



**CENTRALE EOLICA OFFSHORE BRINDISI
PARCO EOLICO MARINO ANTISTANTE LE COSTE DI BRINDISI -
SAN PIETRO VERNOTICO E TORCHIAROLO**

PROGETTO DEFINITIVO

<p>ELABORATO</p> <p>PRO-REL-08</p>	<p>TITOLO</p> <p align="center">CORPI FONDARI PER TURBINE EOLICHE A MARE</p>	<p>SCALA</p> <p align="center">—</p>
---	---	--------------------------------------

Responsabile Progetto: Prof. Giuseppe Cesario Calò

Committente



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



Gruppo di progettazione

ELABORAZIONE DOCUMENTO A CURA DI

Ing. Franco Cesari



GESTIONE DOCUMENTO

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

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

Il presente doc. è tratto dai Capp.1/2/3e del doc. "*Struttura fondaria per aerogeneratori a mare*" a cura di F:G:Cesari, che ne ha concesso la riproduzione.

INDICE

INDICE.....	3
1. INTRODUZIONE E CRITERI DI SCELTA DELLA FONDAZIONE	5
1.1 ESAME FUNZIONALE ED ANALISI STRUTTURALI.....	5
1.2 CRITERI DI SCELTA DELLA FONDAZIONE	9
2. CARATTERISTICHE PROPRIE E REQUISITI RICHIESTI DALLA FUNZIONE DI SOSTENERE LA TURBINA EOLICA.....	11
2.1 TIPI DI STRUTTURE FONDARIE	11
2.1.1 Definizioni e campo d'impiego.....	11
2.1.2 Prima alternativa	18
2.1.3 Seconda alternativa.....	23
2.1.4 Terza alternativa	29
2.2 ATRI ASPETTI PROGETTUALI	33
2.2.1 Costruzione e montaggio della fondazione.....	33
2.2.2 Dismissione della fondazione.....	35
2.2.3 Connessione torre-fondazione (Overstructure/Transition Zone).....	35
3. ANALISI DELLE TIPOLOGIE DI FONDAZIONI	41
3.1 FONDAZIONI A CONTATTO CON IL FONDALE.....	41
3.1.1 Fondazione a gravità (gravity substructure)	42
3.1.2 Fondazione a monopila (monopile/monopode substructure).....	51
3.1.3 Fondazione a tripode ed a treppiede (tripod substructure).....	58
3.1.4 Fondazione a castello (jacket substructure)	71
3.2 FONDAZIONE NON A CONTATTO COL FONDALE	87
3.2.1 Fondazione semisommersa (floating/submerged structure).....	87

1. INTRODUZIONE E CRITERI DI SCELTA DELLA FONDAZIONE

1.1 ESAME FUNZIONALE ED ANALISI STRUTTURALI

La scelta della tipologia fondaria, sulla quale va impostata l'attività progettuale e va commisurata la stima dei costi attraverso fattibilità, operabilità e ottimizzazione dei tempi di realizzazione dell'impianto, può sotto certi aspetti essere ritenuta un po' la *soluzione di riferimento* almeno dal punto di vista dei conti da fare sull'energia da sorgente eolica. Essa è stata rapportata ad alcuni requisiti, che in breve sintesi vanno considerati nella motivazioni da avanzare per giustificare le scelte.

Una osservazione di metodo -forse pleonastica- può essere opportuna. Non è certo, infatti, che con le considerazioni, che saranno addotte, sarà *possibile ed univoco rintracciare la forma ottimale ed economicamente unica* per rispondere alle esigenze degli aerogeneratori da installare a mare. Possono servire, come prima indicazione, a individuare un tipo (o più di uno, eventualmente), che abbia proprietà sufficienti per essere destinato a struttura portante della macchina eolica.

Ad ogni buon conto, quanto sarà esposto in questo documento serve a presentare le caratteristiche che sono state assunte nel dimensionamento -prima- e -poi- nella progettazione e nell'analisi strutturale di una fondazione reale e specifica con struttura a traliccio tubiero (Figg. 1-1/2), avendola collocata e sottoposta a carichi effettivi, sia strutturali, sia ambientali. Ciò sarà evidente nelle pagine del Cap. 4.

Come si avrà modo di constatare in conclusione di queste note, sarà possibile verificare l'opportunità di utilizzare un certo numero di *requisiti-guida* per introdurre all'esame critico degli impiantisti e degli strutturisti -per unità di generazione di energia elettrica da fonte eolica- alcune idee, che possono servire ad un primo orientamento delle scelte da operare sul sistema fondario. Questo è, infatti, il ragionamento che induce a proporre un insieme di criteri, utili a permettere ed a rendere logica e razionale, ancor prima di operare la scelta, la proposta di alternative da ritenere -seriamente e concretamente- proponibili per realizzare in *modo economico strutture fondarie per impianti a mare*.

Il compito, che emergerà chiaro dal presente lavoro, sta nel proporre e nello spiegare -con rigore e senza esclusioni o sbrigative assunzioni- tutte le assunzioni, che si devono compiere nell'esecuzione del progetto esecutivo e nel formulare lo Stress Report conseguente. Tutte le quantità che entrano nella prospettiva progettuale, sia a livello dimensionale, sia nel quadro dei carichi, generati dalla turbina eolica nel suo funzionamento, sia nell'ambito delle azioni indotte dall'ambiente (vento, mare, fondale, sottosuolo, etc.), troveranno giustificazione ed avranno la spiegazione formale e sostanziale del modo attraverso cui sono state determinate.

Il presente documento è *preliminare e riassuntivo al contempo dei risultati delle analisi* effettuate per il progetto e per le verifiche della struttura di supporto per un aerogeneratore eolico. Nel Cap. 4 si sono riportati i risultati del dimensionamento del complesso costituito da sottostruttura e sovrastruttura -verificate correttamente mediante adeguata stress analysis- per una unità da 3 MW da installare in mare aperto su fondale della profondità da 30 m.

Le analisi, che sono state sviluppate nel rapporto ad hoc, comprendono

- *analisi statica in servizio;*
- *analisi dinamica.*

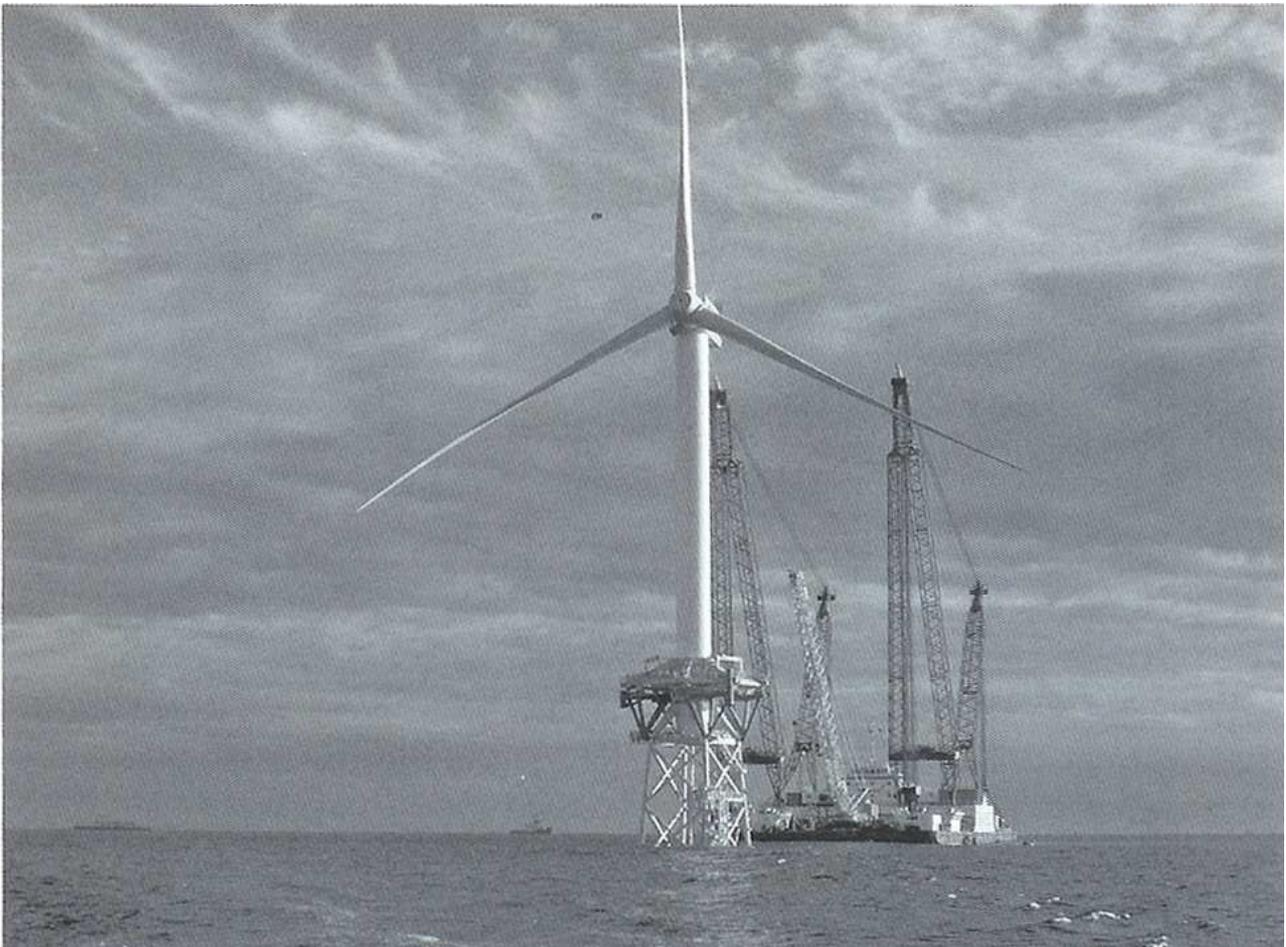


Fig. 1-1. Turbina eolica 5M in montaggio (REpower)

Lo scopo dell'*analisi strutturale* (statica e dinamica) in servizio è l'esame del corpo del jacket (sottostruttura) e del deck (sovrastruttura), soggetto alle più sfavorevoli

combinazioni dei carichi di progetto, dovuti al generatore eolico, e dei carichi ambientali, dovuti all'effetto combinato di vento, onde e corrente.

Essendo la struttura installata in mare aperto, le verifiche sono sviluppate in conformità agli standard di progettazione richiesti per piattaforme petrolifere offshore, in accordo con le normative consuete.

L'analisi dinamica è mirata alla determinazione delle frequenze proprie del sistema costituito da Racket (sottostruttura), Deck (sovrastuttura) e torre eolica [2, 3]. I calcoli strutturali sono eseguiti utilizzando il programma dedicato alle strutture offshore SACS [4].

Le unità di misura adottate sono in accordo con il Sistema Internazionale.



Fig. 1-2. Basamento di turbina 5M con i bulloni di fondazione (REpower)

Un passo specifico ed utile nel chiarimento delle caratteristiche della fondazione per macchine offshore si può far risaltare anche per differenza rispetto ad analoghe proprietà

del convertitore eolico on-land. Un aspetto che val la pena di essere citato e che può servire per introdurre le analisi -condotte nelle pagine seguenti con maggior lena e con dovizia di informazioni e note- è il *collegamento tra torre e fondazione*.

Negli aerogeneratori su terraferma l'argomento non richiede un enorme lavoro, né di progetto, né di impostazione e nemmeno di realizzazione, pur essendo vitale ed essenziale per la stabilità dell'unità (cfr. la Fig. 1-2). E' inutile ribadire la sua importanza. Il problema strutturale, che richiede un'attenta opera di progetto e di verifica, non impone anche un riesame dei due componenti tra loro confinanti e mutuamente operativi, cioè torre e fondazione.

Se si pone lo sguardo su una unità a mare ci si rende subito conto che il passaggio dalla struttura fondaria vera e propria alla torre può rappresentare un anello, non solo altrettanto essenziale, ma anche determinante (nei tempi di realizzazione, nelle dimensioni lineari dei due corpi, nel corretto trasferimento dei carichi, nella precisa definizione delle reazioni, etc.) nella catena funzionale tra sottostruttura fondaria ed aerogeneratore (e la sua base).

Non a caso in alcune strutture fondarie si parla e si progetta un componente di collegamento, che è noto come *struttura di transizione* (cfr. Figg. 2-1e/f/g/h). Su essa si concentrano diverse esigenze, sia di progetto, sia di montaggio, che finiscono per conferire ad essa aspetto, forme e configurazioni compatibili con la tipologia fondaria scelta e da essa suggerita.

Formulate queste premesse, utili per dare un orientamento allo sviluppo successivo ed alla relazione esistente tra questo rapporto e quello, che raccoglie i calcoli strutturali, è opportuno ritornare al primo gradino della trattazione, che è quello di definire le proprietà della fondazione, le sue caratteristiche funzionali ed i tipi, che organicamente siano connessi con le esigenze delle fondazioni per aerogeneratori offshore.

1.2 CRITERI DI SCELTA DELLA FONDAZIONE

Sulla base delle considerazioni precedenti i fattori di primo orientamento per la scelta del sistema fondario possono essere così sintetizzati

- 1) *costo (**economicità**) di realizzazione e di messa in opera (oltre che di esercizio) relativamente bassi (in ogni caso valutabili attorno a percentuali decrescenti rispetto ai valori iniziali del 30% del costo globale dell'impianto);*
- 2) *facilità di costruzione, di trasporto in situ e di posa in opera (**posabilità/galleggiabilità**) con impiego di tecnologie non particolarmente sofisticate ed in tempi adeguatamente ridotti;*
- 3) *possibilità di produzione in serie (**ripetibilità**) di ogni singola soluzione con riduzioni dei costi di realizzazione per l'effetto della serie;*
- 4) *utilizzo in siti dalle differenti caratteristiche morfologiche (**adattabilità**), presentate dai fondali marini delle coste nazionali, senza ricorrere a particolari tecniche di fondazione [34-38];*
- 5) *scelta dei parametri progettuali che consentano di rendere fondazione e macchina un sistema unico e complementare (**complementarità**) ai fini del comportamento statico e dinamico del complesso sotto le molteplici condizioni di carico normale/eccezionale durante la vita dell'impianto materiali.*
- 6) *capacità di consentire il montaggio (**montabilità**) dell'aerogeneratore, meglio con fondazione in situ, o in alternativa direttamente su fondazione prima di vararla (posa di fondazione con macchina eolica);*
- 7) *evacuazione dell'area occupata dalla fondazione (**rimovibilità**) per eliminare ingombri per la navigazione al compimento della vita dell'impianto;*

Queste indicazioni non vanno considerate alla stregua di prescrizioni e non saranno singolarmente esaminate. Anzi, sviluppare una discussione un po' teorica ed in astratto, che non corrisponderebbe al tema della presente nota essendo ad esse preliminare, si deve necessariamente procedere alla loro applicazione, in modo da desumerne la bontà e la rispondenza con gli scopi prestabiliti. Dall'esposizione delle soluzioni scelte, che saranno presentate nei prossimi paragrafi, si trarrà indirettamente la loro validità -proprio ed anche- dalle conclusioni del lavoro e dalla rispondenza dei risultati con le attese prefissate.

Le alternative individuate si collocano entro un insieme assai ridotto di classi, tra tutte quelle che sarebbero proponibili in linea di principio e che saranno sommariamente citate nel prossimo capitolo. Si tratterà delle soluzioni, che non sono soltanto proposte per le piattaforme petrolifere, ma sono state anche dalla bibliografia tecnica del settore eolico fatte proprie e rielaborate.

Esse dopo un esame sommario e svolto prevalentemente sui punti essenziali, appena esposti, sono da ritenersi concretamente possibili, almeno in linea di principio. Per trasformarle in realistiche soluzioni, adattabili al caso delle fondazioni per impianti eolici fuori-costa, occorre non soltanto esaminarle dal punto di vista funzionale, ma, soprattutto, rispettarne al massimo le prerogative di economicità, che sono citate nel primo punto del precedente elenco e che coinvolgono tutte le fasi della effettuazione del manufatto dalla costruzione, al trasporto, alla messa in loco ed al montaggio dell'aerogeneratore.

2. CARATTERISTICHE PROPRIE E REQUISITI RICHIESTI DALLA FUNZIONE DI SOSTENERE LA TURBINA EOLICA

2.1 TIPI DI STRUTTURE FONDARIE

2.1.1 Definizioni e campo d'impiego

La fondazione è la struttura di sostegno dell'aerogeneratore, è fissata/appoggiata al fondale marino (o vi è tenuta immersa da cavi ancorati al fondo), è in grado di reggere per la parte che le compete (e/o di trasmettere al suolo/sottosuolo marino) i carichi derivanti dal funzionamento della turbina eolica, resta costantemente immersa ed è soggetta alle azioni del mare (maree, correnti, moto ondoso, etc.), oltre che a quelle del vento sulla porzione emersa rispetto al livello dell'acqua salsa ed a quelle dal/sul fondale (sismi, scouring, etc.).

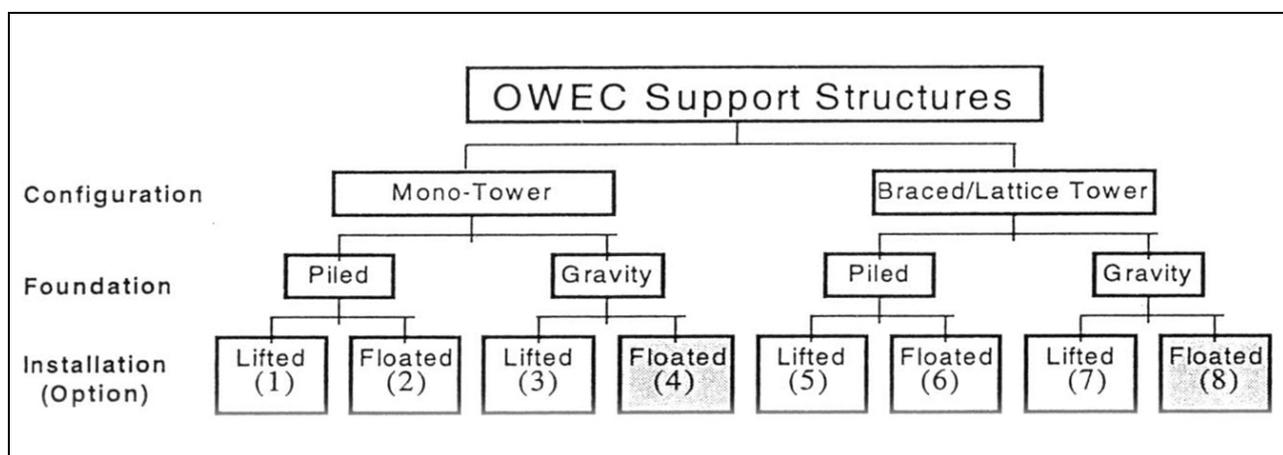


Fig. 2-1a. Schema di principio delle diverse forme di fondazioni [5]

Non è il caso di riproporre e di ripercorrere le soluzioni che fanno parte di tutto il panorama dei sistemi fondari per unità a mare (Figg. 2-1/3), applicate o soltanto studiate. E', invece, utile impostare l'esame, partendo da alcuni criteri basilari per la realizzazione della struttura per un impianto eolico, che va installato *a mare su medi fondali*.

In primo luogo ci si deve preoccupare delle *modalità di montaggio sotto il profilo dei mezzi di trasporto e di sollevamento* per la fondazione e soprattutto per l'aerogeneratore [25, 29-31].

Tenendo presenti queste esigenze si devono considerare le seguenti alternative:

1. *trasporto della fondazione da collegare al fondale, equipaggiata con macchina eolica completa;*
2. *trasporto della sola fondazione da connettere con il fondale e successiva installazione della macchina eolica;*
3. *costruzione in situ della fondazione e successivo montaggio della macchina.*

Il primo caso (Fig. 2-5) non può avere alcuna variante, che si può proporre per l'enunciazione del punto successivo.

L'aerogeneratore, anziché essere montato a pezzo a pezzo sulla fondazione a mare che è lo scopo della seconda alternativa, è preventivamente assemblato -sempre a terra- ed è trasportato come un sol pezzo sulla fondazione, dove va fissato.

L'ultimo caso è un po' più singolare e si presta ad essere confuso con il secondo, specie considerando la fondazione a gravità.

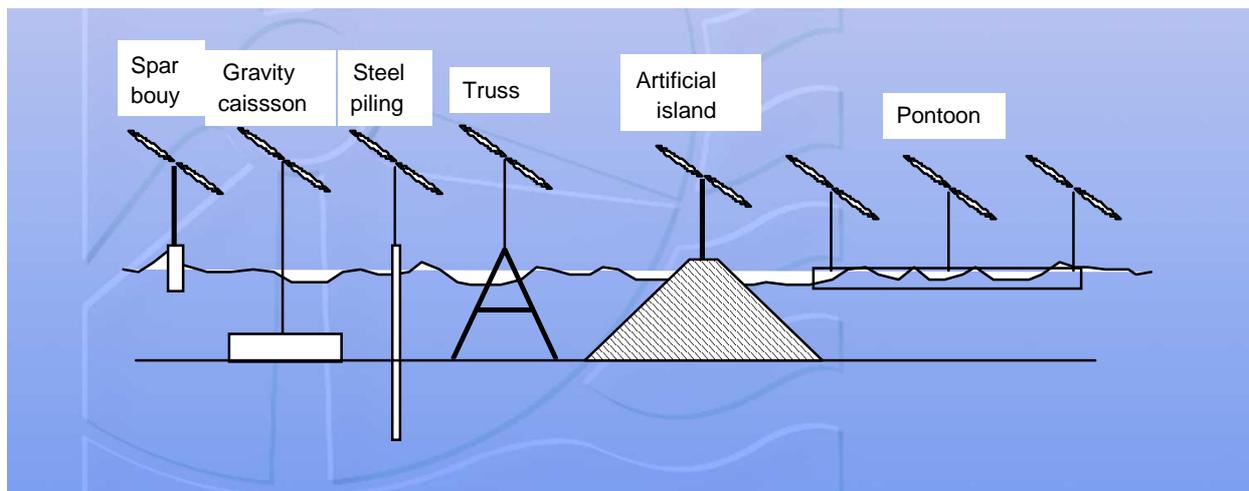


Fig. 2-1b. Schemi aggiuntivi di tipologie di fondazioni

Le *caratteristiche e le dimensioni della fondazione* [7] dipendono dalla natura geologica del sito, dalla profondità del fondo marino e dalle valutazioni sull'azione eolica e marina nel tempo (onda/vento cinquantennale, uragani, etc.), oltre che dai carichi trasmessi da parte della turbina eolica (forze verticali dovute al peso dei vari componenti, forze orizzontali dovute al vento, momenti flettenti/torcenti per il trasferimento al piede delle azioni in quota dovute al vento ed al movimento della turbina, etc.).

