

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
SEZIONE B
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

(Ai sensi del D.Lgs 152/2006 ss. mm. ii.)

INDICE GENERALE

B 1. PREMESSA	5
B 2. DESCRIZIONE DEL PARCO EOLICO OFFSHORE	8
B 3. REGIME ANEMOLOGICO DELL'AREA	13
B3.1 Dati di vento - KNMI	13
B3.2 Dati di vento – Satellite QuikSCAT (NASA)	21
B3.3 European Wind Atlas, Progetto Nostrum, Atlante Eolico Italiano	22
B 4. SCELTA DELL'AEROGENERATORE	27
B4.1 Valutazione della producibilità annuale	28
B 5. CRITERIO DI DISPOSIZIONE PLANIMETRICA DEGLI AEROGENERATORI	33
B 6. DEFINIZIONE DEL LAYOUT DELL'IMPIANTO	35
B 7. DESCRIZIONE DELL'AEROGENERATORE DI PROGETTO	38
B7.1 Descrizione dell'aerogeneratore <i>REpower 6M</i>	38
B7.1.1 Il rotore	39
B7.1.2 Trasmissione (o moltiplicatore di giri)	39
B7.1.3 Sistema elettrico	40
B7.1.4 Sistema frenante	41
B7.1.5 Sistema di controllo dell'orientamento (o sistema di imbardata)	41
B7.1.6 Gondola o navicella	41
B7.1.7 Torre	42
B7.1.8 Protezione dalla corrosione	42
B7.1.9 Sistemi di protezione dalle scariche atmosferiche	42
B7.1.10 Sistema antincendio	43
B7.1.11 Sistema di controllo	43
B7.1.12 Dispositivi di segnalazione diurna e notturna	43
B7.1.13 Gruppo statico di continuità	44
B7.2 Modalità di installazione degli aerogeneratori	44
B7.3 Dismissione degli aerogeneratori e riciclaggio dei componenti	44
B 8. DESCRIZIONE DELLE FONDAZIONI	45
B8.1 Dismissione delle fondazioni	48
B 9. CAVI MT DI INTERCONNESSIONE TRA AEROGENERATORI	49
B 10. DEFINIZIONE DEL CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO ALLA RTN	52
B10.1 Scelta della tipologia di connessione	52
B10.2 Definizione del percorso	54
B 11. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFFSHORE (ESP OFFSHORE)	60
B11.1 Modalità di installazione	62
B 12. CAVIDOTTO MARINO	63
B12.1 Caratteristiche tecniche	63
B12.2 Descrizione del tracciato	64
B12.3 Modalità di installazione dei cavi	65
B12.4 Modalità di protezione	68
B12.5 Modalità di esecuzione degli attraversamenti	71
B 13. PUNTO DI APPRODO DEL CAVIDOTTO MARINO	73
B 14. CAVIDOTTO TERRESTRE	75
B14.1 Descrizione del tracciato	75
B14.2 Caratteristiche tecniche del cavidotto terrestre	77
B14.3 Modalità di posa	79
B14.4 Fasi di costruzione	80
B 15. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA ONSHORE (ESP ONSHORE)	81

B15.1	Caratteristiche tecniche	81
B15.2	Campi magnetici	82
B 16.	VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	83
B16.1	Producibilità del singolo aerogeneratore	83
B16.2	Producibilità lorda e netta dell'impianto eolico	86
B 17.	ANALISI COSTI - BENEFICI	87
B17.1	Analisi dei costi	87
B17.2	Analisi dei benefici	88
B17.2.1	Benefici economici.....	88
B17.2.2	Benefici sociali.....	90
B17.2.3	Benefici occupazionali	90
B17.2.4	Benefici ambientali	91

INDICE DELLE FIGURE

Figura B 1-1	Inquadramento territoriale dell'impianto	7
Figura B 2-1	Schema a blocchi semplificato dell'impianto	9
Figura B 2-7	Percorso del cavidotto marino	10
Figura B 2-8	Percorso del cavidotto terrestre di collegamento alla RTN.....	11
Figura B 3-1	Rosa dei venti a 10 m s.l.m. – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni da navi.....	15
Figura B 3-2	Funzione densità di probabilità – dati KNMI (1991 - 2005).....	16
Figura B 3-3	Rosa dei venti a 90 m s.l.m. – dati KNMI (1991- 2005).....	18
Figura B 3-4	Risorse del vento in mare aperto (più di 10 Km dalla costa) per 5 altezze standard – European Wind Atlas (1989).....	23
Figura B 3-5	Risorse del vento in mare aperto (medie annuali) a 60 m s.l.m. – Mediterranean Wind Map	24
Figura B 3-6	Atlante Eolico d'Italia (2006) – tavola 27	26
Figura B 4-1	Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore da 3 MW	29
Figura B 4-2	Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore da 3,6 MW	30
Figura B 4-3	Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore da 5 MW e 6 MW	31
Figura B 4-4	Curve di potenza – Gruppi 1, 2, 3.....	32
Figura B 5-1	Criterio di disposizione adottato per l'aerogeneratore REpower 5M / 6M.....	34
Figura B 6-5	Potenza nominale dell'aerogeneratore [kW] vs. costo di produzione del kWh [c€/kWh] ^[3]	37
Figura B 7-1	Prospetto dell'aerogeneratore di progetto	38
Figura 2-13	Schema unifilare semplificato dell'impianto - sottocampi 1-7.....	50
Figura B 9-2	Sezione tipica del cavo marino XLPE tripolare in rame, con schermi in piombo, armatura in acciaio e fibra ottica.	51
Figura B 10-1	Abaco per la scelta della tipologia di connessione in relazione alla lunghezza del cavidotto e alla potenza nominale dell'impianto.....	53
Figura B 10-2	Percorso del cavidotto di collegamento alla RTN – tratto offshore in corrispondenza dell'approdo – Opzione 1	55
Figura B 10-3	Percorso del cavidotto di collegamento alla RTN – tratto onshore – Opzione 1.....	56
Figura B 10-4	Opzione 1: percorso del cavidotto in corrispondenza del punto di approdo, con evidenza delle zone colonizzate da <i>Posidonia oceanica</i> (in verde)	57
Figura B 10-5	Opzione 1 e Opzione 2: percorso del cavidotto marino in corrispondenza del punto di approdo, con evidenza delle zone colonizzate da <i>Posidonia oceanica</i> (in verde)	57
Figura B 10-6	Percorso del cavidotto di collegamento alla RTN – tratto offshore – Opzione 2.....	58
Figura B 10-7	Percorso del cavidotto di collegamento alla RTN – tratto onshore – Opzione 2.....	59
Figura 2-15	<i>Electric Service Platform offshore</i>	61
Figura 2-30	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	64
Figura B 12-3	Percorso del cavidotto marino	65
Figura B 12-4	Esempio di sequenza delle operazioni di approdo del cavo	66
Figura B 12-5	Metodologia di posa dei cavi in corrispondenza dell'approdo	68
Figura B 12-6	Tipico relativo alla protezione cavi con materasso in cemento.....	70
Figura B 12-7	Posa del cavo mediante "directional drilling"	71

Figura B 12-8 Particolare di attraversamento di cavo	71
Figura B 12-9 Particolare di attraversamento gasdotto o tubazione	71
Figura B 12-10 Particolare di attraversamento gasdotto o tubazione affiorante.....	72
Figura B 13-1 Punto di approdo del cavidotto marino su planimetria catastale.....	74
Figura B 14-1 Percorso del cavidotto fino alla ESP onshore e del breve tratto fino alla stazione RTN	77
Figura 2-30 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	79
Figura 2-32 Sezione tipica di posa del tratto di cavidotto terrestre, su terreno naturale.....	80
Figura B 16-1 Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore REpower 6M da 6 MW	84

INDICE DELLE TABELLE

Tabella B 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.	15
Tabella B 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.....	18
Tabella B 3-3 Distribuzione annuale del vento [%] per velocità comprese tra 4 e 24 m/s rispetto alla direzione di provenienza	19
Tabella B 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.....	20
Tabella B 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.....	20
Tabella B 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.	22
Tabella B 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.....	22
Tabella B 4-1 Producibilità del singolo aerogeneratore	32
Tabella B 6-1 Potenzialità del progetto – “Opzione A” e “Opzione B”	36
Tabella B 6-2 Energia annua prodotta e corrispondenti emissioni annue di CO ₂ e NO _x evitate.....	37
Tabella B 6-3 Energia prodotta e corrispondenti emissioni di CO ₂ e NO _x evitate ⁴ nella vita utile della centrale eolica	37
Tabella B 16-1 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	85
Tabella B 16-2 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	85
Tabella B 16-3 Potenzialità del progetto, in termini di potenza nominale installabile e producibilità annua teorica	86
Tabella B 17-1 Riepilogo dei costi di realizzazione dell'impianto.....	87
Tabella B 17-2 Energia annua prodotta e corrispondenti emissioni annue di CO ₂ , NO _x e SO ₂ evitate	91
Tabella B 17-3 Energia prodotta e corrispondenti emissioni di CO ₂ , NO _x e SO ₂ evitate nella vita utile della centrale eolica	92

B 1. PREMESSA

Il presente documento rappresenta il quadro di riferimento progettuale dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) dell'impianto eolico *offshore* denominato:

Parco eolico – Stretto di Sicilia: Avventura. 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..

La nuova ipotesi progettuale elaborata alla luce del progresso della tecnologia e degli aerogeneratori per impianti off shore prevede la sostituzione della parte basale della turbina, che originariamente era fissata al suolo, con delle fondazioni galleggianti (floating turbines), ormeggiate al substrato tramite zavorre.

Tale impianto è in corso di autorizzazione ai sensi del *D.Lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003*.

Il quadro di riferimento progettuale è stato elaborato e redatto in conformità a quanto disposto dall'*art. 4 del D.P.C.M. del 27 dicembre 1988 "Norme Tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'articolo della legge 8 luglio 1986, n. 349, adottate ai sensi dell'articolo 3 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 10 agosto 1988, n. 377"* ed in linea con quanto indicato dall'*allegato VII del D.Lgs. n. 4 del 16 gennaio 2008 "Ulteriori disposizioni correttive e integrative del D.Lgs. 3 aprile 2006 n. 152"*.

Il quadro di riferimento progettuale contiene la descrizione generale del progetto e le possibili interazioni con l'ambiente e il territorio, ovvero il rapporto tra l'opera e il sito, le scelte tecnologiche effettuate a valle di considerazioni di carattere tecnico ed ambientale con l'analisi delle principali alternative di progetto, l'approfondimento sulle fasi di cantiere dell'opera, per la quale dovrà essere previsto un adeguato piano di dismissione dell'impianto.

Il progetto prevede 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, in una zona di mare compresa tra i punti dalle seguenti coordinate geografiche :

	Latitudine	Longitudine
P1	37°22,3'N	12°13,7'E
P2	37°19,5'N	12°09,2'E
P3	37°18,0'N	12°13,2'E
P4	37°20,0'N	12°17,0'E

La nuova ipotesi progettuale prevede l'installazione degli aerogeneratori a profondità maggiori rispetto ai 50 metri massimi della vecchia ipotesi: si passa infatti da 50m ad un range compreso tra 70 e 76 metri di profondità; tale variazione consente di installare le turbine su substrati poveri dove non sono presenti biocenosi di pregio ambientale (vedi SIAP/R/1/SIA003).

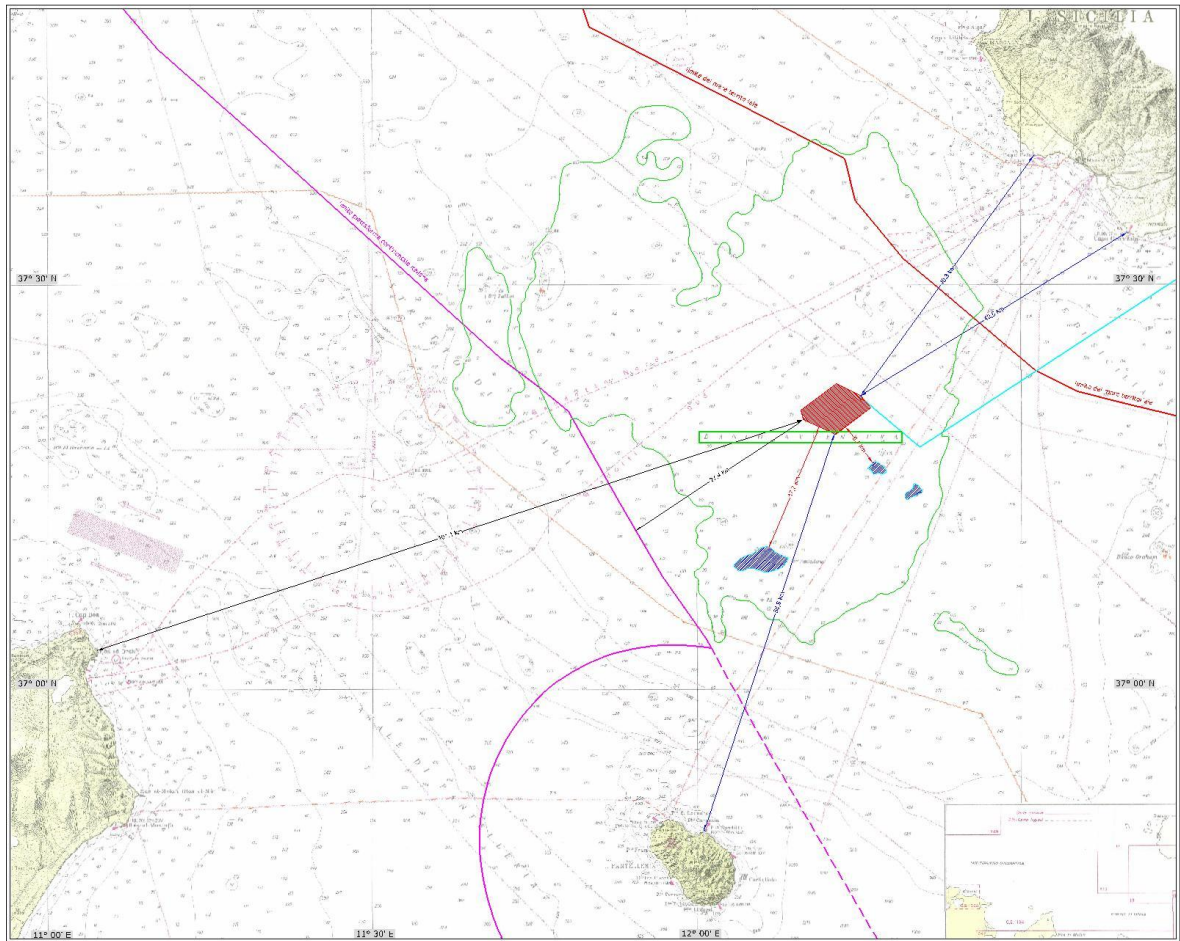


Figura B 1-1 Inquadramento territoriale dell'impianto

B 2. DESCRIZIONE DEL PARCO EOLICO *OFFSHORE*

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 della tipologia tripala 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.

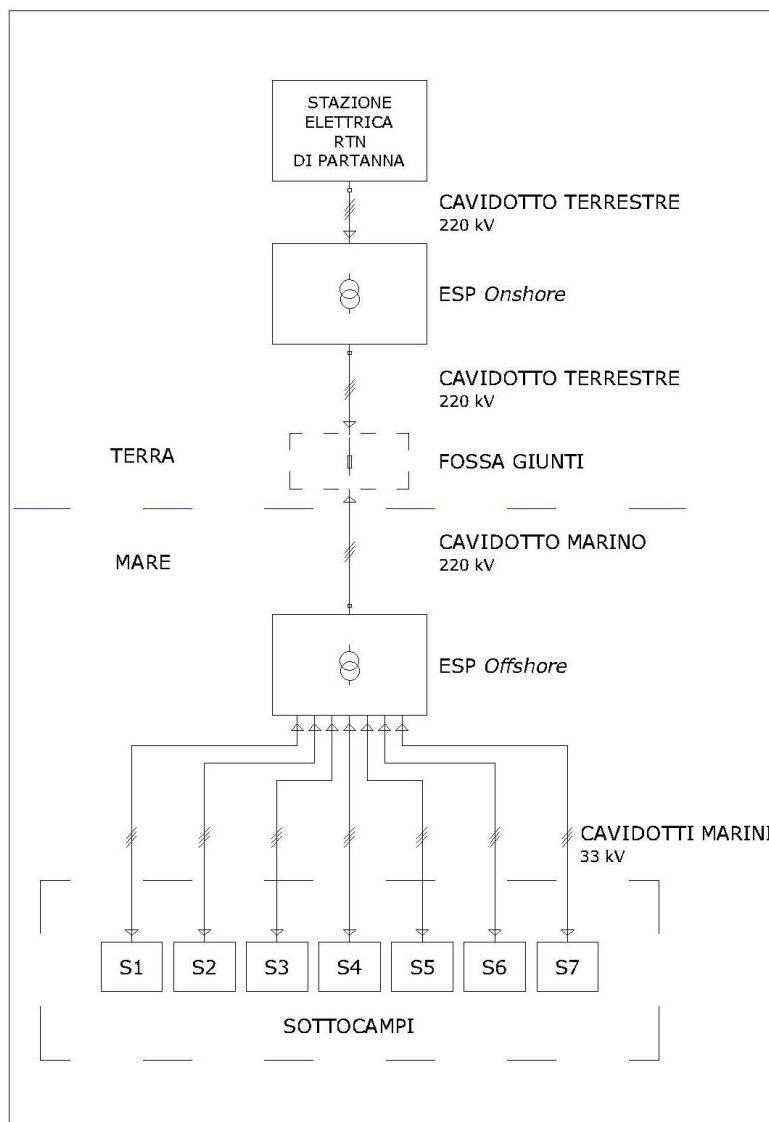


Figura B 2-1 Schema a blocchi semplificato dell'impianto

Come si evince dall'inquadratura territoriale allegato 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

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.

Come verrà meglio descritto nel capitolo B 5, le turbine verranno disposte seguendo una disposizione sfalsata, lungo file allineate alla direzione di minor prevalenza del vento.

Il criterio di disposizione prevede che la distanza fra un palo ed il successivo sia pari a circa **1,1 km**,

Gli aerogeneratori saranno suddivisi in gruppi, detti *sottocampi*; le turbine facenti parte dello stesso sottocampo saranno interconnesse in serie mediante cavi in media tensione. I sottocampi saranno interconnessi in parallelo ad una *sottostazione elettrica di utenza (ESP offshore)*.

Dalla ESP *offshore* avrà origine il *cavidotto marino* (o *cavidotto offshore*), in alta tensione, per il trasporto dell'energia elettrica alla terraferma. Il *cavidotto offshore*, lungo circa **65 km**, sarà in corrente alternata con tensione 220 kV, con approdo in corrispondenza della radice del molo di levante del Porto di Marinella di Selinunte, in provincia di Castelvetro (TP), ove sarà collocata la *buca di giunzione terra / mare*.

