



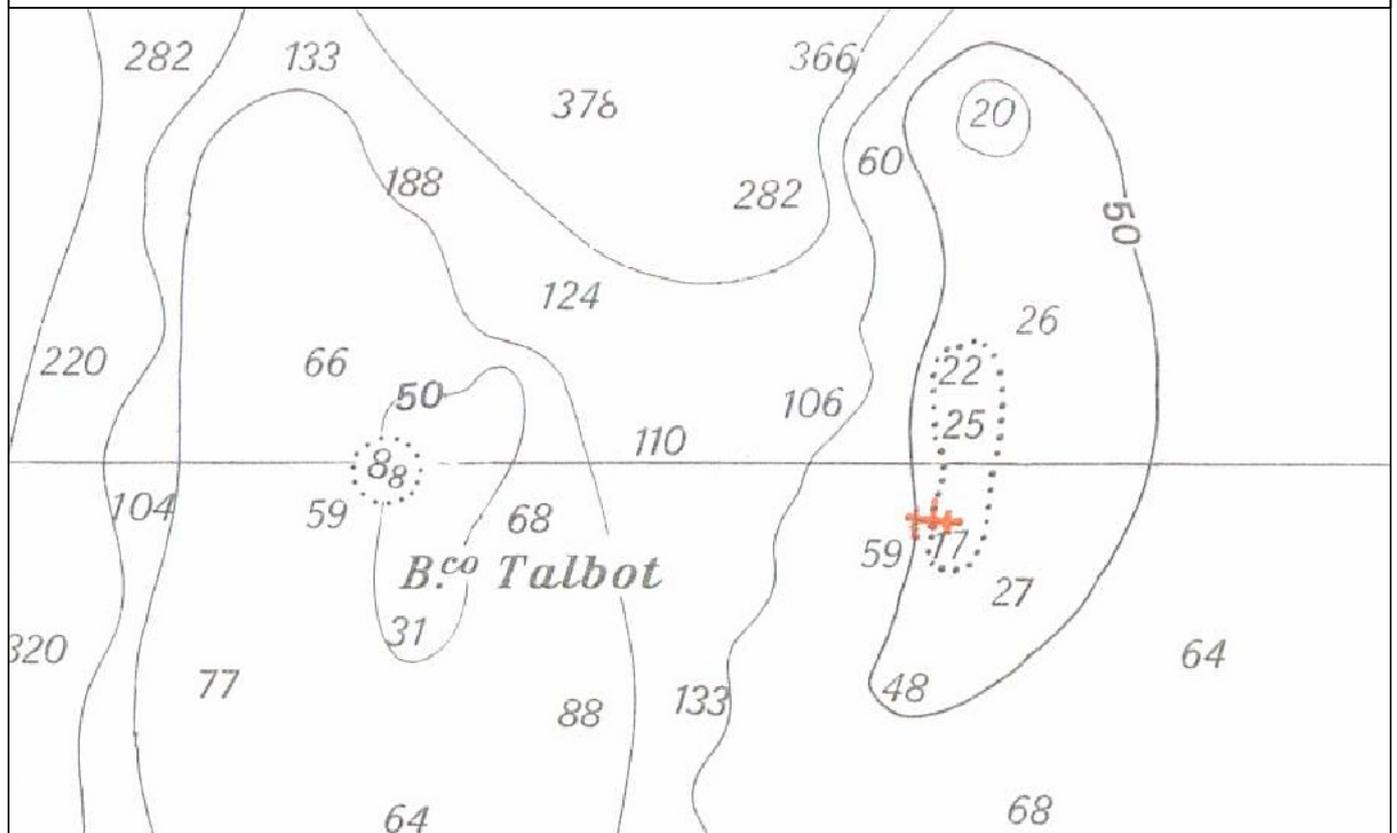
FOUR WIND S.R.L.

Via Nunzio Morello n. 40 - 90144 PALERMO
 Tel/Fax +39 091 7829785 - +39 091 7829080
 e-mail: info@4wind.it - <http://www.4wind.it>
 P.I. / C.F. 05593830820

PARCO EOLICO - STRETTO DI SICILIA BANCO DI TALBOT

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

SEZIONE B - QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE



00	07-2009	SIAT/R/0/SIA/002	S.I.A. - SEZIONE B	VENTURA	CAMPANELLA	CAMPANELLA
REV.	DATA	CODICE	DESCRIZIONE	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO

Project Manager:

Ing. Vito Aurelio Campanella

C. & C. Consulting engineering S.r.l.

Collaboratori:
 Ing. Calogero Cutaia
 Dott.ssa Angela Lanza
 Dott. Dario Modica

Q.S. Q.I.S. S.r.l.

Collaboratori:
 Geom. Calogero Barletta
 Ing. Salvatore Cocciola
 Dott.ssa Bernadette Labruzzo
 Ing. Paolo G. Oieni
 Ing. Daniele Ventura

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	6
B 2. DESCRIZIONE DEL PARCO EOLICO OFFSHORE	9
B 3. REGIME ANEMOLOGICO DELL'AREA	17
B3.1 Dati di vento - KNMI	17
B3.2 Dati di vento – Satellite QuikSCAT (NASA)	25
B3.3 European Wind Atlas, Progetto Nostrum, Atlante Eolico Italiano	26
B 4. SCELTA DELL'AEROGENERATORE	31
B4.1 Valutazione della producibilità annuale	32
B 5. CRITERIO DI DISPOSIZIONE PLANIMETRICA DEGLI AEROGENERATORI	37
B 6. DEFINIZIONE DEL LAYOUT DELL'IMPIANTO	39
B6.1 Definizione del layout definitivo – Banco Talbot Ovest	44
B6.2 Definizione del layout definitivo – Banco Talbot Est	47
B 7. DESCRIZIONE DELL'AEROGENERATORE DI PROGETTO	49
B7.1 Descrizione dell'aerogeneratore <i>REpower 6M</i>	49
B7.1.1 Il rotore	50
B7.1.2 Trasmissione (o moltiplicatore di giri)	50
B7.1.3 Sistema elettrico	51
B7.1.4 Sistema frenante	52
B7.1.5 Sistema di controllo dell'orientamento (o sistema di imbardata)	52
B7.1.6 Gondola o navicella	52
B7.1.7 Torre	53
B7.1.8 Protezione dalla corrosione	53
B7.1.9 Sistemi di protezione dalle scariche atmosferiche	53
B7.1.10 Sistema antincendio	54
B7.1.11 Sistema di controllo	54
B7.1.12 Dispositivi di segnalazione diurna e notturna	54
B7.1.13 Gruppo statico di continuità	55
B7.2 Modalità di installazione degli aerogeneratori	55
B7.3 Dismissione degli aerogeneratori e riciclaggio dei componenti	58
B 8. DESCRIZIONE DELLE FONDAZIONI	59
B8.1 Modalità di installazione delle fondazioni	61
B8.2 Dismissione delle fondazioni	62
B 9. CAVI MT DI INTERCONNESSIONE TRA AEROGENERATORI	63
B 10. SCELTA DELLA TIPOLOGIA DI CONNESSIONE ALLA RTN	66
B 11. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFFSHORE (ESP OFFSHORE)	69
B11.1 Modalità di installazione	71
B 12. CAVIDOTTO MARINO	72
B12.1 Caratteristiche tecniche	72
B12.2 Descrizione del tracciato	75
B12.3 Modalità di installazione dei cavi	77
B12.4 Modalità di protezione dei cavi	80
B12.5 Modalità di esecuzione degli attraversamenti	82
B 13. PUNTO DI APPRODO DEL CAVIDOTTO MARINO	84
B 14. CAVIDOTTO TERRESTRE	86
B14.1 Descrizione del tracciato	86
B14.2 Caratteristiche tecniche del cavidotto in corrente continua a ± 150 kV	90
B14.3 Caratteristiche tecniche del tratto in corrente alternata a 220 kV	91
B14.4 Modalità di posa	92

B14.5	Fasi di costruzione	94
B 15.	SOTTOSTAZIONE ELETTRICA ONSHORE (ESP ONSHORE)	95
B15.1	Caratteristiche tecniche	97
B15.2	Campi magnetici	97
B 16.	VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	98
B16.1	Producibilità del singolo aerogeneratore	98
B16.2	Producibilità lorda e netta dell'impianto eolico	101
B 17.	ANALISI COSTI - BENEFICI	102
B17.1	Analisi dei costi	102
B17.2	Analisi dei benefici	103
B17.2.1	Benefici economici	103
B17.2.2	Benefici sociali	104
B17.2.3	Benefici occupazionali	104
B17.2.4	Benefici ambientali	105

INDICE DELLE FIGURE

Figura B 1-1	Inquadramento territoriale dell'impianto nella sua totalità	8
Figura B 2-1	Schema a blocchi semplificato dell'impianto	10
Figura B 2-2	Ubicazione dei banchi di progetto rispetto alla costa siciliana	11
Figura B 2-3	Banco di Talbot: Talbot Est e Talbot Ovest	12
Figura B 2-4	Banco di Talbot: layout impianto	14
Figura B 2-5	Percorso del cavidotto marino	15
Figura B 2-6	Percorso del cavidotto terrestre di collegamento alla RTN	16
Figura B 3-1	Rosa dei venti a 10 m s.l.m. – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni da navi	19
Figura B 3-2	Funzione densità di probabilità – dati KNMI (1991 - 2005)	20
Figura B 3-3	Rosa dei venti a 90 m s.l.m. – dati KNMI (1991- 2005)	22
Figura B 3-4	Risorse del vento in mare aperto (più di 10 Km dalla costa) per 5 altezze standard – European Wind Atlas (1989)	27
Figura B 3-5	Risorse del vento in mare aperto (medie annuali) a 60 m s.l.m. – Mediterranean Wind Map	28
Figura B 3-6	Atlante Eolico d'Italia (2006) – tavola 27	30
Figura B 4-1	Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore da 3 MW	33
Figura B 4-2	Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore da 3,6 MW	34
Figura B 4-3	Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore da 5 MW e 6 MW	35
Figura B 4-4	Curve di potenza – Gruppi 1, 2, 3	36
Figura B 5-1	Criterio di disposizione adottato per l'aerogeneratore GE 3.6sl e REpower 5M / 6M	38
Figura B 6-1	layout preliminare – Opzione A	40
Figura B 6-2	layout preliminare – Opzione B	41
Figura B 6-3	Potenza nominale dell'aerogeneratore [kW] vs. costo di produzione del kWh [c€/kWh] ^[3]	43
Figura B 6-4	Banco Talbot Ovest: layout preliminare con indicazione della biocenosi	46
Figura B 6-5	Banco Talbot Ovest: principali variazioni al layout preliminare	46
Figura B 6-6	Banco Talbot Ovest: layout definitivo con indicazione della biocenosi	47
Figura B 6-7	Banco Talbot Est: layout definitivo con indicazione della biocenosi	48
Figura B 7-1	Prospetto dell'aerogeneratore di progetto	49
Figura B 7-2	Esempio di pontone autoportante per cantieri <i>offshore</i> , dotato di gru e piattaforma per l'atterraggio di elicotteri [http://www.jackupbarge.com]	56
Figura B 7-3	Pontone durante l'assemblaggio di una navicella – [http://www.c-power.be]	56
Figura B 7-4	Trasporto di rotore assemblato (D = 126 m) tramite chiatta - Thorntonbank wind farm [http://www.repower.de]	57
Figura B 7-5	Pontone durante il montaggio di un rotore con le pale preassemblate - [http://www.c-power.be]	57
Figura B 7-6	6 aerogeneratori REpower 5M (P = 5 MW) assemblati - Thorntonbank wind farm [http://www.repower.de]	58
Figura B 8-1	Struttura di fondazione a tripode	60
Figura B 8-2	Esempio di tripode con base di tipo <i>suction bucket</i> , progettato dalla RAMBØLL [http://www.ramboll-	

wind.com].....	61
Figura B 8-3 Trasporto di 2 fondazioni a tripode tramite chiatte e rimorchiatore [http://www.alpha-ventus.de]	62
Figura B 9-1 Schema unifilare semplificato dell'impianto - sottocampi 1÷5	64
Figura B 9-2 Schema unifilare semplificato dell'impianto - sottocampi 6÷10	64
Figura B 9-3 Sezione tipica del cavo marino XLPE tripolare in rame, con schermi in piombo, armatura in acciaio e fibra ottica.	65
Figura B 10-1 Abaco per la scelta della tipologia di connessione in relazione alla lunghezza del cavidotto e alla potenza nominale dell'impianto	67
Figura B 11-1 Esempio di <i>Electric Service Platform offshore</i>	70
Figura B 11-2 Esempio di pontone impiegato per l'installazione di una ESP <i>offshore</i>	71
Figura B 12-1 Sezione tipica del cavo marino polimerico ±150 kV DC unipolare in rame, con armatura in acciaio	74
Figura B 12-2 Sezione tipica del cavo marino 20 kV DC - XLPE unipolare in rame.....	74
Figura B 12-3 Percorso del cavidotto marino su carta nautica.....	76
Figura B 12-4 Percorso del cavidotto marino in prossimità della costa, con evidenza delle zone colonizzate da <i>Posidonia oceanica</i> : P. su matte in verde; P. su roccia in verde chiaro; mosaico di prateria viva e morta in verde scuro; P. su sabbia in giallo; matte morte di P. in grigio [fonti bibliografiche].....	76
Figura B 12-5 Esempio di sequenza delle operazioni di approdo del cavo.....	77
Figura B 12-6 Metodologia di posa dei cavi in corrispondenza dell'approdo	79
Figura B 12-7 Tipico relativo alla protezione cavi con materasso in cemento.....	81
Figura B 12-8 Posa del cavo mediante "directional drilling"	81
Figura B 12-9 Particolare di attraversamento di cavo	82
Figura B 12-10 Particolare di attraversamento gasdotto o tubazione	82
Figura B 12-11 Particolare di attraversamento gasdotto o tubazione affiorante.....	83
Figura B 13-1 Punto di approdo del cavidotto marino in località <i>La Bocca</i> , Comune di Mazara del Vallo (TP).....	85
Figura B 13-2 Aerofoto del punto di approdo del cavidotto marino - rilevazione satellitare <i>Google Earth 2006</i>	85
Figura B 14-1 Percorso del cavidotto terrestre in corrente continua (in rosso) e del breve tratto in corrente alternata (in verde).....	89
Figura B 14-2 Sezione tipica del cavo terrestre polimerico 150 kV DC unipolare in alluminio	91
Figura B 14-3 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.....	92
Figura B 14-4 Sezione tipica di posa dei due cavi di polo e del ritorno metallico nel percorso terrestre.....	93
Figura B 14-5 Sezione tipica di posa del tratto di cavidotto terrestre in corrente alternata, su terreno naturale	94
Figura B 15-1 Layout tipico di un impianto da 350 MW di dimensioni 80 x 25 x 11,5 metri.....	95
Figura B 15-2 ESP ABB HVDC Light da 350 MVA installata ad Harku, Estonia.....	96
Figura B 16-1 Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore REpower 6M da 6 MW.....	99
Figura B 17-1 <i>Cash flow</i> cumulativo dell'iniziativa (<i>anno vs. flusso monetario cumulativo</i> [€])	104

INDICE DELLE TABELLE

Tabella B 2-1 banchi di progetto: Talbot Est e Talbot Ovest	11
Tabella B 2-2 Potenzialità dei banchi di progetto in termini di numero di aerogeneratori installabili, in relazione alla profondità del fondale	13
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.	19
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.....	22
Tabella B 3-3 Distribuzione annuale del vento [%] per velocità comprese tra 4 e 24 m/s rispetto alla direzione di provenienza	23
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.....	24
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.....	24
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.	26
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.....	26
Tabella B 4-1 Producibilità del singolo aerogeneratore	36
Tabella B 6-1 Potenzialità dei banchi di progetto – “Opzione A” e “Opzione B”	42
Tabella B 6-2 Energia annua prodotta e corrispondenti emissioni annue di CO ₂ e NO _x evitate.....	43

Tabella B 6-3 Energia prodotta e corrispondenti emissioni di CO ₂ e NO _x evitate ⁶ nella vita utile della centrale eolica	43
Tabella B 8-1 tipologia di fondazione in funzione di diversi parametri	59
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	100
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	100
Tabella B 16-3 Potenzialità dei banchi di progetto, in termini di potenza nominale installabile e producibilità annua teorica	101
Tabella B 17-1 Riepilogo dei costi di realizzazione dell'impianto.....	102
Tabella B 17-2 Energia annua prodotta e corrispondenti emissioni annue di CO ₂ , NO _x e SO ₂ evitate	106
Tabella B 17-3 Energia prodotta e corrispondenti emissioni di CO ₂ , NO _x e SO ₂ evitate nella vita utile della centrale eolica	106

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: Banco di Talbot, presentato dalla società **Four Wind S.r.l.**

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 **354 MW**, da realizzarsi nello Stretto di Sicilia, tra le coste della Sicilia sud-occidentale e la Tunisia, nell'area denominata *Banco Avventura* su carta nautica n° 948 dell'Istituto Idrografico della Marina e nella carta n° 6606 dello SHOM.

La realizzazione del parco eolico in quella striscia di mare è resa possibile grazie alla presenza di due alti morfologici distanti tra loro circa 6 km e costituenti il **Banco di Talbot**, su cui è possibile installare gli aerogeneratori.

Tali aree marine, come già esplicitato nel precedente Quadro di Riferimento Programmatico, fanno parte della Piattaforma Continentale Italiana, essendo ubicate, rispettivamente, a circa 33 miglia nautiche (Banco Talbot Est) e 39 miglia nautiche (Banco Talbot Ovest) dalla costa siciliana.

L'intervento interesserà parte dei citati banchi marini fino alla batimetrica dei -51 m, prevedendo l'installazione di moderni aerogeneratori di grossa taglia appositamente progettati per applicazioni *offshore*.

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

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

Nel seguito, dopo una breve presentazione delle aree di intervento e la descrizione dell'intervento in progetto, si esaminerà la metodologia adottata per la progettazione del parco eolico oggetto del presente studio, a partire dalle alternative progettuali prese in considerazione e i criteri di selezione adottati per la definizione del progetto definitivo.

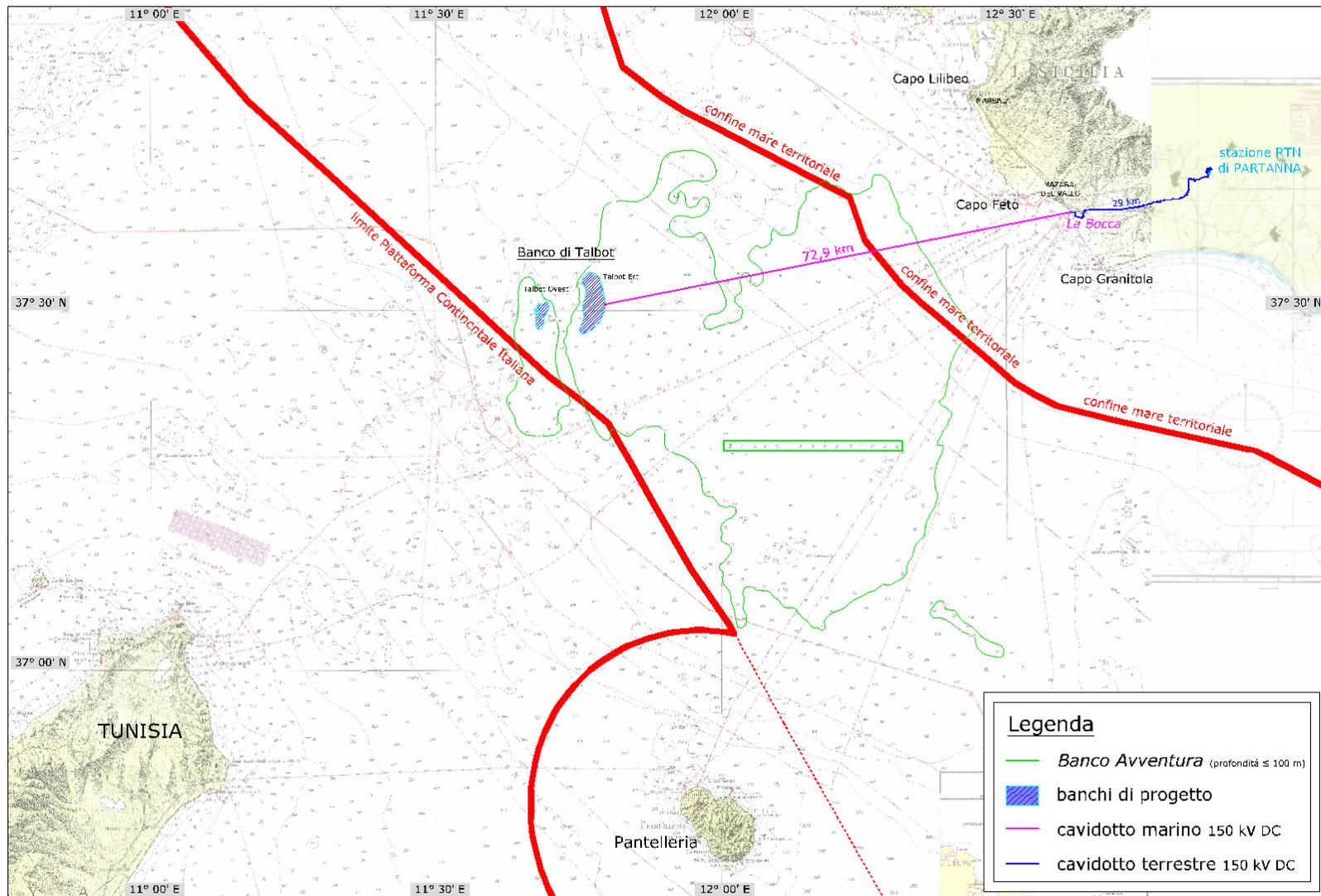


Figura B 1-1 Inquadramento territoriale dell'impianto nella sua totalità

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 a medio voltaggio; ogni sottocampo è infine connesso elettricamente ad una *sottostazione elettrica*. In tale sottostazione la corrente viene convertita in alto voltaggio 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.

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

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 doppia trasformazione MT/AT e AC/DC;
- il *cavidotto marino in corrente continua*, che collega la ESP alla costa, ove è collocata la buca di giunzione cavidotto marino – cavidotto terrestre;

una parte *onshore* comprendente:

- la *buca di giunzione cavidotto marino – cavidotto terrestre*;
- il *cavidotto terrestre in corrente continua*, dalla buca giunti alla *ESP onshore*;
- una *sottostazione elettrica di utenza (ESP onshore)*, per la trasformazione DC/AC dell'energia;
- il breve tratto di *cavidotto terrestre in corrente alternata*, che collega la *ESP onshore* alla stazione elettrica della RTN.

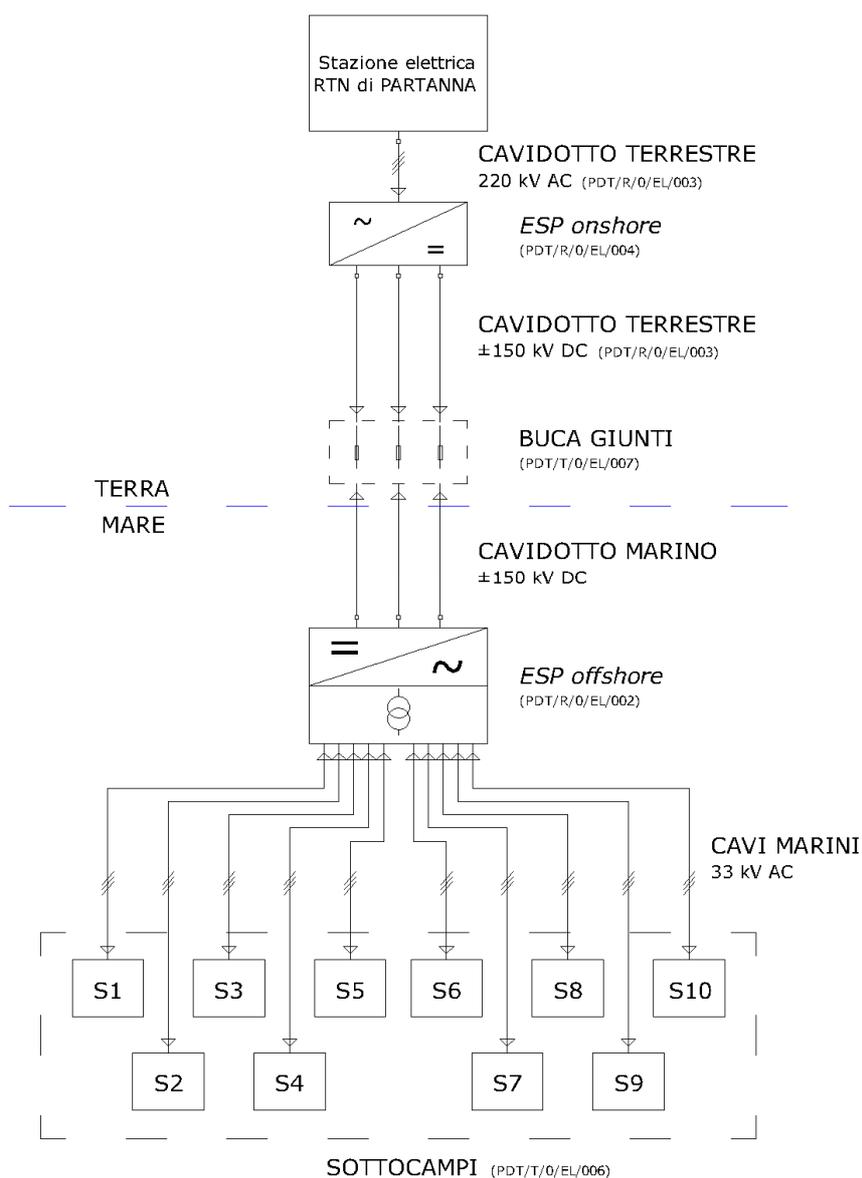


Figura B 2-1 Schema a blocchi semplificato dell'impianto

Come meglio specificato nella premessa, il parco eolico *offshore* oggetto del presente progetto sorgerà nello specchio acqueo compreso tra la costa siciliana sud-occidentale e

Capo Bon (Tunisia), in corrispondenza di alcuni banchi marini, denominati nel complesso **Banco di Talbot**, in una zona di mare con batimetrie inferiori a 100 m di profondità, denominata genericamente su carta nautica come *Banco Avventura*.

