

01	10-2012	PROGETTO DEFINITIVO - S.I.A.	OIENI		CAMPANELLA
00	02-2009	PROGETTO DEFINITIVO - S.I.A.			CAMPANELLA
REV.	DATA	DESCRIZIONE	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO



C&C Consulting Engineering S.R.L.

Via Nunzio Morello n. 40 - 90144 PALERMO
 Tel/Fax +39 091 7829785 - +39 091 7829080
<http://www.cecconsulting.net>
 info@cecconsulting.net - PEC: cecconsulting@legalmail.it
 P.I. / C.F. 01942920818

Project Manager:
Ing. Vito Aurelio Campanella



ELABORATO N°
 PDP/R/1/RT/001

FORMATO ELABORATO: A4

REV.	00	01																	
------	----	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

**PARCO EOLICO - STRETTO DI SICILIA
 AVVENTURA**

PROGETTO DEFINITIVO

SOSTITUISCE IL PDP/R/0/RT/001

Relazione tecnico-descrittiva

SOSTITUITO DAL

RELAZIONE TECNICO - DESCRITTIVA

INDICE GENERALE

PREMESSA	3
1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE	4
2 IL PROGETTO	7
2.1 DESCRIZIONE DELL'AEROGENERATORE.....	7
2.1.1 Il rotore.....	8
2.1.2 Sistema di ingranaggi.....	9
2.1.3 Trasmissione (o moltiplicatore di giri).....	9
2.1.4 Sistema elettrico.....	10
2.1.5 Sistema frenante.....	11
2.1.6 Sistema di controllo dell'orientamento (o sistema di imbardata).....	11
2.1.7 Gondola o navicella.....	11
2.1.8 Torre.....	12
2.1.9 Protezione dalla corrosione.....	12
2.1.10 Sistemi di protezione dalle scariche atmosferiche.....	12
2.1.11 Sistema antincendio.....	13
2.1.12 Sistema di controllo.....	13
2.1.13 Dispositivi di segnalazione diurna e notturna.....	13
2.1.14 Gruppo statico di continuità.....	14
2.1.15 Modalità di installazione degli aerogeneratori.....	14
2.1.16 Dismissione degli aerogeneratori e riciclaggio dei componenti.....	14
2.2 DESCRIZIONE DELLA TIPOLOGIA DI FONDAZIONE GALLEGGIANTE.....	15
2.3 CRITERIO DI DISPOSIZIONE PLANIMETRICA DEGLI AEROGENERATORI.....	18
2.4 CAVI MT DI INTERCONNESSIONE TRA AEROGENERATORI.....	19
2.5 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA <i>OFFSHORE</i> (<i>ESP OFFSHORE</i>).....	23
2.5.1 Modalità di installazione DELLA ESP OFF-SHORE.....	25
2.6 CAVIDOTTO MARINO.....	25
2.6.1 Caratteristiche tecniche.....	25
2.6.2 Descrizione del tracciato.....	26
2.6.3 Modalità di installazione dei cavi.....	28
2.6.4 Modalità di protezione.....	31
2.6.5 Modalità di esecuzione degli attraversamenti.....	32
2.7 APPRODO DEL CAVIDOTTO MARINO.....	34
2.8 CAVIDOTTO TERRESTRE.....	35
2.8.1 Descrizione del tracciato.....	36
2.8.2 Caratteristiche tecniche del CAVIDOTTO TERRESTRE.....	38
2.8.3 Modalità di posa.....	40
2.8.4 Fasi di costruzione.....	41
2.9 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA <i>ONSHORE</i> (<i>ESP ONSHORE</i>).....	41
2.9.1 Caratteristiche tecniche.....	42
2.9.2 Campi magnetici.....	42
3 REGIME ANEMOLOGICO DELL'AREA	44
3.1 DATI DI VENTO - KNMI.....	44
3.2 DATI DI VENTO – SATELLITE QuikSCAT (NASA).....	52
3.3 EUROPEAN WIND ATLAS, PROGETTO NOSTRUM, ATLANTE EOLICO ITALIANO.....	53
4 VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	58
4.1 PRODUCIBILITÀ DEL SINGOLO AEROGENERATORE.....	58
4.2 PRODUCIBILITÀ LORDA E NETTA DELL'IMPIANTO EOLICO.....	62
5 CREDITI EMISSIONI CO₂	63
6 CONCLUSIONI	64

PREMESSA

Il progetto definitivo di cui trattasi ha come oggetto la realizzazione di un parco eolico *offshore* di potenza nominale pari a **228 MW** da realizzarsi nello Stretto di Sicilia, tra le coste della Sicilia sud-occidentale e l'isola di Pantelleria. Il progetto è stato presentato dalla società Four Wind S.r.l..

Con atto di fusione del giorno 01 agosto 2012, rogato dal notaio Franco Salerno Cardillo di Palermo (rep. n. 15231 – racc. n.7565), le società C.&C. Consulting Engineering s.r.l. e Four Wind s.r.l. sono state fuse mediante incorporazione di quest'ultima nella prima.

Il proponente l'iniziativa in esame, da adesso in avanti non sarà più Four wind s.r.l., ma C.&C. Consulting Engineering s.r.l..

L'area di impianto fa parte della Piattaforma Continentale Italiana, essendo ubicata a circa 40 km dalla costa siciliana.

L'impianto eolico *offshore* prevede sinteticamente l'utilizzazione:

- della *Piattaforma Continentale Italiana*, ai fini dell'installazione dei pali eolici, dei cavi marini in media tensione e del primo tratto del cavidotto marino;
- del *mare territoriale*, per il passaggio sottomarino del cavidotto marino sino alla terraferma;
- di parte del *territorio regionale siciliano*, per il passaggio del cavidotto terrestre dal punto di approdo a terra sino al punto di connessione con la RTN.

Il presente progetto si inserisce nell'ambito della procedura autorizzativa Unica disciplinata dal D.Lgs. 387/03, come specificato nel Quadro di Riferimento Programmato dello Studio di Impatto Ambientale di cui è corredato il presente Progetto Definitivo.

Nel seguito, dopo una breve presentazione delle aree di intervento e del contesto territoriale in cui si inseriscono, si descriverà in dettaglio il parco eolico previsto in progetto, valutando infine la potenzialità dell'intervento proposto in termini di producibilità energetica e corrispondenti benefici ambientali, in termini di emissioni inquinanti evitate.

1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Un *parco eolico* (o *centrale eolica*) è costituito da un insieme di *aerogeneratori* (*turbine eoliche* o *pali eolici*) che producono energia elettrica sfruttando l'energia cinetica del vento. La generazione di energia elettrica varia in funzione della velocità del vento e della potenza nominale degli aerogeneratori.

L'*aerogeneratore* è costituito essenzialmente da un sostegno (generalmente un palo tubolare in acciaio o calcestruzzo, denominato *torre*) che ospita alla sua sommità la *gondola* o *navicella*, costituita da un involucro esterno in fibra di vetro rinforzata. All'interno della navicella si trovano l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico e i dispositivi ausiliari. All'estremità dell'albero lento e all'esterno della gondola è fissato il *rotore*, costituito da un *mozzo*, sul quale sono montate le *pale*, che hanno il compito di raccogliere l'energia cinetica del vento. Le turbine scelte per la realizzazione della centrale eolica *offshore* sono ad asse orizzontale, di grossa taglia, specificamente progettate per le applicazioni *offshore*.

In un parco eolico le singole turbine sono generalmente disposte secondo un reticolo geometrico con passo costante e, in base alla geometria della disposizione, raggruppate in *sottocampi*. Le turbine di ogni sottocampo sono interconnesse tra loro con cavi in media tensione; ogni sottocampo è infine connesso elettricamente ad una *sottostazione elettrica*. In tale sottostazione la corrente viene convertita in alta tensione tramite un trasformatore, da cui ha origine un *cavidotto* di collegamento alla rete elettrica. Nel caso di parchi eolici *offshore*, il cavidotto di collegamento può essere distinto in due tratti: il *cavidotto marino* o *offshore*, dalla sottostazione a mare alla costa; il *cavidotto terrestre* o *onshore*, dalla costa al punto di connessione alla rete elettrica (*stallo*).

La gestione del parco eolico può avvenire a distanza, mediante un sistema di comunicazione per il controllo remoto (*SCADA System*).

Il parco eolico in progetto può essere sinteticamente suddiviso in:

una parte *offshore* comprendente:

- *aerogeneratori e cavi MT di interconnessione* tra aerogeneratori;
- una *sottostazione elettrica di utenza (ESP offshore)* ove avvengono i collegamenti tra i sottocampi in cui è suddivisa la centrale eolica e la trasformazione MT/AT;
- il *cavidotto marino in corrente alternata*, che collega la ESP alla costa, ove è collocata la buca di giunzione cavidotto marino – cavidotto terrestre;

una parte *onshore* comprendente:

- la fossa di giunzione cavidotto marino – cavidotto terrestre;
- il cavidotto terrestre in corrente alternata, dalla buca giunti alla ESP *onshore*;
- una sottostazione elettrica di utenza (ESP *onshore*);
- il breve tratto di cavidotto terrestre in corrente alternata, che collega la ESP *onshore* alla stazione elettrica della RTN.

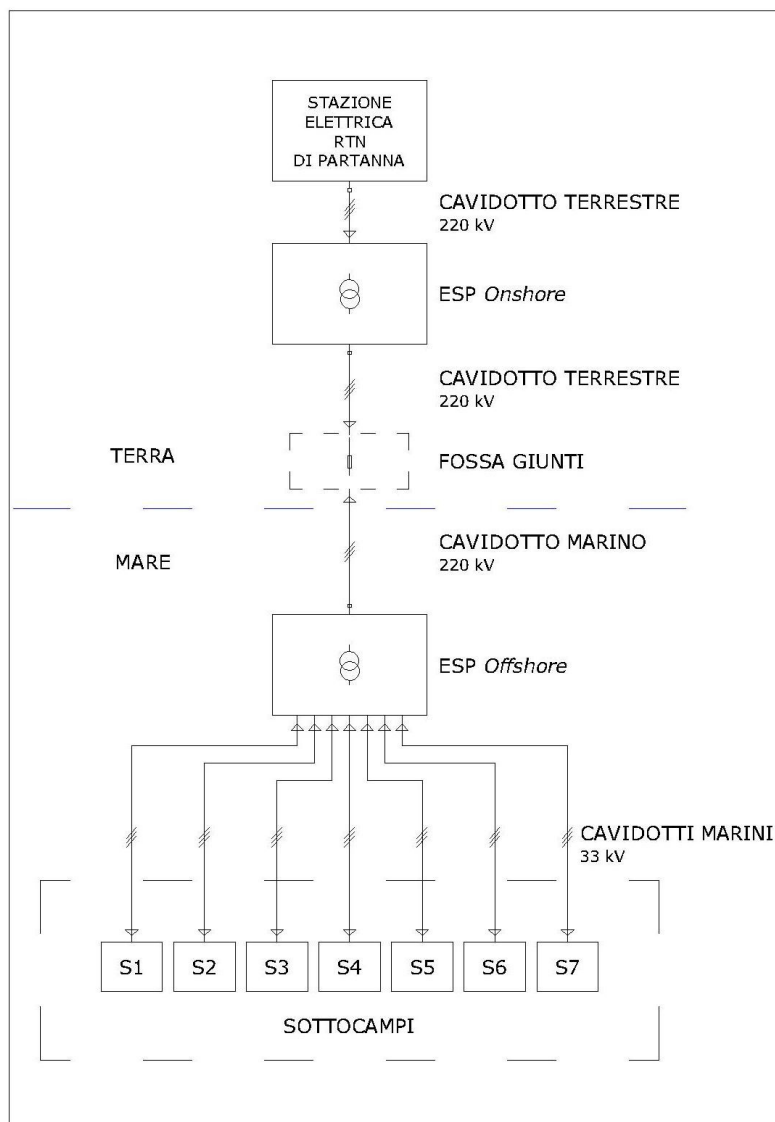


Figura 1-1 Schema a blocchi dell'impianto

Come si evince dall'inquadratura territoriale allegata al progetto (tavola **PDP/T/1/IT/001**) il parco eolico *offshore* sorgerà nello specchio acqueo compreso tra la costa siciliana sud-occidentale e l'Isola di Pantelleria.

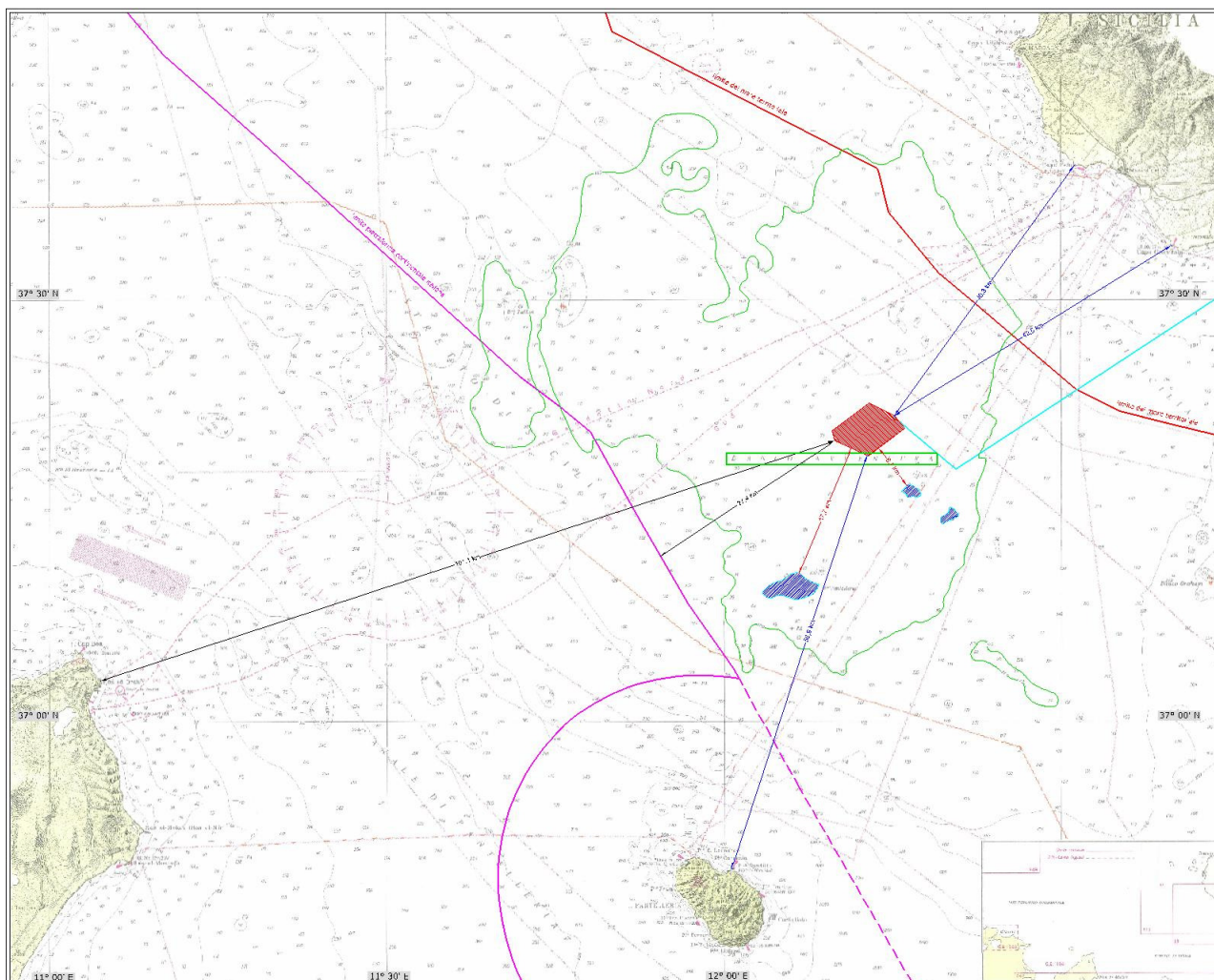


Figura 1-2 Inquadramento territoriale dell'impianto

La potenza nominale complessivamente installata sarà di **228 MW**, distribuita su **38 aerogeneratori** aventi un diametro rotore pari a 126 m e una potenza nominale unitaria pari a 6 MW.

L'ipotesi progettuale prevede la collocazione di pali eolici tra le batimetriche -70 e -76 m avvalendosi di strutture galleggianti.

2 IL PROGETTO

.Le scelte progettuali sono state effettuate a partire da considerazioni tecniche, nel rispetto delle componenti ambientali interessate dall'opera; le alternative progettuali prese in considerazione e i criteri di selezione adottati per la definizione del progetto definitivo sono descritti nel Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale a supporto del Progetto Definitivo.

Di seguito verrà fornita una descrizione del progetto, a partire dall'aerogeneratore selezionato e dalla tipologia di fondazione prescelta.

2.1 DESCRIZIONE DELL'AEROGENERATORE

L'aerogeneratore prescelto per il parco eolico oggetto del presente studio è di grossa taglia, specificatamente progettato per applicazioni *offshore*, in grado di sviluppare una potenza nominale pari a 6 MW, avente un diametro di 126 m.



Figura 2-1 Westre wind farm (confine tra Germania e Danimarca – marzo 2009) - 3 aerogeneratori REpower 6M in fase di test

Nel seguito si farà riferimento all'aerogeneratore *REpower 6M*, avente un rotore con un diametro pari a 126 m ed un'altezza del mozzo di circa 90 m. La versione *offshore* è fornita di una piattaforma di atterraggio per elicotteri, di una gru di servizio da 6 t e di un locale di emergenza.

La struttura della torre è realizzata in acciaio; in tal modo il trasporto via nave dei singoli componenti risulta relativamente agevole.

Si sottolinea che la scelta finale della casa costruttrice verrà comunque definita in fase di progettazione esecutiva, sulla base degli aerogeneratori da 6 MW disponibili sul mercato.

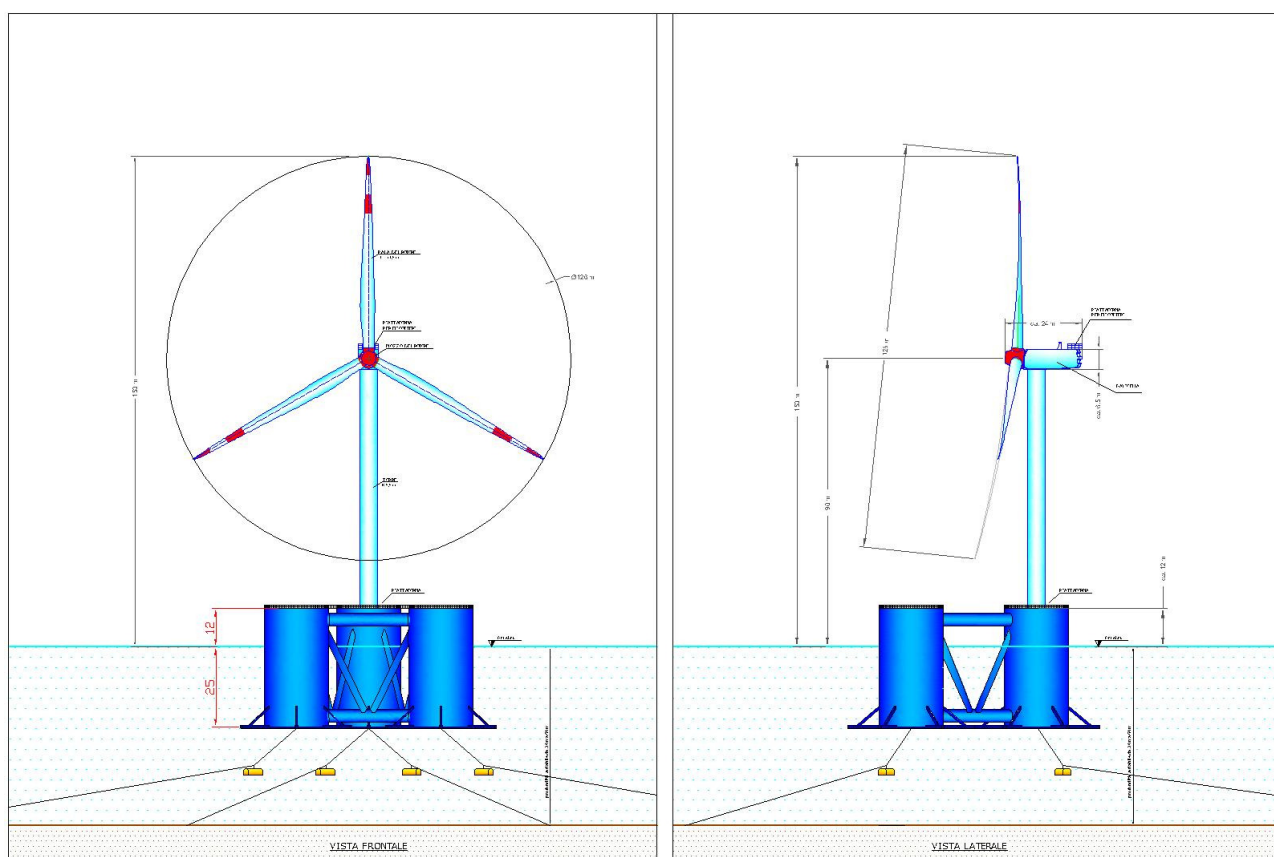


Figura 2-2 Prospetto dell'aerogeneratore di progetto

2.1.1 IL ROTORE

Il rotore consta di 3 pale di 61,5 m di lunghezza, installate a flangia sul mozzo tramite un cuscinetto a doppia fila a quattro punti di contatto. Le pale del rotore possono così essere regolate lungo il loro asse grazie ai motori elettrici del “sistema pitch” (sistema per la regolazione dell’inclinazione della pala e della velocità di rotazione del rotore), che ruotano in maniera solidale con le pale.

