

Data: 24/09/07

Versione: 00

Modifiche: Versione Originale

File: PR003-07 - CENTRALE EOLICA T.S.GENNARO _Allegato C.doc

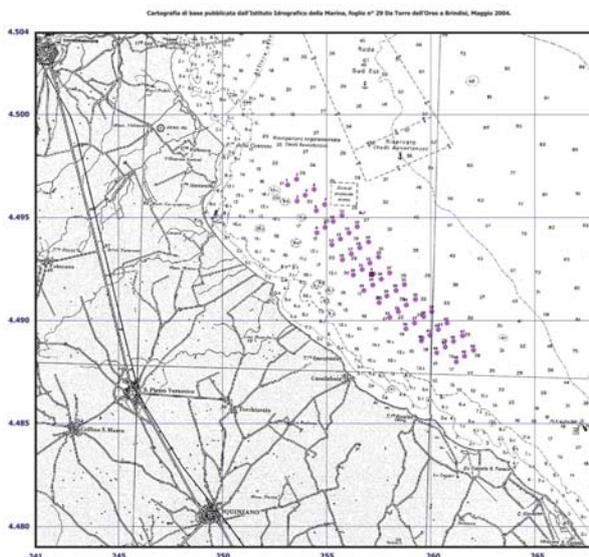
Redatto da:	Verificato da:	Approvato da:
Nell Franchi	Michele Cingotti	Davide Trevisani

Committente: TREVI Energy S.p.A
Via Larga, 201 – 47023 CESENA (FC)

Opera: “CENTRALE EOLICA OFF-SHORE TORRE S.GENNARO (BRINDISI)”.

Capitaneria di Porto di Brindisi (BR)

Oggetto: Relazione di producibilità.



Resp.Scientifico:



Sedi operative ed amministrative:
Via Roma 7, 20099 Sesto San Giovanni (MI)
Tel. 02 24417058 – Fax 02 24303700
Via Roma, 98/B – 23855 Pescate (LC)
Tel. 0341 365045 – Fax 0341 365091

Sede Legale:
Viale Gian Galeazzo, 8
20136 Milano

Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150
Cap. soc. € 41.600 interamente versato
N° REA 1619077
N° Iscrizione Registro Imprese di Milano MI – 2000 - 148146

Arch. Michele Cingotti

Revisioni			
Versione	Data	Totale Pagine	Modifiche
00	24/09/2007	36	Versione Originale

Indice della Relazione.

1 Premessa	pag. 3
2 Dati di vento	pag. 4
3 Aerogeneratore	pag. 5
4 Modello di Calcolo	pag. 6
5 Area di Applicazione del modello	pag. 7
6 Verifiche sul modello	pag. 8
6.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull.....	pag. 8
6.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità di vento.....	pag. 9
7 Risultati di WASP	pag. 12
8.1 Potenzialità del sito.....	pag. 12
8.2 Producibilità lorda dell'impianto.....	pag. 12
8 Producibilità dell'impianto al netto delle perdite	pag. 13
9 Incertezze	pag. 14
10 Producibilità con probabilità di essere superate in un anno	pag. 15
11 Conclusioni	pag. 16
12 Lista degli allegati	pag. 17
Appendice A	
Stima ventosità lungo periodo stazione d Femmina Morta	pag. 18
Tabelle	pag. 21
Figure	pag. 27
Tavole	pag. 30

1 Premessa.

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia S.r.l. per conto della Società TREVI Energy SpA è la valutazione di producibilità (o produzione attesa) di un impianto eolico offshore da realizzarsi in prossimità delle coste della Puglia.

L'impianto sarà ubicato a Nord Est di Casalabate, precisamente al largo del tratto di costa compreso tra Punta della Contessa e Torre Rinalda.

Il layout d'impianto, che è stato fornito dalla stessa TREVI Energy SpA, è composto da n°50 posizioni per aerogeneratori di grande taglia. Il layout è riportato in **Tabella 1** sotto forma sia di coordinate UTM sia di coordinate geografiche Roma 40, e viene riprodotto sulla carta batimetrica di base sulla **Tavola 1**, dove viene anche evidenziata la posizione della stazione elettrica in mare.

L'ubicazione del sito rispetto all'area geografica è riportata sulla **Tavola 2**, mentre le opportunità di allacciamento alla rete elettrica nazionale sono da individuarsi tra le soluzioni riportate sulla **Tavola 3**.

2 Dati di vento.

In mancanza di dati puntuali di vento registrati in sito questa valutazione di producibilità si basa su dati registrati da due stazioni anemometriche distanti dal sito ma rappresentative delle principali formazioni morfologiche dell'area.

Tali posizioni (visibili sulle **Tavole 2 e 4**) tendono a riassumere il regime dei venti sull'intera area geografica. L'utilizzo di dati di ventosità registrati all'esterno dal sito eolico determinerà nel calcolo un certo grado di incertezza, di cui, tuttavia, si terrà conto nel Capitolo 9 quando verranno analizzate tutte le condizioni di incertezza riscontrate nell'intero processo di calcolo.

Le stazioni anemometriche di riferimento sono le seguenti:

Codice	Denominazione	Comune	Coordinate UTM ED50		Alt.	H	Periodo di misura	
			X	Y	(m s.l.m.)	(m)	Inizio	Fine
U320	Brindisi Casale	Brindisi	241.589	4.505.721	15	10	01/01/00	31/12/06
6286	Piano Cernerà	Massafra	680.750	4.503.725	440	15	20/12/00	16/10/03

I dati della stazione **U320** appartengono a una postazione Meteorologica dell'Aeronautica Militare e, dunque, pubblici e sono stati acquisiti per l'occasione.

I dati della stazione **6286** sono stati raccolti da CESI nell'ambito di un progetto di Ricerca di Sistema finanziato dallo Stato. I dati sono stati acquisiti da TREVI Energy SpA e forniti a Tecnogaia con la lettera di consegna riprodotta in **Figura 1**.

Dovendo utilizzare due distinte serie di dati all'interno di un medesimo modello di calcolo occorre che questi vengano armonizzati nei contenuti. I dati della stazione **U320** si possono considerare stabilizzati avendo a disposizione circa 7 anni di registrazione. I dati della stazione **6286** si riferiscono ad un periodo più breve di circa 3 anni e necessitano quindi di una valutazione della ventosità di lungo periodo. Tale valutazione è stata effettuata utilizzando i dati rilevati da una seconda stazione anemometrica, denominata "*Serra di Alvino*", installata sempre da CESI nell'ambito del medesimo progetto di Ricerca di Sistema; anche in questo caso i dati sono stati acquisiti da TREVI Energy SpA e forniti a Tecnogaia con la lettera di consegna riprodotta in **Figura 1**.

Utilizzando i dati della stazione di Serra di Alvino (codice stazione **6264**), che si riferiscono ad un periodo di circa 6 anni, dal Luglio 1996 al Giugno 2002, si è proceduto, con opportune correlazioni alla valutazione della ventosità di lungo periodo nel punto di Piano Cernerà (codice stazione **6286**) che è stata portata alla stessa temporalità della prima.

Pertanto, nel prosieguo del calcolo, la stazione verrà indicata col codice 6286_S. I risultati di tale processo di storicizzazione e la metodologia adottata, sono descritti in **Allegato A**.

I dati meteorologici della stazione di Brindisi Casale (codice stazione **U320**), sono stati analizzati e confrontati con dati interni disponibili, il risultato di tale analisi ha evidenziato una sottostima della ventosità ottenuta dalla stazione **U320** anche in considerazione dell'alta percentuale di valori di calma (oltre il 18%) rilevati nei dati, dovuti alla presenza di ostacoli nei dintorni della stazione. Si ritiene pertanto, in questa valutazione preliminare della produzione attesa per l'impianto, di non utilizzare tali dati che porterebbero ad un valore sottostimato.

3 Aerogeneratore.

La scelta del modello di aerogeneratore per la realizzazione dell'impianto è in questa fase prematura, comunque la scelta sarà orientata su una macchina di grande taglia adatta alla soluzione offshore. Tale scelta sarà determinata anche dalla classe di vento del sito secondo le Norme EN CEI 61400-1 che si potrà determinare con sufficiente precisione solo con un monitoraggio prolungato in sito. Tuttavia, con i dati disponibili, in particolare con quelli della stazione **U621**, come da Capitolo 2 dell'**Appendice A**, si è valutata in via preliminare la classe di vento in corrispondenza dell'area di pertinenza della stazione che, considerata la linearità del territorio e le univoche direzioni di provenienza della ventosità, si può trasferire con buona approssimazione sul sito d'interesse.

Al momento quale aerogeneratore di progetto è stato scelto il Vestas V90 da 3.0 MW, essendo questo l'unico, della taglia considerata, attualmente disponibile sul mercato per l'applicazione offshore prevista. Tale aerogeneratore risulta ottimo per siti con venti superiori a quelli classificati nello studio presente. Perciò, qualora lo sviluppo tecnologico ed il mercato lo consentano, lo studio verrà integrato con ulteriori analisi, fermo restando l'altezza di mozzo stabilita.