La potenza elettrica prevista per il parco eolico è di **354 MW**, distribuita su **59 aerogeneratori** aventi un diametro rotore pari a **126 m** e una potenza nominale unitaria pari a **6 MW**.

Tali aerogeneratori saranno installati in due distinte aree, rappresentate dai banchi **Talbot Ovest e Talbot Est**, distanti tra loro circa 6 km.

Per un migliore collocazione geografica dell'intervento si riporta una tabella riepilogativa con l'inquadramento dell'area e l'indicazione delle batimetrie riscontrate, cui segue uno stralcio su carta nautica che li colloca in riferimento alla costa siciliana.

Tabella B 2-1 banchi di progetto: Talbot Est e Talbot Ovest

Banco	Coordinate geografiche		Superficie ¹ [km ²]	Batimetria [m]	Distanza dalla costa	
	Latitudine	Longitudine			Capo Lilibeo	Marettimo
Talbot Est	37° 28' 00" N 37° 34' 00" N	11° 44' 30" E 11° 48' 30" E	23,5	26 - 50	63 km	51 km
Talbot Ovest	37° 28' 00" N 37° 30' 30" N	11° 40' 00" E 11° 41' 30" E	4,2	12 - 50	72 km	58 km

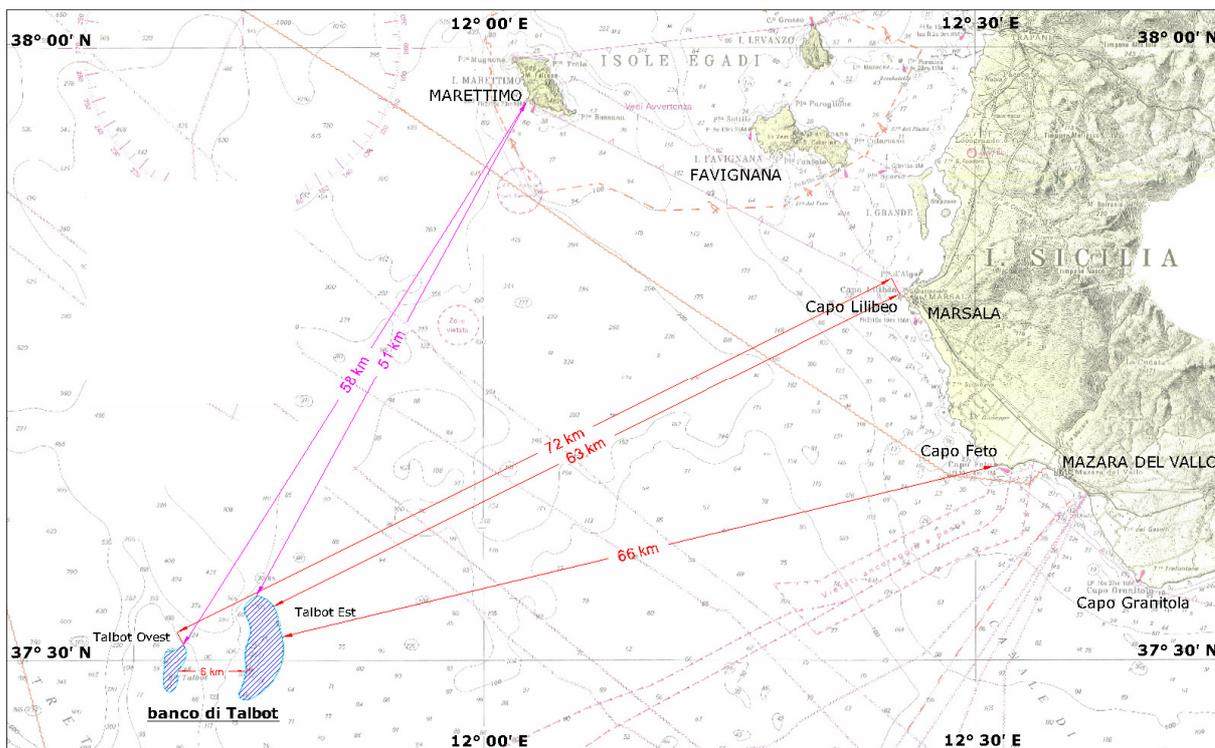


Figura B 2-2 Ubicazione dei banchi di progetto rispetto alla costa siciliana

¹ entro la batimetria dei -50 m

L'ipotesi progettuale prevede la collocazione di pali eolici sui citati banchi fino alla batimetrica dei -51 m, avvalendosi di tecniche realizzative di rilevante entità e opere di fondazione opportune.

Il banco *Talbot Est*, distante circa 63 km (33 nm) da Capo Lilibeo e 66 km (36 nm) da Capo Feto, presenta un'estensione di circa 23,5 km² (2.350 ha), considerando la batimetrica dei -50 m, con fondali aventi una profondità minima di circa -26 m. Su tale banco si prevede l'installazione di **49** pali eolici con basamento fino ad una profondità di circa -51 m, per una potenza nominale complessiva di **294 MW**.

Il banco *Talbot Ovest* dista circa 72 km (39 nm) da Capo Lilibeo e 74 km (40 nm) da Capo Feto; presenta fondali compresi tra -12 m e -50 m, per un'estensione di circa 4,2 km² (420 ha). Tale banco accoglierà **10** aerogeneratori con fondazione fino a -51 m, a cui corrisponde una potenza nominale installata pari a **60 MW**.

Complessivamente, il **Banco di Talbot** accoglierà dunque **59** aerogeneratori, a cui corrisponde una potenza nominale installata pari a **354 MW**.

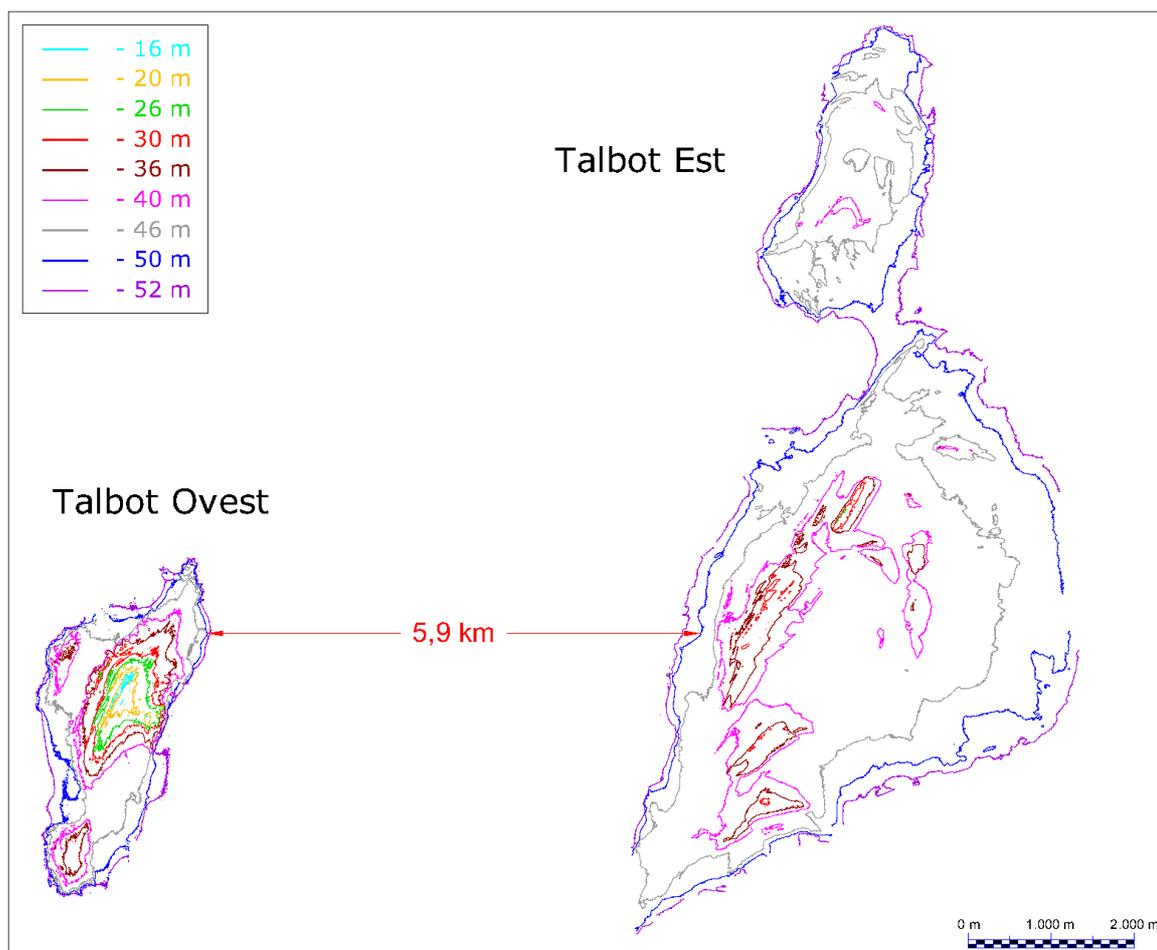


Figura B 2-3 Banco di Talbot: Talbot Est e Talbot Ovest

La tabella seguente riporta in numero di aerogeneratori installati rispetto al banco ed alla profondità di installazione della fondazione.

Tabella B 2-2 Potenzialità dei banchi di progetto in termini di numero di aerogeneratori installabili, in relazione alla profondità del fondale

AREE DI PROGETTO	PROFONDITÀ FONDAZIONE			TOT WTO	P _{nominale} [MW]
	20 – 30 m	31 – 40 m	41 – 51 m		
Banco Talbot Ovest	1	4	5	10	60
Banco Talbot Est	2	6	41	49	294
TOTALE Banco Di Talbot	3	10	46	59	354

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 lungo la stessa fila sia presente fra un palo ed il successivo una distanza pari a circa **5 diametri rotore**, corrispondente a **630 m**, e fra pali di file contigue una distanza di circa **8 diametri rotore**, corrispondente a **1.008 m**; la distanza minima tra le file risulta dunque pari a 957,5 m. 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)*, in cui avverrà la conversione da media tensione in c.a. ad alta tensione in c.c.

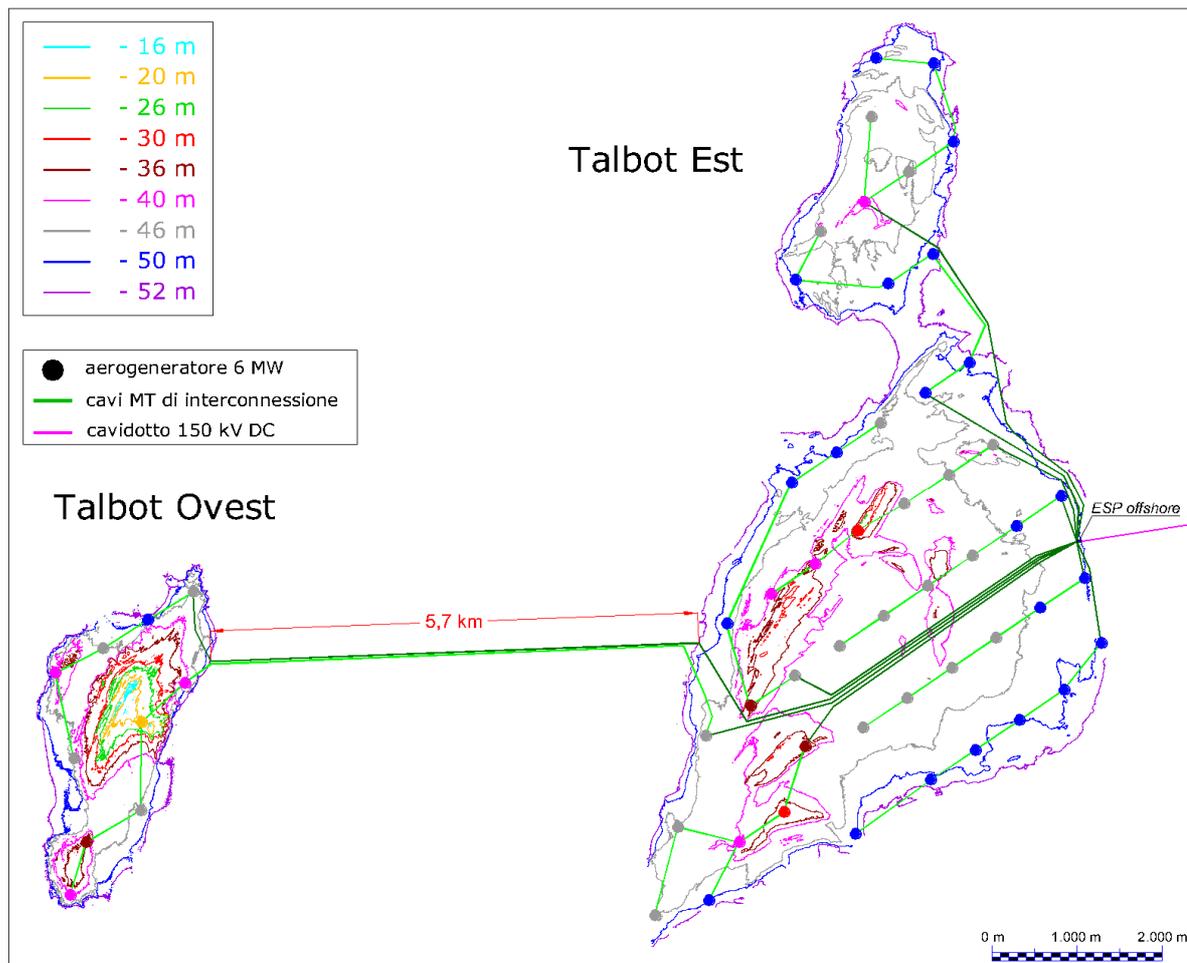


Figura B 2-4 Banco di Talbot: layout impianto

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 **73 km**, sarà in corrente continua con tensione ± 150 kV, con approdo in corrispondenza della sponda meridionale della foce del fiume Arena (o Delia), detta *La Bocca*, nel comune di Mazara del Vallo (TP), ove sarà collocata la *buca di giunzione terra / mare*.

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

- un tratto in corrente continua a ± 150 kV, di lunghezza pari a circa 28 km, dalla buca di giunzione terra/mare fino ad una *sottostazione elettrica di utenza DC/AC* (*ESP onshore*), necessaria alla conversione della corrente da continua ad alternata, da ubicarsi in prossimità dell'esistente stazione elettrica RTN di Partanna;
- un tratto in corrente alternata 50 Hz 220 kV, di lunghezza pari a circa 1,3 km, dalla ESP DC/AC 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 elettrico e di annullare l'impatto visivo, il cavidotto terrestre sarà interrato lungo tutto il percorso.

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.

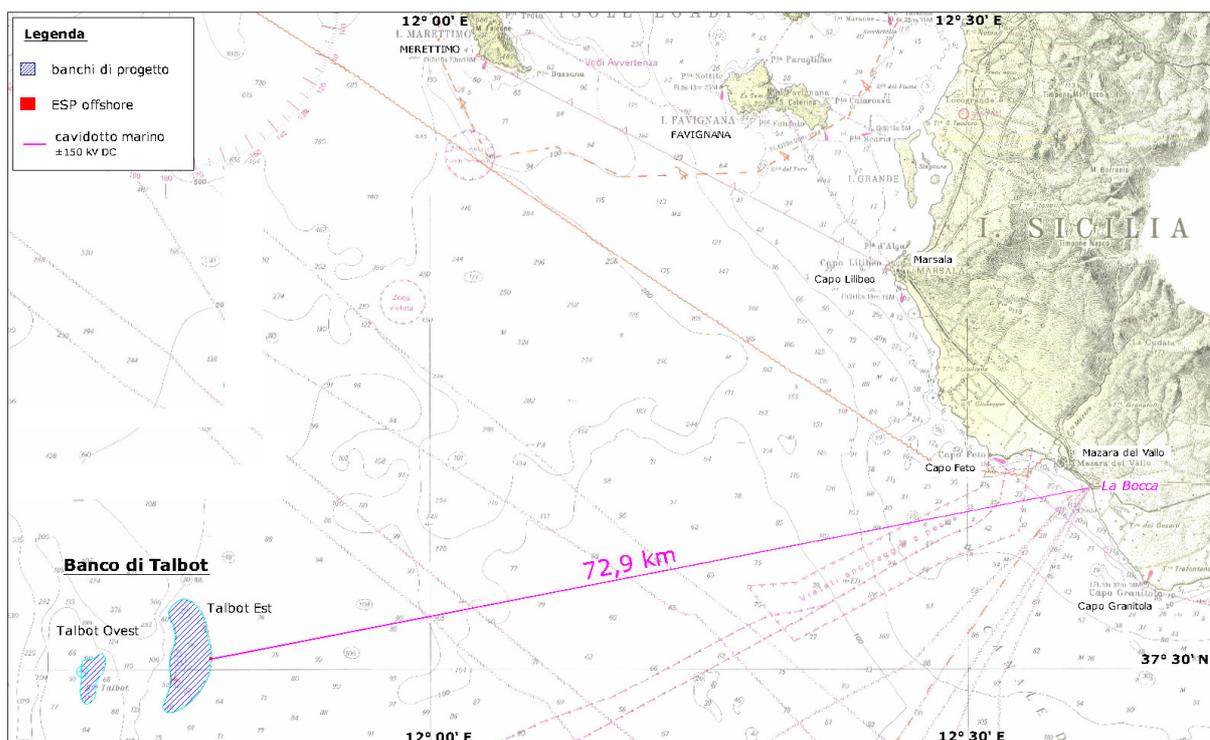


Figura B 2-5 Percorso del cavidotto marino

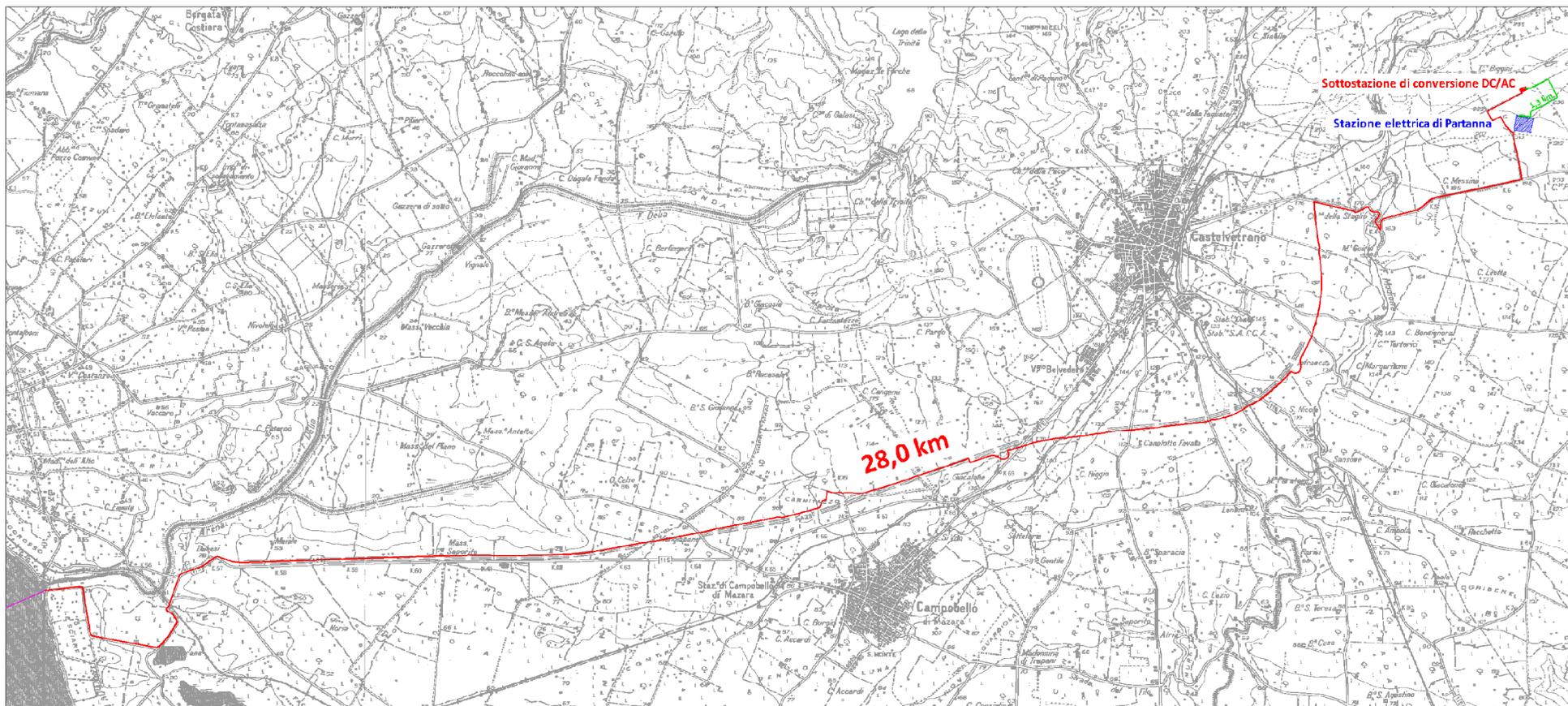


Figura B 2-6 Percorso del cavidotto terrestre di collegamento alla RTN

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 sul Banco di Talbot e definirne il *layout*, ovvero la disposizione degli aerogeneratori, risulta quindi indispensabile conoscere il regime anemologico dello Stretto di Sicilia.