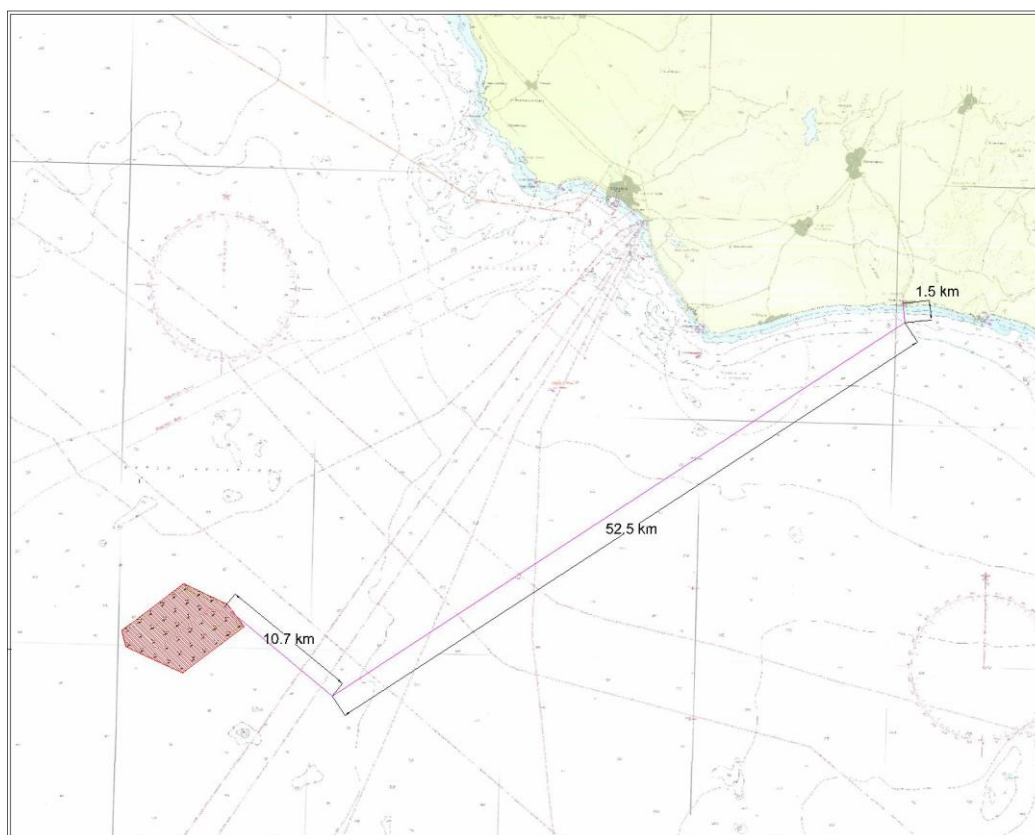


Figura B 2-2 Percorso del cavidotto marino

Dalla buca giunti ha origine il *cavidotto terrestre*, costituito da due tratti:

- un tratto in corrente alternata a 220 kV, di lunghezza pari a circa 18 km, dalla buca di giunzione terra/mare fino ad una *sottostazione elettrica di utenza (ESP onshore)*, da ubicarsi in prossimità dell'esistente stazione elettrica RTN di Partanna;
- un tratto in corrente alternata 220 kV, di lunghezza pari a circa 1 km, dalla ESP onshore fino ad un nuovo stallo a 220 kV sulla sezione a 220 kV della stazione elettrica RTN di Partanna.

Al fine di minimizzare l'impatto ambientale dovuto al campo elettromagnetico e di annullare l'impatto visivo, il *cavidotto terrestre* sarà interrato lungo tutto il percorso.

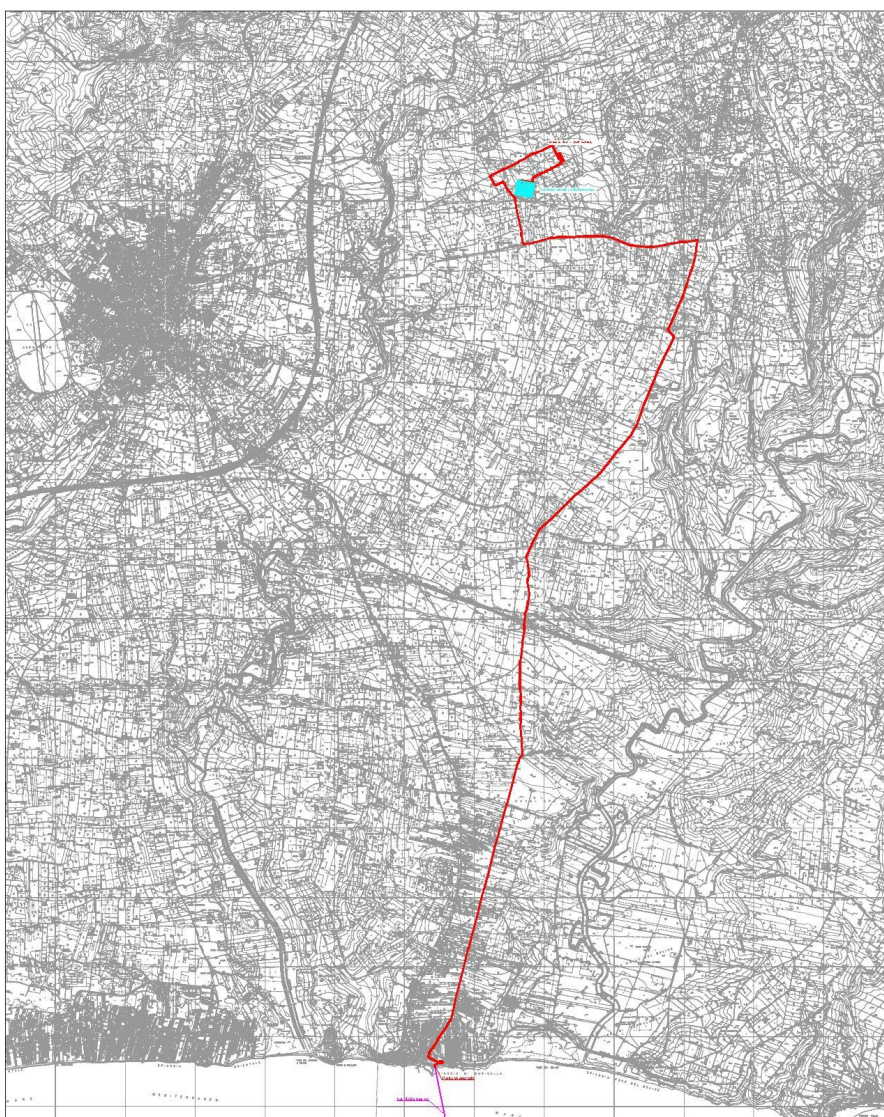


Figura B 2-3 Percorso del cavidotto terrestre di collegamento alla RTN

Nei capitoli seguenti, dopo una breve analisi delle risorse di vento disponibili, si esamineranno nel dettaglio le scelte progettuali, a partire dalle opzioni considerate in fase di sviluppo preliminare e dai criteri di selezione adottati per la definizione del progetto definitivo, di cui nel presente capitolo si è riportata una breve sintesi di carattere illustrativo.

B 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, 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.

B3.1 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; nella 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 B 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													

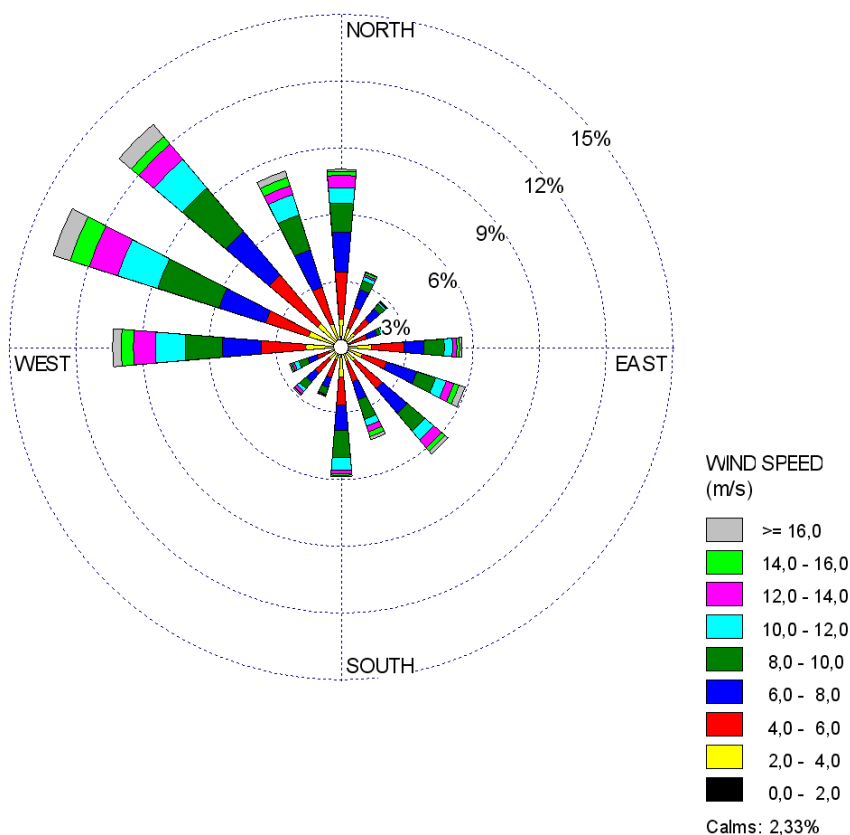


Figura B 3-1 Rosa dei venti a 10 m s.l.m. – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni da navi

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

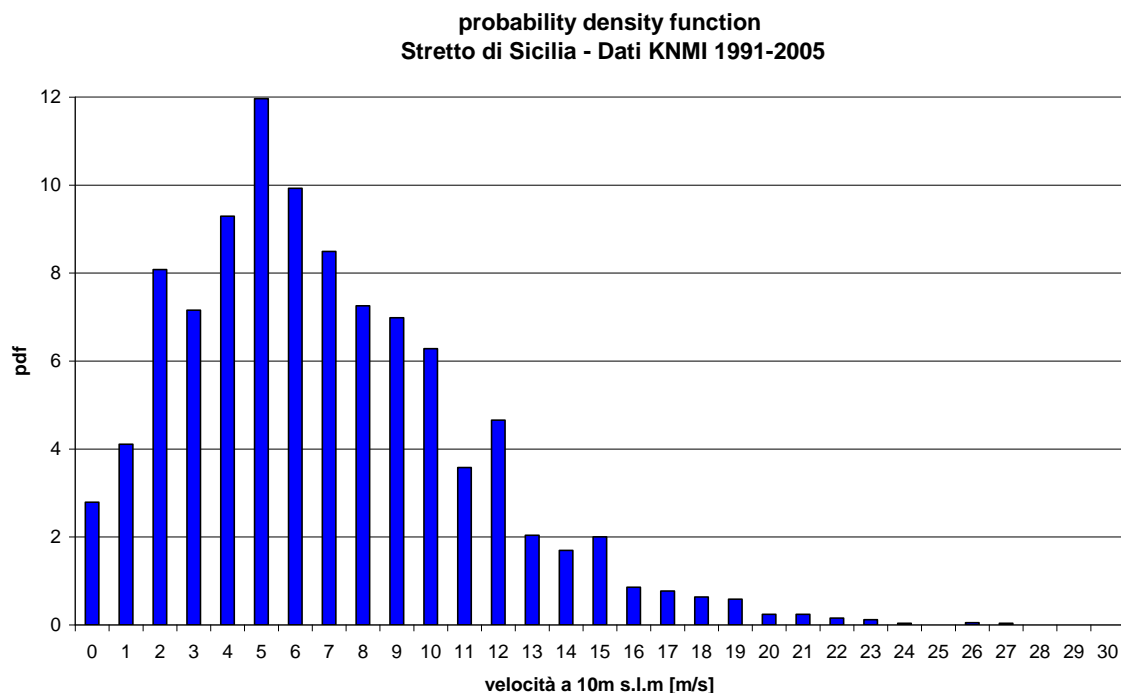


Figura B 3-2 Funzione densità di probabilità – dati KNMI (1991 - 2005)

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 come rosa dei venti.

Tabella B 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													

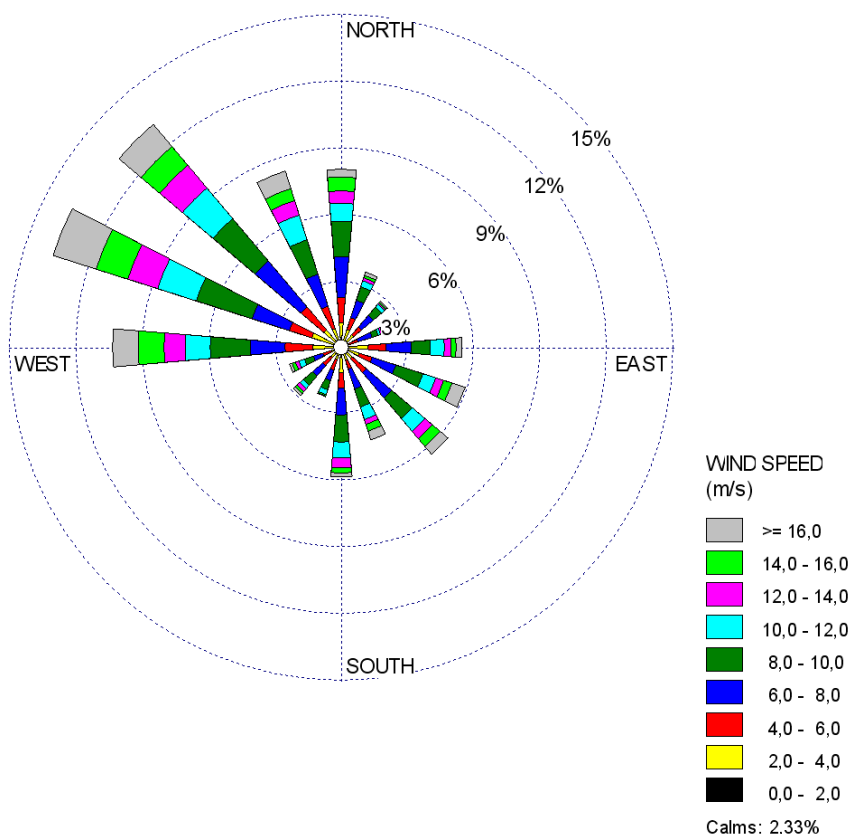


Figura B 3-3 Rosa dei venti a 90 m s.l.m. – dati KNMI (1991- 2005)

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 B 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 B 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 B 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

B3.2 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 B 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 B 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.

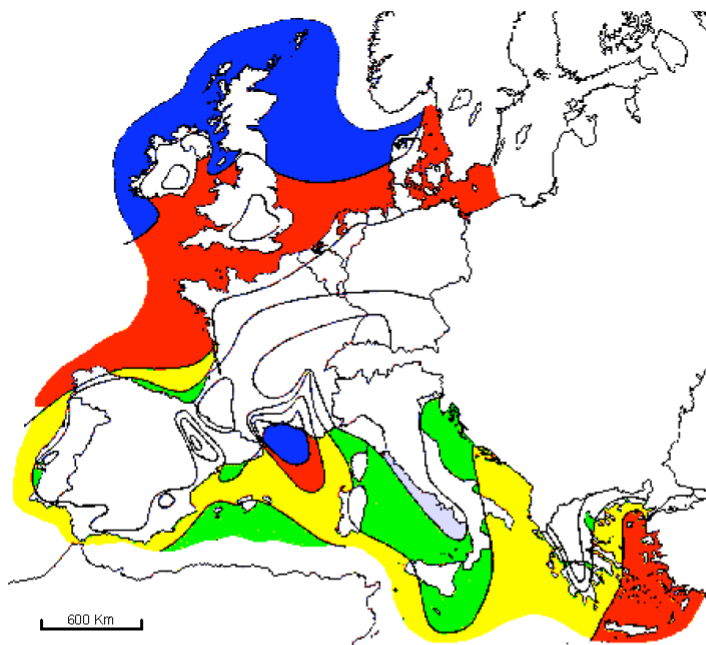
Stretto di Sicilia – dati satellitari QuikSCAT 07/1999 – 12/2008 velocità medie mensili del vento [m/s] a 10 m e 90 m s.l.m.		
MESE	velocità media a 10 m [m/s]	velocità media a 90 m [m/s]
Gennaio	8,0	9,6
Febbraio	8,0	9,7
Marzo	7,5	9,1
Aprile	7,5	9,0
Maggio	6,5	7,8
Giugno	5,3	6,4
Luglio	5,8	7,0
Agosto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

B3.3 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 Atlas¹; la figura seguente illustra le risorse di vento in mare aperto (a oltre 10 km dalla costa) relativamente al bacino del Mediterraneo, al Mar Baltico e al Mare del Nord.

¹ 1989 - Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark

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

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).

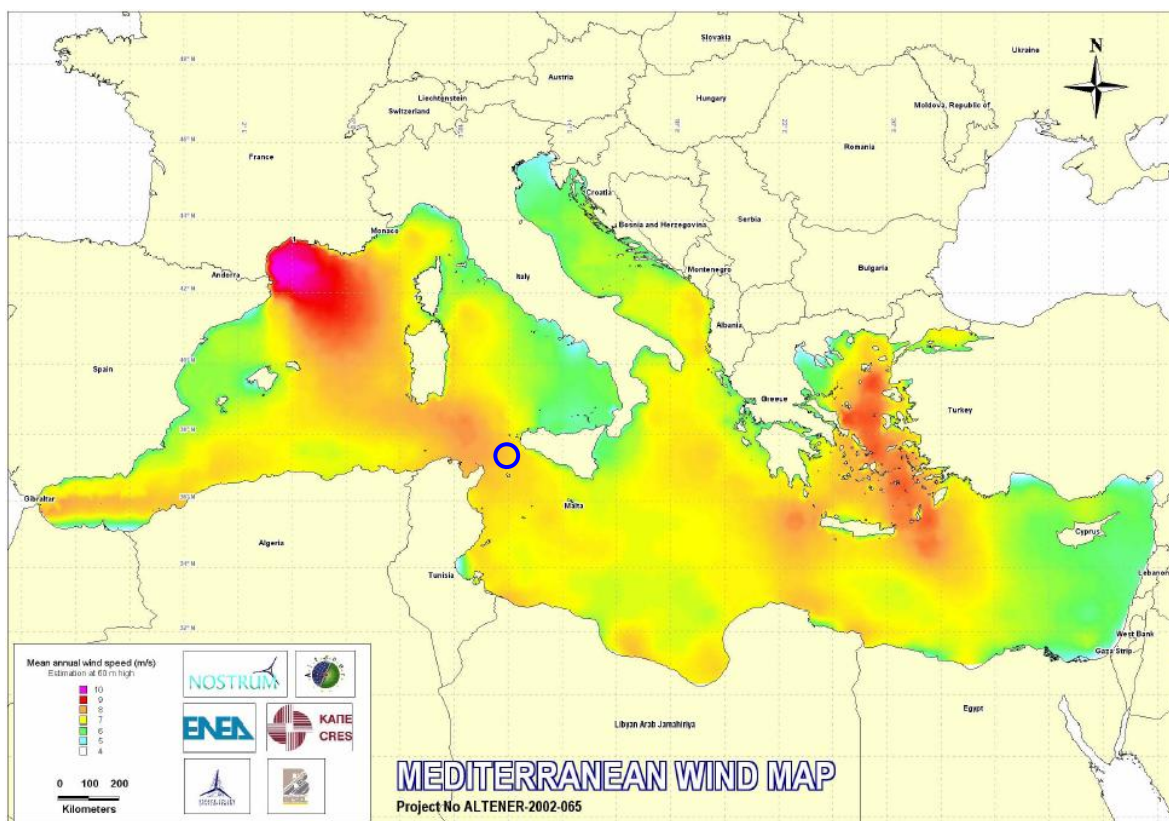


Figura B 3-5 Risorse del vento in mare aperto (medie annuali) a 60 m s.l.m. – Mediterranean Wind Map

L'area dell'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*², recentemente esteso anche alle zone *offshore* (versione 2006). Nella pagina seguente si riporta in figura 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.