Nello studio di visibilità dell'impianto (rel. SEO-PR003-07 - RT - AJ) tale possibilità è stata presa in considerazione inserendo nello stesso, come modello tridimensionale, un aerogeneratore con rotore maggiorato a 120 m rispetto al diametro del Vestas V90 3.0 MW che risulta di 90 m.

COSTRUTTORE	MODELLO	MW	DIAMETRO ROTORE	H MOZZO	CLASSE	RUMORE
VESTAS	V90	3	90	90	IEC I	109,4 dB

Nella **Figura 2** è riportata la curva di potenza dell'aerogeneratore utilizzata nel calcolo; mentre in **Allegato A** viene fornita la documentazione rilasciata dalla casa costruttrice dove sono evidenziati i principali parametri tecnici della macchina.

4 Modello di calcolo.

Il campo di velocità del vento su un sito eolico che consente di stabilire il potenziale energetico disponibile sulla sua superficie, può essere dedotto con diverse metodologie. Quella più evoluta e diffusa è realizzata per mezzo di un modello virtuale dell'ambiente dove, all'interno della modellazione statica del territorio, agiscono delle grandezze fisiche dinamiche (il vento) nel tempo osservate. Con l'ausilio di specifici modelli matematici di calcolo è possibile proiettare con buona approssimazione su intere aree geografiche la ventosità scaturita da rilevazioni effettuate anche in punti differenti.

Tutte le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

A partire dalla posizione spaziale di origine, i dati forniti al modello vengono utilizzati per costruire su tutta l'area di interesse il vento indisturbato in quota, detto anche vento geostrofico o Atlas, che si ritiene costante per diversi km dal suo punto di origine e che consente di rilevare in punti arbitrari dello spazio tutti i parametri utili alla stima della ventosità. Il campo di velocità del vento fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media a varie altezze dal suolo.

5 Area di applicazione del modello.

Per conferire sufficiente stabilità al calcolo è necessario disporre di un modello territoriale tridimensionale con superficie più vasta di quella propriamente destinata all'impianto.

In questo caso, trattandosi di contenere nell'area di applicazione del modello due stazioni e un sito distanti tra loro e di comprendere due diverse unità morfologiche, si è dovuta utilizzare un modello di superficie molto elevata. La mappa territoriale tridimensionale corrisponde dunque a 6500 km², precisamente un rettangolo di 100x65 km. La mappa è stata derivata dalla cartografia di base IGM in scala 1:25.000 dalla quale sono state digitalizzate le curve di livello con passo di quota di 25 metri. Per la medesima area si è provveduto a digitalizzare la rugosità del terreno assumendo come classe di rugosità 0,00 le superfici d'acqua, come classe 0,03 i prati senza ostacoli, 0,1 la macchia boschiva, 0,4 i boschi fitti e i centri abitati (classificazione suggerita dai manuali del modello di calcolo WASP adottato).

All'interno dell'area di applicazione del modello, in funzione della superficie propriamente destinata all'impianto, è stata selezionata una sub area di 27x25 km, detta area di studio, entro la quale sono state effettuate tutte le valutazioni.

L'area di applicazione del modello e l'area di studio sono rappresentate nella **Tavola 4**.

6 Verifiche sul modello.

Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione.

Se in questa fase di messa a punto del modello non si riscontreranno incongruenze tali da inficiare l'intero calcolo o da costringere a riconsiderare alcuni processi precedenti, di tutte le approssimazioni che verranno accettate si terrà conto comunque nella determinazione delle incertezze, di cui al Capitolo 10.

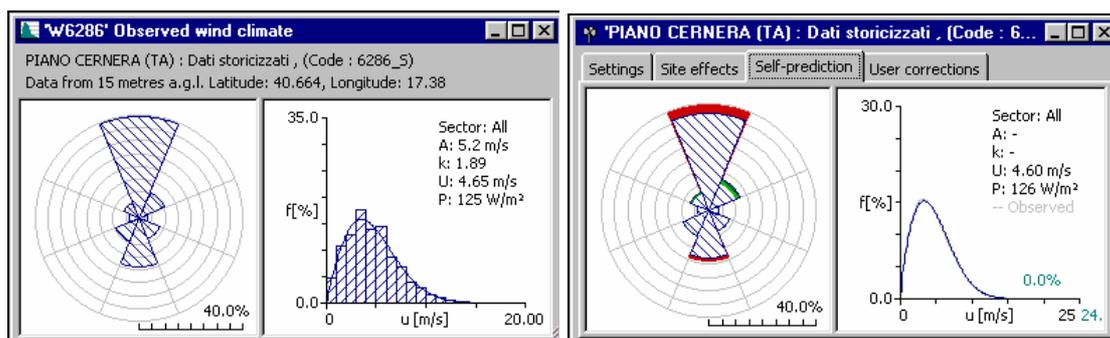
6.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull.

Il codice di calcolo WAsP utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e definisce il campo di vento indisturbato sull'area (Atlas) con i parametri derivati da tale distribuzione. Le distribuzioni di Weibull dedotte dal modello dai dati di input, per la stazione **6286_S**, sono riportate nella **Tabella 2**.

In particolare, nella prima parte della tabella sono messi a confronto i valori misurati della velocità media del vento e della potenza della vena fluida con quelli derivati dalla curva di Weibull e sono indicate le relative discrepanze (**+0,2%** per la velocità del vento e **0%** per la potenza della vena fluida). Quando le discrepanze risultano elevate, denotano la mancata stabilizzazione secondo una lineare distribuzione di Weibull dei dati di vento registrati sul campo e i risultati prodotti da WAsP saranno affetti da approssimazione. In questo caso le discrepanze vengono considerate accettabili.

Un'ulteriore verifica consiste nel quantificare l'entità della differenza dovuta ai parametri in input (distribuzione di Weibull) e quelli stimati dal modello nello stesso punto spaziale dell'anemometro sulla base dei parametri che definiscono l'Atlas (self prediction).

Dai risultati (vedi figure) si deduce la buona capacità del modello di riprodurre la distribuzione del vento nel punto spaziale dell'anemometro. Le differenze riscontrate in termini di velocità del vento e di potenza della vena fluida sono minime e fisiologiche.



Parametri della stazione 6286_S in input al modello e parametri stimati da WAsP nel punto dell'anemometro

6.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento.

Il gradiente al suolo della velocità del vento (alfa) è il parametro che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. La verifica consiste nel determinare l'entità delle approssimazioni che il modello introduce nella stima di tale parametro rispetto a quello sperimentale registrato sulla verticale della stazione.

Non disponendo in questo caso di misure realizzate sulle due stazioni a differenti altezze, la verifica risulta improponibile. Come per le altre, tale causa di incertezza sul calcolo verrà puntualmente considerata nell'apposito capitolo.

7 Risultati di WASP.

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello di calcolo WASP sono soggetti ad elaborazioni grafiche e numeriche per renderli più espliciti al Committente e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo.

7.1 Potenzialità del sito.

Sulla **Tavola 5** è riportata la ventosità stimata all'altezza del mozzo delle macchine rappresentata secondo curve isovento sulla cartografia IGM serie 50; le curve derivano da una griglia orizzontale di valori calcolati dal modello con passo di 100 m. Sulla **Tavola 6** la ventosità stimata all'altezza del mozzo viene rappresentata sulla carta batimetria e rapportata al layout d'impianto fornito.

7.2 Producibilità lorda dell'impianto.

L'elaborazione numerica di seguito descritta si riferisce invece alla resa energetica stimata da WASP per il layout d'impianto fornito. L'elaborazione tiene conto delle interferenze reciproche tra le macchine (effetto scia).

Nella **Tabella 3** è riportata la stima di resa dell'impianto fornito in rapporto all'aerogeneratore preso in considerazione. La stima è derivata dall'applicazione del metodo della media pesata alle stime ottenute con i dati delle due stazioni anemometriche disponibili. Pur utilizzando un aerogeneratore di classe penalizzante rispetto a quella stimata per il sito, si può constatare una buona resa dell'impianto ed il contenimento delle perdite per effetto scia entro limiti di accettabilità.

Di seguito vengono analizzate le perdite e le incertezze relative alla stima di producibilità dell'impianto di progetto.

8 Producibilità dell'impianto al netto delle perdite.

La producibilità lorda in GWh/anno stimata del layout d'impianto fornito, riscontrabile nella **Tabella 3**, tiene conto delle perdite dovute alla scia degli aerogeneratori, già considerate nella curva di potenza.

La tabella sottostante riporta in sintesi la producibilità lorda stimata del layout d'impianto fornito.

Producibilità lorda del layout d'impianto fornito					
Impianto	Potenza nominale [kW]	N° aerogeneratori	Potenza impianto [MW]	Producibilità [GWh/anno]	Ore
V90 3 MW	3.000	50	150,00	393,008	2.620

A tale producibilità lorda devono essere sottratte le seguenti perdite:

Perdite considerate	V90 3 MW
	%
Densità dell'aria	0,00
Indisponibilità e manutenzione	5,00
Perdite elettriche	5,00
Totale perdite	9,75

Le perdite vengono valutate in media sulla base della pratica e della letterature del settore. Nel caso specifico, trattandosi di un impianto offshore, si è tenuto conto di perdite più gravose.

