CESI

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI GENOVA
Dipartimento di Fisica

RICERCA DI SISTEMA
per il settore elettrico
Progetto ENERIN

ATLANTE EOLICO DELL'ITALIA

Novembre 2002

Per informazioni:

Dott. Gabriele BOTTA
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano S.p.A.
Research Leader Progetto "Energie Rinnovabili"
Via Rubattino, 54
20134 - Milano

telefono 02 – 21255720 fax 02 21255626
email botta@cesi.it

Prof. Corrado RATTO
Università degli Studi di Genova
Dipartimento di Fisica
Via Dodecaneso, 33
16146 Genova

telefono 010 3536257 – fax 010 3536354
email ratto@fisica.unige.it

Rapporto CESI / ENERIN / ENERIN /2002/ 012 - Prot A2/ 039249

Copyright © 2002 by CESI. All rights reserved

Sito Internet per i prodotti della Ricerca di Sistema
www.ricercadisistema.it

NOTIFICA DI NON RESPONSABILITA'

Il CESI e l'Università degli Studi di Genova declinano ogni responsabilità per le conseguenze derivanti dall'uso di dati ed informazioni contenuti in questo documento.

ATLANTE EOLICO DELL'ITALIA

INDICE

Premessa i

1 – Introduzione 1

2 – Metodologia di costruzione dell'Atlante eolico dell'Italia 2
2.1 – Mappa eolica da modello WINDS 3
2.2 – Raccolta di dati anemometrici 5
2.3 – Adattamento della mappa del vento ai dati sperimentali 5
2.4 – Valutazione delle producibilità specifiche 6

3 – Le mappe 7
3.1 - Mappe di velocità media annua del vento 7
3.2 - Mappe di producibilità specifica 8

4 – Come utilizzare le mappe 8
4.1 – Interpretazione delle mappe 8
4.2 – Livelli di incertezza 10

Bibliografia 13

Appendice A - Modello WINDS: il codice e le elaborazioni
1 – Caratteristiche generali *A-1*
2 – Domini di simulazione *A-3*
3 – I campi di orografia *A-3*
4 – I campi di copertura del terreno e lunghezza di rugosità *A-5*
5 – Analisi statistica dei dati dell'ECMWF *A-6*
6 – Costruzione della mappa eolica WINDS *A-8*

Appendice B - Base dati anemologica al suolo
1 – Le fonti dei dati *B-1*
2 – Reti di misura e dati disponibili *B-3*
3 – Medie mensili della velocità del vento *B-6*
4 – Analisi delle serie di dati mensili *B-7*
5 – Stima delle medie di lungo periodo della velocità del vento *B-9*
6 – Stima dell'incertezza delle medie di lungo periodo *B-9*

Appendice C - Adattamento della mappa eolica ai dati di misura al suolo

1 – Impostazione *C-1*
2 – Velocità media del vento WINDS nei punti stazione *C-1*
3 – Incertezza dei valori di $V_p(P_i)$ *C-2*
4 – Determinazione del fattore di adattamento *C-3*
5 – Incertezza del valore finale di velocità media ad altezza di stazione *C-6*
6 – Incertezza dei valori finali di velocità media riportati sulle mappe eoliche *C-8*

Appendice D - Valutazioni di producibilità

1 – Premessa *D-1*
2 – Producibilità specifica *D-1*
3 – Rappresentazione delle caratteristiche anemologiche ai fini della producibilità *D-2*
4 – Valutazione della producibilità *D-4*
5 – Incertezza dei valori di producibilità *D-5*

MAPPE DI VELOCITA' MEDIA ANNUA DEL VENTO E DI PRODUCIBILITA' SPECIFICA DI AEROGENERATORI

Mappe della velocità media annua del vento a 25 m sul livello del terreno (Tab. 1a - 27a)

Mappe della velocità media annua del vento a 50 m sul livello del terreno (Tab. 1b- 27b)

Mappe della velocità media annua del vento a 70 m sul livello del terreno (Tab. 1c - 27c)

Mappe della producibilità specifica a 50 m sul livello del terreno (Tab. 1d - 27d)

Premessa

Da una decina d'anni l'energia del vento contribuisce, in misura sempre più significativa, alla produzione di elettricità in diversi Paesi. Numerose macchine eoliche, di taglia unitaria ormai tendenzialmente oltre il megawatt, sono installate nelle diverse centrali eoliche collegate alla rete.
Di questa fonte viene apprezzata la caratteristica di essere rinnovabile e di consentire generazione pulita di energia elettrica utilizzando una risorsa primaria disponibile localmente e gratuita. Il fascino di questa fonte è forse solo limitato dalla bassa concentrazione energetica, che fa sì che gli aerogeneratori abbiano dimensioni ragguardevoli in rapporto alla potenza.
Questa fonte, a cui si deve attribuire un ruolo "integrativo", più che "alternativo" rispetto alle fonti tradizionali, si è quindi sviluppata con innegabile successo. A livello internazionale, i costi medi di produzione sono ormai abbastanza vicini alla piena competitività.
Secondo dati recenti la potenza eolica totale presente nel mondo risulta pari a oltre 27000 MW. La parte più rilevante è installata in Europa, in particolare in Germania, Spagna, Danimarca, Italia e Paesi Bassi, oltre che negli Stati Uniti, in India ed in Cina.
In Italia risultano installati circa 760 MW eolici, corrispondenti ad un totale di oltre 1.350 aerogeneratori.
Campania e Puglia sono in testa nelle realizzazioni, seguite da Abruzzo, Sardegna, Basilicata, Molise e Sicilia. Per quanto modesta rispetto alla produzione elettrica nazionale complessiva, nel 2001 la produzione da fonte eolica è stata pari a circa 1.150 GWh.
Per il futuro i più autorevoli scenari energetici sono concordi nel prevedere una crescita dell'uso delle fonti rinnovabili, ed in particolare della fonte eolica. Le previsioni della IEA [8,9] prospettano a livello mondiale una quota del 2,3% di energia elettrica da nuove fonti rinnovabili nel 2020, buona parte della quale da eolico.
Per l'Unione Europea, già alla fine del 1997 il Libro bianco della Commissione sullo sviluppo delle rinnovabili fissava il traguardo di 40 GW eolici installati nei paesi membri al 2010.
D'altra parte, la Direttiva europea 2001/77/EC del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'elettricità da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'Unione ha fissato, come traguardo almeno per ora indicativo, il passaggio del contributo globale delle rinnovabili alla produzione elettrica dal 13,9% nel 1997 al 22% nel 2010.
Per l'Italia, in particolare, l'indicazione è verso un aumento del contributo delle rinnovabili dal 16% nel 1997 al 25% nel 2010.

Dal 2000 il CESI è impegnato nello sviluppo della Ricerca di Sistema di cui al decreto del Ministero dell'Industria del 26.01.2000, modificato il 17.04.2001. Articolata in un complesso di progetti specifici, la ricerca è mirata al miglioramento del sistema elettrico italiano.
Il progetto ENERIN, dedicato alle fonti rinnovabili, nella parte che riguarda il settore eolico è specificamente orientato a tracciare un quadro del potenziale delle risorse nazionali sfruttabili.

L'interesse di queste attività per il Sistema Elettrico si ricollega alle previsioni di impegno dell'Italia nell'eolico implicite nel quadro legislativo italiano. E in questo processo assume particolare rilevanza la conoscenza, per quanto approssimata, dell'effettivo potenziale eolico e della sua distribuzione sul territorio.
Ne sono sicuramente interessati gli organi pubblici nel loro ruolo di programmatori del territorio, così come i responsabili dello sviluppo della rete elettrica ed i singoli operatori industriali che valutano, in prospettiva strategica, opportunità e rischi associati ad iniziative eoliche più o meno importanti in specifici ambiti territoriali.
Il programma di lavoro della ricerca sulle risorse eoliche è strutturato su due filoni:

- costruzione della mappa eolica di massima dell'Italia attraverso l'elaborazione di mappe eoliche;
- approfondimento di aspetti critici per lo studio della fattibilità economica di sfruttamento di siti non convenzionali, specificamente siti montani ed off-shore

Questo Atlante rappresenta il prodotto finale del primo dei due filoni d'attività.

Nel presente lavoro il CESI ha avuto la responsabilità del coordinamento e dello svolgimento delle attività tecnico scientifiche, in ciò affiancato per la modellistica del vento dall'Università di Genova.
Per CESI hanno partecipato ai lavori Gabriele Botta (Research Leader ENERIN), Ettore Lembo (Coordinatore di attività), Maria Alabiso e Tarcisio Zucca di CESI-SFR, con la collaborazione di Paolo Bonelli, Maria Cesco Casanova, Carlo Lusso di CESI-AMB.
Per l'Università di Genova ha partecipato il prof. Corrado Ratto del Dipartimento di Fisica, con i collaboratori Massimiliano Burlando, Fabiana Castino e Andrea Podestà.
Ci si è inoltre avvalsi della consulenza di Paolo Paoli, mentre la soc. Tecnogaia ha curato l'esecuzione dei rilievi anemometrici in campo.

Con la redazione di questo Atlante ci si augura di aver compiuto un passo significativo nel percorso iniziato in Italia nei primi anni '80 e già contrassegnato dalla redazione del Libro bianco "Indagine sulle risorse eoliche in Italia", pubblicato nel 1981 dal CNR-PFE, e da quella del Rapporto della Commissione Siti ENEA-ENEL-Alenia-Riva Calzoni del 1992.
Insieme con le ricerche svolte da diversi Istituti Universitari, quei lavori furono d'importanza basilare per aver aperto la strada delle conoscenze sulle risorse eoliche nazionali ed in particolare per aver confermato, in un quadro di ventosità non certo paragonabile a quella di altri Paesi dell'Europa, l'esistenza in Italia di aree interessanti per la produzione di energia elettrica.
Molto in realtà resta ancora da fare per risolvere le aree di incertezza che ancora permangono.
Le attività di ricerca e quelle di sviluppo di impianti eolici in corso in Italia accresceranno comunque le conoscenze, che potranno essere sicuramente utilizzate per migliorare queste mappe e per integrarle con altre informazioni utili per il settore elettrico italiano.

Milano, Novembre 2002

ATLANTE EOLICO DELL'ITALIA

1 – Introduzione

Questo Atlante eolico intende fornire dati ed informazioni sulla distribuzione delle risorse eoliche sul territorio italiano ed aiutare ad individuare le aree dove tali risorse possono essere interessanti per lo sfruttamento energetico.
E' da precisare subito che i contenuti dell'Atlante non possono e non intendono sostituirsi al quadro valutativo di dettaglio che è sempre necessario acquisire presso un sito candidato alla realizzazione di un impianto eolico per qualificarlo dal punto di vista anemologico.

L'Atlante è destinato a diverse tipologie di utilizzatori. E' rivolto in primo luogo alle autorità che hanno responsabilità di programmazione dell'uso delle risorse del territorio, a livello centrale e periferico, non ultime le autorità che devono assicurare il corretto sviluppo della rete elettrica. E' rivolto poi agli operatori interessati allo sfruttamento energetico della fonte eolica, quale integrazione delle informazioni utili per lo sviluppo delle rispettive iniziative.

L'Atlante non si vuole proporre al lettore anche come manuale introduttivo alle problematiche tecnico-scientifiche relative alla caratterizzazione della risorsa eolica ed al suo sfruttamento energetico. Pubblicazioni utili in tal senso sono ormai abbastanza diffuse. Si ricorda a questo riguardo l' "Atlante europeo del vento" [3], pubblicato dalla Commissione delle Comunità Europee nel 1990 anche in versione italiana, che introduce in modo ampio e con chiarezza i concetti fondamentali a cui questo stesso Atlante fa ricorso.

Entrando nel merito della materia qui trattata, è da ricordare che il fenomeno vento si manifesta in forme molto varie nel tempo e molto disomogenee sul territorio.

Vi sono in Italia regimi di vento chiaramente correlabili a configurazioni bariche a livello continentale, configurazioni che a volte possono mantenere, su aree estese, venti di forte intensità, direzione abbastanza costante con durate di alcuni giorni. Sono tipiche le situazioni di Maestrale, generate da un anticiclone sull'Atlantico e da bassa pressione sul Mediterraneo orientale, oppure quelle di Bora mantenute da un anticiclone sul Nord Europa.

Si hanno poi regimi di vento imputabili a perturbazioni, fronti freddi o caldi che investono l'Italia collegati solitamente a depressioni mediterranee e sempre accompagnati da fenomeni piovosi e cielo coperto. In questi casi i venti sono ancora una volta caratterizzati da elevata intensità, e si mantengono per uno o due giorni con direzione lentamente variabile a seconda dello spostamento della depressione. A questo o anche al precedente regime possono ricondursi venti noti come Scirocco o Libeccio.

Vi sono infine le situazioni, tipiche delle alte pressioni estive o invernali, in cui il campo di pressione è piuttosto livellato e quindi incapace di sostenere venti significativi su grande scala. In queste situazioni emergono allora i venti locali, indotti da differenze di riscaldamento tra mare e terra (brezze costiere) e tra superfici a diverse altezze (brezze di valle e di monte). I venti hanno in questo caso ciclo di variabilità di tipo giornaliero, con intensità crescenti al crescere delle differenze termiche. Questi venti interessano aree che vanno dalle valli alpine a tutto il perimetro delle coste, hanno una struttura piuttosto complessa e dipendente dalle caratteristiche fisiche ed orografiche locali e quindi difficilmente modellabili se non appunto in ambito molto locale.

Nel complesso, come risultato dei fattori sopra citati, le stagioni più ventose in Italia risultano quella invernale e in buona misura quelle autunnali e primaverili. Ai fini della produzione di energia elettrica di impianti eolici in collegamento con la rete l'andamento suddetto ha però una rilevanza generalmente marginale, considerata l'incidenza comunque modesta dell'eolico nel parco di generazione elettrico e quindi l'irrilevanza di ogni confronto con il profilo della domanda di elettricità. L'andamento stagionale può invece interessare per aspetti diversi, quali l'organizzazione della manutenzione o altri, su cui non ci si sofferma.
Ai fini economici interessa comunque in prima istanza la producibilità complessiva annua, e questo delinea l'obiettivo perseguito dell'Atlante: rappresentare le caratteristiche medie annue del regime di vento complessivo in termini interessanti per lo sfruttamento energetico, che sono poi in grande sintesi la velocità media annua e la producibilità di energia nei diversi punti del territorio. In tutto ciò, particolare attenzione dev'essere ed è stata rivolta, alla corretta valutazione del contributo dei regimi di vento che concorrono maggiormente dal punto di vista energetico.
Pur con questi obiettivi apparentemente limitati, nel caso dell'Italia la composizione di un quadro anemologico medio complessivo che possa rappresentare anche solo indicativamente lo stato delle conoscenze generali richiede di affrontare parecchie difficoltà.
La presenza di un territorio ad orografia generalmente complessa rende per l'Italia il compito più impegnativo rispetto ai Paesi che hanno visto il maggior sviluppo dell'eolico, e che sono caratterizzati in generale da territorio più pianeggiante.

2 – Metodologia di costruzione dell'Atlante eolico dell'Italia

Nell'intraprendere la preparazione dell'Atlante si è cercato di perseguire l'obiettivo di sintetizzare al meglio informazioni anemologiche in buona parte già disponibili. La complessità della materia, accentuata dalle caratteristiche del territorio dell'Italia, e la volontà di rispettare i tempi predefiniti per il completamento del lavoro ha portato a prediligere fin dove possibile un approccio conservativo che desse certezze sul raggiungimento dell'obiettivo, limitando talvolta, non senza qualche rammarico, l'esplorazione e

l'implementazione di nuove metodologie la cui adozione avrebbe però allungato il percorso principale. Si sono invece concentrati gli sforzi di ricerca dove ciò fosse necessario.
Ci si è avvalsi pertanto in buona misura di tecniche messe a punto negli ultimi anni da enti ed istituti nazionali, valorizzandoli nel raggiungimento dell'obiettivo prefissato.
La metodologia adottata è descritta nel diagramma di Fig.1. Dall'esame della figura si possono evincere sostanzialmente quattro fasi principali del lavoro, che in grande sintesi si possono riassumere come segue.

2.1 – Mappa eolica da modello WINDS

La prima fase, sostanzialmente di modellistica numerica, si è concentrata sulla simulazione di campi di vento, attuata mediante modelli matematici che tengono conto per quanto possibile degli effetti prodotti da rilievi montuosi ed ostacoli in genere, oltre che della rugosità superficiale del terreno.
La simulazione suddetta è stata sviluppata nel corso del 2000 e 2001 dall'Università degli Studi di Genova - Dipartimento di Fisica, che ha utilizzato il proprio modello WINDS (Wind-field Interpolation by Non Divergent Schemes), derivato dal modello capostipite NOABL con l'inserimento di appropriati algoritmi e modifiche finalizzate a migliorarne le prestazioni.
Il territorio italiano è stato suddiviso in 24 "aree geografiche", parzialmente sovrapposte tra loro, di dimensioni dell'ordine di 200x200 km². Le simulazioni, conseguentemente, sono state eseguite separatamente per ciascuna area, con composizione finale dei risultati.
Gli *input* relativi all'orografia e alla copertura del terreno sono stati costruiti utilizzando i *database* dell'U.S. Geological Survey (USGS), opportunamente rigrigliati con un passo di ~1 km sia in latitudine che in longitudine. E' da rimarcare che il valore puntuale di elevazione del terreno attribuito ad ogni nodo del grigliato rappresenta il valore medio dell'elevazione sul livello del mare (s.l.m.) della cella di territorio circostante al nodo. Si tratta quindi di una rappresentazione smussata del territorio, particolarità di cui si è dovuto tener conto nell'interpretazione delle mappe finali.

La dimensione verticale del dominio di calcolo si estende dal suolo fino a 5000 m s.l.m. La griglia, rispetto alla direzione verticale, è stata infittita in prossimità del terreno per meglio rappresentare lo strato limite superficiale dell'atmosfera: questa è infatti la parte di maggiore interesse e che risulta più influenzata dalle caratteristiche del terreno stesso.
Il modello richiede anche un *input* statistico. Tale *input* è costituito dalle ri-analisi del General Circulation Model (GCM) dello European Centre for Medium Range Weather Forecast (ECMWF), acquisite per un periodo temporale di 10 anni, a partire dal 1 Gennaio 1990 fino al 31 Dicembre 1999. Questo insieme di informazioni è stato utilizzato per estrarre le frequenze climatologiche della velocità e della direzione del vento a 5000 m s.l.m., al di sopra di tutto il territorio italiano.
Il calcolo porta, per ognuna delle 24 aree, alla determinazione di un valore di velocità media annua del vento in ogni nodo del dominio tridimensionale di simulazione. Dai valori ai nodi di questo dominio si possono successivamente estrarre, per interpolazione, valori di velocità media annua del vento a quote arbitrarie prefissate sopra il livello del terreno.
Nell'Appendice A è riportata la mappa a 25 m sul livello del terreno (s.l.t.) fornita dal modello WINDS (nel seguito abbreviata come mappa WINDS, in questo caso a 25 m). Maggiori dettagli sullo svolgimento di questa fase del lavoro sono riportati nella stessa Appendice A.

