



# CENTRALE EOLICA OFFSHORE BRINDISI

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

### PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO	TITOLO	SCALA
<b>PRO-REL-14</b>	<b>POLITICHE PER LA SICUREZZA , CONSEGUENZE DA EVENTI INCIDENTALI E RISCHI</b>	—

Responsabile Progetto: Prof. Giuseppe Cesario Calò

#### Committente



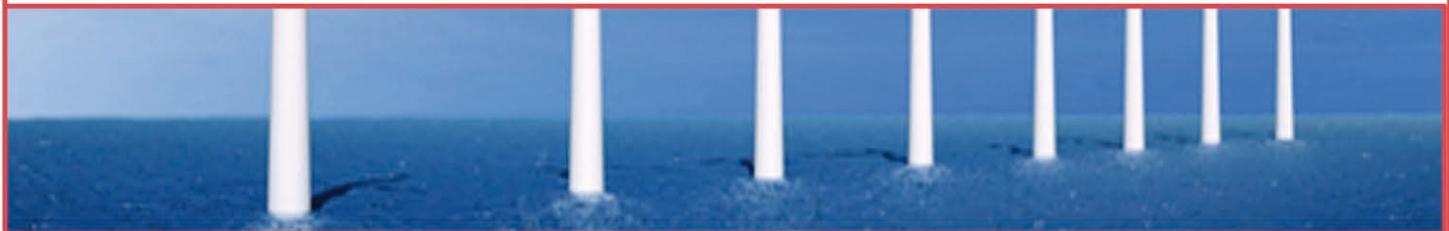
TG Energie rinnovabili S.r.l.  
Ravenna via Zuccherificio n.10  
P.IVA 02260730391

Timbro e firma  
**TG**  
Energie rinnovabili  
Il Presidente

#### 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.

<b>REVI- SIONE</b>	<b>DATA</b>	<b>STATO MODIFICHE</b>	<b>ATTUALE E</b>	<b>AUTORE</b>	<b>APPRO- VATO</b>
<i>00</i>	<i>Marzo 2013</i>	<i>Stesura iniziale approvata Idem Idem Nuovo layout campo a mare &amp; Impianto elettrico a terra/mare</i>		<i>Cesari, Bazzotti, Taraborrelli Grasso Fiandaca</i>	<i>Cesari</i>
<i>01</i>	<i>Aprile 2013</i>	<i>Pag. 8/41; Tab. 2.1; Figg. 2.2c/3c</i>			<i>Cesari</i>

# INDICE

<b>INDICE .....</b>	<b>3</b>
<b>1 INTRODUZIONE.....</b>	<b>5</b>
<b>2 OPERE ELETTROMECCANICHE A TERRA E A MARE E SITO EOLICO .....</b>	<b>9</b>
2.1 <i>L'impianto elettrico</i> .....	9
2.2 <i>Sito a mare</i> .....	11
2.3 <i>Componenti principali</i> .....	16
2.4 <i>Distribuzione sul sito</i> .....	19
<b>3 STRUTTURA FONDARIA .....</b>	<b>23</b>
3.1 <i>Fondazione a castello tipo jacket</i> .....	23
3.2 <i>Specifiche tecniche della fondazione</i> .....	29
<b>4 AEROGENERATORE .....</b>	<b>33</b>
4.1 <i>Aerogeneratore e suoi componenti primari</i> .....	33
4.2 <i>Analogie con le turbine a terra</i> .....	39
<b>5 POLITICHE PER LA SICUREZZA .....</b>	<b>41</b>
5.1 <i>Linee per impostare una politica della sicurezza</i> .....	41
5.1.1 <i>Condizioni di rischio</i> .....	41
5.1.2 <i>Linee guida</i> .....	42
5.1.3 <i>Settori prioritari</i> .....	46
5.2 <i>Impostazione di tali linee ed analisi di rischio</i> .....	48
5.2.1 <i>Criteri per una strategia</i> .....	48
5.2.2 <i>Piano della sicurezza e progetto</i> .....	50
<b>6 RISCHIO, ACCEZIONE E CONSEGUENZE .....</b>	<b>53</b>
6.1 <i>Rischio e relativa gestione</i> .....	53
6.1.1 <i>Accezione generale</i> .....	53
6.1.2 <i>Rischio e misure attenuative</i> .....	55
6.2 <i>Sicurezza e salute</i> .....	59
6.2.1 <i>Pericoli e misure</i> .....	59
6.2.2 <i>Pericoli ed incidenti</i> .....	62
6.2.2.1 <i>...durante la costruzione</i> .....	62
6.2.2.2 <i>...durante l'esercizio normale e le manutenzioni</i> .....	69



# 1 INTRODUZIONE

La presente *Relazione Tecnica Specialistica* o semplicemente detta *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 relativi all'argomento in causa. 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. 1-4);
- *criteri, fasi e problematiche per la sicurezza* delle parti a mare (specialmente) della centrale (Cap. 5);
- *eventi incidentali, conseguenze e rischio*, che coinvolgono tutti i componenti e tutte le operazioni durante la vita della centrale (Cap. 6).

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 le problematiche dovute ad un programma per la Sicurezza, che è difficile da impostare ancora più arduo da dettare ad attività tanto diverse da quelle realizzative a quelle dell'esercizio normale ed ancor più ostili dovendo trovare molti consensi per attuarsi nelle varie forme, che un simile atteggiamento richiede.*

*Saranno analizzate, seppur in misura diversa e -forse- necessariamente più particolareggiata, le varie vie, attraverso le quali è possibile determinare un insieme di azioni per individuare gli eventi pericolosi non soltanto per la sicurezza, ma anche per la salute degli addetti ai lavori e della popolazione. A seguire sono da precisare anche le conseguenze, che possono colpire i materiali, le persone e l'impianto in modo da risalire alla sintesi più determinante, che è quella del rischio. Anzi il processo seguito parte appunto da questo stato finale per ripercorrere tutte le fasi, che concernono costruzione, esercizio normale e manutenzione.*

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 percorso dei cavi sottomarini, provenienti dal sito a mare (Figg. 2-1/2), al cavo sottomarino, alla sua dislocazione lungo il tragitto da ogni singola unità entro ogni sottocampo e dal nodo terminale dei sottocampi sino a riva, ivi comprese le problematiche installative;
- alla struttura fondaria (Cap. 3), 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. 4) e più ampie per la sua installazione.

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.



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)*

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 la turbina eolica.

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 e che riguarda fasi lavorative opposte a quelle installative.

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.

Criteri, che sono altrettanto rigorosi di quelli seguiti in questo documento, ma che 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 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 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.* predisposta ai sensi del *D.P.R. 5 Ottobre 2010 N. 207* (relativo al "nuovo regolamento di esecuzione ed attuazione del codice dei contratti" pubblici di lavori, servizi e forniture).

## 2 OPERE ELETTROMECCANICHE A TERRA E A MARE E SITO EOLICO

### 2.1 L'impianto elettrico

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 (Figg. 2-1a/b).

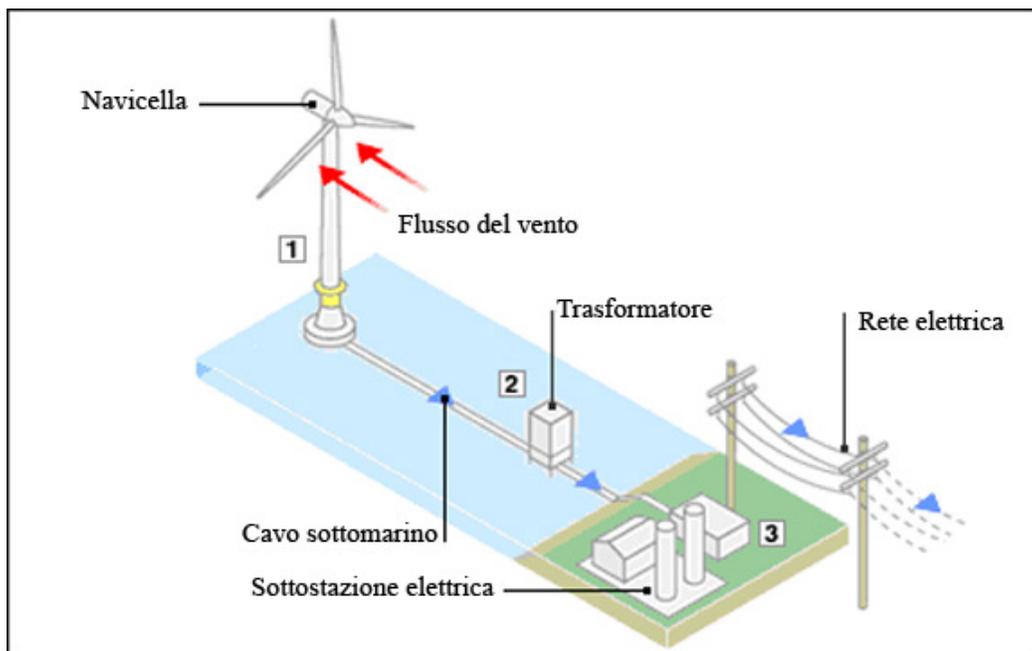


Fig. 2-1a. Rappresentazione schematica dei punti salienti dell'impianto elettrico del campo eolico (1. Alla navicella -nacelle- fa capo il rotore corredato di pale, che, mosse dal vento, consentono al generatore ed al suo campo magnetico di convertire l'energia cinetica -wind current- in energia elettrica; 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)

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.

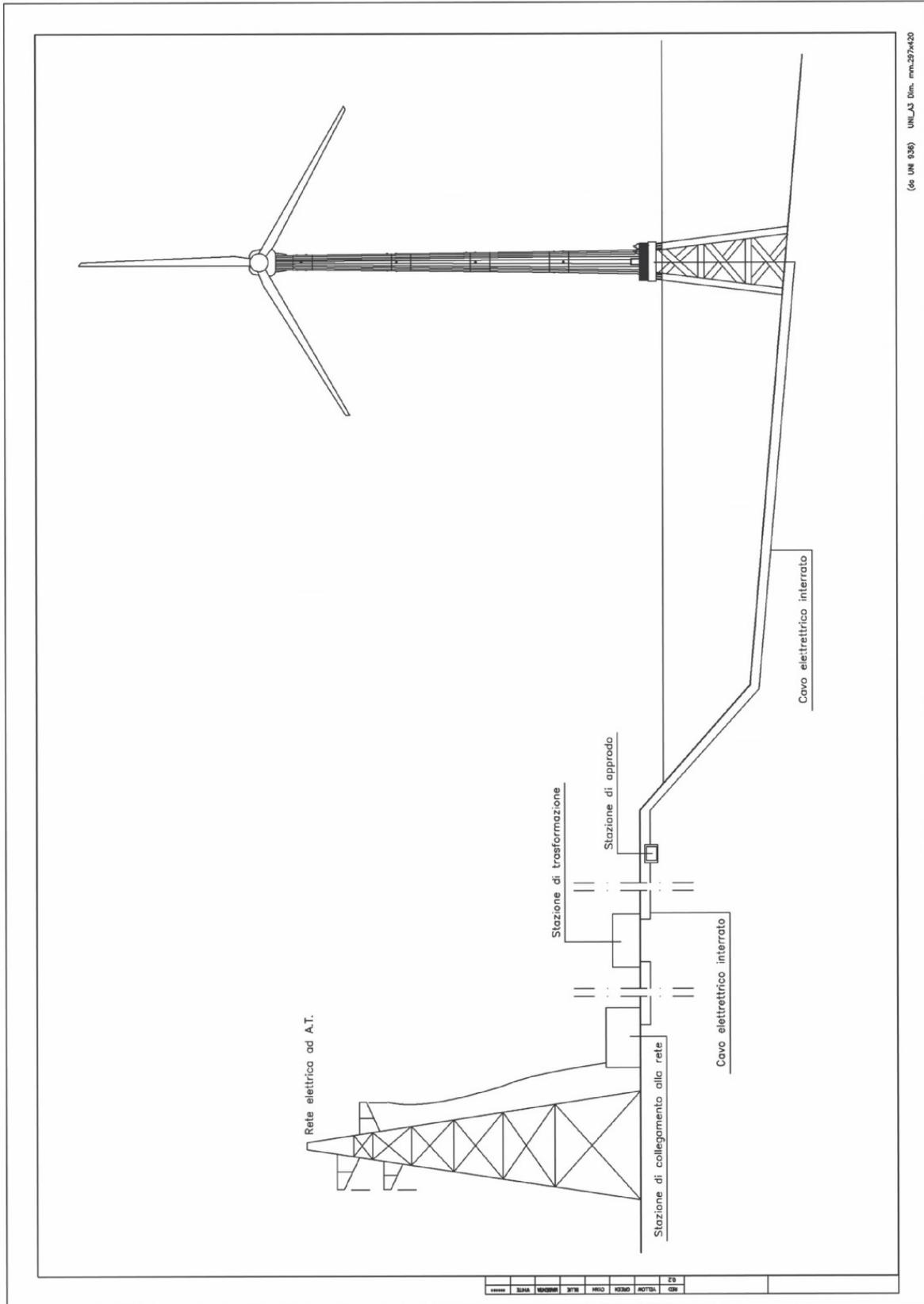


Fig. 2-1b. Sezione trasversale ideale del campo eolico

Ogni singolo conduttore di sezione del cavo sottomarino (500 mm<sup>2</sup>) è giuntato con un cavo unipolare di sezione 630 mm<sup>2</sup>. Dall'interno del cavo sottomarino è estratto, liberato dalle protezioni e giuntato con la nuova tratta a seguire anche il cavo a fibra ottica (Fig. 2-4c). 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.

