

**POLITECNICO DI MILANO**

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in  
Ingegneria Energetica



*Simulazione del campo di ventosità dell'Appennino  
Piacentino*

Relatore: Prof. Federico Viganò

Co-relatore: prof. Manfredo Guilizzoni

Co-relatore: Ing. Carlo De Servi

Tesi di Laurea di:

Francesco Cuccaro

Matr. 719814

Anno Accademico 2009 - 2010



*Non bisogna mai smettere di avere fiducia negli uomini, direttore.  
Il giorno che accadrà sarà un giorno sbagliato.*

Titta di Girolamo, Le Conseguenze dell' Amore



# Ringraziamenti

Vorrei ringraziare tutte le persone che in maniera diversa mi hanno aiutato durante questi mesi.

Grazie al mio relatore, Prof. Federico Viganò, che mi ha dato la possibilità di svolgere questo lavoro; per i suoi preziosi suggerimenti ed il suo supporto durante questi mesi.

Grazie al Prof. Manfredo Guilizzoni per avermi fornito consigli e suggerimenti per procedere con lo sviluppo del lavoro.

Grazie all' Ing. Carlo De Servi per avermi seguito costantemente nella fase di ricerca e sviluppo della tesi.

Grazie al LEAP per avermi aiutato fornendomi del materiale su cui si è basato il lavoro.

Grazie ai miei genitori, i miei fratelli e la mia sorellina che mi hanno sostenuto ed incoraggiato quotidianamente nel corso di questi anni.

Ringrazio i miei amici con cui ho condiviso momenti fantastici nonostante la distanza ed i pochi momenti che ci permettono di stare insieme.



## Sommario

L'energia eolica costituisce un'importante fonte energetica rinnovabile, progressivamente sempre più sfruttata nei paesi industrializzati per via delle politiche di riduzione delle emissioni di biossido di carbonio. La quantificazione della risorsa eolica in un territorio passa attraverso l'analisi della ventosità dello stesso. Per svolgere questa attività, si fa sempre più affidamento su sofisticati strumenti CFD (Computational Fluid Dynamics). Oggetto della presente tesi è la valutazione del potenziale eolico nell'area collinare della provincia piacentina. L'individuazione delle aree più promettenti per l'installazione di parchi eolici è stata realizzata con l'utilizzo del programma CFD WINDSIM, avvalendosi di alcune informazioni relative al territorio (le mappe digitali dell'elevazione e dell'uso del suolo) e dei dati raccolti da alcune stazioni meteorologiche. Dapprima, il territorio considerato è stato analizzato da un punto di vista socio-economico, poi è stata condotta un'analisi tecnica con l'ausilio del software WINDSIM.

**Parole chiave:** Energia eolica, campo di ventosità, CFD, dati anemometrici.

## Abstract

Wind energy is one of the most promising renewable energy sources. Its exploitation is progressively increasing, boosted by policies on the reduction of carbon dioxide emissions. To evaluate the wind energy potential of an area, an accurate analysis is required. Sophisticated CFD (Computational Fluid Dynamics) tools are becoming more and more used for this purpose. The main goal of this work is the evaluation of the wind energy potential in the area located on the hills around Piacenza. The localization of the most promising sites for the possible installation of a wind farm has been performed by means of the CFD program WINDSIM. Description of the territory (a digital elevation model and the map of land use) as well as available wind data, provided by some meteorological stations, have been used as input for the program. At first, the investigated territory has been analyzed from a social and economical standpoint; then a technical analysis using the program WINDSYM has been performed.

**Keywords:** Wind energy, wind field, CFD, anemometrical data





# Indice Generale

<b>Introduzione</b> .....	<b>1</b>
<b>1 Il territorio</b> .....	<b>5</b>
1.1 Il parco elettrico dell' Emilia Romagna .....	5
1.2 Acquisizione dei dati anemometrici .....	10
1.2.1 Stazione di Brallo .....	12
1.2.2 Stazione di Teruzzi.....	14
1.2.3 Stazione di Piacenza San Damiano .....	15
1.2.4 Stazione di Varsi .....	17
1.2.5 Stazione di Giacopiane .....	18
<b>2 Il risolutore WINDSIM</b> .....	<b>21</b>
2.1 Terrain .....	21
2.2 Windfield .....	23
2.3 Objects .....	25
2.4 Results .....	26
2.5 Wind resources .....	26
2.6 Energy.....	27
<b>3 Scelta dei parametri per le simulazioni</b> .....	<b>29</b>
3.1 I modelli di turbolenza.....	30
3.1.1 Il modello k- $\epsilon$ .....	33
3.1.2 Il modello RNG k- $\epsilon$ .....	34
3.1.3 Il modello k- $\epsilon$ con la correzione YAP .....	35
3.2 Confronto tra i modelli di turbolenza .....	35
3.2.1 Confronto qualitativo .....	35
3.2.2 Confronto quantitativo .....	38
3.3 Ortogonalizzazione della griglia.....	39
3.4 Convergenze Wizard .....	41
3.5 Variazione verticale delle celle .....	42

---

<b>4</b>	<b>Simulazioni su vasta scala.....</b>	<b>47</b>
4.1	Simulazione dell'intero dominio .....	51
4.2	Analisi delle località individuate .....	56
4.3	Limitazioni territoriali .....	61
<b>5</b>	<b>Analisi di sensibilità degli strumenti di WindSim .....</b>	<b>65</b>
5.1	Confronto con i dati sperimentali a 10 m s.l.t .....	65
5.2	Confronto con le stazioni anemometriche a 50 m s.l.t .....	68
5.3	Confronto con le stazioni anemometriche a 120 m s.l.t .....	70
5.4	Mappe di ventosità a 120 m s.l.t con griglia ortogonalizzata .....	75
<b>6</b>	<b>Simulazione di maggior dettaglio per le aree più ventiate della provincia di Piacenza.....</b>	<b>81</b>
6.1	Bettola 2.....	82
6.1.1	Trasferimento delle climatologie a 50 m s.l.t.....	85
6.1.2	Trasferimento delle climatologie a 120 m s.l.t.....	86
6.2	Bettola 3.....	89
6.2.1	Trasferimento delle climatologie a 50 m s.l.t.....	91
6.2.2	Trasferimento delle climatologie a 120 m s.l.t.....	93
6.3	Farini Nord .....	96
6.3.1	Trasferimento delle climatologie a 50 m s.l.t.....	98
6.4	Pecorara 1 .....	99
6.4.1	Trasferimento delle climatologie a 50 m s.l.t.....	102
<b>7</b>	<b>Valutazione economica .....</b>	<b>105</b>
7.1	Costo di investimento iniziale .....	106
7.2	Costi O&M .....	107
7.3	Influenza del tasso di sconto.....	108
7.4	Connessione alla rete elettrica .....	109
7.5	Costo dei certificati verdi nel 2009 .....	112
<b>8</b>	<b>Scelta delle turbine eoliche .....</b>	<b>115</b>
<b>9</b>	<b>Conclusioni e sviluppi futuri .....</b>	<b>123</b>

**Bibliografia .....127**



## Elenco delle Figure

1.1 Bilancio di energia elettrica in Emilia Romagna nel 2007. Fonte TERNA SPA.....	6
1.2 Impianti di produzione di energia elettrica in Emilia Romagna. Fonte Provincia di Piacenza. ....	7
1.3 Velocità del vento a 25 m s.l.t. Fonte Atlante Eolico CESI.....	8
1.4 Velocità del vento a 50 m s.l.t. Fonte Atlante Eolico CESI.....	9
1.5 Velocità del vento a 75 m s.l.t. Fonte Atlante Eolico CESI.....	10
1.6 Stazioni anemometriche nell'area soggetta allo studio di ventosità. Fonte Google Earth. ....	11
1.7 Distribuzione di Weibull per la stazione di Brallo.....	13
1.8 Direzione del vento nella stazione di Brallo.....	13
1.9 Stazione anemometrica di Teruzzi.....	14
1.10 Distribuzione di Weibull per la stazione di Teruzzi.....	15
1.11 Direzione del vento nella stazione di Teruzzi.....	15
1.12 Distribuzione di Weibull per la stazione di San Damiano.....	16
1.13 Direzione del vento nella stazione di San Damiano.....	16
1.14 Stazione anemometrica di Varsi.....	17
1.15 Distribuzione di Weibull per la stazione di Varsi.....	18
1.16 Rosa dei venti per la stazione di Varsi.....	18
1.17 Stazione anemometrica di Giacopiane.....	19
1.18 Distribuzione di Weibull per la stazione di Giacopiane.....	19
1.19 Direzione del vento nella stazione di Giacopiane.....	20
2.1 Esempio di un grafico rilasciato da WINDIM in cui non è stata raggiunta la convergenza numerica del problema. ....	24
2.2 Esempio di un grafico rilasciato da WINDIM in cui è stata raggiunta la convergenza numerica del problema. ....	25
3.1 Area scelta per le simulazioni parametriche.....	30
3.2 Monitoraggio della convergenza numerica nel settore 270° con un modello di turbolenza k-ε.....	36
3.3 Monitoraggio della convergenza numerica nel settore 270° con un modello di turbolenza k-ε con correzione YAP.....	36
3.4 Monitoraggio della convergenza numerica attraverso i residui nel settore 120° con un modello di turbolenza k-ε RNG.....	37
3.5 Monitoraggio della convergenza numerica attraverso i residui nel settore 120° con un modello di turbolenza k-ε standard.....	37
3.6 Modelli di turbolenza a confronto.....	38

3.7 Monitoraggio della convergenza numerica attraverso i residui utilizzando una griglia ortogonalizzata. ....	39
3.8 Monitoraggio della convergenza numerica attraverso i residui utilizzando una griglia non ortogonalizzata. ....	40
3.9 Monitoraggio della convergenza numerica attraverso i residui utilizzando l'opzione Convergence Wizard. ....	41
3.10 Monitoraggio della convergenza numerica attraverso i residui non utilizzando l'opzione Convergence Wizard. ....	42
3.11 Velocità del vento nei vari punti al variare del numero di celle in direzione verticale. ....	44
3.12 Profilo di velocità nei pressi della stazione anemometrica di Brallo. ....	45
4.1 Altezza alla quale viene calcolato il parametro $z_0$ . ....	49
4.2 Rugosità del terreno appartenente al dominio simulato. ....	49
4.3 Dominio di simulazione con le stazioni anemometriche considerate. ....	53
4.4 Mappa di ventosità del dominio simulato ad un'altezza di 50 m s.l.t. ....	55
4.5 Località selezionate e schema della rete elettrica di alta e media tensione nella provincia di Piacenza. ....	58
4.6 Mappa della ventosità a 50 m s.l.t della provincia di Piacenza secondo lo studio del centro ricerca CESI di Genova. ....	61
5.1 Immagine satellitare del canale naturale che convoglia l'aria sulla stazione di Teruzzi. Fonte Google Earth. ....	69
5.2 Mappa di ventosità riferite a 120 m s.l.t della provincia di Piacenza con le località la cui velocità è maggiore di 5,5 m/s, escludendo la stazione anemometrica di Brallo. ....	72
5.3 Mappa di ventosità riferite a 120 m s.l.t della provincia di Piacenza con le località la cui velocità è maggiore di 5,5 m/s, escludendo la stazione di Teruzzi. ....	72
5.4 Profilo di velocità non inserendo le stazioni anemometriche considerate. ....	73
5.5 Profilo di velocità inserendo le stazioni anemometriche considerate. ....	74
5.6 Mappa di ventosità della provincia di Piacenza riferita a 120 m s.l.t rappresentante le località la cui velocità è maggiore di 5,5 m/s. ....	77
5.7 Mappa di ventosità della provincia di Piacenza riferite a 120 m s.l.t rappresentante le località la cui velocità è maggiore di 5,5 m/s, escludendo la stazione anemometrica di Giacopiane. ....	78
5.8 Mappa di ventosità della provincia di Piacenza riferite a 120 m s.l.t con le località la cui velocità è maggiore di 5,5 m/s, escludendo la stazione anemometrica di San Damiano. ....	78
5.9 Mappa di ventosità della provincia di Piacenza riferite a 120 m s.l.t con le località la cui velocità è maggiore di 5,5 m/s, escludendo la stazione anemometrica di Varsi. ....	79
6.1 Dominio della zona simulata attorno al sito Bettola 2. ....	82
6.2 Mappa dei coefficienti di rugosità nel dominio di Bettola 2. ....	83
6.3 Immagine della cima del monte Osero in località Battola 2. ....	84

6.4	Mappa di ventosità per la stazione di “Bettola 2” a 50 m s.l.t utilizzando la climatologia di San Damiano a 50 m s.l.t .....	86
6.5	Mappa di ventosità per la stazione di “Bettola 2” a 50 m s.l.t utilizzando la climatologia di San Damiano a 120 m s.l.t .....	87
6.6	Direzione del vento in prossimità del punto in cui è stata trasferita la stazione di San Damiano nel dominio di “Bettola 2” .....	88
6.7	Dominio della zona simulata attorno al sito “Bettola 3” .....	89
6.8	Mappa dei coefficienti di rugosità nel dominio di “Bettola 3” .....	90
6.9	Mappa di ventosità nell’area Bettola 3 a 50 m s.l.t utilizzando le climatologie di Varsi, Teruzzi e San Damiano posizionate a 50 m s.l.t. ....	92
6.10	Mappa di ventosità nell’area di Bettola 3 a 50 m s.l.t con climatologie a 120 m delle stazioni di San Damiano e Teruzzi .....	93
6.11	Mappa della ventosità a 210° nell’area di “Bettola 3” .....	94
6.12	Mappa della ventosità a 270° nell’area di “Bettola 3” .....	95
6.13	Dominio della zona simulata attorno al sito Farini Nord .....	96
7.14	Mappa dei coefficienti di rugosità nel dominio di Bettola 2 .....	97
6.15	Mappa di ventosità nell’area di Farini Nord a 50 m s.l.t considerando le stazione di Varsi, Teruzzi e San Damiano .....	99
6.16	Dominio della zona simulata attorno al sito Pecorara 1 .....	100
6.17	Mappa dei coefficienti di rugosità nel dominio di Pecorara 1 .....	101
6.18	Vista sella zona a nord est del dominio simulato per la zona Pecorara 1 ..	102
7.19	Mappa della ventosità della zona di Pecorara 1 a 50 m s.l.t ottenuta utilizzando le climatologie di S.Damiano e Brallo .....	103
7.1	Ripartizione del costo medio di O&M per un impianto eolico. Fonte EWEA .....	108
7.2	Influenza del tasso di sconto sul costo di investimento di un parco eolico. Fonte EWEA .....	109
7.3	Tipico schema di collegamento di un parco eolico alla rete elettrica. Fonte EWEA .....	110
8.1	Generatore eolico “gerales” .....	116
8.2	Generatore eolico tradizionale .....	116
8.3	Motore “Gearless” a magneti permanenti collegato alla rete elettrica .....	117
8.4	Motore sincrono tradizionale collegato alla rete elettrica .....	117
8.5	Confronto tra due turbine con potenza nominale di 750kW .....	119
8.6	Confronto tra le turbine con potenza compresa tra 800kW-900kW. ....	120
8.7	Confronto tra le turbine con potenza di 1500kW. ....	121





## Elenco delle Tabelle

Tabella 1 Produzione di energia elettrica in Emilia Romagna nel 2007. Dati TERNA SPA .....	6
Tabella 2 Stazioni anemometriche inserite nell'area di simulazione .....	12
Tabella 3 Dimensione della griglia al variare del numero di celle in verticale ....	43
Tabella 4 Valori di scabrezza $z_0$ per le tipologie di suolo secondo il progetto Corine Land Cover 2000 .....	50
Tabella 5 Caratteristiche della griglia .....	52
Tabella 6 Località poste in vicinanza alla rete elettrica di Alta Tensione .....	57
Tabella 7 località del emerse dalla simulazione con griglia non ortogonalizzata	59
Tabella 8 Scostamento dai valori reali per la griglia non ortogonalizzata a 10 m .....	67
Tabella 9 Variazione annuale della velocità media per alcune località presenti nel dominio .....	67
Tabella 10 Scostamento tra i valori simulati e quelli reali con griglia non ortogonalizzata a 50 m s.l.t.....	69
Tabella 11 Andamento delle velocità medie a 10 m s.l.t e 120 m s.l.t.....	70
Tabella 12 Confronto tra i dati a 120 m s.l.t. ottenuti eliminando a i una delle stazioni anemometriche .....	71
Tabella 13 Variazione percentuale del gradiente dei profili di velocità per le stazioni anemometriche considerate .....	75
Tabella 14 Valori di ventosità maggiori di 5,5 m/s riferiti a 120 m s.l.t utilizzando tutte le stazioni anemometriche .....	77
Tabella 15 Caratteristiche della griglia .....	84
Tabella 16 Caratteristiche della griglia .....	91
Tabella 17 Caratteristiche della griglia .....	98
Tabella 18 Caratteristiche della griglia .....	100
Tabella 19 Velocità massime a 50 m s.l.t. in prossimità della zona di Pecorara 1 per le vari mappe considerate .....	103
Tabella 20 Ripartizione dei costi di investimento di installazione di una turbina eolica. Fonte EWEA. ....	106
Tabella 21 Confronto dei costi di investimento e dell'energia tra l'eolico e gli impianti tradizionali. Fonte EWEA.....	107
Tabella 22 Turbine eoliche presenti sul mercato .....	118



## Introduzione

La sempre crescente domanda di energia elettrica pone i vari settori di produzione di energia davanti al continuo problema di soddisfare tale esigenza. Oltre al miglioramento e potenziamento del parco di produzione elettrico già esistente si è cercato di introdurre gradualmente nuovi elementi e protagonisti capaci di semplificare il compito.

Si è passati così allo sviluppo degli impianti basati su fonti rinnovabili e nucleari per mitigare i problemi di natura energetica ed ambientale derivanti dalle tradizionali fonti fossili.

L'impegno preso dall'Italia nel 1997, firmando il protocollo di Kyoto, la obbliga a ridurre per il periodo 2008-2012 le proprie emissioni inquinanti del 6,5% rispetto al 1990. Per rientrare nei limiti imposti da tale protocollo l'Italia dovrà obbligatoriamente investire con sempre maggior determinazione nelle energie alternative, poiché il parco elettrico italiano si basa per l'80,6% sulla generazione termoelettrica tradizionale.<sup>1</sup>

L'Italia nel corso degli anni ha approvato una serie di leggi atte a favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili sul territorio nazionale. Tra queste vanno citate la Legge del 9 gennaio 1991, che regola la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed identifica gli impianti stessi come opere di "pubblica utilità", e il provvedimento numero 6 del 29 aprile 1992 del Comitato Interministeriale Prezzi, ovvero il CIP 6, il quale prevedeva che l'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili venisse acquistata dal GTRN. Questo provvedimento ha permesso lo sviluppo del settore eolico in Italia autorizzandone la costruzione di impianti per circa 700 MW. In tale contesto, il Governo Italiano ha presentato a palazzo Chigi, nel settembre 2007, uno studio in cui viene definito il potenziale tecnico-teorico di sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili da qui al 2020, identificando un potenziale totale di 12000 MW, 10000 MW sulla terra ferma e 2000 MW sul mare. Naturalmente sono dati molto generici che vanno inseriti e correlati con i problemi di natura burocratica e culturale che tale fonte energetica che ne limita lo sviluppo. Per questo l'iter di autorizzazioni rappresenta il principale ostacolo per qualsiasi grande compagnia che investe nel settore.

La corretta scelta del luogo adatto all'installazione di un parco eolico si basa sull'analisi del territorio stesso sia dal punto di vista orografico che da quello burocratico, prevedendo diverse fasi:

- Localizzazione e confronto dal punto di vista tecnico-economico di vari siti potenziali, sulla base dei dati anemometrici di tali zone dislocate nel territorio analizzato.

---

<sup>1</sup> Dati Tema "Bilanci energia elettrica Nazionali", [2008]

- Considerare la presenza di eventuali ostacoli burocratici e legislativi.
- Valutare l'accessibilità del sito.
- Problemi di allacciamento del campo eolico con la rete elettrica della zona (distanza dalla rete principale, allacciamento alla rete ecc..)

La zona indagata in questo lavoro è la provincia di Piacenza, su cui sino ad ora non sono state fatte alcune valutazioni preliminari di natura eolica. Attraverso tale lavoro ci prefiggiamo lo scopo di individuare le aree maggiormente ventilate conformemente ai vincoli di natura ambientale e legislativa che regolamentano la provincia.

L'obbiettivo dell'elaborato riguarda più gli aspetti tecnici del settore, rinviando ad ulteriori sviluppi ed analisi la parte burocratica ed economica che sempre accompagnano parallelamente un progetto di simili. Il lavoro è così suddiviso:

*Capitolo 1:* in questo capitolo verrà analizzato il territorio in cui si è deciso di indagare, soffermandosi sui dati relativi alla gestione delle risorse energetiche, con particolare attenzione all'eolico. Sarà mostrata una breve analisi dei dati anemometrici utilizzati come input nel programma di simulazione.

*Capitolo 2:* verrà proposta una breve descrizione del software utilizzato, elencando gli strumenti e le opzioni da gestire per ottenere una corretta analisi di simulazione.

*Capitolo 3:* in questo capitolo è descritta la fase di settaggio dei vari parametri, fisici e computazionali, spiegando i motivi che hanno portato alla scelta tra le varie opzioni.

*Capitolo 4:* questo capitolo mostra i risultati ottenuti dalla prima simulazione sull'intero dominio. Verrà proposta un'analisi critica della mappa ottenuta per selezionare solamente le aree più ventilate della provincia Piacentina per sottoporle a successive analisi.

*Capitolo 5:* i dati ottenuti dalle simulazioni precedenti verranno confrontati con i dati sperimentali in nostro possesso per individuare gli errori commessi dal programma utilizzando alcuni strumenti in suo possesso.

*Capitolo 6:* in questo capitolo è proposta l'analisi di dettaglio delle aree individuate nelle sezioni precedenti evidenziandone la ventosità e l'ipotetica installazione delle turbine eoliche per la costruzione del parco eolico.

*Capitolo 7:* la realizzazione di un parco eolico richiede un'analisi economica che verrà brevemente descritta evidenziando le principali fonti di costo e profitto.

*Capitolo 8:* il mercato delle turbine eoliche è in continua espansione e ricco di varianti tecnologiche descritte e confrontate in tale capitolo.

*Capitolo 9:* questo capitolo mostra le conclusioni del lavoro svolto, proponendo delle ricerche successive da condurre finalizzandole alla costruzione di un parco eolico nelle aree individuate.



# Capitolo 1

## Il territorio

Il decreto che regola la politica energetica regionale dell'Emilia Romagna è la "legge regionale 26 del 2004". Tale decreto parte dall'iniziativa del governo italiano che ha cercato di semplificare la procedura dei permessi di produzione dell'energia eolica emanando il decreto 387/03 che affida l'autorizzazione unica alla Regione interessata che, dopo aver raccolto i pareri degli enti interessati all'opera, nega o meno la costruzione dell'impianto. I punti principali della politica regionale emiliana sono i seguenti:

- ridurre del 6,5% le emissioni climalteranti registrate nel 1990, soprattutto ridurre di sette milioni di tonnellate la propria produzione di CO<sub>2</sub> rispetto ai dati del 2003;
- sostituire il vecchio parco di generazione elettrica ad olio combustibile con moderni cicli combinati migliorandone i rendimenti;
- Investire sei milioni di euro nelle fonti rinnovabili<sup>2</sup>.

Da tali punti si evince come la Regione sia fortemente indirizzata verso uno sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili per rinnovare il vecchio parco elettrico su cui si è basata fino ad ora la produzione di energia elettrica.

### 1.1 Il parco elettrico dell' Emilia Romagna

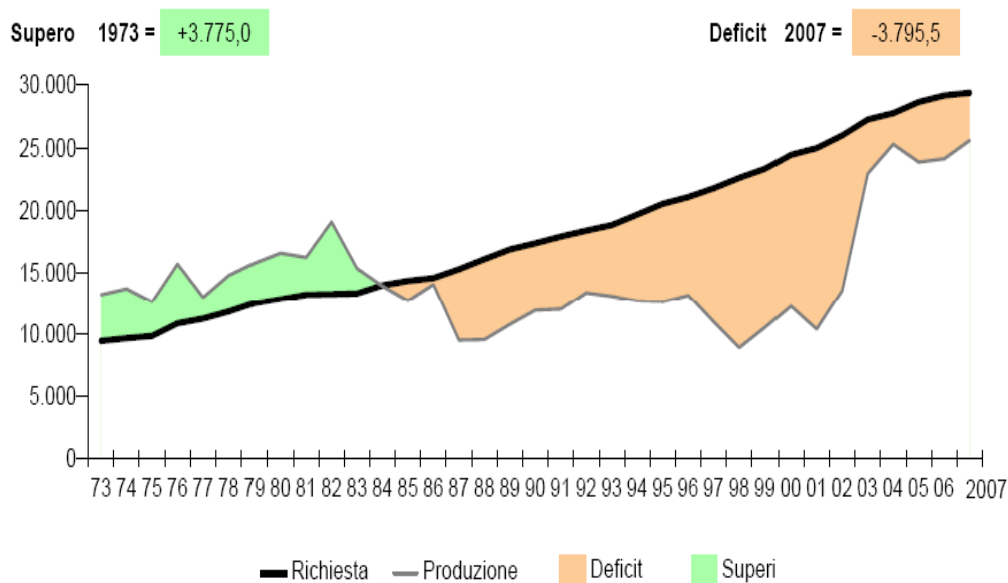
Dai dati stilati da TERNA SPA si evince come l' Emilia Romagna abbia un bilancio negativo in termini di produzione-consumo di energia elettrica (Fig 1.1). Essendo una regione altamente industrializzata richiedere un ingente quantitativo di risorse energetiche per soddisfare l'intero fabbisogno regionale.

Nella regione sono presenti tutt'ora due centrali eoliche che ricoprono dunque una percentuale bassissima dell'energia totale prodotta. Infatti, come mostra la tabella 1, la produzione di energia si basa sulle fonti fossili che con il 95,42% ricoprono la quasi totale fetta di energia prodotta nella regione. Alle rinnovabili, escludendo l'idroelettrico(4,55%), spetta un' insignificante parte pari allo 0,03%. Per quanto riguarda l'eolico, la causa principale è da attribuire soprattutto alla conformazione geografica del territorio che è in parte pianeggiante e quindi priva di zone ventilate potenzialmente interessanti per l'installazione di impianti di

---

<sup>2</sup> I finanziamenti per l'eolico riguardano progetti di piccola scala, data la conformazione non favorevole del territorio.

grande taglia. Gli unici contributi da tale fonte sono quelli dovuti al parco eolico di San Benedetto di val di Sambro e al parco eolico di Casoni di Romagna, in provincia di Bologna. Il primo, inaugurato nel 1999, è costituito da 10 torri con potenza di 3,5 MW mentre il secondo è costituito da 16 aerogeneratori di potenza nominale pari di 800kW .



**Figura 1.1 Bilancio di energia elettrica in Emilia Romagna nel 2007. Fonte TERNA SPA**

**Tabella 1 Produzione di energia elettrica in Emilia Romagna nel 2007. Dati TERNA SPA**

<b>Produzione di energia elettrica dell'Emilia-Romagna nel 2007 [GWh]</b>		
<b>Idroelettrica</b>	1132,7	4,55%
<b>Termoelettrico</b>	23756,9	95,42%
<b>Fotovoltaico</b>	3,8	0,02%
<b>Eolico</b>	3,6	0,01%
<b>Totale</b>	24897,0	100,00%

La figura 1.2 mostra la collocazione di tutti gli impianti di produzione di energia elettrica nella regione. Dall'immagine è possibile notare come i due impianti eolici (indicati con la stella gialla) sono molto vicini l'uno all'altro, sintomo di un'evidente ventosità della zona, una delle più montuose della regione. L'altra zona collinare della regione, interessante per eventuali studi sull'installazione dei parchi eolici, è la parte meridionale della provincia piacentina in quanto



caratterizzata dalla presenza dell'Appennino Emiliano e, quindi, più soggetta alla presenza di correnti d'aria.

La prima fase di studio consiste nel cercare dei dati riguardanti la ventosità di tali zone. Nel caso in cui si conosca già l'area da indagare, la procedura standard prevede il posizionamento degli anemometri con campionamento almeno orario, in un arco di tempo che si estende da uno a tre anni. Se, come nel nostro caso, si è alla ricerca di tali zone, i dati anemometrici da cui si traggono informazioni sono quelli riferiti alle stazioni poste in alcune località limitrofe.



**Figura 1.2 Impianti di produzione di energia elettrica in Emilia Romagna. Fonte Provincia di Piacenza.**

Un lavoro preliminare è stato fatto dal centro ricerca del CESI di Milano che nel 2000-2001 ha svolto degli studi anemometrici su tutto il territorio nazionale al fine di individuare quali fossero le aree più adatte e redditizie per il settore eolico. Questo lavoro ha portato alla pubblicazione di un atlante eolico interattivo che ad ogni località associa un valore medio di velocità del vento. Le simulazioni dei campi di vento tridimensionali 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. Il codice numerico è in grado di costruire dei campi di vento tridimensionali per mezzo di due passi:

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” mediante l’imposizione del vincolo di conservazione della massa: indicando con  $\rho$  la densità dell’aria e con  $V$  il campo di velocità del vento, in termini matematici tale condizione si esprime con

$$\text{div}(\rho V)=0$$

Il territorio dell’Italia è stato suddiviso in un numero complessivo di 24 “aree geografiche”, ognuna di dimensioni pari a circa  $200 \times 200 \text{ km}^2$ , discretizzando tali aree con una risoluzione di circa 1 km ed altezza che arriva a 5000 m s.l.m.

La prima immagine riportata (Fig. 1.3) riguarda la situazione a 25 m s.l.t. nella zona del piacentino. Dall’immagine si evince come le velocità medie massime raggiunte in tale zona siano 3-4 m/s, valori non molto elevati visto che queste velocità corrispondono a quelle di avvio per la maggior parte delle macchine in circolazione. Aerogeneratori posti a tale altezza sono consigliabili solo per applicazioni di media-bassa potenza e per la generazione distribuita.

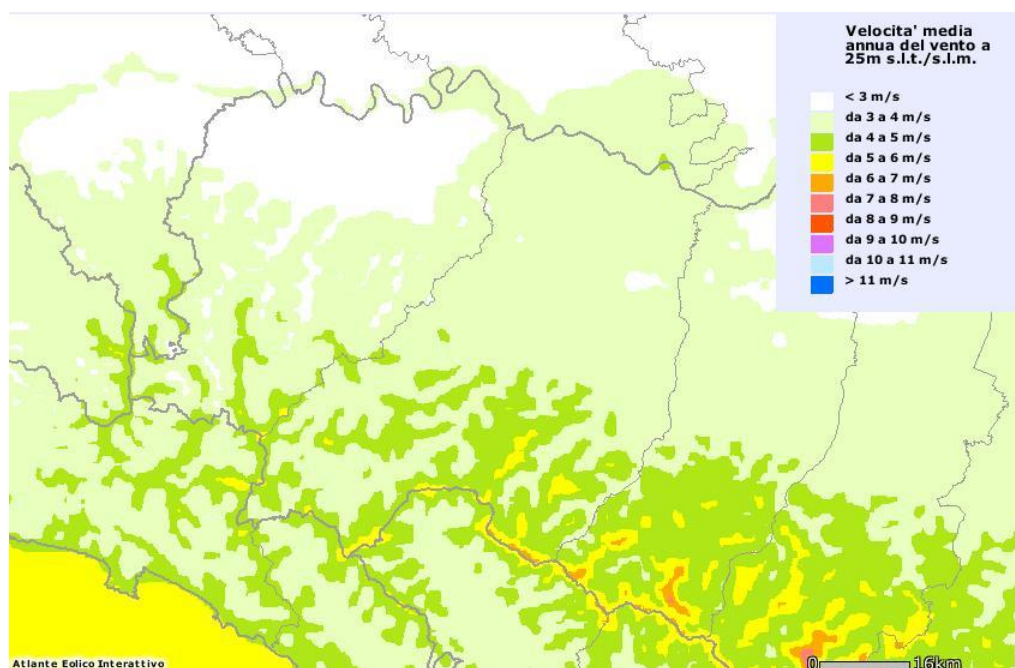
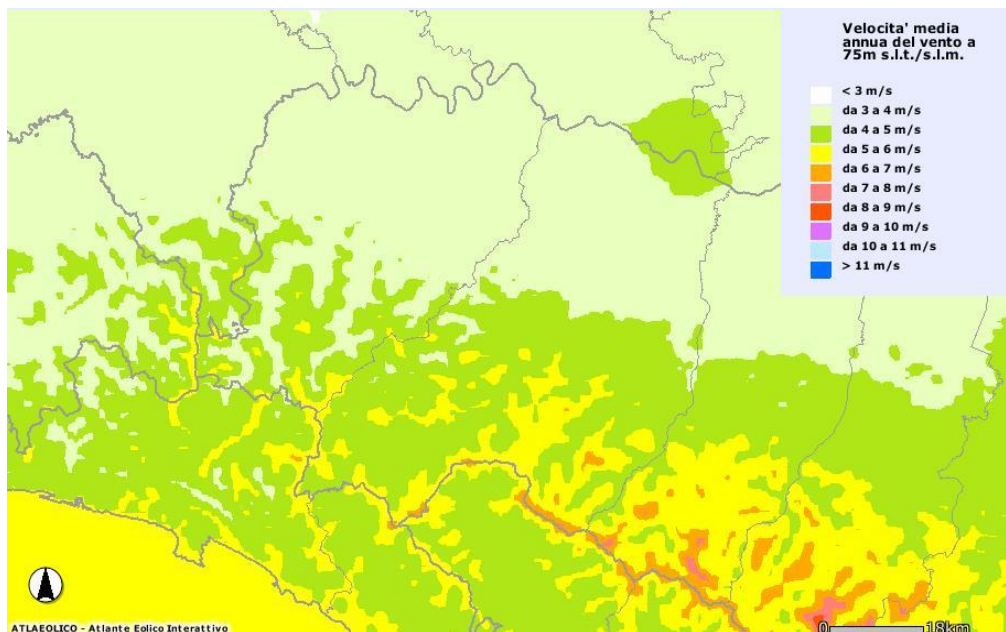


Figura 1.3 Velocità del vento a 25 m s.l.t. Fonte Atlante Eolico CESI

La situazione non migliora di molto salendo di quota a 50 m s.l.t. Sono sempre poche, infatti, le zone in cui si raggiungono velocità medie del vento almeno dell’ordine di circa 6-7 m/s (Fig. 1.4). Tuttavia, spostandoci verso l’entroterra, si

può vedere come queste velocità vengano raggiunte. Ciò giustifica la presenza degli unici due parchi eolici della regione in questa zona interna del territorio emiliano.



**Figura 1.4 Velocità del vento a 50 m s.l.t. Fonte Atlante Eolico CESI**

Aumentando la quota, 75 m s.l.t, la mappa presenta le velocità medie maggiori su tutta l'area (Fig. 1.5). Per spingersi a queste altezze bisognerebbe comunque incontrare venti che arrivano a velocità medie comprese tra 7÷9 m/s poiché iniziano a diventare ingenti i costi di installazione delle torri.

Questo studio preliminare effettuato dal CESI ha un carattere generico in quanto riferito ad un vasto territorio. I dati riportati sono frutto di un modello su larga scala che utilizza una griglia a maglie larghe poiché composta da celle di dimensioni di 1x1 km. Il grado di incertezza riscontrato nella realtà è del 70% a 25 m s.l.t. A quote maggiori lo scostamento riscontrato in alcuni studi aumenta fino ad arrivare a valori di 1,6-1,8 m/s a 70 m s.l.t [3].

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. Per ridurre tale intervallo si può procedere affinando la griglia di simulazione e restringendo l'attenzione su un'area meno vasta. Questo è il punto di partenza del lavoro presentato nei capitoli successivi che convergerà verso un'analisi accurata della ventosità della provincia piacentina per determinare l'opportunità o meno di realizzare campi eolici di grande estensione nella provincia.

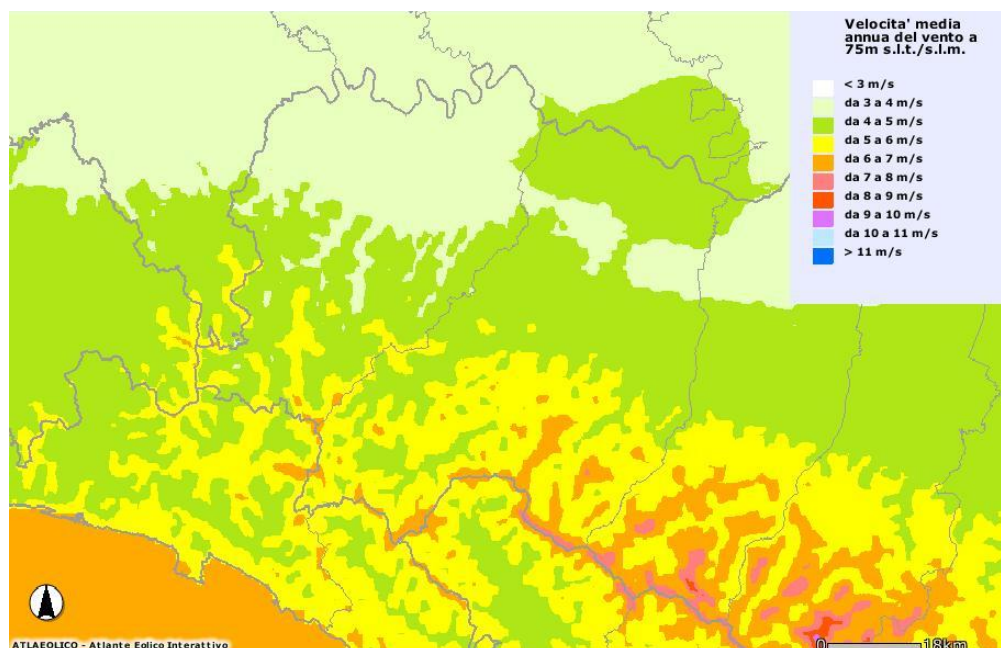


Figura 1.5 Velocità del vento a 75 m s.l.t. Fonte Atlante Eolico CESI

## 1.2 Acquisizione dei dati anemometrici

La fase di acquisizione dei dati anemometrici è il punto di partenza dell'analisi della ventosità della regione. Sono state pertanto ricercate 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.

Le misurazioni devono eliminare i principali effetti di variabilità soprattutto legati alla stagionalità dei fenomeni meteorologici. Per questo il campionamento deve essere esteso almeno ad un arco di un anno. Inoltre si dovrebbe registrare la ventosità ogni mezz'ora oppure ogni dieci minuti, periodi ritenuti sufficienti dagli esperti affinché non vi siano variazioni sostanziali nella direzione e nella velocità del vento [1]. Una misurazione più accurata è ottenuta campionando la velocità del vento per due o tre anni.

Le stazioni anemometriche devono essere poste ad un'altezza pari o maggiore di 10 m s.l.t. per non risentire in maniera consistente della rugosità del terreno in cui sono locate. Quest'altezza non risulta però ottimale per le analisi di interesse poiché l'eventuale installazione di una torre per la produzione di energia elettrica richiede altezze di gran lunga superiori (intorno ai 50 m s.l.t.).

I dati relativi alla velocità del vento che soddisfano i requisiti sopra citati sono stati messi a disposizione da alcuni enti pubblici e privati delle regioni Lombardia, Emilia Romagna e Liguria. La figura 1.6 mostra un'immagine

satellitare del dominio di simulazione con le torri anemometriche che utilizzate in questo lavoro.



**Figura 1.6** Stazioni anemometriche nell'area soggetta allo studio di ventosità. Fonte Google Earth.

Altre stazioni anemometriche, di cui si è in possesso dei dati, sono state scartate per i seguenti motivi:

- problemi di distanza se poste al di fuori del dominio simulato, come è accaduto per molte stazioni del parmense;
- problemi di altezza della torre anemometrica (stazioni di Zerba e Piacenza poste a sei m s.l.t.). Questo parametro è fondamentale per un'analisi di questo tipo: avere una torre posta a ridosso del suolo fa sì che la velocità campionata sia fortemente soggetta all'azione delle forze di attrito tra suolo e aria poiché la presenza di elementi appartenenti alla flora può disturbare fortemente il campionamento;

- problemi di in significatività dei dati campionati non con regolarità o in un arco di tempo inferiore all'anno.

La tabella 2 riassume le località in cui sono locati gli anemometri, la loro posizione in termini di coordinate geografiche, l'ente da cui sono stati reperiti i dati e per finire il periodo di campionamento.

**Tabella 2 Stazioni anemometriche inserite nell'area di simulazione**

Stazioni di misura	Altitudine	Longitudine	Latitudine	Origine dati	Periodo	
	m s.l.m.	°	°		da	a
Varsi	461	9,821047	44,64941	Arpa Emilia Romagna	01/04/06	31/03/09
Teruzzi	1087	9,685236	44,69503	Arpa Emilia Romagna	01/04/06	31/03/09
Giacopiane	1016	9,38773	44,46112	Meteo Liguria	28/04/04	17/06/09
Brallo	1008	9,30861	44,72778	Centro meteo lombardo	01/01/08	31/12/08
San Damiano	138	9,73	44,91	Aeronautica Militare	01/01/05	31/12/08

Un modo utile e frequentemente utilizzato per visualizzare ed utilizzare i dati di ventosità è tramite una distribuzione di probabilità. Per ogni stazione anemometrica si è utilizzato il modello di Weibull. Questo è il modello più utilizzato in quanto quello che meglio approssima le frequenze in funzione delle velocità del vento.

$$F = \left(\frac{k}{A}\right) * \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (\text{Eq. 1.1})$$

- F è la frequenza del vento
- v è la velocità espressa in m/s
- k è il fattore di forma
- A è il fattore di scala

Nel seguito verranno descritte le singole stazioni anemometriche i cui dati sono stati utilizzati.

### 1.2.1 Stazione di Brallo

Brallo è una località posta al confine tra la Lombardia e l' Emilia Romagna, sulla catena montuosa appenninica, ad una quota di 1008 m s.l.m. I dati anemometrici sperimentali coprono tutto il 2008 con campionamenti effettuati

ogni 5 minuti. Nonostante la sua posizione in altura, le velocità misurate da questa stazione sono molto basse. La media misurata è di 1,39 m/s.