La velocità di rotazione del rotore può variare da 6,9 a 13,5 rpm (+15% per far fronte alle raffiche di vento); la massima velocità tangenziale all’estremità della pala è pertanto pari a 89 m/s. Per garantire l’operatività del sistema di inclinazione della pala in caso di mancanza di alimentazione o di disfunzione della turbina, ogni pala dispone di un proprio indipendente accumulatore che ruota in maniera solidale con la pala.

Nelle condizioni di carico parziale, ovvero quando la turbina opera al di sotto della potenza nominale, la turbina lavora con angolo della pala costante e velocità variabile per sfruttare l’aerodinamica del rotore.

Nelle condizioni di carico nominale, ovvero quando la turbina opera al di sopra della velocità

nominale¹, la turbina genera la potenza nominale. Cambiamenti di velocità di rotazione, dovuti ad una variazione della velocità del vento, sono compensati variando l'angolo delle pale.

Nel caso di forti raffiche di vento, l'energia del vento viene raccolta sottoforma di accelerazione del rotore, smorzata e convertita in energia elettrica grazie al sistema pitch delle pale.

2.1.2 SISTEMA DI INGRANAGGI

I carichi cui è soggetto il rotore sono trasferiti alla struttura principale per mezzo di due cuscinetti indipendenti. Qualunque eccesso di carico viene, dunque, scaricato sulla struttura principale sottoforma di momento torcente.

Il diametro relativamente grande, di 5,5 metri, della sommità della torre garantisce il trasferimento ottimale dei carichi dal rotore alla torre e consente una disposizione ottimale dei componenti per il trasferimento del carico.

Il sistema di ingranaggi ha un supporto a tre punti immediatamente al di sopra della flangia di testa della torre, la cui geometria conica fornisce una base sufficientemente larga per assorbire i carichi.

L'inclinazione di 6° dell'albero rotore connesso al mozzo, avente forma conica con angolo 4°, insieme alla piegatura della parte iniziale delle pale fino alla lunghezza 2 m, consente l'impiego di pale relativamente leggere e flessibili, senza la necessità di una grande distanza tra pale e torre.

2.1.3 TRASMISSIONE (O MOLTIPLICATORE DI GIRI)

Il moltiplicatore di giri è a due stadi epicicloidali a dentatura elicoidale con una precoppia a doppia dentatura elicoidale. La dentatura è stata ottimizzata riguardo all'efficienza e all'emissione di rumore. Bronzine elastiche appositamente progettate sono integrate nel braccio di torsione della trasmissione, che si appoggia alla base del telaio mediante appositi supporti. Il cuscinetto elastico scarica gli eccessi di carico che gravano sulla trasmissione e consente un efficace disaccoppiamento di rumore e vibrazioni dal telaio.

Per la progettazione del moltiplicatore di giri, sono stati applicati fattori di sicurezza più elevati e vita utile dei componenti più lunga rispetto a quanto prescritto dalle guide di riferimento IEC e GL.

È stata inoltre ottimizzata la distribuzione di olio lubrificante e olio di raffreddamento e il sistema di filtraggio olio.

¹ per *velocità nominale* si intende la velocità del vento, misurata all'altezza del mozzo, alla quale la turbina raggiunge la potenza nominale

2.1.4 SISTEMA ELETTRICO

La turbina è equipaggiata con un sistema generatore - inverter a velocità variabile. Un convertitore di frequenza (inverter) viene acceso nel circuito del rotore, che impone una tensione con frequenza regolabile sul rotore. Ciò consente una regolazione della velocità entro un range di ± 33 % (+35 % nel caso di raffiche di vento) rispetto alla velocità sincrona. In connessione col sistema pitch delle pale, il sistema di trasmissione a velocità variabile offre risultati molti buoni rispetto agli stress meccanici e alla qualità della connessione elettrica.

La turbina opera nei seguenti range di funzionamento a seconda della velocità del vento:

- nel range sub-sincrono (in condizioni di carico parziale) lo statore del generatore fornisce il 100 % di energia elettrica alla rete. La potenza di slittamento è inoltre fornita al rotore dal convertitore attraverso i collettori ad anelli del generatore.
- nel range sopra-sincrono (in condizioni di carico nominale) lo statore del generatore fornisce l'80 % dell'energia elettrica direttamente nella rete senza passare attraverso il convertitore. Il restante 20% di energia è immessa nella rete dal rotore passando per il convertitore.

Non vi sono alcune perdite di natura fisica, l'efficienza complessiva e l'affidabilità sono del tutto garantite.

L'aerogeneratore REpower 6M ha una classe di protezione IP 54; è raffreddato attraverso uno scambiatore di calore aria-aria e pertanto non viene aspirata aria contenente sale o umidità all'interno della navicella. Termocoppie installate nei cuscinetti e negli avvolgimenti monitorano la temperatura della macchina.

Anche l'inverter e il trasformatore sono installati nella navicella; il loro raffreddamento è effettuato, rispettivamente, per mezzo di uno scambiatore di calore aria/acqua e direttamente con l'aria dell'ambiente. L'inverter è localizzato accanto al generatore, mentre il trasformatore è installato in uno scompartimento separato nella parte posteriore della navicella. Grazie alla progettazione modulare con quattro inverter da 2,0 MVA ciascuno, la 6M può anche operare con 4 MVA, nel caso di guasto di uno o due moduli. La disponibilità del sistema è in tal modo molto elevata, come richiesto per applicazioni offshore.

I rivestimenti garantiscono l'assenza di contatti con le parti rotanti. È prevista la messa a terra dell'alloggiamento del generatore per la compensazione del potenziale.

Il generatore è supportato da elementi, posti sulla base del telaio, che disaccoppiano rumore e vibrazioni, per un'ottimale insonorizzazione e riduzione delle vibrazioni.

Tra la trasmissione e il generatore è interposto un accoppiamento in vetroresina (GRP) per l'isolamento statico e come protezione antifulmine per il sistema elettrico.

2.1.5 SISTEMA FRENANTE

La frenatura è effettuata regolando l'inclinazione delle pale del rotore ad un angolo di 91°.

Ciascuno dei tre dispositivi di regolazione dell'angolo delle pale del rotore è completamente indipendente. In caso di un guasto del sistema di alimentazione, i motori a corrente continua sono alimentati da accumulatori che ruotano con il rotore. L'impiego di motori a corrente continua permette, in caso di emergenza, la connessione in continua degli accumulatori, senza necessità di impiego di inverter. Ciò costituisce un importante fattore di sicurezza, se confrontato coi sistemi pitch, progettati in corrente alternata.

La torsione di una sola pala è sufficiente per portare la turbina in un range di velocità nel quale la turbina non può subire danni. Ciò costituisce un triplice sistema ridondante di sicurezza. Nel caso in cui uno dei sistemi primari di sicurezza si guasti, si attiva un disco meccanico di frenatura che arresta il rotore congiuntamente al sistema di registrazione della pala.

I sistemi frenanti sono progettati per una funzione "fail-safe"; ciò significa che, se un qualunque componente del sistema frenante non funziona correttamente o è guasto, immediatamente l'aerogeneratore si porta in condizioni di sicurezza.

2.1.6 SISTEMA DI CONTROLLO DELL'ORIENTAMENTO (O SISTEMA DI IMBARDATA)

La navicella è connessa alla torre tramite un cuscinetto a quattro punti di contatto. L'orientamento della navicella è realizzato mediante otto motoriduttori. Otto freni idraulici a pinza, in aggiunta a freni a disco elettromeccanici sui motoriduttori, mantengono la navicella orientata con la direzione del vento. A causa dell'elevato rapporto di riduzione, il principale momento frenante è fornito dai motori dell'orientamento. I freni idraulici agiscono come un dispositivo supplementare di sicurezza e forniscono una certa quantità di momento frenante nell'azione di orientamento, per la protezione della dentatura e dei motori di orientamento.

Un sensore elettronico di direzione del vento con corrispondente software controlla il tempo di accensione e la direzione di rotazione dei motori. Garantisce inoltre lo sbrogliamento automatico dei cavi nel caso in cui la navicella cambi la sua posizione più volte in una direzione al cambiare delle condizioni del vento.

2.1.7 GONDOLA O NAVICELLA

La larghezza della navicella è stata contenuta in 6 m, per garantire il trasporto su strada dei singoli componenti o della navicella già assemblata. La struttura è realizzata in plastica rinforzata con fibre di vetro (GRP) e le dimensioni garantiscono spazi adeguati sia per la manutenzione che per interventi ordinari, che possono pertanto essere condotti a navicella chiusa.

L'accesso alla sala macchine dalla torre avviene attraverso un'apertura alla base del telaio. Una piattaforma di manutenzione è stata realizzata per poter accedere ai componenti situati al di sotto della base del telaio. Tutti i componenti, come il sistema di controllo dell'orientamento o i circuiti idraulici, possono essere azionati dal sistema di controllo all'interno della navicella.

Ai fini della sicurezza sono stati previsti molti pulsanti che operano l'arresto di emergenza; le parti in rotazione sono state opportunamente protette. I motori del sistema pitch, dotati di rivestimento contro gli agenti atmosferici, sono direttamente accessibili dall'esterno della navicella; durante il giorno il mozzo è illuminato grazie ad una finestra nello spinner.

2.1.8 TORRE

La torre ha struttura conica, tubolare in acciaio. A seconda del sito d'installazione e dell'altezza del mozzo, la torre è costituita da 2 fino a 6 segmenti. Una porta sulla base della torre permette l'accesso alla navicella dall'interno della torre (tale porta è dotata di protezione dagli agenti atmosferici) attraverso una scala dotata di protezioni per la salita. Poiché l'altezza del mozzo raggiunge i 90 m, la torre è dotata anche di ascensore. Ogni segmento è equipaggiato con piattaforme e luci di emergenza.

L'interruttore principale è posizionato alla base della torre su una piattaforma separata. La corrente dal trasformatore è trasmessa via cavo alla base della torre. Tutti i segnali di controllo sono trasmessi su fibra ottica soddisfacendo tutte le specifiche in materia di compatibilità elettromagnetica.

2.1.9 PROTEZIONE DALLA CORROSIONE

Tutte le parti della turbina sono protette dalla corrosione e dagli agenti atmosferici grazie a uno speciale rivestimento multistrato, che soddisfa tutte i requisiti della norma DIN EN ISO 12944. Inoltre la versione *offshore* è dotata di uno speciale rivestimento in corrispondenza della base della torre.

2.1.10 SISTEMI DI PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE

L'aerogeneratore *REpower 6M* è dotato di un completo sistema antifulmine, in grado di proteggere da danni diretti ed indiretti sia alla struttura (interna ed esterna) che alle persone. Il fulmine viene "catturato" per mezzo di un sistema di conduttori integrati nelle pale del rotore, disposti ogni 5 metri per tutta la lunghezza della pala.

Da questi, la corrente del fulmine è incanalata attraverso un sistema di conduttori a bassa

impedenza fino al sistema di messa a terra. La corrente di un eventuale fulmine è scaricata dal rotore e dalla navicella alla torre tramite collettori ad anelli e scaricatori di sovratensioni. La corrente del fulmine è infine scaricata a terra tramite un dispersore di terra.

Per ridurre al minimo ogni rischio indiretto dovuto all'accoppiamento induttivo, capacitivo o galvanico, sono state integrate ulteriori misure di protezione, come ad esempio gli scaricatori di sovratensioni.

I dispositivi antifulmine previsti sono conformi agli standard della più elevata classe di protezione (Classe I), secondo lo standard internazionale IEC 61024-1.

2.1.11 SISTEMA ANTINCENDIO

La navicella è dotata di un sistema antincendio, che consiste di rilevatori di fumo e CO, i quali rivelano gli incendi e attivano un sistema di spegnimento ad acqua atomizzata ad alta pressione nel caso di incendi dei componenti meccanici e a gas inerte (azoto) nel caso di incendi dei componenti elettrici (cabine elettriche e trasformatore).

In aggiunta a ciò il rivestimento della navicella contiene materiali autoestinguenti.

2.1.12 SISTEMA DI CONTROLLO

Tutte le funzioni dell'aerogeneratore sono monitorate da un sistema di controllo a microprocessore.

Per poter utilizzare un elevato numero di turbine come unico impianto di generazione, esse devono, inoltre, essere controllate da un sistema centralizzato (SCADA System).

Nel caso di installazioni *offshore*, per incrementare i livelli di affidabilità e disponibilità, è prevista una certa ridondanza. Tutte le funzioni critiche sono dotate, infatti, di controllo ridondante; in particolare l'arresto di emergenza è azionato da un circuito di sicurezza cablato a livello di hardware parallelo al computer operativo. Ciò permette alla turbina di portarsi in condizioni di sicurezza anche in caso di guasto al computer.

L'uso di fibre ottiche garantisce un elevato valore del *baud rate* e al tempo stesso costituisce una protezione contro eventuali interferenze elettromagnetiche di natura atmosferica.

La versione *offshore* può essere dotata anche di un sistema radio *point to point*.

2.1.13 DISPOSITIVI DI SEGNALAZIONE DIURNA E NOTTURNA

La turbina è equipaggiata con diverse luci di segnalazione per la navigazione marittima ed aerea. In accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile), le luci per la

segnalazione aerea notturna *saranno posizionate all'estremità delle pale eoliche e collegate ad un apposito interruttore al fine di poter illuminare la stessa solo in corrispondenza del passaggio della pala nella parte più alta della sua rotazione per un arco di cerchio di 30° circa* (v. nulla osta rilasciato dall'ENAC con istanza del 12/06/2008, prot. 0037038/A0C/DIRGEN, allegato all'elaborato **SIAP/R/1/NT/001**).

Sempre in accordo alle prescrizioni espresse nel citato nulla osta, al fine di garantire una adeguata segnalazione diurna, le pale dovranno essere verniciate con *n° 3 bande, rosse, bianche e rosse di 6 m l'una di larghezza, in modo da impegnare solo gli ultimi 18 m delle pale stesse*. La procedura di manutenzione prevedrà *il monitoraggio della segnaletica con frequenza minima mensile e la sostituzione delle lampade al raggiungimento dell'80% della prevista vita utile*.

2.1.14 GRUPPO STATICO DI CONTINUITÀ

L'aerogeneratore sarà dotato di un gruppo statico di continuità dimensionato per supplire alle interruzioni della rete elettrica. La capacità, dipendente dalla specificità del sito, verrà definita in fase di progettazione esecutiva.

2.1.15 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE DEGLI AEROGENERATORI

Gli aerogeneratori verranno totalmente assemblati presso un'area portuale adeguatamente attrezzata per l'attività in oggetto, e, una volta completati, saranno trasportati presso l'area d'impianto tramite chiatte, come meglio descritto nel Piano di Cantiere **PDP/R/1/PC/001**

2.1.16 DISMISSIONE DEGLI AEROGENERATORI E RICICLAGGIO DEI COMPONENTI

Gli aerogeneratori *offshore* la vita utile è limitata a circa 20 ÷ 25 anni, al termine dei quali è necessario provvedere al loro smantellamento ed eventualmente alla loro sostituzione con nuovi aerogeneratori.

La fase di *decommissioning* avverrà con modalità analoghe a quanto descritto per la fase di installazione.

Le componenti elettriche (trasformatore, quadri elettrici, ecc) verranno quindi smaltite, in accordo con la direttiva europea (WEEE - *Waste of Electrical and Electronic Equipment*); le parti in metallo (acciaio e rame) e in plastica rinforzata (GPR) potranno invece essere riciclate.

2.2 DESCRIZIONE DELLA TIPOLOGIA DI FONDAZIONE GALLEGGIANTE

L'insieme della struttura eolica offshore è composta sostanzialmente da due parti così definite:

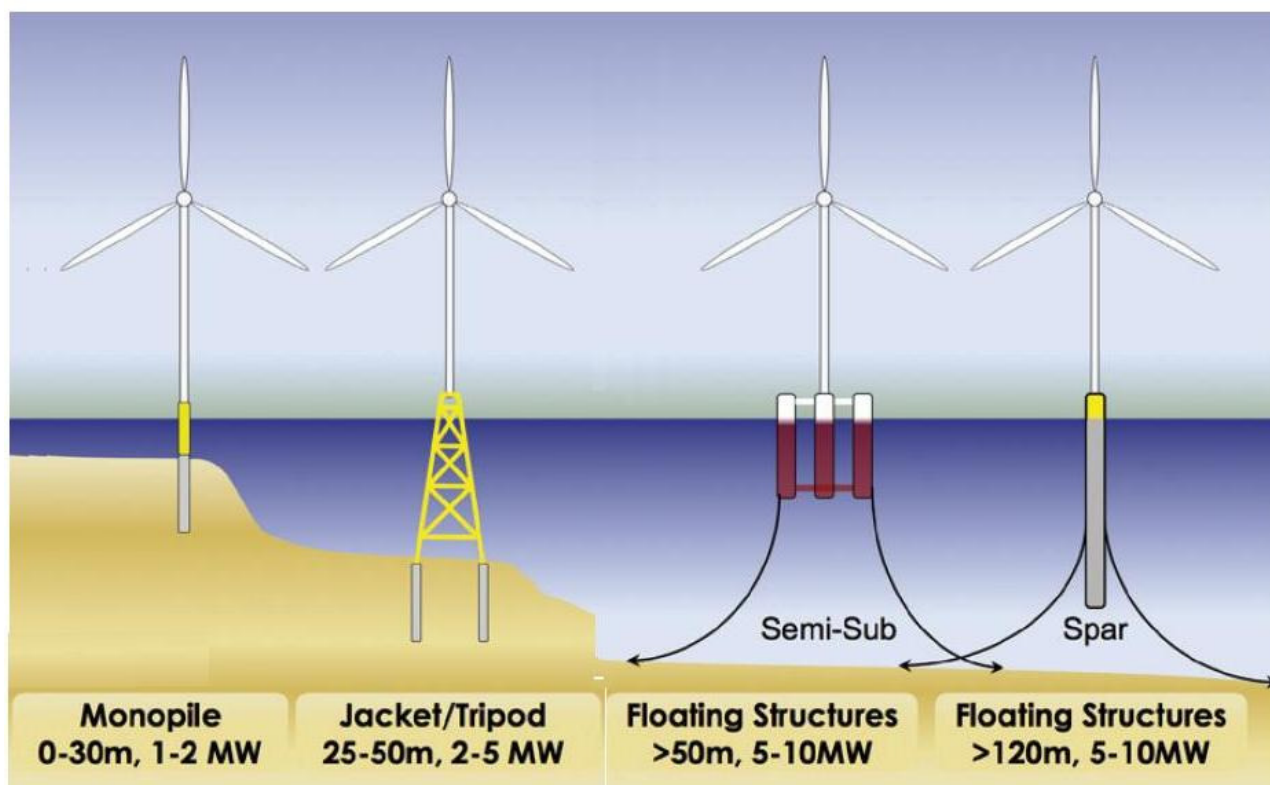
- la fondazione;
- l'aerogeneratore, composto da torre, navicella e rotore.

Mentre navicella e rotore sono definite a priori, gli altri elementi cambiano in funzione dei parametri meteomarini (escursione massima di marea, valori estremi di onda, corrente e vento per un periodo di ritorno di 100 anni), della profondità di installazione e delle caratteristiche morfologiche e geotecniche del fondale.

La tabella seguente fornisce una indicazione delle possibili soluzioni in funzione dei principali parametri da considerare.

Tabella B 2-1 tipologia di fondazione in funzione di diversi parametri

PARAMETRI DI PROGETTO	TIPOLOGIA DI FONDAZIONE				
	MONOPALO	JACKET (traliccio)	TRIPODE	FLOATING SEMI-SUB	FLOATING SPAR
Profondità fondale	Fino a 20 m	Fino a 60 m	Fino a 100 m	Oltre 50 m	Oltre 120 m
Altezza del mozzo	Bassa	Da media ad alta	Da media ad alta	Da media ad alta	Da media ad alta
Condizioni di onde attese	Da blande a medie	Severe	Severe	Severe	Severe
Condizioni di vento attese	Medie	Severe	Severe	Severe	Severe
Condizioni terreno	Buone	Accettabili	Accettabili	N.A.	N.A.
Strumentazione richiesta per l'installazione	Grandi gru e martelli idraulici	Equipaggiamento offshore standard	Equipaggiamento offshore standard	Chiatta per il traino	Chiatta per il traino
Commenti	Generalmente non adatto per fondali profondi in quanto sarebbero necessari monopali di grande diametro	Adatto per molte situazioni, ma generalmente costoso	Adatto per molte situazioni, e per profondità oltre 30 m. Meno costoso della soluzione Jacket	Adatto per molte situazioni, e per profondità oltre 50 m. Nessuna attività di cantiere richiesta in mare, assemblaggio in cantiere onshore	Adatto per molte situazioni, e per profondità oltre 120 m. Nessuna attività di cantiere richiesta in mare, assemblaggio in cantiere onshore



La precedente soluzione progettuale prevedeva l'utilizzo del tripode, la cui struttura era previsto fosse realizzata interamente in acciaio. Tale fondazione prevedeva l'ancoraggio al fondale dei piedi d'appoggio per mezzo di una serie di micropali in acciaio, sia verticali che inclinati, con angoli variabili da 0° a 30° rispetto alla verticale e diametro esterno massimo pari a circa 25 cm; questi micropali, costituenti una fondazione radice, si sarebbero sviluppati nel terreno per una profondità variabile tra i 15,0 m ed i 30,0 m, in funzione dello stato di fratturazione della piattaforma rocciosa.