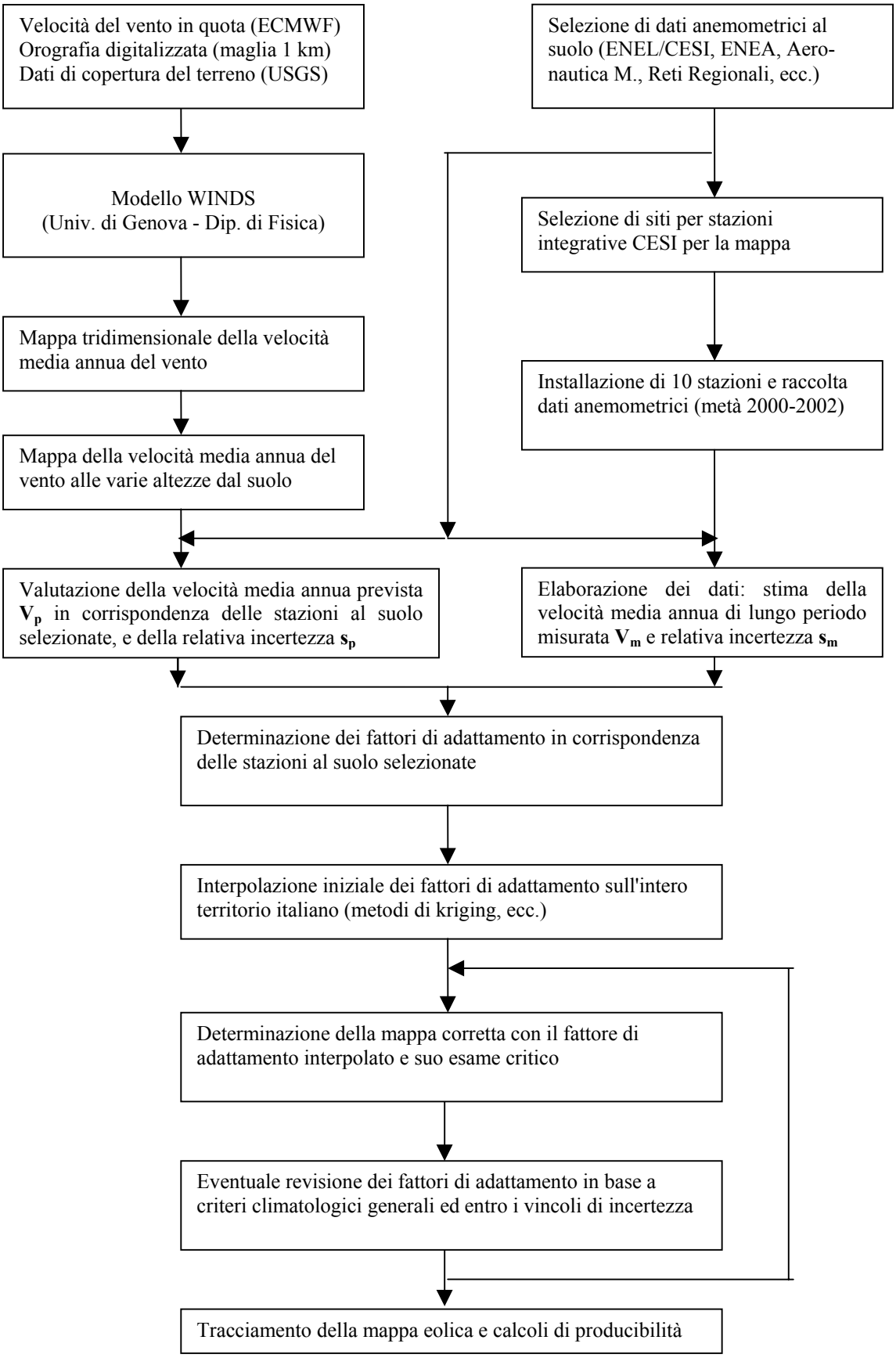


Fig. 1- Schema delle diverse fasi della costruzione della mappa eolica

2.2 – Raccolta di dati anemometrici

Una seconda fase, sostanzialmente parallela alla prima, è stata quella della raccolta e dell'elaborazione dei dati anemometrici disponibili sul territorio.
I dati esistenti di velocità e direzione del vento non sono tutti utili in ugual misura. Di per sé, sono di particolare interesse, a fini di sfruttamento energetico, quando siano rilevati con strumentazione adeguata ad altezze dal suolo paragonabili a quelle del mozzo degli aerogeneratori, all'incirca da 10 a 80 metri considerando macchine di diversa tipologia[1]. In generale, dati rilevati al di sotto di circa 10 metri rischiano di risentire in modo eccessivo degli effetti delle particolarità del terreno e perdono quindi in significatività, anche se possono essere comunque di ausilio, soprattutto quando risultino gli unici disponibili in una data area.
Sono state pertanto ricercate in prima istanza stazioni anemometriche con caratteristiche adeguate, tali da consentire di dar vita ad una base dati consistente riferita a punti di misura ben distribuiti sul territorio, e quindi idonea per la calibrazione della mappa WINDS.
I dati approntati a tale scopo sono quelli della rete anemometrica ENEL-CESI, della rete ENEA, quelli dei Servizi Meteorologici dell'Aeronautica Militare e quelli reperiti presso reti regionali ed altre reti (ad es. da piattaforme off-shore). I dati di cui sopra sono in parte pubblici, in parte acquisibili tramite apposite convenzioni, in parte patrimonio di operatori attivi nella produzione di energia dal vento, come quelli della rete ENEL fino a tutto il 1999. Di questi ultimi, nucleo più consistente della base dati, ci si è potuto avvalere in ogni caso per tutte le elaborazioni necessarie.
Essendo poi state individuate aree del territorio nazionale che, in base alla distribuzione delle stazioni suddette, risultavano particolarmente carenti di dati appropriati, a scopo integrativo è stato installato un gruppo di nuove stazioni, presso le quali da metà 2000 è stato raccolto almeno un anno di dati, o più.
L'intero set di dati anemometrici, nuovi o già esistenti, pubblici o meno, è stato vagliato per individuare le stazioni dotate di un sufficiente grado di attendibilità.
Al termine di questo vaglio è stato definito un elenco di 240 stazioni "selezionate" con le quali è stato condotto in modo completo il processo di adattamento della mappa WINDS. I dati di ciascuna stazione selezionata sono stati elaborati in particolare per ottenere la miglior stima del valor medio di lungo periodo della velocità del vento nel punto stazione, cioè nel punto di posizionamento dell'anemometro, insieme con una stima della rispettiva incertezza.
Questi dati sono il punto di partenza del successivo lavoro di adattamento della mappa. Dettagli sullo svolgimento di questa fase del lavoro sono riportati nell'Appendice B, che riporta anche una mappa con la distribuzione territoriale dei punti stazione considerati, facenti parte o meno del gruppo "selezionato". Nella stessa Appendice B sono forniti dettagli sulle stazioni installate e monitorate da CESI nell'ambito di questa Ricerca di Sistema.

2.3 – Adattamento della mappa del vento ai dati sperimentali

Costruite le mappe prodotte dal modello WINDS, sempre secondo lo schema di Fig. 1 si è effettuato il confronto con i dati sperimentali appena menzionati.

[1] Si considerano soprattutto gli aerogeneratori da alcune centinaia di kW collegati alla rete. Per le macchine più piccole, una mappatura dettagliata delle caratteristiche anemologiche del territorio sarebbe ancor più complessa ed incerta.

L'adattamento della mappa WINDS al data-base così costituito è stato ricercato attraverso un fattore moltiplicativo di correzione, dipendente dalle sole coordinate orizzontali (latitudine e longitudine) e definito, sul territorio, in ogni nodo della maglia.
Il criterio principale di scelta di questa impostazione è stato quello di influire solo sull'andamento nel piano orizzontale, rispettando invece pienamente il tipo di profilo verticale originario della mappa WINDS. Oltre a ciò, per non alterare in misura apprezzabile le proprietà fisiche di cui la mappa WINDS è anche espressione, si è imposto che il fattore di correzione vari in modo regolare nel piano orizzontale, con piccoli gradienti.
Il procedimento seguito per l'individuazione di questo fattore parte dal confronto locale, in corrispondenza cioè dei punti stazione, tra i valori di mappa e quelli misurati, e prosegue con l'impiego di opportune tecniche di interpolazione per estendere il fattore di correzione a tutti gli altri punti del territorio. I dettagli sono riportati nell'Appendice C.
Lo sviluppo di questa fase del lavoro ha richiesto l'impiego di tecniche "automatiche" di elaborazione combinate con la sensibilità oggettiva, ma talvolta anche soggettiva, degli operatori impegnati nel ricostruire le caratteristiche anemologiche del territorio in esame.
Dopo una fase iniziale attuata in modo automatico, il processo di adattamento è infatti proseguito con un'accurata valutazione di congruenza della mappa corretta così ottenuta, cui è stata fatta seguire una serie di aggiustamenti guidati.
Il raffronto si è sviluppato naturalmente alle altezze dal suolo proprie delle stazioni di misura, cioè prevalentemente 10 e 15 metri, in alcuni casi 30 metri.
Una volta ottenuto il fattore di correzione si è potuto procedere a calcolare i valori di mappa alle diverse quote dal suolo e, per ciascuna quota, a tracciare i contorni a pari velocità media per intervalli discreti di velocità (1 m/s).
Tra le mappe, quella relativa a 25 m dal suolo è quella che più si avvicina alle quote interessate dai sensori nei punti stazione, e quindi quella più aderente alle misure stesse.
Allontanandosi da questa quota, elevandosi cioè alle quote di maggior interesse per gli aerogeneratori di media e grande taglia, 50 e 70 metri dal suolo, diviene sempre più importante il ruolo del profilo in altezza previsto dalla mappa WINDS.
Il compito relativo alla fase di adattamento della mappa si è rivelato piuttosto impegnativo, anche nella individuazione della metodologia più appropriata, ed ha richiesto di esplorare diverse strade.
E' da aggiungere che molta cura è stata rivolta anche alla stima del grado di incertezza presente nei dati della mappa così ottenuta, attraverso un procedimento oggettivo pure descritto nell'Appendice C.

2.4 – Valutazione delle producibilità specifiche

Le mappe di velocità media del vento sopra descritte rappresentano già un passo importante, poichè l'interesse energetico di un'area viene spesso apprezzato sulla base di questo parametro. E' anche un passo necessario per una maggior completezza di rappresentazione, perché una mappa di velocità media può appoggiarsi sul maggior numero di dati sperimentali, buona parte dei quali disponibili solo sotto forma elaborata e, appunto, come valori mediati.
Per gli aspetti energetici la velocità media rappresenta però solo una parte del quadro necessario. Per compiere un passo ulteriore in termini di completezza su questi aspetti occorre ricordare che, a parità di velocità media, la producibilità energetica dipende anche dalla forma della distribuzione di frequenza delle velocità.

In ausilio quindi a chi deve valutare aspetti energetici si è voluto allora arricchire l'Atlante tentando di tradurre i dati sulla velocità del vento in valori di producibilità.
Per dare generalità all'esposizione si è fatto riferimento in particolare ad un concetto di producibilità specifica, qui intesa come producibilità media annua di un aerogeneratore rapportata alla sua potenza nominale. Se la producibilità annua è espressa in MWh e la potenza nominale in MW, allora la producibilità specifica risulta espressa in ore, e viene spesso interpretata come numero di ore annue di funzionamento alla piena potenza nominale.
Le valutazioni sono state effettuate in particolare attingendo ai dati di velocità della sola mappa a 50 m dal suolo, quota attualmente di maggiore interesse per lo sviluppo applicativo anche se progressivamente superata dall'introduzione di macchine di grande taglia.
L'esigenza di produrre valutazioni di una certa generalità ha richiesto ancora una volta qualche semplificazione, rispetto ad esempio alle caratteristiche degli aerogeneratori utilizzabili, oppure ai profili di dettaglio della distribuzione statistica locale della velocità del vento.
Una serie di elaborazioni condotta in questa direzione ha portato a proporre una mappatura di massima della producibilità specifica di aerogeneratori, come descritto nel seguito, valutata con riferimento alla media di un campione rappresentativo di macchine eoliche. Per questi aspetti maggiori dettagli sono riportati nell'Appendice D.

3 – Le mappe

L'Atlante riporta i risultati delle attività sopra descritte sotto forma di mappe che descrivono la distribuzione sul territorio italiano dei valori stimati di velocità media del vento e di producibilità specifica. Le mappe sono rappresentate su sfondo cartografico in scala 1:750.000.
E' stata prescelta una copertura del territorio italiano con 27 tavole, la cui disposizione è specificata nell'apposito quadro d'unione. Ne restano solo scoperte le isole di Gorgona, di Capraia, e l'arcipelago delle isole Pelagie.
Le mappe della velocità media annua del vento e della potenza specifica sono conseguentemente ritagliate sulle tavole medesime. Per la velocità vi sono tre serie distinte, rispettivamente alle tre altezze dal suolo, 25 m, 50 m e 70 m. I dati sono deducibili dalla colorazione delle diverse aree sulla base della scala cromatica riportata in calce ad ogni tavola. In pratica, individuato il punto di interesse sul territorio, il colore fornisce l'indicazione dell'intervallo entro il quale si stima essere compresa la grandezza, cioè la velocità media annua del vento alla quota dal suolo a cui la tavola stessa si riferisce, ovvero la producibilità specifica del aerogeneratore "medio" con mozzo a 50 metri dal suolo.

3.1 - Mappe di velocità media annua del vento

Le mappe di velocità del vento sono descritte, nelle tre serie di 27 tavole, con scala a nove colori. Ciascun colore identifica una classe di velocità i cui estremi, in m/s, sono indicati in calce alla tavola stessa. Ad esempio il colore giallo indica aree con valori stimati di velocità del vento comprese tra 5 e 6 m/s.
L'assenza di colore indica velocità medie inferiori a 3 m/s, l'ultima classe (color blu) indica velocità medie superiori a 11 m/s.

Circa le isole minori non coperte dalle tavole, si può stimare che per le isole di Gorgona e di Capraia il regime di vento sia simile a quello dell'isola d'Elba, mentre per le isole Pelagie un riferimento appropriato può essere l'isola di Pantelleria.

3.2 - Mappe di producibilità specifica

Le mappe di producibilità specifica sono simili nella presentazione a quelle di velocità media. Sono descritte, nell'unica serie di 27 tavole, con scala a otto colori. Ciascun colore identifica una classe di producibilità specifica i cui estremi, in MWh/MW (ovvero in ore annue), sono indicati in calce alla tavola. Ad esempio il colore giallo intenso indica aree con valori stimati di producibilità specifica compresi tra 3000 e 3500 ore.
Anche in questo caso l'assenza di colore indica una producibilità inferiore a 500 ore, mentre l'ultima classe (color blu) indica producibilità superiori a 4000 ore.

4 – Come utilizzare le mappe

Il quadro che emerge anche da una rapida rassegna delle tavole conferma che le aree ventose e quindi interessanti per installazioni eoliche in Italia sono maggiormente concentrate nel Centro-Sud e nelle isole maggiori, dato in accordo con gli studi del passato e con la storia recente delle realizzazioni eoliche. Nel Nord appare una possibile disponibilità di risorse praticamente solo in montagna, a quote relativamente elevate, con possibili ma scarse eccezioni per altre tipologie di territorio.

4.1 – Interpretazione delle mappe

L'analisi di dettaglio delle tavole su singole aree territoriali di dimensioni relativamente piccole consente, grazie alla rappresentazione in scala 1:750000, di attribuire ad un dato sito l'appartenenza ad una classe di velocità o di producibilità.
L'informazione fornita dalle mappe, valida in termini generali entro i limiti precisati in questo Atlante, non sostituisce però la ben più approfondita caratterizzazione anemologica necessaria per stabilire l'effettiva producibilità di un impianto eolico nel sito d'interesse.
Scostamenti rispetto alla realtà possono presentarsi naturalmente nei due sensi: un sito può rivelarsi meno ventoso di quanto non appaia sulle mappe, o viceversa.
Alcune ulteriori precisazioni appaiono utili a questo riguardo per un migliore utilizzo delle mappe.
Sono già stati ricordati a più riprese i pregi ed i limiti dei metodi adottati nella preparazione della mappa. La comprensione, da parte di un lettore esperto, delle approssimazioni adottate nello svolgimento del lavoro aiuta naturalmente l'interpretazione delle mappe, così come aiuta la buona conoscenza delle caratteristiche generali dello strato limite dell'atmosfera, di cui appunto le mappe esprimono le caratteristiche di natura anemologica. A questo riguardo ai lettori meno esperti si può ricordare, come esempio di documento di sintesi e di raccordo tra gli elementi di base della scienza del vento e quelli della tecnica dello sfruttamento energetico, il già citato "Atlante europeo del vento" [3].

Passando comunque a qualche aspetto specifico, una prima considerazione deve essere rimarcata riguardo ai dati anemologici relativi ad aree ad orografia complessa.
Come precisato nell'Allegato C, l'andamento "smussato" della distribuzione della velocità media delle mappe WINDS fa sì che, tendenzialmente, su piccole distanze la mappa finale esprima variazioni di velocità media inferiori a quelle che vi sono nella realtà.
Conseguentemente può accadere che ove la correzione della mappa WINDS sia stata effettuata con dati rilevati da stazioni anemometriche ubicate in punti particolarmente esposti al vento, la mappa dell'area circostante riporti in qualche misura "memoria" di questo fatto con valori tendenzialmente sovrastimati, in media, nei punti meno esposti al vento.
Ad esempio se sulla mappa l'area corrispondente ad un rilievo montano è coperto con una colorazione uniforme, le indicazioni della mappa stessa saranno maggiormente applicabili alle micro-aree più esposte al vento e meno per gli avvallamenti, dove ci si deve attendere che la velocità media del vento sia inferiore di quella indicata. Analogamente, su scala più ampia, all'interno delle valli tra una cresta e l'altra, ove l'effetto di queste particolarità orografiche siano di ampiezza tale da essere già visibili nella mappa con valori minori rispetto a quelli delle creste circostanti, il dato di velocità del vento riportato può verosimilmente essere ancora una sovrastima del valore reale[2], sempre se la calibrazione è stata fatta con valori di cresta.
Il contrario potrebbe essere riscontrato, con una casistica peraltro molto meno frequente, nelle aree dove la correzione della mappa WINDS sia avvenuta prevalentemente con dati di stazioni tipicamente ubicate in punti meno ventosi di quelli circostanti (ad es. aeroporti, raramente dei fondovalle).
Nella correzione della mappa WINDS si è compiuto fin dove possibile lo sforzo di ricercare una compensazione ragionata di questi effetti, ma è opportuno che il lettore tenga debitamente conto di quanto sopra esposto. ***Pertanto, come regola generale, le mappe dell'Atlante forniscono localmente dati più rappresentativi delle condizioni anemologiche delle aree più esposte al vento che non di quelle delle aree orograficamente riparate***.

Un altro aspetto che si ritiene utile ricordare riguarda la valutazione della quota dal suolo a cui riferire il dato di velocità del vento.
Quando gli elementi di rugosità (alberi, arbusti, edifici, ecc.) sono molto vicini tra loro, tanto da dar luogo ad una copertura compatta del terreno, il profilo del flusso del vento espresso dalla mappa viene in un certo senso sollevato al di sopra di essi. ***In tal caso, l'utilizzo dei dati della mappa eolica dev'essere compiuto considerando che l'altezza appropriata di un punto d'interesse deve intendersi misurata non dal suolo vero e proprio bensì da un livello più elevato***, che secondo la letteratura tecnica sarebbe situato all'incirca tra la parte più alta degli elementi di rugosità e metà altezza degli stessi. L'altezza di quest'ultimo livello, non meglio precisabile in questa sede, è denominata lunghezza di spostamento ("displacement length" nella letteratura anglosassone) [3]. Perciò, esemplificando, un dato di velocità media indicato sulla mappa a 25 m s.l.t. in un punto di un'area forestata, con alberi di altezza media di 10 metri, sarà in realtà rappresentativo della velocità reale del vento ad una quota dal suolo dell'ordine di una trentina di metri.

Quanto detto per le mappe di velocità media del vento vale anche per le mappe di producibilità. E' da rimarcare che quest'ultima è intesa come ***producibilità teorica, quindi***

[2] Salvo ad esempio casi statisticamente significativi di formazione di venti di origine termica (venti di valle, ecc.)

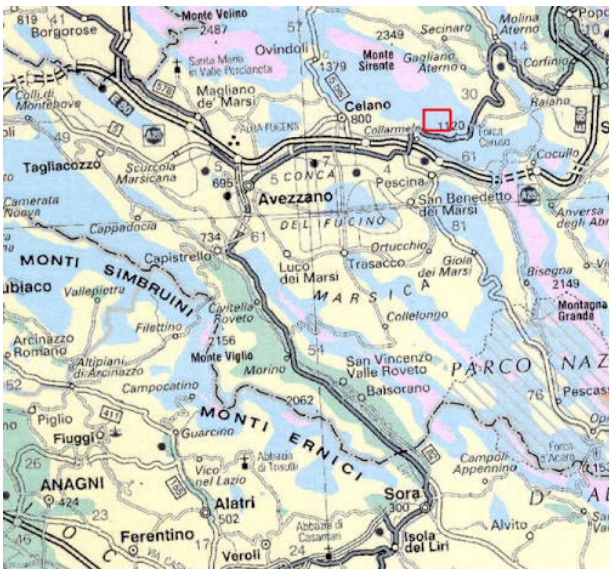
con disponibilità dell'aerogeneratore pari al 100% e senza considerare perdite di energia di alcun tipo.
L'utilizzo del dato di producibilità specifica è quello suggerito dalla stessa definizione. Ad esempio, in un punto del territorio contrassegnato da un valore di 1500 MWh/MW un aerogeneratore da 50 m di altezza mozzo e da 750 kW, cioè 0.75 MW, dovrebbe produrre annualmente un'energia prossima al prodotto dei due valori, 1125 MWh, con un margine di incertezza da stimare sulla base delle indicazioni riportate nel paragrafo successivo. Similmente, un ipotetico impianto costituito da 8 aerogeneratori dello stesso tipo opportunamente installati all'interno dell'area produrrebbe annualmente un'energia all'incirca 8 volte superiore alla precedente (salvo effetti di scia, ecc.).