La parte fuori acqua dell'aerogeneratore è fissata alla fondazione tramite opportuno collegamento, che rende le due parti tra loro solidali e, soprattutto, interagenti almeno dal punto di vista strutturale e dinamico.

La *tipologia della fondazione* dipende dai fattori, precedentemente evidenziati. Dando uno sguardo alle realizzazioni nel tempo, si nota una certa variabilità di forme e di tipi (cfr le Figg. 2-1b/c).

Oltre alle soluzioni, già ricordate, non vanno trascurate anche le alternative, che sono particolarmente indicate per fondali molto profondi (oltre i 50 m. e sino ai 100 m.). Ci si riferisce alle fondazioni semisommerse [31-33], che sono costituite da corpi galleggianti (Figg. 2-5a) parzialmente affondati e tenuti in loco ed alla opportuna quota sott'acqua da tensostrutture o da adatti collegamenti (catene, cavi, tubi pretensionati per alte profondità, come s'usa nel campo petrolifero) con il fondale [35-37].

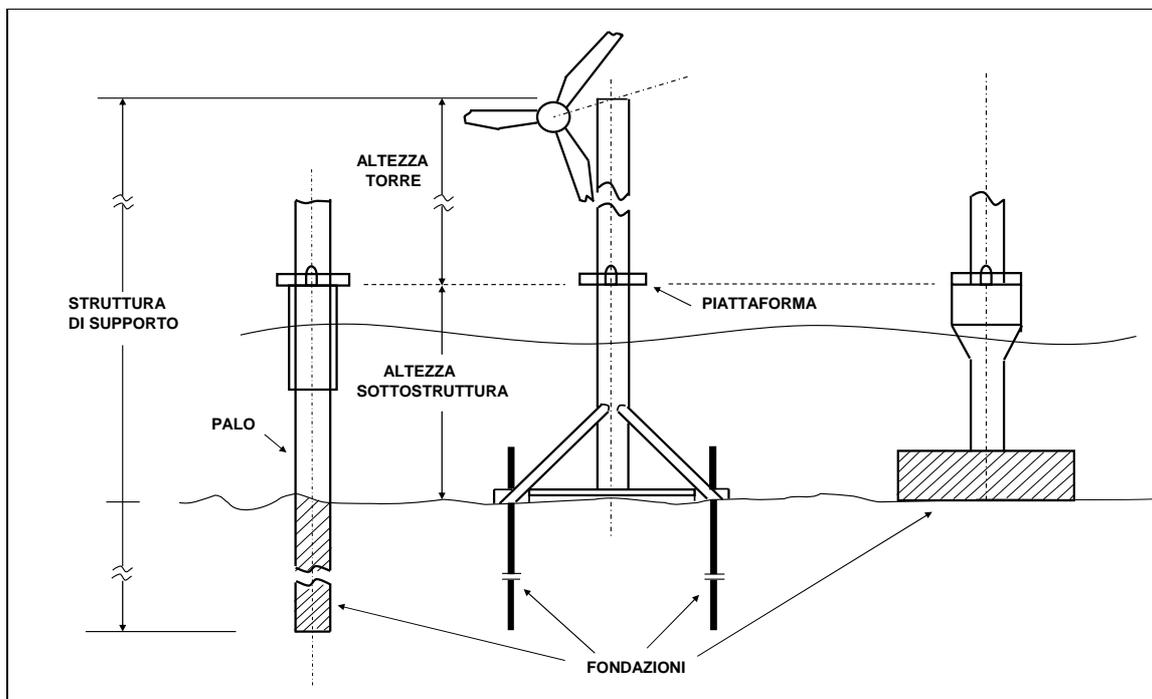


Fig. 2-1c. Rappresentazioni schematiche di fondazioni a monopila, a tripode ed a gravità.

Il ricorso a *strutture cedevoli* non può essere indicato per le applicazioni eoliche, sia per la sua tendenziale (in termini ingegneristici, ovviamente) flessibilità intrinseca di struttura ad alta elasticità, sia per la mobilità o capacità di spostamento, che può essere consentita alla estremità superiore.

Diversamente da strutture molto solide si comportano queste *piattaforme molto elastiche* o di tipo cedevole (*compliant*, come nella Fig. 2-1d). Si trovano all'opposto di strutture molto robuste e massicce. Hanno gradi di rigidità molto inferiori rispetto alle soluzioni precedenti e non rispondono con un incremento della deformazione al crescere dello stato di carico, ma con quello sul regime di spostamenti e di rotazioni (entro il campo consentito).



Fig. 2-1d. Sketch di traliccio (di tipo cedevole o compliant) in fondali non bassi per piattaforma petrolifera

Specialmente per questo tipo fondario, si può ritenere che la struttura sia in condizione di seguire entro determinati limiti fissati dalla configurazione i moti del mare con conseguenti grandi valori degli spostamenti ed incremento pressoché minimo dello stato sollecitativo.

Le rappresentazioni schematiche delle figure precedenti abbisognano di qualche presentazione meno riduttiva e semplificata. Nelle prossime quattro figure (cfr. le Figg. 2-1e/f/g/h) si propongono delle raffigurazioni più prossime al realizzato e permettono così di pervenire ad un completamento del soggetto, che non sarà così diverso dagli esempi realizzativi, che saranno esposti nei capitoli successivi [25, 29-31].

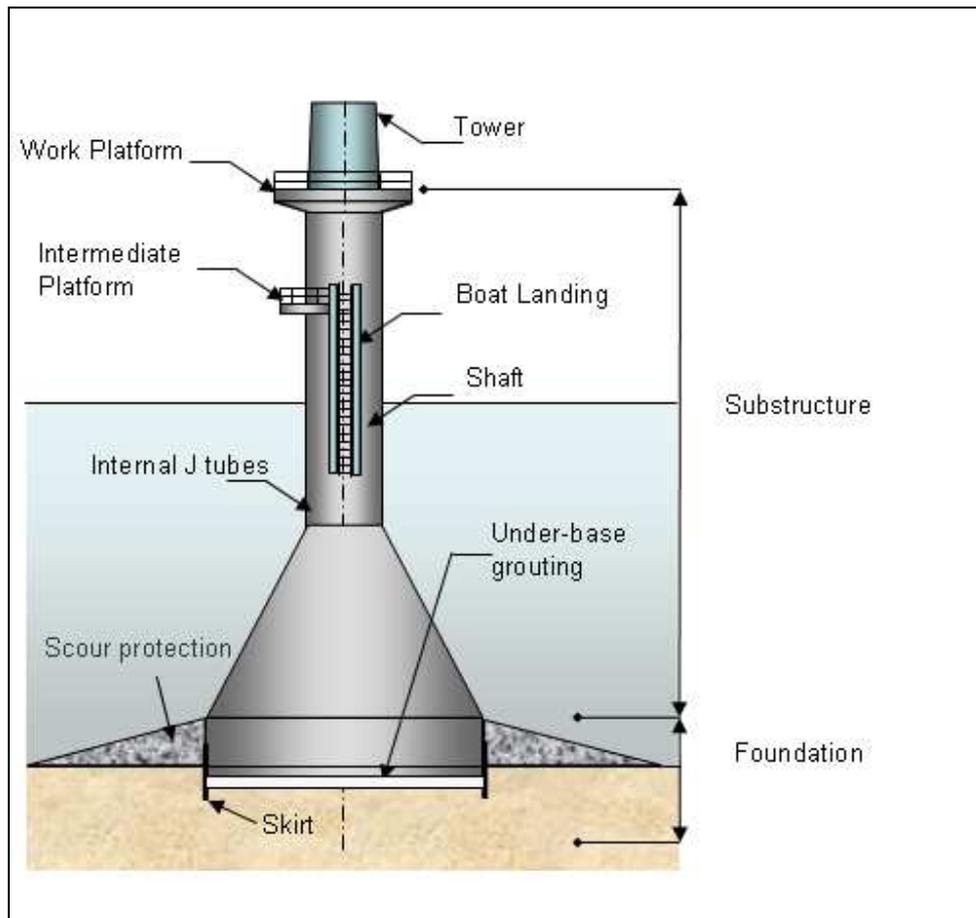


Fig. 2-1e. Rappresentazione orientativa e concettuale di fondazione a gravità (Wind Energy)

La preoccupazione, che si vuole evidenziare, è quella di produrre informazioni di orientamento, che a mano a mano che la trattazione dipana le sue argomentazioni anche le strutture devono tendere ad assumere le forme, che nella realtà si troveranno.

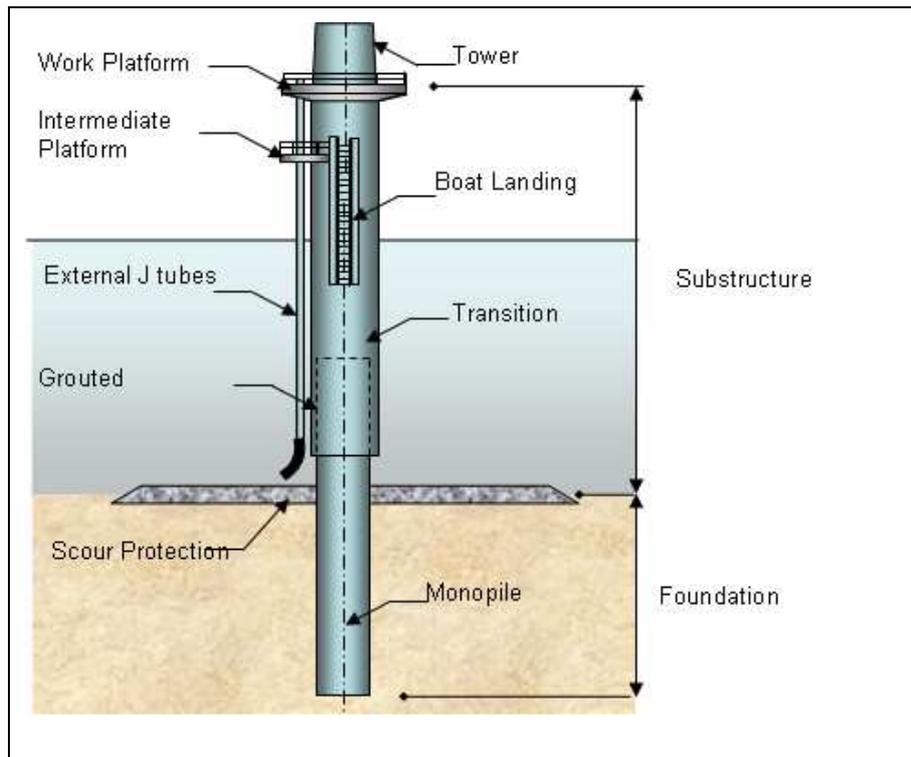


Fig. 2-1f. Rappresentazione orientativa e concettuale di fondazione a monopila (Wind Energy)

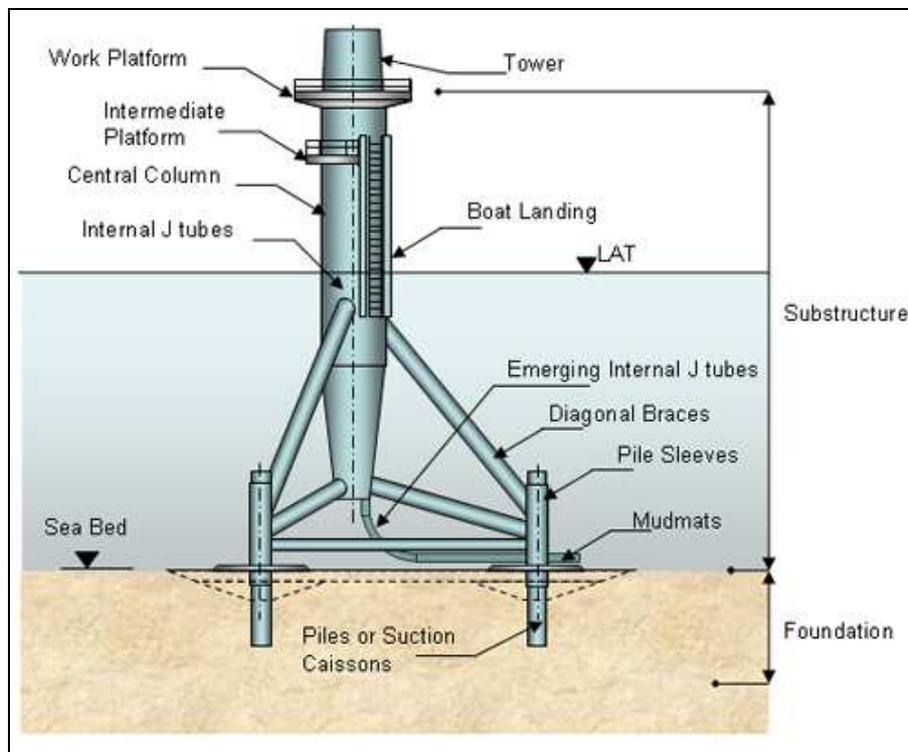


Fig. 2-1g. Rappresentazione orientativa e concettuale di fondazione a tripode (Wind Energy)

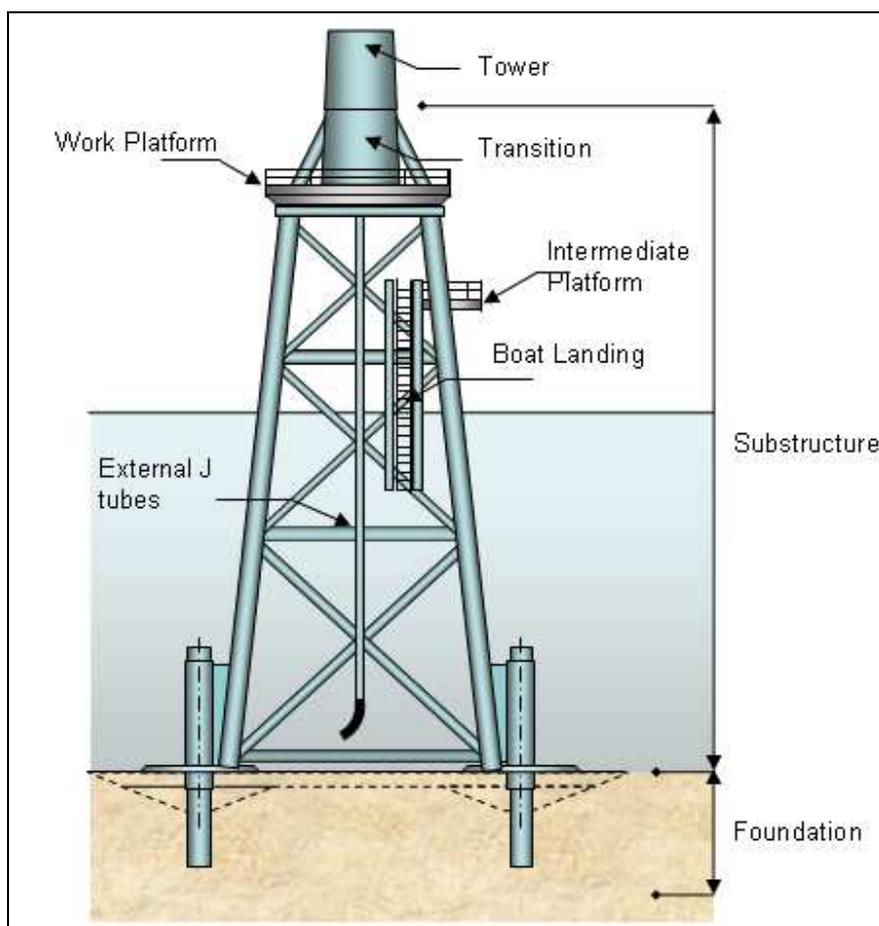


Fig. 2-1h. Rappresentazione orientativa e concettuale di fondazione a castello, cioè a jacket (Wind Energy)

2.1.2 Prima alternativa

La *prima alternativa*, che accoglie le raccomandazioni indicate nel punto 2 del precedente parag. 1.2, trova realizzazione sostanzialmente nelle fondazioni semisommerse più che in quelle a gravità (Figg. 2-1/3), di varie dimensioni e forma, solide o (meglio) alleggerite (Fig. 2-2).



Fig. 2-2. Aerogeneratore da 2,3 MW su fondazione a gravità del campo eolico di Lillgrund (Sv)

Possono essere costituite anche da uno zoccolo o grande patta, su cui la parte restante della fondazione può essere inserita, o da travi (braced) tipo piattaforma a tubi/pali, o da

fasci di grossi corpi tubolari cavi ed a tenuta (Fig. 2-5) o da traliccio (lattice) tipo piattaforma petrolifera (a jacket) e continuare nella torre anch'essa a traliccio o a tubi. Possono essere in grado di galleggiare autonomamente o abbisognare di galleggianti ausiliari per il trasporto sul sito (Tabb. 2.1/2).

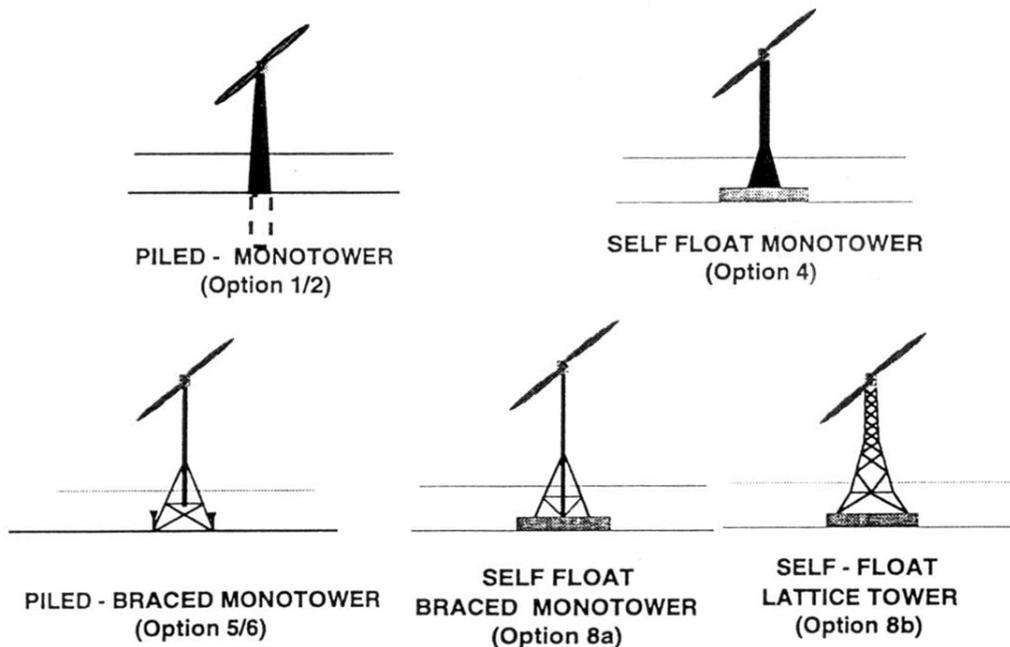


Fig. 2-3. Soluzioni di strutture fondarie [5]

Occorre sempre disporre di un'area difesa (porto, darsena protetta, molo, etc.) esistente o da predisporre per la costruzione del sistema completo fondazione-turbina e di un canale di adeguata profondità per il trasporto sul campo eolico. L'apertura di un simile passaggio impone l'intervento di draghe, che riescano ad abbassare il fondo al livello voluto nel caso in cui naturalmente le condizioni non sussistano. Resta da ottenere l'autorizzazione ad estrarre il materiale ed a scaricarlo in loco opportuno. Le disposizioni vigenti sono molto restrittive.



Fig. 2-4. Struttura fondaria a monopila per turbina eolica durante i montaggi (Horns Rev)

Se, poi, la natura del materiale di risulta cade in una delle quattro categorie, che impediscono la sua restituzione a mare (anche in fondali di grande profondità non difficili da reperire nella zona), va trasferito in discariche e sottoposto a trattamento preventivo.

I costi, che per semplice rimozione e restituzione -più o meno locale- ammontano attorno alla decina Euro al mc o poco meno, salgono a dismisura nella deprecabile situazione, precedentemente ipotizzata.

Ancora più complessa e lenta è la procedura per individuare, realizzare e far autorizzare l'apertura di aree difese (tipiche di portualità minori), qualora non sia possibile disporre di adeguate (e già esistenti).



Fig. 2-5a. Turbina poggiante su struttura (da immergere e da tenere sommersa in profondità) al momento del trasporto in situ al largo di trifase nella sua prima sistemazione (BlueH)

Non costituiscono una difficoltà tecnica i *mezzi di sollevamento*, che, operando in terraferma, sono di relativa facilità di approvvigionamento.

E' da escludere la *costruzione su terraferma* da varare a mare per la complessità, i pesi e i costi inerenti all'operazione. Sono pure da scartare fondazioni (monopila, a traliccio, tripode, etc.), che richiedano per il loro posizionamento l'intervento di mezzi di lavoro, causa di rilevanti vibrazioni (battipalo, etc.) alla macchina o che non possono essere utilizzati con la macchina montata sopra.

Nelle figure, qui inserite, qualche idea ulteriore si possono avere per il campo eolico poggiato su fondazioni a gravità (Figg. 2-2 e 2-5b), di cui si parlerà nel paragrafo prossimo e in quello del prossimo capitolo (parag. 3.1.1), per le fondazioni a monopila (Fig. 2-4) e per la modalità a struttura semisommersa (Fig. 2-5a).



Fig. 2-5b. Costruzione della prima turbina eolica del parco di Nysted

2.1.3 Seconda alternativa

Si può ritenere che la *seconda categoria* comprenda varie forme di fondazione (Fig. 2-6), che necessitano, o il posizionamento della fondazione a gravità, come già implicitamente osservato nel punto precedente, o il fissaggio al fondale marino con l'inserimento di parte della struttura o di elementi specifici ed aggiuntivi (pali di ancoraggio) della stessa.