La nuova proposta progettuale, del tipo floating semi-sub, non prevede più dragaggi o preparazione del terreno su cui posizionare gli aerogeneratori, in quanto le relative fondazioni saranno ormeggiate a zavorre poggiate al fondo. Ciò comporta un impatto sull'ambiente marino fortemente ridotto dal punto di vista della conservazione del substrato.

L'intera struttura, costituita dalla fondazione galleggiante e dalla turbina eolica, verrà assemblata a terra, e, solo una volta completata, verrà rimorchiata in mare fino al punto d'installazione.

La fondazione galleggiante sarà realizzata in acciaio zincato opportunamente trattato al fine di resistere all'erosione derivante dalla salinità delle acque.

La stabilità della fondazione è garantita dalla forma triangolare della base di appoggio degli aerogeneratori: tale base ha un lato pari a 45 m, e ai cui vertici si trovano tre camere di fondazione di forma cilindrica costituiti da tubolari in acciaio del diametro massimo pari a 20 m e alti circa 37 m. Ogni camera è connessa alle altre mediante tubolari circolari piani orizzontali, in numero di due per

ogni lato del triangolo. Inoltre un montante inclinato per ogni lato della base triangolare, anch'esso costituito da tubolari circolari, collega ogni camera di fondazione al tubolare orizzontale inferiore. Si sottolinea che le dimensioni esatte verranno comunque definite in fase di progettazione esecutiva, sulla base delle dimensioni degli aerogeneratori disponibili sul mercato.

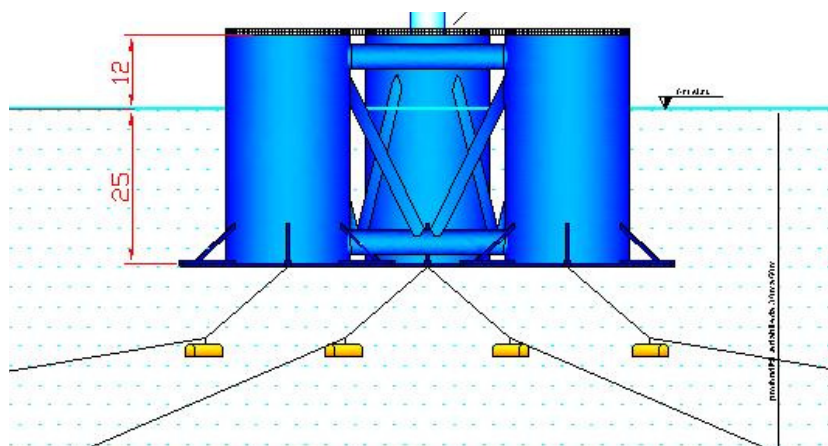


Figura 2-3 Fondazione galleggiante di progetto

Per ogni struttura l'aerogeneratore sarà installato sopra una delle camere di fondazione. Le piastre alla base di ogni camera di fondazione consentono di smorzare gli effetti delle forze agenti sulla struttura stessa e di ridurre le conseguenze del moto ondoso sulla pala, anche in caso di mare agitato.

Quando il vento si sposta e cambia la direzione dei carichi agenti sulla turbina e sul basamento galleggiante, le pompe dell'acqua di zavorra poste in ognuna delle camere di fondazione, mediante l'afflusso o il deflusso controllato di acqua all'interno delle stesse, permettono di compensare le forze del vento e del mare.

La soluzione progettuale adottata prevede l'ormeggio delle strutture così composte tramite un sistema costituito da quattro cavi d'acciaio. Tali funi, anch'esse opportunamente trattate al fine di resistere all'erosione derivante dalla salinità delle acque, costituiscono delle zavorre del peso complessivo di 60 tonnellate per ognuna delle strutture. Due cavi sono collegati alla camera sulla cui sommità è installato l'aerogeneratore, mentre per ciascuna delle altre due camere sarà presente una fune d'acciaio. I cavi d'acciaio, ciascuno del peso di 15 tonnellate, verranno poggiati sul substrato marino, dove saranno accumulate le eventuali lunghezze in eccesso, dipendenti dalla profondità del fondale, necessarie a raggiungere la quantità di zavorra necessaria, impendendo di fatto la deriva della fondazione.

Tale soluzione progettuale è illustrata nell'elaborato **PDP/T/1/WT/002**.

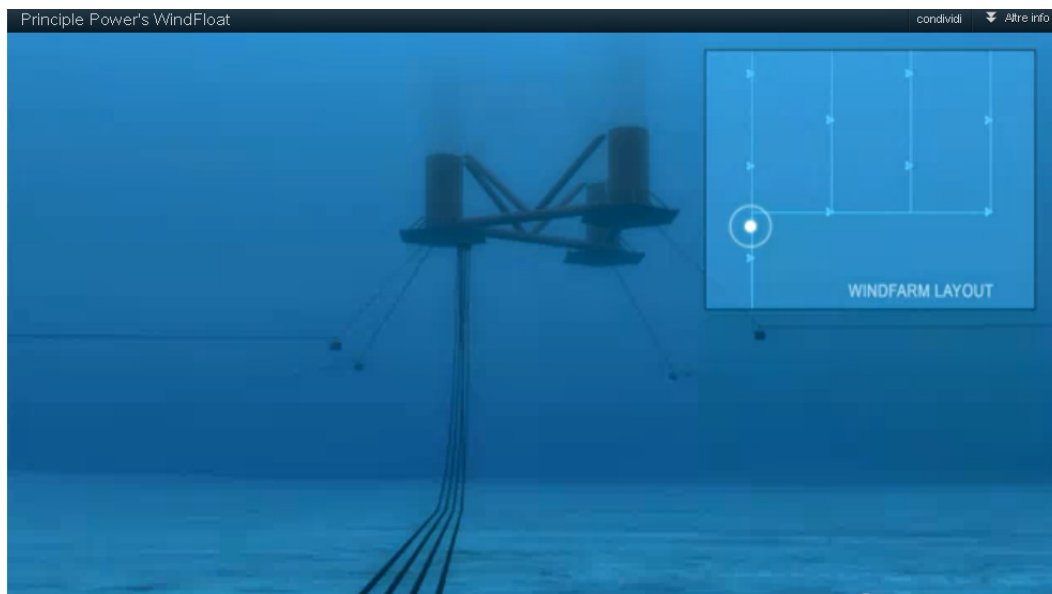


Figura 2-4 Zavorre di ancoraggio delle strutture.

Questa tipologia di fondazione è attualmente in fase di sperimentazione in Portogallo: il progetto della società Principle Power, denominato WindFloat, ha portato all'installazione, nel mese di ottobre 2011, di una struttura di fondazione galleggiante sulla quale è presente una turbina Vestas V80-2.0MW. La struttura è stata posizionata a 5 chilometri di distanza dalla costa di Aguadoura. Questa tipologia di fondazione è oggi Patent Pending, per cui non tutte le informazioni di tipo tecnico sono al momento divulgabili. Si ritiene tuttavia che le informazioni fornite siano sufficienti a caratterizzare la fondazione per gli scopi del documento.

2.3 CRITERIO DI DISPOSIZIONE PLANIMETRICA DEGLI AEROGENERATORI

La scelta del layout di progetto rappresenta l'elemento cardine dell'intera progettazione. Tale disposizione dipende dal regime anemologico del sito, dalle caratteristiche tecniche degli aerogeneratori da installare e dalle caratteristiche geotecniche e biologiche dell'area in cui il progetto si inserisce.

Dal punto di vista tecnico, la disposizione deve essere effettuata con l'intento di disporre i pali eolici nella posizione ottimale in modo da ridurre il più possibile fenomeni di mutua turbolenza.

Un criterio generale per la definizione del layout consiste nel disporre gli aerogeneratori in modo tale che la distanza tra aerogeneratori contigui sia compresa tra 5 e 9 diametri del rotore rispetto alla direzione prevalente del vento. L'effetto della mutua turbolenza si riduce aumentando la distanza reciproca tra aerogeneratori. Viceversa, dal punto di vista dello sfruttamento dell'area e dei costi dei cavi di interconnessione tra aerogeneratori, risulta conveniente una disposizione la più

compatta possibile.

Nel caso in esame, gli aerogeneratori saranno collocati seguendo una disposizione sfalsata, detta “a *quinconce*”, lungo file orientate rispetto alla direzione di minor prevalenza del vento. Lo sfalsamento avviene nella direzione di maggior prevalenza del vento, in modo da distanziare il più possibile aerogeneratori di file contigue.

Nello specifico, il criterio di disposizione prevede che fra gli aerogeneratori vi sia una distanza di 1.100 m. Tale disposizione garantisce che, lungo la direzione prevalente del vento la distanza tra aerogeneratori si mantenga sempre superiore a 8 diametri del rotore, in modo da garantire una riduzione quasi totale dell’effetto di turbolenza. Tale disposizione garantisce che, lungo la direzione prevalente del vento, costituita dal settore $270^\circ - 360^\circ$ (vento in prevalenza da NO) e, secondariamente, dal settore $90^\circ - 180^\circ$, (vento in prevalenza da SE), la distanza tra aerogeneratori si mantenga sempre superiore a 8 diametri del rotore. Lungo la direzione di minor prevalenza, una distanza di 5 diametri tra aerogeneratori contigui garantisce una riduzione quasi totale dell’effetto di turbolenza.

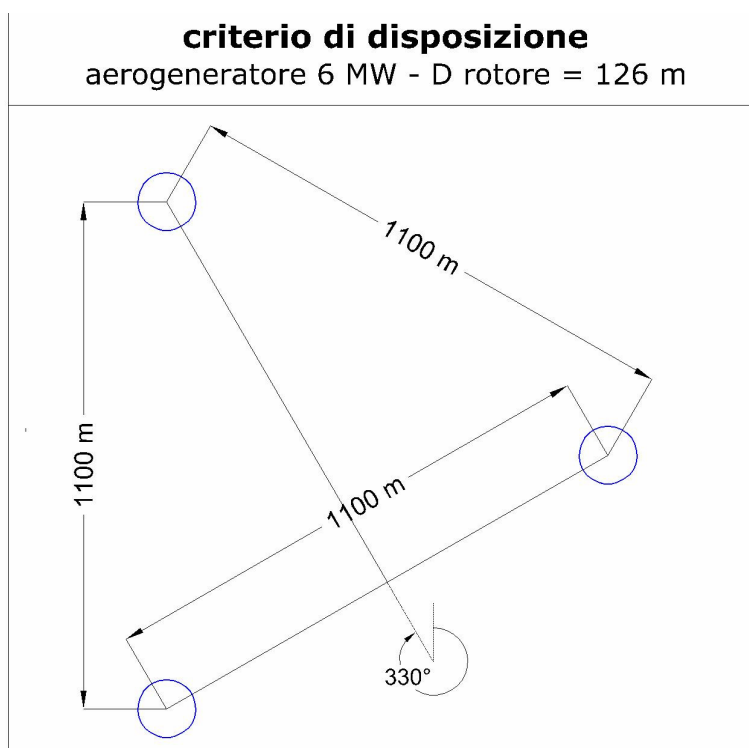


Figura 2-3 Criterio di disposizione degli aerogeneratori adottato per la definizione del layout dell’impianto

2.4 CAVI MT DI INTERCONNESSIONE TRA AEROGENERATORI

Gli aerogeneratori sono suddivisi in gruppi, detti *sottocampi*; le turbine facenti parte dello stesso

sottocampo saranno interconnesse tra loro mediante cavi in media tensione. I sottocampi saranno interconnessi in parallelo ad una *sottostazione elettrica di utenza (ESP offshore)* collocata in prossimità degli aerogeneratori, in cui avverrà la trasformazione da media tensione ad alta tensione. Da tale sottostazione si diparte il *cavidotto* in alta tensione, per il trasporto dell'energia elettrica alla Rete Elettrica Nazionale.

Il criterio di raggruppamento prevede di ridurre il più possibile la lunghezza dei cavi MT; a tal fine, si è scelto come ultimo aerogeneratore del gruppo quello più prossimo alla sottostazione. Per questa ragione, il raggruppamento elettrico non rispecchia necessariamente la disposizione geometrica: possono essere interconnesse tra loro turbine appartenenti a file differenti.

Nello specifico, i 38 pali eolici previsti verranno raggruppati in 4 file da 6 e 2 file da 7 aerogeneratori ciascuna, come illustrato nell'elaborato **PDP/T/1/LY/001**.

La centrale eolica, formata da n° 38 aerogeneratori da 6 MW di potenza cadauno, sarà pertanto suddivisa in sette sottocampi così composti:

- sottocampo n°1: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT01-WT06)
- sottocampo n°2: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT07-WT12)
- sottocampo n°3: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT13-WT18)
- sottocampo n°4: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT19-WT24)
- sottocampo n°5: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT25-WT30)
- sottocampo n°6: 4 aerogeneratori (24 MW) (macchine WT31-WT34)
- sottocampo n°4: 4 aerogeneratori (24 MW) (macchine WT35-WT38)

Ciascun sottocampo sarà collegato con linea dedicata alla sottostazione di utente in MT.

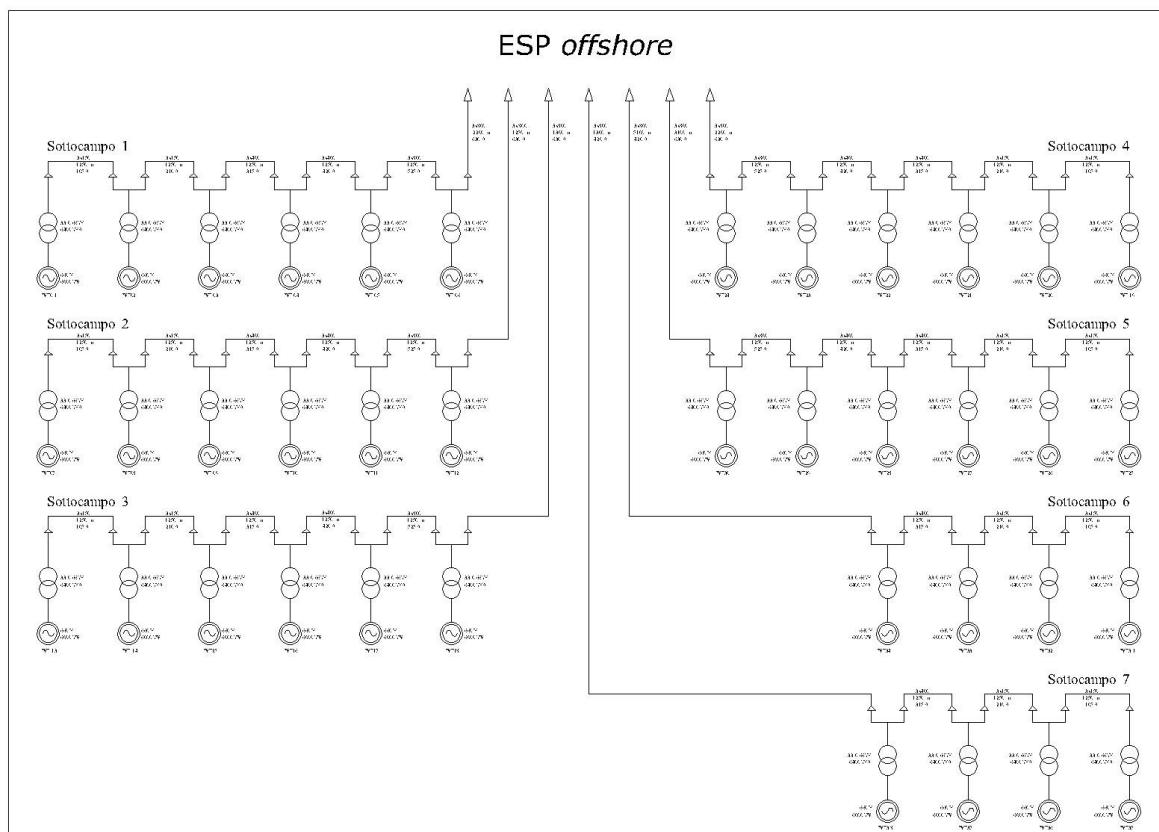


Figura 2-5 Schema unifilare semplificato dell'impianto - sottocampi 1-7

La tensione nominale di esercizio di ciascuna delle sette linee sarà di 33 kV, per una corrente nominale totale di circa 4.000 A lato MT.

La corrente erogata da ciascuna macchina è di circa 105 A.

Caratteristiche tecniche – cavi MT di interconnessione:

- Tipo di cavo: 33 kV – XLPE
- Frequenza nominale: 50 Hz
- Formazione: 3x150 mm² 3x400 mm² 3x800 mm²
- Tipo di conduttore: tripolare in rame con armatura in acciaio
- Isolamento: XLPE (Polietilene espanso)
- Tensione massima permanente di esercizio: 36 kV
- Diametro esterno massimo: 88 mm

Un cavo in fibra ottica, a 24 o 28 fibre, sarà alloggiato all'interno del cavo di energia protetto da idoneo setto separatore



Figura 2-6 Sezione tipica del cavo marino XLPE tripolare in rame, con schermi in piombo, armatura in acciaio e fibra ottica

2.5 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFFSHORE (ESP OFFSHORE)

La ESP sarà installata sul versante est dell'area d'impianto e farà da nodo di interconnessione comune per tutti gli aerogeneratori della centrale. Questi vi saranno connessi tramite un sistema di cavi sottomarini a 33 kV a loro volta collegati agli interruttori e ai trasformatori ubicati nella ESP. La trasmissione alla terraferma avverrà tramite un sistema di cavi in corrente alternata a 220 kV. A tal fine è necessario che nella ESP sia installato un sistema di trasformazione della tensione da MT ad AT.

La ESP comprenderà in particolare:

- una sezione AT a 220 kV in corrente alternata costituita da:
 - un sistema a semplice sbarra con congiuntore;
 - uno stallo trasformatore per il collegamento dei trasformatori 33/220 kV;
 - uno stallo per il collegamento dei cavi sottomarini verso la ESP onshore;
- una sezione MT a 33 kV costituita da:
 - un quadro generale di media tensione, composto da due semisbarre con congiunture, ove verranno attestate le 7 linee in cavo MT provenienti dai relativi sottocampi, ciascuna di essa dotata di dispositivo di protezione e sezionamento;
- una sala di controllo comprendente i quadri manovra dei suddetti stalli, nonché il sistema di monitoraggio, controllo e diagnostica dell'intero sistema;
- un'area di appoggio interna per le attrezzature durante il periodo di manutenzione della centrale eolica;
- un'area che potrà essere utilizzata anche come piattaforma di atterraggio per gli elicotteri.

Come illustrato nella figura seguente la ESP sarà alloggiata su una struttura galleggiante simile a quella degli aerogeneratori.

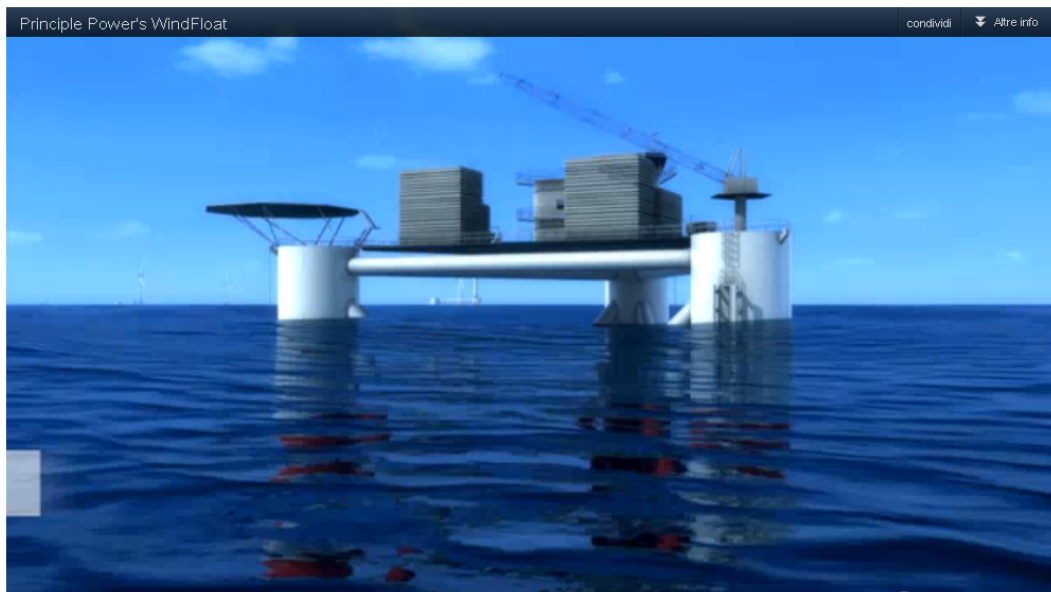


Figura 2-7 *Electric Service Platform offshore*

La ESP comprenderà la disposizione dei cavi con i relativi interruttori a protezione del sistema a 33 kV. Tali interruttori saranno organizzati in 7 salite al quadro MT, (4 ad una semisbarra e 3 all'altra); ciascuna semisbarra sarà collegata ad uno dei trasformatori elevatori a 33/220 kV, per la trasmissione dell'energia alla terraferma.

Le operazioni di gestione del parco saranno automatizzate e controllate da remoto tramite l'unità elettronica di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA).

Oltre alle apparecchiature elettriche, la ESP includerà le protezioni antincendio, i generatori di emergenza e altri sistemi ausiliari, quali:

- sistemi di ventilazione;
- sistemi di sicurezza;
- sistemi di comunicazione;
- gli alloggi temporanei per il personale e relativi servizi. Gli alloggi sono da intendersi per condizioni di emergenza e per ridotti periodi in cui gli equipaggi sono costretti sull'ESP per ragioni meteorologiche.