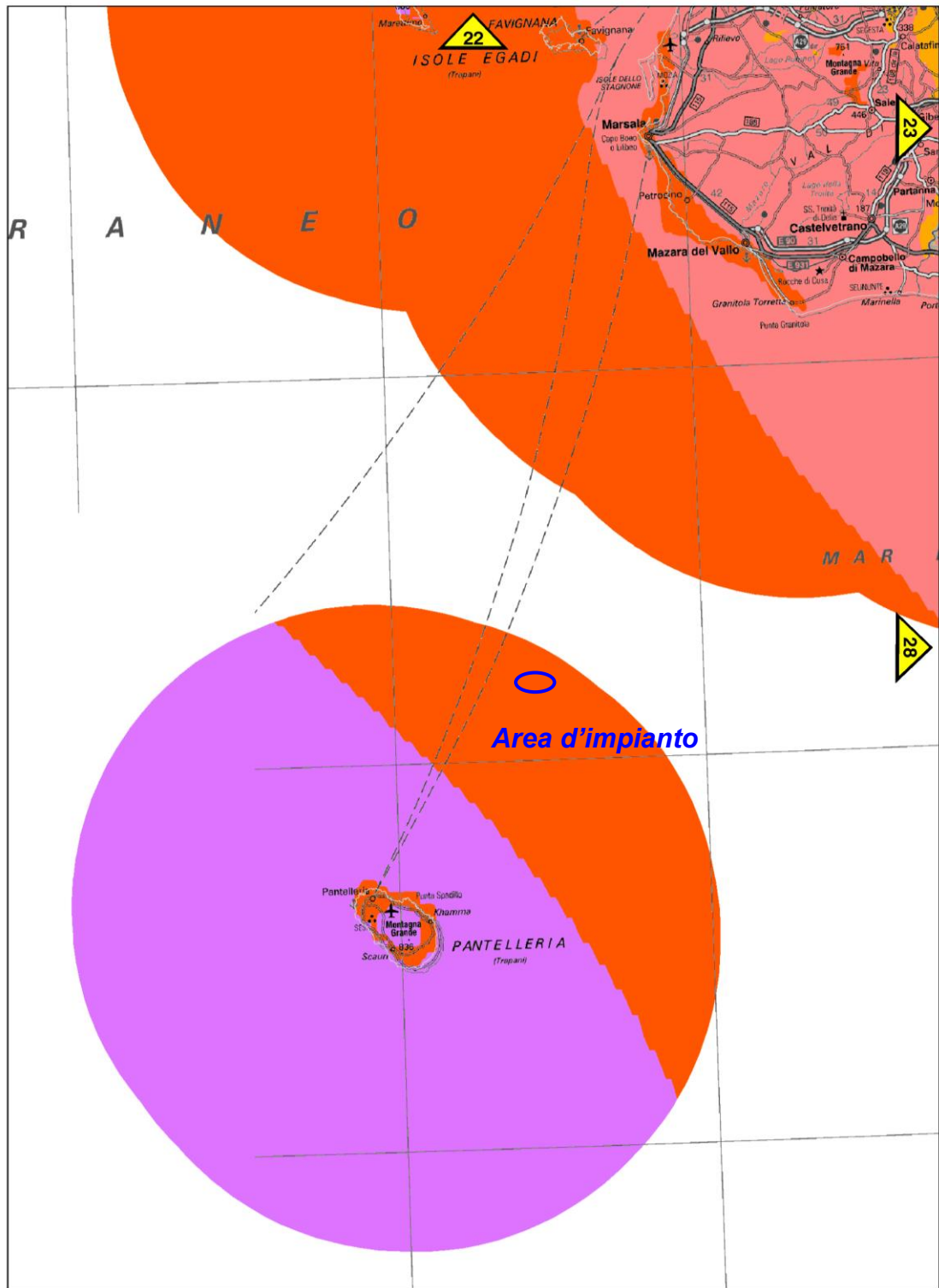
Per una dettagliata analisi delle risorse di vento si rimanda all'elaborato progettuale **PDP/R/1/WRA/001** - *Analisi delle risorse di vento e stima della producibilità*.

Nel capitolo seguente si affronterà la metodologia adottata per la scelta dell'aerogeneratore, da selezionare in modo da massimizzare lo sfruttamento della risorsa eolica disponibile, compatibilmente alla tutela del contesto ambientale in cui si dovrà inserire ed alla fattibilità economica dell'iniziativa.

² *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**



m/s

3	4	5	6	7	8	9	10	11
---	---	---	---	---	---	---	----	----

Mappa elaborata da CESI RICERCA in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema. Per una corretta interpretazione si veda il testo dell'Atlante (versione aggiornata 2006) di cui questa mappa fa parte.

0 20 40 Km

Cartografia di base: copyright GEONEX - DE AGOSTINI 2002 - Tutti i diritti riservati
www.geonext.it - info@geonext.it

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

SEZIONE B - QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

B 4. SCELTA DELL'AEROGENERATORE

A monte di una definizione del layout dell'impianto sono state condotte analisi sotto diversi profili, finalizzate alla definizione del giusto compromesso progettuale tra l'efficienza dell'opera e il minor disturbo ambientale, meglio descritto nel successivo quadro di riferimento come impatto.

Nello specifico, sono state valutate e comparate tra loro diverse soluzioni progettuali, prendendo in considerazione aerogeneratori di grossa taglia per applicazioni *offshore*, con potenza nominale compresa tra 3 MW e 6 MW, classificabili secondo lo schema seguente:

- Gruppo 1: aerogeneratori di affidabilità comprovata e largo impiego, con diametro rotore fino a 90 m e potenza nominale fino a 3 MW;
- Gruppo 2: aerogeneratori di recente concezione, più efficienti rispetto al precedente gruppo, con diametro rotore compreso tra 100 m e 115 m e potenza nominale compresa tra 3,3 MW e 4,5 MW;
- Gruppo 3: aerogeneratori innovativi di grossa taglia, con diametro rotore superiore a 115 m e potenza nominale superiore a 4,5 MW.

Tra gli aerogeneratori del Gruppo 1, si può citare come riferimento l'aerogeneratore Vestas V90 da 3 MW, disponibile sia per la versione *onshore* che *offshore*, la cui commercializzazione ha già raggiunto la fase matura. Tale aerogeneratore, di comprovata affidabilità, ha un diametro del rotore pari a 90 m.

Per quanto riguarda il Gruppo 2, esso comprende aerogeneratori la cui fase commerciale è stata avviata di recente o non è ancora stata avviata. Tali aerogeneratori hanno un diametro del rotore superiore rispetto al gruppo precedente, in grado di garantire una potenza nominale più elevata e una maggiore efficienza. Come valido riferimento si può citare l'aerogeneratore General Electric 3.6sl, avente un rotore di 111 m e una potenza nominale pari a 3,6 MW.

Il Gruppo 3 comprende per lo più aerogeneratori ancora in fase di sviluppo o di test, la cui commercializzazione non è ancora stata avviata. Tra questi, l'aerogeneratore in fase più avanzata, prossimo alla commercializzazione su larga scala e di cui esistono già esemplari installati³, è prodotto dalla REpower System: il REpower 5M. Tale aerogeneratore, avente un diametro di 126 m e una potenza nominale di 5 MW, rappresenta il più grande aerogeneratore *offshore* mai installato finora. Esso verrà a breve commercializzato anche

³ 17 aerogeneratori REpower 5M installati a tutto gennaio 2009 di cui 8 *offshore*, come di seguito specificato:
Progetto Beatrice (Scozia – 2007): 2 aerogeneratori REpower 5M installati alla profondità di -45 m a 25 km dalla costa
<http://www.beatricewind.co.uk>
Thornton Bank (Belgio - 2008): 6 aerogeneratori REpower 5M installati alla profondità di -25 m a 30 km da Zeebrugge
<http://www.c-power.be>

nella versione 6M, attualmente in fase di test:: si tratta del medesimo aerogeneratore della serie 5M, avente diametro del rotore di 126 m, ma in grado di sviluppare una potenza nominale pari a 6 MW.

La scelta dell'aerogeneratore è stata 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 secondo luogo, è stata valutata la potenzialità dell'area di progetto rispetto all'aerogeneratore considerato, in termini di potenza nominale complessiva installabile e corrispondente produzione elettrica annua. In ultima analisi, valutazioni di tipo economico ed ambientale hanno portato alla definizione completa degli scenari da confrontare.

B4.1 Valutazione della producibilità annuale

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

Nel seguito si riportano dunque le caratteristiche tecniche degli aerogeneratori dei tre gruppi individuati, con particolare riferimento alla curva di potenza, rappresentante la potenza elettrica in funzione della velocità del vento misurata all'altezza del mozzo.

Gruppo 1: aerogeneratore Vestas V90 da 3.0 MW

Dati tecnici:

Diametro rotore:	90 m
altezza mozzo	65 - 105 m
velocità di inserimento:	4 m/s
velocità nominale:	15 m/s
velocità di disinserimento:	25 m/s
Potenza nominale	3.000 kW

Velocità del vento [m/s]	Potenza elettrica P[kW]
3	0
4	77
5	190
6	353
7	581
8	886
9	1273
10	1710
11	2145
12	2544
13	2837
14	2965
[15, 25]	3000
>25	0

curva di potenza - aerogeneratore Vestas V90 3.0 MW

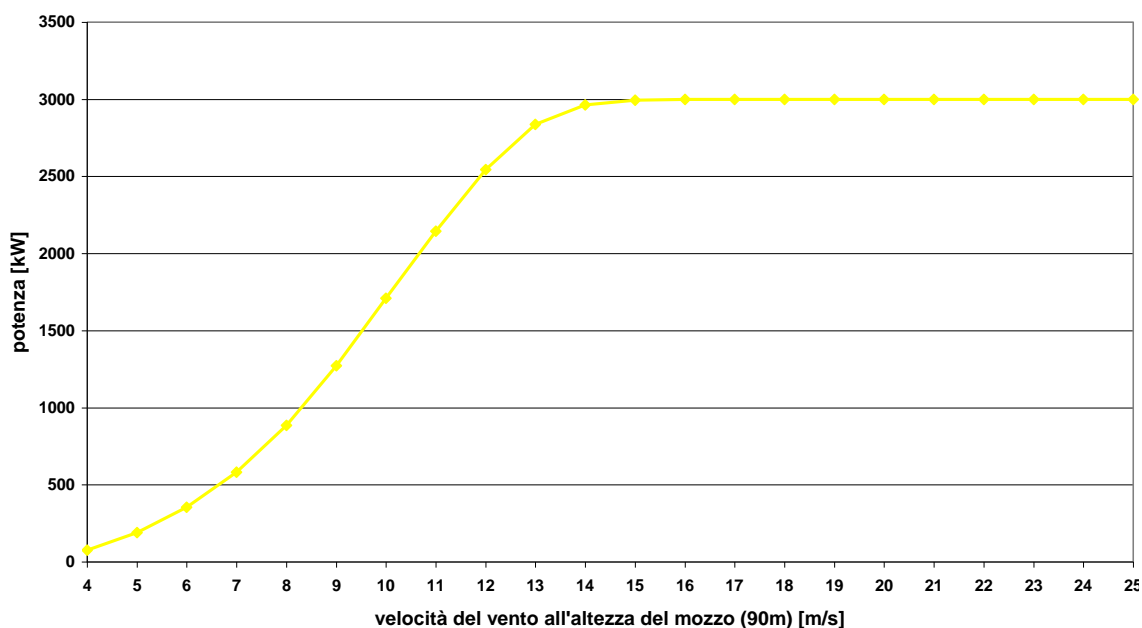


Figura B 4-1 Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore da 3 MW

Gruppo 2: aerogeneratore General Electric 3.6sl

Dati tecnici:

Diametro rotore:	111 m
altezza mozzo	90 - 100 m
velocità di inserimento:	3,5 m/s
velocità nominale:	14 m/s
velocità di disinserimento:	27 m/s (<i>offshore</i>)
Potenza nominale	3.600 kW

Velocità del vento [m/s]	Potenza elettrica P[kW]
3,5	0
4	58
5	247
6	518
7	839
8	1284
9	1853
10	2560
11	3161
12	3487
13	3584
[14, 27]	3600
>27	0

curva di potenza - aerogeneratore GE 3.6sl

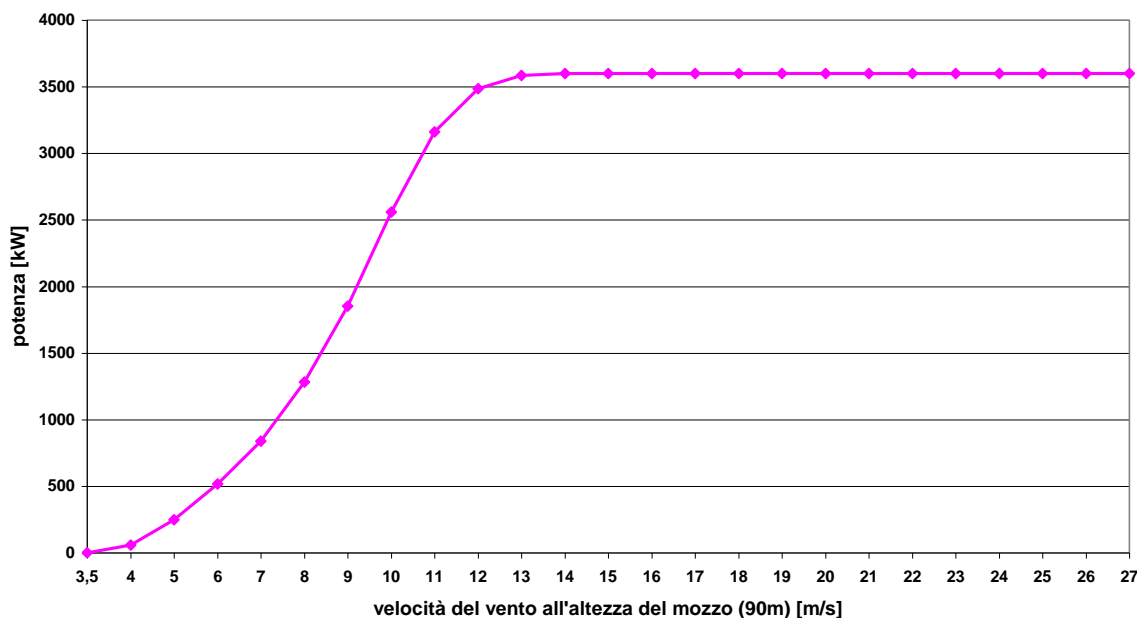


Figura B 4-2 Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore da 3,6 MW

Gruppo 3: aerogeneratore REpower 5M / REpower 6M

Dati tecnici:

Diametro rotore:	126 m
altezza mozzo	90 - 100 m
velocità di inserimento:	3,5 m/s
velocità nominale:	13 m/s (5M) 14 m/s (6M)
velocità di disinserimento:	30 m/s (<i>offshore</i>)
Potenza nominale	5.000 kW (5M) 6.000 kW (6M)

Velocità del vento [m/s]	Potenza elettrica P[kW]	
	5M	6M
3,5	53	60
4	126	137
5	352	359
6	648	658
7	1081	1098
8	1638	1670
9	2335	2382
10	3170	3232
11	4017	4093
12	4755	4935
13	5000	5626
[14, 30]	5000	6000
>30	0	0

curva di potenza - aerogeneratore REpower 5M e 6M

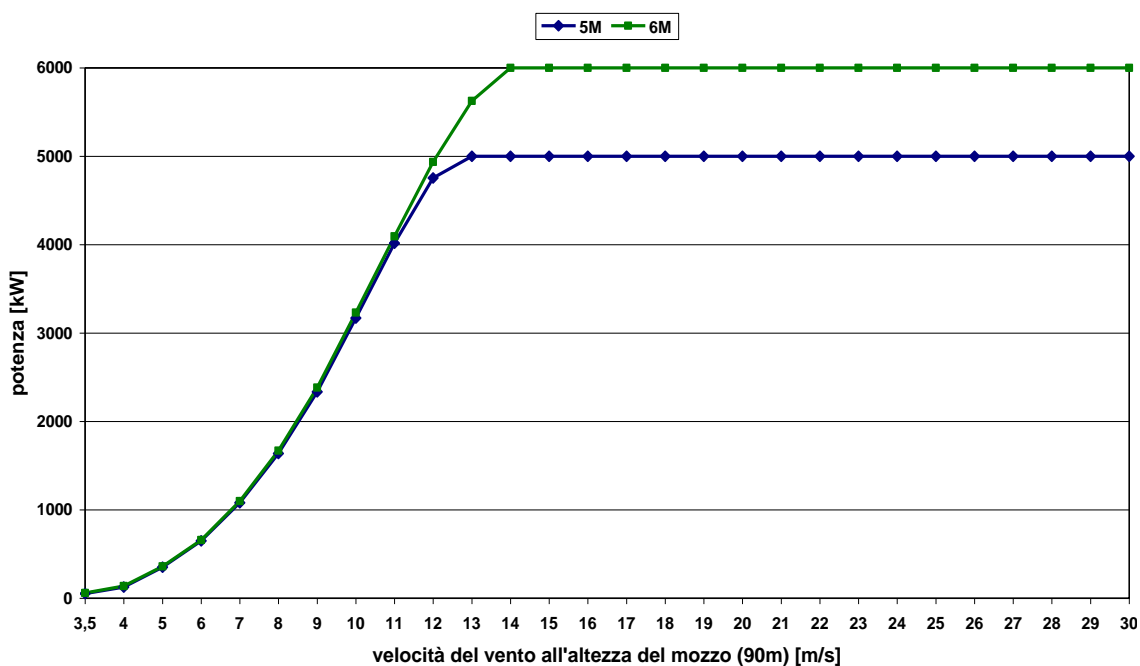


Figura B 4-3 Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore da 5 MW e 6 MW

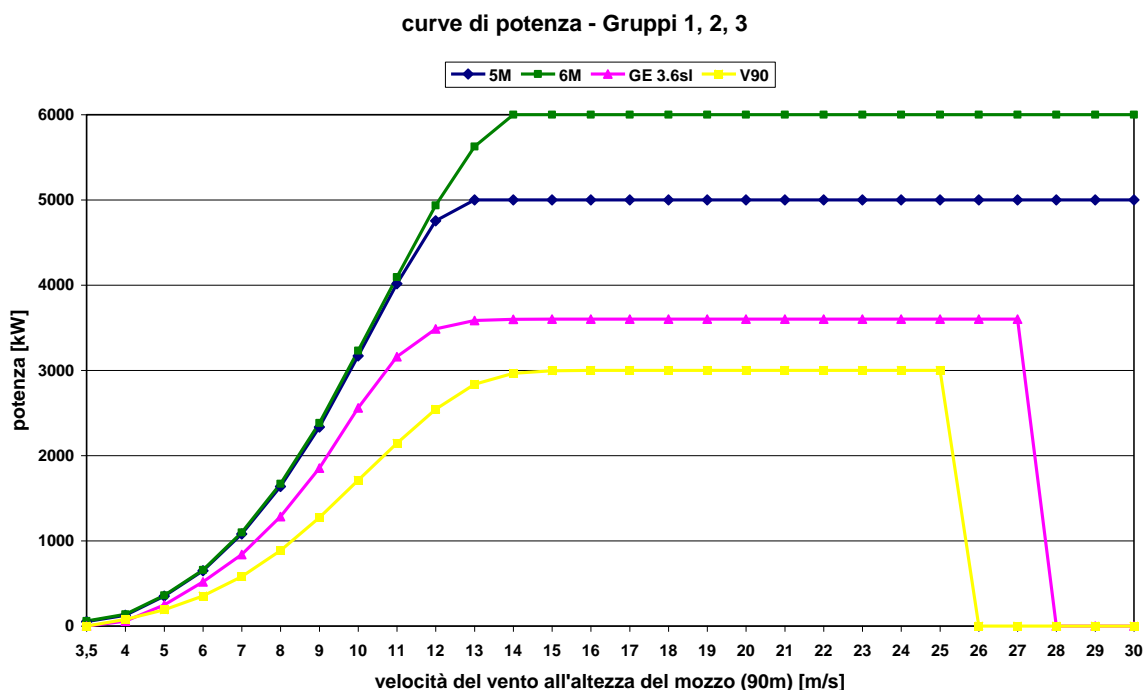


Figura B 4-4 Curve di potenza – Gruppi 1, 2, 3.