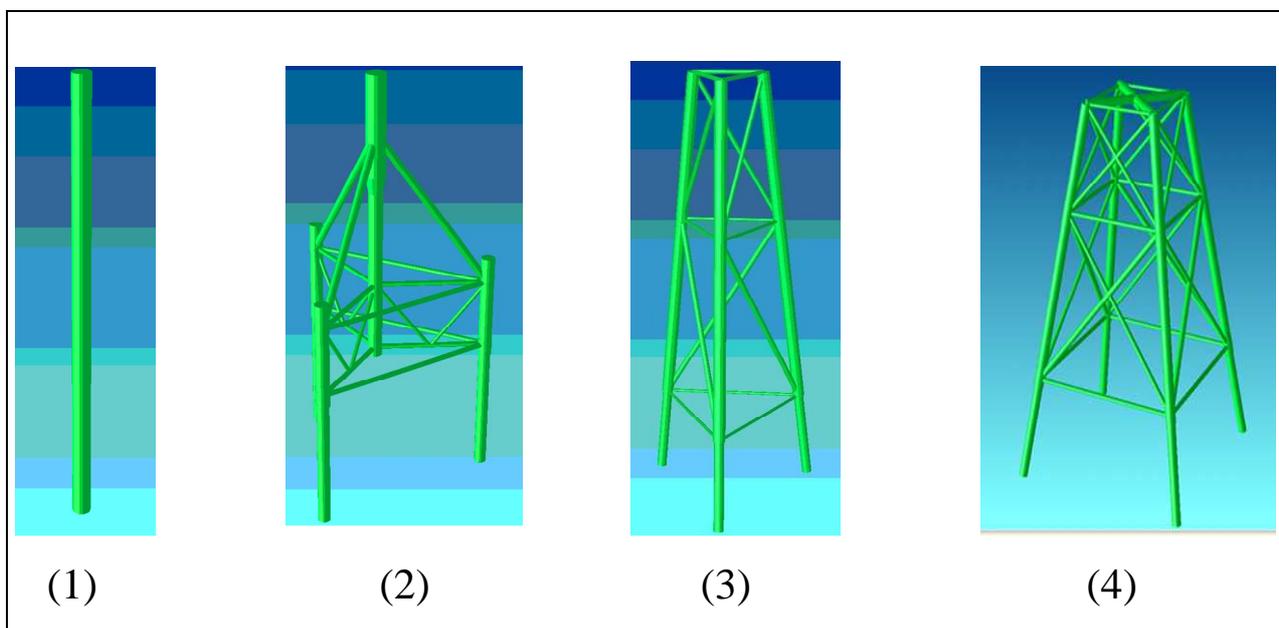


Fig. 2-6. Soluzioni di strutture portanti metalliche

Le soluzioni di questa seconda categoria vanno dalle fondazioni a gravità (Fig. 2-1c) ai tipi a traliccio (piled-braced) o a pile (piled monotower) della Fig. 2-3. Se il numero delle pile si riduce ad una (Fig. 2-4), quest'ultimo tipo corrisponde alla soluzione fondaria, che è assai diffusa nelle realizzazioni offshore del Nord-Europa e che possono sfruttare, o bassi fondali, o medio-basse profondità. Se il numero dei piedi è di tre o di quattro (Tab. 2.2), si parla di soluzioni a tripode (Fig. 2.6(2) e 2-7), a treppiede come la fondazione proposta dalla Bard (Fig. 3-3b/d), a jacket (Fig. 2-7 e preferibilmente e correttamente le Figg. 2-8). A quest'ultima configurazione si ispira la fondazione, che è preferita per il progetto di alcuni campi eolici nazionali. Tale struttura è discussa, calcolata e rappresentata dai disegni allegati al rispettivo rapporto progettuale ed in parte dalle informazioni, contenute nel Cap. 4.

La costruzione di solito è impostata e conclusa in officina/cantiere ed in sito arriva la struttura completa, che va portata sul sito a mare ed ivi immersa. Se è a gravità o a monopila, il fondale deve essere preventivamente predisposto per accogliere il manufatto e per proteggerlo dall'azione dello scouring [23], azione preventiva che quasi sempre è ritenuta opportuna.

Se è a tubi metallici, va successivamente fissata tramite i pali di ancoraggio (tipo jacket) o per "battitura" della stessa (caso monopila).

Segue il montaggio della macchina eolica, fatto a componenti (torre, navicella, etc.) o realizzato come se l'unità sia composta da un pezzo unico (Fig. 1-1).

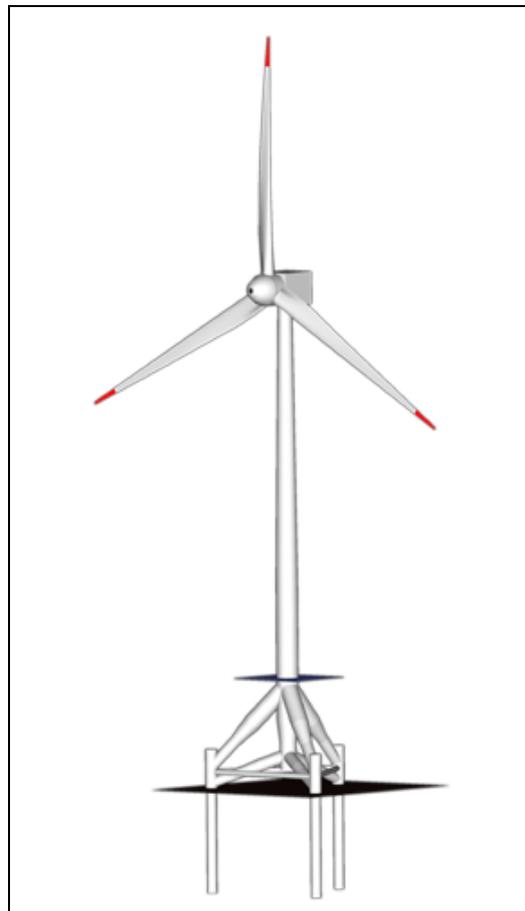


Fig. 2-7. Schema di turbina su fondazione a tripode

L'operazione relativa ai *montaggi* può essere complessa da attuare, oltre che dal punto di vista tecnico, anche (e soprattutto) da quello autorizzativo. In ogni caso, resta da soddisfare l'esigenza di disporre di un mezzo marittimo (pontone o piattaforma autosollevante tipo jack-up), dotato di grande stabilità propria e di organi di

sollevamento capaci di innalzare i pesi richiesti all'altezza imposta dal disegno della macchina eolica. E' un aspetto delicato e vincolante della soluzione, che deve essere affrontato e soddisfatto preliminarmente, se si vuole scegliere questo tipo di fondazione.

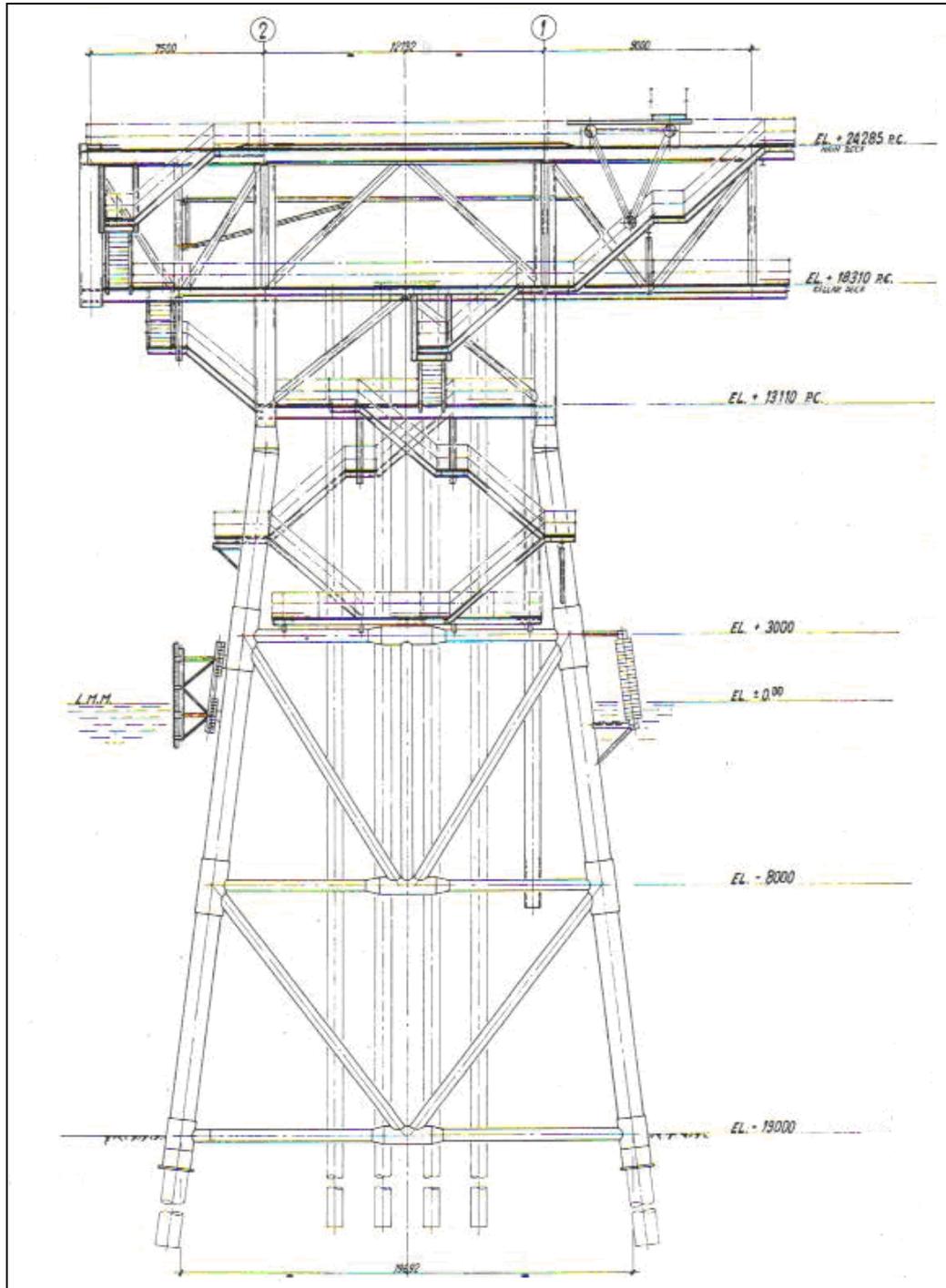


Fig. 2-8a. Tipica struttura a jacket per scopi petroliferi, in cui prevalgono i carichi verticali ridistribuiti su quattro montanti (ENI)

Substructure	Design		Construction		Installation		Removal	
	Advantages	Disadvantages	Advantages	Disadvantages	Advantages	Disadvantages	Advantages	Disadvantages
Monopile	<i>Simple structural configuration</i>	<i>Relatively sensitive to scour for high diameters</i>	<i>Minimal construction site investment</i>	<i>Excessive slenderness in deep waters</i>	<i>No seabed preparation without scouring</i>	<i>Piling equipment required</i>	<i>Removal of under-water portion only</i>	<i>Pile in soil portion not removable</i>
	<i>Dynamic response to tune structural flexibility</i>	<i>Performance determined by soil characteristics</i>	<i>Rolling facilities widely suitable for not thick tubes</i>	-	-	<i>Drilling equipment in boulders, very stiff clays, etc.</i>	<i>Removal by pile lifting after sectioning</i>	<i>Sectioning in water</i>
	<i>Suitable to seabed depth of 3 m to 20 m</i>	<i>Not suitable for depths of 20/30 m or more</i>	<i>Ease, simple & economic for tubes not thick</i>	<i>Cost sensitive to high thickness & diameter</i>	-	<i>Field splice & adjustment to inclination</i>	<i>Not heavy structures to be removed</i>	<i>Difficult cut for thicker pile</i>
	<i>No anchorage pile requested</i>	<i>Poorly suitable for weak soil</i>	<i>Ease transportation to site</i>	-	<i>Ease transportation by floating</i>	<i>Field welding for high pile</i>	-	-
	<i>Steel as unique structural material</i>	<i>Not suitable for rocky soil</i>	<i>No particular protection against ice</i>	-	-	<i>Scour protection in exposed location</i>	-	-
Gravity Foundation	<i>Structure requiring yard on sea shore</i>	<i>Poorly suitable under scouring</i>	<i>Large use of concrete</i>	<i>Large construction site investment</i>	<i>No anchorage pile requested</i>	<i>Seabed preparation required</i>	<i>Complete removal at end of life</i>	<i>Ballast costly elimination</i>
	<i>Performance insensitive to soil parameters</i>	<i>Stiff dynamic response</i>	<i>Construction in yard</i>	<i>Yard close to wind farm site</i>	<i>Whole installation as single unit</i>	<i>Costly ballast placement</i>	<i>Possible repositioning after removal</i>	<i>Big lifting required</i>
	<i>Anchorage pile not required</i>	<i>Configuration often complex</i>	<i>Yard with ease access to sea</i>	<i>Yard equipped by strong lifting</i>	<i>Transport to offshore site by barge</i>	<i>Barge with big lifting capacity</i>	<i>By means of crane barge</i>	<i>Heavy body on barge</i>
	<i>Suitable to seabed depths 3m to 15 m</i>	<i>Not suitable for depth over 25 m</i>	<i>Mainly concrete for substructure</i>	<i>Appreciable space at construction yard</i>	<i>Vertical positioning on crane barge</i>	<i>Tonnage barge adequate</i>	-	-
	<i>Good resistance to ice in water</i>	<i>Poorly suitable in weak soil</i>	-	<i>Sizes dependent by OWT power</i>	-	<i>Large protection against scour</i>	-	-
	<i>Compact structural configuration</i>	<i>Heave forces during the wave passage</i>	-	<i>Sizes depending strongly by depth</i>	-	-	-	-

Tab. 2.1a. Lista schematica delle caratteristiche della fondazione a monopila ed a gravità [50]

Substructure	Design		Construction		Installation		Removal	
	Advantages	Disadvantages	Advantages	Disadvantages	Advantages	Disadvantages	Advantages	Disadvantages
Three/four legs jacket	Relative insensitive to scour	Complex, unsuitable configuration with ice in water	Configuration used in oil/gas extraction	Specific technology to be used	No seabed preparation without scouring	Piling equipment required	Removal of under-water portion only	Pile in soil portion not removable
	Dynamic response to tune structural flexibility	Anchorage pile in each leg	All weldable piled lattice in steel	Construction site not close to offshore site	Small tubes for legs & anchorage piles	Drilling equipment in boulders, very stiff clays, etc.	Removal by lifting after sectioning	Sectioning in water
	Suitable to medium/high seabed depth	Not economic use for depths of 10 m > h > 50 m	Easy applicable to different seabed heights	In yard unsuitable construction	Possible use of crane barge or juke-up	Difficult transport by floating	Not heavy structures to be removed	Difficult cut for thicker pile
	Small displacements & rotation at jacket top	Anchorage pile in each leg	Ease transportation to site	Appreciable space required at yard	Small hammer for piling	Field welding for pile connections	-	-
	Suitable to different OWT powers	Needs protection against corrosion	No limits for OWT types	Very long anchorage piles	No special juke-up needed for installation	Unsuitable for rocky soil without drilling	-	-
Insensible to wave passage heave forces	Complex & not compact configurat.	Easy adaptable to resistance needs	Large use of welding	-	-	-	-	
Three/four legs tripod	Relative insensitive to scour	Complex, unsuitable configuration with ice in water	Configuration used in oil/gas extraction	Specific technology to be used	No seabed preparation without scouring	Piling equipment required	Removal of under-water portion only	Pile in soil portion not removable
	Dynamic response to tune structural flexibility	Anchorage pile in each leg	All weldable piled lattice in steel	Construction site not close to offshore site	Small tubes for legs & anchorage piles	Drilling equipment in boulders, very stiff clays, etc.	Removal by lifting after sectioning	Sectioning in water
	Suitable to medium/high seabed depth	Not suitable for depths of 8 m > h > 40 m	Easy applicable to different seabed heights	In yard unsuitable construction	Possible use of crane barge or juke-up	Difficult transport by floating	Not heavy structures to be removed	Difficult cut for thicker pile
	Small displacements & rotation at jacket top	Anchorage pile in each leg	Ease transportation to site	Appreciable space required at yard	Small hammer for piling	Field welding for pile connections	-	-
	Suitable to different OWT powers	Needs protection against corrosion	Sufficiently short anchorage piles	Large structural diameters & large use of welding	No special juke-up needed for installation	Unsuitable for rocky soil without drilling	-	-

Tab. 2.1b. Lista schematica delle caratteristiche della fondazione a castello ed a tripode [50]

2.1.4 Terza alternativa

Della *terza categoria* possono far parte, o le tipologie a gravità, che siano realizzate direttamente in situ, o in un certo senso il tipo a monopila (a rigore questa soluzione non è costruita in situ, ma vi è soltanto installata, per cui in linea di principio non è da considerare in questa categoria). E' praticamente insostenibile affrontare qualsiasi costruzione di strutture fondarie in mare aperto senza difese. Pertanto, l'unica situazione favorevole si prospetta con campo molto prossimo o a ridosso della costa. In altre parole si sta descrivendo il profilo tipico di una installazione semioffshore, che ha appunto molte –se non tutte- le caratteristiche, qui cercate.



Fig. 2-8b. Piattaforme accoppiate per sfruttamento di giacimento petrolifero (Alpha Beatrice)

Resta da risolvere la problematica del *montaggio*. A ciò si può provvedere, diversificando al massimo gli interventi per trovare la soluzione tecnicamente valida ed economicamente sopportabile.

Trovare un caso favorevole non è facile. Una zona di dune affioranti o di bassi fondali molto riparati o direttamente raggiungibili dalla costa, renderebbe anche credibili proposte di fondazioni a gravità, impostate direttamente in situ (ad es., cingendo mediante un palancolato l'area da riempire con inerte e da sovrapporvi una spessa platea di c.a., su cui rizzare un traliccio o completare con una struttura a gravità).

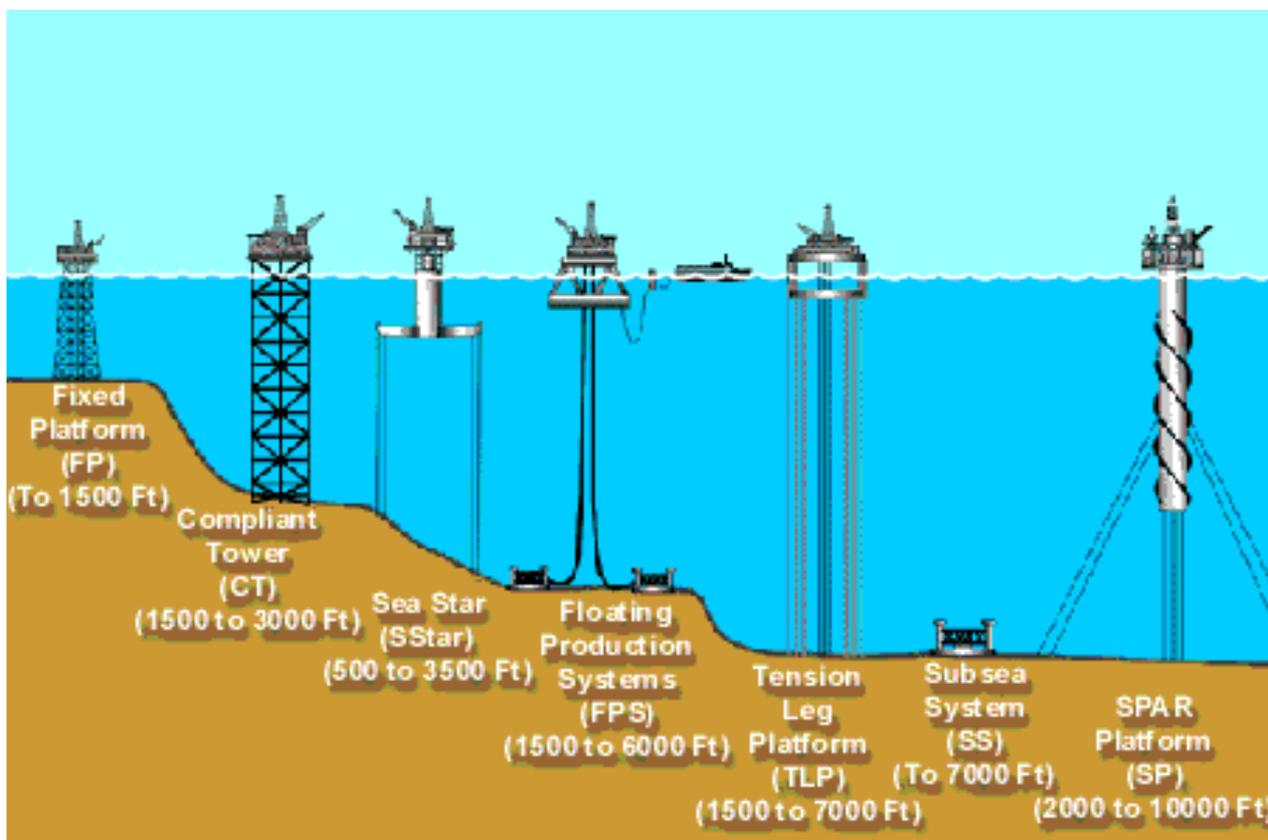


Fig. 2-9. Varie soluzioni di fondazioni metalliche per differenti profondità del fondale

La costruzione di un *rilevato* (in terra, massi, etc.) è facile, ma costosa, specie se occorre estendere il pennello sino alla macchina più lontana da riva. Anche riducendo l'interasse tra due macchine adiacenti a 3-5 diametri, la distanza può essere indubbiamente notevole. E' necessario disfare il manufatto a macchine in loco, lasciando imprecisata (fors'anche, resa critica) la modalità di intervenire sul rotore per eventuale manutenzione straordinaria nella vita dell'impianto. Altra via potrebbe essere offerta da un *pontile metallico*, che colleghi la riva alla ultima macchina e che sia in grado di reggere la gru mobile (di tipo stradale). La struttura potrebbe restare permanente od essere temporanea per il periodo richiesto dai montaggi e dal primo esercizio.