## 2.2 Sito a mare

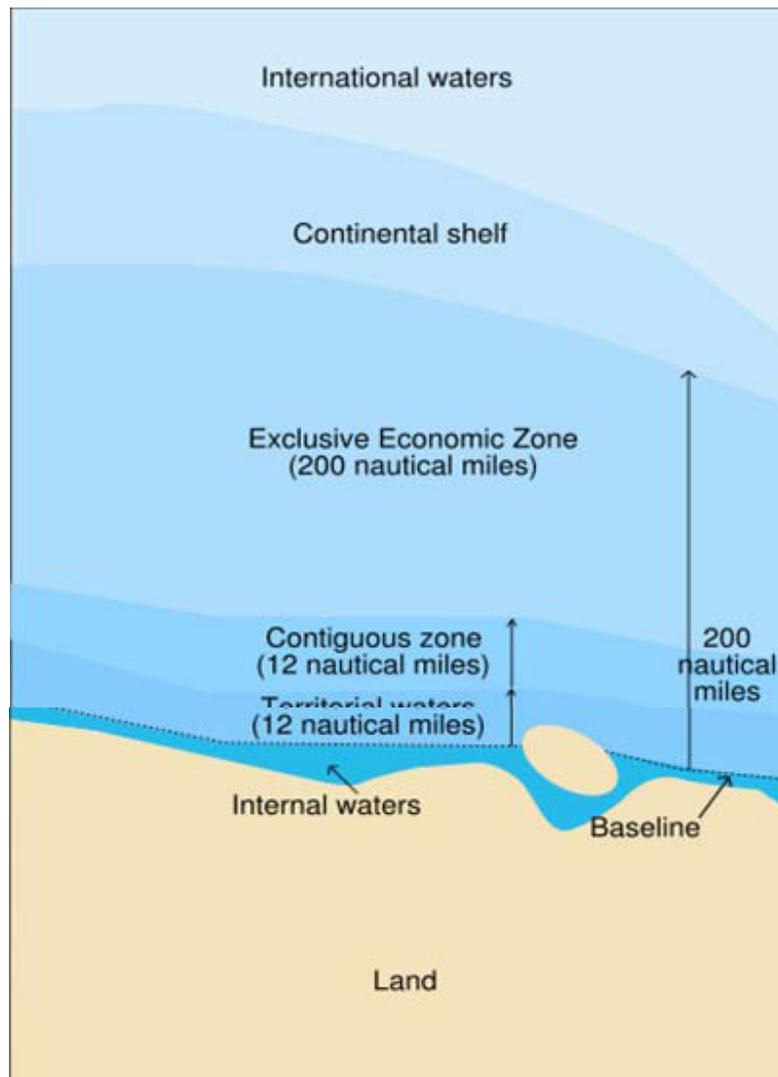


Fig. 2-2a. Aree di diversa destinazione amministrativa nel mare antistante il territorio: acque internazionali, piattaforma continentale, Zona Economica Esclusiva (EEZ, 200 mil), zona contigua (12 mil), acque territoriali (12 mil), acque interne

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. 2-2b).

La *configurazione e la topografia del lotto*, interessato dalla Concessione, seguono i criteri, che sono stati dettati 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. 2-2b. 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.

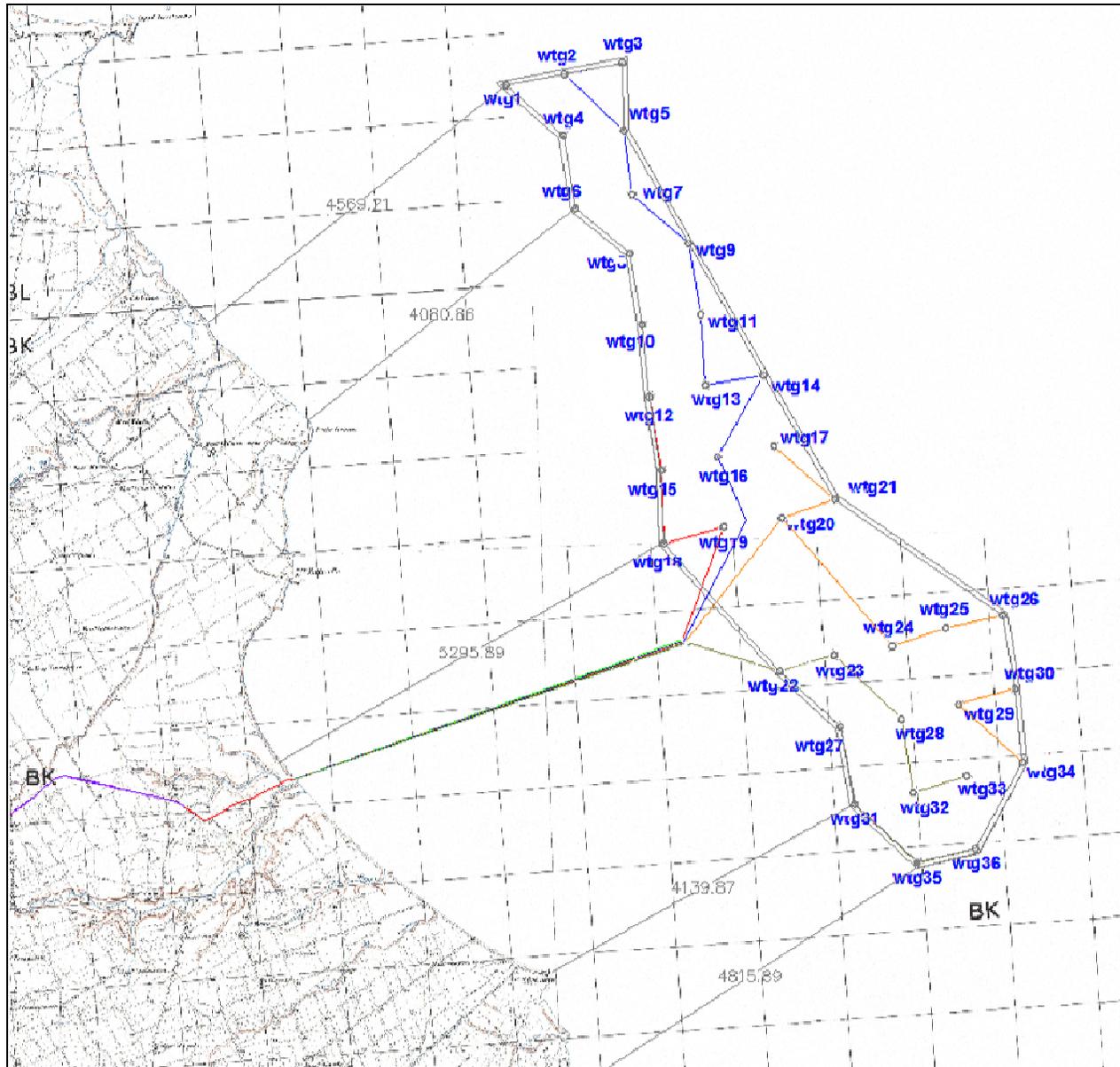


Fig. 2-2b. Configurazione del sito a mare e distanze dalla costa dei vertici più prossimi

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. 2-2c), 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. 2.1. 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.

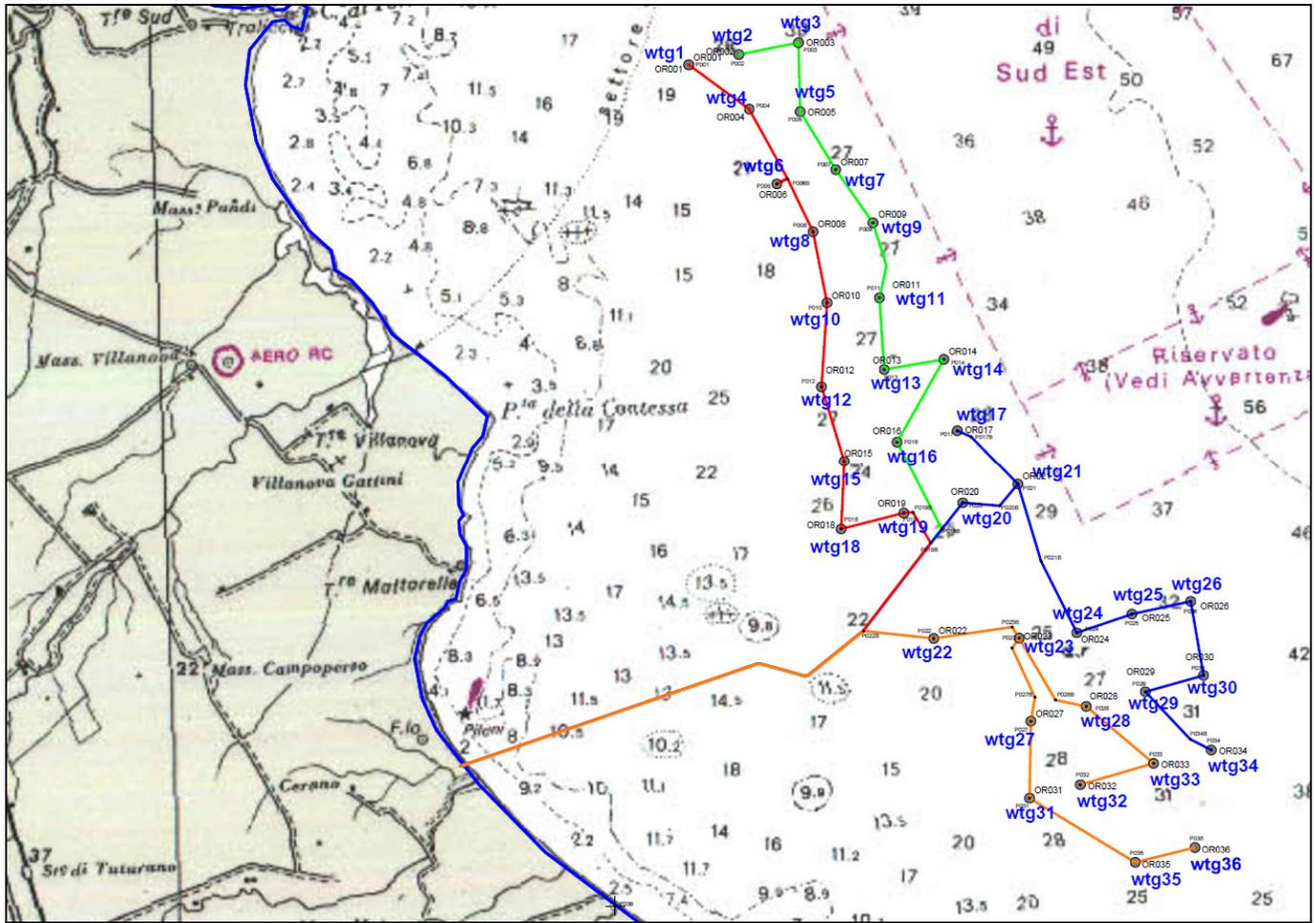
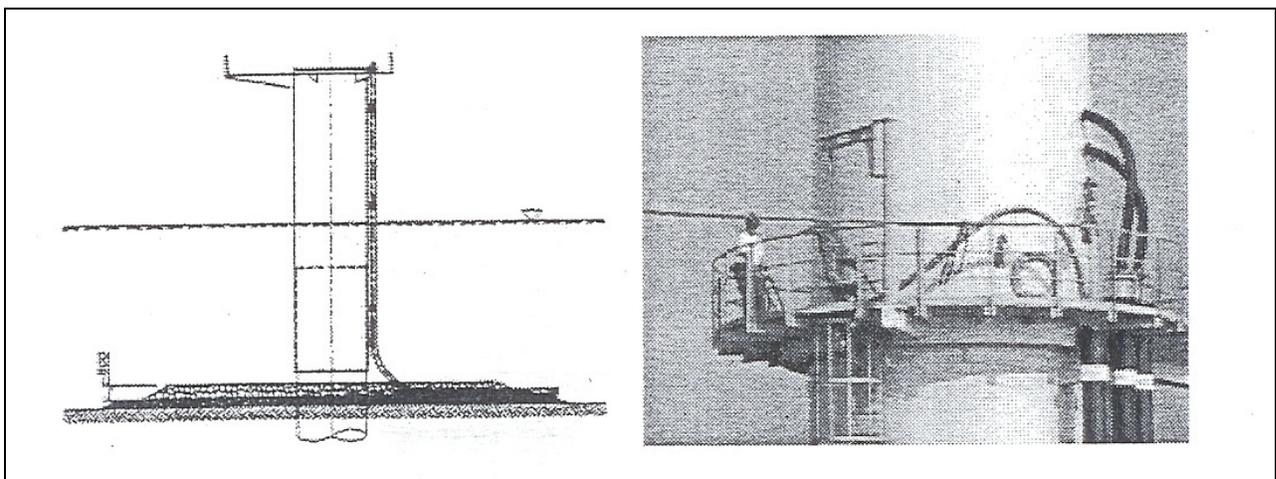
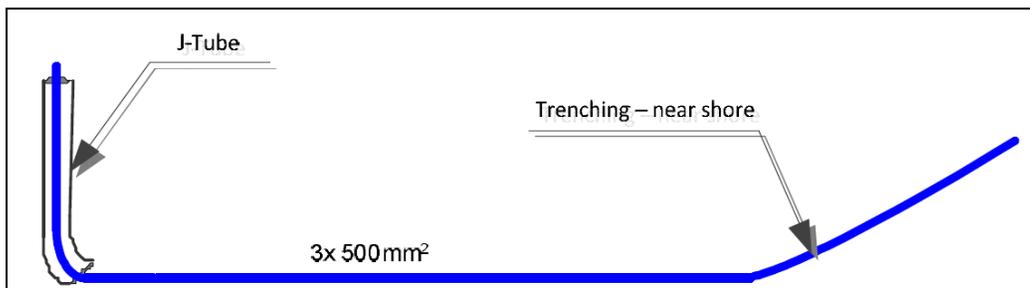


Fig. 2-2c. Campo eolico con sistemazione delle macchine aerogeneratrici e con distribuzione orientativa dell'impianto elettrico nel sito a mare e dei collegamenti con la riva tramite i sottocampi ed il punto di approdo

## 2.3 Componenti principali

Tra le *opere elettromeccaniche a mare* si devono considerare

- la porzione appartenente all'aerogeneratore (Fig. 2-3a) 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 (infield cable) e sino alla cabina di arrivo degli stessi a terra o stazione d'approdo (export cable).