La società Four Wind S.r.l., 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 **PDT/R/0/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													

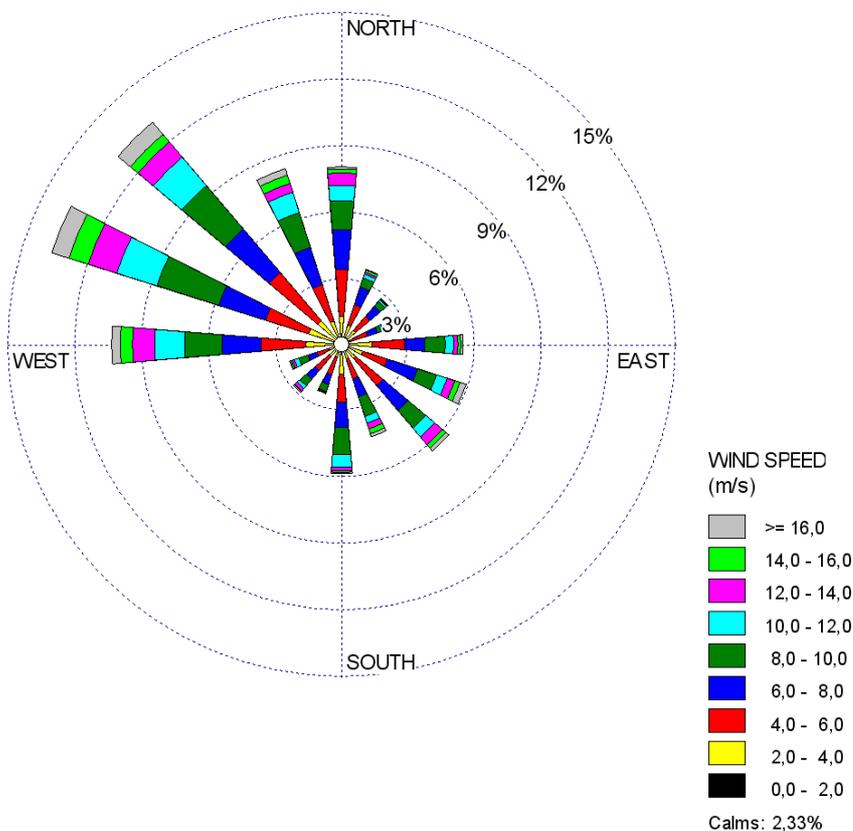


Figura B 3-1 Rosa dei venti a 10 m s.l.m. – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni da navi

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

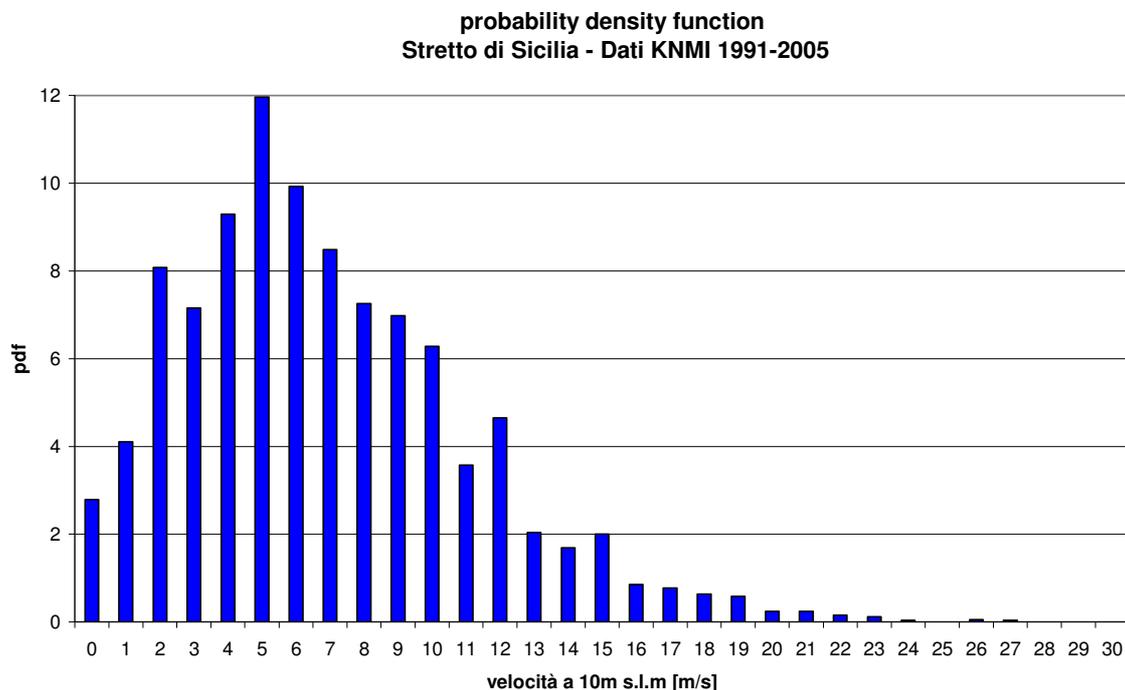


Figura B 3-2 Funzione densità di probabilità – dati KNMI (1991 - 2005)

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													

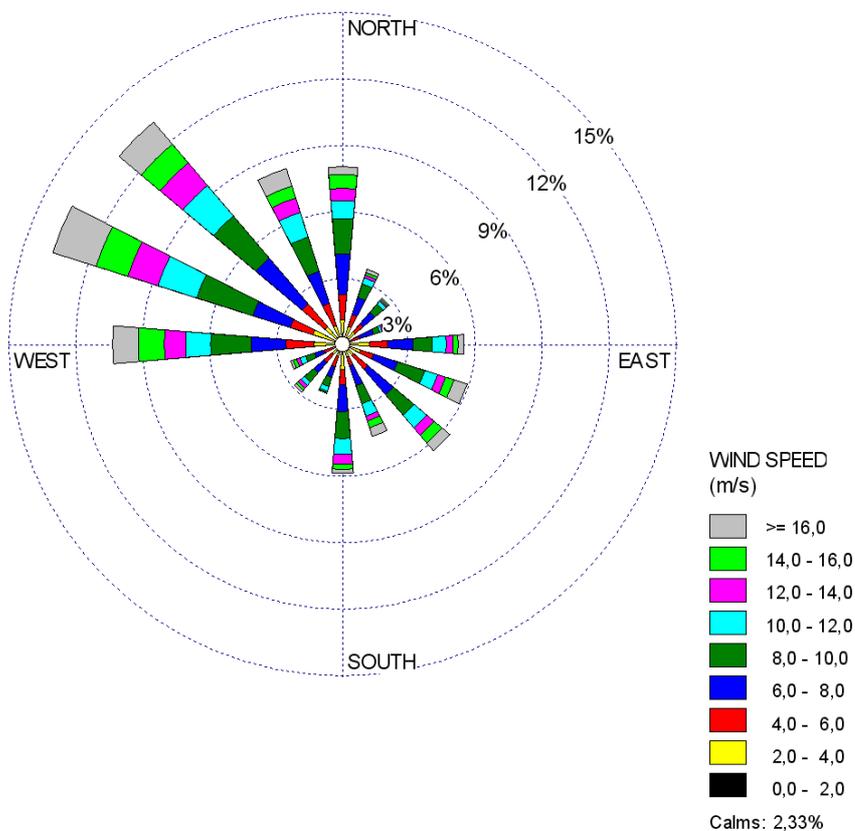


Figura B 3-3 Rosa dei venti a 90 m s.l.m. – dati KNMI (1991- 2005)

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

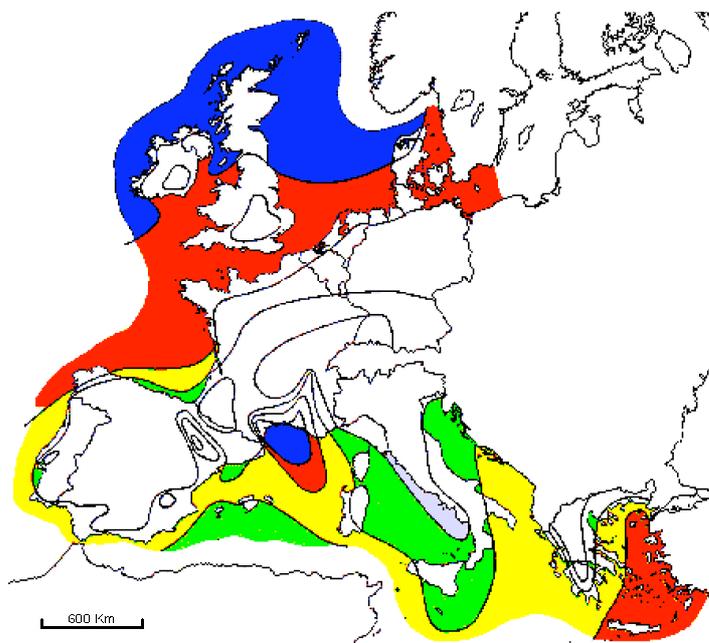
B3.3 European Wind Atlas, Progetto Nostrum, Atlante Eolico Italiano

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 Atlas²; la figura seguente illustra le risorse di vento in mare aperto (a oltre 10

² 1989 - Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark

km dalla costa) relativamente al bacino del Mediterraneo, al Mar Baltico e al Mare del Nord.

Per quanto riguarda il territorio italiano, la Sicilia occidentale risulta essere una delle zone a maggior intensità di vento. La zona del Banco di Talbot 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
Blue	> 8.0 m/sec.	> 8.5 m/sec.	> 9.0 m/sec.	> 10.0 m/sec.	> 11.0 m/sec.
	> 600 w/m ²	> 700 w/m ²	> 800 w/m ²	> 1100 w/m ²	> 1500 w/m ²
Red	7.0-8.0 m/sec.	7.5-8.5 m/sec.	8.0-9.0 m/sec.	8.5-10.0 m/sec.	9.5-11.0 m/sec.
	350-600 w/m ²	450-700 w/m ²	600-800 w/m ²	650-1100 w/m ²	900-1500 w/m ²
Yellow	6.0-7.0 m/sec.	6.5-7.5 m/sec.	7.0-8.0 m/sec.	7.5-8.5 m/sec.	8.0-9.5 m/sec.
	250-300 w/m ²	300-450 w/m ²	400-600 w/m ²	450-650 w/m ²	600-900 w/m ²
Green	4.5-6.0 m/sec.	5.0-6.5 m/sec.	5.5-7.0 m/sec.	6.0-7.5 m/sec.	6.5-8.0 m/sec.
	100-250 w/m ²	150-300 w/m ²	200-400 w/m ²	250-450 w/m ²	300-600 w/m ²
Light Blue	< 4.5 m/sec.	< 5.0 m/sec.	< 5.5 m/sec.	< 6.0 m/sec.	< 6.5 m/sec.
	< 100 w/m ²	< 150 w/m ²	< 200 w/m ²	< 250 w/m ²	< 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).

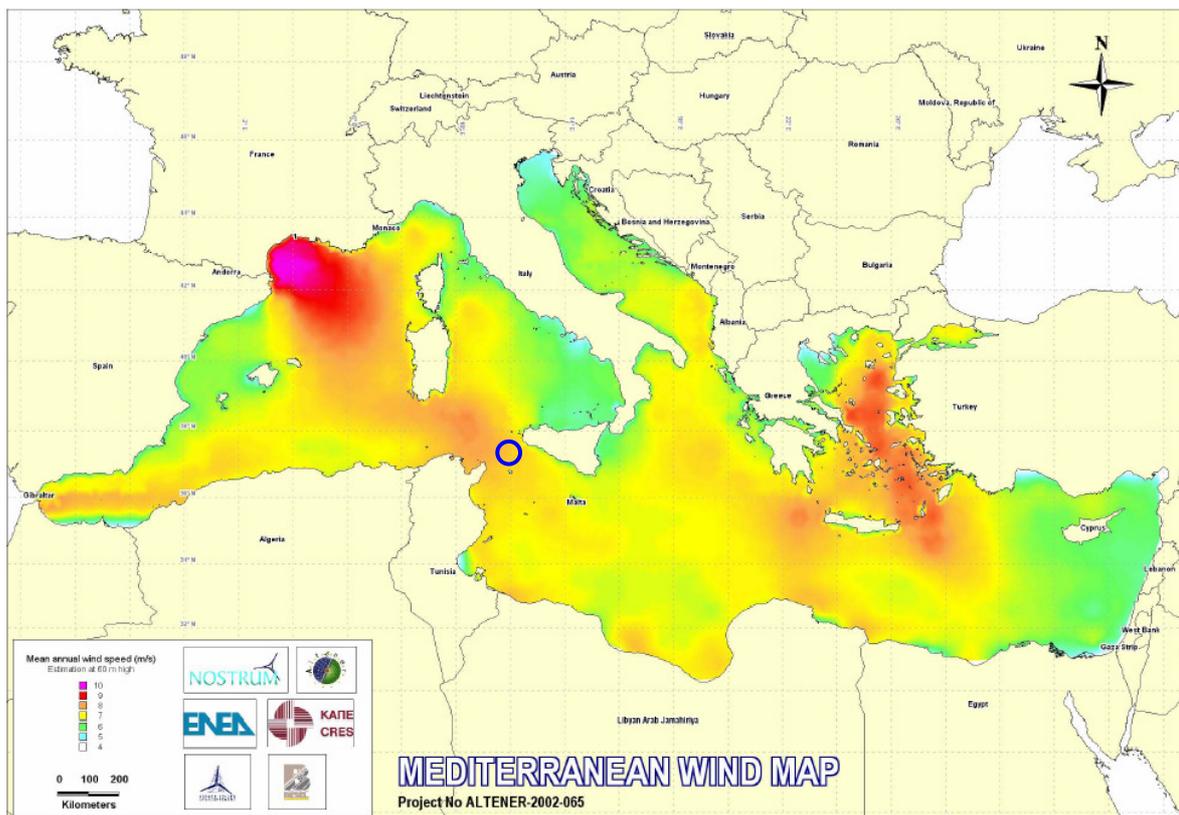


Figura B 3-5 Risorse del vento in mare aperto (medie annuali) a 60 m s.l.m. – Mediterranean Wind Map

L'area del Banco di Talbot, evidenziata con un cerchio blu e ricadente nella zona di colore arancione, 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*³, recentemente esteso anche alle zone *offshore* (versione 2006). Nella figura 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 l'area in cui ricade il

³ *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>

Banco di Talbot, 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 **PDT/R/0/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.

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

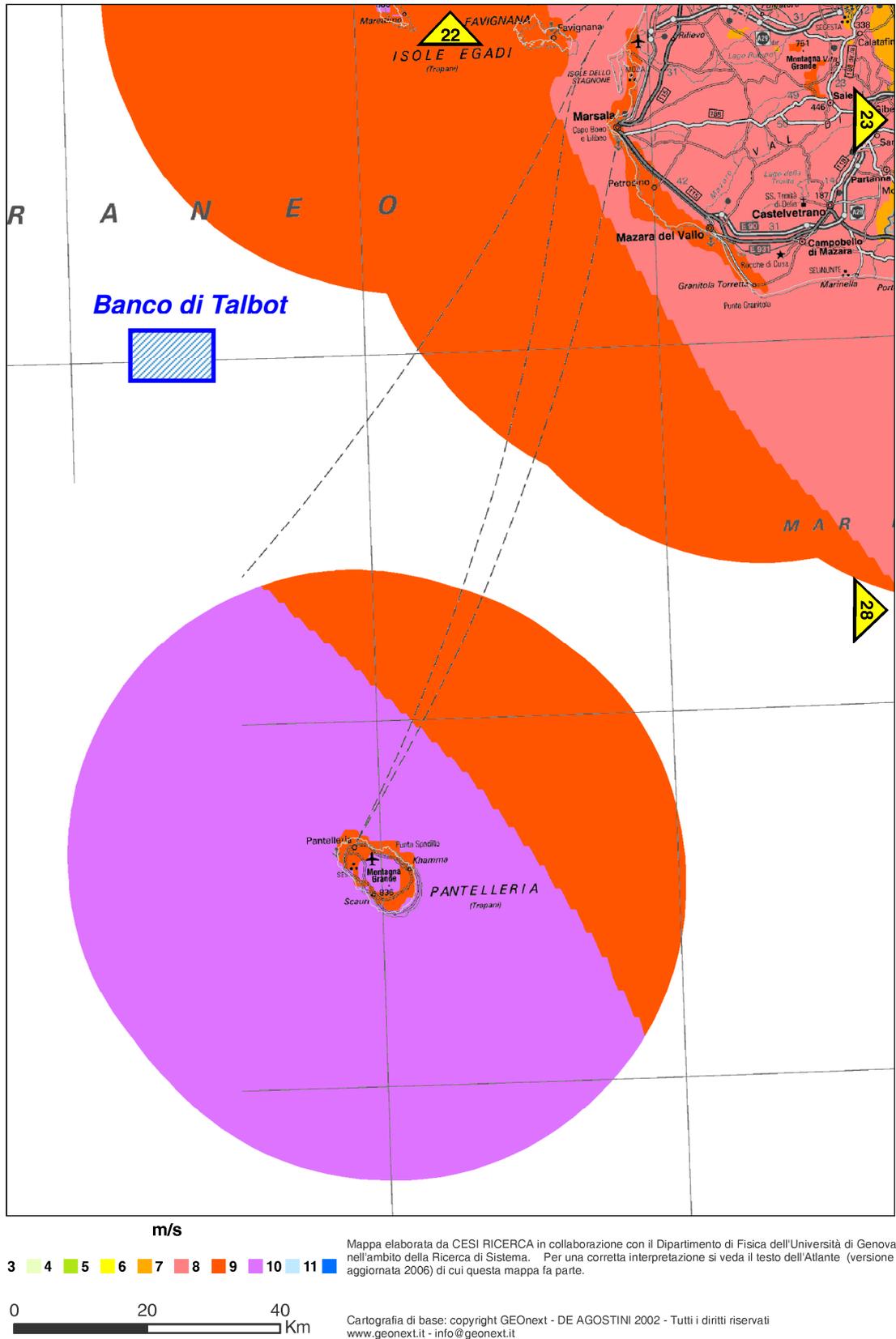


Figura B 3-6 Atlante Eolico d'Italia (2006) – tavola 27

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 installati⁴, 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

⁴ 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>

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

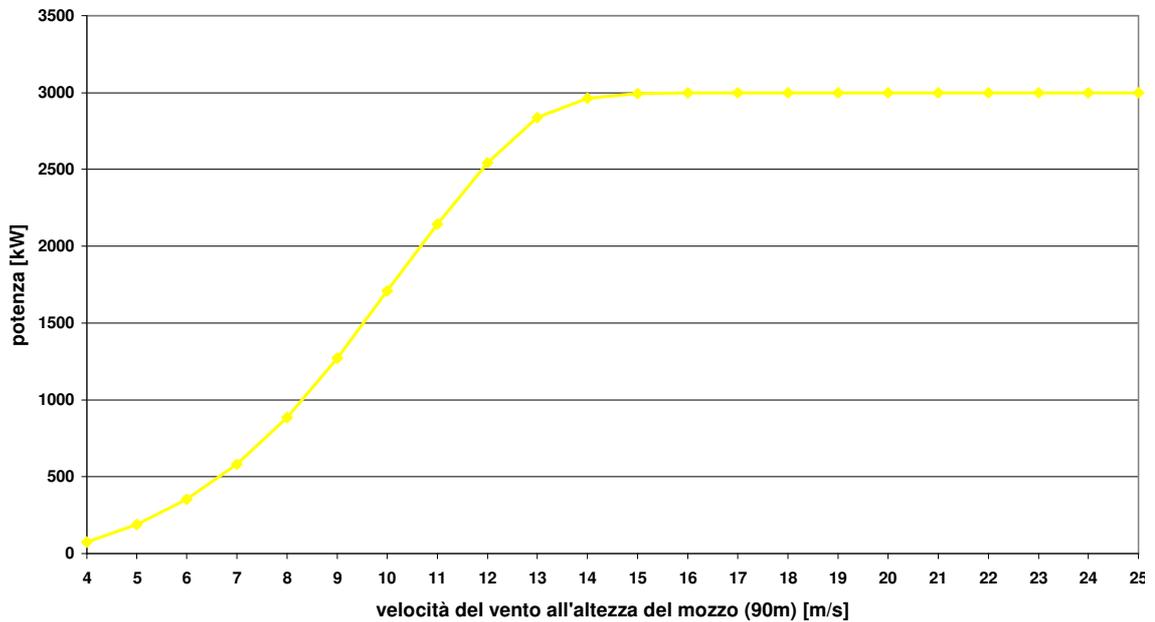


Figura B 4-1 Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore da 3 MW

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 (*offshore*)
 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

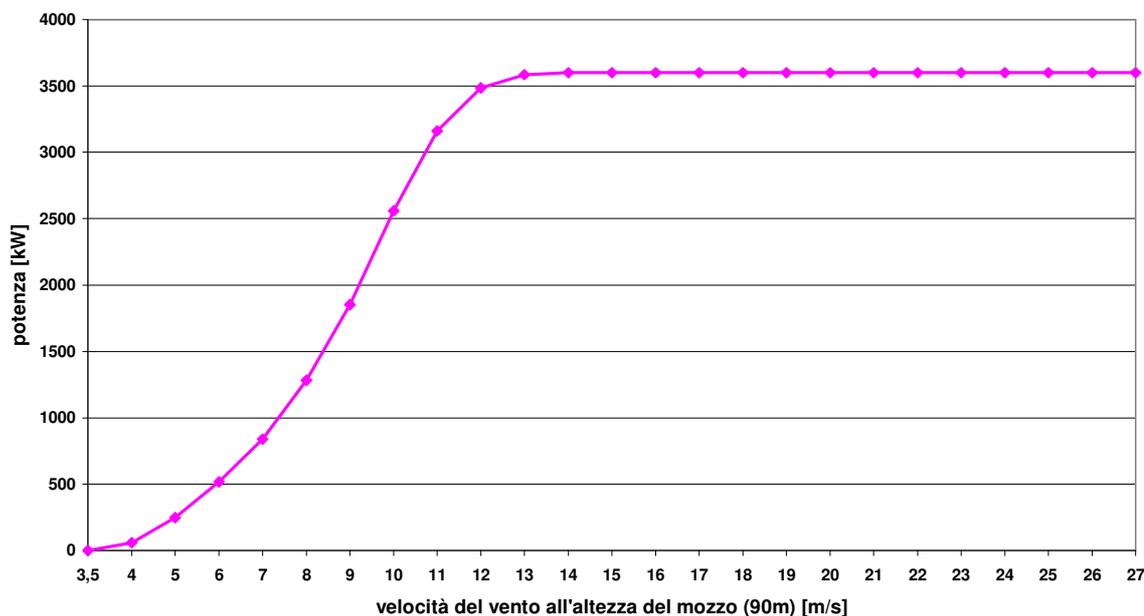


Figura B 4-2 Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore da 3,6 MW

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 (*offshore*)
 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

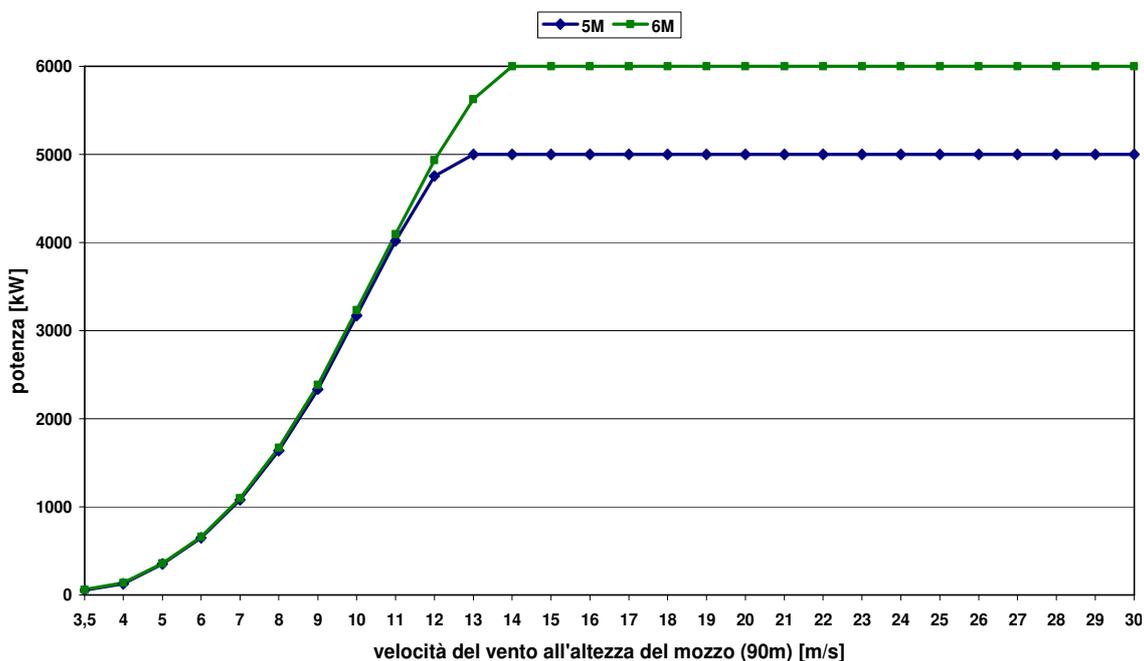


Figura B 4-3 Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore da 5 MW e 6 MW

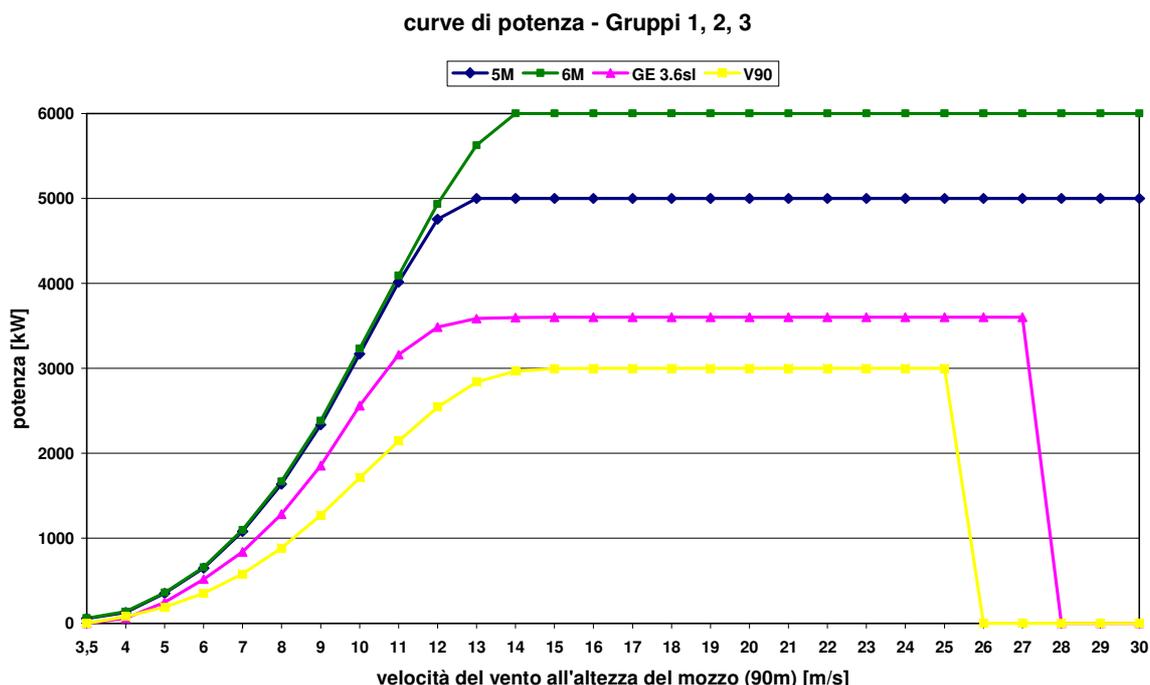


Figura B 4-4 Curve di potenza – Gruppi 1, 2, 3.