La ESP sarà rivestita con vernice simile a quella utilizzata per gli aerogeneratori.

Tutte le apparecchiature saranno ubicate all'interno di una zona protetta dalle intemperie.

La manutenzione, ed in generale l'accesso alla ESP, sarà normalmente effettuata tramite un'imbarcazione di servizio che potrà attraccare alla struttura in una zona apposita servita da scale per permettere al personale di raggiungere la sede di lavoro.

Al fine di consentire il raggiungimento e l'evacuazione per motivi di emergenza della piattaforma anche quando le condizioni del mare non lo consentono, è previsto l'uso di una piattaforma di atterraggio per gli elicotteri.

2.5.1 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE DELLA ESP OFF-SHORE

La stazione ESP *offshore* sarà assemblata a terra e trasportata presso l'area di cantiere con le medesime modalità degli aerogeneratori.

2.6 CAVIDOTTO MARINO

Per il collegamento tra la ESP *offshore* e la buca di giunzione cavidotto marino/terrestre verrà adottato il sistema che prevede l'impiego di una terna di cavi AT a 220 kV in corrente alternata.

2.6.1 CARATTERISTICHE TECNICHE

Il tratto di cavidotto marino, che collegherà la ESP *offshore* con la ESP *onshore*, si estenderà rispettivamente per circa 65 km.

Dati nominali di funzionamento della linea

- Tensione nominale	220	kV
- Frequenza nominale	50	Hz
- Corrente massima di esercizio	840	A
- Potenza massima di esercizio	350	MVA

Caratteristiche tecniche:

- Tipo di cavo:	130/225 kV - XLPE
- Formazione:	3x1x800 mm ²
- Tipo di conduttore:	unipolare in rame
- Isolamento:	XLPE (Polietilene espanso)
- Tensione nominale d'isolamento U ₀ /U:	130/225 kV
- Tensione massima permanente di esercizio:	245 kV
- Frequenza:	50 Hz
- Corrente nominale (*):	840 A
- Stato del neutro:	isolato
- Resistenza di fase a 90 °C:	0,0220 Ω/km

- Reattanza di fase a 50 Hz: 0,125 Ω /km
- Capacità di fase a 50 Hz: 0,17 μ F/km
- Diametro del conduttore: 34,7 mm
- Peso: 21 kg/km
- Raggio minimo di curvatura: 1,5 m
- Norme di riferimento: IEC 60841, CEI 11-17

(*) Le ipotesi assunte per il calcolo della corrente nominale sono le seguenti:

- posa a trifoglio direttamente interrata a 30°
- resistività termica del terreno pari a 100 °C cm/W
- profondità di posa: 1,5 m
- schermo in rame $S=300 \text{ mm}^2$

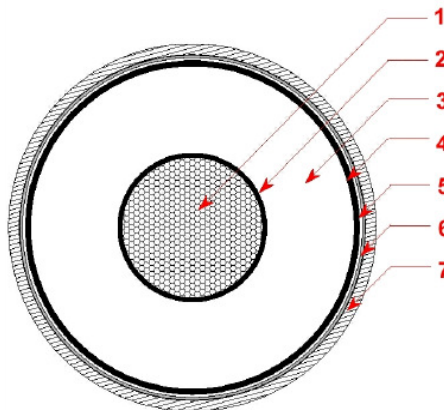


Figura 2-8 Sezione tipica del cavo XLPE: 1) conduttore; 2) schermo del conduttore; 3) isolamento; 4) schermo isolante; 5) barriera antiacqua; 6) schermo metallico esterno; 7) guaina esterna

2.6.2 DESCRIZIONE DEL TRACCIATO

L'andamento planimetrico del tracciato e le modalità di posa sono stati studiati cercando di interferire il meno possibile con il contesto territoriale e le infrastrutture esistenti. Si è posta particolare attenzione:

- all'individuazione di aree idonee per il sito di approdo (nei quali collocare anche la buca giunti terra-mare);
- alle attività di pesca e marittime esercitate nelle aree, in quanto costituiscono il principale fattore di danneggiamento di cavi marini;
- all'eventuale presenza di aree marine protette;
- a cavi e condotte sottomarine, in esercizio e fuori servizio;

- alla morfologia del fondale e alla biocenosi;
- alla verifica preventiva sulla presenza di biocenosi di elevato pregio ambientale.

La campagna di indagini relativa al tracciato del cavidotto ha rilevato lungo l'intero transetto assenza di *Posidonia oceanica* e di biocenosi di elevato pregio ambientale.

Il cavidotto marino, la cui planimetria è riportata nella tavola **PDP/T/1/T/001**, partirà dalla ESP *offshore*, da collocarsi sul versante est dell'area d'impianto, e, dopo un breve tratto in direzione SE, si dirigerà verso le coste siciliane in direzione NE. Il tracciato degrada progressivamente fino alla profondità di circa 160 m, raggiunta dopo circa 30 km, per poi risalire gradatamente fino al punto di approdo sulla costa siciliana, in corrispondenza del molo di levante del porto di Marinella di Selinunte, nel Comune di Castelvetro (TP). A circa 1.500 m dalla costa, il percorso cambia traiettoria (punto CP2) dirigendosi verso la costa in direzione N-NO, con angolo di circa 6° rispetto alla direzione Nord. La lunghezza complessiva del percorso del cavidotto è di circa **65 km**.

Dalle indagini effettuate tramite Side Scan Sonar, è stato possibile individuare le biocenosi presenti come ascrivibili alle Biocenosi dei fondi Detritici Costieri e alla Biocenosi dei fondi Detritici del Largo, dunque non sensibili dal punto di vista ambientale. Le analisi granulometriche hanno evidenziato la presenza della componente sabbiosa superiore al 90% in tutti i campioni analizzati. Lo spessore del sedimento varia da 0,5 m a circa 5 m.

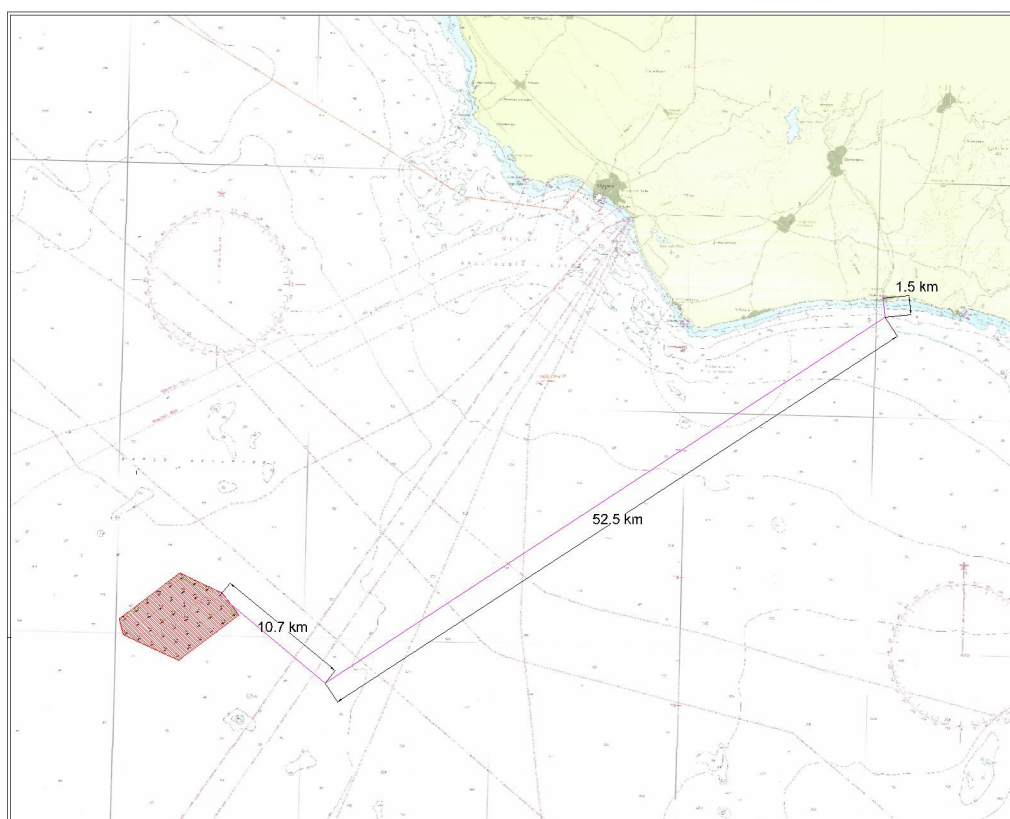


Figura 2-9 Percorso del cavidotto marino

2.6.3 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE DEI CAVI

Per le attività in mare si prevede di utilizzare una nave posacavi di adeguate dimensioni opportunamente attrezzata per le operazioni di posa dei cavi sottomarini.

La nave sarà dotata di tutte le attrezzature necessarie alla movimentazione ed al controllo dei cavi sia durante le fasi di imbarco del cavo che durante la posa.

Le operazioni verranno eseguite in stretta collaborazione con le autorità portuali al fine di coordinare i lavori nelle zone soggette a circolazione di natanti.

Per la posa all'approdo di arrivo si potrà procedere, seguendo la tecnica riportata nella figura seguente, che prevede l'utilizzo di barche di appoggio alla nave principale per il tiro a terra della parte terminale dei cavi, tenuti in superficie tramite dei galleggianti durante le operazioni.

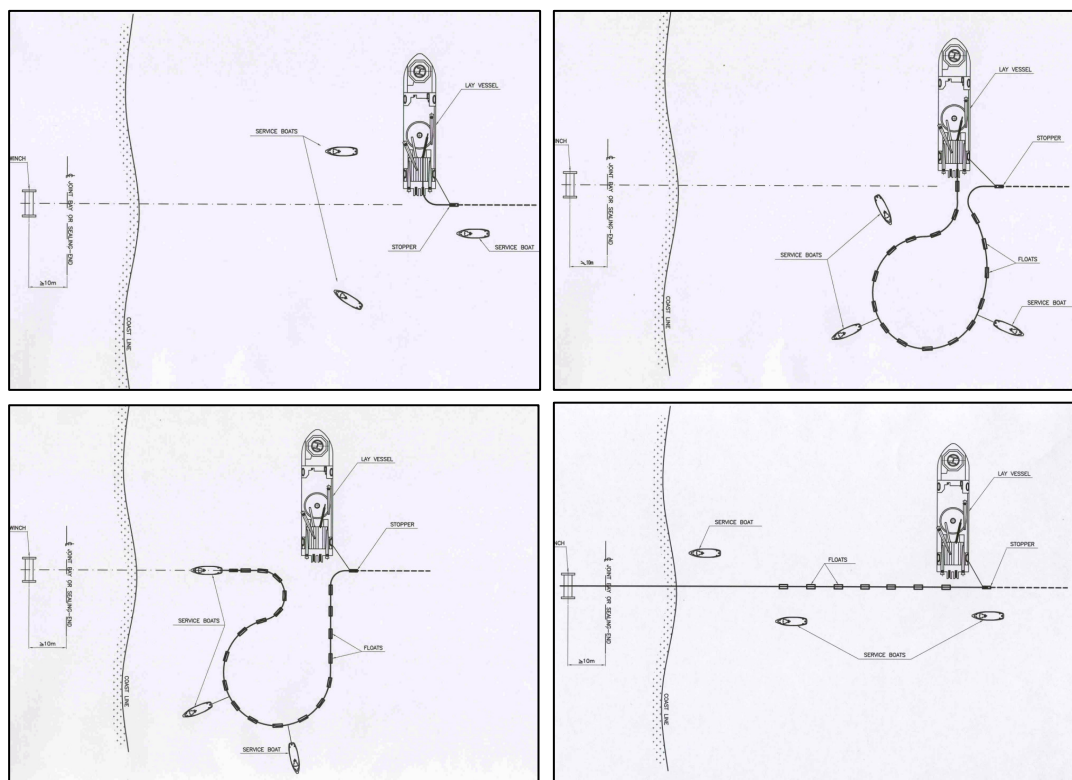


Figura 2-10 Esempio di sequenza delle operazioni di approdo del cavo

Il tratto compreso fra l'approdo e la buca giunti sarà realizzato con trivellazione teleguidata. Il profilo e le caratteristiche di posa in questo tratto sono illustrate nella tavola **PDP/T/1/APP/001**.

Dopo aver effettuato le trivellazioni i cavi saranno posati all'interno di tubi PEAD (polietilene ad alta densità).

L'estremità lato mare del tratto da eseguire con trivellazione teleguidata sarà provvisoriamente protetto con apposito cassone in lamiera, all'interno del quale sarà effettuato uno scavo per far uscire le suddette estremità evitando al contempo il contatto con l'acqua, in modo da facilitare le operazioni di posa delle tubazioni all'interno dei fori e la successiva posa dei cavi. Il cassone sarà scoperto sul lato superiore e avrà un'altezza di circa 1 m oltre il livello massimo dell'acqua. Avrà una larghezza di circa 20 m per 15 m di profondità.

La trivellazione avverrà posizionando la macchina in corrispondenza dell'estremità lato terra (buca giunti), effettuando pertanto i fori con avanzamento verso il mare. Giunti all'altra estremità, si procederà al trascinamento in senso opposto dei tubi PEAD, dotati di apposita testa per l'ancoraggio all'utensile della macchina. La posa avverrà ad una profondità non inferiore a 2 m.

I giunti terra-mare saranno realizzati in apposito manufatto in calcestruzzo, da interrare in corrispondenza dell'approdo.

La "buca-giunti" avrà dimensioni di circa 4x10m, e una profondità di interramento di circa 2 m.

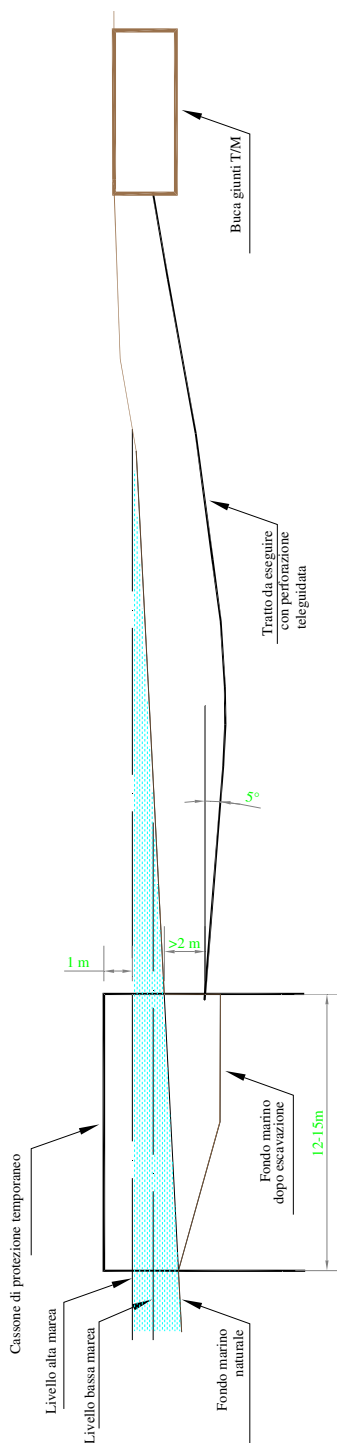


Figura 2-4 metodologia di posa dei cavi in corrispondenza dell'approdo

2.6.4 MODALITÀ DI PROTEZIONE

Come criterio generale i cavi saranno protetti, laddove possibile, fino alla massima profondità raggiunta, con le modalità di seguito descritte, in funzione del tipo di fondale. Qualora, a seguito dell'indagine marina di dettaglio, la protezione non sia ritenuta necessaria, nei tratti a maggiore profondità i cavi saranno adagiati sul fondale, senza ulteriori protezioni.

Lo schema di protezione dei cavi prevede un più alto livello di protezione per le zone in prossimità dell'approdo; ciò è dovuto alla maggiore esposizione di tali zone agli agenti meteorologici e ad attività antropiche.

Nelle zone di sedimenti sciolti ed a bassa coesione la protezione dei cavi avverrà mediante insabbiamento con macchina a getti (sorbona) alla profondità di 1 m sotto la superficie del fondo marino.

La macchina a getti d'acqua si basa sul principio di fluidificare il sedimento superficiale del fondo mediante l'uso di getti d'acqua marina prelevata in sito, getti che vengono usati anche per la propulsione. La macchina si posa a cavallo del cavo da interrare e mediante l'uso esclusivo di getti d'acqua fluidifica il materiale creando una trincea entro la quale il cavo si adagia: quest'ultimo viene poi ricoperto dallo stesso materiale in sospensione; gran parte del materiale movimentato (circa il 60-70%) rimane all'interno della trincea e non può essere disperso nelle immediate zone limitrofe da eventuali correnti sottomarine; successivamente le correnti marine contribuiscono in modo naturale a ricoprire completamente il cavo e quindi a garantire una immobilizzazione totale del cavo e una sua efficace protezione. Non vengono utilizzati fluidi diversi dall'acqua marina in sito e il riempimento dello scavo si effettua in pratica esclusivamente con lo stesso materiale di risulta.

Nel caso in cui la copertura sabbiosa o limo-sabbiosa sopra i cavi fosse inferiore ai 30 cm, si provvederà alla messa in opera di sacchetti di cemento o di materassi o altri mezzi idonei a copertura dei cavi, ovvero si proteggeranno i cavi mediante una protezione con conchiglie di ghisa o di materiale plastico.

Nelle immediate vicinanze della costa, le operazioni di protezione possono essere effettuate anche da sommozzatori con un sistema manuale con un principio di funzionamento analogo a quello della macchina a getti.

Nel caso di fondo roccioso o nelle zone di sedimenti cementati, i cavi saranno ancorati alla roccia con collari, fissati manualmente da sommozzatori, ovvero in alternativa lasciati appoggiati sul fondo ed eventualmente protetti con materassi di cemento o di tipo bituminoso armato (vedi figura seguente). Nei tratti con fondale irregolare, i cavi saranno lasciati appoggiati sul fondo ed eventualmente protetti con materassi di cemento o di tipo bituminoso

armato. Laddove necessario, al fine di evitare la formazione di catenarie sospese, i cavi saranno mantenuti a distanza dal fondo mediante l'impiego di idonei cavalletti.

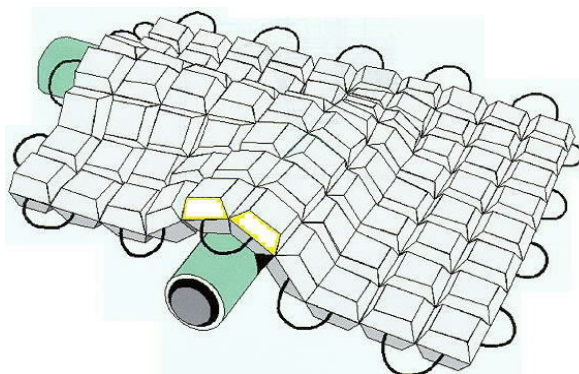


Figura 2-5 Tipico relativo alla protezione cavi con materasso in cemento

In prossimità dell'approdo, i cavi verranno inseriti in opportuna tubazione sotterranea, posata mediante scavo o in alternativa mediante perforazione teleguidata (“*directional drilling*”), per una lunghezza massima di circa 1 km.

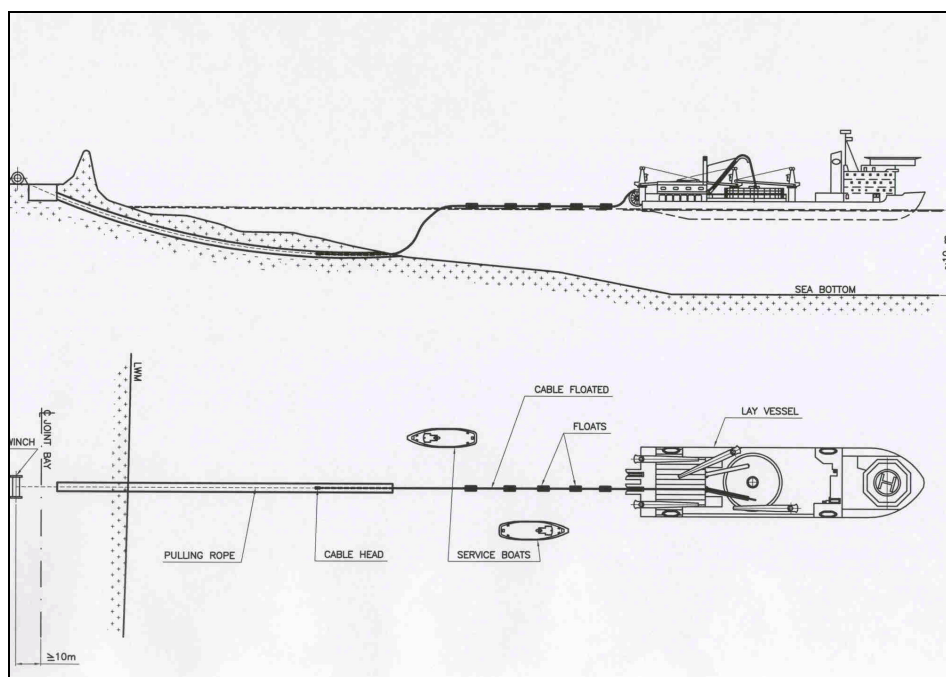


Figura 2-6 Tipico di posa del cavo mediante “directional drilling”

2.6.5 MODALITÀ DI ESECUZIONE DEGLI ATTRAVERSAMENTI

In presenza di altri servizi, quali cavi o tubazioni, posati in trincea, l'attraversamento potrà essere realizzato facendo transitare i cavi al di sopra del servizio da attraversare, se

quest'ultimo non è interrato, separandoli opportunamente, adottando ad esempio soluzioni in materiale plastico, ovvero con materassi o sacchi riempiti di sabbia o cemento. La stessa tecnica può essere necessaria anche in caso che il cavo o il tubo attraversato sia interrato artificialmente o naturalmente.