La tabella seguente riporta i risultati della simulazione relativa alla stima della producibilità media annua della singola macchina, in termini di *ore equivalenti annue* ed energia totale prodotta [GWh/anno], relativamente agli aerogeneratori scelti come riferimento per singolo gruppo. Come valori di input si sono utilizzati i dati KNMI per il periodo 1991-2005 trasposti a 90 m.

Tabella B 4-1 Producibilità del singolo aerogeneratore

Gruppo 1 Vestas V90		Gruppo 2 GE 3.6sl		Gruppo 3 REpower 5M / 6M	
ore eq. [h/y]	GWh/y	ore eq. [h/y]	GWh/y	ore eq. [h/y]	GWh/y
3.572	10,72	3.962	14,26	3.808 (5M)	19,04 (5M)
				3.647 (6M)	21,88 (6M)

Se si raffronta la producibilità in termini assoluti, ovvero in termini di energia annua generata, l'aerogeneratore GE 3.6sl da 3,6 MW e gli aerogeneratori REpower 5M e 6M da 5 MW e 6 MW producono rispettivamente il 33% (GE), il 77% (5M) e il 104% (6M) in più rispetto al V90 da 3 MW.

Al fine di ottimizzare il più possibile lo sfruttamento della risorsa vento, si è dunque scelto di **escludere l'opzione progettuale di aerogeneratori del Gruppo 1**, ricorrendo quindi ad aerogeneratori di recente o innovativa concezione (Gruppo 2 e Gruppo 3).

B 5. 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° - 360°** (vento in prevalenza da NO) e, secondariamente, dal settore 90° - 180°, (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 8 diametri tra aerogeneratori contigui garantisce una riduzione quasi totale dell'effetto di turbolenza.

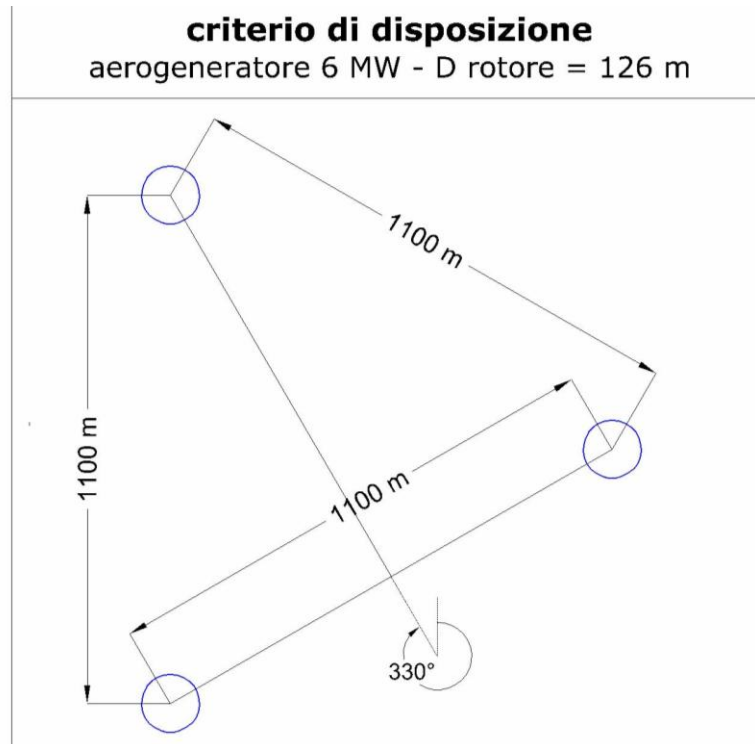


Figura B 5-1 Criterio di disposizione adottato per l'aerogeneratore REpower 5M / 6M

B 6. DEFINIZIONE DEL LAYOUT DELL'IMPIANTO

Come detto precedentemente, la scelta dell'aerogeneratore deve prendere in considerazione non solo la potenzialità della singola macchina rispetto alle caratteristiche anemologiche del sito, ma anche la potenzialità dell'area di progetto rispetto all'aerogeneratore considerato, in termini di potenza nominale complessiva installabile. Sono stati confrontati a tal fine due scenari:

- OPZIONE A - parco eolico costituito da aerogeneratori del Gruppo 2, con riferimento alla turbina GE 3.6sl;
- OPZIONE B - parco eolico costituito da aerogeneratori del Gruppo 3, con riferimento alle turbine REpower 5M e REpower 6M.

Per la definizione del layout, in base ai dati di vento disponibili e alle specifiche delle turbine considerate, si è scelto di adottare un reticolo con passo di 8 diametri del rotore rispetto alla direzione prevalente di vento, e di 8 diametri del rotore rispetto alla direzione in cui si registra la minore intensità di vento.

La tabella seguente sintetizza la potenzialità del progetto in termini di numero di aerogeneratori installabili, potenza nominale installabile e corrispondente producibilità espressa in GWh/anno.

Tabella B 6-1 Potenzialità del progetto – “Opzione A” e “Opzione B”

	OPZIONE A			OPZIONE B				
	WT 3,6 MW			5/6MW	WT 5 MW		WT 6 MW	
	n. pali	P [MW]	GWh/y	n. pali	P [MW]	GWh/y	P [MW]	GWh/y
Area di progetto	43	154,8	613,3	38	190	723,5	228	831,5

Come si evince dalla tabella, l’opzione progettuale “B” risulta più favorevole rispetto alla “opzione A”, sia in termini di potenza nominale complessiva che dal punto di vista della producibilità annua. La scelta di aerogeneratori da 5 MW e 6 MW, rispetto all’ipotesi di aerogeneratori da 3,6 MW, comporta infatti un incremento della potenza nominale installata del 23% (5M) e del 47% (6M) e un incremento dell’energia annua prodotta pari al 18% (5M) e 36% (6M).

Come detto in precedenza, una definizione completa degli scenari progettuali deve avere alla base valutazioni di tipo ambientale ed economico, espresse in termini di costi-benefici.

In linea generale, a parità di potenza installata, la scelta di utilizzare un aerogeneratore di grande taglia, rispetto ad uno di taglia media o piccola, implica l’installazione di un minor numero di aerogeneratori, con conseguente riduzione delle infrastrutture connesse (fondazioni, cavi di interconnessione tra aerogeneratori, ecc). Di conseguenza, il costo di produzione del kWh e, analogamente, i costi di installazione per kWh prodotto decrescono al crescere della potenza nominale della turbina installata. A titolo esemplificativo, la figura a pagina seguente⁴ riporta l’andamento dei costi di installazione per kWh prodotto rispetto al crescere delle dimensioni delle turbine nel periodo 1980 – 2000, relativamente alla Danimarca (per gli altri paesi si riscontra un andamento analogo).

Nel caso in esame, l’Opzione B è risultata essere migliore rispetto all’Opzione A: a fronte di costi di installazione complessivi comparabili, la scelta di aerogeneratori da 5 / 6 MW, rispetto ad aerogeneratori da 3,6 MW, comporta un incremento dell’energia annua prodotta pari al 33% (5M) e 53% (6M) per il singolo aerogeneratore e pari al 18% (5M) e 36% (6M) per l’intero parco eolico.

⁴ EWEA (European Wind Energy Association) *Wind Energy – the Facts – costs & prices* - 2004, vol. 2, pag. 105

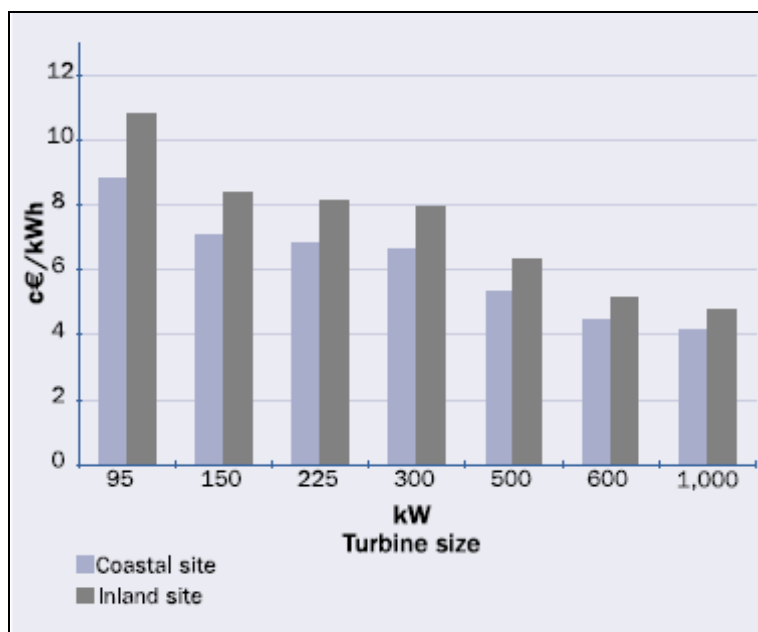


Figura B 6-1 Potenza nominale dell'aerogeneratore [kW] vs. costo di produzione del kWh [c€/kWh] ^[3]

La scelta “Opzione B” risulta vincente anche dal punto di vista ambientale, in quanto consente una maggiore producibilità (a cui corrisponde una quota di mancate emissioni inquinanti superiori del 18% (5M) e 36% (6M)) a fronte di un minor impatto ambientale (installazione di 38 pali eolici rispetto a 43, con maggiore distanza reciproca tra aerogeneratori).

Tabella B 6-2 Energia annua prodotta e corrispondenti emissioni annue di CO₂ e NO_x evitate ⁵

OPZIONE A				OPZIONE B						
General Electric 3.6sl				5M / 6M	REpower 5M			REpower 6M		
n. pali	GWh/y	t/y CO ₂	t/y NO _x	n. pali	GWh/y	t/y CO ₂	t/y NO _x	GWh/y	t/y CO ₂	t/y NO _x
43	613,3	325.662	920	38	723,5	384.179	1.085	831,5	441.535	1.247

Tabella B 6-3 Energia prodotta e corrispondenti emissioni di CO₂ e NO_x evitate ⁴ nella vita utile della centrale eolica ⁶

OPZIONE A			OPZIONE B					
General Electric 3.6sl			REpower 5M			REpower 6M		
GWh	t CO ₂	t NO _x	GWh	t CO ₂	t NO _x	GWh	t CO ₂	t NO _x
12.266	6.513.246	18.399	14.470	7.683.570	21.705	16.630	8.830.700	24.945

In fase di progettazione definitiva si è dunque adottata l'opzione progettuale B, comprendente aerogeneratori di innovativa concezione, con potenza nominale pari a 6 MW.

⁵ fattore del mix elettrico italiano alla distribuzione: 0,531 kg CO₂/kWh
0,0015 kg NO_x/kWh

[fonte: Ministero dell'Ambiente]
[fonte: norma UNI 10349]

⁶ ipotizzando una vita utile di 20 anni

B 7. DESCRIZIONE DELL'AEROGENERATORE DI PROGETTO

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. In questo capitolo si farà riferimento in particolare all'aerogeneratore *REpower 6M* prodotto dalla *REpower Systems*, essendo attualmente l'aerogeneratore da 6 MW il cui sviluppo è in fase più avanzata e di cui esistono già esemplari installati.

B7.1 Descrizione dell'aerogeneratore *REpower 6M*

L'aerogeneratore *REpower 6M* ha 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.

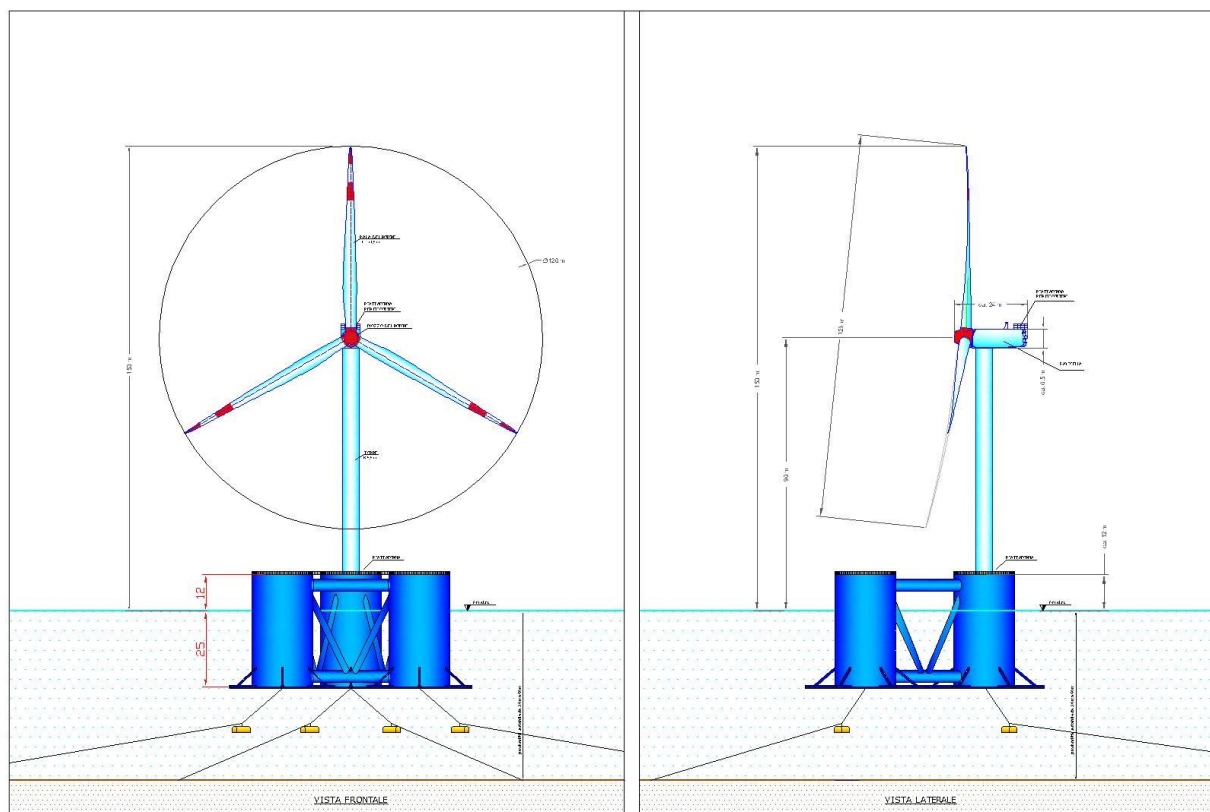


Figura B 7-1 Prospetto dell'aerogeneratore di progetto

B7.1.1 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 giri/minuto (+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 nominale⁷, 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.

B7.1.2 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.

⁷ per *velocità nominale* si intende la velocità del vento, misurata all’altezza del mozzo, alla quale la turbina raggiunge la potenza nominale.

B7.1.3 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 $\pm 33\%$ (+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.

B7.1.4 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.

B7.1.5 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.

B7.1.6 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.

B7.1.7 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.

B7.1.8 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.

B7.1.9 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 le fondazioni e 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.

B7.1.10 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.

B7.1.11 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*.

B7.1.12 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/0/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*.

B7.1.13 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.

B7.2 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 rimorchiati presso l'area d'impianto tramite chiatte, come meglio descritto nel Piano di Cantiere **PDP/R/1/PC/001**

B7.3 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.

B 8. DESCRIZIONE DELLE FONDAZIONI

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

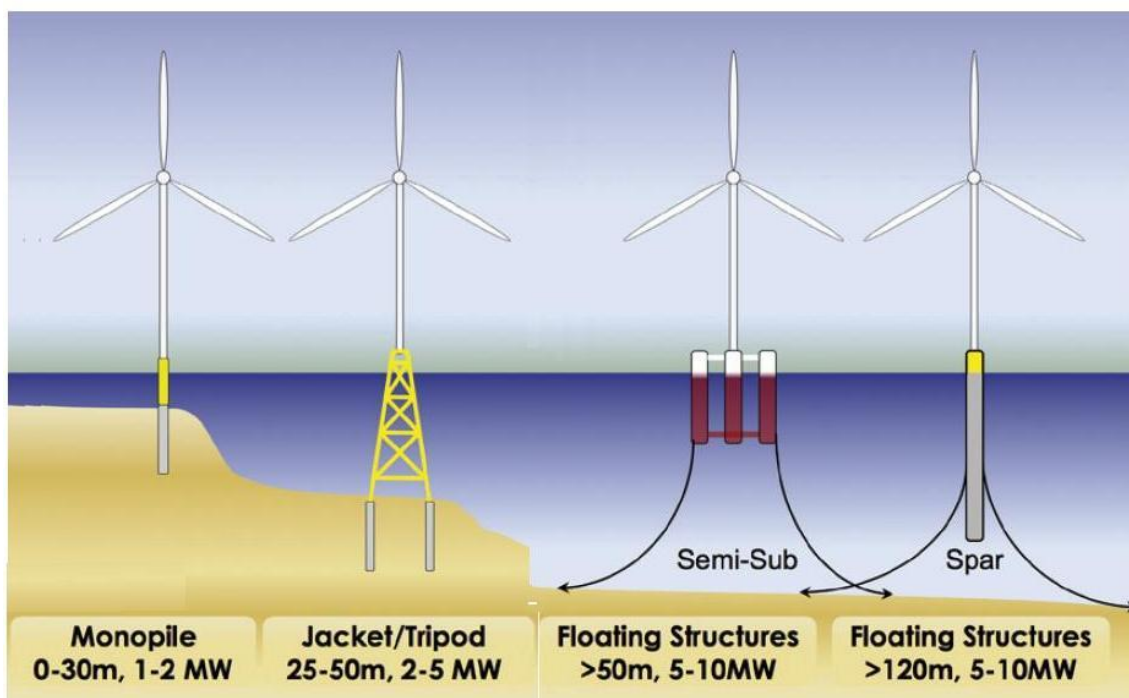
- la fondazione;
- l'aerogeneratore, composto da torre, navicella e rotore.