Il *trasporto della macchina eolica* può essere compiuto, o per via terrestre, o per via d'acqua. La prima è agevolata dal tracciato, che è già stato realizzato, mentre la seconda presenta delle difficoltà, non essendovi sufficiente battente per far operare bettoline e rimorchiatori. La torre potrebbe essere veicolata per galleggiamento, tappandone le estremità. Più problematico è il trasporto degli altri componenti con lo stesso metodo.

Tab. 2.2. Varie opzioni di strutture per fondazioni di turbine eoliche a mare

Structural Configurat.	Examples	Use	Notes
Monopile	Arklow, Ireland; Barrow (UK); Blyth (UK); Egmond aan Zee (NL); Greater Gabbard (UK); Gunfleet Sands (UK); Horns Rev 1&2 (DK); Kentish Flats (UK); Lely (NL); London Array (UK); Lynn & Inner Dowsing (UK); North Hoyle (UK); Rhyl Flats (UK); Robin Rigg (UK); Scroby Sands (UK); Utgrunden (SE);	Shallow to medium waters depths	<p><i>a.</i> Made from steel tube, typically 4-6-8 m in diameter;</p> <p><i>b.</i> Installed using driving and/or drilling method;</p> <p><i>c.</i> Transition piece grouted onto top of pile;</p>
Jacket	Alpha Ventus (REpower turbines), DE; Beatrice Windfarm (Moray Firth), UK; Ormonde (UK); EnBW Baltic 2 (41 turbines over 80), DE;	Medium to deep water depths	<p><i>a.</i> Made from steel tubes welded together, typically 0.5-1.5 m in diameter;</p> <p><i>b.</i> Anchored by driven or drilled piles, typically 0.8-1.2 m in diameter;</p>
Tripod	Alpha Ventus (Multibrud turbines), DE; Bard Offshore 1, DE;	Medium to deep water depths	<p><i>a.</i> Made from steel tubes welded together, typically 1.0-5.0 m in diameter;</p> <p><i>b.</i> Transition piece incorporated onto centre column;</p> <p><i>c.</i> Anchored by driven or drilled piles, typically 0.8-2.5 m in diameter;</p>
Gravity base	Ayos Kemi (FI); Lillgrund (SE); Middelgrunden (DK); Nysted (DK); Thornton Bank Phase 1 (BE); Tuno Knob (DK); Vindeby (DK);	Shallow to medium water depths	<p><i>a.</i> Made from steel or concrete;</p> <p><i>b.</i> Relies on weight of structure to resist overturning, extra weight can be added in the form of ballast in the base;</p> <p><i>c.</i> Seabed may need some careful preparation;</p> <p><i>d.</i> Susceptible to scour and undermining due to size;</p>
Floating/ submerged structures	Hywind (Norway); Tricase (IT);	Very deep water depths	<p><i>a.</i> Still under development;</p> <p><i>b.</i> Relies on buoyancy of structure to resist overturning;</p> <p><i>c.</i> Motion of floating structure could add further dynamic loads to structure;</p> <p><i>d.</i> Not affected by seabed conditions.</p>

Fonte: Wind Energy con integrazioni

Pertanto, l'unica soluzione proponibile potrebbe essere quella della *fondazione a monopila* (Tabb. 2.1/2). E' costituita da un grosso tubo che va interrato nel fondale e che potrebbe essere costruito ad anelli da saldare in loco, se le profondità di inserimento fossero grandi (e pure lo fosse anche il diametro). Una variante, che trasformerebbe il monopila in una fondazione a semi-gravità, si otterrebbe se il volume interno al tubo andasse svuotato e riempito di c.s.

Analogamente avverrebbe, se fosse necessario inserire una camicia di c.s./c.a. sull'estradosso del monopila per conferire stabilità alla parete della fondazione inserita nel fondale per contrastare possibili allargamenti delle sede causati da fatica (alternata sul monopila). In questo assetto la struttura che ne consegue diviene particolarmente rigida e difficilmente può essere contraddistinta da frequenze, che permetterebbero di applicare criteri di collegamento con la macchina eolica di tipo soft-soft o soft-stift.

2.2 ATRI ASPETTI PROGETTUALI

2.2.1 Costruzione e montaggio della fondazione

Gli *aspetti tecnologici*, che contribuiscono alla realizzazione della struttura fondaria, possono essere omessi in questa analisi prevalentemente impostata sui criteri progettuali delle strutture fondarie. Pur intervenendo pesantemente nella definizione dei tempi di consegna, nelle modalità di installazione a mare e nei costi di realizzazione, di cui si è opportunamente tenuto conto nello stendere i capitoli citati, non rappresentano argomento di discussione in questa fase della trattazione.

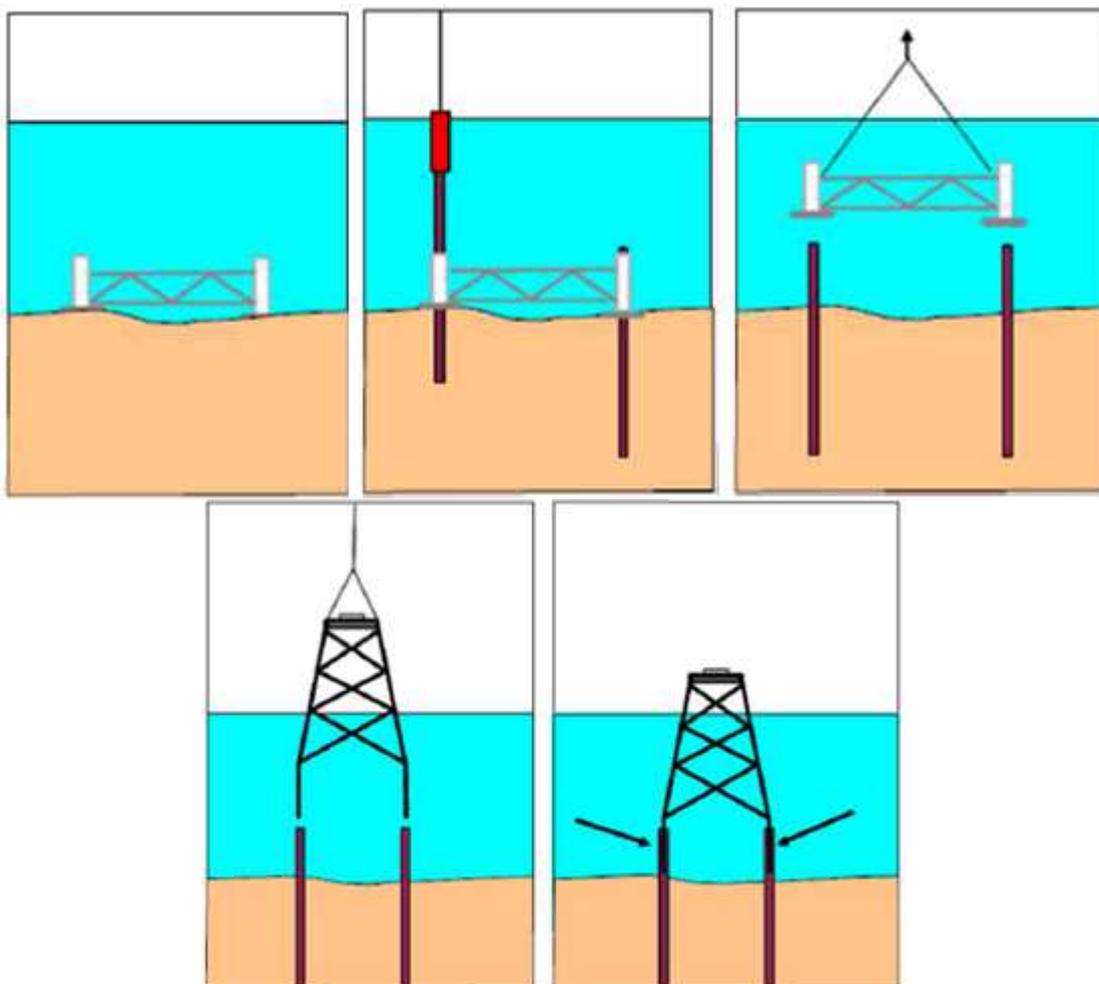


Fig. 2-10. Installazione di jacket sui pali fondari con conseguente grouting finale

Essa è, infatti, focalizzata sulle *interrelazioni progetto-ambiente*, come pure sugli influssi mutui tra qualità-sicurezza-fattibilità, sui criteri di autorizzazione con le relative prescrizioni e, soprattutto, sull'evidenziazione di tutte le influenze oggettivamente rilevanti. Le influenze da esaminare sono precisamente quelle, che una centrale può esercitare sulla popolazione e sul territorio in tutte le fasi operative previste.

E' per questo motivo che si dedicherà una porzione non trascurabile per affrontare molte problematiche, che finiscono per aver peso sull'installazione a mare e sulla manutenzione ordinaria/straordinaria. Potrebbero essere fonte di disturbi -seppur temporanei e limitati nel tempo- nell'utilizzo delle risorse naturali e socioeconomiche.



Fig. 2-11. Immersione della struttura portante della Fig. 1-1 e discesa nella sua posizione finale del sito a mare (sul coronamento è evidente la transizione jacket-torre)

2.2.2 Dismissione della fondazione

Per una esposizione più meditata ed ovviamente corredata da tutti i riferimenti necessari (sicurezza, normativa, etc.) è indispensabile consultare un'opera specifica.

2.2.3 Connessione torre-fondazione (Overstructure/Transition Zone)

Il collegamento della torre con la fondazione è relativa alla configurazione scelta. Nelle tipologie a gravità (e parzialmente a castello) tale collegamento può essere solitamente flangiato. Con il monopila (e in parte con la soluzione a castello) tramite la sovrastruttura, che appunto ha tale funzione) e con altre fondazioni tubolari si preferisce l'impiego di un corpo di transizione, pur non escludendo la connessione a flangia e bulloni, già detta, qualora tale applicazione sia possibile.



Fig. 2-12a. Attrezzamento della base della torre di unità 5M su analogo apprestamento sulla sezione di transizione della struttura fondaria (Beatrice Windfarm)

Sul coronamento della struttura fondaria sarà costruita la *base di attacco* della radice della torre (Figg. 2-1e/f/g/h e 2-9/12), che è richiamata con svariate denominazioni come elemento/sezione di transizione o sovrastruttura. E' costituita da un solido corpo, composto da piastre piane/curve, da tubi variamente formati e da travi, sia per reggere il piano del terrazzino, che corre attorno alla base della torre e su cui può anche trovare posto la cabina di macchina, sia per fungere da difesa dell'unità (contro eventuali eventi pericolosi provocati da natanti accidentalmente in rotta di collisione con l'aerogeneratore stesso, pur ammettendo la scarsa probabilità di siffatto evento alla quota, cui è situato tale pianerottolo).

Questo corpo si deve, poi, inserire nella struttura fondaria il più intimamente possibile per realizzare un insieme unico e solidale, atto a reggere tutte le azioni, anche combinate, provocate -singolarmente o congiuntamente- da venti e da onde di natura normale od eccezionale.

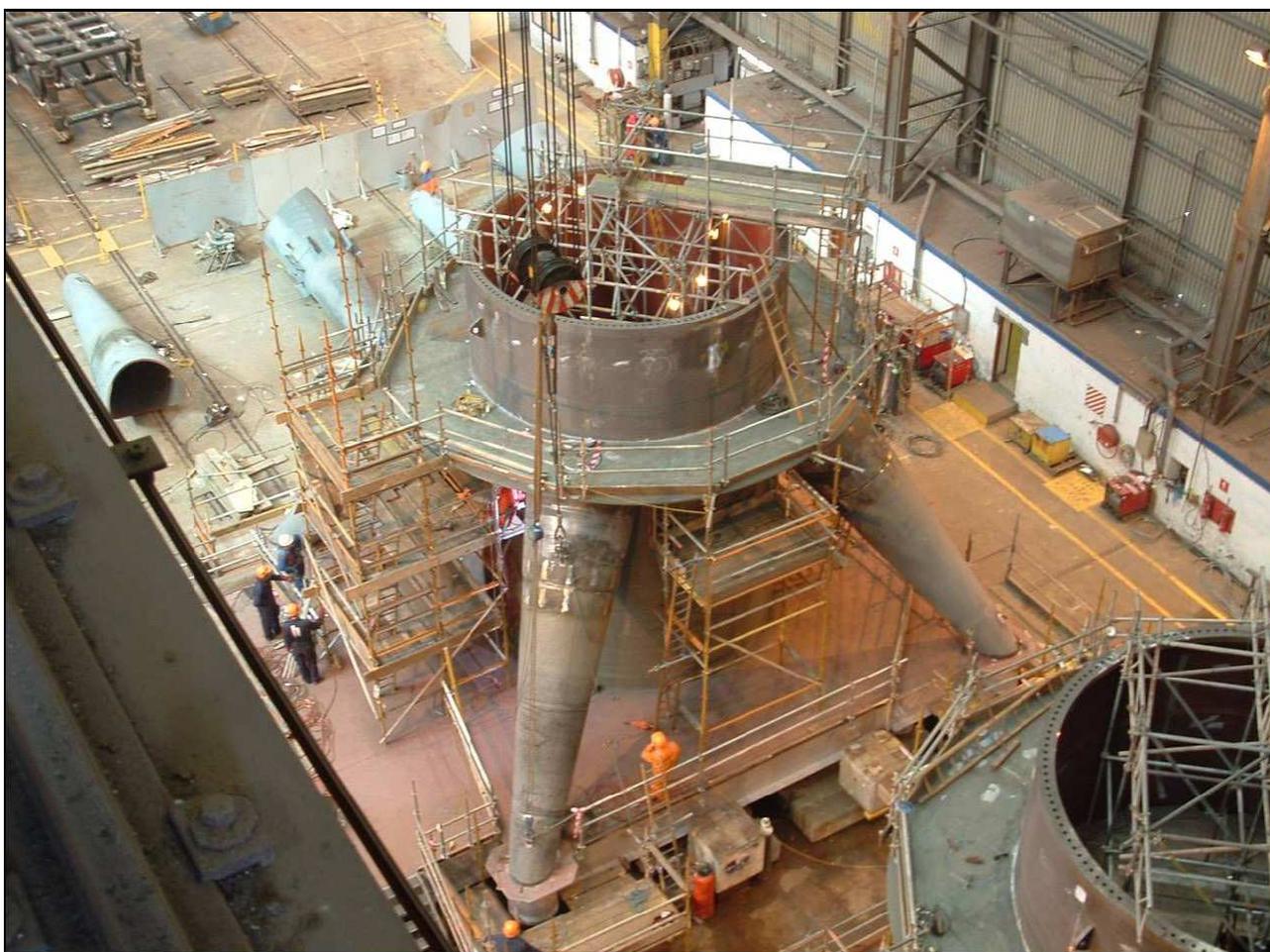


Fig. 2-12b. Costruzione della sezione di transizione della fondazione per 5M (Beatrice W.f.)

In alternativa alla soluzione, appena descritta, si potrebbe proporre una *camicia metallica centrale*, che realizzi un collegamento distribuito lungo un certo tratto della

superficie inferiore della torre (a contatto diretto o tramite materiale di riempimento) con la superficie interna della camicia (detta anche manica, pantalone o sleeve).

Questo elemento ha anche la funzione di realizzare un piano di appoggio della torre (Figg. 2-12) che sia effettivamente orizzontale, non potendo affidarsi ad una certa e reale verticalità dell'asse della fondazione, una volta che questa sia stata infissa nel fondale marino. Pur se in piano, il fondo del mare non ha l'uniformità e l'orizzontalità (oltre che la costante compattezza) necessarie per assicurare la verticalità richiesta dall'asse della macchina eolica.

L'estremità inferiore della camicia sarà predisposta per fornire un piano d'appoggio, che sia in bolla o che rispetti le tolleranze volute dalla macchina eolica.



Fig. 2-12c. Soluzione alternativa per sezione di transizione di fondazione per 5M (Weserwind GmbH)

Una soluzione alternativa per il collegamento tra torre e fondazione potrebbe prevedere l'impiego di un canotto centrale, com'è illustrato nelle Figg. 2-13. La radice dell'aerogeneratore (priva di flangia di base) sarebbe calata all'interno di questo cilindro centrale, la cui altezza è determinata dalla necessità di consentire un perfetto incastro tra i due corpi e di mettere l'asse della torre in verticale secondo le tolleranze di verticalità imposte.

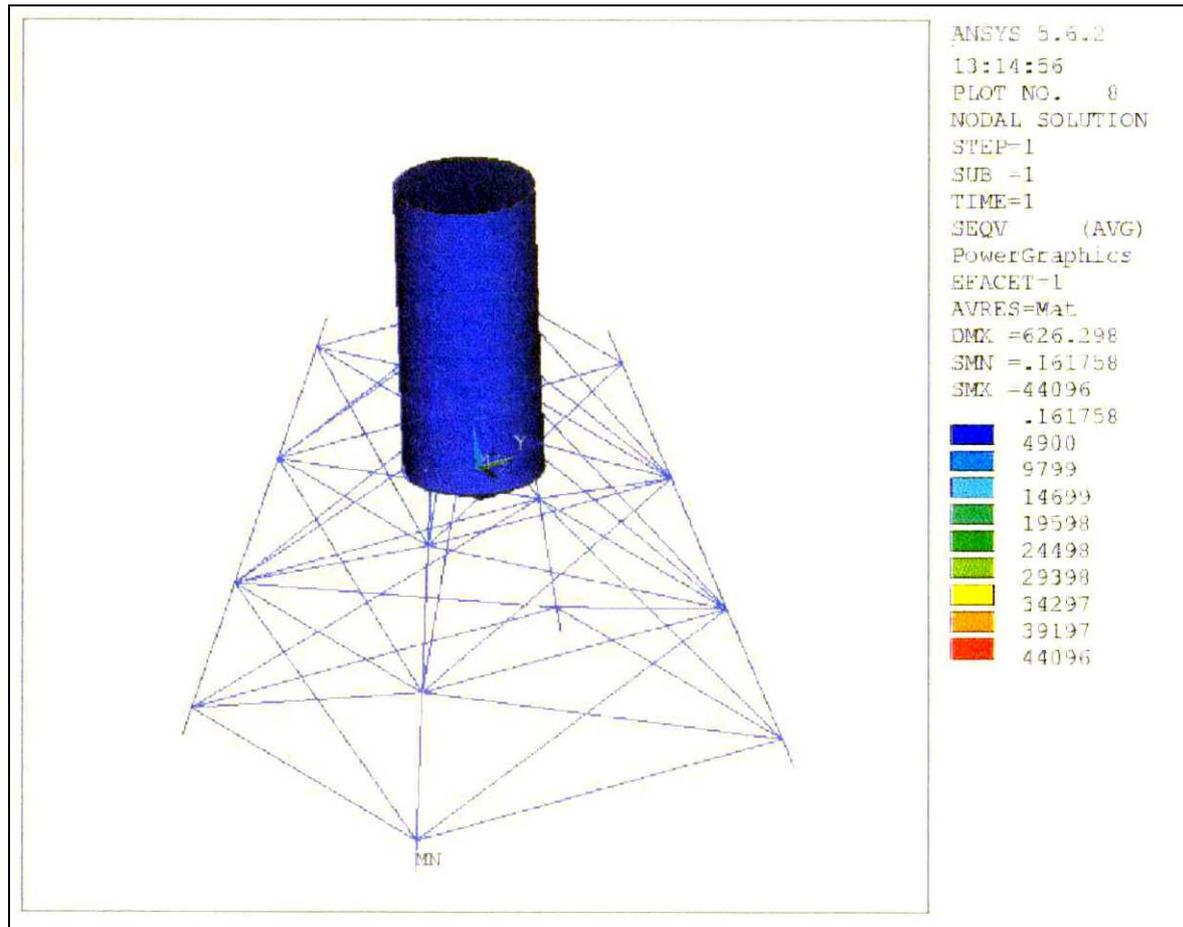


Fig. 2-13a. Schema di collegamento tra turbina e fondazione per innesto della prima struttura entro un cilindro centrale fissato alla seconda

Una volta che il collegamento tra le due strutture sia completo e si sia realizzato l'innesto meccanico voluto si blocca l'intercapedine, che resta tra la superficie interna del codolo e quella esterna della torre con un metodo di grouting normale. Nelle figure, che seguono, sono riportate alcune informazioni sulla risposta statica della fondazione come conseguenza della nuova configurazione.

Il dimensionamento del canotto cilindrico non è stato inserito, in quanto sembrava sufficiente -ancorché utile- possedere alcuni dati essenziali (stato strutturale, spostamenti assoluti) per avere un'indicazione sulle diversità di reazione da parte della struttura primaria di fondazione.

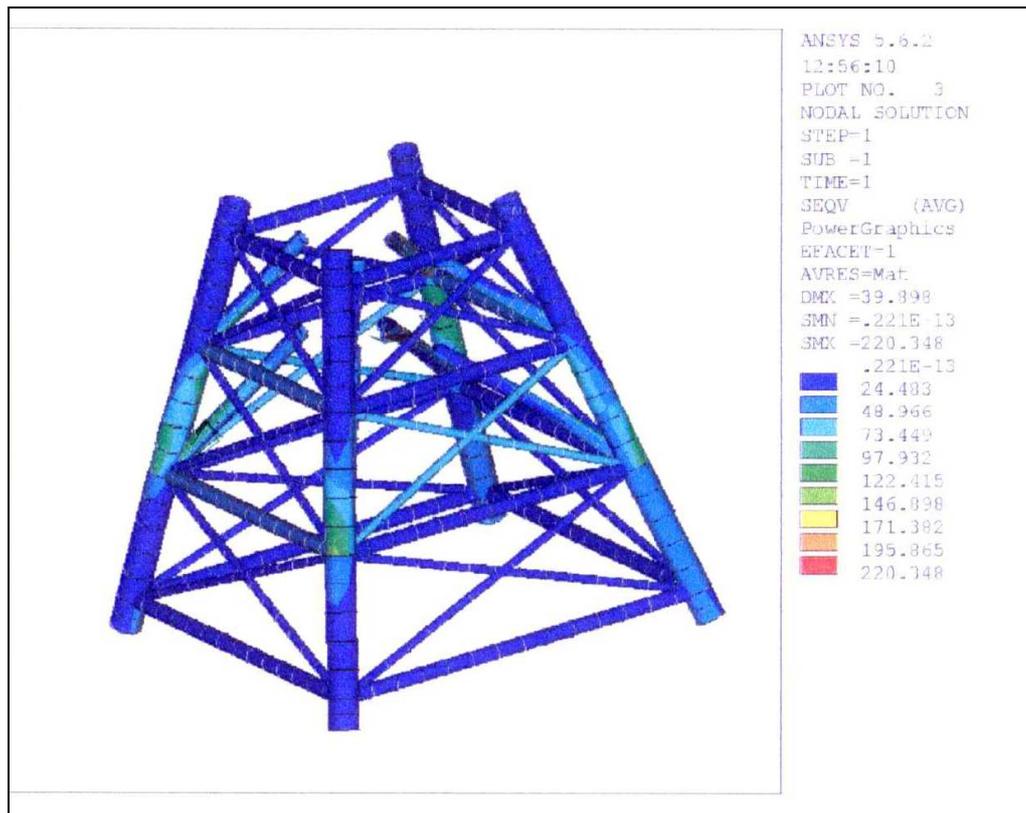


Fig. 2-13b. Stato di sollecitazione (in MPa)

L'accorgimento è stato proposto per descrivere possibili forme del deck della struttura portante in alternativa all'allestimento classico realizzato con un grande piastrone, su cui fissare la radice della torre mediante collegamento flangiato. L'attuale configurazione impone di allungare la torre del tratto, destinato a ricoprire l'altezza del codolo, entro il quale va a sistemarsi. La proposta è una derivazione della transizione, che si ha nelle fondazioni a monopila e che in questa soluzione è funzionalmente un po' modificato, pur rispondendo alle stesse esigenze.