Nel caso di macchine con altezza di mozzo diversa da 50 m, per le quali non sono state riportate esplicitamente mappe di producibilità specifica o, comunque, nel caso di necessità di valutazioni più raffinate, si dovrebbe ripercorrere caso per caso, a cura del lettore, il procedimento logico richiamato nell'Appendice D con i dati relativi al caso d'interesse, anche per quanto riguarda le prestazioni delle macchine eoliche.
Le mappe di velocità possono aiutare in tal caso ad individuare il valor medio appropriato della velocità del vento, eseguendo eventualmente l'interpolazione tra i valori della mappa alla quota s.l.t. immediatamente inferiore e, rispettivamente, della mappa alla quota s.l.t. immediatamente superiore alla quota voluta. E' invece lasciata all'interessato l'individuazione del valore più appropriato del parametro di forma della distribuzione di Weibull.

4.2 – Livelli di incertezza

L'analisi riportata nell'Appendice C fornisce indicazioni sull'incertezza del dato di velocità media del vento riportato nelle mappe.
Alle quote più basse (25 m s.l.t.), l'incertezza in corrispondenza del generico punto del territorio si stima essere contenuto entro 1.3 m/s con livello di confidenza dell'ordine del 70%. Si danno però casi estremi con incertezza fino a due-tre volte questo valore.
Per le mappe a quote maggiori l'incertezza è pure maggiore. Si aggiunge infatti l'incertezza associata al profilo in altezza della velocità stessa, profilo che di fatto si identifica con quello previsto dal modello WINDS sulla base dei dati di orografia e di rugosità del terreno utilizzati dal modello stesso. Una stima di questo contributo porta ad incrementare a 1.5-1.6 m/s l'incertezza a 50 m s.l.t., ed a 1.6-1.8 m/s quella a 70 m s.l.t.. E' da rimarcare però che questo è uno degli aspetti sui quali i dati disponibili in Italia sono particolarmente scarsi o comunque statisticamente ancora non rappresentativi, e quindi l'attesa di riscontri sperimentali accurati a 60-80 m s.l.t. per le nostre tipologie di copertura del territorio è piuttosto viva.
L'entità dell'incertezza sopra indicata ha naturalmente guidato la scelta di riportare sulla mappa i dati di velocità media del vento secondo classi di velocità di ampiezza di 1 m/s.
Per quanto riguarda invece le mappe di producibilità le stime discusse nell'Appendice D portano, sempre con il livello di confidenza di cui sopra, ad un'incertezza complessiva, derivante cioè da quella della velocità media ma anche della stima del coefficiente di forma k della distribuzione di Weibull, dell'ordine di 750 MWh/MW, valida in generale sulle aree del territorio aventi le maggiori producibilità (per le aree poco produttive l'incertezza è ovviamente inferiore).
Di questi dati si deve tenere conto nell'interpretazione corretta dei dati delle mappe, congiuntamente a quanto indicato al paragrafo precedente. In particolare deve essere

rimarcato ***che i suddetti valori di incertezza valgono per le aree orograficamente più esposte al vento***. Per le altre aree l'incertezza deve intendersi superiore ai valori qui indicati.
I livelli di incertezza sono ovviamente molto ampi rispetto alle esigenze di accuratezza normalmente necessarie agli operatori del settore interessati ad investire nella produzione di energia. Ciò porta ancora una volta a ribadire la necessità di utilizzare le mappe eoliche per quello che possono esprimere, senza ritenerle una strada sostitutiva alla caratterizzazione anemologica puntuale dei siti, che rimane comunque necessaria per le iniziative di realizzazione degli impianti. Il dato di massima ottenuto dalle mappe è quindi solo un primo passo nel percorso della definizione della producibilità di un impianto.
A solo scopo di riferimento può essere utile, per chi ha meno familiarità con l'argomento, vedere come le informazioni della mappa dell'Atlante si rapportano a quelle ottenute dallo studio più accurato di un impianto eolico reale.
Si considererà ad esempio il caso dell'impianto ormai storico di Collarmele (9 MW, anno 1997), costituito da macchine da 250 kW e da 30 m di altezza mozzo. I dati anemologici del sito hanno peraltro concorso alla costruzione delle mappe di questo Atlante.
Si tratta in realtà di un esempio non rigorosamente inquadrabile nella tipologia di impianto considerata per le mappe di producibilità specifica, dato che l'altezza di mozzo delle macchine eoliche è apprezzabilmente diversa da 50 m e la taglia delle macchine è inferiore a quella del campione precedentemente citato.



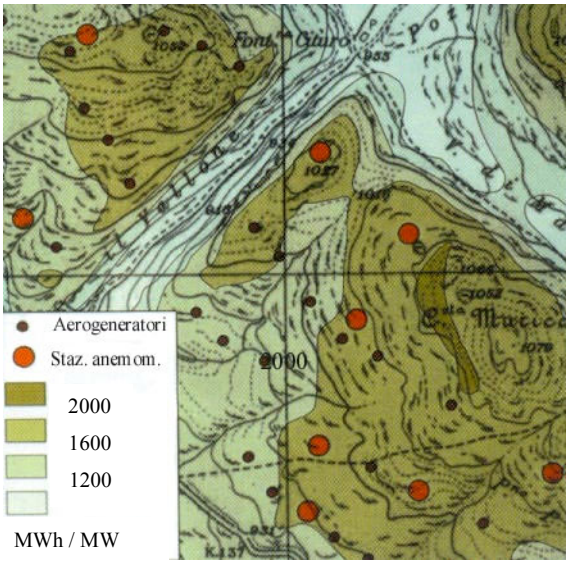


Fig. 2 - Area di Collarmele (dalla Tavola 14 d)

Fig. 3 - Mappa delle producibilità dell'area

La Fig. 2, estratta dalla Tavola 14 d, mostra in scala 1:750000 l'area corrispondente a quella dell'impianto, racchiusa dal piccolo riquadro in rosso. Vi si riconosce una producibilità specifica compresa tra 1500 e 2000 MWh/MW.
La mappa di dettaglio di Fig. 3 riporta invece in scala 1:25000 le valutazioni di producibilità ottenute a suo tempo in sede di progettazione dell'impianto attraverso apposito monitoraggio anemometrico in sito e simulazioni effettuate con modello specifico (WAsP). Questa mappa, basata su dati anemologici acquisiti in diversi punti con una scelta appropriata delle posizioni, che sono poi quelle indicate in rosso nella figura, ha il dettaglio necessario per la

localizzazione ottimale delle macchine nell'impianto tenendo conto di tutta una serie di vincoli ulteriori, non di tipo energetico, riguardo alla localizzazione.
In questo caso si può vedere come la producibilità specifica media sull'area sia vicina a quella suggerita dall'Atlante, ma si vede anche come nei dettagli del territorio sia molto differenziata da punto a punto. L'incertezza dei risultati di questo studio è ovviamente risultata molto migliore di quella dell'Atlante, essendo dell'ordine di 100-150 MWh/MW, cioè del 6-10%.

Nel concludere con ciò la presentazione dell'Atlante si ritiene di poter esprimere il convincimento che su scala territoriale ampia, ambito di riferimento del presente lavoro, i risultati ottenuti riflettano in modo appropriato e comunque ragionevolmente attendibile il contenuto di informazione reso dai dati a cui si è potuto disporre, e che l'entità dell'incertezza dei risultati ottenuti, benché elevata, sia ben compatibile con le finalità di questo Atlante.
Il risultato è naturalmente perfettibile, ed in futuro la disponibilità di nuovi dati, per quanto riguarda la distribuzione sul territorio ma soprattutto sul profilo in altezza, attorno e oltre i 50 metri, potrà consentire miglioramenti in termini di accuratezza.

Nelle Appendici che seguono vengono riprese con maggior dettaglio le fasi del lavoro svolto per la preparazione dell'Atlante, a beneficio di chi intende approfondirne la conoscenza.

Bibliografia

[1] – Libro Bianco "Indagine sulle risorse eoliche in Italia" - Progetto Finalizzato Energetica del CNR - Sottoprogetto Energia Solare - CNR-PFE-LB4 - Roma, ottobre 1981

[2] – U.S. Department of Energy : "Wind energy resource atlas of the United States" - SERI/SP 273-2940 - DE86004442 - April 1986

[3] – Commissione delle Comunità Europee : "Atlante europeo del vento" - Pubblicato da Risø National Laboratory, Roskilde (Danimarca) - 1990

[4] – ENEL / S.M.A.M –"Caratteristiche diffusive dei bassi strati dell'atmosfera" – Edizione aggiornata ed ampliata a tutto il 1991 del documento pubblicato nel 1981 – 16 Volumi

[5] – Commissione Siti (ENEA-ENEL-Alenia-Riva Calzoni) : "Indagini su siti di possibile interesse per impianti eolici - Elenco delle stazioni anemometriche operanti in Italia" - Aprile 1992

[6] – A.Ricci, G.Mizzoni, E.Rossi : "Wind resource assessment and siting analysis in Italy" – Proc. of the European Seminar "The potential for small & medium sized wind energy application in Mediterranean countries" – Rhodes 25-27 June 1992

[7] – G.Botta, C.Casale, R.Castagna, M.Cavaliere : "A utility's committment to wind resource assessment and siting" – Proc. of EWEC 1996 – Göteborg (Sweden)- 20-24 May 1996

[8] – IEA (2001): "The World Energy Outlook" - Rapporto 2000 – OCSE / IEA

[9] – IEA (2002): "IEA Wind Energy Annual Report 2001" - Comitato Esecutivo dello R&D Wind Implementing Agreement dell'IEA - pubblicato da NREL (USA)

[10] – "Annale Nivometeorologico delle Montagne Lombarde" - Centro Nivometeorologico – Settore Autonomie Locali e Federalismo - Regione Lombardia

[11] – "Annale Nivometeorologico della Montagna Veneta" - Centro Sperimentalee Valanghe e Difesa Idrogeologica Dipartimento Foreste – Regione Veneto

[12] – Rapporto CESI/ENERIN/ENERIN/2000/007 Prot. A0/039679: "Rapporto sulle attività relative allo studio delle risorse eoliche in Italia – Primo semestre 2000" – Settembre 2000

[13] – Rapporto CESI/ENERIN/ENERIN/2000/033 Prot. A0/042543: " Avanzamento nella valutazione delle risorse eoliche per le mappe eoliche – Secondo semestre 2000" – Dicembre 2000

[14] – Rapporto CESI/ENERIN/ENERIN/2001/009 Prot. A1/021198: " Stato di avanzamento delle attività sulla preparazione di mappe eoliche da modelli e sulla raccolta di dati anemometrici " – Giugno 2001

[15] – Rapporto CESI/ENERIN/ENERIN/2000/022 Prot. A1/038077: " Stato di avanzamento della preparazione di mappe eoliche e della raccolta di dati anemometrici " – Dicembre 2001

[16] – Rapporto CESI/ENERIN/ENERIN/2000/006 Prot. A2/020333: " Stato di avanzamento delle attività di preparazione di mappe eoliche e della raccolta di dati anemometrici " – Giugno 2002

[17] - Ratto, C. F., R. Festa, C. Romeo, O. A. Frumento, M. Galluzzi (1994): Mass consistent models for wind fields over complex terrain: the state of the art. *Environ. Software* **9**, 247-268.

[18] Ratto, C. F., R. Festa, O. Nicora, R. Mosiello, A. Ricci, D. P. Lalas, and O. A. Frumento (1990): Wind field numerical simulations: a new user-friendly code. *1990 European Community Wind Energy Conference*, 10-14 September, Madrid, Spain, pages 130-134.

[19] Yamada, T (1976): On similarity functions A, B and C of the planetary boundary layer. *J. Atmos. Sci.* **33**, 781-793.

[20] Zilitinkevich, S. S. (1989): Velocity profiles, the resistance law and the dissipation rate of mean flow kinetic energy in a neutrally and stably stratified planetary boundary layer. *Boundary Layer Meteorol.* **46**, 367-387.

[21] Conte, A., A. Pavone, and C. F. Ratto (1998): Numerical evaluation of the wind energy resource of Liguria. *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.* **74-76**, 355-364.

[22] Castino, F., L. Rusca, and G. Solari (2001): The Liguria region wind map. *3rd European and African Conference on Wind Engineering*, 2-6 July, Eindhoven, The Netherlands, 531-538.

MODELLO WINDS: IL CODICE E LE ELABORAZIONI

A1 - Caratteristiche generali

Le simulazioni dei campi di vento tridimensionali in presenza di orografia complessa sono state eseguite utilizzando il modello diagnostico a conservazione di massa denominato WINDS (*Wind–field Interpolation by Non–Divergent Schemes*), sviluppato presso il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova. Nella bibliografia sono citate le principali pubblicazioni relative a questo codice, mentre ulteriori riferimenti specifici sono indicati nel rapporto [16].
WINDS è una evoluzione del modello AIOLOS (Lalas, 1985), a sua volta evoluzione del modello NOABL (Traci *et al.*, 1977, 1978), da cui differisce principalmente per l'inserimento di appropriati algoritmi e modifiche finalizzate a tenere conto degli effetti della rugosità del terreno nel condizionare lo sviluppo dello strato limite interno IBL (Internal Boundary Layer) e della variazione della direzione del vento con l'altezza a causa della forza di Coriolis.
Il codice numerico è in grado di costruire dei campi di vento tridimensionali per mezzo di due passi successivi:

1. inizialmente, tramite interpolazione o estrapolazione a partire da dati misurati e/o ipotizzati di varia natura (velocità al suolo, velocità in quota, profili verticali del vento rispetto ad un punto fisso sul terreno, etc.) viene costruito un campo di vento 3D detto "iniziale" o di "prima stima" (*first guess*);

2. in un secondo tempo, a partire dal campo di *first guess* viene costruito un campo di vento "a divergenza nulla" (detto anche *mass–consistent* o "finale") mediante l'imposizione del vincolo di conservazione della massa: indicando con ρ la densità dell'aria e con $\underline{V}$ il campo di velocità del vento, in termini matematici tale condizione si esprime con

$$div\,(\rho \underline{V}) = 0$$

Il campo di *first guess* viene calcolato utilizzando le formule dei profili verticali di vento (ovvero le formule che forniscono i valori delle componenti della velocità del vento rispetto alla verticale sul terreno) proposte da Zilitinkevich (1989). Tali profili forniscono il valore della velocità del vento nell'intero strato limite atmosferico, considerando la dipendenza del profilo stesso dalla stabilità atmosferica, dalla rotazione terrestre e dalla rugosità del terreno.

Indicando con z_0 la lunghezza di rugosità, con u_* la velocità di attrito, con k la costante di von Karman (pari a 0,4), con z l'altezza dal suolo e con h l'altezza dello strato limite atmosferico, le formule assumono la seguente forma:

$$u(z) = \frac{u_*}{k}\left[\ln\frac{z}{z_0} + b_\mu \frac{z-z_0}{h} + b_\mu^*\left(\frac{z-z_0}{h}\right)^2\right]$$

$$v(z) = -\frac{u_*}{k}\left[a_\mu \frac{z-z_0}{h} + a_\mu^*\left(\frac{z-z_0}{h}\right)^2\right]$$

dove i coefficienti empirici a_μ, a_μ*, b_μ, b_μ* dipendono dalla stabilità atmosferica attraverso la lunghezza di Monin–Obukhov. La componente u del vettore velocità orizzontale è parallela alla direzione del vento in prossimità del suolo, mentre la componente v è ad esso perpendicolare; la componente w, verticale, è posta, nel campo iniziale, uguale a zero.
Visto il carattere climatologico del presente studio e l'interesse per i venti più intensi, ci siamo limitati ad utilizzare le formule relative a condizioni di stabilità neutra della bassa atmosfera. Si deve tuttavia tenere presente che questa scelta è probabilmente la causa di una sovrastima sistematica della velocità media del vento osservata sui territori pianeggianti, dove l'alternarsi di condizioni di atmosfera stabile durante la notte e di atmosfera instabile durante il giorno prevalgono sui casi di atmosfera neutra. Tuttavia, la considerazione esplicita di profili relativi a condizioni stabili ed instabili avrebbe appesantito in modo proibitivo il calcolo e avrebbe richiesto informazioni non (o difficilmente) disponibili.
Il codice WINDS necessita dei seguenti dati di input:

- i dati anemologici per il calcolo dei campi di *first guess*;
- la specificazione delle condizioni di stabilità dei bassi strati atmosferici (neutrale nel nostro caso), e della latitudine media del dominio di simulazione;
- il campo bidimensionale di orografia del territorio;
- il campo bidimensionale di lunghezza di rugosità del terreno, valutato a partire da informazioni relative alla copertura del suolo del territorio in esame.

Per quanto riguarda la discretizzazione del dominio di calcolo, il modello fa uso delle tradizionali coordinate cartesiane (a spaziatura costante) per le due coordinate orizzontali, mentre per la direzione verticale utilizza una coordinata conforme: si tratta di superfici *terrain following*, che seguono l'andamento del terreno con un elevato grado di dettaglio in prossimità del suolo, per diventare piane alla sommità del dominio di simulazione. Utilizzando questa discretizzazione verticale si ottiene, a parità di numero di livelli rispetto ad una discretizzazione gaussiana, una migliore descrizione dei campi di vento in prossimità del suolo; in secondo luogo l'utilizzo delle coordinate conformi consente di trattare in una forma semplificata le condizioni al contorno da imporre in prossimità suolo.

A2 - Domini di simulazione

Il territorio dell'Italia è stato suddiviso in un numero complessivo di 24 "aree geografiche", ognuna di dimensioni pari a circa 200×200 km^2. Poiché ciascuna di tali aree è stata discretizzata con una risoluzione di circa 1 km, i *file* relativi ad ogni area sono costituiti da un numero di nodi dell'ordine di 40000 ciascuno.
La scelta dei domini è stata dettata dalla necessità di includere nelle aree di simulazione tutte le caratteristiche orografiche in grado di influenzare la velocità e la direzione del vento nel territorio interessato, includendo una porzione ragionevole di mare per quelle aree che sono confinanti con il Mar Mediterraneo. Inoltre, ogni area è stata sovrapposta a quelle limitrofe per una porzione di almeno 40 km lineari, al fine di limitare gli effetti di bordo prodotti nelle simulazioni e di evitare eccessive discontinuità sui confini delle aree geografiche confinanti.
Tenendo conto delle necessità sopra enunciate, il territorio dell'Italia è stato pertanto suddiviso nelle 24 aree geografiche mostrate in Figura A1.

A3 - I campi di orografia

Per costruire le mappe di orografia relativamente alle aree geografiche dell'Italia è stato utilizzato un modello digitale di elevazione del terreno (DTM) prodotto dallo United States Geological Survey (USGS). Tali informazioni sono riferite al sistema di coordinate geografiche *World Geodetical System* del 1984 (WGS84).
Il modello digitale di elevazione del terreno dello USGS ricopre l'intera superficie terrestre con una risoluzione di 30″ di arco, sia in longitudine, λ, che in latitudine, φ. A questa risoluzione corrisponde approssimativamente un nodo ogni ~927 m lungo un qualsiasi meridiano e ~927 m lungo l'equatore. La distanza lineare tra due nodi contigui posti su uno stesso arco di parallelo varia in funzione della latitudine alla quale il parallelo stesso si trova, essendo proporzionale al coseno della latitudine stessa. Considerando in particolare i valori limite della latitudine delle aree di simulazione dell'Italia, un arco di parallelo di 30″ presenta infatti una lunghezza di ~749 m alla latitudine di 36.1° N, e di ~626 m alla latitudine di 47.5°N.
A differenza del grigliato originale, il reticolo computazionale su cui sono state eseguite le simulazioni con il modello WINDS è stato scelto in modo tale da avere un valore del passo di griglia nella direzione dei paralleli confrontabile con il valore del passo di griglia nella direzione dei meridiani, al fine di rendere i lati delle maglie del reticolo non troppo dissimili da un quadrato. Pertanto è stato conservato il passo di griglia di 30″ lungo i meridiani, mentre lungo i paralleli è stato adottato un passo di griglia pari a 45″, che a 45° di latitudine equivale a ~980 m. A tale scopo si è resa necessaria un'interpolazione per i nodi che non coincidono con quelli della griglia originaria. I dettagli di tale operazione sono descritti in [16].
Si noti che, in conseguenza delle scelta di operare su reticoli riferiti a coordinate geografiche, nel caso di un dominio esteso 200 km in latitudine si ha una riduzione del lato superiore del *box* rispetto a quello inferiore di circa 3%, alle latitudini di nostro interesse (fra 36° e 48°N).

Questo errore è stato ritenuto trascurabile o comunque accettabile a fronte del vantaggio di poter assumere, nelle simulazioni con WINDS, domini delle aree geografiche di forma rettangolare; l'errore risulta comunque maggiore nelle aree a latitudini più alte ed in quelle ad estensione maggiore in latitudine. Un ulteriore vantaggio delle coordinate geografiche è quello di conservare la perpendicolarità tra paralleli e meridiani.