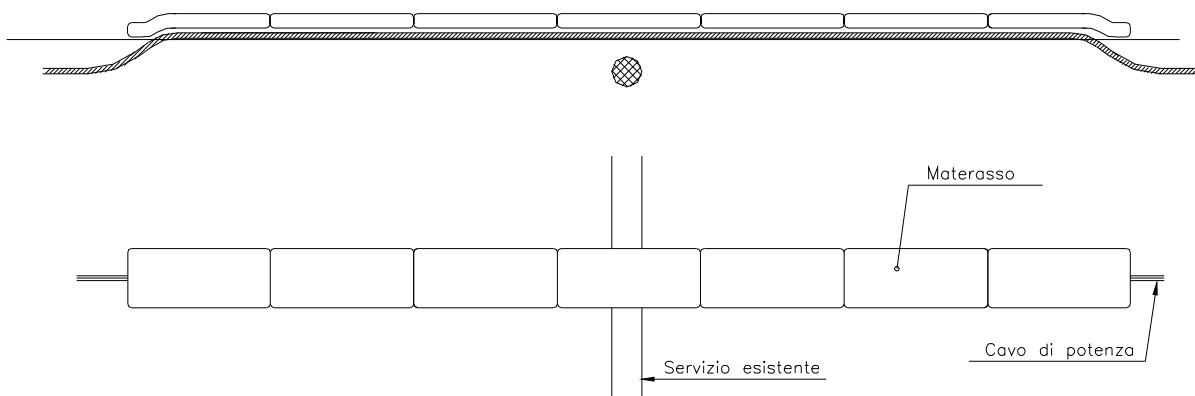


Figura 2-7 Tipico di attraversamento di cavo

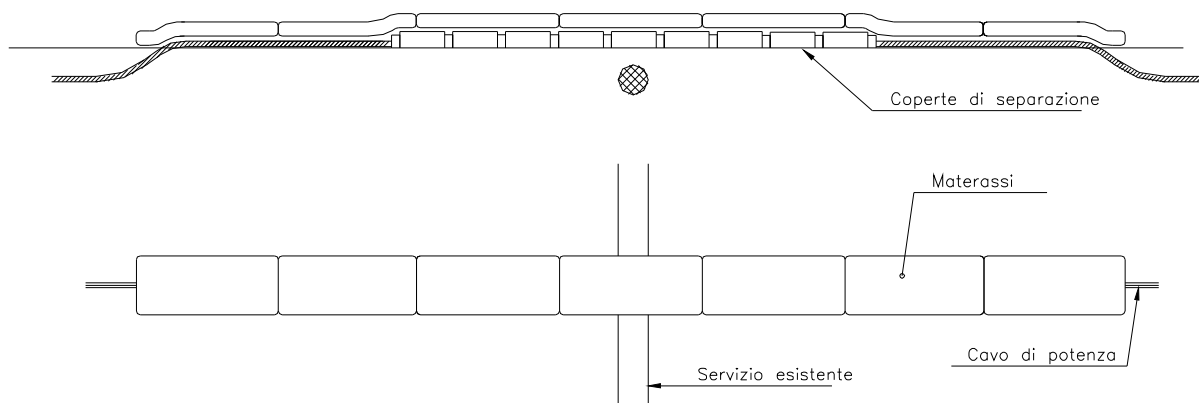


Figura 2-15 Tipico di attraversamento di gasdotto o tubazione

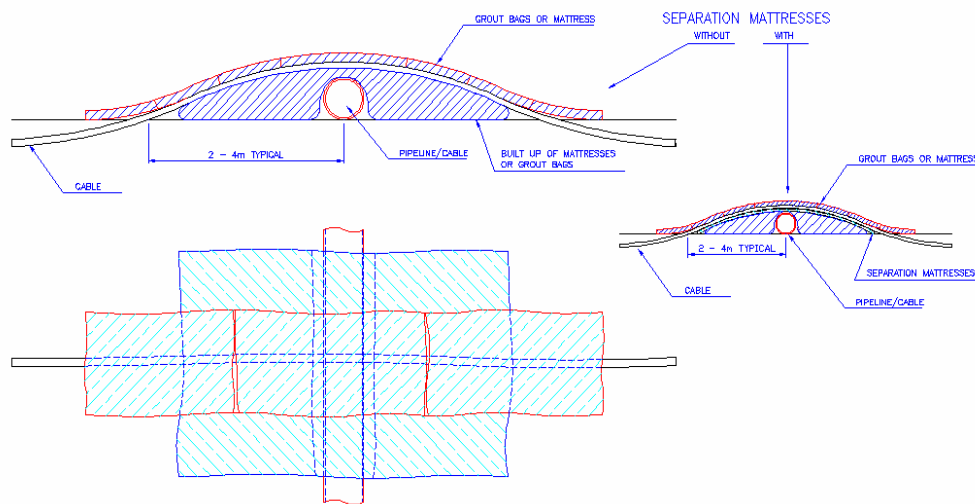


Figura 2-8 Tipico di attraversamento di gasdotto o tubazione affiorante

2.7 APPRODO DEL CAVIDOTTO MARINO

Il cavidotto marino in partenza dalla ESP *offshore* approderà in corrispondenza della radice del molo di levante del Porto di Marinella di Selinunte nel comune di Castelvetro.

La buca giunti sarà collocata all'interno della particella n. 280 del foglio di mappa n. 177 del Catasto Terreni del comune di Castelvetro (TP), ad una distanza di circa 12 m rispetto alla linea di battigia, come illustrato nella tavola allegata PDP/T/1/APP/001.

La porzione di *demanio marittimo* richiesta in concessione compresa tra il limite catastale (linea verde in figura) e il limite demaniale (linea rossa in figura) all'interno della particella n. 280 e comprendente l'area occupata dalla buca giunti e la fascia di attraversamento del cavidotto (con campitura gialla in figura), risulta pari a 99,76 m².

L'intervento in progetto non pregiudicherà in alcun modo l'attraversamento o la sosta in tale area, se non in fase di cantiere, in quanto sia la buca giunti che i cavi saranno totalmente interrati; al termine dei lavori verranno ripristinate le condizioni *ante operam*.

Lo *specchio acqueo* richiesto in concessione, necessario al passaggio nelle acque territoriali italiane² del cavidotto marino, risulta pari a 176.600 m² (Lunghezza = 35.320 m; Larghezza = 5 m).

In prossimità del punto di approdo del cavidotto si riscontra una concessione demaniale marittima ad una distanza di circa 15 m rispetto alla buca giunti, intestata alla Associazione Sportiva *Yachting*

² il *mare territoriale* si estende fino a 12 miglia marine dalla *linea di base*, definita dal **D.P.R. n. 816 del 26/04/1977**

Club Marinella di Selinunte, finalizzata a mantenere delle strutture per la nautica da diporto, composte da un prefabbricato adibito a sede sociale, pontili galleggianti e relativo specchio acqueo.

Lo specchio acqueo in concessione, come illustrato nella tavola **PDP/T/1/APP/001** e in figura con tratteggio verde, non interferisce in alcun modo con la presente richiesta, in quanto si trova all'interno del Porto di Marinella, ad Ovest rispetto al molo di Levante.

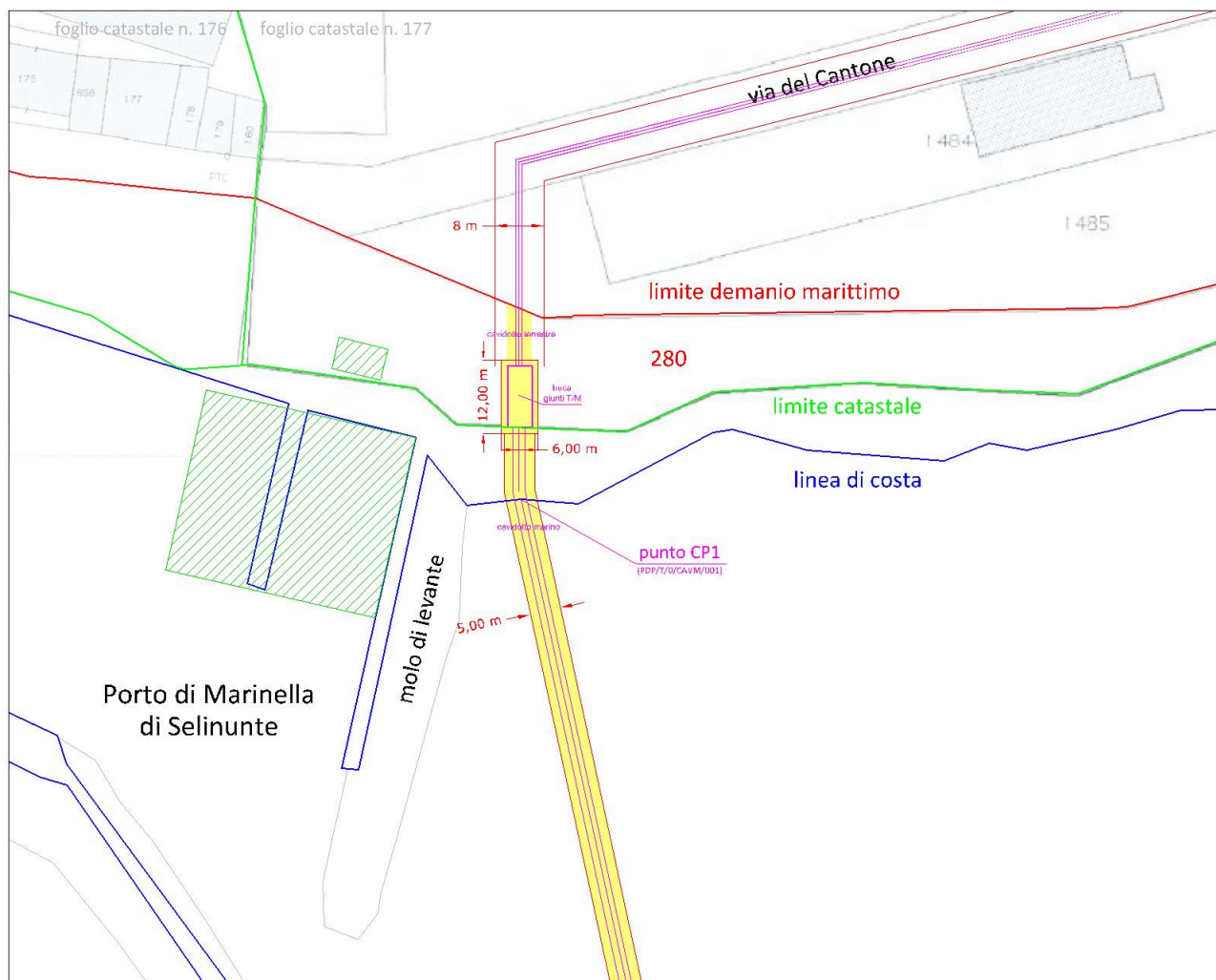


Figura 2-9 Punto di approdo del cavidotto marino su planimetria catastale

La tavola **SIAP/T/1/AER/001** riporta l'aerofoto in corrispondenza del punto di approdo del cavidotto marino, in scala 1:2.000.

2.8 CAVIDOTTO TERRESTRE

Per il tratto *onshore* del cavidotto, dalla buca giunti fino alla sottostazione elettrica ESP *onshore*, è costituito da una terna di cavi AT a 220 kV in corrente alternata.

Il cavidotto verrà connesso alla ESP *onshore*, dove verranno compensate le cadute di tensione del cavidotto per riportarle la tensione al valore di consegna, previsto a 220 kV.

Il breve tratto di collegamento tra la ESP *onshore* e la stazione RTN di Partanna, sarà costituito da una terna cavi in corrente alternata a 220 kV.

Il cavidotto verrà realizzato interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale.

Il tracciato, lungo circa 19 km, di cui circa 1 km costituito dal tratto tra la ESP *onshore* e la stazione RTN a 220 kV, è stato individuato seguendo lo stesso criterio e prediligendo un percorso stradale, in modo da garantire allo stesso tempo una buona accessibilità ed una discreta facilità di posa.

2.8.1 DESCRIZIONE DEL TRACCIATO

Il tracciato è stato studiato in armonia con quanto dettato dall'art.121 del T.U. 11-12-1933 n.1775, comparando le esigenze di pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati.

Nella definizione dell'opera sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare certi limiti di convenienza tecnico economica;
- mantenere il tracciato del cavo il più possibile all'interno delle strade esistenti, soprattutto in corrispondenza dell'attraversamento di nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare l'interferenza con le eventuali zone di pregio naturalistico, paesaggistico e archeologico.

Il tracciato del cavidotto terrestre, esteso per circa 18 km e interrato lungo tutto il percorso, parte dalla buca di giunzione terra/mare, da ubicare in prossimità del punto di approdo, in corrispondenza della radice del molo di levante del porto di Marinella di Selinunte, Castelvetro (TP). Dopo un breve tratto di circa 30 m in direzione Nord, il cavidotto procede in direzione Est lungo via del Cantone percorrendola per circa 120 m, per poi svoltare a sinistra in via Palinuro. Dopo circa 220 m, il percorso procede in direzione N-NE lungo via Icaro (270 m) e la sua prosecuzione, via Cavallaro, per circa 3.500 m, fino all'incrocio con la SP n° 56 Campobello di Mazara – Menfi (ex SS n°115 Sud Occidentale Sicula). Il tracciato procede quindi lungo la SP n°

13 Partanna – Selinunte (di Zangara), che costituisce la prosecuzione di via Cavallaro. Dopo circa 9 km, il percorso svolta a sinistra in corrispondenza della SP n° 4 Partanna – Castelvetro, che viene percorsa in direzione Ovest per circa 2,5 km. Il percorso procede in direzione N-NO lungo la strada comunale Partanna Biggini S.Lucia. Dopo circa 1.230 m svolta a destra, in direzione E-NE, in una strada sterrata, percorsa per circa 880 m, fino alla sottostazione elettrica *onshore*, da collocarsi in Contrada Magaggiari. Da tale sottostazione avrà origine il tratto del cavidotto terrestre, esteso per circa **1.000 m**, fino al nuovo stallo a 220 kV da realizzare nell'esistente stazione elettrica di Partanna. Tale tratto, anch'esso totalmente interrato, sarà posato su terreno naturale, lungo sentieri o tratti di terreno incolto in corrispondenza di confini particellari, al fine di non interferire con esistenti o future attività agricole.

Complessivamente il tracciato del cavidotto terrestre ha una lunghezza di circa **18,8 km**.

Tale percorso è riportato sulle CTR 627030, 618150, 618110 e 618070, in scala 1:15.000, nella tavola **PDP/T/1/CAVT/001**. Nell'elaborato **PDP/T/1/CAVT/002** viene inoltre riportato l'intero tracciato su catastale, in scala 1:2000.

Il percorso prescelto è altresì visibile nella documentazione fotografica rappresentata nelle tavole **PDP/T/1/DFOT/001** e **PDP/T/1/DFOT/002**.

Il tracciato interesserà i seguenti Comuni:

- Comune di Castelvetro (TP) (13,7 km)
- Comune di Partanna (TP) (5,1 km)

Le opere attraversate ed i rispettivi enti di competenza sono:

- 10 attraversamenti di Linee AT (Enel)
- SS 115 (ANAS S.p.a.) (attraverso sottopasso esistente, come da documentazione fotografica **PDP/T/1/DFOT/001**)
- 1 Metanodotto (Snam Rete Gas S.p.a.)
- 2 attraversamenti e un parallelismo di condotte idriche di Sicilia Acque S.p.a.
- rete ferroviaria Castelvetro – Ribera (chiusa all'esercizio)

Il tracciato non risulta interessare zone soggette a vincolo aeroportuale.

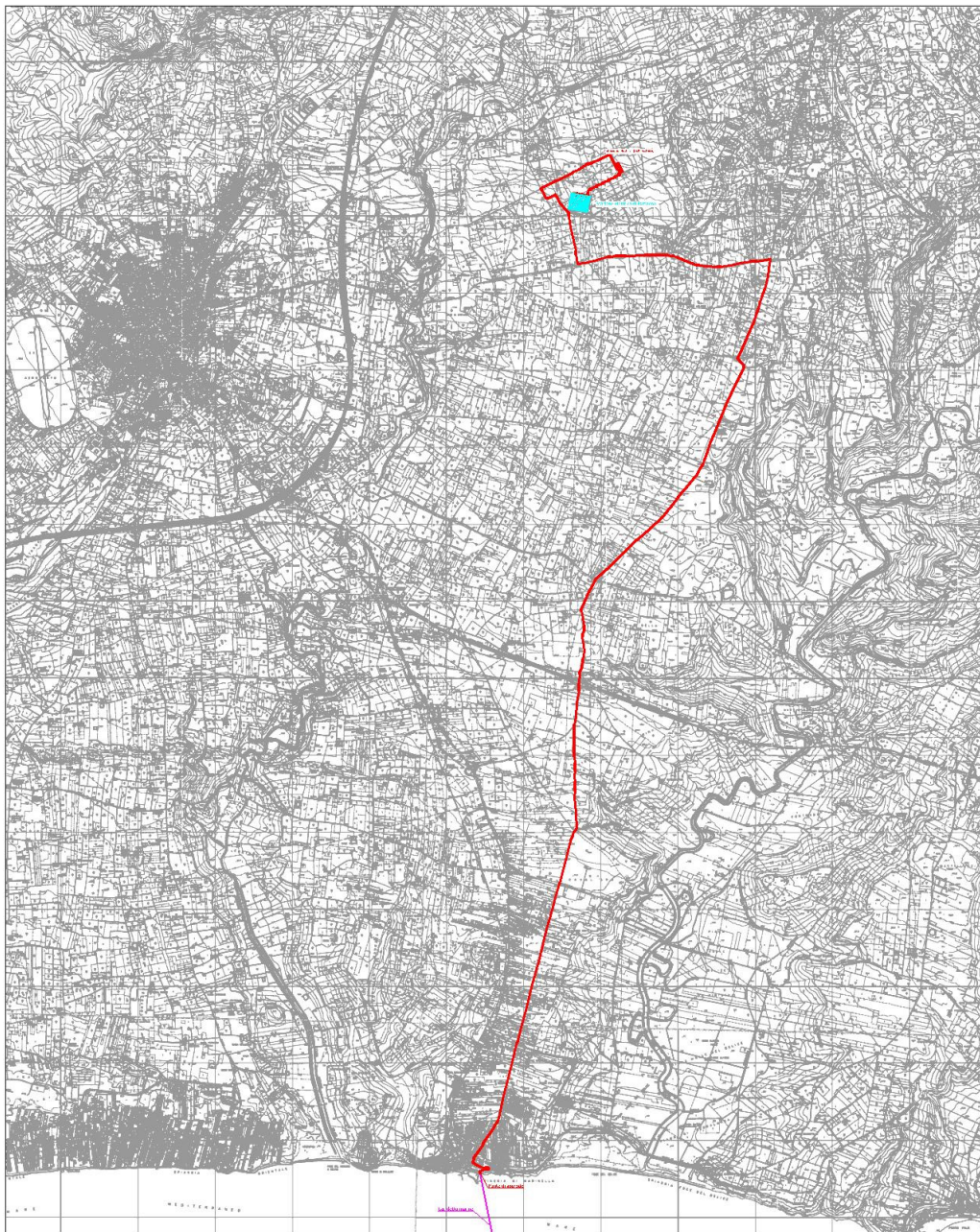


Figura 2-10 Percorso del cavidotto fino alla ESP onshore e del breve tratto fino alla stazione RTN

2.8.2 CARATTERISTICHE TECNICHE DEL CAVIDOTTO TERRESTRE

Il tratto di cavidotto terrestre, che collegherà la ESP *offshore* con la ESP onshore e quest'ultima con l'esistente stazione elettrica RTN di Partanna, si estenderà rispettivamente per circa 17.800 m e circa 1.000 m.

Il percorso del primo tratto di cavidotto si svilupperà quasi interamente su sede stradale, eccetto i primi 30 m, su terreno naturale, e gli ultimi 880 m, su strada sterrata; l'ultimo tratto, tra la ESP offshore e la stazione RTN sarà invece interamente su terreno naturale, lungo sentieri o tratti di terreno incolto in corrispondenza di confini particellari, al fine di non interferire con esistenti o future attività agricole.