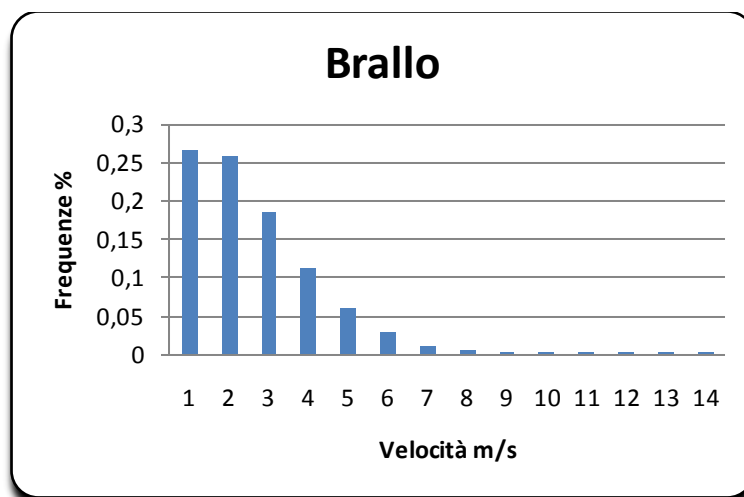


Figura 1.7 Distribuzione di Weibull per la stazione di Brallo

I parametri statistici sono  $k=0,98$  e  $A=1,33$ . Il grafico conferma la poca ventosità del posto dovuta molto probabilmente anche alla presenza di monti circostanti, soprattutto nella zona sud-ovest, che fanno da scudo al luogo di interesse. Guardando la rosa dei venti della stazione ci accorgiamo, infatti, che sono quasi totalmente assenti venti che soffiano dalla direzione sud-ovest. Sono invece di discreta intensità quelli provenienti dalla direzione nord-est. Poco frequenti, ma intense, alcune raffiche provenienti da sud.

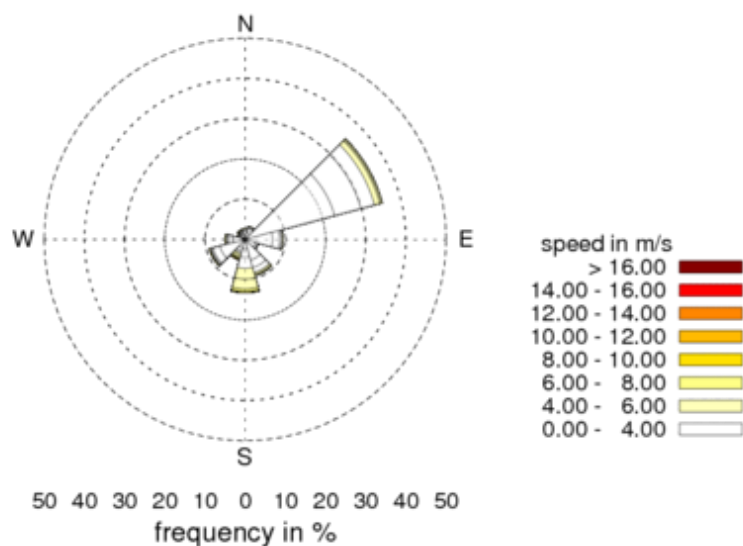


Figura 1.8 Direzione del vento nella stazione di Brallo

### 1.2.2 Stazione di Teruzzi

La stazione anemometrica di Teruzzi (Fig. 1.9) è gestita, come pure quella di Varsi, dall'Arpa Emilia Romagna. È una stazione posta in montagna a 1087 m s.l.m., per cui ci si aspettano velocità elevate. È posta a circa 11 km in linea d'aria dalla stazione di Varsi per cui è interessante verificare se vi siano variazioni considerevoli sulla direzionalità del vento in quest'area.



**Figura 1.9 Stazione anemometrica di Teruzzi**

Il sistema di campionamento del vento è uguale a quello della stazione di Varsi. La velocità media raggiunta durante questo periodo è di 2,53 m/s con fattore di forma e di scala pari rispettivamente a 1,2 e 2,26.

Dalla figura 1.10 si può evincere come le velocità non siano molto elevate (le frequenze maggiori sono comprese tra 1-4 m/s) e che l'andamento è totalmente simile alla stazione di Varsi. Se invece si guarda la direzione del vento si nota subito come i venti in direzione sud-ovest sono molto intensi e raggiungono valori anche maggiori di 8 m/s, velocità già significative per applicazioni di media taglia per il settore dell'eolico. Questo effetto è dovuto alla presenza di due rilievi montuosi posti ai lati della stazione che sembrano incanalare l'aria in questa direzione.



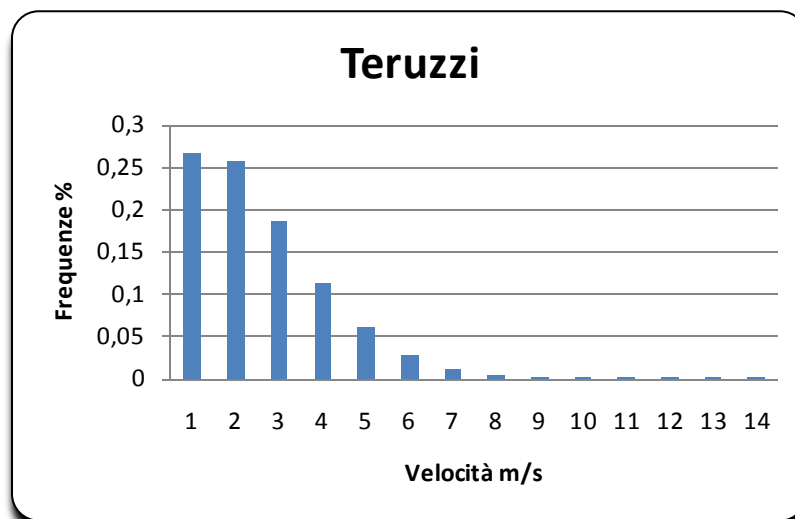


Figura 1.10 Distribuzione di Weibull per la stazione di Teruzzi

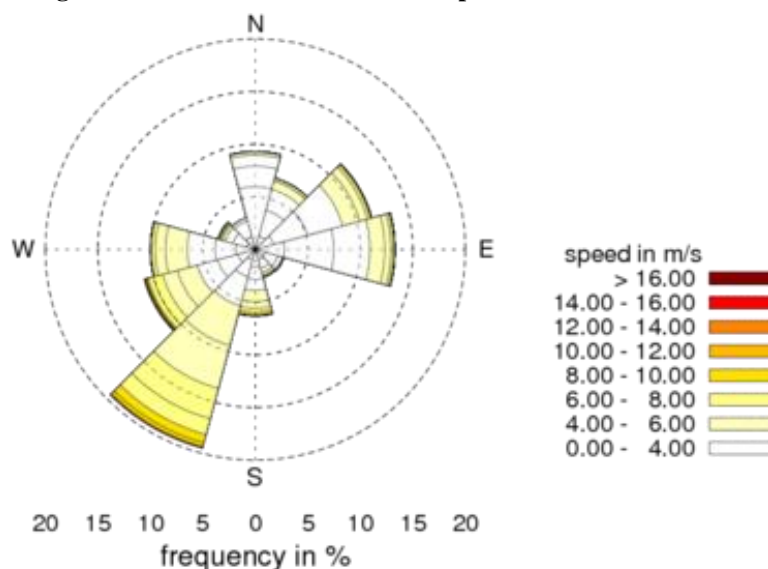


Figura 1.11 Direzione del vento nella stazione di Teruzzi

### 1.2.3 Stazione di Piacenza San Damiano

Questa stazione anemometrica è posta in prossimità dell'aeroporto militare di San Damiano, nei pressi di Piacenza ad un' altezza di 138 m s.l.m. La media su tre anni di campionamento orario, escludendo i dati notturni non forniti dall'Aeronautica militare, è di 2,41 m/s. Questa stazione è molto importante per la nostra analisi: infatti nella zona settentrionale della regione non si è in possesso di alcun dato sperimentale. La stazione di Piacenza, più a nord, è inutilizzabile in quanto i suoi dati sono riferiti ad un campionamento effettuato

con una torretta di 6 m, nonché posta in città, zona in cui i flussi d'aria risultano molto distorti e deviati dalla presenza delle abitazioni.

I parametri della distribuzione di Weibull sono  $k=1,54$  e  $A=2,71$ . La rosa dei venti per questa stazione dimostra come sia soggetta a venti provenienti da tutte le direzioni con intensità più o meno elevate. I venti provenienti da est soffiano con intensità maggiore, con velocità di 6-8 m/s.

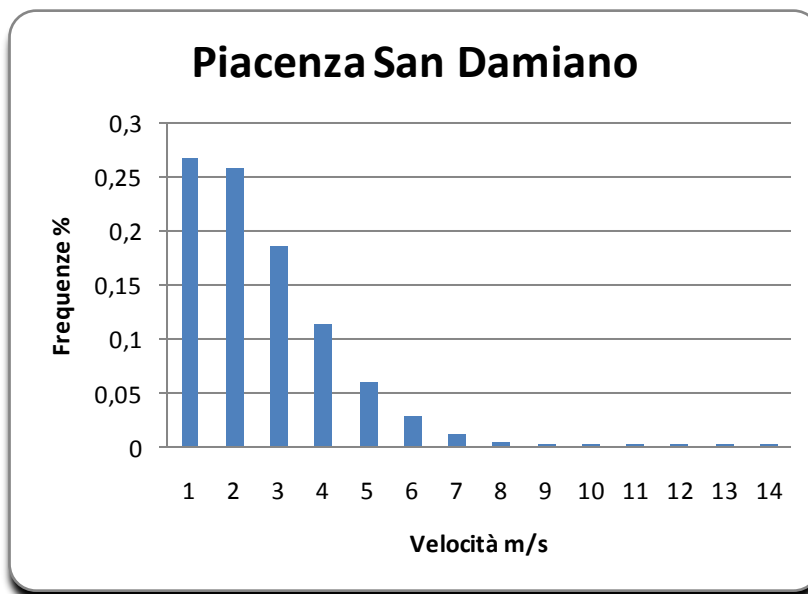


Figura 1.12 Distribuzione di Weibull per la stazione di San Damiano

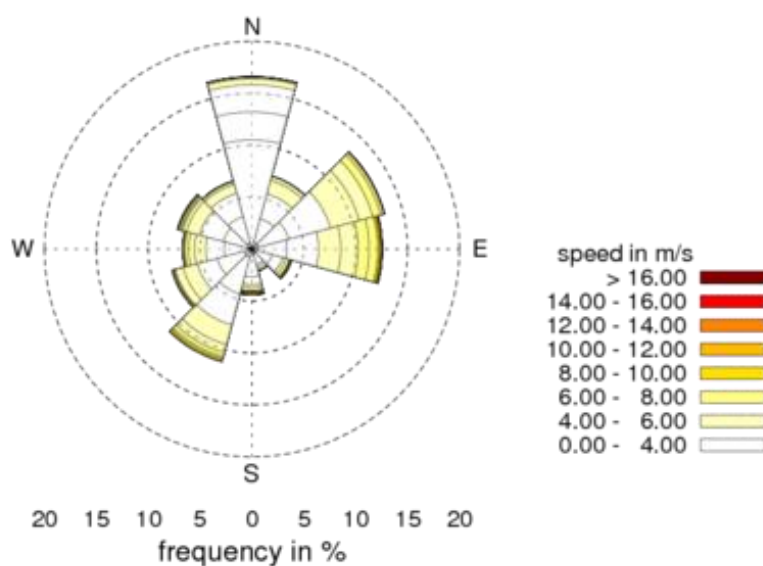


Figura 1.13 Direzione del vento nella stazione di San Damiano

Essendo questa zona posta in vicinanza di un'area pianeggiante quale l'aeroporto, priva quindi di ostacoli naturali, si presta bene alle simulazioni che andremo ad effettuare.

#### 1.2.4 Stazione di Varsi

La stazione anemometrica di Varsi (fig. 1.14) è gestita dal Centro ARPA dell'Emilia Romagna. I dati di tale stazione sono stati recuperati tramite un servizio online messo a disposizione dallo stesso ente.

La zona in cui è posizionata la torre non è molto ventilata. Il campionamento per la stazione è effettuato gli ultimi dieci minuti di ogni ora, per cui il valore riportato è la media della velocità rilevata in quei minuti.



**Figura 1.14** Stazione anemometrica di Varsi

La distribuzione di Weibull (Fig 1.15) ha i parametri caratteristici di  $k=0,93$  e  $A=3,23$ . La direzione del vento prevalente per tale stazione è quella nell'area sud-ovest con raffiche che possono superare anche i 15 m/s ; ma queste sono di

brevissima durata e del tutto influenti sulla velocità media del vento in zona che, nel periodo di tre anni, è di 2,13 m/s.

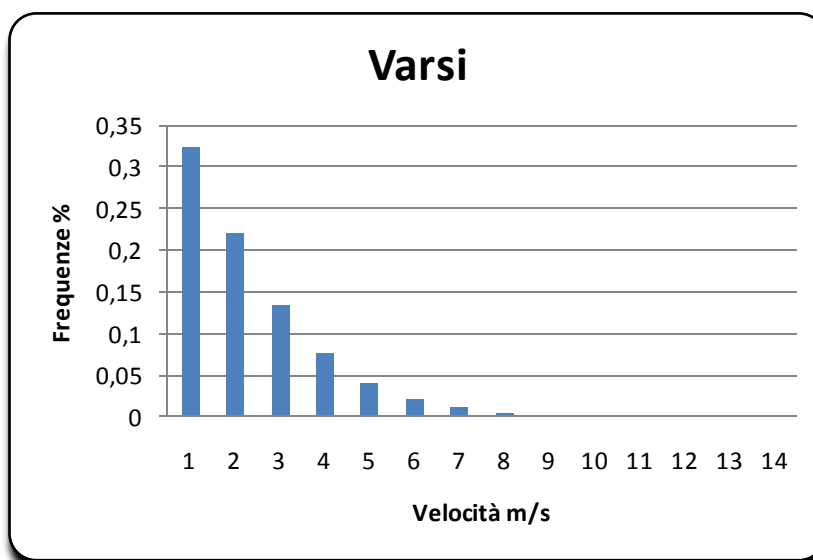


Figura 1.15 Distribuzione di Weibull per la stazione di Varsi

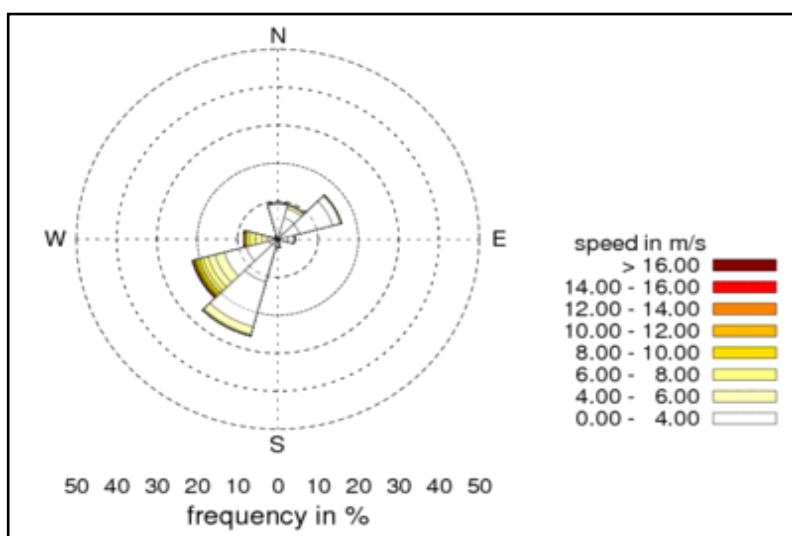


Figura 1.16 Rosa dei venti per la stazione di Varsi

### 1.2.5 Stazione di Giacopiane

La stazione di Giacopiane è posta nella parte montuosa della Liguria ad un'altezza di 1016 m s.l.m. Essendo situata a pochi chilometri dalla costa, si possono aspettare valori di ventosità elevati per tale zona.



Figura 1.17 Stazione anemometrica di Giacopiane

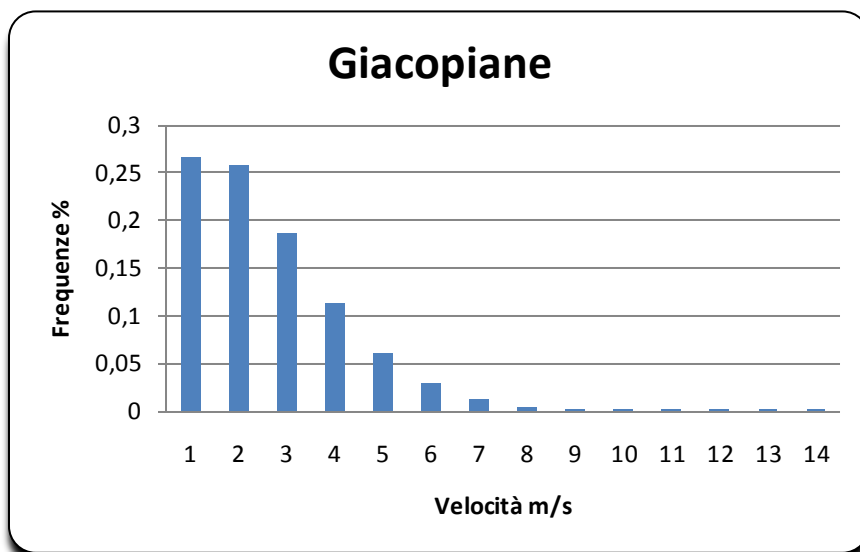


Figura 1.18 Distribuzione di Weibull per la stazione di Giacopiane

La velocità media nei tre anni è, infatti, di 3,41 m/s, la più alta tra le stazioni anemometriche considerate. La distribuzione di Weibull è caratterizzata da  $k=0,93$  e  $A=3,23$ . Per quanto riguarda la direzione del vento, la rosa dei venti mostra come la direzione principale, in quest'area, sia in parte opposta alle direzioni delle stazioni emiliane descritte in precedenza.

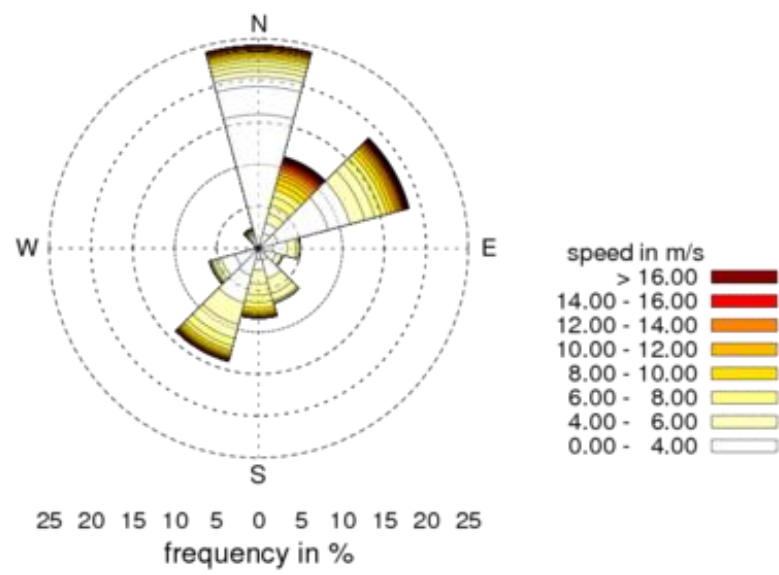


Figura 1.19 Direzione del vento nella stazione di Giacopiane

## Capitolo 2

### Il risolutore WINDSIM

Windsim è un risolutore che si basa sulla CFD (Computational Fluid Dynamics) per valutare il campo di ventosità di un'area risolvendo le equazioni RANS (Reynolds Average Navier Stokes) attraverso il risolutore Phoenix. Questo è un metodo a volumi finiti le cui condizioni al contorno, i modelli di turbolenza e gli altri parametri possono essere selezionati dall'utente.

I campi di ventosità locali sono fortemente influenzati dalla topografia. L'input principale da inserire nel software consiste nel modello digitale del terreno, nella scala definita dall'utente in base all'area sotto esame. WindSim può essere usato con una scala di risoluzione variabile a seconda del modello orografico del terreno inserito, passando da ampi domini di simulazione a piccole zone di pochi chilometri quadrati. In aggiunta al modello digitale del terreno, va inserito il modello relativo alla rugosità del terreno, il quale ha particolare importanza per la risoluzione del campo di velocità nel dominio.

Partendo da questi input il software riesce a creare dei dati meteorologici per ogni cella all'interno della griglia. Con queste informazioni WindSim riesce a predire la produzione di energia per ogni singola turbina presente nella mappa.

Il risolutore è composto da sei moduli da utilizzare rigorosamente in sequenza altrimenti, WINDSIM stesso, non permette di passare al modulo successivo. I moduli sono:

- Terrain
- Windfield
- Objects
- Results
- Wind resources
- Energy

Di seguito si affronta una piccola descrizione di ogni singolo modulo, in modo per rendere meglio comprensibili gli input e gli output di ogni fase dell'analisi.

#### 2.1 Terrain

Nel modulo Terrain viene caricato il file DEM (Digital Elevation Model) dell'area da analizzare in modo da avere tutte le informazioni orografiche del

terreno. Il file deve essere nel formato *.gws*, file usato solo da WindSim che presenta anche una cartella apposita la conversione da altri formati. Il modulo permette di definire l'area da monitorare passando dalla scala macroscopica a quella di minor estensione semplicemente immettendo le coordinate geografiche dell'area su cui si vuole approfondire l'analisi. Questo ci permette di concentrare la simulazione numerica in una zona, più o meno vasta. È possibile infittire la griglia attraverso i seguenti parametri:

- *Heigh distribution factor (HDF)*: esprime il rapporto tra la cella posta sul terreno e quella posta immediatamente sopra alla prima. Al fine del nostro lavoro permette di adempiere a due compiti: raffinare la mesh ed interpolare i dati sperimentali con quelli simulati. Per seguire meglio il gradiente di velocità, che è maggiore in prossimità del terreno rispetto alle zone poste ad altezze più elevate dove la velocità tende ad essere asintotica ad un valore massimo, serve avere una mesh più fitta in prossimità del suolo. Inoltre è necessario avere un'altezza minima della prima cella inferiore all'altezza a cui sono poste le stazioni anemometriche da cui sono stati ricavati i dati di ventosità. Nel nostro caso la cella adiacente al terreno ha altezza inferiore a 10 m.
- *Number of cells in Z direction*: varia da 20 a 50 ed indica il numero di celle nella direzione verticale. Più grande è questo parametro maggiore saranno le celle e maggiore sarà lo sforzo computazionale.
- *Maximum number of cells*: consente di indicare il numero massimo di celle della griglia. Il valore è comunque dipendente dalla risoluzione del DEM e dal limite di memoria del computer utilizzato. La griglia costruita da WindSim è comunque costituita da celle di dimensione pari a multipli o sottomultipli delle celle utilizzate nel DEM. Il numero massimo di celle massime utilizzabili sono tre milioni.
- *Terrain Smoothing limit*: attivare tale opzione significa imporre un valore limite della derivata seconda dell'altezza, indice della pendenza del terreno. Impostare un limite significa levigare le superficie fintantoché la derivata seconda in ogni punto sia inferiore allo *smoothing limit*.
- *Orthogonalize 3-D grid*: non attivando tale opzione si permette alla griglia di estendersi verticalmente rispetto al terreno. Rendere ortogonale la griglia al terreno è una tecnica per raggiungere più facilmente la convergenza: l'elevata distorsione delle celle è corretta rendendole ortogonali al terreno, ripartendo le forti variazioni di pendenza su più strati di celle.

Eeguire il modulo TERRAIN permette di creare la griglia tridimensionale su cui verranno risolte le equazioni matematiche secondo il modello di turbolenza



scelto nella sezione Windfield. Per risolvere in modo diretto ed efficace le equazioni occorre rivestire il dominio di calcolo con una griglia tridimensionale le cui maglie devono essere più piccole degli elementi la cui risoluzione fisica risulta fondamentale (discretizzazione spaziale). La simulazione deve essere eseguita con passi inevitabilmente piccoli per poter seguire l'andamento nel tempo delle singole grandezze fisiche in gioco (discretizzazione temporale).

## 2.2 Windfield

In questo modulo vengono definiti i parametri relativi al metodo numerico utilizzato. Il programma affronta il problema eseguendo più simulazioni fluidodinamiche, una per ogni direzione, o settore, con cui è stata definita la rosa dei venti. Il numero di settori può essere fissato tra un minimo di 12 e un massimo di 36. In questo lavoro si è scelto di operare con 12 settori, per limitare al minimo i tempi di calcolo. La simulazione relativa ad ogni settore impone come condizione al contorno che il vento indisturbato soffi esclusivamente nella direzione considerata. Il programma ricava poi il campo di velocità combinando le soluzioni ricavate nei vari settori. Tale combinazione è realizzata sulla base delle frequenze e delle intensità del vento misurate dalle varie stazioni anemometriche presenti nel territorio. Ad ogni stazione anemometrica è assegnata un'area d'influenza con un peso decrescente allontanandosi dalla stazione stessa.

Nel caso uno o più settori non siano andati a convergenza dopo un certo numero di iterazioni è possibile ripartire dall'ultima iterazione attraverso una funzione specifica presente nel modulo (*Use previous run as input*). È possibile scegliere il numero di iterazioni tramite l'apposita opzione e procedere con le iterazioni fino al raggiungimento della convergenza numerica.

La parte più delicata consiste nello scegliere i vari parametri che riguardano il modello fisico. Nelle simulazioni in vasta scala è preferibile attivare le forze di Coriolis che influenzano gli spostamenti di masse d'aria da una zona all'altra del globo terrestre. Nel momento in cui si passa alle piccole aree geografiche, di estensione ridotta a pochi chilometri quadrati, questo parametro può anche essere disattivato poiché poco influente.

Scegliere un modello di turbolenza piuttosto che un altro influisce non poco sul raggiungimento della convergenza fisica del problema. I modelli di turbolenza saranno trattati specificatamente nel capitolo successivo. Windsim offre inoltre la possibilità di scegliere tra due differenti vie per risolvere le equazioni caratteristiche del problema:

- *Coupled solver (Risolutore accoppiato)*: Risolve contemporaneamente i campi di ventosità e di pressione.

- *Segregated solver (Risolutore disaccoppiato)*: determina prima il campo di velocità, poi quello di pressione.

In passato, date le ridotte risorse computazionali, i risolutori basati sulla CFD utilizzavano solo il metodo “*segregated*” poiché occupa meno spazio in termini di RAM. Con lo sviluppo tecnologico in campo informatico si è passati all’utilizzo anche del metodo “*coupled*”, che, utilizzando più RAM, richiede più tempo tra un’iterazione e l’altra ma minori iterazioni per raggiungere la convergenza rispetto al caso “*segregated*”. Per ridurre i tempi di calcolo, dunque, si è utilizzato in partenza sempre il risolutore accoppiato che spesso però ha portato alla divergenza del problema. In questo caso si è fatto ricorso al risolutore disaccoppiato.

Una volta attivate e selezionate le varie opzioni è possibile iniziare il processo iterativo al cui termine bisogna monitorarne la convergenza numerica. Il software permette di controllare la soluzione per via grafica. L’output emesso dal modulo è un diagramma in cui vengono rappresentate le componenti della velocità (U1, V1, W1), l’energia cinetica turbolenta (KE) ed il termine di dissipazione della turbolenza (EP). La convergenza risulta raggiunta se i valori di tali grandezze non variano al variare delle iterazioni: ciò avviene se sul grafico la curva corrispondente alla grandezza fisica risulta costante, senza oscillazioni (Fig 2.2). Nel caso riportato in figura 2.1 si può notare come il processo iterativo non sia andato a convergenza dopo 200 iterazioni poiché tutte le grandezze, soprattutto la V1, non sono rappresentate da una curva costante, indice di stabilità della soluzione.

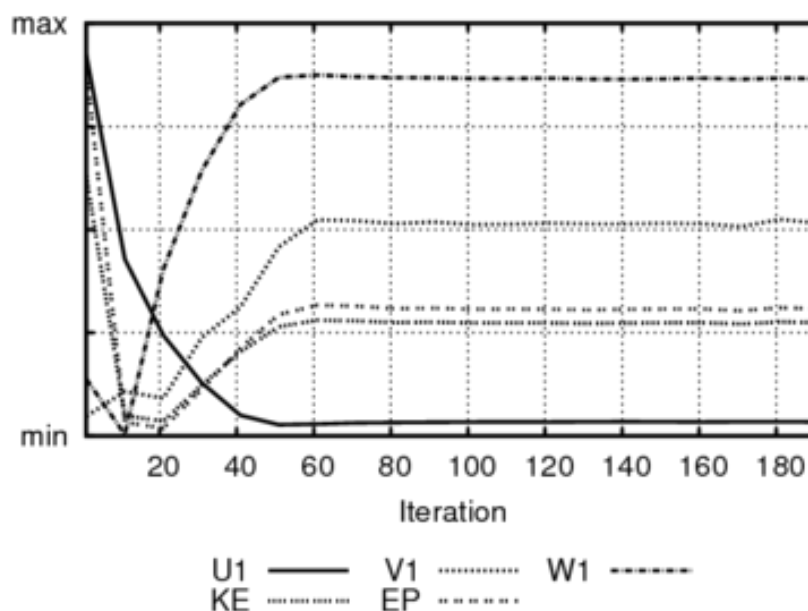
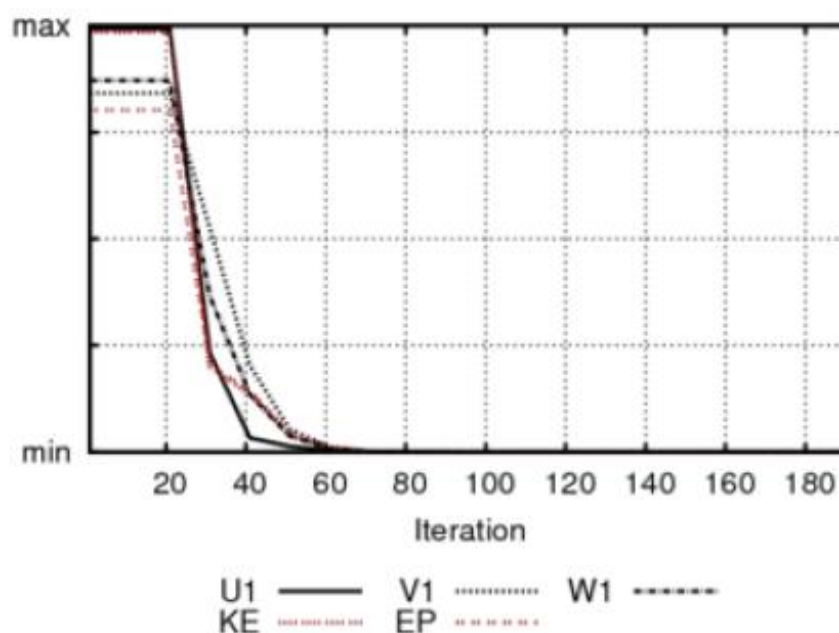


Figura 2.1 Esempio di un grafico rilasciato da WINDIM in cui non è stata raggiunta la convergenza numerica del problema.



**Figura 2.2 Esempio di un grafico rilasciato da WINDIM in cui è stata raggiunta la convergenza numerica del problema.**

Quando il grafico relativo alle grandezze fisiche dà esito positivo in termini di convergenza, si può passare all'analisi dei residui: oltre ad un grafico relativo ai valori assoluti delle grandezze fisiche, il programma mostra anche i valori dei residui di simulazione, ossia dei valori che indicano lo scostamento tra iterazioni successive, calcolati, in tutte le celle componenti la griglia, normalizzandoli con la soluzione di ogni cella. Affinché si possa dire raggiunta la convergenza, il valore dei residui deve essere più prossimo possibile allo zero. Poiché non si raggiunge mai tale valore, il programma offre un ulteriore metodo di indagine: aprendo un'apposita finestra grafica è possibile avviare un'animazione che mostra la variazione della mappa di ventosità con le iterazioni. Se la mappa non varia all'aumentare del numero di iterazioni, la convergenza numerica e fisica può dirsi raggiunta.

## 2.3 Objects

Questo modulo permette di inserire nell'area selezionata gli aerogeneratori per la progettazione di un parco eolico. È posizionare degli aerogeneratori in qualsiasi punto della mappa e, inserendone la curva caratteristica, calcolarne le prestazioni.

L'opzione più interessante di questo modulo è quella che permette l'inserimento delle stazioni anemometriche con i dati propri di ventosità. Questa operazione

può essere eseguita caricando semplicemente il file della singola stazione anemometrica, opportunamente convertito nel formato letto da Windsim (.wvs) attraverso l'utilizzo di programmi codificati appositamente. Passando dalla macroscale a quella di maggior dettaglio non sempre le stazioni di misura rientrano nell'area di minore estensione. Per riportare tali dati si può utilizzare la funzione *transferred climatology*. Con questo strumento è possibile creare una torre anemometrica virtuale costituita da dati anemometrici delle stazioni anemometriche presenti nell'area macroscopica di simulazione. In altre parole se si conoscono velocità e direzione del vento nel punto A, situato nell'area di indagine più grande, è possibile trasferirli in B, punto dell'area d'indagine più piccola, in cui si crea una torre virtuale che utilizza i dati anemometriche delle altre stazioni di misura reali presenti nel dominio. Una volta inseriti questi oggetti, vengono visualizzati sulla mappa che rappresenta l'area sotto indagine.

## 2.4 Results

Questo modulo permette di visualizzare su delle apposite mappe le grandezze fisiche, precedentemente calcolate ma non visualizzate nel modulo Windfield. Il tutto può essere fatto anche se nel modulo Object non si inserisce nessun elemento. Si monitora così, in ogni punto, la velocità, in termini di modulo e direzione, e le grandezze relative alla turbolenza. Variando l'altezza della superficie d'osservazione considerata si possono ricavare i dati a varie altezze in modo da avere una visuale completa del profilo verticale di velocità in ogni punto dell'area simulata.

## 2.5 Wind resources

In questo modulo il programma utilizza i dati sperimentali inseriti nel modulo OBJECTS per creare una nuova mappa di ventosità. Questa è ottenuta combinando le soluzioni fluidodinamiche relative ai vari settori mediante i dati sperimentali relativi ad ogni stazione.

Ogni torre anemometrica influenza in maniera considerevole non solo la cella in cui è posizionata ma anche la parte di griglia limitrofa ad essa. Allontanandoci dalla stazione l'effetto della sua presenza è sempre più mitigato.

Il programma può rilasciare come output una mappa di ventosità per ogni stazione anemometrica inserita: in ognuna di esse è raffigurata la ventosità ottenuta avendo come riferimento una singola stazione anemometrica, quella i cui dati hanno influenzato tutto il dominio.

La mappa che però prenderemo come riferimento è quella ottenuta considerando i dati di ventosità di tutte le stazioni anemometriche poiché aggiungendo dei valori reali all'interno del dominio non si può far altro che migliorare l'accuratezza dei risultati.

Anche in questo modulo è possibile ottenere come output la mappa di ventosità a varie altezze. Inoltre viene diagrammata automaticamente la distribuzione di Weibull delle singole stazioni anemometriche attivando l'opzione *Export to WAsP format*.

## **2.6 Energy**

Tramite quest'ultimo modulo è possibile calcolare l'energia annua prodotta dalla singola turbina eolica e dal campo eolico una volta collocato nell'area di interesse.



## Capitolo 3

### Scelta dei parametri per le simulazioni

In questa sezione verranno confrontate le varie opzioni selezionabili in ogni singolo modulo descritto nel capitolo precedente. Attraverso un'analisi parametrica delle opzioni settabili, si conoscerà meglio il risolutore ed i suoi output, al variare delle condizioni iniziali. Tutto ciò è necessario al fine di impostare tali parametri nelle simulazioni finali per avere una soluzione meno soggetta ad errori e che non dia problemi di convergenza.

È stata scelta un'area che includesse una torre anemometrica da cui attingere i dati di ventosità. Inoltre la zona è collinare, paesaggio maggiormente candidato nel caso in esame, rispetto ad uno pianeggiante, per l'installazione di un parco eolico. L'estensione è ridotta per ridurre i tempi di simulazione arrivando ad una più rapida convergenza. La figura 3.1 mostra l'altimetria dell'area totale di simulazione al cui interno si può notare un quadrato che racchiude l'area monitorata, attorno alla stazione anemometrica di Brallo.

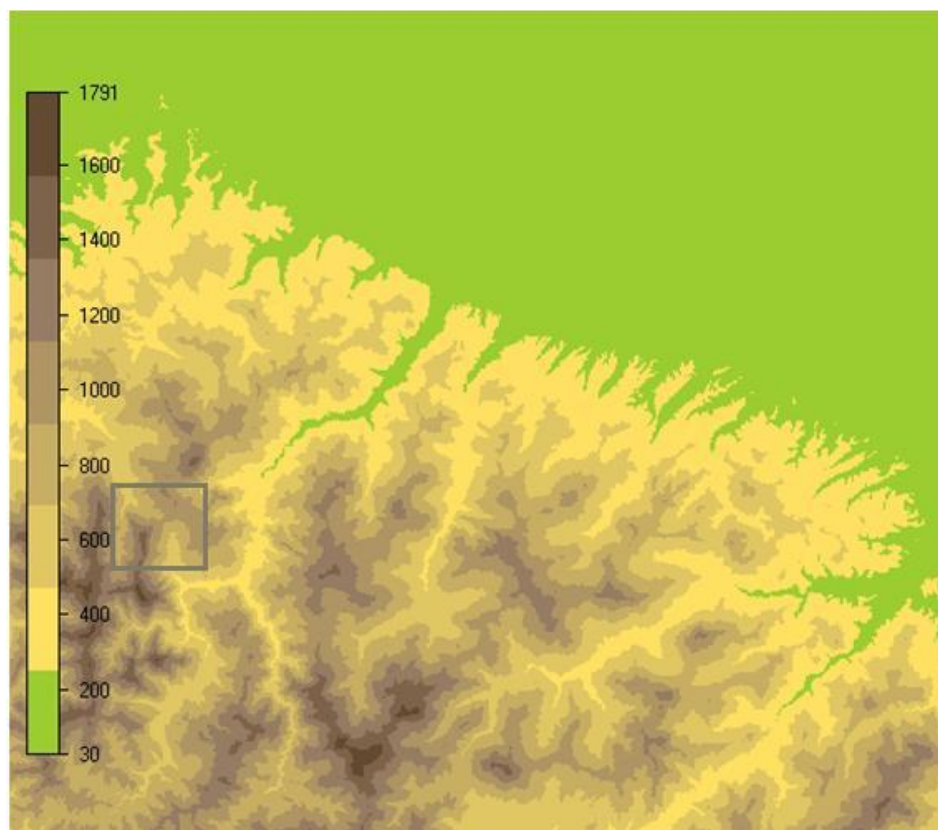
Tutti gli studi basati sulla CFD partono da un comune denominatore: la griglia di simulazione. Essendo una delle principali fonti d'errore, va strutturata in maniera corretta ed accurata, con celle poco distorte ed il più possibile regolari, per migliorare la soluzione ed il raggiungimento della convergenza [12]. In tutta la cella è assegnato il valore del centro della cella. Per questo la simulazione è tanto più accurata quanto maggiore è il numero delle celle.

Per queste prime simulazioni è stato utilizzato un DEM che non permette ulteriori infittimenti della mesh poiché ha un grado di risoluzione uguale a quello che si userà per la simulazione su mesoscala. Quando si passerà alle simulazioni di dettaglio, verrà utilizzato un DEM più dettagliato che permetterà di infittire la griglia di simulazione ed avere un maggior grado di risoluzione.

L'area selezionata è di dimensioni 7x8 km con celle aventi una base larga 100x100 m, per un totale di 196000 celle. Le dimensioni delle celle sono di 10000 m<sup>2</sup>: il che equivale ad affermare come in un'area di tale dimensione sia costante sia il modulo che la direzione del vento. L'approssimazione è abbastanza forte ma è il prezzo da pagare utilizzando una griglia poco fitta. Utilizzare un numero maggiore di celle aumenterebbe notevolmente lo sforzo computazionale in termini di risorse e quindi di tempo.

Una volta stabilite le basi delle celle bisogna passare all'altezza. L'approccio classico per affrontare problemi a parete, cioè con flusso confinato almeno da un lato, è quello di rendere più fitta la mesh in prossimità della zona di contatto fluido-parete e poi aumentarla gradualmente allontanandosi dal confine. Tutto ciò risulta indispensabile per modellare meglio la zona con i gradienti di velocità più alti di tutto il profilo. I parametri che regolano questa variazione di

dimensioni sono l'HDF, definito in precedenza (vedi paragrafo 2.1), ed il numero di celle in direzione verticale.



**Figura 3.1** Area scelta per le simulazioni parametriche

Passiamo ora alla descrizione dei singoli parametri che si utilizzeranno successivamente nella simulazione su scala maggiore per arrivare a determinare le aree maggiormente ventilate nella provincia Piacentina.

### **3.1 I modelli di turbolenza**

La fluidodinamica computazionale (CFD) consiste nella risoluzione numerica tramite software delle equazioni che descrivono il moto dei fluidi. In particolare, con le tecniche CFD si determina l'andamento delle velocità, delle temperature e delle pressioni in tutti i punti del campo di moto di un liquido o di un gas. Risolvendo le equazioni di Navier-Stokes, è possibile predire e descrivere il comportamento di qualsiasi fluido newtoniano in movimento istante per istante e in ogni punto, purché si adotti una risoluzione spaziale sufficiente a descrivere tutta la struttura turbolenta, costituita da vortici di varie dimensioni in cui le



strutture più grandi tendono a fornire energia a quelle più piccole che la dissipano sotto forma di energia termica. Per descrivere tale fenomeno il passo di avanzamento delle soluzioni nel tempo deve essere tanto piccolo da consentire di riprodurre in modo sufficientemente accurato anche il comportamento delle strutture di scala minore.