2)

Fig. 2-3a. 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. 2-3b. 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.

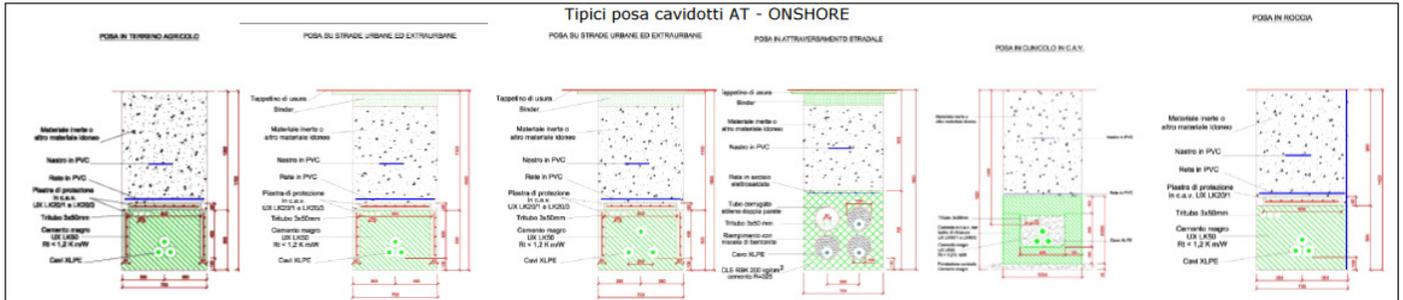


Fig. 2-3c. Sezione trasversale di cavidotto per posa di cavi terrestri per trasporto di energia elettrica

## 2.4 Distribuzione sul sito

Il sistema di collezione dell'energia all'interno del parco richiede (cfr. le Figg. 2-3/4)

- *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. 2-4a/b).

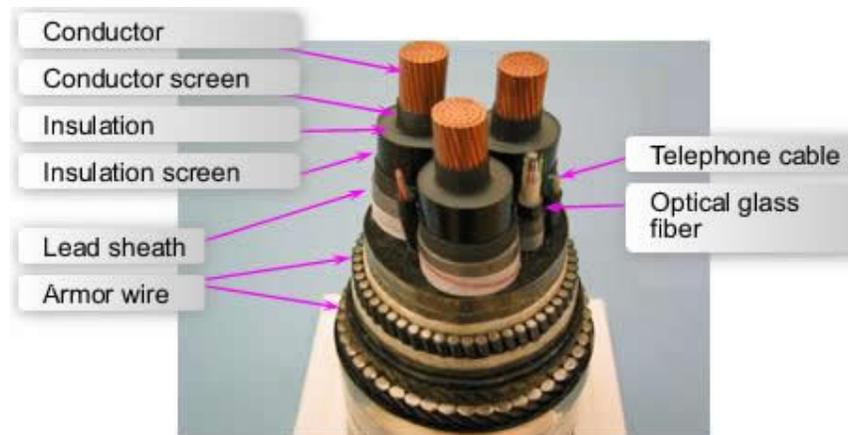


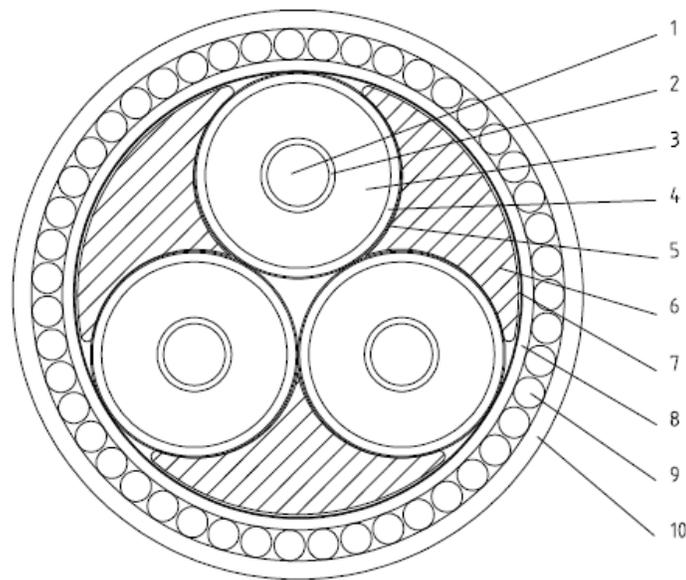
Fig. 2-4a. Sezione schematico-illustrativa di cavo sottomarino con doppia armatura

. 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. 2-4a), 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. 2-2b), 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.

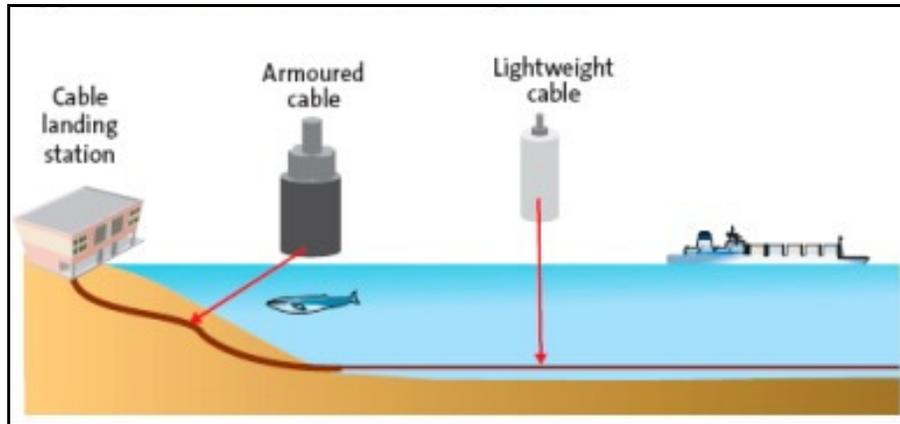


Item	Description
1	Conductor: longitudinally water sealed compact strand
2	Conductor screen: extruded semi-conducting compound
3	Insulation: EPR insulating compound
4	Insulation screen: extruded semi-conducting compound
5	Tinned copper tape screen
6	Polypropylene fillers
7	Binder
8	Bedding: polypropylene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

Fig. 2-4b. 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. 2-4c dà qualche ragguglio visivo di siffatti accorgimenti.



*Fig. 2-4c. 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.



## 3 STRUTTURA FONDARIA

### 3.1 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. 3-1a).

La struttura di supporto è generalmente costituita da due componenti prefabbricati, una sottostruttura, detta *jacket*, ed una sovrastruttura, detta *deck* (Fig. 3-1c), 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. 3-1f e 3-2) si intende la struttura portante



Fig. 3-1a. 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 (Figg. 3-1b 2 e 3-2c).

Rispetto alla soluzione a tre montanti, che è molto simile al tipo a tripode, la soluzione a quattro montanti (Fig. 3-1a) è, invece, quella che può essere adottata per fondazioni in alti (o medio-alti) fondali.



*Fig. 3-1b. 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. 3-1a/b e 3-2c) 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. 3-1b) 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. 3-1c. 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.

E' la stessa procedura seguita con il monopila (Fig. 6-1e), 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 (Figg. 3-1d/e) 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.

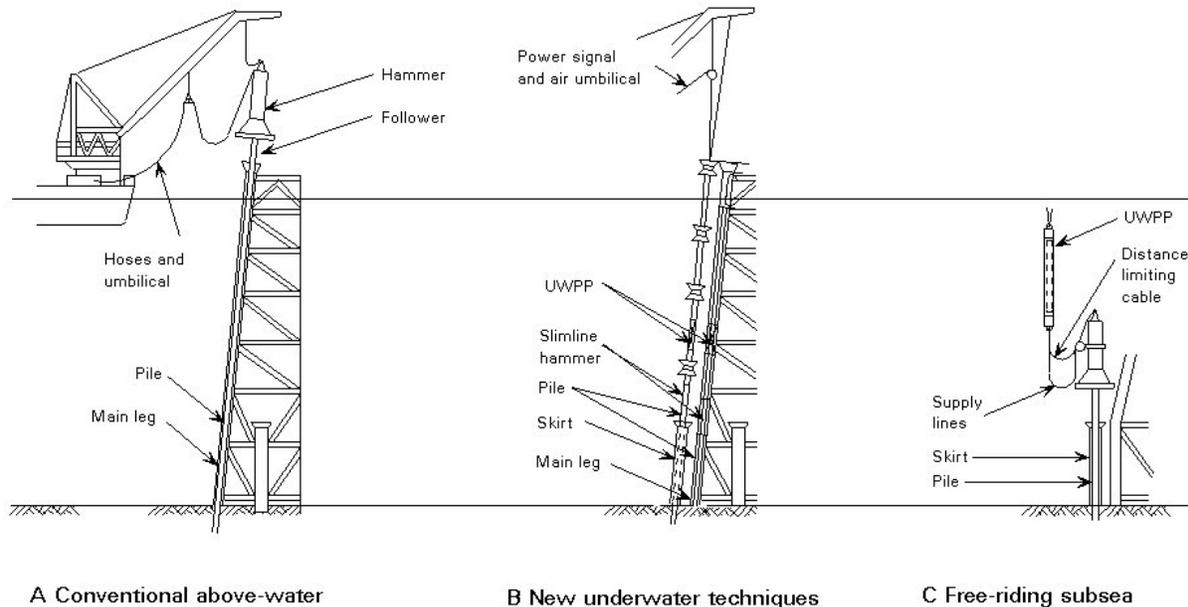


Fig. 3-1d. Schemi di strutture portanti con guide per pali di ancoraggio, rappresentanti varie tecniche di inserimento

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 boiaccia 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. 3-1f) 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. 3-1e. 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 esposte 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. 3-1f e 3-2a/b/c). 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 conci della torre, la navicella, il rotore con tutte le pale, etc.).



*Fig. 3-1f. Vista frontale degli equipaggiamenti per il completamento del montaggio di turbina REpower 5M al largo delle coste scozzesi*

## 3.2 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. 3-1b/f), 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. 3.2.1. 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. 3.2.1. 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) ÷ -25 (-30) m;
altezza fuori acqua teste pile	≈ 4/5 m.;
quota piazzola di servizio	≈ 4/>17 m.;
quota flangia torre	≈ 4/>17 m.;
inclinazione pile sulla verticale	pari a 1:4 o 1:5 (nei disegni è di 7,12°);



Fig. 3-2a. 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. 3-2b. 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;*