Resta anche da esaminare la fattibilità dell'operazione ed il confronto in termini di tempo di realizzazione, di certezza nel garantire le tolleranze progettuali/costruttive e di mantenimento nel tempo dell'incastro ottenuto, oltre che di effetti sulla risposta dinamica del complesso.

Per il momento si è ritenuto sufficiente introdurre soltanto alcuni elementi illustrativi di massima dello stato tensionale (Figg. 2-13c).

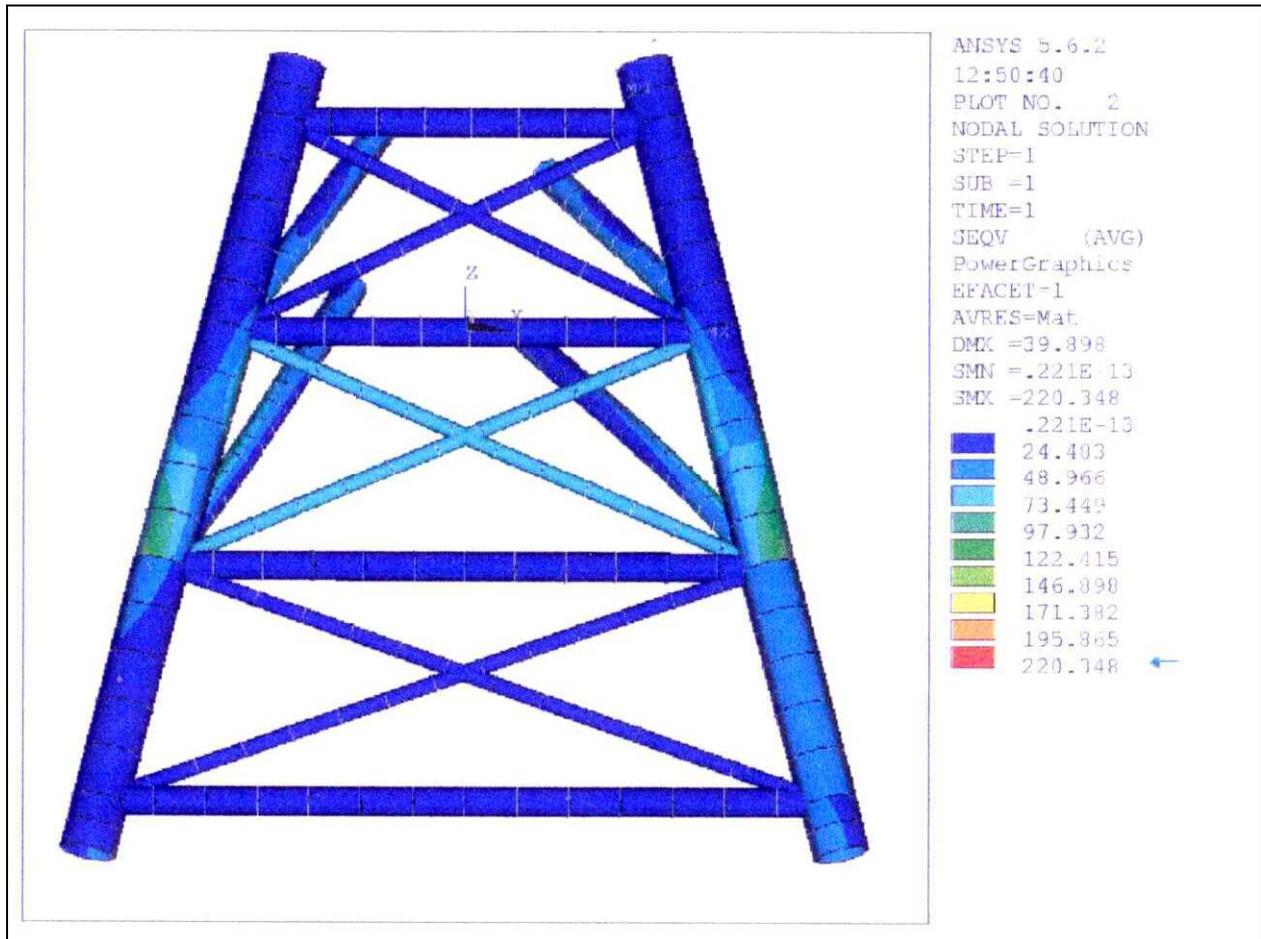


Fig. 2-13c. Rappresentazione dello stato sollecitativi in 2D

3. ANALISI DELLE TIPOLOGIE DI FONDAZIONI

3.1 FONDAZIONI A CONTATTO CON IL FONDALE

Storicamente i primi studi di strutture fondarie sono stati rivolti verso i corpi a gravità. Subito dopo gli strutturisti hanno affrontato in modo più sistematico le esigenze del supporto delle turbine eoliche destinate ad essere realizzate a mare. L'esperienza accumulata nella progettazione di piattaforme per il riparto petrolifero ha consentito di avere uno spettro di soluzioni, le cui caratteristiche erano ben note. La loro estrapolazione al settore eolico imponeva indubbiamente attenta semplificazione e molto rigore per far combaciare le proprietà tecniche con le limitazioni di bilancio. E', infatti, evidente che i due settori siano contraddistinti da un diverso valore del prodotto ottenuto.

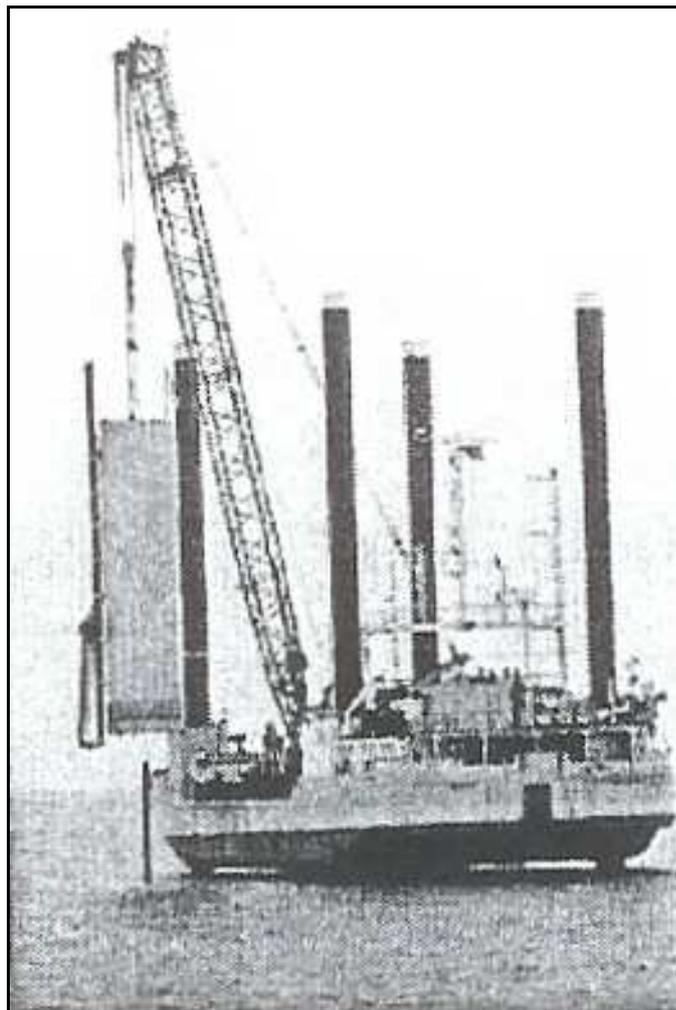


Fig. 3-0. Inserimento di tratto di struttura a monopila per turbina eolica in sito a mare

3.1.1 Fondazione a gravità (gravity substructure)

Le *fondazioni a gravità*, costituite da acciaio e/o da c.s./c.a. in misura più o meno prevalente (cfr. le Figg. 3-1 e l'ultimo schema della Fig. 2-1c), sono state progettate per fondali sabbiosi di bassa profondità e per sostenere macchine di relativamente modesta potenza. A mano a mano che la potenza del convertitore eolico cresce ed il parco si distanzia dalla costa, la fondazione a gravità è stata sostituita da altre soluzioni, perché la massa della fondazione, che dovrebbe contrastare il momento ribaltante prodotto dal funzionamento della turbina, diviene oltremodo elevato.



Fig. 3-1a. Fondazioni a gravità da installare sui fondali bassi di Nysted (Elsan)

La casistica di questa tipologia fondaria non è molto ampia. I requisiti principali, su cui si basa la soluzione, sono principalmente imposti dai due fattori, che sono stati evocati nel capoverso iniziale di questo paragrafo e precisamente dalla profondità del fondale ed dal numero e dalla potenza delle unità eoliche. Il ricorso alla fondazione a gravità si è posta all'inizio, quando i siti erano molto vicini -se non addirittura a ridosso- della costa.

E i due fattori, che sono stati appena citati, vanno combinati con una serie di condizioni, inerenti strettamente alla tecnologia di queste costruzioni, come

- spazi/infrastrutture/operatività del bacino adatti a tali realizzazioni ed alle conseguenti operazioni entro il porto (o nelle sue immediate adiacenze);
- mezzi di sollevamento congrui con gli elevati pesi dei manufatti;
- spostamento a terra nell'ambito del cantiere, varo a mare e trasporto via mare sul campo eolico;
- superficie/portanza, etc. dell'area attrezzata per il cantiere a terra;
- preparazione del fondale prima della posa del manufatto (ed anche a fondazione in situ);
- tempi e costi di realizzazione.

Il progetto della fondazione è sensibilmente influenzato dalle condizioni meteoceaniche e dalle rilevazioni sitologiche. I riferimenti meteoceanici sono determinati dall'analisi idrodinamica particolareggiata con un modello a lungo termine calibrato con quelli a breve termine deducibili dalle misurazioni del moto ondoso locale.

Le investigazioni sul sito formano il capitolo investigativo locale più probante. Va, infatti, impostato e condotto a termine con molto acume e con rispetto stringente al programma dei lavori ed ai limiti di costo preventivati. Sono generalmente una combinazione indagini geofisiche e di misure geotecniche. I sondaggi geotecnici servono ad identificare le proprietà fisiche del sottosuolo, in cui deve essere spinto il corpo fondario, e devono essere raggiunti e conseguiti mediante l'intervento di penetrametro a cono e di carotaggi.

Le prove geofisiche richiedono rilevamenti della profondità dell'acqua e delle proprietà sismiche degli strati del suolo marino e possono essere confrontate ed interpolate con i risultati della precedente campagna sperimentale. L'ampiezza e la tipologia del programma geotecnico locale è funzione del tipo di suolo, delle conoscenze preesistenti, dell'omogeneità delle condizioni nell'area del sito, etc.

Il progetto delle strutture secondarie o, se si vuole, di quei componenti che possono essere definiti non strettamente al momento di impostare il disegno e la configurazione primaria della fondazione, come la sovrastruttura (deck) la boat landing, i J-tube, le scale d'accesso, etc., può esser fatto o concluso anche successivamente nel corso della progettazione esecutiva. Tali motivazioni derivano perché, o hanno un'influenza diretta sulla costruzione, o impongono requisiti specifici per la manutenzione della fondazione, o limitano l'accesso e la movimentazione di personale e di pezzi da/per la fondazione, o sono vitali per la sicurezza del personale durante le fasi operative del cantiere.

Un ultimo aspetto, che compare specie nei campi eolici non direttamente a ridosso della costa, è la necessità di inserire tra le macchine eoliche anche la *stazione elettrica di trasformazione* dalla tensione di distribuzione interna al campo (cioè, 30 kV) a quella più adeguata per il trasporto a terra di rilevanti quantità d'energia su molte miglia marine, quante misurano la distanza del sito dal punto di approdo dei cavi sottomarini. La struttura fondaria (Figg. 3-1r/s/t/u), che deve essere progettata per questo caso, solitamente è dello stesso tipo di quelle per le turbine eoliche. Diverso sarà l'attrezzamento del pianerottolo di base, in quanto dovrà ricevere un sistema di apparecchiature e di trasformatori di tensione dalle dimensioni tutt'altro che trascurabili, specialmente in campi con grandi potenze installate.

La situazione della struttura portante da predisporre per reggere il convertitore eolico è un aspetto determinante sotto più punti di vista, intervenendo su più capitoli del progetto eolico ed investendo -almeno se non esclusivamente- sia la stima dei costi capitale, sia le manovre di installazione, che a mare sono costose, delicate e impegnative, sia il programma temporale dei lavori.

Le considerazioni, svolte in questo paragrafo non si attagliano esclusivamente alla fondazione a gravità, ma sviluppano il loro significato un po' su tutte le altre soluzioni. Sono state qui presentate, essendo questa tipologia la prima ad essere trattata.

Nelle pagine successive si farà ricorso ad un abbondante corredo fotografico per delineare le caratteristiche della fondazione a gravità e delle sue caratteristiche con riferimento ad alcune realizzazioni, quelle per il sito di Middelgrunden (cfr. le Figg. 3-1b/c/d/e/h), quelle per il campo eolico di Thornton Bank (Figg. 3-1f/g//l/m/n/o e Figg. 3-1p/q) e quelle per la centrale Nysted (Figg. 3-1a/r/s/t/u/v/x/y/z).

Alcune di queste forniscono particolari relativi alla costruzione del corpo fondario, mentre altre danno ragguagli sulle operazioni di spostamento, di varo e/o di collocazione in situ della struttura stessa. Due illustrazioni soltanto documentano la conclusione dei lavori con una turbina completa in loco (Fig. 3-1m) o con più contemporaneamente in installazione o perfettamente a posto (Fig. 3-1h).

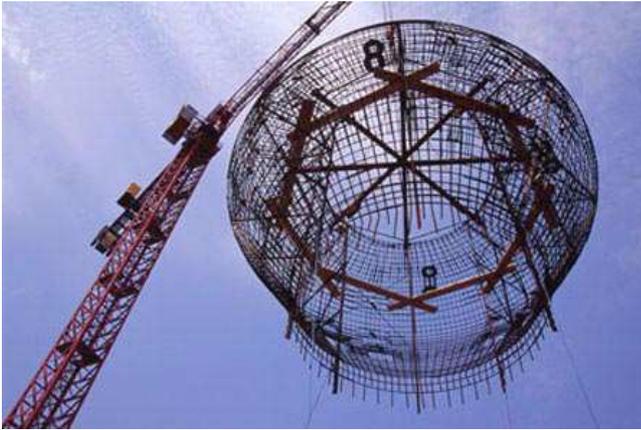


Fig. 3-1b. Intelaiatura dei ferri per la parte superiore della fondazione a gravità (Middelgrunden)



Fig. 3-1e. Vario stadio di gettate (Thornton Bank)



Fig. 3-1c. Centinatura del tamburo di base di fondazione a gravità (Middelgrunden)



Fig. 3-1f. Fondazioni a gravità quasi completate



Fig. 3-1d. Centinatura del calice superiore in c.a. della fondazione a gravità (Middelgrunden)



Fig. 3-1g. Visione del cantiere (Thornton Bank)



Fig. 3-1h. Impostazione delle torri su fondazioni a gravità ed installazione dei rotori delle turbine (Middelgrunden)



Fig. 3-1i. Preparazione di fondazioni a gravità per il varo a Thornton Bank (Elsan)



Fig. 3-1l. Posizionamento delle fondazione a gravità (Lillgrund)



Fig. 3-1m. Unità con fondazione a gravità per turbina eolica 5M (Thornton Bank)



Fig. 3-1n. Trasporto della fondazione sul bordo della darsena per poterla varare (Thornton Bank)



Fig. 3-1o. Varo ed affondamento della fondazione (Thornton Bank)

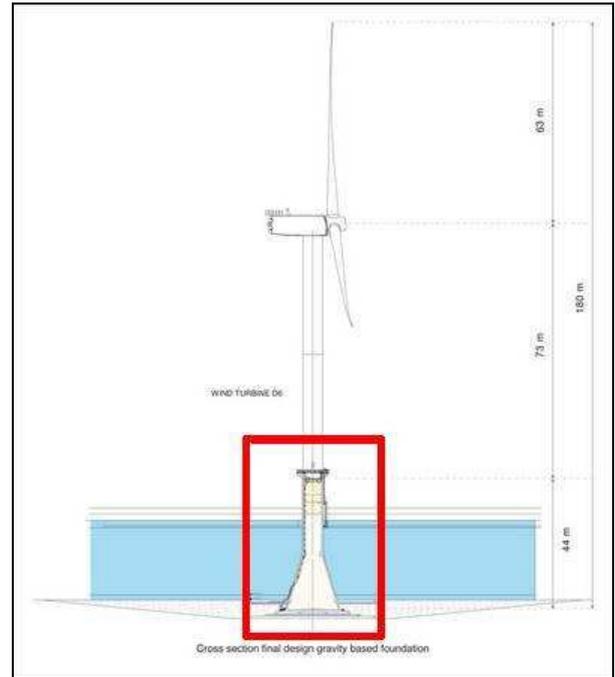


Fig. 3-1p. Schema di principio sulla sistemazione della fondazione a gravità (Thornton Bank)

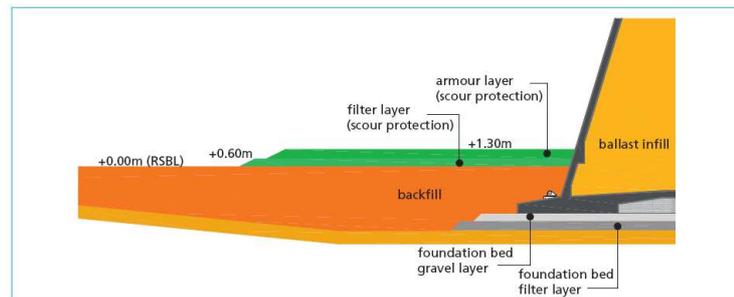


Fig. 3-1q. Sistemazione orientativa del fondale attorno e sotto la fondazione a gravità (Thornton Bank)

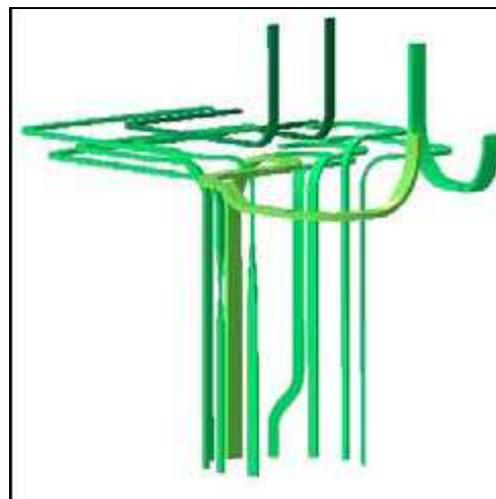


Fig. 3-1r. Cavi in entrata/uscita da SSE a mare (Nysted)

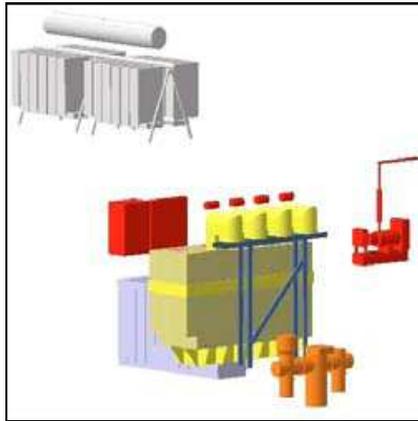


Fig. 3-1s. Componenti elettriche di SSE (Nysted)

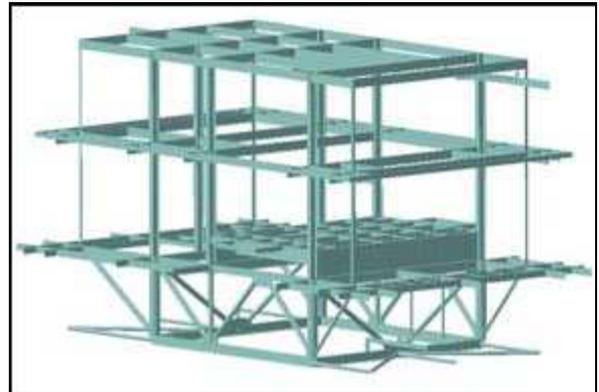


Fig. 3-1u. Elementi strutturali della SSE (Nysted)

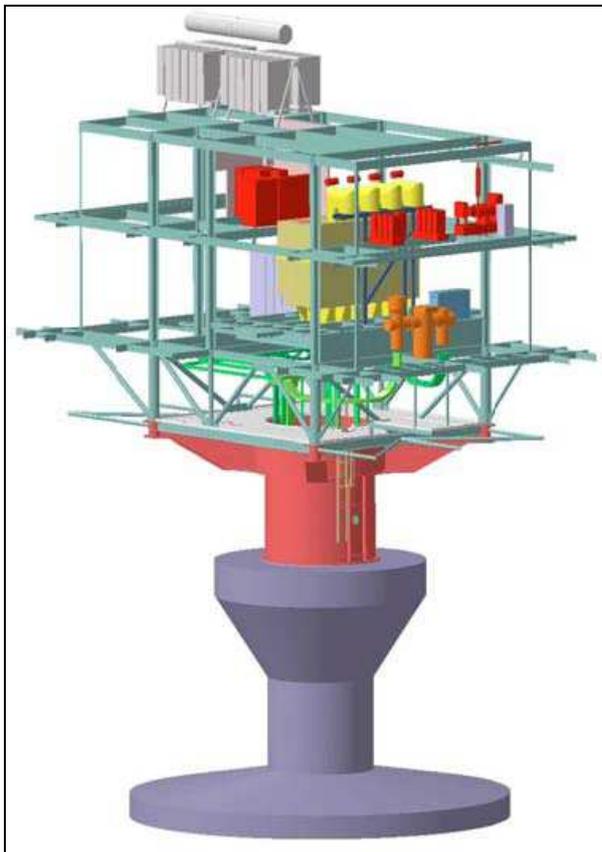


Fig. 3-1t. SSE a mare (Nysted)

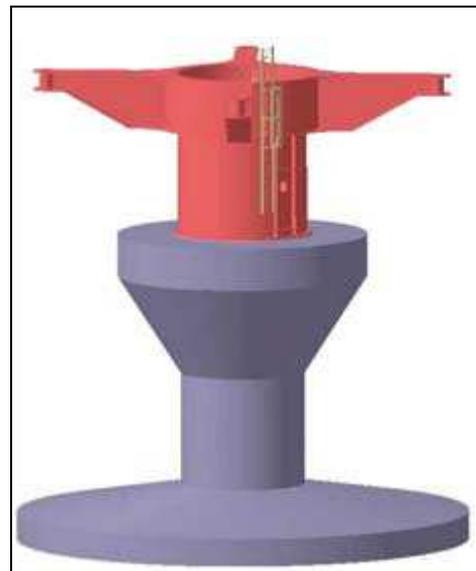


Fig. 3-1v. Fondazione per SSE (Nysted)



Fig. 3-1x. Arrangiamento finale della SSE (Nysted)



Fig. 3-1y. SSE a montaggio completato (Nysted)



Fig. 3-1z. Vista del campo eolico con la SSE in primo piano (Nysted)

Nel caso delle strutture a gravità *la posizione e le dimensioni del cantiere* pongono alcune limitazioni a causa delle prerogative, richieste dal progetto. Le dimensioni ed i pesi dei manufatti impongono alcune scelte, come sistemazione su terraferma, vicinanza alla darsena di carico del trasporto marittimo (pontone o altro), metodologie e mezzi adeguati agli eventuali spostamenti nell'area del cantiere (Figg. 3-1g/n) in sostituzione di gru, la cui capacità di carico sarebbe esorbitante e via di seguito.