Mentre navicella e rotore sono definite a priori, gli altri elementi cambiano in funzione dei parametri meteomarinari (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 8-1 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 poggiare 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.

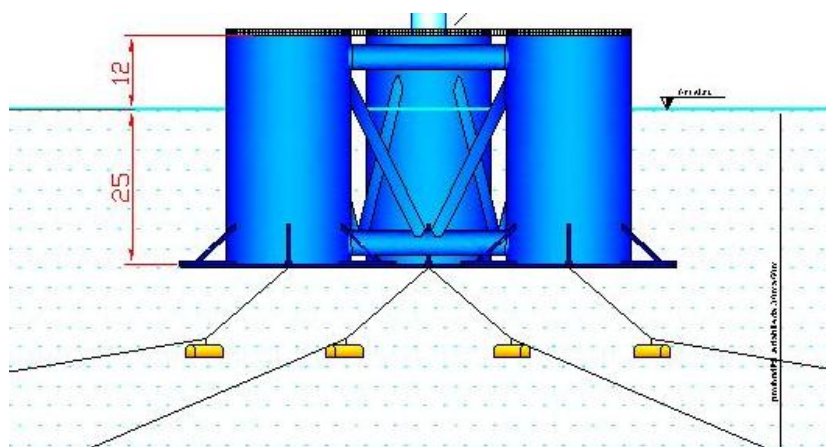


Figura 8-3 Fondazione galleggiante di progetto

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.

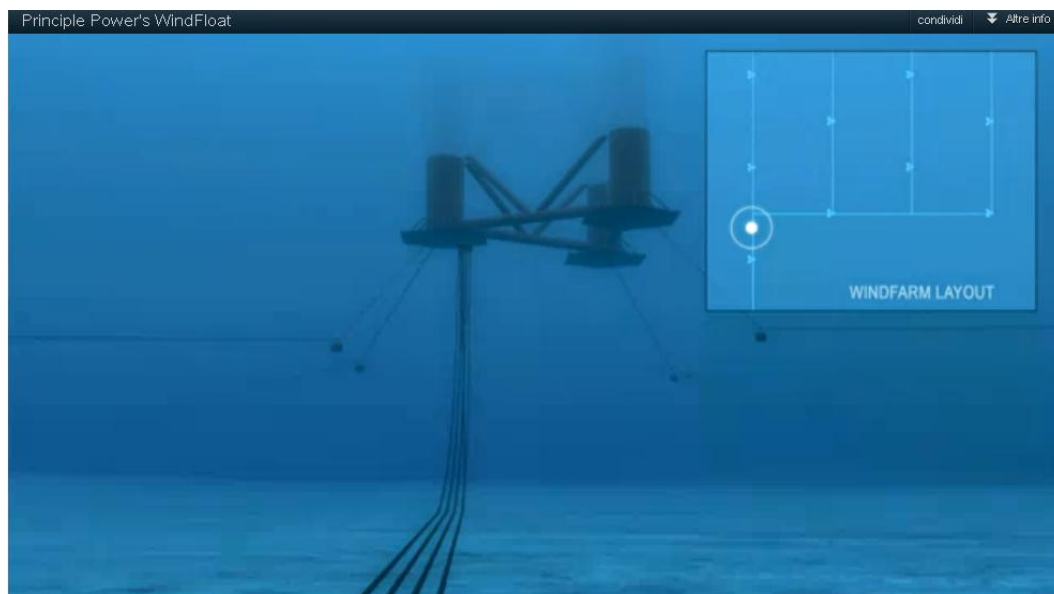


Figura 8-4 Zavorre di ancoraggio delle strutture.

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.

B8.1 Dismissione delle fondazioni

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

B 9. 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 alla *sottostazione elettrica offshore (ESP)*, in cui avverrà la conversione 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.

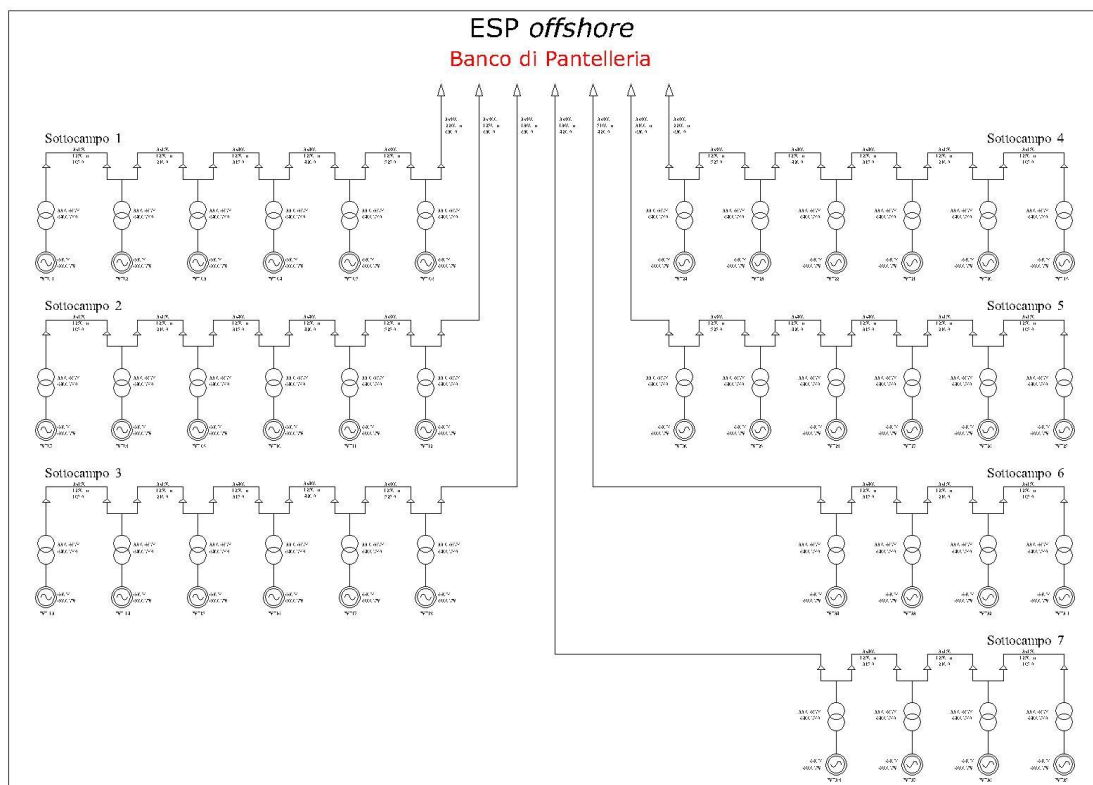


Figura 9-1 Schema unifilare semplificato dell'impianto - sottocampi 1-7

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 come mostrato figura.



Figura B 9-2 Sezione tipica del cavo marino XLPE tripolare in rame, con schermi in piombo, armatura in acciaio e fibra ottica.

B 10. DEFINIZIONE DEL CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO ALLA RTN

La corrente trasportata dai cavi MT verrà convertita dalla media tensione in corrente alternata (33 kV 50 Hz) all'alta tensione tramite dei trasformatori collocati in una sottostazione elettrica (ESP *offshore*). Da tale sottostazione, la corrente verrà trasportata alla Rete di Trasmissione Nazionale tramite un cavidotto in alta tensione, in parte via mare (cavidotto marino o *offshore*) e in parte via terra (cavidotto terrestre o *onshore*).

In fase di progettazione preliminare, si è affrontata la problematica della connessione della ESP *offshore* alla RTN sia dal punto di vista della tecnologia da adottare (cavidotto in corrente alternata o in corrente continua), sia dal punto di vista del percorso del cavidotto.

B10.1 Scelta della tipologia di connessione

Per quanto riguarda l'aspetto tecnologico, si possono impiegare diverse soluzioni:

- collegamenti in corrente alternata con tensioni di 150 kV - 170 kV
- collegamenti in corrente alternata con tensioni di 220 kV
- collegamenti in corrente continua, con convertitori di tipo LCC
- collegamenti in corrente continua, con convertitori di tipo VSC

La scelta della soluzione migliore discende, più che da considerazioni di carattere tecnico (le soluzioni sono tutte tecnicamente sostenibili), da ragioni di economicità e di compatibilità ambientale della tipologia connessione.

Da un punto di vista tecnico, la soluzione che prevede l'uso di collegamenti in cavo marino in AC presenta infatti il problema della riduzione della capacità di trasporto del cavo, dovuta alla presenza delle correnti capacitive che sono causate dalla capacità del cavo medesimo. Con l'uso delle nuove tecnologie di cavi, che prevedono l'adozione di isolamenti estrusi, la capacità per unità di lunghezza risulta ridotta rispetto al passato e sono stati risolti i problemi meccanici ed ambientali dovuti alla presenza dell'olio prevista nella tecnologia di un tempo, ma rimane comunque una limitazione di capacità di circa 200 MW per un singolo link di lunghezza massima pari a 200 km (alla tensione di 150 kV), con la necessità di batterie di compensazione sia a mare che a terra (SVC).

Utilizzando livelli di tensione superiore (220 kV) si possono raggiungere potenze unitarie per link pari a 300 MW per 150 km o 350 MW per 100 km di lunghezza.

La soluzione in corrente continua, invece, non presenta ovviamente il problema della corrente capacitiva (poiché la frequenza è pari a 0) ma, tra le due tecnologie, i convertitori di

tipo VSC presentano allo stato attuale delle limitazioni nella potenza unitaria dei convertitori oltre che fattori di perdita più elevati, mentre quelli di tipo LCC non hanno tali inconvenienti, ma sono più ingombranti e costosi.

Da alcuni studi effettuati, parametrati sulla base della potenza del parco e della sua distanza dalla terraferma, è stato creato un abaco (riportato nella figura seguente) dal quale si può ricavare la soluzione di collegamento ottimale.

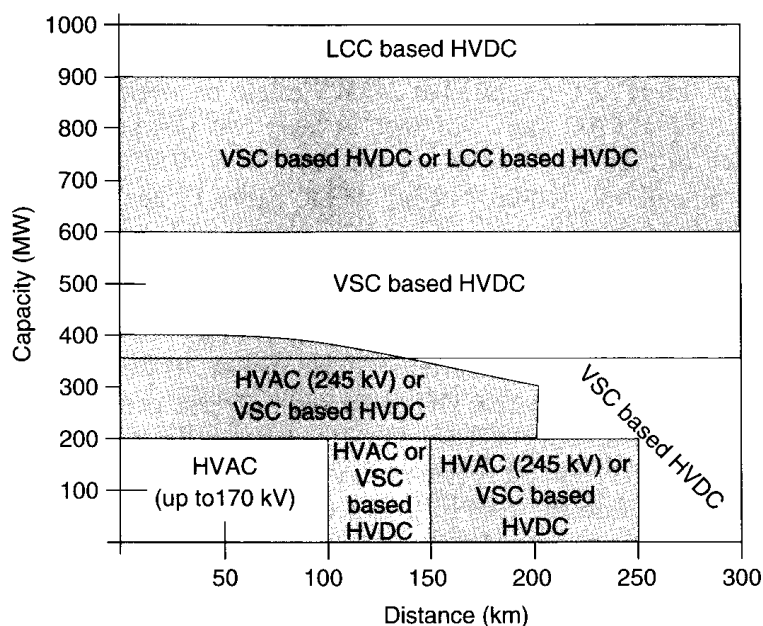


Figura B 10-1 Abaco per la scelta della tipologia di connessione in relazione alla lunghezza del cavo e alla potenza nominale dell'impianto

Si può dunque concludere che, nel caso in esame, ovvero per una distanza dalla terraferma di circa 70 km e per una potenza pari a 228 MW, il collegamento ottimale è in corrente alternata alla tensione di 220 kV oppure in HVDC di tipo VSC.

Dal punto di vista *economico*, la soluzione in corrente continua comporta costi elevati dovuti alla necessità di installare due sottostazioni per la doppia trasformazione da corrente alternata a corrente continua (ESP *offshore* AC/DC) e da corrente continua a corrente alternata (ESP *onshore* DC/AC). Viceversa, nel caso della corrente alternata, è necessaria una sola stazione per elevare la tensione da medio voltaggio ad alto voltaggio (ESP *offshore* MT/AT), molto più economica rispetto ad una stazione di conversione AC/DC.

Per quanto riguarda il cavo, la soluzione in corrente alternata trifase richiede l'impiego di tre cavi; la soluzione in corrente continua necessita invece di due soli cavi. Nel caso di attraversamenti sottomarini, il costo del singolo cavo è molto elevato, sia a causa dell'isolamento richiesto, che per l'incidenza della posa del cavo stesso. Per questa ragione, per distanze superiori a 50-60 km dal punto di connessione, la soluzione in corrente continua può risultare più conveniente della connessione in alternata: per tali distanze il risparmio

legato all'utilizzo di due soli cavi sottomarini compensa la maggiore spesa legata alla doppia trasformazione AC/DC e DC/AC. La soluzione in corrente alternata necessita inoltre della compensazione della potenza reattiva con l'impiego di compensatori lungo la linea e perdite più elevate.

Nel caso in esame le valutazioni economiche ed ambientali sopraesposte hanno portato alla scelta progettuale di un cavidotto in corrente alternata in alta tensione a 220 kV.

B10.2 Definizione del percorso

Relativamente alla scelta del percorso del tratto di cavidotto *offshore* e, di conseguenza, del tratto *onshore*, sono state valutate due ipotesi progettuali, denominate rispettivamente “Opzione 1” e “Opzione 2”.

L'Opzione 1 prevede la realizzazione di un cavidotto offshore di lunghezza pari a circa 60 km, con approdo in corrispondenza della foce del Fiume Delia (denominata “La Bocca”), a circa 3 km direzione SE rispetto a Mazara del Vallo (Figura B8-2). La scelta dell'approdo è stata effettuata con l'intento di ridurre il più possibile la lunghezza del cavidotto *offshore*, in modo da ridurre conseguentemente sia l'impatto ambientale connesso alla posa dei cavi che i costi di fornitura e posa in opera.

Il cavidotto *onshore*, dalla foce del Fiume Delia alla sottostazione RTN di Partanna, ha una lunghezza pari a circa 30,4 km. Al fine di minimizzare l'impatto ambientale dovuto al campo elettromagnetico e di annullare l'impatto visivo, è previsto l'interramento dei cavi lungo tutto il percorso. La scelta del percorso è stata effettuata in modo da evitare la posa in zone vincolate dal punto di vista ambientale (SIC e ZPS).

OPZIONE 1 – approdo in corrispondenza della foce del Fiume Delia (“La Bocca”)

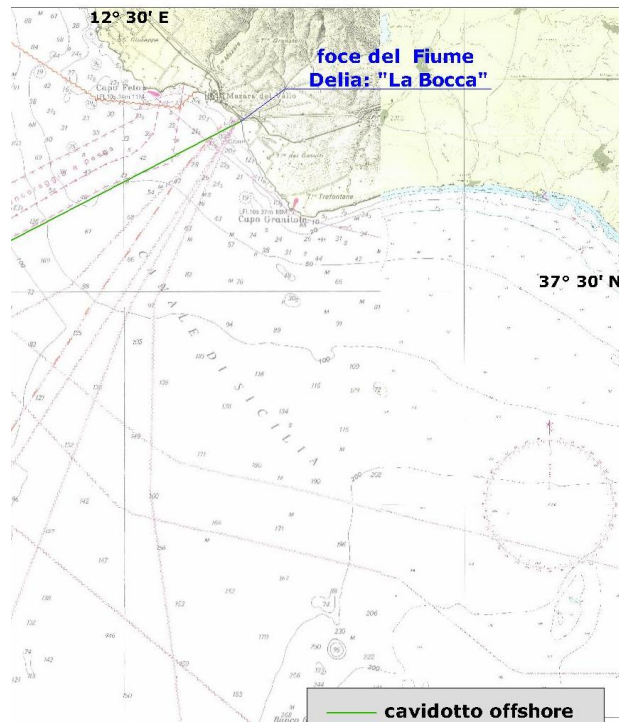


Figura B 10-2 Percorso del cavidotto di collegamento alla RTN – tratto offshore in corrispondenza dell'approdo – Opzione 1

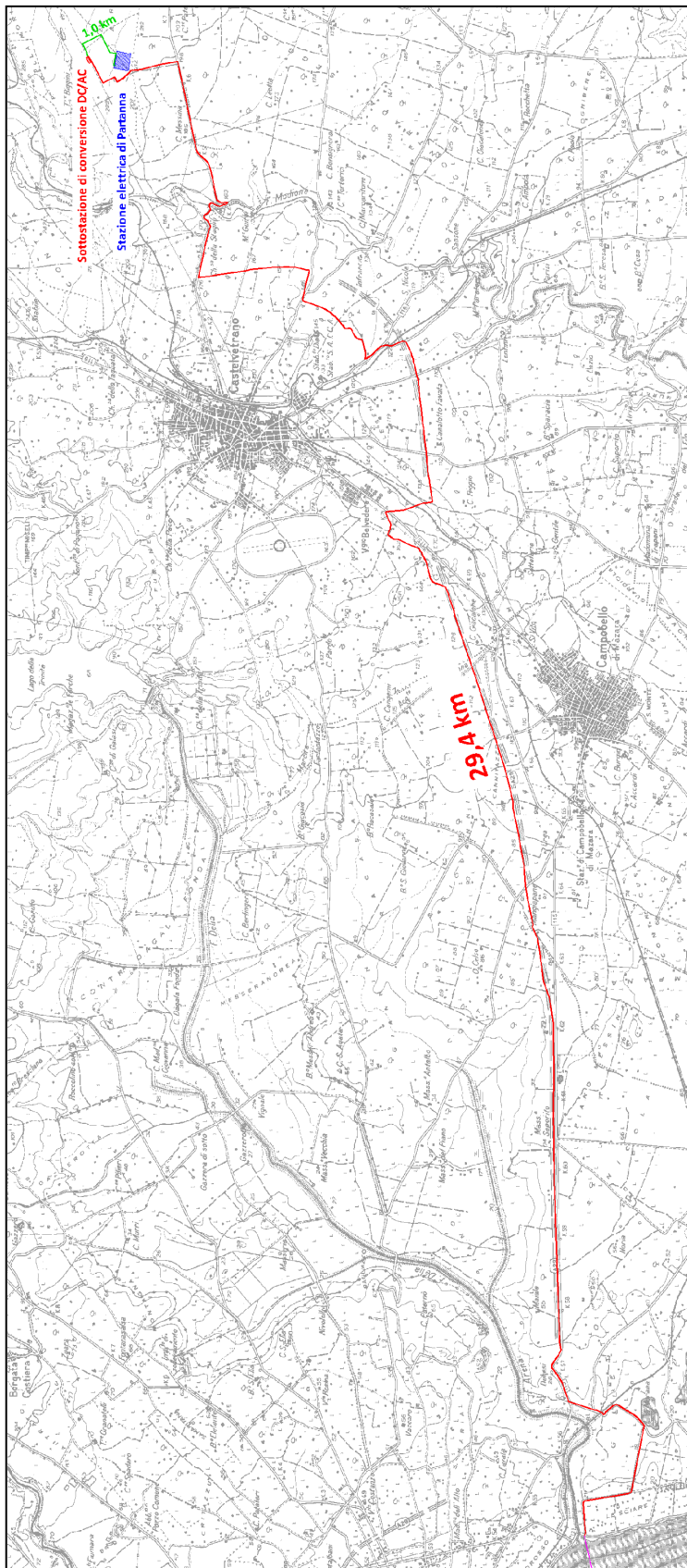


Figura B 10-3 Percorso del cavidotto di collegamento alla RTN – tratto onshore – Opzione 1

Le indagini biocenotiche effettuate lungo il percorso del cavidotto hanno però evidenziato la presenza di *Posidonia oceanica* relativamente agli ultimi 4.300 m del cavidotto (vedi figura seguente).