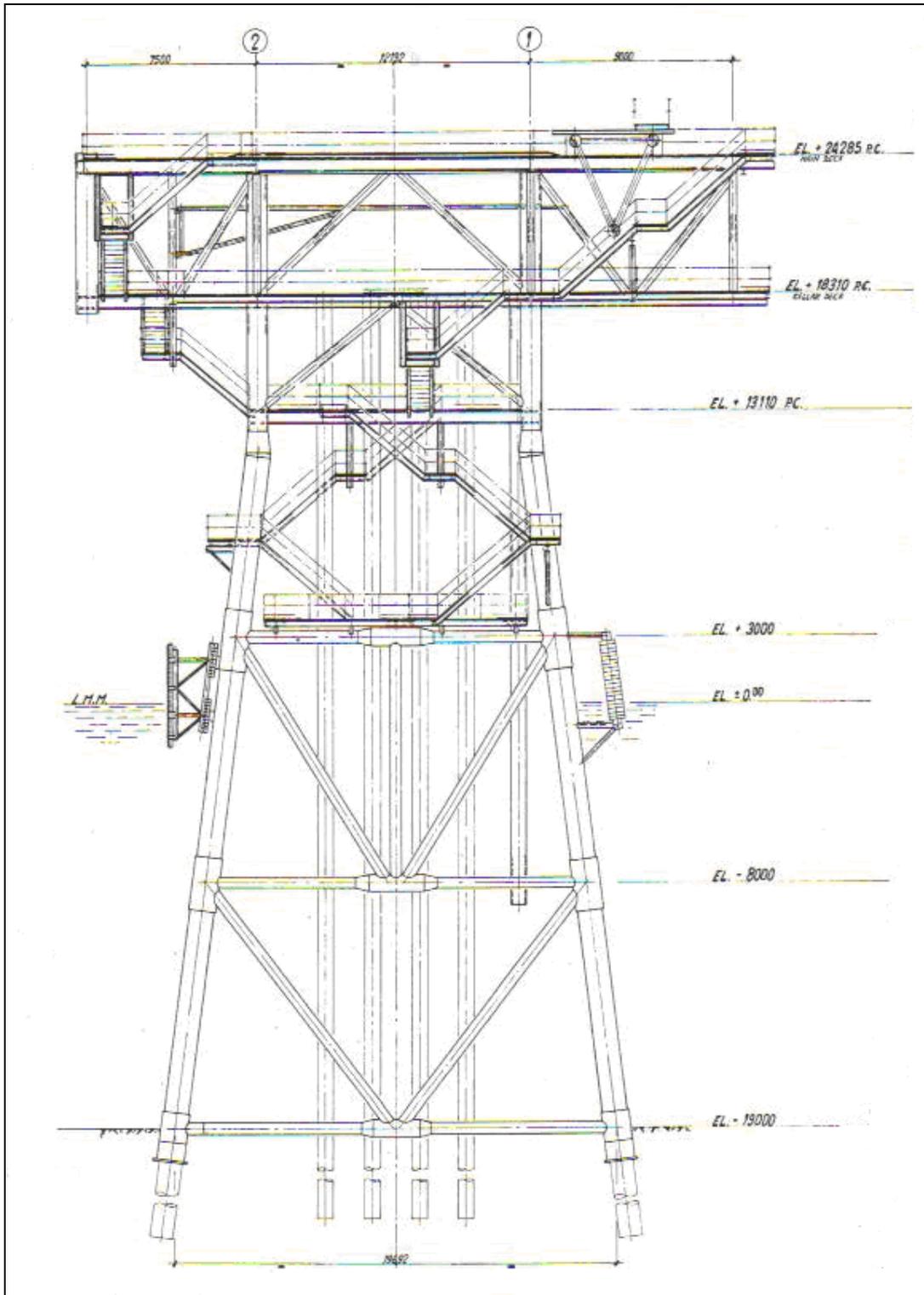


Fig. 3-2c. Tipica struttura a jacket per scopi petroliferi, in cui prevalgono i carichi verticali

tubo orizzontale coronamento jacket (TU2) spess. 1,588 cm, diametro esterno 35,56 cm, lunghezza ~5 m;

<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>

## 4 AEROGENERATORE

### 4.1 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).

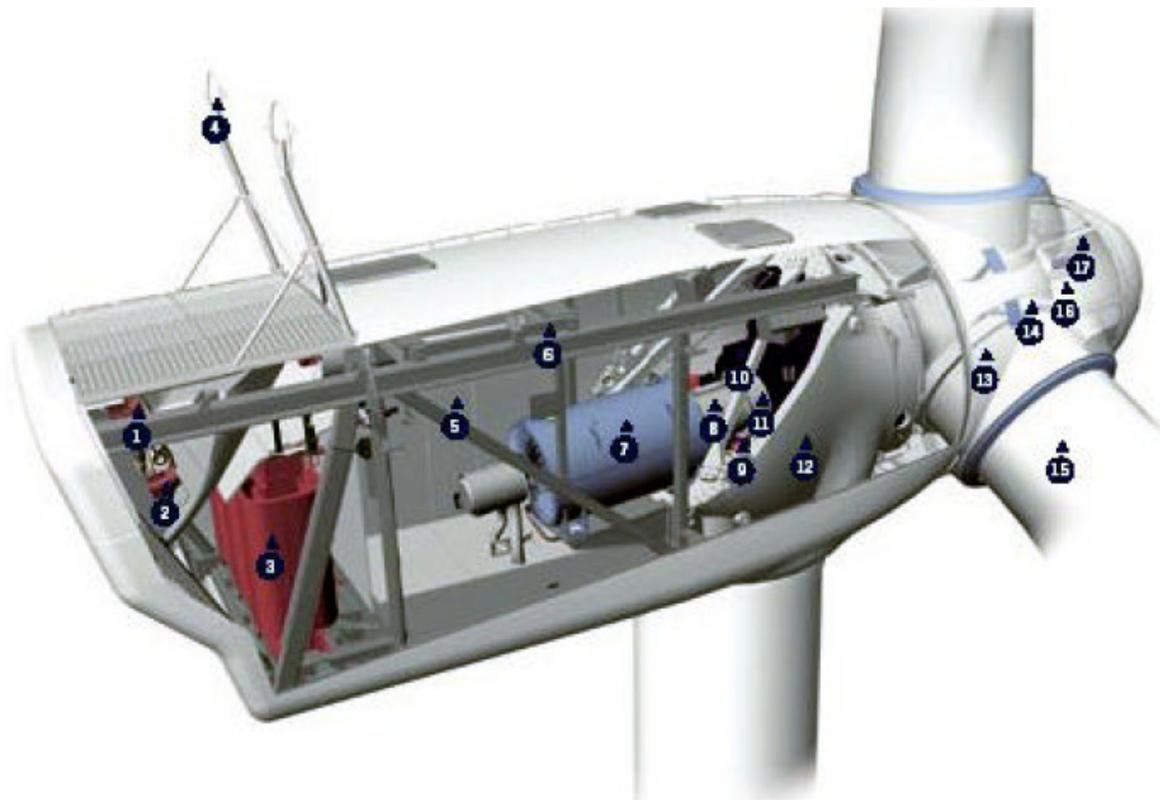


Fig. 4-1a. Schema di navicella completa di rotore e di pale (1. Raffreddamento olio; 2. Raffreddamento generatore; 3. Trasformatore; 4. Sensori condizioni vento; 5. Sistema controllo; 6. Argano e rotaia di movimentazione pezzi; 7. Punto di controllo generatore; 8. Collegamento generatore-moltiplicatore giri; 9. Azionamento imbardata; 10. Moltiplicatore; 11. Freno di stazione; 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. 4.1.1), 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. 4-1a). 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. 4-1b/c). Tutti gli apparati, che sono necessari al funzionamento della turbina (rotore, moltiplicatore di giri, generatore elettrico, etc.) vi sono alloggiati.

*Tab. 4.1.1. Caratteristiche dell'aerogeneratore e dei suoi componenti principali ad esclusione del sistema fondario*

<i>Quantità</i>	<i>Valore numerico</i>	
<i><u>Rotore</u></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><u>Navicella e componenti</u></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>	2,1 m	2,1 m;

<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. 4-1b. 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. 4-1c. 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.*

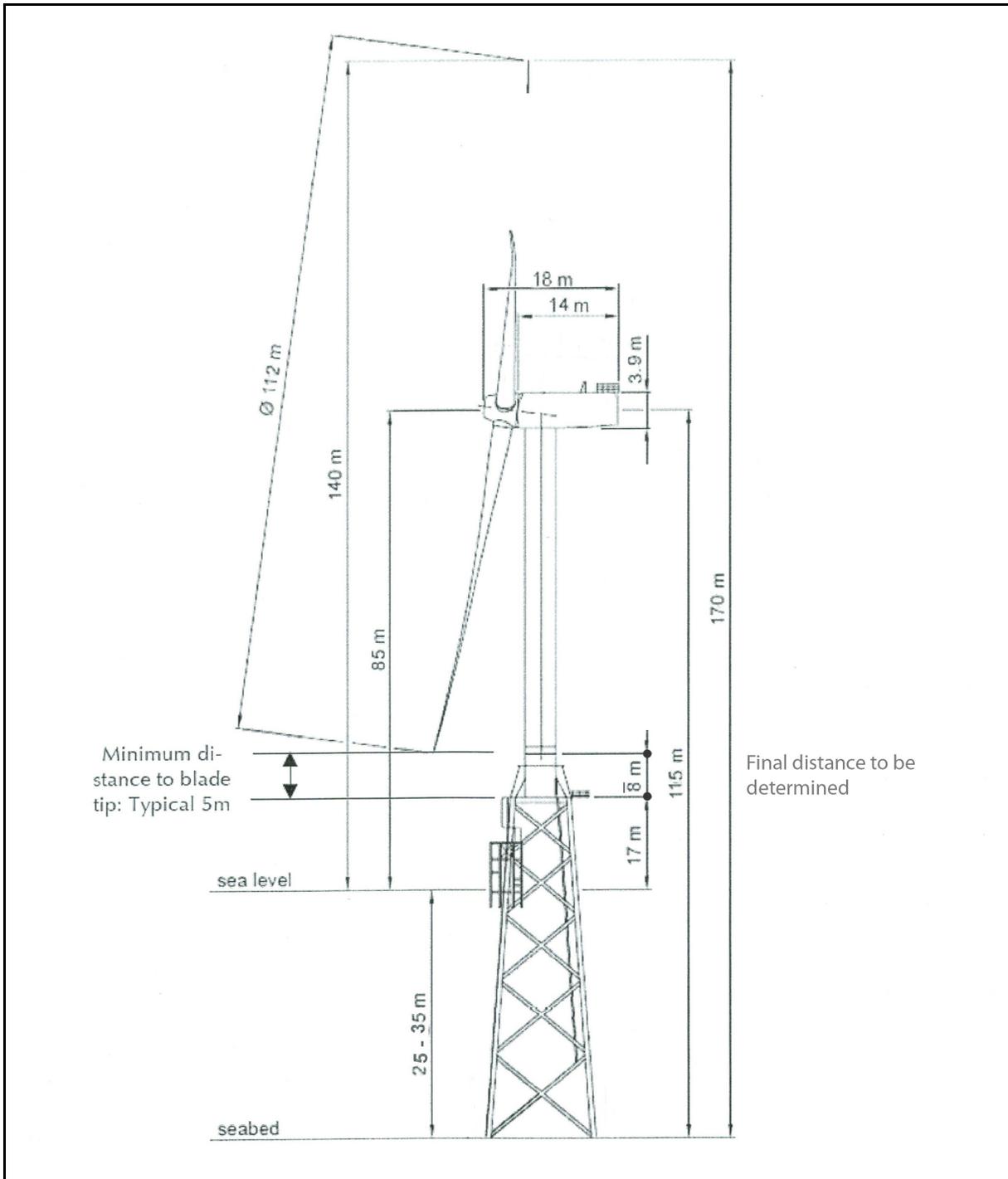


Fig. 4-1d. Schema geometrico bidimensionale del complesso fondazione-turbina eolica



*Fig. 4-1e. Vista di aerogeneratore con mare grosso*

## **4.2 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. 4-1e. Altra vista dell'unità V112

## 5 POLITICHE PER LA SICUREZZA

### 5.1 Linee per impostare una politica della sicurezza

#### 5.1.1 Condizioni di rischio

Un aspetto fondamentale della realizzazione di un parco eolico a mare è anche la *promozione di procedure* ad elevato contenuto protettivo per la sicurezza e di prescrizioni ad alto grado qualitativo per la salute dei lavoratori. Esse devono accompagnare ed interpretare nel senso della prevenzione le normative esistenti, che sono da applicare in settori diversi dalla progettazione alla costruzione, dall'esercizio alla manutenzione del parco eolico.

Lo scopo principe è di proteggere e di migliorare sicurezza e salute del personale nelle varie attività industriali, che si devono mettere in campo a supporto di centrali offshore ad energia eolica.



1)



2)

Fig. 5-1a. Spostamenti di personale anche pericolosi con condizioni meteo-climatiche avverse

Ragioni per tali iniziative trovano giustificazione e sollecitazione nelle obiettive *condizioni di rischio*, che compaiono in tutte le fasi di lavoro per una centrale eolica offshore e che comprendono attività con differente grado di esposizione, come

- *lavori a mare* su superficie anche particolarmente instabili per il moto ondoso (Fig. 5-1d);
- operazioni fatte ad *altezze considerevoli* rispetto al piano del natante o del pelo libero dell'acqua (Figg. 6-1/2a, 6-2f/g/l);
- *manovre con più mezzi nautici* presenti contemporaneamente durante fasi di trasporto e soprattutto di montaggio (Figg. 5-1c e 6-1b);
- *passaggio di personale* tra natanti (o elicotteri) soggetti ai moti del mare (o del vento) e da questi alla fondazione ferma, essendo già in loco (Figg. 5-1a);
- manovre anche rapide di *carico e scarico* a mare da bettoline (Fig. 5-1e);
- per *movimento accidentale* ed imprevisto di materiale pesante, ingombrante e non ben assicurato;
- *condizioni climatiche* anche avverse dovute a nebbia, a raffiche di vento, a spruzzi d'acqua salata, a mareggiate (Figg. 5-1b), a temperatura autunnale/primaverile bassa, ad insolleggiamento estivo intenso e per molte altre cause, di cui una attenta indagine può individuare frequenze, effetti e cause;
- *eventi peggiori*, come collisione tra nave e fondazione, distacco di pale, etc.

### 5.1.2 Linee guida

La *predisposizione di linee guida* sembra al momento attuale quanto mai promettente e positivo per le centrali eoliche a mare. E', quindi, augurabile che almeno in via di tentativo si proceda in questo senso nel primo progetto di centrale eolica offshore da affrontare in campo nazionale. Le linee guida della sicurezza dovrebbero investire ed essere rilevanti per tutte le organizzazioni, che partecipano al ciclo di vita della centrale eolica dall'iniziale studio di fattibilità alla fase ultima dello smantellamento. Tutte queste organizzazioni, oltre ad essere tenute al rispetto di tali regolamentazioni, dovrebbero aver libero accesso anche alla documentazione raccolta.