Anche i *tempi di lavorazione* sono una variabile importante, in quanto le operazioni che sono richieste per realizzare manufatti di grandi proporzioni, pur se destinati a bassi fondali, sono necessariamente lunghe. Predisporre un corpo fondario per una profondità anche limitata, significa gettare una massa di c.a. alta 12-15 m (pari all'altezza di un edificio di 4/5 piani) e del diametro alla base di qualche decina di metri. Inoltre, i posti di lavoro per la gettata della struttura sono molto spesso in numero contenuto e determinati dalla capacità produttiva dell'impianto edile, che attrezza e gestisce il cantiere, oltre ai tempi necessari per far raggiungere la dovuta consistenza ai calcestruzzi.

Dal punto di vista strutturale si deve dare soluzione al *collegamento tra flangia di base della torre e piano superiore della fondazione*. La flangia è ovviamente in acciaio ed il suo fissaggio avviene tramite prigionieri annegati nel c.s. Le forze, sviluppate nello stringere i bulloni, devono essere assorbite dal complesso dei ferri, che armano la massa del calcestruzzo. La loro resistenza deve essere commisurata sia con i carichi statici, sia con le azioni dinamiche derivanti da vento/mare e dal funzionamento della turbina.

3.1.2 Fondazione a monopila (monopile/monopode substructure)

Dopo le installazioni a gravità in primis i progettisti si sono rivolti alla *struttura di sostegno a monopila*. E' formata da un tubo in acciaio (Fig. 3-2a), che funge da fondazione da inserire nel fondale mediante battipalo (Fig. 3-2d) o vibratore e da sostegno dell'aerogeneratore. Un elemento di collegamento (*transition piece*; cfr. la Fig. 3-2b) serve di passaggio tra la parte inferiore a funzione fondaria e la parte superiore, che va a coincidere con la sezione inferiore della torre dell'aerogeneratore. E' una struttura snella a forma cilindrica a sezione circolare (diametro sui 4-6 m ed oltre a seconda delle macchine eoliche da reggere) di opportuno spessore.



Fig. 3-2a. Impiego di piattaforme autosollevanti (tipo jack-up) nell'installazione di turbina eolica su fondazione monopila

Per migliorare l'aderenza tra i due pezzi s'inserisce della boiaccia di cemento in modo da evitare qualsiasi spostamento reciproco. Sulla sommità è pure montato un



Fig. 3-2b. Sezione di collegamento tra fondazione monopila e torre dell'aerogeneratore durante le fasi del montaggio (si notano i tubi della landing structure e dei J-tube; sullo sfondo, alcuni elementi della turbina, dislocati sui mezzi navali impiegati per i montaggi)

terrazzino o piattaforma (Fig. 3-2b/c), che permette di accedere alla torre e, quindi, alla macchina eolica, sia durante i montaggi, sia successivamente in fase di esercizio per le manutenzioni.

La profondità d'infissione nel sottosuolo dipende dai carichi, che sono prodotti dalla macchina eolica e che devono essere assorbiti dagli strati sottostanti del fondale (la lunghezza dell'interro è correlata alla capacità di contrastare lo sfilamento, che si provocherebbe sotto l'azione dei momenti flettenti -imposti da carichi in cima alla struttura portante- grazie all'attrito da parte del sottosuolo). In via orientativa sono da contare lunghezze di inserimenti di 20-40 volte il valore del diametro del palo fondario ed oltre, a seconda delle proprietà portanti dei vari strati del fondale marino.

Indagini geotecniche devono servire per determinare la natura del fondale ed, eventualmente, per definire la geologia della posizione al fine di predisporre gli interventi (anche a mezzo di perforazioni) in aiuto al raggiungimento della profondità richiesta.



Fig. 3-2c. Piattaforma in cima alla fondazione a monopila (Barrow)

La struttura a monopila è la tipologia (cfr. le figure inserite nel presente paragrafo ed il primo schema della Fig. 2-2a), che più si è diffusa nelle realizzazioni di siti eolici dei mari del Nord Europa. Queste fondazioni sono state utilizzate sino ad una ventina (ed oltre) di metri di profondità, portando turbine anche di 3,6-4 MW circa di potenza unitaria. E' questa la situazione delle macchine, previste per la centrale della Göteborg Energi nell'area portuale di Gothenburg e dotate di turbine GE 4,1-113. Turbine eoliche della potenza da 3,6 MW di fornitura Siemens e GE sono presenti in molte wind farm inglesi, come Greater Gabbard, Gunfleet Sand.

In prove sperimentali si sono studiati il comportamento e le risposte di un monopila per fondali da 30 ed anche da 50 m.

Normalmente nelle realizzazioni del settore industriale, che da sempre ne ha fatto uso come è quello petrolifero, la struttura di supporto è prevalentemente soggetta a carichi verticali (i cosiddetti *dead weights*) di rilevante valore da trasferire al suolo marino. Nel caso delle turbine eoliche a causa dell'azione del vento (più che del mare) compaiono notevoli forze orizzontali a carattere dinamico, che devono essere compensate con la dovuta resistenza del corpo fondario.

Il regime di carico suddetto induce momenti flettenti (assai forti) e torcenti (molto deboli) sulla struttura, che deve essere dimensionata e verificata per resistervi in tutte le manifestazioni anche quelle eccezionali (onde/venti secolari) e con le peggiori combinazioni. Non sono da trascurare neppure gli eventuali interventi di sismi locali.

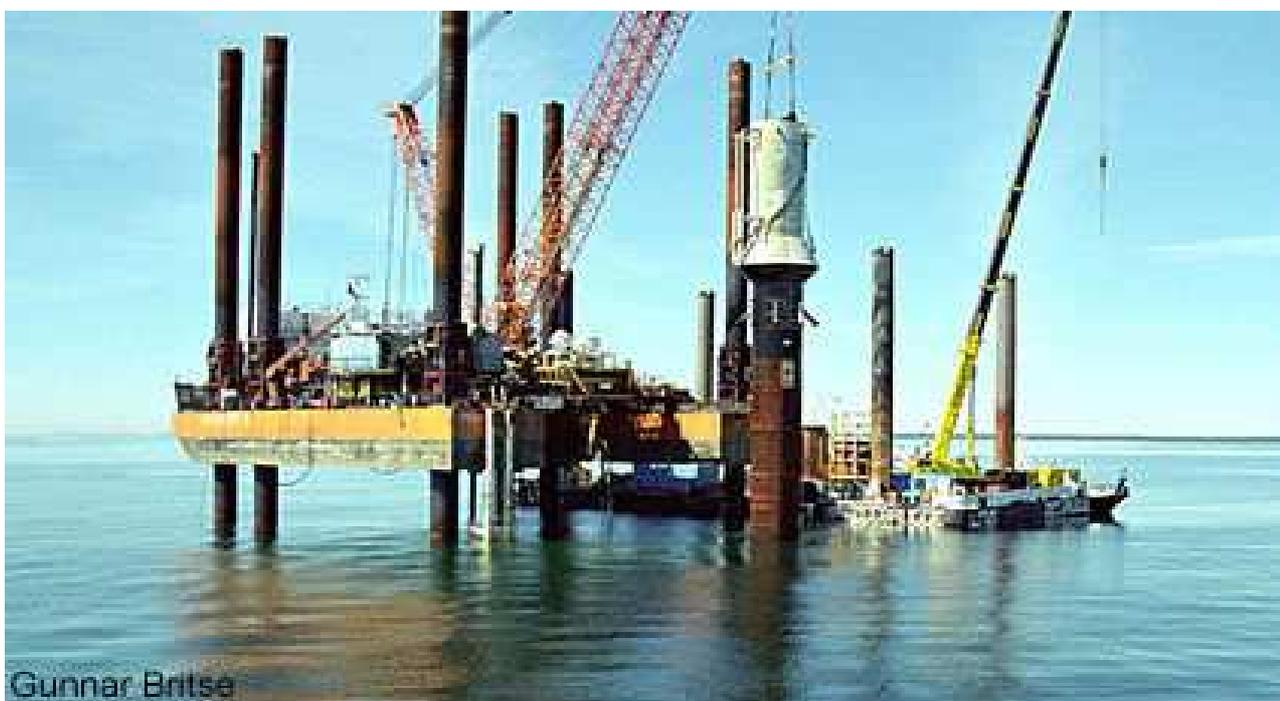


Fig. 3-2d. Struttura a monopila in fase di inserimento nel fondale per azione del battipalo, che è applicato sulla sua estremità superiore (North Hoyle)

In realtà anche per tali entità e, soprattutto, aumentando oltre i valori indicati di una delle due quantità (profondità del fondale e potenza della macchina), che controllano la adattabilità del monopila al caso in progetto, o di entrambe, le dimensioni (diametro esterno e spessore di parete) tendono a crescere sensibilmente al pari del peso.

Di conseguenza, lievitano decisamente il costo, che è determinato dal peso, come capita per tutte le costruzioni in carpenteria metallica, ed i tempi di consegna.



Fig. 3-2e. Scarico di monopila in situ

La minor ricchezza dell'energia, ricavata dal vento, induce a giudicare tutti i componenti dell'aerogeneratore anche e, soprattutto, sotto l'aspetto dei costi.



Fig. 3-2f. Erezione di torre su struttura monopila già in situ (North Hoyle)

Il peso economico di fondazioni a gravità per fondali non bassi e capaci di sostenere turbine di più elevata potenza diventa sempre più significativo.

Per tali ragioni si è dovuto ricorrere ad altre forme, come il monopila, che ha alcuni requisiti vantaggiosi rispetto alla fondazione a gravità. In breve, sono da ricordare come proprietà positive

- una più rapida esecuzione, potendosi ottenere il manufatto in una classica officina di carpenteria o caldareria, operando su materiali acciaioli, facilmente calandrabili e saldabili;
- l'utilizzo di superficie normali di porto per il cantiere senza doverne attrezzare pesantemente l'area (scavo di canali supplementari di accesso/lavoro, darsene ad hoc, etc.);
- il facile trasporto per le dimensioni contenute ed il ridotto peso, utilizzando mezzi usuali per tali operazioni (Fig. 3-2e);
- la pronta ed agevole adattabilità ai diversi valori della potenza delle unità, anche in una fase avanzata della progettazione;
- l'installazione a mare con modalità e metodologie abbastanza tradizionali per tali lavori di montaggio (Figg. 3-2f/g/h);
- etc.



Fig. 3-2g. Montaggio di navicella e di rotore su aerogeneratore, impostato su fondazione a monopila (GE Wind)

Anche la soluzione a monopila, come ogni realizzazione ingegneristica, ha un suo campo di pertinenza tecnico-economica ed è, quindi, dipendente dalle condizioni, che ripetutamente sono state richiamate.

Queste considerazioni costituiscono il nocciolo dei motivi per i quali sono state avanzate anche altre forme fondarie in modo da rispondere adeguatamente ad esigenze, che sono al di fuori del corretto impiego delle strutture a monopila e che, comunque, sono sollecitate da campi eolici a maggior contenuto tecnico (maggiori profondità, più grandi distanze dalla costa, etc.) ed economico (potenze unitarie più alte, potenza globale installata incrementata largamente, etc.).



Fig. 3-2h. Crane barge "Svanen" all'installazione del transition piece di un monopila (Gunfleet)

3.1.3 Fondazione a tripode ed a treppiede (tripod substructure)

Al di là del campo di accettabilità della soluzione a monopila, è opportuno rivolgersi a *strutture tubolari* (cfr. le Figg. 3-3) Una certa diffusione trova nel settore petrolifero il *tripode* (cfr. la Fig. 3-3a e lo schizzo centrale della Fig. 2-1c).



Fig. 3-3a. Struttura fondaria a tripode per fondale di media profondità

E' costituito da una candela (collocata al centro della pianta solitamente triangolare, come nella Fig. 3-3f, o in uno dei suoi vertici, come nella Fig. 3-3e.b) e da almeno tre gambe di sostegno. I carichi, provenienti dal peso della turbina e dalle azioni del vento e del mare, vengono ripartiti tramite diagonali ed irrigidimenti orizzontali sulle gambe tubolari cave, che sono anche i montanti principali della struttura. Entro la sezione delle gambe trovano posto i pali di fondazione, che devono essere inseriti nel fondale

mediante battipalo. In alternativa per guidare i pali di fondazione possono essere saldate in aderenza alle gambe dei corti tubi, che hanno la stessa funzione agevolata da una leggera slabbratura in cima -a mo' di imbuto- per favorire l'introduzione del palo di fondazione, come è nelle Figg. 2-1h/10 e 3-3q, tanto per avere un'idea.



Fig. 3-3b. Struttura portante a tre pile per turbina Bard

La struttura ha prestazioni migliori del monopila, specialmente per quanto concerne gli spostamenti orizzontali e le rotazioni in cima alla candela centrale, ove si opera il bloccaggio della base della torre.



Fig. 3-3c. Schema di turbina da 5 MW su treppiede di tipo simile a quello del prototipo Multibrid

Al crescere della profondità del sito la struttura diviene sfortunatamente molto pesante.

La *Bard Engineering* ha progettato un convertitore eolico da 5 MW (Fig. 3-3d), di cui ha costruito due unità (una di esse è sistemata lungo la costa) in via sperimentale prima di passare alla produzione in serie. Dalla loro esperienza è sorta l'iniziativa di realizzare il campo eolico al largo dell'isola di Borkum (a circa 100 km dalla costa, su fondale da 40 m e composto da 80 macchine) della potenza complessiva di 400 MW. La turbina è sostenuta da una struttura a tre pile collegate da una piattaforma a ragno (una sorta di particolare deck), la quale è impostata su di esse ed ha un foro centrale per ospitare la torre (Fig. 3-3b/e/f). E' una sistemazione, che si avvicina ad un vero e proprio treppiede e tale sarà detto in seguito.



Fig. 3-3d. Il prototipo Bard VM da 5 MW

Per localizzazioni su fondali profondi (quota del suolo marino tra -30 m e -50 m) sono stati effettuati studi da strutturisti come Atkins, Kellogg Brown & Root, oltre che da parte italiana, e da costruttori di turbine, come REpower.

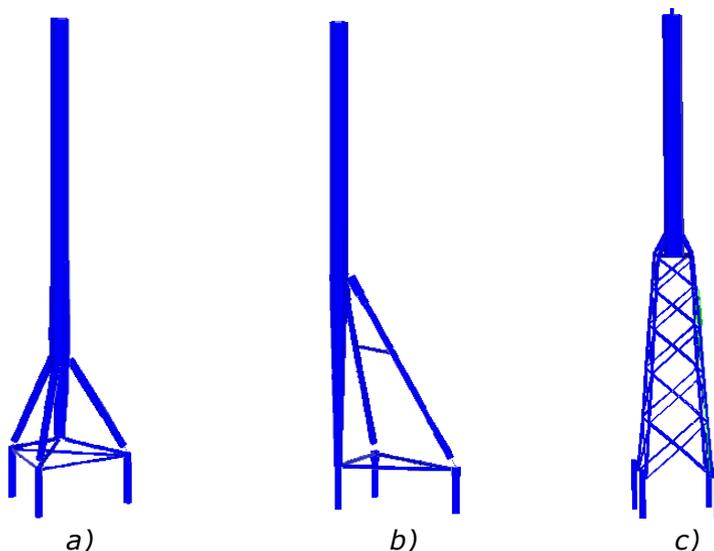


Fig. 3-3e. Schemi di diverse configurazioni fondarie a tripode

Escludendo fondazioni a gravità ed a monopila per i motivi, che sono già stati chiariti, restano in campo il tripode ed il castello tipo jacket, che nelle fotografie, già escuse, possono ridursi ad

- un tripode (a tre/quattro montanti) concluso superiormente da un corpo unico per il fissaggio centrale della torre, traducibile in italiano con la voce treppiede o tripode e detto in inglese *Centre Column Tripod* (CCT, Fig. 3-3e.a);
- un tripode a struttura superiore piatta, detto *Flat Faced Tripod* (FFT, Fig. 3-3e.b);
- un jacket di tipo petrolifero, costituito da castello a tre/quattro montanti sormontato eventualmente da un deck, che può essere chiamato secondo la terminologia inglese *OWC jacket quadropod* (OJQ, Fig. 3-3e.c), dove OWC sta per Offshore Wind Converter.

La scelta deve essere il risultato di una selezione accurata di molteplici criteri, quali le caratteristiche dinamiche, la fattibilità (in officina/cantiere), la fatica dei materiali e la loro risposta/durata, i costi (fabbricazione, trasporto, installazione, etc.), il comportamento in esercizio in condizioni anche estreme, etc.



Fig. 3-3f. Struttura pluripile in spostamento verso l'imbarco a Cuxhaven (De)

In accordo con le precedenti valutazioni il CCT richiede nodi formati (*cast elements*) per migliorare la resistenza a fatica, con la conseguenza di far crescere il peso totale sin oltre 1.080 t (Fig. 3-3f).

Non meno pesante risulta la seconda soluzione, che abbisogna di montati da 96" (pari ad un diametro di 2.430 mm) per un peso complessivo di 1.140 t. La terza soluzione, che ripete uno schema tradizionale nell'industria petrolifera risulta più leggera, ricorrendo a pile del diametro di 72" per una stazza complessiva di 600 t [44-47].



Fig. 3-3g. Preparazione all'installazione a mare

Si riconsideri la struttura portante della Bard. L'installazione finale del treppiede abbisogna di una parte, che è veramente inserita nel fondale e che assicura contro ogni possibile ribaltamento il corpo fondario. La Fig. 3-3g ne dà conferma. La ragione del maggior peso complessivo della soluzione va trovata anche in questo particolare. L'inserimento della struttura aerea in quella infissa nel fondale può essere agevolata da vibrator, che aiutano a far scendere il treppiede nei tubi fondari. Il ribaltamento della struttura di sostegno della turbina è impedita dalla opportuna lunghezza di contatto tra le due porzioni, quella fuori acqua e quella entro i tubi fondari.

La figura precedente mette in evidenza non soltanto la particolarità progettuale del peso morto, come elemento di antiribaltamento che collabora con la superficie di contatto tra gamba e tubo fondario, ma anche l'accorgimento di conformare le estremità delle gambe a tronco di cono. Per semplificare e per rendere efficiente e rapido l'inserimento gamba-tubo fondario è la gamba ad essere sagomata a maschio. Si aggiunge, così, anche il vantaggio di avere il tripode completamente stagno e, quindi, vuoto e soggetto alla spinta archimedeo, seppur modesta essa sia.



Fig. 3-3h. Vista ravvicinata del sistema portante per M5000 (Multibrid)



Fig. 3-3i. Altra vista del prototipo realizzato a terra con il particolare del collegamento della candela centrale con le gambe periferiche

La soluzione opposta, che vedrebbe l'estremità del tubo fondario chiusa ed appuntita (sagomatura a maschio del tubo fondario), potrebbe rendere meno rapida e sicura la manovra di accoppiamento dei due pezzi.



Fig. 3-3l. Fondazione per la turbina BARD da 5 MW in costruzione presso l'officina di Cuxhaven

Vicino allo schema classico del tripode, più che a quello del treppiede, pur avvertendone la singolarità dell'impostazione fisica e geometrica, sta la soluzione, conferita dalla Multibrad alla struttura fondaria per la sua unità M5000, come chiariscono le Figg. 3-3h/i. La forma conferita alla struttura di base si discosta da quella classica della Fig. 3-3a per aver prolungato la candela centrale sino al secondo corso di saette di collegamento con le gambe, averle congruamente consolidate sino a trasformarle in elementi strutturali fondamentali, aver ridotto il loro

numero a due soli corsi ed aver conseguentemente eliminato il collegamenti orizzontali tra i montanti. Il numero degli elementi si è ridotto notevolmente a vantaggio della loro dimensione e robustezza, semplificando grandemente l'assetto finale.