La strategia risolutiva diretta delle equazioni in tutto il dominio spaziale e negli intervalli temporali molto piccoli è noto comunemente con l'acronimo DNS, dall'inglese Direct Navier Stokes. Da un punto di vista pratico però richiede un ingente sforzo computazionale tuttora non sopportabile da i calcolatori attuali. Sono state quindi elaborate delle teorie che descrivono con sufficiente approssimazione il fenomeno della dissipazione dell'energia riguardanti i vortici di piccola scala, implementando opportuni algoritmi di calcolo: l'approccio LES (*Large Eddy Simulation*) è uno dei metodi correntemente impiegati per lo studio della turbolenza. In esso vengono valutate direttamente le grandezze macroscopiche della turbolenza e vengono modellati solo gli effetti dei vortici più piccoli, ossia quelli di dissipazione dell'energia. Il metodo LES è circa dieci volte meno intensivo della DNS. Tuttavia si preferisce ancora seguire il terzo approccio, quello RANS (*Reynolds Averaged Navier Stokes*), che analizza invece le equazioni di Navier Stokes mediate nel tempo (in modo da filtrare il contributo fluttuante della turbolenza). In questo modo i termini medi non richiedono passi di integrazione estremamente ridotti e la discretizzazione spaziale è commisurata ai soli gradienti del moto medio stesso [13].

Utilizzando le equazioni di Navier-Stokes mediate è possibile determinare le grandezze fisiche avvalendosi di alcuni modelli di turbolenza. Anche se si possono introdurre funzioni mediate rispetto al tempo oppure rispetto allo spazio, il criterio scelto per questo genere di problemi è la media di lungo periodo: la grandezza fisica risulta decomposta in una parte media ed una parte fluttuante.

La differenza tra le equazioni di Navier-Stokes e le RANS consiste nella chiusura del problema. Se le prime costituiscono un problema differenziale chiuso, le RANS non lo sono affatto perché il tensore medio di Reynolds aggiunge altre sei incognite al problema derivante dal termine fluttuante. Sorge così il noto problema della chiusura della turbolenza che viene risolto introducendo dei modelli per le fluttuazioni turbolente, i quali devono riprodurre l'azione dei termini fluttuanti sul moto medio riconducendo i valori degli sforzi turbolenti a sole grandezze relative al moto medio. L'idea usata per raggiungere tale obiettivo è quella di troncare il numero di equazioni ad un certo ordine e modellare le incognite di ordine superiore con delle relazioni approssimate.

WindSim non è stato studiato per risolvere tali equazioni, ma solo per caratterizzare la risorsa eolica. Il programma di calcolo su cui si basa WindSim è il risolutore ai volumi finiti Phoenix che risolve le RANS. Le equazioni utilizzate dal programma sono la conservazione della massa e della quantità di moto, mentre non viene risolta l'equazione dell'energia poiché non ha senso in un contesto medio pluriennale, come quello studiato in questo caso: il processo è

ritenuto isoterma filtrando tutte le variabilità stagionali e giornaliere, ad eccezione della sola temperatura media annua. Le equazioni risolte dal programma sono dunque:

$$\frac{\partial U}{\partial x} = 0 \quad (3.1)$$

$$U_j \frac{\partial U_i}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\nu}{\partial x_j} \left( \nu \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) - \overline{u_i u_j} \right) \quad (3.2)$$

In cui  $U$  è la velocità media,  $x$  è il componente posizionale,  $P$  la pressione,  $\rho$  la densità,  $\nu$  la viscosità cinematica. I termini  $u_i$  e  $u_j$  sono i termini fluttuanti delle rispettive velocità che possono essere quindi scritte nella forma:

$$U_i(t) = U_i + u_i \quad (3.3)$$

Nella 3.2 il termine a sinistra rappresenta l'accelerazione media del fluido, mentre quello a destra è composto da tre parti: il gradiente medio di pressione, gli sforzi viscosi dovuti al moto medio del fluido e gli sforzi apparenti dovuti al trasporto di quantità di moto causato dalle fluttuazioni turbolente.

Il problema della chiusura è risolto associando al tensore doppio di Reynolds la velocità media attraverso la viscosità turbolenta:

$$\overline{u_i u_j} = -\nu_T \left( \frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right) + \frac{2}{3} \delta_{ij} \left( \rho k + \nu_T \frac{\partial U_i}{\partial x_j} \right) \quad (3.4)$$

Dove  $\nu_T$  è la viscosità turbolenta e  $k$  l'energia cinetica turbolenta,  $\delta_{ij}$  è il delta di Kronecher<sup>3</sup>. Il primo termine a destra dell'equazione è il tensore di velocità di deformazione, indice della variazione del campo di moto, mentre nel termine seguente compare l'energia cinetica turbolenta da risolvere con le successive equazioni legate al modello di turbolenza scelto.

Gli sforzi turbolenti di Reynolds sono del tutto fittizi rispetto alla realtà fisica e quantificano il trasferimento dell'energia cinetica dal moto medio alle strutture turbolente. Il carattere stocastico di questo fenomeno è oggetto di studio da molti anni, soprattutto sotto la spinta della CFD, ed ha portato allo sviluppo di vari metodi per descrivere in maniera più accurata il fenomeno della turbolenza. Il compito principale di tali modelli è quello di coprire l'intervallo più ampio possibile dello spettro turbolento. I metodi utilizzati dal risolutore WINDSIM sono tre ed appartengono tutti alla classe  $k-\varepsilon$ . Questi codici di calcolo

---

<sup>3</sup> Si intende una funzione di due variabili discrete che vale 1 se i loro valori coincidono, mentre vale 0 in caso contrario.

introducono due nuove equazioni alle derivate parziali, una per l'energia cinetica di turbolenza  $k$  e l'altra per il termine di dissipazione  $\varepsilon$ .

Il programma riesce quindi a determinare facilmente le aree soggette ai fenomeni di turbolenza, in particolar modo in prossimità di rilievi montuosi, sfruttando la robustezza e l'affidabilità del metodo che è anche il più usato a livello commerciale. I modelli presenti nel programma sono:

- Standard k- $\varepsilon$
- RNG k- $\varepsilon$
- k- $\varepsilon$  con correzione YAP

Riportiamo di seguito una breve descrizione dei modelli di turbolenza selezionabili per poi passare ad un loro confronto cercando di arrivare a stabilire quale sia il più accurato tra tutti i modelli scelti.

### 3.1.1 Il modello k- $\varepsilon$

Il modello di turbolenza utilizzato di default dal risolutore è il modello k- $\varepsilon$  standard. È il modello più semplice e completo ed inoltre, essendo uno dei primi ad essere stato introdotto come strumento di calcolo, è molto affidabile viste le numerose modifiche su di esso effettuate. Questo modello permette di determinare in maniera indipendente la velocità turbolenta ed il termine di dissipazione attraverso due equazioni in cui le soluzioni sono separate. Le equazioni che regolano il modello sono le seguenti:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( (\mu + \mu_t / \sigma_k) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right) + \mu_t S^2 - \rho \varepsilon \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \varepsilon u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( (\mu + \mu_t / \sigma_\varepsilon) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right) + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} (G_k) - C_{2\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} (D_k) \quad (3.6)$$

- $S$  è il tensore doppio degli sforzi
- $\varepsilon$  è il termine dissipativo dell'energia cinetica turbolenta
- $k$  è l'energia cinetica turbolenta
- $\sigma_k, \sigma_\varepsilon, C_{1\varepsilon}, C_{2\varepsilon}$  sono costanti empiriche
- $\mu_t$  è la viscosità turbolenta

L'equazione di  $k$  deriva dall'esatta equazione del trasporto mentre quella del termine  $\varepsilon$  è stata ottenuta usando ragionamenti fisici cercando di mantenere la stessa struttura matematica della sua controparte  $k$  [6]:  $\varepsilon$  è infatti scelta in modo tale da non richiedere termini correttivi in vicinanza di pareti, dove  $k$  si annulla

automaticamente. La viscosità turbolenta viene calcolata sulla base di una velocità turbolenta e di equazioni di trasporto che tengono conto della storia della corrente.

È un modello molto robusto ma non permette di modellare bene i flussi caratterizzati da elevati gradienti di pressione e soprattutto con forti curvature delle linee di flusso. Tuttavia questo è il modello maggiormente utilizzato in ambito di ricerca.

### 3.1.2 Il modello RNG k- $\varepsilon$

Questo modello nasce con lo scopo di eliminare i limiti del modello precedente utilizzando tecniche statistiche chiamate di renormalizzazione. Grazie alle due equazioni che ne regolano lo sviluppo, si possono facilmente approssimare i flussi caratterizzati da complesse e rapide variazioni di direzione con vortici e transizione locale della condizione del flusso. Le equazioni sono molto simili ad eccezione del termine  $R_\varepsilon$ , elemento addizionale che relaziona lo sforzo medio  $S$  ai due termini indici della turbolenza. È simile al modello *standard k- $\varepsilon$*  ma include i seguenti miglioramenti:

- ha un termine addizionale nell'equazione di  $\varepsilon$  per perfezionare l'accuratezza per i rapidi cambiamenti degli sforzi;
- il numero di Prandtl è calcolato per via analitica a dispetto del modello standard in cui si utilizzano delle costanti;
- l'effetto di swirl<sup>4</sup> è incluso in questo modello.

Le equazioni alla base del modello di turbolenza sono le seguenti:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho k) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k u_i) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left( \alpha_k \mu_{\text{eff}} \frac{\partial k}{\partial x_i} \right) + \mu_t S^2 - \rho \varepsilon \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \varepsilon u_i) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left( \alpha_\varepsilon \mu_{\text{eff}} \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_i} \right) + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} (G_k) - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} - R_\varepsilon \quad (3.8)$$

- $C_{1\varepsilon}, C_{2\varepsilon}$  sono termini relazionati alla teoria RNG
- $\alpha_k, \alpha_\varepsilon$  sono gli inversi del numero di Prandtl

Il prezzo da pagare per tale modello è una sottostima del parametro  $k$ . Tale caratteristica ne limita l'impiego per scopi soprattutto industriali. Il vero punto di forza è invece la buona approssimazione in regime laminare e quindi non adatta ai nostri scopi in cui le condizioni di moto sono turbolente.

---

<sup>4</sup> Letteralmente il termine "swirl" significa mulinello. In questo contesto si riferisce ai vortici orientati.

### 3.1.3 Il modello k-ε con la correzione YAP

Questa correzione è stata introdotta come modifica del modello standard k-ε aggiungendo un termine extra nell'equazione del termine dissipativo dell'energia cinetica turbolenta, rimanendo invariata l'equazione del termine k:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\varepsilon) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho\varepsilon u_i) = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right) + (C_{1\varepsilon} G_k - C_{2\varepsilon} D_k) \frac{\varepsilon}{k} + \rho E + \rho S_\varepsilon \quad (3.9)$$

$S_\varepsilon$  ed  $E$  sono termini di generazione extra. A causa di questi termini di generazione, il modello tende ad impedire al flusso la generazione di fenomeni turbolenti su larga scala rendendo così la soluzione più stabile. La distanza esplicita del fenomeno dalla parete, presente nel termine  $S_\varepsilon$  è contenuta in questi termini. Questo rende il metodo adatto per essere utilizzato in codici strutturati in cui la distanza dalla parete è facilmente calcolabile. La correzione YAP è attivata nei flussi in situazione di non equilibrio per ridurre l'allontanamento dalla posizione di equilibrio locale del termine  $\varepsilon$ . Questo è un metodo che raramente causa problemi in termini di convergenza. È raccomandato in situazioni in cui è possibile la presenza di zone con un ristagno del flusso.

## 3.2 Confronto tra i modelli di turbolenza

Dopo una breve introduzione dei modelli presenti nel risolutore, si passa ora ad una loro analisi qualitativa, bastata sul confronto grafico delle soluzioni, ed una invece quantitativa, legata ai risultati numerici (profilo di velocità verticale) di ogni singola soluzione. Scegliere un modello piuttosto che un altro può influire in maniera considerevole sui risultati delle simulazioni.

### 3.2.1 Confronto qualitativo

Nella sezione WINDFIELD vengono mostrati come risultati gli andamenti delle grandezze fisiche in funzione del numero di iterazioni. Il confronto verrà fatto sulla base dei grafici che il programma rilascia come output nel modulo WindField. Attraverso tali grafici, come spiegato nel paragrafo 2.2, si monitora la convergenza numerica del problema che si può ritenere raggiunta se le grandezze diagrammate abbiano un andamento orizzontale, senza oscillazioni, in funzione del numero di iterazioni.

Monitorando tali grafici è possibile dare una prima risposta alla domanda su quale dei modelli sia il più accurato per il tipo di terreno in esame. L'analisi è stata condotta sui settori in cui non è stata raggiunta la convergenza, non avendo quindi un andamento orizzontale delle grandezze fisiche diagrammate. Per confrontare il modello k-ε standard (fig. 3.2) con la correzione YAP (fig. 3.3) si

è scelto il settore  $270^\circ$ . Anche se in nessuno dei due casi non è stata raggiunta la convergenza, dopo 200 iterazioni, si può ben notare l'andamento delle grandezze fisiche diagrammate: nel caso in cui è stata usato il modello  $k-\varepsilon$  con la correzione YAP, tutte le grandezze fisiche non sono ancora riuscite a stabilizzarsi (Fig. 3.3) a differenza delle medesime grandezze con modello di turbolenza standard (Fig. 3.2), le quali sono molto vicine al raggiungimento della convergenza. La velocità nella direzione x ( $U1$ ), in tale caso, ha raggiunto la convergenza dopo 60 iterazioni, cosa che non accade utilizzando la correzione YAP.

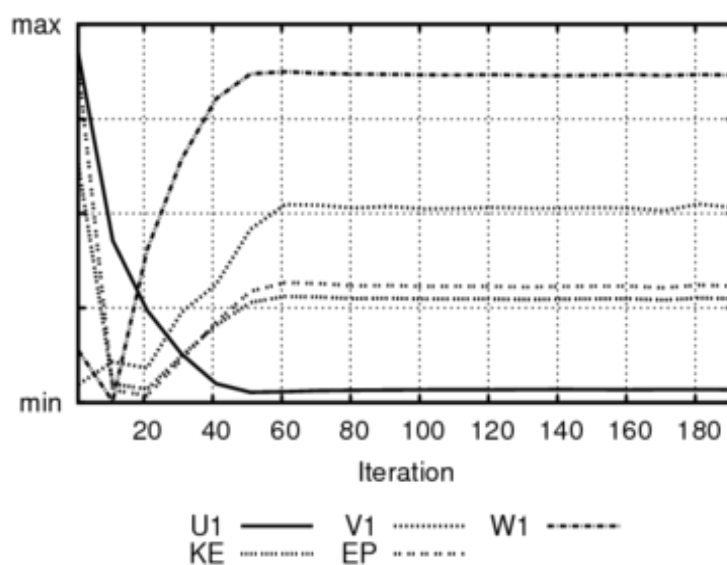


Figura 3.2 Monitoraggio della convergenza numerica nel settore  $270^\circ$  con un modello di turbolenza  $k-\varepsilon$

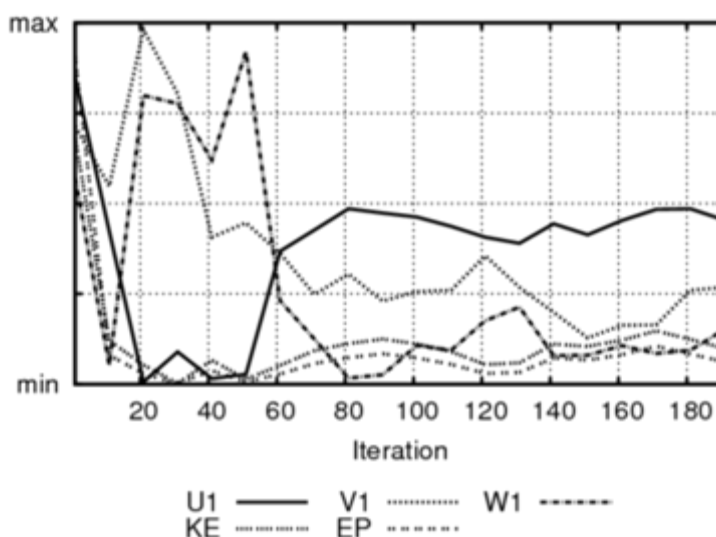


Figura 3.3 Monitoraggio della convergenza numerica nel settore  $270^\circ$  con un modello di turbolenza  $k-\varepsilon$  con correzione YAP

Spostando il confronto tra il modello RNG ed (Fig 3.4) il modello k- $\epsilon$  (Fig. 3.5) sceglieremo quale dei due risulterà il migliore per il terreno in esame. Il settore preso in considerazione per quest'analisi è quello posto a 120° rispetto al nord geografico, settore in cui in entrambi i casi i valori fisici sono stabili mentre i residui ancora devono raggiungere la convergenza. I valori dei residui relativi ai parametri KE (energia cinetica turbolenta) ed EP (dissipazione turbolenta) oscillano vistosamente col modello RNG rispetto al caso in cui è usato il modello di turbolenza standard. Inoltre è preferibile avere tale grandezze in modulo più piccolo possibile poiché essi rappresentano lo scarto in termini matematici tra un'iterazione ed un'altra, normalizzati con la grandezza monitorata.

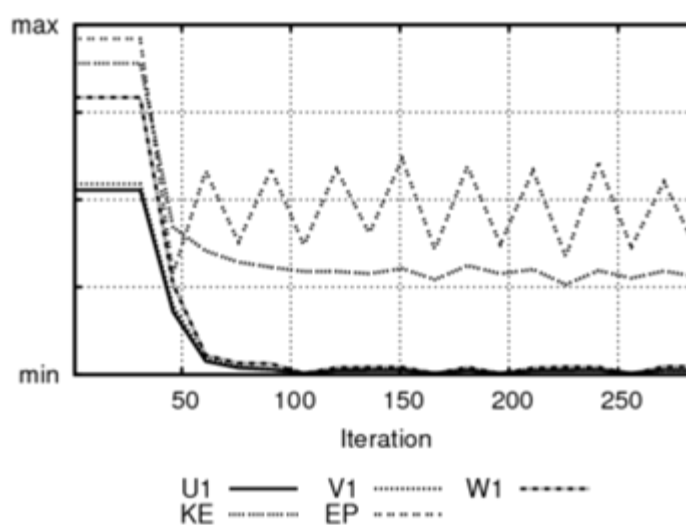


Figura 3.4 Monitoraggio della convergenza numerica attraverso i residui nel settore 120° con un modello di turbolenza k- $\epsilon$  RNG

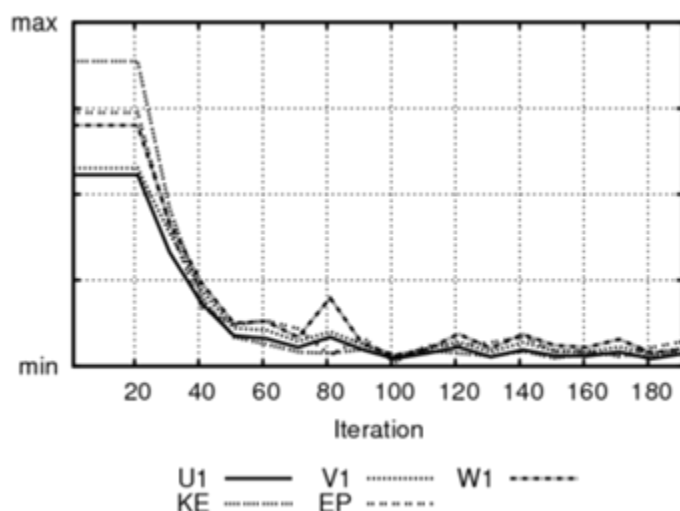


Figura 3.5 Monitoraggio della convergenza numerica attraverso i residui nel settore 120° con un modello di turbolenza k- $\epsilon$  standard

Col modello RNG i valori dei residui legati alla turbolenza hanno un modulo sia elevato che oscillatorio, qualità naturalmente non accettabile per un'analisi di questo tipo. Dal punto di vista grafico quindi la soluzione migliore è quella rappresentata dal modello classico di turbolenza k- $\epsilon$  che, come già detto è anche quello di default del programma.

### 3.2.2 Confronto quantitativo

Passando invece ad analizzare dal punto di vista numerico i tre modelli di turbolenza selezionati, si è utilizzato come termine di confronto il profilo di velocità che si sviluppa verticalmente in corrispondenza dell'anemometro di Brallo, inserito nel dominio di simulazione. In questo modo si nota la differenza tra i tre modelli di turbolenza in termini di velocità medie.

Il settore preso in considerazione è il settore a 30° in cui tutti i casi, con i diversi modelli di turbolenza, sono andati a convergenza. Partendo dalle stesse condizioni iniziali, quello che si nota è una quasi totale sovrapposizione dei profili (Fig 3.6) che ci induce ad affermare che ogni modello di turbolenza approssima in maniera simile il fenomeno e che quindi la scelta di uno di essi non pregiudica il risultato di questo lavoro.

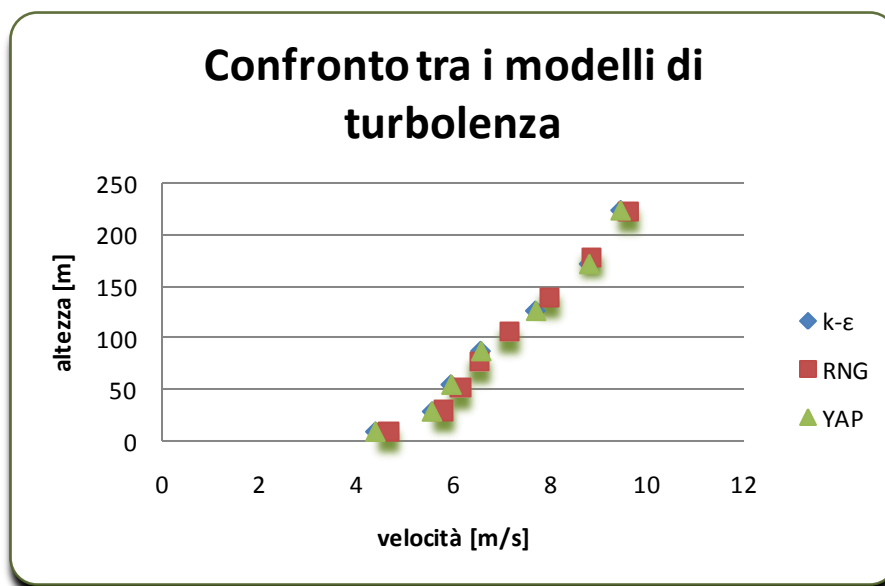


Figura 3.6 Modelli di turbolenza a confronto

Per concludere quindi il discorso sul modello di turbolenza si può affermare che:

- nei casi in cui la soluzione non vada a convergenza o ci arrivi con difficoltà, il modello standard k- $\epsilon$  è quello che offre i risultati migliori;



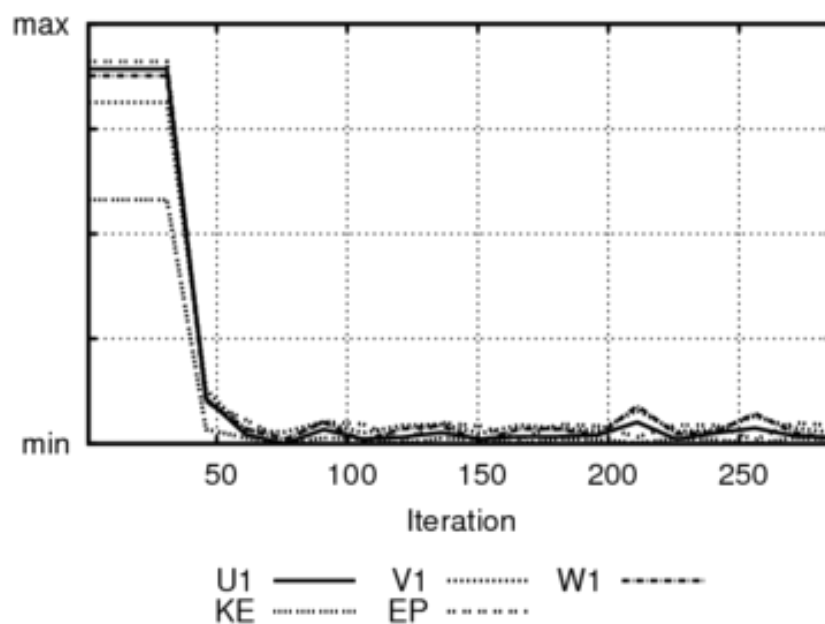
- nei casi in cui il problema arrivi a convergenza, indipendentemente dal modello di turbolenza i dati numerici sono totalmente sovrapposti.

Da quest'analisi risulta quindi giustificata la scelta del modello standard k- $\epsilon$  come modello base per le successive simulazioni.

### 3.3 Ortogonalizzazione della griglia

Nel modulo TERRAIN è possibile opzionare la modalità di ortogonalizzazione della griglia, suggerita dallo stesso programma nel caso in cui la convergenza sia difficilmente raggiungibile. Attivando tale funzione le celle vengono dimensionate con uno sviluppo verticale tale da ripartire le brusche inclinazioni o variazioni di pendenza del terreno anche sugli stati superiori. Così facendo i bordi delle celle rimangono quasi sempre ortogonali al terreno.

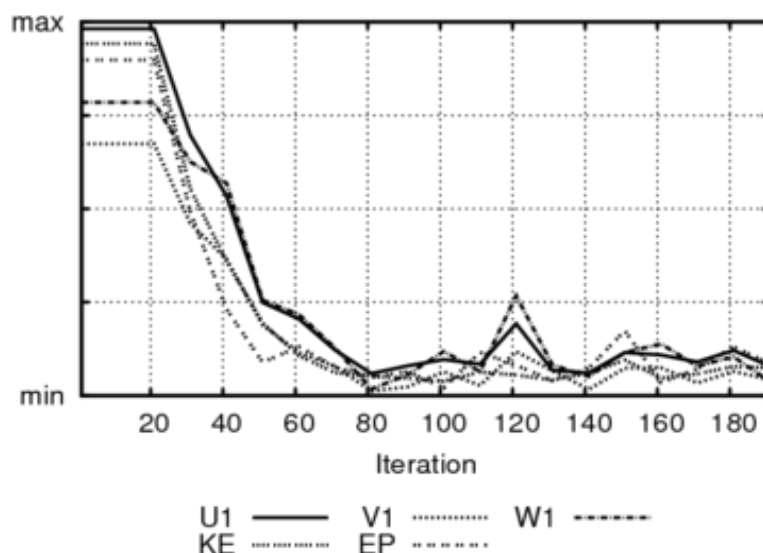
Il beneficio di questa opzione è possibile notarlo con un confronto grafico tra due processi iterativi attivando (Fig. 3.7) o meno (Fig. 3.8) l'opzione. È evidente come l'andamento dei residui migliore sia quello ottenuto con tale opzione attivata: i residui decrescono rapidamente per poi portarsi a bassi valori e seguire un andamento globalmente lineare.



**Figura 3.7 Monitoraggio della convergenza numerica attraverso i residui utilizzando una griglia ortogonalizzata.**

Non attivando l'opzione di ortogonalizzazione, la griglia si sviluppa verticalmente ma non ortogonalmente al terreno. In questo modo presenterà una

maggior distorsione allungando oppure impedendo totalmente il raggiungimento della convergenza. Infatti si nota come in figura 3.8 l'andamento dei residui non sia piatto, ma presenti forti oscillazioni.



**Figura 3.8 Monitoraggio della convergenza numerica attraverso i residui utilizzando una griglia non ortogonalizzata.**

Rendere ortogonale la griglia se da un lato porta a migliori risultati, dall'altro comporta problemi con le stazioni anemometriche da inserire successivamente. Essendo queste poste ad un'altezza di 10 m s.l.t., molto prossime cioè alla superficie del suolo, la griglia viene modificata a tal punto che le celle adiacenti al terreno raggiungono altezze maggiori di quelle a cui sono poste le torri anemometriche. Il programma segnala tale variazione nella struttura della griglia con un messaggio di "warning": i profili di velocità ottenuti in prossimità di tali celle saranno calcolati in maniera errata poiché soggetti ad errori di interpolazione. L'effetto di questo errore è visibile sulla mappa di ventosità ottenuta al termine delle simulazioni: inserendo tale opzione risulta rilevante in termini di valore assoluto la variazione dei moduli delle velocità rispetto al caso con griglia non ortogonalizzata. Infatti si è visto come i valori di ventosità tendano ad essere sottostimati dal programma. Questo avviene poiché la mesh, in prossimità del terreno, non è infittita in maniera tale da seguire correttamente il profilo di velocità che in questa zona presenta i più elevati gradienti. In particolare, nella fase di riscalfatura del calcolo con i dati campionati dalle stazioni anemometriche, le velocità misurate a 10 m s.l.t. sono imposte ad altezze più elevate e quindi il profilo di velocità ne risente considerevolmente. Non v'è tuttavia alcuna differenza nell'individuazione delle aree maggiormente ventilate, poiché in entrambi i casi i moduli più elevati della velocità sono localizzati nelle stesse aree all'interno del dominio.

D'altro canto, avere una griglia non ortogonalizzata, con la prima cella di altezza inferiore al valore di 10 m, può portare ad una distorsione eccessiva delle celle soprattutto nei casi in cui si effettuano simulazioni su vasta scala, con dimensioni della base delle celle di 300 m di lunghezza e larghezza. Senza una griglia ortogonalizzata, però, la variazione di tali valori è più modesta e non si arriva sempre alla piena convergenza, come nel caso appena mostrato. Attivare dunque questa opzione comporta dei miglioramenti in termini di raggiungimento della convergenza.

### 3.4 Convergence Wizard

Quando la convergenza è difficile da raggiungere si può attivare un'altra opzione che aiuta la risoluzione dei problemi di questa natura. È stata effettuata una simulazione di prova per vedere come variasse il risultato utilizzando questo strumento. Osservando si osserva che le variazioni delle grandezze in esame siano più gradualis (fig. 3.9) rispetto al caso senza tale opzione attivata (Fig. 3.10). Con questa opzione l'andamento delle grandezze ha carattere meno oscillatorio, come dimostrano le figure riportate di seguito.

Le immagini mostrano però anche il grosso punto a sfavore di questa opzione: nei casi in cui normalmente la convergenza può essere pienamente raggiunta dopo poche iterazioni, il *convergence wizard* ne aumenta il tempo di raggiungimento.

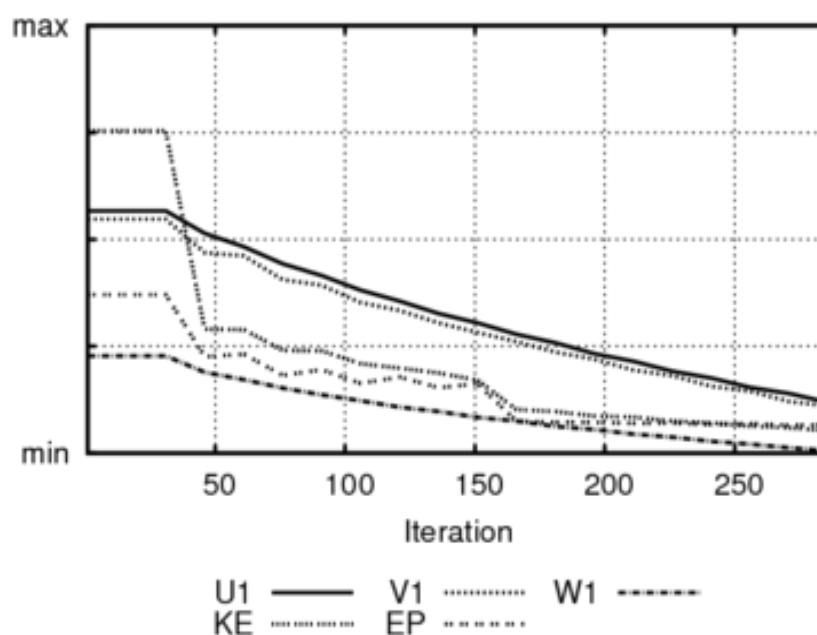
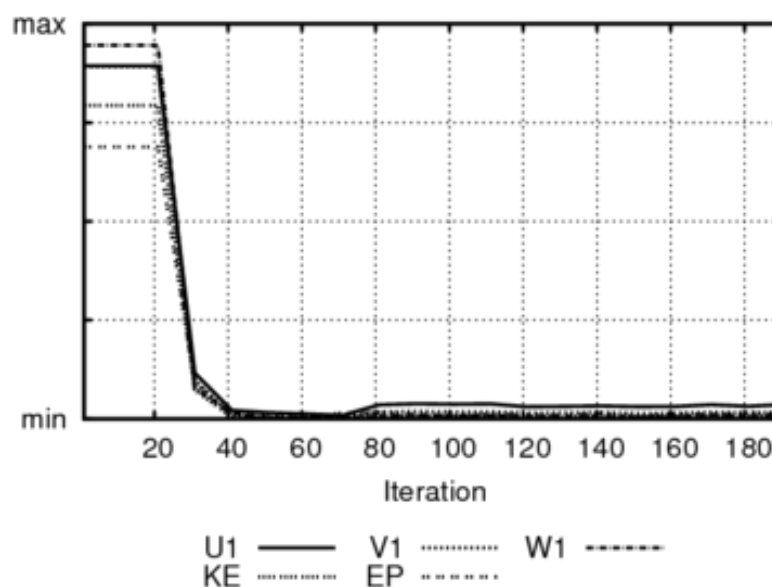


Figura 3.9 Monitoraggio della convergenza numerica attraverso i residui utilizzando l'opzione Convergence Wizard.



**Figura 3.10** Monitoraggio della convergenza numerica attraverso i residui non utilizzando l'opzione Convergence Wizard.

Utilizzando questa opzione, dopo 300 iterazioni, non si ha ancora un andamento dei residui tale da poter affermare che la convergenza numerica sia stata raggiunta. Disattivandola, tutte le grandezze esaminate hanno raggiunto pienamente la convergenza numerica.

### 3.5 Variazione verticale delle celle

Quando si effettua un'analisi utilizzando la fluidodinamica computazionale è buona pratica cercare di rendere la griglia più conforme possibile al dominio da studiare. Nei casi tridimensionali bisogna ottimizzare la griglia anche in direzione verticale. Come accennato in precedenza il software permette un certo grado di flessibilità sulla costruzione della griglia attraverso due opzioni contenute nel modulo Object: se l' *HDF* (*Height Distribution Factor*) ci permette di abbassare il valore della prima cella in prossimità del terreno, la variazione del numero delle celle in direzione verticale permette invece di discretizzare meglio il dominio e di seguire con più accuratezza gli andamenti fluidodinamici delle correnti d'aria al variare dell'altezza.

Il programma permette di variare il numero di celle da un minimo di 20 ad un massimo di 60. Naturalmente si intuisce che con l'aumentare di questo parametro si incrementa notevolmente il numero di celle e di conseguenza il tempo di risoluzione. In questo paragrafo si mostra come il programma risponde

alla variazione verticale del numero di celle monitorando i risultati in modo tale da vedere se l'effettivo infittimento della griglia porta verso soluzioni differenti. Per la nostra analisi abbiamo utilizzato un DEM con risoluzione di 5 m dal suolo in modo da infittire maggiormente la griglia ed avere un dominio diviso in celle di base quadrata con lato di 15 m. Le celle disposte orizzontalmente sul suolo sono 200. Quindi a livello del terreno vi è una griglia suddivisa in 40000 celle. L'analisi condotta ha portato a simulare quattro casi. Il motivo principale risiede nelle ridotte capacità computazionali a nostra disposizione per proseguire fino a 60 celle in verticale, ossia 24000000 celle per l'intero dominio. Per questo si è limitato lo studio passando da 20 a 35 celle con intervalli da 5. La tabella seguente mostra in maniera sintetica le dimensioni della griglia al variare delle celle. È stato riportato anche l'HDF per sottolineare come l'analisi non è puramente parametrica poiché quest'altro parametro è stato cambiato per poter inserire nel dominio la stazione anemometrica di riferimento, posta a 10 m dal suolo. Dopo queste considerazioni iniziali passiamo alla vera e propria analisi dei risultati. Sono stati scelti tre punti posti in posizioni particolari per controllare anche quali siano gli effetti di bordo sulla soluzione e per avere più riscontri numerici su cui confrontarci. I punti selezionati sono:

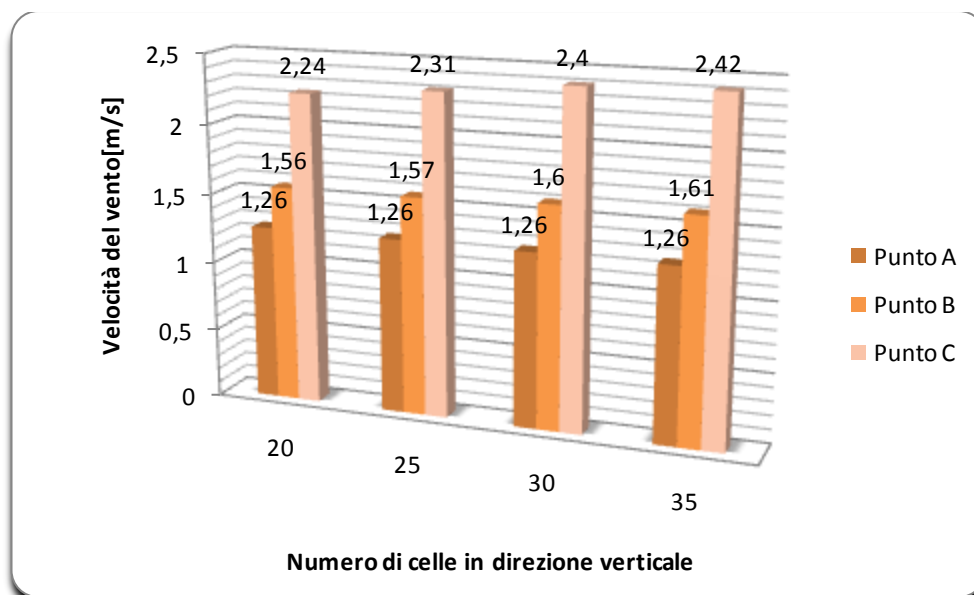
- PUNTO A: sito al centro del dominio di simulazione in modo da non risentire minimamente degli effetti di bordo.
- PUNTO B: genericamente scelto all'interno del dominio.
- PUNTO C: posto in prossimità del margine del dominio.

**Tabella 3 Dimensione della griglia al variare del numero di celle in verticale**

<b>Numero di celle in verticale</b>	<b>Dimensione griglia</b>	<b>HDF</b>
20	800000	0,042
25	1000000	0,052
30	1200000	0,065
35	1400000	0,07

Dai risultati numerici ottenuti da tali simulazioni si può evincere che il punto A non risente di nessuna modifica al variare delle dimensioni della griglia a differenza dei punti B e C. Nel punto B, infatti, si evince come l'errore commesso nel passare da 20 a 35 celle sia dell'ordine del 3,2%, valore irrilevante se si pensa ai livelli di incertezza che accompagnano le analisi con l'utilizzo della CFD. Le cose cambiano quando ci si sposta in prossimità dei margini dell'area simulata: i maggiori effetti di bordo presenti in questa zona fanno sì che la differenza tra i due valori numerici sia dell'ordine dell'8% passando da 2,24 m/s a 2,42 m/s (Fig 3.11). Nonostante vi siano queste differenze tra i vari

casi studiati, quello che si può notare è che, come successo nell'analisi sull'ortogonalizzazione della griglia, la mappa di ventosità risulta pressoché identica nonostante venga variato il numero di celle in direzione verticale: le zone con maggiore ventosità non variano nel passare da 20 a 35 celle.



**Figura 3.11** Velocità del vento nei vari punti al variare del numero di celle in direzione verticale

Un altro strumento a disposizione dal software permette di diagrammare il profilo verticale di velocità nei pressi di una stazione anemometrica inserita nel programma. Con tale metodo è possibile quindi vedere se col cambiare del numero di celle sia cambiato anche il modo di interpolare i dati per creare un profilo verticale di velocità. Il grafico successivo (Fig 3.12) è interessante non per quantificare la velocità del luogo ma per confrontare qualitativamente i profili. Si evince infatti come gli andamenti per i quattro casi studiati siano identici, con lievissima eccezione nella parte compresa tra 25-50 m di altezza. Ma sono scostamenti dell'ordine di pochi punti percentuali, come detto in precedenza, che ci permettono di asserire come gli andamenti siano totalmente sovrapposti.

In base ai risultati emersi da questa analisi si può chiaramente dire che:

- le simulazioni sull'intero dominio possono essere effettuate con una griglia con un numero di celle in verticale pari a 20 poiché si hanno leggere differenze in termini assoluti ma nessuna in termini di aree

maggiormente ventilate. Questo semplificherà e ridurrà il tempo di calcolo nelle simulazioni successive;

- i valori che si ottengono in prossimità dei confini del dominio di simulazione sono soggetti a maggiori errori a causa delle condizioni al contorno imposte. Per cui sarà sempre meglio allargare il dominio di simulazione per evitare che tali effetti influenzino l'area di interesse che dovrà essere il più centrale possibile nel dominio simulato.

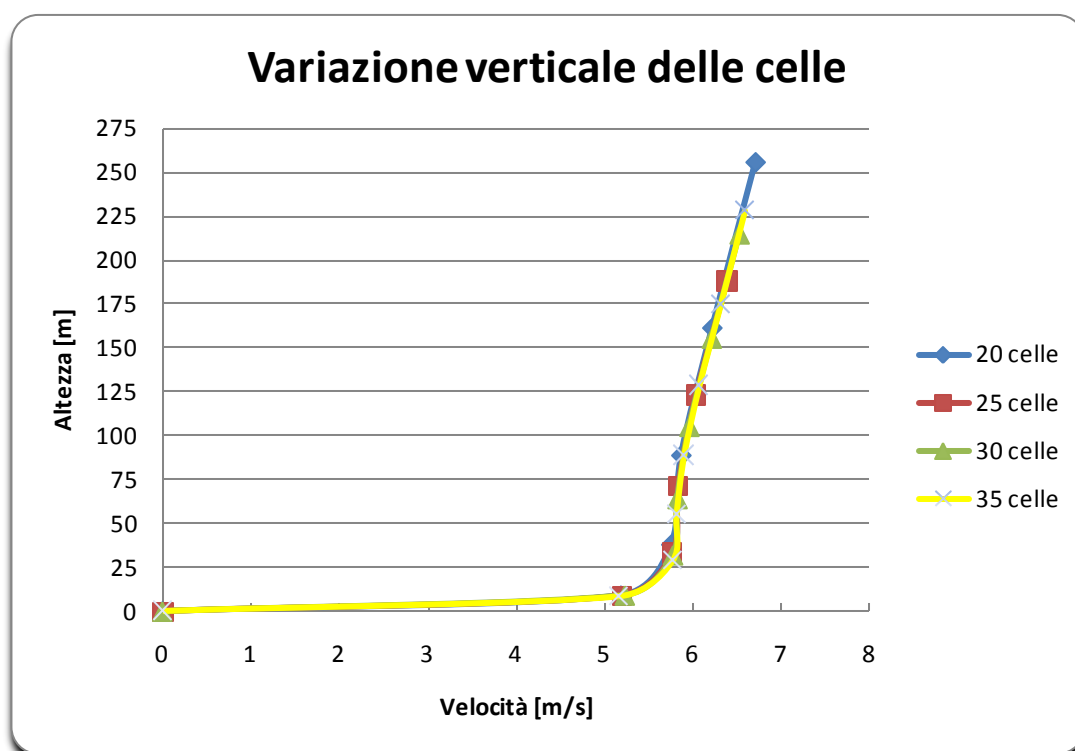


Figura 3.12 profilo di velocità nei pressi della stazione anemometrica di Brallo.