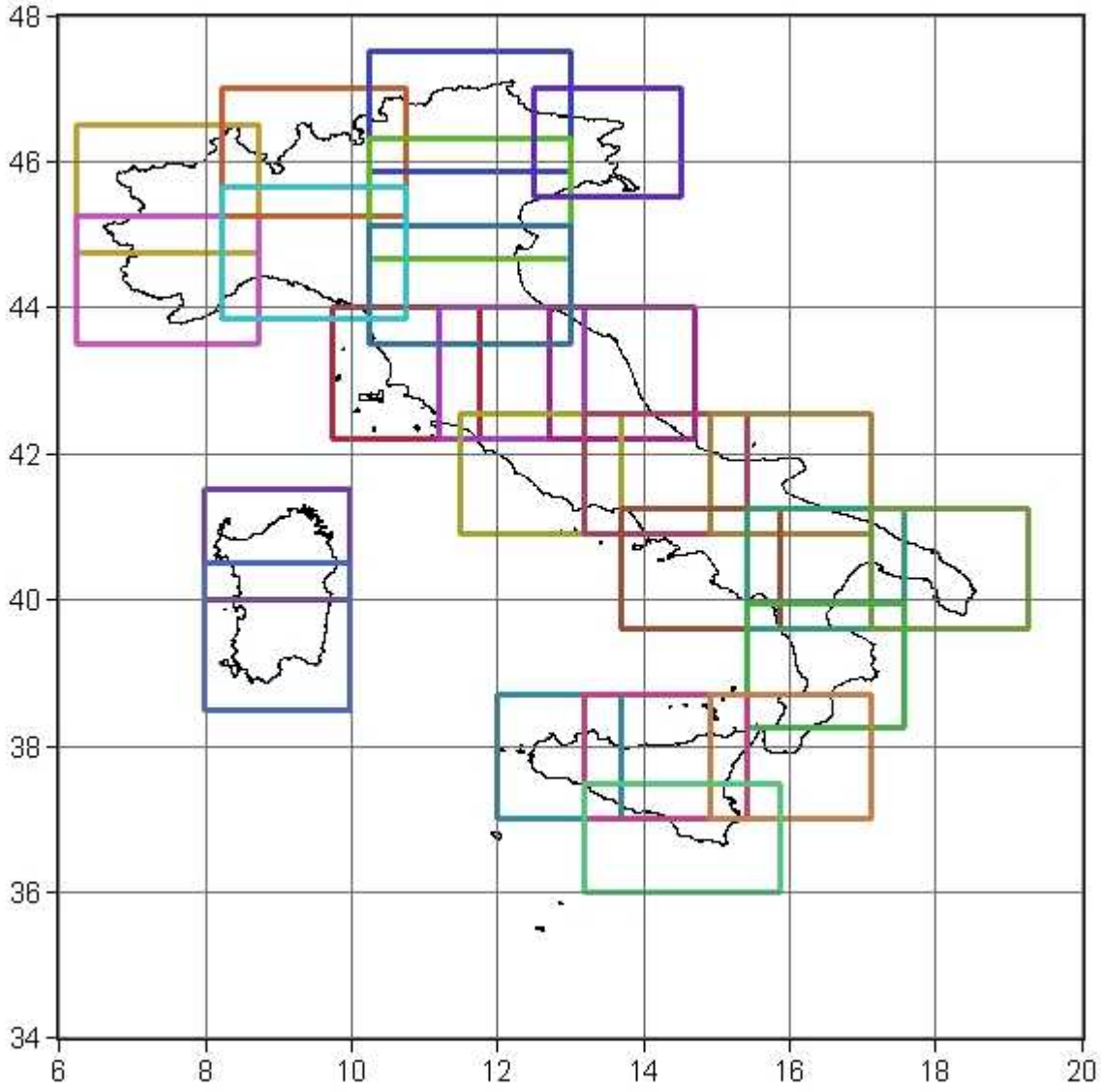


Figura A1 – Suddivisione dell'Italia in 24 "aree geografiche".

A4 - I campi di copertura del terreno e lunghezza di rugosità

Per ricostruire le mappe della rugosità della superficie terrestre sono stati utilizzati i dati di copertura del terreno relativi alle aree geografiche dell'Italia contenuti nel *database* pure sviluppato dallo U.S. Geological Survey e denominato "*Global land cover characterization*".
Tali dati sono stati costruiti mediante un *Advanced Very High Resolution Radiometer* (AVHRR) che opera con una risoluzione spaziale di 1 km. Pertanto il *database* dello USGS è costituito, per quanto riguarda la copertura del terreno, da un insieme di immagini *raster* della superficie terrestre in cui ogni *pixel* descrive le caratteristiche di una porzione di superficie pari a 1 km^2.
La proiezione adottata dallo USGS per rappresentare la copertura del terreno è la "proiezione interrotta di Goode" (Goode, 1925), che consiste in una proiezione ad area equivalente pseudo–cilindrica costituita dalla composizione della proiezione sinusoidale con la proiezione ellittica di Mollweide. Per i dettagli vedere il rapporto [16].
La proiezione sinusoidale viene utilizzata per rappresentare le mappe alle basse latitudini poiché presenta una buona accuratezza nel rispettare le forme entro le regioni equatoriali. La proiezione di Mollweide viene invece adottata alle alte latitudini fino ai poli poiché, in questo settore, presenta un maggiore grado di accuratezza rispetto alla precedente. Le due proiezioni vengono saldate tra loro alla latitudine di ± 40° 44′ 11.8″, dando origine alla proiezione di Goode che permette quindi di minimizzare la deformazione degli oggetti rappresentati sulle mappe a causa dell'utilizzo di proiezioni ad area equivalente.
La proiezione di Goode, essendo ad area equivalente, tende a rappresentare gli oggetti con un grado di deformazione tanto maggiore quanto più l'oggetto stesso dista dal meridiano di riferimento. Per questo motivo, benché i nodi della griglia siano egualmente spaziati tra di loro di ~1 km sia nella direzione dei meridiani che in quella dei paralleli, in realtà i *pixel* del campo di copertura del terreno hanno una forma distorta rispetto a quella quadrata, che si mantiene soltanto in prossimità del meridiano di riferimento. La griglia che ne deriva risulta fortemente distorta rispetto al grigliato di riferimento dell'orografia scelta per eseguire le simulazioni.
Poiché i campi dell'orografia e della copertura del terreno devono essere definiti sugli stessi nodi di una griglia comune, i dati di copertura del terreno sono stati riportati secondo opportune modalità sulla griglia finale prescelta. Per i dettagli vedasi il rapporto [16].
Il *database* dello USGS classifica la copertura del terreno sulla base di 24 categorie. Tali categorie sono state accorpate accomunando quelle che si è ritenuto possano presentare delle caratteristiche comuni dal punto di vista della rugosità superficiale. Ne sono risultate 10 diverse classi di rugosità, che sono state successivamente associate rispettivamente alle classi proposte da Wieringa (1992), ciascuna caratterizzata da un valore della lunghezza di rugosità z_0.

Tipologie del *database* dello USGS	**Tipologie della classificazione di Wieringa**	z_0 (m)
Neve o ghiaccio	Superficie piana innevata	0.0005
Corpo d'acqua	Mare, sabbia o neve mobile	0.001
Tundra a suolo scoperto Terreno coltivato o pascolo irrigati	Superficie ghiacciata ruvida e terreno a maggese	0.005
Terreno umido erboso Tundra erbosa Terreno erboso	Vegetazione bassa erbosa, muschio	0.01
Terreno coltivato ed erboso misto	Coltivazioni agricole a maturazione bassa e vegetazione erbosa alta ed erica	0.06
Terreno coltivato o pascolo asciutti Terreno coltivato o pascolo asciutti e irrigati misti	Coltivazioni agricole a maturazione alta (grano)	0.2
Terreno arbustivo Terreno arbustivo ed erboso misto Terreno semi-arido o sparsamente vegetato	Terreno cespuglioso continuo, macchia	0.4
Terreno coltivato e alberato misto Savana Terreno umido alberato Tundra alberata Tundra mista	Frutteto	0.5
Foresta decidua di latifoglie Foresta decidua ad aghifoglie Foresta sempreverde di latifoglie Foresta sempreverde ad aghifoglie Foresta mista	Bosco di conifere maturo	0.8
Tessuto urbano	Tessuto urbano	1.0

Tabella A1 – La prima colonna riporta le tipologie di copertura del terreno presenti nel *database* dello USGS, accorpate accomunando quelle classi che si è ritenuto avere caratteristiche simili dal punto di vista della rugosità superficiale del terreno. La prima e la seconda colonna descrivono l'associazione tra le tipologie di copertura del terreno dello USGS e quelle proposte da Wieringa. La terza colonna riporta infine i valori di lunghezza di rugosità, ordinati per valori crescenti, scelti per ogni diversa tipologia di terreno. Si noti che, in base alle scelte operate, abbiamo distinto un totale di 10 differenti classi di rugosità.

Il risultato di tale procedimento è mostrato nella Tabella A1, in cui le classi sono ordinate per valori crescenti della lunghezza di rugosità.

A5 - Analisi statistica dei dati dell'ECMWF

Per realizzare l'analisi statistica dei campi di vento in quota che caratterizzano le 24 aree geografiche in cui è stato suddiviso il territorio dell'Italia sono stati utilizzati i dati di ventosità relativi alle "analisi" del *General Circulation Model* dell'*European Centre for Medium–range Weather Forecast* (ECMWF).

I dati del Centro Europeo sono definiti su una griglia di passo 0.5°, sia in longitudine che in latitudine, ricoprendo il territorio dell'Italia da 6.0°E a 19.0°E e da 36.5°N a 47.5°N. Pertanto, i valori di direzione ed intensità del vento in quota sul territorio italiano sono relativi ad una griglia costituita da un totale di 621 nodi. In questo lavoro sono stati impiegati soltanto 312 nodi, che nel complesso ricadono all'interno delle 24 aree geografiche.
I dati grezzi utilizzati coprono un intervallo temporale di dieci anni a partire dalle 00 UTC del 1 Gennaio 1990, fino alle 18 UTC del 31 Dicembre 1999, riportati con la frequenza di 1 dato ogni 6 ore rispettivamente alle 00, 06, 12 e 18 UTC di ogni giorno.
Per ogni nodo sono stati utilizzati i dati di intensità e direzione del vento relativi ai due livelli geopotenziali di 700 e 500 hPa, corrispondenti ad altezze rispettivamente di circa 3000 e 5500 m s.l.m.
Per le simulazioni numeriche occorre stabilire una quota di riferimento, assunta come sommità dello strato limite atmosferico alla quale associare le coppie *(V,θ)* dell'intensità e direzione del vento geostrofico. E' stata scelta, indistintamente su ogni area geografica, la quota di 5000 m s.l.m., alla quale sono state riferite le analisi statistiche. Tale quota è adatta a simulare correttamente i campi di vento per elevazioni della superficie terrestre almeno fino a 2500 m s.l.m. D'altra parte, nel caso di quote maggiori, i valori di velocità media del vento non hanno grande interesse pratico. In questi casi, inoltre, la velocità del vento è da ritenersi influenzata anche da effetti termici e da fenomeni di separazione del flusso di cui WINDS non è comunque in grado di tenere conto.
All'altezza scelta come riferimento, cioè 5000 m s.l.m., sono stati riportati i dati dell'intensità orizzontale del vento *(u,v)* dell'ECMWF, componente per componente, mediante una interpolazione lineare rispettivamente tra i valori u_{700} e u_{500}, e tra v_{700} e v_{500}. Una volta ottenute le componenti *(u,v)* definite alla suddetta quota di riferimento e operata la trasformazione da componenti cartesiane *(u,v)* a componenti polari *(V,θ)*, la base dati così costituita è stata analizzata per ottenere le frequenze relative dell'intensità del vento in funzione del settore di provenienza e della classe di intensità, relativamente a ciascuno dei nodi.
L'angolo giro delle direzioni del vento è stato suddiviso in un totale di S=16 settori ampi ognuno $\Delta\alpha$ = 22.5°, con il j-esimo settore $(j=1, ..., S)$ centrato sull'angolo $\alpha_i = (2j\text{-}1)\ \Delta\alpha/2$, essendo α =360° la direzione del vento proveniente da Nord. I valori di V sono invece stati suddivisi per classi di intensità pari a 1 ms^{-1}.
Per ognuna delle 24 aree geografiche si ottengono M tabelle, in un numero variabile da 12 a 20, a seconda del numero dei nodi dell'ECMWF che ricadono all'interno del corrispondente dominio. Tuttavia, poiché l'impostazione prescelta per le simulazioni impone l'assunzione di un unico valore del vento geostrofico sull'intero territorio, occorre ottenere, area per area, un'unica tabella delle frequenze da cui estrarre i pesi da attribuire alle simulazioni successivamente eseguite con il codice WINDS.
Pertanto, per ogni area geografica le corrispondenti M tabelle sono state accorpate in un'unica tabella per la quale la frequenza relativa ad ogni cella i, j (corrispondente alla i–esima classe di intensità e al j–esimo settore di provenienza) viene calcolata come valore medio tra le

corrispondenti frequenze relative alla stessa cella *i, j* delle *M* tabelle. In questo modo le frequenze $f_{i,j}$ sono calcolate mediante la seguente relazione:

$$f_{i,j} = \frac{1}{M}\sum_{k=1}^{M} n_{i,j}^{k}$$

essendo $f_{i,j}$ la frequenza della cella i, j relativa all'area considerata, $k = 1, ..., M$ l'indice relativo al *k*–esimo nodo incluso nell'area in esame, $n_{i,j}^{k}$ la frequenza associata alla cella i, j relativa al nodo k.
Naturalmente, dovendo assegnare questa distribuzione a tutta l'area in considerazione, si perde l'informazione relativa alle disomogeneità della climatologia del vento in quota all'interno di ogni singola area. Purtroppo questa perdita di informazione è inevitabile, visti i tempi di calcolo necessari per eseguire le simulazioni con la metodologia presentemente adottata.

A6 – Costruzione della mappa eolica WINDS

Per la costruzione della mappa eolica sono state eseguite 48 simulazioni per ognuna delle 24 aree geografiche. In particolare, in ogni dominio è stato ricostruito, mediante l'applicazione del codice WINDS, il corrispondente campo di vento tridimensionale attribuendo 48 diversi valori del vettore velocità del vento in quota, derivanti dalla combinazione delle 16 direzioni di provenienza in cui è stato suddiviso l'angolo giro, e 3 intensità crescenti. Le velocità simulate corrispondono in particolare ai seguenti valori:

velocità (m/s): 3.0; 10.0; 25.0;
direzioni (gradi): 11.25; 33.75; 56.25; 78.75; 101.25; 123.75; 146.25; 168.75;
191.25; 213.75; 236.25; 258.75; 281.25; 303.75; 326.25; 348.75.

Per costruire un campo medio di velocità del vento si è fatto quindi ricorso alle tabelle delle frequenze relative delle velocità del vento alla quota di 5000 m s.l.m. precedentemente descritte. Le tabelle sono suddivise negli stessi 16 settori di provenienza per i quali abbiamo eseguito le simulazioni, e in classi di intensità crescenti di 1 m/s.
Per attribuire il peso ad ogni singola simulazione in base alle frequenze delle suddette tabelle, abbiamo applicato il cosiddetto "metodo di Lalas" [7], basato sull'ipotesi che il procedimento di minimizzazione del campo di vento operato dal codice per ottenere un campo finale *mass–consistent* sia tale che, data una certa direzione del vento in quota, l'intensità del vento ad una data distanza dal suolo sia rigorosamente proporzionale all'intensità del vento in quota. In realtà, il campo finale si discosta leggermente da questa ipotesi, almeno per bassi valori dell'intensità del vento. Per ovviare a tale inconveniente, abbiamo supposto che l'ipotesi di linearità fra intensità del vento al suolo ed intensità del vento in quota valga all'interno degli intervalli $0 \leq V \leq 5$, $5 < V \leq 20$ e $V > 20$.

Verificata la validità della suddetta ipotesi, sono state assunte come rappresentative del primo intervallo di linearità ($0 \leq V \leq 5$) le simulazioni con velocità di 3 m/s, come rappresentative del secondo ($5 < V \leq 20$) quelle con velocità di 10 m/s, e come rappresentative dell'ultimo intervallo di linearità ($V > 20$) quelle con velocità di 25 m/s. Conformemente con quanto assunto abbiamo quindi applicato la seguente relazione alla velocità media del vento:

$$\sum_{k=1}^{K}\sum_{j=1}^{S} F_{k,j} V_{k,j} = \sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{S} f_{i,j} v_{i,j}$$

dove l'indice k si riferisce ad una delle K=3 velocità in quota simulate, l'indice i è relativo alle N classi di intensità del vento presenti nella tabella delle frequenze, l'indice j è relativo agli S =16 settori di provenienza del vento. Nella suddetta equazione $f_{i,j}$ e $v_{i,j}$ rappresentano rispettivamente la frequenza e l'intensità del vento della cella (i, j) della matrice delle frequenze, $F_{k,j}$ è il peso da attribuire alla singola simulazione (eseguita inizializzando il codice con il k–esimo valore di intensità in quota e la j–esima direzione di provenienza del vento), e $V_{k,j}$ è la velocità del vento in quota utilizzata nelle simulazioni ($V_{1,j} = 3$ m/s, $V_{2,j} = 10$ m/s, $V_{3,j} = 25$ m/s).
In questo modo è possibile calcolare, per un qualunque settore di provenienza del vento, $j = s$, il corrispondente peso, $F_{k,j=s}$, da attribuire alla simulazione mediante la relazione:

$$F_{k,j=s} = \frac{\sum_{l} f_{l,j=s} v_{l,j}}{V_{k,j}}$$

dove $1 \leq l \leq 5$, se $k = 1$, $6 < l \leq 20$ se $k = 2$ ed infine $l > 21$ se $k > 3$. Dettagli sulle elaborazioni effettuate sono riportati in [16].

In ogni nodo del reticolo tridimensionale su cui è stata eseguita la simulazione relativa ad una data area è stato calcolato il campo della velocità media, $\overline{V}$, applicando la seguente relazione:

$$\overline{V}(x,y,z) = \sum_{k,j} F_{k,j} V_{k,j}(x,y,z)$$

dove $F_{k,j}$ è il peso che viene attribuito nell'area in questione a $V_{k,j}$, il modulo della velocità del vento nel punto di coordinate (x,y,z) conseguente alle condizioni di vento in quota corrispondenti alla classe individuata dagli indici k e l.
Per quanto riguarda la struttura tridimensionale del reticolo su cui WINDS risolve il campo del vento, si ricorda che il codice opera su una griglia costituita da superfici conformi. Queste, seguendo il profilo dell'orografia tanto più quanto più è ad esso vicina, risultano diversamente spaziate rispetto alla direzione verticale a seconda del nodo al suolo preso come riferimento.

Dalla mappa tridimensionale così ottenuta si può derivare la mappa bidimensionale corrispondente ad una qualsivoglia quota fissata, z, al di sopra del terreno. A tal fine si ricorre ad un procedimento di interpolazione lineare tra il valore della velocità, $V(x,y,z_{min})$, relativa al primo nodo al di sopra di z e il valore di velocità, $V(x,y,z_{max})$, relativa al primo nodo al di sotto di z.
Le 24 mappe bidimensionali, riferite ad una stessa quota z al di sopra del terreno, sono state raccordate sulle zone di sovrapposizione tra domini limitrofi per ricostruirne la continuità spaziale ed ottenere una serie di mappe dell'intero territorio italiano. In particolare, il campo di velocità media del vento, $\overline{V}$, è stato costruito alle quota di 25 m, 50 m e di 70 m s.l.t. in corrispondenza a ciascun nodo nelle coordinate (λ, φ).
Nella Fig. A2 è riportata ad esempio la mappa WINDS relativa alla quota di 25 m s.l.t..
Come atteso, le mappe mettono in evidenza che la posizione dei massimi di intensità si localizza generalmente sul mare, a causa della sua bassa rugosità, e sulla sommità dei rilievi, a causa degli effetti di compressione del flusso atmosferico generati dalla presenza di ostacoli orografici. La posizione dei minimi è invece localizzata all'interno delle valli.
In alcuni casi, infine, il lettore potrà osservare nelle mappe in corrispondenza delle piccole isole (per esempio intorno all'Arcipelago Toscano o alle isole Eolie) l'effetto, inevitabile, della discretizzazione delle direzioni del vento geostrofico nelle simulazioni. Tale effetto è talvolta visibile sotto forma di ombreggiature dovute alla schermatura del flusso sottovento operato dalla terra rispetto alla superficie marina a rugosità inferiore. Le ombreggiature, solitamente più marcate ad oriente delle isole stesse a causa della predominanza dei venti occidentali nel clima tipico della penisola italiana, sono zone nelle quali la velocità media del vento è leggermente inferiore rispetto a quella del mare circostante.