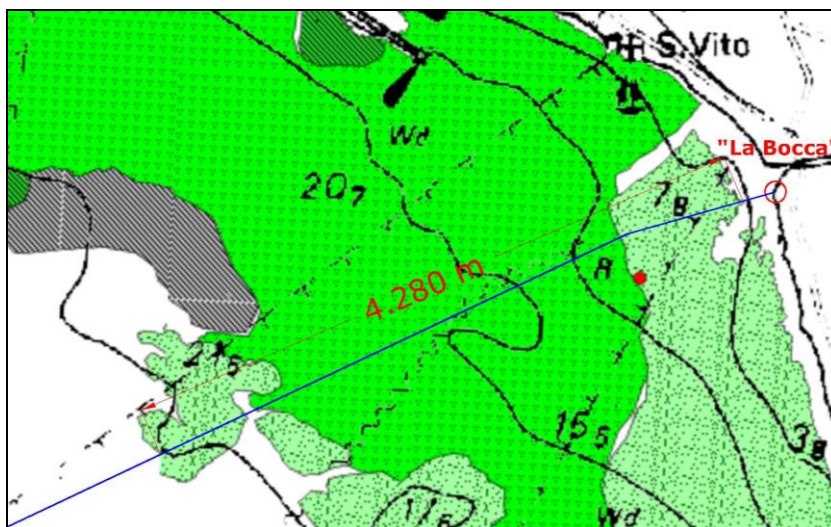


Figura B 10-4 Opzione 1: percorso del cavidotto in corrispondenza del punto di approdo, con evidenza delle zone colonizzate da *Posidonia oceanica* (in verde)

Per questa ragione si è cercato un percorso alternativo, in modo tale da evitare zone colonizzate da *Posidonia oceanica*. In base ai dati reperibili in letteratura, è stato individuato un approdo idoneo in località Marinella di Selinunte (v. figura seguente).

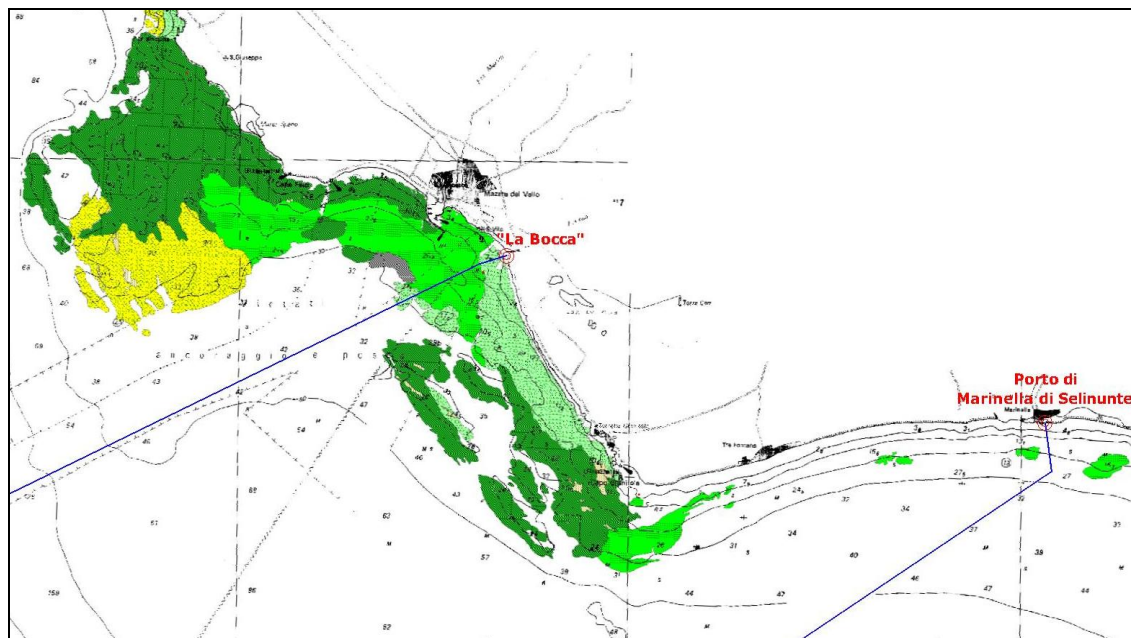


Figura B 10-5 Opzione 1 e Opzione 2: percorso del cavidotto marino in corrispondenza del punto di approdo, con evidenza delle zone colonizzate da *Posidonia oceanica* (in verde)

La nuova campagna di indagini (gennaio – marzo 2008) relativa al nuovo percorso ha confermato i dati di letteratura, rilevando lungo l'intero transetto assenza di *Posidonia*

oceanica (vedi tavola **PDP/T/1/CAVM/002**).

La nuova opzione progettuale, denominata nel seguito come “Opzione 2”, prevede un cavidotto *offshore* lungo circa 65 km, con approdo in corrispondenza della radice del molo di levante del Porto di Marinella di Selinunte, in provincia di Castelvetro.

La lunghezza complessiva del tratto *onshore* risulta pari a circa 19 km. Al fine di minimizzare l’impatto ambientale dovuto al campo elettromagnetico e di annullare l’impatto visivo, sarà interrato lungo tutto il percorso.

L’Opzione 2 comporta quindi un minor impatto ambientale poiché lungo l’intero percorso marino non è stata rilevata la presenza di *Posidonia oceanica*;

In base alle considerazioni di natura ambientale sopraesposte, si è scelto di adottare come definitiva l’Opzione progettuale 2.

Il percorso del cavidotto marino su carta nautica è illustrato nella tavola **PDP/T/1/CAVM/001**; nella tavola **PDP/T/1/CAVM/002** viene invece riportata la sezione verticale del percorso del cavidotto marino con indicazione della biocenosi, elaborata in seguito alle indagini marine commissionate dalla società proponente.

OPZIONE 2 – approdo in località Marinella di Selinunte

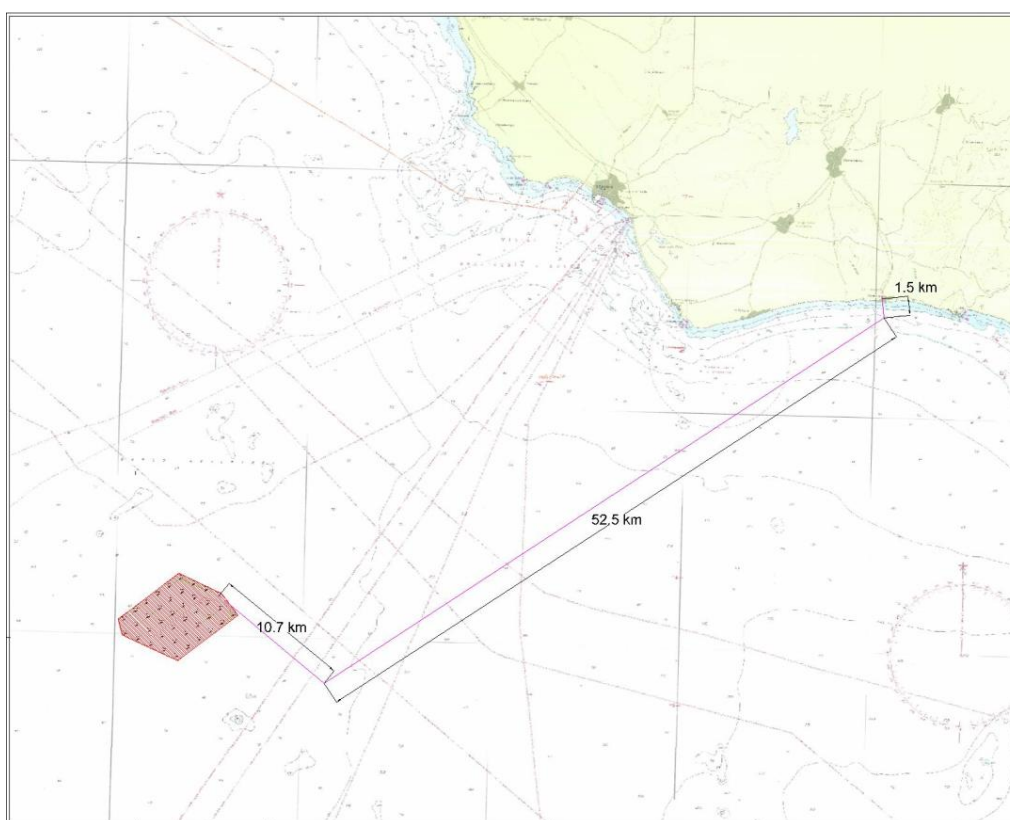


Figura B 10-6 Percorso del cavidotto di collegamento alla RTN – tratto offshore – Opzione 2

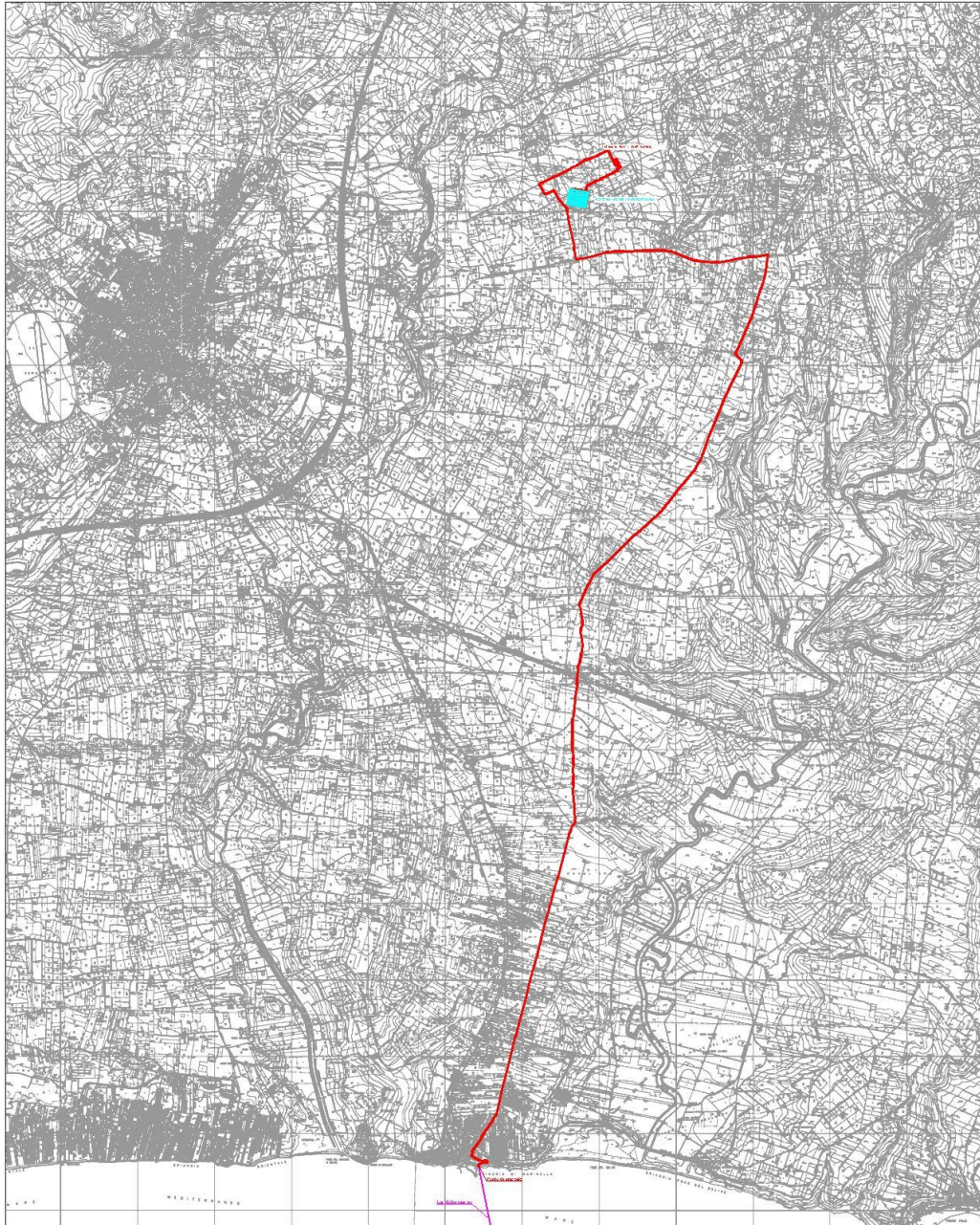


Figura B 10-7 Percorso del cavidotto di collegamento alla RTN – tratto *onshore* – Opzione 2

B 11. 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.

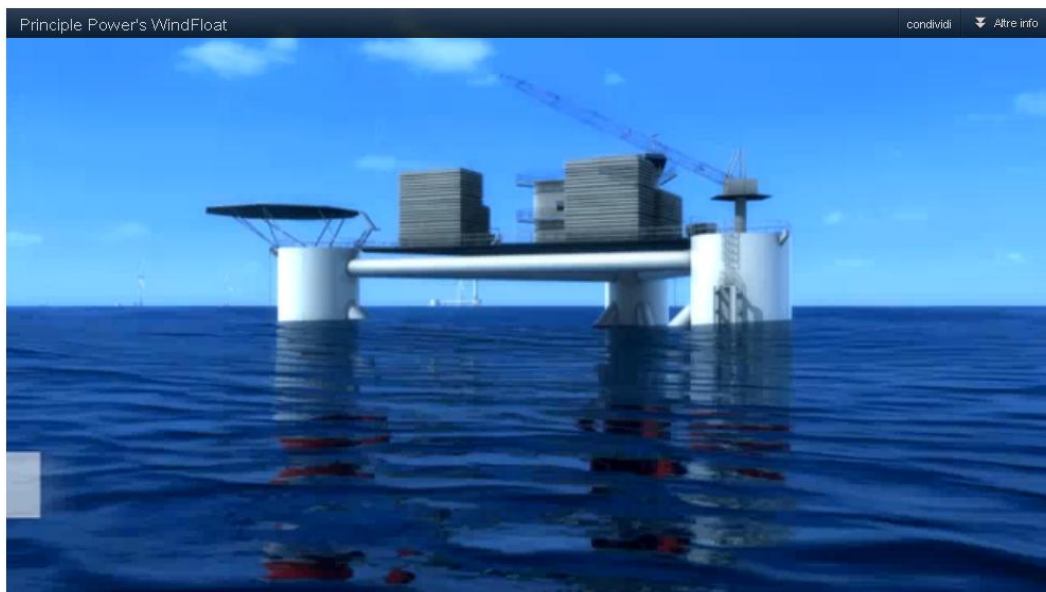


Figura 11-1 *Electric Service Platform offshore*

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.

B11.1 Modalità di installazione

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

B 12. 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.

B12.1 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 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 $S=300 \text{ mm}^2$

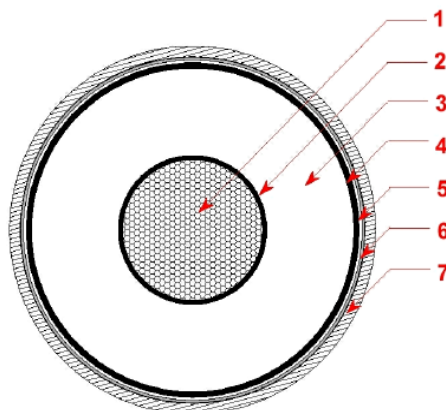


Figura 12-1 Sezione tipica del cavo XLPE: 1) conduttore; 2) schermo del conduttore; 3) isolamento; 4) schermo isolante; 5) barriera antiacqua; 6) schermo metallico esterno; 7) guaina esterna

B12.2 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 Castelvetrano (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.

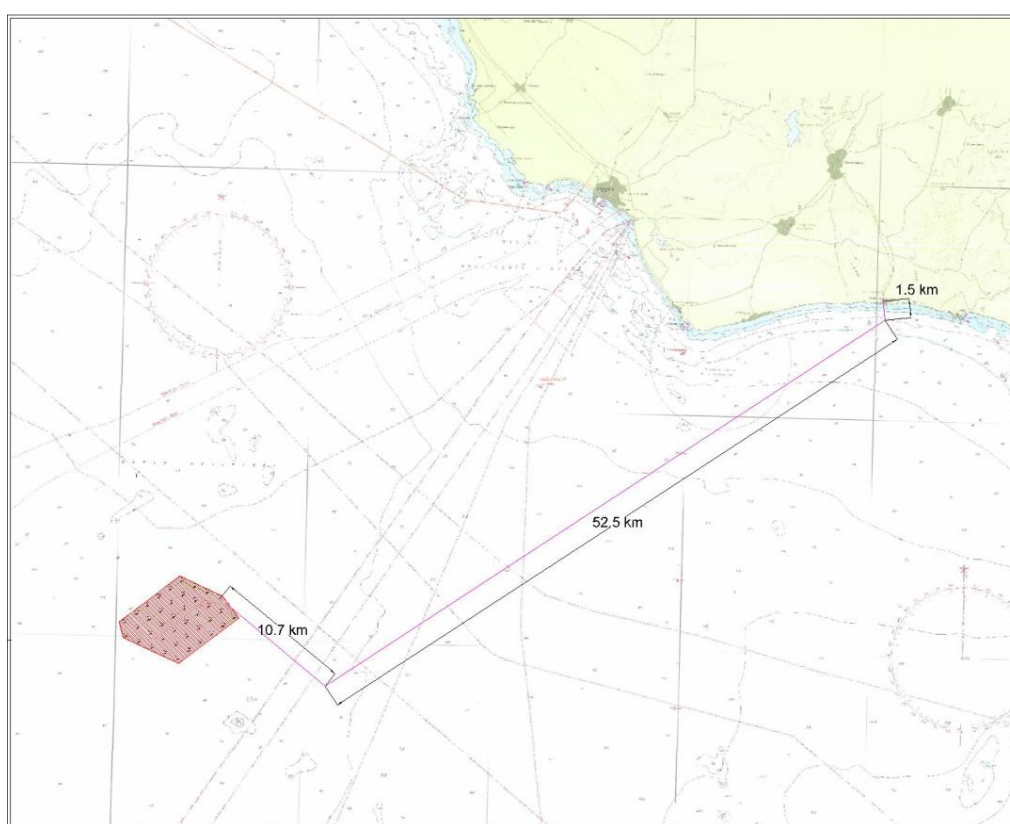


Figura B 12-2 Percorso del cavidotto marino

B12.3 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 in 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.