Ne risulta, pertanto, la seguente producibilità netta:

Producibilità netta del layout d'impianto fornito					
Impianto	Potenza nominale [kW]	N° aerogeneratori	Potenza impianto [MW]	Producibilità [GWh/anno]	Ore
V90 3 MW	3.000	50	150,00	354,690	2.365

9 Incertezze.

Con il termine incertezza di un parametro si intende lo scarto quadratico medio della distribuzione statistica dell'errore di stima di quel parametro. La tabella sottostante riporta tutti i fattori di incertezza considerati, assegnando a ciascuno di essi lo scarto S della loro distribuzione. Tali fattori di incertezza comunemente utilizzati nel processo di valutazione della producibilità di un sito eolico, vengono adattati, incrementando o diminuendo il valore a seconda del grado di aggiustamento e di verifica dei risultati riscontrati nelle diverse fasi del processo, sia in fase di trattamento dei dati che di elaborazione dei risultati. Nel caso specifico, avendo utilizzato dati di lunga durata ma registrati ad una sola altezza e distanti dal sito, i principali fattori di incertezza si verificano sull'impossibilità di verificare sperimentalmente il gradiente al suolo valutato da WASP e sulla complessità orografica (intesa come distanza tra il punto di misura e l'impianto).

Fattori di incertezza	V90 3 MW		
	Scarto S	Z	
	(%)		(%)
Misura del vento	3,00	1,93	5,80
Durata misure	2,00	1,93	3,87
Distribuzione curva di Weibull	2,00	1,93	3,87
Gradiente al suolo	6,00	1,93	11,60
Complessità orografica			6,00
Curva di potenza			4,00
Verifiche modello			6,00
Incertezza totale			16,91

Il fattore di conversione Z , converte l'incertezza sulle stime della velocità in incertezza di producibilità (scarto quadratico medio della distribuzione statistica dell'errore di stima della producibilità). In particolare il fattore di conversione Z dipende dalla curva di potenza della macchina e dalle caratteristiche della distribuzione del vento e quindi deve essere determinato con specifici calcoli per il tipo di macchina considerata.

10 Producibilità con probabilità di essere superate in un anno.

La stima di producibilità riportata al Capitolo 9, già al netto delle perdite considerate, rappresenta la cosiddetta $P_{50\%}$, ossia la producibilità calcolata con le condizioni medie di vento. In considerazione delle incertezze ottenute, semplici considerazioni di statistica consentono di determinare i valori di $P_{70\%}(1)$ e $P_{90\%}(1)$, vale a dire le producibilità che presentano rispettivamente una probabilità del 70% e del 90% di essere superate nel corso di un anno di produzione:

GWh/anno	V90 3 MW
$P_{50\%}$	354,690
$P_{70\%}(1)$	323,229
$P_{90\%}(1)$	277,804

Che in termini di ore medie annue equivalenti di funzionamento alla potenza nominale della macchina risultano:

Ore	V90 3 MW
$P_{50\%}$	2.365
$P_{70\%}(1)$	2.155
$P_{90\%}(1)$	1.852

11 Conclusioni.

Il presente rapporto presenta i risultati della valutazione in via preliminare dell'impianto eolico ipotizzato nel sito offshore al largo di Torre S.Gennaro (BR).

Con i risultati ottenuti $P_{50\%}(1)$, si è proceduto alla valutazione della producibilità, lorda e netta, con il modello di aerogeneratore prescelto. E' stato inoltre effettuata un'analisi dei fattori di incertezza che influiscono sulla produzione per effettuare i calcoli delle produzione attese $P_{70\%}(1)$ e $P_{90\%}(1)$.

Tutti i calcoli sono stati effettuati con l'ausilio di dati anemometrici d'area, non propriamente registrati in sito, adattando quanto più possibile (tenuto conto fra l'altro anche della particolare tipologia dell'impianto proposto che si colloca su una superficie liquida che immette nel processo fattori ancora poco indagati dalla letteratura scientifica del settore) i modelli di vento dei programmi di fluidodinamica ai dati disponibili, optando in qualche occasione per scelte conservative. L'elevata incertezza risultante nel calcolo deriva da questi fattori.

Tuttavia, anche se dobbiamo considerare tali risultati provvisori e insufficienti, per cui si evince la necessità di verificarli con l'ausilio di dati anemometrici registrati opportunamente in sito, anche con più stazioni anemometriche, occorre sottolineare che i risultati si basano su dati effettivamente misurati al suolo da stazioni anemometriche molto rappresentative dell'area geografica in esame.

Un accurato monitoraggio in sito è necessario anche per la scelta del tipo di aerogeneratore da adottare in via definitiva la quale richiede la definizione della Classe del sito per mezzo della valutazione della velocità massima di riferimento (V_{ref}) attesa nei 50 anni. Il calcolo preliminare della V_{ref} effettuato con i dati disponibili (in **Appendice A**) riveste solo un carattere indicativo.

12 Lista degli allegati e delle tavole.

Allegati:

Allegato A **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Documentazione tecnica illustrativa aerogeneratori Vestas V90 3.0 MW.
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AE**
Autore: Vestas Wind Systems AS
Versione: 00

Tavole:

Tavola 1 **Lay-Out d'impianto**
Tavola 2 **Ubicazione dell'area geografica**
Tavola 3 **Opportunità di allacciamento alla rete elettrica nazionale**
Tavola 4 **Area di applicazione del modello ed area di studio**
Tavola 5 **Ventosità stimata altezza mozzo (90m) – Curve isovento su cartografia IGM 50**
Tavola 6 **Ventosità stimata altezza mozzo (90m) – Curve isovento e Lay Out d'impianto su carta nautica**

Appendice A.

STIMA DELLA VENTOSITÀ DI LUNGO PERIODO PER LA STAZIONE DI PIANO CERNERA (CODICE 6286)

A1 STIMA DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO NEL SITO DI PIANO CERNERA.

La valutazione della ventosità di lungo periodo, per il sito di Piano Cernera è stata effettuata utilizzando i dati di ventosità rilevati per circa 6 anni dalla stazione anemometrica di Serra di Alvino (codice 6264) e mettendo in correlazione i dati rilevati contemporaneamente dalla stessa stazione storica con quelli rilevati dalla stazione del sito di Piano Cernera e di cui si vuole valutare la velocità media di lungo periodo.

A1.1 Dati storici disponibili

I dati disponibili per la stazione meteorologica storica sono le velocità e direzioni del vento medie nei 10 minuti rilevate, con cadenza oraria, ad una altezza dal suolo di 15 m. Le consistenze dei dati disponibili sono riportate nella tabella seguente:

Stazione anemometrica	Data inizio rilevazione	Data fine rilevazione	N° mesi di rilevazione	Disponib. Dati (%)	Velocità media (m/s)
Serra di Alvino	03/07/1996	12/06/2002	71.3	88.5	5.57

Le stazioni da confrontare devono essere possibilmente nelle medesime condizioni orografiche di esposizioni ai venti ed abbastanza vicine in modo che si possa ipotizzare siano soggette agli stessi regimi di vento; è comunque possibile, mediante confronti e correlazioni, verificare la validità di queste condizioni.

A1.2 Correlazioni dei dati contemporanei con la stazione storica.

Al fine di verificare la possibilità di utilizzare i dati rilevati dalla stazione storica per la stima della ventosità di lungo periodo, è stata calcolata la correlazione tra le velocità medie giornaliere rilevate a Piano Cernera, in Comune di Massafra (TA), a 15 m dal suolo con quelle rilevate a

nella Serra di Alvino pure a 15 m dal suolo. Nella allegata **Figura A1** sono riportati graficamente i risultati di tale correlazione.

Nella figura che riporta i grafici dei punti, oggetto della correlazione, sono indicate due rette ottenute dalla regressione lineare: la prima senza vincolo di passaggio per il punto di origine e la seconda con tale vincolo. Per la stima della ventosità di lungo periodo verrà utilizzata la retta definita dai due parametri a e b perché sono quelle che hanno uno scarto quadratico medio dei residui inferiore e nel caso specifico non è necessaria la condizione di passaggio dall'origine.

A1.3 Stima della ventosità di lungo periodo.

I parametri della retta di regressione ottenuta come sopra indicato possono essere utilizzati come fattori di trasformazione della distribuzione del vento da un punto all'altro dell'area. Tali fattori spiegano, se pur in modo molto esemplificativo, i fenomeni di accelerazione o decelerazione della vena fluida del vento che scorre su di un'area.

Pertanto tali rette, intese come funzioni di trasformazione della intensità del vento da un punto all'altro dell'area, possono essere considerate valide anche nel tempo e quindi utilizzate per valutare le stime di ventosità del sito nel lungo periodo.

Utilizzando i parametri della retta di regressione ottenuta dalle correlazioni effettuate, si può affermare che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati contemporanei})} = a \bullet \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati contemporanei})} + b$$

E per analogia che :

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati storici})} = a \bullet \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati storici})} + b$$

I risultati ottenuti dalle stime della velocità media di lungo periodo nel sito di Femmina Morta sono riportate nelle tre righe colorate poste sotto il grafico: la prima (rossa) utilizza i parametri a e b della retta di regressione senza vincolo di passaggio dall'origine degli assi, la seconda (blu) utilizza il parametro c della retta di regressione ottenuta vincolando il passaggio dall'origine, mentre la terza (verde) stima il valore storico nel sito utilizzando il semplice rapporto tra i valori medi ottenuti.