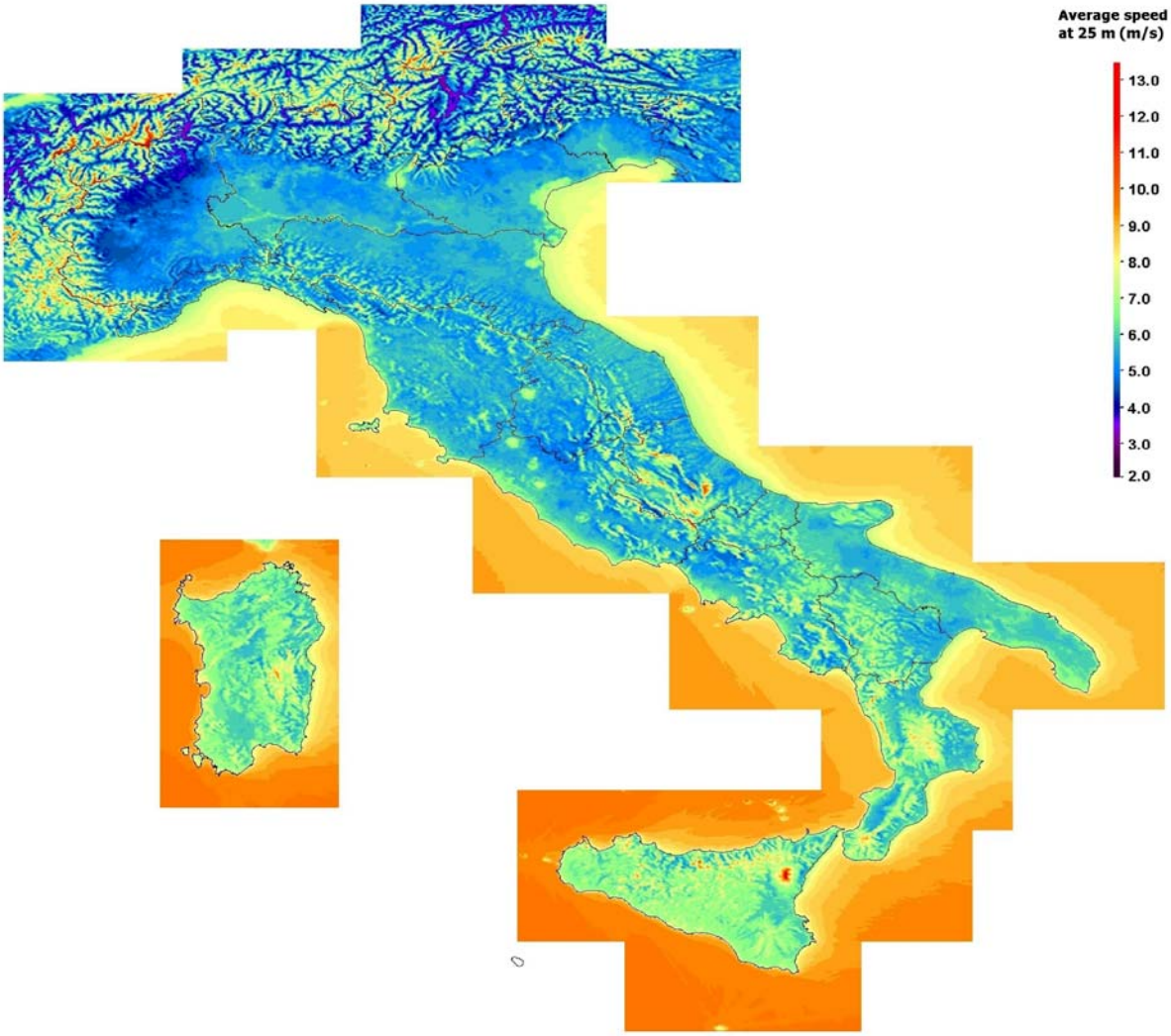


Fig. A2 – mappa WINDS della velocità media annua del vento a 25 m s.l.t.

BASE DATI ANEMOLOGICA AL SUOLO

B1 – Le fonti dei dati

Il data base necessario per la correzione o l'adattamento della mappa eolica generata dal modello matematico WINDS descritto in Appendice A è stato costruito ricorrendo a dati anemologici storici già disponibili, ma anche rilevando sul campo dati specifici nel corso del periodo di tempo impegnato dall'attività di costruzione della mappa stessa.
I dati così raccolti riguardano nel complesso un consistente numero di stazioni di misura sparse sull'intero territorio nazionale ed appartenenti alle seguenti reti di rilevamento meteo-anemometrico:

1. Rete delle stazioni ENEL/CESI
2. Rete delle stazioni ENEA
3. Rete dei Servizi Meteorologici dell'Aeronautica Militare
4. Reti Regionali
   - rete di monitoraggio del Settore Meteoidrografico - Servizi Tecnici di Prevenzione della Regione Piemonte
   - rete del Centro Nivometeorologico della Regione Lombardia
   - rete del Centro Sperimentale Valanghe e Difesa Idrogeologica - Dipartimento per le Foreste e l'Economia Montana della Regione Veneto
5. Altre reti, quali
   - rete di rilevamento meteo-marina di piattaforme petrolifere AGIP
   - reti di rilevamento della Qualità dell'Aria dell'Ente Zona Industriale di Porto Marghera, ecc.

Nella suddetta rete ENEL/CESI si intende inclusa anche la rete di stazioni appositamente installate da CESI nell'ambito della Ricerca di Sistema.
L'ubicazione dei siti complessivamente considerati è riportata in Fig.B1.
Non tutte le stazioni indicate hanno avuto però il medesimo ruolo nel processo di correzione della mappa WINDS. Delle oltre 400 stazioni di varia provenienza costituenti l'intera popolazione, solo un sottoinsieme costituito da 240 unità, opportunamente selezionate, è stato impiegato per la costruzione del data base di riferimento utilizzato per l'implementazione del processo di correzione della mappa generata dal modello WINDS.
I dati delle stazioni di misura non selezionate a tal fine sono stati comunque utilizzati per condurre verifiche o confronti di tipo qualitativo con i valori indicati dalla mappa eolica nelle varie fasi di elaborazione della stessa, al fine di cogliere suggerimenti per eventuali ulteriori aggiustamenti.

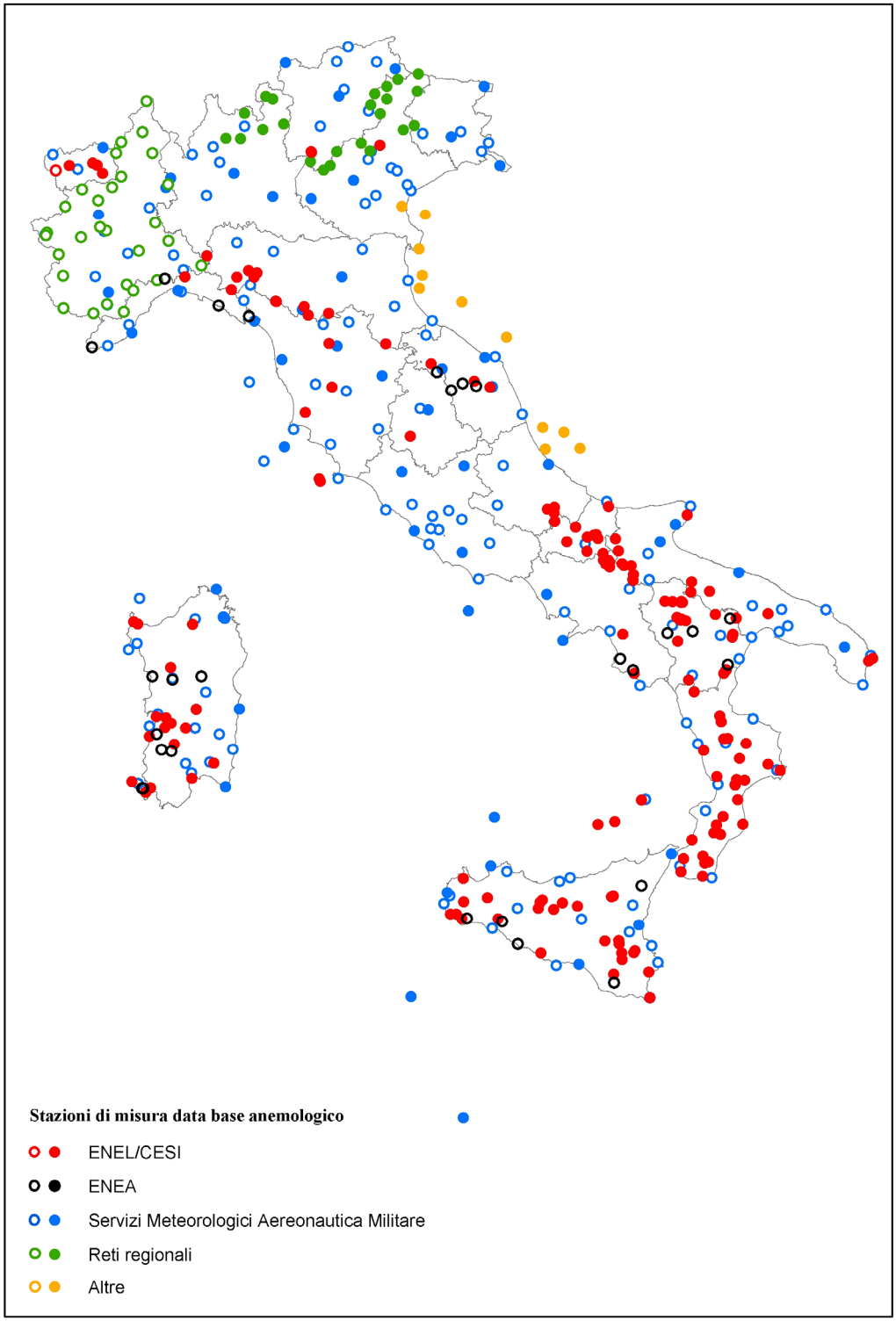


Fig. B1 – Distribuzione sul territorio nazionale delle stazioni di misura del data base anemologico. I simboli con colore pieno indicano il gruppo di 240 stazioni selezionate.

B2 - Reti di misura e dati disponibili

Rete di misura ENEL/CESI/Ricerca di Sistema

Appartengono a questa rete di rilevamento le stazioni di misura installate e monitorate in periodi diversi dalla struttura di ricerca dell'ENEL fino 31.12.1999, nonchè quelle installate e monitorate da CESI successivamente a tale data, nell'ambito della Ricerca di Sistema.

A partire dalla fine degli anni '70 furono appositamente installate dall'ENEL stazioni specificamente equipaggiate per valutare le possibilità di sfruttamento dell'energia del vento sul territorio italiano. Si tratta in particolare di stazioni dotate di apparecchiature anemometriche per la misura continuativa della direzione e della velocità del vento, i cui sensori sono posti in prevalenza ad altezza dal suolo di 15 m, ma anche di 30 m [8].

Il tipo di centralina utilizzata provvede all'acquisizione dei segnali dei sensori anemometrici ed alla loro elaborazione preliminare. Ogni 10 minuti memorizza in particolare:

- velocità media del vento,
- velocità massima del vento,
- scarto quadratico medio della velocità del vento
- settore di direzione di provenienza più frequente, scelto tra 16 settori totali.

Ogni giorno il sistema fornisce dunque 144 valori sequenziali per ciascuna delle grandezze summenzionate. Tutte le sequenze di queste stazioni sono state disponibili per la preparazione dell'Atlante eolico.

A partire dal 2000, nell'ambito del presente progetto di Ricerca di Sistema, si è ritenuto opportuno effettuare l'acquisizione di ulteriori dati utili per la costruzione della mappa eolica.

La scelta dei siti ove dar corso a questi rilievi anemometrici è stata operata tenendo conto delle finalità che muovono alla costruzione della mappa eolica da realizzare, cercando pertanto di puntare a:

- aree non ancora coperte da misure (tenendo conto della disponibilità di dati provenienti anche da altre reti anemometriche), meritevoli di una caratterizzazione anche di massima per accertare per via strumentale la presenza o l'assenza di risorse interessanti
- aree dove le caratteristiche anemologiche, note solo parzialmente per limitatezza dei precedenti periodi di acquisizione, richiedessero un opportuno affinamento delle conoscenze, da ottenere anche con confronto incrociato con i dati di altre stazioni oggetto di rilievi.

Le stazioni installate da CESI presso nuovi siti hanno riguardato aree del centro-sud Italia e della Sardegna. Il nord Italia, relativamente sguarnito per quanto riguarda la rete ENEL, si è infatti ritenuto sufficientemente coperto dalle altre reti citate ai punti successivi.

Il tipo di stazione, di altezza pari a 15 m, è identico a quello delle stazioni ENEL precedentemente descritte. I tempi di richiesta ed ottenimento delle autorizzazioni e quelli per l'installazione hanno consentito comunque di disporre, per la costruzione della mappa eolica, di un anno abbondante di dati per ogni stazione monitorata.

In Tabella B1 sono riportati i dati identificativi delle stazioni ed i corrispondenti periodi di acquisizione, con informazioni puntuali sui dati raccolti.

In Tabella B2 sono fornite indicazioni sulle durate delle acquisizioni complessivamente disponibili per le stazioni ENEL/CESI, storiche e nuove. Mediamente il periodo di misura coperto dalle serie temporali dei dati disponibili si colloca attorno a quattro anni, con ampiezze che in alcuni casi superano il decennio. Non mancano tuttavia stazioni per le quali le serie di dati coprono periodi di durata sensibilmente inferiore a quello medio.

Denominazione della stazione di misura	*Comune*	*Prov*	*Regione*	*Coordinate geografiche (long.-lat.)*	*Inizio rilevazione mmm-aa*	*Fine rilevazione mmm-aa*	*Durata rilevaz. gg*	*Durata equivalente di dati validi gg*	*Velocità media nel periodo (m/s)*
COLLALTO	Colle Val D'Elsa	SI	Toscana	11°06'-43°21'	gen-01	giu-02	512	440	1.9
MONTE PIATTO	San Venanzo	TR	Umbria	12°13'-42°48'	set-00	giu-02	616	524	5.4
ROCCA LEONELLA	Piobbico	PU	Marche	12°34'-43°34'	set-00	giu-02	655	650	5.5
AREA DELLA PAGLIA	Ascea	SA	Campania	15°12'-40°08'	feb-01	giu-02	483	482	3.7
FEMMINA MORTA	Vieste	FG	Puglia	16°07'-41°47'	feb-01	giu-02	490	489	5.1
PIANO CERNERA	Massafra	TA	Puglia	17°08'-40°39'	dic-00	giu-02	539	477	4.7
DIFESA	Calvello	PZ	Basilicata	15°50'-40°27'	feb-01	giu-02	484	475	4.1
MONTE SUALTEDDU	Tempio Pausania	SS	Sardegna	9°04'-40°50'	mag-01	giu-02	373	369	5.5
SA SERRA	Burcei	CA	Sardegna	9°21'-39°21'	mag-01	giu-02	393	392	5.9

Tabella B1 - Stazioni da 15 m della rete CESI/Ricerca di Sistema installate presso nuovi siti.

Anni di acquisizione	N° stazioni ENEL/CESI
<1	20
1÷2	29
2÷3	19
3÷4	23
4÷5	23
5÷6	22
6÷7	6
7÷8	15
8÷9	3
>9	6

Tab. B2 – Ripartizione del numero di stazioni ENEL per classi di durata delle acquisizioni

Rete di misura ENEA

All'incirca nel corso dei medesimi periodi interessati dalle rilevazioni ENEL (anni '80 e '90), ENEA ha effettuato analoghi rilievi anemometrici nell'ambito dei propri compiti di ricerca e di assistenza agli operatori interessati allo sviluppo dell'eolico ai fini del raggiungimento degli obiettivi dei piani energetici nazionali.

Le stazioni monitorate nell'ambito di questi programmi ammontano nel complesso a diverse decine, ed i dati raccolti sono stati utilizzati da ENEA anche per lo sviluppo di alcune mappe

eoliche, su scala regionale. Un quadro generale delle attività condotte da ENEA è riassunto per esempio in [6].
Dei dati ENEA non sono state acquisite per questo lavoro le intere sequenze dei dati storici, ma solo dati di sintesi, che hanno sostanzialmente contribuito a rafforzare il quadro delle conoscenze per la costruzione dell'Atlante eolico.

Rete di misura dei Servizi Meteorologici dell'Aeronautica Militare
I dati di questa rete sono disponibili in CESI sulla base di accordi stipulati con i Servizi Meteorologici dell'Aeronautica Militare (nel seguito S.M.A.M.). Le stazioni meteo-anemometriche note ammontano nel complesso a 185.
Una collaborazione tra S.M.A.M. ed ENEL aveva portato nel 1981 alla pubblicazione di una raccolta di sedici volumi, organizzati per Regioni o gruppi di Regioni [4], contenenti la descrizione statistica di alcune grandezze caratterizzanti il microclima dei bassi strati dell'atmosfera nelle varie stazioni S.M.A.M.. Vi sono, per ciascuna località, le distribuzioni delle frequenze, annuali e stagionali, della velocità del vento ad una quota di 10 m s.l.t.. Non è riportata invece esplicitamente la velocità media annua. Si è tentato di dedurre una stima della velocità media basata su un best fit delle suddette distribuzioni di frequenza con una distribuzione di Weibull. Alla prova dei fatti il risultato è risultato piuttosto approssimativo, anche perchè le velocità sono ripartite in sole sei classi. Si è preferito pertanto ricorrere, per conseguire valutazioni con il massimo di attendibilità, all'estrazione ed all'elaborazione diretta delle sequenze dei dati storici (orari e/o triorari[1]) della velocità media del vento, almeno per i siti di maggior interesse.
E' stato così selezionato un sottoinsieme di 49 stazioni, puntando prevalentemente a siti ubicati in aree del territorio italiano sguarnite da misure.
I dati utilizzati per il suddetto sottoinsieme di stazioni riguardano periodi di misura di durata variabile da un minimo di 36 ad un massimo di 84 mesi. In tutti i casi si tratta di dati raccolti successivamente al 1994.
Occorre osservare che per la maggior parte delle stazioni S.M.A.M. i dati sono disponibili a partire dagli inizi degli anni '50, ma i dati più lontani nel tempo sono stati rilevati con metodi meno moderni di quelli attuali. In considerazione di tale aspetto e della necessità di disporre di dati di sicura affidabilità ci si è limitati a considerare solo quelli più recenti.

Reti Regionali
La base di dati relativa all'Italia settentrionale proveniente dalle stazioni delle reti sopra citate copre solo parzialmente il territorio. Ne rimangono infatti relativamente scoperte le aree montane del nord Italia. Allo scopo di integrare in tal senso i dati disponibili sono stati ricercati dati appropriati presso alcune reti regionali, in particolare in Piemonte, Lombardia e Veneto.
Presso i ***Servizi Tecnici di Prevenzione della Regione Piemonte*** sono stati complessivamente acquisiti dati anemologici relativi a 67 punti stazione variamente disposti sul territorio, prevalentemente in ambiente montano. Una quarantina di questi risultano documentati con serie storiche di valori medi giornalieri di velocità del vento relative ad un arco temporale dell'ordine del decennio.

[1] Alle ore 00,03,09,12,15,18,21 UTC (Tempo medio di Greenwich)

In generale i dati di velocità del vento si riferiscono ad altezze dal suolo variabili tra 3 e 10 m s.l.t., e quindi sono in generale meno rispondenti ai requisiti necessari per la costruzione della mappa eolica.

Per la Lombardia sono stati valorizzati i dati raccolti dal ***Centro Nivometrico della Regione Lombardia*** e pubblicati periodicamente [11].
I dati utilizzati, quelli rispondenti a requisiti di completezza, riguardano sei stazioni: Oga S.Colombano, Palù, Aprica Magnolta, Valgerola, Pantano e Carona Carisole. Per queste stazioni sono disponibili le serie storiche del dato medio giornaliero di velocità del vento misurato a 10 m s.l.t. per il triennio 1993-1995.

Per il Veneto sono stati utilizzati i dati acquisiti dalla rete del ***Centro Sperimentale Valanghe - Difesa Idrogeologica del Dipartimento Foreste della Regione Veneto***, dati che anche in questo caso sono oggetto di pubblicazione periodica [12]. Dopo le verifiche di completezza sono state scelte nel complesso tredici stazioni: Monte Baldo, Monte Tomba, Monte Piana, Monte Lisser, M.A. Ornella, C. Pradazzo, C. Dei Baldi, Faverghera, Casera Doana, Malga Losch, Monte Grappa, P. Campogrosso e C. Coltrondo.
I dati, relativi al triennio 1990-1993, riguardano la velocità del vento misurata a 10 m s.l.t. e sono disponibili come medie giornaliere.
Sono state inoltre reperite presso il Centro Valanghe di Arabba della Provincia di Belluno serie più complete, un anno di dati (1989) a livello semiorario, relativamente ad una coppia di stazioni ubicate in prossimità del lago di Garda (Monte Baldo e Monte Tomba) per le quali si è voluto condurre uno specifico approfondimento.