Dati nominali di funzionamento della linea

- Tensione nominale	220	kV
- Frequenza nominale	50	Hz
- Corrente massima di esercizio	840	A
- Potenza massima di esercizio	350	MVA

Caratteristiche tecniche:

- Tipo di cavo:	130/225 kV - XLPE
- Formazione:	3x1x800 mm ²
- Tipo di conduttore:	unipolare in rame
- Isolamento:	XLPE (Polietilene espanso)
- Tensione nominale d'isolamento U ₀ /U:	130/225 kV
- Tensione massima permanente di esercizio:	245 kV
- Frequenza:	50 Hz
- Corrente nominale (*):	840 A
- Stato del neutro:	isolato
- Resistenza di fase a 90 °C:	0,0220 Ω/km
- Reattanza di fase a 50 Hz:	0,125 Ω/km
- Capacità di fase a 50 Hz:	0,17 μF/km
- Diametro del conduttore:	34,7 mm
- Peso:	21 kg/km
- Raggio minimo di curvatura:	1,5 m
- Norme di riferimento:	IEC 60841, CEI 11-17

(*) Le ipotesi assunte per il calcolo della corrente nominale sono le seguenti:

- posa a trifoglio direttamente interrata a 30°
- resistività termica del terreno pari a 100 °C cm/W
- profondità di posa: 1,5 m
- schermo in rame S=300 mm²

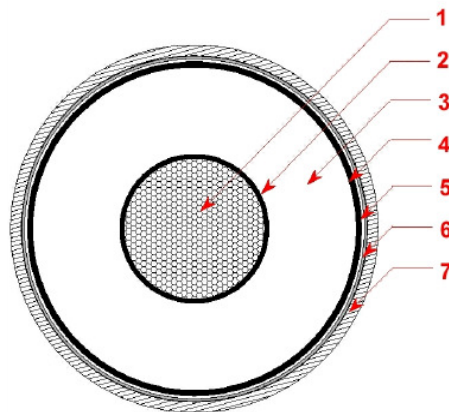


Figura 2-19 Sezione tipica del cavo XLPE: 1) conduttore; 2) schermo del conduttore; 3) isolamento; 4) schermo isolante; 5) barriera antiacqua; 6) schermo metallico esterno; 7) guaina esterna

2.8.3 MODALITÀ DI POSA

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in uno scavo a sezione obbligata della profondità di circa 2 m, con disposizione a trifoglio e configurazione degli schermi *cross-bonded*.

Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati.

Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento 'mortar'.

Saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm.

La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Gli attraversamenti delle opere interferenti saranno eseguiti in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

In corrispondenza di attraversamenti stradali o ferroviari i cavi saranno installati in tubiere.

E' previsto inoltre il posizionamento di targhette resistenti ed inalterabili (di tipo non intrusivo) sulla sede stradale, per la segnalazione del tracciato del cavo.

I giunti unipolari saranno posizionati lungo il percorso del cavo, a circa 500÷800 m l'uno dall'altro, ed ubicati all'interno di opportune buche giunti.

Il posizionamento dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione delle interferenze sotto il piano di campagna e della possibilità di trasporto.

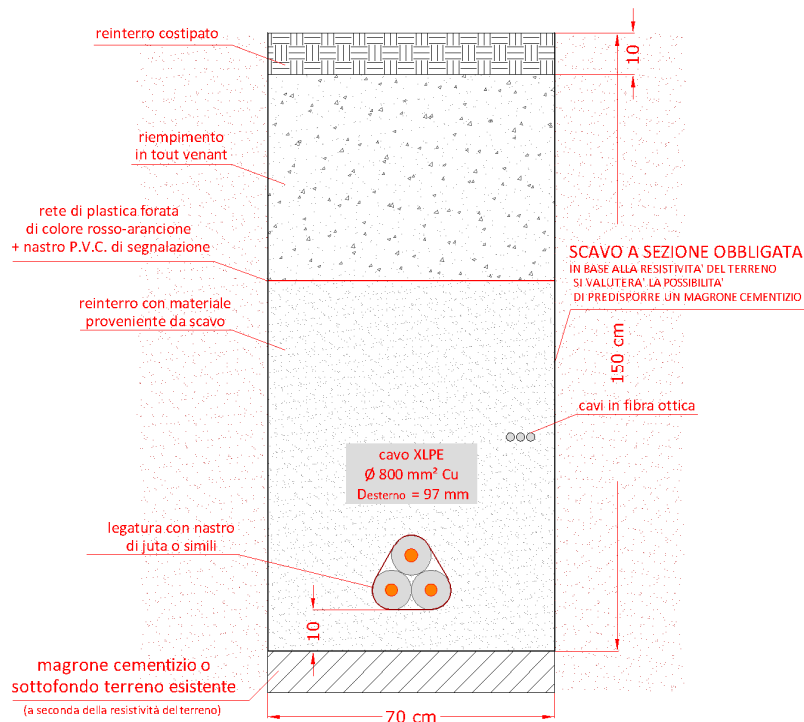


Figura 2-20 Sezione tipica di posa del tratto di cavidotto terrestre, su terreno naturale

2.8.4 FASI DI COSTRUZIONE

La realizzazione dell'opera avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato (circa 500÷600 metri) della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio.

In generale le operazioni si articoleranno secondo le fasi elencate nel modo seguente:

- realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;
- apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;
- posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;
- ricopertura della linea e ripristini.

Al termine dei lavori civili ed elettromeccanici sarà effettuato il collaudo della linea.

2.9 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA ONSHORE (ESP ONSHORE)

La ESP *onshore* accoglierà i cavi che provengono dalla ESP *offshore* e ripristinerà la tensione al valore di consegna prevista a 220 kV. Saranno inoltre presenti tutti gli strumenti di protezione e

manovra delle linee in entrata ed uscita dalla ESP, nonché gli apparati di misura dell'energia ceduta alla RTN.

Da tale sottostazione avrà origine il tratto di cavidotto terrestre di connessione alla esistente stazione elettrica della RTN denominata "Partanna", esteso per circa 1 km e interrato lungo tutto il percorso (vedi tavola **PDP/T/1/CAVT/001**).

La stazione sarà installata in Contrada Magaggiari, nel Comune di Partanna (TP), in posizione limitrofa (circa 700 m) al sito dell'esistente stazione della RTN di Partanna.

2.9.1 CARATTERISTICHE TECNICHE

La stazione comprenderà in particolare:

- un sistema a semplice sbarra;
- n°3 stalli arrivo linea per il collegamento della terna di cavi terrestri;
- n°2 trasformatori o autotrasformatori trifase 220/220 kV;
- una sala di controllo comprendente i quadri manovra dei suddetti stalli, nonché il sistema di monitoraggio, controllo e diagnostica dell'intero sistema;
- un locale gruppi elettrogeni;
- un locale batterie per l'alimentazione del sistema servizi ausiliari in corrente continua.

Oltre alle apparecchiature elettriche, la ESP includerà le protezioni antincendio, i generatori di emergenza e altri sistemi ausiliari, quali:

- sistemi di ventilazione;
- sistemi di sicurezza;
- sistemi di comunicazione.

Tutte le apparecchiature saranno ubicate all'interno di una zona protetta dalle intemperie.

Le operazioni di gestione della stazione saranno automatizzate e controllate da remoto tramite l'unità elettronica di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA).

2.9.2 CAMPI MAGNETICI

Obiettivo del DPCM 08/07/03, attuativo della L. 36/01, è la tutela della popolazione dagli effetti a lungo termine dei campi elettromagnetici prodotti dagli elettrodotti. Tali provvedimenti prevedono limiti particolarmente restrittivi per il campo magnetico nelle "aree di gioco per l'infanzia, negli

ambienti abitativi, negli ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere”.

In particolare, nei suddetti ambienti di vita, non deve essere superato:

- il limite di 10 μ T (valore di attenzione) in ogni caso;
- il limite di 3 μ T (obiettivo di qualità) nella progettazione di nuovi elettrodotti e di nuovi insediamenti vicino a elettrodotti esistenti.

Nel caso specifico le linee in esame possono interessare anche aree abitate che rientrano tra i casi indicati dal DPCM 08/07/03, per cui verranno valutate la fascia di rispetto e la DPA relative alle linee stesse. In particolare, si valuterà la distribuzione del campo magnetico con riferimento all'obiettivo di qualità di 3 μ T richiesto in occasione della realizzazione di nuovi elettrodotti.

I luoghi tutelati sopra elencati non devono rientrare all'interno della DPA e verranno intraprese tutte le iniziative atte ad eliminare possibili aree di interferenza.

Il calcolo del campo elettrico non è necessario, in quanto i cavi sono tutti dotati di schermi connessi a terra almeno in un punto, di fatto rendendo trascurabile o nullo il campo nell'area circostante le linee stesse.

3 REGIME ANEMOLOGICO DELL'AREA

Il funzionamento di un impianto eolico dipende dall'intensità e dalla durata della risorsa *vento*. Gli aerogeneratori per applicazioni *offshore* attualmente in commercio si azionano per velocità del vento (misurata all'altezza del mozzo) di circa 4 m/s (detta *velocità di azionamento o di cut-on*); al crescere di tale velocità, la potenza generata aumenta, fino al raggiungimento della *potenza nominale*, corrispondente a velocità del vento di 12 – 15 m/s (detta *velocità nominale*), a seconda dell'aerogeneratore considerato. Oltre tale valore di velocità, la potenza si mantiene costante al valore nominale, fino a valori di velocità all'altezza del mozzo pari a 25 – 30 m/s, detta *velocità di arresto o di cut-off*, oltre la quale l'aerogeneratore si mette in condizioni di *stallo*.

Per valutare la producibilità dell'impianto da realizzare e definirne il *layout*, ovvero la disposizione degli aerogeneratori, risulta quindi indispensabile conoscere il regime anemologico dello Stretto di Sicilia.

La società proponente, in fase di studio di fattibilità, ha condotto a tal fine uno studio anemologico sulla base dei dati di vento attualmente disponibili, i cui risultati sono riportati nell'elaborato progettuale **PDP/R/1/WRA/001** - *Analisi delle risorse di vento e stima della producibilità*.

Nel paragrafi seguenti si riporterà una sintesi di tale studio e si confronteranno i risultati ottenuti con le più recenti mappe eoliche *offshore*, redatte da accreditati centri di ricerca europei nell'ambito di progetti della Comunità Europea finalizzati alla definizione del potenziale eolico del Mediterraneo.

3.1 DATI DI VENTO - KNMI

La prima fonte di dati disponibile si riferisce ai dati **KNMI** (Royal Netherlands Meteorological Institute) relativi all'area compresa tra 11° 30' - 12° 30' E e 37° 00' - 38° 00' N, per un totale di circa 6.000 dati (rilevazioni da navi in transito) relativi al periodo 1991-2005.

Le rilevazioni sono state effettuate mediante anemometro o mediante osservazione visiva, da parte di imbarcazioni volontarie (VOS = Voluntary Observing Ship) in transito nell'area di riferimento.

Il dato, una volta registrato, viene inviato all'Istituto Meteorologico della Corona Olandese, il quale verifica l'attendibilità della rilevazione e la correttezza del procedimento di misurazione. Ogni misurazione comprende: data, ora, latitudine, longitudine, velocità [m/s] e direzione [°N] del vento alla quota di 10 m s.l.m., moto ondoso (altezza [m], direzione [°N] e periodo [s] dell'onda).

Il KNMI acquisisce e archivia tali dati associando ad ogni valore il risultato del procedimento interno di verifica. Nella elaborazione dei dati meteomarini, si sono dunque considerati i soli valori ritenuti affidabili.

Nella tabella seguente si riporta la distribuzione annuale della velocità del vento per direzione di provenienza; in figura seguente è riportata la corrispondente rosa dei venti a 10 m s.l.m, da cui si evince che i fetch più estesi si trovano in direzione SE verso le coste dell’Africa e NO verso le coste della Spagna. I fetch in direzione SO e NE risultano invece limitati dalla presenza delle vicine coste della Tunisia e della Sicilia.

Tabella 3-1 Distribuzione annuale (%) della velocità del vento [m/s] nello Stretto di Sicilia per direzione di provenienza [°N] – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni da navi a 10 m s.l.m.

Stretto di Sicilia - dati KNMI 1991 - 2005														
direzione [°N] e intensità del vento [m/s] a 10 m s.l.m.														
direzione [°N]	velocità [m/s]													TOTALE
	0 - 2	2 - 4	4 - 6	6 - 8	8 - 10	10 - 12	12 - 14	14 - 16	16 - 18	18 - 20	20 - 22	22 - 24	>24	
0 - 30	0,09	0,83	1,06	0,76	0,39	0,21	0,09	0,12	0,04	0,00	0,00	0,00	0,16	3,73
30 - 60	0,26	0,95	1,25	0,98	0,37	0,26	0,12	0,07	0,04	0,02	0,02	0,00	0,05	4,40
60 - 90	0,11	0,65	1,09	0,65	0,33	0,09	0,09	0,04	0,04	0,05	0,00	0,00	0,11	3,24
90-120	0,32	1,28	1,72	1,42	0,93	0,60	0,37	0,26	0,09	0,04	0,05	0,04	0,18	7,30
120-150	0,12	1,25	2,18	2,11	1,41	0,86	0,70	0,33	0,23	0,09	0,02	0,05	0,12	9,48
150 - 180	0,21	0,91	1,34	1,23	1,06	0,62	0,37	0,28	0,07	0,09	0,02	0,02	0,04	6,24
180 - 210	0,23	1,09	1,42	1,00	1,02	0,46	0,16	0,11	0,00	0,02	0,00	0,00	0,05	5,56
210 - 240	0,14	0,90	1,07	0,70	0,39	0,19	0,14	0,05	0,02	0,02	0,00	0,00	0,04	3,66
240 - 270	0,16	0,65	0,83	0,65	0,53	0,46	0,37	0,16	0,09	0,05	0,00	0,00	0,02	3,96
270 - 300	0,42	1,83	2,81	2,48	2,58	2,09	1,69	1,14	0,42	0,30	0,11	0,05	0,21	16,14
300 - 330	0,21	1,93	3,73	3,69	3,41	2,60	1,72	0,67	0,49	0,40	0,23	0,09	0,18	19,36
330 - 360	0,30	1,78	3,29	3,20	2,22	1,69	1,06	0,56	0,16	0,18	0,05	0,04	0,14	14,65
TOTALE	2,57	14,05	21,79	18,89	14,63	10,13	6,88	3,80	1,67	1,25	0,49	0,28	1,28	97,70
CALME	2,30													

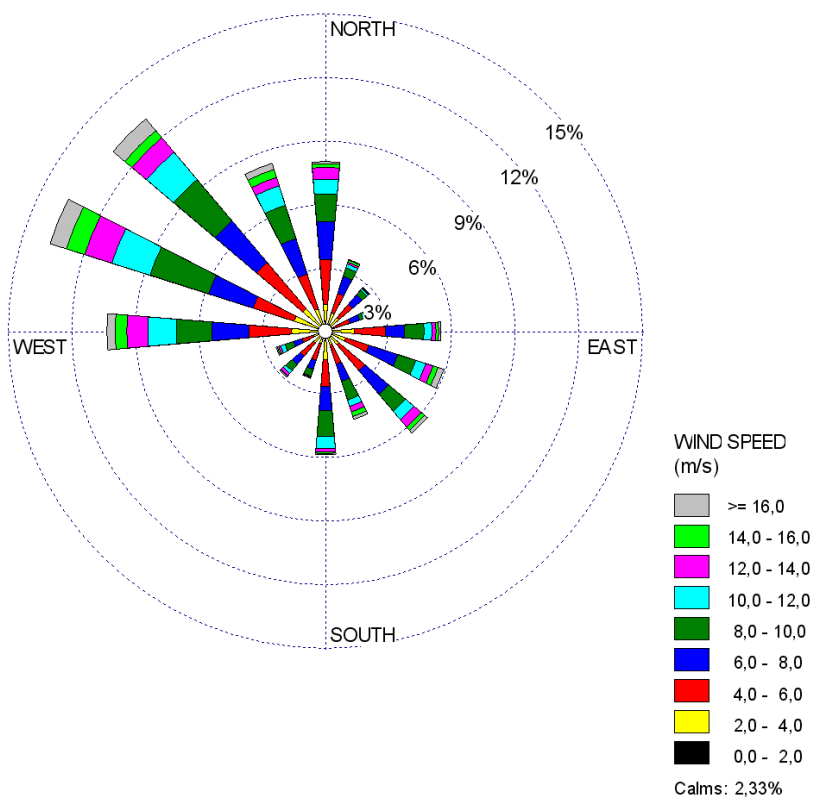


Figura 3-1 Rosa dei venti a 10 m s.l.m. – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni da navi

Nella figura seguente è riportata la funzione *densità di probabilità* della velocità del vento alla quota di 10 m s.l.m.

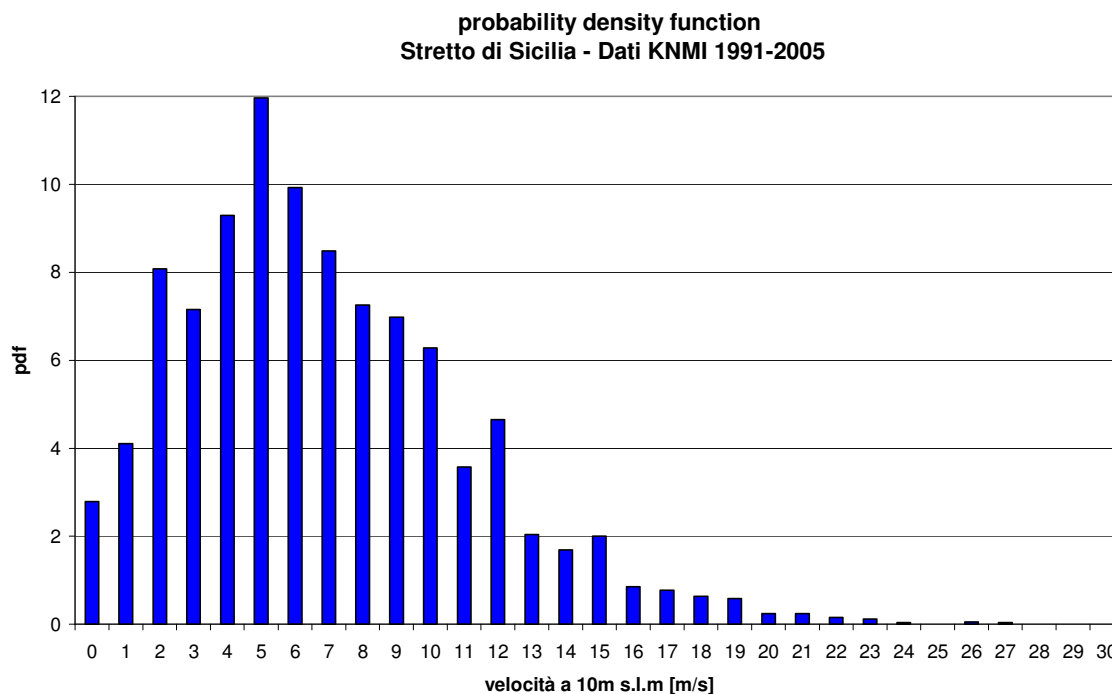


Figura 3-2 Funzione densità di probabilità – dati KNMI (1991 - 2005)

Le medie annuali si attestano intorno ad un valore medio pari a **7,12 m/s**; per quanto riguarda la dispersione dei dati intorno al valore medio, la distribuzione delle velocità è assimilabile ad una distribuzione di Weibull.

Per una valutazione delle risorse di vento effettivamente sfruttabili, la velocità di riferimento per il calcolo della producibilità è la *velocità del vento all'altezza del mozzo* dell'aerogeneratore prescelto; nel caso di moderne turbine commerciali di grossa taglia per applicazioni *offshore*, l'altezza del mozzo risulta pari a circa 90 m s.l.m.

La distribuzione verticale della componente orizzontale della velocità del vento, dalla superficie del terreno o del mare fino ad una quota di circa 100 m rispetto al terreno (*boundary layer*), segue un andamento logaritmico che può essere ben approssimato, in condizioni di *stabilità atmosferica neutrale* (ovvero in assenza di gradienti di temperatura) mediante la seguente equazione:

$$v(z) = v_{rif} \frac{\ln(z / z_0)}{\ln(z_{rif} / z_0)}$$

in cui:

$v(z)$ *velocità alla quota z*

v_{rif} *velocità alla quota di riferimento*

z_0 *lunghezza di rugosità, dipendente dalle caratteristiche del terreno ($z_0 = 0,0002$ per la superficie del mare)*

E' dunque possibile trasporre i dati KNMI dalla quota di rilevazione (10 m s.l.m.) alla quota di 90 m s.l.m., mediante l'equazione:

$$v_{90m} = v_{10m} \frac{\ln(90/0,0002)}{\ln(10/0,0002)}$$
$$= 1,2031 v_{10m}$$

I risultati della trasposizione a 90 m s.l.m. sono riportati a pagina seguente, in formato tabellare e di rosa dei venti.

Tabella 3-2 Distribuzione annuale (%) della velocità del vento [m/s] nello Stretto di Sicilia per direzione di provenienza [°N] – dati KNMI (1991- 2005) – dati trasposti a 90 m s.l.m.