Utilizzando quindi i parametri calcolati delle rette di regressione ottenute dalle correlazioni con i valori medi giornalieri della stazione storica di Serra Alvino, si ottengono i seguenti risultati:

Correlazioni con la stazione di Femmina Morta a 15 m - variabile Y						
Stazione Codice Variabile X	N° giorni di correlaz.	Coeff. di Correlazione ro	Para- metro a	Para- metro b	Misura LP in X	Stima LP in Y
Serra di Alvino Codice 6264	481	0.919	0.863	-0.164	5.567	4.640

Dove:

- **ro** = Coefficiente di correlazione
- **a** , **b** = parametri della retta di regressione
- **Misura LP in X** = Velocità media di lungo periodo della stazione meteorologica storica
- **Stima LP in Y = Stima della velocità media di lungo periodo nella stazione di Femmina Morta a 15 m dal suolo**

I risultati ottenuti indicano che il periodo di rilevamento di circa 34.3 mesi (dal 20 Dicembre 2000 al 16 Ottobre 2003) ha registrato una ventosità media di 5.528 m/s, inferiore rispetto a quella che ci si attende nel lungo periodo: la percentuale di incremento, da applicare ai dati misurati a Piano Cernerà, è quindi del 2.5%.

Per definire quindi l'anemologia del sito, in input al modello WAsP per le successive valutazioni delle produzioni attese da un eventuale impianto, verrà utilizzato il file (*.TAB file) dei dati relativi al periodo complessivo disponibile: 34.3 mesi della stazione di Piano Cernerà, dati rilevati a 15m dal suolo ed aumentati di un 2.5%.

A1.4 Distribuzione della ventosità in input al modello di calcolo.

Nelle **Tabelle A1** e **A2** allegate, sono riportati i parametri anemologici in input al modello WAsP per definire il campo di vento (Atlas) da utilizzare per le successive valutazioni del potenziale eolico.

La **Tabella A1** si riferisce alla stazione anemometrica di Serra di Alvino, dati rilevati nel periodo dal 3 Luglio 1996 al 12 Giugno 2002, mentre la **Tabella A2** riporta i risultati ottenuti a seguito del processo di storicizzazione per la stazione di Piano Cernerà.

In particolare nella prima parte delle Tabelle sono riportati i parametri statistici delle distribuzioni della velocità del vento per settori di direzione:

- riga 1 : settore di direzione di provenienza del vento;
- riga 2 : valore medio della velocità del vento in m/s per ciascun settore di direzione;
- riga 3 : velocità caratteristica V_c della distribuzione di Weibull che ha lo stesso contenuto energetico della distribuzione sperimentale della velocità del vento nel settore;

- riga 4 : fattore di forma k di tale distribuzione di Weibull;
- riga 5 : frequenza percentuale di occorrenze nel settore.

La seconda parte della Tabella riporta, per ciascun settore di direzione, le distribuzioni di frequenza in per mille delle velocità del vento rilevate.

L'ultima colonna riporta la distribuzione di frequenza totale, indipendente dalla direzione del vento.

Tabelle.

Tabella 1

Layout d'impianto fornito

Sistema UTM ED50

Coordinate metriche piane

AG	X	Y
1	253.133	4.496.591
2	253.551	4.496.866
3	253.579	4.495.809
4	253.969	4.496.084
5	254.401	4.496.379
6	254.511	4.495.336
7	254.909	4.495.631
8	254.532	4.494.266
9	254.929	4.494.534
10	255.313	4.494.822
11	255.745	4.495.096
12	255.258	4.493.683
13	255.670	4.493.964
14	256.067	4.494.252
15	256.472	4.494.554
16	255.772	4.492.956
17	256.191	4.493.244
18	256.595	4.493.546
19	257.020	4.493.827
20	256.287	4.492.222
21	256.705	4.492.483
22	257.082	4.492.791
23	257.493	4.493.086
24	256.794	4.491.468
25	257.212	4.491.722
26	257.623	4.492.016
27	258.028	4.492.311
28	257.527	4.490.878
29	257.891	4.491.193
30	258.336	4.491.454
31	258.741	4.491.749
32	258.028	4.490.158
33	258.439	4.490.432
34	258.830	4.490.754
35	259.262	4.491.022
36	258.809	4.489.602
37	259.214	4.489.870
38	259.660	4.490.199
39	260.050	4.490.432
40	259.543	4.489.012
41	259.954	4.489.294
42	260.366	4.489.561
43	260.777	4.489.870
44	260.290	4.488.436
45	260.688	4.488.711
46	261.079	4.488.992
47	261.517	4.489.266
48	261.229	4.488.004
49	261.620	4.488.272
50	262.059	4.488.560

Sistema Roma 40

(origine longitudini Greenwich)

Coordinate geografiche sessagesimali

AG	X	Y
1	18,045714	40,345130
2	18,051451	40,350066
3	18,051718	40,342645
4	18,053336	40,343578
5	18,055130	40,344579
6	18,055743	40,341213
7	18,061392	40,342211
8	18,055981	40,333749
9	18,061630	40,334660
10	18,063221	40,335633
11	18,065017	40,340567
12	18,063146	40,331938
13	18,064856	40,332892
14	18,070502	40,333867
15	18,072180	40,334888
16	18,065429	40,325638
17	18,071169	40,330615
18	18,072842	40,331636
19	18,074608	40,332591
20	18,071718	40,323315
21	18,073456	40,324205
22	18,075014	40,325242
23	18,080719	40,330241
24	18,073974	40,320927
25	18,075714	40,321793
26	18,081418	40,322789
27	18,083097	40,323787
28	18,081168	40,315093
29	18,082669	40,320151
30	18,084523	40,321043
31	18,090202	40,322041
32	18,083393	40,312813
33	18,085100	40,313744
34	18,090716	40,314828
35	18,092513	40,315741
36	18,090784	40,311094
37	18,092467	40,312004
38	18,094315	40,313117
39	18,095939	40,313912
40	18,093980	40,305260
41	18,095686	40,310216
42	18,101399	40,311124
43	18,103101	40,312167
44	18,101229	40,303472
45	18,102881	40,304404
46	18,104502	40,305354
47	18,110324	40,310287
48	18,105272	40,302170
49	18,110895	40,303078
50	18,112720	40,304056

Posizione Stazione elettrica in mare

	X	Y
Stazione	257.155	4.492.253

	X	Y
Stazione	18,075399	40,323507

Tabella 2

Site description: 'PIANO CERNERA (TA) : Dati storicizzati , (Code : 6286_S)';
 position: 40.66°N 17.14°E; anemometer height: 15.00 m a.g.l.

-	Unit	Measured	Weibull fit	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	4,64	4,65	+0,2%
Mean power density	W/m ²	125	125	0%

-	0	45	90	135	180	225	270	315	Total
A	6,4	4,3	3,5	4,3	5,0	3,5	2,6	4,6	5,2
k	2,24	1,87	1,54	1,85	1,70	1,99	1,31	1,61	1,89
U	5,69	3,83	3,19	3,80	4,44	3,08	2,44	4,09	4,65
P	194	70	52	70	122	34	30	103	125
Freq	39,4	10,6	3,1	8,5	18,6	9,8	3,6	6,4	100

U	0	45	90	135	180	225	270	315	Total
1,0	13	39	111	44	35	98	215	106	47
2,0	34	102	240	122	117	198	309	198	107
3,0	57	176	190	176	162	228	163	124	128
4,0	119	271	175	251	196	247	133	127	176
5,0	159	180	92	151	120	116	69	105	140
6,0	205	115	79	117	116	67	59	118	143
7,0	133	48	47	58	79	23	26	76	87
8,0	110	29	38	40	66	14	15	65	69
9,0	62	14	17	20	40	6	7	36	39
10,0	47	13	9	13	32	2	4	21	29
11,0	24	6	2	6	17	1	1	9	15
12,0	18	5	1	2	11	0	0	7	10
13,0	10	2	0	1	5	0	0	4	5
14,0	5	1	0	0	2	0	0	3	3
15,0	2	0	0	0	1	0	0	1	1
16,0	1	0	0	0	0	0	0	1	1
17,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

A and U are given in m/s, P in W/m² and the frequencies of occurrence in per mille and per cent (total).