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.

Per quanto riguarda i banchi marini, una attenta campagna di indagine ha permesso di definire in modo puntuale la batimetria, la morfologia e il comparto biotico dell'area, così da poter collocare gli aerogeneratori in zone ove le caratteristiche morfologiche e biocenotiche lo permettano.

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 e tra 3 e 5 diametri del rotore rispetto alla direzione di minor prevalenza. 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 lungo la stessa fila sia presente fra un palo ed il successivo una distanza pari a **5 diametri rotore** (corrispondente a 630 m nel caso dell'aerogeneratore REpower 5M/6M e a 555 m per il GE 3.6sl) , e che fra aerogeneratori di file contigue vi sia una distanza di **8 diametri rotore** (corrispondente a 1.008 m per l'aerogeneratore REpower 5M/6M e a 888 m per il GE 3.6sl); la distanza minima tra le file risulta pari a 957,5 m (REpower) e 843,5 m (GE). 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 5 diametri tra aerogeneratori contigui garantisce una riduzione quasi totale dell'effetto di turbolenza.

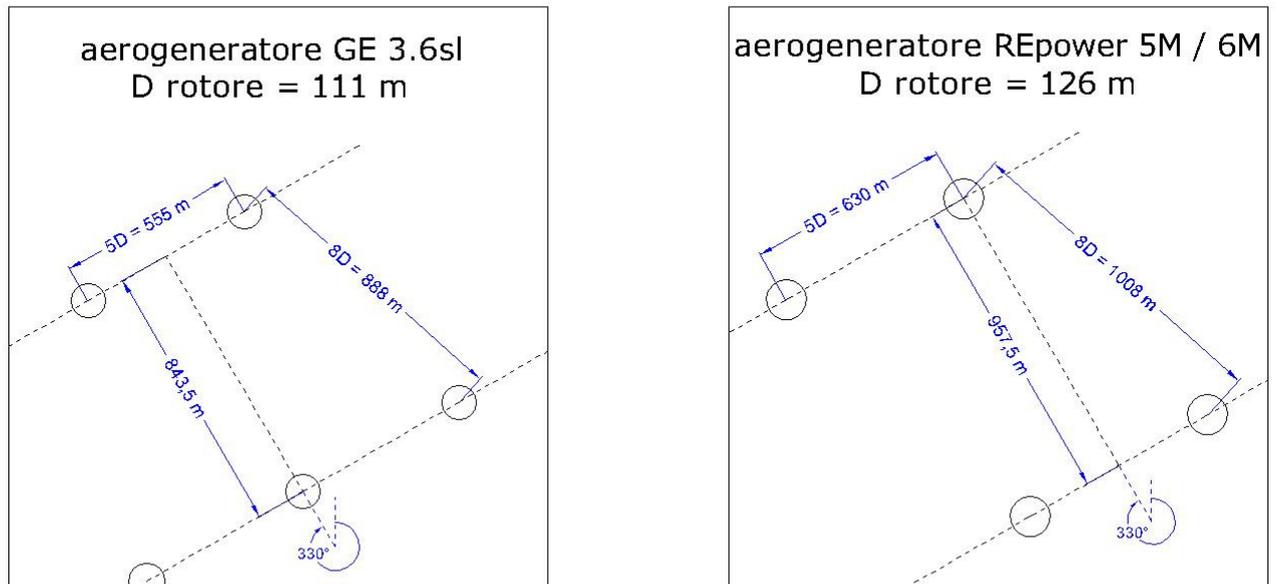


Figura B 5-1 Criterio di disposizione adottato per l'aerogeneratore GE 3.6sl e REpower 5M / 6M

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 5 diametri del rotore rispetto alla direzione in cui si registra la minore intensità di vento.

Le figure a pagina seguente illustrano il layout preliminare del Banco di Talbot per le due ipotesi progettuali.

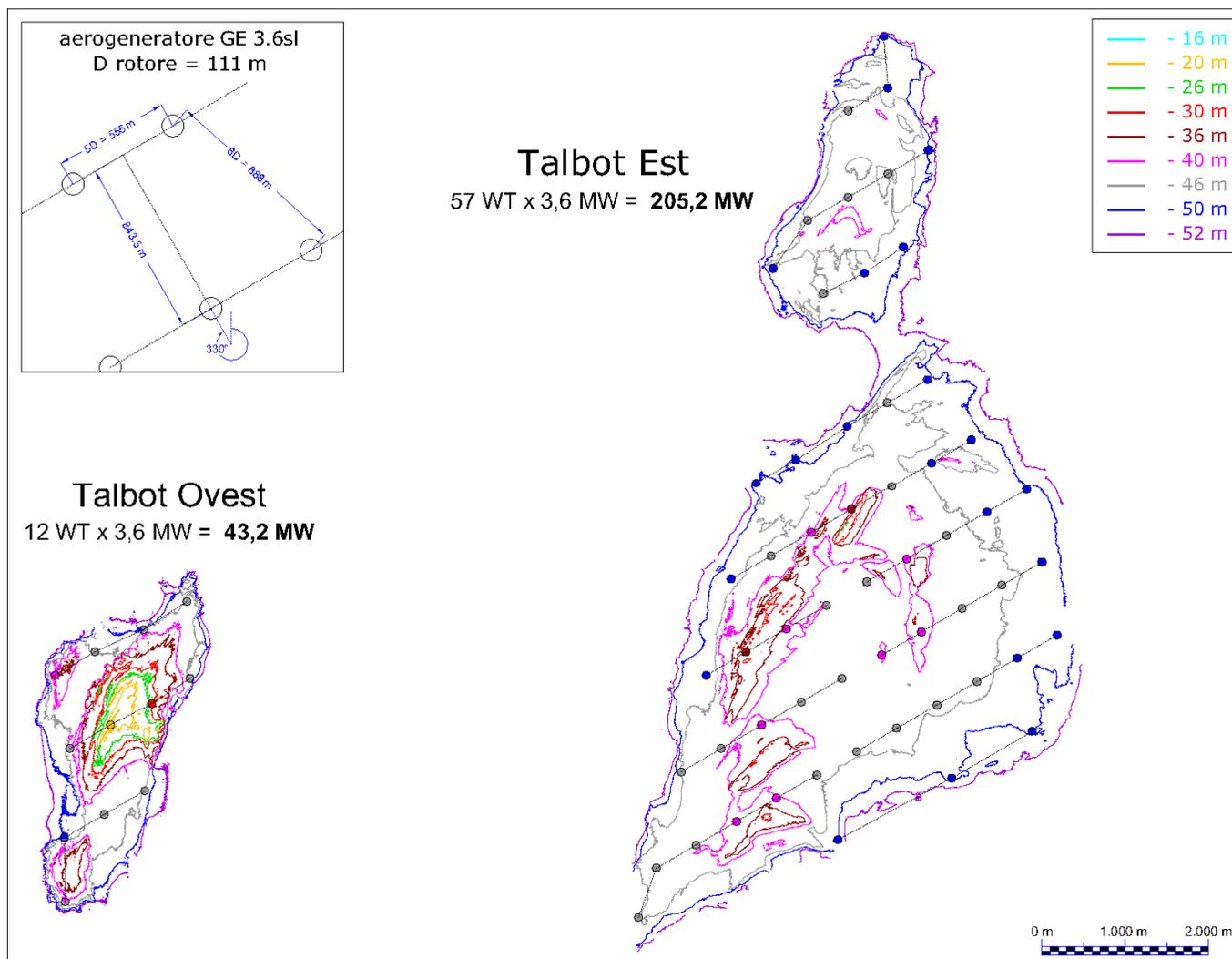


Figura B 6-1 layout preliminare – Opzione A

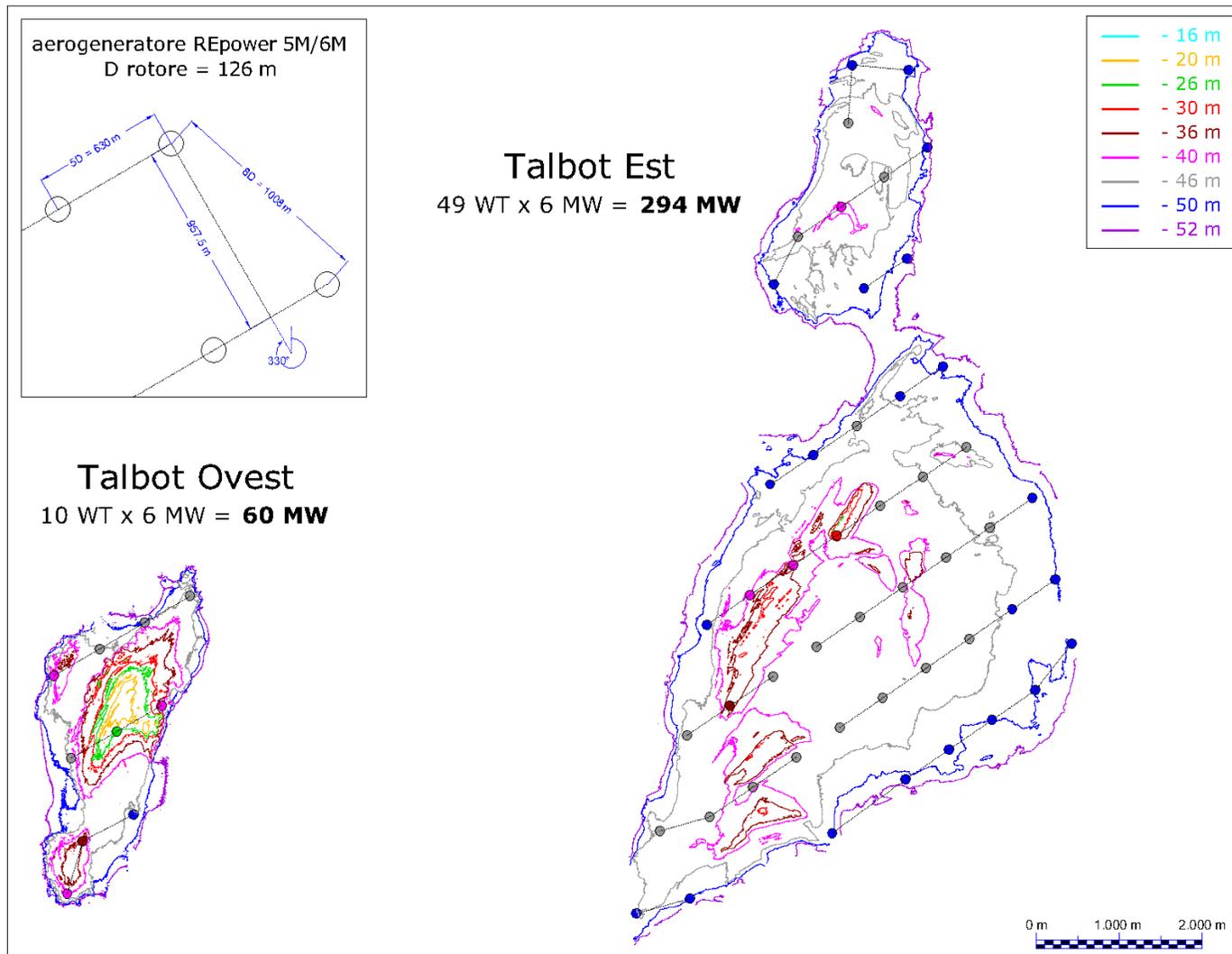


Figura B 6-2 layout preliminare – Opzione B

SEZIONE B - QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

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

Tabella B 6-1 Potenzialità dei banchi di progetto – “Opzione A” e “Opzione B”

	OPZIONE A			OPZIONE B				
	WT 3,6 MW			5/6MW	WT 5 MW		WT 6 MW	
Aree di progetto	n. pali	P [MW]	GWh/y	n. pali	P [MW]	GWh/y	P [MW]	GWh/y
Banco Talbot Ovest	12	43,2	171,2	10	50	190,4	60	218,8
Banco Talbot Est	57	205,2	813,0	49	245	933,0	294	1.072,2
TOTALE BANCO DI TALBOT	69	248,4	984,2	59	295	1.123,4	354	1.291,0

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 19% (5M) e del 42% (6M) e un incremento dell’energia annua prodotta pari al 14% (5M) e 31% (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 seguente⁵ 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 14% (5M) e 31% (6M) per l’intero parco eolico.

⁵ EWEA (European Wind Energy Association) *Wind Energy – the Facts – costs & prices* - 2004, vol. 2, pag. 105

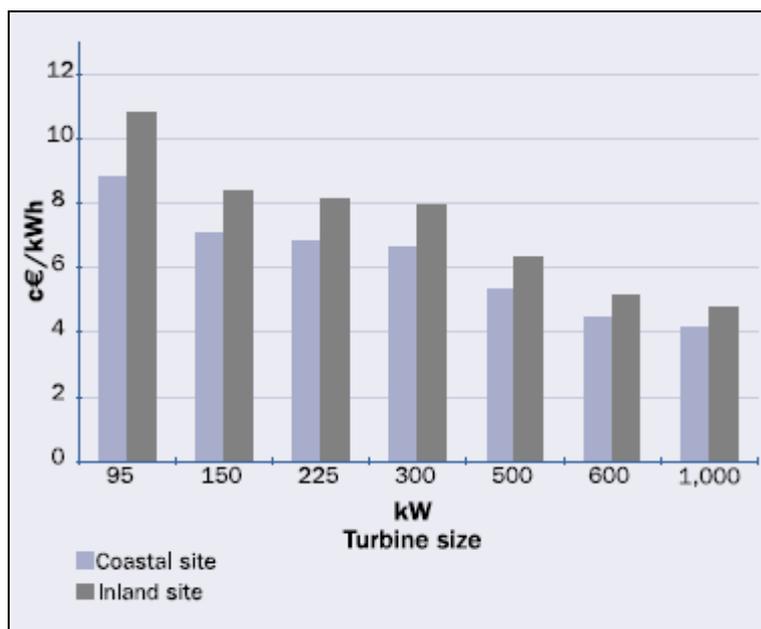


Figura B 6-3 Potenza nominale dell'aerogeneratore [kW] vs. costo di produzione del kWh [c€/kWh] ^[3]

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 14% (5M) e 31% (6M)) a fronte di un minor impatto ambientale (installazione di 59 pali eolici rispetto a 69, con maggiore distanza reciproca tra aerogeneratori).

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

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
69	984,2	522.589	1.476	59	1.123,4	596.504	1.685	1.291,0	685.541	1.937

Tabella B 6-3 Energia prodotta e corrispondenti emissioni di CO₂ e NO_x evitate ⁶ nella vita utile della centrale eolica ⁷

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
19.683	10.451.788	29.525	22.467	11.930.083	33.701	25.821	13.710.824	38.731

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.**

⁶ 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]

⁷ ipotizzando una vita utile di 20 anni

B6.1 Definizione del layout definitivo – Banco Talbot Ovest

Il criterio di definizione del layout deve avere alla base, oltre a valutazioni di tipo tecnico ed economico, anche di tipo ambientale, finalizzate alla verifica della compatibilità dell'impianto con le biocenosi dell'area in cui si andrà ad inserire. Il contesto ambientale su cui si va ad inserire il progetto rappresenta uno degli elementi predominanti per le scelte progettuali; si descriverà di seguito una sintesi delle valutazioni di natura ambientale che hanno portato alla scelta dell'idoneo layout di progetto.

Come meglio descritto nel successivo Quadro di Riferimento Ambientale, Il banco di Talbot Ovest, nella sua parte apicale, è principalmente interessato da un mosaico di *Posidonia* con alghe fotofile (sfondo fucsia chiaro in *figura*), entro i 20 m di profondità, e con alghe sciafile senza concrezionamenti, tra le batimetriche dei -20 m e dei -30 m (sfondo ocra). A partire dai -30 m sono presenti i fondi mobili del detritico costiero (sfondo arancio chiaro), intervallati da affioramenti rocciosi colonizzati dalle biocenosi sciafile (sfondo ciano) e, oltre i -45 m, dal coralligeno (sfondo rosso).

Un'eventuale interferenza tra opera e biocenosi dell'area, con possibile impatto ambientale, è dunque circoscritta alle zone meno profonde, indicativamente entro la batimetrica dei -30 m, connessa alla presenza in mosaico di *Posidonia oceanica*. L'area complessiva in cui si è rilevata la presenza di tale biocenosi è pari a 0,78 km², corrispondenti al 18,4% della superficie del banco (4,23 km² entro la batimetrica dei -50 m).

Al fine di valutare l'entità di tale interferenza, occorre in primo luogo interfacciare il layout relativo alla opzione progettuale prescelta (aerogeneratore da 6 MW) rispetto alla biocenosi risultante dalle indagini meteomarine.

In *figura* B 6-4 si riporta la sovrapposizione tra il layout preliminare dell'impianto e la biocenosi: nelle zone colonizzate da *Posidonia oceanica* ricade un solo aerogeneratore (in rosso); i restanti 9 aerogeneratori ricadono invece in regioni con biocenosi di scarso pregio, quali biocenosi sciafile infralitorali o fondi mobili del detritico costiero.

Ciascuna fondazione avrà una superficie di appoggio di circa 70 m²; l'area complessivamente interferente con la biocenosi di *Posidonia* risulta pertanto pari a 70 m². Considerando che tale area è inferiore allo 0,01% dell'area complessivamente interessata dalla biocenosi di *Posidonia oceanica* (0,78 km²), risulta evidente che l'impatto è certamente irrilevante in fase di esercizio.

Un eventuale impatto sarebbe dunque limitato alla sola fase di cantiere, in cui le operazioni di preparazione e livellamento del fondale potrebbero comportare la generazione di sedimenti in sospensione nella zona di intervento. Il conseguente intorbidamento dell'acqua ostacola il passaggio di luce, il cui effetto è la riduzione della capacità di fotosintesi delle

piante. Tale impatto è limitato alla zona di intervento; l'estensione dell'area interessata dalla presenza di sedimenti in sospensione varia a seconda della corrente marina. Risulta pertanto chiaro che l'eventuale generazione di sedimenti in sospensione produce un impatto localizzato, confinato alle aree di intervento e di breve durata.

Come meglio descritto nel successivo Quadro di Riferimento Ambientale, nel periodo gennaio - marzo 2008 sul Banco Talbot Ovest è stata comunque realizzata una campagna oceanografica "di dettaglio" finalizzata alla ricerca di macroaree, dal diametro di almeno 50 m, all'interno delle zone in cui la campagna precedente aveva riscontrato la presenza di mosaico di biocenosi di *Posidonia oceanica* e alghe sciafile o alghe fotofile. Ciò ha permesso di individuare due aree piuttosto ampie (6.000 m² ciascuna) libere da *Posidonia* (indicate con campitura verde chiaro nelle *figure B 6-5 e B 6-6*) in cui riposizionare l'aerogeneratore ricadente su un'area colonizzata da *Posidonia*, annullando di fatto l'interazione con la pianta ed eventuali impatti che sarebbero derivati dall'installazione delle fondazioni.

Il layout è quindi stato ottimizzato al fine di collocare i 10 aerogeneratori previsti per tale banco nelle sole aree prive di *Posidonia oceanica*, evitando nel contempo anche le aree più profonde colonizzate dal coralligeno.

L'aerogeneratore ricadente su aree con presenza di *Posidonia oceanica* (aerogeneratore in rosso) è stato ricollocato in una zona in cui tale pianta non è presente. Le principali variazioni apportate al layout preliminare sono illustrate in *figura B 6-5*; il layout definitivo con indicazione della biocenosi del banco è illustrato in *figura B 6-6* e nella tavola **SIAT/T/0/BIO/001**.

Gli inevitabili scostamenti dal layout definito in base al criterio generale di disposizione precedentemente esposto sono di lieve entità, tali da non comportare alcuna riduzione della producibilità della fattoria eolica.

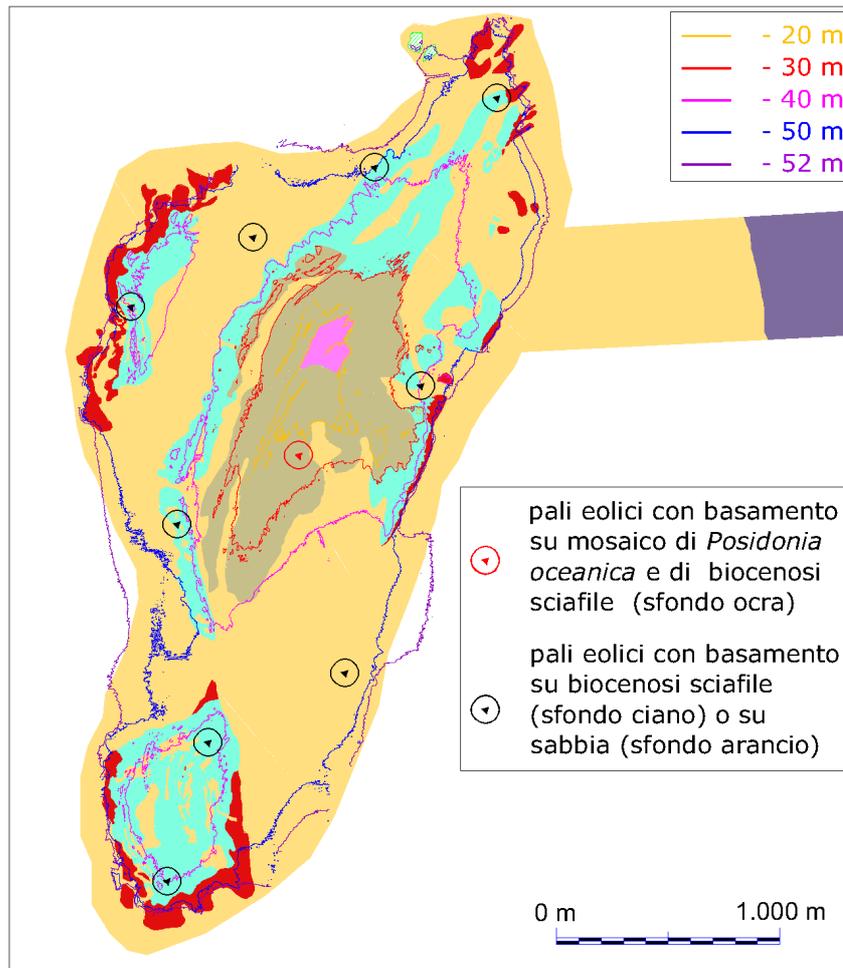


Figura B 6-4 Banco Talbot Ovest: layout preliminare con indicazione della biocenosi



Figura B 6-5 Banco Talbot Ovest: principali variazioni al layout preliminare

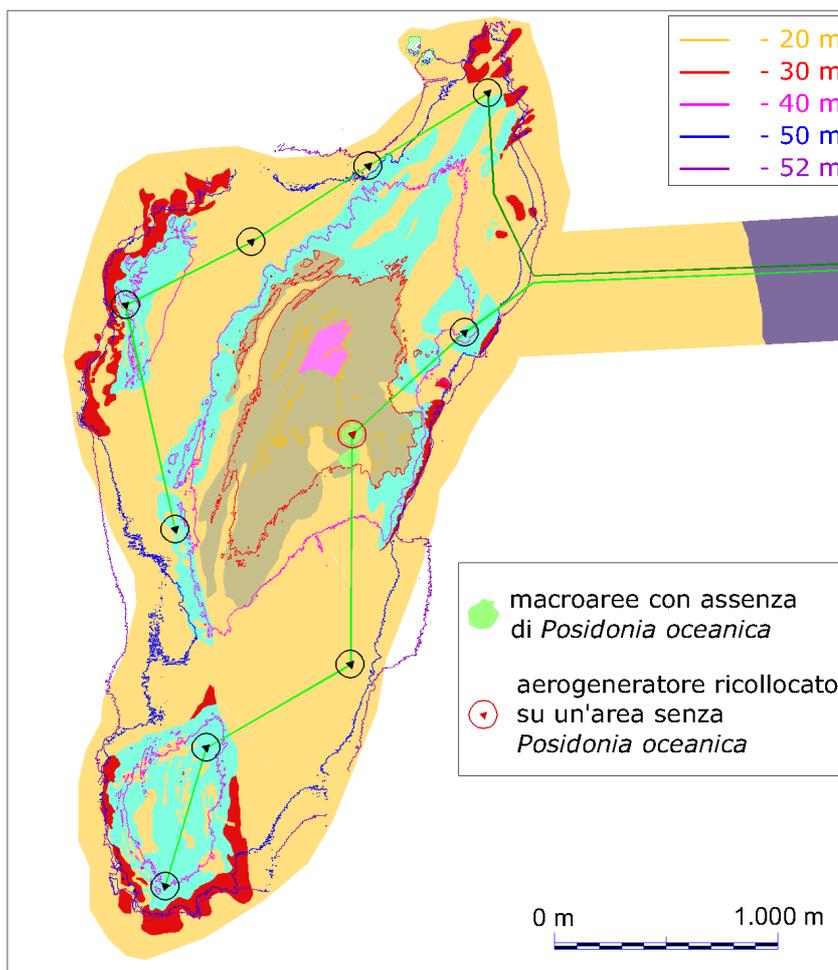


Figura B 6-6 Banco Talbot Ovest: layout definitivo con indicazione della biocenosi

B6.2 Definizione del layout definitivo – Banco Talbot Est

Come meglio descritto nel successivo Quadro di Riferimento Ambientale, il Banco Talbot Est risulta principalmente dominato da biocenosi di scarso interesse ambientale, quale la biocenosi del detritico costiero e, sulle parti rocciose emergenti dal detritico, le biocenosi sciafile infralitorali. L'unica biocenosi di pregio dal punto di vista ambientale è costituita dal coralligeno, presente a tratti nelle zone più profonde, oltre la batimetrica dei -45 m. Il criterio di disposizione degli aerogeneratori prevede pertanto l'esclusione di tali aree.