Altre reti
Ulteriori dati sono stati acquisiti per quanto riguarda le aree costiere ed off-shore nel Mare Adriatico.
Essi riguardano innanzitutto dieci stazioni di misura rientranti nel sistema di monitoraggio meteo-marino di altrettante piattaforme petrolifere presenti sul versante centro-settentrionale del Mar Adriatico. I dati, resi disponibili dal ***servizio GEDA della società AGIP*** sotto forma di misure semiorarie della velocità del vento, sono stati rilevati nel periodo 1993-1998 da sensori disposti a quote comprese tra 14 m ed 80 m sul livello del mare.

Sono stati infine reperiti in siti Internet altri dati, come quelli di due stazioni della ***Rete di misura della Qualità dell'Aria dell'Ente Zona Industriale di Porto Marghera.***
Si tratta di dati anemometrici di velocità e direzione del vento raccolti, per entrambe le stazioni, nel periodo 1993-1999, in un caso ad altezza di 10m s.l.t., nell'altro ad altezza di 40m s.l.t.. In questo caso le sequenze temporali sarebbero costituite da valori medi orari di velocità del vento relativamente ai settori di direzione prevalente, definizione che induce ad introdurre una incertezza addizionale per la stima della velocità media come da noi intesa.

B3 – Medie mensili della velocità del vento

I dati acquisiti presso le stazioni di misura sono stati sottoposti preliminarmente a diverse elaborazioni di tipo statistico.

Nei casi in cui sono disponibili dati dettagliati (ad es. ogni 10') è stata ottenuta la tabulazione della curva di distribuzione (curva di durata) della velocità del vento per classi di ampiezza di 0.5 m/s accompagnata dalla stima dei valori dei parametri della distribuzione di Weibull (velocità caratteristica A e fattore di forma k) che meglio approssima la distribuzione effettiva. Tabelle e grafici tipici sono riportati nei documenti [13], [14], [15], [16], [17].
Queste elaborazioni di base sono state finalizzate a comprendere le caratteristiche generali dei siti ed anche a verificare la congruenza dei dati stessi.

La strada per la correzione della mappa eolica WINDS, scelta al termine di queste valutazioni, prevede come passo fondamentale la stima della velocità media di lungo periodo $V_m(P_i)$ della velocità del vento nel punto di misura P_i e quella dell'incertezza $s_m(P_i)$ associata a tale stima.
L'insieme dei dati disponibili per ciascuna stazione è stato perciò opportunamente trattato a tal fine, nell'ottica di correggere distorsioni legate alla non continuità di acquisizione ed alla distribuzione sbilanciata dei dati nei vari periodi stagionali.
Come primo passo in questa direzione si è scelta la determinazione delle serie di valori medi mensili della velocità del vento, a partire dalle serie storiche di dati medi nei 10', di dati medi semiorari, orari o triorari, con riferimento ai dodici mesi degli anni interessati dalle acquisizioni. L'operazione, di per sé semplice, ha richiesto però un'accurata selezione dei dati stessi.
In generale si è considerato accettabile, e quindi da includere nella serie storica dei dati medi mensili di una data stazione, il dato medio valutato su un campione di numerosità non inferiore a circa il 50% dei dati attesi per il mese in considerazione, e ciò purchè i dati mancanti non fossero concentrati in un unico periodo del mese. Tale criterio di accettazione ha permesso di escludere dalle valutazioni successive dati fortementi distorti.
In questo modo sono state selezionate le serie storiche dei valori medi mensili di 240 stazioni dell'intero archivio informatico predisposto nell'ambito di questo studio, così ripartite:
- n. 161 della rete ENEL/CESI/ Ricerca di Sistema
- n. 49 stazioni della rete dei S.M.A.M.
- n. 19 delle reti delle Regioni
- n. 11 delle reti AGIP e Qualità dell'Aria di Porto Marghera.

B4 – Analisi delle serie delle medie mensili

L'analisi delle serie storiche della velocità del vento è, in generale, argomento ben approfondito dal punto di vista scientifico. Ai fini del presente lavoro l'esame condotto sulle serie delle medie mensili della velocità del vento ha portato a riconoscere, anche sulla base di esplicite verifiche numeriche sulle serie di maggior durata temporale tra quelle disponibili, una struttura riconducibile a quella di un processo stocastico stazionario[2] in cui possono essere identificate le seguenti componenti [16].
- un valore medio di lungo periodo del processo
- una componente deterministica e periodica a media nulla
- una componente aleatoria con caratteristiche vicine a quelle di rumore bianco.

[2] Per processo stocastico stazionario si intende un processo per il quale le statistiche dedotte da un campione prelevato da una realizzazione del processo non dipendono, entro certi limiti, dalla sua collocazione lungo l'asse temporale.

Il primo dato è, di fatto, il valore V_m cercato. La metodologia per la separazione delle componenti e per la determinazione di V_m si è differenziata a seconda della durata della serie storica a disposizione.

L'analisi dei profili temporali delle serie di dati mensili di maggiore durata ha evidenziato come componente deterministica più significativa quella annuale, quindi di periodo pari a 12 mesi. Un ulteriore contributo, ma di peso sensibilmente inferiore, è quello della componente di periodicità semestrale, mentre talvolta appaiono piccole componenti di periodicità pluriannuale. Il profilo temporale delle medie mensili di una tipica stazione, espresso in p.u. del valor medio complessivo, è rappresentato in Fig.B2 unitamente alla componente deterministica relativa alle due componenti armoniche più significative, annuale e semestrale. Lo scostamento tra i profili mostrati in Fig. B2 rappresenta la componente aleatoria di processo, che risulta assimilabile ad un rumore bianco.
In pratica, nella sua generalità l'approccio è stato impostato sulla base di una suddivisione in tre tipologie per quanto riguarda la durata delle serie storiche [16]:

- serie relative alle stazioni per le quali sono disponibili dati per lunghi periodi (superiori a 5 anni) e che soddisfano per la totalità dei mesi il criterio di accettabilità del dato mensile;
- serie relative alle stazioni per le quali i dati acquisiti sono di durata relativamente breve o sono comunque affetti da significative interruzioni, ma che presentano dati mensili (che superino il criterio di accettazione) in quantità e distribuzione tale da consentire di ricostruire almeno un anno equivalente;
- serie relative alle stazioni per le quali i dati che soddisfano il criterio di accettazione del valor medio mensile sono disponibili solo per alcuni dei mesi dell'anno.

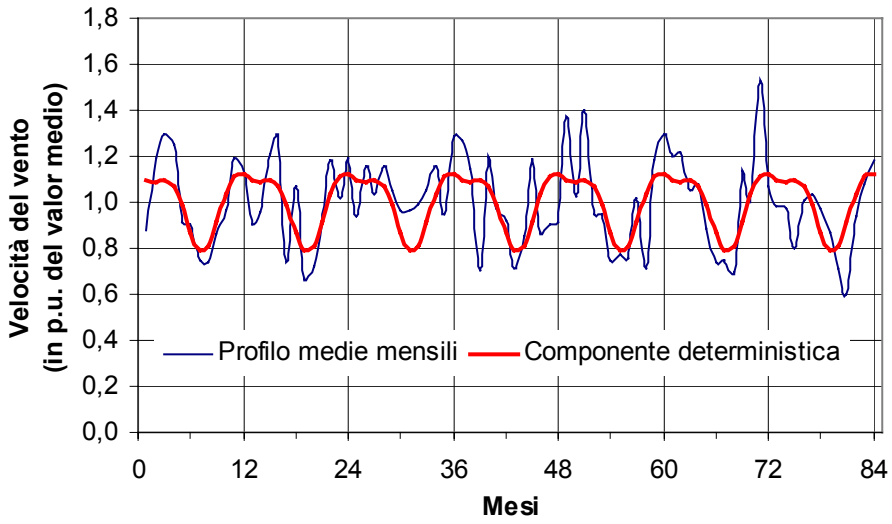


Fig. B2 – Profilo delle velocità medie mensili della velocità del vento, con il valore medio (1 p.u.), la componente deterministica e, per differenza, la componente alteatoria.

Le serie storiche dei valori medi mensili delle stazioni della prima tipologia sono state assunte come riferimento per la messa a punto della metodologia di stima del valore di V_m per le stazioni delle altre due categorie, caratterizzate da serie temporali non sufficientemente lunghe o incomplete.

B5 – Stima delle medie lungo periodo della velocità del vento

Per ciascuna delle 240 stazioni delle diverse reti di rilevamento menzionate al precedente capitolo B3 è stata valutata la velocità media di lungo periodo nel corrispondente punto di misura P_i, $V_m(P_i)$, sulla base delle caratteristiche della corrispondente serie temporale.
Nel caso di dati provenienti da stazioni del primo tipo, disponendo di serie di valori medi annui completi della velocità del vento, il dato $V_m(P_i)$ è stato stimato con metodo statistico classico come media di questi valori.
Per le stazioni di secondo tipo il dato $V_m(P_i)$ è stato stimato come media dei valori medi mensili dell'unico anno disponibile, verificando la completezza dei periodi mensili.
Per le stazioni di terzo tipo, con almeno quattro mesi completi di dati, la valutazione, meno semplice, è stata condotta con l'ausilio di simulazione numerica. In sintesi, è stata individuata la stazione più vicina con caratteristiche possibilmente affini e se ne è adottato il profilo temporale della componente deterministica (in p.u.) per "destagionalizzare" il profilo dei dati disponibili per la stazione in esame. Dei dati destagionalizzati si è quindi determinata la media campionaria e la varianza, che, opportunamente modificata (incrementata) in base a criteri desunti dall'analisi dei dati delle stazioni di lungo periodo, viene assunta come ampiezza della componente di rumore bianco. Questi parametri sono poi introdotti nel modello, che ricostruisce in simulazione profili di valori medi mensili e, da questi, medie annue. I dettagli di queste valutazioni, relative all'intero gruppo di 240 stazioni selezionate, sono riportati in [16].

Per avere una prima visione d'insieme dei valori di $V_m(P_i)$ ottenuti, in Fig.B3 ne è riportata la distribuzione per classi di 1 m/s, separatamente per l'Italia del Nord, Centro e Sud. Il quadro che ne emerge, per quanto solo parzialmente significativo dal punto di vista statistico, mostra già, in modo diretto, la diversa ventosità delle diverse aree, concentrata maggiormente nel centro-sud.

B6 – Stima dell'incertezza delle medie di lungo periodo

Ai valori di $V_m(P_i)$ così ottenuti si è voluto associare un valore indicativo dell'incertezza, per consentire di valutare, nel modo migliore, la confidenza nei risultati finali della mappa eolica.
Per incertezza, in questo ambito, si attribuisce idealmente il significato di scarto quadratico medio della distribuzione di probabilità che si ritiene di poter associare a $V_m(P_i)$, intesa come variabile casuale.
Due almeno sono i contributi che devono essere considerati.
Vi è innanzitutto l'incertezza intrinseca del processo di misura, associabile cioè alla strumentazione utilizzata ed al livello di accuratezza adottato nella gestione delle apparecchiature e nel trattamento dei dati. Vi è poi l'incertezza derivante dalla maggiore o minore quantità dei dati che hanno portato al valore di $V_m(P_i)$.

Incertezza derivante dalla misura - σ_s
L'errore delle misure anemometriche dipende innanzitutto dalla strumentazione adottata. Nel caso di apparecchiature moderne di buona qualità si può ritenere accettabile e realistica un'incertezza non superiore al 3%.
Le apparecchiature utilizzate in tempi più remoti possono essere state allineate o meno a questi standard. Non disponendo di informazioni specifiche, ma riconoscendo la qualità degli

operatori che hanno - o hanno avuto - in carico le reti anemometriche qui utilizzate, si è ritenuto di adottare per tutte le stazioni un valore di incertezza σ_s pari al 3% del valore $V_m(P_i)$.

Incertezza derivante dalla limitatezza delle serie storiche di stazione - σ_t

Il valore di $V_m(P_i)$ è ovviamente più attendibile quanto più lunga è la serie storica che lo ha generato, e nel caso di dati provenienti da stazioni del primo tipo il valore ottenuto è da ritenersi dotato del più elevato grado di affidabilità. Essendo il dato $V_m(P_i)$ stimato in questo caso come media di valori medi annui della velocità del vento, con metodo statistico classico il suo campo di incertezza σ_t può essere identificato dallo scarto dato da

$$\sigma_t^{\ 2} = \sigma_N^{\ 2} / N$$

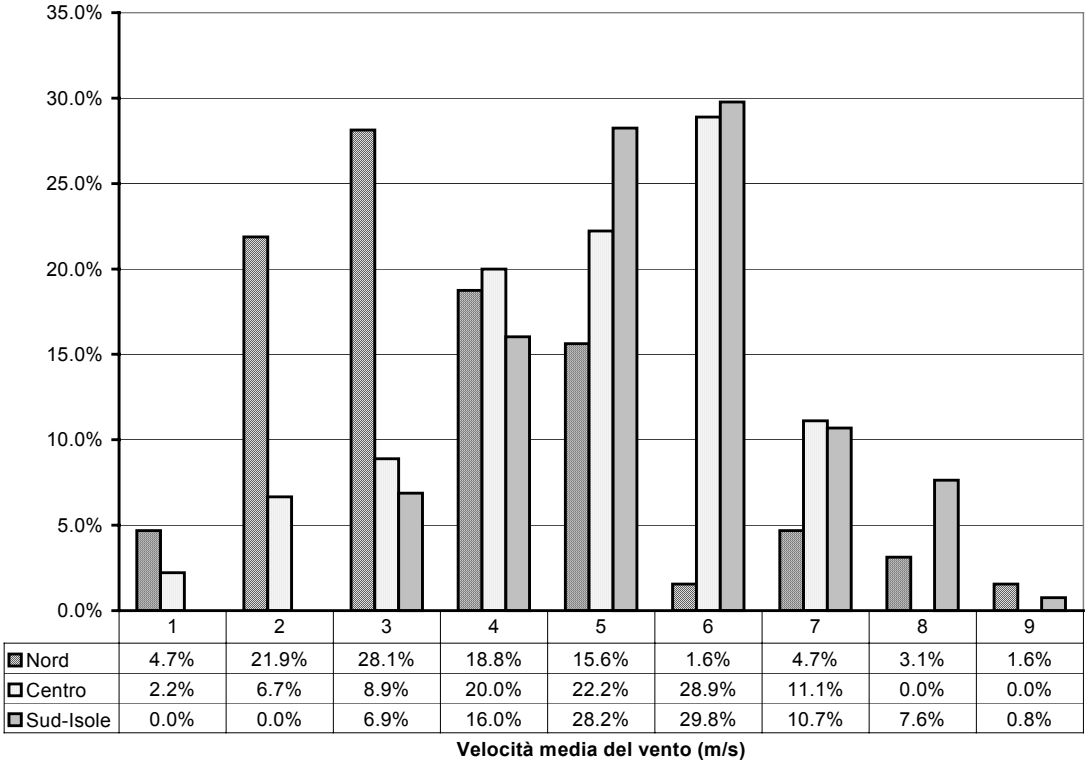
dove $\sigma_N^{\ 2}$è la varianza del campione di medie annuali relativo a N anni.

Per le altre due categorie di stazioni la valutazione è meno semplice. Essa è stata condotta sulla base dell'analisi della variabilità dei valori annuali ottenuti attraverso la già citata simulazione numerica della serie storica. Per i dettagli di queste valutazioni, relative all'intero gruppo di 240 stazioni selezionate, si rimanda a [16].

Il dato di incertezza complessiva, $s_m(P_i)$, è stato quindi ottenuto, stazione per stazione, componendo quadraticamente i valori ottenuti per le due cause di incertezza, essendo queste tra loro scorrelate:

$$s_m^{\ 2} = \sigma_s^{\ 2} + \sigma_t^{\ 2}$$

I valori di V_m ed s_m determinati per queste 240 stazioni di misura, come già precedentemente indicato, rappresentano le basi del processo messo a punto da CESI per modificare la mappa eolica prodotta dal modello WINDS, al fine di renderla maggiormente aderente alle effettive condizioni di ventosità media caratterizzanti le diverse aree del territorio nazionale (vedasi Appendice C).



	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Nord	4.7%	21.9%	28.1%	18.8%	15.6%	1.6%	4.7%	3.1%	1.6%
Centro	2.2%	6.7%	8.9%	20.0%	22.2%	28.9%	11.1%	0.0%	0.0%
Sud-Isole	0.0%	0.0%	6.9%	16.0%	28.2%	29.8%	10.7%	7.6%	0.8%

Fig. B3 – Distribuzione per classi di velocità, di ampiezza di 1 m/s, dei valori medi V_m ottenuti per le stazioni anemometriche selezionate, separatamente per Nord, Centro e Sud-Isole dell'Italia.

ADATTAMENTO DELLA MAPPA AI DATI DI MISURA AL SUOLO

C1 - Impostazione

Come indicato in dettaglio nell'Appendice A, la mappa fornita dal modello WINDS è il risultato di un processo nel corso del quale sono operate, per necessità, diverse approssimazioni rispetto alla realtà del territorio e rispetto alla complessa natura delle leggi che governano il flusso del vento. E' quindi naturale che la mappa WINDS, sia pur prodotta con metodologie avanzate, presenti discrepanze rispetto ai riscontri sperimentali.
Per migliorare la rispondenza con la realtà è stata quindi prevista una serie di correzioni ed adattamenti ricercando una sintesi equilibrata tra il contenuto di informazioni proprio della mappa WINDS e quello dei dati sperimentali al suolo descritti in Appendice B.
Per parte sua, la mappa riproduce in termini qualitativamente appropriati e basati su criteri scientificamente oggettivi gli andamenti del profilo della velocità del vento nelle tre dimensioni e sull'intero territorio italiano. I dati rilevati al suolo, d'altro canto, presentano un contenuto di informazione più quantitativo, ancorchè puntuale e, appunto, solo in prossimità del suolo.
Il metodo di adattamento che è stato prescelto si fonda sull'utilizzo di un fattore di adattamento (o di correzione) $f(x,y)$ dipendente dalle sole coordinate orizzontali correnti sul territorio (longitudine x e latitudine y)[1].
Detto $V(x,y,z)$ il campo di vento prodotto dal modello WINDS, attraverso il suddetto fattore si ottiene il campo di velocità corretto $V^*(x,y,z)$

$$V^*(x,y,z) = f(x,y)\ V(x,y,z)$$

E' da notare che in tal modo il tipo di profilo in verticale della velocità del vento predetta dal modello WINDS viene in ogni punto preservato. Inoltre, se si sceglie un andamento "morbido" di $f(x,y)$ la conservazione della massa che caratterizza il campo $V(x,y,z)$ viene pure sostanzialmente rispettata.

C2 – Velocità media del vento WINDS nei punti stazione

La determinazione della funzione di adattamento $f(x,y)$ si è basata sul confronto tra i valori di velocità del vento di lungo periodo $V_m(P_i)$ relativi ai punti stazione P_i ed il valore previsto nei medesimi punti P_i dalla mappa WINDS.
Si è già osservato che il punto P_i in cui è collocato il sensore che ha fornito il valore sperimentale della velocità del vento $V_m(P_i)$ presso la i-esima stazione, non coincide in generale con un nodo della maglia WINDS e si riferisce in generale ad un'altezza dal suolo diversa da stazione a stazione, ad es. 10 m, 15 m, 30 m, o altro.

[1] Nella pratica i campi suddetti devono intendersi definiti sulla griglia di valori di x e y propri della mappa WINDS.

Per confrontare correttamente il dato sperimentale con quello simulato da modello WINDS, che si indicherà con $V_p(P_i)$, occorre che quest'ultimo dato sia determinato all'altezza appropriata dal suolo. Ciò è stato possibile estraendo opportunamente, per interpolazione tra i vari strati della mappa tridimensionale, opportune mappe bidimensionali, ciascuna relativa all'altezza dal suolo prefissata, quella che interessa per il confronto.
Una volta ottenuta la mappa WINDS alla quota dal suolo h_i ed individuata la cella della mappa che comprende il punto stazione $P_i = (x_i , y_i , h_i)$, mediante interpolazione sul piano orizzontale si determina il valore di $V_p(P_i)$:

$$V_p(P_i) = (1-u_i)(1-v_i)\overline{V}_1 + u_i(1-v_i)\overline{V}_2 + (1-u_i)v_i\overline{V}_3 + u_i v_i \overline{V}_4$$

dove u_i e v_i sono coordinate unitarie del punto P_i all'interno della sua cella ($0 \leq u_i \leq 1$, $0 \leq v_i \leq 1$), mentre i quattro valori $\overline{V}_i$ sono i valori della velocità media annua del vento fornita dalla mappa ai quattro vertici della cella [16].