Producibilità del layout d'impianto fornito

Aerogeneratore V90 da 3 MW

Site ID	X [m]	Y [m]	EI	Ht	U	Grs	Net	Wk	Ore
1	253.133	4.496.591	0	90	7,40	8,425	8,163	3,11	2721
2	253.551	4.496.866	0	90	7,42	8,468	8,275	2,27	2758
3	253.579	4.495.809	0	90	7,40	8,404	7,986	4,97	2662
4	253.969	4.496.084	0	90	7,41	8,449	8,077	4,41	2692
5	254.401	4.496.379	0	90	7,43	8,483	8,248	2,78	2749
6	254.511	4.495.336	0	90	7,40	8,427	7,951	5,65	2650
7	254.909	4.495.631	0	90	7,42	8,458	8,176	3,33	2725
8	254.532	4.494.266	0	90	7,38	8,369	7,804	6,74	2601
9	254.929	4.494.534	0	90	7,39	8,398	7,814	6,95	2605
10	255.313	4.494.822	0	90	7,41	8,433	7,921	6,08	2640
11	255.745	4.495.096	0	90	7,42	8,463	8,146	3,74	2715
12	255.258	4.493.683	0	90	7,38	8,369	7,708	7,90	2569
13	255.670	4.493.964	0	90	7,39	8,403	7,673	8,69	2558
14	256.067	4.494.252	0	90	7,41	8,431	7,835	7,07	2612
15	256.472	4.494.554	0	90	7,42	8,454	8,158	3,50	2719
16	255.772	4.492.956	0	90	7,38	8,375	7,698	8,08	2566
17	256.191	4.493.244	0	90	7,40	8,410	7,673	8,76	2558
18	256.595	4.493.546	0	90	7,40	8,414	7,786	7,47	2595
19	257.020	4.493.827	0	90	7,41	8,435	8,107	3,89	2702
20	256.287	4.492.222	0	90	7,38	8,358	7,659	8,36	2553
21	256.705	4.492.483	0	90	7,39	8,385	7,587	9,52	2529
22	257.082	4.492.791	0	90	7,39	8,393	7,727	7,94	2576
23	257.493	4.493.086	0	90	7,40	8,405	8,093	3,71	2698
24	256.794	4.491.468	0	90	7,37	8,336	7,633	8,43	2544
25	257.212	4.491.722	0	90	7,37	8,353	7,636	8,58	2545
26	257.623	4.492.016	0	90	7,38	8,369	7,716	7,80	2572
27	258.028	4.492.311	0	90	7,39	8,384	8,061	3,86	2687
28	257.527	4.490.878	0	90	7,35	8,292	7,581	8,58	2527
29	257.891	4.491.193	0	90	7,37	8,343	7,646	8,35	2549
30	258.336	4.491.454	0	90	7,38	8,373	7,778	7,10	2593
31	258.741	4.491.749	0	90	7,39	8,397	8,069	3,90	2690
32	258.028	4.490.158	0	90	7,35	8,298	7,666	7,61	2555
33	258.439	4.490.432	0	90	7,36	8,326	7,605	8,65	2535
34	258.830	4.490.754	0	90	7,38	8,367	7,742	7,47	2581
35	259.262	4.491.022	0	90	7,39	8,397	8,099	3,55	2700
36	258.809	4.489.602	0	90	7,34	8,278	7,676	7,27	2559
37	259.214	4.489.870	0	90	7,37	8,336	7,686	7,80	2562
38	259.660	4.490.199	0	90	7,39	8,384	7,863	6,22	2621
39	260.050	4.490.432	0	90	7,40	8,405	8,075	3,92	2692
40	259.543	4.489.012	0	90	7,34	8,276	7,619	7,95	2540
41	259.954	4.489.294	0	90	7,37	8,343	7,644	8,38	2548
42	260.366	4.489.561	0	90	7,38	8,378	7,804	6,85	2601
43	260.777	4.489.870	0	90	7,39	8,382	8,084	3,56	2695
44	260.290	4.488.436	0	90	7,33	8,253	7,595	7,97	2532
45	260.688	4.488.711	0	90	7,36	8,329	7,658	8,06	2553
46	261.079	4.488.992	0	90	7,37	8,352	7,853	5,98	2618
47	261.517	4.489.266	0	90	7,39	8,384	8,117	3,19	2706
48	261.229	4.488.004	0	90	7,33	8,264	7,733	6,43	2578
49	261.620	4.488.272	0	90	7,36	8,328	7,877	5,41	2626
50	262.059	4.488.560	0	90	7,38	8,371	8,227	1,72	2742

Medie	7,38	8,378	7,860	6,19	2620
--------------	-------------	--------------	--------------	-------------	-------------

Somma	393,008
--------------	----------------

Tabella A1

STAZIONE ANEMOMETRICA : SERRA DI ALVINO - Regione: Basilicata (Cod.6264)

Periodo di elaborazione: 03/07/1996 - 12/06/2002 (numero giorni: 2171)

Percentuale dati disponibili = 88.51 % (276600 dati su 312523)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo

Tabella D : DISTRIBUZIONI DELLA VELOCITA' DEL VENTO PER SETTORI DI DIREZIONE

Settore	Nord	NE	Est	SE	Sud	SO	Ovest	NO	Totale
Vmedia	6,06	4,22	3,61	6,03	5,15	3,82	4,64	6,41	5,57
Vc	6,84	4,76	4,04	6,81	5,81	4,30	5,22	7,20	6,28
k	2,06	1,99	1,63	2,06	2,02	1,79	1,85	2,72	2,04
F. %	21,7	6,4	2,4	14,0	15,6	7,1	7,1	25,7	100,0

Velocità m/s	Distribuzioni di frequenza in per mille								
	Nord	NE	Est	SE	Sud	SO	Ovest	NO	Totale
1,0	5,8	21,2	48,1	9,8	9,8	26,0	19,4	4,5	11,1
2,0	40,9	116,4	192,3	48,0	58,9	148,7	106,1	23,8	61,1
3,0	97,3	189,0	235,3	87,2	124,7	238,6	169,3	47,3	111,6
4,0	133,1	193,0	201,8	117,3	166,2	216,5	177,0	78,8	136,6
5,0	149,0	169,6	118,9	151,2	189,9	151,0	169,4	134,9	154,3
6,0	132,2	125,0	68,5	148,1	145,7	80,8	113,1	171,4	139,6
7,0	113,9	81,9	43,1	122,8	107,4	48,2	74,1	168,8	117,0
8,0	98,1	48,9	31,8	98,9	79,7	33,5	58,4	142,0	94,4
9,0	63,9	25,1	22,6	62,3	41,1	24,1	39,7	88,4	58,4
10,0	49,9	11,1	20,4	45,3	26,4	15,1	31,3	56,8	40,4
11,0	41,4	9,0	12,0	39,1	18,8	10,4	20,3	38,8	30,4
12,0	28,5	5,1	3,2	22,5	10,5	4,1	10,9	19,8	17,5
13,0	17,9	3,0	1,4	15,7	6,8	1,7	6,3	11,0	10,8
14,0	12,5	1,1	0,3	12,7	5,0	0,7	2,6	7,2	7,4
15,0	6,4	0,3	0,0	8,5	3,7	0,5	1,1	3,3	4,1
16,0	4,2	0,3	0,0	6,2	2,8	0,2	0,5	1,9	2,8
17,0	2,9	0,1	0,1	2,9	1,6	0,1	0,5	0,7	1,5
18,0	1,3	0,0	0,0	1,2	0,7	0,0	0,0	0,4	0,7
19,0	0,6	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,3	0,3
20,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1
21,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Totale	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
---------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Tabella A2

STAZIONE ANEMOMETRICA : PIANO CERNERA - Regione: Puglia (Cod.6286)

Periodo di elaborazione: 20/12/2000 - 16/10/2003 (numero giorni: 1031)

Dati storicizzati (nuovo codice stazione 6286_S)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo

Tabella D : DISTRIBUZIONI DELLA VELOCITA' DEL VENTO PER SETTORI DI DIREZIONE

Settore	Nord	NE	Est	SE	Sud	SO	Ovest	NO	Totale
Vmedia	5,85	3,94	3,20	3,92	4,55	3,01	2,45	4,00	4,64
Vc	6,59	4,45	3,57	4,43	5,12	3,39	2,67	4,44	5,23
k	2,49	2,04	1,57	2,02	1,82	1,87	1,33	1,53	1,88
F. %	39,4	10,6	3,1	8,5	18,6	9,8	3,6	6,4	100,0

Velocità m/s	Distribuzioni di frequenza in per mille								
	Nord	NE	Est	SE	Sud	SO	Ovest	NO	Totale
1,0	12,6	38,7	110,5	44,5	35,3	98,3	214,7	106,4	47,0
2,0	34,4	101,8	239,8	121,8	117,1	198,3	308,6	197,8	107,0
3,0	56,6	176,3	189,5	175,7	161,7	227,9	162,9	124,1	128,0
4,0	119,2	271,1	175,3	251,1	195,9	246,9	132,5	126,7	176,1
5,0	158,6	179,9	92,4	150,8	120,1	115,6	69,3	104,8	140,1
6,0	205,4	115,1	78,8	117,4	115,7	66,8	58,6	118,2	143,3
7,0	133,3	48,4	46,5	57,7	79,1	22,9	26,0	75,5	86,7
8,0	109,6	28,5	38,2	39,8	66,3	13,7	14,7	64,9	69,1
9,0	62,4	13,8	16,6	20,4	40,0	6,0	6,6	35,9	38,9
10,0	46,6	13,1	9,0	12,6	32,4	2,1	4,4	21,0	28,8
11,0	24,3	6,0	2,3	5,7	17,0	0,6	1,4	9,0	14,6
12,0	18,2	4,6	0,7	1,9	11,0	0,4	0,0	7,0	10,4
13,0	9,9	1,8	0,5	0,5	4,5	0,3	0,0	3,7	5,2
14,0	5,3	0,7	0,0	0,2	2,3	0,1	0,0	2,9	2,8
15,0	1,7	0,1	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	1,2	1,0
16,0	1,2	0,1	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,7	0,6
17,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2
18,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Totale	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
--------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Figure.