La *preparazione di tali regolamenti* dovrebbe essere favorita e promossa da organismi nazionali, nella fattispecie dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare o dal Ministero dello Sviluppo Economico o da altra organizzazione delegata da questi o da altri Enti nazionali. In questo senso e verso questo scopo deve convergere una comune azione di convincimento e di sollecitazione anche da parte di comitati di categoria o di associazioni professionali, come ANEV, ISES, OWEMES, etc., verso le autorità centrali.

L'azione dovrebbe tendere anche ad individuare i regolamenti esistenti, il loro adeguamento o la loro modifica e l'integrazione con altri documenti, che possano valere come testi normativi per le attività da svolgere nella realizzazione e nella gestione di centrali eoliche a mare (e su terra). In esse dovrebbe essere mantenuto prioritariamente il pieno rispetto delle esigenze, che servono a preservare sicurezza e



1)



2)



3)



4)

Fig. 5-1b. Difficoltà di raggiungere ed attraccare a turbina eolica con mare grosso (altezza onde sui 10 m)

salute del personale con attenzione anche al mantenimento attivo di componenti e di sistemi della centrale, destinati a tali scopi.



1)



2)

*Fig. 5-1c. Esempi di trasporti vari durante operazioni installative*

La miglior pratica si traduce nel presupposto che lungo la vita dell'impianto si possa assicurare e mantenere personale capace di adottare gli standard previsti e di seguirli coscientemente. Per far ciò sarebbe opportuno condurre consultazioni ed indire corsi per diffondere le regole concordate e per verificare la reale disponibilità ad applicarle costantemente da parte delle organizzazioni presenti e del personale operativo. Si raccomanda di indire la *attività minima di training* del personale lavorativo, appoggiandola eventualmente con periodiche verifiche a spot per evidenziare e per confermare il loro grado di preparazione.

La tecnica degli audits dovrebbe trovare maggior spazio e più convinto seguito, pur con le attenuazioni derivanti dalla relativa novità di introduzione rispetto ad altri settori, come quello nucleare, ove tale procedura era ben radicata.

L'investimento sulla sicurezza deve tendere a migliorare le conoscenze su eventi anomali ed a ridurre gli incidenti ed i malfunzionamenti in modo da dare anche un senso ed un rilievo commerciale a tale politica. Per aiutare l'industria ad apprendere dalla esperienza collettiva sulla sicurezza dei parchi eolici sarebbe opportuno avviare una *banca dati (Health & Safety Database)*. Si dovrebbe contemporaneamente creare il relativo *programma di calcolo e di gestione* con lo scopo di raccogliere e di catalogare tutte le informazioni su eventi, che interessino o coinvolgano sicurezza e salute.

L'iniziativa, che varrebbe la pena di avviare e di condurre autonomamente in ogni singola centrale, avrebbe maggior incidenza, se fosse iniziata o sponsorizzata da qualche associazione, come l'ANEV, in attesa di un intervento centrale grazie a provvedimenti legislativi o ad imposizioni ministeriali.



1)



2)

Fig. 5-1d. Modalità d'attracco e di salita alla piattaforma di servizio

### 5.1.3 Settori prioritari

Oltre allo scopo di informare e di aiutare progettisti e gestori di centrali eoliche, può avere anche altre motivazioni, come quantizzare i provvedimenti per la sicurezza. In assenza di notizie valide su ratei di disfunzioni in componenti o in sistemi non è possibile costruire validi alberi di guasto (o di eventi), che sono necessari per le *valutazioni di affidabilità*, utili per le analisi di sicurezza.



1)



2)

*Fig. 5-1e. Difese della struttura fondaria dall'attracco di natanti (Rhyl Flats) e metodologia di sbarco del personale da assicurare con certezza, onde evitare qualsiasi occasione di incidentale caduta di uomo in mare (London Array)*

Ciò appare tanto più significativo per quegli impianti, che sono più esposti ad accadimenti anche naturali e che sono anche i più costosi, come capita per le centrali eoliche a mare. Varrebbe la pena di estendere l'iniziativa a tutte le centrali eoliche.

---

I *settori*, nei quali apparirebbe più evidente un intervento in questa direzione, possono essere in via di principio criteri ed azioni riguardanti

- la *sicurezza generale* del parco eolico (Fig. 6-2b/c/h);
- la *sopravvivenza* in mare;
- le operazioni, la cui natura e la cui localizzazione espongono i lavoratori a *grandi rischi* (Fig. 6-2i);
- per l'accesso ed i collegamenti da/per siti lontani dalla costa (Fig. 5-1c) e soggetti ad *improvvisi manifestazioni meteo-marine*;
- attività con una *pluralità di mezzi navali*, aventi differenti funzioni, dimensioni, stazza, personale per tutta la durata d'intervento (Fig. 6-2e).

Una prima fase, cui deve dedicarsi lo studio della sicurezza, sta nell'impostare le linee informanti le attività di sicurezza a tutti i livelli. Vanno subito dopo o, se si vuole, in concomitanza, affrontate le uniche metodologie, che consentono di conoscere il grado di pericolo/danno e la rispettiva probabilità di occasione e che si materializzano nelle analisi di sicurezza/rischio.

## 5.2 Impostazione di tali linee ed analisi di rischio

### 5.2.1 Criteri per una strategia

Gli elementi chiave per impostare la gestione di una vera strategia di salute e sicurezza devono prevedere

- ◆ *criteri generali* di accertamento e di garanzia della sicurezza;
- ◆ *organizzazione* e pianificazione, attraverso cui attuare tali criteri;
- ◆ misure ed *interventi* da svolgere durante il progetto.

Lo scopo ultimo dei provvedimenti, citati al primo punto del precedente paragrafo, riguardano l'applicazione rigorosa dei *contenuti del piano finanziario ed economico* della centrale, in quanto è ovvio che qualunque disfunzione od incidente finisca per avere ritorni negativi sui costi.

Non si può nemmeno tralasciare i riflessi sulla comunità che tali eventi possono produrre od influenzare. Pertanto, l'intervento di chiarimento con prescrizioni e con regolamentazioni tecniche ha anche lo scopo di fornire al potere pubblico la possibilità di emettere mandati od avviare sollecitazioni per rappresentare in tali criteri anche gli interessi della collettività.

Lo scopo della *organizzazione* è quello, detto in poche parole, di indicare chi fa che cosa.

Bisogna impegnarsi nel realizzare una struttura a ruoli chiaramente identificati e responsabilizzati in grado di dare applicazione ai criteri generali, di cui si è parlato nel precedente paragrafo, e di rendere possibile l'intervento a tutti i livelli degli organismi, dei servizi o dei gruppi ad hoc, come pure degli individui, a collaborare per l'attuazione degli scopi attesi e precisamente

- ❖ stabilire e mantenere entro l'organizzazione un *controllo attento*;
- ❖ promuovere la *cultura di una reale sicurezza*;
- ❖ attivare la *cooperazione* in modo da rendere costante il perseguimento della sicurezza;
- ❖ garantire che le responsabilità siano chiaramente indicate e conosciute;
- ❖ mantenere un elevato grado di informazione all'interno dell'organizzazione;
- ❖ rilevare e precisare i compiti degli addetti.

Mettere in pratica i criteri individuati attraverso l'organizzazione diventa lo scopo dell'ultimo punto, inserito nel breve elenco del parag. iniziale. Per aver successo in un programma, teso verso una maggior coscienza e un più intenso rispetto verso salute e sicurezza, è necessario disporre di *normative e prescrizioni* stese con lo scopo di controllare od eliminare i rischi.

Occorre definire i livelli di sicurezza, le modalità per conseguirli ed i tempi per compierli. Per far ciò occorre anche prevedere incontri tra i responsabili della sicurezza e gli esecutori delle varie fasi, oltre ad un'opportuna verifica della preparazione, seppur condotta con oculatezza e con parsimonia mediante provvedimenti opportuni (convegni, seminari, corsi, audit, etc.).



Fig. 5-2a. Procedure e modalità di accesso all'aerogeneratore

Nel formulare *misure di controllo* è necessario analizzare procedure, fasi operative, attività di lavoro in modo da identificare ogni possibile entità di rischio (cfr. la Fig. 5-2a). Si dovrebbe procedere secondo questa sequenza (o scala di priorità), tentando di

- ◇ eliminare del tutto, se fosse possibile, ogni pericolo in modo da *trascurare completamente il rischio*;
- ◇ escludere, se è possibile, ogni sorgente di pericolo in modo da *ridurre il potenziale di rischio*;
- ◇ rendere possibili le misure per *controllare il rischio* in modo da proteggere il lavoratore nel caso in cui l'azione precedente non si sia potuta attuare;

◇ prendere le misure, che possano almeno *proteggere il lavoratore*.

### 5.2.2 Piano della sicurezza e progetto

Per avere un riscontro sulle capacità del progetto ad assorbire il piano e le prescrizioni di sicurezza è indispensabile attuare misure di controllo e di verifica (audit, ispezioni, controllo di schede di incidente, etc.).



*Fig. 5-2b. Operazioni di sollevamento per montaggio della sezione terminale di fondazione monopila equipaggiata con tubi per la discesa dei cavi elettrici di potenza, con scalette per l'accesso di personale alla turbina e con opportuni ripari contro urti da natanti per sbarco di personale e/o materiale leggero*

Si possono così riscontrare

- aree o *sistemi attivi*, sui quali siano istituite periodicamente verifiche di rispondenza ai criteri di sicurezza, ad es. tramite l'intervento di un ispettore o di un supervisore;
- aree o *sistemi reattivi*, che tendenzialmente offrano impermeabilità alla sicurezza e che si evidenziano per la loro maggior disponibilità a subire incidenti (attraverso guasti, maggior morbilità, danni alle cose, etc).

Personale esperto deve monitorare il progetto, individuare i rimedi da prendere ed aver l'autorità di intervenire, laddove sia necessario. Prioritarie sono le aree ove gli incidenti rivelano i più grandi rischi. E questi sono ovviamente connessi con le operazioni di montaggio a mare (cfr. la Fig. 5-2b).

Un tipico risultato delle analisi di rischio dovrebbe essere una sorta di *registro di rischi* da predisporre già nella fase di impostazione del progetto e da proseguire e da sviluppare da parte del personale addetto alla costruzione, ai montaggi e via via a tutte le altre fasi successive.



Fig. 5-2c. Vista del campo eolico di Horns Rev

Tale documento dovrebbe tradurre in termini di prescrizioni a vario contenuto dall'imperativo all'informativo (regolamentazioni, consigli, inviti, avvertimenti, etc.) tutte le elaborazioni utili per il personale, che le analisi di sicurezza svolgono,

- sia sulla origine e sulle cause dell'evento incidentale,
- sia sulla sua evoluzione;
- sia sulle conseguenze ultime, che ne derivano.

---

L'impostazione di un siffatto documento si basa su un certo numero di categorie di condizioni di pericolo, che saranno esposte nella stessa lingua di molte elaborazioni del settore e che considerano gli effetti ritenuti più significativi. In linea cognitiva esse sono *Mechanical, Vibration, Electrical, Thermal/Smoke/Fire, Radiation, Noise, Poor ergonomics, Internal and External Environmental effects (including spills), Dangerous liquids, gases or materials, Organization/Procedure and Terrorism/Sabotage*.

L'ultima di esse riguarda un evento che è ben noto a tutte le centrali di produzione d'energia, che è oggetto di attente indagini, tenute particolarmente riservate data la loro rilevanza per la sicurezza, e che si può considerare come originato da azioni umane.

## 6 RISCHIO, ACCEZIONE E CONSEGUENZE

### 6.1 Rischio e relativa gestione

#### 6.1.1 Accezione generale

Il rischio è comunemente definito come il prodotto della probabilità di occasione di un evento per il probabile danno che ne consegua, come è precisato dalla relazione

$$R = P \times C.$$

La valutazione del rischio può concentrarsi su due principali questioni

- quale sia la probabilità del rischio veniente a seguito dell'evento considerato?
- quali sono le probabili conseguenze, che ne derivano?

A queste considerazioni si allacciano ulteriori precisazioni, che si possono concentrare su analoghe domande, quali

- è il rischio interno, nel senso che possa essere governato e gestito dal gruppo di progetto?
- è il rischio esterno, nel senso che possa essere soltanto direttamente influenzato dal gruppo di progetto?

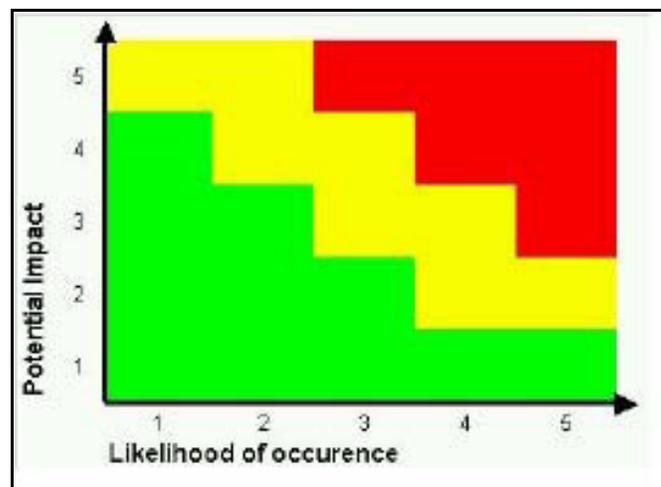


Fig. 6-1a. Diagramma probabilità-conseguenze

Naturalmente si sostiene che il rischio possa essere definito come interno, se in fase progettuale il rischio, che deriva da un evento, possa essere in qualche modo previsto, analizzato e modificato.