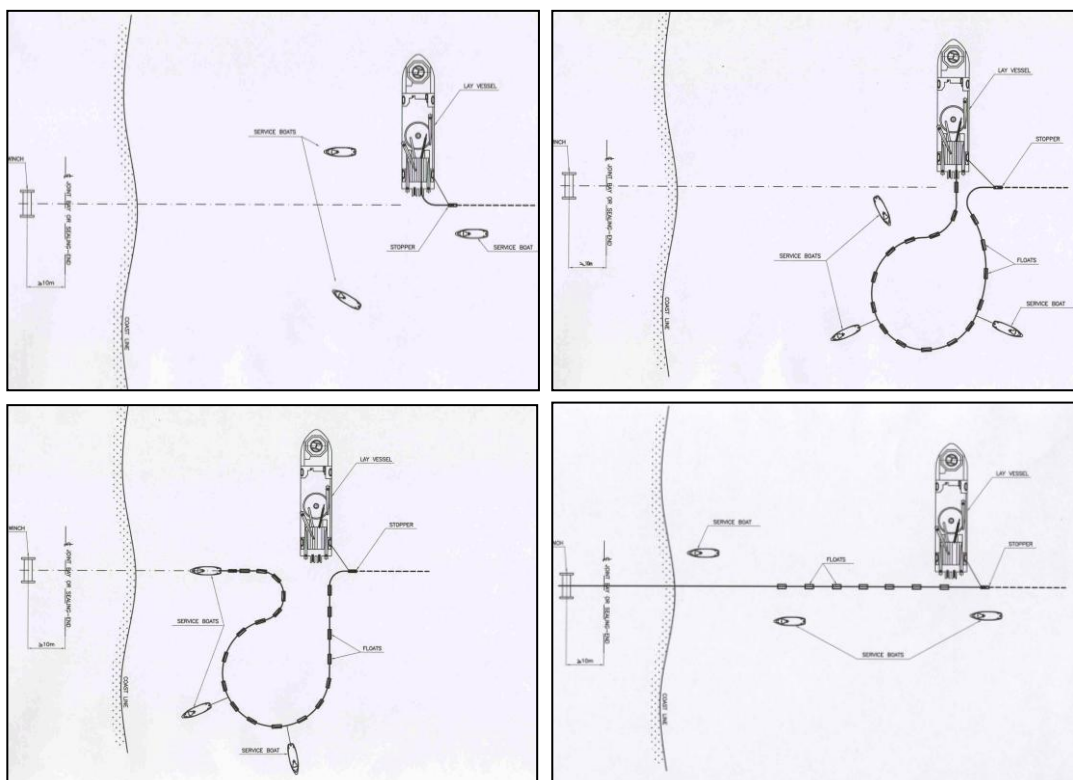


Figura B 12-3 Esempio di sequenza delle operazioni di approdo del cavo

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 figura alla pagina seguente e 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 cls, da interrare in corrispondenza dell'approdo.

La "buca-giunti" avrà dimensioni di circa 4 x 10 m e una profondità di interramento di circa 2 m.

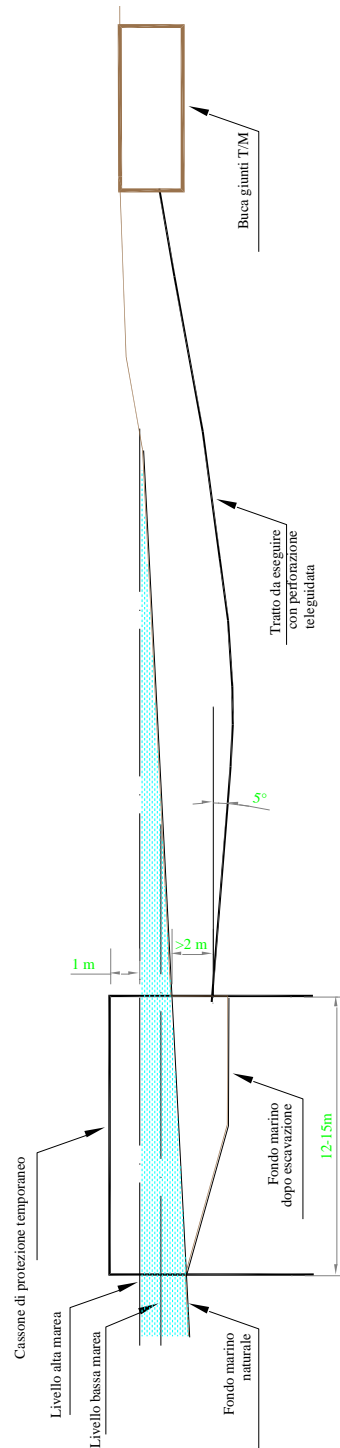


Figura B 12-4 Metodologia di posa dei cavi in corrispondenza dell'approdo

B12.4 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 meteo-marini e ad attività antropiche.

Nelle zone di sedimenti sciolti ed a bassa coesione – presenti lungo l'intero percorso del cavidotto - 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.

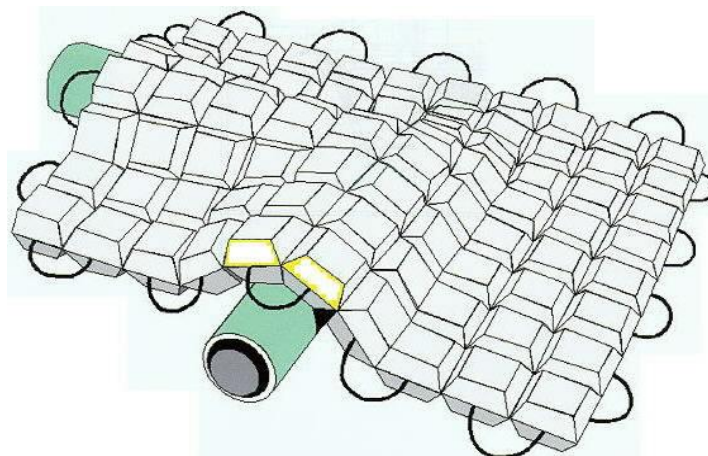


Figura B 12-5 Tipico relativo alla protezione cavi con materasso in cemento

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.

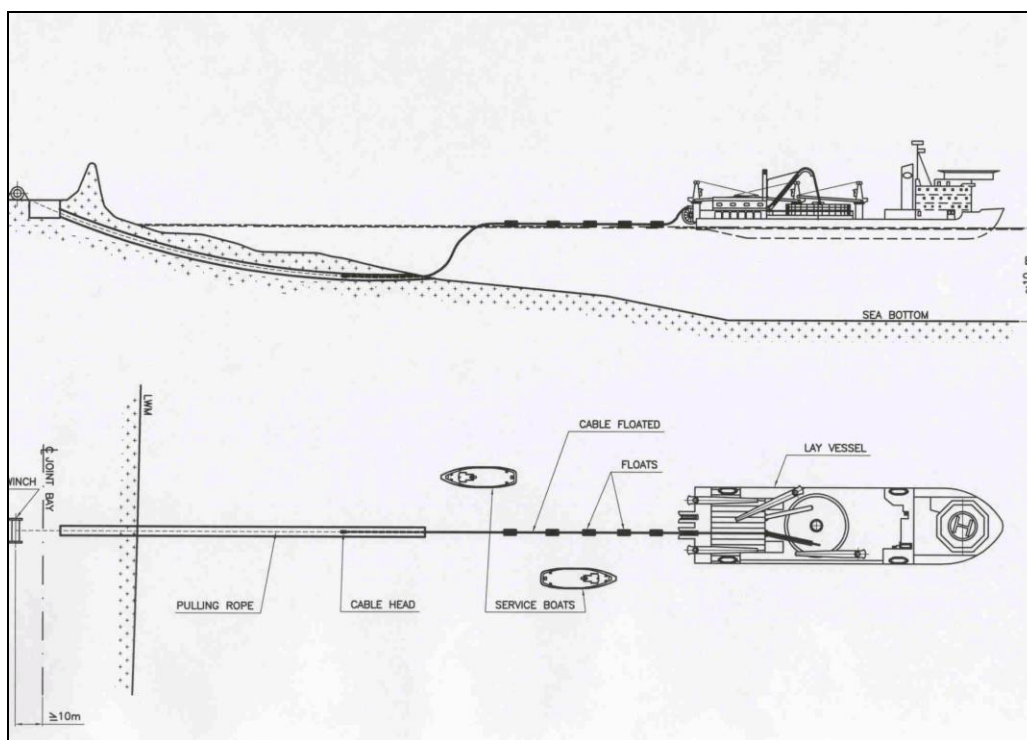


Figura B 12-6 Posa del cavo mediante “directional drilling”

B12.5 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.

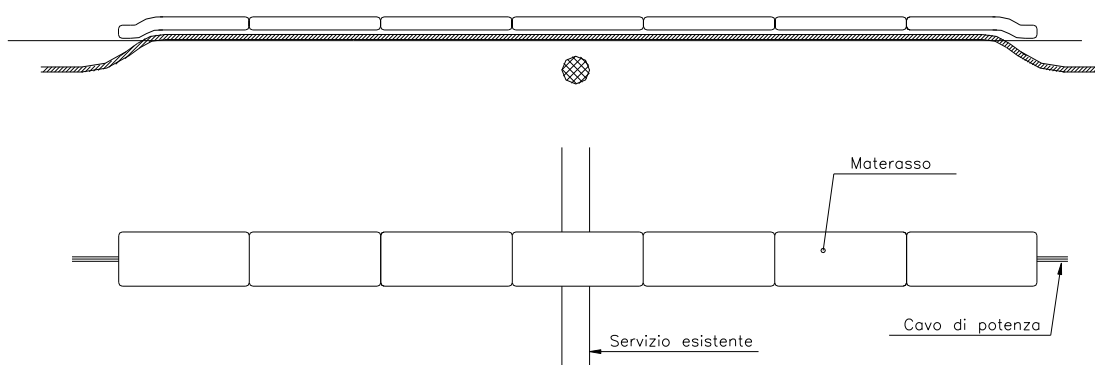


Figura B 12-7 Particolare di attraversamento di cavo

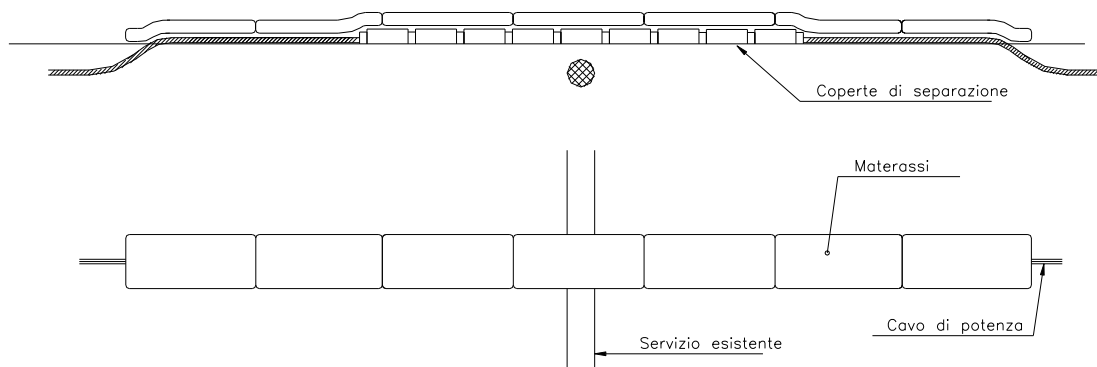


Figura B 12-8 Particolare di attraversamento gasdotto o tubazione

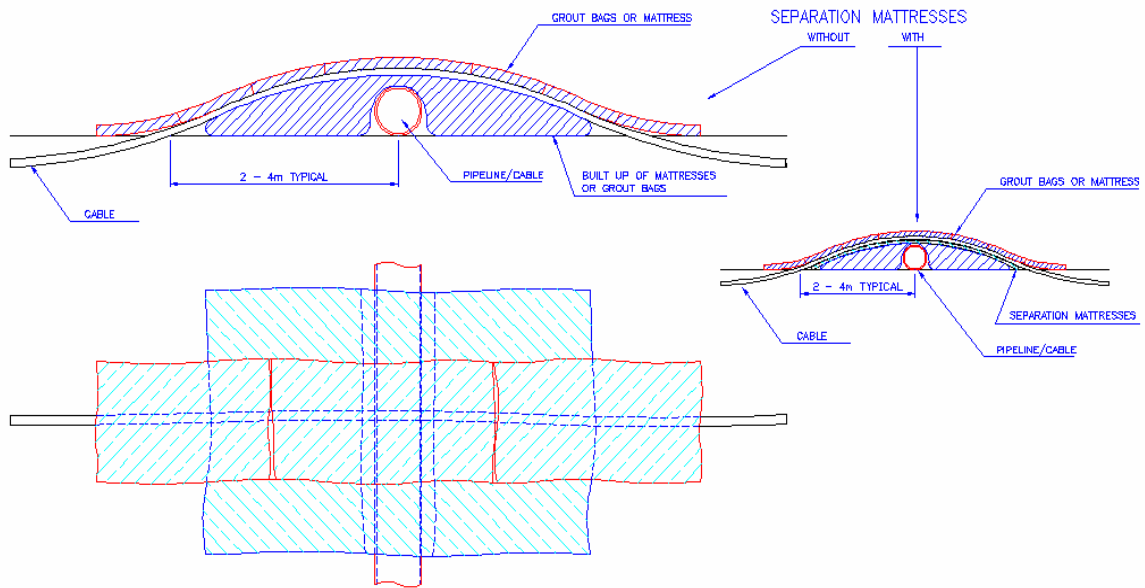


Figura B 12-9 Particolare di attraversamento gasdotto o tubazione affiorante

B 13. PUNTO DI 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 (TP).

La buca giunti sarà collocata all'interno della particella n. 280 del foglio di mappa n. 177 del Catasto Terreni del comune di Castelvetro, 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 italiane 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 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.

L'aerofoto del punto di approdo, in scala 1:2.000, è riportata nell'elaborato **SIAP/T/1/AER/001**.

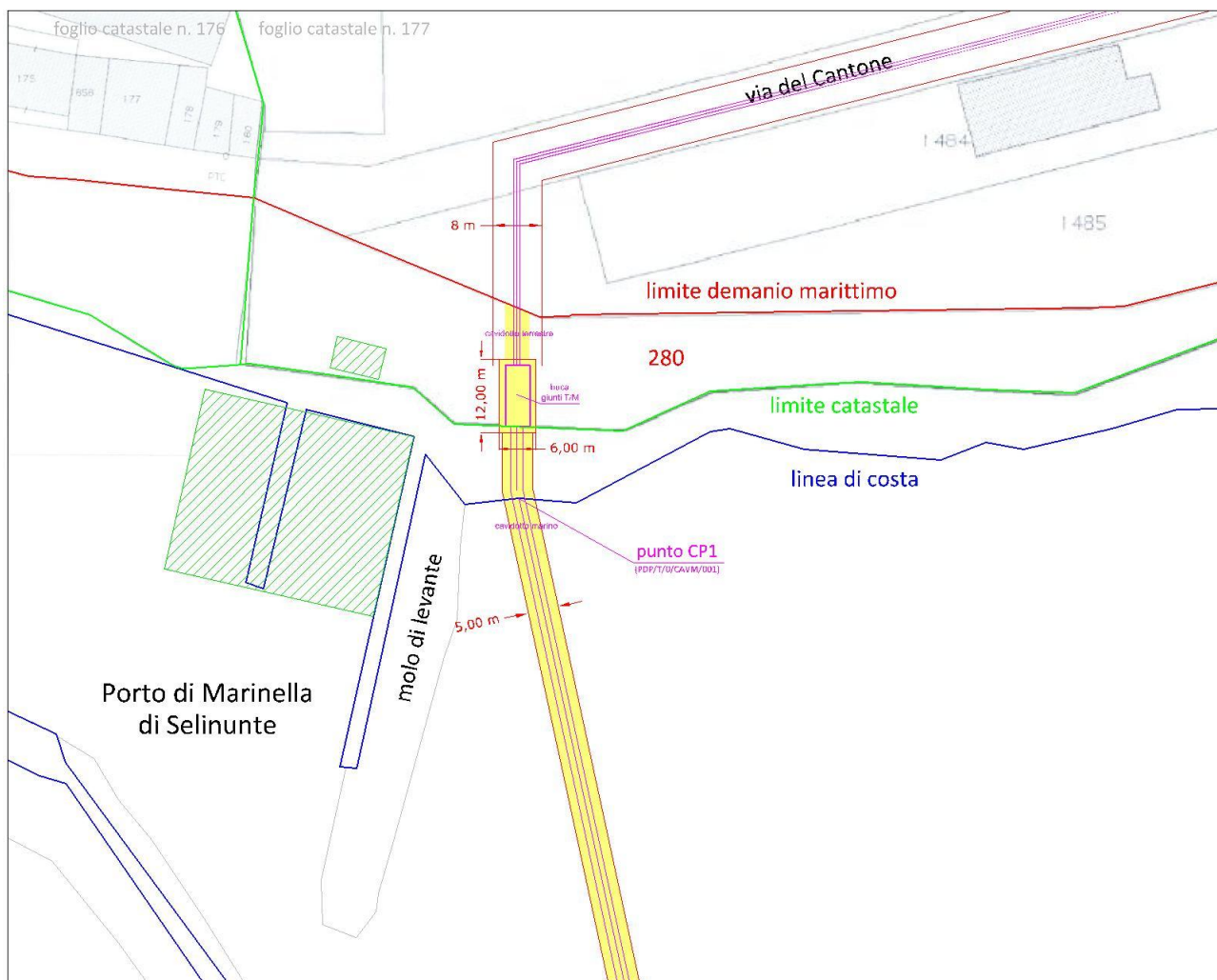


Figura B 13-1 Punto di approdo del cavidotto marino su planimetria catastale

B 14. 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.

B14.1 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 in corrente continua, 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.

