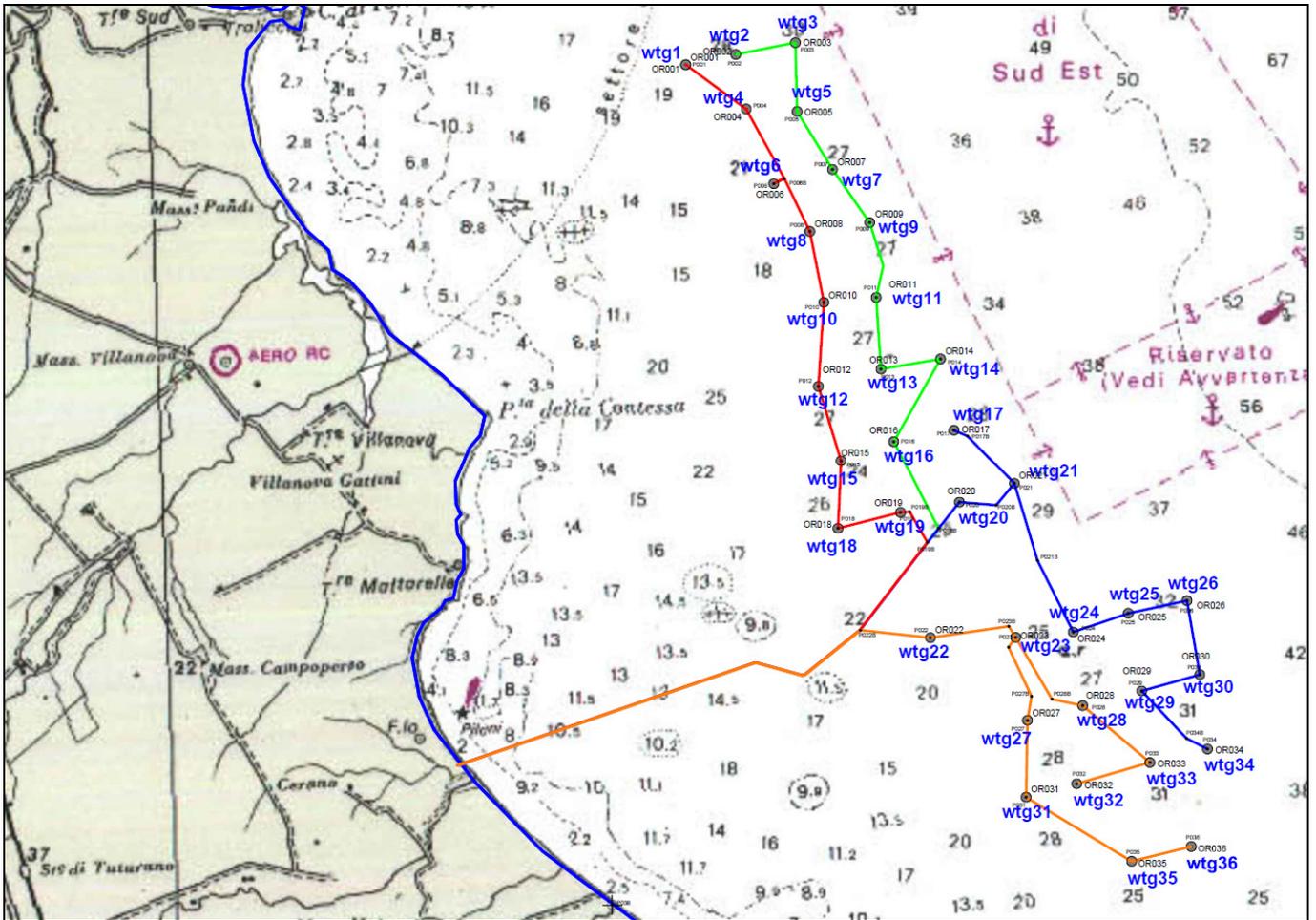


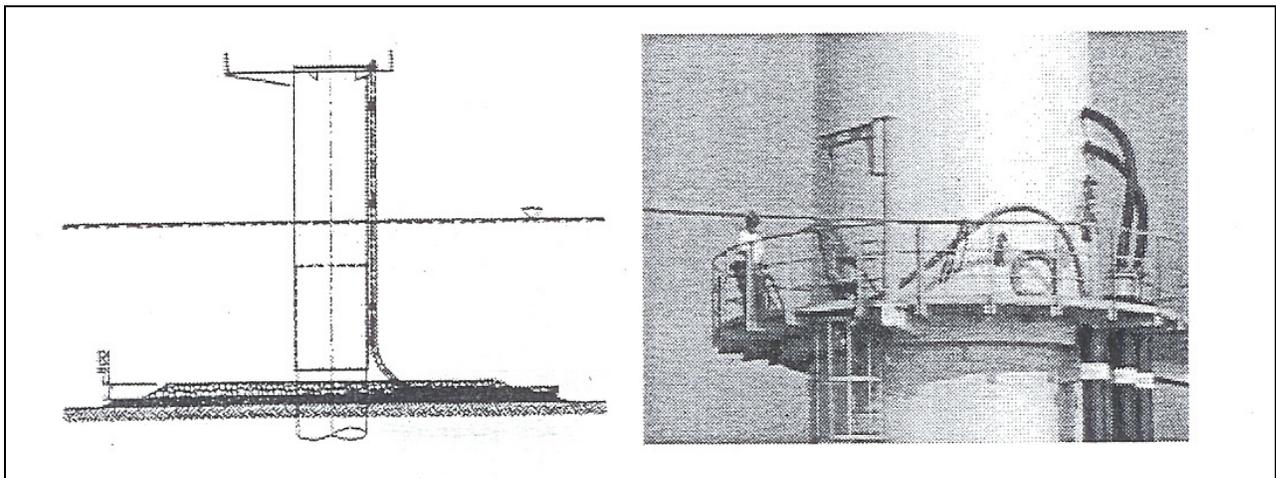
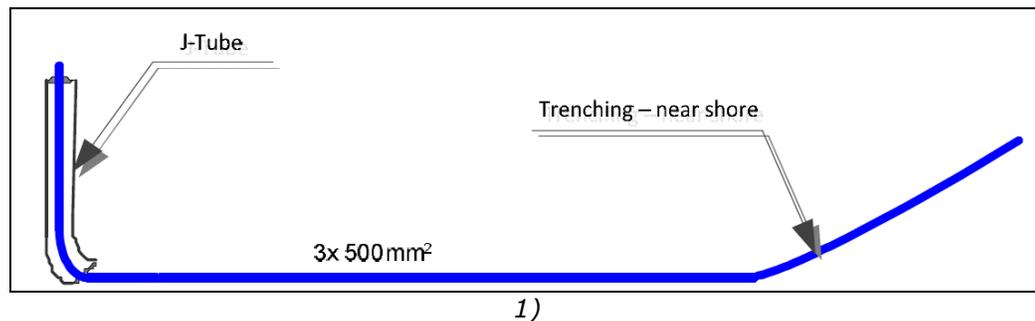
Fig. 3-1b. Campo eolico con sistemazione delle macchine aerogeneratrici e con distribuzione orientativa dell'impianto elettrico nel sito a mare e dei collegamenti con la riva tramite i sottocampi ed il punto di approdo

3.2 Componenti principali

Tra le *opere elettromeccaniche a mare* si devono considerare

- la porzione appartenente all'aerogeneratore (Fig. 3-2) ed alla cabina di macchina;
- 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 e sino alla cabina di arrivo degli stessi a terra (o cabina d'approdo).

La *cabina di macchina* è l'apparato necessario per l'elevazione della tensione al valore, esistente nella rete in media tensione (MT) dell'impianto a mare.



2)

Fig. 3-2a. 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 *cabina di macchina* è l'apparato necessario per l'elevazione della tensione al valore, esistente nella rete in media tensione (MT) dell'impianto a mare.

All'interno della cabina di macchina, che è posizionabile alla base della torre (dentro o fuori la stessa) o nella navicella, sono sistemati il quadro di controllo della turbina eolica, il quadro elettrico in bassa tensione (BT) e quello in MT. Tutte le componenti sono realizzate ed esercite nel pieno rispetto delle normative vigenti in sede nazionale e comunitaria per gli impianti elettrici in BT/MT. All'interno del locale trovano altresì posto, oltre all'impianto d'illuminazione e all'impianto equipotenziale, il sistema di ventilazione (o di condizionamento) per mantenervi costanza di temperatura.



Fig. 3-2b. Cavo sottomarino danneggiato da azione disruptiva particolarmente intensa

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*.

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.

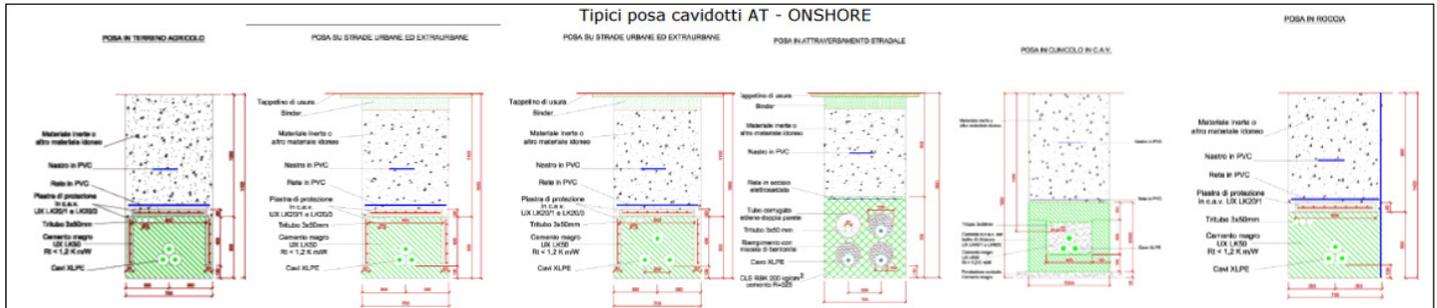


Fig. 3-2c. Sezione trasversale di cavidotto per posa di cavi terrestri per trasporto di energia elettrica

3.3 Distribuzione sul sito

Il sistema di collezione dell'energia all'interno del parco richiede (cfr. le Figg. 3-1/2/3)

- *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 (Figg. 3-5/6).

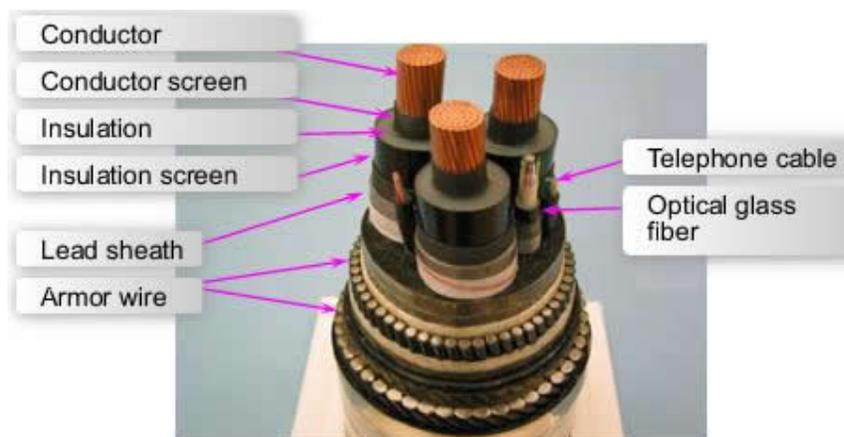
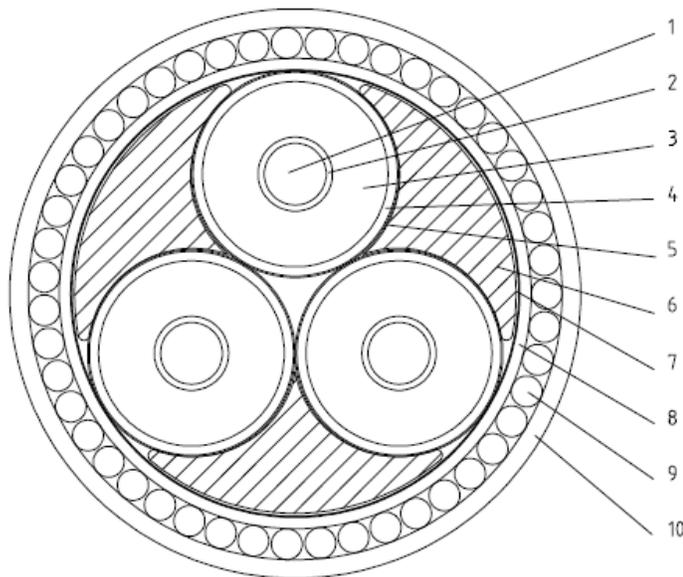


Fig. 3-5. Sezione schematico-illustrativa di cavo sottomarino con doppia armatura

. 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 (Fig. 3-4), 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 (Fig. 3-1), 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.

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. 3-6. 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. La Fig. 3-7 dà qualche ragguglio visivo di siffatti accorgimenti.

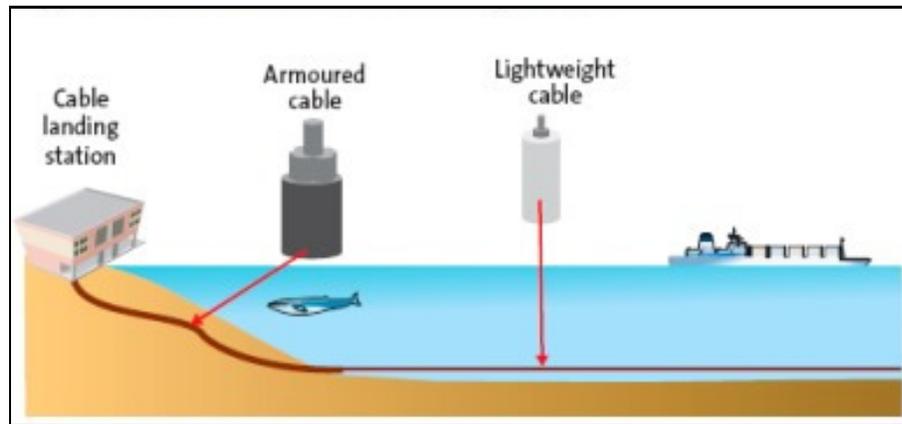


Fig. 3-7. Tipico allestimento a mare (Thestar)

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.

4 CAVO SOTTOMARINO

4.1 Descrizione del cavo sottomarino da 30 kV

I *conduttori*, di cui il cavo è equipaggiato, hanno struttura circolare in trefolo compattato, composto da fili di rame (Figg. 3-5/6). 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, specialmente equipaggiato per la realizzazione di *cavi molto lunghi senza discontinuità* derivanti da collegamenti parziali (Fig. 4-1a). Per ottenere lo scopo i conduttori interni sono uniti con una tecnica di giunzione durante la fabbricazione in modo da conferire 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. 4-1a. Sistemazione del tubo di difesa cavi (J-Tube) in una fondazione a monopila e relativi passaggi entro la torre

La *tecnica impiegata nella giunzione* impone una fasciatura metallica a filo per connette 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.

4.2 Disposizione del cavo sottomarino

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. E' di due in tutte le altre posizioni.

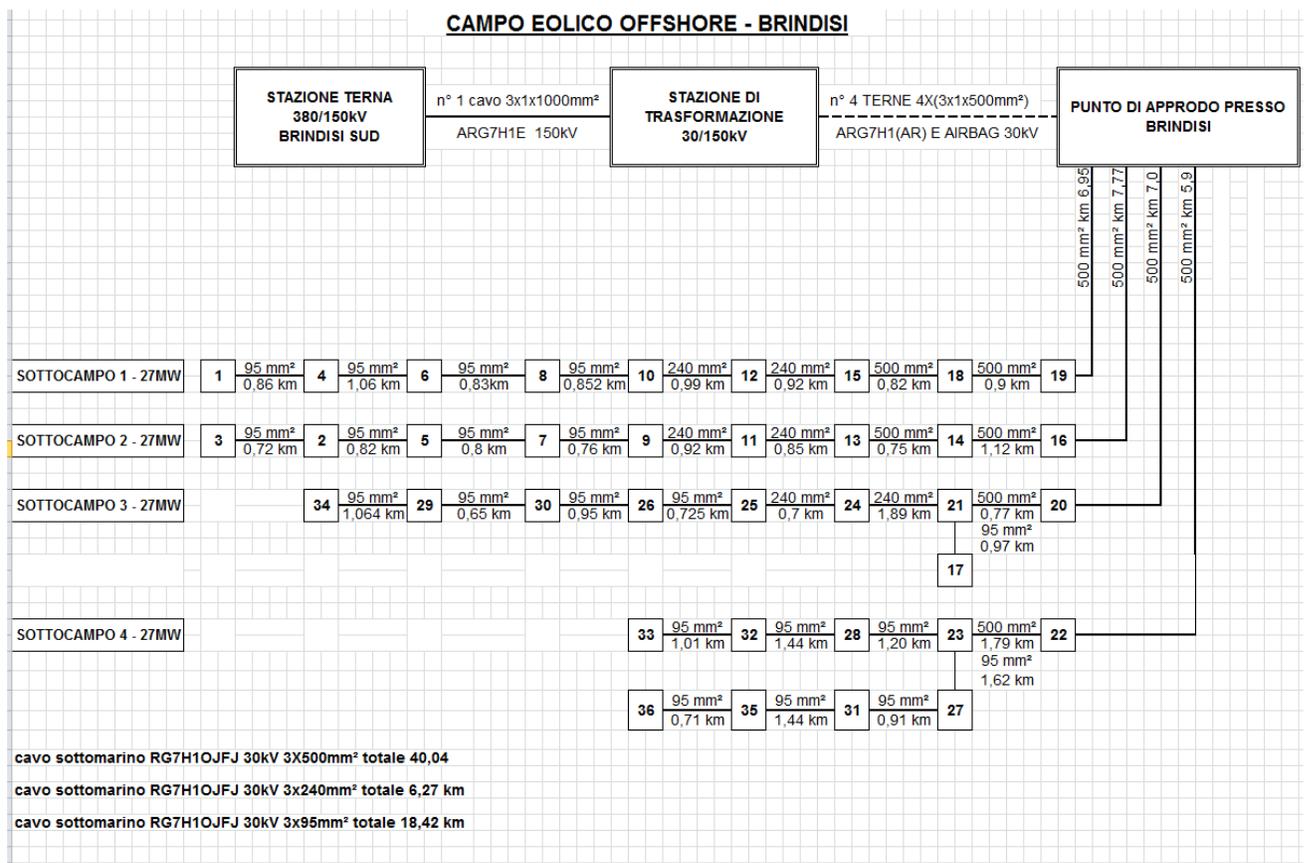


Fig. 4-2a. Schema orientativo della distribuzione elettrica all'interno del sito a mare, del dimensionamento dei collegamenti con la cabina a terra e con la rete

La scansione del sito è abbastanza uniforme, stante la topografia scelta (cfr. le Figg. 3-1b e 4-2a).

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 (cfr. la Fig. 3-2a). 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 (Fig. 4-2b) 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. 4-2b. 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 (cfr. la Fig. 4-2b), 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.

4.3 Provvedimenti per l'interramento

I *cavi sottomarini*, che servono per collegare le macchine tra loro o con i sistemi a terra, devono essere interrati ad una profondità di 1-3 m (preferibilmente attorno a 1,5 m, come valore massimo in condizioni di buon livellamento del fondale).



Fig. 4-3a. Fondazione a castello a quattro montanti per turbina eolica 5M, mentre si sta predisponendo lo zoccolo di base della torre (REpower)

Una sola avvertenza può essere opportuno da sottolineare in queste note illustrative, che colpiscono gli aspetti più rilevanti dell'impianto elettrico. Ci si riferisce alle differenze installative, che pongono la diversa morfologia floreale del suolo marino nei vari spazi, interessati dal campo eolico e dalle sue propaggini.

In gran parte della superficie, su cui insiste il campo ed in cui si diramano i cavi elettrici, occorre procedere con dispositivi o manovre che tendano a difendere il cavo durante la vita dell'impianto. Per maggiori ragguagli si cfr. il parag. 8.2.1.4. Un aiuto può derivare dalla forma della struttura fondaria, almeno per la zona prospiciente tale corpo (Figg. 4-3a/b).



Fig. 4-3b. Schema di turbina 5M su treppiede di tipo simile a quello del prototipo di Brunsbüttel (REpower)

5 STRUTTURA FONDARIA

5.1 Fondazione a castello tipo jacket

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* (Fig. 5-1a).

La struttura di supporto è generalmente costituita da due componenti prefabbricati, una sottostruttura, detta *jacket*, ed una sovrastruttura, detta *deck* (Fig- 5-2), 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* (Figg. 4-4/5) si intende la struttura portante



Fig. 5-1a. Struttura portante a jacket per turbina eolica 5M montata a Moray Firth (REpower)

nel suo complesso. E' questo anche il termine, che è stato coniato dal settore petrolifero, ove la struttura ha trovato ampia applicazione, grazie alla sua adattabilità ai molteplici casi

richiesti dalle esigenze di trivellazione e di sfruttamento dei giacimenti petroliferi a mare (Fig. 5-1b).

Rispetto alla soluzione a tre montanti, che è molto simile al tipo a tripode (Fig. 4-5), la soluzione a quattro montanti (Fig. 4-4) è, invece, quella che può essere adottata per fondazioni in alti (o medio-alti) fondali.



Fig. 5-1b. Piattaforme accoppiate per sfruttamento di giacimento petrolifero (Alpha Beatrice)

I tre o quattro tubi periferici 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 (Figg. 4-4/5 e 5-1) tra loro ed i montanti.

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.

Nel campo petrolifero, poi, la postazione può essere servita non soltanto da una sola unità, ma se ne possono riunire più d'una (Fig. 5-1b) a seconda delle necessità e delle diverse vocazioni, cui rispondono (estrazione di gas, coltivazione di giacimenti, depositi di olio combustibile estratto, etc.).

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). Per fissare la fondazione al suolo le gambe, che sono



Fig. 5-2. Montaggio del deck sul jacket di una postazione petrolifera (Bisso)

cave all'interno, consentono di guidare il *palo di fondazione*, che viene inserito nel sottosuolo per azione del battipalo (cfr. il parag. 7.2.3).

E' la stessa procedura seguita con il monopila (Fig. 6-2), soltanto che con la presente soluzione i pali hanno funzione diversa da quella dei montanti e possono essere tanti quanti sono i montanti e non uno soltanto, come nel caso del monopila.

Una alternativa all'impiego del montante per guidare il palo di fondazione sta uno spool di tubazione piuttosto corto, che va saldato al piede di ogni gamba. E' dotato superficialmente di imboccatura a imbuto (Fig. 5-3c e 5-4) per agevolare l'introduzione del palo, che deve essere maneggiato dalla superficie del mare. Il battipalo, seguendo il corpo affondante, lavora in immersione sempre più profonda sino a toccare lo spool di guida.

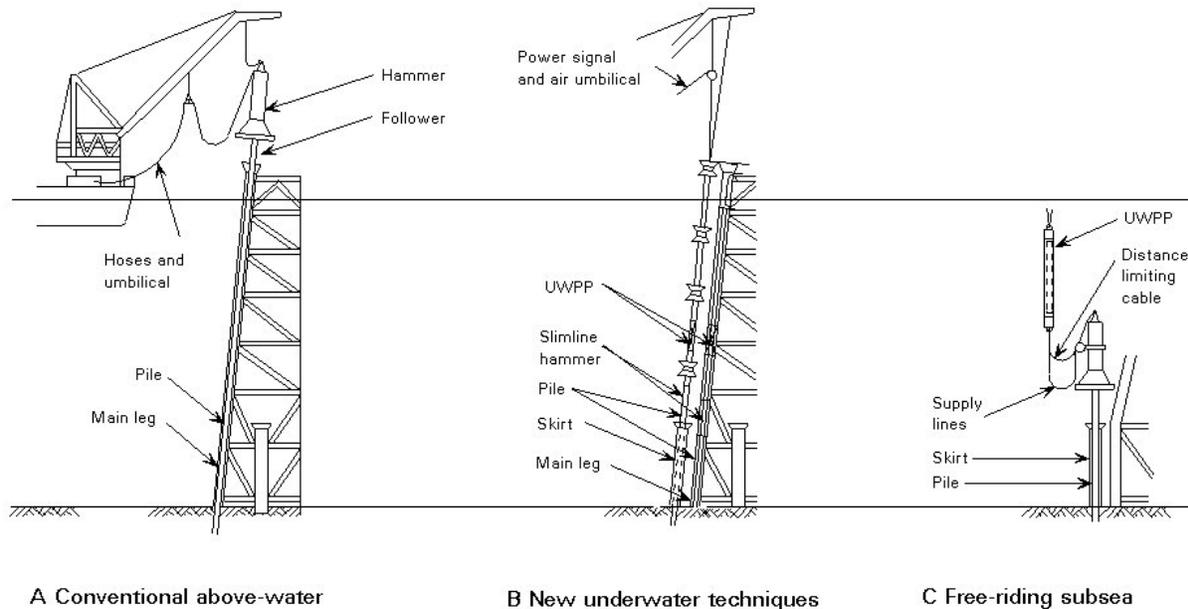


Fig. 5-3. Schemi di strutture portanti con guide per pali di ancoraggio, rappresentanti varie tecniche di inserimento

Può anche essere evitato il ricorso a battipalo ad immersione, o per ragioni di costo (è evidente che l'impiego di una siffatta unità sia più caro di una che operi in aria), o per difficoltà di approvvigionamento.

Per condurre e tenere il palo verticale occorre (fissare alla fondazione o farla portare da un opportuno natante, che opera anche la sorveglianza durante l'inserimento del palo nel fondale) una manica, che si estenda verso il fondale e che consenta al battipalo di restare all'asciutto.

Ad operazione conclusa, quando il palo è nella sua posizione finale di inserimento, si procede all'intasamento con boiacca e con materiali opportuni della intercapedine tra palo e guida, che appare abbondante soltanto all'imbocco (configurazione ad imbuto) per facilitare l'ingresso ed il centraggio del palo nella guida.

Un'altra proprietà del jacket è stata sfruttata nel montaggio delle due turbine REpower 5M (cfr. la Fig. 5-5) dell'impianto eolico scozzese Beatrice (nome del progetto realizzato a Moray Firth, sito posto a 25 km dalle coste affacciate sul Mar del Nord e poggiante su fondale da 42 m circa di profondità).