Stretto di Sicilia - dati KNMI 1991 - 2005														
direzione [N°] e intensità del vento [m/s] a 90 m s.l.m.														
Direzione [N°]	velocità [m/s]													TOTALE
	0 - 2	2 - 4	4 - 6	6 - 8	8 - 10	10 - 12	12 - 14	14 - 16	16 - 18	18 - 20	20 - 22	22 - 24	>24	
0 - 30	0,09	0,77	0,56	0,86	0,62	0,21	0,21	0,09	0,12	0,00	0,04	0,00	0,16	3,73
30 - 60	0,26	0,83	0,70	1,00	0,83	0,19	0,23	0,16	0,05	0,05	0,00	0,02	0,07	4,40
60 - 90	0,11	0,55	0,63	0,88	0,44	0,23	0,09	0,07	0,02	0,05	0,05	0,02	0,11	3,24
90-120	0,32	1,09	0,95	1,46	1,28	0,58	0,56	0,37	0,19	0,14	0,07	0,02	0,26	7,30
120-150	0,12	0,98	1,13	2,04	1,86	0,93	0,84	0,55	0,32	0,30	0,19	0,02	0,19	9,48
150 - 180	0,21	0,77	0,62	1,28	1,30	0,56	0,56	0,40	0,12	0,21	0,09	0,04	0,07	6,24
180 - 210	0,23	0,95	0,81	1,16	1,04	0,58	0,42	0,19	0,09	0,02	0,02	0,00	0,05	5,56
210 - 240	0,14	0,72	0,70	0,76	0,65	0,23	0,19	0,12	0,05	0,04	0,00	0,02	0,04	3,66
240 - 270	0,16	0,51	0,53	0,67	0,69	0,26	0,39	0,40	0,14	0,12	0,04	0,04	0,02	3,96
270 - 300	0,42	1,46	1,65	2,29	2,73	1,58	1,99	1,53	0,72	0,93	0,28	0,19	0,37	16,14
300 - 330	0,21	1,48	1,85	3,46	3,83	2,15	2,39	1,46	0,70	0,67	0,44	0,23	0,49	19,36
330 - 360	0,30	1,44	1,88	2,92	2,87	1,37	1,58	0,91	0,49	0,40	0,19	0,05	0,23	14,65
TOTALE	2,57	11,55	12,01	18,78	18,13	8,88	9,46	6,26	3,02	2,94	1,41	0,63	2,06	97,70
CALME	2,30													

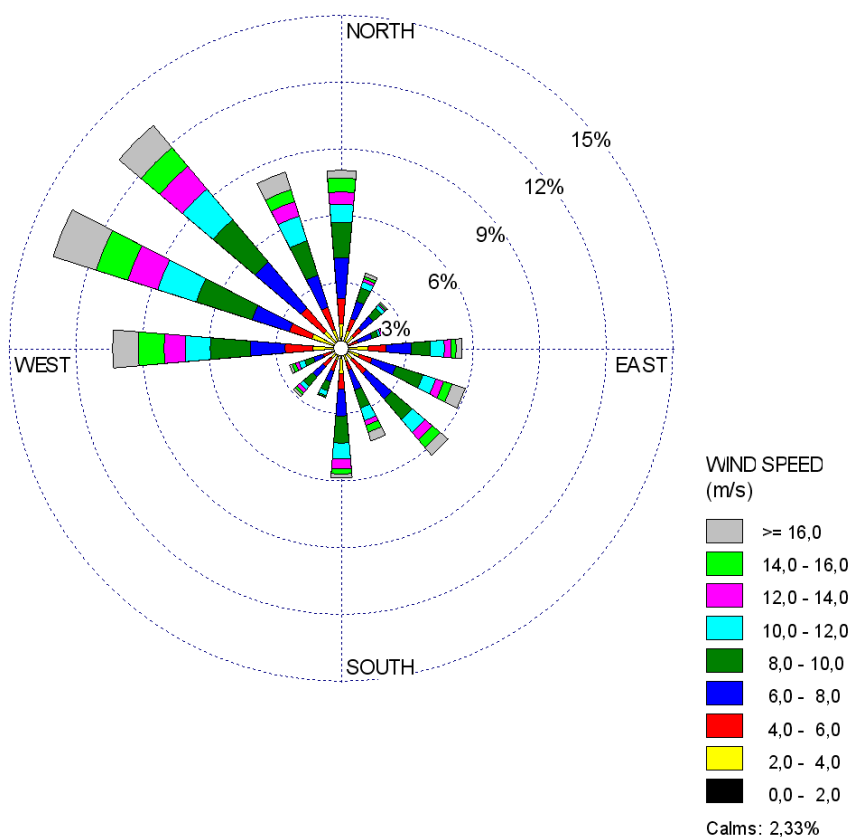


Figura 3-3 Rosa dei venti a 90 m s.l.m. – dati KNMI (1991- 2005)

La tabella seguente illustra la distribuzione annuale del vento per velocità comprese tra 4 e 24 m/s rispetto alla direzione di provenienza. Tale intervallo di velocità è stato scelto in base ai valori di azionamento (4 m/s) e arresto (24 - 30 m/s) di turbine da 3 - 6 MW.

Tabella 3-3 Distribuzione annuale del vento [%] per velocità comprese tra 4 e 24 m/s rispetto alla direzione di provenienza

DIREZIONE [°N]	PROBABILITÀ' [%]
0 - 30	2,71
30 - 60	3,24
60 - 90	2,48
90-120	5,63
120-150	8,18
150 - 180	5,19
180 - 210	4,33
210 - 240	2,76
240 - 270	3,27
270 - 300	13,89
300 - 330	17,18
330 - 360	12,68
TOTALE	81,52

Il funzionamento del parco eolico risulta pertanto ottimale, in quanto si verifica mediamente per l'**81,5 %** dell'anno, corrispondenti a **7.140 ore/anno**.

La velocità media per il periodo 1991 - 2005 alla quota di rilevazione (10 s.l.m.) risulta pari a **7,12 m/s**, a cui corrisponde una velocità media di **8,57 m/s** all'altezza di 90 m.

Le medie annuali alla quota di 10 m s.l.m., i cui valori sono riportati nella seguente tabella, risultano avere una variazione di circa $\pm 0,5$ m/s attorno al valore medio complessivo (7,12 m/s).

Per quanto riguarda la variazione dell'intensità del vento nel corso dell'anno, il periodo più ventoso risulta essere quello invernale, in cui si raggiungono velocità medie superiori a 8 m/s a 10 m s.l.m.; viceversa, i mesi estivi sono i meno ventosi, con medie anche inferiori a 6 m/s. Nella tabella a pagina seguente si riportano le medie mensili per il periodo 1991 – 2005.

Tabella 3-4 Velocità media e massima annuale [m/s] del vento nello Stretto di Sicilia – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni a 10 m s.l.m. e dati trasposti a 90 m s.l.m.

Stretto di Sicilia – dati KNMI - 1991 - 2005 velocità medie e massime annuali del vento [m/s] a 10 m e 90 m s.l.m.				
anno	Velocità media a 10m [m/s]	Velocità massima a 10m [m/s]	Velocità media a 90m [m/s]	Velocità massima a 90m [m/s]
1991	6,9	23,2	8,3	27,9
1992	6,6	19,5	7,9	23,5
1993	6,8	26,8	8,2	32,2
1994	7,2	26,8	8,7	32,2
1995	7,3	27,3	8,8	32,8
1996	7,5	27,0	9,0	32,5
1997	7,2	22,0	8,6	26,5
1998	7,2	23,2	8,7	27,9
1999	7,3	26,0	8,8	31,3
2000	6,8	21,6	8,2	26,0
2001	7,6	22,6	9,1	27,2
2002	7,4	22,1	8,9	26,6
2003	6,6	20,0	7,9	24,1
2004	7,5	21,0	9,1	25,3
2005	7,1	21,0	8,6	25,3
MEDIA PERIODO	7,12		8,57	

Tabella 3-5 Velocità medie mensili [m/s] del vento nello Stretto di Sicilia – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni a 10 m s.l.m. e dati trasposti a 90 m s.l.m.

Stretto di Sicilia – dati KNMI - 1991 – 2005 velocità medie mensili del vento [m/s] a 10 m e 90 m s.l.m.		
 mese	velocità media a 10 m [m/s]	velocità media a 90 m [m/s]
Gennaio	8,4	10,1
Febbraio	8,4	10,1
Marzo	8,4	10,1
Aprile	8,0	9,6
Maggio	6,4	7,7
Giugno	6,0	7,2
Luglio	5,5	6,7
Agosto	5,2	6,3
Settembre	6,1	7,3
Ottobre	6,9	8,3
Novembre	7,9	9,5
Dicembre	8,5	10,3
MEDIA ANNUALE	7,13	8,58

3.2 DATI DI VENTO – SATELLITE QuikSCAT (NASA)

Un'ulteriore fonte di dati disponibile è costituita dalle rilevazioni satellitari del satellite QuikSCAT, lanciato dalla NASA il 19 giugno 1999. Tale satellite è dotato di uno scatterometro (denominato *Quik*) che effettua misurazioni giornaliere della velocità e direzione del vento con risoluzione di 25 km ($0,25^\circ \times 0,25^\circ$), su un'area corrispondente a circa il 90% della superficie oceanica. Il dato viene riportato all'altezza di riferimento di 10 m dalla superficie del mare.

I dati sono registrati per mezzo di un radar a microonde (*SeaWinds*), che consente di misurare la velocità del vento utilizzando una tecnica inversa, ovvero a partire dagli effetti che esso genera sulla superficie del mare. Il vento genera infatti *ripple* e onde di modesta entità che increspano la superficie del mare. Queste onde modificano la sezione trasversale della superficie della mare interessata dal raggio incidente e quindi l'intensità della riflessione. Il radar *SeaWinds* invia impulsi a microonde sulle superfici oceaniche, misurando la radiazione elettromagnetica riflessa dalla superficie del mare increspata dal vento. L'atmosfera, infatti, non incide sostanzialmente sulla radiazione emessa e ricevuta dal radar.

La velocità del vento a 10 m s.l.m. viene calcolata in ragione di un modello fisico che mette in relazione sezione trasversale e intensità del vento in prossimità della superficie, nell'ipotesi di *stabilità atmosferica neutrale* (ovvero in assenza di gradienti di temperatura).

Tali dati, distribuiti dal Centro di Oceanografia Fisica (PO.DAAC), sono disponibili al seguente sito internet:

http://podaac.jpl.nasa.gov/DATA_CATALOG/quikscatinfo.html

I dati elaborati sono relativi all'area compresa tra $11^\circ 30'$ - $12^\circ 30'$ E e $37^\circ 00'$ - $38^\circ 00'$ N, per un totale di circa 6.900 dati (2 rilevazioni giornaliere) relativi al periodo 17 luglio 1999 - 31 dicembre 2008, riportanti le velocità medie del vento a 10 m s.l.m.

Tali dati sono stati trasposti a 90 m s.l.m., con la medesima metodologia descritta per i dati KNMI.

Nel seguito si riportano i risultati delle elaborazioni, in termini di velocità medie e massime annuali e velocità medie mensili rilevate a 10 m s.l.m. e trasposte a 90 m s.l.m. I valori riportati sono del tutto compatibili ai risultati delle elaborazioni dei dati KNMI.

Tabella 3-6 Velocità medie e massime annuali [m/s] del vento nello Stretto di Sicilia – dati satellitari NASA (07/99 - 12/08) – rilevazioni a 10 m s.l.m. e dati trasposti a 90 m s.l.m.

Stretto di Sicilia – dati satellitari QuikSCAT 07/1999– 12/2008 velocità medie e massime annuali del vento [m/s] a 10 m e 90 m s.l.m.				
anno	velocità media a 10 m [m/s]	velocità massima a 10 m [m/s]	velocità media a 90 m [m/s]	velocità massima a 90 m [m/s]
1999*	6,9	18,8	8,3	22,6
2000	6,9	22,5	8,3	27,1
2001	6,9	19,1	8,3	23,0
2002	7,1	19,6	8,6	23,6
2003	7,0	22,3	8,5	26,8
2004	7,0	20,3	8,5	24,4
2005	7,2	19,1	8,6	23,0
2006	6,9	21,0	8,3	25,3
2007	7,0	21,4	8,4	25,7
2008	6,9	18,6	8,3	22,4
MEDIA 2000-2008	7,01		8,43	

Tabella 3-7 Velocità medie mensili [m/s] del vento nello Stretto di Sicilia – dati satellitari NASA (07/99 - 12/08) – rilevazioni a 10 m s.l.m. e dati trasposti a 90 m s.l.m.

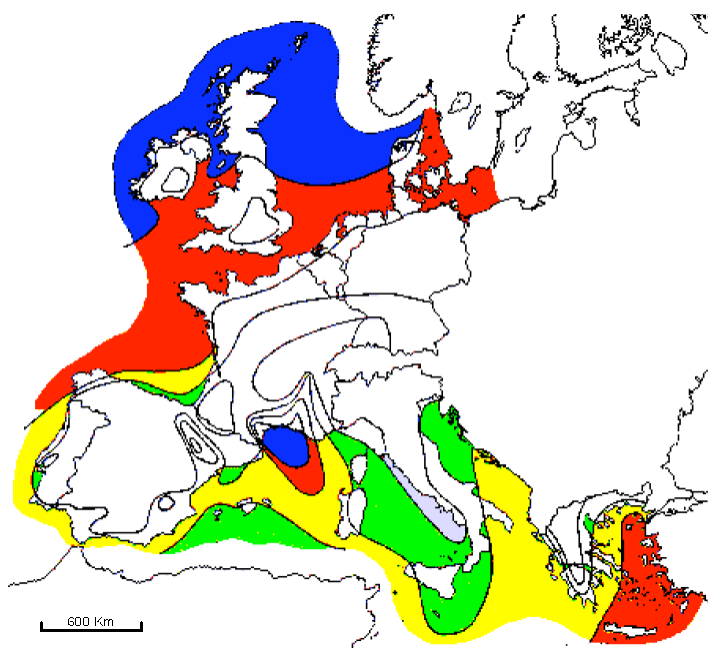
Stretto di Sicilia – dati satellitari QuikSCAT 07/1999 – 12/2008 velocità medie mensili del vento [m/s] a 10 m e 90 m s.l.m.		
MESE	velocità media a 10 m [m/s]	velocità media a 90 m [m/s]
Gennaio	8,0	9,6
Febbraio	8,0	9,7
Marzo	7,5	9,1
Aprile	7,5	9,0
Maggio	6,5	7,8
Giugno	5,3	6,4
Luglio	5,8	7,0
Agosto	5,6	6,8
Settembre	6,5	7,8
Ottobre	6,3	7,6
Novembre	8,2	9,8
Dicembre	8,9	10,7
MEDIA ANNUALE	7,01	8,43

3.3 EUROPEAN WIND ATLAS, PROGETTO NOSTRUM, ATLANTE EOLICO ITALIANO

Una prima valutazione delle risorse di vento specificatamente per applicazioni *offshore* è stata elaborata dall'istituto danese Risø National Laboratory, Roskilde, all'interno del European Wind

Atlas³; la figura seguente illustra le risorse di vento in mare aperto (a oltre 10 km dalla costa) relativamente al bacino del Mediterraneo e al Mare del Nord.

Per quanto riguarda il territorio italiano, la Sicilia occidentale risulta essere una delle zone a maggior intensità di vento. La zona dell'area d'impianto risulta avere una velocità media del vento, misurata alla quota di 100 m, compresa tra **7,5 e 8,5 m/s**.








	10 m	25 m	50 m	100 m	200 m
	> 8.0 m/sec. > 600 w/m ²	> 8.5 m/sec. > 700 w/m ²	> 9.0 m/sec. > 800 w/m ²	> 10.0 m/sec. > 1100 w/m ²	> 11.0 m/sec. > 1500 w/m ²
	7.0-8.0 m/sec. 350-600 w/m ²	7.5-8.5 m/sec. 450-700 w/m ²	8.0-9.0 m/sec. 600-800 w/m ²	8.5-10.0 m/sec. 650-1100 w/m ²	9.5-11.0 m/sec. 900-1500 w/m ²
	6.0-7.0 m/sec. 250-300 w/m ²	6.5-7.5 m/sec. 300-450 w/m ²	7.0-8.0 m/sec. 400-600 w/m ²	7.5-8.5 m/sec. 450-650 w/m ²	8.0-9.5 m/sec. 600-900 w/m ²
	4.5-6.0 m/sec. 100-250 w/m ²	5.0-6.5 m/sec. 150-300 w/m ²	5.5-7.0 m/sec. 200-400 w/m ²	6.0-7.5 m/sec. 250-450 w/m ²	6.5-8.0 m/sec. 300-600 w/m ²
	< 4.5 m/sec. < 100 w/m ²	< 5.0 m/sec. < 150 w/m ²	< 5.5 m/sec. < 200 w/m ²	< 6.0 m/sec. < 250 w/m ²	< 6.5 m/sec. < 300 w/m ²

Figura 3-4 Risorse del vento in mare aperto (più di 10 Km dalla costa) per 5 altezze standard – European Wind Atlas (1989)

³ 1989 - Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark

Una recente stima delle potenzialità offshore del Bacino del Mediterraneo, riportata in figura seguente, è stata elaborata nell'ambito del progetto NOSTRUM (*Net for Offshore Sustainable Technologies, Resources and Use in the Mediterranean Sea*), da parte del EED (Espace Eolien Development centre, Lille, Francia).

Tale progetto, finanziato dalla Comunità Europea con lo scopo di facilitare lo sviluppo sostenibile dell'energia eolica offshore nel Mediterraneo, coinvolge società pubbliche e private spagnole (BESEL S.A., Dragados Offshore S.A.), italiane (ENEA), francesi (Espace Eolien Development centre) e greche (CRES).

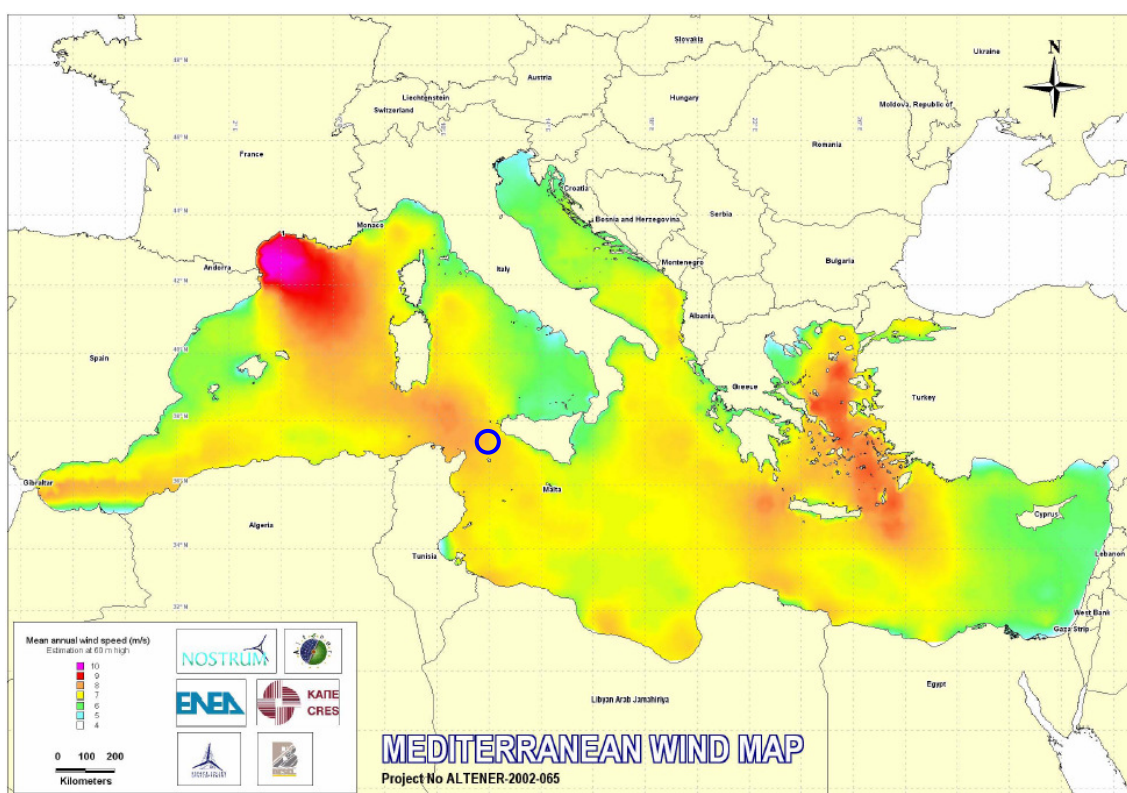


Figura 3-5 Risorse del vento in mare aperto (medie annuali) a 60 m s.l.m. – Mediterranean Wind Map

L'area d'impianto, evidenziata con un cerchio blu e ricadente nella zona di colore arancio, presenta una velocità media del vento, a 60 m s.l.m., pari a **8 m/s**, in perfetto accordo con le elaborazioni dei dati KNMI e satellitari precedentemente riportate.

La più recente stima delle risorse *offshore* è fornita dall'*Atlante eolico dell'Italia*⁴, recentemente esteso anche alle zone *offshore* (versione 2006). Nella pagina seguente si riporta la *tavola 27*, comprendente la Sicilia sud-occidentale e l'isola di Pantelleria.

La velocità media del vento alla quota di 100 m s.l.m. risulta, per le aree d'interesse del presente progetto, compresa tra **8 e 9 m/s**, in accordo con le elaborazioni sopra esposte.

Per una dettagliata analisi delle risorse di vento si rimanda all'elaborato progettuale **PDP/R/1/WRA/001** - *Analisi delle risorse di vento e stima della producibilità*.