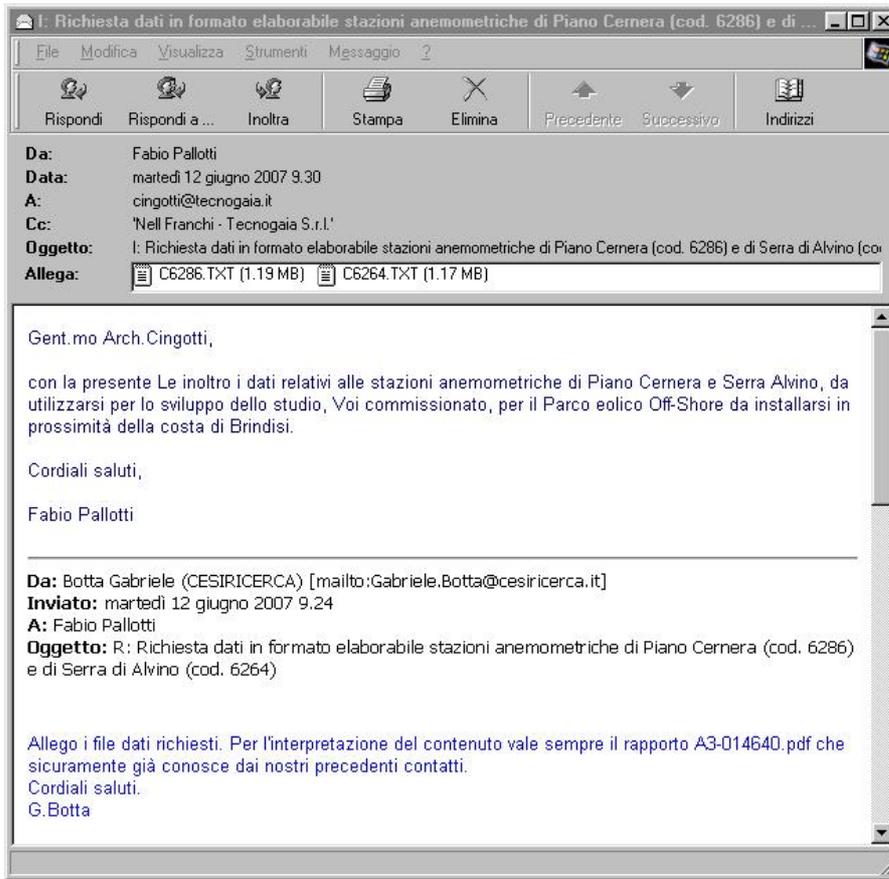
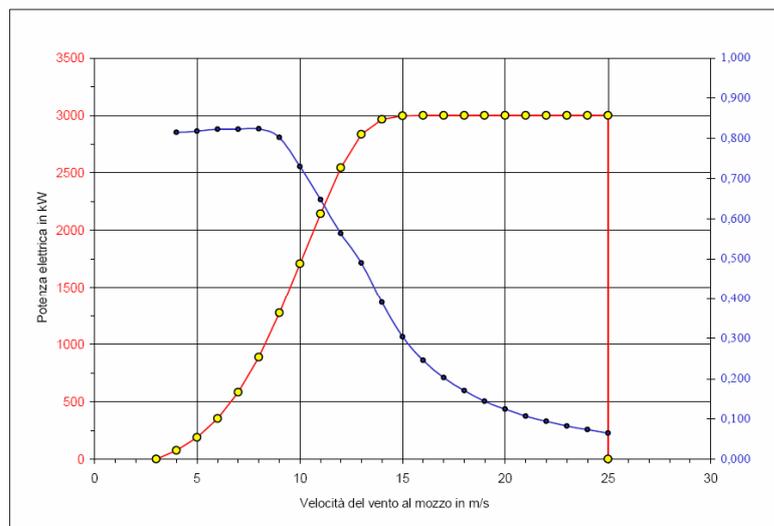


Figura 1

Caratteristica Velocità vento - Potenza elettrica dell'Aerogeneratore Vestas V90 da 3 MW 109.4 dB

Vmozzo (m/s)	P(0) (kW)	Ct
4	77,0	0,815
5	190,0	0,818
6	353,0	0,823
7	581,0	0,823
8	886,0	0,824
9	1273,0	0,802
10	1710,0	0,730
11	2145,0	0,648
12	2544,0	0,564
13	2837,0	0,490
14	2965,0	0,390
15	2995,0	0,304
16	3000,0	0,246
17	3000,0	0,203
18	3000,0	0,170
19	3000,0	0,144
20	3000,0	0,124
21	3000,0	0,107
22	3000,0	0,094
23	3000,0	0,082
24	3000,0	0,073
25	3000,0	0,065



Modello : V90 (Tripala a controllo di passo) Costruttore : Vestas
 Potenza Nominale : 3000 kW Diametro Rotore : 90 m Altezza del mozzo : 90 m
 Note: Curva di potenza teorica calcolata alla densità dell'aria a 0 m s.l.m. (d = 1,225 k/m3)