Fig. 5-4. Grande struttura di supporto (6.000 ton) in fase di spostamento a mezzo scivolamento da cantiere a mezzo navale (Fagioli USA)

A conclusione delle considerazioni, che sono state espone in questa sottosezione, la struttura fondaria per le turbine eoliche del campo di Cerano è costituita da

castello metallico (tipo jacket) a tre/quattro montanti

per rispondere adeguatamente

- a batimetrie medio alte (anche superiori ai 30 m di profondità del fondale marino);
- ai rilevanti carichi esercitati dalla turbina, che è di adeguata potenza unitaria (3 MW);
- alla morfologia del fondo marino, che è di natura sabbiosa, senza introdurre la minima alterazione superficiale.

Al momento attuale -e, forse, per non molto tempo ancora- sono anche le macchine più potenti, che sono state installate a mare. La facilità di sistemazione, che consente alla base della torre di essere posata e fissata sulla cresta della fondazione, può permettere anche la messa in loco della turbina nel suo assetto finale (come è illustrato nelle Figg. 5-5/8). Si può in tale arrangiamento portare sulla fondazione la turbina completa di torre, di navicella e di rotore, anziché procedere al montaggio successivo delle varie parti (i conchi della torre, la navicella, il rotore con tutte le pale, etc.).



Fig. 5-5. Vista frontale degli equipaggiamenti per il completamento del montaggio di turbina REpower 5M al largo delle coste scozzesi

5.2 Specifiche tecniche della fondazione

Per sostenere le turbine del sito eolico si è fatto ricorso alla fondazione a jacket, dotata di tre/quattro gambe (Fig. 5-), come è stato sottolineato nel paragrafo precedente. I dati di carico (carichi verticali, momenti e azioni del mare), assunti nel progetto e nel dimensionamento, insieme con le normative necessarie per le verifiche statiche e dinamiche sono riportati nella Tab. 5.1. Nella stessa tabella sono espresse ed illustrate tutte le caratteristiche anche esecutive della struttura (descrizione dei pezzi, trattamento superficiale, messa in opera, etc.) a tre montanti.

Tab. 5.1. Carichi di progetto, dati geometrici e normative

Carichi verticali su fondazione

Forze orizzontali e momenti (statici)

forza orizzontale	750 kN;
momento flettente	54.000 kNm;
momento torcente	650 kNm;

Condizioni operative

altezza onda	10,3 m;
periodo onda	9,7 s;
lunghezza d'onda	135,4 m;
corrente a 0 m	0,41 m/s;

Condizioni 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;

Quote (s.l.m.m.)

quota fondale	$(-9) \div -25 (-30) \text{ m};$
altezza fuori acqua teste pile	$\approx 4/5 \text{ m};$
quota piazzola di servizio	$\approx 4/7 \text{ m};$
quota flangia torre	$\approx 4/7 \text{ m};$
inclinazione pile sulla verticale	pari a 1:4 o 1:5 (nei disegni della Tav. 4R è di $7,12^\circ$);



Fig. 5-6. Basamento di torre in cantiere (REpower)

Dimensioni

palo d'ancoraggio(PIL)

*spessore 3 cm, diametro esterno
90 cm;*

parte inferiore ogni montante (LA1)

*spess. 1,5 cm, diametro
esterno 110 cm,
lunghezza 17,132 cm;*



*Fig. 5-7. Turbina 5M in fase di allestimento
a terra (REpower)*

parte superiore ogni montante (LA2)

*spess. 2 cm, diametro esterno 110
cm,
lunghezza 13,101 cm;*

<i>tubo orizzontale coronamento jacket (TU2)</i>	<i>spess. 1,588 cm, diametro esterno 35,56 cm, lunghezza ~5 m;</i>
<i>tubo orizzontale per traversi (TU1)</i>	<i>spess. 1,27 cm, diametro esterno 27,3 cm lunghezza 14,493 m;</i>
<i>tubo per diagonali superiori (VA1)</i>	<i>spess. 1,588, diametro esterno 40,64 cm;</i>
<i>tubo per diagonali inferiori (VA2)</i>	<i>spess. 1,588, diametro esterno 50,8 cm;</i>

Battipalo

<i>tipo</i>	<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>

Peso proprio fondazione (valore indicativo)

<i>peso proprio struttura</i>	<i>91,6 t;</i>
<i>peso complessivo (compresi pali d'ancoraggio)</i>	<i>~386 t;</i>

Strumentazione

<i>di avvistamento</i>	<i>acustica e luminosa, come da regolamenti vigenti;</i>
<i>di misura</i>	<i>come da Specifiche Tecniche del Cliente;</i>

Normativa di riferimento

<i>per progettazione</i>	<i><u>RINA</u> "Rules for the Classification of Steel Fixed Offshore Platforms"; <u>API-RP-2A</u> "Recommended Practice for Planning, Designing and Construction Fixed Offshore Platforms"; <u>AISC</u> "Manual of Steel Construction"; <u>Germanischer Lloyd</u> "Rules for Regulations IV – Non-marine Technology", Part.2; <u>DIN 4131</u> "Steel Radio Towers and Masts";</i>
<i>per assicurazione</i>	<i>da definire a seguito di accordi con l'ente certificatore, come richiesto per aprire la pratica assicurativa.</i>

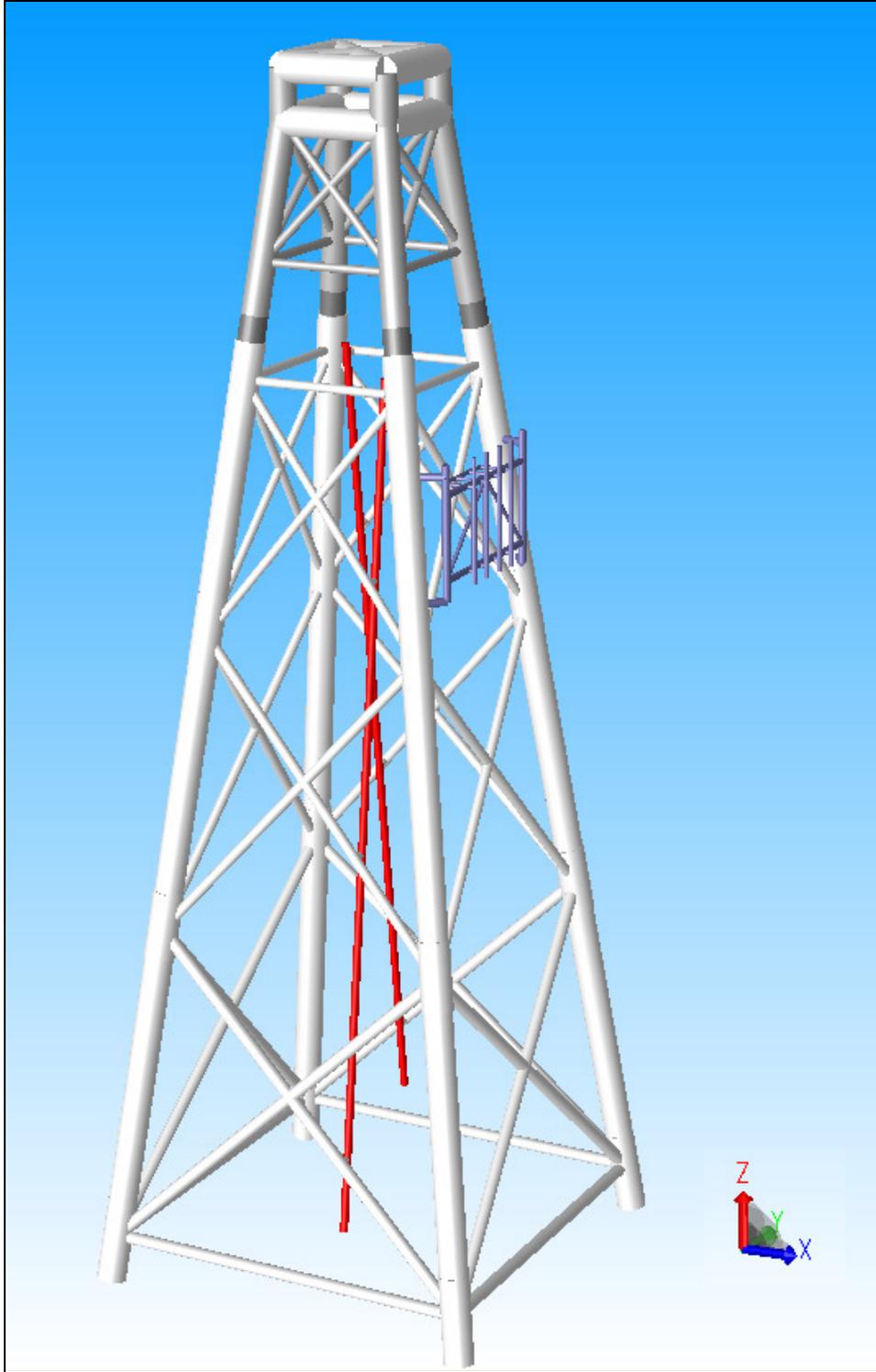


Fig. 5-8. Vista d'assieme della fondazione (in bianco il jacket, in rosso i due J-tube, in grigio il deck, in blu la struttura del boat landing)

6 AEROGENERATORE

6.1 Aerogeneratore e suoi componenti primari

Gli *aerogeneratori* possono essere collocati a terra o a mare e sono collegati in sottocampi uniti in parallelo da linee elettriche di potenza, che nel caso d'unità a mare saranno costituite da cavi sottomarini interrati. Sempre a cavi interrati si dovrà ricorrere per collegare la cabina di allaccio e di trasformazione generale dell'impianto con la rete attraverso la linea a MT/AT più vicina (Fig. 2-2).

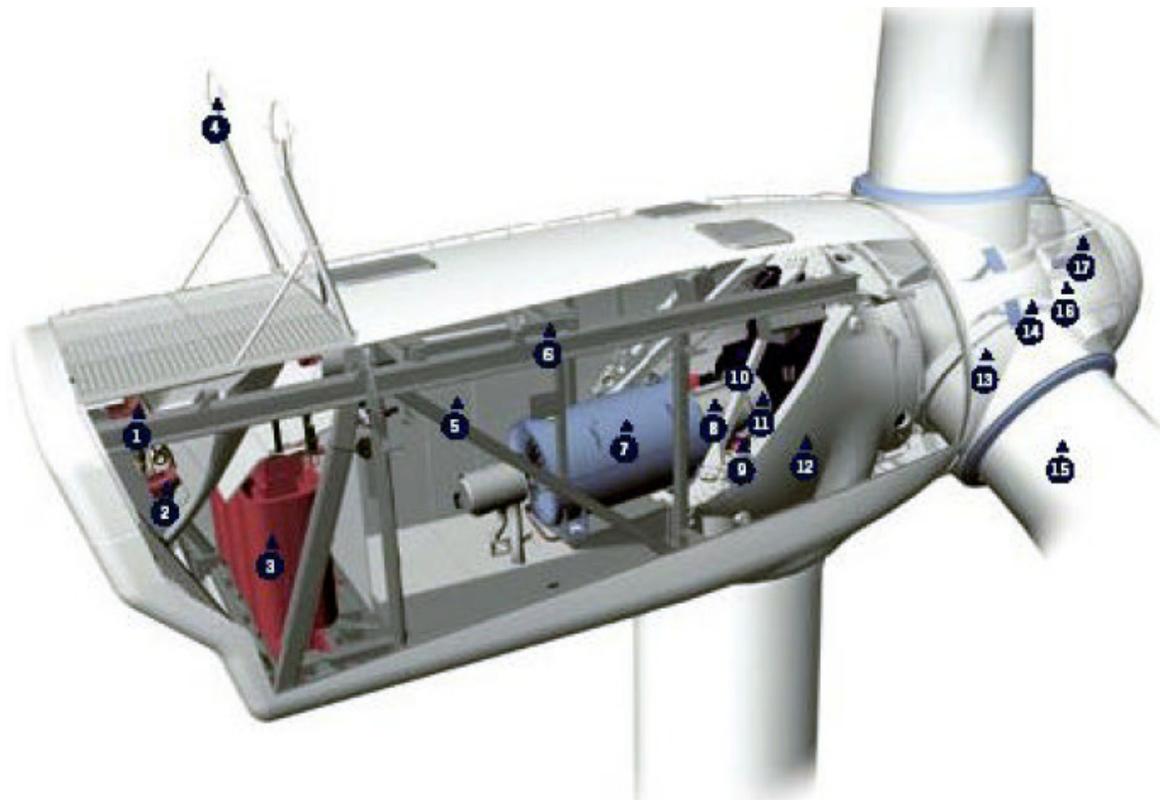


Fig. 6-1. Schema di navicella completa di rotore e di pale (1. Raffreddamento olio; 2. Raffreddamento generatore; 3. Trasformatore; 4. Sensori condizioni vento; 5. Sistema controllo; 6. Argano e rotaia di movimentazione pezzi; 7. Punto di controllo generatore; 8. Collegamento generatore-moltiplicatore 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)

Per i collegamenti a mare si ricorre a linee protette e sottratte a possibile contatto esterno per evitare inestetismi ambientali e, soprattutto, inconvenienti per accidentale contatto con i cavi aerei, che, data la tensione di linea, possono provocare danni significativi specialmente all'uomo ed agli esseri animati. L'energia elettrica, così generata, può essere riversata dalla sottostazione d'allacciamento nella rete elettrica locale/regionale di riferimento.

L'aerogeneratore (cfr. i dati della Tab. 6.1), 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* (cfr. la Fig. 6-1). 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 (Figg. 6-2/3/4/5). Tutti gli apparati, che sono necessari al funzionamento della turbina (rotore, moltiplicatore di giri, generatore elettrico, etc.) vi sono alloggiati.

Tab. 6.1. *Caratteristiche dell'aerogeneratore e dei suoi componenti principali ad esclusione del sistema fondario*

<i>Quantità</i>	<i>Valore numerico</i>	
<i>Rotore</i>		
<i>Modello</i>	V90	V112;
<i>Potenza</i>	3.000 kW	3.000 kW;
<i>Diametro rotorico</i>	90 m	112 m;
<i>Velocità di rotazione operativa</i>	8,6-18,4 rpm	4,4-17,7 rpm;
<i>Velocità nominale</i>		12 (14) rpm;
<i>Area spazzata</i>	6.362 mq	9.852,03 mq;
<i>Orientazione</i>	sopravvento	sopravvento;
<i>Altezza all'asse del mozzo</i>	80 m	≈90 m;
<i>Velocità di avvio (cut-in speed)</i>	3 m/s	3 m/s;
<i>Velocità d'arresto (cut-out speed)</i>	25 m/s	25 m/s;
<i>Intervallo temperatura di progetto</i>	-20 °C - +40°C	-20 °C-+40 °C;
<i>Peso rotore</i>	55 ton.	- ton;
<i>Navicella e componenti</i>		
<i>Lunghezza (compreso mozzo)</i>	13,25 m	14 m;
<i>Larghezza</i>	3,6 m	3,9 m;
<i>Altezza</i>	4,05 m	3,9 m;
<i>Materiale</i>	fibra di vetro	fibra di vetro;
<i>Moltiplicatore di giri</i>	4 stadi a planetari ed uno elicoidale;	id.
<i>Rapporto</i>	1:105 (50 Hz)	-;

<i>Lunghezza moltiplicatore</i>	<i>2,1 m</i>	<i>2,1 m;</i>
<i>Larghezza moltiplicatore</i>	<i>2,6 m</i>	<i>2,6 m;</i>
<i>Peso complessivo (navicella + rotore completo di pale)</i>	<i>91 ton;</i>	



Fig. 6-2. Navicella della turbina V112 a cielo aperto

Pale

<i>Numero pale</i>	<i>3</i>	<i>3;</i>
<i>Materiale</i>	<i>fibra di vetro rinforzata con resina epossidica</i>	<i>id.</i>
<i>Lunghezza</i>	<i>44 m</i>	<i>54,6 m;</i>
<i>Peso di una pala</i>	<i>7.000 dN</i>	<i>-;</i>

Livello di rumore in funzionamento

<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>

Torre

<i>Forma</i>	<i>tubolare conica rastremata verso la cima e composta da 3 sezioni;</i>	<i>id.</i>
<i>Diametro in cima</i>	<i>2,3 m</i>	<i>2,3 m;</i>
<i>Diametro alla base</i>	<i>4,15 m</i>	<i>4,15 m;</i>
<i>Altezza</i>	<i>≈90 m</i>	<i>84/94/119 m;</i>
<i>Distanza piano flangia superiore torre da asse mozzo</i>	<i>1,95 m</i>	<i>1,95 m;</i>
<i>Materiale</i>	<i>acciaio verniciato con applicaz. di protezione anticorrosiva</i>	<i>id.;</i>
<i>Peso</i>	<i>160 ton</i>	<i>-;</i>

Generatore elettrico

<i>Tipo</i>	<i>asincrono</i>	<i>sincrono magneti permanenti e raffreddamento a liquido;</i>
<i>Potenza</i>	<i>3 MW</i>	<i>3 MW;</i>
<i>Tensione elettrica</i>	<i>1.000 V in AC</i>	<i>650 V;</i>
<i>Frequenza</i>	<i>50 Hz</i>	<i>50 Hz;</i>
<i>Velocità di rotazione</i>	<i>1.680 rpm</i>	<i>1.680 rpm;</i>
<i>Lunghezza</i>	<i>2,8 m</i>	<i>2,8 m;</i>
<i>Diametro max.</i>	<i>1,1 m</i>	<i>1,1 m;</i>
<i>Converter</i>		<i>su tutta la scala;</i>
<i>Peso</i>	<i>8.600 dN</i>	<i>-;</i>

Trasformatore di macchina

<i>Tipo</i>	<i>a resine fuse</i>	<i>id.;</i>
<i>Potenza</i>	<i>3.140 kVA</i>	<i>3.140 kVA;</i>
<i>Tensioni</i>	<i>10/33 kV</i>	<i>10/33 kV;</i>
<i>Frequenza</i>	<i>50 Hz</i>	<i>50 Hz;</i>
<i>Lunghezza trasformatore</i>	<i>2,34 m</i>	<i>2,34 m;</i>
<i>Larghezza trasformatore</i>	<i>1,09 m</i>	<i>1,09 m;</i>
<i>Altezza trasformatore</i>	<i>2,15 m</i>	<i>2,15 m;</i>
<i>Peso</i>	<i>8.000 dN</i>	<i>-.</i>

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.);*



Fig. 6-3. Vista d'insieme della turbina V112 (Vestas)

- *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.*

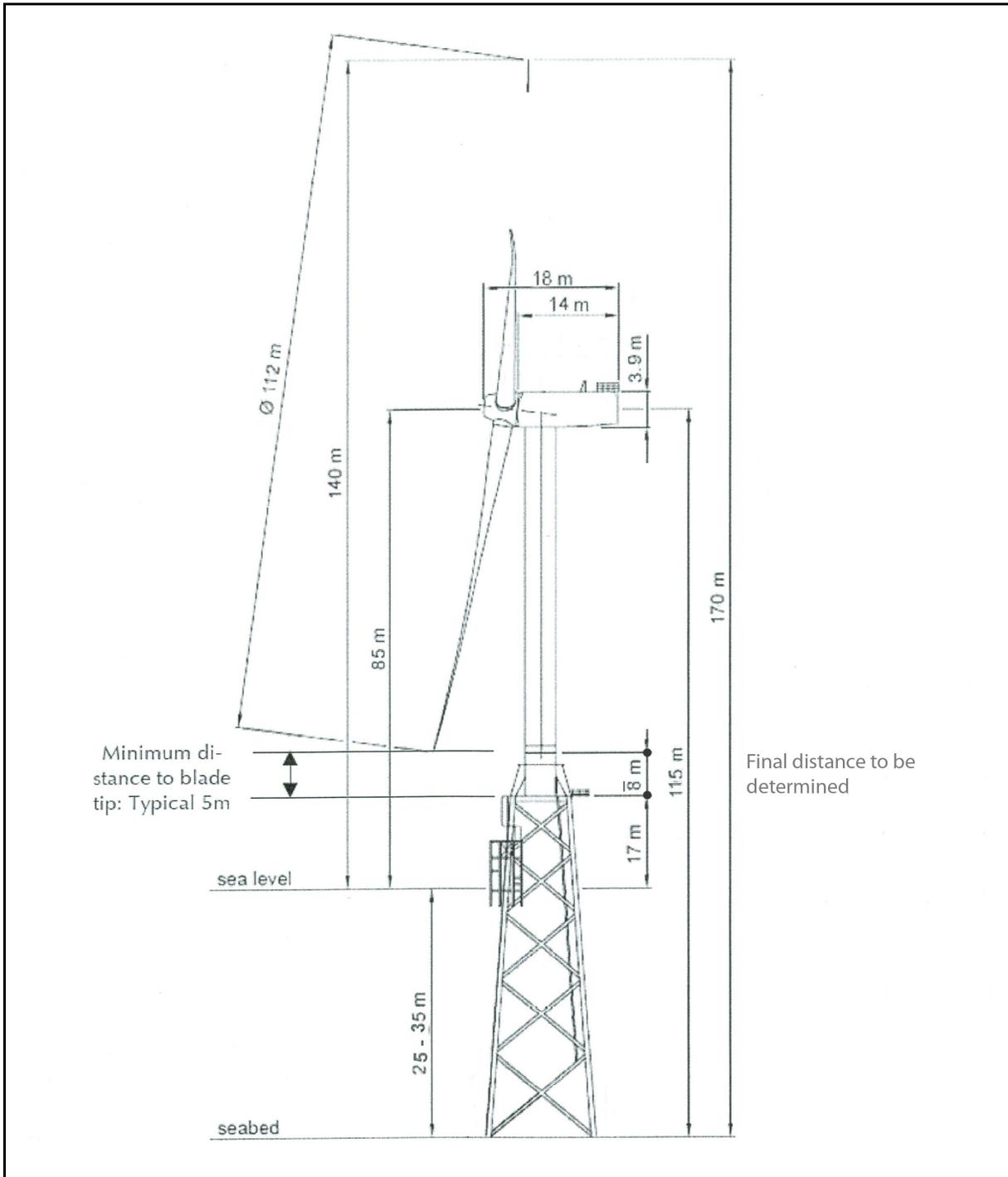


Fig. 6-4. Schema geometrico bidimensionale del complesso fondazione-turbina eolica



Fig. 6-5. Vista di aerogeneratore con mare grosso

6.2 Analogie con le turbine a terra

I sistemi ed i componenti principali della macchina eolica, da porre in postazioni a mare, sono funzionalmente gli stessi di quelli per analoghe macchine, destinate a funzionare a terra, a meno di alcune particolarità, come

- maggiore resistenza meccanica, essendo le azioni eoliche a mare più intense e più concentrate nel tempo anche in ragione del minor attrito offerto dal contatto con la superficie acqua;
- maggior capacità di sopportare l'attacco da parte degli agenti atmosferici ed ambientali (aria molto umida, spruzzi di acqua marina, onde, etc.) a causa di una loro più alta concentrazione salina;
- minor ricorso alla manutenzione preventiva a causa di più lunghe procedure d'intervento (a causa della lontananza da riva, della lentezza dei mezzi di trasporto a mare, della imprevedibilità meteorologiche limitanti qualsiasi accesso, etc.).



Fig. 6-6. Altra vista dell'unità V112

7. CAVO SOTTOMARINO, SISTEMI DI TRASMISSIONE ED ASPETTI GIURIDICI

7.1 Cavo sottomarino e sistemi di trasmissione della potenza

7.1.1 Cavo, interramento a mare e protezioni

7.1.1.1 Cavi sottomarini e protezioni

A completamento delle osservazioni, espone nel parag. 3.3, a proposito della *profondità di scavo*, si può richiamare a scopo documentativo la posa, che sembra essere stata una delle più innovative. E' un tratto di una trentina di chilometri tra due stazioni in Malesia, in cui il cavo è stato interrato a 14 m dalla superficie del fondale (di questo caso se ne parlerà ancora).

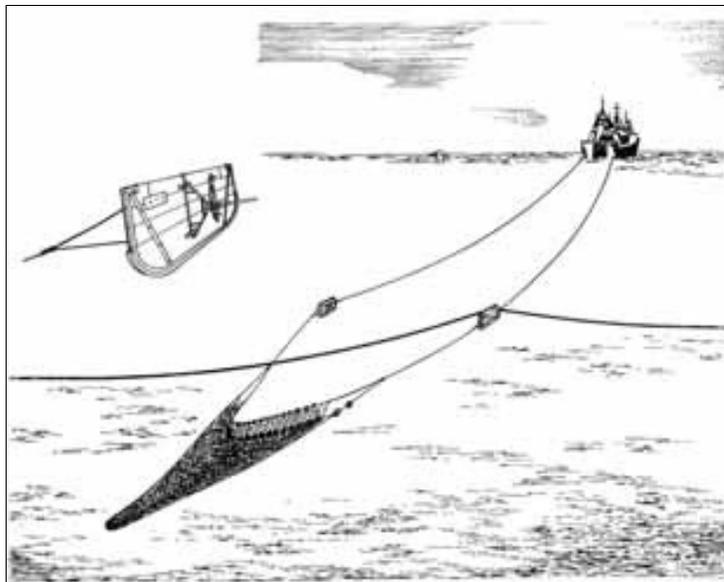


Fig. 7-1a.1. Arpionamento da parte di corde della rete a strascico su cavo sottomarino non interrato (ICPC Ltd.)

Va subito avvertito che il ridotto -o ridottissimo- battente d'acqua, che sta sopra un cavo per trasporto di energia elettrica da un campo eolico offshore non può non imporre l'interro. Per pose in alto mare con profondità rilevanti del fondale marino può essere tollerato -diversamente sarebbe impossibile attraversare gli oceani- una semplice immersione del cavo senza alcuna particolare difesa, come è quella offerta dall'inserimento nel fondale. Si deve ricorrere a questa prevenzione per evitare che le reti dei pescatori (Figg. 7-1a) possano arpionare, svellere, tranciare o danneggiare il cavo e che vi concorrano, agendo nello stesso senso, anche gli ormeggi di natanti vari, specie se fatti con pesanti ancore.



Fig. 7-1a.2. Rete a strascico in emersione con agganciato un cavo sottomarino per telecomunicazioni (Tyco Telecommunications Inc., USA)

Le esigenze locali hanno indotto a progettare ed a costruire un aratro speciale. Naturalmente il costo dell'operazione (progettazione, predisposizione dei mezzi tecnologici ed attuazione dell'opera) è assai rilevante anche per la ragione fondamentale che non si è potuto far ricorso a mezzi esistenti.