I 49 pali eolici previsti per tale banco ricadono su aree interessate dalla biocenosi del detritico o delle alghe sciafile (vedi figura seguente e tavola **SIAT/T/0/BIO/001**).

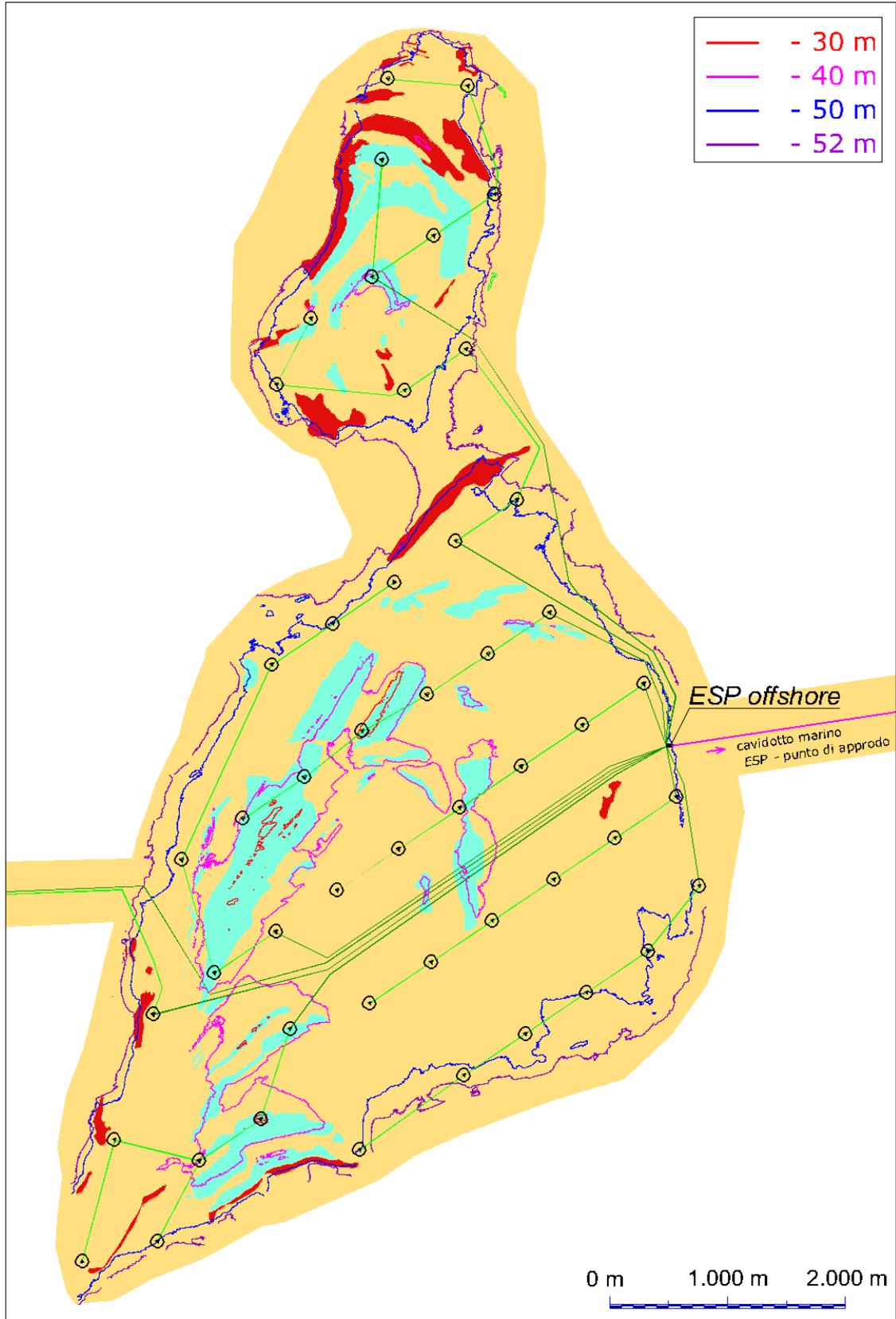


Figura B 6-7 Banco Talbot Est: layout definitivo con indicazione della biocenosi

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.

La scheda tecnica di tale aerogeneratore è riportata nell'elaborato progettuale **PDT/R/0/WT/001**.

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.

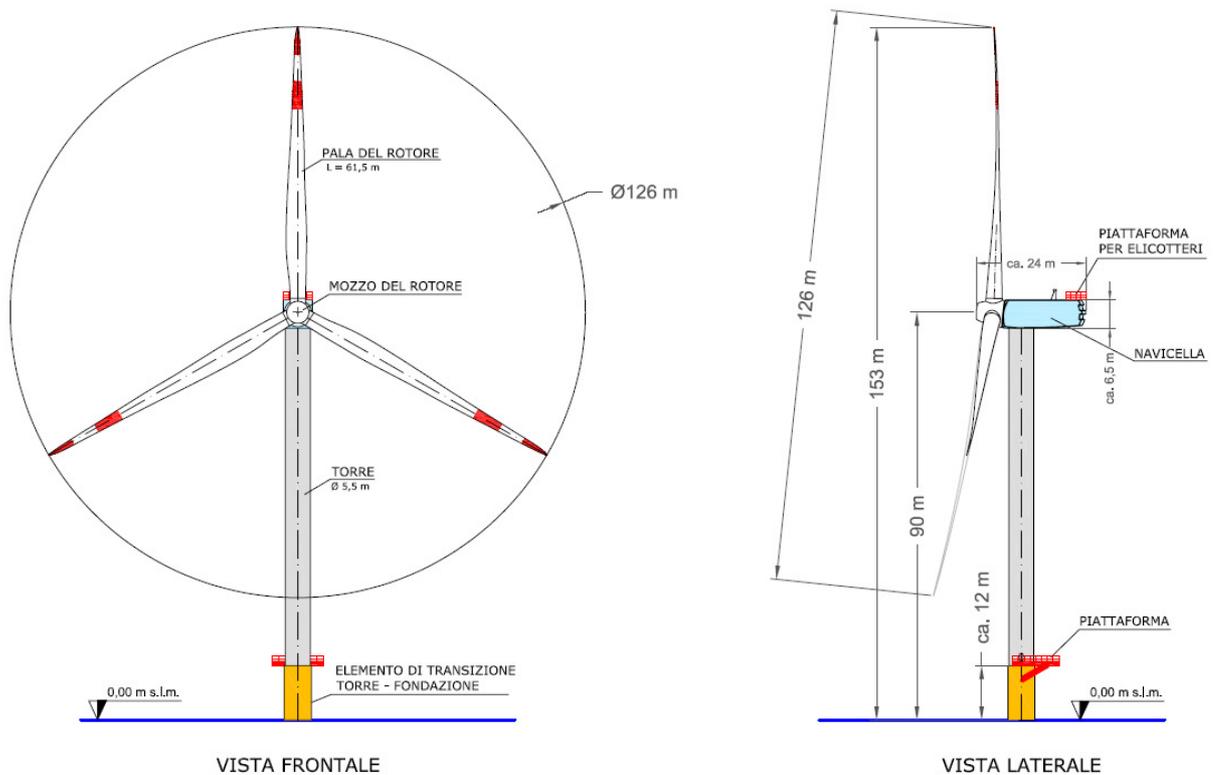


Figura B 7-1 Prospetto dell'aerogeneratore di progetto

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 nominale⁸, 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 sotto forma 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.

⁸ 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 **SIAT/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

Per le attività a mare verrà predisposta un'area di stoccaggio a terra, in corrispondenza di un'area portuale adeguatamente attrezzata per attività di carico / scarico merci (ad es. il porto di Trapani, di Mazara del Vallo o di Marsala).

La superficie di tale area dovrà essere di circa 10.000 m², in grado da garantire lo stoccaggio contemporaneo di 6 aerogeneratori non assemblati.

Gli aerogeneratori verranno periodicamente trasportati, smontati in parti, dalla fabbrica della casa costruttrice alla base di stoccaggio.

Da qui, una volta completata l'installazione delle relative fondazioni, verranno caricati su chiatte e trasportati *in situ* per l'assemblaggio. L'installazione degli aerogeneratori avverrà ad opera di un pontone autoportante (*jack-up barge*) impiegato per le fasi di cantiere a mare (vedi figura seguente).



Figura B 7-2 Esempio di pontone autoportante per cantieri *offshore*, dotato di gru e piattaforma per l'atterraggio di elicotteri
[<http://www.jackupbarge.com>]

La gru pesante di cui è dotato il pontone prescelto per le operazioni a mare provvederà all'assemblaggio dei tronconi di cui è composta la torre e successivamente all'installazione della navicella, come illustrato in figura seguente.



Figura B 7-3 Pontone durante l'assemblaggio di una navicella – [<http://www.c-power.be>]

Il rotore, sul quale saranno montate le pale, sarà assemblato a terra e trasportato *in situ* su apposita chiatta (come illustrato in figura seguente) o sulla medesima chiatta utilizzata per le altre componenti dell'aerogeneratore (torre e navicella).



Figura B 7-4 Trasporto di rotore assemblato (D = 126 m) tramite chiatta - Thorntonbank wind farm [<http://www.repower.de>]

Tramite l'ausilio di gru per il sollevamento e l'allineamento, il rotore verrà infine montato sulla navicella.



Figura B 7-5 Pontone durante il montaggio di un rotore con le pale preassemblate - [<http://www.c-power.be>]



Figura B 7-6 6 aerogeneratori REpower 5M (P = 5 MW) assemblati - Thorntonbank wind farm [<http://www.repower.de>]

B7.3 Dismissione degli aerogeneratori e riciclaggio dei componenti

Diversamente dalle fondazioni, che hanno una vita utile di oltre 50 anni, per 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: un pontone (*jack-up barge*) provvederà allo smontaggio di pale e rotore, navicella e infine torre, caricando i componenti su apposite chiatte per il trasporto a terra.

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 tre parti così definite:

- la fondazione;
- l'elemento di transizione tra fondazione e torre;
- l'aerogeneratore, composto da torre, navicella e rotore.

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

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

Tabella B 8-1 tipologia di fondazione in funzione di diversi parametri

PARAMETRI DI PROGETTO	TIPOLOGIA DI FONDAZIONE			
	MONOPALO	JACKET (traliccio)	BASE A GRAVITA'	TRIPODE
Profondità fondale	Fino a 20 m	Fino a 60 m	Fino a 30 m	Fino a 100 m
Altezza del mozzo	Bassa	Da media ad alta	Medio bassa	Da media ad alta
Condizioni di onde attese	Da blande a medie	Severe	Medie	Severe
Condizioni di vento attese	Medie	Severe	Medie	Severe
Condizioni terreno	Buone	Accettabili	Buone	Accettabili
Strumentazione richiesta per l'installazione	Grandi gru e martelli idraulici	Equipaggiamento <i>offshore</i> standard	Grandi gru per sollevamento	Equipaggiamento <i>offshore standard</i>
Commenti	Generalmente non adatto per fondali profondi in quanto sarebbero necessari monopali di grande diametro	Adatto per molte situazioni, ma generalmente costoso	Adatto se la condizione del terreno lo consente; massa notevole	Adatto per molte situazioni, e per profondità oltre 30 m. Meno costoso della soluzione Jacket

La soluzione adottata per la fondazione di progetto è quella del **tripode** (vedi tavola allegata **PDT/T/0/WT/002**), la struttura sarà realizzata interamente in acciaio.

La fondazione a tripode è generalmente costituita da una colonna centrale in grado di trasferire i carichi a cui è soggetta a tre bracci verticali (*pile sleeves*) appoggiati al fondale, leggermente inclinati verso la colonna centrale (di circa 8°), attraverso i quali vengono guidati i tre pali di fondazione, che penetrano nel fondale.

La colonna centrale è collegata ai tre bracci verticali attraverso una struttura reticolare, costituita da più bracci diagonali.

Il collegamento tra la struttura ed i pali di fondazione è ottenuto cementando la cavità anulare compresa tra i pali e i bracci verticali aperti alle estremità.

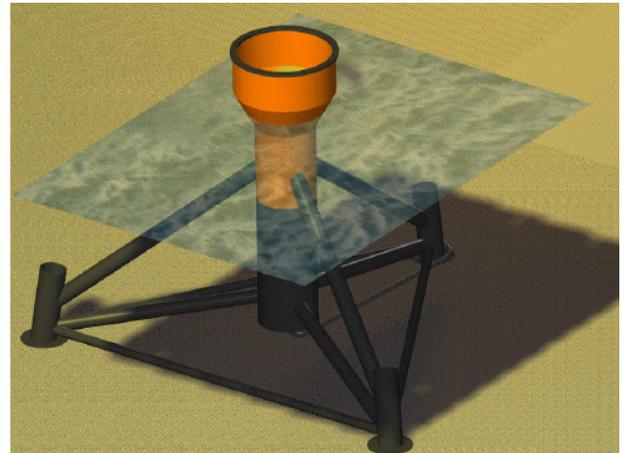
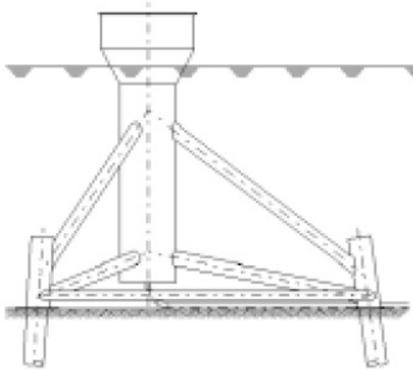


Figura B 8-1 Struttura di fondazione a tripode

A parità di condizioni tale soluzione risulta, per le profondità dei banchi di progetto, comprese tra 20 m e 50 m, la più economica e nello stesso tempo la più resistente, date la geometria e le sezioni in gioco.

In tale soluzione l'elemento di raccordo tra fondazione e torre può far parte della stessa sottostruttura su cui viene collegata la torre.

Nel caso di fondali rocciosi particolarmente resistenti, quali quelli in progetto, nei quali non è possibile conficcare pali di grande diametro mediante battitura, si deve ricorrere a tecniche di ancoraggio alternative, quali ad esempio l'impiego di un sistema di tiranti e micropali di fondazione, oppure di basi di appoggio del tipo "suction bucket", a forma cilindrica e cave alla base, infisse al fondale per una profondità di circa 2 m. In quest'ultimo caso la fondazione è resa stabile grazie alla differenza di pressione tra zona esterna e zona sottostante a ciascuna base di appoggio. La figura seguente mostra, a titolo esemplificativo, uno speciale tripode concepito dalla RAMBØLL, composto da una colonna ancorata al fondale con basamento del tipo *suction bucket* e due soli bracci verticali, disposti tra loro perpendicolarmente, anch'essi con basamento del tipo *suction bucket*.

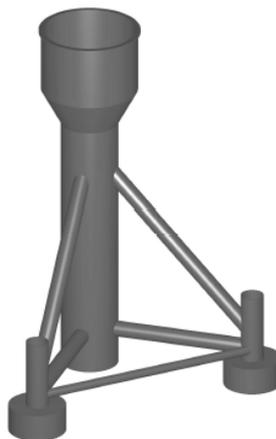


Figura B 8-2 Esempio di tripode con base di tipo *suction bucket*, progettato dalla RAMBØLL [\[http://www.ramboll-wind.com\]](http://www.ramboll-wind.com)

La soluzione progettuale prescelta prevede l'ancoraggio dei piedi d'appoggio del tripode al fondale mediante una serie di micropali, sia verticali che inclinati, con angoli variabili da 0° a 30° rispetto alla verticale, i quali costituiranno una fondazione radice, che si svilupperà nel terreno per una profondità massima di 30 m, variabile in funzione dello stato di fratturazione della piattaforma rocciosa.

La struttura costituente il tripode sarà realizzata con struttura in acciaio zincato opportunamente trattato al fine di resistere all'erosione derivante dalla salinità delle acque.

Tale tipologia di fondazione, illustrata nell'elaborato **PDT/T/0/WT/002**, presenta una base a geometria triangolare, con lato variabile tra una lunghezza minima di 30 m e massima di circa 40 m, a seconda della profondità di posa.

Ogni fondazione verrà progettata singolarmente in funzione della profondità di installazione e il dimensionamento dei tripodi verrà perfezionato in fase di progettazione esecutiva.

B8.1 Modalità di installazione delle fondazioni

Le fondazioni, una volta realizzate e assemblate, verranno periodicamente trasportate via mare, tramite chiatte (vedi figura seguente), dall'officina di produzione all'area di stoccaggio a terra individuata in prossimità del porto prescelto come base per le operazioni di cantiere *offshore*.

Dall'area di stoccaggio verranno successivamente trasportate *in situ* mediante chiatte, ove, ad opera di un pontone galleggiante dotato di gru, verranno sollevate e affondate mediante riempimento con acqua di mare. Il corretto posizionamento avviene attraverso il simultaneo impiego della gru di cui è equipaggiato il pontone e del martello idraulico in dotazione al *jack-up barge*, che provvede all'inserimento dei micropali di acciaio nei fori precedentemente realizzati ad opera del trapano in dotazione allo stesso. Successivamente all'inserimento, i micropali verranno fissati mediante iniezione di malta cementizia tra foro e

micropali; in maniera analoga, i micropali saranno resi solidali ai piedi di appoggio del tripode mediante iniezione di malta cementizia.



Figura B 8-3 Trasporto di 2 fondazioni a tripode tramite chiatta e rimorchiatore [\[http://www.alpha-ventus.de\]](http://www.alpha-ventus.de)

B8.2 Dismissione delle fondazioni

Diversamente dagli aerogeneratori, la cui vita utile è limitata a circa 20 ÷ 25 anni, le fondazioni hanno una vita utile di oltre 50 anni. Per questa ragione, dopo i primi 20 ÷ 25 anni di operatività del parco eolico, verrà considerata l'opzione di installare nuovi aerogeneratori sulle esistenti strutture di fondazione (*repowering*).

Al termine della vita utile delle fondazioni si comunque dovrà provvedere al loro smantellamento, in accordo alla Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare⁹ e agli standard dell'Organizzazione Marittima Internazionale (IMO)¹⁰.

Si procederà innanzitutto alla rimozione dei tiranti e dei micropali di ancoraggio o al taglio di essi in corrispondenza del livello del fondale; successivamente verrà rimossa la struttura di fondazione, tramite pontone, e trasportata a terra tramite chiatta. La struttura metallica verrà quindi smantellata in apposita officina; l'acciaio derivante potrà quindi essere riciclato.

⁹ UNCLOS, 1982 - art. 60

¹⁰ Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone, IMO, 19 October 1989

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)* collocata nel Banco Talbot Est, in cui avverrà la trasformazione da media tensione ad alta tensione e la conversione da corrente alternata a corrente continua. 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.

Per la geometria dei tracciati dei cavi marini si faccia riferimento alla tavola **PDT/T/0/LY/001**.

La centrale eolica, formata da n° **59** aerogeneratori da **6 MW** di potenza ciascuno, sarà suddivisa elettricamente in dieci sottocampi così composti:

- sottocampo n°1: 5 aerogeneratori (30 MW) (macchine WT4, WT7-WT10);
- sottocampo n°2: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT1-WT3, WT5-WT6, WT29);
- sottocampo n°3: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT11-WT14, WT27-WT28);
- sottocampo n°4: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT15-WT20);
- sottocampo n°5: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT21-WT26);
- sottocampo n°6: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT32-WT37);
- sottocampo n°7: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT38-WT43);
- sottocampo n°8: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT30-WT31, WT44-WT47);
- sottocampo n°9: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT48-WT53);
- sottocampo n°10: 6 aerogeneratori (36 MW) (macchine WT54-WT59).

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

La tensione nominale di esercizio di ciascuna delle dieci linee sarà di **33 kV**, per una corrente nominale totale di **6.195 A** lato MT.

La corrente erogata da ciascuna macchina è di circa **111 A**.

Lo schema unifilare generale è rappresentato nella tavola **PDT/T/0/EL/006** allegata alla relazione tecnica **PDT/R/0/EL/001**.

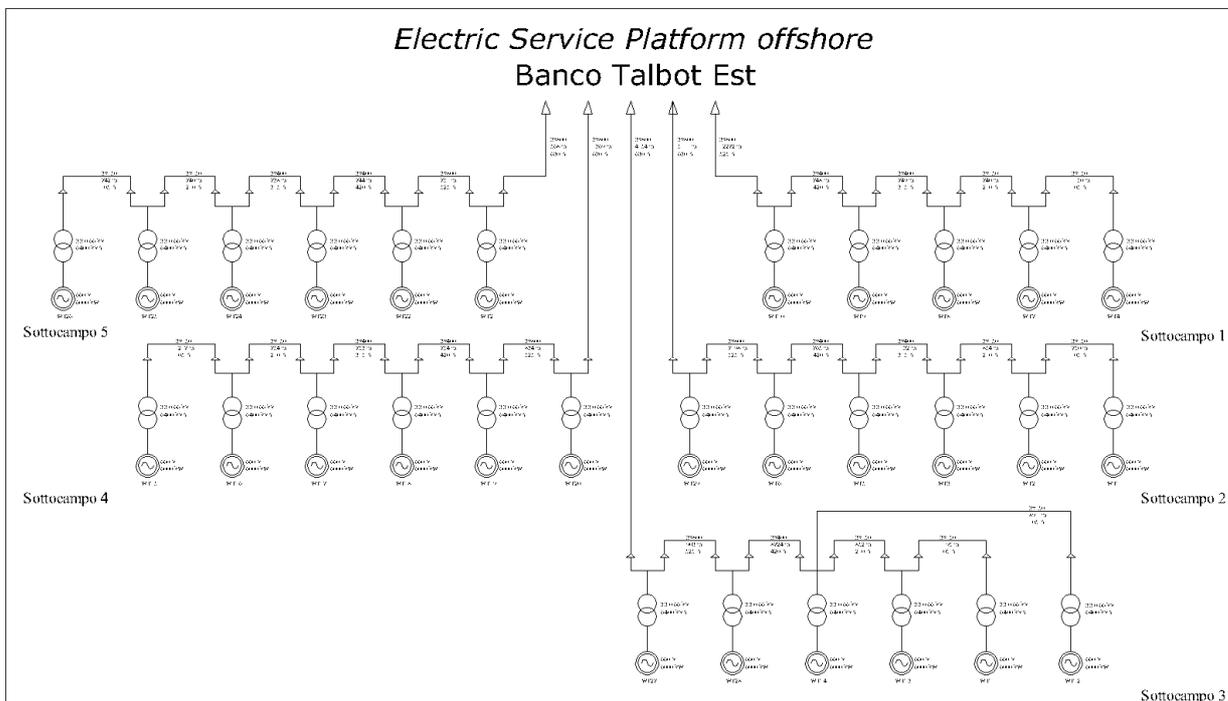


Figura B 9-1 Schema unifilare semplificato dell'impianto - sottocampi 1÷5

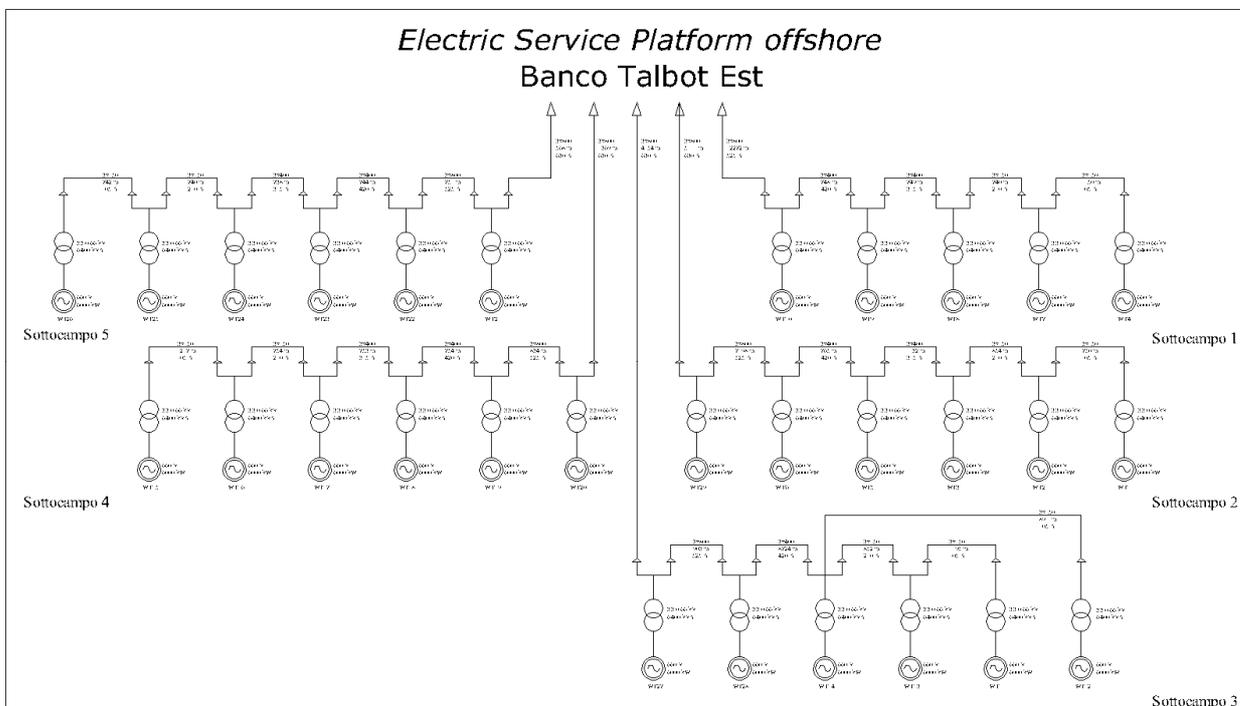


Figura B 9-2 Schema unifilare semplificato dell'impianto - sottocampi 6÷10

Caratteristiche tecniche – cavi MT di interconnessione:

- | | |
|---|---|
| - Tipo di cavo: | 33 kV – XLPE |
| - Frequenza nominale: | 50 Hz |
| - Formazione: | 3x150 mm ² 3x400 mm ² 3x800 mm ² |
| - 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 9-3 Sezione tipica del cavo marino XLPE tripolare in rame, con schermi in piombo, armatura in acciaio e fibra ottica.