Figura 2

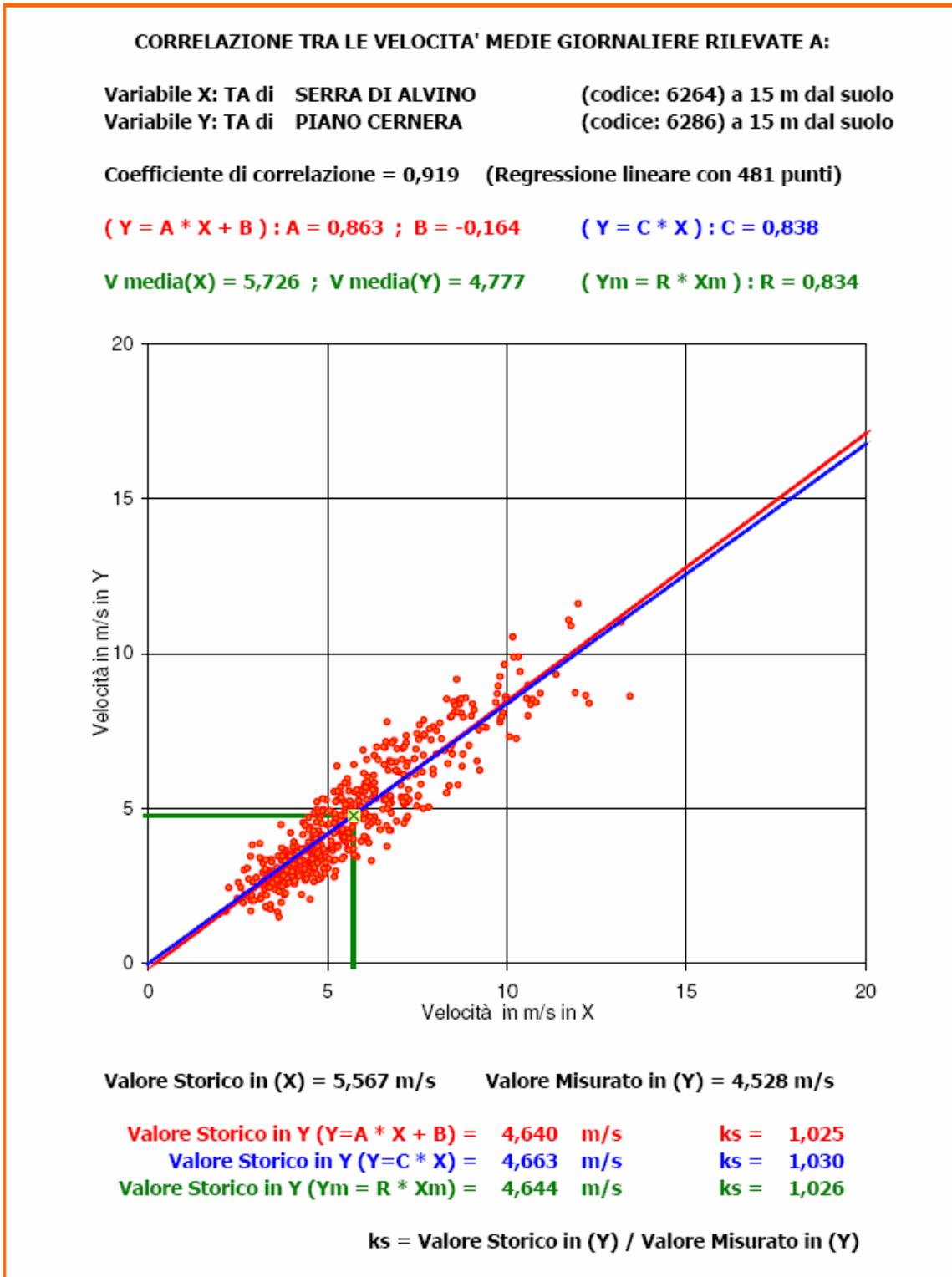
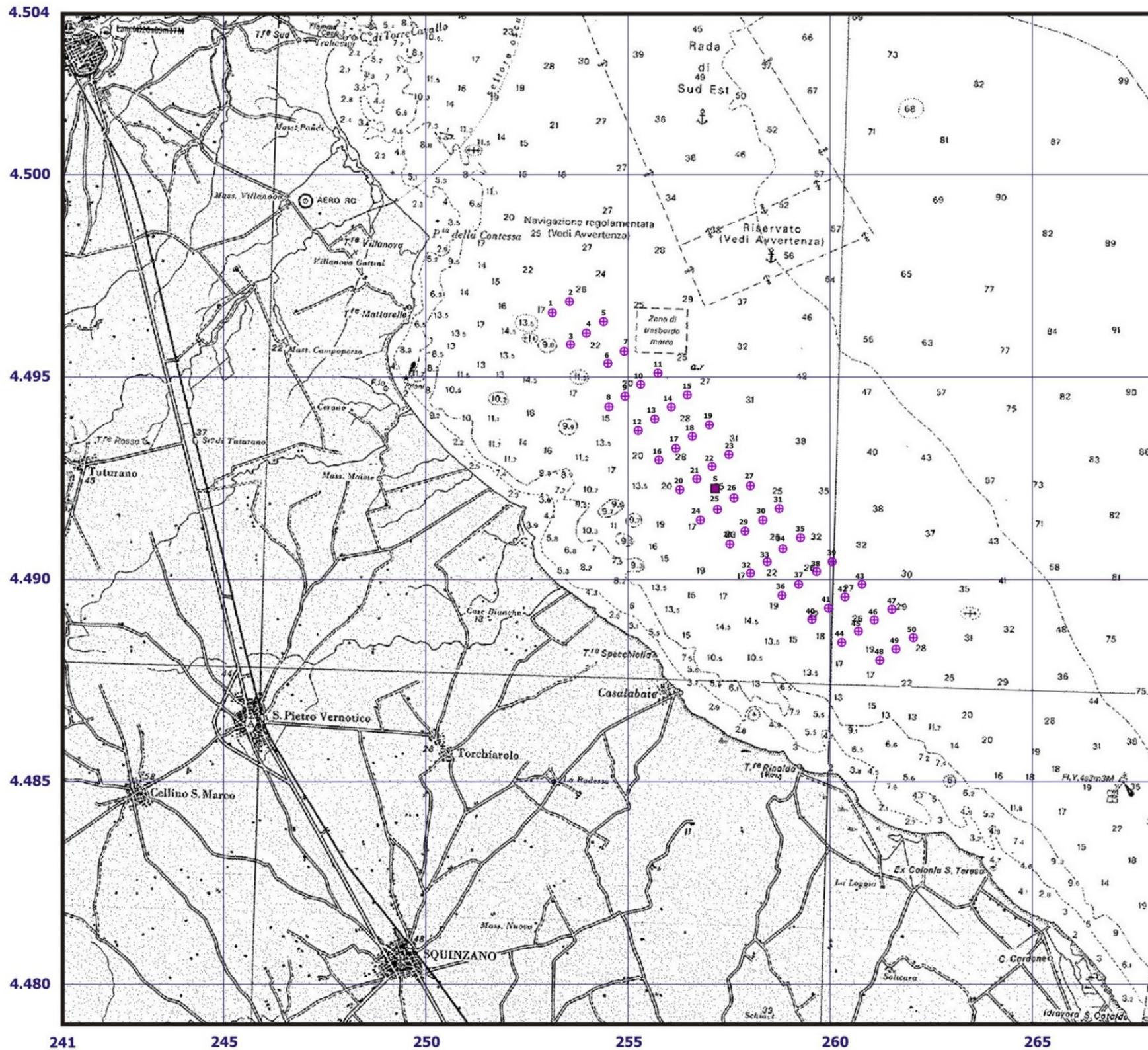


Figura A1

Tavole.

Cartografia di base pubblicata dall'Istituto Idrografico della Marina, foglio n° 29 Da Torre dell'Orso a Brindisi, Maggio 2004.



**SITO EOLICO OFFSHORE
 PUNTA DELLA CONTESSA**

Layout d'impianto fornito,
 composto da n°50
 aerogeneratori di grande
 taglia, riportato sulla carta
 batimetrica di base.

Scala 1:100.000



Coord. UTM ED50 in km
 Fuso 34

- ⊕ Aerogeneratori di grande taglia
- Sottostazione



Tavola 1

Rel.TG65/2007-VPE Rif.: Vs. Ordine n° POA7001691 del 30/03/2007



Cartina di base: Atlante stradale d'Italia, Volume Sud, Ediz. Touring Club Italiano, Milano 2000.

SITO EOLICO OFFSHORE PUNTA DELLA CONNESSA

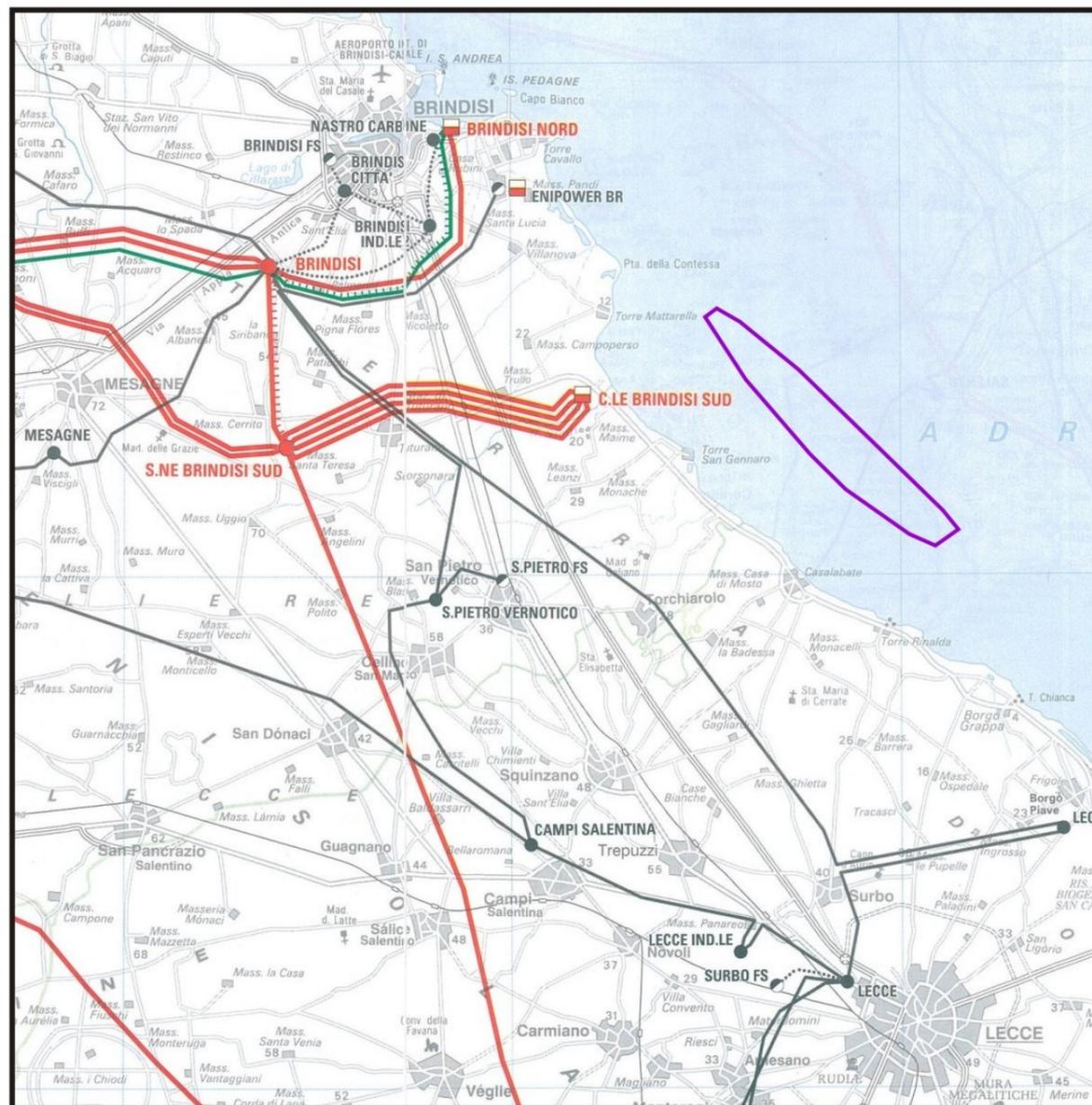
Ubicazione geografica del
sito eolico.

Scala 1:400.000



-  Stazioni anemometriche
-  Sito eolico





SITO EOLICO OFFSHORE PUNTA DELLA CONTESSA

Ubicazione del sito nella rete
elettrica nazionale.