1)



2)

*Fig. 6-1b. Naviglio lungo la costa per predisporvi scavo ed interro del cavo sottomarino*

Se così avviene, si può ritenere che il rischio possa essere ritenuto ed associato ad un livello di rischio inferiore a quello che si immagina.

Nel caso di definizione come rischio esterno ciò può avvenire, se il rischio non possa essere influenzato dal gruppo di progetto, nel qual caso è probabile che il rischio sia da annoverare ad una categoria superiore.

E' possibile mettere in grafico le due variabili, che nella relazione precedente consentono di dare formulazione al rischio (Fig. 6-1a). Il risultato, ben noto e ben utilizzato in ogni rappresentazione delle conseguenze di un evento incidentale, può essere ottenuto con un pinto nel campo, che ha in ascisse la probabilità di occasione ed in ordinate le conseguenze ovvero il potenziale impatto derivante dall'occasione incidentale.

Nella parte bassa del grafico, che è campita con il colore verde, stanno gli eventi accettabili e altamente probabili. Al suo opposto, la zona in rosso evidenzia ciò che è inaccettabile e tanto rischioso da essere anche a bassissima probabilità, come solitamente accade per le occasioni di gravi disastri, che, come ognuno ben sa, non possono capitare tutti i giorni.

### 6.1.2 Rischio e misure attenuative

E' insito nell'attività di progettazione il principio che raramente sia possibile operare in modo da ridurre drasticamente o da annullare il rischio;. E' noto e riconosciuto che il rischio, pur essendo una componente presente ed ineliminabile di qualunque attività ingegneristica, si conviene del pari che sia possibile -e sia ragionevolmente accertato- in qualche misura intervenire sulle azioni, gravate e connesse con il rischio (*risk response*).

Prevedere e analizzare le cause, che provocano rischi per l'operatore e/o per la comunità, consente di raggiungere e di concedere un buon livello nella assicurazione contro il rischio e, di conseguenza, alla sua accettabilità.

Lo scopo è disporre di un insieme di procedure e di un complesso di prescrizioni che, intervenendo sulle possibili cause di rischio, siano in grado di

- fornire una ragionevole certezza di raggiungere lo scopo di minimizzare la probabilità di occasione dell'evento e causa del rischio, oppure del rischio stesso;
- mantenere l'attuale processo di valutazione e di verifica del rischio (*RIE, risk assessment and evaluation*);
- bilanciare il costo delle risposte contro i rischi con quelli derivanti da perdite operative, f.s. o riavvi conseguenti;
- mitigare l'impatto del rischio col predisporre azioni di allerta con immediato inizio di ricupero delle operazioni.

La decisione di affrontare in modo appropriato la risposta al rischio dipende da vari fattori, come la complessità del rischio (modalità di attuazione, sviluppo ed effetti prodotti), dal costo dei controlli (allarmi, interventi, protezioni, etc.) e dall'insieme delle azioni, che occorre mettere in atto per ridurre gli effetti o contenerne lo sviluppo. E', quindi, un bilancio o un compromesso tra quanto si vorrebbe ottenere e quanto occorre predisporre per raggiungere lo scopo.

Il gruppo di progetto può promuovere e predisporre previsioni e ipotetici elenchi di rischi durante le varie fasi, attraverso le quali si sviluppa l'attività del gruppo di progetto. Il punto focale di tali inventari varia con lo sviluppo dei lavori. Durante le fasi iniziali di impostazione questi saranno connessi con i permessi, con le assicurazioni e con i contratti. Nel periodo della costruzione il punto topico o, meglio, lo scopo primario sarà concentrato nel Programma per la Salute, le Salvaguardie, la Sicurezza e l'Ambiente (detto in inglese HSSE, Health, Safety, Security Environment) e sui piani di costruzione dell'impianto.

Tab. 6.1.1. Inventario di rischi e di misure preventive

Identified risk	Measure to limit the impact
Fog: marine collision	Fog horns will be provided to cover the wind farm area. Special arrangements will be required during installation. This is a marine exclusion area, but there is a risk for small vessels especially during construction. Ensure adequate interface with the coastguard. Recognize that there is a different situation for large vessels and small private craft, where the risk is to the vessels/crew rather than to the towers.
Trespass: people are likely to visit and board the tower platform	The access to the tower is locked. This is a restricted area, but there is no protection against people visiting the platform. Develop an appropriate warning system to prevent/limit public access, but this should recognize that the towers may represent an appropriate refuge for a small vessel in distress.
Stakeholder engagement: this is part of the permit and ongoing project. This project could be regarded as a demonstration project.	Social issues exist but none that would affect the construction of the wind farm. Ongoing involvement will be through a continuous monitoring and evaluation programme.
Simultaneous construction and operation: some turbines may be running whilst the others are under construction. May also be an issue if individual turbines are being commissioned during operation of other turbines in the same string.	Potential competition for transfer boats, complication of emergency response, etc. Potential command and control issue during normal concurrent operation as well as emergency response. Review the emergency response plan to ensure there is adequate facilities for all SIMOPS. Confirm there is electrical safety protection within a working string, if individual turbines are being started. Hold a meeting/workshop to review concurrent operation safety and emergency response.
Various safe working issues: working at height in confined space, lifting heavy equipment, working at night, etc.	Ensure all safe working practices are incorporated into operating procedures.
Crane operations during construction.	These are critical operations. Review all lifting operations, procedures and equipment, training to demonstrate that the risks are tolerable and ALARP (As Low As Reasonably Possible).
Cable installation: burial depth of offshore cables may not be sufficient resulting in stagnation and additional costs for reburial.	Burial assessment.

Naturalmente, ogni gruppo di progetto elabora sui propri inventari, che sono –e restano– confidenziali, essendo delle elaborazioni sulla base di proprie informazioni e dei propri programmi realizzativi. Un esempio di un simile intervento previsionale, che appare molto utile anche per orientare gli obiettivi per ogni eventuale programma

operativo di difesa, ha nella Tab. 6.1.1 (tratto da rapporto del gruppo OWEZ) un esempio abbastanza indicativo del come costruirli ed a quale destinatario sono destinati.



*Fig. 6-1c. Navicella della turbina V112 a cielo aperto*

L'elenco, che è stato stilato in inglese, non viene tradotto in italiano. Nello spirito delle presenti note lo scopo non è stendere delle guida per la sicurezza di impianti eolici nazionali quanto piuttosto presentare le accezioni della sicurezza e le argomentazioni al riguardo, che spettano in via almeno preliminare al progetto in atto. D'altronde queste considerazioni si avvarranno ancora di altri contributi pure essi desunti da fonti estere, che sono espressi nella stessa lingua. Non si può pretendere che vi siano elaborazioni nazionali in un settore che non conta nemmeno una realizzazione a mare.

Un breve sguardo al testo fa risaltare la estemporaneità dei titoli. Essendo un esempio, sembra molto opportuno per dare una misura sul come e sul quanto intervenire, serve come consiglio e indicazione per azioni o per procedure da mettere a frutto o da tradurre successivamente in prescrizioni.

Osservandoli un po' a volo d'uccello, sembra leggere in filigrana che le condizioni atmosferiche siano il filo conduttore, come d'altronde non possano non essere rilevanti in un impianto che è collocato in un ambiente influenzato dal vento e dal mare. In via generale, per i vari contraenti (subcontractors, main contractor, etc.), coinvolti nelle fasi realizzative dell'impianto, i più importanti rischi sono collegati direttamente od indirettamente con le condizioni climatiche, con i rapporti tra i vari partecipanti ai lavori, con la scheda-tempi e il programma generale dei lavori, che definisce anche i tempi di consegna, variabile assai importante e pregiata per i suoi risvolti di sovraccosti e di penali. I casi, considerati nella Tab. 6.1.1 ne sono un chiaro indizio.



*Fig. 6-1d. Lavori nella navicella (Barrow)*

## 6.2 Sicurezza e salute

### 6.2.1 Pericoli e misure

Un obiettivo eccitante e stimolante di possibili programmi pluridisciplinari -se così si può sostenere anche nel campo della prevenzione e dell'assistenza pubblica- si può lanciare in siffatto settore. Potrebbe corrispondere ad un insieme di azioni per la Salute, le Salvaguardie e la Sicurezza dell'uomo e dell'ambiente. Una simile iniziativa deve tendere a prevenire le conseguenze degli eventi incidentali attraverso un rigoroso processo di analisi, in cui ogni importante attività del progetto sia sottoposta al gruppo centrale di sicurezza per la valutazione del rischio.

Tab. 6.2.1. Cause ed effetti di incidenti

	INCIDENT	CAUSE
1	Individual fell down open spud hole on transport barge, and received a laceration to his right knee. Happened at night whilst turning off nav light on barge.	Lack of risk assessment. Lack of proper tools, e.g. flashlight.
2	Individual fell on deck and suffered 3 deep cuts to the back of the right hand.	Could not establish.
3	Individual stumbled backwards over a block and the wire he was pulling landed on top of his leg, causing a hematoma.	Poor housekeeping
4	Individual was torquing bolts inside the tower. The individuals right pinkie finger was caught between the tool and bolt, damaging finger tip.	Not paying attention?
5	During transport pontoon unmooring the right hand of the individual was caught between tug boat fender and stern navigation light holder on the pontoon. Bruised hand.	Poor equipment design.
6	Individual slipped whilst walking up the first stair, and fell back to the deck. To break the fall individual placed the left hand back which hit the deck first.	Did not hold hand rail.
7	The individual was positioning a pin into a shackle. The shackle moved slightly and the individual slammed the pin in and caught his right ring finger between the pin and the shackle. Safety glove did not prevent top of finger being damaged, which needed stitches.	Not aware of risks. Not paying attention.

Per dare e creare consapevolezza sullo stretto legame salute-sicurezza in campo lavorativo si tende a predisporre rapporti o liste di eventi, che possano essere occasioni quasi provocate (*near misses*) e certamente affette da cifra di insicurezza da sottoporre ad esame e conseguentemente da valutare per suggerire provvedimenti da attuare.

La loro formulazione va incoraggiata per invogliare verso una cultura di maggior consapevolezza o di avversione verso una apparente semplificazione, che in realtà è conseguenza di scarsa attenzione alle procedure della sicurezza. Serve, pertanto, per

allenare ad una costante predisposizione verso una più consapevole osservanza delle cautele da prendere –e delle regole da darsi e da rispettare- in ogni attività avente un grado di pericolo. E le attenzioni dovranno essere sempre più coscienti e precise quanto più tale grado cresca o sia alto.



*Fig. 6-2a. Operatori al lavoro sul mozzo di rotore*

Un esempio di quali indicazioni si possono trarre sono deducibili dalla Tab. 6.2.1, che è stata stilata dal gruppo di progetto della centrale olandese di OWEZ e che riguarda casi con evidenza medica. Si noti che tutti gli eventi considerati sono prevedibili e nessuno era dovuto al ricorso a mezzi particolarmente nuovi od a metodologiche innovative.

I risultati di una simile iniziativa, condotta durante lo stesso progetto ed estesa ad un insieme omogeneo di casi porta ai numeri, riportati dalla Tab. 6.2.2.

Tab. 6.2.2. Numero di eventi considerati

<b>Incident</b>	<b>Total</b>
Near misses*/safety reports	198
Medical treatment cases	7
Lost Workday cases	0
Partial or total disability cases	0
Fatalities	0
Lost Time Incidents (LTI)**	0

\* Near Miss – An unplanned event or sequence of events that does not have actual consequences but that could have unwanted and unintended effects on people's health and safety, on property, on the environment or on legal or regulatory compliance.

\*\* LTI – Lost Time Incidents include, Fatalities, Permanent Total / Partial Disabilities and Lost Workday Cases (but exclude Restricted Work Cases, Medical Treatment Cases and First Aid Cases)

L'alto numero di tali schede, di cui in prosieguo saranno esposti degli esempi, è giustificato dalla propensione non soltanto del gruppo di progetto del NZW, concessionario del campo OWEZ, ma anche di ogni gruppo ingegneristico, che deve affrontare la realizzazione e la gestione di una centrale eolica e dare la debita diffusione di tutte le situazioni aventi caratteri evidenti d'insicurezza.



*Fig. 6-2b. Lavori per l'inserimento di monopila nel fondale (Egmon aan See)*

## 6.2.2 Pericoli ed incidenti

### 6.2.2.1 ...durante la costruzione

Si può tentare di riportare le considerazioni sull'insieme dei pericoli, che si possono desumere dalle attività realizzative di un impianto eolico, servendosi degli studi, che sono stati avviati e sviluppati in questi anni da vari gruppi internazionali. Una siffatta lista va impostata su un certo numero di categorie di pericoli, che sono già state rilevate alla fine del paragrafo 5.2 e che qui si riprendono per una più precisa presentazione ed una obiettiva ed immediata utilizzazione. Esse sono *Mechanical, Vibration, Electrical, Thermal/Smoke/Fire, Radiation, Noise, Poor ergonomics, Internal and External Environmental effects (including spills), Dangerous liquids, gases or materials, Organisation/Procedure and Terrorism/Sabotage*.