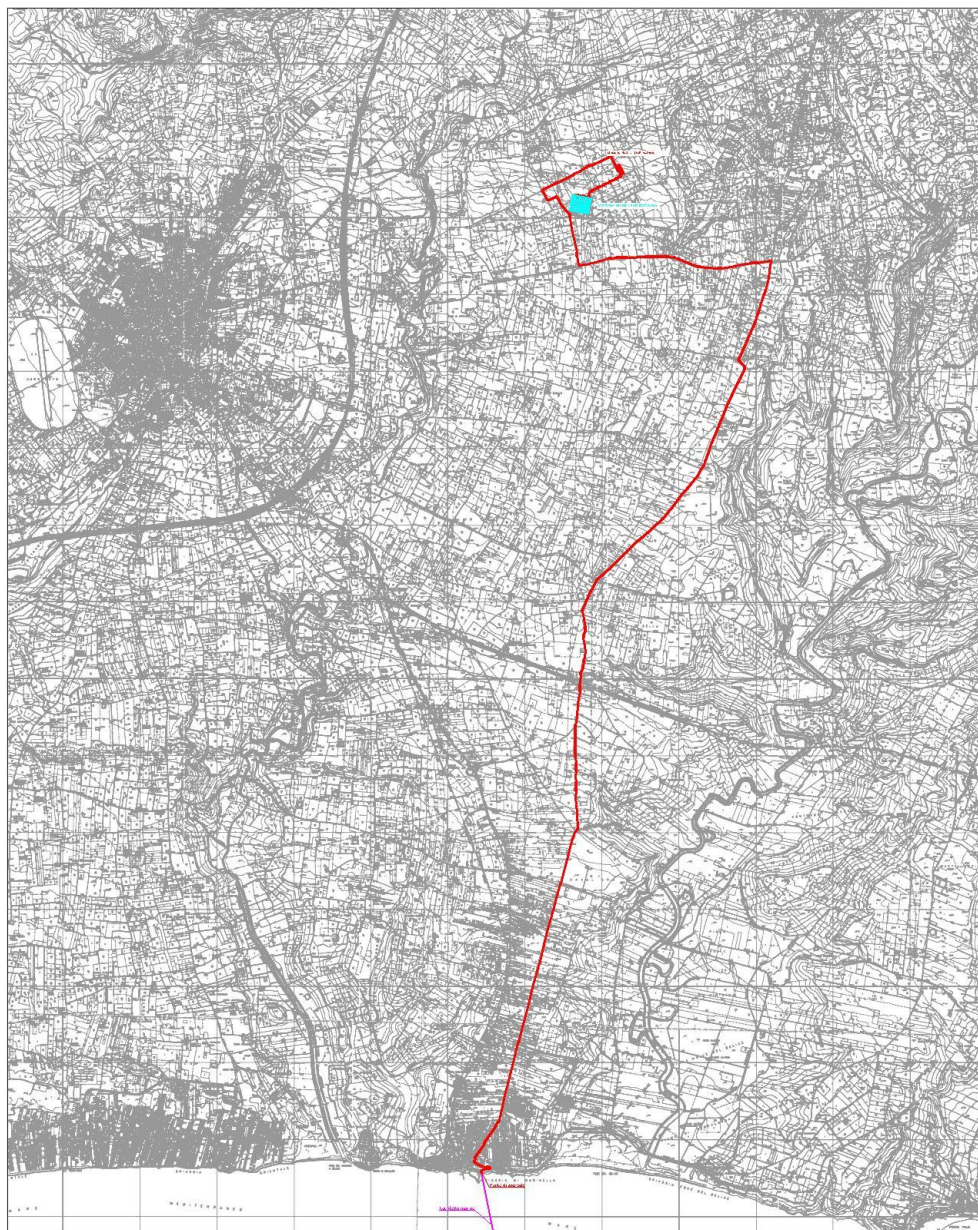


Figura B 14-1 Percorso del cavidotto fino alla ESP onshore e del breve tratto fino alla stazione RTN

B14.2 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

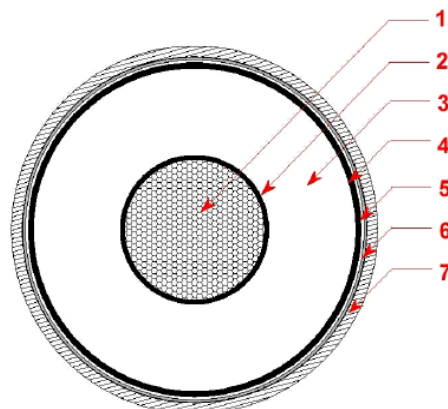


Figura 14-2 Sezione tipica del cavo XLPE: 1) conduttore; 2) schermo del conduttore; 3) isolamento; 4) schermo isolante; 5) barriera antiacqua; 6) schermo metallico esterno; 7) guaina esterna

B14.3 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.

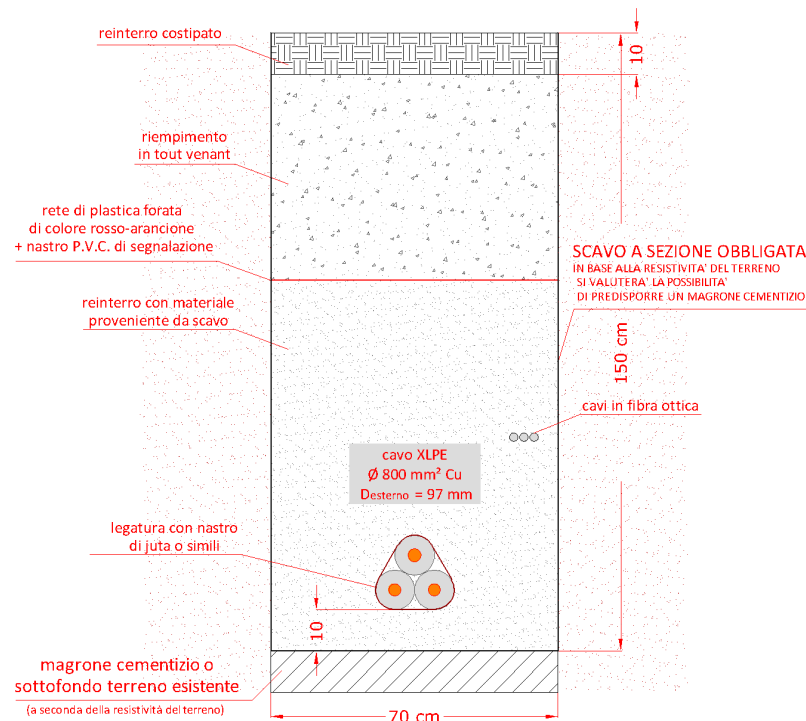


Figura 14-3 Sezione tipica di posa del tratto di cavidotto terrestre, su terreno naturale

B14.4 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.

B 15. 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.

B15.1 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).

B15.2 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 μT (valore di attenzione) in ogni caso;
- il limite di 3 μT (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 μT 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.

B 16. VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO

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 nel corso di un anno, valutate nell'ipotesi che la potenza erogata sia sempre la potenza nominale. Esse sono date dal rapporto tra l'energia elettrica generata nel corso di un anno (espressa in MWh) e la potenza nominale installata (espressa in MW). Sono dunque sempre inferiori rispetto alle ore effettive 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 rapportare i dati di vento alla *curva di potenza* dell'aerogeneratore considerato.

B16.1 Producibilità del singolo aerogeneratore

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

Come già anticipato nel capitolo 4, attualmente l'unico aerogeneratore di grande taglia pronto per la commercializzazione su larga scala e di cui esistono già numerosi esemplari installati anche versione *offshore*, è prodotto dalla *REpower Systems*: il REpower 5M. Tale aerogeneratore, avente un diametro di 126 m e una potenza nominale di 5 MW, rappresenta il più grande aerogeneratore *offshore* mai installato finora. Esso verrà a breve commercializzato anche nella versione 6M, attualmente in fase di test: si tratta del medesimo aerogeneratore della serie 5M, avente diametro del rotore di 126 m, ma in grado di sviluppare una potenza nominale pari a 6 MW.

Nel seguito si farà dunque riferimento ai dati tecnici dell'aerogeneratore 6M prodotto dalla *REpower Systems*, 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 del vento 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

Power Curve REpower 6M (preliminary)

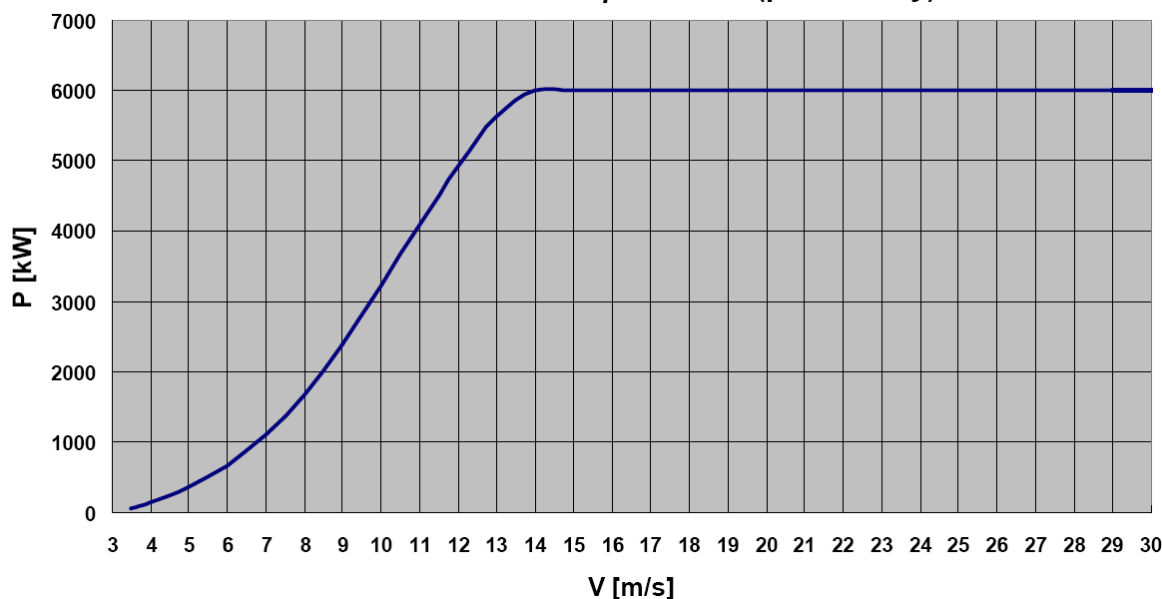


Figura B 16-1 Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore REpower 6M da 6 MW

Le tabelle 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 B 16-1 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

Tabella B 16-2 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

B16.2 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 B 16-3 Potenzialità del 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/1/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 elettriche:	~ 4,4 %
perdite per <i>wake effect</i> complessive:	~ 3 ÷ 4 %
perdite per manutenzione programmata / guasti:	~ 1 %
perdite complessive:	~ 9 %
ore equivalenti nette del parco eolico:	3.200 h/anno
producibilità media annua netta:	729,6 GWh_e/anno

B 17. ANALISI COSTI - BENEFICI

L'analisi costi - benefici ha lo scopo di valutare la convenienza e la fattibilità di un investimento sul territorio, in funzione degli obiettivi che si intendono raggiungere.

Nel caso di un impianto di generazione da fonte rinnovabile, quale il parco eolico *offshore* in progetto, l'obiettivo da perseguire non è meramente il profitto in termini economici. La realizzazione dell'impianto contribuisce infatti alla realizzazione di obiettivi ad alto valore ambientale quali la produzione di energia a impatto nullo in termini di emissioni inquinanti e di anidride carbonica immessa in atmosfera (*gas ad effetto serra*).

B17.1 Analisi dei costi

Il progetto prevede la realizzazione di un parco eolico offshore avente una potenza nominale installata di 228 MW, la cui producibilità annua sarà pari a circa 730 GWhel.

In termini economici, il costo stimato per la realizzazione dell'opera è di circa 472 M€, come esplicitato nel computo metrico estimativo (elaborato PDP/R/1/CME/001).

Tale valore di spesa tiene conto, oltre che della tecnologia da installare, anche delle spese di sviluppo e progettazione e delle indagini marine e geotecniche - in parte già effettuate - necessarie alla progettazione esecutiva. Nella voce "spese generali" è inoltre inclusa la spesa relativa ad una stazione anemometrica che verrà installata nell'area d'impianto durante la fase di progettazione esecutiva. Nella tabella seguente si riporta il riepilogo del computo metrico:

Tabella B 17-1 Riepilogo dei costi di realizzazione dell'impianto

Descrizione	Importo [€] (IVA inclusa)
AEROGENERATORI COMPRESIVI DI FONDAZIONI	335.500.000,00
CAVI MARINI	96.382.000,00
SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFFSHORE	10.000.000,00
CAVIDOTTO TERRESTRE	13.437.748,09
SOTTOSTAZIONE ELETTRICA ONSHORE	5.000.000,00
OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN	600.000,00
SPESE GENERALI	11.750.000,00
TOTALE COMPUTO METRICO ESTIMATIVO	472.719.748,09

A tali costi vanno aggiunti quelli relativi alla gestione e alla manutenzione e dell'impianto, quantificabili in circa 0,025 €/kWh generato. Il costo annuo di gestione sarà pertanto pari a circa 18.240.000 €.

Tali costi sono inferiori rispetto alla precedente ipotesi progettuale per i seguenti motivi:

- la tipologia di fondazione floating semi-sub utilizza una minore quantità di acciaio;
- sono assenti gli interventi di dragaggio, livellamento e perforazione del substrato marino;
- viene effettuato un unico trasporto sul punto d'installazione in mare dell'intera struttura fondazione-aerogeneratore già interamente assemblata a terra; nella precedente soluzione progettuale l'aerogeneratore veniva assemblato offshore ed i vari componenti potevano essere trasportati singolarmente solo una volta ultimate le attività inerenti le fondazioni;
- le stazioni ESP offshore e onshore non comprendono più la parte relativa alla conversione DC/AC;
- le attività di assemblaggio dei vari componenti, effettuate a terra, comportano costi minori rispetto alle stesse effettuate in mare aperto.

I costi in termini di impatto ambientale saranno invece minimi, sia per la localizzazione dell'area di intervento (in mare, a oltre 40 km dalla costa, dunque invisibile da terra), sia per le scelte tecnologiche effettuate.

B17.2 Analisi dei benefici

Tra i benefici che derivano dalla realizzazione dell'impianto si evidenziano quelli economici, da un lato, che garantiscono la fattibilità e la convenienza del progetto, e quelli di tipo ambientale e sociale, dall'altro, che ne garantiscono la fattibilità socio-ambientale. Di seguito si analizzeranno in dettaglio gli uni e gli altri.

B17.2.1 Benefici economici

Dal DM 06/07/2012 si evince che i ricavi per l'impianto eolico offshore saranno soggetti alla disciplina di seguito descritta.

Per garantire una maggiore prevedibilità e sostenibilità degli oneri di incentivazione, è stato necessario introdurre, accanto alla riduzione degli incentivi dei meccanismi specifici per tenere i volumi di sviluppo sotto controllo mediante delle aste, nello specifico tutti gli impianti con potenza superiore a 5 MW, ad eccezione di impianti idroelettrici e termoelettrici, per i quali si ritiene opportuno elevare la soglia

rispettivamente a 10 MW e a 20MW.

l'impianto eolico oggetto dello studio, avendo potenza maggiore di 5 MW è assoggettato ai meccanismi descritti sopra.

Per il periodo 2013 sono disponibili a base d'asta 650 MW per l'eolico offshore.

La tariffa incentivante base per gli impianti eolici superiori a 5MW è di 165 €/MWh, alla quale si aggiungono 40 €/MWh, come premio, in quanto la società proponente ha intenzione di realizzare a proprie spese le opere di connessione alla rete elettrica.

La tariffa incentivante minima comunque riconosciuta è quella corrispondente ad una riduzione percentuale del 30% della tariffa incentivante posta a base d'asta.

Inoltre, per gli impianti che entrano in esercizio negli anni successivi, il prezzo della tariffa incentivante è decurtato del 2% all'anno, pertanto ipotizzando un'entrata in esercizio nel 2018 si prevede che la tariffa sia decurtata del 10% sulla base d'asta.

Sulla base delle considerazioni sopra esposte la tariffa risulta di 143,95 €/MWh.

In base al *business plan*, il tempo di recupero dell'investimento iniziale è pari a circa 7 anni.

In particolare, i ricavi attesi derivano dalla tariffa incentivante.

Il flusso monetario atteso (*cash flow*) durante l'esercizio dell'impianto, è ottenuto in base alle seguenti assunzioni:

- | | | |
|--|----------------------|-------|
| • investimento iniziale (CAPEX): | 472.719.748,09 € | |
| • costi di gestione e manutenzione (OPEX): | 18.240.000,00 €/anno | |
| • vita operativa dell'impianto: | 25 anni | |
| • producibilità netta: | 729.600 MWh/anno | |
| • valore tariffa incentivante | 143,95 | €/MWh |
| • durata dei certificati verdi: | 25 anni | |
| • rapporto d'indebitamento: | 50 % | |
| • tasso d'interesse debitorio: | 8 % | |
| • durata del debito: | 25 anni | |

B17.2.2 Benefici sociali

Importanti benefici socio-economici derivano dal contributo che garantirà l'impianto nel coprire la domanda crescente di energia elettrica, limitando il ricorso all'importazione di energia elettrica e combustibili fossili (petrolio e gas naturale) dall'estero a prezzi elevati.

L'energia immessa in rete sarà pari a circa 730 GWh/anno per 20÷25 anni, in grado di coprire il fabbisogno energetico di 162.000 famiglie, considerando un consumo medio annuale di 4.500 kWh/nucleo familiare.

Diversamente dall'energia derivante da processi di combustione, l'energia prodotta dal parco eolico non comporterà emissioni in atmosfera nocive per l'ambiente e/o per la salute dell'uomo, in quanto derivante da una fonte energetica, oltre che illimitata, a zero emissioni: il vento.

B17.2.3 Benefici occupazionali

Sicuramente interessante è, quale beneficio primario, ovvero derivante direttamente dalla realizzazione del progetto, l'effetto occupazionale ed economico sul tessuto produttivo.

L'occupazione è, infatti, correlata alle attività di costruzione dei vari componenti che costituiranno la *wind farm*, all'installazione delle strutture e alla gestione e manutenzione dell'impianto in esercizio.

Nel dettaglio vanno considerati:

- Progettazione dell'impianto: lo studio di fattibilità, la progettazione preliminare e definitiva dell'impianto hanno richiesto un monte ore lavorative pari all'impegno per oltre 2 anni di 10 tecnici e ingegneri a tempo pieno. Le persone complessivamente coinvolte, tra personale e collaboratori esterni, sono oltre 30;
- Progettazione esecutiva e realizzazione dell'opera: per la fase di cantiere, che avrà una durata di circa 3 anni, verrà impiegata una forza lavoro con un picco, nel periodo inizio maggio ÷ fine ottobre, di oltre 200 unità, comprendente progettisti, ingegneri, tecnici e operai specializzati, impiegati sia a terra che a mare. Si farà ampio ricorso alla manodopera locale, sia per le attività di trasporto via mare e installazione di fondazioni e aerogeneratori, che per le attività di cantiere a terra (scavi, posa cavidotto e reinterro, costruzione dell'edificio della sottostazione elettrica);
- Gestione e manutenzione: l'occupazione a lungo termine, diretta od indiretta, legata all'esercizio dell'impianto, vedrà impiegati a tempo pieno circa 10 tecnici preposti alla gestione dell'impianto, circa 10 unità per le attività di sorveglianza a mare (svolte tramite apposita imbarcazione) e 3 unità a terra per la

sorveglianza della ESP *onshore*. La manutenzione ordinaria richiede l'impiego di una squadra di tecnici specializzati operativi per 1÷2 mesi/anno.

La realizzazione del progetto coinvolgerà, inoltre, vari settori industriali di cui il territorio ha già importanti operatori. Ci si riferisce, ad esempio alle opere civili e alla carpenteria.

B17.2.4 Benefici ambientali

Come è ormai riconosciuto a livello unanime dalla comunità scientifica, le emissioni di anidride carbonica, tra i 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 B 17-2 Energia annua prodotta e corrispondenti emissioni annue di CO₂, NO_x e SO₂ evitate⁸

Produzione annua stimata	Emissioni annue evitate		
	GWh/y	t/y CO ₂	t/y NO _x
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.

⁸ 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]

Tabella B 17-3 Energia prodotta e corrispondenti emissioni di CO₂, NO_x e SO₂ evitate nella vita utile della centrale eolica⁹

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

L'effetto della *wind farm* sulla qualità dell'aria è dunque senza dubbio positivo: la produzione di energia "pulita" dell'impianto determina, come appena accennato, una enorme riduzione di emissione di CO₂, che da sola giustifica la realizzazione dello stesso.

L'intervento previsto si configura come intervento di pubblica utilità in perfetta coerenza con gli orientamenti internazionali sulla produzione di energia da fonte rinnovabile.

L'analisi dei costi e dei benefici conduce ad una valutazione positiva della fattibilità dell'opera, in quanto risultano nettamente preponderanti i benefici economici, sociali ed ambientali che derivano dalla costruzione e dalla messa in esercizio della *wind farm* di progetto.

⁹ ipotizzando una vita utile di 20 anni