Legenda della rete

ELETTRODOTTI	RTN	Non RTN
Linea aerea 380 kV		
Linea aerea doppia tema 380 kV		
Linea in cavo 380 kV		
Linea in cavo 400 kV cc		
Linea aerea 220 kV		
Linea aerea doppia tema 220 kV		
Linea in cavo 220 kV		
Linea aerea 200 kV cc		
Linea in cavo 200 kV cc		
Linea aerea 150 kV		
Linea aerea doppia tema 150 kV		
Linea in cavo 150 kV		
Linea aerea 120 - 132 kV		
Linea aerea doppia tema 120 - 132 kV		
Linea in cavo 120 - 132 kV		

STAZIONI	RTN	Non RTN
Stazione 380 kV RTN		
Stazione 220 kV RTN		
Stazione 150 kV RTN		
Stazione 132 kV RTN		
Stazione non RTN e Cabina Primaria		
Cabina Utente		

CENTRALI	RTN	Non RTN
Centrale idroelettrica		
Centrale Eolica		
Centrale Termoelettrica		
Centrale Geotermoelettrica		

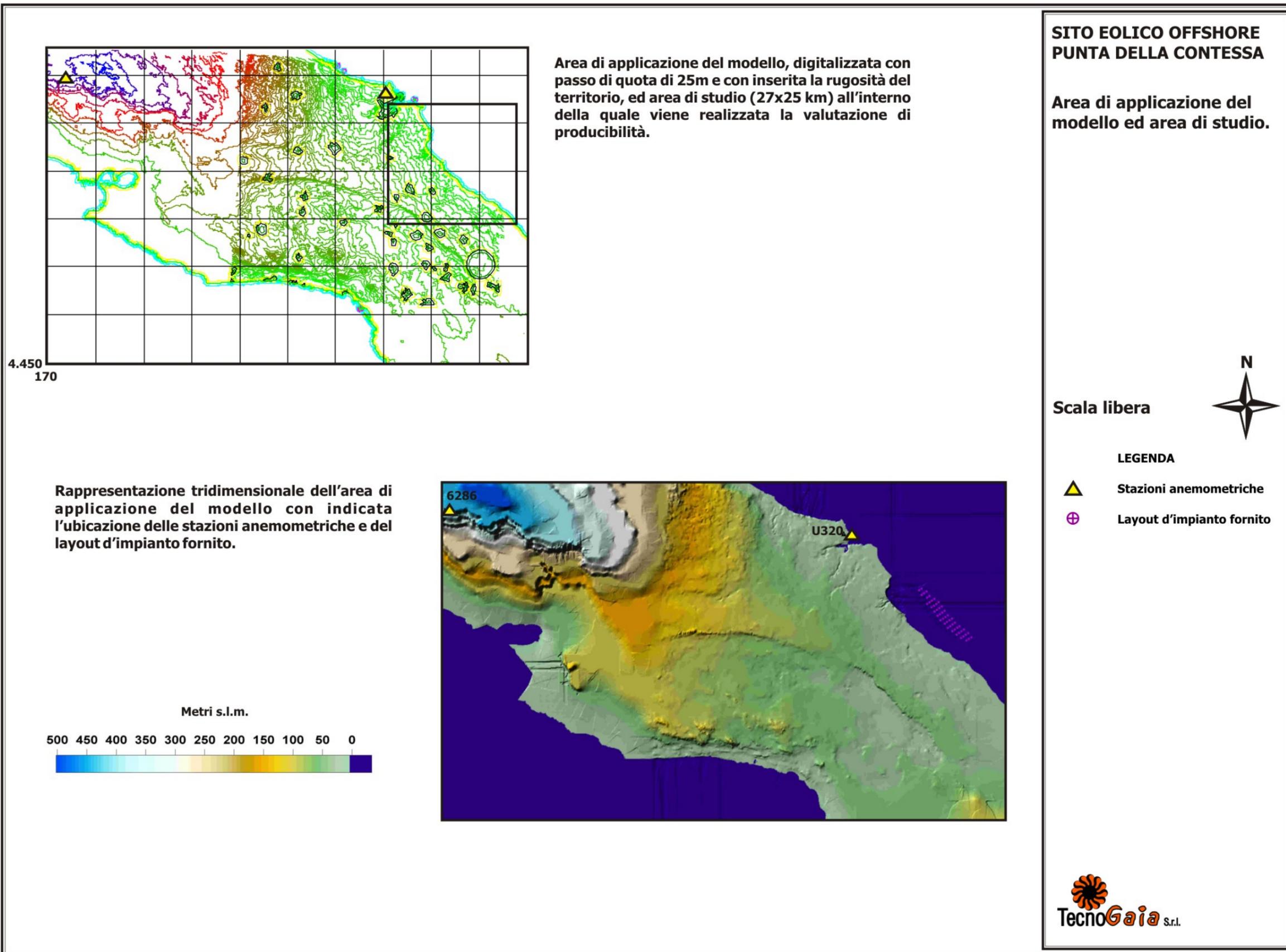
Scala 1:200.000

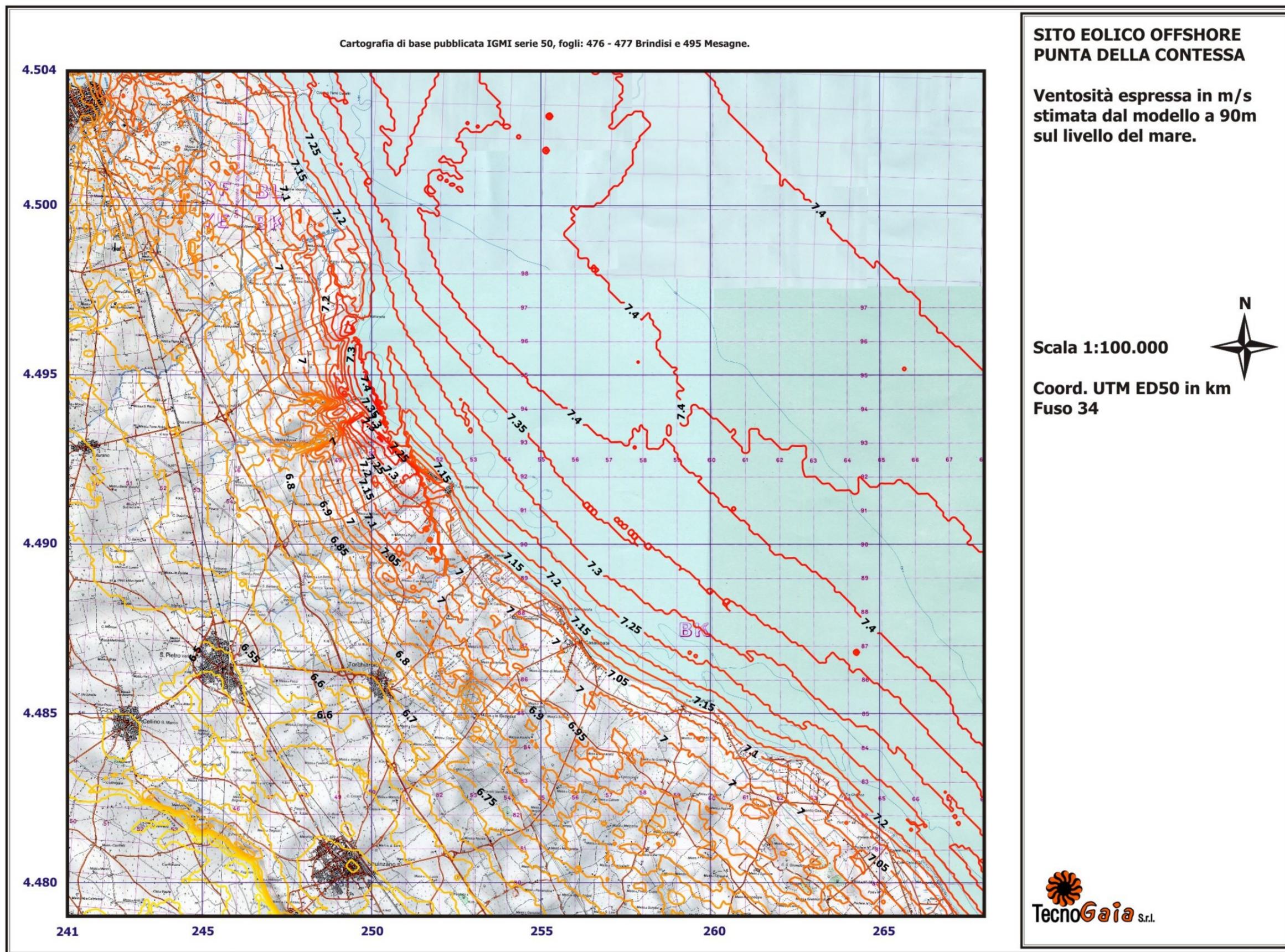


Sito eolico

AtlaRete a cura del GRTN in collaborazione con i Titolari della Rete di Trasmissione Nazionale RTN e altri proprietari non RTN tra cui Enel Distribuzione : Atlante della Rete Elettrica Italiana 380-220-150-132 kV Vol. II - Lazio, Umbria, Marche, Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia. Realizzato da GEOnext - Istituto Geografico De Agostini, Novara, Prima edizione 2002.







Rel.TG65/2007-VPE Rif.: Vs. Ordine n° POA7001691 del 30/03/2007

Tavola 5