Alcuni costruttori di unità eoliche sembrano essersi scelti ognuno una soluzione preferenziale di struttura fondaria. Così si trova il monopila presso SIEMENS ed altri turbinisti europei ed extraeuropei.



Fig. 3-3m. Unità BARD VM completa e in assetto di esercizio nel campo prove di Hooksiel

E', invece, la configurazione a castello la fondazione seguita da REpower per Moray Firth e per Alpha Ventus, in cui vi ha sistemato sei delle sue macchine marinizzate (la M5, in quanto la M6 da 6-6,5 MW è in sviluppo). La stessa forma è stata assegnata alle fondazioni delle macchine da fornire per i campi eolici di Ormonde e di EnBW 2 (almeno per 41 unità).

Se per Bard (anche in forza della iniziale collaborazione imposta con la joint-venture con la spagnola Gamesa) il treppiede va ad essere la configurazione da impiegare nelle realizzazioni offshore, Areva-Multibrid si è orientato verso il tripode per le macchine di maggior potenza. Le figure, qui inserite, testimoniano dell'attuale tendenza del costruttore verso la struttura a treppiede. Essa dimostra, nella documentazione fotografica allegata, la solidità e l'imponenza degli elementi strutturali, che compongono la fondazione, sottoposta all'unità eolica.

Prima di lasciare l'argomento delle fondazioni a tripode è indispensabile dare qualche ragguaglio sulle valutazioni di costo o, meglio, sulle stime dei pesi. La loro conoscenza è, infatti, determinante per ricavare i costi del manufatto, una volta che si posseggano i prezzi unitari dei singoli materiali, lavorati o semilavorati che siano. Si riportano due tabelline, che sono desunte dagli studi del gruppo di progetto della centrale tedesca di Alpha Ventus.



Fig. 3-3n. Tripode Multibrid Areva in fase di installazione

E' situata nel Mar del Nord a 45 km dall'isola di Borkum su fondale da 30 m ed è composta da 6 unità Areva-Multibrid M5000 e da 6 REpower 5M. Le prime poggiano su fondazioni a tripode a tre gambe (Figg. 3-3h/i/n), mentre le seconde si avvalgono di struttura a castello a quattro montanti della *NorWind AS* (Figg. 3-3o/p). Soprattutto da parte di questi strutturisti sono state predisposte alcune analisi comparative per giustificare una scelta volutamente diversa da quella del gruppo concorrente.

I risultati, riguardanti la struttura di sostegno a castello, sono riportati nella Tab. 3.1, mentre quelli del tripode sono esposti nella Tab. 3.2. Entrambe le tabelle hanno la

stessa struttura. A sinistra (nella prima colonna) sono elencati i componenti essenziali della struttura principale, quelli secondari ed infine, i pali fondari, che non sono altro che tubazioni. Nella seconda colonna si trovano i pesi della struttura principale, di quella secondaria e dei pali, mentre nella terza è indicato il peso complessivo della sola struttura (tripode o jacket) con esclusione del contributo dei pali ed, infine, nell'ultima il peso globale.

Tab. 3.1. Stima dei pesi parziali/totale di struttura a castello (jacket) per l'impianto di Alpha Ventus (Borkum West)

Jacket frame (Legs & bracings)	Primary structure:		
Pile sleeves	$\Sigma = 425$ t		
Transition node incl. platform			
Boat landings (2 pcs.)	Secondary structures:	Jacket subtotal:	
Misc. (e.g. J-tubes)	$\Sigma = 85$ t	$\Sigma = 510$ t	
Anodes			
Piles	315 t (8 piles, D=1.067 m, L=50 m, t=30 mm)		Total weight per installation: $\Sigma = 825$ t



Fig. 3-3o. Struttura a castello per le unità REpower del sito Alpha Ventus

Dalla Tab. 3.1 si ricava che il peso della semplice struttura a castello è quasi il doppio di quella a tripode, che si rileva dalla Tab. 3.2. Per la precisione è di 510 t contro 925 t. Il peso dei pali di fondazione è, invece, circa uguale.

Ne consegue che il tripode diventerebbe una soluzione valida per il caso eolico, soltanto nel caso in cui possa essere fabbricato ad un costo notevolmente inferiore a quello per il jacket. Poiché il materiale impiegato è lo stesso per entrambe le unità e così pure il corrispondente costo unitario, per invertire le posizioni dei due corpi nei confronti del peso e del conseguente costo, si dovrebbe contare per il tripode su una produzione in serie molto numerosa e così efficiente da portare il divario nei costi di realizzazione delle due strutture in sostanziale pareggio.

Al momento attuale il sovrappeso della struttura complessiva a tripode rispetto a quella a castello è del 57 %. La indicazione non ha portato ad alcun effetto diretto ed immediato durante la realizzazione dell'impianto.



Fig. 3-3p. Strutture a castello in trasporto a mare (Alpha Ventus)

Tab. 3.2. Stima dei pesi parziali/totale di struttura a tripode per l'impianto di Alpha Ventus (Borkum West)

Tripod			
Pile sleeves			
Platform	Primary structure:		
	$\Sigma = 840 \text{ t}$		
Boat landings (2 pcs.)			
Misc. (e.g. J-tubes)			
Anodes	Secondary structures:	Tripod subtotal:	
	$\Sigma = 85 \text{ t}$	$\Sigma = 925 \text{ t}$	
Piles	370 t		Total weight
	(3 piles, D=2.500mm,		per installation:
	L=50m, t=40 mm)		$\Sigma = 1.295 \text{ t}$
			(+57% compared
			to jacket)

Le società concessionarie e gestrici del campo eolico di Alpha Ventus (EWE, E.ON e Vattenfall) hanno convenuto nell'ambito della licenza di partecipare al programma "Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co. KG" (DOTI) in modo da disporre di informazioni, sia progettuali e realizzative, sia funzionali e di costo durante l'esercizio sulle due soluzioni di fondazioni.



Fig. 3-3q. Particolare del tronchetto di tubazione di guida dei pali fondari del tripode durante l'installazione a mare (Alpha Ventus)

E', comunque, abbastanza manifesta la divergenza dei termini sulle valutazioni tecnico-economiche, che sono state tratte, come pure sull'orientamento che hanno i due costruttori di turbine nei confronti delle strutture fondarie.

Lo rivela anche la prassi, che hanno seguito nella costruzione dei parchi eolici. REpower, infatti, ha scelto per le proprie macchine da 5 MW -da installare su fondali tra i 30 m ed i 45 m.- esclusivamente strutture a castello. Lo stesso sembra aver fatto Areva-Multibrid con il tripode e Siemens con il monopila.

Tutti i costruttori di turbine eoliche sono disposti ad uscire da queste formulazioni, che teoricamente non dovrebbero essere rigide e fisse (rispetto ad un parere diverso del Committente), ma soltanto tendenzialmente orientative dei loro orientamenti.

Ne è un esempio il caso del campo eolico tedesco EnBW Baltic 2 (Fig. 3-3r). Localizzato a 32 km a Nord dell'isola di Rügen nel Mar Baltico occidentale copre

un'area circa 27 km² ed è soggetto ad una velocità media stimata dell'ordine di 9,7 m/s. E' composto da 80 unità della potenza da 3,6 MW (Siemens SWT-3,6-120). Di queste 39 sono impostate su struttura portante a monopila sino a profondità di 35 m, mentre le restanti 41 utilizzano strutture fondarie a castello tubolare a 3 gambe per profondità superiori sino a quella massima per questo sito che è di 44 m. E dovrebbe essere la prima volta, in cui il costruttore di questo tipo di turbine si avvale di fondazioni di forma e caratteristiche diverse dal monopila.

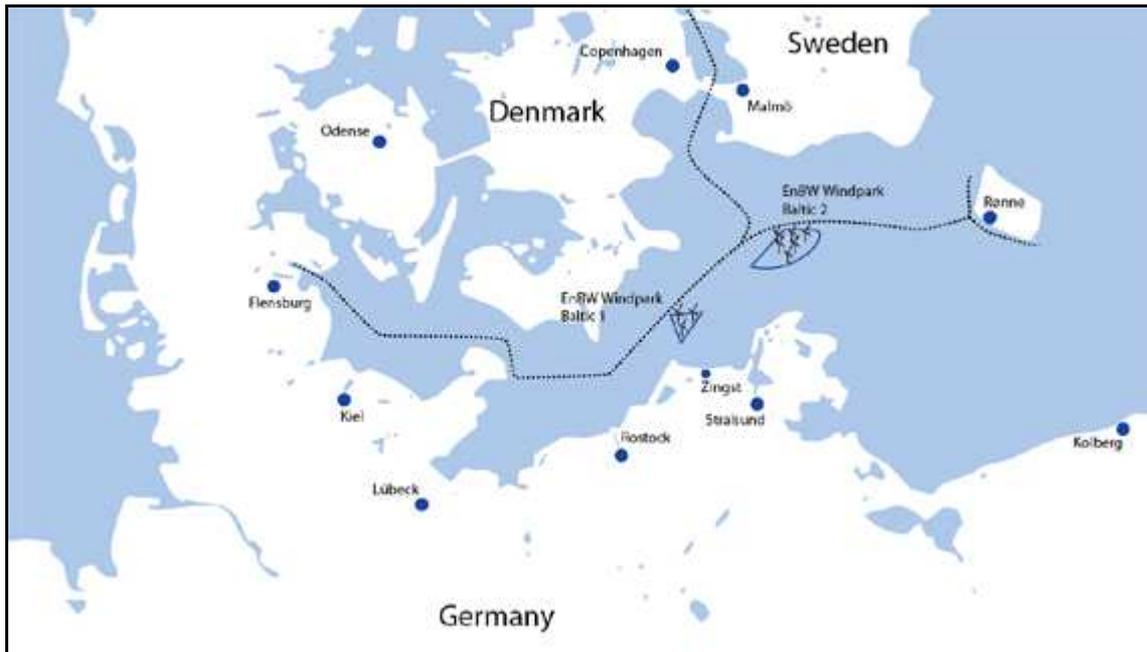


Fig. 3-3r. Confini tra le nazioni affacciate sul Mar Baltico con la collocazione dei campi eolici EnBW-1/2

3.1.4 Fondazione a castello (jacket substructure)

Stando alle conclusioni, che sono state riportate alla fine del paragrafo precedente più adeguati dei tripodi (e delle fonazioni a gravità) sembrano essere per fondali medio-alti i *castelli tubolari a 3 o a 4 montanti* (Figg. 2-6.3/4) Sono anche detti a jacket, che è il termine coniato dal settore petrolifero, ove questa tipologia di fondazione ha trovato ampia applicazione, grazie alla sua adattabilità ai molteplici casi richiesti dalle esigenze di prospezione e di sfruttamento dei giacimenti petroliferi a mare (Fig. 2-8).



Fig. 3-4a. Fondazione a castello a quattro montanti per turbina eolica REpower M5, mentre si sta predisponendo lo zoccolo di base della torre ad elemento di transizione (Beatrice)

Le gambe possono essere rafforzate da uno o più corsi di tubi orizzontali, che sono tra loro irrobustiti da diagonali semplici o incrociati, colleganti i tubi orizzontali o i montanti tra loro (Fig. 3-4h). Questa duttilità di concezione della struttura, proprio per



Fig. 3-4b. Parte terminale superiore della struttura fondaria e del collegamento torre-fondazione in una delle due unità di Moray Firth (REpower)

l'intervento dei rinforzi e per il diametro/spessore dei tubi (che mantengono sempre valori molto ridotti rispetto a quelli coinvolti dalla tipologia a monopila e a tripode), la rende applicabile facilmente a diverse condizioni di carico e d'impiego.

Il castello, al crescere della profondità (*fondali medio-alti o fondali alti*) e dei carichi impressi (dovuti a macchine sempre più potenti) finisce per essere molto meno pesante delle strutture precedenti. Per fissare la fondazione al suolo le gambe, che sono cave all'interno, consentono di guidare il *palo di fondazione*, che viene "battuto" nel sottosuolo. E' la stessa procedura seguita con il monopila, 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. In alternativa, i pali fondari possono esser guidati non dai montanti, ma da tronchetti di tubo fissati al piede delle gambe, come già si è osservato, discutendo di questa operazione anche per i tripodi.



Fig. 3-4c. Nodo ottenuto per fusione

Un'altra proprietà del jacket è stata sfruttata nel montaggio delle due turbine REpower 5M (cfr. le Figg. 1-1 e 3-4) del progetto scozzese Beatrice, il cui sito è posto a 25 km dalle coste affacciate sul Mar del Nord e sfrutta un banco con fondale da 43 m di profondità. Al momento della realizzazione di quel campo eolico erano disponibili anche le macchine più potenti, già marinizzate e pronte per essere installate in un sito a mare di grande producibilità. La facilità di sistemazione, che consente alla base della torre di essere posata e fissata sulla cresta della fondazione,

può permettere anche la messa a dimora della turbina nel suo assetto finale (com'è illustrato nelle Figg. 1-1 e 3-4i).

Nonostante il numero ridotto di applicazioni a mare (due unità a Moray Firth, le 6 turbine per Thornton Bank I impostate su fondazione a gravità e le 6 per Alpha Ventus, come si deduce dalla Tab. 2.4) questo tipo di fondazioni può contare su una popolazione di individui ben più grande di ogni altra tipologia, se si estende l'osservazione al di fuori del settore eolico offshore. Essendo questa struttura di largo riferimento per le piattaforme del settore olio combustibile e gas naturale, l'esperienza accumulata può essere messa in comune.



Fig. 3-4d. Fabbricazione dell'elemento di transizione per le unità Beatrice (Burntisland Fabrications Ltd.)

Pertanto, i progettisti REpower, quando hanno dovuto affrontare l'argomento fondario per il parco eolico Beatrice, in cui la profondità del fondale supera i 40 m, non hanno avuto remore nel volgere la loro attività di disegno e di dimensionamento a questa tipologia. Hanno dovuto coniugare le prestazioni classiche della struttura con lo spettro dei carichi trasmessi dal convertitore eolico.

Una differenza, sulla quale già si è avuto occasione di riflettere è la *predominanza del momento flettente* sulle altre azioni. Nella piattaforma petrolifera sono le forze verticali (pesi di strutture, di serbatoi di fluidi combustibili, etc.) ad essere nettamente dominanti in confronto ai momenti flettenti e torcenti anche nel caso di azioni meteo-marine significative. E questo nonostante che le dimensioni delle strutture del deck possono essere molto estese, conformate su più piani ed equipaggiate anche con pista per elicotteri (Fig. 3-4h).

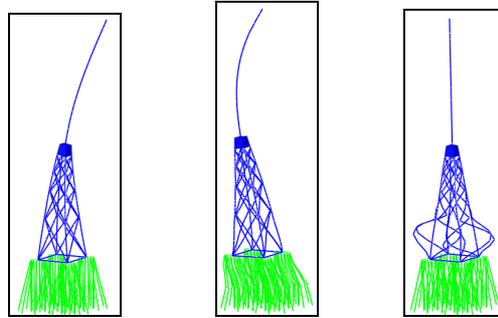


Fig. 3-4e. Deformate superiori

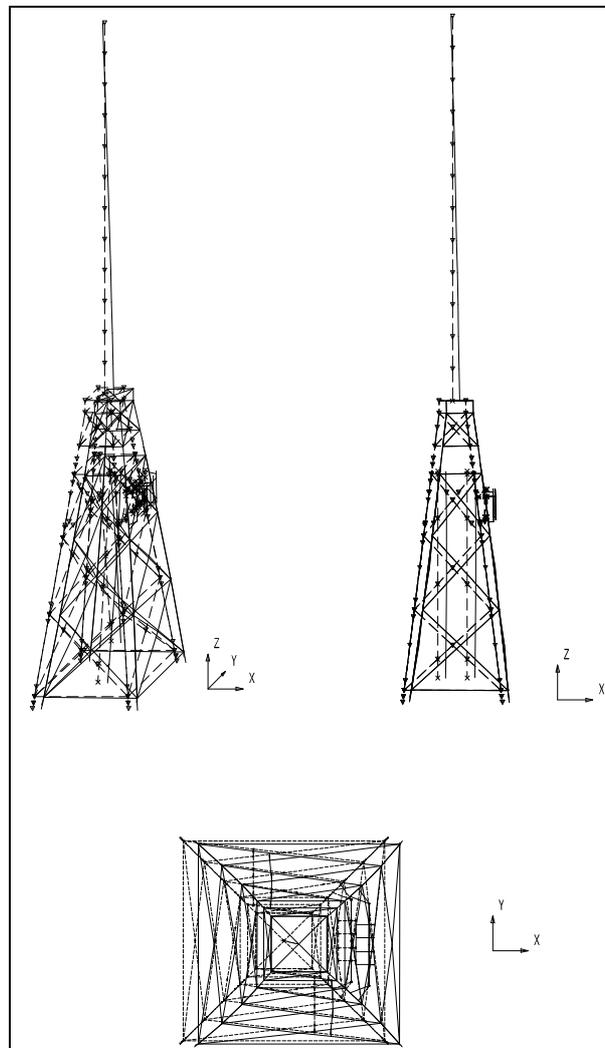


Fig. 3-4f. Deformate del quarto ordine (Tecon)

Altro fattore di singolarità è da ascrivere alle *vibrazioni, indotte dalla turbina*. L'analisi del comportamento dinamico non sembra evidenziare acute ansietà nelle analisi strutturali per quote del fondale sui -30 m., come si è avuto modo di constatare nel progetto del castello portante una macchina da 3 MW (Fig. 3-4f).



Fig. 3-4g. Fiancata di fondazione a castello a terra, come una struttura a portale (Weserwind GmbH)

La situazione del campo di Moray Firth è più cimentante per due ordini di circostanze, per

- l'altezza della struttura, essendo la quota del fondale sui -43/-45 m;
- la potenza dell'unità, che è di 5 MW e per ciò stesso con maggiore altezza dell'asse del mozzo e con più grande area rotorica.

L'analisi modale è una fase importante per la struttura a mare nel suo complesso a causa dell'eccitazione provocata dal moto ondoso. Nel caso del settore eolico offshore a questa sorgente vanno anche aggiunte le frequenze imposte dalle turbine (in

particolare la frequenza di passaggio delle pale) o da modi derivanti dall'accoppiamento turbina-sottostruttura.

Sono da analizzare anche gli effetti locali, che negli esemplari di Moray Firth sembrano evidenziarsi a causa di un maggior contributo del danno da fatica nella porzione inferiore del jacket (Fig. 3-4e). Colà gli elementi snelli della struttura possono essere contrassegnati da una particolare probabilità di essere posti in eccitazione, come si rileva nella figura citata.



Fig. 3-4h. Piattaforma della messicana Pernex danneggiata da un'esplosione durante una violenta mareggiata (Ottobre 2007)

Molti elementi della struttura di sostegno degli aerogeneratori sono governati dalla fatica. Questo è pure il caso dei nodi dei montanti. La concentrazione dello stato di sforzo nei giunti saldati impone una maggior attenzione rispetto a situazioni di sollecitazione meno accentuata anche da discontinuità geometriche e funzionali particolarmente accentrate.



Fig. 3-4i. Trasporto ed installazione di turbina REpower 5M al largo delle coste scozzesi (sistemazione su jacket a 4 montanti mediante pontone attrezzato con gru di diversa gittata in prospettiva)

E' opportuno per la verifica dinamica a fatica una time-history su tutti i componenti della sottostruttura. Si constata che proprio in alcune posizioni dei nodi si abbiano concentrazioni in modo da consigliare nodi saldati, calandrati o fusi (*welded joints*). Per ridurre questi regimi di concentrazione ed avere un margine di resistenza superiore la raccorderia (*fitting*), anziché di tipo calandrato e saldato, è stata sostituita con elementi a fusione (*cast joints*). Studiati in time-history ed analizzati con

campagne in FE, i nodi così realizzati (Fig. 3-4c), corrispondono pienamente, offrendo un miglior comportamento in dinamica.

Una simile scelta altera profondamente l'assetto del castello. Con i nodi saldati, che si sovrappongono al montante, non s'interrompe la sua continuità con la conseguenza che l'acqua marina invade soltanto i montanti. Con i nodi forgiati/fusi, che si inseriscono nei montanti, si possono collegare tutti i volumi interni della struttura, abbattendo anche la spinta archimedeo dovuta ai volumi non invasi dall'acqua.



Fig. 3-4l. Sottostruttura fondaria per turbine REpower 5M del progetto Beatrice (Burntisland Fabrications Ltd.)

La conseguenza prima dal punto di vista costruttivo è l'inserimento di nodi, che sono conformati con i corrispondenti colletti ed i relativi spessori (già dotati dei rinforzi, che sono richiesti dalla normativa). Ne viene che i tubi dei montanti, come si è appena osservato, siano interrotti al livello delle posizioni nodali per inserire la raccorderia, richiesta dal progetto o dalle esigenze strutturali. Se gli elementi derivati sono anch'essi tubolari e non portano dei setti di separazione, tutti gli elementi della struttura risultano in comunicazione tra loro. Al momento dell'immersione in mare saranno tutti invasi dall'acqua sino al livello del mare medio.

Nella procedura di realizzazione della piattaforma classica il nodo è calandrato ed è infilato (come una calza od un gilet) sul montante senza interromperne lo sviluppo lineare e, quindi, la continuità fisica. Tutti gli elementi in derivazione non sono in

collegamento con il volume interno delle gambe. Al momento dell'immersione della sottostruttura si fa entrare l'acqua nelle gambe, mentre i volumi interni di tutte le membrature possono non esserne invase, producendo una costante spinta verticale d'Archimede.

Sono a vantaggio della soluzione con *raccordi nodali calandrat*i le considerazioni progettuali e costruttive seguenti

- inserimento più facile e più agevole della raccorderia richiesta;
- maggior facilità e rapidità nella realizzazione, pur se con abbondanti cordoni di saldatura per ottenere il tipo di raccordo nodale voluto;
- minor costo di fabbricazione;
- vantaggi evidenti specie con piccole/moderate serie di unità (forse l'aspetto favorevole potrebbe modificarsi nelle grandi popolazioni);
- non interrotta la continuità dei montanti;
- minore il numero di saldature circolari nei nodi sui montanti.