Infatti, il cavo sottomarino deve essere resistente ad eventi sismici, alla corrosione ed alla abrasione esercitate dalla corrente e dalle onde del mare, come pure agli attacchi della vegetazione, dei molluschi e di altri organismi marini ed all'intervento di attività umane (pesca, etc.). Allo stesso tempo deve offrire la massima efficienza su lunghe distanze al trasferimento di quantità di energia elettrica.

Quello dei costi d'interro a mare mette drasticamente sul tavolo le problematiche della sicurezza e le loro soluzioni tecniche. Se la realizzazione dello scavo diventa impraticabile, o per ragioni tecniche, o per l'esborso economico richiesto, la zona di protezione del cavo può -anzi sembrerebbe che resti da dire soltanto "deve"- essere gravata da limitazioni d'uso e da imposizioni di comportamenti dovuti e da rispettare da parte di chiunque si trovi in loco.

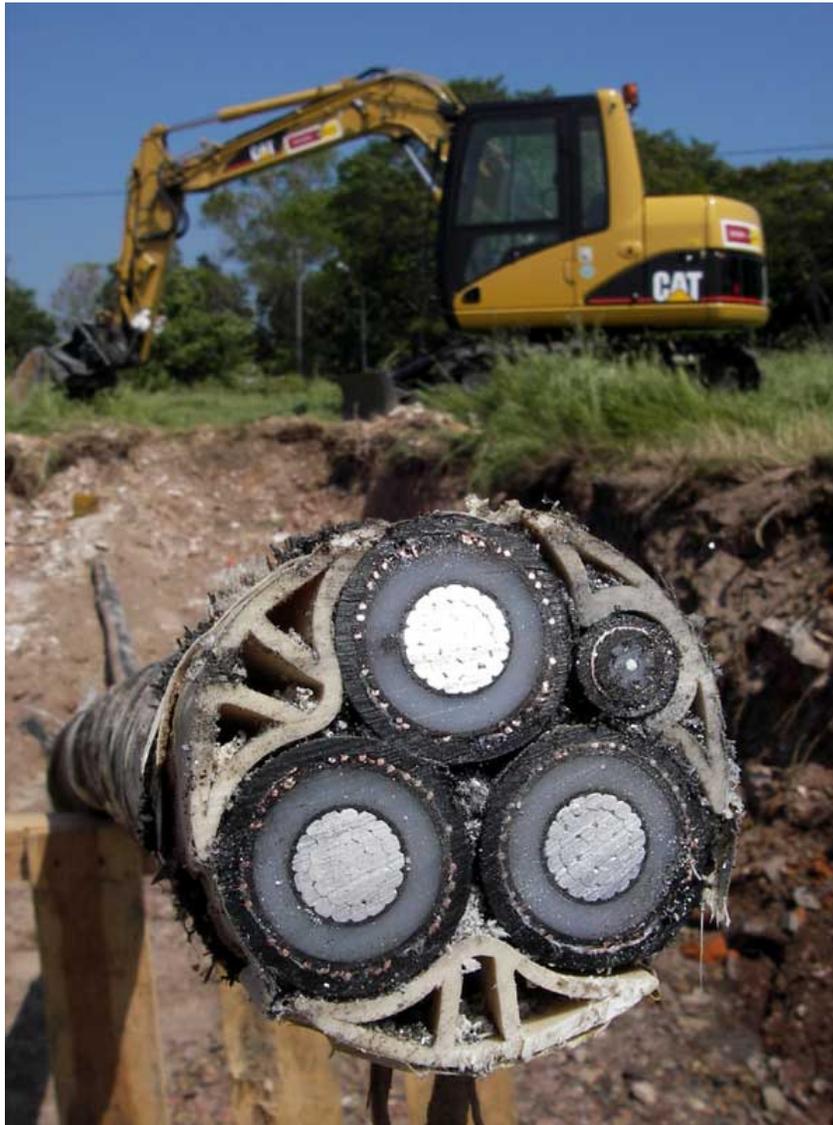


Fig. 7-1a.3. Interro di cavo sottomarino nel tratto su terraferma

Ne conseguirebbe che tutte le attività umane potenzialmente pericolose per la sicurezza del cavo dovrebbero essere proibite, pur sapendo che tali misure sono soltanto apparentemente una buona soluzione. Oltre al pattugliamento ed al monitoraggio dei movimenti navali, il dialogo con tutti gli utilizzatori del mare e dei suoi fondali, appoggiando l'iniziativa con una educazione pubblica sull'importanza del cavo sottomarino, potrebbe produrre una efficace misura difensiva.

Se situazioni di questo tipo sono presenti -per non dire diffuse- in tutti i collegamenti con le isole, che coinvolgono sempre i bassi fondali, anche i campi eolici ed i loro collegamenti interni (distribuzione elettrica nei sottocampi e raccolta nei punti nodali) od esterni (cavi di trasferimento dell'energia elettrica sulla terraferma) ne sono altrettanto

esposti. E proprio il ricorso a *divieti od a limitazioni d'uso* (divieti d'ancoraggio, divieti di pesca, etc.) sono le vie che le disposizioni delle amministrazioni locali e centrali più spesso perseguono.

Una politica in sostegno della sicurezza dei cavi e del rispetto dovuto da parte di tutti gli utenti del mare è imprescindibile un po' a tutti i livelli e presso non soltanto le organizzazioni del settore, ma anche presso l'opinione pubblica e l'istruzione scolastica, specialmente nelle zone costiere del territorio nazionale.

A chiarimento delle proporzioni, che la diffusione dei cavi a mare ha avuto nel mondo, sembra utile consultare la Tab. 7.1.1. E' indispensabile per chiarire il peso che le forniture eoliche possono avere sul mercato globale di siffatto componente impiantistico. Ma serve anche a fare giustizia sulle difficoltà che i progettisti dei siti eolici talora incontrano nell'ottenere informazioni tecniche (ed economiche, tutt'altro che secondarie nella stesura del progetto dell'impianto eolico) da parte dei costruttori di cavi sottomarini.

Tab. 7.1.1. Principali installazioni di cavi sottomarini nel mondo

Alternating current cables

Connecting	Connecting	Voltage (kV)	Notes
<u>Mainland British Columbia to Nelson Island to Texada Island</u>	<u>Vancouver Island</u>	500	
<u>Mainland Sweden</u>	<u>Bornholm Island, Denmark, Bornholm Cable</u>	60	
<u>Italy</u>	<u>Sicily</u>	380	Under the <u>Strait of Messina</u> , this submarine cable replaced an earlier, and very long <u>overhead line crossing</u> (the " <u>Pylons of Messina</u> ")
<u>Negros Island</u>	<u>Panay Island, in the Philippines</u>	138	
<u>Isle of Man to England Interconnector</u>		90	a 3 core cable over a distance of 104 km

Direct current cables

Name	Connecting	Body of water	Connecting	kilovolts (kV)	Undersea distance	Notes
<u>Baltic-Cable</u>	<u>Germany</u>	<u>Baltic Sea</u>	<u>Sweden</u>		250 kilometres (160 mi)	
<u>Basslink</u>	mainland <u>State of Victoria</u>	<u>Bass Strait</u>	island <u>State of Tasmania, Australia</u>	500	290 kilometres (180 mi)	
<u>BritNed</u>	<u>Netherlands</u>	<u>North Sea</u>	<u>Great Britain</u>		260 kilometres (160 mi)	
<u>Cross Sound Cable</u>	<u>Long Island, New York</u>	<u>Long Island Sound</u>	<u>State of Connecticut</u>		1	
<u>East-West Interconnector</u>	<u>Ireland</u>	<u>Irish Sea</u>	<u>Wales/England</u> and thus the GB grid			due operational 2012
<u>Estlink</u>	northern <u>Estonia</u>	<u>Gulf of Finland</u>	southern <u>Finland</u>	330	105 kilometres (65 mi)	
<u>Fenno-Skan</u>	<u>Sweden</u>	<u>Baltic Sea</u>	<u>Finland</u>			
<u>HVDC Cross-Channel</u>	<u>French mainland</u>	<u>English Channel</u>	<u>England</u>			very high power cable (2000 MW) the first HVDC submarine power cable (non-experimental)
<u>HVDC Gotland</u>	<u>Swedish mainland</u>	<u>Baltic Sea</u>	Swedish island of <u>Gotland</u>			
<u>HVDC Inter-Island</u>	<u>South Island</u>	<u>Cook Strait</u>	<u>North Island</u>		40 kilometres (25 mi)	between the power-rich South Island (much hydroelectric power) of <u>New Zealand</u> and the more-populous North Island
<u>HVDC Italy-Corsica-Sardinia (SACOI)</u>	<u>Italian mainland</u>	<u>Mediterranean Sea</u>	the Italian island of <u>Sardinia</u> , and its neighboring French island of <u>Corsica</u> ¹			
<u>HVDC Italy-Greece</u>	<u>Italy</u>	<u>Adriatic Sea</u>	<u>Greece</u> ¹			
<u>HVDC Leyte - Luzon</u>	<u>Leyte Island</u>	<u>Pacific Ocean</u>	<u>Luzon in the Philippines</u> ¹			
<u>HVDC Moyle</u>	<u>Scotland</u>	<u>Irish Sea</u>	<u>Northern Ireland</u> within			

Name	Connecting	Body of water	Connecting	<u>kilovolts</u> (kV)	Undersea distance	Notes
<u>HVDC Vancouver Island</u>	<u>Vancouver Island</u>	<u>Strait of Georgia</u>	<u>the United Kingdom, and thence to the Republic of Ireland</u> <u>mainland of the Province of British Columbia</u>			
<u>Kii Channel HVDC system</u>	<u>Honshu</u>	<u>Kii Channel</u>	<u>Shikoku</u>			in 2010 the world's highest-capacity long-distance submarine power cable (rated at 1400 megawatts). This power cable connects two large islands in the <u>Japanese Home Islands</u>
<u>Kontek</u>	Germany	Baltic Sea	Denmark			
<u>Konti-Skan</u>	Sweden	Baltic Sea	<u>Denmark</u> ¹			
<u>Neptune Cable</u>	<u>State of New Jersey</u>	<u>Atlantic Ocean</u>	<u>Long Island, New York</u>		64 miles (103 km)	
Skagerrak 1-3	Norway		Denmark (Jutland)			3 cables - 1000 MW in all
<u>Swepol</u>	<u>Poland</u>	Baltic Sea	Sweden			
<u>NorNed</u>	<u>Eemshaven, Netherlands</u>		<u>Feda, Norway</u>		580 kilometres (360 mi)	700 MW in 2012 the longest undersea power cable

Source: Wikipedia

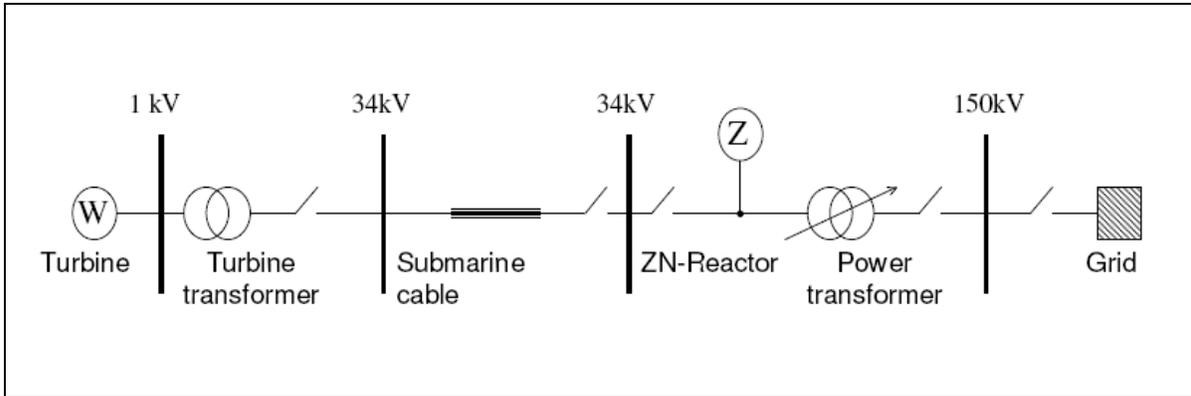


Fig. 7-1b. Schema unifilare dell'impianto elettrico con trasmissione a terra in MT (O.W.E.Z.)

Ragguagli supplementari sui regimi in AC o DC si possono desumere dai paragrafi successivi, in cui l'argomento della tipologia del regime della corrente di linea verrà esaminato.

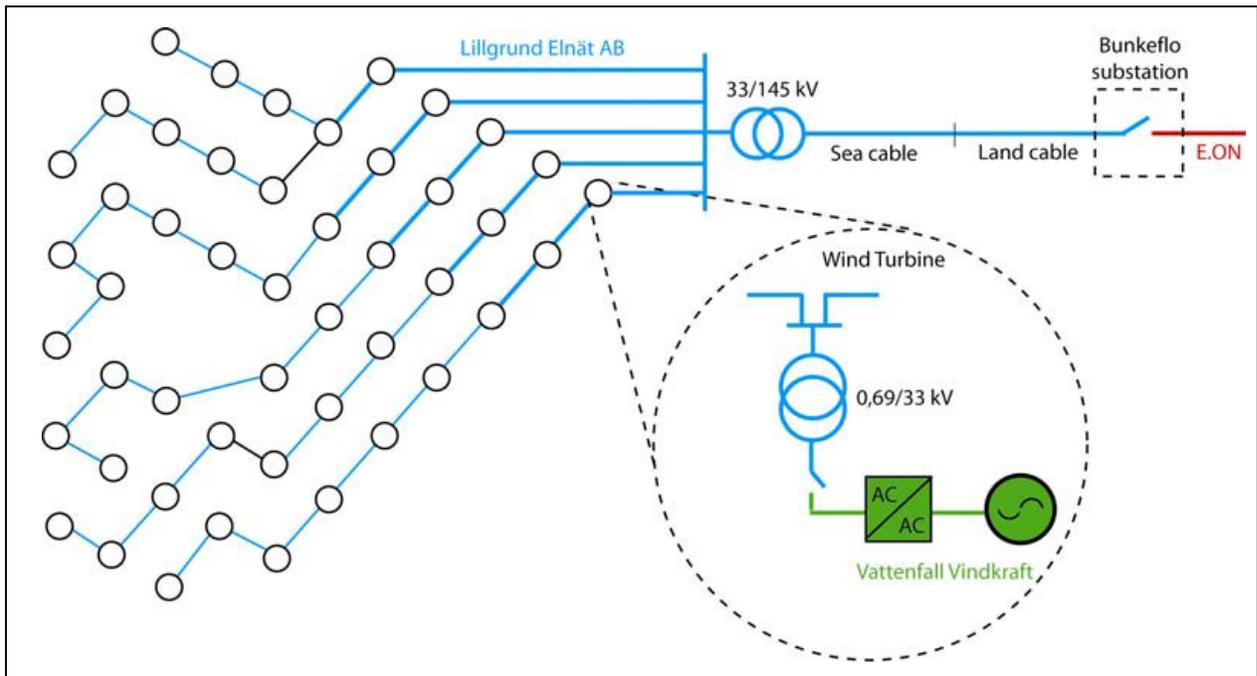


Fig. 7-1c. Schema con trasmissione a terra in AT (Lillgrund)

7.1.1.2 Tensioni di linea e corrente alternata/continua

I criteri da seguire nel determinare la tensione da imporre alla linea di allaccio con la rete esistente dipende dalle condizioni locali. In realtà, ammesso che il trasferimento dell'energia, che è prodotta nel parco, alla sottostazione a terra avvenga in MT, si possono dare due casi

- a) o si prosegue con la stessa tensione, evitando il ricorso al trasformatore innalzatore, che sarebbe indispensabile se si vuole passare ad AT (Fig. 7-1b);
- b) o si impone il rispetto del massimo voltaggio (AT) esistente nelle linee principali della zona, cui ci si collega (Fig. 7-1c).

La scelta non dipende soltanto da fattori economici (costo della trasformazione e delle apparecchiature, minori perdite di corrente, numero e prestazione dei cavi sottomarini, etc.) valutabili e determinabili da parte del Committente, ma anche dai rapporti con GSE e con TERNA.



Fig. 7-1d. Preparazione dello scavo in vicinanza della costa

Nella soluzione attuale il collegamento potrà avvenire tramite *cabina d'utenza* propria da installare in adiacenza alla rete.

Le precedenti considerazioni vanno integrate con le figure, che sono state citate. Con la soluzione a) la variazione della tensione non viene attuata a mare, per cui tutti i cavi sono alla stessa tensione sino alla stazione di trasformazione, che è situata a terra dopo ovviamente il punto di atterraggio (Fig. 7-1d).

Con la soluzione b) l'innalzamento di tensione avviene nel nodo centrale, cioè nella SSE a mare, cui fanno capo i terminali di tutti i sottocampi. I cavi di collegamento tra SSE e punto di atterraggio a terra sono ad AT, come pure tutto il percorso a terra.



Fig. 7-1e.1. Impianto di Lillgrund tra Malmö e Copenhagen, che è composto da 48 unità (Siemens SWT-2,3-93)

Solitamente la soluzione b) è tendenzialmente imposta,

- o quando la distanza del sito dalla costa è di decine di chilometri;
- o quando la potenza installata è considerevole ed il numero dei cavi sottomarini, ognuno corrispondente al rispettivo sottocampo, sarebbe elevato;
- o quando sussistano entrambe le condizioni.

I due suddetti criteri non sembrano sussistere per la centrale attuale, né individualmente, né in associazione.

Un'ulteriore semplificazione può essere operata in merito alla *tipologia della trasmissione a terra dell'energia elettrica prodotta e, cioè,*

- se si debba provvedere con corrente continua (DC);
- se sia possibile operare con corrente alternata (AC).

La prima alternativa si pone qualora siano da coprire distanze rilevanti tra il punto (o i punti) di raccolta a mare (ovverosia una o più SSE) e la terraferma e sia altrettanto alta la potenza del campo o, meglio, l'energia elettrica generata da trasferire sulla terraferma. L'unico caso, di cui si ha menzione, è il campo eolico tedesco, noto come Bard Offshore 1 (Fig. 7-1e.2). La distanza tra i due terminali (la SSE del campo eolico e l'isola di Borkum, la zona più vicina del territorio tedesco) è di un centinaio di chilometri e la potenza installata è di 400 MW, essendo il sito composto da 80 macchine di 5 MW ciascuna.

D'altronde, basta riesaminare i dati, raccolti nella seconda parte della Tab. 7.1.1 che raduna indiscriminatamente le informazioni sulle linee a DC, per avere conferma che le distanze da coprire e le potenze impegnate siano fattori determinanti per indurre l'una o l'altra delle due scelte.

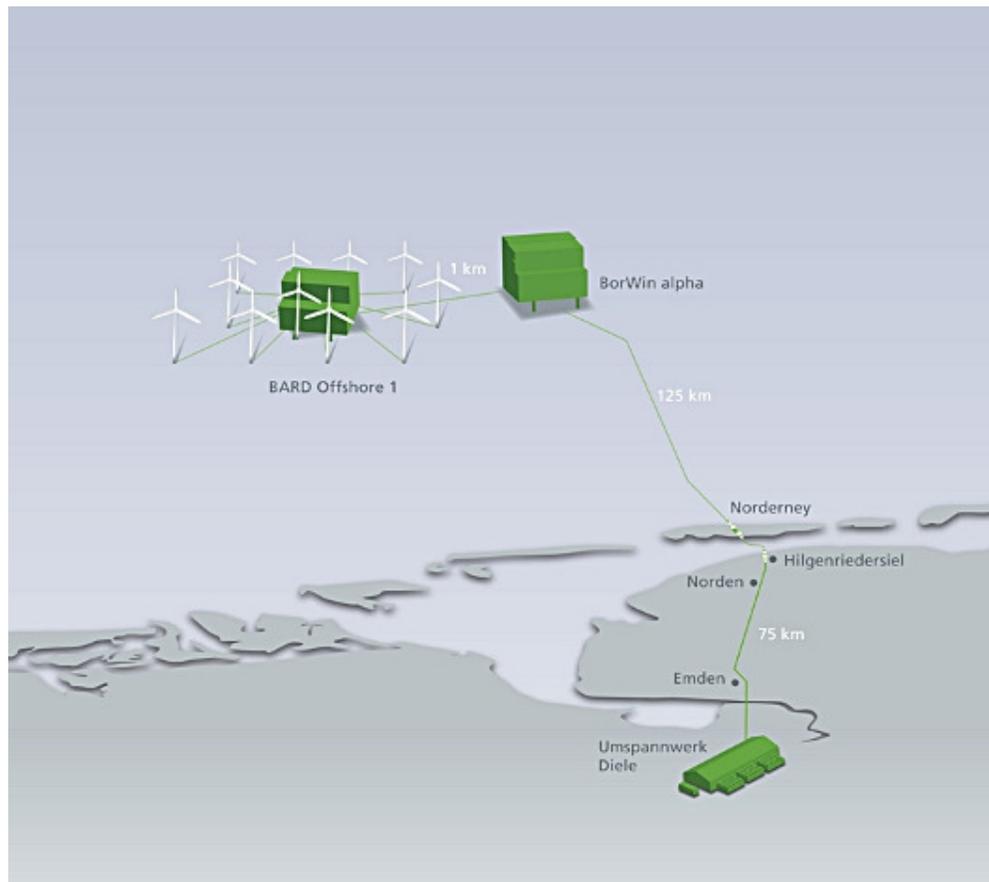


Fig. 7.1e.2. Schema dell'impianto Bard Offshore 1 e dei collegamenti con la terraferma

7.1.1.3 Cavi, energia generata e reti elettriche

Il *collegamento con la rete elettrica* è per tutti i concessionari di campi eolici, sia a terra, sia a mare, abbastanza problematico e ricco di non poche difficoltà. Il sito migliore, eolicamente parlando, non corrisponde quasi mai con il sito migliore per la rete elettrica. Grossi progetti, come spesso sono quelli a mare, che producono grandi quantità d'energia elettrica, hanno bisogno di capacità di rete, che sovente non sono disponibili, creando molte difficoltà e incremento di costi per il concessionario.

La stabilità della rete e la distanza del nodo di connessione da una parte e la qualità/tipologia/orari dell'energia da immettere in rete dall'altro complicano l'aspetto sostanzialmente determinante dell'allaccio in rete.

Lo *sviluppo ed il miglioramento della rete* sposta il piano degli interventi dall'ambito tecnico/locale dell'allaccio a quello ben più ampio degli interventi da operare sulla rete, che possono avere riflessi ben più larghi di quelli provinciali, toccando talora quelli nazionali, come avviene quando si parli di linee dorsali ad alta/altissima tensione. Le dimensioni di un ampliamento, che sono insite nella richiesta di allacciamento di un utente eolico offshore, sono tali da sollevare una questione di notevole rilevanza un po' per tutti (o quasi tutti) gli stati europei. L'accesso alla rete impone la soluzione di una questione tecnica fondamentale, che è l'adeguamento della rete.

E non è soltanto un caso italiano. Si prenda, tanto per guardare anche a casa altrui, la Scozia. Lungo le sue coste si trovano molte zone costiere, su cui i progetti eolici stanno localizzandosi. Le grandi risorse eoliche non sono accompagnate da altrettanta capacità della rete, che, invece, è scarsa.

Si tratta di dovervi provvedere, ma l'intervento non né semplice, né rapido, dovendosi instaurare nuovi equilibri amministrativi con proprietari di terreni, con enti di gestione di territori/corsi d'acqua, etc. e ciò va da accordi specifici sino a veri e propri provvedimenti di esproprio. Il tutto solleva un nugolo di reazioni e di controversie, che rallentano i programmi tecnici di attuazione dei miglioramenti.

Non ultime sono, poi, da evidenziare le richieste, che il dispacciatore elettrico pone al concessionario. Si richiede di presentare domande ed ottenerne l'autorizzazione per tratte di allaccio. Sono causa di ulteriori ritardi nella realizzazione del campo, che, oltre a non essere trascurabili, non sono preventivabili. Il conseguente aggravio nei costi e nei piani di realizzazione è evidente.

Quanto si è detto precedentemente, guardando con maggior attenzione al Concessionario del campo eolico, va meglio coniugato con le *esigenze della rete*. Le attuali reti in quasi tutti i paesi sono state realizzate attorno ad un complesso di energie, che avevano nelle centrali termiche (gas, carbone, etc.), negli impianti idrici/geotermici (ove possibile) e nelle eventuali centrali nucleari il nocciolo del loro ambito produttivo. Il mix energetico in alcuni stati, come l'Inghilterra e la Germania -quest'ultima prevede di sostituire addirittura con l'eolico il settore nucleare- si sposterà o si accentuerà sulle energie rinnovabili.

Secondo stime dell'agenzia inglese BWEA al momento la rete nazionale della Gran Bretagna potrebbe assorbire circa 1,5 GW di potenza ad origine eolica offshore. Con il secondo round

del programma eolico nazionale si dovrebbero immettere in rete circa 3 GW di potenza eolica offshore entro la fine della prossima decade.

L'insieme degli interventi per portare la rete inglese a sopperire alle richieste, che il programma nazionale prevedrebbe di avere orientandosi su un 10% di rinnovabili, avrebbe un costo di 1,3 bilioni di sterline. Se e quando il governo inglese darà attuazione alla percentuale del 20% al 2020 o dintorni, le cifre dell'investimento progredirebbero sino a 2,3 bilioni di sterline. Un realistico piano di azione deve essere rapidamente lanciato almeno tra tutti gli attori principali, quali sono governo/regioni, industria e gestori di reti.

Quanto vale per la gran Bretagna, che sembra per certi versi godere di una situazione migliore di quella italiana (se non altro dal punto di vista finanziario ed industriale, oltre che da quello del potenziale energetico derivante dalla entità della fonte eolica offshore delle proprie coste), un tentativo di alleggerimento delle tensioni sul lato delle reti elettriche sarebbe tanto più meritorio quanto più è urgente. E' altrettanto più ostico per la congerie dei presunti o dei reali attori primari, operanti nel settore energetico. E ciò è tanto più vero quanto più persista l'assenza di un vero piano energetico nazionale.

Altre considerazioni sulle problematiche con le reti elettriche a terra si potranno desumere anche dalle osservazioni, contenute nel parag. 7.1.2.2.