B 10. SCELTA DELLA TIPOLOGIA DI CONNESSIONE ALLA RTN

La corrente trasportata dai cavi MT verrà trasformata dalla media tensione in corrente alternata (33 kV 50 Hz) all'alta tensione tramite dei trasformatori collocati in una sottostazione elettrica (ESP *offshore*), da ubicarsi nel Banco Talbot Est. 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.

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.

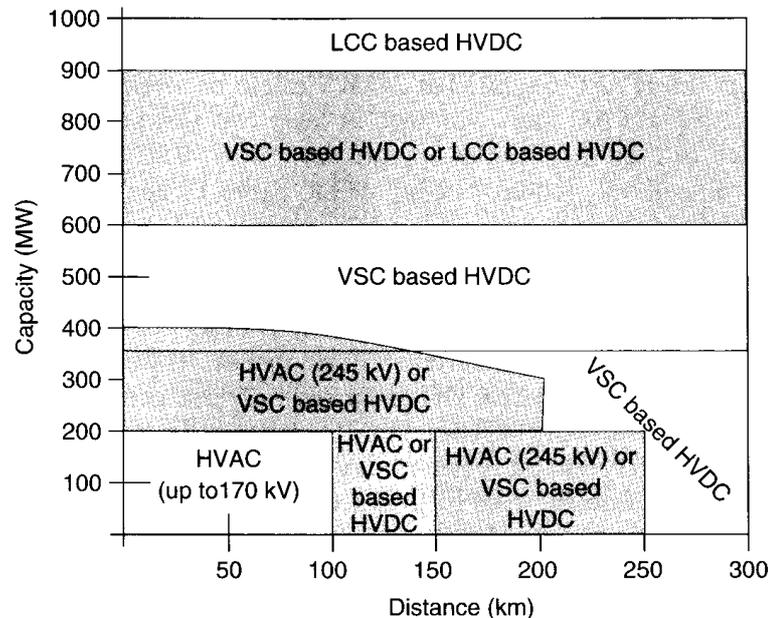


Figura B 10-1 Abaco per la scelta della tipologia di connessione in relazione alla lunghezza del cavo e alla potenza nominale dell'impianto

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 354 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.

Dal punto di vista *ambientale*, la corrente continua può garantire una piena compatibilità con l'ambiente marino, grazie all'assenza di campo magnetico (il campo magnetico generato dai due cavi di polo è inferiore al campo magnetico terrestre).

Considerando che il Banco di Talbot, su cui si dovrà installare la sottostazione elettrica *offshore*, dista dalla costa siciliana oltre 70 km, le valutazioni economiche ed ambientali sopraesposte portano alla scelta progettuale di un cavidotto in corrente continua in alta tensione. La soluzione adottata per la trasmissione dell'energia del parco eolico dalla ESP *offshore* alla stazione di conversione DC/AC (ESP *onshore*) è la **HVDC Light di ABB**. Tale tecnologia, basata su convertitori a commutazione forzata che utilizzano IGBT e sulla possibilità di impiego di cavi estrusi in polietilene per il trasferimento dell'energia, presenta i seguenti vantaggi rispetto ad un HVDC convenzionale:

- ingombro ridotto;
- maggior controllo del sistema di conversione, grazie all'utilizzo dei IGBT controllati in ampiezza, rispetto ai normali tiristori.

La soluzione HVDC Light di ABB è disponibile in due versioni differenti: sistema *HVDC Light simmetrico* e sistema *HVDC Light asimmetrico*.

La soluzione simmetrica prevede, per la trasmissione della corrente alla terraferma, l'impiego di due cavi di polo in corrente continua in alta tensione.

Il sistema asimmetrico prevede invece, oltre ai due cavi di polo, un terzo cavo in corrente continua in media tensione (20 kV), con funzione di "ritorno metallico". In tal modo, nel caso di guasto ad uno dei due cavi di polo, viene comunque garantita la trasmissione di parte dell'energia dalla centrale eolica in modalità monopolare.

Nel seguito si farà sempre riferimento al sistema asimmetrico (due cavi di polo + ritorno metallico), certamente più costoso del sistema *simmetrico* (in cui non è previsto il ritorno metallico) ma vantaggioso dal punto di vista della disponibilità, poiché in grado di funzionare anche in modalità monopolare. La scelta tra sistema HVDC Light *simmetrico* o *asimmetrico* verrà comunque operata in fase di progettazione esecutiva.

B 11. SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFFSHORE (ESP OFFSHORE)

La ESP *offshore* sarà installata sul versante Est del Banco Talbot Est, in corrispondenza della batimetria dei -50 m, e farà da nodo di interconnessione comune per tutti gli aerogeneratori della centrale. Questi 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 continua a 150 kV. A tal fine è necessario che nella ESP sia installato un sistema di conversione da corrente alternata a continua.

La ESP comprenderà in particolare:

- una sezione AT a 150 kV in corrente alternata costituita da:
 - un sistema a semplice sbarra con congiuntore;
 - uno stallo trasformatore per il collegamento dei trasformatori 33/150 kV;
 - filtri per le armoniche lato AC;
- una sezione AT a 150 kV in corrente continua costituita da:
 - filtri per le armoniche lato DC;
 - i reattori di conversione;
 - il ponte a valvole;
 - n°2 stalli arrivo linee per il collegamento dei due cavi sottomarini e n°1 stallo per il collegamento del cavo di ritorno metallico, qualora previsto;
- una sezione MT a 33 kV costituita da un quadro generale di media tensione, composto da due semisbarre con congiunture, ove verranno attestate le 10 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 sulla sua sommità che potrà essere utilizzata anche come piattaforma di atterraggio per gli elicotteri.

Come illustrato in figura e nell'elaborato **PDT/T/0/ESPM/001** allegato alla relazione **PDT/R/0/EL/002**, la ESP sarà una piattaforma di tipo fisso con un telaio di rivestimento a sei pilastri per l'ancoraggio della piattaforma al fondo del mare. La piattaforma sarà

composta da una sovrastruttura in acciaio di circa 30 m per 40 m ed una altezza di circa 20 m e sarà collocata a circa 12 m sopra il livello medio di bassa marea.



Figura B 11-1 Esempio di *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 10 salite al quadro MT, (5 ad una semisbarra e 5 all'altra); ciascuna semisbarra sarà collegata ad uno dei due trasformatori elevatori a 33/150 kV, connesso alla stazione di conversione per la trasmissione dell'energia alla terraferma in c.c.

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 a stazionare 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 del tetto come piattaforma di atterraggio per gli elicotteri.

B11.1 Modalità di installazione

Il telaio di rivestimento della piattaforma sarà interamente costruito a terra e trasportato al cantiere tramite chiatte.

Il telaio verrà rimosso dalla chiatte tramite una gru di sollevamento montata su una chiatte separata dalla precedente. La struttura così assemblata sarà immersa nel mare e livellata, e infine infissa al fondale.

L'installazione della sovrastruttura sarà effettuata tramite sollevamento da chiatte e posizionamento sul telaio. Dopo averla posizionata, saranno collegate ulteriori componenti comprese scale, eliporto e attracco delle navi, anch'esse trasportate tramite chiatte.

Il trasferimento sull'ESP delle attrezzature e del materiale sarà effettuato tramite una gru montata su l'ESP. Una volta completata l'installazione, si procederà al posizionamento e collegamento del sistema di cavi e quadri MT ed AT.



Figura B 11-2 Esempio di pontone impiegato per l'installazione di una ESP *offshore*

B 12. CAVIDOTTO MARINO

Per il collegamento tra la ESP *offshore* e la buca di giunzione cavidotto marino / terrestre verrà adottato il sistema bipolare HVDC Light di ABB, che prevede l'impiego due cavi AT a ± 150 kV in corrente continua (sistema bipolare). Come detto nei capitoli precedenti, la scelta della corrente continua rispetto alla corrente alternata consente da un lato di ridurre le perdite di trasmissione, dall'altro di garantire una piena compatibilità ambientale con l'ambiente marino, grazie all'assenza di campo magnetico.

Il sistema di trasmissione HVDC Light di ABB è disponibile in due versioni: simmetrico e asimmetrico. Il sistema HVDC Light asimmetrico prevede che ai due cavi di polo venga affiancato un cavo MT a 20 kV in corrente continua (ritorno metallico), che consente il funzionamento in modalità monopolare nel caso in cui si verifichi un guasto ad uno dei due cavi di polo.

La scelta tra sistema HVDC Light simmetrico o asimmetrico verrà operata in fase di progettazione esecutiva.

B12.1 Caratteristiche tecniche

I cavi di polo saranno in rame, di tipo unipolare, con isolamento in polimero e con una sezione di 1.000 mm^2 . La portata di tale cavo, tenendo conto delle condizioni di posa, è pari a circa 1.335 A.

I due cavi di polo verranno posati mantenendo una distanza reciproca di circa 2 m; nel caso di impiego del sistema HVDC Light asimmetrico, il cavo MT di elettrodo verrà posizionato tra i due cavi AT.

Dati nominali di funzionamento della linea

- Tensione nominale	± 150 kV
- Frequenza nominale	corrente continua
- Corrente massima di esercizio	1180 A
- Potenza massima di esercizio	354 MW

Caratteristiche tecniche – cavi AT

- Tipo di cavo:	HVDC Light 150 kV
- Tensione nominale	150 kV
- Frequenza nominale	0 Hz

- Formazione:	1x1.000 mm ²
- Tipo di conduttore:	unipolare in rame
- Isolamento:	Polimerico
- Tensione massima permanente di esercizio:	170 kV
- Diametro esterno massimo:	96 mm
- Peso:	26.000 kg/km

Caratteristiche tecniche del cavo MT di ritorno corrente (opzionale)

- Tipo di cavo:	12/20 kV – XLPE
- Tensione nominale	20 kV
- Frequenza nominale	0 Hz
- Formazione:	1x900 mm ²
- Tipo di conduttore:	unipolare in rame
- Isolamento:	XLPE (Polietilene espanso)
- Diametro esterno massimo:	90 mm
- Peso:	circa 25.000 kg/km

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

- posa in piano con cavi distanziati di 50 cm
- resistività termica del terreno pari a 1,0 K m / W
- temperatura suolo 15° C
- profondità di posa: 1 m

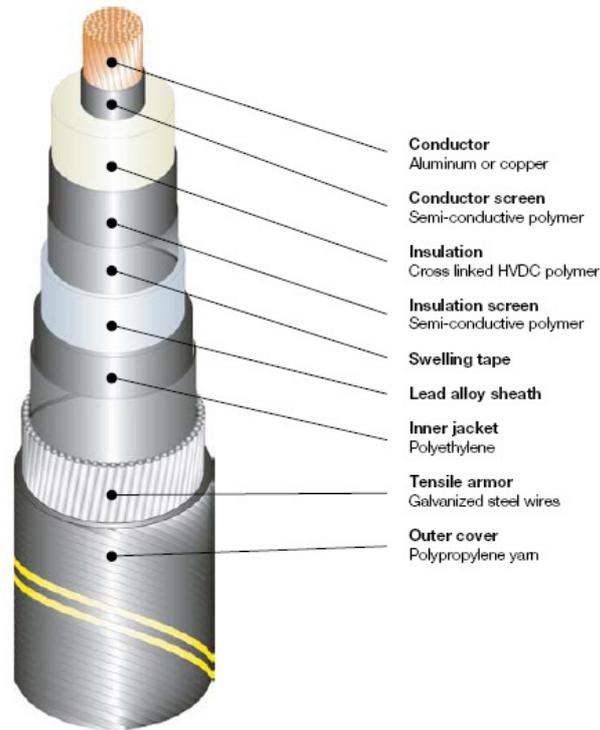


Figura B 12-1 Sezione tipica del cavo marino polimerico ± 150 kV DC unipolare in rame, con armatura in acciaio

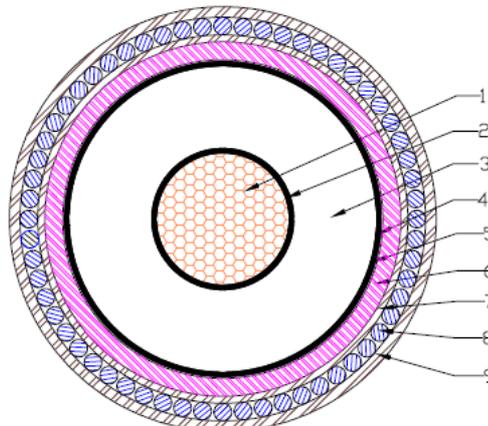


Fig. 5 - Disegno tipico del cavo di collegamento del ritorno di corrente

Legenda	
1	Conduttore rotondo compatto a fili di rame, tamponato
2	Strato semiconduttivo interno
3	Isolante XLPE
4	Strato semiconduttivo esterno
5	Schermo a nastri di rame
6	Guaina di polietilene
7	Imbottitura in filato di polipropilene
8	Armatura a fili di acciaio zincato
9	Fasciatura esterna in filato di polipropilene

Figura B 12-2 Sezione tipica del cavo marino 20 kV DC - XLPE unipolare in rame

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 (nel quale 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.

Il cavidotto marino, la cui planimetria è riportata nella tavola **PDT/T/0/CAVM/001**, partirà dalla ESP *offshore* (punto CT41), da collocarsi sul versante Est del banco Talbot Est, in corrispondenza della batimetrica dei -50 m, e si dirigerà verso le coste siciliane in direzione NE, con angolo di circa 9° rispetto alla direzione Est. Il tracciato degrada progressivamente fino alla profondità di circa -120 m, raggiunta dopo circa 15 km, per poi risalire gradatamente fino alla profondità di -60 m, raggiunta dopo circa 37 km. Da tale batimetrica il percorso degrada nuovamente fino a raggiungere la profondità massima di -149 m, a 51,5 km dal punto CT41. Dopo circa 71,5 km dalla ESP *offshore*, in corrispondenza del punto CT2, il percorso cambia leggermente traiettoria, muovendosi verso la costa con angolo di 23° rispetto alla direzione Est.

La lunghezza complessiva del percorso del cavidotto sarà di **72,9 km**.

Il punto di approdo sulla costa siciliana è situato nel Comune di Mazara del Vallo (TP), in corrispondenza della foce del fiume Arena (o Delia), denominata La Bocca.

Dalle indagini effettuate tramite Side Scan Sonar, è stato possibile individuare le biocenosi presenti lungo il percorso come ascrivibili alle Biocenosi dei fondi Detritici Costieri e alla Biocenosi dei fondi Detritici del Largo, dunque non sensibili dal punto di vista ambientale. La presenza di biocenosi di interesse dal punto di vista ambientale è limitata agli ultimi 4.300 m del tracciato, in cui è stata rilevata la presenza di *Posidonia oceanica* su sabbia e matte. In tale tratto i cavi marini verranno posati manualmente da sommozzatori, al fine di non danneggiare la vegetazione marina.

Per quanto riguarda la granulometria del sedimento lungo il tracciato, le analisi hanno evidenziato la presenza della componente sabbiosa superiore al 70% in tutti i campioni analizzati. Lo spessore del sedimento varia da 0,5 m a circa 5 m.

La sezione verticale del percorso, con indicazione della biocenosi, è riportata nella tavola PDT/T/0/CAVM/004.

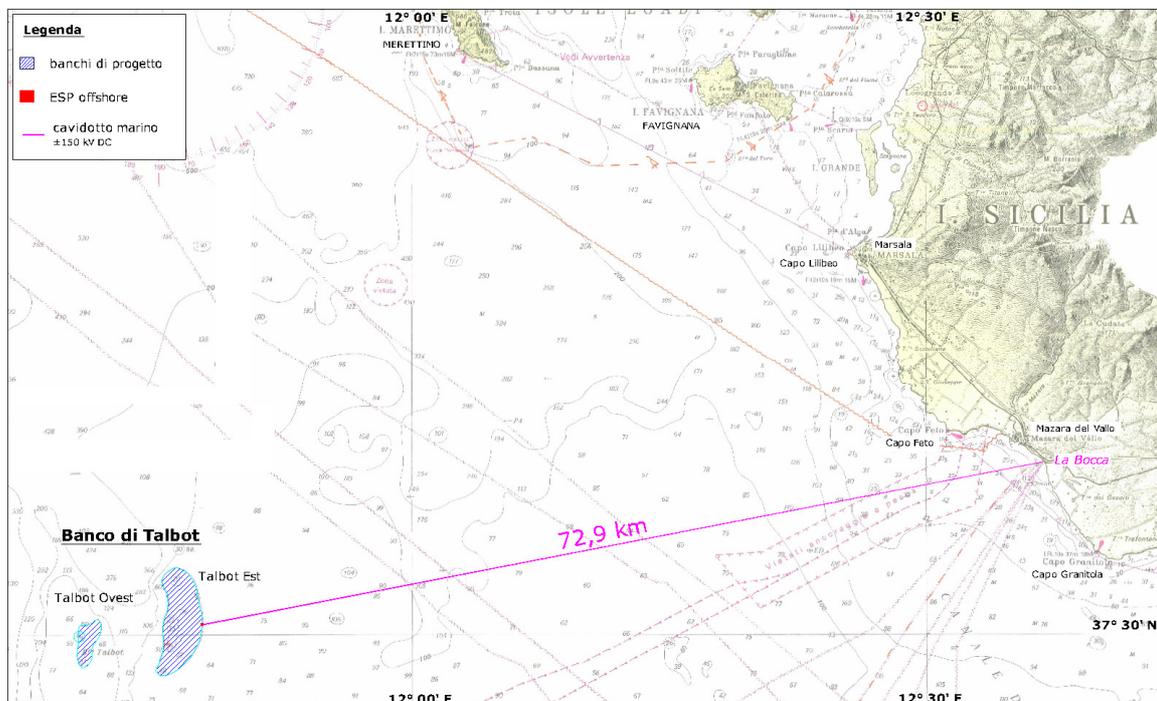


Figura B 12-3 Percorso del cavidotto marino su carta nautica

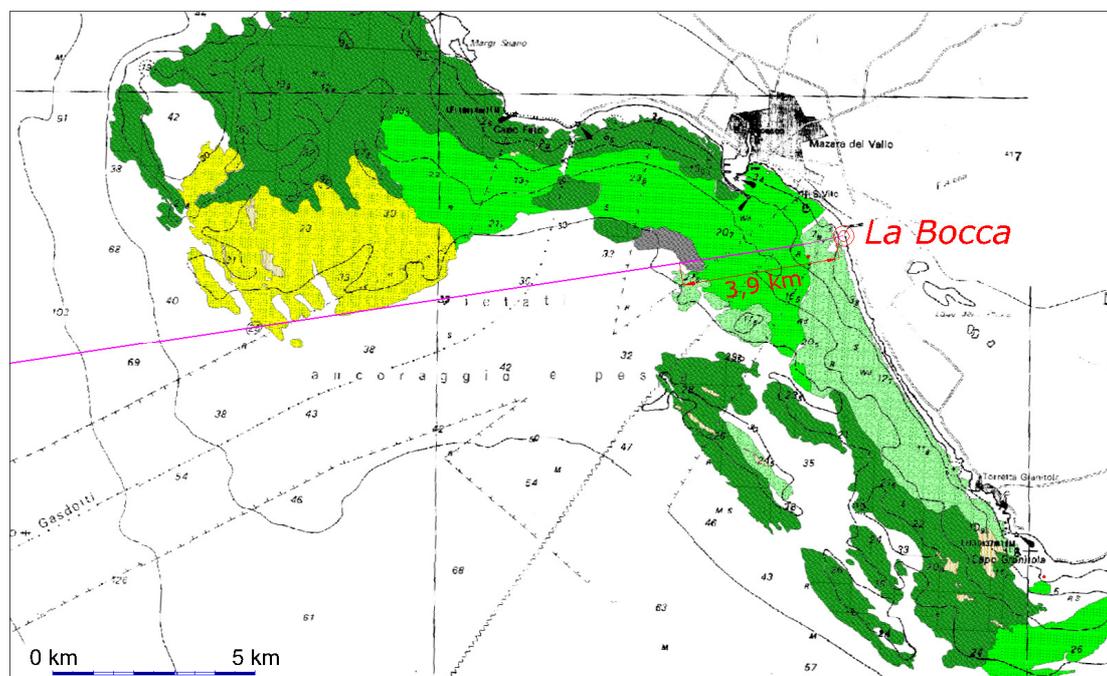


Figura B 12-4 Percorso del cavidotto marino in prossimità della costa, con evidenza delle zone colonizzate da *Posidonia oceanica*: P. su matte in verde; P. su roccia in verde chiaro; mosaico di prateria viva e morta in verde scuro; P. su sabbia in giallo; matte morte di P. in grigio [fonti bibliografiche]

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.

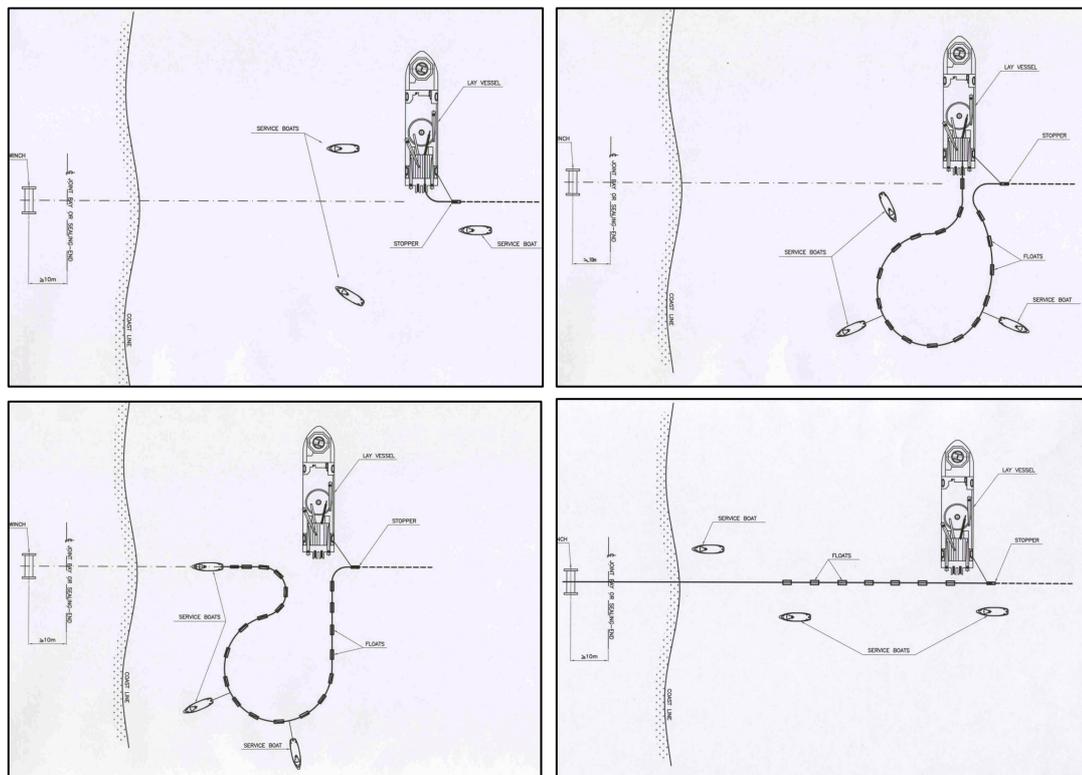


Figura B 12-5 Esempio di sequenza delle operazioni di approdo del cavo

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 **PDT/T/0/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 interrimento di circa 2 m (vedi tavola **PDT/T/0/EL/007** allegata alla relazione **PDT/R/0/EL/001**).