Fig. 6-2c. Vista dall'alto del pontone Svanen a TP installato su monopila (Egmon aan Zee)

In questa lista si è fatto posto ad una serie di considerazioni, che sono tipiche dell'impiantistica offshore e che sono da ritenere vitali o rilevanti per la sicurezza. Possono, quindi, essere, lavori da effettuare a grandi altezze relativamente allo sviluppo verticale delle macchine, superficie scivolose e coperte da acqua, ghiaccio,

Tab. 6.2.3. Pericoli (*hazard*) identificati per le fasi di installazione e di commissioning dell'impianto

Categories	Hazards identified
Mechanical	Falling structure/load/object (lifting operations) Potential energy (work at height, lifting operations) Kinetic energy (vessels, helicopters, moving parts) Marine operations (ship collisions, man overboard) Helicopter operations
Vibration	(During testing)
Electrical	Short circuit Overcharge Electrostatic phenomena (shock, spark/ignition)
Thermal/smoke/fire	Fire and/or explosion - turbine, vessel
Radiation	NA
Noise	From machinery and tools/equipment
Poor ergonomics (construction and uncomfortable working design)	Physiological effects due to heavy lifting and repeated movements, positions etc. (manual work carried out during installation) Work at height Slippery surfaces Psychological effects due to poor working and living conditions
Environmental effects (internal)	Base/ground failure
Dangerous liquids, gases or materials	Flammable Poisonous Harmful Oxidizing/corrosive Battery acid(?)
Environmental effects, external	Wind Waves and currents Lightening Earthquake (?)
Organizational	Time pressure Insufficient/missing safety equipment Incorrect use of machinery and tools/equipment Lack of relevant expertise, due to new types of offshore operations Several different actors/companies involved in same operation
Originated by man	Sabotage Terrorism

Tab. 6.2.4. Scenari incidentali per la fase dell'installazione e del commissioning dell'impianto

Accident scenarios – INSTALLATION AND COMMISSIONING PHASE	Description	Catchwords related to offshore wind turbines in particular	Human	Consequences Environmental	Material
Helicopter crash	Helicopter crashes during lifting operation, transport, etc.	-	Fatality Injury	Minor pollution to sea	Total loss or partial damage to aircraft Structural damage to turbine
Human overboard	When accessing turbine or other installation from vessel. When climbing outside the tower. Fall from nacelle Fall from vessel	Many transfers for offshore wind energy workers during installation	Fatality Injury	-	-
Anchoring failure, (dynamic) positioning failure	-	-	Fatality Injury	-	Total loss Damage
Occupational accident	Electrocution Falling from height Squeezing Cutting etc.	Manual work in difficult working environments (narrow rooms, at height, slippery surfaces etc.)	Fatality Injury	-	-
Diving incident	-	Diving operations are used internationally	Fatality Injury	-	-

segue Tab. 6.2.4

<b>Accident scenarios – INSTALLATION AND COMMISSIONING PHASE</b>	<b>Description</b>	<b>Catchwords related to offshore wind turbines in particular</b>	<b>Human</b>	<b>Consequences Environmental</b>	<b>Material</b>
Falling object	The object may hit humans on the installation vessel or fall into the sea	Lifting operations of large objects are relevant in all installation work on offshore turbines (except floating turbines towed offshore)	Fatality Injury	Pollution to sea	Loss of or damage to equipment Structural damage
Vessel or drifting installation on collision course	Possible collision with turbine, transformer, living quarters, substations	Several ships are involved in lifting operations when installing turbines	Fatality Injury	Pollution to sea	Total loss or partial damage to vessel Structural damage or loss of turbine
Capsizing of vessel	Jack-up, barge	-	Fatality Injury	Pollution to sea	Total loss or partial damage to vessel Structural damage or loss of turbine
Fire	In turbine/On vessel	-	Fatality Injury	Possible secondary effect: Pollution	Total loss Damage
Structural failure	Loads from wind, waves and current	Mooring problems Yielding seabed	Fatality Injury	-	Total loss Damage
Pollution to sea	Hydraulic oil, gear oil, transformer oil, etc.	Only small quantities	-	Birds, fish etc.	-

etc., urto di volatili, responsabilità da ruoli non ben definiti, procedure carenti o non chiaramente esposte o dettagliate, mezzi insufficienti per rivelare deviazioni da un corretto funzionamento/assetto. Non è certo un elenco esaustivo, ma aggrega argomenti indubbiamente validi e diffusi.



Fig. 6-2d. Addetti al lavoro a notevole altezza rispetto al livello mare

Quanto è detto non sembra essere differente, se lo si applica a turbine con base sul fondale o con base flottante. I pericoli non sono molto diversi, anzi sono necessariamente gli stessi con qualche ulteriore aggravante, che potrebbe derivare dalla sistemazione semisommersa delle strutture portanti e dalla loro –seppur limitata o non sperata tale- dipendenza dal moto ondoso.

Nelle tabelle, che sono inserite in questo paragrafo, sono riportati gli elenchi di *hazards*, che riguardano le fasi principali attraverso cui passano i lavori di realizzazione dell’impianto eolico e precisamente commissioning, installazione, esercizio e manutenzione.

Le tabelle sono state predisposte dal gruppo di ricercatori della SNTEF (partendo dagli studi di Rausand & Utne del 2009), integrando le impostazioni del gruppo di progetto della centrale OWEZ, di cui le Figg. 6-2b/c forniscono alcuni particolari. Gli scenari, che sono stati riportati nelle Tabb. 6.2.3-7, sono derivati da analoghe formulazioni, predisposte dall’industria (dell’estrazione petrolifera, dell’aviazione e della produzione/generazione di energia elettrica). Alcune delle voci, che si trovano nelle Tabb. 6.2.3/4 sono cedimenti, che sono intrinseci all’ambiente marino, come sono i danni derivanti da corrosione ed anche da

fulminazioni, o che riguardano componenti specifici del settore offshore, come sono le strutture di sostegno delle turbine.



*Fig. 6-2e. Esempio di collasso di torre*

Stesse considerazioni si possono avanzare per la probabilità di occasione di danno strutturale (con l'associata possibilità di serie conseguenze per l'uomo attraverso lesioni corporali o al limite con decessi), che è causato da errore umano. Si può sviluppare in tutte le fasi del ciclo di vita dell'impianto dall'installazione al commissioning, dal funzionamento normale alla manutenzione. Le condizioni di lavoro più ostili ed anche tempi concessi agli interventi di assistenza in campo, che possono essere più stretti per tutta una serie di situazioni ambientali e logistiche ben evidenti, finiscono per incrementare la possibilità di tali errori.

E non è escluso che proprio queste motivazioni, oltre a quelle derivanti dalla localizzazione e dalle tendenze meteo-climatiche locali, abbiano l'effetto di portare più facilmente i componenti strutturali a trovarsi in condizioni critiche.

E' certo che -tanto per citare un'occasione di indebolimento strutturale- carenze nel processo ispettivo e nella periodicità/assistenza dei cicli manutentivi favoriscano casi di cedimento, come quello illustrato nella Fig. 6-2e, con sovravelocità del rotore e conseguente sovraccarico della colonna, così evidenti e manifesti in caso di tempesta di vento. Ciò dimostra la vulnerabilità di tali strutture a seguito di omissioni o di sabotaggi, comunque, ascrivibili al fattore umano.

Queste considerazioni non vanno lette per descrivere la perdita del componente attraverso il meccanismo di cedimento, che è addebitabile al fenomeno incidentale ed

ai suoi processi indagativi, ma vanno applicate alle cause prime, definibili attraverso alle manchevolezze dei procedimenti previsti per ovviare alle cause temute e non attuati o non previsti. E' questo il campo delle indagini, che sono riassunte nelle informazioni presenti nelle tabelle, inserite in questo paragrafo. Si va al nocciolo delle motivazioni, agenti ed operanti nelle categorie di eventi, presi in esame.



Fig. 6-2f. Atterraggio su navicella con cavo da elicottero (REpower)

Nella categoria meccanica della Tab. 6.2.3 compare l'elicottero, che nelle altre non c'è, anche se può essere un mezzo di intervento/evacuazione in caso di manutenzione o ispezione d'urgenza. L'uso dell'elicottero è frequente in certe realtà industriali, come in UK e DK e come nelle installazioni a mare del settore petrolifero. Non sempre lo è altrove, pur convenendo che sia una via alternativa di accesso alle turbine. Ma il suo impiego per arrivare via cestello all'aerogeneratore può essere assai rischioso per alcune ragioni

- la visibilità del campo d'intervento da parte dell'elicotterista, quando è sopra la turbina, può essere migliorata mediante sistemi automatici non sempre presenti su tali unità e di non facile e di tutt'altro che economico approvvigionamento;
- la pericolosità dell'intervento non riguarda soltanto chi è nel cestello (vibrazioni del cavo, esposizione alle azioni climatiche, fluttuazioni anche evidenti/accentuate, etc.), ma anche il pilota, nonostante alcune limitazioni necessarie (servizio soltanto diurno in assenza di condizioni particolarmente avverse di vento/mare, movimento del piano su cui operare, etc.) a meno di situazioni di emergenza.

Queste osservazioni non possono escludere che il servizio elicotteristico vada verso le esigenze dei campi eolici. Così una società del ramo in UK (*Helicopters Ltd.*) offre trasporto e abbassamento sino a 3 m dalla turbina, trasporto cargo sino a 3 ton, osservazioni dall'alto, interventi di salvataggio e training per personale abilitato a scendere dal mezzo aereo sul piano di lavoro (*winch to work*).

Contro le posizioni negative precedenti vanno la possibilità di portare personale direttamente sulla turbina, evitando il passaggio da natante a scalette d'accesso anche scivolose, e, come dicono gli assertori di questo mezzo, si risparmiano non pochi giorni-uomo per infreddature o malattie, in cui incorre il personale addetto a manutenzioni con climi avversi.



Fig. 6-2g. Addetto al lavoro lungo la torre

Nei campi al Nord ci possono essere altre insidie, dovute al ghiaccio che si stacca dalle pale (incidenti simili non si sono ancora lamentati) e a scarsa segnalazione notturna in caso di intervento d'emergenza o di salvataggio.

#### 6.2.2.2 ...durante l'esercizio normale e le manutenzioni

Le differenze, che i diversi regimi di attività richiedono, si riflettono anche sui dati, riportati nelle tabelle a seguire.

Proprio nella prima categoria, quella meccanica, sparisce il contributo dovuto all'*Helicopter operations* (Tab. 6.2.3) o all'*Helicopter crash* (Tab. 6.2.4), come pure quello spettante alle *Marine operations*, che possono occupare un ruolo rilevante durante le fasi di montaggio/installazione a mare. Confrontando tra loro le Tab. 6.2.3, 6.2.5 e 6.2.6, il ricorso al servizio elicotteristico, al di fuori delle esigenze dei montaggi a mare, è confinato per interventi d'emergenza o di salvataggio, che sono eventi non presi in considerazione in tutte le tabelle considerate in queste note. Si ritiene, ad ogni buon conto di reintrodurre l'apporto dell'elicottero per le operazioni manutentive, ove il mezzo aereo può essere grandemente utile. D'altronde nella Tab. 6.2.7 tale mezzo aereo è presente.

Tab. 6.2.5. Pericoli (*hazard*) identificati per la fase di esercizio normale dell'impianto

Categories	Hazards identified
Mechanical	Falling structure/load/object (blade failure, structural failure) Potential energy (work at height, lifting operations) Kinetic energy (vessels, helicopters, moving parts, rotating parts, turbine overspeed)
Vibration	From machinery and tools/equipment In turbine
Electrical	Short circuit Overcharge Electrostatic phenomena (shock, spark/ignition)
Thermal/smoke/fire	Fire and explosion
Radiation	NA
Noise	From machinery and tools/equipment
Poor ergonomics (construction and design)	Human error Physiological effects (uncomfortable working positions etc.) Psychosocial effects (mental overload, mental underload, stress etc.) Impossible to see deviations in system operation (Human Machine Interface)
Environmental effects (internal)	Damp environment Corrosive environment Slippery surfaces Base/ground failure
Dangerous liquids, gases or materials	NA
Environmental effects, external	Wind Waves and currents Lightening Earthquake (?) Bird strike Changes in seabed conditions
Organizational	Time pressure Lack of relevant expertise Unclear roles and responsibility Inadequate procedures (if remotely controlled) Lack of communication between onshore control rooms and offshore installation
Originated by man	Sabotage Terrorism

Tab. 6.2.6. Pericoli (*hazard*) identificati per la fase riguardante la manutenzione dell'impianto

Categories	Hazards identified
Mechanical	Falling structure/load/object (Work at height, lifting operations, blade failure, structural failure, falling tools/parts, crane failure) Potential energy (work at height, lifting operations) Kinetic energy (vessels, helicopters, moving parts, rotating parts, turbine overspeed) Sharp edges Tensile energy (springs etc.) Helicopter operations
Vibration	From machinery and tools/equipment In turbine
Electrical	Short circuit Overcharge Electrostatic phenomena (shock, spark/ignition)
Thermal/smoke/fire	Fire and explosion Too hot or too cold surfaces
Radiation	From instruments?
Noise	Vibration and noise from equipment
Poor ergonomics (construction and design)	Human error Physiological effects due to heavy lifting and repeated movements, uncomfortable working positions etc. Work at height Slippery surfaces Working alone? Psycho-social effects (mental overload, mental underload, stress, etc.)
Environmental effects (internal)	High or low temperatures Damp environment inside tower Slippery surfaces Human access and egress
Dangerous liquids, gases or Materials	Oxidising Flammable Poisonous (oil, paint) Harmful (asbestos, cyanides?) Corrosive Carcinogenic Harmful to genes
Environmental effects, external	Wind Waves and currents Lightening Earthquake Bird strike

---

Organizational	Time pressure Lack of relevant expertise Unclear roles and responsibility Inadequate procedures Insufficient safety equipment Wrong use of machinery and equipment Insufficient planning (e.g. use of spare parts) Unusual working hours Lack of communication between onshore control rooms and offshore installation
Originated by man	Sabotage Terrorism

---

Le vibrazioni costituiscono un aspetto attinente quasi esclusivamente alla macchina dopo che sia stata installata, sia durante l'esercizio, sia per le manutenzioni per correggerne le anomalie, ma non per la costruzione ameno delle prove di accettazione.