7.1.2 Cavi e regimi di potenza (in AC/DC)

7.1.2.1 Sistemi a AC/DC

Molti degli impianti elettrici di potenza delle centrali sono in AC principalmente per la semplicità costruttiva dei trasformatori, la cui tecnologia consente abbastanza concretamente e agevolmente di modificare il valore della tensione in ingresso/uscita (Fig. 7-1f). Elevando la tensione, la corrente di linea si riduce e di conseguenza calano anche le perdite resistive, che variano con il quadrato della corrente.



Fig. 7-1f. Cavo sottomarino con doppia armatura: 1.Conductor – usually copper; 2.Conductor screening – usually extruded; 3.Insulation, XLPE or EPR; 4.Insulation screening semi-conductive; 5.Screen; 6.Laminated sheath – aluminum tape and polyethylene; 7.Optical fiber, optionally used for telecommunications; 8.Fillers, as needed; 9.Binder tapes; 10.Armour Bedding, polypropylene strings; 11.Armour, galvanized round steel wires; 12.Serving, bituminous compound, hessian tape with polypropylene coloured stripe (Nexans)

La assenza di trasformatori semplici ed affidabili per il regime in DC ha reso impraticabili i sistemi a corrente continua per quasi tutto il secolo passato. Al miglioramento della tecnologia, che ha reso disponibili tali macchine, impianti a DC cominciano ad imporsi anche oggi, pur riconoscendo che tuttora i trasformatori in continua sono più complessi di quelli in alternata. Un trasformatore DC è composto da un oscillatore o da un inverter per passare da DC ad AC, di un trasformatore in alternata per arrivare al valore di tensione richiesto e, poi, da un raddrizzatore e da un filtro per convertire di nuovo la corrente da alternata a continua.

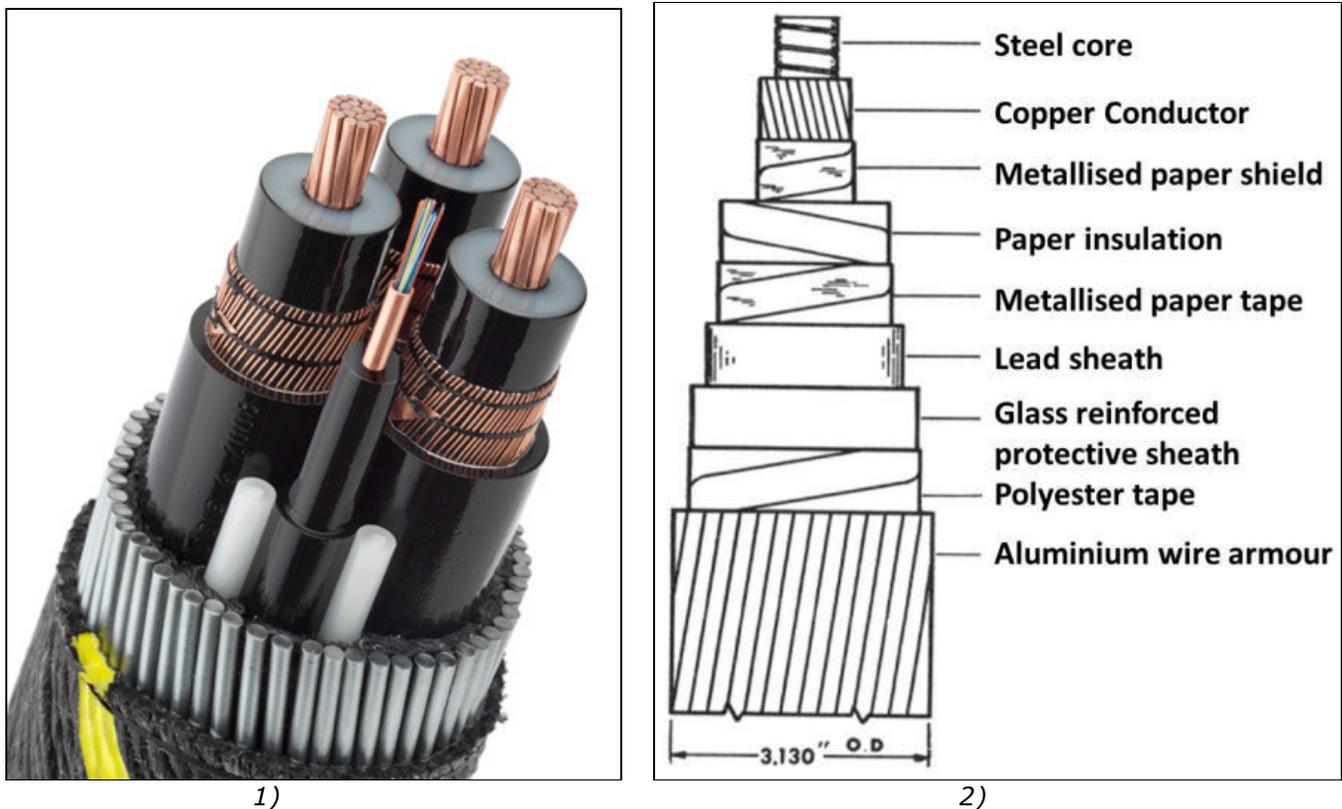


Fig. 7-1g. Cavo sottomarino, (1) tripolare con cavo a fibre ottiche e (2) cavo monopolare schematizzato da 115 kV (IEEE, 1962)

Anche gli *organi di intervento e sezionamento* presentano problematiche. In particolare, gli interruttori sono molto più cari da realizzare, perché il soffocamento dell'arco è più difficile. Quando si interrompe una linea ad alta tensione in regime AC, la tensione sviluppa un arco tra i contatti dell'apparecchio. Se il dimensionamento degli stessi e la loro distanza è adeguata, l'arco si estinguerà appena la tensione va a zero durante il ciclo (andamento sinusoidale) del segnale AC.

Poiché in regime DC la corrente resta costante, non si può contare sul fattore fisico suddetto. Un interruttore DC svilupperà un arco più lungo ed il suo soffocamento richiederà apparecchiature di intervento, che sono più care.

7.1.2.2 Tipologia della trasmissione di potenza e costi relativi

La *trasmissione di potenza* ha certi vantaggi, se si opera in DC. Le linee in AC devono essere dimensionate per il valore di picco della tensione grazie appunto al profilo sinusoidale del segnale. E sempre per questo motivo, la potenza efficace, che può essere trasmessa dalla linea, è legata alla radice quadrata della tensione, che porta al valore di 0,7 volte il picco. La conseguenza è che a parità di sezione di conduttore e di tipologia di isolamento, un sistema a DC può trasferire 1,4 volte la potenza di un analogo sistema in AC.

La trasmissione in AC soffre di un altro inconveniente dovuto alle perdite reattive, che sono prodotte dalle caratteristiche capacitive ed induttive dei conduttori. Con la trasmissione in DC non si lamentano tali perdite. Le uniche perdite sono quelle resistive, che, per altro, sono ben presenti anche nelle linee in AC.



Fig. 7-1h. Sezione di moderno cavo HVDC (ABB)

Dando uno sguardo complessivo ad un sistema di trasmissione di potenza, si rileva che, fissata la potenza, il regime in AC richiede più conduttori, più isolamento e di conseguenza un maggior costo, ma trasformatori ed interruttori costano molto di meno. Per brevi distanze il costo degli equipaggiamenti supera il risparmio sui costi di linea. Su lunghe distanze la situazione si capovolge, cioè il costo differenziale sulla linea incomincia a diventare significativo, rendendo i sistemi ad alte tensioni in DC (espressi con la sigla inglese HVDC) economicamente vantaggiosi.

Ci si può chiedere a quale distanza vada collocato lo *spartiacque tra i due sistemi*. Per i sistemi di trasmissione con cavi sottomarini le perdite di linea dovute ai fenomeni capacitivi sono molto più grandi. L'adozione di complessi HVDC (Fig. 7-1h) sono economicamente interessanti per distanze anche molto più brevi di quelle che si avrebbero

in terra. Qualche anno fa si diceva che approssimativamente per distanze sui 150 km cavi HVDC erano una reale alternativa a quelli in alternata. Oggidì lo sono sui 50 km.

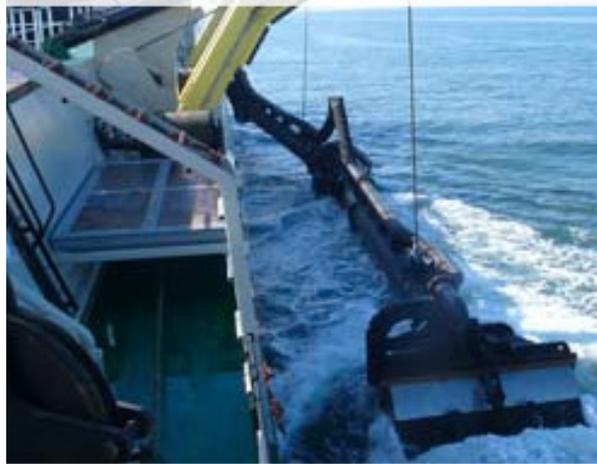


Fig. 7-1i. Dredging equipment (Damen)

Se si mettono in bilancio tutti i vari fattori, le minori perdite in HVDC, fanno abbassare il chilometraggio conveniente per l'adozione della continua. Il limite dovrebbe cadere sui 100 km. Al momento attuale la maggioranza dei campi eolici sono sistemati nei pressi dei profili costieri, cosicché la scelta del cavo è soltanto correlata alla tensione. Con progetti, che spostano ben più lontano i siti eolici (o con collegamento alla rete molto distante rispetto al punto di approdo) il regime HVDC s'impone ai progettisti dell'impianto elettrico della centrale.

Secondo alcuni -e proprio a causa dell'ultima osservazione relativa al punto di allaccio con la rete- la distanza del sito dalla costa può scendere sotto tale discriminante, se il cavo in DC è esteso sino a tale nodo. La prima installazione (fornitore ABB) si è avuta nel 1954 per coprire i 98 km della distanza tra Gotland e Västervick (Svezia).

E' indubbio che un elemento di non piccolo momento sia *l'accesso e la connessione con la rete*. In pratica la scelta tra HVDC e HVAC è meno semplice di quanto appaia e va presa esaminando attentamente caso per caso, cioè progetto per progetto. Il tipo di cavo per l'interconnessione tra campo eolico e punto di atterraggio (*export cable*) dipende da diverse variabili. In particolare, alcuni fattori appaiono dominanti quali configurazione/dimensione del parco a mare, distribuzione elettrica all'interno del sito, presenza di nodi di raccolta e di SSE a mare, caratteristiche della rete elettrica, cui collegarsi. Avere un solo cavo ad alta tensione può essere preferibile se è stata realizzata una SSE nel campo; avere più cavi a MT (30/33 kV) è utile quando, per es., la distanza da coprire per raggiungere la costa sia bassa e la quantità di energia elettrica da trasferire non è elevatissima.

A mano a mano che la tecnologia HVDC migliora, questa offerta tecnica potrebbe diventare consigliabile per molti progetti ad eccezione di quelli di piccole/medie dimensioni e/o vicini alla costa.

Un altro argomento, che condiziona le decisioni in merito al trasporto dell'energia a terra è ovviamente il *costo capitale* (fornitura e posa). Le stime fermano l'attenzione su un range del 5-15% del costo complessivo dell'impianto. Per una centrale sui 100 MW del costo globale di 250/300 10^6 € l'ammontare per la sezione cavi varierebbe di conseguenza nell'intervallo 12,5/37,5 10^6 €.

Stando all'andamento delle realizzazioni e dei progetti a mare in corso, la *rilevanza del cavo sottomarino* tende necessariamente a crescere. Ciò avverrà per il concorso di due condizioni, sia per l'aumento esponenziale della potenza installata nel parco, sia anche per l'allontanamento del sito dalle coste, seppur in misura meno travolgente della precedente condizione.

Un altro fattore, che avrà una sua propria influenza sull'importanza del cavo sottomarino, sarà l'aumento della potenza unitaria degli aerogeneratori. Richiederà, sia un progressivo distanziamento tra costiera e campo, sia una maggior spaziatura all'interno del parco eolico con il conseguente incremento della lunghezza del cablaggio complessivo (entro/fuori il sito).

Tutte queste considerazioni non avranno che la conseguenza di rimettere al centro delle decisioni il collegamento con la rete, di cui già si sono poste le premesse e le limitazioni nei precedenti capoversi e nel paragrafo 7.1.1.3.

Ritornando brevemente al contenuto della Tab. 7.1.1, è opportuno chiarire anche le *caratteristiche dei cavi in AC*. Per trasmettere potenze elettriche trifase si ricorre a cavo unico con tre conduttori. Ognuno per una delle tre fasi con isolamento singolarmente realizzato, pur assiemandoli per dar luogo ad un cavo solo. Questa soluzione è la più diffusa per i trasferimenti di potenza via cavi sottomarini.



Fig. 7-1j. Cavo a fibre ottiche per posa in profondità (Carter)

Crescendo la potenza la soluzione di inserire i tre conduttori in un cavo unico (*single core*) viene sostituita da quella con tre corpi separati (*three core*), ognuno dei quali è predisposto per una delle tre fasi ed è dotato dell'isolamento necessario (è il caso dell'interconnessione

Inghilterra-Isola di Man in AC o di quella detta Skagerrak 1-3 in DC tra Norvegia e Danimarca).



Fig. 7-1k. Varie soluzioni di cavo monopolare

Con questo arrangement ai conduttori singoli se ne aggiunge uno ulteriore, che è analogo agli altri e che funge da riserva per intervenire in caso di interruzione del servizio su uno. Il guasto deve essere grave per portare alla cessazione del funzionamento. Se casi di ancoraggio pesante con lesioni al corpo ed alle protezioni del conduttore possono non essere praticamente eludibili, l'accorgimento del cavo ausiliario appare attraente.

Il passaggio dell'energia da quello lesionato al cavo "spare" richiede organi di intervento in grado di attuare lo switch richiesto. Devono essere previsti nei punti nodali della distribuzione elettrica.

7.2 Mercato e stato giuridico delle realizzazioni sottomarine



Fig. 7-2a. CS Long Lines adibita alla posa del primo cavo Atlantico a fibre ottiche (TAT-8) tra Francia e United Kingdom (AT&T Inc.)

7.2.1 Mercato e diffusione

7.2.1.1 Diffusione dei cavi sottomarini d'alto voltaggio

Il mercato dei cavi sottomarini per il trasporto di grandi quantità di energia elettrica (*power submarine cables*) è alimentato da industrie di non grandi dimensioni patrimoniali, ma contraddistinte da intenso e deciso grado di specializzazione, affermato e di mostrato attraverso realizzazioni operative già da parecchi anni.

La richiesta di cavi sottomarini sta crescendo costantemente a mano a mano che organizzazioni governative o amministrazioni regionali o utilities elettriche estendono i loro programmi offshore per collegare zone remote e per interconnetterle con le reti nazionali. Soventi siffatti progetti coinvolgono trasferimenti di quantità d'energia generata da campi a mare. Con lo svilupparsi della tecnologia dei cavi più programmi richiedono linee sottomarine più lunghe, collocate a maggior profondità e capaci di trasporto d'energia elettrica più rilevanti.

Se le richieste del mercato tenderanno a crescere con la tendenza attuale, sarà prevedibile che non si abbia una totale pronta risposta da parte dei costruttori almeno nella risposta ai picchi della domanda. Occorre, quindi, che con previsioni di crescita costante i fornitori di cavi debbano affrontare l'espansione delle proprie capacità produttive al fine di corrispondere al lancio di nuove iniziative un po' su tutti i settori e non soltanto quelli energetici, prodotti dai nuovi campi eolici a mare.

Ma proprio questi ultimi stanno sviluppando ed attuando imponenti azioni realizzative, che, se andranno in porto con la stessa velocità, come sembra siano avviati, richiederanno altrettanti interventi migliorativi da parte dei fornitori, sia nella direzione della qualità, sia nella progressione della produzione di quantità.



Fig. 7-2b. Cavo sottomarino per alti voltaggi (Reportlinker)

Per avere un'idea più coerente delle affermazioni precedenti occorrerebbe impostare una ricerca che approdi ad una analisi ampia sulle condizioni (quasi mondiali e non potrebbe essere differente) della domanda-offerta, in cui non si trascurino anche i fattori, che agiscono in cascata. Ci si deve anche preoccupare dei mezzi, che consentano di esaminare i fondali,

di intervenire nella eventuale loro preparazione, nell'installazione con le diverse tecniche richieste e nelle verifiche di funzionalità/guasti.

Uno studio siffatto, che dovrebbe previsionalmente coprire un periodo di almeno 10/15 anni, finirebbe per evidenziare la necessità/esistenza di circa 25 industrie del settore con più di una trentina di progetti da soddisfare mediante forniture di cavi sottomarini d'alto voltaggio.



Fig. 7-2c. Localizzazione del campo offshore Walney WOW al largo della Cumbria



Fig. 7-2d. Campo offshore Walney nello stato attuale

7.2.1.2 Punti di interesse

Per una maggior documentazione sul rilievo tecnologico, economico ed in alcuni casi anche sociale, che compete ai cavi sottomarini, val forse la pena aggiungere qualche notizia sulle maggiori o più significative realizzazioni, che si contano nel mondo. In particolare, si ricordano

- la più lunga tratta sottomarina, che è coperta con cavo ad alta tensione in alternata (HVAC) e che collega con 104 km l'isola di Man con il territorio metropolitano dell'Inghilterra, va datato al 1999/2000;



Fig. 7-2e. Centrale a mare di Thanet

- il più lungo cavo in alta tensione ed a corrente continua (HVDC), che serve due paesi, la Norvegia (a Fedra) e l'Olanda (a Eemshaven) e che si distende per 580 km sui fondali del mar del Nord, è stato impostato nel 2008 (in questa classe di conduttori in continua la Tab. 7.1.1 è ricca di esempi, come il cavo del Mar Baltico tra Germania e Svezia per 250 km, il Basslink in Tasmania per 290 km, il BritNed tra Gran Bretagna ed Olanda per 260 km, il SACOI collegante le sponde tirreniche italiane con la Sardegna e la Corsica e via discorrendo);

- la più alta tensione di linea (500 kV) si tocca con un cavo in alternate (HVAC) avente anche la più grossa sezione (3.000 mm²), che è stato posato in Giappone nel 1998 (la stessa tensione è adottata per un collegamento tra le isole della baia di Vancouver, mentre è più bassa, cioè 380 kV, la tensione del cavo alimentante la Sicilia attraverso lo Stretto di Messina);
- la distanza più grande, che un cavo in corrente continua (HVDC) è impiegato nel settore eolico, unisce un campo a mare (il Bard Offshore 1 nel Mar del Nord) con l'isola tedesca di Borkum, per 90/100 km ed è stata impostata nel 2011 (è anche il primo caso di utilizzazione di corrente continua nella trasmissione a terra dell'energia elettrica, che è generata a mare tramite turbine eoliche);



Fig. 7-2f. CS Skagerrak per installare cavi da 420 kV (Nexans)

- la maggior potenza trasferita –in questo scorcio di secolo- mediante cavo (HVAC) da campo eolico, che è quello di Walney (Fig. 7-2c/d) formato da 102 turbine da 3,6 MW sistemate su monopila impostate su medio fondale (19-23 m) a circa 14 km dalla costa, vale 367 MW, mentre il secondo impianto, Thanet (Fig. 7-2e), che è composto da 100 unità da 3 MW (Vestas V90) ed è impostato su fondazioni monopila ad una distanza di 11 km dalla costa (profondità fondali 20-25 m), è più o meno coevo (2010) con quello di Walney entrato in funzione a Gennaio 2011 (nei prossimi anni il campo più potente, che si appresta ad essere il London Array, conta 340 unità da 3,6 MW per un totale di 1.230 MW circa, ma sarà largamente superato dai progetti inglesi in preparazione, come il Dogger Bank capace di ben 9.000 MW, che è un po' futuribile). Proprio nella centrale di Thanet si sono lamentati guasti in uno dei due cavi (export cable, installati dalla Subocean, ora fallita) di collegamento con la terraferma (uno dovuto ad un angolo di curvatura troppo piccolo e l'altro

all'interconnessione con la SSE a mare), costringendo il concessionario a funzionare a potenza ridotta sino alla completa riparazione (Marzo 2012);

- la prima utilizzazione di cavo -Dynamic AC cable- per l'unità Hybrid, impostata su struttura flottante, si è avuta in Norvegia nel 2010.



Fig. 7-2g. CS Sovereign per la posa di cavi di interconnessione ad HV (Global Marine Systems Ltd)

Altri casi da ricordare se ne possono trovare molti altri, ma si ritiene di aver fornito con quelli appena escussi una serie di esempi installativi nei più disparati settori della trasmissione di energia elettrica (power cable).

7.2.2 Stato giuridico

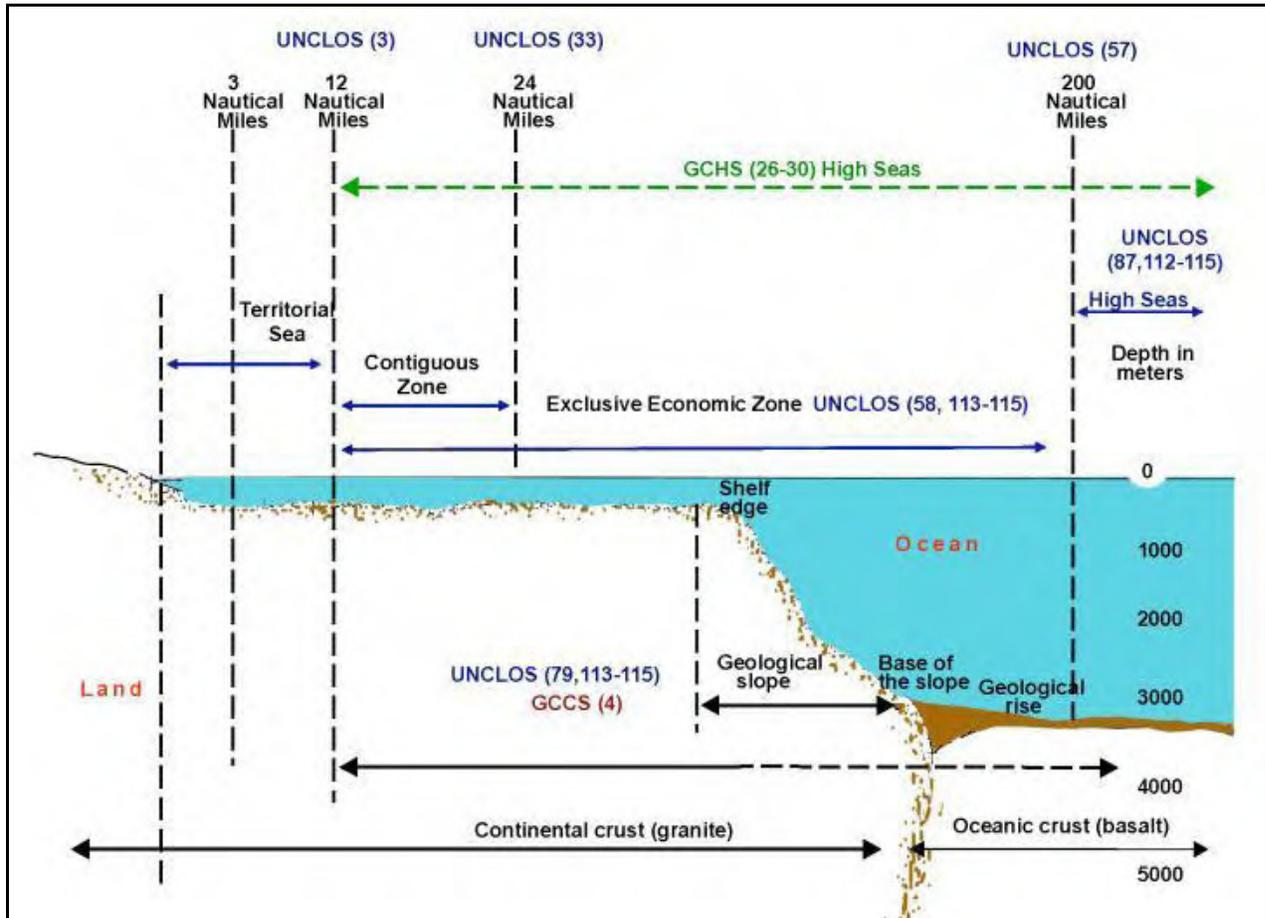


Fig. 7-2h. Confini legali delle aree estendenti dal Mare Territoriale alla Zona Economica Esclusiva (EEZ) ed all'Alto Mare. I numeri tra parentesi si riferiscono agli articoli del trattato UNCLOS (Doug Burnett)

7.2.2.1 Trattati internazionali

Non è credibile -e non lo è stato neppure nel passato- che fosse possibile passar sotto silenzio il valore per l'umanità, che i cavi sottomarini per telecomunicazioni e/o per energia elettrica (communications and power) offrivano sia in percorsi nazionali, sia in tracciati internazionali. Sono stati, infatti, protetti da *trattati e convenzioni internazionali*, di cui si devono citare almeno

□ la Convenzione internazionale del 1884 "International Convention for the Protection of Submarine Cables";

- la statuizione del 1958 “*Geneva Conventions of the Continental Shelf and High Seas*”;
- il testo ONU del 1982 “*United Nations Convention on Law of the Sea (UNCLOS)*”.

Naturalmente occorrerà tener presente il grafico della Fig. 7-2h (ed anche quello della Fig. 3-1a), che delimita le varie giurisdizioni internazionalmente riconosciute e precisamente le acque interne e territoriali sino alle 12 mil dalla costa, l’eventuale zona contigua (anch’essa di 12 mil), la Zona Economica Esclusiva (EEZ di 200 mila partire dalle acque territoriali), la linea demarcante la piattaforma continentale ed, infine, le acque internazionali.

7.2.2.2 *Regole di comportamento*

Queste normative internazionali stabiliscono procedimenti e regole di comportamento universale, precisando e imponendo

- libertà di posare, interrare, mantenere e riparare cavi al di fuori della fascia di 12 mil, corrispondente alle acque territoriali;
- obblighi ai vari stati di definire l’utilità di siffatte realizzazioni e di determinare sanzioni (civili e penali) contro danni provocati intenzionalmente o preterintenzionalmente ai cavi posti in opera;
- uno special statuto per i mezzi navali, che devono essere impiegati, sia per la posa, sia per la difesa o la manutenzione dei cavi;
- indennizzi per le azioni provocate (proditoriamente od accidentalmente) da mezzi navali con ancoraggi, pesca od altro contro cavi posati o interrati;
- rispetto e interventi atti a predisporre ogni azione tecnologicamente adeguata nell’attraversamento di cavi/tubazioni preesistenti ed a procedere ad azioni correttive/riparazioni (anche in denaro) per danni prodottisi;
- possibilità di adire a tribunali nazionali/internazionali in forza di trattati e convenzioni riconosciute.