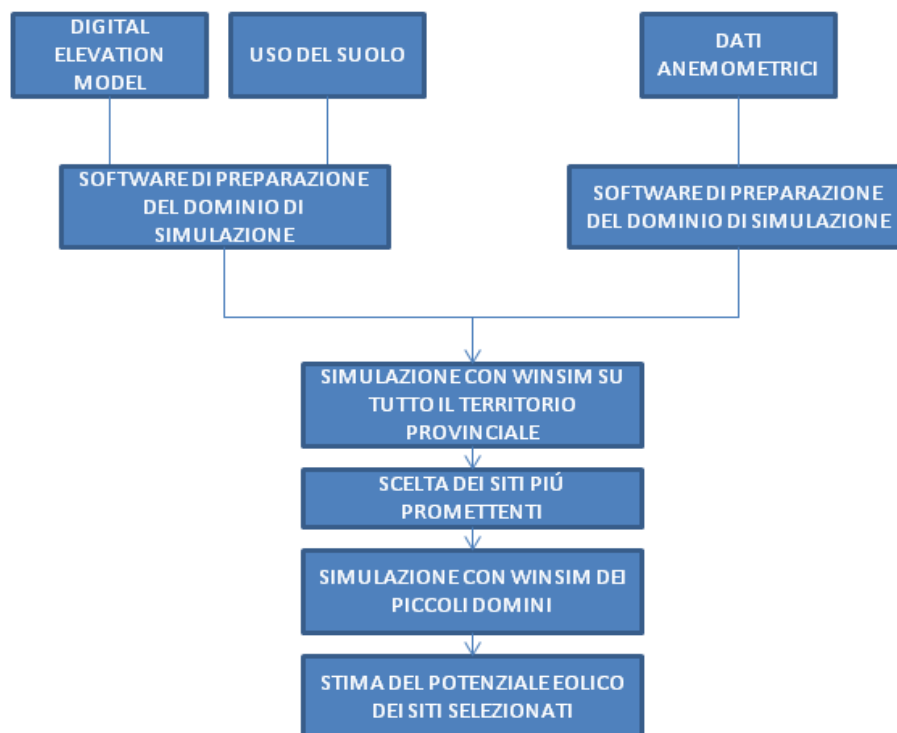




## Capitolo 4

### Simulazioni su vasta scala

Gli studi della ventosità di un luogo si basano su un processo che, partendo da una vasta area, tende ad eliminare gradualmente le zone di minor interesse per restringere il campo su quelle più adatte ai fini eolici. La simulazione macroscopica sull'intero dominio è il punto d'incrocio di due percorsi paralleli svolti in fase preliminare: la creazione del *Digital Elevation Model* (DEM) e la raccolta dei dati anemometrici. Il processo ha portato alla creazione dei file necessari da inserire nel programma di simulazione per iniziare l'analisi della ventosità del territorio. Il diagramma seguente mostra sinteticamente i vari passaggi da effettuare per determinare le aree più promettenti.



Il modello digitale del terreno è l'input principale da assegnare al programma in modo da specificare il dominio di calcolo e l'orografia del luogo. Per mezzo del software ArcGis i vari modelli digitali di ogni singola regione sono stati convertiti utilizzando un unico modello da poter utilizzare in WindSim, previa l'utilizzo di un programma codificato appositamente. In questa fase si decide anche il grado di risoluzione del DEM che risulta meno dettagliato per la

simulazione su vasta scala rispetto a quella su scala minore, a causa delle limitate risorse computazionali a nostra disposizione. Contemporaneamente a questo processo si è svolto un lavoro di modellazione del livello di rugosità del suolo. Un'analisi approssimativa si potrebbe effettuare utilizzando il modello empirico relativo al profilo di velocità nell' ABL. Con la sigla ABL si intende l'Atmospher Boundary Layer, ovvero la parte della troposfera che è direttamente influenzata dalla presenza della superficie terrestre. L'interazione tra la terra e l'atmosfera è una delle cause di variazione verticale della velocità del vento il cui valore tende ad aumentare con l'altezza. Le altre cause sono i gradienti termici e le forze di Coriolis. La distribuzione della velocità lungo l'asse verticale è chiamato *profilo verticale della velocità del vento*. Esso contribuisce direttamente a determinare la produttività di una turbina eolica e può influenzare la vita delle pale della turbina stessa.

La variazione della velocità del vento con l'altezza dipende dalla conformazione geografica del terreno, i cui effetti andranno ad essere meno evidenti allontanandoci dal suolo. L'ABL può essere approssimativamente descritto con delle leggi matematiche molto semplici. La più usata è quella di tipo logaritmica riportata di seguito[14]:

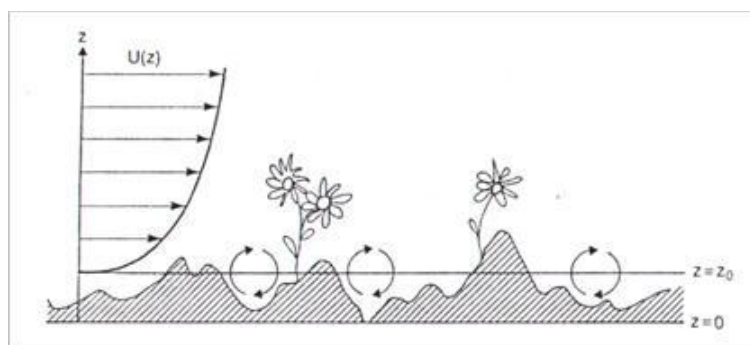
$$U(z) = \frac{U^*}{k} * \ln \frac{z}{z_0} \quad (4.1)$$

- $k$  è la costante di Von Karman pari a 0,4.
- $z_0$  è la scabrezza caratteristica del suolo ed indica la quota a cui si annulla la velocità [m]
- $U^*$  è la velocità di attrito, ossia di interazione tra aria e suolo [m/s]

$$U^* = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}} \quad (4.2)$$

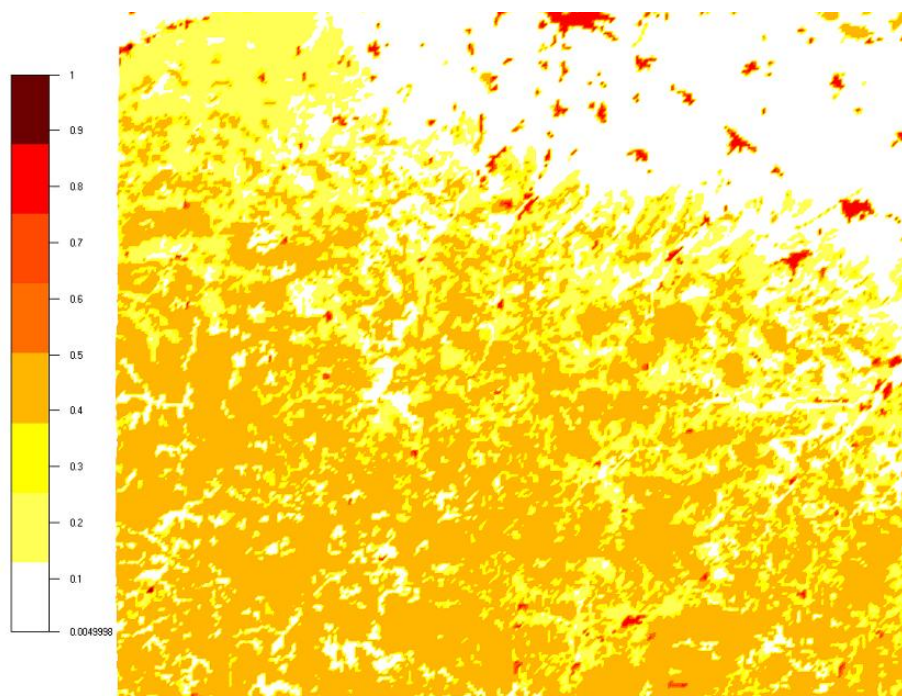
- $\tau_w$  sono gli sforzi di taglio in prossimità del suolo
- $\rho$  è la densità dell'aria

Tale legge considera un suolo che si sviluppa in piano per una lunghezza (e larghezza) almeno comparabile all'altezza considerata con a monte nessun ostacolo che possa ostacolare lo sviluppo verticale della velocità. Per cui la lunghezza di rugosità  $z_0$  è il parametro che caratterizza la superficie su cui spira il vento. I valori di tale grandezza, espressa in metri, sono le altezza alla quali la velocità media si annulla a causa dei fenomeni turbolenti. Questi valori sono tabulati da vari enti ma non è stato ancora stabilito un criterio oggettivo che assegni ad un territorio un valore univoco di  $z_0$ . La figura 4.1 mostra l'interpretazione grafica di tale parametro appena descritto.



**Figura 4.1 Altezza alla quale viene calcolato il parametro  $Z_0$**

Per i nostri calcoli si è preso come riferimento il programma Corine Land Cover, varato dal Consiglio della Comunità Europea nel 1985 e revisionato nel 2000, con lo scopo di verificare lo stato di occupazione del suolo per un miglior monitoraggio ed utilizzo del territorio. Tale studio ha portato alla realizzazione di una base informativa riguardante la copertura di tutto il territorio italiano in scala 1:100000. Riadattando tale lavoro attraverso ArcGis, è stato creato un file in cui sono stati associati ad ogni tipologia di terreno i valori medi di scabrezza riportati nella tabella 5. Il risultato di questi processi è mostrato nella figura 4.2 in cui è riportata una mappa con le scabrezze medie del terreno.



**Figura 4.2 Rugosità del terreno appartenente al dominio simulato**

Come si può notare il livello di  $z_0$  aumenta in prossimità di territori montuosi mentre è prossimo allo zero in corrispondenza dei territori pianeggianti. Da questa mappa è possibile risalire anche ai centri abitati della zona. Ad esempio la grande macchia rossa posta in alto nel dominio è rappresentativa del comune di Piacenza.

**Tabella 4 Valori di scabrezza  $z_0$  per le tipologie di suolo secondo il progetto “Corine Land Cover 2000”**

<b>Legenda Corine Land Cover 2000</b>	<b>Tipologia terreno</b>	<b><math>z_0</math></b>
111	Zone residenziali a tessuto continuo	1
112	Zone residenziali a tessuto discontinuo	0,8
121	Zone industriali	0,8
122	Reti stradali, ferrovie	0,02
123	Aree Portuali	0,8
124	Aeroporti	0,02
131-133	Cave, discariche e cantieri	0,8
141-142	Aree verdi urbane, sportive e ricreative	0,1
212 o 2111-2112	Seminativi	0,05
213	Risaie	0,05
221-223	Vigneti, frutteti oliveti	0,25
231	Prati	0,03
241-243	Zone agricole eterogenee	0,25
244	Aree Agroforestali	0,25
3111-3125	Boschi	0,5
3211-3212	Praterie	0,01
3231	Macchia alta	0,25
3232	Macchia bassa e garighe	0,1
322	Brughiere e cespuglieti	0,1
324	Area a vegetazione boschiva in evoluzione	0,1
331	Spiagge, dune, sabbie, letti dei torrenti	0,005
332	Rocce, falesie, rupi, affioramenti	0,01
333	Aree con vegetazione rada, tundra	0,005
335	Ghiacciai e nevi perenni	0,001
523	Mare	0,0001
511-512	Fiumi, laghi, stagni, lagune	0,005
411-412 o 421-423	Zone paludose, torbiere	0,005

## 4.1 Simulazione dell'intero dominio

Il processo che porta all'integrazione di una turbina eolica in un sistema elettrico inevitabilmente include decisioni sulla posizione delle turbine, sulla loro installazione e sulla connessione alla rete elettrica. Un parco eolico può essere formato da una sola turbina oppure da tante turbine, ma in ogni caso l'installazione di un singolo elemento nel parco richiede programmazione e coordinamento delle varie parti interessate, con elevato rischio di errori che si traducono in sprechi di tempo e denaro.

Prima di posizionare una turbina e collegarla alla rete elettrica, deve essere determinata l'esatta posizione dell'aerogeneratore. Il principale parametro da massimizzare è l'energia estraibile che è proporzionale al cubo della velocità del vento. Per cui le prime analisi sono incentrate sullo studio dei flussi d'aria caratteristici di un'area geografica specifica. Se nel capitolo precedente è stata svolta un'analisi parametrica, che ha permesso di scegliere i riferimenti e le opzioni da selezionare che meglio approssimano la soluzione reale del problema e meglio consentono il raggiungimento della convergenza per il problema CFD, in questo capitolo verrà presentata la simulazione su scala macroscopica grazie alla quale è stato possibile identificare alcune zone potenzialmente interessanti per la produzione eolica.

Lo studio su vasta scala interessa quattro regioni del centro-nord Italia: Lombardia, Liguria e Toscana in maniera molto marginale, mentre l'Emilia è rappresentata dall'intera provincia di Piacenza. Nonostante quest'ultima sia l'effettiva area di interesse, si è dovuto allargare il campo di ricerca poiché due delle cinque stazioni anemometriche considerate non rientrano nei confini emiliani (stazione di Brallo e Giacopiane rispettivamente posizionate in Lombardia e Liguria). La parte alta della Toscana appartiene al dominio poiché, dovendo considerare la stazione di Giacopiane, risulta difficile delimitare l'area di simulazione seguendo i confini geografici.

Il dominio è molto vasto. Il numero di celle in cui sono state risolte le equazioni di Navier-Stokes è di 1286400, valore non del tutto elevato se si pensa alla grande area simulata. È questo uno dei punti di forza del software WindSim che permette di simulare vaste aree senza richiedere eccessivi sforzi computazionali.

Prima di iniziare la simulazione è necessario impostare i vari settaggi seguendo le linee guida emerse dall'analisi parametrica precedentemente descritta. La griglia è composta da 268 celle in direzione  $x$  e 240 in direzione  $y$ , in modo da formare un reticolo con elementi quadrati con lato di 300 m, dimensione dettata dalla risoluzione del DEM ottenuta con un passo di campionamento di 100 m. Venti è il numero di celle in direzione verticale suddivise variando il parametro HDF, che ricordiamo essere scelto in modo tale da avere la prima cella posta ad un'altezza che al massimo raggiunge i 10 m: il suo valore è di 0,0114. In questo caso l'altezza massima raggiunta dalla ventesima cella della griglia è di 15969 m

rispetto al punto del terreno con altezza maggiore, ma da 500 m in su la distribuzione di velocità rimarrà costante e seguirà la condizione al contorno imposta a tale altezza (pressione costante).

La necessità di avere un dominio così ampio parte dall'esigenza di soddisfare due requisiti essenziali ai fini della simulazione:

- cercare di far rientrare nel dominio di simulazione tutte le torri anemometriche di cui si hanno i dati sperimentali. Questi vengono inseriti nella sezione Objects ed interpolati nei moduli successivi. Così facendo le frequenze ed i valori dell'intensità del vento sono combinati con i risultati delle simulazioni. Per ogni stazione il programma restituisce una scheda sulla ventosità del luogo in cui l'anemometro è posizionato indicandone i parametri caratteristici della distribuzione di Weibull e la rosa dei venti;
- Evitare che le condizioni al contorno imposte ai margini del dominio abbiano impatto eccessivo sulle sezioni del dominio di maggior interesse. Il manuale di tale programma suggerisce di allargare il dominio di simulazione per eliminare i problemi ai bordi derivanti dalla condizione al contorno. La parte di nostro interesse si trova quindi al centro del dominio, ben lontano dai confini e quindi meno soggetta ad effetti di bordo.

**Tabella 5 Caratteristiche della griglia**

	<b>x</b>	<b>y</b>	<b>z</b>
<b>[m]</b>	300	300	variabile
<b>Numero di celle</b>	268	240	20
<b>[m]</b>	80400	72000	variabile
<b>Totale</b>	5788,8 [km <sup>2</sup> ]		15969 [m]

L'opzione di ortogonalizzazione non è attivata per poter inserire correttamente le stazioni anemometriche senza che il programma dia errori di interpolazione. Le prime celle in prossimità del terreno risultano, a causa di tale restrizione, molto schiacciate e quindi non ottimali per un'analisi di questo tipo dove una mesh ben definita migliorerebbe la soluzione del problema. Questi errori di interpolazione vengono commessi, sul dominio simulato, sino ad altezze di 120 m s.l.t.: l'utilizzo dell'ortogonalizzazione non darebbe alcun errore se fossero usati dei dati sperimentali riferiti a tali quote. Ciò naturalmente è improponibile poiché il campo di interesse per le misurazioni anemometriche interessa le altezze comprese tra 10 m e 80 m circa [2].

L'immagine seguente, tratta da WindSim, mostra l'intero dominio simulato e le stazioni anemometriche selezionate.

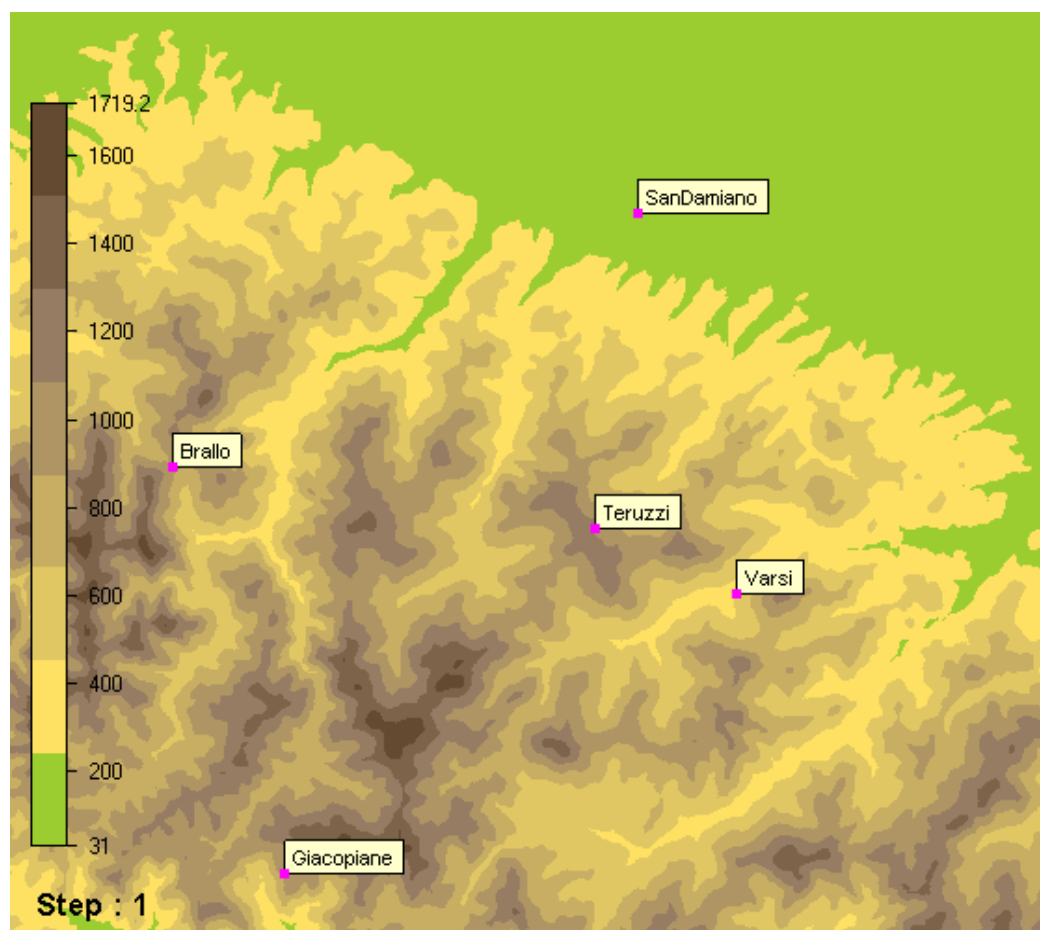


Figura 4.3 Dominio di simulazione con le stazioni anemometriche considerate

Nel modulo WindField vengono invece impostate i parametri riguardanti i modelli di turbolenza, le condizioni al contorno ed il tipo di risolutore. Il programma permette anche di scegliere la condizione al contorno nella parte superiore del dominio di simulazione. Le opzioni proposte prevedono l'assunzione di un profilo costante di pressione ad una determinata altezza oppure l'utilizzo di una condizione di flusso indisturbato. La scelta è ricaduta sulla prima opzione (*fixed pressure*) piuttosto che sulla seconda (*no friction wall*), che non risente dell'interazione dei profili fluidi degli strati sottostanti. L'opzione *fixed pressure* è quella di default proposta dal risolutore ed adatta per i terreni complessi come nel nostro caso. Sulle facce laterali del poligono simulato è imposto alla velocità del vento un profilo verticale interamente sviluppato, i cui valori non sono stati variati nonostante i parametri si riferiscano ad un terreno

fisicamente pianeggiante e privo di rilievi. Sebbene quest'assunzione sia abbastanza forte e non corrisponda alla realtà, è stata utilizzata perché il dominio di simulazione è molto ampio e le zone di nostro interesse, poste all'interno dell'area simulata, non risentono di questa inizializzazione. Come spiegato in precedenza la vasta estensione del dominio permette di eliminare gli effetti di bordo dovuti ad una non corretta inizializzazione del problema.

A seguito delle simulazioni effettuate, si è ottenuta la mappa di ventosità mostrata di seguito e riferita ad un'altezza di 50 m s.l.t. (Fig. 4.4). Da essa si può notare come siano poche le zone ventose all'interno del dominio e soprattutto come siano poste nella parte meridionale, in prossimità dei rilievi appenninici.

L'area che fra tutte quelle presenti nella provincia mostra un'elevata ventosità è posta al di sotto della stazione di Brallo: essa comprende i comuni di Zerba ed Ottone, dove la velocità risulta elevata in modulo, maggiore di 5-6 m/s. Non disponendo di dati sperimentali, in questa parte di dominio, non si può effettuare alcun confronto per verificarne la validità dei risultati poiché questa zona è molto vicina al bordo destro del dominio. Gli effetti di bordo sono visibili però in prossimità della stazione anemometrica di Brallo, dove le velocità del vento sono molto basse e non superano i 2 m/s, nonostante la posizione montuosa della stazione. Il che risulta strano poiché la zona circostante è caratterizzata da velocità in modulo più elevate, potenzialmente adatte per l'installazione di un parco eolico. Non avendo alcun dato sul grado di incertezza sulle rilevazioni sperimentali effettuate dal centro lombardo gestore della stazione anemometrica, possiamo asserire che il software incontra delle difficoltà nel ricostruire la mappa di ventosità in questa zona del dominio.

La parte settentrionale del dominio, presenta velocità medie più basse comprese tra i 3 ed i 4 m/s, di certo valori poco indicati per queste applicazioni ma naturalmente tipici di molte aree pianeggianti. L'area in cui le condizioni climatiche si presentano favorevoli ai nostri fini sono poste al centro del dominio simulato. In questa area, soprattutto al confine tra la provincia di Piacenza e la Liguria, le velocità medie sfiorano i 6 m/s. Questa zona, oltre a presentare alte velocità, è logisticamente posizionata in prossimità di una delle due reti elettriche di alta tensione che tagliano verticalmente la regione. Per questo motivo le aree di Ferriere, Coli e Bettola sembrano soddisfare almeno i requisiti iniziali per le analisi successive.

Un discorso a parte merita la zona attorno a Teruzzi in quanto sembra molto ventilata. L'unico limite di tale area è la conformazione geografica sfavorevole in cui la presenza di rilievi boschivi e di centri abitati limitano le possibilità d'installazioni eoliche. Bisogna però considerare che l'anemometro posto in loco esprime i dati di ventosità medi campionati negli ultimi dieci minuti di ogni ora. Il campionamento è quindi diverso rispetto a quello delle altre stazioni anemometriche presenti nel dominio che hanno un campionamento orario della velocità. Lo stesso metodo di campionamento di Teruzzi è usato per la stazione di Varsi.



La zona del dominio ad est della stazione di Varsi non è presa in considerazione poiché posta al di fuori del territorio Piacentino.

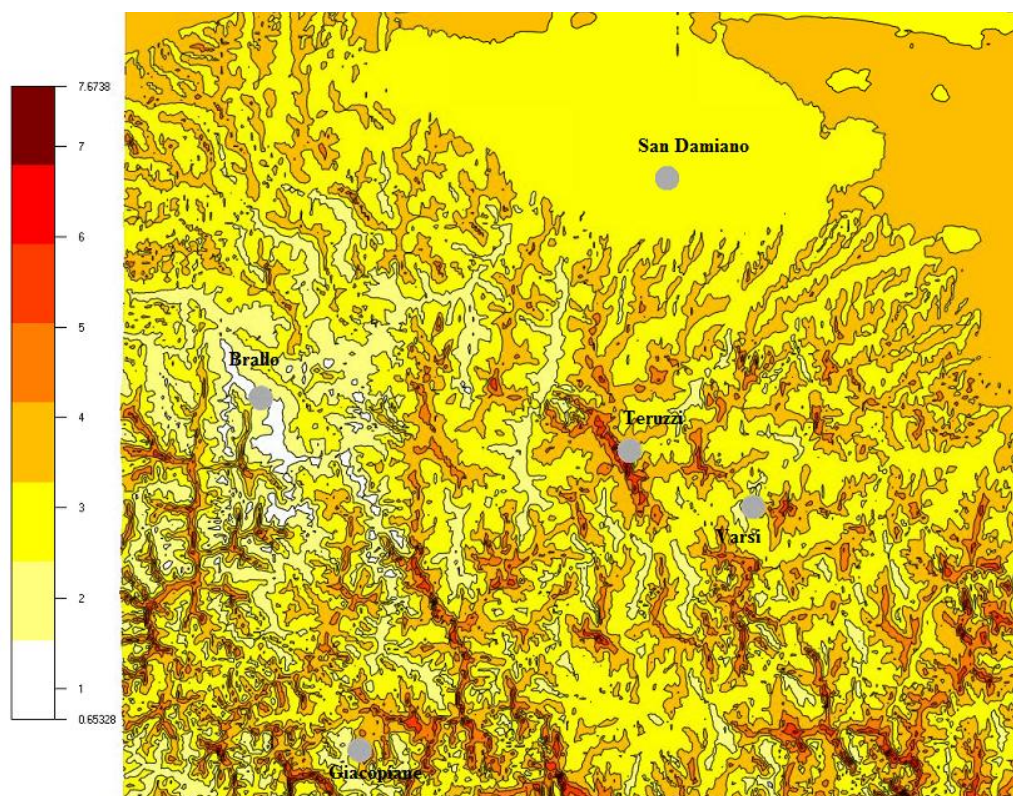


Figura 4.4 Mappa di ventosità [m/s] del dominio simulato ad un'altezza di 50 m s.l.t.

Prima di passare ad un'analisi dettagliata e numerica delle aree maggiormente ventilate della regione bisogna considerare alcuni fattori:

- la griglia è molto distorta; le prime celle infatti hanno dimensioni di 300x300 m ed altezza inferiore ai 10 m. La soluzione è inevitabilmente influenzata da questa fonte d'errore dovuta ad una mesh molto schiacciata a ridosso del terreno;
- le stazioni anemometriche hanno influenzato la mappa. Si presume comunque che gli strumenti utilizzati per campionare la velocità siano affidabili e rispecchino quindi la realtà.
- L'elevata distorsione delle celle non permette sempre il raggiungimento della convergenza utilizzando un risolutore "coupled solver". In questo modo i tempi di calcolo aumentano notevolmente poiché bisogna procedere utilizzando il "segregated solver". Non è possibile quindi procedere con altre simulazioni, utilizzando altri parametri, a causa di problemi legati al tempo di simulazione.

## 4.2 Analisi delle località individuate

Per individuare le zone maggiormente ventilate si iniziano gradualmente ad introdurre dei parametri di filtro per stringere il campo su poche località. Il primo parametro utilizzato è l'allacciamento alla rete elettrica. Per quanto riguarda la provincia di Piacenza, essa è attraversata da tre linee di alta tensione a cui potersi allacciare. Due di queste tagliano verticalmente il territorio ma non toccano minimamente le zone di Zerba ed Ottone che sono quelle maggiormente soggette a velocità medie del vento più elevate, ma che comunque attraversano zone più interne e ventilate come Ferriere, Bettola e Coli piuttosto che zone più defilate come Pecorara e Bobbio. Se la nostra analisi si limitasse alla vicinanza alla rete in alta tensione, potremmo considerare queste come le regioni più indiziate per i nostri fini. Ma risulta evidente come sia necessario allargare le nostre indagini anche alle regioni attraversate da una rete di media tensione per tenere in considerazione anche altre aree della provincia che altrimenti verrebbero scartate<sup>5</sup>. Sono state individuate quindi due gruppi di località:

- nella prima fascia sono comprese tutte le località poste in vicinanza alla rete elettrica di alta tensione.
- nella seconda fascia sono racchiuse le località più vicine alla linea di media tensione.

Tutte queste località sono state selezionate seguendo un processo di identificazione descritto di seguito:

1. fase di selezione delle zone in cui la velocità del vento (media annua) sia elevata: il programma Windsim crea un file di testo che associa ad ogni centrocella della griglia del dominio simulato un valore medio di velocità. Attraverso un sistema di filtro sono stati scartati i valori di velocità inferiore a 3,5 m/s e quelli che non rientrano nel territorio piacentino;
2. fase di localizzazione di tali zone sulla mappa della provincia per controllare la loro vicinanza alla rete elettrica: i siti che rispettano i requisiti di ventosità sono individuati su una mappa che riporta la rete elettrica di alta e media tensione della provincia di Piacenza;
3. fase di identificazione di tali zone su programmi grafici quali Google Earth per verificarne la posizione e la conformazione geografica: le coordinate del sito selezionato sono riportate sul programma grafico in modo da avere un'idea più chiara della zona. I parametri considerati

---

<sup>5</sup> Va considerato il provvedimento amministrativo dell'Autorità per l'energia Elettrica e il Gas (AEEG) n. ARG/elt99/08 in cui si sancisce come gli impianti con potenza di immissione fino a 6000 kW debbano essere allacciati ad una rete di media tensione.

come filtro per la selezione sono elementi quali la presenza di centri abitati (per evitare il problema della rumorosità delle turbine eoliche, assente dopo un raggio di circa 400 m), conformazioni geografiche molto sfavorevoli (località boschive nelle vicinanze, terreni coltivati, terreni troppo ripidi) e soprattutto la presenza di strade in loco per eventualmente trasportare gli elementi dell'impianto. Inoltre sono state escluse le zone soggette a vincoli ambientalistici come i SIC (Siti di Interesse Comunitario) e le ZPS (Zone a Protezione Speciale).

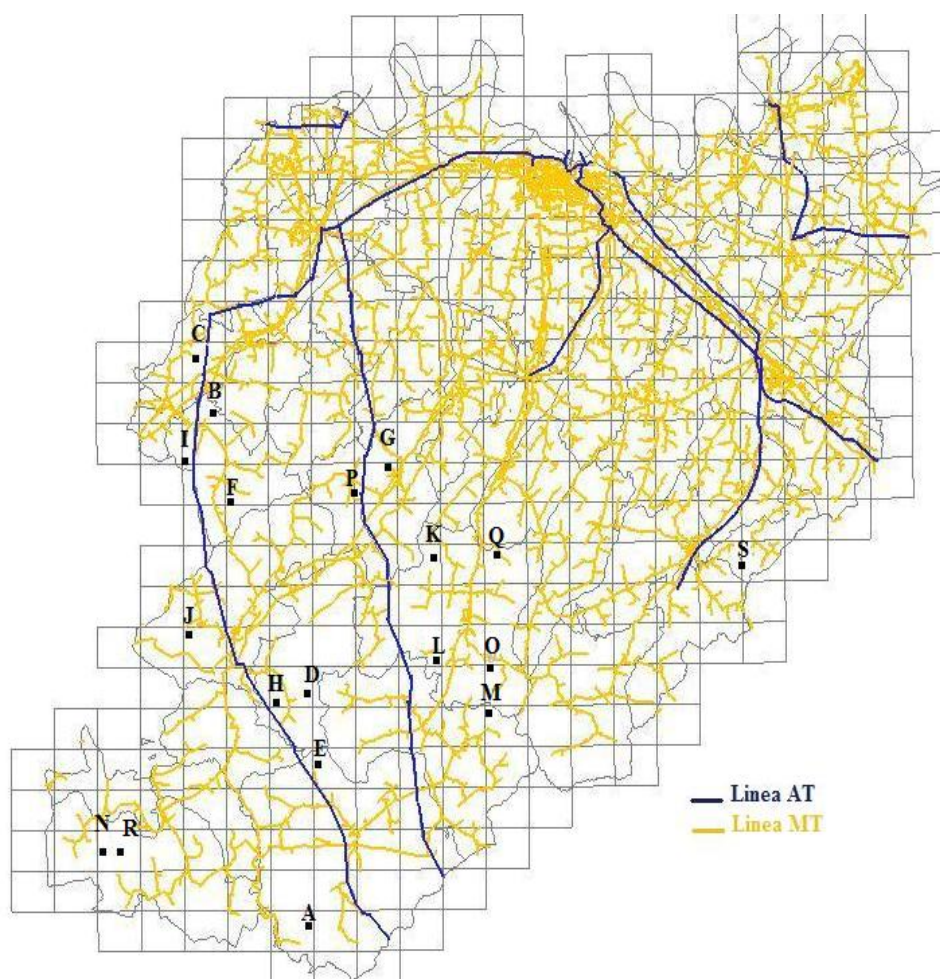
Le località della prima fascia sono stati selezionati in maniera da raggiungere un buon compromesso tra le velocità del vento e la distanza dalla rete elettrica di alta tensione: essendo i valori di ventosità relativamente bassi, si è cercato di essere più stringenti sulle distanze dalla rete elettrica, scegliendo quindi i siti vicini alla AT, eliminando gli elevati costi che deriverebbero dalla costruzione di una rete elettrica apposita. Così facendo si è compensato il basso valore di velocità del vento con la ridotta distanza dalla rete elettrica in modo da non influire in maniera negativa sul bilancio economico finale.

**Tabella 6 Località poste in vicinanza alla rete elettrica di Alta Tensione**

<b>Simbolo</b>	<b>Nome località</b>	<b>Velocità media annua [m/s]</b>	<b>Longitudine [°]</b>	<b>Latitudine [°]</b>	<b>Altitudine approssimativa[m]</b>
<b>A</b>	Ferriere 1	5,31	9,45289	44,58679	1507
<b>B</b>	Pecorara 1	4,67	9,36418	44,90579	660
<b>C</b>	Nibbiano	4,58	9,34157	44,93827	618
<b>D</b>	Coli 2	4,54	9,45775	44,72451	1242
<b>E</b>	Ferriere 2	4,32	9,46887	44,69476	1312
<b>F</b>	Pecorara 3	4,25	9,38275	44,84092	830
<b>G</b>	Travo	4,22	9,50075	44,87827	620
<b>H</b>	Coli 1	4,17	9,41604	44,71927	954
<b>I</b>	Pecorara 2	4,17	9,33737	44,87077	837
<b>J</b>	Bobbio	3,76	9,34807	44,75461	956
<b>K</b>	Bettola 1	3,48	9,54187	44,80786	597

Nella figura 4.5 si può vedere come sono dislocati i siti individuati all'interno della provincia. Sono ben visibili in blu le linee di alta tensione che tagliano verticalmente la provincia, mentre in arancione è raffigurata la rete elettrica di media tensione che ricopre tutta la provincia allargando l'analisi di ventosità su alcune località che altrimenti non sarebbero state considerate (N ed R nel comune di Ottone ed i punti Q, O ed M nel comune di Bettola e Farini).

In tale mappa (Fig. 4.5), i valori medi delle velocità del vento sono molto bassi e soprattutto inferiori alla soglia di 6 m/s, ritenuta indice per raggiungere un numero di ore equivalenti maggiore di 2000 [7], ma comunque non sufficiente a stabilire se un campo eolico sia remunerativo o meno. Questi sono naturalmente valori indicativi, derivanti da un'analisi numerica soggetta ad elevate fonti d'errore. Basti pensare che nella località di "Ferriere 2" (punto E) è stata recentemente installata una turbina eolica. Questo è la dimostrazione da un lato di come lo strumento a nostra disposizione sia affidabile in termini di individuazione delle aree ventilate e dall'altro lato come la velocità del vento, ottenuta come output, non corrisponde a realtà, ma risulta, nel caso di "Ferriere2", sottostimata. Quindi tutti questi dati verranno trattati con cautela e l'analisi si limiterà quindi ad individuare solo le aree più favorevoli dando poco peso ai valori medi di velocità emessi dal programma.



**Figura 4.5** Località selezionate e schema della rete elettrica di alta e media tensione nella provincia di Piacenza.

I siti appartenenti alla seconda fascia sono stati individuati soprattutto considerando la loro vicinanza alla rete elettrica di media tensione. In questo modo molte delle località che non rientrano nella prima fascia, soprattutto nella zona di Varzi ed Ottone, precedentemente indicata come una delle aree più promettenti e ventilate, possono essere prese in considerazione ed indagate successivamente. È proprio il sito di “Ottone 1”( punto N) quello con velocità del vento maggiore, integrabile alla rete elettrica di media tensione posta non distante dall’ipotetico sito.

A poca distanza da tale punto è locato l’altro sito, ”Ottone2” (punto R). Entrambe le zone sono poste sulla cima di una piccola zona montuosa. Tra le due sembra però più propensa a questo scopo la seconda postazione poiché, visionando la zona su alcuni programmi geografici (Google Earth), ci accorgiamo dell’effettiva difficoltà nell’installare un parco eolico nell’area di “Ottone 1”. Infatti le vie di accesso alla zona sono inesistenti se si escludono delle piccole mulattiere che collegano il sito ai paesi limitrofi. In ogni caso saranno omesse e dai nostri studi per rispettare i vincoli legislativi provinciali (vedi paragrafo 4.3).

In questa analisi entra in gioco anche una grande fetta della zona del comune di Bettola che risulta, per il numero di siti trovati, il comune più promettente. In precedenza era stata individuata una sola località allacciabile all’alta tensione, peraltro con velocità medie molto basse (“Bettola 1”). Le altre, che hanno velocità maggiori, sono allacciabili alla rete elettrica di media tensione: sono queste le località di “Bettola 2” (L), “Bettola 3” (O) e “Bettola 4” (Q) che hanno velocità medie molto più elevate rispetto al sito presente allacciabile alla rete AT.

Risulta interessante la zona al confine tra i comuni di Bettola e Farini (punto M) allacciabile solo alla rete di media tensione, nonostante i valori di ventosità facciano pensare ad una buona producibilità elettrica per l’alta tensione.

**Tabella 7 località del emerse dalla simulazione con griglia non ortogonalizzata**

<b>Simbolo</b>	<b>Nome località</b>	<b>Velocità media annua [m/s]</b>	<b>Longitudine [°]</b>	<b>Latitudine [°]</b>	<b>Altitudine approssimativa[m]</b>
<b>L</b>	Bettola 2	5,78	9,53747	44,74307	1234
<b>M</b>	Farini Nord	5,7	9,62830	44,73180	1180
<b>N</b>	Ottone 1	5,64	9,27168	44,63058	1516
<b>O</b>	Bettola 3	5,42	9,65503	44,75055	1019
<b>P</b>	Travo	5,32	9,47387	44,84392	740
<b>Q</b>	Bettola 4	4,83	9,65182	44,80189	720
<b>R</b>	Ottone2	4,49	9,29816	44,63052	1206
<b>S</b>	Vernasca	4,13	9,87193	44,80852	427

È isolato il caso della zona di Vernasca (punto S), posto anch'essa in vicinanza di una linea di alta tensione. Questo sito, dai risultati derivanti dalla simulazione numerica, risulta ventilato. Purtroppo questa area è caratterizzata da piccoli paesini dislocati sul territorio che ostacolerebbero l'istallazione di un parco eolico temendo il disturbo in termini di rumore.

Anche i siti di "Bettola 1", "Bettola 4" e di Travo non verranno presi in considerazione. I primi due poiché hanno velocità medie non elevate a differenza degli altri siti più interessanti nel comune, il terzo invece risulta essere in prossimità di un'area protetta e quindi scartabile a priori.

Un buon termine di confronto è l'immagine estratta dal lavoro del centro ricerca CESI di Milano (Fig. 4.6). Da essa, riferita ad un'altezza di 50 m s.l.t., si può vedere come le zone ventilate siano tutte o nella parte meridionale della provincia o nella zona di Ottone e Ferriere. Infatti le aree evidenziate in giallo, a cui corrisponde una velocità di 6 m/s, sono collocate nelle località indicate in precedenza con le lettere N ed R per la zona di Ottone, A ed E per la zona di Ferriere. Anche i siti di Pecorara, Bobbio e Bettola sono soggetti a ventosità elevate i cui valori sono però superiori rispetto a quelli evidenziati da WindSim.

Da notare è anche la zona presso il comune di Brallo. Utilizzando WindSim si evince un'anomalia nella zona in questione che non viene riscontrata utilizzando la mappa fornita dal centro ligure. Se sovrapponevamo le mappe riusciremmo a far coincidere in maniera più o meno precisa le località precedentemente individuate con quelle emerse da tale lavoro. I risultati ottenuti da WindSim sono analoghi a quelli presenti sull'atlante eolico costruito dal CESI. Le uniche differenze si riscontrano nei valori assoluti della velocità che sono di gran lunga maggiori guardando il lavoro svolto dal centro lombardo.