C3 – Incertezza dei valori di $V_p(P_i)$

Un primo fattore di incertezza nel valore di $V_p(P_i)$, indicato con σ_d, è quello conseguente all'incertezza nella posizione della stazione anemometrica che fornisce l'i-esimo punto di confronto P_i. In alcuni casi infatti le coordinate della stazione nel piano orizzontale sono note con precisione relativamente scarsa. Ad esempio, le coordinate della maggior parte delle stazioni S.M.A.M. sono note con risoluzione di un primo in latitudine e longitudine, cioè circa un chilometro, mentre altre stazioni sono note con precisione dell'ordine della decina di metri. Questa componente di incertezza può essere valutata in base alla suddetta espressione, che fornisce il valore di $V_p(P_i)$ appunto in funzione delle coordinate spaziali, applicando la legge della propagazione degli errori [16].

Un'altra fonte di incertezza, qui indicata con σ_n, è quella che trae origine dalla non perfetta rispondenza dei dati introdotti in input al modello WINDS con la realtà del territorio. Ciò vale, intanto, per l'orografia digitalizzata. Tenuto conto che la spaziatura del grigliato di orografia è ampia diverse centinaia di metri, la rappresentazione digitale del terreno risulta piuttosto approssimativa rispetto alle particolarità orografiche (crinali, sporgenze, ecc.) che possono influire sul dato misurato. Inoltre è proprio in corrispondenza delle complessità orografiche che il modello del flusso del vento mostra maggiormente i propri limiti intrinseci.
E' apparso piuttosto difficile quantificare questa quota di incertezza in modo del tutto convincente. Si è optato per una stima a posteriori, basata sul fatto che le variazioni orografiche determinano variazioni nell'andamento della velocità media. Si è quindi introdotta un'incertezza correlata con la non linearità (rispetto alle coordinate orizzontali) dei valori della velocità media del vento ai nodi della cella contenente il singolo punto P_i.
A partire da ogni nodo e dai due nodi ad esso adiacenti nella cella si può generare infatti una funzione, lineare nelle coordinate ridotte, mediante i valori della velocità media relativi ai nodi stessi. Ad esempio, se i nodi adiacenti al nodo 1 sono i nodi 2 e 3, tale funzione sarebbe

$$V_{L1}(P) = \overline{V}_1 + u_i(\overline{V}_2 - \overline{V}_1) + v_i(\overline{V}_3 - \overline{V}_1)$$

ed a rotazione per gli altri. Se l'andamento dei valori ai nodi fosse lineare, i quattro valori V_{L1},

V_{L2}, V_{L3}, V_{L4} sarebbero identici. In caso contrario si hanno valori diversi, la cui dispersione può essere presa a misura della non linearità locale della mappa.
Si è quindi scelto di assumere come componente di incertezza legata a questo complesso di fonti un valore proporzionale allo scarto quadratico medio degli scostamenti dei valori $V_{Lk}(P_i)$ dal valore $V_p(P_i)$

$$\sigma_n^{\ 2} = \frac{B^2}{4} \sum_{k=1,4} [\, V_{Lk} - V_P(P_i)\,]^{\ 2}$$

E' facile verificare che nel caso di linearità nei valori ai quattro nodi (valori complanari), il valore della suddetta incertezza è nullo.
Per fissare l'ordine di grandezza del valore del coefficiente di proporzionalità B si è fatto riferimento a casi reali in cui la misura di velocità del vento è stata effettuata per lunghi periodi in posizioni note, di cresta e di costa, all'interno di un'area montana di estensione paragonabile a quella di una cella della mappa eolica. Il caso più rimarchevole è per esempio quello dell'area di Frosolone (1350 m s.l.m.), monitorato da ENEL per caratterizzare l'area del campo prova di Acqua Spruzza. La tipologia di incertezza qui considerata si può praticamente quantificare, per questi casi, con lo scarto quadratico tra i valori medi di velocità del vento misurati, nell'ambito dei suddetti rilievi, dalle diverse stazioni all'interno dell'area. Sulla base del confronto tra gli scarti misurati ed i valori di σ_n forniti localmente dalla mappa WINDS si è attribuito al coefficiente di proporzionalità B un valore dell'ordine di 3.

Una terza componente di incertezza, indicata con σ_o, si origina dal maggior o minore stato di conoscenza della collocazione della stazione in rapporto all'ambiente immediatamente circostante. Può infatti accadere che, per le finalità per le quali il monitoraggio è condotto nell'ambito di una specifica rete di misura, non sia eccessivamente rilevante una collocazione in presenza di ostacoli o conformazioni del terreno che alterino localmente, da vicino, il flusso del vento. In mancanza di evidenza documentata di una corretta localizzazione della stazione ai fini della presente mappa si è assunta una quota di incertezza pari al 10% del valore di V_m della stazione stessa. Ciò evidentemente non implica un giudizio sulla qualità delle misure, ma solo il fatto che non sia stata accertata la rispondenza della stazione a stringenti requisiti di esposizione al flusso libero del vento. Negli altri casi si è assunto un valore nullo, $\sigma_o = 0$.
Componendo gli effetti, il valore dell'incertezza cercata, $s_p^{\ i}$, viene espresso come combinazione quadratica delle componenti di incertezza sopra discusse

$$s_p^{\ i\ 2} = \sigma_d^2 + \sigma_n^2 + \sigma_o^2$$

C4 – Determinazione del fattore di adattamento

Ottenuto $V_p(P_i)$ diviene naturale, in prima istanza, assegnare in corrispondenza dei punti P_i un fattore di adattamento

$$f_i = V_m(P_i) / V_p(P_i)$$

Occorre però generare la funzione di adattamento $f(x,y)$ anche su tutti gli altri punti del territorio, per interpolazione o estrapolazione sui valori di f_i .

I tentativi condotti a più riprese a questo riguardo hanno portato ad adottare un approccio misto, basato su un metodo automatico iniziale, seguito da un aggiustamento guidato da considerazioni di verosimiglianza climatologica. In effetti il numero delle stazioni di misura, pur elevato, non lo è al punto da poter affidare ad un metodo completamente automatico l'adattamento della mappa. Le correzioni infatti sono spesso di entità ragguardevole, avendosi valori tipici del fattori f_i variabili tra meno di 0.5 e oltre 1.
La funzione di interpolazione prescelta è del tipo

$$f(x,y) = \frac{\sum_{k,l} \omega_{k,l} \Phi(r_{k,l})}{\sum_{k,l} \Phi(r_{k,l})} \qquad r_{k,l} = \sqrt{(x - x_{k,l})^2 + (y - x_{k,l})^2}$$

con

$$\Phi(r_{k,l}) = \exp\left\{ -(r_{k,l} / R)^2 \right\}$$

I nodi $N_{k,l} = (x_{k,l}, y_{k,l})$ sono un sottoinsieme preselezionato di nodi della mappa spaziati regolarmente di 0.2 gradi sia in longitudine ($x_{k,l}$) che in latitudine ($y_{k,l}$). Riguardo alla forma di $f(x,y)$ si può osservare che

$$f(x_{k,l}, y_{k,l}) \to \omega_{k,l} \qquad per \quad R \to 0$$

per cui con valori sufficientemente piccoli di R i coefficienti $\omega_{k,l}$, possono identificarsi con i valori del fattore di correzione ai nodi $N_{k,l}$. La funzione stessa può quindi essere direttamente controllata attraverso questi coefficienti. Può essere anche utile osservare che per grandi valori di R la funzione si riduce ad un unico fattore numerico medio su tutta l'area.
La prima stima dei coefficienti è stata effettuata attraverso un metodo standard di interpolazione, quello di kriging, utilizzando del software commerciale [2]. Per evitare vincoli eccessivi non si è imposto alla funzione interpolante di onorare il valore f_i in corrispondenza dei punti delle stazioni.
I valori di interpolazione così ottenuti ai nodi $N_{k,l}$ sono stati utilizzati come prima stima dei coefficienti $\omega_{k,l}$. Con essi è stata costruita una prima funzione di correzione $f(x,y)$, e quindi una prima rappresentazione della mappa corretta. Per quanto già abbastanza attendibile, l'esame di questa mappa ha confermato la necessità di successive correzioni.

Le fasi successive sono consistite appunto in aggiustamenti dei coefficienti $\omega_{k,l}$ ai nodi $N_{k,l}$ delle diverse aree del territorio, in particolare di quelle relativamente lontane dalle stazioni P_i. Tali aggiustamenti sono stati necessariamente basati anche su valutazioni soggettive, guidate per quanto possibile dalla conoscenza della climatologia dell'area specifica.
In questi aggiustamenti sono stati considerati, come limiti accettabili di variabilità dei valori $f(x_i,y_i)$, quelli suggeriti dall'incertezza s_{fi} associata ai valori dei rapporti f_i.
Questa incertezza si ricava facilmente dalla definizione $f_i = V_m(P_i) / V_p(P_i)$ e dalla legge di propagazione degli errori.

[2] E' stato utilizzato Surfer 7.0 (*Golden Software, Inc.*).

Essa dipende in particolare dall'incertezza di $V_m(P_i)$, s_m^i, e da quella di $V_p(P_i)$, s_p^i:

$$s_{f_i}^{\ 2} = \frac{s_m^{i\ 2}}{V_p^{i\,2}} + \frac{s_P^{i\ 2} V_m^{i\ 2}}{V_p^{i\,4}}$$

Il processo di aggiustamento sopra citato, di tipo iterativo ed interattivo, è stato pertanto guidato cercando di non eccedere, per quanto possibile, uno scostamento di entità s_{fi} tra fattore di adattamento iniziale f_i e fattore aggiustato $f(x_i,y_i)$ in corrispondenza dei singoli punti stazione P_i:

$$\left| f_i - f(x_i, y_i) \right| \le s_{f_i}$$

Questo non è stato sempre possibile, soprattutto in presenza di punti stazione ravvicinati entro distanze dell'ordine delle dimensioni della cella di nodi $N_{k,l}$, distanze entro cui volutamente il profilo della mappa WINDS è sostanzialmente mantenuto (a meno di una costante moltiplicativa), e quindi risulta praticamente "rigido" ai fini di questa fase di aggiustamento.
Il risultato finale della fase di adattamento della mappa WINDS, almeno per quanto riguarda i punti stazione P_i, può essere apprezzato dalla figura C1, che riporta, in funzione della velocità misurata $V_m(P_i)$, i valori $V_p(P_i)$ forniti dalla mappa WINDS nei punti stessi ed i corrispondenti valori corretti $V_p^*(P_i)$, dati da $V_p^*(P_i) = f(x_i,y_i)\ V_p(P_i)$.

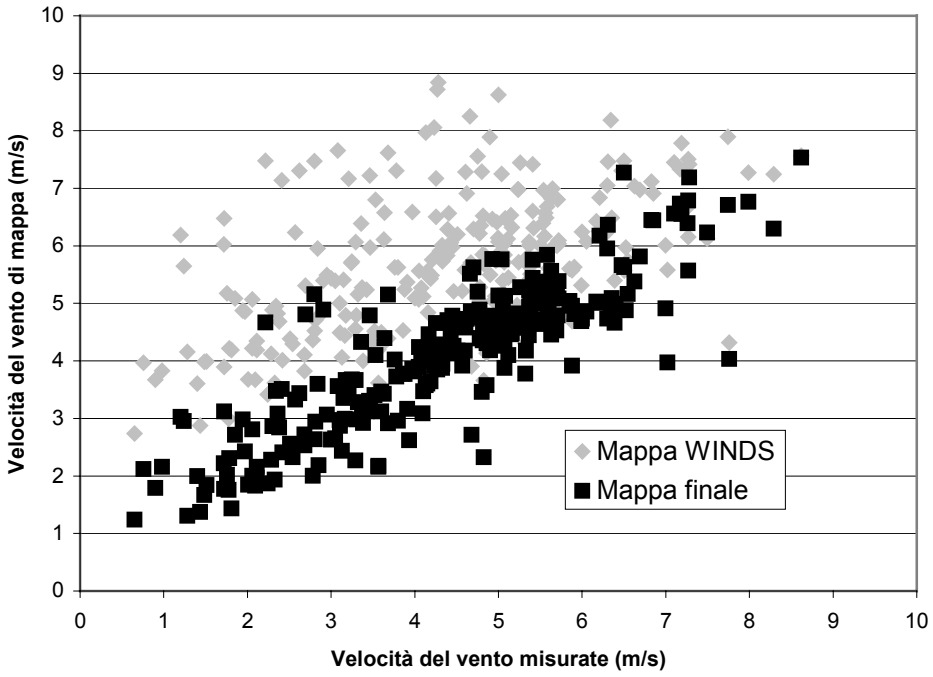


Fig. C1 - Risultati dell'adattamento della mappa WINDS ai valori misurati al suolo in corrispondenza dei punti stazione.

La funzione $f(x,y)$ così ottenuta, definita sull'intero dominio territoriale, consente quindi di ottenere i valori $V_p^*(P)$ della mappa tridimensionale adattata, valori che danno poi luogo a quelli riportati nelle diverse tavole dell'Atlante.

C5 – Incertezza del valore finale di velocità media ad altezza di stazione

I valori finali così ottenuti rappresentano la miglior stima scaturita dall'intero lavoro. Naturalmente, come ogni prodotto dell'attività tecnico-scientifica, sono affetti da un'incertezza della cui esistenza occorre essere consapevoli.
La stima dell'incertezza rappresenta quindi un passo necessario per un corretto completamento del lavoro.

Se si fissa l'attenzione sul valore $V_p^*(P_i)$ ottenuto in corrispondenza di una generica stazione di misura, occorre considerare che è affetto da incertezza per una serie di cause. Si devono intanto ricordare le fonti di incertezza già descritte ai punti precedenti, che si possono così riassumere e contrassegnare con il corrispondente "scarto":

σ_s incertezza imputabile al processo di misura, di raccolta e di trattamento dei dati anemometrici presso le stazioni al suolo

σ_t incertezza imputabile alla limitatezza e discontinuità della sequenza temporale dei dati anemometrici misurati

σ_o incertezza imputabile alla non conoscenza - o conoscenza non documentata - della corretta installazione del sensore anemometrico per le specifiche finalità della mappa

σ_n incertezza imputabile alla irregolarità del terreno circostante in termini di orografia, rugosità superficiale, ecc.

σ_d incertezza derivante dall'incertezza delle coordinate della stazione anemometrica

Oltre a ciò si deve anche considerare l'incertezza associata al processo di adattamento. Il metodo utilizzato per la correzione della mappa non ha forzato il valore di mappa WINDS al valore misurato V_m, proprio per rispettarne l'andamento almeno su breve scala. In corrispondenza dei punti stazione P_i vi è quindi un'ulteriore fonte di incertezza:

σ_M incertezza derivante dal metodo di interpolazione, qui quantificata con la differenza tra il valore di mappa (corretto) ed il valore misurato, $|V_p^*(P_i).- V_m(P_i)|$.

Le incertezze sopra elencate, espresse sotto forma di stima della corrispondente varianza, non appaiono sostanzialmente correlate tra loro e quindi possono essere combinate quadraticamente per ottenere una stima dell'incertezza totale s_i al punto stazione P_i.:

$$s_i^2 = \sigma_s^2 + \sigma_t^2 + \sigma_o^2 + \sigma_n^2 + \sigma_d^2 + \sigma_M^2$$

I valori delle suddette quantità sono stati calcolati per tutte le 240 stazioni selezionate. La distribuzione di frequenza dei valori di s_i così ottenuti è riportata nella figura C2.

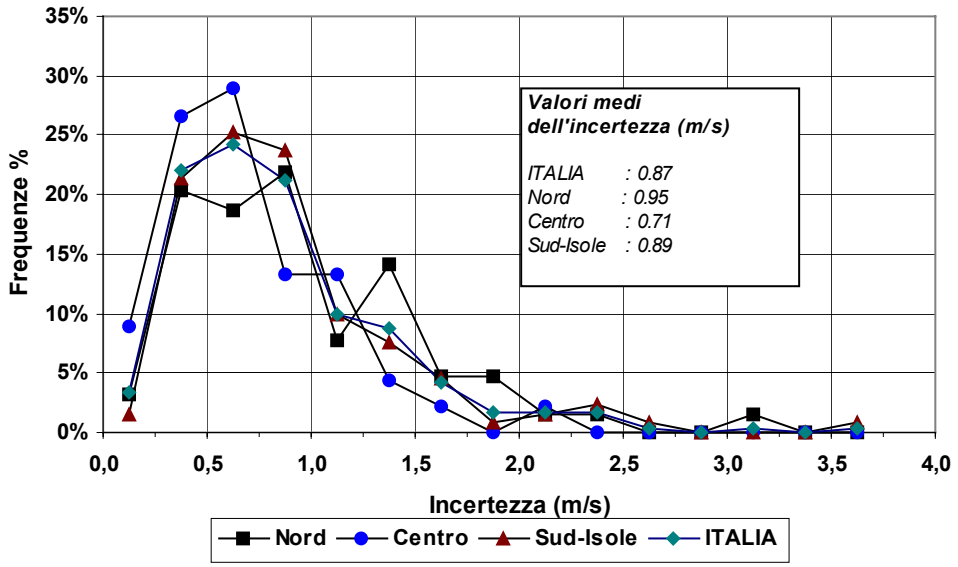


Fig. C2 – Distribuzione di frequenza dei valori dell'incertezza s_i per l'intero insieme di stazioni e per i sottoinsiemi ricadenti rispettivamente nel Nord, nel Centro e nel Sud del territorio nazionale.

Si può osservare una curva parzialmente a campana, che presenta un valore medio di 0.87 m/s. Accanto alla distribuzione complessiva, relativa all'intero insieme di stazioni, vi sono le tre distribuzioni relative rispettivamente alle stazioni dell'Italia del Nord, dell'Italia del Centro e dell'Italia del Sud (Sicilia e Sardegna comprese).
Si può notare come non vi siano differenze molto consistenti tra le distribuzioni per le tre aree, che presentano rispettivamente valori medi di 0.95 m/s, 0.71 m/s, 0.89 m/s.
Dall'analisi degli stessi dati della figura suddetta si può inoltre rilevare che, per l'intera Italia, il 70% dei valori di incertezza s_i ottenuti è inferiore a 1 m/s.

Passando ora all'incertezza nella generalità dei punti della mappa, giacenti tra i diversi punti stazione, non si hanno ulteriori specifici elementi di valutazione, ma si possono opportunamente estrapolare le conclusioni sin qui raggiunte.
Sembra ovviamente naturale assumere che l'incertezza in corrispondenza di questi punti sia superiore a quella relativa ai punti stazione.
La copertura piuttosto fitta di stazioni induce d'altro canto a ritenere che l'incremento dell'incertezza non debba essere molto rilevante. A questa stessa conclusione si perviene ricordando ancora una volta che il tipo di aggiustamento "morbido" adottato non ha privilegiato eccessivamente i punti stazione rispetto agli altri, come precisato in precedenza.
E' sembrato perciò appropriato assumere che l'incertezza associabile al generico valore $V_p^*(P)$ della mappa adattata alle quote stazione (10-15 m s.l.t.) sia, almeno per la parte di territorio italiano con $V_p^*(P)$ maggiore di circa 5 m/s, di 1.3 m/s con livello di confidenza dell'ordine del 70%.