E’ opportuno ricordare queste avvertenze, che possono sembrare ovvie ad un lettore distratto e che costituiscono -e devono esserlo permanentemente- il comportamento naturale di tutti verso tali installazioni, sempre di rilevante importanza ed utilità.

Per i cavi al servizio di campi eolici a mare o di altre applicazioni di energie alternative sono sottoposti alla giurisdizione esclusiva della nazione costiera.

Sebbene non siano obbligatori i permessi da parte dello Stato costiero verso chi provvede a installare ed a mantenere un cavo sottomarino, che serve per la trasmissione dell’energia elettrica e che sia impostato su fondali all’esterno delle acque territoriali, tali autorizzazioni diventano, invece, necessarie se il cavo sottomarino serve per trasportare energia elettrica generata da moto ondoso, da correnti marine e da vento.

8 MESSA IN OPERA DEL CAVO SOTTOMARINO

8.1 Criteri generali per l'interramento dei cavi sottomarini

8.1.1 Provvedimenti orientativi

8.1.1.1 *Verifica dello stato del fondale ed eventuali interventi preparatori del sito*

Oltre alle indagini progettuali (batimetriche, biocenotiche, geotecniche, etc.), già effettuate (un elenco soprattutto orientato alle indagini strumentali opportune è proposto nella Tab. 8.1.1), bisogna avere una documentazione certa sulla completa abilità del sito alle operazioni, che sono state previste e prestabilite in fase progettuale. E', quindi, indispensabile condurre una verifica diretta di tutte le aree a qualunque titolo impegnate dall'impianto a mare.



Fig. 8-1a. Nave appoggio alla posa cavi durante la fase di lancio dell'apparecchiatura per tracciare lo scavo (SeaJet)

In particolare, prima di passare alla fase operativa, uno studio a tavolino ed una analisi complessiva dei fattori influenzanti i lavori devono essere effettuati per tracciare un quadro

reale sull'acclività, sulla profondità, sulla consistenza dei sedimenti, sulla regolarità del profilo superficiale, etc., cioè su tutti quei fattori che possano ostacolare i lavori a mare.

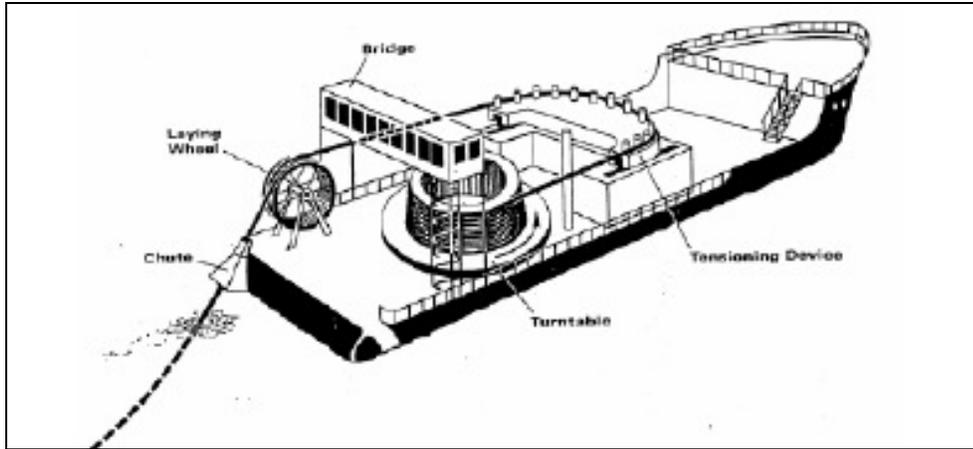


Fig. 8-1b. Posa cavi Pirelli HVDC (Diving Co.)

Dovranno esserne soggette ad ispezione non soltanto le superficie, destinate alle fondazioni, ma anche quelle, occupate dai percorsi dei cavi sottomarini. L'osservazione diretta è inevitabile e potrà essere svolta, o da sommozzatori, o da un veicolo robotizzato comandato a distanza (ROV).

Talora l'installatore consulta i pescatori della zona per individuare *rischi connessi con la pesca* (specie a strascico) in modo da evitare conflitti successivi o mitigarne le possibili conseguenze. Attenzione deve essere posta nel riconoscere e nell'individuare tubazioni/cavi o materiali di scarico, ivi collocati in un passato recente o remoto.

Ciò è indispensabile per consentire la posa dei nuovi cavi in zone, che siano ripulite al meglio e siano assolutamente sicure da oggetti (completamente o semi) sommersi. Laddove il cavo deve attraversare o sormontare precedenti installazioni può essere opportuno prevedere anche accordi con la proprietà per tentare di minimizzare i problemi e le ripercussioni, che si potrebbero presentare in futuro.



1)



2)



3)



4)

Fig. 8-1c. Cable laying vessel (Deutsche WindGuard) e sketch (4) di nave posa cavi (Oceanteam)

A seguito di questa campagna si prenderanno le decisioni opportune. Potrebbe essere consigliata una pulitura di quelle zone del fondale, che rivelino presenza di qualsiasi elemento di disturbo o di ostacolo alle operazioni di installazione. In questa prospettiva l'intervento di un natante, corredato da uno specifico strascico o da altro marchingegno studiato ad hoc, sarebbe augurabile.

Non si tratterebbe di una vera e propria preparazione, come quella che è richiesta per l'inserimento di fondazioni a monopila. Potrebbe rendersi utile, se è intesa come azione preventiva di adeguamento del profilo del fondale alle esigenze installative del campo eolico.

Al termine di questa fase, che è consigliabile prevedere, impostare ed espletare per maggior garanzia verso le attività future, il processo installativo è tecnicamente e formalmente avviabile.

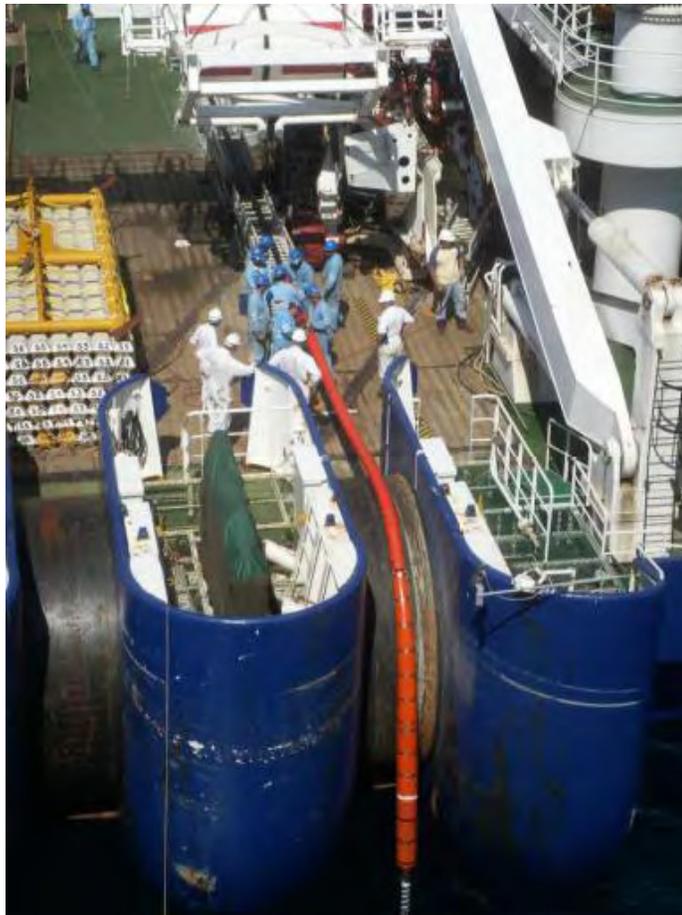


Fig. 8-1d. Nave per posa-cavi sottomarini di potenza (cfr. Fig. 7-1p)

Tab. 8.1.1. Interventi pre-installativi (Marine Survey Equipments)

<i>Quantità da esaminare</i>	<i>Metodologie ed equipaggiamenti</i>
Depth of Water Topography	Echo Sounder, Multi Narrow Beam Sounder
Surface of Sea Bottom	Bathymetry Mapping System
Sub Bottom Profile	Side Scan SONAR, Camera
Materials of Sea Bottom	Sonoprobe, SG SONAR, Airgun, Sparker
Water Temperature	Grab Sampler, Dredge, Poston Core, Sampler, Vibro Corer
Ocean and Tidal Current	XBT, Electric Water thermometer
Burial Assessment	Anderaa Current Meter
	Anchor Towing, Plow Towing, Cone Penetration Testing

Source: BWEA



Fig. 8-1e. Giostra di accumulo del cavo (Center Marine)



Fig. 8-1f. Braccio di carico/scarico del cavo (Global Marine Systems Ltd)



Fig. 8-1g. Affastellamento (bundling) dei cavi durante il rilascio per la posa (Global Marine Systems Ltd)



Fig. 8-1h. Assistenza manuale a cavo da battello durante i lavori per il Trans Bay Cable Project a San Francisco, che richiede la posa di 53 mil di cavo

8.1.1.2 Considerazioni generali

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 che

- 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 (cfr. le Figg. 7-2a/b/f/g e 8-1a÷d);
- 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, figure del parag. 8.1.4);

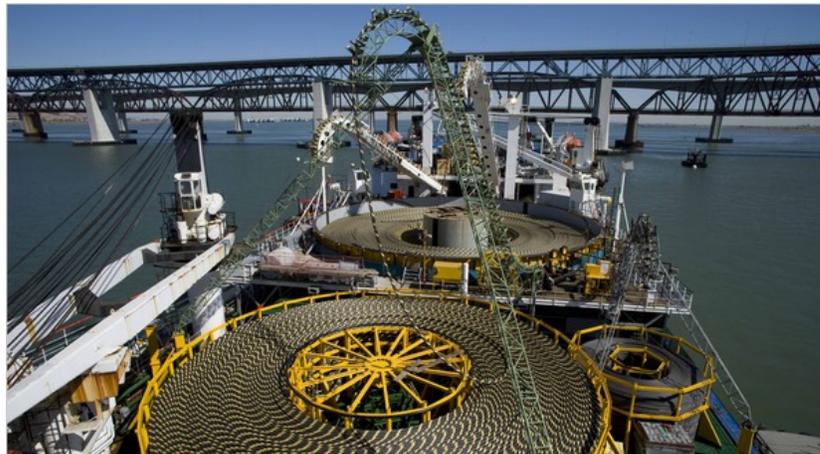


Fig. 8-1k. Duplicità del tamburo di raccolta del cavo (Eric Harger/Pattern Energy)

- una zona di esclusione di 500 m è bene imporre attorno al mezzo incaricato della posa del cavo per tutto il tempo dei lavori;
- nell'area 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 la linea di posa (Fig. 8-1l);



Fig. 8-1i. Tamburo da 750 ton per cavo sottomarino (Carousel)

- lo scavo sul lido può essere condotto, o con mezzi terrestri (escavatore con benna, etc.), o con gli stessi dispositivi, che sono richiesti per il tracciamento a mare del percorso cavi (Fig. 8-1n).



1)



2)

Fig. 8-1l. Posa-cavo in azione vicino alla costa (1; Baselinek) e verso sito eolico (2; Thornton Bank)

La nave, che provvede alla posa, deve essere equipaggiata con uno o più dispositivi (Fig. 8-1k) per l'accumulo ed il deposito del cavo da sistemare in coperta o in stiva, come è prassi con le grandi navi per installazioni d'alto mare (Fig. 8-2a). Può essere conformato a mo' di rullo (Fig. 8-1m) o, frequentemente, a forma di cestello ad asse verticale, come una giostra (Figg. 8-1c/e/i).

Dispositivi meccanici (Fig. 8-1f/i) o manualmente assistiti (Fig. 8-1h) consentono di srotolare il cavo dalla grossa (o meno pesante) matassa ed avviare il capo di testa del cavo (o di più di uno, affastellandoli per fare con essi un'unica calata, come nella Fig. 8-1g) verso l'equipaggiamento di guida per la discesa a mare (Figg. 7-2a e 8-1b/d).

8.1.1.3 Profondità del fondale marino ed altezza della trincea

In zone esposte alla pesca a strascico (*bottom fishing*) o ad ormeggi (pesanti ed ineliminabili) è assolutamente indispensabile *ricorrere a cavi armati e provvederne l'interro*. La profondità di occultamento nel fondale non dipende soltanto dalle considerazioni precedenti, ma soprattutto dalla resistenza del suolo marino a lasciarsi scavare, dalla consistenza dei sedimenti e degli strati superficiali, dalla profondità del fondale e da altri fattori tecnici.



1)



2)

Fig. 8-1m. Rullo (1) porta cavi o tubi flessibili (OES) e posa dei cavi nel campo di Egmond aan Zee (2)

In molte aree costiere si preferisce operare lo scasso nel fondale ad un valore abbastanza ridotto e tenerlo orientativamente dell'ordine del metro (da 0,6 m a poco più di 1/1,2 m). E' provvedimento talora consigliato per cavi da telecomunicazioni, che sono anche di minor diametro di quelli di potenza.

Laddove si temano condizioni più aggressive, prodotte da pesca e dal lancio di gravosi ed imponenti ormeggi, occorre rivolgersi a navi in grado di creare *trincee adeguatamente profonde*. E' il caso dei cavi dei campi eolici. Va però notato che maggiori inserimenti nel fondale marino (sino a 3-5 m) rendono più difficoltoso il ricupero o lo scopertura dello stesso per promuoverne manutenzioni, qualora queste siano imposte da controlli operativi o da altro. Grandi profondità di fondali non consentono interventi di interro o lo rendono assai oneroso e difficile; ci si riferisce a trincee su fondali dell'ordine dei 1.000 m (550 fathom; il *fathom* o *ftm* vale 1,8288 metri ed è unità di lunghezza in uso nei sistemi imperial e U.S., specialmente per misurare la profondità dei fondali). Recentemente si sono tentati interventi di sotterro in acque ancora più profonde, portando il limite almeno sino ai 1.500 m (820 fathom), ricorrendo ad aratri speciali e particolarmente resistenti.

Di riflesso occorre selezionare navi in grado di rispondere positivamente a tali esigenze. In zone portuali, che hanno profondità ridotte di fondali (poco sopra i 10-15 m) rispetto alle quote precedenti, il sotterro può anche essere superiore ai valori consigliati (3-5 m). Il sotterrare i cavi a 10 m diventa provvedimento oculato e ideale per contrastare la gravosità dei rischi e l'eccezionalità delle condizioni dei traffici marittimi e dei rischi conseguenti. Così si è fatto nei porti di Singapore e di Hong Kong.



Fig. 8-1n. Aratro SMD HD 3M a riva (Oceanteam)

Sempre per la categoria dei cavi di potenza nel 2010 si è spinta la *profondità massima di scavo* sino ai 14 m, che è il valore più alto tecnicamente raggiunto con gli aratri attuali anche se di speciale fattura. L'opera di installazione del cavo sottomarino a siffatta quota è stata impostata in Malesia nel collegamento tra Porto Klang e Palau Ketam su una lunghezza complessiva di 30 km.

8.1.2 Impegni contrattuali per installare cavi sottomarini

Prima di affrontare l'esposizione delle difficoltà e dei provvedimenti da prendere durante il posizionamento del cavo sottomarino è opportuno definire a grandi linee le operazioni, che devono essere previste, compiute e verificate per consegnare al Committente il sistema dei cavi sottomarini completo in ogni sua parte e totalmente funzionante.

Per effettuare la posa di cui sopra, occorre che la società o l'ente incaricato dell'operazione

- *riveda il progetto e l'ingegneria del sistema (meccanismi, mezzi navali, procedure, etc.), che è coinvolto in tutte le fasi di lavoro;*
- *sorvegli anche con un sopralluogo preventivo il tracciato previsto;*
- *controlli che progetto ed esecuzione del cavo e delle sue caratteristiche, come da fornitura, siano in accordo con la natura del percorso, appena esaminato;*
- *effettui il carico ed il trasporto del cavo sul sito secondo modalità determinate e con i dispositivi più efficienti;*
- *dia luogo alla posa con l'impiego del mezzo navale specializzato, corrispondente alle specifiche stabilite ed alle verifiche in situ, già preventivamente esperite;*
- *abbia cura di mettere in atto protezioni adeguate lungo il tracciato durante e dopo la posa;*
- *ponga analoga attenzione nell'installazione e nella protezione (fisica, magnetica, etc.) della porzione a terra (lido, zona costiera, etc.) del cavo sottomarino sino alla stazione d'atterraggio;*
- *provveda alla fornitura ed alla installazione di pezzi inerenti ai lavori (giunti di riparazione, giunti di collegamento e transizione, terminali attrezzati per i movimenti da/verso le fondazioni, tenute, etc.);*
- *conduca le prove di collaudo e provveda alla consegna del sistema;*
- *espleti la funzione di project manager;*
- *s'incarichi del training del personale del Committente per renderlo esperto nell'esercire perfettamente il sistema;*
- *avanzi procedure e consigli soluzioni e tecnologie per la manutenzione e per le eventuali riparazioni, che siano a carico del Committente durante la vita del sistema.*



Fig. 8-10. Nave appoggio per dispositivo di scavo (Normand Pioneer)

8.1.3 Mezzi navali di superficie per la posa

8.1.3.1 Navi posa cavi

Prima di affrontare l'argomento e di passare alla fase tecnologica delle installazioni a mare si fa un cenno -quasi per lanciare un ponte con altra *Rel Spec.* destinata alle installazioni dei componenti primari dell'aerogeneratore ed in particolare quella sui montaggi a mare- ai mezzi navali, che saranno i protagonisti della posa del cavo sottomarino (cfr. le figure precedenti 7-2a/f/g e 8-1a/b/c/d e quelle seguenti, che sono contenute in questo paragrafo, come le Figg.).

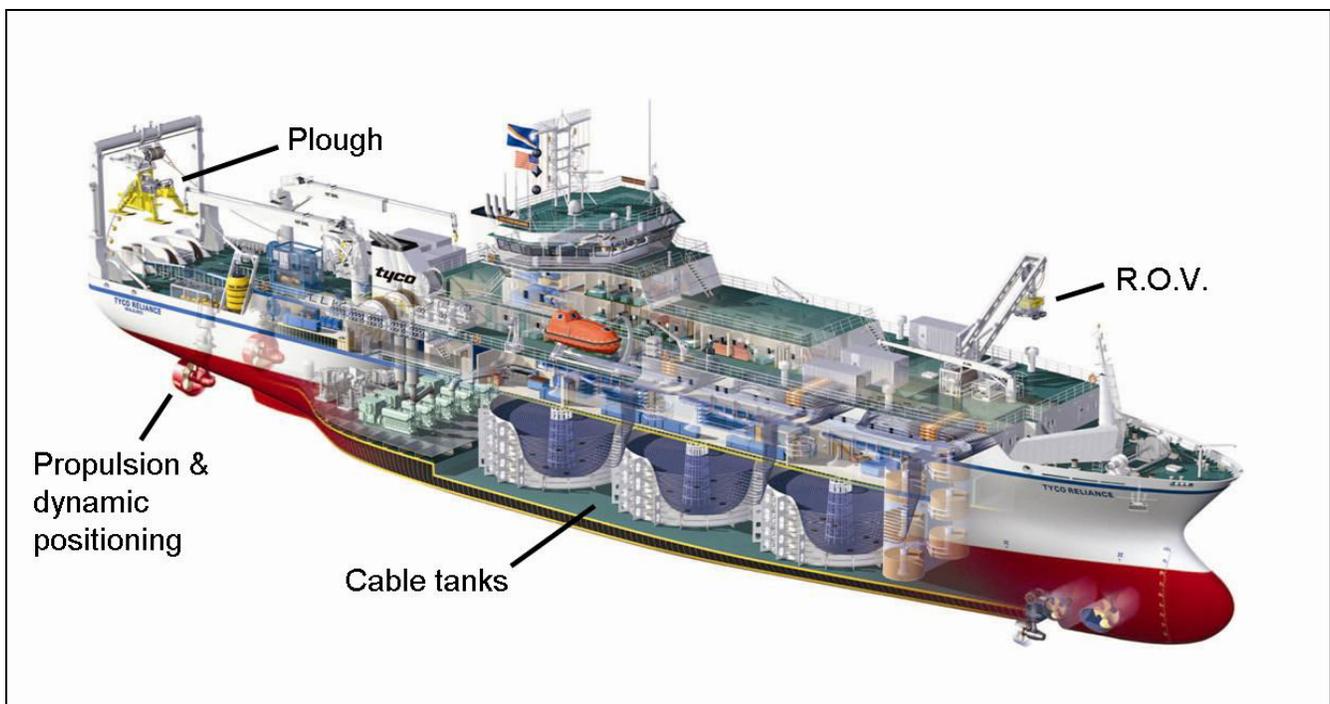


Fig. 8-1p. Sezione di nave oceanica posa-cavi (Tyco)

Il cavo durante la discesa su un fondale molto profondo non raggiunge la faccia superiore del suolo marino immediatamente. Si verifica soltanto, quando il mezzo navale, che lo sta rilasciando, si trova a circa una decina di miglia di distanza. I pescherecci dovrebbero tenersi a non meno di un miglio dal

mezzo installatore, osservando i segnali emessi, e mai disporsi verso poppa da dove si opera la discesa del cavo.

Informazione determinate è la *conoscenza della posizione esatta del cavo*, assunta alla fine delle fasi richieste per la posa a mare. In tutti i battelli, dedicati alla posa (Fig. 8-1p), il cavo, come pure le tubazioni che seguono all'incirca la stessa procedura di posa, è calato da opportuni dispositivi, che sono sistemati a poppa. La navigazione è controllata da sistemi ad hoc (*Differential Global Positioning System*, DGPS o DP1/2), che fanno tenere al natante la rotta il più vicino possibile al tracciato (*planned route*). In contro reazione si tende a controllare la posizione del cavo. Le registrazioni vano conservate per guidare sul punto esatto, qualora si debba intervenire per condurre manutenzioni nella sezione coinvolta.



Fig. 8-1q. Giostra Carousel" montata su natante di servizio

Dalle misure effettuate durante la posa si può risalire al punto sotto esame, confrontando la determinata lunghezza misurata (da un punto di zero prefissato) con quella a progetto, correggendo i dati con lo scostamento laterale del cavo rispetto al tracciato teorico (quantità, che dovrebbe essere desumibile dalle registrazioni rispetto al tracciato a progetto).

Per una migliore rilevazione della posizione reale, che il cavo va ad assumere almeno in superficie, può essere utile dotarlo di galleggianti, che, sollevandolo sul pelo dell'acqua,

evidenziano inequivocabilmente il posizionamento lungo tutto l'asse del cavo (Figg. 7-1d e 8-1l/q).

Nella determinazione delle incertezze sulle coordinate reali della sezione in questione intervengono anche fattori dinamici, sia sul natante (in parte corretti dal sistema di guida del mezzo stesso), sia sul cavo. Le correnti di profondità tendono a spostare il cavo durante la sua discesa rispetto all'attesa posizione, fissata dal percorso teorico. Per tali ragioni talora si raccomanda all'installatore di posizionare il mezzo ad una certa distanza (anche un miglio) dall'ancoraggio.

Un altro fattore, che può intervenire pesantemente nella programmazione della posa a mare, è da far risalire alle *condizioni climatiche ed ambientali*. Già si è detto delle correnti di profondità. Sono altrettanto decisive -se non anche di più- quelle atmosferiche e marine alla superficie del mare. E' evidente che con mare mosso e/o con perturbazioni intense l'attività di posa non sia consigliabile. La ragione è già stata evidenziata e sta nella non può che venir ripetuta.



Fig. 8-1r. Nave per il tracciamento di trincea mediante aratro, che è in fase di immersione (C.S. Sovereign)

Più alte sono le anomalie climatiche, più probabili sono le azioni che tendono ad allontanare il cavo dalla postazione teorica, riportata dal progetto del sistema cavi sottomarini. Pertanto, la posa è bene che sia programmata in stagioni propizie. Altra volta installazioni invernali possono richiedere interventi correttivi o sostitutivi con la buona stagione. Basterebbe ricordare ciò che è accaduto a Blyth (Fig. 8-2l) dove, quanto è stato fatto a Dicembre sull'installazione del cavo sottomarino, è stato rifatto a primavera.



Fig. 8-1s. Nave posa-cavi Global Spirit (Global Marine Systems Energy Co.)

Altro elemento determinante per il programma delle installazioni è la velocità di progressione del mezzo navale durante la posa del cavo. E' comandata dalle caratteristiche della tecnologia adottata, ma dipende dalla fase di lavoro. Dal momento in cui il mezzo lascia l'ormeggio la velocità può crescere, variando tra zero e sette knot.

Data le finalità dell'operazione e dalle sue dimensioni, che possono essere molto diverse a seconda del compito assegnato alla nave, la posa dipenderà da varie circostanze, come la portata del cavo, la profondità del fondale o della quota, cui deve essere abbandonato, le condizioni del mare, etc. Se si tratta di un insediamento oceanico o della copertura di una tratta ridottissima entro le acque territoriali od interne, che nelle vicinanze della costa è contrassegnata da acque basse o bassissime, il mezzo nautico dovrà avere caratteristiche tecniche (tonnellaggio, prestazioni, etc.) adeguate e pertinenti con le esigenze attuali.

Sarà una nave posa-cavi di grande tonnellaggio (Fig. 8-1r) o di media/piccola stazza (Fig. 8-1s) o un battello ad hoc attrezzato (Fig. 8-1q) con capacità e portata adeguate e confacenti con le Specifiche Tecniche dell'opera. In ogni caso la manovrabilità sarà sempre molto limitata dalle dimensioni del natante e sarà, d'altronde, anche confermata dalla scarsa deformabilità o curvabilità/piega del cavo stesso.

La Fig. 8-1s illustra un tipico natante, che è stato predisposto per le necessità dei campi eolici offshore. Essendo attrezzato con una giostra porta-cavo (*Cable Carousel*) da 7.000, è in grado di rispondere positivamente anche alle esigenze installative di campi di grandi dimensioni.