A priori non si può dire quale delle due mappe rispecchi più fedelmente la realtà perché entrambi sono soggetti agli errori caratterizzanti un'analisi tramite CFD. Però si può asserire che le differenze principali tra i due lavori sono date da:

- 1 la griglia con cui è discretizzato il dominio è diversa per i due casi. Il lavoro svolto dal centro CESI prevede l'utilizzo di una griglia con celle quadrate di lato pari ad 1 km. La griglia utilizzata in WindSim ha invece dimensioni di 300x300 m;
- 2 i motori di calcolo con cui sono state svolte le equazioni di Navier Stokes sono diversi. In entrambi i casi non si conoscono eventuali approssimazioni o semplificazioni, introdotti dai creatori dei software, tali da ottenere una più rapida convergenza a discapito dell'accuratezza del problema;
3. non si è in possesso di alcun documento in cui venga presentato il modello di turbolenza utilizzato per creare la mappa di ventosità dal centro sperimentale lombardo. Come dimostrato precedentemente, utilizzare un modello piuttosto che un altro modifica in parte i risultati ottenuti.

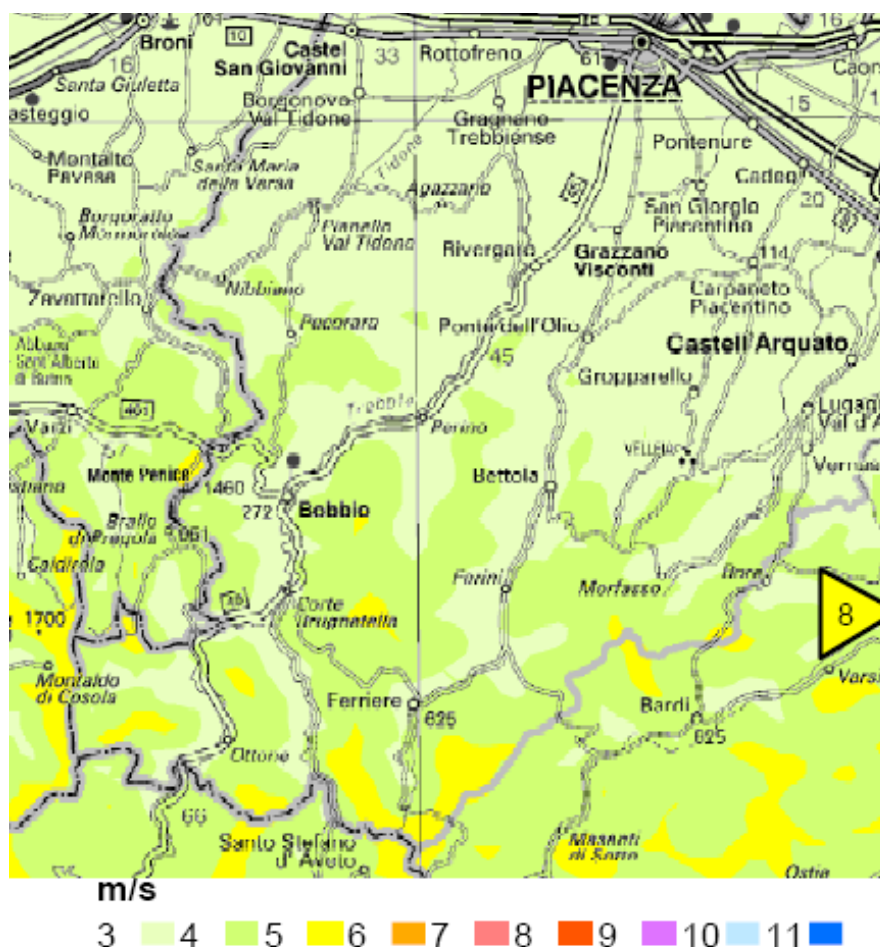


Figura 4.6 Mappa della ventosità a 50 m s.l.t della provincia di Piacenza secondo lo studio del centro ricerca CESI di Genova.

### 4.3 Limitazioni territoriali

A questo punto del lavoro è giusto iniziare a considerare gradualmente altri fattori che ulteriormente ridurranno il numero di località scelte. Dal paragrafo precedente è emerso come le zone più ventilate siano quelle poste in località distanti dalla linea elettrica di alta tensione e quelle poste ad una quota elevata: fino ad ora sono state analizzate le località solo dal punto di vista anemometrico, senza applicare ad esse nessun tipo di filtro di natura burocratica che possa escludere le aree ventilate. Per svolgere una scrematura preliminare si considerino i vincoli imposti dalla Delibera GP n.133 del 18/03/09 riguardo il Piano Programma Energetico Provinciale (PPEP). I punti cardine proposti in tale decreto riguardanti l'eolico vengono ripresi dal Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) adottato nel 2007 e riportati di seguito:

- Art.6: possibilità di installazione di impianti di trasporto dell'energia e di produzione di energia da fonti rinnovabili nel sistema dei crinali e della collina.
- Art. 7: divieto di installazione oltre i 1200 m s.l.m.
- Art. 8: possibilità di installazione di impianti di trasporto dell'energia e di produzione di energia da fonti rinnovabili nei sistemi forestali.
- Art. 15: possibilità di installazione di impianti di trasporto dell'energia e di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle zone di particolare interesse paesaggistico - ambientale.
- Art. 18: divieto di installazione nelle zone di tutela naturalistica.
- Art. 22: divieto di installazione di interesse storico, archeologico e paleontologico.

Tra queste norme risulta di particolare interesse l'articolo 7 che impone come vincolo una quota massima di installazione di un parco eolico. Attenendoci a tale norma potremmo escludere qualsiasi tipo di studio di questo tipo nella maggior parte delle aree segnalate in precedenza poiché le zone con una ventosità minima per l'installazione di un parco eolico sono tutte ad una quota maggiore di 1200 m s.l.m.

Si possono quindi escludere a priori i siti di "Ferriere 1" ed Ottone, posti al di sopra dei 1500 m s.l.m., ma si può cercare di ottenere qualche deroga particolare per il sito "Bettola 2" (punto L), in cui le quote massime sono di poco superiori al vincolo imposto dal PTCP. In un documento estratto da tale decreto si evince come vi siano delle possibilità di ottenere deroghe nel caso in cui sussistano alcune condizioni come l'accessibilità, la presenza di particolari aspetti naturalistici o la presenza di punti di allacciamento alla rete elettrica tali da permettere il superamento del vincolo legato alla quota.

In attesa di eventuali cambiamenti legislativi e burocratici saranno analizzate le zone sia non soggette a restrizioni di tale natura e sia limitate da vincoli normativi eventualmente superabili con deroghe ed accurate documentazioni.

In conclusione a questa prima analisi sperimentale si possono trarre delle conclusioni da poter utilizzare nelle simulazioni successive:

- La simulazione su tutto il dominio ha permesso di individuare le aree più promettenti. Queste non sono variate nonostante sia variato il tipo di griglia utilizzato. Il programma quindi è un ottimo strumento per individuare a priori quali siano le zone di maggior interesse per uno studio di questo tipo.
- I valori numerici ottenuti da tale simulazione sono molto indicativi e quindi si suggerisce un confronto con dei dati sperimentali che renderebbero così più



affidabile e veritiero il lavoro svolto in termini informatici attraverso il software.

- La presenza delle stazioni anemometriche dislocate nel terreno ha in parte influenzato alcune misurazioni. È il caso della stazione di Brallo che tende a ridurre, attraverso l'interpolazione con i dati simulati, la ventosità di una zona in apparenza molto ventilata.
- Le aree più promettenti sono poste distanti della rete di alta tensione: le zone poste lungo le due linee di alta tensione, escluso il sito di "Ferriere 1", non raggiungono velocità maggiori di 5 m/s. Alla luce di quanto abbiamo scoperto più recentemente, su una linea in MT si può allacciare tranquillamente fino a 3 MW. Con qualche attenzione in più, anche fino a 6 MW.
- Una simulazione su scala ridotta sarebbe consigliabile quindi per le zone di "Pecorara 1", "Bettola 2", "Bettola 3" e "Farini Nord", in cui le velocità risultano interessanti e prossime a quelle di alcuni parchi eolici già esistenti sul territorio nazionale. Infatti l'unica fonte di erogazione di energia elettrica da tali sistemi è presente in Emilia Romagna nella zona di Casoli di Romagna dove le velocità medie annue sono dell'ordine dei 5,3 m/s [26].



## Capitolo 5

# Analisi di sensibilità degli strumenti di WindSim

Prima di effettuare un'accurata ricerca sulle aree selezionate nella simulazione su vasta scala, è necessario prendere confidenza col programma utilizzato e soprattutto con alcuni suoi strumenti capaci di migliorare la sensibilità del software ed eliminare così la maggior parte delle fonti d'errore, per arrivare ad una conclusione che più si avvicini alla realtà. Molti di questi errori sono intrinseci all'approccio CFD mentre altri sono legati a WindSim che prontamente li segnala con un messaggio di "warning". Nei paragrafi successivi saranno mostrate le simulazioni effettuate per ovviare a questi problemi e capire meglio il comportamento del software a varie altezze dal suolo, confrontando i dati sperimentali con quelli elaborati da WindSim.

Lo strumento più importante che verrà utilizzato nelle analisi di microscala è la *Transfer Climatology*. Nel modulo Objects è possibile inserire alcune stazioni di riferimento partendo da quelle di cui si posseggono i dati: attraverso la funzione *transfer climatology* le velocità relative ad una stazione di misura, presente nel dominio globale ma non in quello locale, possono essere riportate nel piccolo dominio per creare una climatologia locale. La cosa migliore, quando possibile, è quella di utilizzare le stazioni anemometriche poste più vicine all'area indagata per ridurre eventuali errori di interpolazione ed avere quindi dati comparabili passando dalla scala macroscopica a quella di maggior dettaglio. Questa operazione risulta molto utile nel caso in cui, nella zona di microscala, non si abbiano a disposizione delle stazioni anemometriche da cui attingere i dati sperimentali.

Nei paragrafi successivi vedremo come questo strumento influenzi i risultati ottenuti dal programma per poter poi avere delle migliori approssimazioni nelle simulazioni riguardanti i piccoli domini.

### 5.1 Confronto con i dati sperimentali a 10 m s.l.t

La mappa di ventosità ottenuta dopo la simulazione sull'intero dominio può essere riferita a qualsiasi altezza dal suolo. In questo modo è possibile verificare la presenza di vento a quote ottimali per installazioni eoliche ma soprattutto per confrontare i dati ottenuti per via computazionale con quelli sperimentali in nostro possesso, verificando il grado di incertezza e d'errore del software.

Sono state effettuate cinque analisi, tante quante le stazioni anemometriche utilizzate per mappare il territorio. In ognuna di esse è stata eliminata una

stazione per rilevarne, per via computazionale, il valore della velocità media del vento e confrontarla con i dati sperimentali. Per questo motivo le mappe di ventosità descritte in questa sezione si riferiscono a 10 m dal suolo.

Il processo è stato effettuato utilizzando solo la griglia non ortogonalizzata poiché non vi sono errori di inserimento degli anemometri nel dominio in quanto le celle a ridosso del terreno hanno altezza minore di 10 m. La griglia ortogonalizzata non è stata quindi utilizzata poiché tale opzione modifica la prima cella sul terreno non rendendo possibile l'inserimento della torre anemometrica.

Si attendono dei dati sicuramente diversi rispetto a quelli sperimentali poiché gli studi che utilizzano la CFD possono raggiungere anche valori molto differenti dalla realtà. È proprio questo uno dei limiti caratteristici che si sta cercando di eliminare. Vengono in nostro aiuto anche vari documenti presenti sul sito internet della casa creatrice del software in cui si dimostra come questo sia un problema ricorrente utilizzando WindSim [15]. Un lavoro svolto dall'università di Perugia ha riscontrato una differenza del 30% tra i dati sperimentali e quelli emersi dalle simulazioni col software [7].

Lo scostamento tra i valori reali da quelli sperimentali è di diversi punti percentuali (Tab.8), a seconda del numero delle stazioni e della loro posizione. Le cose da notare sono due:

- a priori non si può stabilire se il programma sovrastimi o sottostimi i risultati poiché, su cinque siti campionati, i dati simulati sono sia maggiori che minori rispetto a quelli rilevati dagli anemometri. È sufficiente guardare le stazioni di Varsi e Teruzzi la cui stima di valori è diversa in modulo rispetto alle altre stazioni presenti nella mappa;
- la conformazione geografica è una delle componenti principali d'errore. In corrispondenza della stazione di Brallo, nel caso di griglia non ortogonalizzata, il valore riscontrato con Windsim è superiore al 79% rispetto ai valori sperimentali campionati dall'anemometro. Era stato detto già in precedenza come questa zona riscontrasse anomalie al termine della simulazione su scala macroscopica, ed ora si ha una ulteriore conferma. Il territorio in cui è posizionata la stazione è prevalentemente montuoso e ricco di asperità che risultano di difficile modellazione e risoluzione da parte del software.

Nonostante queste considerazioni si può notare come i dati siano molto simili a quelli sperimentali, inferiori al 15% per tutte le stazioni ad eccezione di quella di Brallo. Anche se la zona simulata sia non del tutto favorevole (le stazioni di Teruzzi e di Giacopiane sono poste su rilievi montuosi), il programma riesce a commettere errori di piccola entità compresi tra 0,1-0,35 m/s, valori che si possono ritenere accettabili e trascurabili senza compromettere la bontà dello studio che si sta effettuando.

Tabella 8 Scostamento dai valori reali per la griglia non ortogonalizzata a 10 m

Stazione	Dati sperimentali [m/s]	Dati computazionali [m/s]	Errore
San Damiano	2,41	2,76	14,52%
Brallo	1,39	2,49	79,14%
Teruzzi	2,53	2,17	-14,23%
Varsi	2,13	2,02	-5,16%
Giacopiane	3,42	3,76	10,26%

I dati ottenuti a queste quote oltre a rientrare nel range di errore tipico di questo programma si possono confrontare con la variabilità della ventosità annuale delle locazioni considerate. Infatti i dati sperimentali sono la media di diversi anni di campionamento, a seconda della stazione di riferimento. Quelli invece emersi dalle simulazioni indicano la velocità media in termini assoluti, indipendentemente dall'anno di campionamento. Nella realtà, ogni anno la velocità del vento non è uguale a quella degli altri anni per cui il fenomeno ha una fonte intrinseca di variabilità da cui non si può prescindere. Variazioni annuali del 5% si sono riscontrate campionando i dati della stazione di Varsi che dal 2006 al 2008 ha subito un incremento del 5,7% di velocità, da 2,08m/s a 2,2 m/s, valore in modulo prossimo a quello trovato dal software per questa stazione (Tab. 9).

Tabella 9 Variazione annuale della velocità media per alcune località presenti nel dominio

Stazioni	Velocità medie annue [m/s]			Variazione valore
	2006	2007	2008	
Varsi	2,08	2,2	2,1	5,45%
Teruzzi	2,58	2,5	2,52	2,32%
San Damiano	2,25	2,38	2,2	7,56%
Giacopiane	3,31	3,63	3,32	9,66%

Possiamo quindi asserire che gli errori emersi dalle simulazioni sono dello stesso ordine di grandezza delle variazioni annuali di velocità del vento, tranne in casi eccezionali dovuti ad errori computazionali o di campionamento, come per la stazione di Brallo.

Per quanto riguarda le altre stazioni si vede come quella di Giacopiane presenti uno scostamento di circa il 10% da un anno all'altro mentre la variazione si arresta al 7,56% per la stazione di San Damiano. Dalla tabella è stata esclusa la

stazione di Brallo poiché i dati in possesso per tale stazione sono riferiti ad un solo anno di campionamento e quindi senza termine di paragone.

## **5.2 Confronto con le stazioni anemometriche a 50 m s.l.t**

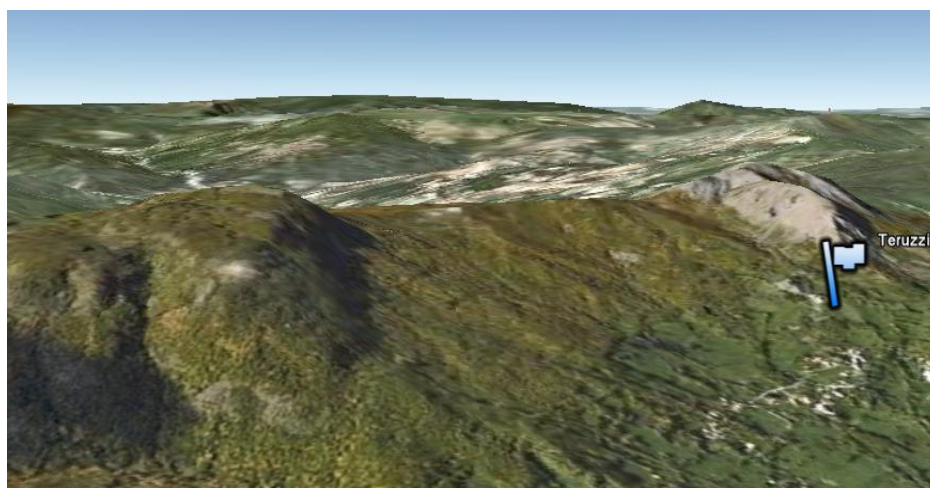
Lo stesso procedimento descritto nel paragrafo precedente verrà ora utilizzato per confrontare i dati riferiti ad una quota di 50 m s.l.t. Tale valore risulta razionale poiché tipico di un generatore eolico di potenza media installato sul territorio Italiano. Anche la mappa di ventosità dell'intero dominio, fornitaci da WindSim e precedentemente descritta, si riferisce a tali quote. Non è possibile, anche in questo caso, utilizzare la griglia ortogonalizzata poiché il software riscontra degli errori di interpolazione in alcuni punti del dominio fino ad altezze di 120 m dal suolo.

Inserendo o meno le stazioni anemometriche considerate, è stato possibile valutare le differenze principali che vi sono nell'utilizzo dei dati sperimentali o meno e di come essi influenzino la mappa a tali quote. Sono state ottenute quindi cinque mappe ed ognuna di essa presenta quattro stazioni anemometriche: la loro presenza fa sì che il programma interpoli i valori di velocità, sia perpendicolarmente che orizzontalmente al suolo partendo dai dati sperimentali. Quando invece non vi è alcun anemometro l'interpolazione viene effettuata dal programma ed è scopo di questa analisi verificarne la sua bontà individuando la differenza tra l'interpolazione effettuata con e senza l'inserimento della stazione anemometrica.

Dalla tabella 10 si evince come le differenze di velocità, nei punti considerati, includendo ed escludendo le stazioni anemometriche, siano minime tutti i casi, ad eccezione di quelli di Brallo e Teruzzi: i dati di ventosità attorno alla stazione lombarda risultavano anomali anche in altre analisi, per cui ci riserviamo di esprimere un giudizio definitivo al termine di tutte le simulazioni; la stazione emiliana, se presente nel dominio, tende ad aumentare i valori della ventosità dell'intera mappa. Il motivo di tale aumento non lo si conosce però si è ipotizzato che il fenomeno abbia le sue radici nella conformazione geografica del luogo in cui è collocato. Ricorrendo ad un'analisi del territorio in cui è collocata la stazione di Teruzzi, attraverso le immagini satellitari, si può evincere come essa sia collocata in un condotto naturale largo circa 1 km creato da due rilievi montuosi, posti ai suoi lati, che tendono ad incanalare e accelerare il flusso d'aria che investe la valle in cui essa giace.

Ad avvalorare questa teoria è la posizione del canale naturale, posto nella direzione SE, quella di massima ventosità della zona. Gli effetti di tale aumento di ventosità sono visibili ad altezze maggiori rispetto alle basse quote perché il canale è posto a valle di un "gradino" naturale creato da una catena montuosa posta perpendicolarmente ai due rilievi che confinano il canale (Fig 5.1). Questo

fa sì che allontanandosi dal suolo siano meno vistosi i fenomeni di ricircolo causati dalla turbolenza.



**Figura 5.1 Immagine satellitare del canale naturale che convoglia l'aria sulla stazione di Teruzzi. Fonte Google Earth**

Utilizzando o meno la stazione di San Damiano si influenza l'area limitrofa alla stazione aumentando il valore di ventosità del 15 %.

Per quanto riguarda le aree attorno alle stazioni di Varsi e di Giacopiane, il programma non risente della presenza o meno delle stazioni: si tratta, in termini di differenza percentuale, di scostamenti dell' 1,47% per la stazione emiliana e dell' 8,20% per la stazione ligure.

Possiamo ritenere che il programma, a 50 m s.l.t riesce ad approssimare bene i siti posizionati presso le stazioni di San Damiano, Varsi e Giacopiane, mentre presenta delle difficoltà per le stazioni di Brallo e di Teruzzi, le quali sono posizionati in aree geograficamente non semplici da risolvere ma molto ventilate.

**Tabella 10 Scostamento tra i valori simulati con e senza stazione anemometrica a 50 m s.l.t**

Stazione anemometrica	Dati senza stazione	Dati con stazione	Scostamento percentuale
	m/s	m/s	%
Giacopiane	4,62	4,27	8,20%
Varsi	2,76	2,72	1,47%
Teruzzi	3,15	4,13	-23,73%
San Damiano	3,29	2,86	15,03%
Brallo	3,18	1,7	87,06%

### 5.3 Confronto con le stazioni anemometriche a 120 m s.l.t.

La terza analisi da effettuare si basa sul confronto dei valori delle velocità del vento a 120 m dal suolo, nelle località in cui sono poste le stazioni anemometriche prese in considerazione per questo lavoro. L'altezza è stata scelta poiché, utilizzando una griglia ortogonalizzata per il dominio, a tale quota, è possibile inserire i dati relativi alle stazioni anemometriche senza che compaiano errori di interpolazione commessi dal software (segnalati da un "warning"). In questo modo è possibile effettuare anche delle analisi con la griglia ortogonalizzata e verificare la bontà dell'opzione *transfer climatology* che verrà utilizzata per trasferire le stazioni anemometriche da 10 m a 120 m.

La prima anomalia che si può evincere è l'eccessivo aumento percentuale (109%) della velocità nella località di Teruzzi nel passare da 10 m a 120 m dal suolo (Tab.12). Non avendo modo di confrontare questi dati con delle analisi sperimentali ma limitandoci a relazionarli alle altre stazioni anemometriche presenti nel territorio si può concludere dicendo che il dato risulta anomalo poiché di gran lunga superiore a tutti gli altri riportati in tabella 11.

Riferendoci alle stazioni di Giacobiane e di Brallo, si può asserire che entrambe hanno un profilo di velocità che varia di poco rispetto alle restanti torri anemometriche. L'incertezza di tali risultati può essere associata alla vicinanza al confine di simulazione che influisce in maniera negativa sui dati di ventosità del luogo.

Tabella 11 Andamento delle velocità medie a 10 m s.l.t e 120 m s.l.t

Stazione anemometrica	Dati sperimentali [m/s]	Dati con Griglia ortogonalizzata [m/s]	Aumento percentuale
Altezza [m]	10	120	
San Damiano	2,41	3,37	39,83%
Brallo	1,39	1,68	20,86%
Teruzzi	2,53	5,3	109,49%
Varsi	2,13	3,04	42,72%
Giacopiane	3,41	3,89	14,08%

Sulle rimanenti stazioni anemometriche di San Damiano e di Varsi, non si può esprimere nessun giudizio assoluto. Si può soltanto asserire che i due incrementi percentuali della velocità, in direzione verticale, siano molto simili tra loro.

Come svolto per la mappa a 10 m e a 50 m dal suolo, l'analisi di eliminazione a rotazione delle stazioni è stata applicata a 120 m di altezza, in modo da monitorare l'errore commesso da WindSim nel fornire i dati a tali quote. In



questo modo si possono emettere delle conclusioni sulle interpolazioni eseguite in direzione verticale dal software.

La tabella seguente (Tab.12) mostra come in tutti i casi vi sia una differenza di valori utilizzando o meno la stazione di misura. Questi scostamenti sono però più elevati rispetto a quelli che si evincevano alle altezze di 10 m e 50 m a dimostrazione del fatto che all'aumentare dell'altezza aumentano le differenze tra le stime che si possono effettuare con e senza dei dati sperimentali di riferimento.

**Tabella 12 Confronto tra i dati a 120 m s.l.t. ottenuti eliminando a i una delle stazioni anemometriche**

Stazione anemometrica	Dati senza stazione	Dati con stazione	Errore
	m/s	m/s	%
Giacopiane	4,96	3,89	27,51%
Varsi	3,23	3,04	6,25%
Teruzzi	3,76	5,35	-29,72%
San Damiano	4,14	3,37	22,85%
Brallo	3,71	1,68	120,83%

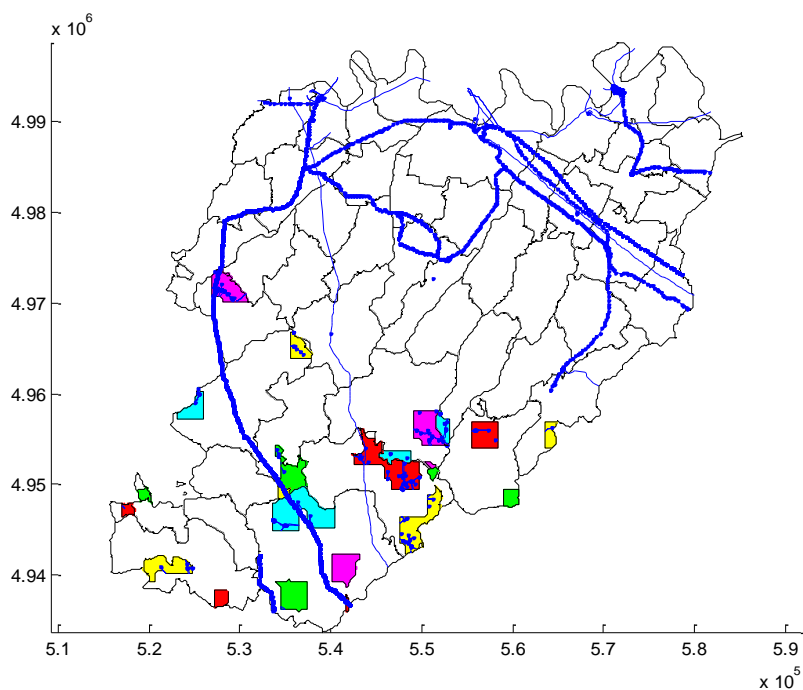
Un discorso a parte meritano le stazioni di Brallo e di Teruzzi, i cui valori sono diversi rispetto a quelli emersi dalle altre stazioni. Se la stazione di Brallo tende a ridurre in modulo i valori della ventosità della mappa, quella Emiliana di Teruzzi invece aumenta i valori della velocità del vento sull'intero dominio.

A tal proposito risulta interessante osservare le figure 5.2 e 5.3: esse rappresentano la provincia di Piacenza e la sua rete elettrica su cui sono mappate le zone in cui le velocità medie del vento, a 120 m s.l.t, sono maggiori di 5,5 m/s. Le aree sono rappresentate in differenti colori solo per poterle distinguere meglio nella mappa. I loro confini sono stati ritagliati conformemente ai vincoli paesaggistici ed ambientali presenti in loco in modo da escludere le zone in cui sono presenti ad esempio dei siti SIC o ZPS.

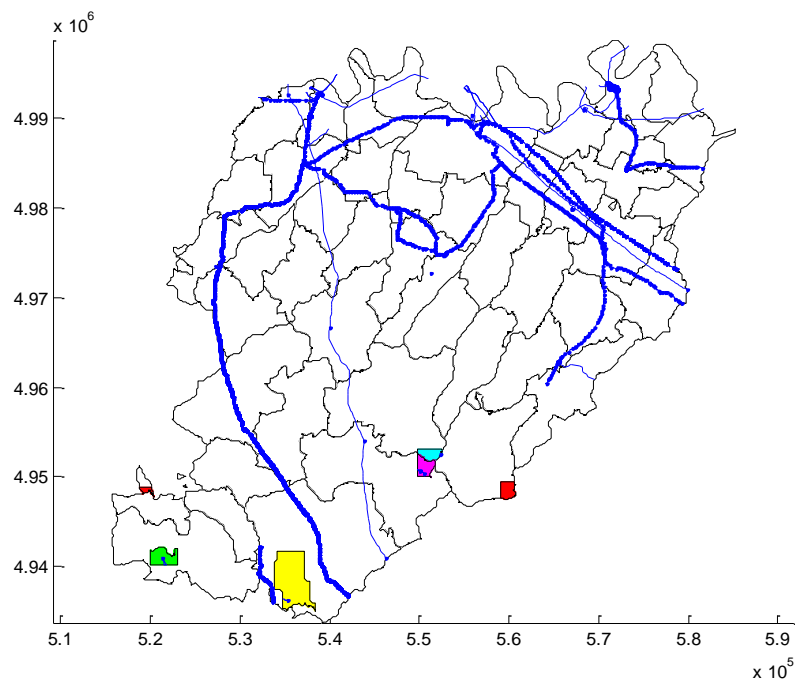
La figura 5.2 mostra la mappa così ottenuta eliminando la stazione di Brallo. Così facendo i valori medi della velocità sono aumentati in tutto il dominio e sono presenti diverse aree con velocità maggiori a 5,5 m/s.

Eliminando invece la stazione di Teruzzi (Fig. 5.3), sono minori le zone che raggiungono tale valore di velocità rispetto al caso precedente, a dimostrazione di come queste due stazioni influenzino in maniera opposta la ventosità della mappa.

Le mappe a tali quote per le altre stazioni anemometriche verranno mostrate nel paragrafo 5.4.



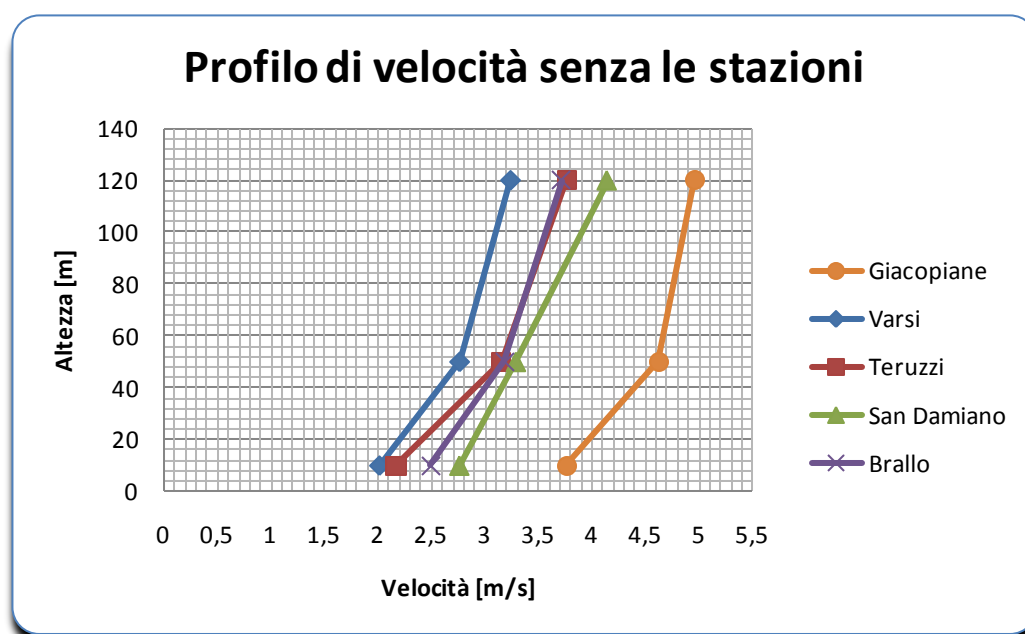
**Figura 5.2** Mappa di ventosità riferite a 120 m s.l.t della provincia di Piacenza con le località la cui velocità è maggiore di 5,5 m/s, escludendo la stazione anemometrica di Brallo.



**Figura 5.3** Mappa di ventosità riferite a 120 m s.l.t della provincia di Piacenza con le località la cui velocità è maggiore di 5,5 m/s, escludendo la stazione di Teruzzi.

Non potendo stabilire quale delle due stime sia più corretta poiché non si hanno riscontri sperimentali per tali quote, l'analisi condotta si limita a dire che qualsiasi mappa di ventosità ottenuta inserendo le due stazioni risulta soggetta ad un aumento, con Teruzzi, e ad una riduzione, con Brallo, del modulo della velocità rispetto al caso in cui le due stazioni non siano presenti nel dominio.

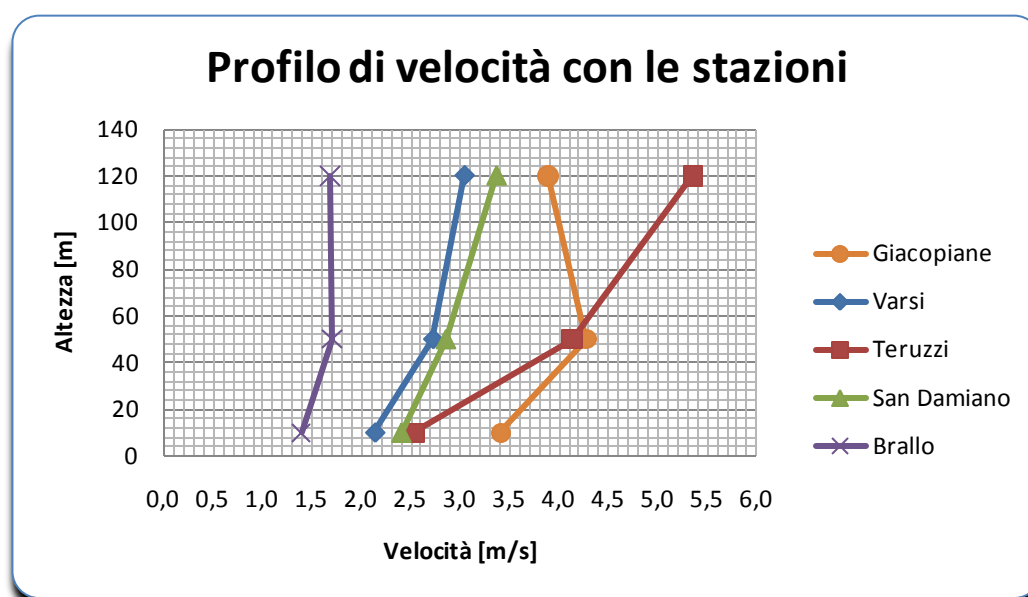
Un'ulteriore analisi si basa sul confronto effettuato sui profili di ventosità nei punti in cui sono inserite le stazioni anemometriche. In un caso si è tracciata la curva con le varie velocità fornite dal software senza le stazioni anemometriche (Fig. 5.4), avendo così un profilo di velocità influenzato solo dalla presenza delle quattro stazioni restanti, trattando così il punto come uno generico appartenente al dominio di simulazione. Nell'altro caso, invece, ogni punto ha come riferimento l'anemometro stesso da cui interpolerà il profilo di velocità (Fig. 5.5). Dal confronto si evince come, in assenza dei dati anemometrici, l'andamento della velocità risulti conforme alle leggi teoriche che prevedono un aumento marcato del gradiente ad altezze ridotte, per poi assestarsi con l'aumentare della quota. In assenza di vincoli, il software non ha difficoltà ad imporre un profilo di velocità influenzato solo dalla rugosità del terreno da cui esso parte.



**Figura 5.4** Profilo di velocità non inserendo le stazioni anemometriche considerate

Passando al caso in cui sono presenti le stazioni anemometriche all'interno del dominio si può notare come i profili relativi alle stazioni di Varsi e San Damiano siano gli unici che rispecchiano in maniera fedele l'andamento del grafico in figura 5.4. Le altre stazioni invece hanno un andamento diverso nei due casi. La

stazione di Teruzzi ha un profilo divergente con l'altezza mentre quelle di Brallo e di Giacopiane presentano una curva i cui valori di velocità diminuiscono con l'altezza. Per la stazione Emiliana sono state fatte in precedenza delle supposizioni riguardo alla natura del luogo in cui essa è situata per poter spiegare tale carattere; le rimanenti due stazioni saranno molto probabilmente influenzate sia dalla natura complessa del territorio che dagli effetti di bordo, data la loro vicinanza al confine del dominio di simulazione.



**Figura 5.5** Profilo di velocità inserendo le stazioni anemometriche considerate.

In presenza di una stazione anemometrica, il programma non solo deve interpolare seguendo il modello digitale imposto, ma anche seguendo i dati sperimentali inseriti attraverso le torri anemometriche. Come visto in precedenza, questo è attuato senza problemi fino ad altezze limitate. A 50 m questo problema non si pone. Con l'aumento della quota, il software non riesce invece ad interpolare in maniera corretta il profilo, soprattutto se la conformazione del terreno risulta delicata o nei pressi del confine del dominio. Non a caso le maggiori anomalie a tali quote si riscontrano per la stazione di Giacopiane e Brallo, poste in altura e nei pressi del confine del dominio, e per la stazione di Teruzzi, la cui particolare posizione geografica è molto probabilmente di difficile rappresentazione per il software.

Il confronto appena descritto dimostra come a basse quote il programma riesca a seguire meglio l'andamento reale del vento, mentre le maggiori differenze nascono spostandoci ad altezze più elevate. Se si osservano i dati (Tab. 13) riguardanti l'aumento percentuale nella fascia 10-50, ci accorgiamo come l'unico aumento eccessivo del gradiente di velocità riguardi la stazione di Teruzzi

(63,24%). Anche se in questa fascia il profilo di velocità ha le variazioni più marcate, è del tutto eccessiva tale variazione se confrontata con quelle delle altre stazioni presenti nel territorio. Per questo riteniamo sempre da verificare successivamente l'utilizzo della *transfer climatology* di tale stazione.

La seconda anomalia si nota osservando il valore percentuale della stazione di Brallo che nella fascia 50-120 ha un decremento di velocità. Il risultato anomalo per tale stazione era ampiamente riscontrabile a priori viste le analisi fatte in precedenza.

Anche la stazione di Giacopiane ha un decremento di velocità passando da 10 m a 120 m s.l.t. Come spiegato in precedenza tale valore può essere dovuto a motivi legati alla vicinanza al confine del dominio, oppure alla conformazione geografica del territorio: la presenza di alcune asperità può modificare il flusso d'aria a tali quote.

**Tabella 13** Variazione percentuale del gradiente dei profili di velocità per le stazioni anemometriche considerate

<b>Stazione anemometrica</b>	<b>Aumento percentuale</b>	<b>Aumento percentuale</b>
<b>Altezza [m]</b>	<b>10-50</b>	<b>50-120</b>
San Damiano	19,09%	17,42%
Brallo	23,02%	-1,75%
Teruzzi	63,24%	28,33%
Varsi	27,70%	11,76%
Giacopiane	25,22%	-8,90%

#### **5.4 Mappe di ventosità a 120 m s.l.t con griglia ortogonalizzata**

Le analisi mostrate in precedenza hanno riscontrato la variazione dei risultati utilizzando o meno le stazioni anemometriche a differenti altezze dal suolo. In questa sezione si vedrà come risulta essere influenzata tutta la mappa di ventosità alla quota di 120 m s.l.t, altezza minima per cui il programma non risente di errori di interpolazione con l'utilizzo di una griglia ortogonalizzata.

Questo procedimento ci aiuta ad indagare ulteriormente le mappa di ventosità ottenuta in precedenza (Fig 4.4), da cui sono stati estratti i siti su cui si andrà ad indagare successivamente, confrontandola con i risultati ottenuti con una griglia ortogonalizzata.

Come accennato nei capitoli precedenti, l'ortogonalizzazione modella la griglia in maniera tale da non avere problemi con le elevate asperità presenti nel territorio ma non permette l'inserimento delle stazioni anemometriche fino a

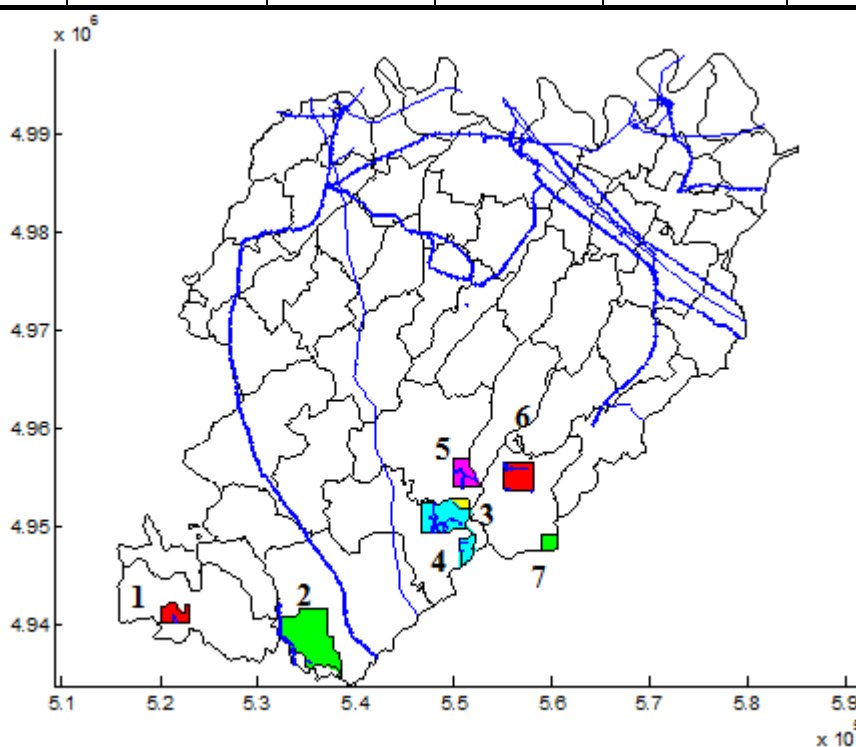
120m s.l.t. Per fare ciò si è ricorso all'utilizzo della tecnica della *transfer climatology*: attorno ad ogni stazione anemometrica è stato realizzato un dominio di simulazione di 9 km<sup>2</sup> che, una volta risolto, ha fornito una mappa di ventosità locale. Nel modulo Object si sono create delle stazioni virtuali alla quota di 120 m s.l.t. da trasferire successivamente nella mappa ortogonalizzata. Il file virtuale creato contiene tutte le informazioni anemometriche del punto del dominio posto a 120 m s.l.t. in posizione verticale rispetto a dove è posizionata l'anemometro. Il file è poi trasferito nella mappa ortogonalizzata in cui risulta così che le stazioni anemometriche abbiano campionato i dati a 120 m dal suolo. Da una prima analisi delle simulazioni, considerando tutte le stazioni anemometriche, è emerso che le zone maggiormente ventilate (con velocità maggiori di 5,5 m/s) si collocano tutte nella zona sud-est della regione, investendo i comuni di Bettola, Morfasso e Farini. Mentre risultano sempre presenti le zone di Ottone e Ferriere, le due aree più ventose della regione anche ad altezze inferiori o con griglie differenti, come emergeva nell'analisi mostrata nel paragrafo 4.2. Il dato è conforme a tutte le mappe utilizzate in precedenza e mostra ancora una volta come le zone poste in altura siano, come prevedibile, le più ventilate.