⁴ *Costruzione della mappa eolica dell'Italia*

Con l'*Atlante eolico dell'Italia* (2002), realizzato dal CESI in collaborazione col Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova, vengono rese disponibili, per la prima volta in modo sistematico, informazioni sulla distribuzione delle risorse eoliche sul territorio italiano, dando così la possibilità di riconoscere le aree dove tali risorse possono essere interessanti per lo sfruttamento energetico attraverso impianti eolici. Le mappe aggiornate dell'*Atlante eolico* (2006) sono disponibili all'indirizzo internet: <http://atlanteeolico.cesiricerca.it>

Scala 1:750.000 **Mappa della velocità media annua del vento a 100 m s.l.t./s.l.m. Tavola 27**

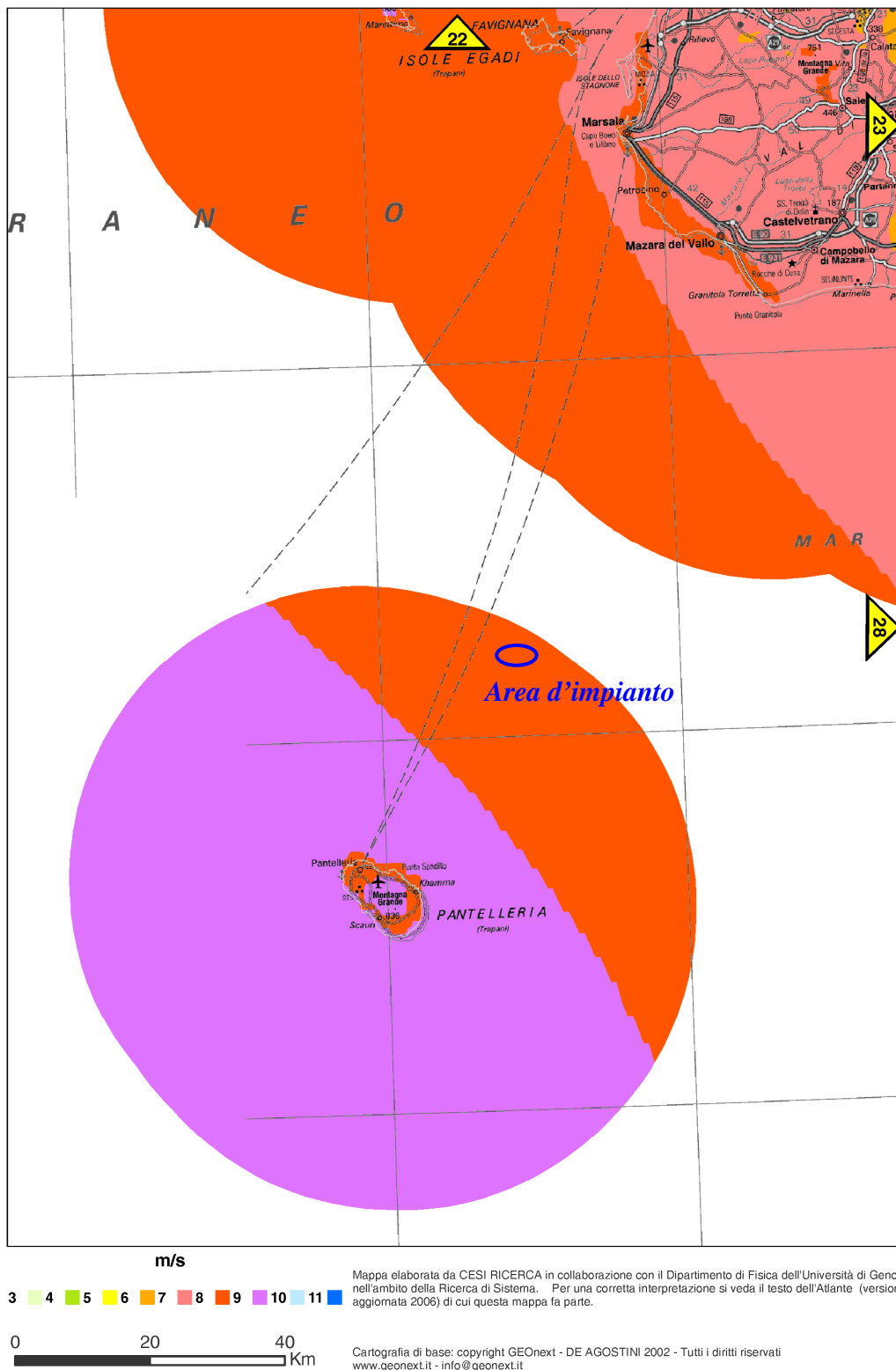


Figura 3-6 Atlante Eolico d'Italia (2006) – tavola 27

4 VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO

Come più volte accennato, a monte di una definizione di layout progettuale sono state condotte analisi sotto diversi profili, finalizzate alla definizione del giusto compromesso progettuale tra l'efficienza dell'opera e il minor disturbo ambientale. In tal senso, di fondamentale importanza è la scelta dell'aerogeneratore, affrontata partendo da una valutazione della producibilità della singola macchina, mettendo in relazione la *curva di potenza* della turbina con i dati di vento del sito in progetto. In una seconda fase è stata valutata la potenzialità dell'area di progetto rispetto all'aerogeneratore considerato, in termini di potenza nominale complessiva installabile.

La producibilità annuale, ovvero l'energia elettrica generata dalla singola turbina nel corso di un anno, è espressa generalmente in **ore equivalenti annue** [ore/anno o MWh/MW]. Per *ore equivalenti annue* (*full net equivalent hours*) si intendono le ore *nette* di funzionamento dell'aerogeneratore, valutate nell'ipotesi che la potenza erogata sia sempre la potenza nominale.

Sono dunque sempre inferiori rispetto alle ore complessive di funzionamento, in cui la potenza dell'aerogeneratore varia tra il valore minimo (pochi kW) e il valore massimo (la potenza nominale).

Per la valutazione della producibilità delle aree individuate, ovvero della resa energetica annua degli aerogeneratori installati, occorre in primo luogo conoscere la distribuzione della velocità del vento.

In secondo luogo occorre conoscere le caratteristiche di funzionamento dell'aerogeneratore di progetto, in modo da riportare i dati di vento alla *curva di potenza* dell'aerogeneratore considerato.

4.1 PRODUCIBILITÀ DEL SINGOLO AEROGENERATORE

L'aerogeneratore di progetto svilupperà una potenza nominale pari a 6 MW.

Come già anticipato nel paragrafo 2.1, si è preso in considerazione l'aerogeneratore *REpower 6M*. Tale aerogeneratore, avente un diametro di 126 m e una potenza nominale di 6 MW, rappresenta il più grande aerogeneratore *offshore* mai installato finora.

Nel seguito si farà dunque riferimento ai dati tecnici di questo aerogeneratore, la cui scheda tecnica è riportata nell'elaborato progettuale **PDP/R/1/WT/001**.

Si sottolinea che la scelta della casa costruttrice verrà definita in fase esecutiva, sulla base degli aerogeneratori da 6 MW disponibili sul mercato.

Aerogeneratore 6 MW

Dati tecnici:

Diametro rotore:	126 m
altezza mozzo	c.a 90 m
velocità di inserimento:	3,5 m/s
velocità nominale:	14 m/s
velocità di disinserimento:	30 m/s (<i>offshore</i>)
Potenza nominale	6.000 kW

Velocità al mozzo [m/s]	Potenza [kW]
3,5	60
4	137
5	359
6	658
7	1098
8	1670
9	2382
10	3232
11	4093
12	4935
13	5626
[14, 30]	6000
>30	0

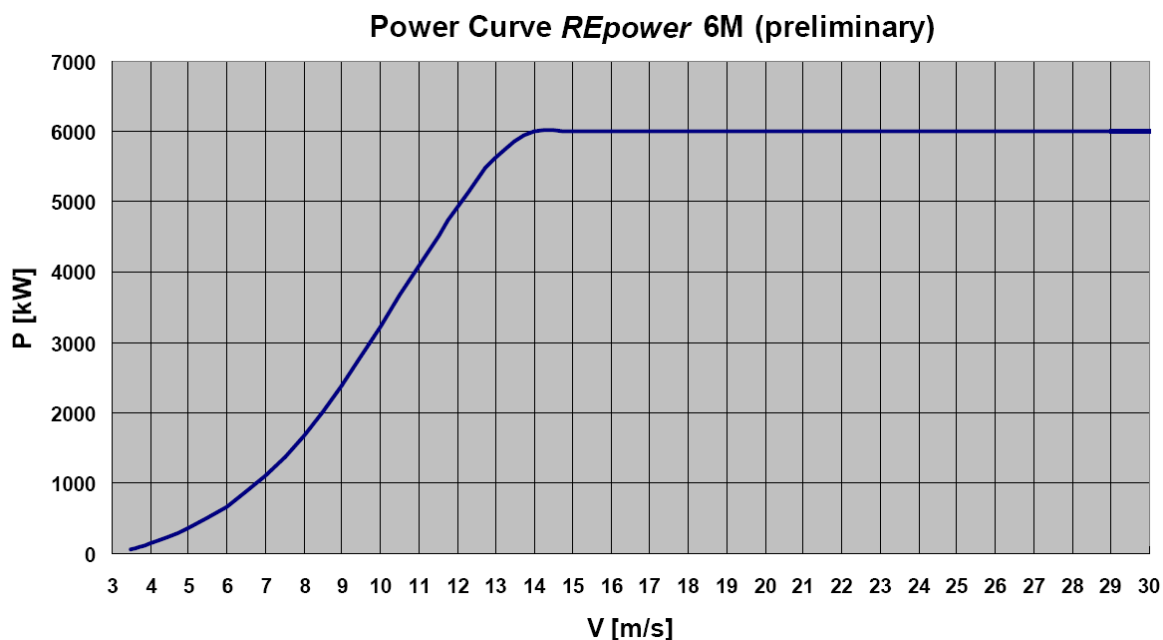


Figura 4-1 Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo

Le tabelle e i grafici seguenti riportano i risultati della simulazione relativa alla stima della producibilità media annua della singola macchina, in termini di *ore equivalenti annue e mensili* ed energia totale prodotta [GWh/anno], relativamente all' aerogeneratore di progetto. Come valori di input si sono utilizzati i dati satellitari NASA (satellite QuikSCAT) per il periodo 1999 - 2008 trasposti a 90 m.

Tabella 4-1 Velocità medie del vento a 10 m s.l.m. e 90 m s.l.m., ore equivalenti annue per aerogeneratore 6 MW – dati satellitari QuikSCAT relativi allo stretto di Sicilia per il periodo 2000 – 2008 suddivisi per anno

PRODUCIBILITA' MEDIA ANNUALE			
ANNO	Velocità media a 10 m s.l.m.	Velocità media a 90 m s.l.m.	ore equivalenti
	[m/s]	[m/s]	[h/y]
2000	6,9	8,3	3.315
2001	6,9	8,3	3.424
2002	7,1	8,6	3.721
2003	7,0	8,5	3.486
2004	7,0	8,5	3.535
2005	7,2	8,6	3.619
2006	6,9	8,3	3.254
2007	7,0	8,4	3.557
2008	6,9	8,3	3.283
MEDIA PERIODO 2000-08	7,01 m/s	8,43 m/s	3.466 h/y = 20,80 GWh/y

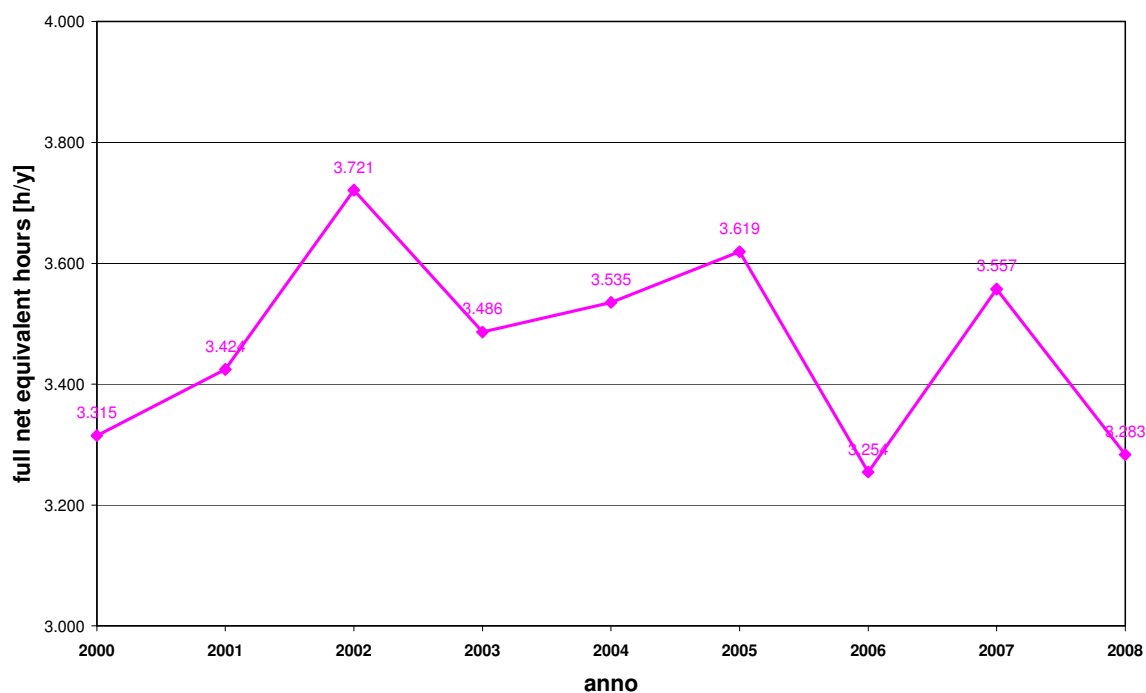


Figura 4-2 Ore equivalenti medie annuali per aerogeneratore da 6 MW – dati satellitari QuikSCAT 00-08

Tabella 4-2 Velocità medie del vento a 10 m s.l.m. e 90 m s.l.m., ore equivalenti mensili per aerogeneratore 6 MW – dati satellitari QuikSCAT relativi allo stretto di Sicilia per il periodo 07/1999 – 12/2008 suddivisi per mese

PRODUCIBILITA' MEDIA MENSILE			
MESE	Velocità media a 10 m [m/s]	Velocità media a 90 m [m/s]	ore equivalenti [h/m]
Gennaio	8,0	9,6	374
Febbraio	8,0	9,7	344
Marzo	7,5	9,1	341
Aprile	7,5	9,0	319
Maggio	6,5	7,8	246
Giugno	5,3	6,4	149
Luglio	5,8	7,0	197
Agosto	5,6	6,8	177
Settembre	6,5	7,8	246
Ottobre	6,3	7,6	235
Novembre	8,2	9,8	393
Dicembre	8,9	10,7	443
TOTALE ORE EQUIVALENTI			3.465 h/y

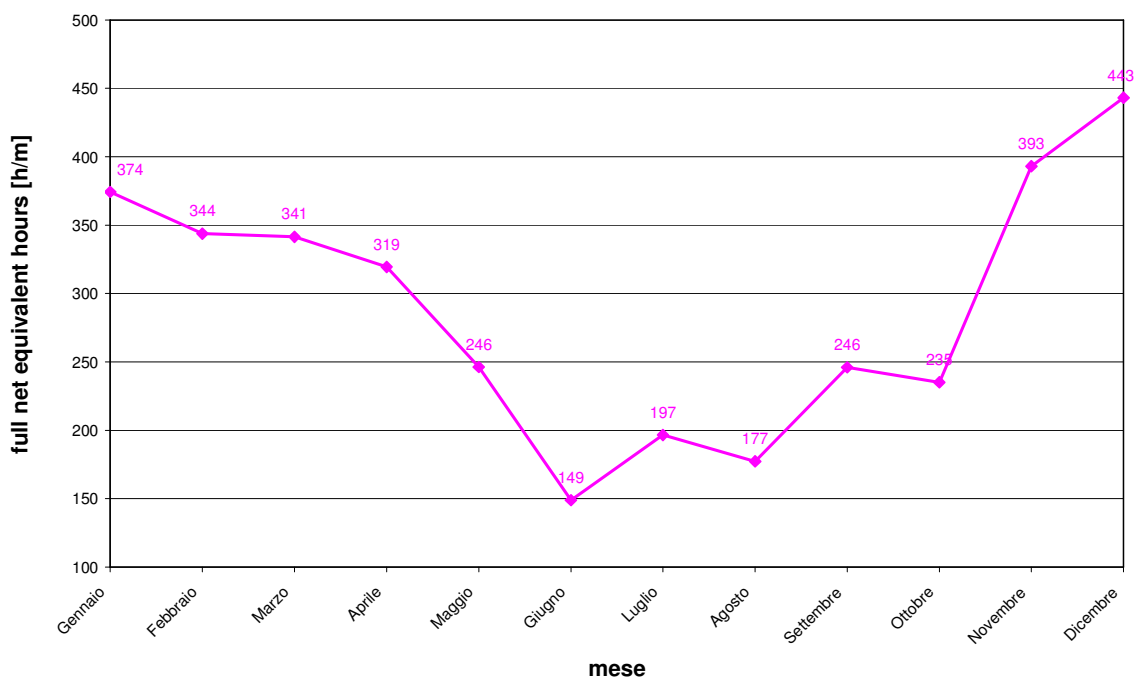


Figura 4-3 Ore equivalenti medie mensili per aerogeneratore da 6 MW – dati satellitari QuikSCAT 07/99 – 12/08

4.2 PRODUCIBILITÀ LORDA E NETTA DELL'IMPIANTO EOLICO

Nota la quantità di energia elettrica che ogni aerogeneratore è mediamente in grado di produrre ogni anno, è infine possibile valutare la produzione energetica media annua dell'intero impianto.

La tabella seguente sintetizza la potenzialità del parco eolico di progetto in termini di numero di aerogeneratori installabili, potenza nominale installabile e corrispondente producibilità teorica espressa in GWh/anno, valutata sulla base dei dati di vento registrati dal satellite QuikSCAT nel periodo 2000-2008.

Tabella 4-3 potenzialità degli aerogeneratori di progetto, in termini di potenza nominale installabile e producibilità annua teorica

	n. pali	6 MW	
		P [MW]	GWh/y
Aree di progetto	38	228	790,3

Per valutare la quantità di energia elettrica che verrà mediamente immessa ogni anno nella Rete di Trasmissione Nazionale, è stata fatta una stima delle perdite, per la cui descrizione si rimanda all'elaborato progettuale **PDP/R/0/WRA/001**.

Le perdite complessive sono pari a circa il 9%, come specificato nel seguente prospetto:

ore equivalenti teoriche del parco eolico:	3.500 h/anno
perdite per <i>wake effect</i> complessive:	~ 3 ÷ 4 %
perdite elettriche:	~ 4,4 %
<u>perdite per manutenzione programmata / guasti:</u>	~ 1 %
perdite complessive:	~ 9 %
ore equivalenti nette del parco eolico:	3.200 h/anno
producibilità media annua netta:	729,6 GWh_{el}/anno

La producibilità netta annuale dell'impianto sarà dunque pari a circa 730 GWh_{el}, in grado di coprire il fabbisogno energetico annuo di 162.000 famiglie, considerando un consumo medio annuale di 4.500 kWh / nucleo familiare.

5 CREDITI EMISSIONI CO₂

Come è ormai riconosciuto a livello unanime dalla comunità scientifica, le emissioni di anidride carbonica, responsabili del riscaldamento globale del pianeta, derivano in gran parte dallo sfruttamento dei combustibili fossili; tali emissioni possono essere evitate grazie alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. I benefici ambientali che derivano dall'esercizio dell'impianto sono connessi dunque alla mancata immissione in atmosfera di gas ad "effetto serra" (CO₂), oltre che di gas nocivi alla salute, quali gli NO_x ed SO_x.

Nel caso specifico, il quantitativo di emissioni evitate può essere valutato moltiplicando la produzione di energia elettrica del parco eolico di progetto per il *fattore di emissione del mix energetico nazionale*. Tale fattore rappresenta la quantità di un determinato inquinante immessa in atmosfera per unità di energia elettrica prodotta, considerando la composizione percentuale delle varie fonti di produzione di energia elettrica che concorrono nella rete nazionale. In particolare, ogni kWh prodotto comporta l'immissione in atmosfera di 0,531 kg di CO₂, 0,0015 kg di NO_x e 0,0029 kg di SO₂.

La tabella seguente mostra le quantità di CO₂, NO_x e SO₂ che si eviterebbero annualmente con la messa in esercizio del parco eolico di progetto.

Tabella 5-1 energia annua prodotta e corrispondenti emissioni annue di CO₂ e NO_x evitate⁵

Produzione annua stimata	Emissioni annue evitate		
	t/y CO ₂	t/y NO _x	t/y SO ₂
GWh/y			
729,6	387.418	1.094	2.116

Ognuno dei 38 aerogeneratori costituenti il parco eolico consente dunque di evitare annualmente circa 10.000 t di CO₂, circa 29 t di NO_x e 56 t di SO₂.

Considerando l'intero impianto per l'intero ciclo di vita (vita utile pari a 20 anni), le emissioni evitate ammontano rispettivamente a quasi 8 milioni di tonnellate di CO₂, a circa 22 migliaia di tonnellate di NO_x e a oltre 42 migliaia di tonnellate di SO₂, come riassunto nella tabella seguente.

Tabella 5-2 Energia prodotta e corrispondenti emissioni di CO₂ e NO_x evitate nella vita utile della centrale eolica (20 anni)

Produzione stimata nella vita utile impianto	Emissioni evitate nella vita utile impianto		
	t CO ₂	t NO _x	t SO ₂
GWh			
14.592	7.748.352	21.888	42.316

⁵ fattore del mix elettrico italiano alla distribuzione: 0,531 Kg CO₂/kWh

[fonte: Ministero dell'Ambiente]

0,0015 Kg NO_x/kWh

[fonte: norma UNI 10349]

0,0029 kg SO₂/kWh

[fonte: Rapporto ambientale ENEL 2001]

6 CONCLUSIONI

L'intervento previsto, alla luce delle considerazioni tecniche e dell'inserimento ambientale esplicitato nello Studio di Impatto Ambientale che costituisce parte integrante del progetto, si configura come intervento di pubblica utilità in perfetta coerenza con gli orientamenti internazionali sulla produzione di energia da fonte rinnovabile.

L'analisi del contesto territoriale, effettuata con campagne di indagini che vanno oltre il livello di progettazione presentato, denotano professionalità nel rispetto soprattutto del comparto biotico dell'area.

La produzione di energia "pulita" dell'impianto determina, come descritto nel capitolo precedente, un'enorme riduzione di emissione di CO₂, che da sola giustifica la realizzazione dello stesso.