Fig. 8-1t. Vista e disegni della nave Global Spirit

Tab. 8.1.3.1. Caratteristiche della nave posa-cavi Global Spirit

Dimensions

L.O.A	132 m
L.B.P	120 m
Breadth Moulded	30 m
Draft (Design)	6,0 m
Draft (Scantling)	6,25 m

Tonnage

DWT Accommodation	10.600 tonnes
-------------------	---------------

Accommodation

Senior Officers	Cabins 4
Officers	Cabins 4
Single Berth Crew	Cabins 24
Twin Berth Crew	Cabins 13
Max Compliment	60 persons

Cargo Capability

Cable (Stored on Carousel)	7.000 tonnes
Cable Laying Equipment	1.595 tonnes (stored in up to 18 containers in hold)
Cable Stowage Cone	3 m x 4 m high ROV Hanger

Cranes

1 x 10 tonne @ 15m Outreach for 1 x 10 tonne @ 25m Outreach
 Hoist and trolley system in hold for 20ft containers 2 x 3 tonne HIAB stores cranes

Machinery

Redundant Propulsion (DP2)	
Diesel Generators	6 x 2.8 MW
Aft Azimuth Thrusters	3 x 3 MW
Forward Retractable Azimuth	1 x 2.5 MW
Tunnel Bow Thruster	2 x 1 MW

Speed and Range

Speed	12 knots @ 90% MCR
Operational Autonomy	46 Days
Bollard pull	150 ton

Già si è detto della necessità di tenere qualsiasi altro natante (da diporto, da pesca, etc.) abbastanza discosto dal settore, in cui si sta conducendo la posa.

Poiché a mare si lavora sulle 24 ore, altrettanto importante è la visibilità di segnali luminosi. Durante la notte saranno visibili luci rosse-bianche-rosse, che sono differenti da quelle di giorno.

Tab.8.1.3.2. Extract from Worldwide Cables Ship Comparison

Company	VESSEL NAME	LENGTH (M)	CABLE DEADWEIGHT (TONS)
E-Marine	CS Etisalat	75	.600
FT Marine	CS Certamen	105	1.200
Global Marine	CS Pacific Guardian	115	1.700
IT International	IT Intrepid	115	1.700

8.1.4 Mezzi navali di profondità in ausilio alla posa, ROV



Fig. 8-1u.1. ROV prima dell'immersione

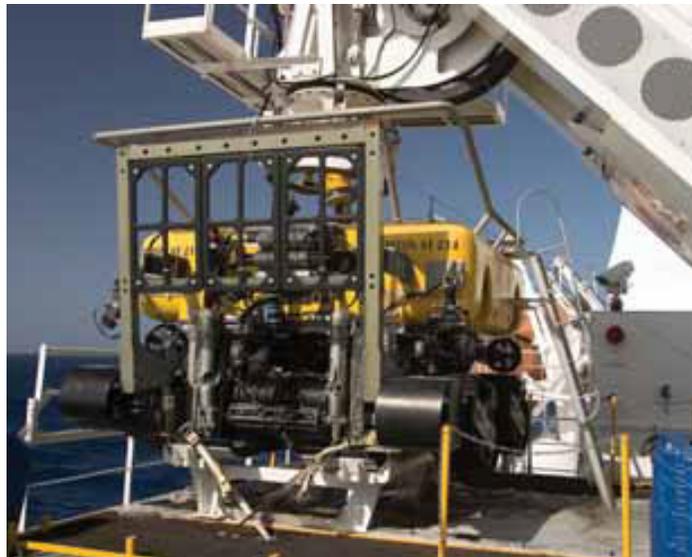


Fig. 8-1u.2. ROV, denominato TRITON ST-214, progettato per assistere il sotterramento di cavi sottomarini in zone inaccessibili all'aratro e capace di effettuare ispezioni ed interventi operativi (Lonnie Hagadorn)

8.1.4.1 Caratteristiche generali di ROV

In vari passaggi della trattazione si è spesso citato un mezzo assai singolare, che ha la capacità di spostarsi ed intervenire in acque anche profonde.

Il ROV (*Remotely Operated Vessel, Remotely Operated Underwater Vessel, Remotely Operating Vessel*) detto anche AUV (*Autonomous Underwater Vehicle*) è un veicolo marittimo destinato ad operare in immersione ad adeguate profondità (Figg. 8-1u.1/2). Non è presidiato da personale e, come dice la denominazione, è comandato ed azionato a distanza. Serve per ispezionare, oltre che intervenire sui cavi (sotterrare, dissotterrare e risotterrare tratti, talora ridotti, di cavo) e fare molte altre operazioni per settori diversi di ricerca scientifica, industriale e militare.

Inoltre, è in grado di operare sul tracciato dei cavi per supervisionarli e per ispezionarli in modo da ricostruirne lo stato di conservazione, avendo a bordo telecamere o cinepresa. Può essere anche attrezzato con dispositivi capaci di una qualche operazione di scavo (mediante getto d'acqua o di aratura).

Le Figg. 8-1u.1/2/3 chiarificano le funzioni anche attive, cioè in grado di effettuare lavori pur se di ridotta entità in fondali opportuni, specialmente sabbiosi o relativamente poco compatti o duri. L'operatività del mezzo non è soltanto limitata o largamente estesa. Ciò è vero a seconda delle attività, che sono ad esso attribuite -compatibilmente con l'autonomia di spostamenti e con la potenza disponibile a bordo per esercire attrezzature adeguate a lavorare sul fondale- per compiere le missioni ad esso conferite.



Fig. 8-1u.3. ROV Hydroplow adatto a compiti installativi del cavo (Center Marine)

Un complesso tipo di attrezzature strumentali di bordo (*sensor package*) può comprendere Side Scan Sonar, Synthetic Aperture Sonar, Interferometric Sonar, Obstacle Avoidance Sonar, Multibeam Echo Sounder, CTD Probe e Video-camera.

Altrettanto importante è la mobilità, che ad esso va consentita per confermare quelle funzioni, che sono state in precedenza richiamate e di cui non è opportuno ripetere gli elementi.

8.1.4.2 *Atlas 1 ROV (Global Marine Systems Energy Co.)*

Atlas 1 è stato progettato is a powerful, state of the art cable working ROV, designed for both cable maintenance, post lay and inspection roles. With 300kW of installed power, Atlas 1 has substantial cable intervention and burial capability and a range down to 2000m water de



Fig. 8-1u.4. Atlas 1 verso l'immersione

Tab. 8.1.4.1. Caratteristiche dell'unità Atlas 1

Key Features

Purpose built deployment and recovery mechanism with umbilical snatch limiter

<input type="checkbox"/>	Permanently attached 'Linksyn' flotation ensures decreased launch and recovery times
<input type="checkbox"/>	Comprehensive range of fore, mid and aft positioned burial tools
<input type="checkbox"/>	Unique Global Marine designed "Hurricane" water turbine jet tool for burial of standing loops and cable in sand areas
<input type="checkbox"/>	Modular/transportable self-sufficient remotely operated vehicle system
<input type="checkbox"/>	TSS Dual Track Cable detection and tracking system
<input type="checkbox"/>	Tritech Super Seaking obstacle avoidance sonar and seabed profiles
<input type="checkbox"/>	Two Shilling Orion 7 function manipulators
<input type="checkbox"/>	Cable cutter and cable gripper
<input type="checkbox"/>	Sea state 6 launch and recovery system
<input type="checkbox"/>	Full survey suite
Depth rating	5 m to 2.000 m seawater
Weight	10,6 ton in air
Length	3,8 m
Width	3,8 m
Height	2,5 m
Burial depth	2 m (depending on seabed conditions)
Burial speed	Up to 600 m/hr at 0,6 metre burial depth Up to 400 m/hr at 1,5 metres burial depth Up to 100 m/hr at 2,0 metres burial depth
Seabed type	Sand and clay up to 100 Kpa shear strength

8.1.4.3 OJ 900 ROV Jetting System (Oceanteam)

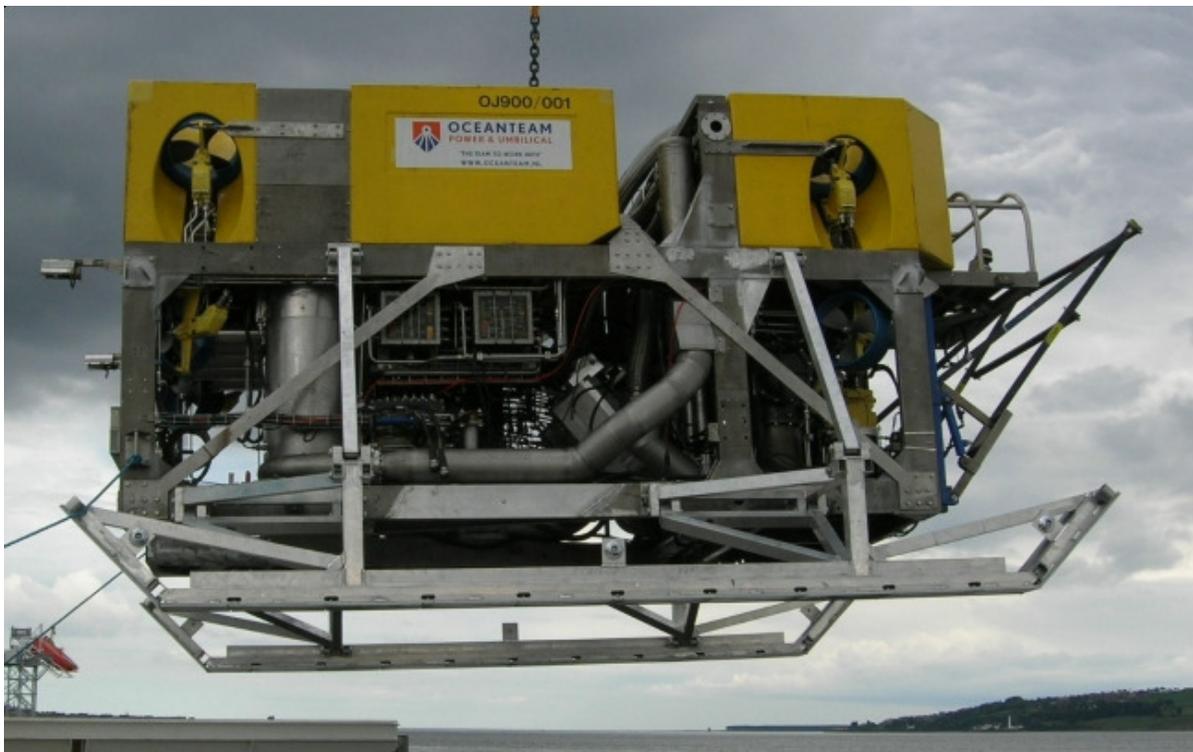


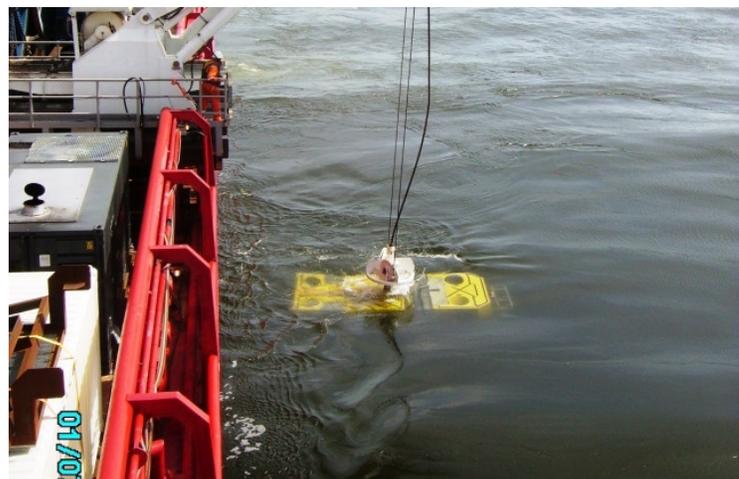
Fig. 8-1v.1. L'unità pronta per l'impiego

L'unità Oceanjet 900 (Figg. 8-1v) è un tipico equipaggio da destinare alle operazioni sott'acqua. Serve per effettuare manovre di trenching su fondali marini ed ha a bordo una autonoma cabina di controllo, un trasformatore, un argano per il cavo ombelicale ed il sistema LARS (Launch and Recovery System).

La realizzazione del mezzo è stata particolarmente curata anche sotto l'aspetto della rimovibilità, contenendo gli ingombri e favorendo la manovrabilità per assicurare la facile collocazione su trasporti, sia per via di terra, sia su/giù qualsiasi battello.

Tab. 8.1.4.2. Specifiche Tecniche di OJ 900 ROV Jetting System

Length	5 m
Width	4,19 m
Height	2,97 m
Weight	13 ton
Max Operating Depth	1.000 MSW
Continuous Submerged Operating Time	10 days
Max Power	1.047 kW
Max Trenching Depth	2.000 mm
Max Gap Between Swords	750 mm
Net Buoyancy	5.900 kg
Max Hydraulic Flow Pressure	270 bar
HPU Motor Power	190 kW
HPU Motor Voltage	3.000 V
Water Pump Motor Power	225 kW
Number of Water Pumps	2
Water Pump Voltage	3.000 V
Water Pump Performance	680 mc/h
Max Forward Thrust	1.500 kg
Max Vertical Thrust	1.500 kg



2)



3)

Fig. 8-1v.2/3. Viste del mezzo in immersion ed emersione

8.1.4.4 ROVJET (Alcatel-Lucent Submarine Networks)

La Alcatel-Lucent Submarine Networks sta impiegando un mezzo particolarmente potente ed efficace della classe ROV (Remotely Operated Vehicle) per lavori di manutenzione (ed anche di una certa riparazione) sui cavi sottomarini da poter operare da qualsiasi battello.

Come altri sistemi ROV, è equipaggiato con l'attrezzo di scavo, con manipolatori, con sonar, con echo sounder (altimetro), con posizionatore acustico, con foto/video camera (colore, SIT e monochrome). Tutti i sistemi devono essere in grado di funzionare normalmente sino a 2.500 m.

Attrezzatura speciale può essere disponibile per effettuare sezionamenti, sollevamenti e bloccaggio del cavo sottomarino. Qualche ulteriore indicazione si può trarre dalla Tab. 8.1.4.3.

Tab. 8.1.4.3. Dati di targa del ROVJET

Configuration	Free swimming or tracks
Total power	300 kW
Maximum depth rating	2.500m
Cable tracker	TSS350/440
Jetting swords	1m or 2 m swords



Fig. 8-1w.1. ROVJET in movimentazione

8.1.4.5 Capjet Spider (Nexans)

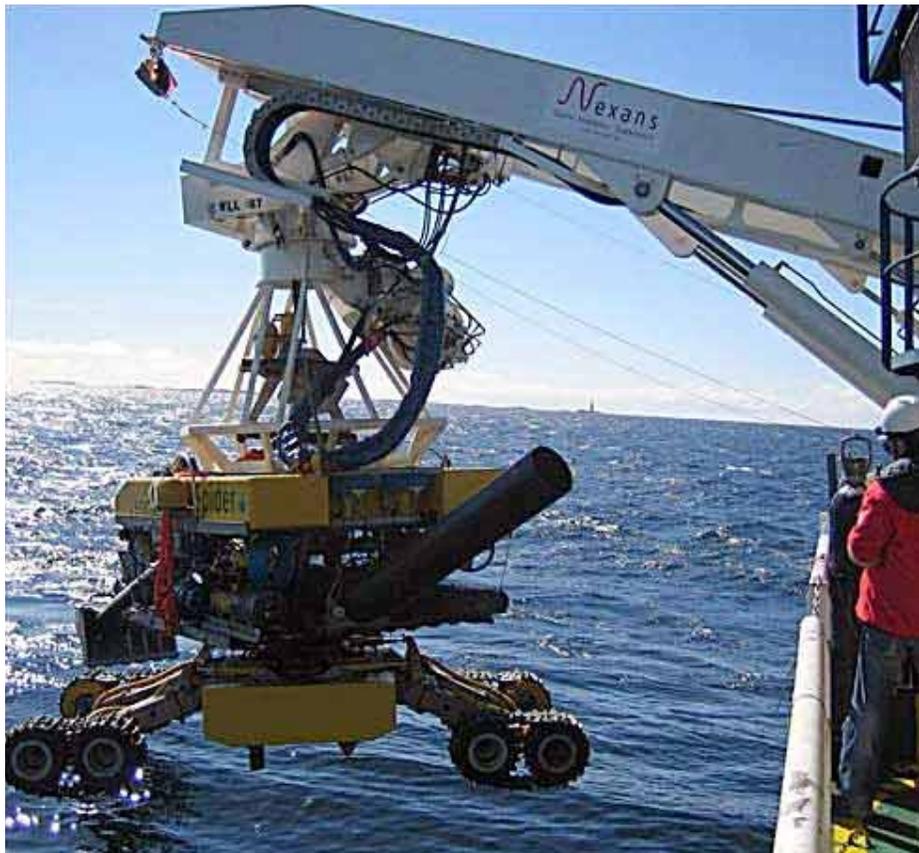


Fig. 8-2y.1. Apparecchio per la posa a getto di cavi e il dragaggio del fondale (Capjet Spider della Nexans), mentre viene calato a mare

Il dispositivo Capjet (Fig. 8-2y.1) è un mezzo della classe ROV, che è attrezzato con il sistema a getto d'acqua atto ad intervenire sui fondali marini per realizzare la trincea. Equipaggiato con i consueti dispositivi, che solitamente lo accompagnano può servire ad interrare cavidotti tubazioni.

La particolarità del mezzo è la sua capacità di dragare anche quantità sostanziali del fondale (Fig. 8-2y.2). Con queste sue caratteristiche il mezzo è una soluzione pratica ed efficiente di installare i cavi e di controllarne la loro posizione, grazie anche ad un sistema aggiuntivo (Captrack).



Fig. 8-2y.2. Capjet durante sollevamento/trasporto a mare e cestello di riparo e posizionamento (Captrack)

8.2 Operazioni di scavo della trincea nel fondale marino ed interrimento dei cavi sottomarini

8.2.1 Criteri orientativi

8.2.1.1 Tecnologia dello scavo in funzione del fondale

La sistemazione dei cavi sottomarini è una fase essenziale ed indifferibile dei *montaggi a mare*. Secondo una procedura abbastanza convenzionale la messa a dimora dei cavi può avvenire prima o dopo la installazione della fondazione (Figg. 8-2a). Può sembrare più naturale -o almeno è più razionale per quanto riguarda la distribuzione interna al sito- procedere una volta che le varie strutture fondarie siano state sistemate.



1)



2)

Fig. 8-2a. Traffico di naviglio per la posa di cavo sottomarino vicino a turbina (1) ed a SSE (2) nel campo eolico di Nysted

In tal modo è anche evidente ed inamovibile la posizione dei J-tube (cfr. la Fig. 3-2) e la direzione verso la quale sia diretto il braccio inferiore (o la sua apertura d'accesso/recesso) di tale tubo di protezione e di guida dei cavi.



1)



2)

Fig. 8-2b. Tracciato a mare di cavo, appoggiato (1) o appeso (2) ai galleggianti

Si orienta la nave posa cavi (Fig. 8-2e) nei suoi spostamenti e così ne risulta di conseguenza il tracciato stesso dei cavi. Per rendere manifesto (e il più possibile rettilineo o regolare) il percorso dei cavi si ricorre ad evidenziarne l'asse mediante galleggianti (Figg. 8-2b), come già si è detto in precedenza.

Secondo la *tecnologia delle operazioni di posa* sono prevedibili 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 (Fig. 8-2c);
- 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, come nella Fig. 8-2d);
- 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.



Fig. 8-2c. Tracciamento di solco per cavo sottomarino in spiaggia (Thanet)

La scelta di una o dell'altra delle metodologie indicate dipende molto *dalla natura e dalla consistenza del suolo*. Con fondali molto compatti, costituiti da sedimenti cementati o litificati e da strutture rocciose si ricorre preferibilmente a metodi di scavo preventivo. Questa metodologia potrebbe trovare impiego anche con suoli sabbiosi, purché si possa contare sulla stabilità dei fianchi della trincea per tutto il periodo di tempo, che intercorre tra la sua formazione e la posa dei cavi.

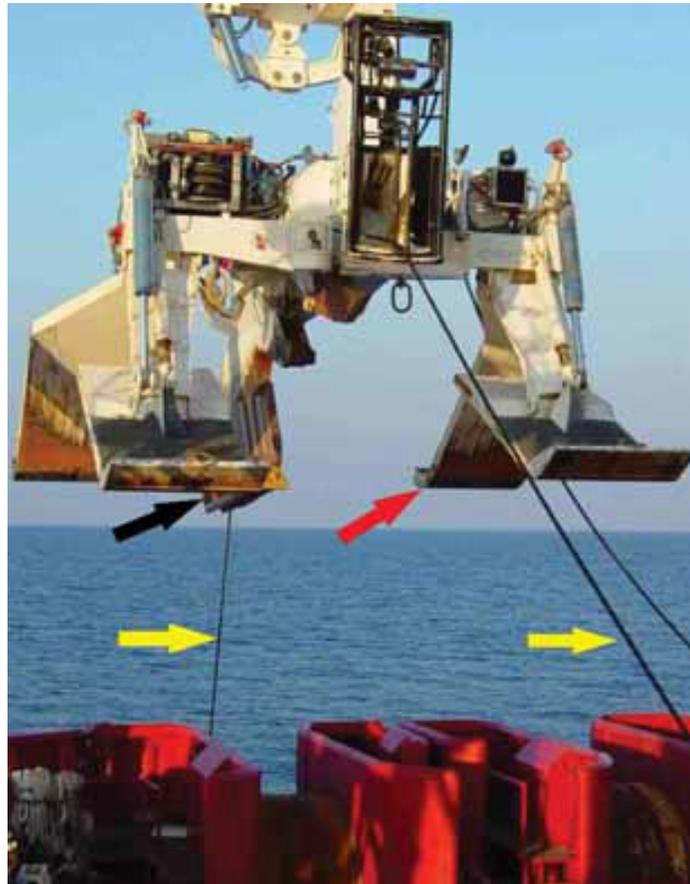


Fig. 8-2d. Aratro marino per la posa di cavi sottomarini. Il cavo a fibre ottiche (indicato dalle frecce gialle) è posato nel solco scavato dall'appendice dell'aratro (freccia nera), che è trascinato per il fondale grazie ai pattini, segnalati dalla freccia rossa (Alcatel Submarine Network -ASN- ora Alcatel-Lucent)

Con fondali sabbiosi ed incoerenti gli altri due metodi sembrano essere più vantaggiosi. Con *suoli smossi*, cioè a base di sabbie e di limi, sembra utile proporre il ricorso allo scavo da effettuare in contemporaneità od in successione con la posa (*co/post trenching*). La scelta è legata a motivazioni pratiche ed operative più che a condizioni ambientali.



Fig. 8-2e. Nave posa-cavi in navigazione (Nysted)

8.2.1.2 Operatività della posa

Al mantenimento della verticalità o del pendio delle pareti dello scavo si può ricorrere con l'infissione di paratie e di palancole. Il provvedimento è indubbiamente utile specie per i bassi fondali ed a fortiori per le zone di atterraggio a riva, ove il fondale, o è già in terraferma, o tende a diventare sempre più basso a mano a mano che ci si avvicina alla costa.



Fig. 8-2f. Nave posa-cavi Polar Prince per il campo di Greater Gabbard (Subocean-Nechtip)

Non altrettanto lo è per fondali medi o medio-bassi, per i quali non è possibile -in linea di principio- mettere in conto alcun provvedimento conservativo della sagoma trasversale della trincea.



Fig. 8-2g. Dispositivo a getto d'acqua tipo SeaJet per il posizionamento meccanico di cavi e tubi (Ballast Ham Dredging Co.)



Fig. 8-2h. Dispositivo a getto d'acqua in fase di immersione (Oceanteam)

Alla bisogna è destinato l'apparecchiatura stessa, che effettua il solco. Ma, come capita in tutte le fenditure del terreno, artificialmente provocate, lo stato di conservazione (del verticalismo) delle pareti dipende in parte dalla tecnologia seguita nel loro ottenimento ed in parte- forse sostanziale- dalla consistenza del suolo, in cui si sta operando. La questione non è oziosa, in quanto più profondo è lo scasso, altrettanto ampio (od anche di più) dovrà essere l'apertura nel fondale, se la sua consistenza è ridotta, essendo costituita da limi teneri o da sabbie. In questa situazione il secondo provvedimento appare certamente provvidenziale.



Fig. 8-2i. Dispositivo per scavo mediante azione meccanica di aratura (Nuggets)

Infatti, riuscire a posare un cavo a qualche metro di profondità (1-3 m o più) dalla faccia superiore di un suolo marino sabbioso ed incoerente può essere fattibile soltanto con la procedura, accennata nel secondo punto delle note riquadrate, che sono poste all'inizio del presente paragrafo. Non è realisticamente possibile passare e ripassare nella trincea per mantenerla aperta quel tanto che basta per completare la fase di interro.

Essere in grado con un qualsiasi mezzo operativo a ripetere esattamente lo stesso percorso, comandandolo ed agendovi a distanza, è praticamente poco credibile (sempre che sia possibile). E', comunque, attività indubbiamente lenta, insicura nei confronti degli effetti, economicamente costosa nel risultato, in altre parole non percorribile.

Diversa sarebbe la conclusione di uno scavo in fondale duro o ben consolidato, quale raramente si incontra nelle zone eolicamente interessanti del Mar Adriatico. Queste osservazioni finiscono per sconfinare nel contenuto del paragrafo 8.2.3, che governa i metodi tecnologici utili ad imprimere nel fondale lo scasso necessario ad occultare il cavo.



1)



2)



3)

Fig. 8-2j. Viste differenti del dispositivo di aratura del fondale durante la fase realizzativa in officina (Oceanteam)

L'operazione di apertura di uno scasso o trincea in fondale sabbioso, che segua un po' tutte e tre le alternative riportate nelle note riquadrate del parag. 8.2.1.1, è sostanzialmente e concettualmente assimilabile ad un aratro. E' strutturalmente concepito per smuovere terreni soffici o suscettibili di facile sommovimento (con eventuale intervento separativo del materiale in sospensione, cui si è già avuto occasione di accennare anche attraverso le Figg. 8-2c/d/i/j e di cui si parlerà diffusamente nel seguito). Il meccanismo può essere montato su un affusto dotato anche di capacità motoria magari soltanto passiva, come ruote, slitte, etc. E' così trascinato dal mezzo di superficie in modo da far eseguire l'operazione. Accanto a questo metodo od in alternativa ad esso se ne sono profilati diversi, come quello del getto d'acqua.