Anche spostandoci a 120 m s.l.t. ed utilizzando una griglia ortogonalizzata, procedendo con l'eliminazione a rotazione delle stazioni anemometriche, le località maggiormente soggette all'azione del vento, con velocità maggiori di 5,5 m/s, rimangono invariate. Le mappe riportate di seguito lo dimostrano: tutte le località individuate a tali quote sono state trasferite sulla mappa della provincia di Piacenza in cui è presente anche la linea elettrica di alta tensione. Ogni località è depurata dalla presenza delle aree protette SIC e ZPS, in presenza delle quali il relativo confine è stato tagliato, ma non è stato preso in considerazione alcun vincolo di natura legislativa legato alla quota del sito e/o al tipo di vegetazione che lo contraddistingue. I colori utilizzati nella mappa hanno solo lo scopo di distinguere le varie zone e rendere più chiara la distinzione tra esse.

Nella tabella 14 sono riportate le aree poste a 120 m s.l.t. considerando tutte le stazioni anemometriche sino ad ora utilizzate per le nostre analisi. Per quanto riguarda Ottone e Ferriere (località 1 e 2) le aree coincidono approssimativamente con le località individuate nell'analisi del capitolo 4, mentre le zone di Bettola e Farini (località 3 e 4) ricadono in un'area molto ventilata riscontrata anche in precedenza. Infatti le località di quest'area sono le medesime individuate nella mappa a 50 m (fig 4.4) che saranno analizzate nel capitolo successivo. Le zone del versante ovest della provincia non rientrano nella mappa di ventosità ottenuta (Fig 5.6) poiché risultano influenzate dai dati anemometrici della stazione di Brallo che, con la sua presenza, tende a ridurre il modulo della velocità del vento su tutta la mappa. Le aree che subiscono gli effetti di tale stazione sono quelle di Pecorara, Travo e Bobbio che non compaiono nella mappa. Compaiono invece tutte le zone che erano state considerate dall'analisi descritta nel paragrafo 4.2.

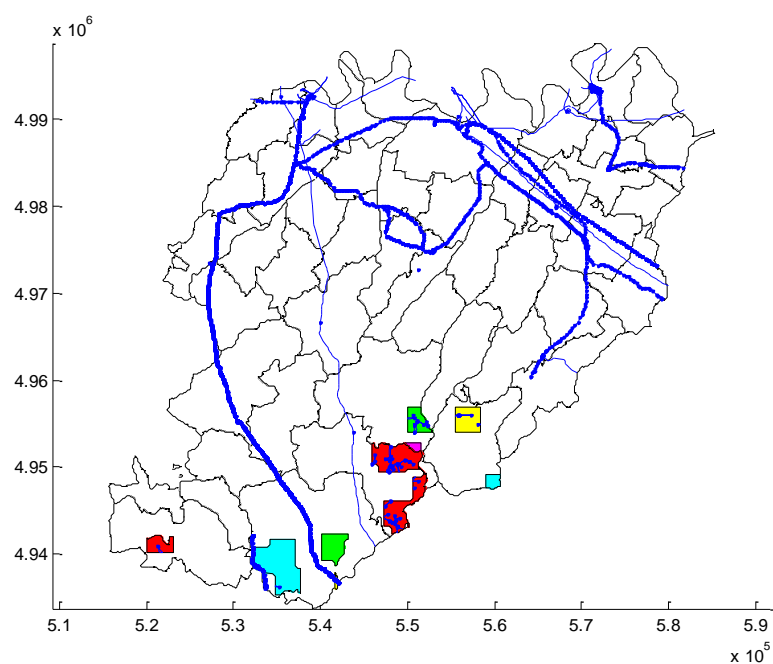
**Tabella 14 Valori di ventosità maggiori di 5,5 m/s riferiti a 120 m s.l.t utilizzando tutte le stazioni anemometriche**

Sito	Località	$V_{max}$ [m/s]	Altezza [m]	Coordinate UTM Est	Coordinate UTM Nord
1	OTTONE	5.72	1292	521250	4941650
2	FERRIERE	5.96	1446	535050	4939250
3	BETTOLA	6.21	1023	550650	4952450
4	FARINI	6.58	1242	551250	4951550
5	BETTOLA	5.88	967	551550	4955450
6	MORFASSO	5.67	898	556650	4955150
7	MORFASSO	5.98	1210	560250	4947950

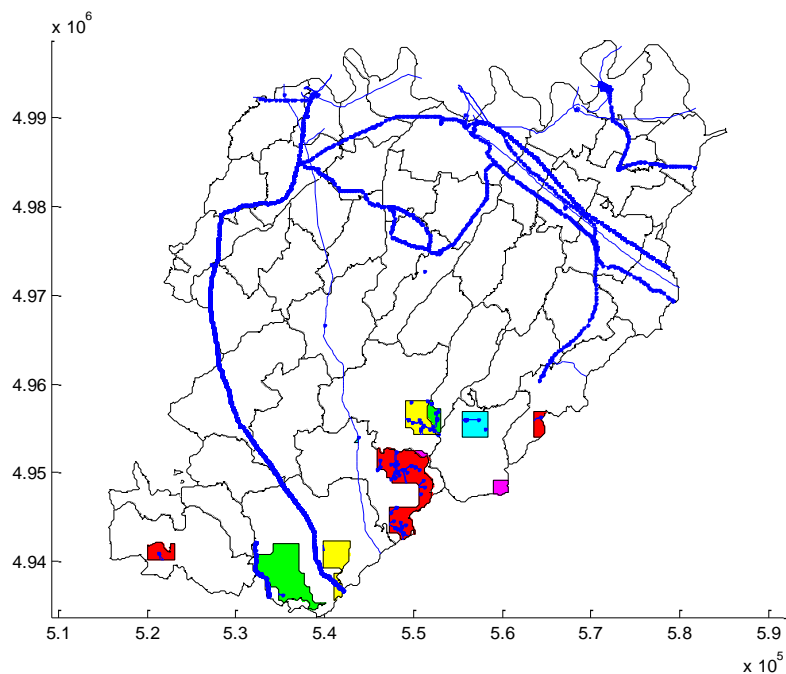


**Figura 5.6 Mappa di ventosità della provincia di Piacenza riferita a 120 m s.l.t rappresentante le località la cui velocità è maggiore di 5,5 m/s**

Oltre alla mappa in cui sono comprese tutte le stazioni anemometriche è interessante osservare anche le restanti mappe in cui a rotazione sono stati eliminati gli anemometri. Da esse si può evincere come le zone maggiormente ventilate risultino essere le medesime, indipendentemente dalla stazione anemometrica utilizzata. Quindi le stazioni anemometriche che influenzano in maniera sostanziale la mappa di ventosità sono quelle di Brallo e di Teruzzi.

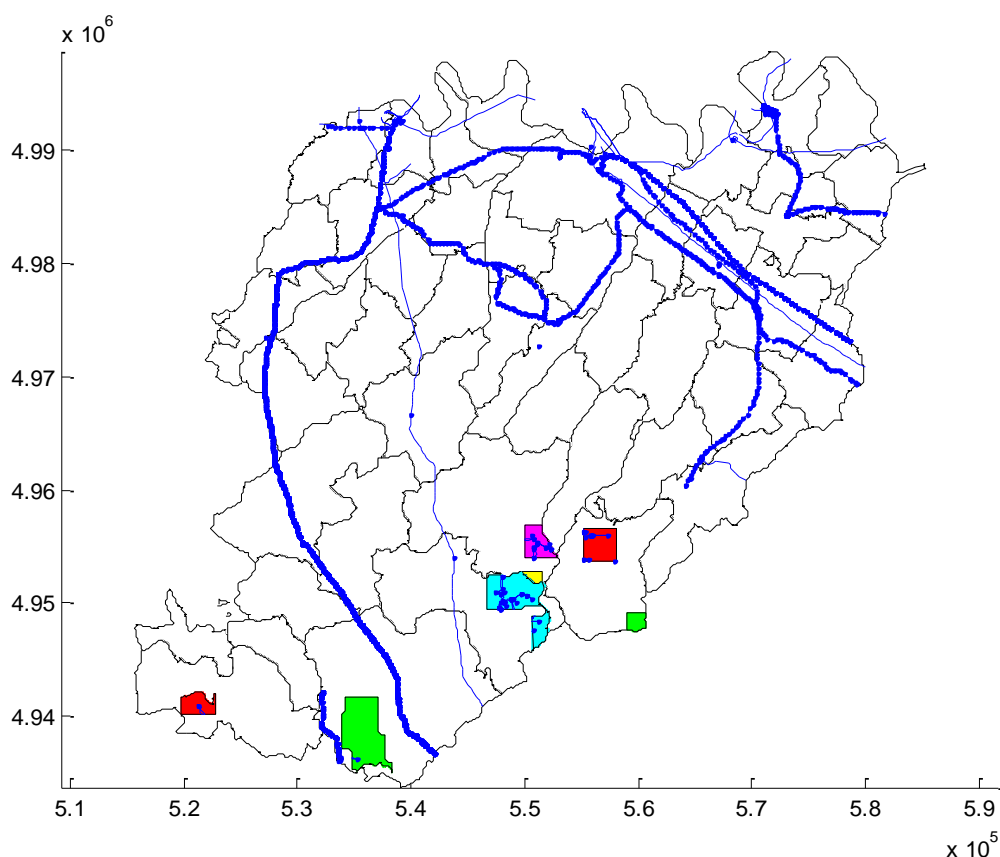


**Figura 5.7** Mappa di ventosità della provincia di Piacenza riferite a 120 m.s.l.t rappresentante le località la cui velocità è maggiore di 5,5 m/s, escludendo la stazione anemometrica di Giacopiane



**Figura 5.8** Mappa di ventosità della provincia di Piacenza riferite a 120 m.s.l.t con le località la cui velocità è maggiore di 5,5 m/s, escludendo la stazione anemometrica di San Damiano





**Figura 5.9** Mappa di ventosità della provincia di Piacenza riferite a 120 m s.l.t con le località la cui velocità è maggiore di 5,5 m/s, escludendo la stazione anemometrica di Varsi

Prima di procedere con le simulazioni di dettaglio, le analisi precedentemente condotte ci hanno portato alle seguenti conclusioni:

- i valori simulati si discostano di poco rispetto a quelli riscontrati nella realtà: a 10 m s.l.t i dati computazionali si differiscono di pochi punti percentuali rispetto a quelli sperimentali campionati dalle stazioni anemometriche presenti sul territorio;
- la presenza delle climatologie modifica la mappatura della zona: le stazioni di Brallo e di Teruzzi possono influenzare in maniera considerevole le mappe di ventosità della provincia. Inserendo la stazione Lombarda i valori di ventosità hanno modulo minore rispetto al caso in cui tale stazione non è presente. Il contrario avviene per la stazione Emiliana che aumenta i moduli della velocità in tutto il dominio. Ciò avviene indipendentemente dal tipo di griglia e dal tipo di settaggio utilizzato.

- Le stazioni di Varsi, Giacopiane e San Damiano non influenzano considerevolmente il problema. Utilizzandole o meno vi è uno scostamento di pochi punti percentuali: cambiano i moduli delle velocità ma le zone maggiormente ventilate rimangono pressoché le stesse.
- I risultati sono fortemente influenzati dalla conformazione geografica del terreno: allontanandoci in verticale dal suolo, sono maggiori gli errori di interpolazione commessi dal software, soprattutto per le zone in cui il territorio ha una conformazione territoriale complessa. Brallo e Teruzzi sono locati in posizioni delicate a dispetto delle stazioni di Varsi e San Damiano, poste in zone pianeggianti. Le loro mappe risultano quindi distorte rispetto alle altre climatologie introdotte nel nostro studio.

## Capitolo 6

### Simulazione di maggior dettaglio per le aree più ventilate della provincia di Piacenza

Grazie alla simulazione sull'intera provincia di Piacenza è stato possibile individuare le aree che, conformemente ai criteri più volte citati, danno maggiori garanzie per l'inizio di un'analisi più dettagliata del territorio. Le aree selezionate verranno ora studiate con una simulazione di maggior dettaglio, a partire anche dal DEM utilizzato. Infatti in questo caso si è raffinata l'analisi migliorando il grado di dettaglio del modello digitale del terreno per migliorarne la descrizione del suolo ed aumentarne l'accuratezza in modo tale da ridurre notevolmente gli errori derivanti da una cattiva scansione del territorio stesso. Gli errori principali che nascono utilizzando una risoluzione poco dettagliata comportano in molti casi la modifica del suolo in esame: ad esempio le montagne vengono tagliate oppure modellate in base al territorio circostante. Con la nuova griglia ciò non succede. Anche dal punto di vista fluidodinamico si hanno dei vantaggi poiché i flussi di aria che lambiscono il terreno risultano essere descritti in maniera più coerente alla realtà poiché la conformazione geografica digitale del suolo è prossima a quella effettiva. In tutte le analisi su questa scala le dimensioni in altezza delle celle sono comparabili all'estensione della loro base. In questo modo è più facilmente seguibile l'andamento del gradiente di velocità, molto elevato in prossimità del terreno. L'altro aiuto importante, per arrivare ad una più rapida e corretta soluzione, è dato dal software stesso attraverso due tecniche descritte di seguito:

- nel modulo Windfield è possibile inizializzare il processo iterativo con i risultati ottenuti dalla simulazione sul dominio globale. Questo è attuabile attraverso l'opzione *Nesting Technique*. Applicando questa tecnica, partendo da un risultato già ottenuto dal software con le simulazioni su macroscale, si correggono le approssimazioni effettuate simulando l'intero dominio in cui le condizioni al contorno prevedono una distribuzione verticale di velocità imposta secondo la rugosità del terreno. In questo modo la soluzione su larga scala diventa la condizione al contorno della simulazione su piccola scala. Ciò porta da un lato al raggiungimento della convergenza numerica in minor tempo e con un minor numero di iterazioni e dall'altro al raggiungimento di risultati più attendibili e soggetti a meno fonti d'errore;
- la *Transfer Climatology*, descritta in precedenza, permette di esportare i dati sperimentali in siti in cui non è presente nessun anemometro. Questo

influenza le simulazioni del software in quanto si inserisce un punto di riferimento nel dominio simulato, ottenendo dei risultati finali interpolando i dati sperimentali con quelli derivanti dalle analisi computazionali.

Utilizzando quindi un DEM più accurato, la *Nesting Technique* e la *Transfer Climatology* è possibile procedere col nuovo processo iterativo, che per il resto è totalmente analogo a quello visto in precedenza nel capitolo 4.

## 6.1 Bettola 2

La zona di “Bettola 2” è la prima area monitorata nel dettaglio per scoprirne la ventosità. La località è posta a sud-est del comune di Bettola, in prossimità del monte Osero, la cui altezza reale (1301 m) si discosta di poco da quella emersa dal DEM utilizzato (1297 m). La velocità massima emersa dalle simulazioni su macroscale è di 5,72 m/s, valore valutato ad un'altezza di 50 m s.l.t.

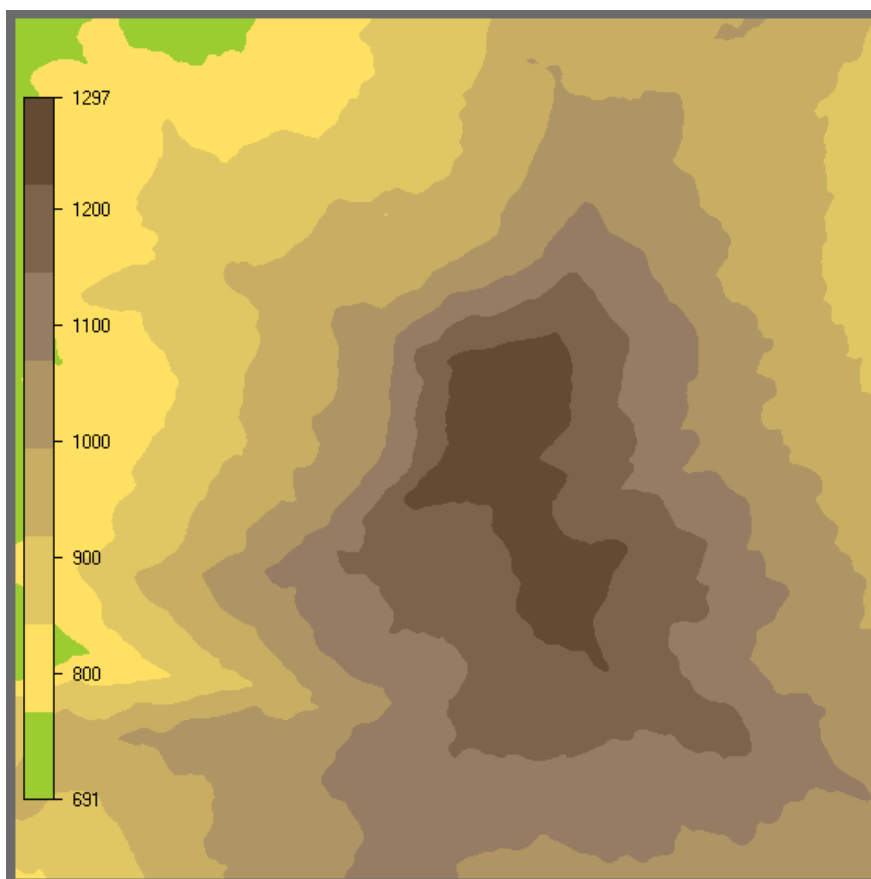


Figura 6.1 Dominio della zona simulata attorno al sito Bettola 2

La località in cui si sono state effettuate delle analisi più approfondite sono poste a delle quote maggiori rispetto ai vincoli imposti dalla provincia di Piacenza (vincolo di 1200 m). Ma essendo questa una zona sia ventilata che vicina alla rete elettrica di alta tensione, risulta interessante monitorarla.

È interessante anche visionare la conformazione del terreno dal punto di vista della vegetazione. Naturalmente la presenza di boschi oppure inclinazioni elevate del terreno riducono la possibilità di installare un impianto eolico di medie-grandi dimensioni.

In aiuto a questa analisi ci giungono le due immagini che riportiamo nella pagina seguente. Nella prima (Fig 6.2) si può vedere come la zona posta a quote più elevate, nel centro del dominio, sia anche quella povera di vegetazione, con coefficienti  $z_0$  compresi tra lo 0,05 e lo 0,01. È questa l'area più interessante poiché non presenta ostacoli naturali: da questo punto centrale, in direzione sud e sud-est, si sviluppa un'area con scarsa vegetazione posta anche a quote gradualmente inferiori rispetto alla cima del monte Osero.

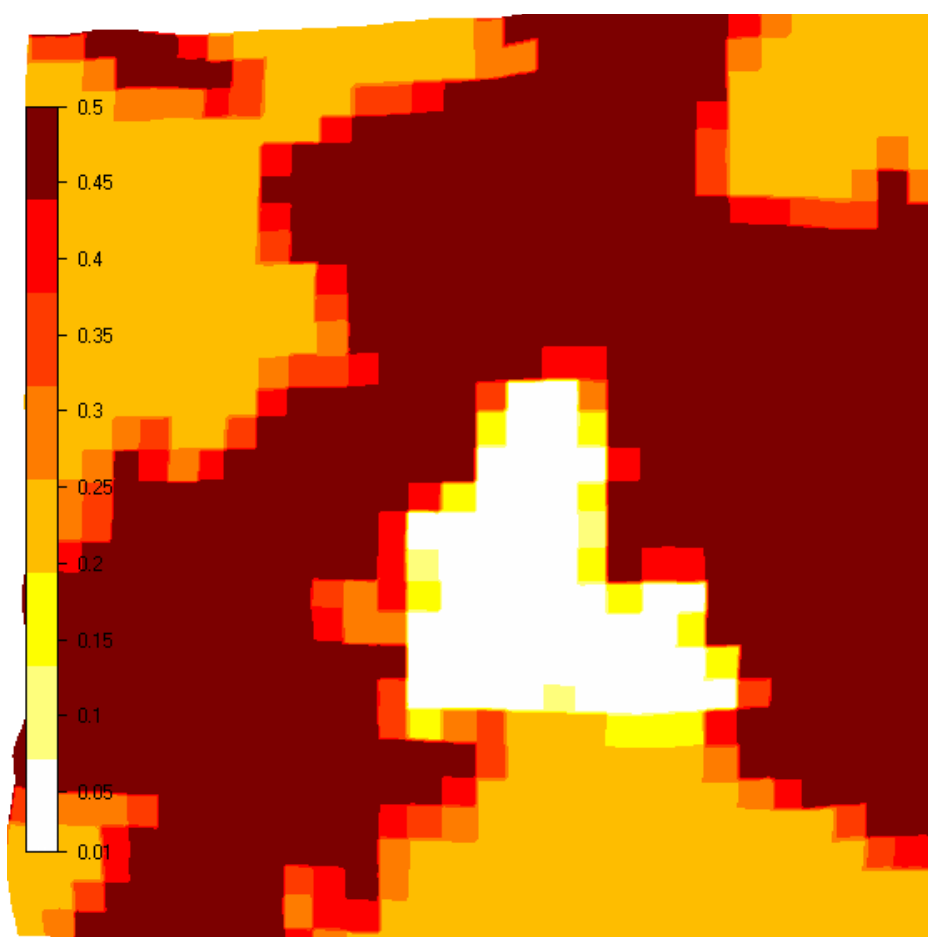


Figura 6.2 Mappa dei coefficienti di rugosità nel dominio di Bettola 2

La seguente immagine (Fig. 6.3) mostra il sito indagato in cui si può notare la scarsa presenza di vegetazione e l'inclinazione del terreno che, nella parte interessata, ha valori massimi del 20%.



**Figura 6.3 Immagine della cima del monte Osero in località Battola 2**

Il dominio si estende per  $9 \text{ km}^2$  ed è suddiviso in celle di base quadrata di 15 m per lato. Il totale delle celle è di 800000. Non essendo presente alcuna stazione anemometrica in zona, non si è posto il vincolo dell'altezza minima della prima cella in corrispondenza del terreno: con un *Height Distribution Factor* (HDF) di 0,06 la prima schiera di celle raggiunge un'altezza di 10,6 m.

**Tabella 15 Caratteristiche della griglia**

	<b>x</b>	<b>y</b>	<b>z</b>
<b>[m]</b>	15	15	variabile
<b>Numero di celle</b>	200	200	20
<b>Totale</b>	9 [km <sup>2</sup> ]		3751[m]

Lo sviluppo verticale del profilo di velocità è ritenuto costante dopo un'altezza di 500 m, come imposto nelle condizioni al contorno per risparmiare tempo e risorse computazionali.

### 6.1.1 Trasferimento delle climatologie a 50 m s.l.t

La prima analisi da effettuare è riferita all'altezza di 50 m dal suolo. Questa quota, scelta anche per gli altri domini che andremo a simulare, si riferisce all'altezza standard delle turbine che selezionate in seguito e che hanno un'altezza della torre attorno a questa quota. Lo studio nella località di "Bettola 2", e di tutte le altre località selezionate, si effettuerà utilizzando lo strumento della *transfer climatology*.

Per l'area che si estende intorno al sito di "Bettola 2" si è scelto di trasferire tutte le stazioni anemometriche presenti nell'intero dominio.

Nel fare questa operazione ci si scontra contro un limite computazionale emerso nel modulo OBJECT, ossia l'estensione del file riferito alla climatologia trasferita: a causa di un problema di interpolazione, prontamente segnalato dal programma, alcune stazioni anemometriche non riescono ad essere trasferite correttamente nel piano x-y. Molto probabilmente tale errore è dovuto alla distanza dal sito e al numero di informazioni da trasportare, che possono eccedere i limiti imposti dal software nel compiere tale operazione. Infatti il messaggio d'errore mostrato dal programma riguarda l'eccessiva estensione del file caratteristico della nuova stazione virtuale creata.

In questo caso non è possibile utilizzare alcuna stazione ad eccezione di quella di San Damiano la cui presenza, a tali altezze, comportava una diminuzione della ventosità della mappa di circa il 15% (vedi Tab. 10). Questo è proprio quello che accade a questa altezza trasferendo la climatologia a 50 m nel punto centrale del piccolo dominio. Infatti la velocità massima passa da 5,78 m/s, nel caso su mesoscala, a 4,86 m/s sul piccolo dominio. In termini percentuali l'errore non è molto elevato (18%) ma in termini assoluti vi è una diminuzione della velocità di circa 1 m/s, valore non trascurabile e discriminante per le nostre analisi, dove piccole variazioni, anche di pochi decimi, possono determinare la fattibilità o meno di un progetto eolico.

Studiando le mappe di ventosità emerse dalle simulazioni si nota, univocamente ed indipendentemente dalla climatologia, che l'area posta sulla cima del monte Osero sia la più ventilata (Fig 6.4). Inoltre l'analisi fatta sulla rugosità del terreno viene avvalorata da questa mappatura: la zona posta a nord del dominio è la meno ventilata poiché caratterizzata da alta vegetazione e pendenze elevate mentre quella a sud est del dominio risulta la più adatta per l'installazione di un parco eolico. Questo risultato era facilmente prevedibile poiché si riferisce ad una zona posta sulla cima della catena montuosa che parte dal monte Osero e termina proseguendo in direzione sud est lungo il dominio simulato.

È però consigliabile effettuare ulteriori analisi utilizzando una *transfer climatology* diversa, magari variando l'altezza a cui trasferire i dati per cercare di vedere come varia la mappatura della zona inserendo una climatologia posta a

120 m s.l.t, proveniente da una griglia ortogonalizzata, in una mappa a 50 m s.l.t. Questo è quello attuato nella sezione successiva.

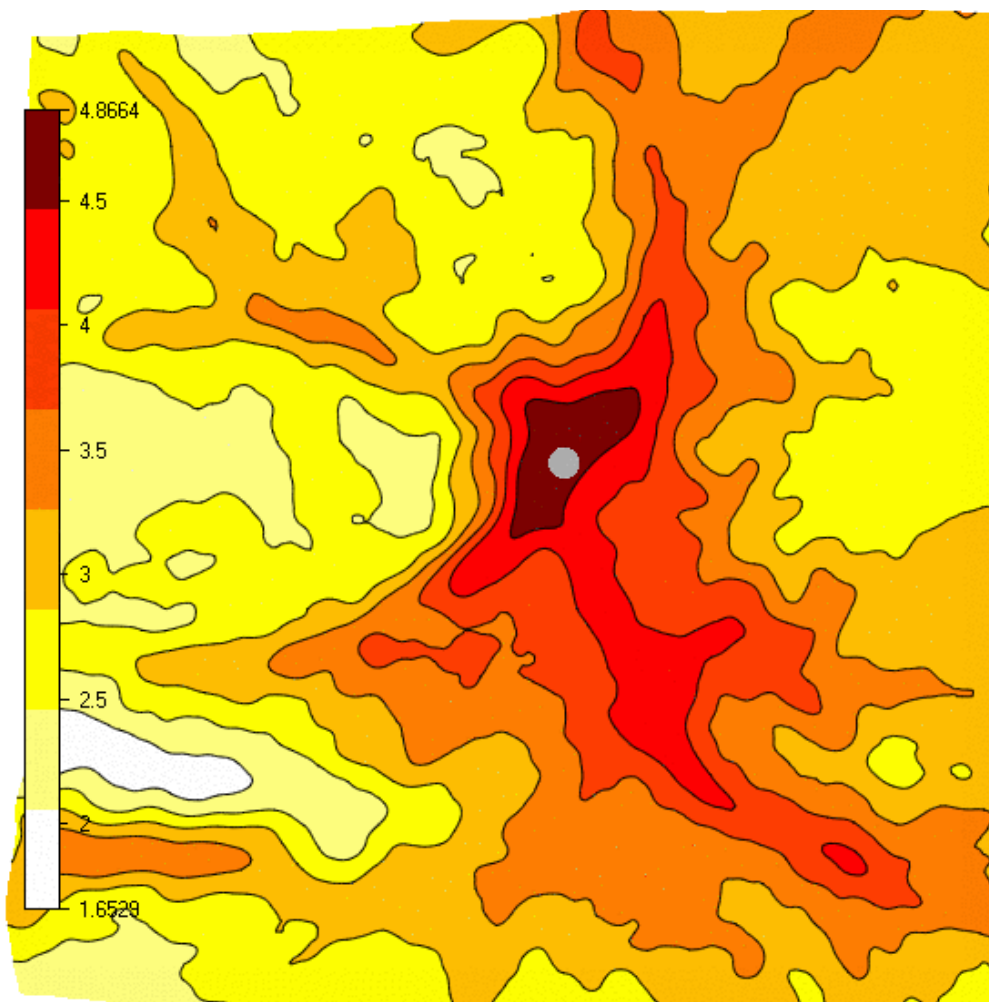


Figura 6.4 Mappa di ventosità [m/s] per la stazione di “Bettola 2” a 50 m s.l.t utilizzando la climatologia di San Damiano a 50 m s.l.t

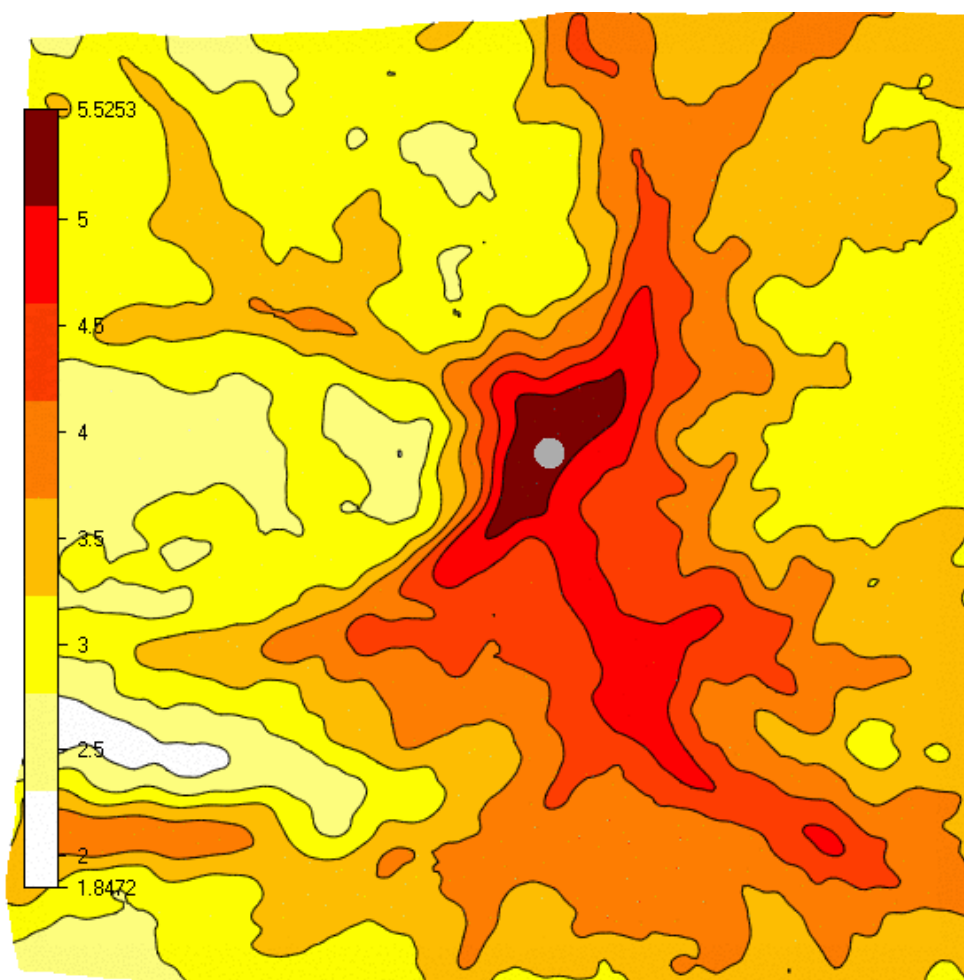
### 6.1.2 Trasferimento delle climatologie a 120 m s.l.t

La presenza della stazione di San Damiano alla quota di 120 m s.l.t implica la riduzione dei valori di ventosità all’interno della mappa di circa il 22% (vedi TAB 12). Anche in questo studio le altre stazioni anemometriche non sono state inserite nel dominio per gli stessi problemi descritti nel paragrafo precedente.

La mappa che ne deriva è naturalmente diversa rispetto al caso precedente ma conferma il valore di velocità massima di 5,08 m/s, circa il 22% inferiore rispetto a quello riscontrato in scala macroscopica; se sovrapposte, le mappe nelle figure



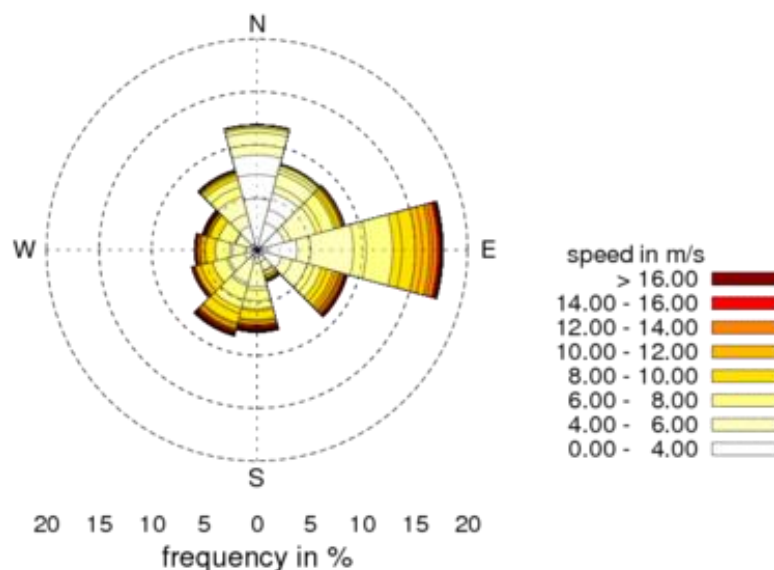
6.4 e 6.5 sono praticamente identiche, eccezion fatta per la scala di valori a cui corrispondono le velocità medie.



**Figura 6.5** Mappa di ventosità [m/s] per la stazione di “Bettola 2” a 50 m s.l.t utilizzando la climatologia di San Damiano a 120 m s.l.t

Risulta utile approfondire l’analisi passando a monitorare le direzioni principali in cui soffia il vento, essendo il sito caratterizzato da velocità comprese tra 4,5 e 5,5 m/s, indagando l’area che è stata ritenuta più propensa ai fini eolici, ossia quella del crinale montuoso che si sviluppa a nord-est del monte Osero.

Per quanto riguarda la direzione principale si può osservare la figura 6.6. Da essa si evince come la direzione del vento predominante nella zona sia quella a 90° ma, esclusa tale settore, risulta una mappa molto omogenea con vento uniformemente distribuito in tutte le direzioni: l’eventuale collocamento delle turbine dunque prevederà un accurato studio sul loro posizione e sul loro orientamento.



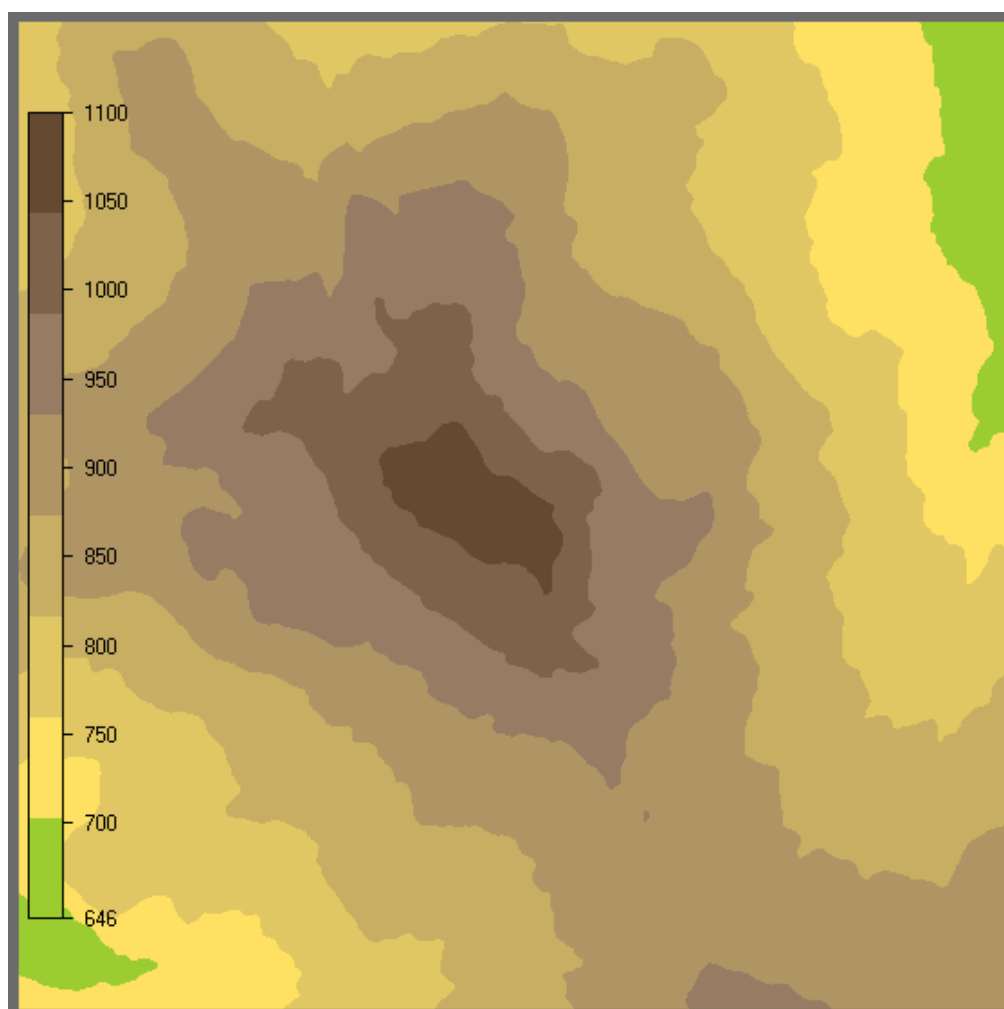
**Figura 6.6 Direzione del vento in prossimità del punto in cui è stata trasferita la stazione di San Damiano nel dominio di “Bettola 2”**

In conclusione, per questa locazione si può asserire che:

- la differenza dei valori emersi dalle varie configurazioni utilizzate evidenzia la ventosità della zona. Prima di affermare la fattibilità del sito risulta opportuna una campagna sperimentale dedicata in modo da verificare sperimentalmente tali risultati;
- dalla rosa dei venti emerge l’omogeneità della direzione del vento. Anche se le turbine attuali sono dotate di rotori capaci di variare la loro posizione conformemente alla direzione del vento, bisogna ottimizzare al meglio la posizione e l’orientamento di ogni singola turbina per estrarre più energia possibile;
- se dai campionamenti sperimentali emergono le giuste condizioni anemometriche, bisogna spostare l’attenzione sul piano legislativo e burocratico cercando di ottenere delle deroghe per poter installare le turbine ad altezze superiori ai 1200 m s.l.m, vincolo tutt’ora vigente in provincia;
- il trasferimento delle climatologie dai domini di macroscale a quelli più piccoli e dettagliati comporta l’aggiunta di un punto di riferimento per il software sui cui basare l’interpolazione dei dati. I risultati varieranno in termini assoluti in base all’altezza a cui è posizionata la torre anemometrica virtuale creata, ma rimarranno invariate, all’interno del dominio, le aree con le velocità medie del vento maggiori rispetto alle altre.

## 6.2 Bettola 3

La seconda zona indagata in questa sezione è situata ad est del comune di Bettola, caratterizzata da un rilievo montuoso che nasce da nord-ovest del dominio, dalla frazione di Montesolio, per poi svilupparsi in direzione sud-est.



**Figura 6.7** Dominio della zona simulata attorno al sito “Bettola 3”

Il motivo per cui è indagata questa area è duplice: naturalmente le elevate velocità medie riscontrate in precedenza (5,42 m/s) sono il fattore principale; in secondo luogo l'altimetria rientra nei limiti previsti dalla legislazione provinciale.

Anche in questo caso è possibile riscontrare delle differenze tra la realtà e la discretizzazione del DEM utilizzato: l'altezza del punto più elevato presente nel dominio raggiunge i 1100 m secondo il modello digitale, ma questo valore è

venti metri più elevato rispetto al punto di massima quota riscontrabile nella realtà. Inoltre non è visibile dalla mappa altimetrica (Fig. 6.7) quale sia l'effettiva conformazione geografica del territorio. Se si osserva, invece, la mappa relativa alla rugosità (Fig. 6.8) si può notare come le zone rappresentate con una colorazione più scura siano caratterizzate da alberi ed arbusti che naturalmente ostacolerebbero la collocazione delle turbine eoliche [23]. L'area con coefficienti di rugosità compresi tra 0,45-0,5 (zona bianca della mappa) segue il rilievo montuoso descritto in precedenza ad eccezione della parte posta a sud-est del dominio dove si sviluppano aree coltivate e prive di vegetazione.