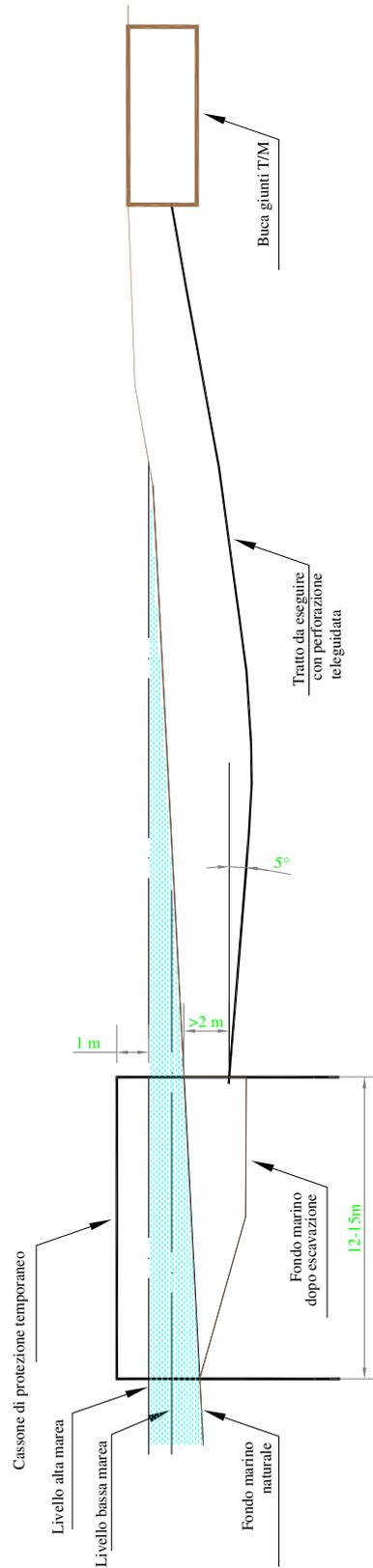


Figura B 12-6 Metodologia di posa dei cavi in corrispondenza dell'approdo

B12.4 Modalità di protezione dei cavi

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, la protezione dei cavi avverrà mediante insabbiamento con macchina a getti (sorbona) alla profondità di circa 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 un'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 vicinanze della costa, nel tratto – esteso per circa 4.300 m - in cui è stata rilevata la presenza di *Posidonia oceanica*, al fine di non danneggiare la vegetazione le operazioni di protezione verranno effettuate manualmente da sommozzatori. In tale tratto i cavi marini saranno lasciati adagiati sul fondo marino ed eventualmente ulteriormente protetti con l'applicazione di conchiglie in ghisa o materiale plastico. I cavi potranno, se necessario, essere mantenuti da collari fissati al fondale mediante appropriati dispositivi di ancoraggio, collocati manualmente da sommozzatori.

Nel caso di fondo roccioso e 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.

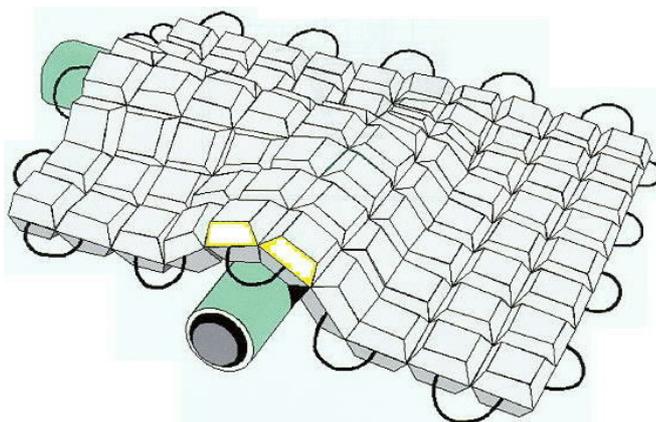


Figura B 12-7 Tipico relativo alla protezione cavi con materasso in cemento

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.

In prossimità dell'approdo, i cavi verranno inseriti in opportuna tubazione sotterranea, posata mediante perforazione teleguidata (*directional drilling*), per una lunghezza massima di circa 1000 m.

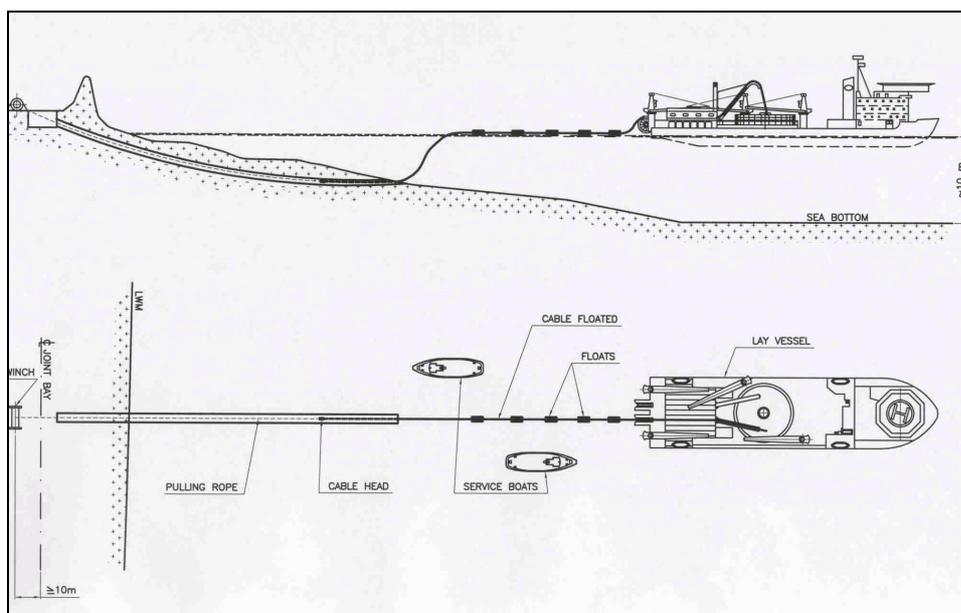


Figura B 12-8 Posa del cavo mediante "directional drilling"

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.

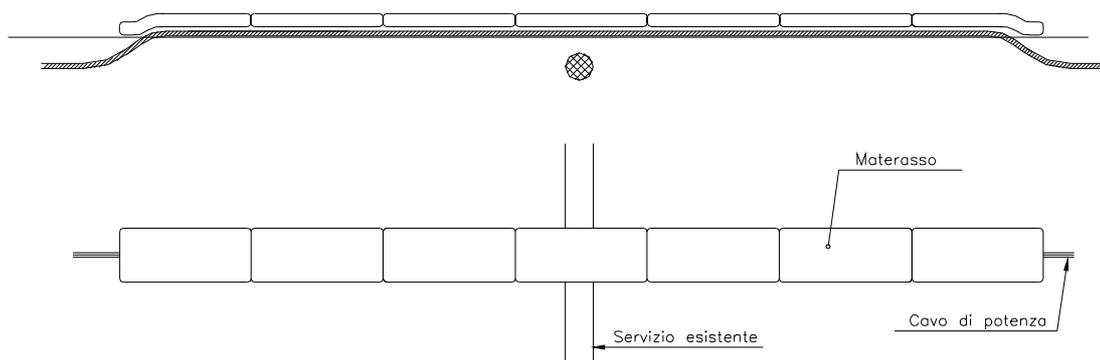


Figura B 12-9 Particolare di attraversamento di cavo

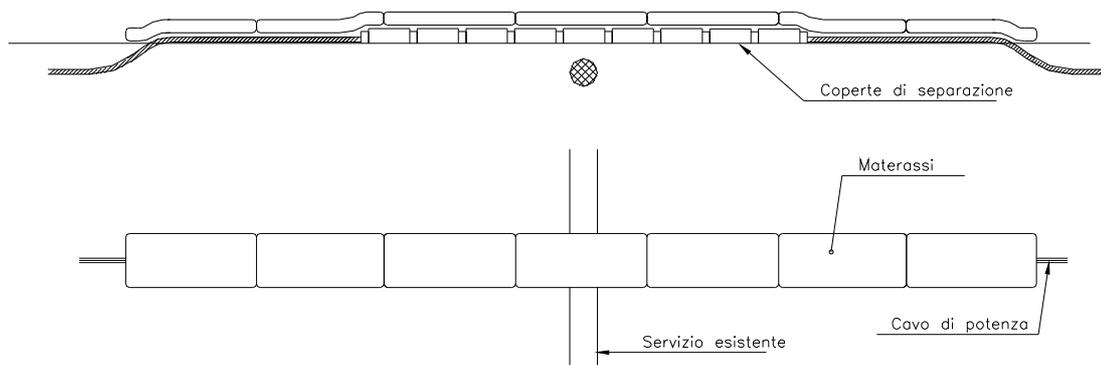


Figura B 12-10 Particolare di attraversamento gasdotto o tubazione

Il cavidotto marino attraverserà il **Gasdotto Transmed Algeria – Italia**, a circa 8,23 km dal punto di approdo, in corrispondenza della batimetria dei -38 m, nel punto "I" di coordinate:

coordinate piane UTM WGS84: 281.420 E – 4.166.380 N

coordinate geografiche WGS84: 37° 37' 6,835" N – 12° 31' 24,156" E

In figura seguente è illustrato il tipico di attraversamento di una condotta affiorante.

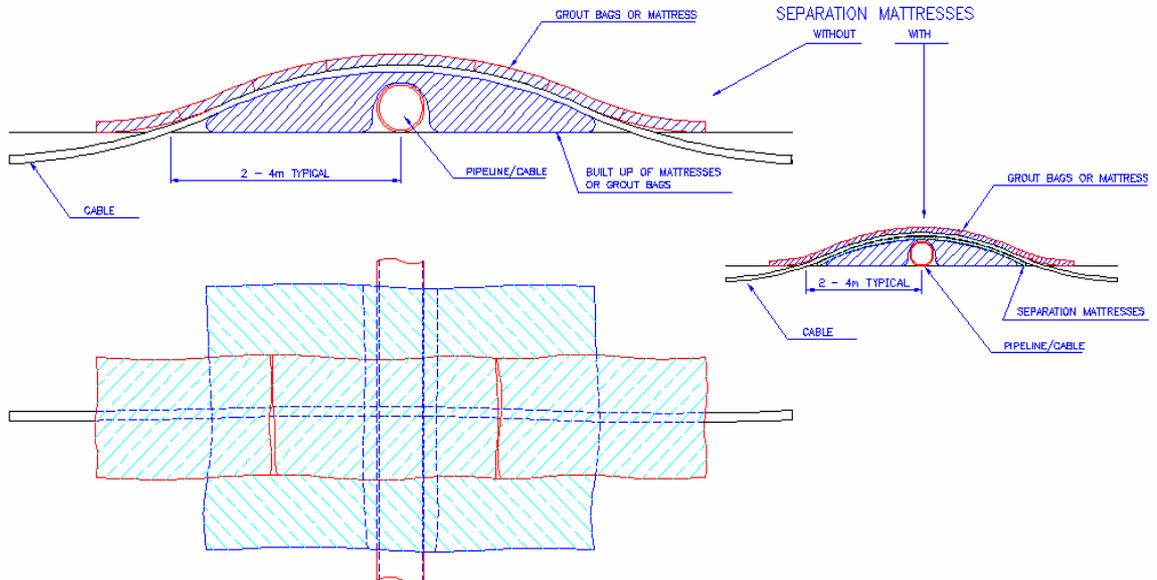


Figura B 12-11 Particolare di attraversamento gasdotto o tubazione affiorante

B 13. PUNTO DI APPRODO DEL CAVIDOTTO MARINO

Il cavidotto marino in partenza dalla ESP *offshore* approderà in corrispondenza della foce del fiume Arena (o fiume Delia), denominata *La Bocca* (punto CT1) e confluirà nella “buca giunti” mare/terra, come illustrato nella tavola **PDT/T/0/APP/001**.

La buca giunti sarà un manufatto in calcestruzzo avente dimensioni di circa 4 x 10 m e una profondità di interramento di circa 2 m, come illustrato nella tavola **PDT/T/0/EL/007** allegata alla relazione **PDT/T/0/EL/001**.

La buca di giunzione sarà collocata nella **particella n. 2340 del foglio di mappa n. 211 del Catasto Terreni del Comune di Mazara del Vallo (TP)**, ad una distanza di circa 13 m rispetto alla linea di battigia.

L'**area demaniale** a terra richiesta in concessione, ricadente all'interno della particella n. 2340 e comprendente l'area occupata dalla buca giunti e la fascia di attraversamento del cavidotto, risulta pari a **239 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 italiane¹¹ del cavidotto marino, nei tratti di mare compresi tra il punto di approdo CT1 e il limite del mare territoriale italiano (punto IT1), risulta pari a **158.296 m²**, così ripartiti:

- **10.696 m² dal punto CT1 al punto CT2** (Lunghezza = 1.337 m; Larghezza = 8 m);
- **147.600 m² dal punto CT2 al punto IT1** (Lunghezza = 29.520 m; Larghezza = 5 m).

L'aerofoto del punto di approdo, in scala 1:1.000, è riportata nell'elaborato **SIAT/T/0/AER/001**.

¹¹ il *mare territoriale* si estende fino a 12 miglia marine dalla *linea di base*, definita dal **D.P.R. n. 816 del 26/04/1977**



Figura B 13-1 Punto di approdo del cavidotto marino in località *La Bocca*, Comune di Mazara del Vallo (TP)



Figura B 13-2 Aerofoto del punto di approdo del cavidotto marino - rilevazione satellitare *Google Earth 2006*

B 14. CAVIDOTTO TERRESTRE

Per il tratto *onshore* del cavidotto, dalla buca giunti fino alla sottostazione elettrica DC/AC onshore, verrà adottato il sistema bipolare *HVDC Light di ABB* nella versione *simmetrica* o *asimmetrica*, costituito da due linee di polo DC ± 150 kV e da una linea di elettrodo DC 20 kV (quest'ultima presente nel caso di adozione del *sistema asimmetrico*).

Il cavidotto verrà connesso alla ESP *onshore*, che opererà la conversione da corrente continua a corrente alternata, oltre ad elevare la tensione al valore di consegna prevista (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 29 km, di cui 1,3 km costituito dal tratto in AC 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 (vedi tavola allegata **PDT/T/0/CAVT/001**) parte dalla buca di giunzione tra cavidotto marino e terrestre, da ubicare in località “La Bocca”, nel Comune di Mazara del Vallo (TP), distante dal porto circa 3 km in direzione Sud.

Da qui il cavidotto si immetterà lungo via California in direzione est, percorrendola per circa 0,5 km; il tracciato devia quindi verso sud lungo via Napoli, per poi immettersi, dopo circa 0,7 km, in Via Gorgi Tondi, che percorre fino a raggiungere perpendicolarmente la ferrovia Palermo - Trapani. Dopo un tratto di circa 0,3 km parallelo alla ferrovia in direzione nord, il tracciato prosegue attraversandola e, dopo un breve tratto di circa 0,5 km, si immette nella Strada Statale n° 115 percorrendola per 0,4 km fino ad un sottopasso che incrocia l'Autostrada A29 Palermo – Mazara del Vallo. Da qui prosegue lungo la strada parallela ad essa, sul lato nord in direzione Palermo, per circa 5 km. In corrispondenza del cavalcavia sulla A29 in località Contrada Celso, il tracciato abbandona la strada parallela alla A29 per proseguire in terreno agricolo. Dopo un tratto di circa 2 km, si immette nuovamente sulla strada parallela alla A29 per altri 1,5 km. All'altezza dell'area di sosta posta tra il km 100 ed il km 99 dell'autostrada A29, il tracciato si sviluppa lungo la viabilità esistente per circa 0,7 km, fino a riprendere la strada parallela alla A29 per altri 1,6 km. A questo punto il cavidotto attraversa l'autostrada in corrispondenza di un sottopassaggio e prosegue adiacente ad essa su terreni agricoli per ulteriori 7,6 km attraversando la Strada Statale n° 115 e due volte la ferrovia Palermo – Trapani, fino all'incrocio con la S.P. Castelvetro - Partanna. Da qui procede in direzione Partanna per 3,6 km. A tale altezza il percorso procede in direzione NNO lungo la strada comunale Partanna Biggini S.Lucia. Dopo circa 1.230 m svolta a destra, in direzione ENE, in una strada sterrata, percorsa per circa 400 m, fino alla sottostazione elettrica onshore, da collocarsi in Contrada Magaggiari. Da tale sottostazione avrà origine il tratto del cavidotto terrestre in corrente alternata a 220 kV, esteso per 1.340 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 strade sterrate e 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 pari a **29,3 km**.

Tale percorso è riportato sulle CTR 617160, 618130, 618140, 618100, 618110, 618070 in scala 1:10.000, nella tavola **PDT/T/0/CAVT/001**.

Nell'elaborato **PDT/T/0/CAVT/002** viene inoltre riportato l'intero tracciato su catastale, in scala 1:2.000.

Il percorso prescelto è altresì visibile nella documentazione fotografica rappresentata nell'elaborato **PDT/T/0/DFOT/001**.

Il tracciato interesserà i seguenti Comuni:

- Comune di Mazara del Vallo (11 km ca.)
- Comune di Campobello di Mazara (4 km ca.)
- Comune di Castelvetrano (10 km ca.)
- Comune di Partanna (4 km ca.)

Le opere attraversate ed i rispettivi enti di competenza sono:

- Strada Statale n° 115
- Ferrovia Palermo – Trapani (R.F.I. S.p.a.)
- Autostrada A29 Palermo – Mazara del Vallo (ANAS S.p.a.)
- Metanodotti (Snam Rete Gas S.p.a.)
- Rete idrica (Sicilia Acque S.p.a.)
- Elettrodotti MT e AT (Enel S.p.a., TERNA S.p.a.)

Il tracciato non risulta interessare zone soggette a vincolo aeroportuale.

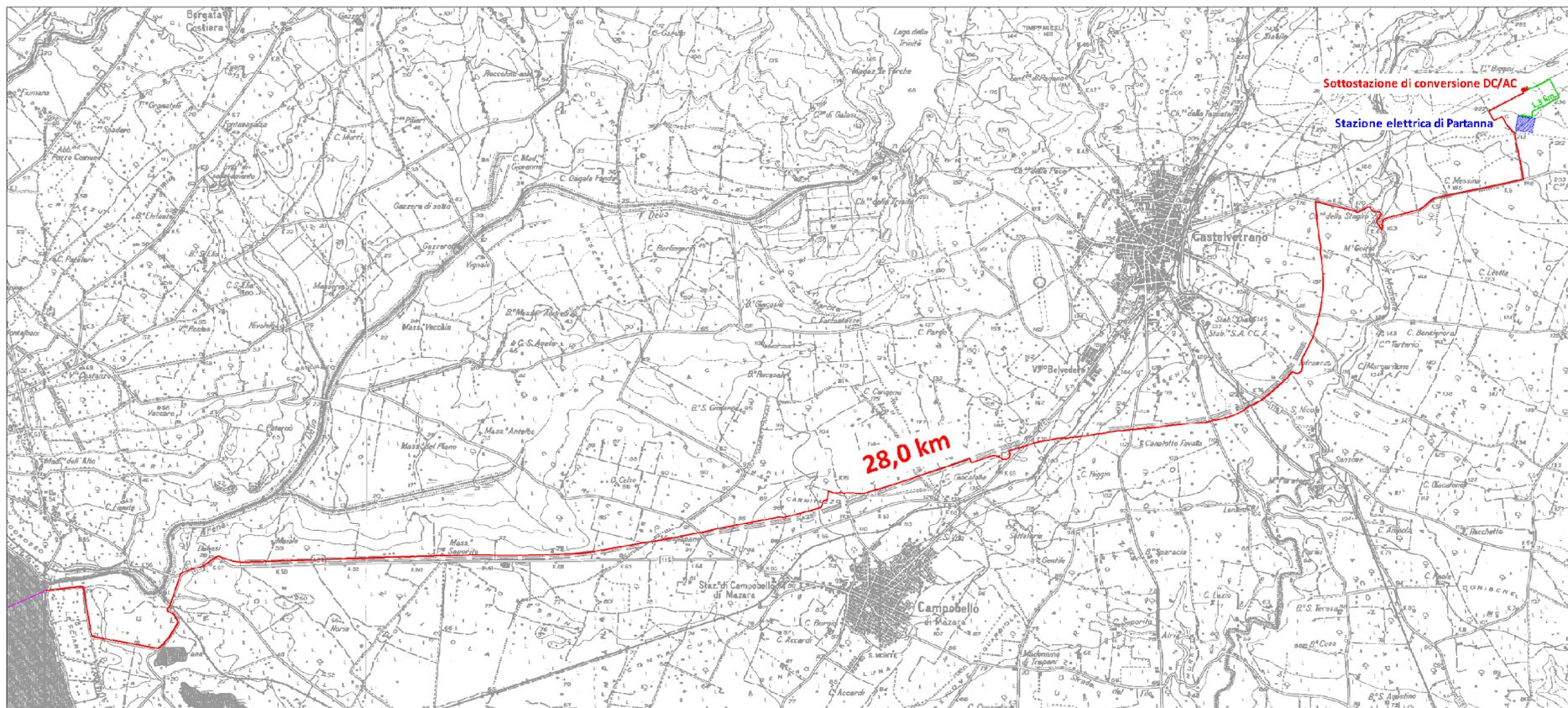


Figura B 14-1 Percorso del cavo dritto terrestre in corrente continua (in rosso) e del breve tratto in corrente alternata (in verde)

SEZIONE B - QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

B14.2 Caratteristiche tecniche del cavidotto in corrente continua a ± 150 kV

Le caratteristiche del cavo selezionato per tale utilizzo sono le seguenti:

Dati nominali di funzionamento della linea

- Tensione nominale	± 150 kV
- Frequenza nominale	0 Hz
- Corrente massima di esercizio	1.180 A
- Potenza massima di esercizio	354 MW

Caratteristiche tecniche di ciascuno dei due cavi di polo

- Tipo di cavo:	HVDC Light 150 kV
- Formazione:	1x1.600 mm ²
- Tensione nominale:	150 kV
- Frequenza nominale:	corrente continua
- Tipo di conduttore:	unipolare in alluminio
- Isolamento:	Polimerico
- Corrente nominale (*):	1.291 A
- Tensione massima permanente di esercizio:	170 kV
- Diametro esterno massimo:	86 mm
- Peso:	9.000 kg/km

Caratteristiche tecniche del cavo di elettrodo (opzionale)

- Tipo di cavo:	12/20 kV XLPE
- Formazione:	1x2000 mm ²
- Tipo di conduttore:	unipolare in rame
- Isolamento:	XLPE
- Tensione nominale:	20 kV
- Frequenza nominale:	corrente continua
- Corrente massima di esercizio:	1600 A
- Tensione massima permanente di esercizio:	24 kV
- Corrente nominale (*):	circa 1600 A
- Diametro esterno massimo:	83 mm
- Peso:	21.000 kg/km

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

- posa con cavi distanziati di 50 cm
- resistività termica del terreno pari a 1 K m / W
- temperatura suolo 15° C
- profondità di posa: 1 m

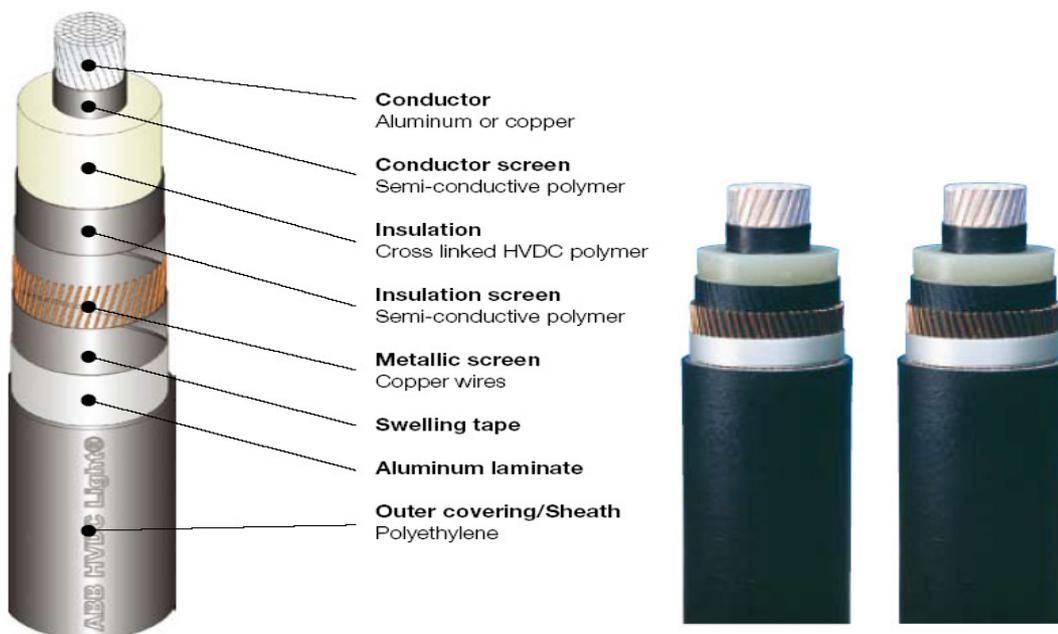


Figura B 14-2 Sezione tipica del cavo terrestre polimerico 150 kV DC unipolare in alluminio

B14.3 Caratteristiche tecniche del tratto in corrente alternata a 220 kV

Dati nominali di funzionamento della linea

- | | | |
|---------------------------------|-------|-----|
| - Tensione nominale | 220 | kV |
| - Frequenza nominale | 50 | Hz |
| - Corrente massima di esercizio | 1.000 | A |
| - Potenza massima di esercizio | 373 | MVA |

Caratteristiche tecniche dei cavi:

- | | |
|---|----------------------------|
| - Tipo di cavo: | 130/225 kV – XLPE |
| - Formazione: | 3x1x1.200 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 (*):	1.045 A
- Stato del neutro:	isolato
- Resistenza di fase a 90 °C:	0,0150 Ω/km
- Capacità di fase a 50 Hz:	0,22 μF/km
- Diametro esterno massimo:	109 mm
- Peso:	32.000 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
- resistività termica del terreno pari a 100 °C cm/W
- profondità di posa: 1,5 m
- schermo in rame $S=300 \text{ mm}^2$

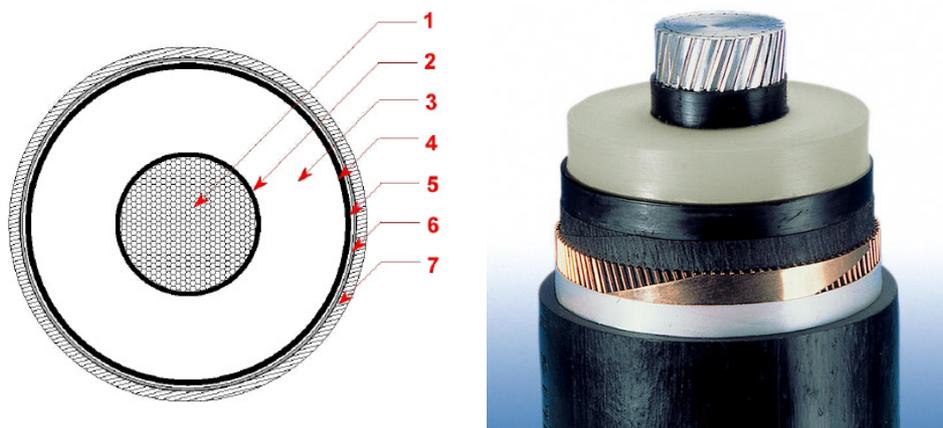


Figura B 14-3 Sezione tipica del cavo XLPE: 1) conduttore; 2) schermo del conduttore; 3) isolamento; 4) schermo isolante; 5) barriera antiacqua; 6) schermo metallico esterno; 7) guaina esterna

B14.4 Modalità di posa

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in uno scavo a sezione obbligata con larghezza pari a circa 70 cm e profondità di circa 1,5 m, con disposizione a triangolo (cavidotto in c.c.) o a trifoglio e configurazione degli schermi *cross-bonded* (tratto in c.a.).

Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche 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, e, ove necessario, anche da una lastra di protezione in cemento armato di

adeguato spessore. 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.

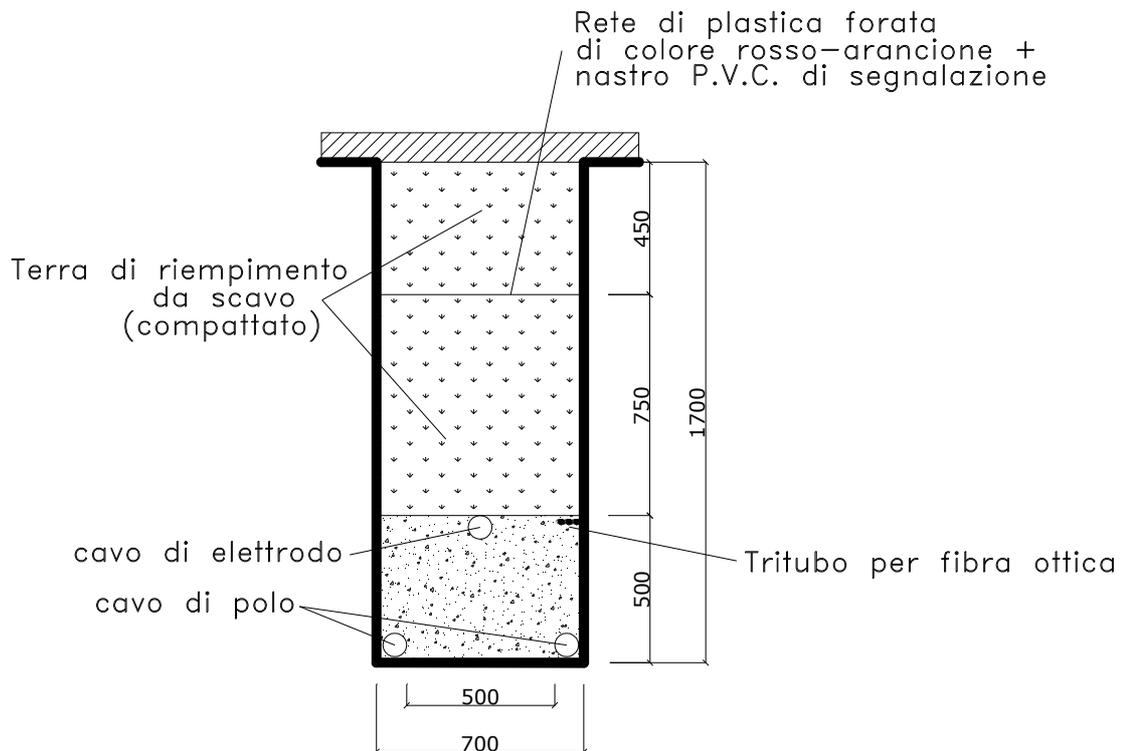


Figura B 14-4 Sezione tipica di posa dei due cavi di polo e del ritorno metallico nel percorso terrestre

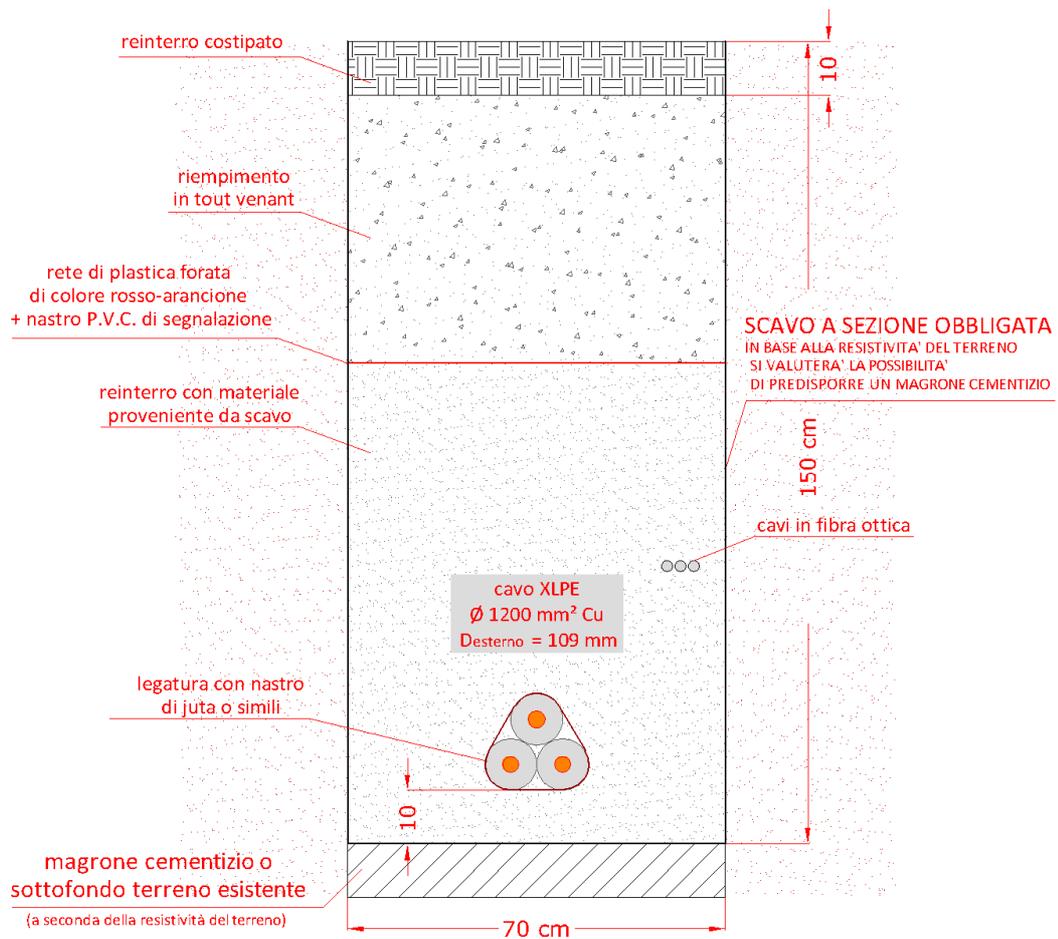


Figura B 14-5 Sezione tipica di posa del tratto di cavidotto terrestre in corrente alternata, su terreno naturale

B14.5 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 di polo in corrente continua e di elettrodo che provengono dalla ESP *offshore* e convertirà l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata, oltre ad elevarla alla tensione di consegna prevista a 220 kV.

Da tale sottostazione avrà origine il tratto di cavidotto terrestre (220 kV AC) di connessione alla esistente stazione elettrica della RTN denominata “Partanna”, esteso per circa 1,3 km e interrato lungo tutto il percorso. La stazione sarà installata in Contrada Magaggiari, nel Comune di Partanna (TP), in posizione limitrofa (circa 350 m) al sito dell'esistente stazione della RTN di Partanna.

Come illustrato nella tavola **PDT/T/0/ESPT/001** allegata, la stazione sarà costituita da un fabbricato avente una dimensione di circa 80 x 25 x 11,5 m.

L'area della stazione occuperà un rettangolo avente dimensioni pari a circa 100 x 50 m, ricadente nella **particella n. 53 del foglio di mappa n. 63 del Catasto Terreni del Comune di Partanna (TP)** (vedi tavola **PDT/T/0/CAVT/002 – foglio 15 di 16**).

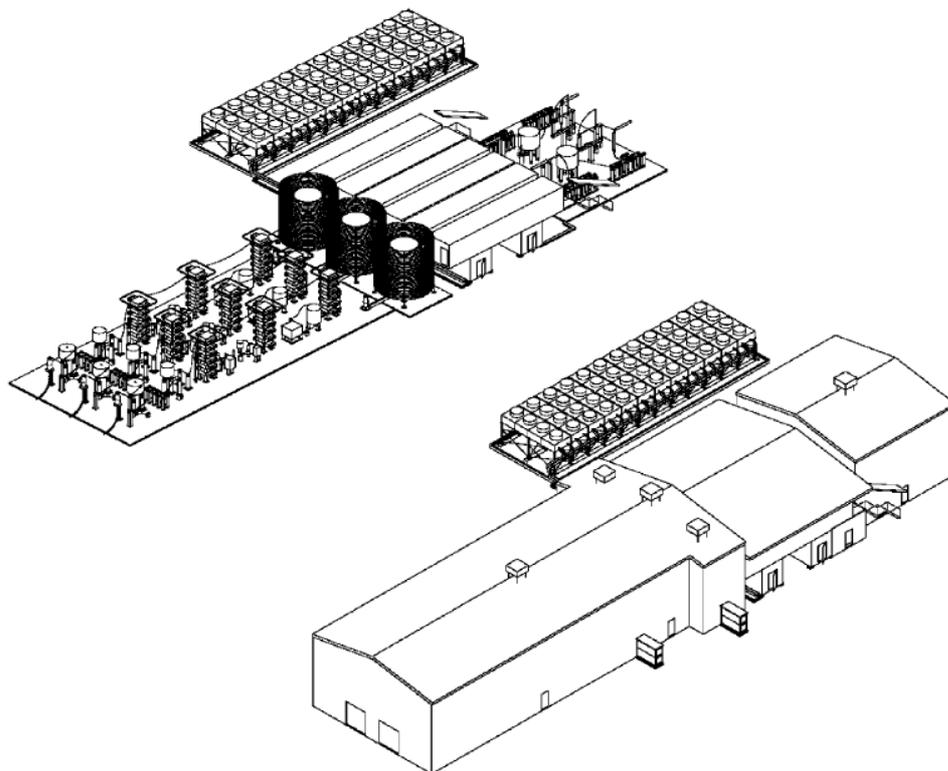


Figura B 15-1 Layout tipico di un impianto da 350 MW di dimensioni 80 x 25 x 11,5 metri

La stazione di conversione avrà una struttura compatta, con la maggior parte delle apparecchiature ospitate in un fabbricato con lo stile tipico del magazzino. I fabbricati sono realizzati in lamiera di acciaio e sono forniti di porte, scale e passerelle.



Figura B 15-2 ESP ABB HVDC Light da 350 MVA installata ad Harku, Estonia

Su tutte le attrezzature viene costruito un semplice edificio in acciaio le cui principali funzioni sono la schermatura ad alta frequenza, la riduzione del rumore e la protezione dagli agenti atmosferici.

Tutti gli involucri (delle valvole, degli apparati di controllo e di raffreddamento) si trovano in ambiente controllato per quanto riguarda la temperatura, l'umidità e la pulizia.

Il muro di rivestimento del fabbricato è normalmente in fogli di metallo, può essere isolato con barriere antirumore e prevedere un sistema di ventilazione interna.

I trasformatori e le ventole di raffreddamento sono situati al di fuori del fabbricato. I trasformatori di potenza sono ancorati su solide fondamenta. Il trasformatore è collegato al filtro in corrente alternata interno del fabbricato per mezzo di cavi. Se necessario, l'uso di un quadro convenzionale in corrente alternata con interruttori ecc. può essere aggiunto per collegare il trasformatore di potenza alla rete in corrente alternata.

Al fine di evitare alte strutture di sostegno in acciaio, per facilitare la manutenzione e per migliorare la sicurezza del personale, i filtri per le armoniche in corrente alternata e continua, i reattori e i convertitori sono montati direttamente sulle fondazioni/sostegni e sono tenuti all'interno di un semplice fabbricato adibito a deposito con cancello e porte chiusi a chiave. L'edificio eviterà il propagarsi di emissioni ad alta frequenza ed acustiche nonché proteggerà l'attrezzatura dalle condizioni atmosferiche.

Poiché tutta la stazione di conversione è racchiusa in un fabbricato, l'impatto ambientale è molto basso. Il fabbricato può essere progettato in modo da somigliare a altri edifici del luogo di installazione.

L'aerofoto della zona in cui verrà realizzata la ESP *onshore*, in scala 1:5.000, è riportata nell'elaborato **SIAT/T/0/AER/002**.

B15.1 Caratteristiche tecniche

La stazione comprenderà in particolare:

- una sezione di conversione da corrente continua a corrente alternata, realizzata al chiuso, costituita da:
 - un sistema a semplice sbarra;
 - n°2 stalli arrivo linee per il collegamento dei due cavi terrestri di polo, n°1 stallo di arrivo per il cavo di elettrodo (se presente);
 - n°3 trasformatori monofase 150/220 kV;
 - la sezione di conversione a IGBT;
- 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 ad esempio i sistemi di ventilazione, i sistemi di sicurezza e i 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

Come già detto, i due cavi di polo del sistema HVDC Light vengono installati ravvicinati. Poiché sono percorsi dalla stessa corrente continua in direzione opposta, i campi magnetici tendono ad annullarsi. Il campo magnetico residuo è estremamente basso, paragonabile al campo magnetico terrestre. I campi magnetici da cavi in corrente continua sono campi statici, che non causano alcun effetto di induzione, diversamente dai campi in corrente alternata. Per quanto riguarda il convertitore, il campo elettromagnetico nel suo intorno è piuttosto basso, poiché tutti gli apparecchi sono situati in un edificio progettato per fungere da schermo molto efficiente nella riduzione del campo elettromagnetico.

La schermatura è necessaria per ridurre al minimo le emissioni nella gamma a radiofrequenza, ad es. per interferenze radio, a causa dell'elevato gradiente di corrente e delle commutazioni dell'ordine di 1-2 kHz. Ne consegue che, a causa della schermatura per evitare interferenze nel campo delle radiofrequenze, il campo elettromagnetico è ben al di sotto della soglia di sicurezza prevista per l'uomo.

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 **PDT/R/0/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)

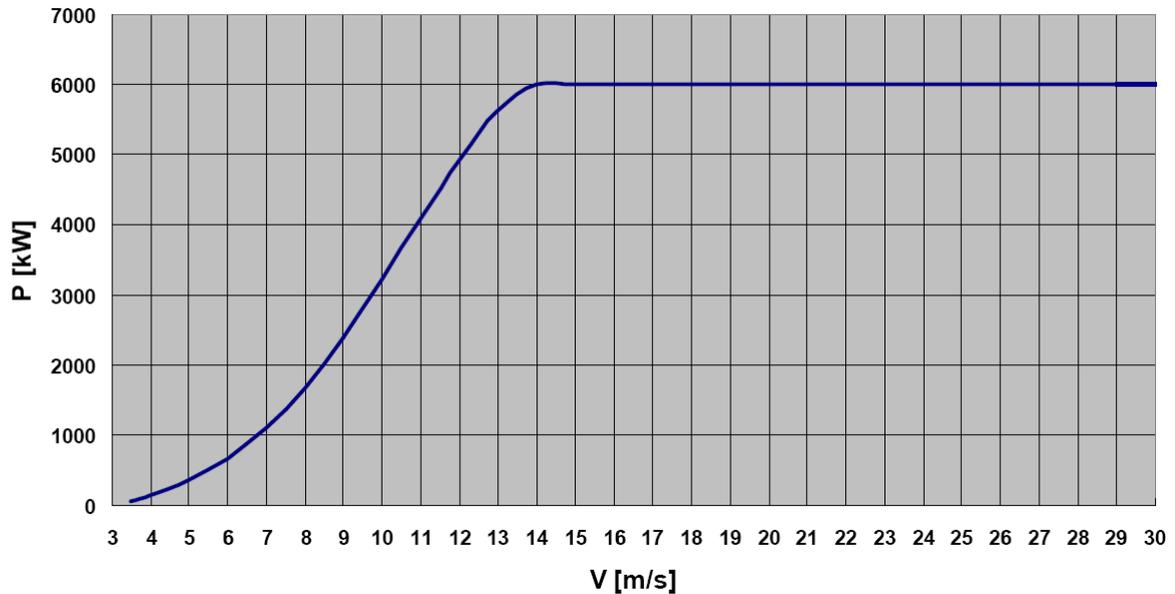


Figura B 16-1 Potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore REpower 6M da 6 MW

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 per banco, 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 dei banchi di progetto, in termini di potenza nominale installabile e producibilità annua teorica

Aree di progetto	n. pali	6 MW	
		P [MW]	GWh/y
Banco Talbot Ovest	10	60	207,9
Banco Talbot Est	49	294	1.018,7
TOTALE BANCHI	59	354	1.226,6

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 **PDT/R/0/WRA/001**.

Le perdite complessive sono pari a circa il 9,4 %, come specificato nel seguente prospetto:

ore equivalenti teoriche del parco eolico:	3.465 h/anno
perdite per <i>wake effect</i> complessive:	~ 4,5 %
perdite elettriche:	~ 4,2 %
<u>perdite per manutenzione programmata / guasti:</u>	<u>~ 1 %</u>
perdite complessive:	~ 9,4 %
ore equivalenti nette del parco eolico:	3.140 h/anno
producibilità media annua netta:	1.111 GWh_{el}/anno

La producibilità netta annuale dell'impianto sarà dunque pari a circa 1.111 GWh, in grado di coprire il fabbisogno energetico annuo di 247.000 famiglie, considerando un consumo medio annuale di 4.500 kWh / nucleo familiare.

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 354 MW, la cui producibilità annua sarà pari a circa 1.111 GWh_{el}.

In termini economici, il costo stimato per la realizzazione dell'opera è di circa 830 M€, come esplicitato nel computo metrico estimativo (elaborato **PDT/R/0/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 sul Banco di Talbot 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	413.180.000,00
FONDAZIONI	181.400.000,00
CAVI MARINI	126.829.350,00
SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFFSHORE	42.500.000,00
CAVIDOTTO TERRESTRE	20.956.196,02
SOTTOSTAZIONE ELETTRICA ONSHORE	28.000.000,00
OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN	600.000,00
SPESE GENERALI	16.250.000,00
TOTALE COMPUTO METRICO ESTIMATIVO	829.715.546,02

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 28 milioni di euro.

I costi in termini di impatto ambientale saranno invece minimi, sia per la localizzazione dell'area di intervento (in mare, a oltre 60 km dalla costa, dunque invisibile da terra), sia per le scelte tecnologiche effettuate. La scelta di un cavidotto in corrente continua e interrato lungo l'intero percorso, inoltre, garantisce un pieno rispetto dell'ambiente in termini di inquinamento elettromagnetico (il campo elettromagnetico generato è trascurabile) nonché di impatto paesaggistico; il percorso dei cavi terrestri si sviluppa in gran parte lungo la viabilità esistente e di conseguenza, anche durante le fasi di posa del cavidotto, l'impatto ambientale sarà assai modesto.

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

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

In particolare, i ricavi attesi derivano da:

- cessione dell'energia alla rete;
- vendita dei certificati verdi.

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

• investimento iniziale (CAPEX):	829.715.546,02 €
• costi di gestione e manutenzione (OPEX):	27.789.000,00 €/anno
• vita operativa dell'impianto:	20 anni
• producibilità netta:	1.111.560 MWh/anno
• prezzo medio dell'energia:	90 €/MWh
• valore medio del certificato verde:	99 €/MWh
• durata dei certificati verdi:	15 anni
• tasso d'inflazione:	2,0 %
• rapporto d'indebitamento:	70 %
• tasso d'interesse debitorio:	6,5 %
• durata del debito:	15 anni

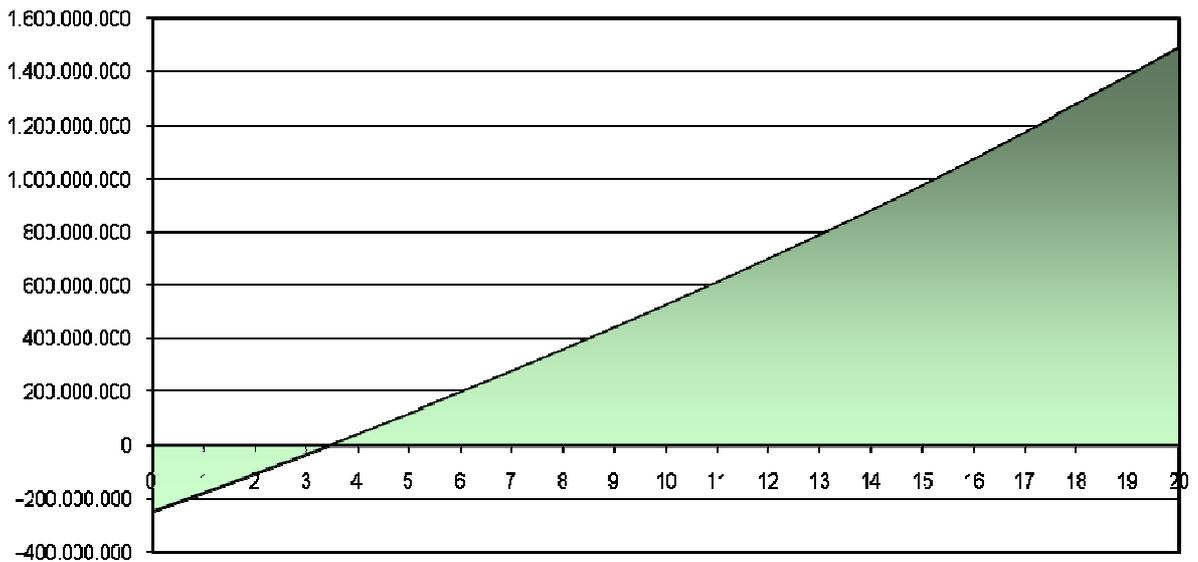


Figura B 17-1 Cash flow cumulativo dell'iniziativa (anno vs. flusso monetario cumulativo [€])

Il ritorno semplice dell'investimento (*simple payback*) si riscontra dopo 6,4 anni; il ritorno del capitale investito (*equity payback*) si verifica dopo 3,4 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 1.111 GWh/anno per 20÷25 anni, in grado di coprire il fabbisogno energetico di **247.000 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 4 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 evitate¹²

Produzione annua stimata	Emissioni annue evitate			
	GWh/y	t/y CO ₂	t/y NO _x	t/y SO ₂
1.111	589.941	1.667	3.222	

Ognuno dei 59 aerogeneratori costituenti il parco eolico consente dunque di evitare annualmente circa 10.000 t di CO₂, circa 28 t di NO_x e 55 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 12 milioni di tonnellate di CO₂, a circa 33 migliaia di tonnellate di NO_x e a oltre 64 migliaia di tonnellate di SO₂, come riassunto nella tabella seguente.

Tabella B 17-3 Energia prodotta e corrispondenti emissioni di CO₂, NO_x e SO₂ evitate nella vita utile della centrale eolica¹³

Produzione stimata nella vita utile impianto	Emissioni evitate nella vita utile impianto			
	GWh	t CO ₂	t NO _x	t SO ₂
22.220	11.798.820	33.330	64.438	

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.

¹² 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]

¹³ ipotizzando una vita utile di 20 anni