8.2.1.3 *Caricamento cavo, operazioni e destinazione del cavo (export/infield cable)*

A proposito della fase installativa dei cavi sottomarini occorre fare qualche distinzione di merito nei confronti della *zona del campo eolico, cui si destinano tali sforzi*. In primo luogo si consideri la posa dei cavi, che sono all'esterno della configurazione del sito (*export cable*) e che collegano con il punto di atterraggio, sistemato a terra, il punto nodale del campo (rappresentato dalla postazione della SSE), o la estremità finale di sottocampi.

La prima operazione consiste nella *carica della giostra o del rullo*, su cui va avvolto il cavo. Arpionata l'estremità libera della matassa, affastellata sul/sui rulli, provenienti dal fabbricate e collegatala con il dispositivo di trasferimento (*tensioner*, Fig. 8-2k.1 si passa il

cavo verso la nave grazie ad opportuni sistemi di veicolamento (Fig. 8-2k.2), che poi saranno impiegati per la fase successiva di calata a mare grazie anche al collo d'oca (Figg. 8-1h/i e 8-2k.3). Riempita la giostra (*cable drum, roundabout, carousel*; cfr. la Fig. 8-2e di questo paragrafo e quelle corrispondenti del parag. 8.1.3 e ss., come pure il passo finale di questo paragrafo) o caricata la quantità prevista di cavo di determinata sezione (ad esempio, con cavo da 114/129 mm se ne può ammettere anche sino a 1.500 m in relazione alle previsioni di utilizzo), si passa al cavo contraddistinto da altra sezione (e da altro peso), o avvolgendolo sempre sulla stessa giostra, o su altro equipaggio. In quest'ultimo arrangiamento occorrerebbero tanti tamburi di carica, quante sono le sezioni di cavo, utilizzate nel progetto dell'impianto elettrico e da posare a mare.

A proposito di *diametri e di pesi*, che condizionano anche le forze meccaniche da sviluppare per soprassedere allo spostamento ed al rilascio dei cavi, sono presenti diverse sezioni di cavo, come si rileva anche dal progetto dell'impianto elettrico. Così si va da quelli in HV da 120 mm (5 pollici) di diametro, che pesano 32 kg/m (si può arrivare anche a sezioni del diametro sui 300 mm), a tipologie a minor diametro (MR Cable) da 95 mm (4 inch) ed (FO Cable) da 25 mm (1 in) tanto per fare degli esempi.

Terminato il carico del cavo sottomarino sul natante, si può procedere a far spostare il mezzo dalla riva, seguendo il *tracciato dei cavi*, ed a far srotolare la quantità di cavo, sufficiente ad arrivare sino al punto di riferimento, che potrebbe anche essere l'estremo del campo a mare. Nel caso, in cui questo sia posto a distanze significative (da qualche chilometro alla decina di chilometri od anche più) dalla costa si può procedere per tratte successive.



Fig. 8-2k.1. Dispositivo traente da 10/15 ton per cavi sottomarini o ombelicali (4 C Offshore)

Per essere certi che il cavo tenda a posizionarsi secondo il tracciato a progetto si applicano *al cavo piccoli galleggianti*, che tengono il cavo in superficie e che rendono visibile la reale disposizione del cavo (Figg. 8-2b). Interventi correttivi possono anche essere predisposti per eliminare scostamenti non accettabili rispetto al tracciato teorico.

Se si procede per tratte successive, non è necessario operare alcun taglio per separare le diverse sezioni, bastando conservare la continuità fisica del cavo, che un accorgimento essenziale per evitare guai.

Sino a questo punto il procedimento da seguire è identico, sia che la sezione sarà continuata anche nel campo oppure no. Quest'ultima alternativa è tipica di un *parco dotato di SSE a mare*. E' evidente che il cavo in questione sarà di sezione e di tensione di linea differenti. Solitamente a valle della SSE il voltaggio è ben più alto (uguale o maggiore anche di 130 kV) di quello che regna nel campo (attorno ai 30 kV).

Nel caso in cui *non sia prevista la sottostazione elettrica (SSE) a mare*, a cui fanno capo i cavi provenienti dai sottocampi, saranno questi ultimi ad essere estesi o prolungati sino al punto di atterraggio. Pertanto, la sezione dell'ultimo segmento di sottocampo sarà la stessa del cavo che continuerà sino sulla terraferma.



Fig. 8-2k.2. Via di guida del cavo (Oceanteam)

La fase di *cablaggio del sito a mare*, ove si trovano le turbine eoliche deve essere affrontata per ottenere la distribuzione elettrica interna. Le procedure di salita e discesa del cavo nella turbina saranno discusse nel paragrafo prossimo.



Fig. 8-2k.3. Guida a collo d'oca

Qui occorre soltanto sottolineare che ogni tratto di sottocampo deve essere fisicamente interrotto, in quanto deve servire sempre due turbine con due spezzoni, uno di ingresso e l'altro di uscita. L'unica eccezione si ha nelle macchine di testa o di inizio di ogni sottocampo. Per queste ultime ci sarà soltanto il cavo in uscita, che le collega alla seconda unità del sottocampo.



Fig. 8-2k.4. Scheletro di giostra (Oceanteam)

A posa effettuata, qualora la ricopertura della fossa e del cavo in essa ospitato non sia stata ben completata o quando nelle zone più o meno profonde si abbiano esposizioni ad azione energica del moto ondoso e della risacca, come negli approdi costieri, o laddove non si possa contare sul ricoprimento naturale, si può ricorrere a *ghiaiatura* o scarico di pezzame roccioso in grado di formare uno strato superficiale adeguatamente stabile anche nel tempo.

Non è stata dedicata molta attenzione ai componenti, che sono necessari alla fase della posa a mare, in quanto la trattazione attuale non è volta specificamente alla tecnologia dell'operazione. Pur rispettando questo taglio espositivo, può essere utile qualche ulteriore annotazione specialmente per quanto riguarda la giostra (Figg. 8-2k.4/5), che è un po' il nocciolo di tutta la procedura. Si vede talora una stessa nave, attrezzata o meno con questa struttura. Spesso accade che sia mobile, nel senso che può essere asportata abbastanza facilmente; successivamente -e all'occorrenza- sarà rimontata a coperta del mezzo navale.



Fig. 8.2k.5. Giostra issata a bordo ed ivi montata

Nelle ultime due figure è rappresentato il component vuoto. In tale progetto il pezzo, che pesa circa 1.200 ton, è composto dalla base e dal canestro porta cavo. Le dimensioni sono tali da consentire il trasporto stradale o containerizzato sino al porto ed alla nave di destinazione. La base (16 m x 19 m) è assemblata sulla darsena e, una volta sistemata a

bordo, sarà completata con il telaio. Quest'ultimo (6.06 m x 2.43 m) appoggia su 12 coppie di rulli, che possono anche essere alzati da pistoni idraulici. La rotazione di tutta la carcassa è ottenuta grazie a due motori da 45 kW, mentre un altro (7,5 kW) opera a sostegno del collo d'oca (*gooseneck*).

8.2.1.4 *Attraversamento del posidonieto e mitigazioni*

Si ritorni per una riflessione sul capoverso iniziale a proposito dell'attraversamento SIC, cioè del passaggio trasversale del cavo (export cable) nel campo algale. Come è noto lungo la costa della zona prospiciente il sito eolico si estende una prateria –più o meno continua- di Posidonia. Il parco eolico sta a valle del posidonieto, mentre la costa sta a monte. In questa situazione si pone l'imperativo di creare il minor disturbo, dovendo necessariamente inoltrarsi in questo settore.

Una sola avvertenza può essere opportuno da sottolineare in queste note illustrative, che colpiscono gli aspetti più rilevanti dell'impianto elettrico. Ci si riferisce alle differenze installative, che pongono la diversa morfologia floreale del suolo marino nei vari spazi, interessati dal campo eolico e dalle sue propaggini.

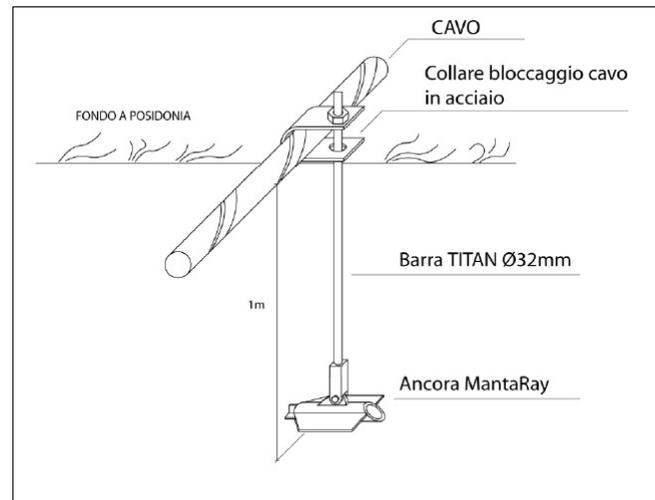
In tutta la superficie, su cui insiste il campo ed in cui si diramano i cavi elettrici, si procede di solito all'interro del cavo sottomarino mediante dispositivi (aratro marino e getto d'acqua ad alta pressione), ben noti. Lo scopo è di inserire il cavo sotto un manto di materiale del suolo marino, 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 sono l'ancoraggio e la pesca. Pur essendo solitamente vietate tali operazioni, non si può escludere che qualche utente del mare compia azioni improvvise e pericolose, che apparirebbero decisamente ostili negli effetti, pur non volendolo espressamente essere nelle premesse. Nella manovra di ricupero dell'ancora o della rete non si può escludere che il dispositivo non agganci il cavo con conseguenti lesioni, distorsioni nel tracciato o, al limite, tranciatura.

Per contrastare tale preoccupazioni si possono prospettare diverse soluzioni (alcune razionali, altre un po' fantasiose).

- 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 improvvisa operazione di ancoraggio potrebbe arpionare il cavo e tranciarlo (a parte la difficoltà di tenerlo in situ sollevato o appena appena adagiato 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 realizzato fuori (a terra, ad esempio) ed esser portato successivamente a mare.



1)



2)

Fig. 8-2l. Dispositivo di fissaggio del cavo (1) a fondale ricco di flora (3)

Una difficoltà è data dalle 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).

- 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 presentare 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 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 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.
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 viepiù il disturbo si potrebbe -sempre adagiando i cavi sul fondale marino- *ancorarli ad esso mediante staffe* (Fig. 8-21). 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 ulteriori indicazioni da seguire nelle operazioni di sistemazione dei cavi sottomarini si cfr. quanto è consigliato nel parag. 7.4.3 della *Relazione Tecnica Generale* PRO-REL-01.

8.2.2 Operazioni di trascinamento del cavo entro la torre

8.2.2.1 Considerazioni orientative

I *cavi sottomarini*, che servono per collegare le macchine tra loro e con i sistemi a terra, devono essere interrati (come è stato ripetutamente sottolineato, al fine di non passarlo sotto silenzio) ad una profondità di 1-3 m (preferibilmente attorno ai 1,5-2 m).

Non è opportuno appoggiarli semplicemente sul fondale per ragioni di sicurezza. Eventuali ed imprevedibili operazioni di ormeggio, pur formalmente escluse, potrebbero produrre strappi nella continuità del cavo od incisioni nella pelle protettiva dei conduttori con possibili rientrate d'acqua e corto circuiti.

La messa fuori servizio dei collegamenti elettrici, che essi devono assicurare, è in questa deprecabile eventualità una conseguenza attendibile.



Fig. 8-2m.1. Campi eolici a mare e semi-offshore (Blyth, UK)

Si devono anche temere le *azioni marine* (correnti, moto ondoso, maree). Intervengono in misura corrispondente alla intensità, che è tipica ed attuale del sito. Le conseguenze possono essere analoghe a quelle imputabili a strappo; sono soltanto diversi i tempi di attuazione. Non sono da escludere anche attacchi al manto superficiale in concomitanza con lesioni, prodotte da cause meccaniche. Tali effetti sono tanto più evidenti, quanto meno robusto sia il cavo.

Un'altra *causa di malfunzionamento* può derivare da un carente collegamento tra diverse sezioni del cavo. Bisognerebbe evitare collegamenti tra diverse tratte del cavo e, soprattutto, non affidare tale compito di connessione meccanico-elettrica ai sommozzatori. Condizioni ambientali ed operative non favorevoli, come scarsa visibilità, basse temperature, correnti accentuate, profilo accidentale del fondale, stanchezza e scarsa abilità manuale dell'operatore, possibili rientrate d'acqua/umidità nel cavo, etc. possono influire sulla correttezza di una simile operazione.



Fig. 8-2m.2. Preparazione delle estremità del cavo sottomarino

Nelle trattazioni sull'argomento, riservate ed anticipate nella Rel. Tec., si è esclusa qualsiasi *connessione di natura elettrica* tra cavi per la trasmissione di energia. Qualora sia

necessaria, dovrebbe essere effettuata fuori acqua, in ambiente asciutto e, specialmente, con personale ed apparecchiature idonee.

In altre parole, ciò deve essere fatto in corrispondenza delle morsettiere di macchina, evitando ogni qualsivoglia collegamento volante.

Non si possono passar sotto silenzio alcune procedure, che non sono -o non sembrano tali- da doversi seguire nella posa del cavo. La rottura, che è stata lamentata nell'impianto di Blyth (Fig. 8-2m.1), evidenzia alcune incongruenze, che sono più accuratamente esaminate nel R.T. "Eventi incidentali negli impianti eolici a mare". Ad esse si rimanda per i ragguagli di rito.

Qui preme far rilevare che

- *nessuna giunzione di tratte di cavo deve essere programmata al di fuori delle morsettiere (di macchina);*
- *l'opera del sommozzatore deve essere limitata all'aggancio del terminale del cavo, già attrezzato per la bisogna, con l'anima metallica (predisposta all'interno del J-tube) per farlo avanzare sino al punto di entrata nella torre;*
- *il sommozzatore deve essere sempre in collegamento audio (se non anche video) con i mezzi di superficie e sorvegliare che il trascinamento del cavo avvenga ordinatamente;*
- *l'avanzamento del cavo entro il J-tube sino alla morsettiera alla base della torre deve essere attuato, esercitando il tiro sull'anima metallica mediante un arganello, azionato da personale stazionante sulla piattaforma alla base della torre;*
- *tutto il percorso sotto conduit (J-tube e sviluppo sino alla morsettiera) è operato dalla torre, mentre dalla nave appoggio deve essere calata la lunghezza di cavo pertinente.*

E' indispensabile un coordinamento molto stretto tra torre e nave appoggio per far svolgere il trascinamento, che è comandato ed attuato dalla torre (Fig. 8-2m.2), e la contemporanea discesa di altrettanto cavo dalla tolda della nave o del mezzo di superficie speciale (Fig- 8-2n), ove è accumulata la matassa o è dislocato il rullo o la giostra di raccolta del cavo.

8.2.2.2 Programma dei lavori

E' utile rintracciare e ripercorrere il *programma dei lavori per la posa del cavo*. Si incomincia da una delle due estremità di ogni sottocampo. Si parta dall'ultima turbina di un sottocampo. Si conduca a termine il posizionamento del cavo entro la torre, dando seguito alle procedure precedenti con

- il far scorrere il cavo dalla nave appoggio in mare;
- il collegare manualmente cavo ed anima del conduit di macchina;
- il trascinare il cavo mediante opportuno sistema di traino, che è collocato sulla torre, sino alla morsettiera.



Fig.8-2n. Mezzo navale impiegato per la posa dei cavi sottomarini del campo eolico di Horns Rev (Lynn)

Conclusa questa fase, la nave può spostarsi e posizionarsi in corrispondenza della torre successiva, ove le operazioni precedenti saranno ripetute per poter inserire nel sottocampo un'altra turbina eolica. La manovra sarà ripetuta $(2n-1)$ volte con n il numero delle torri per sottocampo. Giunti alla primo aerogeneratore, si tratta di posizionare il cavo in modo da concludere l'allacciamento del sottocampo con la rete di terra in corrispondenza del punto di atterraggio a riva.

8.2.3 Tecnologia della preparazione dello scavo a mare

8.2.3.1 Criteri orientativi

Per procedere alla *realizzazione della trincea* si possono utilizzare procedimenti diversi, imposti anche dalla natura del suolo. Come si è detto nel paragrafo precedente, per attaccare materiali solidi, molto compatti o, addirittura, rocciosi bisogna ricorrere a tecniche di distruzione della loro compagine o di sgretolamento superficiale, che richiedono processi decisi e sbrigativi, ma dalla capacità lavorativa efficiente con potenze e tecnologie adeguate.



Fig. 8-2o. Aratro pronto per l'immersione

Dando uno sguardo complessivo ai metodi tecnologicamente più impiegati per procedere all'interro dei cavi sottomarini si possono ricordare

- solcatura di fondale tenero mediante aratro marino (*ploughing technique*);
- getti d'acqua ad alta pressione (*jetting technique*);
- fresature meccaniche in grado di asportare la sezione richiesta per far entrare il palo di fondazione (vedi anche le procedure di dragaggio);
- uso di cariche esplosive (*blasting technique*) opportunamente utilizzate (cariche cave/cubiche, cariche in fornello o lineari, etc.);
- processi di dragaggio (*dradging technique*).

Meno dirompenti si pongono i *processi di dragaggio (dradging technique)*, seppur altrettanto efficienti per lo scopo previsto accanto a sistemi di scavo meccanico (fresatura, attacco con sgretolamento ed incisione di materiali dalla natura solida e molto resistente, etc.).

Sono attivi anche dispositivi, che servono alla *raccolta dei materiali del fondo*. Sono sistemi di aspirazione (pompe idrovore, sorbone, apparecchiature aspira fango, etc.), che risucchiano sedimenti o materiali incoerenti di risulta.

Il processo di aspirazione può essere consigliato dalle opportunità di non produrre un eccessivo sommovimento di sabbia. Il deposito dell'intorbidamento dell'acqua sopra ciuffi o praterie di Posidonia potrebbe consigliare una captazione con successiva separazione/concentrazione di terriccio/sabbia dall'acqua, che li veicola. Il provvedimento dell'aspirazione appare quanto mai consono con i fondali sabbiosi/limacciosi, qualora s'impieghino processi dispersivi ed intorbidatori, come getti d'acqua in pressione a rosa ampia.

Più diversificati sono i *procedimenti per sedimentazione* da impiegare in suoli sabbiosi, sui quali non occorre esercitare forze anche impulsive di rilevante intensità o di aggressività molto localizzata.

L'impiego di getti d'acqua sotto pressione (*jetting technique*), grazie a lancia d'acqua è evidentemente di immediata proposizione, dato l'ambiente in cui si sta lavorando. Lo scopo da raggiungere in primo luogo è quello di scompaginare la struttura del fondale in modo da rendere possibile l'asportazione di sabbia e di limi in associazione con sistemi aspiranti, cui si è già accennato. Si può, così, rispondere all'esigenza di creare avvallamenti o infossature anche profonde per la posa dei cavi.

Infine, resta il procedimento, cui nelle precedenti considerazioni si è fatto riferimento, che consente l'*aratura dei suoli teneri e cedevoli (ploughing technique)*. La loro morfologia è favorevole ad un simile trattamento.

Se sono adeguate la natura del suolo e la sua profondità, è possibile rivolgersi a tecniche di aratura mediante dispositivi azionati dalla superficie per trascinamento del vomere dissodante, che separa il fondale incidendolo (ed aspirandone i materiali). Il risultato è la formazione di sorche.

Un numero notevole di illustrazioni si trovano anche nei paragrafi precedenti, mentre di alcuni sono riportate le Specifiche Tecniche a seguire nel prosieguo della trattazione del presente paragrafo.

Si può così provvedere in successione diretta con l'aratura anche alla *posa del cavo* ed al suo occultamento con la ricopertura della fossa, come ci si attende dall'operazione. Se con l'impiego degli esplosivi si fa solitamente un'azione preliminare di pre-scavo, in quanto è necessario provvedere al solco da far seguire la posa, con gli altri processi si può ottenere una qualsiasi delle procedure di solcatura del terreno, già evidenziate. Qualche attenzione va posta nell'eseguire correttamente il colmare al meglio la trincea, dopo avervi calato il cavo. L'operazione richiede un intervento particolare da parte dello stesso mezzo, che depone il cavo, sia nei processi di *pretrenching* e di *cotrenching*, sia in quelli di scavo successivo alla posa. In quest'ultima modalità anche la movimentazione del mezzo solcante il fondale deve essere condotto e mosso, seguendo da vicino il cavo per farlo scendere al fondo dell'incavo, per poi ricoprirlo con il materiale del fondale.

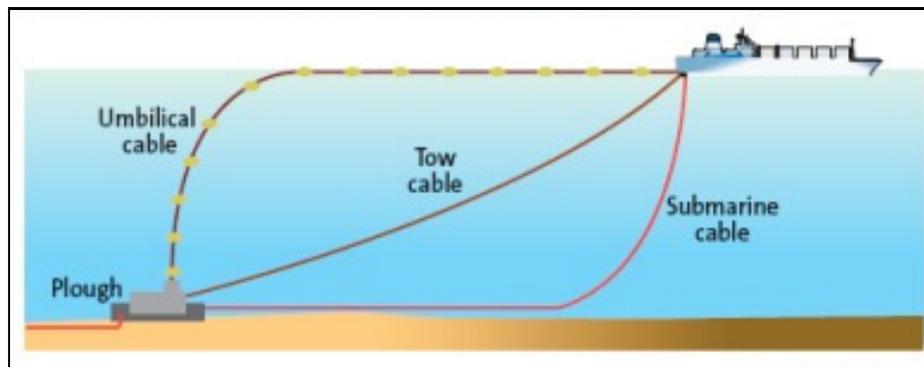


Fig. 8-2p. Intervento di posizionamento di cavo sottomarino mediante aratura (Thestar)

Oggi giorno tutte le operazioni sono attuate direttamente dalla *nave appoggio* (Fig. 8-2p), con la quale i dispositivi immersi, specialmente quelli connessi con l'aratura, restano in collegamento costante 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.). L'azione traente, che serve a trasmettere al dispositivo di scavo (*trencher*) la forza necessaria, è mosso dalla nave, che rilascia anche il cavo. Quest'ultimo è dal dispositivo di cavo maneggiato per farlo calare nel solco, che viene scavato e che possibilmente viene anche ricoperto.

8.2.3.2 *Sea Stallion 4 (SS4-DB) della VSMC*

Come si è spesso asserito, la chiave del successo di tutte le forme di generazione di energia elettrica offshore è la possibilità di trasferirla in modo sicuro, certo ed economicamente sopportabile con cavi sottomarini, che siano altrettanto sicuri purché opportunamente protetti.

L'aratro marino Sea Stallion 4 (SS4-DB), realizzato ed operato da Visser & Smit Marine Contracting (VSMC), è specificamente progettato per un'aggressiva installazione di cavi di potenza in bassi/medi fondali (Figg. 8-2q.1/2). Il robusto telaio consente di sopportare azioni traenti elevate dell'ordine di 150 ton, qualora si debbano affrontare e dissodare suoli decisamente molto compatti (cfr. la Tab. 8.2.1).

Un sistema avanzato SCADA/PLC basato sul controllo globale del sistema consente di ottenere un funzionamento accurato e preciso, anche su lidi costieri grazie a telemetria efficiente e costante.

Per tener conto di tutte le possibili richieste, anche quelle in fondali più ostici, si è provveduto ad utilizzare per il funzionamento dei sistemi idraulici e per la lubrificazione di organi in movimento di oli biodegradabili.