Per la classe *Poor ergonomics* i criteri, che valgono per manutenzioni ed esercizio, sono tra loro coincidenti, ma leggermente diversi da quelli imperanti nei montaggi per i *Physiological effects* e per l'*Human error*. Analogo apparentamento –o coincidenza- si riscontra per le voci di hazards della categoria *Dangerous liquids*.



Fig. 6-2h. Lavori su struttura

La situazione, in cui le differenze emergono in modo macroscopico, è quella, che fa concentrare l'interesse del lettore sulla *Organizational category*. Tale divergenza tra il contenuto delle tre tabelle è, soprattutto, evidente per l'inserimento, nella tabella dedicata alla manutenzione, di alcune voci, che sono assenti nell'analoga tabella per la fase costruttiva ed installativa. Esse sono precisamente *Wrong use of machinery and*

*equipment, Insufficient planning (e.g., use of spare parts), Unusual working hours, Lack of communication between onshore control rooms and offshore installation.*

Il confronto dei contenuti della Tab. 6.2.4 con quelli della Tab. 6.2.7 rivela difformità, per cui nella seconda manca la voce *Anchoring failure* ben sostituita da quella *Mooring failure* ed è invece arricchita da altre voci, quali *Fire, Air collision, Bird strike, Blade failure, Structural failure, Ice through, Environmental impact, Lightning, Extreme weather conditions, Loss of remote control*, oltre a diversa formulazione, come per *Falling objects*.

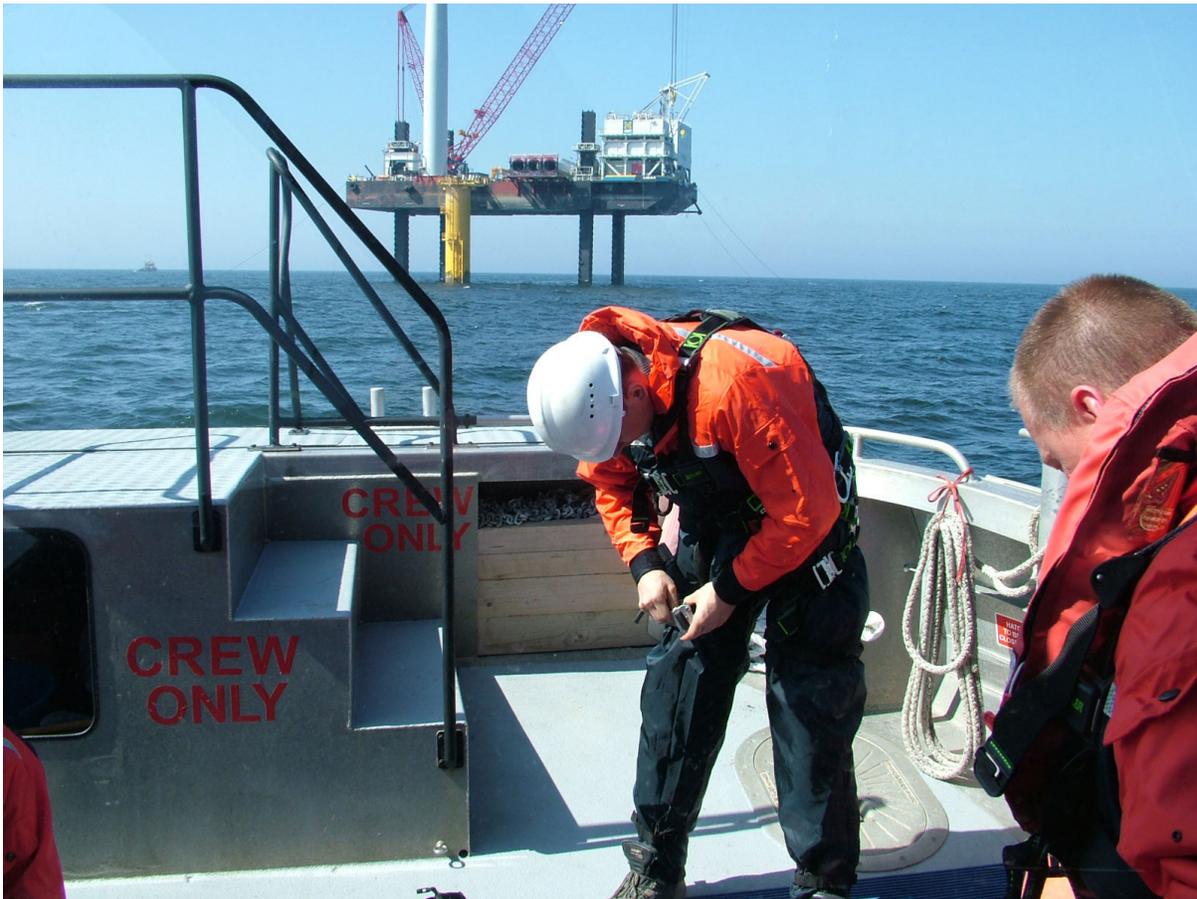


Fig. 6-2i. Personale all'erezione di torre (Rhyl Flats)

Dato il numero delle varianti non è pensabile di approfondire l'argomento, analizzando caso per caso. Basta evidenziarne le diversità, che sono ovviamente determinate dalle specificità dell'intestazione. La seconda tabella, infatti, congloba gli eventi riferentesi a due situazioni differenti della vita della centrale, che sono rispettivamente *Operation* e *Maintenance*.

Tab. 6.2.7. Scenari incidentali per la fase dell'esercizio e della manutenzione dell'impianto

<b>Accident scenarios – OPERATION AND MAINTENANCE PHASE</b>	<b>Description</b>	<b>Catchwords related to offshore wind turbines in particular</b>	<b>Human</b>	<b>Consequences Environmental</b>	<b>Material</b>
Vessel or drifting installation on collision course	Possible collision with turbine, transformer, living quarters substations,	The resistance power of the tower and mooring is uncertain	Fatality Injury	Pollution to sea	Total loss or partial damage to vessel Structural damage or loss of turbine
Mooring failure	Rupture Loosening	Wind, waves and current loads Drifting object or ice	-	-	Installation unstable or drifting
Human overboard	When accessing turbine or other installation from vessel. When climbing outside the tower. Fall from nacelle Fall from vessel	Wave height limits for current access methods from vessels are 2,5 to 3 m	Fatality Injury	-	-
Occupational accident	Electrocution Falling from height Squeezing Cutting etc.	Manual work in difficult working environments (narrow rooms, at height, slippery surfaces etc.)	Fatality Injury	-	-
Falling object	During lifting operations Inside tower during maintenance	Much work is done at height	Fatality Injury	-	Loss of or damage to equipment Structural damage

segue Tab. 6.2.7

Accident scenarios – OPERATION AND MAINTENANCE PHASE	Description	Catchwords related to offshore wind turbines in particular	Human	Consequences Environmental	Material
Fire	Burning oil, electrical equipment or inflammable liquids	Difficult access makes extinguishing problematic	Fatality Injury	Possible secondary effect: Pollution	Total loss Damage
Air collision	Between helicopters, military or civil aircraft, incl. unmanned aircraft. Collision with turbine	Transport to/from other installations (incl. petroleum) Military exercises Environmental surveys	Fatality Injury	Pollution	Total loss or partial damage to aircraft. Structural damage or loss of turbine
Helicopter crash	Helicopter crashes during lifting operation, transport, etc.	-	Fatality Injury	Minor pollution to sea	Total loss Damage
Bird strike	Bird hits rotor blade(s)	-	-	Dead bird(s)	Structural damage Loss of blade
Blade failure (falls off)	Material fatigue or design/ construction weakness	Rotor blades have been shown to fly up to 800 m. They may hit ships, other installations or helicopters in flight	Fatality Injury	-	Loss of blade Structural damage Possible damage to hit objects within landing zone
Structural failure	Welds Concrete Composite material	Corrosive environment Wind, waves and current loads. Icing at rotor blades or structure. Drifting ice	Fatality Injury	Possible secondary effect: Pollution	Total loss Damage

segue Tab. 6.2.7

Accident scenarios – OPERATION AND MAINTENANCE PHASE	Description	Catchwords related to offshore wind turbines in particular	Human	Consequences Environmental	Material
Ice throw	-	Ice thrown from rotor blades can hit helicopters in flight, vessels etc.	Fatality Injury	-	Damage to helicopter or vessel
Environmental impact	On fauna/birds, fish, etc.	Vibrations/noise Pollution to sea	-	Surveys show little or no impact on fish, bird migration, etc.	-
- Lightning	Rotor blades of composite material are particularly vulnerable	Considerable probability of lightning in the North Sea	Fatality Injury	-	Fire Structural damage Short-circuit
Extreme weather conditions	Rotor overspeed Structural resonance\	-	If personnel are present: Fatality Injury	Possible secondary effect: Pollution	Water breakthrough Capsizing Structural damage Icing
Pollution to sea	Hydraulic oil, gear oil, transformer oil, etc.	Only small quantities	-	Birds, fish, etc.	-
Loss of remote control	Onshore remote control systems	Breakdown of digital infrastructure	-	-	Structural breakdown due to uncontrolled installation

Molti degli scenari, presentati proprio nelle due succitate tabelle, possono essere trovati in documenti analoghi, che sono stati scritti per l'industria petrolifera e che nel testo in inglese suonano come "*Defined Situations of Hazards and Accidents*" (*DSHAs*). Le voci di tale registro, che sembrano essere rilevanti per i campi eolici a mare, sono segnalate dalla Tab. 6.2.8.



Fig. 6-2l. Manutenzione in navicella

Gli scenari incidentali relativi ai campi eolici a mare sembrano essere riferiti alle operazioni di sollevamento di pezzi/componenti, che compaiono durante le fasi dei montaggi a terra, delle installazioni a mare, delle manutenzioni straordinarie sulle turbine, dei trasporti di equipaggiamenti e dell'accesso ai mezzi navali, alle turbine, etc. sovente con pezzi e carichi non piccoli. E tali operazioni avvengono in mare, come d'altronde si intuisce dal precedente elenco.

Con siffatte esigenze e con le specifiche esigenze spesso si producono incidenti, coinvolgenti gli operatori (ustioni, ferimenti, lesioni, decessi, etc.) ed i materiali/corpi trasportati (perdita degli stessi, etc.) da mezzi navali od aerei.

Naturalmente alcuni eventi, che sono tipici degli impianti eolici, come la rottura della pala, il lancio di pezzi di ghiaccio, non sono messi in evidenza nel precedente elenco, anche se possono essere inseriti sotto la voce *Falling objects*.

Tab. 6.2.8. Voci dell'elenco DSHAs rilevanti per i campi eolici a mare

<i>No</i>	<i>Original DSHA description, petroleum</i>	<i>Relevance for offshore wind energy production</i>
1	Non-ignited hydrocarbon leaks.	NA/little relevance
2	Ignited hydrocarbon leaks.	NA/little relevance
3	Well kicks/loss of well control.	NA
4	Fire/explosion in other areas, flammable liquids.	Relevant
5	Vessel on collision course.	Relevant
6	Drifting object.	Relevant
7	Collision with field-related vessel/installation/shuttle tanker.	Relevant
8	Structural damage to platform/stability/anchoring/positioning failure.	Relevant
9	Leaking from subsea production systems/pipelines/risers/flow lines/loading buoys/loading hoses.	NA
10	Damage to subsea production equipment/pipeline systems/diving equipment caused by fishing gear.	NA
11	Evacuation.	Relevant
12	Helicopter incident	Relevant
13	Man overboard.	Relevant
14	Serious injury to personnel.	Relevant
15	Occupational illness.	Relevant
16	Total power failure.	Relevant
17	<i>Control room out of service.</i>	Relevant
18	Diving accident	Relevant
19	H <sub>2</sub> S emission	NA
20	<i>Lost control of radio-active source.</i>	NA?
21	Falling object.	Relevant
22	<i>Acute pollution.</i>	NA
23	<i>Production halt.</i>	Relevant
24	<i>Transport system halt.</i>	Relevant

N.B. NA, not applicable. Le voci in corsivo non erano considerate nella versione 2009.