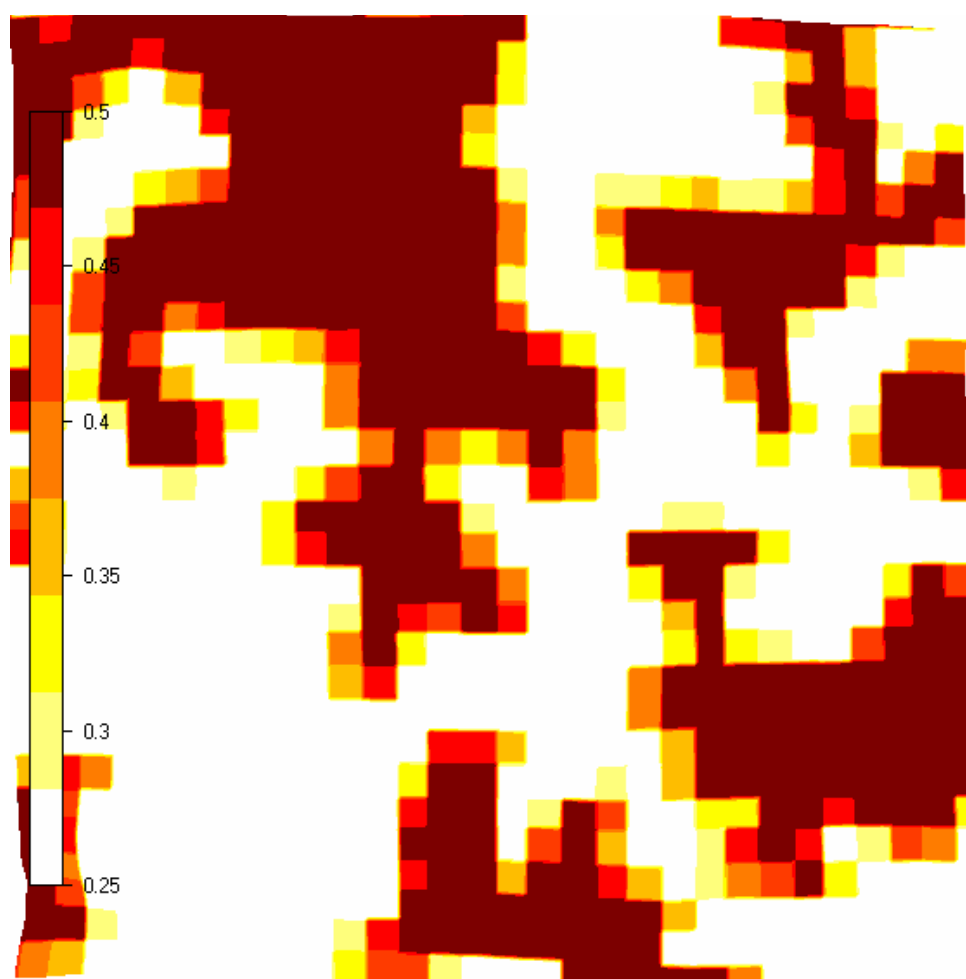


Figura 6.8 Mappa dei coefficienti di rugosità nel dominio di "Bettola 3"

Per cui le aree da indagare saranno quelle con rugosità ridotta. Risulta interessante a tal proposito il crinale del rilievo montuoso nella parte sud-est del dominio, che si estende dal centro di esso fino ad arrivare in località Prato Barbieri.

La griglia utilizzata è costituita da celle quadrate con lato lungo 15 m che ricoprono un'area quadrata di 9 km<sup>2</sup>. Le celle utilizzate in verticale sono 20 e con un HDF di 0,075 si arriva ad un'altezza massima di 2349 m.

**Tabella 16 Caratteristiche della griglia**

	<b>x</b>	<b>y</b>	<b>z</b>
<b>[m]</b>	15	15	variabile
<b>Numero di celle</b>	200	200	20
<b>Totale</b>	9 [km <sup>2</sup> ]		2349 [m]

### 6.2.1 Trasferimento delle climatologie a 50 m s.l.t

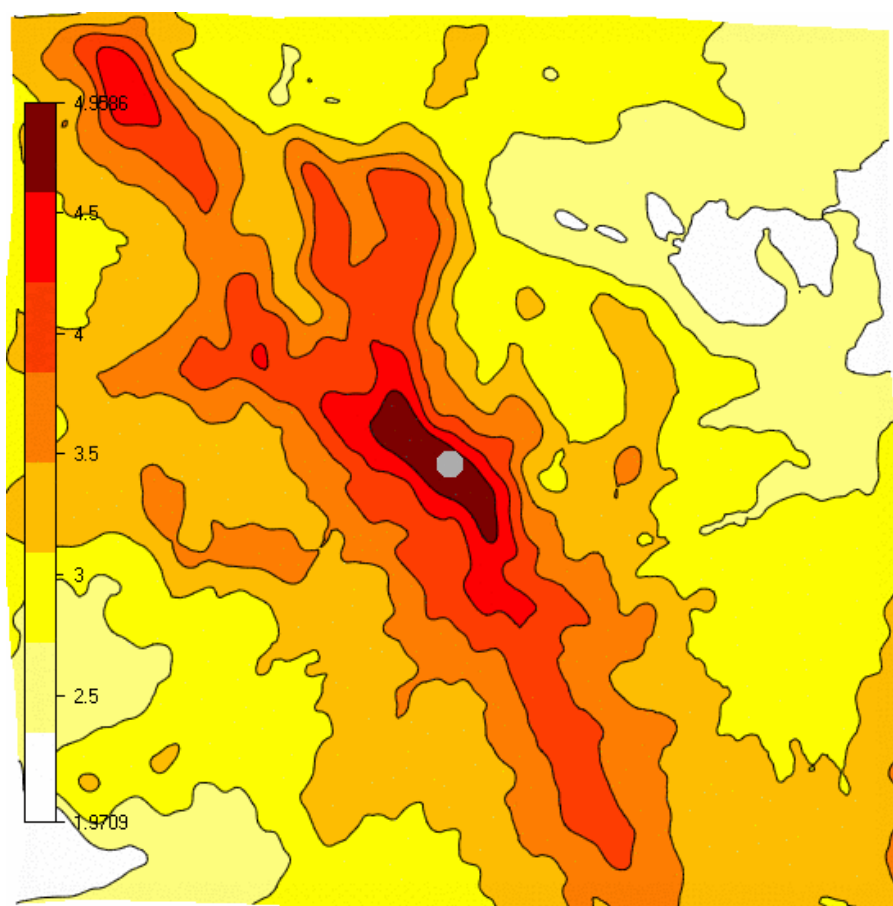
La prima analisi effettuata si è basata sull'utilizzo delle stazioni anemometriche più vicine all'area simulata. Attraverso le *transfer climatology* si sono traslate, nel centro del dominio, le stazioni di San Damiano, Varsi e Teruzzi, ottenendo così quattro climatologie poste a 50 m dal suolo (tre derivanti da ognuna delle singole stazioni anemometriche ed una che le comprende tutte contemporaneamente). Le altre due rimanenti stazioni non sono state inserite poiché troppo distanti dal dominio di simulazione e soggette all'errore di interpolazione descritto in precedenza.

Si è constatato come i risultati ottenuti con tali stazioni si discostino rispetto alla simulazione effettuata sulla macroscale. Se nel caso macroscopico la velocità massima del vento si assesta a 5,42 m/s, con questa configurazione, a 50 m s.l.t, la velocità si riduce fino a 4,9 m/s, con una differenza del 10,6%. In senso assoluto questo valore non è elevato ma ci ha indotto ad indagare singolarmente ogni climatologia per cercare di scoprire le cause di tale scostamento. Prese in considerazione le singole stazioni, si riscontra un'anomalia nella stazione di San Damiano. In effetti la distanza di tale stazione dal centro del dominio di simulazione è maggiore di 18 km a differenza della stazione di Teruzzi (5 km) e di Varsi (15km), poste a minor distanza. Analizzando i valori relativi alla velocità massima riscontrata per ogni singola mappa si è notato che i risultati ottenuti con la climatologia di San Damiano si discostino di un valore pari al 35,85% rispetto alla velocità massima riscontrata attraverso la simulazione su mesoscale. Uno scostamento così elevato non era stato riscontrato sino ad ora nelle analisi che utilizzano questa stazione. Molto probabilmente la distanza dal luogo ed il tipo di terreno su cui interpolare i dati hanno contribuito a tale scostamento. Infatti il suo valore più elevato di ventosità è pari a 3,99 m/s, molto inferiore anche rispetto alle altre stazioni.

Le climatologie virtuali create attraverso le stazioni di Teruzzi e di Varsi fanno sì che le rispettive mappe abbiano una velocità massima pari a 5,76 m/s e 4,95

m/s, con una differenza rispettivamente del 5,9% e 9,5% rispetto alla mesoscala. È interessante notare come la climatologia imposta dalla stazione di Varsi sia molto prossima a quella emersa dalla simulazione su macroscale nonostante la distanza elevata di tale stazione dal punto considerato.

La mappa di ventosità che si ottiene inserendo le tre climatologie (Fig 6.9) è divisa a metà dalla presenza del crinale montuoso che taglia il dominio da nord-ovest a sud-est. Proprio quest'ultima parte risulta la più promettente per l'installazione delle turbine eoliche. Questa sezione risulta ventilata con velocità comprese tra 4-5 m/s anche se le velocità massime si monitorano nei pressi della cima del monte, in cui la presenza di alberi e vegetazione limitano la costruzione di un parco eolico.



**Figura 6.9** Mappa di ventosità [m/s] nell'area Bettola 3 a 50 m.s.l.t utilizzando le climatologie di Varsi, Teruzzi e San Damiano posizionate a 50 m.s.l.t.

Passando invece alla direzione di massima ventosità, ossia da sud-ovest a nord-est, si evince che la predisposizione ottimale delle eventuali turbine dovrebbe seguire il crinale montuoso che si sviluppa dal centro del dominio nella direzione

sud-est, direzione perpendicolare a quella di massima ventosità, in modo da essere completamente attraversate dal flusso d'aria che soffia in tale direzione. La zona posta sul versante sinistro della montagna, anch'esso costituito da aree in cui si alternano parti boschive con la bassa vegetazione, risulta interessante e da monitorare: in questa zona le velocità sono maggiori di 4 m/s.

### 6.2.2 Trasferimento delle climatologie a 120 m s.l.t

I dati precedentemente simulati possono essere confrontati con quelli estraibili dal programma nel caso in cui si trasferissero le climatologie a 120 m utilizzando come fonte la griglia ortogonizzata. Le stazioni meteorologiche trasferite sono la stazione di San Damiano e di Teruzzi, escludendo quella di Varsi che, a tali quote, presenta degli errori computazionali derivanti dalla grandezza del file in cui sono racchiuse le informazioni di ventosità, poiché, trasferendole a tali quote, eccedono i valori massimi di estensione compatibili col software. Lo stesso motivo ha portato all'esclusione delle stazioni di Giacobiane e Brallo anche per tali quote.

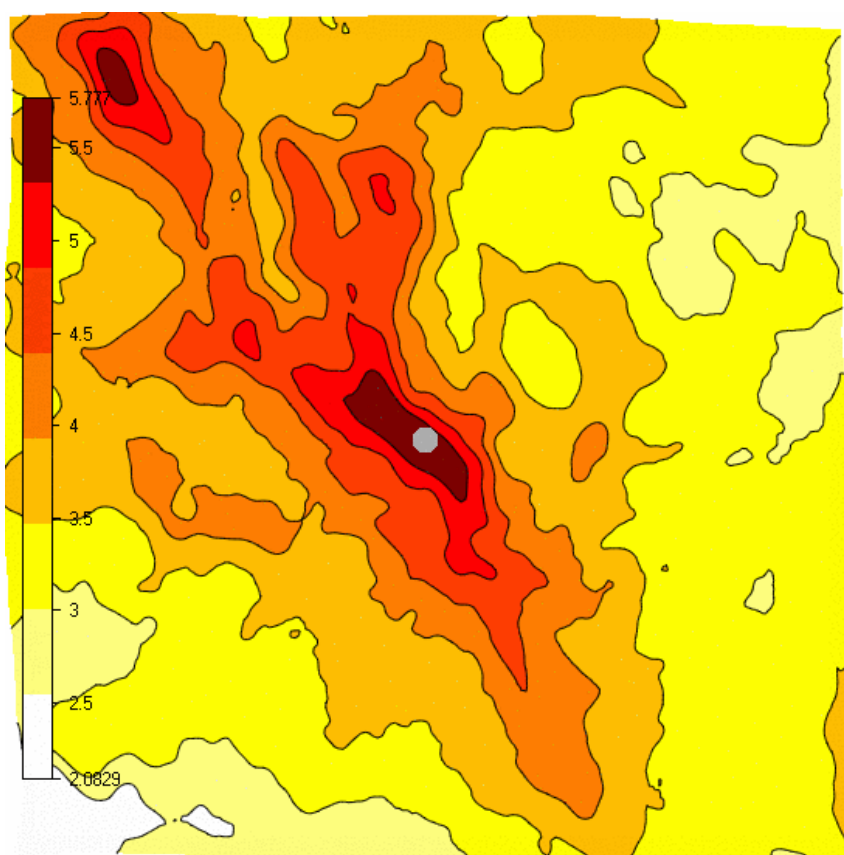


Figura 6.10 Mappa di ventosità [m/s] nell'area di Bettola 3 a 50 m s.l.t con climatologie a 120 m delle stazioni di San Damiano e Teruzzi

Aumentando la quota delle stazioni virtuali, i risultati ottenuti cambiano minimamente rispetto al caso precedente in cui le climatologie sono state trasferite a 50 m s.l.t. Il punto con ventosità massima rimane invariato all'interno del dominio, ma con uno scostamento di velocità di 0,3 m/s. Variano, anche se di poco, le linee a pari velocità assoluta: l'assenza della stazione di Varsi fa sì che, in questa configurazione, la mappa di ventosità sia leggermente diversa da quella ottenuta trasferendo le climatologie a 50 m s.l.t.

Da entrambe le analisi comunque si evince la buona predisposizione della zona indagata, soprattutto in prossimità del crinale meridionale della montagna. Mentre sembra da escludere l'installazione di turbine eoliche nella parte est del crinale, dove le velocità sono a ridosso di quelle di cut-in delle turbine eoliche. Il parco eolico potrebbe estendersi anche nella zona ad est del dominio, dove si alternano zone ventilate a zone meno soggette all'azione del vento.

È importante individuare anche la corretta posizione delle turbine eoliche. Dai risultati emersi dalle analisi si nota come le direzioni caratterizzate da maggior frequenza si osservino nei settori compresi tra  $210^{\circ}$ - $270^{\circ}$  della rosa dei venti. L'ipotetico parco eolico installato, che si sviluppa lungo il crinale meridionale, avrebbe la prima parte delle turbine orientata lungo la direzione SSO (Fig. 6.11) mentre le restanti, quelle in prossimità del confine del dominio, orientate verso est per catturare più vento possibile (6.12).

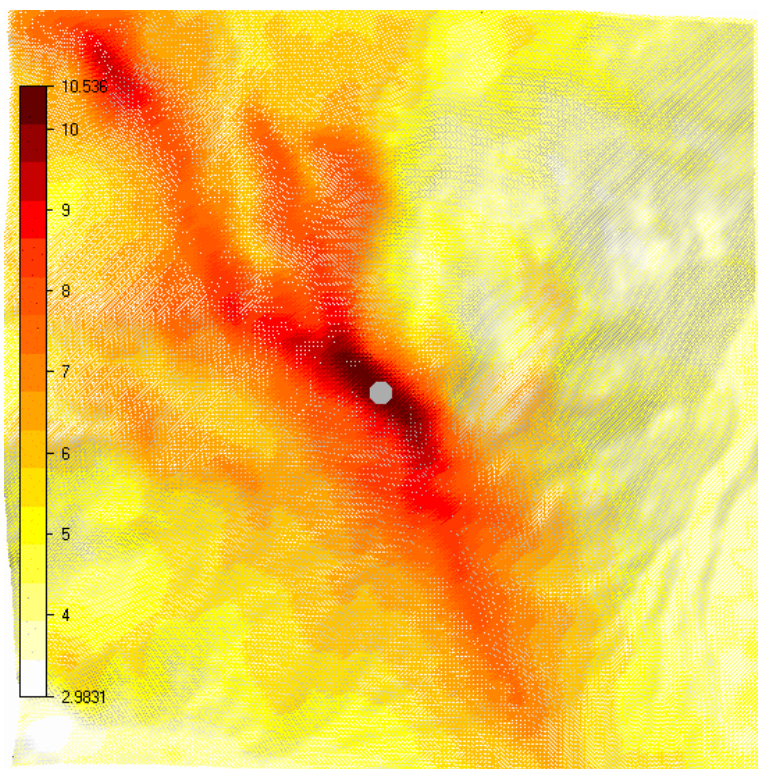
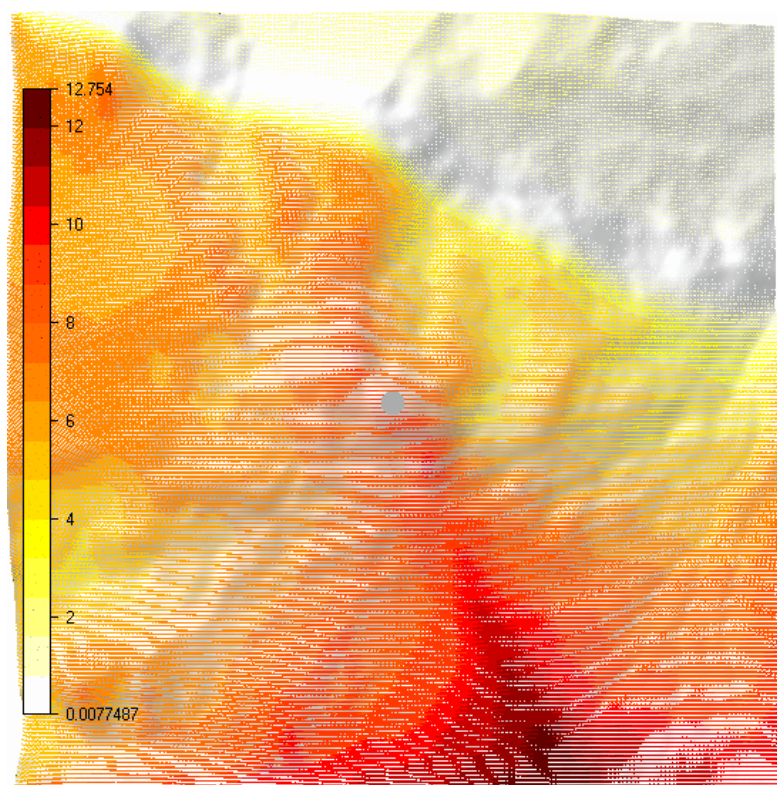


Figura 6.11 Mappa della ventosità a  $210^{\circ}$  nell'area di "Bettola 3"





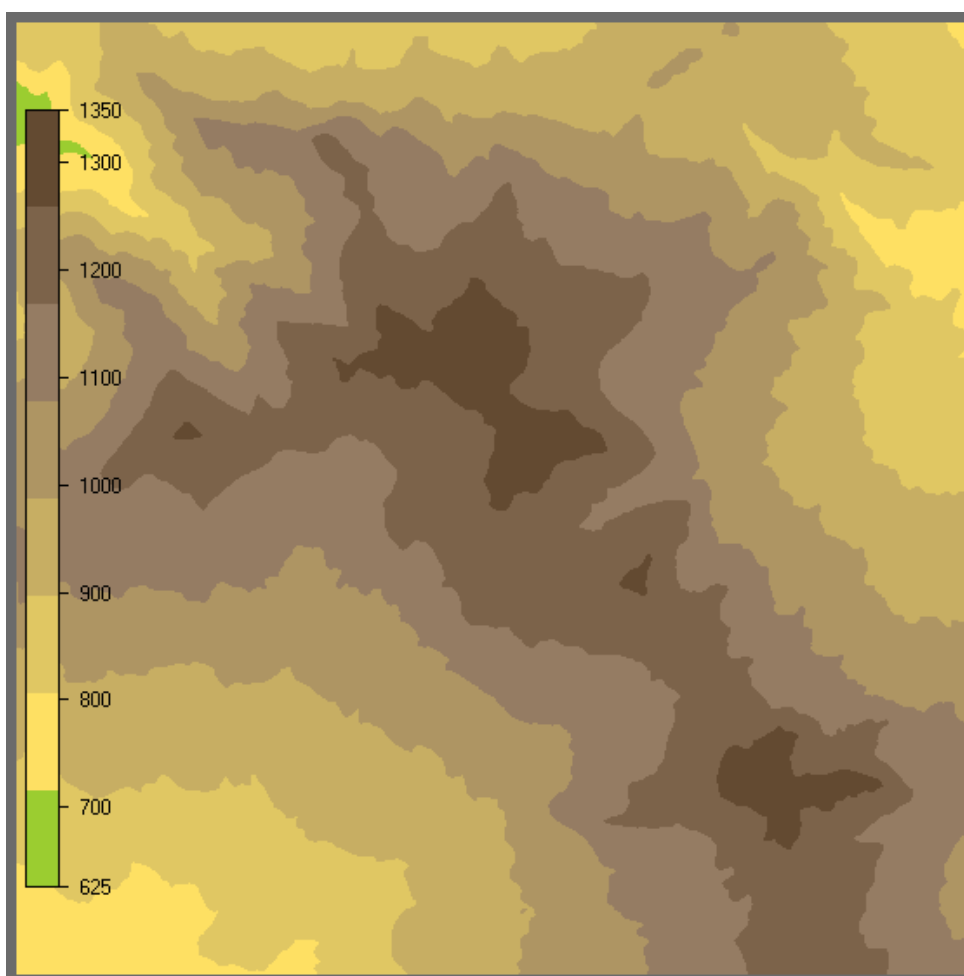
**Figura 6.12** Mappa della ventosità a 270° nell'area di "Bettola 3"

In conclusione, per la postazione di "Bettola 3" si può dire che:

- il sito è da indagare più accuratamente: sia la conformazione geografica che i valori di ventosità emersi danno buone prospettive per l'installazione di un parco eolico, soprattutto sul crinale montuoso presente nella parte sud-est del dominio;
- la presenza di alcune frazioni e quindi centri abitati in zona può ostacolare l'ottenimento dei permessi per avviare la costruzione dell'impianto nel caso in cui dall'analisi sperimentale emerga la reale ventosità del luogo;
- le turbine eoliche andrebbero distribuite sulla cima della parte montuosa che si sviluppa lungo la diagonale nordovest-sudest: le prime turbine saranno rivolte a 210° rispetto alla direzione nord, mentre le rimanenti con un asse ruotato di 270°;
- la distanza dal punto considerato è una limitazione per l'operazione di trasferimento della climatologia. Trasferendo la stazione di San Damiano, posta ad elevata distanza dal sito sotto esame, l'interpolazione si è conclusa con una differenza di valori superiori al 30% passando dalla scala macroscopica a quella riferita al solo dominio di "Bettola3".

### 6.3 Farini Nord

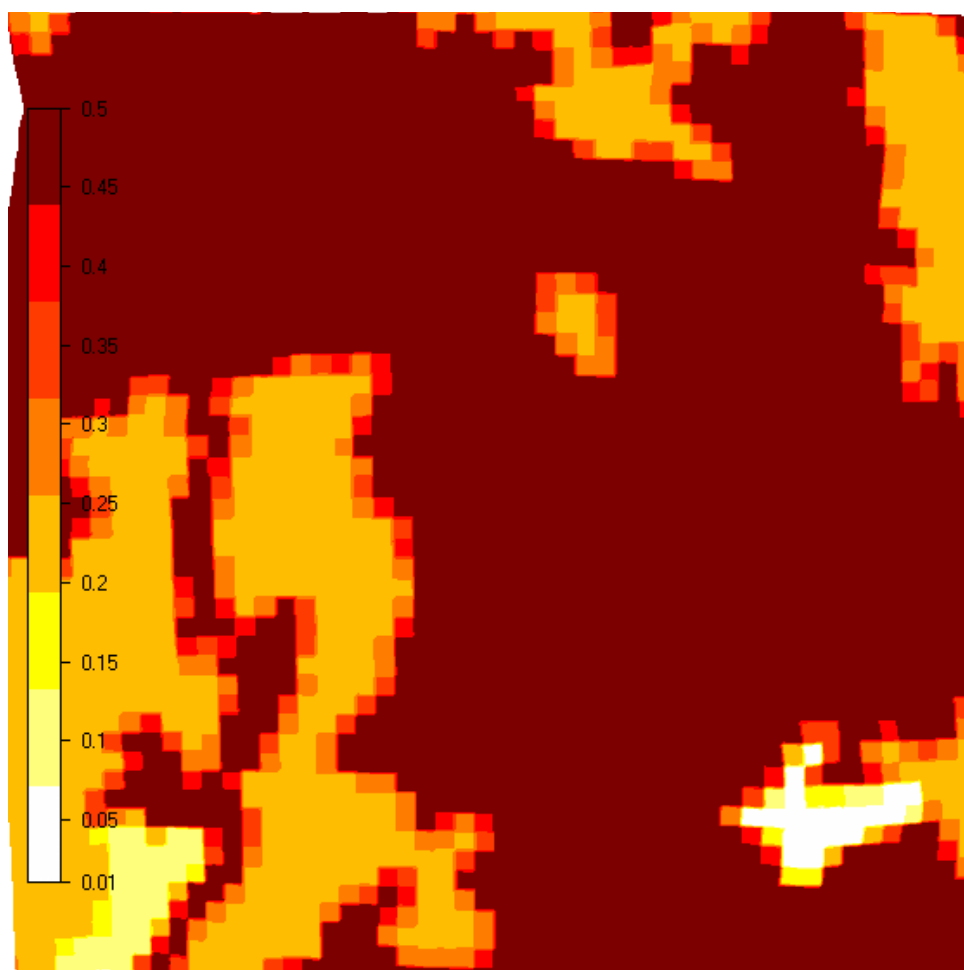
La zona sotto indagine in questo paragrafo è posta al confine tra il comune di Bettola ed il comune di Farini. Nella figura 5.4, precedentemente mostrata, è individuata dal punto M, in cui la velocità massima riscontrabile nell'area è di 5,7 m/s. Dalle analisi anemometriche su vasta scala emerge la ventosità non solo di poche aree, ma di tutta la zona interessata e racchiusa nel dominio simulato (Fig. 6.13).



**Figura 6.13 Dominio della zona simulata attorno al sito Farini Nord**

È un'area prevalentemente boschiva, ricca di vegetazione, ad eccezione della zona posta a sud-ovest in cui vi sono zone coltivate e prive di vegetazione. Il dominio comprende anche l'area in cui è installato l'anemometro di Teruzzi, che può quindi essere inserito nel dominio ed avere così dei dati sperimentali di riferimento.

Come si può vedere dalla mappa di rugosità, sono poche le aree da considerare per installare probabilmente delle turbine eoliche: queste sono poste nell'angolo sud-ovest in cui sono presenti aree coltivate, con bassa vegetazione e soprattutto ad altezze inferiori ai 1200 m.



**Figura 6.14** Mappa dei coefficienti di rugosità nel dominio di Bettola 2

Poiché dalla simulazione preliminare fatta su tutta la provincia emergeva che tutta l'area dislocata in tale zona del dominio avesse elevate velocità, si è dovuto estendere la griglia di simulazione a 2,5 km dal punto centrale (per tutti gli altri casi si è scelto un dominio più piccolo), affinché tutta questa zona sia soggetta all'analisi accurata mostrata in questo paragrafo. In questo modo 250 celle in sia direzione  $x$  che in direzione  $y$  ricoprono il dominio, estendendosi in direzione verticale fino ad un'altezza di 4167 m suddivise in 20 celle. Il totale del numero delle celle simulate è di 1250000, numero elevato che richiederà un elevato dispendio di risorse temporali e computazionali.

Tabella 17 Caratteristiche della griglia

	<b>x</b>	<b>y</b>	<b>z</b>
<b>[m]</b>	20	20	variabile
<b>Numero di celle</b>	250	250	20
<b>Totale</b>	25000 [km <sup>2</sup> ]		2349 [m]

### 6.3.1 Trasferimento delle climatologie a 50 m s.l.t

Trasferendo le stazioni anemometriche di Varsi, Teruzzi e San Damiano nella località selezionata, ci accorgiamo che la zona a sud-ovest del dominio, ossia quella precedentemente indicata come la migliore per l'installazione delle turbine eoliche, presenta delle ridotte velocità del vento.

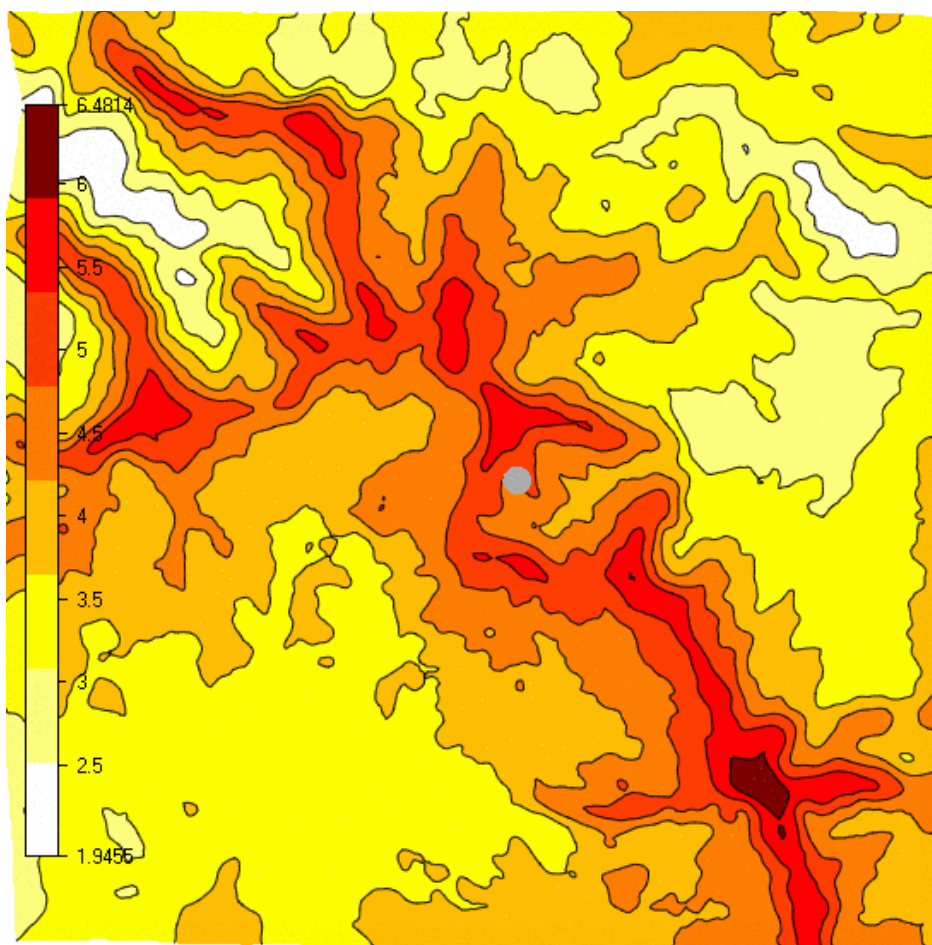
Nonostante solo due delle cinque stazioni anemometriche considerate siano state trasferite nel dominio di "Farini Nord", i dati ottenuti dalla simulazione in mesoscala sono confrontabili con quelli ottenuti attraverso la simulazione sul piccolo dominio. Infatti nella zona a nord ovest della regione si erano riscontrate velocità comprese tra 5-6 m/s: dato confermato dalla mappa in figura 6.15.

Il punto in cui sono state inserite le varie climatologie è posizionato al centro del dominio simulato. Essendo collocato in vicinanza delle stazioni di Varsi e Teruzzi, non sono stati riscontrati errori legati alle dimensioni del file anemometrico creato dal programma. Cosa che è accaduta per le stazioni di Brallo e Giacopiane.

La velocità massima riscontrata dal programma a 50 m s.l.t è di 6,48 m/s, presso il rilievo montuoso posto a sud est del dominio in cui, dalle immagini satellitari, è possibile distinguere un promontorio roccioso che si distingue facilmente dalla macchia boschiva che lo circonda. Le velocità massime sono comunque tutte caratteristiche della zona montuosa che taglia la regione da nord-ovest a sud-est, seguendo fedelmente i rilievi montuosi di maggior altezza. Per quanto riguarda le località che si interfacciano con i confini del dominio a nord ed est, le velocità del vento sono tali da poter scartare la zona per applicazioni eoliche.

Come abbiamo svolto per le zone di "Bettola 2" e "Bettola 3", ci spostiamo con le climatologie a 120 m s.l.t. La descrizione di quest'analisi, nonostante sia stata effettuata con i dati provenienti solo dalle stazioni di Teruzzi e San Damiano, verrà però omessa poiché la mappa che si evince utilizzando tali settaggi coincide con lo studio della ventosità riferito alla quota di 50 m appena descritto, anche in termini di valori assoluti di velocità media.

In definitiva possiamo asserire che la località di Farini Nord non è indicata per applicazioni eoliche date le basse velocità riscontrate dal software.



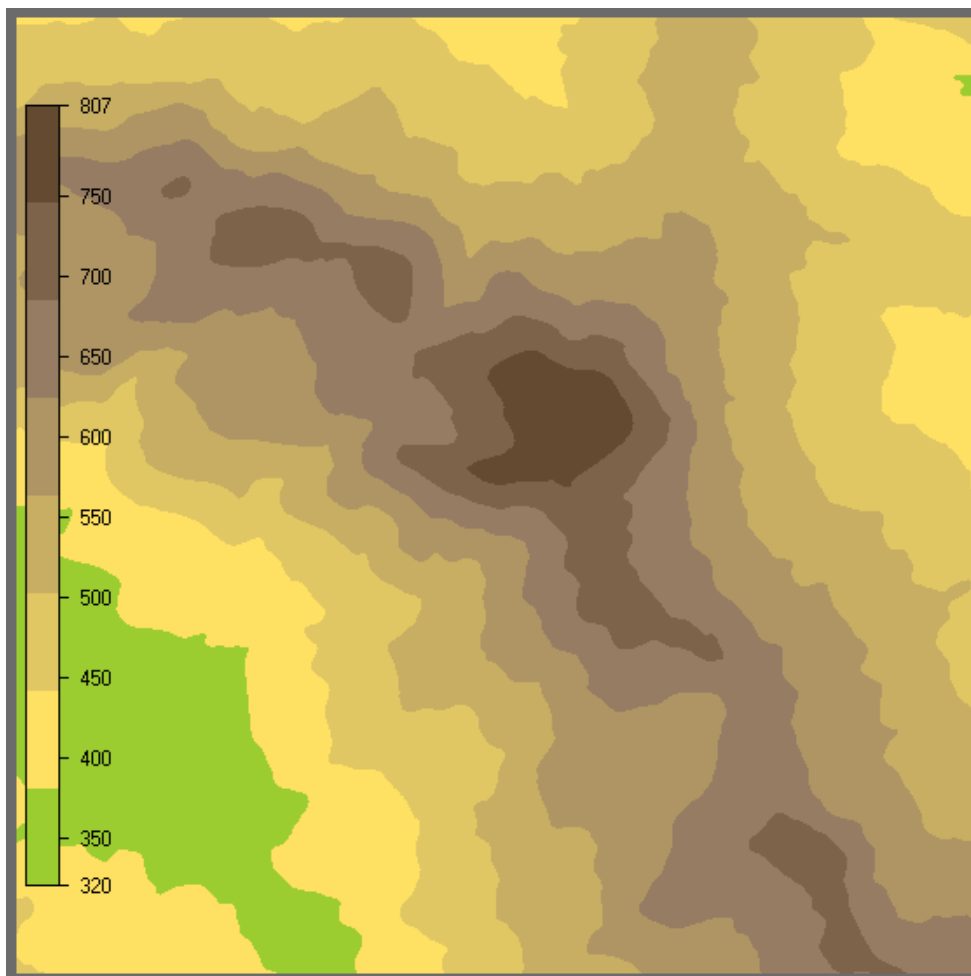
**Figura 6.15** Mappa di ventosità [m/s] nell'area di Farini Nord a 50 m.s.l.t considerando le stazioni di Varsi, Teruzzi e San Damiano.

## 6.4 Pecorara 1

L'unica zona posta nelle vicinanze della linea elettrica di alta tensione che si indagherà è quella a nord del comune di Pecorara. L'area oggetto del nostro studio è posta a pochi chilometri del centro cittadino, è collinare ed è visibile nelle immagini sottostanti che mostrano il territorio in esame nel formato utilizzato da WindSim (Fig. 6.16).

Si può notare come il DEM utilizzato, nonostante sia molto dettagliato, non riesca a riprodurre totalmente la realtà poiché l'altezza massima leggibile nella figura 6.16 è di 798,38 m a dispetto degli 810 reali sulla cima del monte Aldone. La parte sia meridionale che settentrionale, fiancheggiando la collina, sono caratterizzate dapprima da una vegetazione boschiva e cespugliosa per poi trasformarsi in falsipiani con altezza gradualmente decrescente.

Il dominio, che si estende per 9 km<sup>2</sup>, è formato da 800000 celle con base fissa di 15x15 metri.



**Figura 6.16** Dominio della zona simulata attorno al sito Pecorara 1

**Tabella 18** Caratteristiche della griglia

	<b>x</b>	<b>y</b>	<b>z</b>
<b>[m]</b>	15	15	variabile
<b>Numero di celle</b>	200	200	20
<b>Totale</b>	9 [km <sup>2</sup> ]		2454[m]

L'altezza della cella è invece variabile a seconda del parametro *HDF*, fissato in questo caso a 0,07. Quest'ultimo valore permette alla prima cella adiacente al

terreno di avere un'altezza di 8,1 m e di 9,6 m, rispettivamente nei punti in cui l'elevazione del terreno è minima e massima. Il dominio in direzione  $z$  si arresta ad un'altezza di 2454 m dal punto più alto del terreno. I parametri da controllare sono la rugosità e l'inclinazione del terreno. Il primo è letto dal programma direttamente dal file *.gws* inserito come input nel modulo iniziale del programma WindSim. Nella figura 6.17 è possibile quindi distinguere le tre zone caratteristiche del dominio:

- la zona montuosa più elevata i cui coefficienti di rugosità sono di circa 0,5 (tipici di una zona boschiva);
- la zona in falsopiano che costeggia il rilievo centrale con coefficienti di 0,25 (zona agricola eterogenea);
- la zona pianeggiante con valori di coefficiente di rugosità molto bassi, minori di 0,1 (bassa vegetazione);

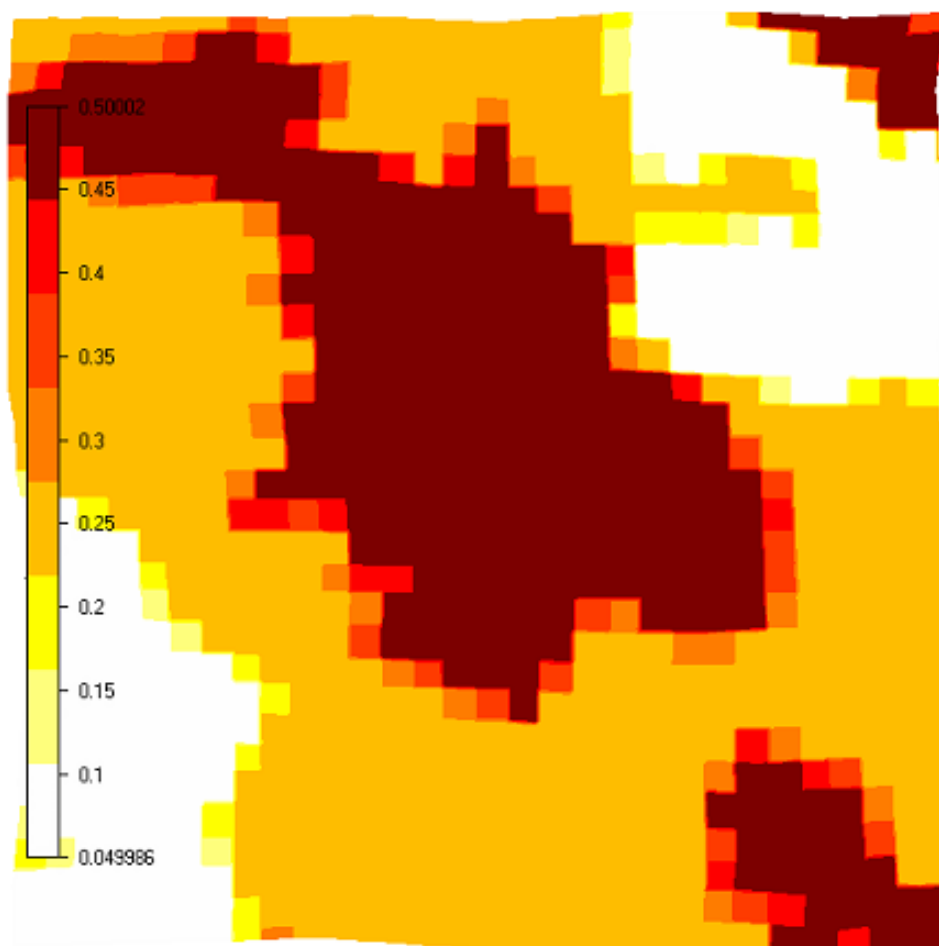


Figura 6.17 Mappa dei coefficienti di rugosità nel dominio di Pecorara 1

Il secondo parametro da monitorare è l'inclinazione del territorio per migliorare il processo che porta alla risoluzione delle equazioni di Navier-Stokes. Valori elevati possono distorcere di molto la griglia e quindi ritardare oppure compromettere del tutto la convergenza del problema.

In questo caso l'inclinazione è minore rispetto al valore limite di 50°, ritenuto critico dal risolutore, e quindi non dovrebbero esserci eventuali complicazioni sulla risoluzione del problema.

Queste analisi qualitative iniziali ci premettono di individuare come area più promettente quella a nord est (fig. 6.18) del dominio in quanto non vi è vegetazione intorno che possa rallentare la velocità del vento. Inoltre l'area priva della presenza umana può da un lato presentare un vantaggio in quanto non si andrebbe a disturbare, anche in termini di rumore, la popolazione del luogo, ma dall'altro lato i collegamenti con la rete elettrica potrebbero essere complicati a causa della limitata presenza o totale mancanza di cavi elettrici di media-alta tensione.



**Figura 6.18** Vista sella zona a nord est del dominio simulato per la zona Pecorara 1

#### **6.4.1 Trasferimento delle climatologie a 50 m s.l.t**

Sulla cima del monte Aldone sono state posizionate le climatologie di Brallo e di San Damiano, essendo queste situate nelle vicinanze di tale luogo. Nonostante avessimo considerato la stazione di Brallo soggetta a probabili fonti d'errore<sup>6</sup>, è stata inserita per avere un'ulteriore termine di analisi riguardo ad essa che è inoltre la stazione più vicina alla località sotto indagine.