Fig. 8-2q.1. Dispositivo ad aratro (Sea Stallion 4) in officina (VSMC)

Tab. 8.2.1. Dati descrittivi del dispositivo Sea Stallion 4

Trench depth	<ul style="list-style-type: none"> • Hydraulic adjustable plough share from 0-2m depth range • Optional: adjustable plough share from 0-3m depth range • Optional: jetting assist mode for 3m depth range
Cable size	<ul style="list-style-type: none"> • Cable passage: 250mm wide
Joint size	<ul style="list-style-type: none"> • Joint diameters: up to 220mm (subject to joint design)
Cable bending radius	<ul style="list-style-type: none"> • 3,6m minimum in bellmouth and plough share
Design strength	<ul style="list-style-type: none"> • Sustained pull force: 120 tonnes • Peak load: 150 tonnes
Operating waterdepth:	<ul style="list-style-type: none"> • Minimum: Beach operations • Maximum: 100m
Dimensions	<ul style="list-style-type: none"> • Approx. 12,5m long (with skids down) x 4.3m high x 5.2m wide
Weight in air:	<ul style="list-style-type: none"> • Approx. 23 tonnes
Hydraulic functions	<ul style="list-style-type: none"> • Hydraulic cylinders for trench control up/down • Hydraulic cylinder for cable depressor raise/lower
Hydraulic Power Unit	<ul style="list-style-type: none"> • Subsea 7.5 kW electro-hydraulic power pack • Connections to allow operation from deck and/or beach • Bio-gradable oil system
Beach Operations Equipment:	
Share support	<ul style="list-style-type: none"> • 1 skid for attachment plough share for pulling plough backwards
Portable equipment	<ul style="list-style-type: none"> • Portable case with 20 m connecting cable, to include transformer and insulation monitor for single phase pod supply, control PC components, wireless telemetry components
Launch & Recovery System:	
	<ul style="list-style-type: none"> • By deck mounted mobile crane
<hr/>	
Control system:	VSMC plough control container
SCADA system	<ul style="list-style-type: none"> • Rugged PLC control computers and PC based operator interface
Plough control	<ul style="list-style-type: none"> • PC with UPS • Video input and output • Control pad with pushbuttons for hydraulic functions • 1 VCR
Monitoring & Surveillance:	
Roll & pitch	<ul style="list-style-type: none"> • Inclinometer inside pod
Waterdepth	<ul style="list-style-type: none"> • Pressure transducer
Tow load	<ul style="list-style-type: none"> • SB and Port load-cells at tow points
Cable tension	<ul style="list-style-type: none"> • Load cell
Cable horizontal entry angle	<ul style="list-style-type: none"> • Rotary potentiometer to indicate position
Skid arm position	<ul style="list-style-type: none"> • In-cylinder displacement transducer
Trench depth	<ul style="list-style-type: none"> • Rotary potentiometer fitted to trailing arm
Distance travelled	<ul style="list-style-type: none"> • Encoder in cable travel wheel
Surveillance	<ul style="list-style-type: none"> • Obstacle avoidance sonar
<hr/>	
Umbilical winch:	
	<ul style="list-style-type: none"> • Hydraulic powered umbilical winch for subsea plough, complete with HPU and manual operated local controls
Drum storage capacity	<ul style="list-style-type: none"> • 500m of 38mm umbilical
Umbilical connection	<ul style="list-style-type: none"> • Slip-rings and junction boxes
Control equipment	<ul style="list-style-type: none"> • Local manual control only • Winch proportional pay in/out
Umbilical:	
Type	<ul style="list-style-type: none"> • Steel armoured multi-core Scorpio type
Lengths	<ul style="list-style-type: none"> • From plough to umbilical winch: 200m • From umbilical winch to control container: 100m
<hr/>	



Fig. 8-2q.2. Dispositivo ad aratro (Sea Stallion 4) in fase operativa

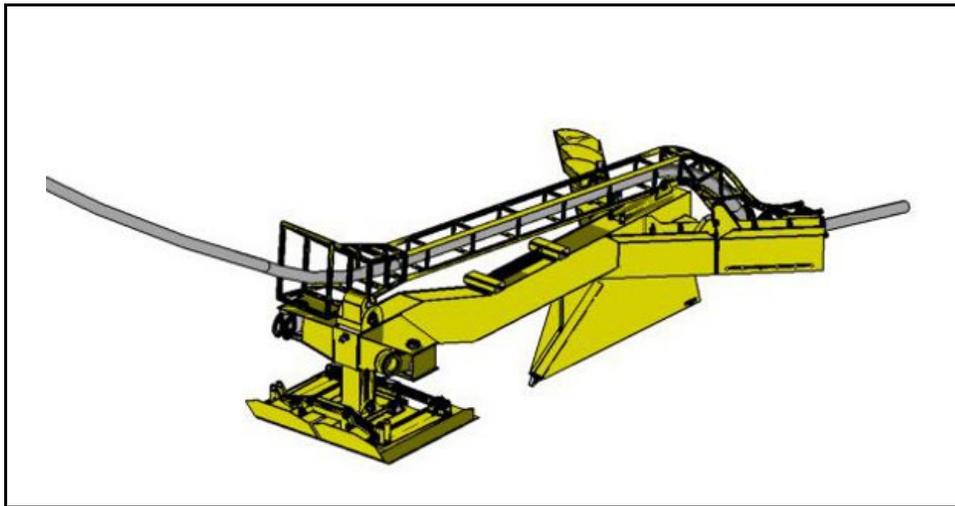


Fig. 8-2q.3. Aratro in azione su lidi sabbiosi

Il dispositivo è stato impiegato nei siti offshore europei di Thornton Bank, Gunfleet Sands, Ormonde, Walney 1& 2 e Sheringham Shoal.

8.2.3.3 SCAR Plough della Ecosse Subsea Systems

L'aratro marino (*Subsea Trenching System*) *SCAR Plough* è stato progettato e realizzato per mettere a disposizione dei richiedenti un mezzo capace di fare tutta la installazione con un solo passaggio (*all-in-one-part solution*) sino ad una profondità di solco di 5 m e precisamente lo scavo della trincea e la posa di cavi o tubazioni (Fig. 8-2r). Ha possibilità di lavorare in acque profonde vicino o direttamente a contatto con il fondale.



1)



2)



3)



4)

Fig. 8-2r.1-4. Schema meccanico e viste dello SCAR Plough

Tab. 8.2.2. Specifiche di massima dello SCAR Plough

Length	9,7 m
Width	5,3 m
Height	2,9 m
Weight	18,5 ton
Max Operating Depth	3.000 MSW
Max Trenching Depth	5.000 mm
Max Trenching Speed	5,000 m/hour
Max Tow Force	250 ton
Max product size that can be handled	500 mm

Riferimenti: Ecosse Subsea Systems, Enterprise Business Centre, Admiral Court, Poynerook Road, Aberdeen, AB11 5QX; Tel: +44(0)1224 289788, Fax: +44(0)1224 584488

8.2.3.4 SMD HD 3M Plough della Oceanteam

L'unità (Heavy Duty Flexible Plough) è destinata ad operare in diverse tipologie di suoli per interrare prodotti flessibili, come sono i cavi, anche di grande diametro. Può essere impiegata, sia per simultaneo intervento di scavo e di interro, sia per completamento di lavori di scasso, come post-trenching (Figg. 8-2s).

Particolarità degna di nota è la capacità di variare con continuità la profondità sino ad un massimo di 3 m, grazie alla combinazione di un telaio solido ed articolato e di un controllo mirato ed intelligente. La struttura consente di intervenire su suoli di una certa durezza come le argille compatte e rigide.

Ovviamente con terreni smossi ed imbevuti, come le sabbie si può guadagnare molto in velocità di lavoro, utilizzando pure il sistema di iniezione d'acqua.



1)



2)

Fig. 8-2s.1-2. L'unità all'opera su lido sabbioso



3)



4)



5)

Fig. 8-2s.3-5. Vista dell'equipaggio in diverse situazioni, anche durante l'immersione in mare



6)



7)

Fig. 8-2s.6/7. Unità durante trasporto stradale

Tab. 8.2.3. Specifiche di massima dell'unità SMD HD 3M Plough

Length	15 m
Width	6,5 m
Height	7 m
Weight	41 ton
Max Operating Depth	500 MSW
Max Trenching Depth	3.000 mm
HPU Motor Power	37 kW
HPU Motor Voltage	440 V
Max Tow Force	150 ton
Max product size that can be handled	300 mm
Max. MBR (minimum bend radius) that can be handled	5 m

Riferimenti: Oceanteam Shipping ASA (Corporate Headquarters), Tveitaråsvæien 12, 5232 Paradis, Norway, PO Box PB: 463 Nesttun, 5853 Bergen, Norway; Tel: +47 55 10 82 40; Fax: +47 55 10 82 49; Email: info@oceanteam.no
 Oceanteam Shipping, Herengracht 209, 1016 BE, Amsterdam, The Netherlands; Tel: +31 20 53 57 570, Fax: +31 20 53 57 588; Email: info@oceanteam.nl

8.2.3.5 *Hi-plough della Global Marine Systems Ltd.*

Il mezzo, che la Global Marine dispone, è stato concepito per interri ad alta profondità, per i quali è forse il dispositivo più recente. Fa parte della categoria degli aratri che combinano l'azione solcante con quella dei sistemi a getto d'acqua. Infatti, tramite un motore da 500 kW si produce un getto che coopera con l'azione di apertura del solco, riducendo la forza traente prodotta dalla nave. Tutto ciò grazie all'aratro per 2 m congiunto con l'iniettore da 3,25 m. Introdotto sul mercato circa un decennio fa, nel 2001, ha ottenuto significativi risultati.



Fig. .8-2t.1. Il trencher Hi plough in azione

Tab. 8.2.4. Caratteristiche basilari

- Adjustable depth setting by skid height
- Repeater burial by share flaps
- 1,5 m minimum cable bend radius - STD can be increased to suit cable type
- Max cable/product diameter: 150 mm
- Max repeater diameter: 380 mm

Depth rating: Up to – 2.000 m depending on share used

Weight: 24 ton (in air)

Length: 9,8 m

Width: 5,6 m

Height: 5,0 m with plough share, 5,6 m with 3,25 injector share

Burial depth: Various; depending on share used

Burial speed: Typically 0,6-1 km/hour depending on seabed

Seabed type: From very soft mud through to soft clays and stiff sands

L'aratro, costruito dalla Soil Machine Dynamic Ltd., rappresenta un sistema avanzato di mezzo per l'interro di cavi sottomarini ed è adatto per scavare trincee della profondità sino a 3 m. E' disponibile in due versioni; la configurazione normale prevede l'attrezzo scavatore meccanico per 2 m di solco, che è associato ad un equipaggio a getto d'acqua con motore da 500 kW. E' destinato ad un impiego generalizzato, ma è anche utilizzabile in terreni duri.

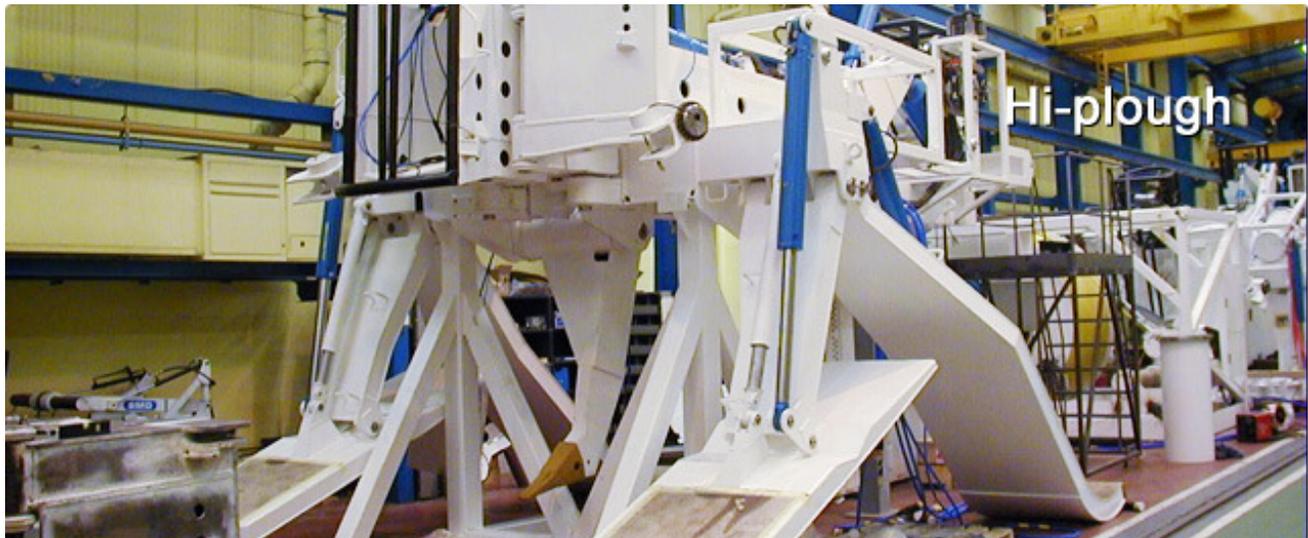


Fig. 8-2t.2. Vista parziale del mezzo

La seconda soluzione si basa su un sistema di iniezione per trincea sino a 3,25 m, operando in terreni sedimentari molto compattati. Dall'anno di lancio, il 2000, ha avuto applicazioni un po' dovunque nelle installazioni di cavi nel mondo.

Tab. 8.2.5. Specifiche dell'unità Hi plough

GENERAL

Conventional Injecting/Jetting

Length	10,3 m / 10,3 m
Width	5,1 m / 5,1 m
Height	4,7 m / 7,5 m
Weight (in Air)	19.500 kg / 24.500 kg
Dive Depth	2.000 m / 200 m
Maximum tow force	80 ton / 20 ton (up to 3,25 m deep)
Power Requirement	80 kW / 610 kW
Cable Size	150 mm (maximum diameter) / 150 mm (maximum diameter)
Repeater Size	380 mm (maximum diameter) / 380 mm (maximum diameter)

CONTROL SYSTEM

Umbilical

Steel armoured fibre optic control
 3.000 m Length for conventional ploughing
 1.000m Length for injecting/jetting ploughing

SURVEILLANCE EQUIPMENT

Video Equipment

Standard subsea camera units, video recording

Pan & Tilt

Kongsberg Simrad OE1148SS

Sonar

Kongsberg simrad 974 (Digital)

Altimeter

Kongsberg Simrad 807 Echo Sounder

Lighting

SOR. 24 VDC

TOOL PACKAGE

Conventional Ploughing

2,2 m ploughing with 3 m in soft seabed conditions

2,2 m ploughing with 3 m in soft seabed conditions

Jetting Ploughing (jet assisted)

2 x 265 kW motor pump sets delivering 800 mc/h at 12 bar.
3,25m

Injecting Ploughing (injector)

Jet nozzle spacing along entire injector length
2 x 265 kW motor pump sets delivering 800 mc /h each at 12 bar.**SYSTEM HYDRALICS**

Electric Motors

15 kW electric drive pump

DECK EQUIPMENT

Working Van

One 20' control van, one 20'spares van and
one 20' workshop, one 20' half heights container

Riferimenti: Head Office, Global Marine Systems Limited, New Saxon House, 1 Winsford Way,
 Boreham Interchange Chelmsford, Essex CM2 5PD, England; **Tel:** +44 (0)1245 702000; **Fax:** +44
 (0)1245 702210

8.2.3.6 *Sea Stallion 2 della Oceanteam*



Fig. 8-2u.1. Sea Stallion 2 in officinal

Tab. 8.2.6. Secifiche dell'EB Sea Stallion 2 Plow

Trench Depth	Up to 3 meters
Maximum Operational Depth.....	1.500m
Pull Force	100 ton maximum
Size (l x b x h)	13,8 m x 5,4 m x 5,3 m
Weight	32 ton in air
Cable type	All telecom cable up to 150 mm, 1,5meters bend radius throughout
Joints/Repeaters	up to 266mm diameter between share plates. up to 350mm above share plates
Depth Rating	1.500 MSW
Soil Types	Very soft clay to firm clay, all sands. Minimal skid sinkage in 5kPa clay
Handling.	By tow wire using lifting drawbar
Control System	PC based with diagnostic status

Sea Stallion 2 Plow

Water Depth : 0 to 1.500 m.

Trench Depth	3,0 meter nominal. 0,2.8meter achieved by moving the skid arms and stabilizers. 3,0 meter depth is achieved via sinkage in softer conditions
Soil Strength :	Minimal skid sinkage in 5 kPa clay
Weight :	Approx 32 t in air
Dimensions :	Length 13,8 m skids raised; 12,0 m skids lowered; Width 5,4 m; Height 5.3 m top of bellmouth
Design Strength :	100t maximum pull
Cable/Joint Size :	15-150mm diameter cable. Joints and Repeaters up to Ø266mm pass between share plates. Repeaters up to Ø350mm are passed above the share side plates.
Cable Bend Radius :	1,5 m minimum in bellmouth and share
Wear Parts :	Large replaceable proprietary cutting tips and heel Abrasion resistant material on cutting blades Wear plates on cable route particularly underside of depressor
Depth Control :	Hydraulically adjustable from 0-2.0m trench depth by moving the skid arms and stabilizers, remotely controlled from surface. Stabilizers maximum range 0 to 3.0m to allow sinkage for deep burial in softer conditions.
Steering :	Hydraulically adjustable, by rotating the skids ±6 degrees about a vertical axis, using two hydraulic cylinders remotely controlled from surface. The skids are fitted with soil-engaging fins to generate steering forces. Side forces are minimized by a passive hydraulic bridle compensation system.
Hydraulic Functions :	Pump unload Port Skid Up/Down (single cylinder on skid arm) Stbd Skid Up/Down (single cylinder on skid arm) Steering port/starboard (cylinder on each side of plough) Cable depressor raise/lower/float (cylinder on depressor) Port drawbar raise/lower (cylinder on port drawbar) Starboard drawbar raise/lower (cylinder on starboard drawbar) Drawbars release for emergency recovery of dead plough Bellmouth open/close (cylinder on bellmouth) Port Stabilizer Up/Down (single cylinder on stabilizer arm) Starboard Stabilizer Up/Down (single cylinder on stabilizer arm) Both stabilizer cylinders can be set to "float" allowing the stabilizers to seek their own level due to their weight Bridle compensation retract (for handling)
Hydraulic Power Unit :	15kW subsea electro-hydraulic power pack, 3300V AC 3 Φ, 60 Hz Fixed displacement pump, approx. 30 lpm output @ 250 bar working pressure

Instrumentation And Surveillance

Instrumentation :

Strain-gauged load cell.....	Port tow force; Starboard tow force; Telephone cable tension
Rotary potentiometer.....	Port tow wire vertical angle; Starboard tow wire vertical angle; Cable entry horizontal angle
In-cylinder transducer.....	Port skid position; Starboard skid position; Port stabilizer position; Starboard stabilizer position; Port drawbar position; Starboard drawbar position; Port BCS arm position; Starboard BCS arm position; Steering position; Depressor position
Rotary encoder	Cable wheel – speed and distance travelled
Flux-gate compass	Plough heading
Echo sounder	Plough altitude above seabed
Water ingress sensor	Electronics pod; Forward valve tank; Aft valve tank
Pt 100 sensor	Electronics pod temperature; Motor temperature
Biaxial clinometer	Plough pitch; Plough roll
Proximity switch.....	Forward valve tank compensator level; Aft valve tank compensator level; Motor compensator level; Junction box compensator level
Pressure transducer	Ambient pressure; Hydraulic system pressure; Depressor hydraulic pressure
Linear transducer	Oil reservoir volume
Surveillance	
Equipment :	10 lamps (24 V ac). 4 cameras. 2 pan and tilt units. 2 responders. 1 OA Sonar.

Umbilical Winch

Drum capacity :4.000 m of diameter 50 mm umbilical cable
Pick up tension :35 kN at bottom layer, decreasing on upper layers
Pick up speed :30 m/min bottom layer, increasing on upper layers
Rendering capacity:40 kN at 60 m/min for 3 min falling to 30 kN at 60 m/min for 3 min
Drive system :AC electric drive
Instrumentation :Cable length out, cable tension

Umbilical Cable

Umbilical type :Buoyant with optical fibers and copper cores
Diameter :Approx 50 mm
Breaking load :Approx 250 kN
Operating load :Maximum of 40

8.2.3.7 *Emarine plough*

Fig. 8-2v. Aratro della Emarine

Riferimenti: E-Marine PJSC, Head Office, P.O. Box 282727, Dubai, UAE; Tel +971 4 881 4433, Fax +971 4 881 4422; E-mail: emarine@emarine.ae

8.2.3.8 *Capjet Spider della Nexans*

Il dispositivo Capjet, che può provvedere all'installazione di cavi, non è illustrato in queste note, essendo un vero e proprio ROV, che provvede con propri mezzi alla bisogna. Per maggiori ragguagli si cfr. il parag. 8.1.4 e ss.

8.2.4 Preparazione dello scavo a terra

8.2.4.1 Tratto sino a stazione di atterraggio

Il programma dei lavori a terra si può suddividere in due fasi soprattutto per quello che riguarda la tipologia del cavo da interrare.



Fig. 8-2w.1. sistemazione di guide per cavo sottomarino lungo un lido



Fig. 8-2w.2. Prolungamento della fase di interramento anche a mare

La prima si riferisce *all'occultamento sotto terra del cavo sottomarino sino al punto di atterraggio*. E' in un certo senso la continuazione dell'interramento effettuato a mare. Si è, infatti, già parlato di questo aspetto e si sono anche prodotti documenti fotografici ed immagini numerose nei precedenti paragrafi (Figg. 7-1d, 8-1n, 8-2c, 8-2q.3, 8-2s.1-2 ed

8-2t.1) a conferma dell'importanza di questo tipo di lavori, che possiamo ancora chiamare per estensione marini. Sono attività, che si svolgono sul lido, addentrandosi anche a terra sino a pervenire alla stazione, in cui il cavo sottomarino viene sostituito da cavi normali previsti per lo stesso amperaggio e la stessa tensione di linea.

Proprio per la tipologia del cavo questa fase va trattata in modo differente da ogni altro interrimento normale a terra. La procedura di intervento può rappresentare una sorta di differenziazione. Infatti, il cavo può essere portato e derivato, o dalla nave che conduce il posizionamento a mare, o da bobina sistemata a terra. E' quanto fanno supporre le due figure appena inserite. Con la Fig. 8-2w.1 il rotolo dei cavi sembra esser sistemato a terra.



a)



b)

Fig. 8-2w.3. Intervento di aratro mobile su spiaggia (Ocean trencher 1))

Per agevolare l'azione traente svolta dalla nave -dato anche il percorso su sabbia particolarmente lungo- la si aiuta, disponendo una specie di tappeto mobile, ottenuto con rulli portati da bassi trespoli. Una volta raggiunta la opportuna distanza da costa da parte della nave, si potrà interrompere questo tipo di movimentazione (Fig. 8-2w.2).



a)



Fig. 8-2w.4. Scavo e posa di cavo sul lido con mezzi escavanti di terra

Le Figg. 8-2w.3 suggeriscono non tanto una modalità diversa d'intervento quanto piuttosto un operatore differente. Se l'aratro è dotato di mobilità propria grazie ad un sistema di cingoli (o di ruote, come nelle Figg. 8-1u.3 e 8-2v) l'aratro può avanzare e provvedere direttamente al co-trenching del cavo lungo tutto il tragitto sul lido.

Questo tipo di scavatore può trovare una versione marina in grado di lavorare totalmente immerso in acqua salata e di provvedere alle operazioni di scavo, interro e ricopertura del solco, come è stata anche chiarito nel parag. 8.2.3 e ss.

Nel lavorare sulla costa per interrare il cavo sottomarino si può incorrere in un'altra incombenza. La presenza di un cavo elettrico lungo un lido, che può essere occupato durante la buona stagione da bagnanti o da vacanzeggiatori fa scattare le limitazioni, che insorgono in zone attraversate da campi magnetici. Per attenuare tali effetti su organismi umani, quando la permanenza su tali zone superi un periodo di qualche ora, impone l'accorgimento di porre attorno al cavo un tubo di materiale ferroso. Lo spessore, la lunghezza e la tipologia di siffatta "calza" metallica dipende ovviamente da alcuni fattori, come le condizioni dei terreni, la profondità di interramento del cavo, la intensità del campo, generato dai conduttori elettrici, etc. (Fig. 8-2w.)



Fig. 8-2w.5. Scavo lungo litorale sabbioso e posa di schermatura metallica per cavi

8.2.4.2 *Tratto sino a stazione di allaccio*

La seconda tipologia o fase, cui si deve ricorrere, serve per portare *l'energia generata a mare alla stazione di allaccio* con la rete. Per lo scopo si deve prevedere un processo di interro dei cavi, che è usuale in tutti i tipi di trasferimento di energia mediante cavi interrati. Ormai questa procedura dovrebbe essere universalmente seguita, come è per quasi tutta la rete olandese e per buona parte di quella tedesca.

Anche in Italia si sta lentamente procedendo lungo strada strada ed è gioco forza attuarlo per le installazioni recenti, come sono appunto quelle relative ad un impianto eolico

offshore. Le quali, oltre che essere ad A.T. o M.T., non possono non percorrere vie di comunicazioni anche prossime –o addirittura interne- a centri abitati. Le procedure sono ben note e dovranno essere applicate anche al caso in considerazione. Le Fig. 8-2w.6 dànno alcuni esempi di metodologie consigliate e seguite. Si tratta di appoggiare sul fondo di una trincea, che sovente corre lungo strade di varia categoria, interponendo sabbia o altro materiale da riporto e ricoprendo il tutto o con lo stesso terriccio, che vi era inizialmente o addirittura con manti di c.s. (Fig. 8-2w.6)



Fig. 8-2w.6. Cavi variamente interrati nel percorso a terra verso le stazioni elettriche (C-Power)

Non è il caso di approfondire ulteriormente la questione, trattandosi di argomenti tecnici da tempo risolti ed accettati da parte anche degli organi amministrativi locali/regionali ad hoc preposti.

9 BIBLIOGRAFIA

Atkinson, P. (2010) *"Securing the safety of offshore wind workers"*, *Renewable Energy Focus*. Vol. 11, No.3, pp. 34-36.

Barrow (2009), *"Construction Monitoring Report Full"*.

Caithness Windfarm Information Forum (CWIF) (2010), *"Summary of Wind Turbine Accident data to 30th September 2010"*.

Deutsche WindGuard GmbH; University of Groningen; *"Case study: European Offshore Wind Farms – A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms"*.

Eggen, A.O., Heggset, J., Gjerde, O., Valland, A., Nonas, L.M. (2008), *"Deep sea offshore windturbine technology. Operation and maintenance – state-of-the-art study"*, SINTEF, Trondheim.

European Wind Energy Technology Platform - TPWind (2008), *"Strategic Research Agenda - Market Deployment Strategy from 2008 to 2030"*.

Fisker Jensen, J. (2010), *"Jacket Foundations for Wind Turbines, IABSE"*, Ramboll.

Goulding, L. (2011), *"Offshore Wind in Scotland, Session 2A Substructures & Foundations"*, Britannia House, Arnhall Business Park, Aberdeenshire, AB32 6UF.

HSE (2006), *"The health and safety risks and regulatory strategy related to energy developments. An expert report by the Health and Safety Executive contributing to the Government's Energy Review"*.

Knudsen Tveiten, C., Albrechtsen, E., Heggset, J., Hofmann, M., Jersin, E., Bernt Leira, Norddal, P.K. (2011), *"HSE challenges related to offshore renewable energy. A study of HSE issues related to current and future offshore wind power concept"*, SINTEF Technology and Society, Trondheim.

International Electrotechnical Commission (2005), *"Wind Turbines, Part 3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines"*.

Kentish Flats (2007), *"Kentish Flats Offshore Wind Farm 2nd Annual Report"*.

Nitschke, J., Kragelund, N., Thiede, J., Fusselbaugh, M., Johst, M., van de Velde, F. (2006), *"Engineering Insurance of Offshore Wind Turbines"*, Paper presented at the 39th IMIA Annual Conference on 12 September 2006, Boston.

Salzmann, David Cerda (2009), *"Amplemann – The development of an offshore access system"*, Presentation at We@Sea Conference on 2.12.2009.

Sharples, M., Sharples, B.J.M. (2010), *"Damage and Critical Analysis of Accidents to Assist in Avoiding Accidents on Offshore Wind Farms on the OCS"*, Report prepared for Minerals Management Service, Department of the Interior, US. Project No. 633, Contract M09PC00015.

Tougaard, J., Carstensen, J., Teilmann, J., Ilsted Bech, N. (2005), *"Effects of the Nysted Offshore Wind Farm on harbour porpoises"*, Annual status report for the T-POD monitoring program, Technical Report to Energi E2 A/S.

The Crown Estate (2009), *"A guide to an offshore wind farm"*.

Vattenfall (2005), *"Horns Rev Offshore Wind Farm Annual Status Report for the Environmental Monitoring Programme 2005"*.

Per maggiori ragguagli sulle realizzazioni offshore si consideri anche il Global Offshore Wind Farms Database, <http://www.4coffshore.com/offshorewind/>.