L'assetto complessivo della struttura è molto apparentato con quello classico di una piattaforma petrolifera.



Fig. 3-4m. Fondazioni a castello in attesa del montaggio delle turbine (Ormonde)

Per contro, si devono ascrivere positivamente alla tecnologia dei *raccordi nodali* ottenuti per fusione altri aspetti, anche complementari a quelli appena citati, come

- saldature esclusivamente circolari con conseguente possibilità di operare con processi automatici (Fig. 3-4d), evitando la qualifica di saldatori esperti ed

ottenendo un miglioramento del prodotto privo delle complesse saldature tubolari;

- eliminazione delle estese saldature assiali, tipiche della raccorderai calandrata;
- controllo della qualità in via automatica;
- più alta resistenza statica e dinamica (specie a fatica) e miglior ripetitività delle proprietà grazie al procedimento di fusione;
- disegno anche complesso con angoli più stretti degli assi delle derivazioni rispetto all'asse del montante.

L'implicazione, che i precedenti argomenti hanno sulle due alternative, è differente. Il loro peso presso i fabbricanti dipende svariate condizioni, quali i procedimenti industriali disponibili e il loro costo, dalle capacità lavorative e dalla rispettiva dimestichezza con una o con l'altra delle due tecnologie. In prima istanza, si potrebbe concludere che nel caso di applicazioni seriali (campi eolici composti da numerose unità) possa trarre vantaggio l'alternativa della costruzione dei pezzi da fusione. Al contrario, potrebbe accadere per popolazioni minori.



Fig. 3-4n. Strutture di supporto all'imbarco su pontone (Ormonde)

Presso tutti i gruppi di progetto si tende a predisporre studi ed analisi strutturali, che servano a migliorare i prodotti, da impiegare negli impianti eolici. Su due fattori primari, tempi e costi, si sviluppano le attività, marcando così il progresso delle nuove installazioni.

In questa visione anche le strutture fondarie devono essere oggetto di revisione. Nelle precedenti considerazioni si è lasciato molto spazio alle problematiche realizzative, poco si è detto su quelle installative. Volgendo lo sguardo a questo settore, è opportuno dedicare qualche osservazione a ciò che può rendere esplicita quella tensione verso il progresso, che si nota nell'impiantistica eolica a mare, al pari di ogni altra iniziativa industriale.

Ci si può chiedere come mai soltanto ora, trattando dei castelli a jacket, si metta sul tavolo una siffatta impostazione. Una spiegazione è da trovare proprio nell'origine del manufatto. E' stato trasposto quasi integralmente dal settore petrolifero, ove ha raggiunto una notevole diffusione. E', quindi, corretto che ci si sforzi di interpretare le caratteristiche della struttura alla luce delle esigenze e delle finalità del campo eolico in misura maggiore di quanto sia stato fatto sin'ora. Donde una doverosa azione di reimpostazione dei criteri realizzativi ed installativi dell'opera, essendo anche composta di svariati elementi, la cui congruità e rispondenza con i dettami eolici andrebbe riconsiderata ed aggiornata.



Fig. 3-4o. Struttura portante installata e mezzo per trasporto/montaggio carico di altre quattro unità in movimento verso il sito eolico (Ormonde)

Se i costi sono comandati dal peso dei manufatti e dai tempi di installazione, proprio quest'ultimo parametro -cioè, la *durata di tutta l'operazione di posizionamento della fondazione*- non sembra esser stato adeguatamente esaminato in questo paragrafo. Si ritiene, comunque, di poterne anticipare gli estremi per individuarne almeno le finalità ed i soggetti da modificare. Nella procedura classica di posa della struttura di sostegno si segue la sequenza standard: si mette in situ la struttura, si

inserirli e "si battono" i pali di fondazione, si collegano questi con la sovrastruttura ed, infine, si predispone il corpo di collegamento con la base della torre.

Una prima semplificazione sta nel saltare qualcuna delle fasi citate. L'assunto può trovare immediata applicazione proprio su quello che è considerato il deck nella struttura di sostegno della turbina. Se si fissa direttamente la *sovrastruttura alla sottostruttura* (e non al palo fondario), si elimina la fase di saldatura (palo di fondazione a sovrastruttura) da compiere a mare. Si svincola, così, la battitura dei pali dal montaggio della sovrastruttura.



Fig. 3-4p. Strutture in fase di caricamento su pontone (Ormonde)

Un secondo intervento può essere concentrato sul programma dei lavori a mare e sulla loro successione. L'infissione dei pali nel fondale avviene dopo la messa a dimora della struttura ed impedisce la continuazione dei montaggi fino alla loro conclusione. Sembra essere nodale questa fase. Una proposta, che nascerebbe spontanea, sta nello interrompere questa catena di eventi tra loro conseguenti, struttura-pali-sovrastruttura. Sono percorribili due vie. Una già nota -e adottata anche per ridurre la lunghezza d'interro del palo- sta nel fissare al *piede del montante uno o più tubi guida per i pali fondari*, che in tal ipotesi non transitano più all'interno di ogni gamba. Con questa modifica si elimina il collegamento palo-sovrastruttura, ma non è possibile passare al montaggio della turbina prima di averne completato il loro inserimento nel fondale marino.

Sviluppando ulteriormente questa idea, si perviene ad una configurazione migliore. E' possibile inserire i *tubi fondari anticipatamente alla posa della struttura*, conformando adeguatamente il piede di ogni gamba. Se si aggiunge alla estremità del montante una appendice verticale da far impegnare con il tubo fondario preinstallato, la durata dell'operazione di sistemazione della struttura e l'attesa per il passaggio al montaggio della turbina si riducono.

Resta da affrontare un particolare, che riguarda il *collegamento tra montante e palo fondario*. Se si conforma *l'estremità della gamba a tronco di cono a mo' di maschio*, questa va ad entrare nel palo fondario e vi resta ospitata all'interno del palo stesso per una predefinita quantità.

Diversamente accade nella soluzione duale, nel caso in cui si predisponga *l'estremità del montante cavo a mo' di femmina*. In questo arrangiamento è il palo ad entrare nella gamba, che è costruita con un diametro maggiore di quello del palo.

Le due soluzioni sono identiche nella funzionalità, in quanto richiedono sempre una cementazione (*grouting*) per rendere definitivo e permanente l'accoppiamento tra i due corpi (palo e montante). La differenza sta nel tratto di palo, che sporge dal piano del fondale e che deve essere necessariamente maggiore nella seconda alternativa.

La scelta non è soltanto lasciata ad opportunità, comandate dall'installatore. Con la prima soluzione -specialmente se è chiuso il puntale, configurato a tronco di cono e posto sulla estremità inferiore della gamba- tutta la struttura non imbarca (o può non imbarcare) mai acqua e la spinta archimedeo è da computare su tutto il manufatto immerso (sempre che sia stato possibile immergere il manufatto senza dover immettere acqua per impedirne il galleggiamento).

Con la seconda è difficile impedire la rientrata dell'acqua, che resta intrappolata entro la gamba. Per consentire il suo deflusso durante la fase di rimozione della struttura portante potrebbe essere utile aprire delle finestre per ridurre il sovrappeso (e gli inconvenienti) a causa del battente d'acqua restata.

La *lunghezza del tratto di sovrapposizione* (o di contatto) dei due corpi dipende dalla capacità di trasmettere le azioni mutue. Prevalentemente è il ribaltamento della struttura, provocata dalle forze orizzontali (vento soprattutto), che deve essere contrastata dalla reazione verticale di trazione da esercitare da parte del palo fondario. L'area di contatto deve essere in grado di trasferire correttamente tali azioni anche in regimi dinamici, quali sono appunto le condizioni imposte dai carichi meteorologici.

Un esempio, di quanto si è esposto in quest'ultima parte del paragrafo, si trova realizzato nelle *strutture di sostegno delle turbine eoliche della centrale di Ormonde* in Scozia (Figg. 3-4m/n/o/p). Composto da 30 unità REpower 5M e sistemato su un banco distante circa 10 km dalla costa e della profondità compresa tra -17 e -21 m, l'impianto si avvale di fondazioni a castello a quattro montanti inclinati (colorati di giallo) con estremità dritte (non colorate) da inserire nei tubi fondari preinstallati.

Nella Fig. 3-4o sono individuabili i due J-tube, che con due ampie curve si collegano ai rispettivi montanti, accedendo al centro del deck per far entrare nella turbina i cavi elettrici. La boarding structure è sdoppiata; ognuna delle due costruzioni (assai semplificate) è agganciata ad un montante, che è in posizione simmetrica rispetto all'altro (cioè, è fissata su montanti posti in due vertici opposti del quadrato di base).

La struttura fuori tutta è alta circa 45 m e pesa sulle 450 t, che un peso assai ridotto in relazione alla potenza della turbina eolica. In cima è collocato il tamburo, che è destinato a reggere la base della torre dell'aerogeneratore e che scarica le proprie

azioni sui quattro montanti mediante grosse nervature inclinate e saldate al tamburo da una parte ed alle teste delle gambe dall'altra. La forma è ormai abbastanza ripetuta, essendo già ritrovabile in altre realizzazioni. La Fig. 2-12a illustra un analogo assetto, che è stato impiegato nelle due unità REpower 5M del campo Beatrice di Muray Firth.

3.2 FONDAZIONE NON A CONTATTO COL FONDALE

3.2.1 Fondazione semisommersa (floating/submerged structure)

Componente essenziale è la tensostruttura (Figg. 3-5c/d/g), che contrasta la spinta d'Archimede sviluppata dal basamento (in larga misura cavo) della turbina eolica. Essa ha una duplice funzione. In primo luogo deve tenere sommerso (completamente o parzialmente) il corpo fondario e mantenerlo ad una quota rispetto al pelo libero da renderlo insensibile alle azioni del mare (moto ondoso, corrente, maree, etc.). Secondariamente fornisce un punto di ancoraggio sufficiente ad impedire, che l'unità vada alla deriva.



Fig. 3-5a. Hywind in fase realizzativa (StatoilHydro)

Il *dimensionamento* del corpo reagente, costituito da catene, cavi metallici, tubi, etc. e collegante il vincolo al fondale con il galleggiante, deve essere adeguato a fargli sostenere tutte le azioni, non soltanto statiche (peso proprio, spinta verso l'alto, effetto di spostamenti/rotazioni, etc.), ma anche quelle dinamiche (correnti, uragani, in superficie, vibrazioni della torre, etc.), che la sua collocazione in mare aperto rende viepiù evidenti e critiche.

Può ammettere limitazioni a spostamento e rotazioni e deve scaricare le reazioni (statiche e dinamiche non assorbite direttamente) su masse di contrasto, che sono fissate sul fondale.



Fig. 3-5b. Unità Hywind in trasporto verso il sito finale (StatoilHydro)

Queste devono essere collocate prima di connetterla con il corpo semisommerso (o contestualmente al suo inserimento, se le condizioni di varo dell'opera lo permettono).

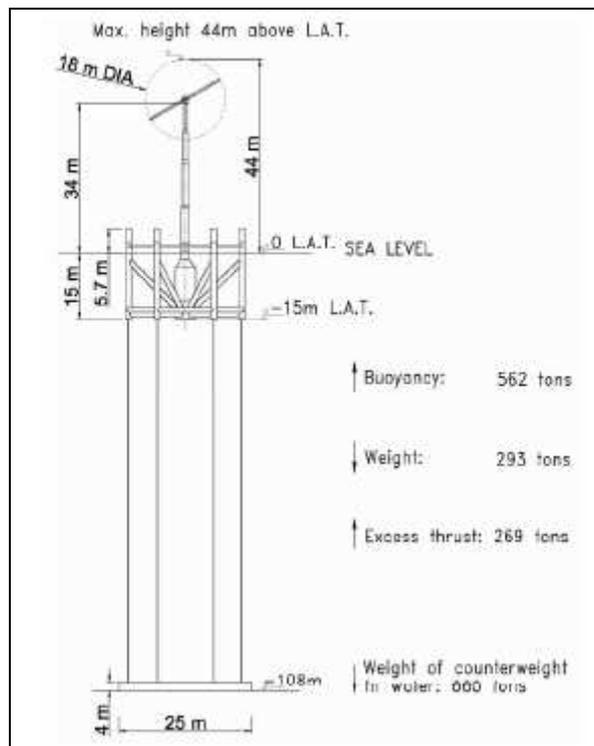


Fig. 3-5c. Schema di massima dell'unità di Tricase (BlueH)

La tensostruttura diviene un componente fondamentale. La sicurezza dell'aerogeneratore dipende non poco dal suo corretto comportamento.

La diffusione della soluzione è molto limitata al momento attuale, essendo considerata una alternativa per il futuro. Sono state predisposte e varate due unità nel mondo.

La prima in ordine temporale si è avuta al largo di Tricase (costiera della provincia di Lecce), ove su un fondale di un centinaio di metri di profondità è stato ancorato un corpo semisommerso per reggere una unità da 80 kW (Fig. 2-5). L'energia generata è dissipata localmente.

Dopo alterne vicende (mancato rinnovo della concessione, cedimento dei cavi di ritenuta, etc.) è stata spostata dal luogo originario ed è ora sistemata di fronte alle coste albanesi.

E' stata recentemente ottenuta dalla proprietà (BlueH) la concessione regionale per un campo eolico da 90 MW sempre nella stessa zona di mare con utilizzazione della stessa tipologia di struttura fondaria.



Fig. 3-5d. Tensostruttura di sostegno di fondazione semisommersa per prospezioni petrolifere, il cui concetto potrebbe essere impiegato per soluzioni analoghe nel settore eolico

La seconda iniziativa si è concretizzata nel Mar del Nord con il concorso della StatoilHydro (una società norvegese con interessi nel campo petrolifero e del gas), la Siemens e la Technip con il contributo finanziario dell'utility Enova SF. Realizzata nel porto di Åmøyfjord, è stata trasportata al largo delle coste norvegesi per essere provata per un periodo di almeno due anni. L'unità è equipaggiata con turbina Siemens da 2,3 MW con asse rotorico posto a 65 m s.l.m. e diametro da 82 m. La profondità del fondale scelto supera i 220 m e l'ancoraggio è ottenuto con tre cavi. Un cavo elettrico porta a terra l'energia generata dal convertitore eolico.

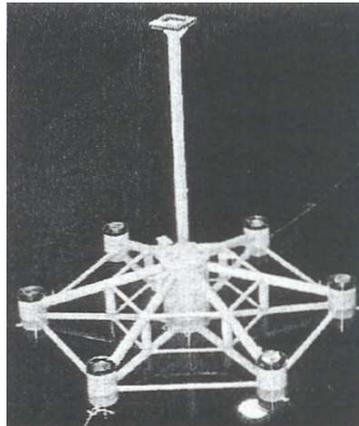


Fig. 3-5e. Studio progettuale di fondazione semisommersa costituita da cilindri tozzi fissati nei vertici dell'esagono di base (cilindri e membrane sono diversamente cavi)

Il *posizionamento dell'unità* tende a sfruttare al massimo le proprietà positive dell'assetto complessivo. La quota, a cui tenere il galleggiante (come si denominano in



Fig. 3-5f. Struttura semisommersa studiata da Pinciple Power ed ora in fase di elaborazione per la costruzione

modo un po' spiccio le forme geometriche costituenti il basamento immerso della torre), deve essere fissata al di sotto del ventre dell'onda massima (onda di riferimento, cinquantennale o centenaria), se si tratta di una soluzione semisommersa o al livello del mare, se è di tipo floating.

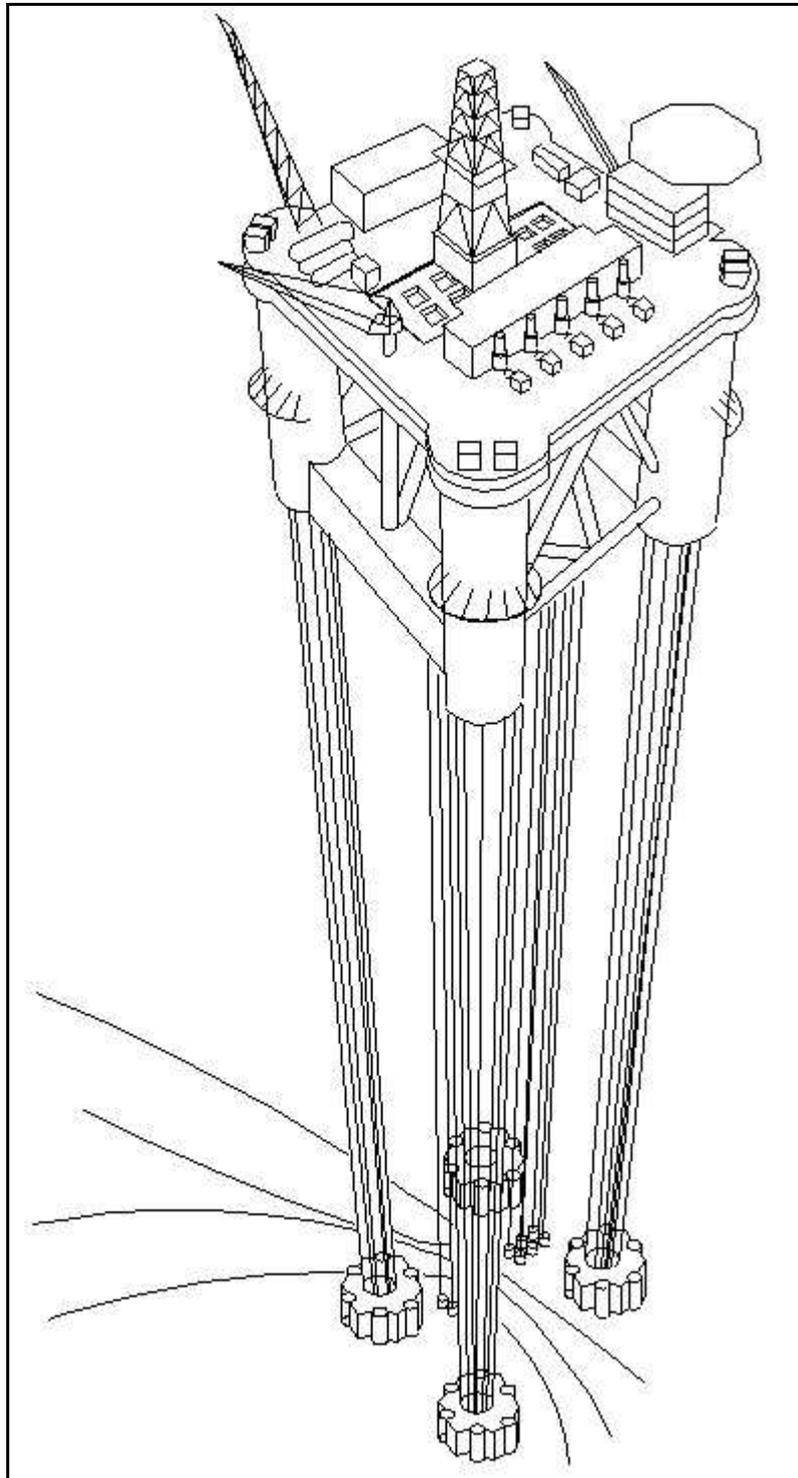


Fig. 3-5g. Schema di sistemazione di piattaforma petrolifera galleggiante e saldamente ancorata al fondale mediante un insieme di cavi/tubi (tension leg platform)

Inoltre, occorre utilizzare al massimo le condizioni eoliche, che sono sempre migliori in mare aperto rispetto alla situazione riscontrabile sotto costa. Proprio questi fattori (distanza dalla costa con nullo impatto visivo e con ottima producibilità energetica e capacità di sfruttare gli alti fondali) inducono ad allontanare l'unità dalla

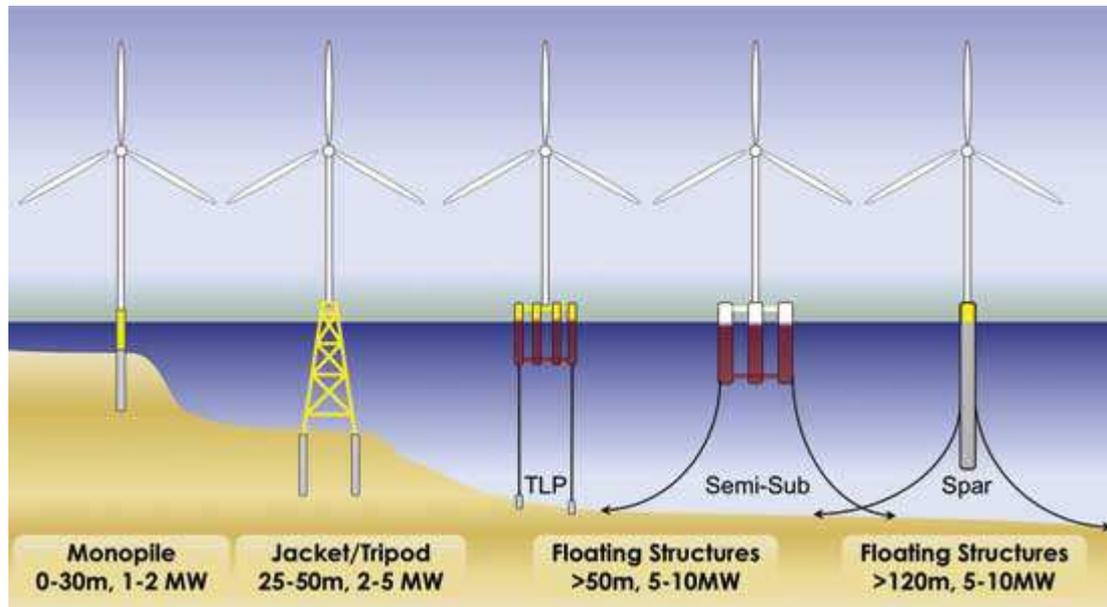


Fig. 3-5h. Turbine eoliche sistemate con varie tecniche su fondali bassi/medi/alti o ad essi diversamente collegate (ASME).

riva e a considerare profondità utili le quote del fondale di parecchie decine di metri (solitamente ben oltre i 50 m e prossime ai 200 m od oltre, come si rileva dalle Figg. 2-1/6 e 3-5h, che integrano le informazioni, racchiuse nella Fig. 2-9).