C6 – Incertezza dei valori finali di velocità media riportati sulle mappe eoliche

I valori finali riportati nelle diverse tavole dell'Atlante si riferiscono a quote diverse da quelle di stazione, e sono quindi affetti da un'incertezza addizionale, associata alla stima del profilo verticale della velocità del vento.
In base all'impostazione del lavoro questo profilo è quello predetto dalla mappa WINDS, poiché il processo di adattamento lo ha pienamente rispettato, ovviamente a meno del fattore di correzione $f(x,y)$, localmente costante.
Occorre notare che per stimare quest'ultima fonte di incertezza non si dispone ancora del riscontro di dati misurati in quantità statisticamente significativa, con i quali ricostruire profili sperimentali validi per specifiche aree del territorio italiano. Questi dati sono peraltro in corso di acquisizione proprio nell'ambito delle attività di caratterizzazione di siti per impianti eolici con macchine di grande taglia.
L'analisi del percorso seguito nella simulazione con modello WINDS mostra che gli effetti rilevanti sull'incertezza addizionale possono derivare dagli input di rugosità e di orografia oltre che dagli algoritmi stessi del modello.
Le informazioni disponibili sulla rugosità sono quelle contenute nelle classificazioni citate nell'Allegato A, costruite attraverso opportune elaborazioni del patrimonio di dati disponibili in campo internazionale, che associano tipologie di copertura del terreno (non di rado però estranee alla realtà italiana) a valori della lunghezza di rugosità z_0.
In ogni caso, in base alle considerazioni riportate nell'Allegato A, l'incertezza associabile alla stima della lunghezza di rugosità z_0 tramite le suddette classificazioni può essere dell'ordine del 20% del valore stesso di z_0.[3]
Partendo da queste considerazioni, calcoli basati su semplici modelli mostrano che su terreno piano l'effetto introdotto dall'incertezza di z_0 sulla stima dei valori di $V_p^*(P)$ alle quote di 25 m, 50 m e 70 m risulta crescente con la quota ma nel complesso piuttosto contenuto.
A sua volta, l'effetto dell'incertezza della rappresentazione dell'orografia sull'incertezza addizionale di $V_p^*(P)$ è difficilmente quantificabile in termini generali. Si può probabilmente ritenere che mediamente l'effetto sia dello stesso ordine di quello dell'incertezza della rugosità sopra citato.
Considerando che in qualche misura questa incertezza addizionale sarebbe già contenuta nel termine σ_n precedentemente citato, l'ordine di grandezza dell'incertezza addizionale può ritenersi trascurabile alla quota di 25 m, e, in percentuale di $V_p^*(P)$, può essere stimata dell'ordine del 3-5% a 50 m e del 5-7% a 70 m.
In termini assoluti, nelle aree con velocità $V_p^*(P)$ superiori a circa 5 m/s ciò porterebbe a mantenere un'incertezza complessiva dell'ordine di 1.3 m/s per le mappe a 25 m s.l.t., e ad incrementare leggermente questo valore di 0.2-0.3 m/s per le mappe a 50 m s.l.t. e di 0.3-0.4 m/s per quelle a 70 m s.l.t.

[3] Circa l'effettiva rispondenza alla realtà della mappa di copertura del territorio italiano prodotta da USGS ed utilizzata in input al modello WINDS non si hanno elementi specifici di valutazione se non un buon giudizio qualitativo derivante da confronti a campione.

VALUTAZIONI DI PRODUCIBILITA'

D1 - Premessa

Disponendo di una mappa di valori di velocità del vento si può pensare di elaborare, sia pure in termini generali, una mappa di producibilità di energia elettrica.
La trasposizione da dati di velocità del vento in dati di energia producibile da un aerogeneratore non è lineare. Si ricorda a questo riguardo che il vento è sfruttabile per la produzione di elettricità quando la sua velocità (mediata ad es. su periodi di 10 minuti) è compresa tra un minimo di circa 4-5 m/s ed un massimo di circa 20-25 m/s, valore al di sopra del quale la macchina eolica viene posta fuori servizio, per tutelarne l'integrità. Anche all'interno del suddetto intervallo, la produzione a potenza nominale P_{nom} avviene soltanto a velocità del vento superiori alla velocità del vento nominale (attorno a 10-12 m/s). Queste caratteristiche sono contenute nella curva di potenza dello specifico aerogeneratore considerato.
Il calcolo della producibilità pertanto si effettua mediante due curve [3]:

- curva di distribuzione della velocità del vento all'altezza di mozzo;
- curva di potenza dell'aerogeneratore di interesse, pure espressa normalmente in funzione della velocità del vento all'altezza di mozzo.

Una valutazione accurata richiede ovviamente una conoscenza altrettanto accurata delle due curve. Nel presente Atlante ci si limita a riportare una valutazione di massima delle producibilità, che possa essere utile per apprezzare l'ordine di grandezza di questa quantità nelle varie aree del territorio italiano.

D2 – Producibilità specifica

Nel seguito si indica con $P=P(V)$ la curva di potenza dell'aerogeneratore, in cui V è la velocità del vento al mozzo (intesa normalmente come media su un intervallo dell'ordine di 10 minuti). Si indica invece con $\varphi(V)$ la distribuzione statistica della velocità del vento V e con $\Phi(V)$ la sua cumulata:

$$\Phi(V) = \int_0^V \varphi(v)\, dv$$

La producibilità annua teorica di un aerogeneratore è data allora formalmente da

$$E = 8760 \int_0^\infty P(V)\, \varphi(V)\, dV$$

quantità che spesso viene calcolata con sommatorie su curve ottenute sperimentalmente [3].
E' utile considerare una quantità, qui denominata producibilità specifica H, data dal rapporto tra E e la potenza nominale dell'aerogeneratore P_{nom} :

$$H = E / P_{nom}.$$

Esprimendo la producibilità in kWh e la potenza in kW la producibilità *H* risulta essere un tempo, espresso in ore. In effetti, *H* è anche nota come numero di ore annue di funzionamento equivalente a potenza nominale.
Se si fa riferimento alla gamma di aerogeneratori commerciali oggi disponibili si trova che a parità di altre condizioni questa quantità non varia in misura molto consistente da macchina a macchina[1].
Ai fini del presente lavoro si è pertanto scelto di esprimere la producibilità nelle diverse aree del Paese sulla base di questo parametro, *H* , facendo riferimento alla media dei valori che si ottengono su un gruppo di quindici macchine eoliche rappresentativo della gamma commercialmente disponibile per altezze di mozzo attorno a 50 m. Questa è infatti la taglia attualmente più diffusa negli impianti eolici, anche se tendenzialmente superata da taglie maggiori. Il valore di *H,* dopo moltiplicazione per il valore della potenza nominale dell'aerogeneratore di interesse, porta ad una stima della producibilità annua dello stesso.

D3 – Rappresentazione delle caratteristiche anemologiche ai fini della producibilità

Per la costruzione delle mappe di producibilità specifica si è quindi fatto riferimento alle caratteristiche anemologiche espresse dalla mappa a 50 m s.l.t..
Il valore di velocità media però non basta per il calcolo, in quanto ha un peso sensibile anche la forma della distribuzione della velocità del vento, $\varphi(V)$.
Questa distribuzione è nota con esattezza in un dato sito attraverso l'elaborazione della serie storica dei valori di velocità del vento. Per effettuare valutazioni di massima estendibili all'intero territorio si è adottato un approccio semplificato, facendo riferimento alla distribuzione di Weibull, ben familiare nel mondo dell'anemologia.
La distribuzione di Weibull è caratterizzata da una cumulata avente la seguente forma:

$$\Phi(V) = 1 - \exp[-(V / A)^k]$$

ed ha valor medio pari a

$$\overline{V} = \int_0^\infty V \frac{d\Phi}{dV} dV = A\,\Gamma(1 + 1/k)$$

dove Γ è la ben nota funzione Gamma di Eulero.
Noto il parametro di forma *k* ed il valor medio della velocità del vento, il parametro di scala *A* si ricava moltiplicando lo stesso valor medio per il coefficiente $1/\Gamma(1+1/k)$; la Fig. D 1 riporta questo coefficiente per diversi valori *k*.
Ai fini della costruzione di una mappa delle producibilità come valor medio si utilizza naturalmente, punto per punto, il valore localmente fornito dalla mappa di velocità a 50 m s.l.t.. L'individuazione completa della distribuzione richiede però quella del parametro mancante, *k*, in ogni punto del territorio.

[1] Ciò non toglie che spesso siano proprio le modeste differenze di prestazione ad orientare la scelta economica dell'aerogeneratore.

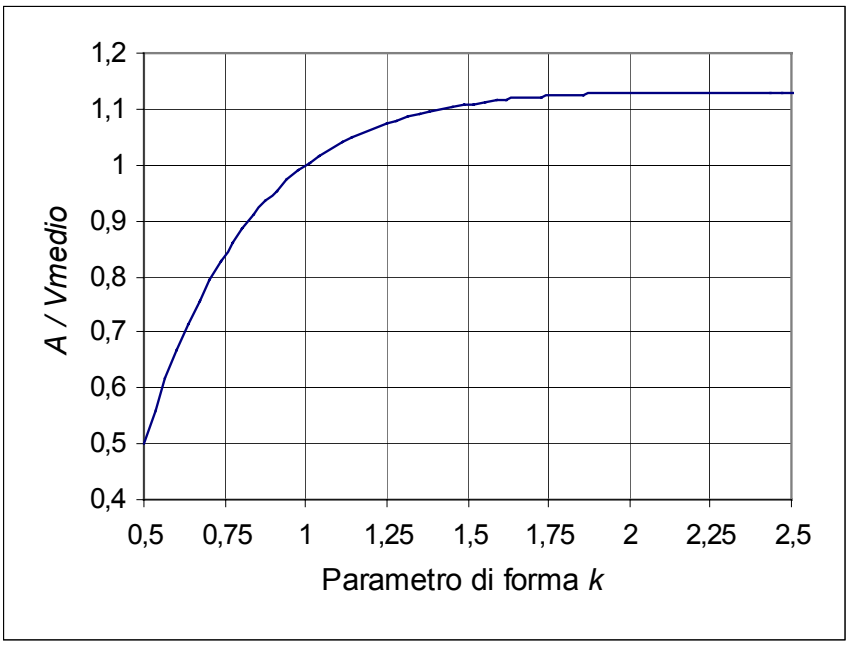


Fig. D 1 – Rapporto tra parametro A della distribuzione di Weibull e la relativa velocità media, per diversi valori del parametro di forma *k*.

La quantità di informazioni disponibili a questo riguardo sono inferiori a quelle che si hanno per la velocità media del vento, poiché mentre quest'ultimo dato è quasi sempre reperibile da tutti gli operatori che acquisiscono dati anemometrici, solo una parte di essi è interessata a determinare la forma della distribuzione statistica delle velocità del vento.
Per avere un quadro dei possibili valori di *k* si è fatto riferimento alle serie storiche disponibili di dati, in particolare a quelle delle stazioni ENEL/CESI e buona parte di quelle S.M.A.M.. Dall'analisi di "best fit" delle relative distribuzioni si è determinato il valore più appropriato di *k* in corrispondenza di ogni stazione[2].
A questo punto si è presentato ancora una volta il problema della stima di *k* estrapolata all'intero territorio.
L'approccio più semplice ma grezzo sarebbe l'adozione di un valore medio per l'intera Italia, che con i dati disponibili sarebbe vicino a $k = 1{,}4\text{-}1.5$.
Si è però preferito tentare una modulazione del valore di *k* sul territorio, essendo riconoscibile, sia pure in termini abbastanza vaghi nella variabilità dei valori, un possibile andamento medio nella distribuzione dei valori determinati presso le singole stazioni.
Valutazioni di massima hanno fatto ritenere che, adottando la modulazione suggerita empiricamente dai numeri disponibili, si sarebbero ridotti gli errori complessivi.

[2] Ai fini della determinazione di *k* le calme (valori di velocità del vento inferiori a 0,5 m/s) non sono state considerate. Ciò implica che il periodo di 8760 ore/anno nella formula del calcolo di E dovrebbe essere ridotto delle ore di presenza di calme.

I valori ai punti stazione sono stati pertanto interpolati o estrapolati all'intero territorio mediante tecniche kriging simili a quelle descritte nell'Appendice C, operazione questa che è stata impostata imponendo andamenti "morbidi".

1. L'efficacia dell'operazione, come si vede dal diagramma di Fig. D3, sembra apprezzabile per quanto riguarda il rispetto dei valori in corrispondenza delle stazioni. L'adozione di un andamento morbido può inoltre far ritenere che l'incertezza associabile alla stima di *k* nel generico punto del territorio non sia molto dissimile dall'entità degli scostamenti che si osservano nella stessa figura per il campione costituito dalle stazioni considerate.

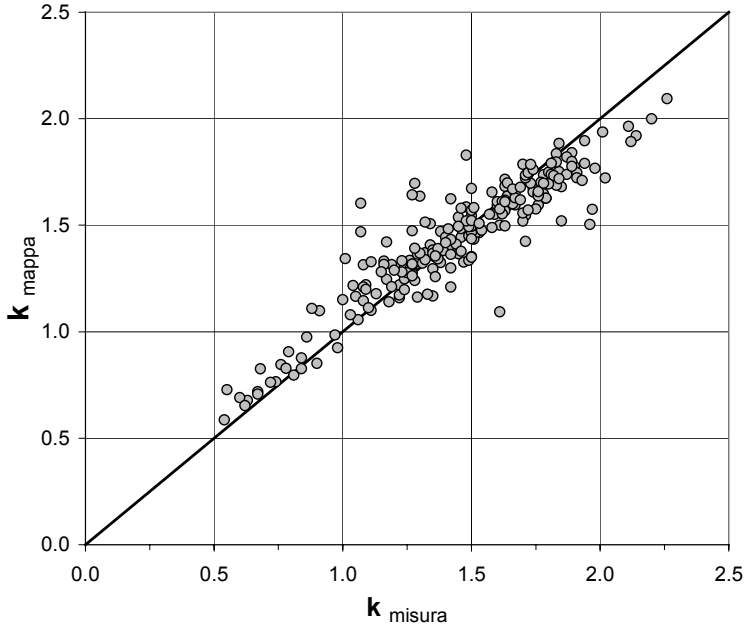


Fig. D 2 – Confronto tra i valori di *k* misurati presso le singole stazioni anemometriche ed i valori ottenuti dal profilo di estrapolazione in corrispondenza delle stazioni stesse.

Con i valori stimati della velocità media del vento letti sulla mappa e quelli del parametro *k* ottenuti per estrapolazione viene definita una distribuzione di Weibull in ogni punto del territorio. E' quindi possibile procedere a calcolare i corrispondenti valori della producibilità specifica *H.*

D4 – Valutazione della producibilità

Facendo riferimento alle curve di potenza del già citato gruppo campione di macchine eoliche i valori teorici di *H* in funzione della generica velocità media sono quelli riportati sui diagrammi di Fig. D 3 per alcuni valori di *k*. Come si può notare, la dispersione dei punti è abbastanza contenuta, almeno per velocità medie annue del vento non eccessivamente alte, e comunque per quelle d'interesse in Italia.

Una considerazione ulteriore riguarda la densità dell'aria. Le usuali curve di potenza si riferiscono normalmente alla densità normale dell'aria, pari a 1.22 kg/m^3. In considerazione delle quote spesso elevate raggiunte sul territorio italiano e quindi della varietà dei valori di

densità dell'aria, si è fatto ricorso a tecniche standard[3] di correzione della curva di potenza stessa per adattarla al valore di densità media dell'aria più appropriato per il singolo sito.
Per stimare questo valore nel generico punto del territorio italiano si è fatto riferimento ad una formula standard [4] di variabilità della densità media dell'aria ρ (in kg/m^3) con la quota h (in m):

$$\rho\,(h) = 1.22\ \exp[-(h/10262)]$$

Sulla base dell'impostazione descritta sono stati calcolati i valori di producibilità specifica *H* in ogni punto del territorio alla quota di 50 m dal suolo per le diverse macchine del campione. Mediando punto per punto i valori ottenuti per le diverse macchine sono stati quindi ottenuti i valori riportati sulle mappe di producibilità specifica.

D5 – Incertezza dei valori di producibilità

Anche per le producibilità è opportuno stimare l'incertezza dei valori riportati. Supposte ovviamente esatte le curve di potenza, l'incertezza della producibilità dipende da quella della velocità media a 50 m s.l.t., già stimata nell'Appendice C, e da quella del parametro *k*.
L'analisi delle curve di Fig. D 3 indica che un'incertezza dell'ordine di 1.5 m/s sulla velocità media del vento a 50 m comporta un'incertezza dell'ordine di 700 MWh/MW sulla producibilità (un po' inferiore ai bassi valori di *k,* un po' maggiore a quelli molto alti).
Per quanto riguarda l'effetto dell'incertezza di *k* sono state invece effettuate analisi di sensibilità dei valori di producibilità attorno ai valori di *k* adottati, per ogni punto del territorio, assumendo uno scostamento del valore di *k* di entità suggerita dalla dispersione dei punti in Fig. D 2 (dell'ordine di ±25%).

Si è potuto così costruire una mappa delle variazioni di producibilità nei vari punti del territorio, conseguenti alla sola variazione del parametro *k*, ferma restando ogni altra condizione.
L'analisi di questa mappa ha indicato scostamenti di producibilità prevalentemente contenuti entro 200-300 MWh/MW su tutto il territorio italiano, salvo le aree con producibilità molto bassa, che presentano scostamenti minori. Queste ultime aree, che risultano comunque di scarso interesse per lo sfruttamento energetico, presentano d'altronde periodi apprezzabili di calme. Poiché non si è ritenuto di apportare la correzione nel calcolo della producibilità, la relativa incertezza sarebbe un po' maggiore. Tenuto conto di tutti i contributi si può assumere un valore medio di 250 MWh/MW.

Componendo quadraticamente le incertezze suddette si ottiene un'incertezza complessiva sulla producibilità specifica di circa 750 MWh/MW, che si assume come incertezza tipo delle corrispondenti mappe di producibilità dell'Atlante, sempre con livello di confidenza dell'ordine del 70%.

[3] Cfr. Norma IEC 61400-12.

[4] Atmosfera standard ICAO (International Civil Aviation Organization)

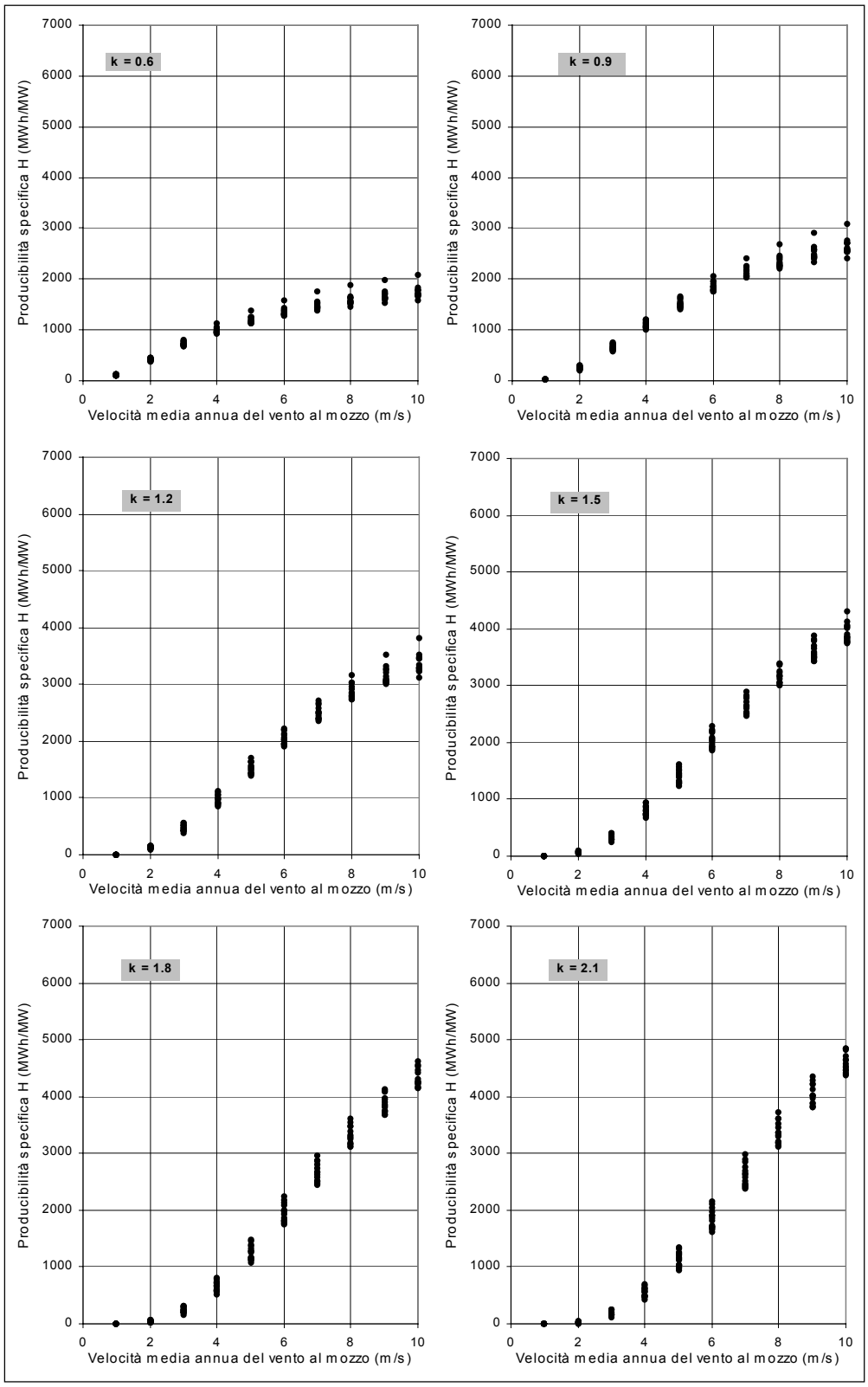


Fig. D 3 –Producibilità specifica di un gruppo di aerogeneratori commerciali (punti sovrapposti) in funzione della velocità media annua del vento a 50 m e del parametro di forma *k* della distribuzione di Weibull (valori riferiti alla densità normale dell'aria).