La tabella 19 mostra i valori di velocità massima restituiti dal programma al termine delle simulazioni. In tutti i casi i valori di ventosità riferiti al solo dominio di "Pecorara 1" sono inferiori rispetto a quelli ottenuti in precedenza, ovvero nella simulazione macroscopica. Nel caso in cui si usasse la sola climatologia di Brallo, lo scostamento tra i due valori è del 32,89%. Tale climatologia influenza anche la mappa in cui sono interpolate entrambe le stazioni anemometriche (climatologia *All*) in cui il valore della velocità nel

<sup>6</sup> Orografia complessa e vicinanza al dominio di simulazione

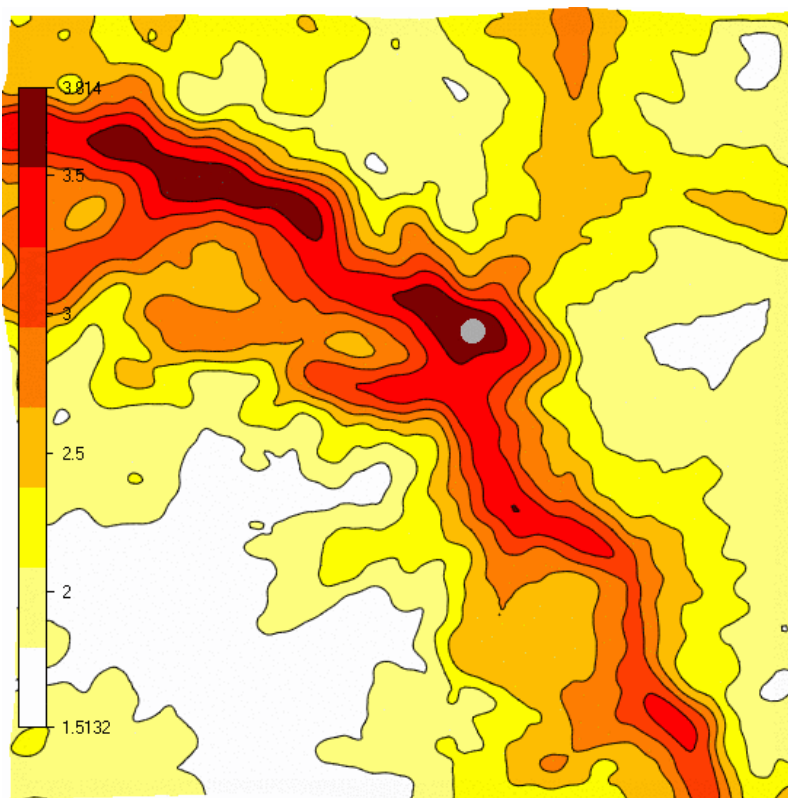


punto, passando dalla scala macroscopica a quella di maggior dettaglio, varia del 18,33%. Le cose cambiano utilizzando la stazione di San Damiano, il cui scostamento è solo del 3,67% rispetto alla simulazione su macroscale.

**Tabella 19 Velocità massime a 50 m s.l.t. in prossimità della zona di Pecorara 1 per le vari mappe considerate**

<b>Climatologia</b>	<b>Brallo</b>	<b>S.Damiano</b>	<b>All</b>	<b>Mesoscala</b>
<b>Velocità Massime [m/s]</b>	3,1339	4,4987	3,814	4,67
<b>Variatione</b>	32,89%	3,67%	18,33%	0

La zona più ventilata corrisponde anche alla regione del dominio con altezza maggiore. Ma data la conformazione geografica del terreno risulta impossibile l'installazione di turbine eoliche sulla cima del monte: questa è una zona boschiva, ricca di arbusti. Passando sul versante a nord est i valori di velocità sono comunque molto ridotti (velocità massime attorno ai 3,5 m/s) e quindi non adatti ai nostri scopi.



**Figura 6.19 Mappa della ventosità [m/s] della zona di Pecorara 1 a 50 m s.l.t. ottenuta utilizzando le climatologie di S.Damiano e Brallo**

Al termine delle analisi di ventosità su questa parte del dominio si può affermare che:

- 1 il sito di “Pecorara 1” non è adatto per l’installazione di parchi eolici. Troppo bassi sono i valori di ventosità nell’unica zona teoricamente adatta all’installazione delle turbine;
- 2 la stazione di Brallo si è dimostrata anomala anche utilizzando l’operazione *Transfer climatology* in orizzontale nel dominio. Nonostante la distanza da Pecorara sia inferiore rispetto a quella tra la stazione di San Damiano, il tipo di terreno che separa i due siti influenza molto i risultati. La stazione Lombarda è separata da monti, territori di vario genere che possono aver distorto i dati sperimentali a differenza della stazione pianeggiante di S. Damiano, i cui dati non incontrano ostacoli paesaggistici di questo genere e quindi i risultati risultano comparabili con quelli in scala macroscopica.

# Capitolo 7

## Valutazione economica

Il costo di un impianto eolico varia a seconda della tipologia dell' aerogeneratore e dalla ventosità del terreno in cui l'impianto viene installato [25].

I principali parametri che governano l'economia di un impianto sono:

1. costi d'investimento: è prevalentemente il costo della turbina ma sono inclusi in questo campo tutti i costi relativi alle fondamenta, alla connessione con la griglia e agli ausiliari;
2. costi operativi e di manutenzione O&M: costi necessari ai fini di salvaguardia della macchina e di tutti gli organi impiantistici per avere sempre un' elevata affidabilità;
3. tasso di sconto, che in media si assesta attorno al 7,5%.
4. vita della turbina che è stata identificata in 20 anni per le analisi economiche e di confronto tra le varie soluzioni. In realtà le moderne turbine riescono a raggiungere anche i 25-30 anni;

L'analisi di ogni singola voce di costo è un processo molto delicato e richiede procedure dettate da normative europee, nazionali e regionali. Per questo motivo, in questo capitolo, si limita la descrizione alle voci fondamentali che accompagnano l'analisi economica di un parco eolico mettendo in risalto i principali oneri e le maggiori fonti di profitto per chi decide di investire nel settore sul territorio Italiano.

In prima approssimazione il costo complessivo di un parco eolico può essere associato alle dimensioni delle turbine. Dal punto di vista ingegneristico è più facile parlare di costo specifico (€/kW) poiché relaziona la potenza agli oneri impiantistici. Se la potenza è legata al quadrato del diametro del rotore, il costo dell'impianto, invece, è proporzionale alla dimensione ( intesa come volume di materiale utilizzato per le pale) e quindi al cubo del diametro. Per cui il costo specifico risulta funzione del diametro delle pale. Quindi ci si pone la domanda se risulta conveniente andare verso dimensioni delle pale sempre maggiori, trend seguito da tutte le aziende del settore. La risposta è a favore di tale scelta poiché ad altezze maggiori si incontrano velocità maggiori ed inoltre, ragionando a pari potenza dell'intero parco, è minore il numero di aerogeneratori impiegati per ottenere la potenza massima. A ciò consegue un minor costo di manutenzione (che è legato al numero di macchine), ed un minor prezzo da pagare per il suolo occupato dal parco: il costo specifico quindi diminuisce. Da questo esempio si può capire come sia complesso, delicato e rischioso un investimento di questo genere e quanti elementi entrino in gioco: si passa dalla ditta costruttrice della

turbina, al proprietario del terreno su cui costruire, ottenendo permessi dagli enti nazionali, regionali e provinciali.

Poiché l'obiettivo di un'analisi economica è stabilire la produttività di un investimento, in questo capitolo si effettuerà, in maniera molto semplificata, un'analisi critica dei soggetti presi in esame basandosi anche sui dati pubblicati annualmente dall' EWEA ( *European Wind Energy Association*) [7].

## 7.1 Costo di investimento iniziale

Il costo di investimento è dominato dal prezzo della turbina stessa. Infatti, come si può vedere dalla tabella 20, esso oscilla dal 74% all'82% del totale. Le torri ultimamente sono sempre di maggiori diametro ed altezze per sfruttare maggiori velocità del vento e quindi erogare più potenza.

Nella quota di investimento iniziale vanno considerati gli oneri di assicurazione, di amministrazione dell'impianto e di manutenzione ordinaria <sup>7</sup>. Le altre voci, anche se di minor impatto economico, risultano determinanti nella fase di scelta del sito e quindi della turbina da utilizzare. Queste comunque sono strettamente collegate alla complessità del sito in relazione alla morfologia e alla natura del suolo, all'accessibilità e alla connessione alla rete. Un sito è considerato complesso se sono presenti, per esempio, rocce o paludi, oppure se l'accesso è difficoltoso. La somma di tutte queste voci fanno oscillare il prezzo di investimento tra 900-1150 €/kW.

**Tabella 20 Ripartizione dei costi di investimento di installazione di una turbina eolica[23].**

<i>Costo</i>	<i>%</i>
<i>Turbina</i>	74-82
<i>Fondamenta</i>	1-6
<i>Istallazioni elettriche</i>	1-9
<i>Connessione alla rete</i>	2-9
<i>Terreno</i>	1-3
<i>Costi finanziari</i>	1-5
<i>Costruzione delle strade</i>	1-5

Molti di questi costi sono variabili, in relazione alle caratteristiche del sito prescelto. Le fondazioni devono sostenere la torre che, a sua volta, deve resistere

<sup>7</sup> In relazione alla manutenzione di un impianto eolico, occorre sottolineare che le moderne turbine sono progettate per funzionare circa 120.000 ore durante la vita prevista di 20 anni. A fronte del numero stimato di ore annuali di funzionamento del parco, è ragionevole ipotizzare che non siano necessari significativi interventi di manutenzione straordinaria.

a velocità elevate che le caricano aerodinamicamente mettendo a rischio la loro integrità fisica. Per avere dei termini di paragone tra gli impianti eolici ed i più comuni impianti di produzione di energia elettrica è possibile osservare la tabella 21: il costo di produzione dell'eolico, che è in costante diminuzione (è diminuito di oltre il 50% negli ultimi 20 anni) nelle migliori condizioni di vento è paragonabile a quello degli impianti termoelettrici di tecnologia meno recente. È ancora poco competitivo rispetto alle più efficienti tecnologie convenzionali dei cicli combinati a gas, ma si può facilmente confrontare con le tecnologie basate sul carbone, che richiedono oneri sul sequestro degli inquinanti. Inoltre la produzione eolica si basa su una fonte gratuita e rinnovabile, quindi non è soggetta alla fluttuazione dei prezzi dei combustibili come le fonti convenzionali. Però bisogna considerare che la velocità del vento è variabile nel tempo: avere luoghi poco ventilati fa lievitare di molto il costo dell'energia prodotta poiché diminuiscono le ore equivalenti di funzionamento, vero grande limite per tali impianti. Per migliorarne la competitività, la produzione di energia eolica viene dunque incentivata mediante il rilascio dei cosiddetti certificati verdi che verranno descritti in seguito.

Confrontandolo invece con le tecnologie basate sul solare, l'eolico diventa nettamente più conveniente e competitivo sia in termini di costo di investimento che di costo di produzione.

**Tabella 21 Confronto dei costi di investimento e dell'energia tra l'eolico e gli impianti tradizionali. Fonte EWEA**

<b>Impianto</b>	<b>Costo investimento</b>	<b>Costo energia</b>
	<b>€/kW</b>	<b>€/kWh</b>
<b>Eolico</b>	800-1300	0,04-0,07
<b>Eolico offshore</b>	2000-2500	0,06-0,08
<b>Solare termodinamico</b>	2500-3500	0,12-0,15
<b>Solare fotovoltaico</b>	3000-4000	0,15-0,2
<b>Gas</b>	500-700	0,03-0,09
<b>Carbone</b>	1000-1350	0,05-0,09
<b>Nucleare</b>	2500-3000	0,024-0,03

## 7.2 Costi O&M

Gli oneri per la manutenzione costituiscono una notevole parte del costo totale di una turbina eolica. Per una turbina appena entrata in funzione, questo valore può

raggiungere facilmente il 20-25% del costo totale per kWh, fino ad arrivare al 30-35% prima della sua dismissione.

Molte delle voci che rientrano in questo costo sono facilmente identificabili: i termini burocratici come l'amministrazione, piuttosto che la rata del terreno, possono essere stabiliti a priori mentre i guasti ai componenti meccanici oppure alla rete elettrica sono imprevedibili e quindi difficilmente preventivabili.

In base ai confronti sui grandi paesi produttori di energia da fonte eolica <sup>8</sup> è possibile stimare tale voce di costo ad un valore di 1,2-1,5 c€/kWh di energia prodotta ripartiti secondo il diagramma mostrato in figura 7.1 in cui sono distribuiti egualmente i costi per le parti di ricambio in caso di rottura (26%), per servizi di amministrazione (21%), per il costo del terreno in cui è locato il parco (18%) e costi vari legati alla gestione (17%). Di minor importanza sono invece i termini di costo relativi al monitoraggio della griglia elettrica interna che collega le torri alla linea elettrica in cui è distribuita la corrente elettrica (5%).

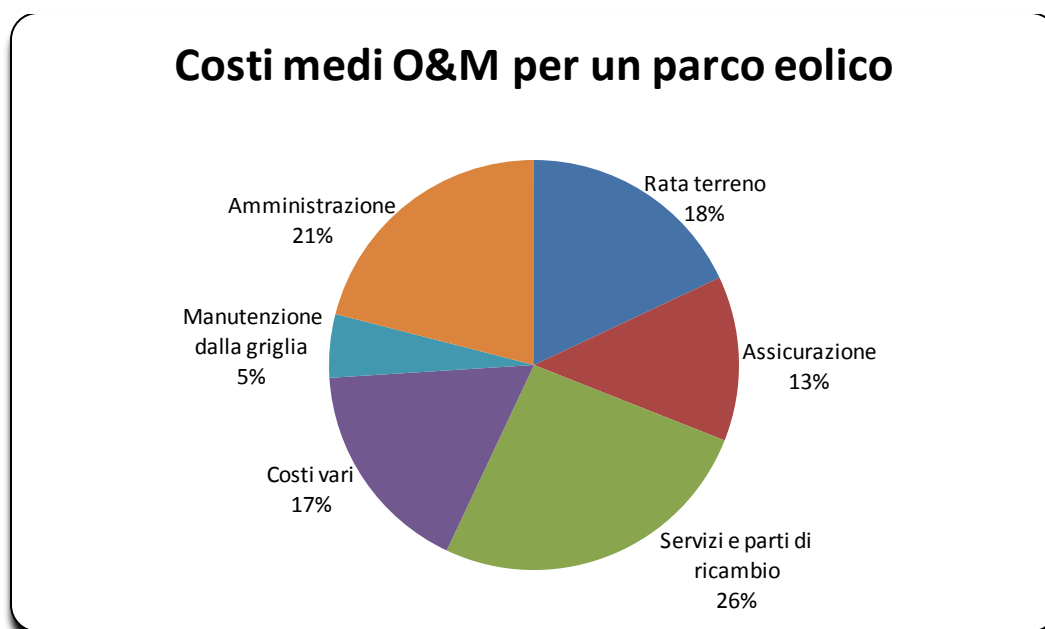


Figura 7.1 Ripartizione del costo medio di O&M per un impianto eolico. Fonte EWEA

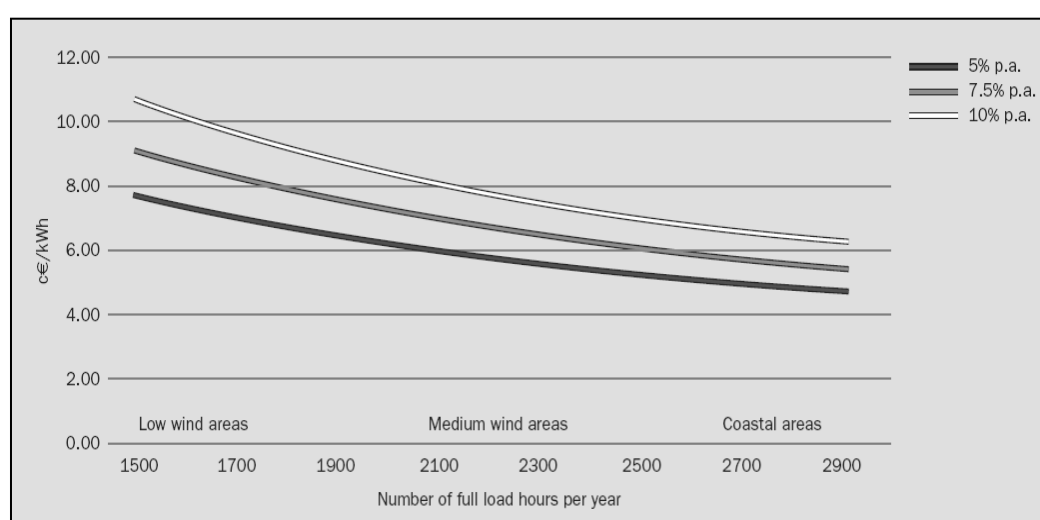
### 7.3 Influenza del tasso di sconto

Come detto nei paragrafi precedenti, il costo di un parco eolico è legato al costo di investimento, a sua volta dipendente dalla turbina scelta. Questo fattore è circa l'80% del costo totale, a differenza degli impianti convenzionali di energia

<sup>8</sup> Germania, Spagna, Danimarca e UK

elettrica basate sui combustibili fossili, il cui valore si aggira attorno al 40-60%. Questo implica un maggior rischio di investimento racchiuso nel tasso di sconto che varia a seconda dei paesi Europei.

Nella figura seguente si può vedere come il costo di produzione vari a seconda sia del regime di vento che del tasso di sconto, compreso tra 5% e 10%. Il costo di produzione naturalmente diminuisce all'aumentare della velocità del vento ma soprattutto varia in base al tasso di sconto. Infatti la variazione di cinque punti percentuali nel tasso di sconto si traduce in uno scostamento del costo di produzione di 2c€/kWh per i siti poco ventilati mentre di 1 c€/kWh per i siti posti in località costiere, soggetti ad intensità di vento maggiori (Fig 7.2).



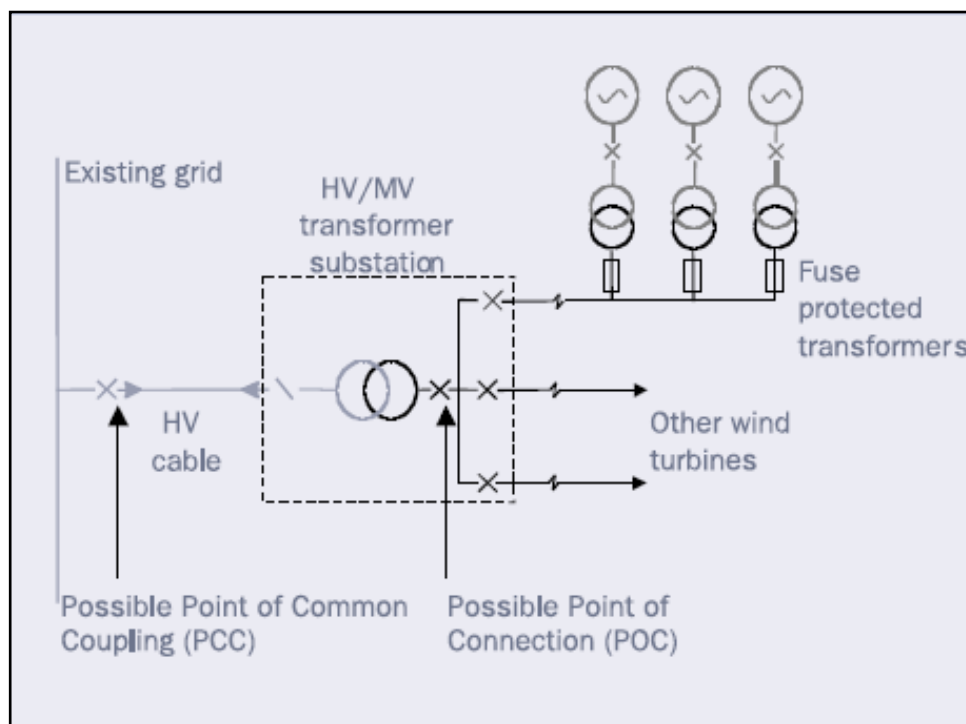
**Figura 7.2 influenza del tasso di sconto sul costo di investimento di un parco eolico. Fonte EWEA**

## 7.4 Connessione alla rete elettrica

Uno dei fattori fondamentali su cui ci si può soffermare è la connessione alla rete elettrica, parametro discriminante nelle aree indagate per applicazioni eoliche.

Il design della rete interna deve soddisfare due requisiti: ridurre al minimo le perdite (cercando di mantenerle al di sotto del 2,5%) ed interfacciare le turbine alla rete elettrica seguendo un codice di rete: il voltaggio di un generatore eolico è generalmente classificato nella fascia “bassa” essendo spesso di 690V, mentre può raggiungere i 10-20kV per una moderna turbina. Per la maggior parte dei parchi sulla terraferma, l’output del parco è simile allo schema mostrato nella figura 7.3: ogni generatore elettrico è collegato ad un trasformatore che aumenta la tensione in un range compreso tra 10 e 20kV [10]; il trasformatore, montato su un sostegno interno o esterno alla turbina, a seconda della taglia della turbina, è

collegato alla rete elettrica attraverso cavi sotterranei in una griglia interna che converge in un'unica sottostazione in cui è posizionato un altro trasformatore che a sua volta porta la tensione a livelli uguali a quelli della rete elettrica. Quest'ultimo livello dipenderà dalla rete elettrica locale, di solito compreso tra 20 e 50 kV a seconda della taglia della turbina. Il contatore elettrico è generalmente situato nella sottostazione (Fig. 7.3).



**Figura 7.3** Tipico schema di collegamento di un parco eolico alla rete elettrica. Fonte EWEA

In base al provvedimento dell'autorità per l'Energia Elettrica e il gas (AEEG) n.ARG/elt 99/08 la concessione alla rete elettrica varia a seconda dei casi prescritti dal decreto del 21 ottobre 2005:

- Connessione in Bassa Tensione(BT) per potenze massime di 100kW.
- Connessione in Media Tensione (MT) per potenze massime di 6000kW.
- Connessione in Alta Tensione(AT) per potenze superiori a 6000kW.

Le analisi fatte nel capitolo 4 che hanno portato alla selezione di alcuni siti nel territorio partono appunto da questa considerazione. Le basse velocità del vento fanno pensare ad un impianto eolico che vada al di sotto dei 6MW e quindi collegabile alla media tensione. Tuttavia la norma CEI 0-16 impone un limite di 3MVA per la distribuzione lungo una rete MT. Oltre questo valore, la



connessione è fatta in antenna su una cabina primaria<sup>9</sup>, non appoggiandosi più alla rete di media tensione. In altre parole, per potenze comprese tra 3-6MVA, le turbine sono allacciabili alla media tensione a patto che il committente stesso realizzi un elettrodotto MT dedicato per connettersi ad cabina primaria esistente. Naturalmente tutto ciò ha un costo ed è stato tabulato in un documento pubblicato nel 2008 da ENEL, che detiene l'intera rete elettrica nella provincia di Piacenza. I parametri sono indicativi e sono soggetti a variazioni conformi a<sup>10</sup>:

1. orografia e tipologia del terreno che possono richiedere tecnologie con costi più elevati;
2. il pregio ambientale può comportare opere di mitigazione, prescritte da Autorità o Enti preposti;
3. il valore commerciale dei suoli interessati dalle nuove opere può determinare degli indennizzi per servitù di elettrodotto particolarmente elevati;
4. la necessita di realizzare linee aeree con tracciati scarsamente lineari, con conseguente aumento del numero e del costo dei sostegni (riduzione della lunghezza delle campate, riduzione del numero dei sostegni "di rettilineo", aumento dei sostegni speciali).

In base a tutte queste variabili le voci di costo sono prevalentemente due: la realizzazione fisica e le autorizzazione per la costruzione della rete. Per una rete AT gli onori oscillano tra 215 k€/km e 900 k€/km a seconda se la linea sia aerea oppure sotterranea. La parte autorizzativa è composta da una parte fissa di 62 k€ e da una parte variabile di 5,7 k€/km (oltre il primo km di alta tensione). Una cabina di alta tensione invece costa 330 k€ se di tipo entra - esce, 210 k€ se collegata in antenna. Vanno esclusi i costi relativi alla costruzione delle opere civili e del terreno.

Per quanto riguarda la linea di media tensione, i prezzi si riducono notevolmente. Il costo della linea varia dai 55 k€/km (linea aerea) ai 70 k€/km (linea in sotterranea). Anche i costi dell'iter autorizzativo sono inferiori e dipendono dalla tipologia di vincolo nella zona, ossia se soggetta a leggi regionali (*iter semplificato*) oppure nazionali (*iter standard*). La procedura semplificata, per un elettrodotto di lunghezza massima di 5km, prevede un costo è di 10,2 k€, contro i 13,8 k€ del caso standard. Inoltre quest'ultimo prevede altri 2,4 k€/km per ogni chilometro, escluso il primo.

Il costo di una cabina di media tensione si aggira intorno ai 40 k€, cifra comprendente l'allestimento fisico e le apparecchiature di allacciamento.

---

<sup>9</sup> Per inserimento in antenna s'intende, generalmente, una modalità di inserimento che prevede una o più linee (aventi origine nella stessa Cabina Primaria/stazione esistente, ovvero in due diverse Cabine Primarie/stazioni esistenti) dedicate a un solo Utente.

<sup>10</sup> Documento ENEL DK5310, Agosto 2008, pag. 75

## 7.5 Costo dei certificati verdi nel 2009

L'investimento in un progetto eolico dipende da uno schema legislativo apposito per l'energia elettrica non programmabile. Con la legge finanziaria del 2008 ed il decreto attuativo del 18 dicembre 2008 sono stati definiti i meccanismi di incentivazione per la produzione di energia da fonti rinnovabili e quindi anche per l'eolico, sinteticamente elencati di seguito:

- il periodo di incentivazione mediante rilascio di certificati verdi ha una durata di quindici anni;
- a partire dal 2008 i certificati verdi hanno un valore unitario pari ad 1 MWh e sono emessi dal GSE (Gestore Sistema Elettrico) in numero pari al prodotto della produzione netta di energia moltiplicata per un coefficiente unitario per impianti eolici di taglia superiore a 200 kW e per un coefficiente pari a 1,1 per impianti offshore.
- su richiesta del produttore e per gli impianti eolici di potenza nominale media annua non superiore a 200 kW, può essere concessa esclusivamente all'energia elettrica netta immessa nel sistema elettrico, in alternativa ai certificati verdi, l'incentivazione tramite una tariffa fissa onnicomprensiva pari a 0,30 €/kWh, per un periodo di quindici anni.

La tariffa onnicomprensiva ed il valore del coefficiente moltiplicativo possono essere variati ogni tre anni con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili. Non viene considerata l'energia effettivamente prodotta ma solo quella immessa in rete. Oltre alla tariffa onnicomprensiva c'è il sistema di certificati verdi che vengono negoziati di anno in anno a condizione che i medesimi impianti non beneficino di altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria. La Legge finanziaria 2008 ha stabilito che ogni certificato verde corrisponde alla produzione di 1 MWh e sono vendibili sul mercato ad un prezzo pari a 180 € meno il prezzo dell'energia elettrica dell'anno precedente che per il 2009 è 91,34 €. Quindi per il 2010 il valore del certificato verde è di 88,66 €/MWh. Al termine dei quindici anni l'energia elettrica è remunerata, con le medesime modalità, alle condizioni economiche previste dall'articolo 13 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

Una volta realizzato il progetto, ottenuti tutti i permessi e ottenuti i finanziamenti comincia la fase di costruzione che può essere anche relativamente breve in quanto si tratta in genere di un grande lavoro di assemblaggio di parti già pronte. Una volta allacciato l'impianto alla rete inizia la fase di esercizio e manutenzione che dura normalmente dai 20 ai 30 anni. Durante questa fase deve essere realizzato un accurato monitoraggio dell'impatto ambientale provocato

dall'impianto risolvendo opportunamente tutte le criticità e mantenendo tutte le condizioni di sicurezza [26]. Nella fase di progettazione deve essere prevista anche la modalità di smantellamento e di ripristino del sito alla fine della vita dell'impianto.



# Capitolo 8

## Scelta delle turbine eoliche

In quest'ultimo capitolo si affronta la tematica relativa alla scelta dell'organo principale di produzione di energia. Come visto nell'analisi economica, le turbine rappresentano la voce principale di costo di un parco eolico. Dalla loro scelta dipende circa il 75% del costo totale di un intero impianto. Questo dato mette in risalto come tale scelta sia delicata a fronte di una vasta gamma di prodotti presenti sul mercato.

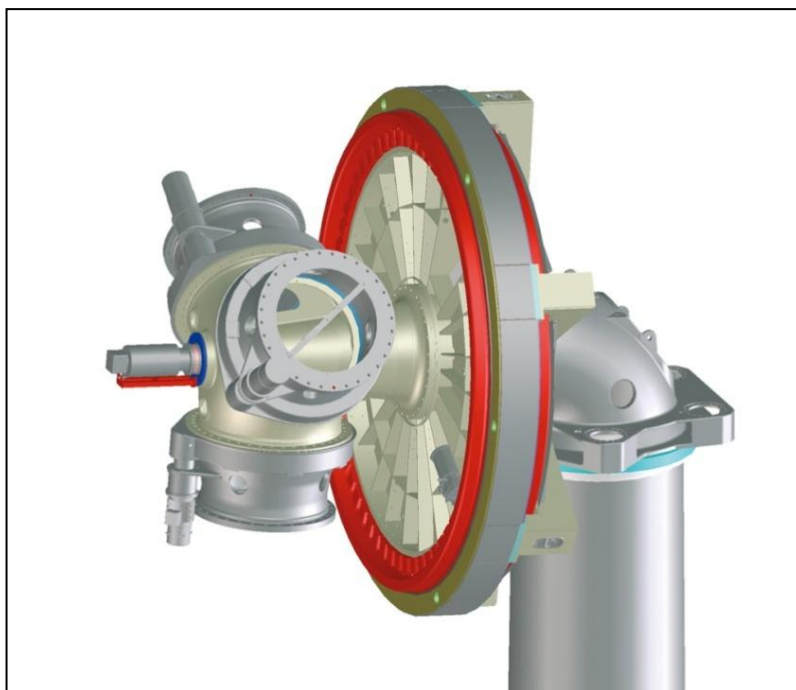
Un primo parametro di filtro per la nostra scelta è rappresentato dalla taglia della turbina. Trovandoci di fronte ad aree con velocità del vento non elevate, il range di potenza che si è scelto varia dai 600 kW ai 1500 kW. Queste taglie sono tipiche degli impianti eolici presenti sul territorio italiano. Lo stesso parco eolico nei pressi di Casoni di Romagna, con conformazione geografica ed anemometrica simile ai territori presi in esame, è formato da aerogeneratori con potenza nominale di 800 kW.

Un altro criterio considerato per la scelta delle turbine è la velocità di "cut in", ovvero la velocità del vento a cui l'aerogeneratore inizia ad erogare potenza. Le velocità medie non sono elevate per cui è preferibile ricorrere a delle macchine che abbiano un basso valore di velocità di avviamento. Per questo si è limitata la scelta alle turbine con cut-in al massimo di 3 m/s tralasciando le altre che riescono ad erogare maggior potenza poiché più adatte per siti più ventilati.

Di ultima generazione sono le turbine dette "gearless" ossia senza organi di trasmissione (Fig.8.1). Questa tecnologia si basa sulla produzione di elettricità usando delle macchine sincrone a magneti permanenti disposti su anelli a contatto tra loro. Se le tradizionali macchine eoliche richiedono ingranaggi per la trasmissione della potenza dalle pale al generatore (Fig. 8.2), la logica seguita dai sistemi "gearless" è molto semplice: se si riduce il numero dei componenti rotanti di conseguenza sarà minore il carico meccanico a favore di una maggior vita della macchina. Si riducono così anche i termini di manutenzione e di assistenza dell'impianto dovuti a problemi meccanici, agli ingranaggi oppure al circuito idraulico per l'afflusso di olio lubrificante. La ridotta manutenzione li ha fatti sviluppare per le applicazioni offshore in cui risulta difficile raggiungere la località in cui è posizionato il campo eolico. Ma negli ultimi anni stanno prendendo piede anche in molte applicazioni terrestri data l'affidabilità della tecnologia. L'altra voce di risparmio è legata alle dimensioni del pezzo che risultano inferiori rispetto ad un più comune generatore eolico. In questo modo si riducono gli oneri relativi al trasporto di tali componenti.

La figura 8.1 mostra la tecnologia ENERCON, la prima società ad aver introdotto tale sistema. Il mozzo del rotore ed il generatore ad anello sono

collegati tra di loro direttamente in un'unità fissa senza ingranaggio. Sono motori sincroni il cui numero di poli è molto elevato per permettere di variare la velocità.



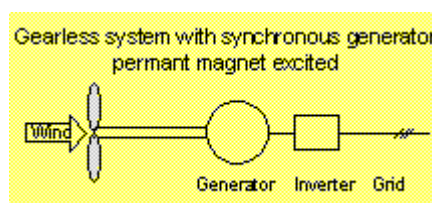
**Figura 8.1** Generatore eolico “gearless”



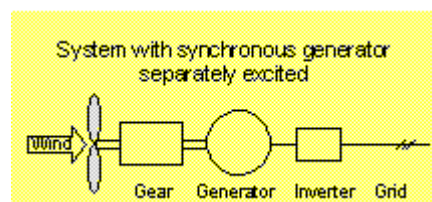
**Figura 8.2** Generatore eolico tradizionale

L'allacciamento alla rete è effettuato semplicemente con un raddrizzatore ed un inverter (Fig. 8.3). Questi pochi organi coinvolti fanno sì che la turbina possa essere avviata anche in condizioni di bassa ventosità. I motori gearless hanno notevoli vantaggi ambientali, garantiscono elevati rendimenti e l' assoluta silenziosità fin dai più bassi regimi di funzionamento [30].

Gli aerogeneratori selezionati, ordinati in base alla potenza nominale, e visibili nella tabella 25, hanno la caratteristica di essere tutti tripala, ad eccezione del modello della società francese VERGNET con due sole pale (GEV HP 1000). Evidentemente il minor costo di tale tecnologia non è sufficiente a compensare i problemi oligociclici che si avrebbero per natura flessionale (il momento flettente è massimo quando le pale sono in posizione orizzontale e minimo in direzione verticale) ed i problemi di immissioni in rete, data la discontinuità della potenza che si otterrebbe da tale soluzione.



**Figura 8.3 Motore "Gearless" a magneti permanenti collegato alla rete elettrica**



**Figura 8.4 Motore sincrono tradizionale collegato alla rete elettrica**

Il range delle velocità in cui queste turbine producono potenza è pressoché lo stesso per tutte le turbine, soprattutto per quella di cut off. Le altezze del mozzo sono comprese tra un intervallo di 50-70 m dal suolo. Si può notare come il connubio a maggior altezza del mozzo non corrisponde sempre una maggior potenza erogata dalla turbina: alcune delle turbine nella tabella, nonostante catturino velocità del vento a minor quota, sono capaci di sviluppare maggior potenza nominale (E44). Entrano in gioco quindi delle componenti fluidodinamiche ben visibili indirettamente anche se si confronta il diametro delle pale con la potenza nominale. Anche in questo caso a grandi diametri non corrispondono sempre maggior potenze (E48).

Dalla tabella è possibile notare come ormai sia consolidata la regolazione di tipo "pitch". Questa permette di regolare l'orientazione della pala al variare della velocità del vento in modo da modificarne l'angolo di attacco. In questo modo

varia anche il coefficiente di potenza della pala che aumenterà o diminuirà al variare dell'angolo d'attacco, così da sfruttare al meglio la direzione del vento massimizzando il rapporto tra coefficiente di potenza e coefficiente di resistenza. L'unica macchina che utilizza una regolazione per stallo è la T600-48. Con questa configurazione le pale non hanno la possibilità di ruotare per raggiungere le posizioni ottimali a cui corrispondono i massimi rendimenti: la variazione della velocità del vento modifica i triangoli d'attacco tra la vena fluida e le pale in modo da modificare di conseguenza il coefficiente di potenza e di resistenza. La tabella riporta le turbine presenti sul mercato nella fascia di potenza in esame.

**Tabella 22** Turbine eoliche presenti sul mercato

Nome turbina	Produttore	Potenza Nominale	Altezza torre	Diametro pale	velocità cut-in	velocità cut-off	Tipo regolazione
		kW	m	m	m/s	m/s	
T600-48	Turbowinds	600	50-60	48	3	25	stall
DW750	EWT	750	variabile	51	2,5	25	pitch
NEPC750	NEPC	750	ND	45	3	25	pitch
47-ASR-750	Norwin	750	65	47	3	25	pitch
AWE 54-750*	AWE	750	40-76	54	2	25	pitch
U50 *	Unison	750	50	50	3	25	pitch
U54 *	Unison	750	60	54	3	25	pitch
U57 *	Unison	750	68	57	3	25	pitch
E48 *	Enercon	800	50-76	48	2	25	pitch
E53 *	Enercon	800	60-73	52,9	2	25	pitch
G58	Gasmesa	850	44-65	58	3	23	pitch
E44 *	Enercon	900	45-55	44	2	25	pitch
AWE 54-900*	AWE	900	40-77	52	2	25	pinch
AWE 52-900*	AWE	900	40-78	54	2	25	pinch
DW900	EWT	900	variabile	51,5-54	2,5	25	pitch
LTW77	Leitwind	1000	65	77	3	25	pitch
Gev HP **	Vergnet	1000	60-70	56-62	3	25	pitch
Falcon 1,25	Innovative WindPower	1250	60-100	62-70	3	25	pitch
LTW77	Leitwind	1500	61-80	77	3	25	pitch
Vensys70 *	Vensys	1500	65-85	70	3	25	pitch
Vensys77 *	Vensys	1500	61-100	77	3	22	pitch

\* Turbine eoliche "gearless"

\*\*Turbine eoliche bipala



Per una più corretta analisi dei dati si dovrebbe far riferimento anche alla curva di potenza ed al prezzo della turbina. I dati però non sono sempre reperibili, soprattutto per quanto riguarda i costi di tali organi.

Sulla base delle curve di potenza possiamo confrontare tra loro le turbine: per semplificare la scelta si è divisa la lista in tre parti in base alla potenza nominale della turbina.

Il primo confronto è effettuato sulle turbine da 750KW, principalmente tra la turbina 47-ASR-750 (tradizionale) e la AWE 54-750 (gearless). Dalla tabella precedente possiamo notare come le turbine siano differenti tra loro in termini di diametro del rotore e di altezza dal suolo. Varia anche la velocità di cut-in, minore nel caso gearless.

Guardando le curve di potenza, questo giudizio si può notare che la differenza di potenza è molto marcata per tutto il range di velocità: la turbina dell'AWE è capace di erogare anche 100kW in più rispetto alla turbina della casa concorrente. Una corretta analisi fluidodinamica, che è intrinsecamente compresa nel termine CP, ossia nel coefficiente di potenza del pezzo, anch'esso presente nella figura 8.5, avvalorata tale teoria. In questo caso, il parametro ci indica come la turbina 47 ASR sia nettamente migliore fluidodinamicamente rispetto alla AWE52, nel range di velocità più frequente nei territori in esame. Non avendo a disposizione i costi delle turbine possiamo asserire che la scelta ricadrebbe sulla turbina AWE 53-750 che ha anche una minor altezza del mozzo, a vantaggio di un minor impatto visivo.

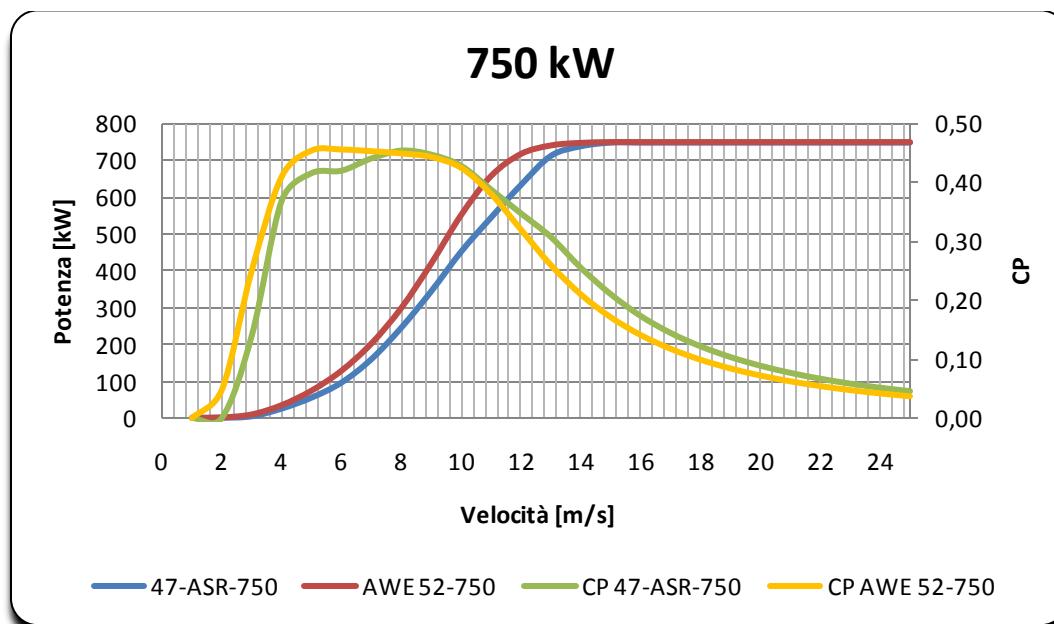


Figura 8.5 Confronto tra due turbine con potenza nominale di 750kW confrontando la curva di potenza e la curva dei CP.

Un ulteriore confronto tra le turbine si può effettuare aumentando la taglia dell'aerogeneratore. Nella tabella 22 sono state individuate diverse turbine nell'intervallo di potenze compreso tra 800kW-900kW. Questa è la taglia preferibile per applicazioni con anemometria paragonabile alla provincia piacentina. Le turbine prese in considerazione sono tutte "gearless", con velocità di cut-in di 2 m/s. Dalla figura 8.6 si può subito capire come la turbina E44 sia da scartare poiché, nonostante presenti maggior potenza nominale con minor diametro, per bassi valori di velocità del vento, ha potenze più contenute rispetto alle altre macchine prese in esame.

Scegliere tra le altre turbine è molto complicato poiché, se analizzate per basse velocità, le curve si equivalgono, mentre tendono a divergere con l'aumentare di tale parametro. Però si può notare come le turbine E53 e DWE900 siano quelle che fino a 11 m/s producano, in maniera identica, più potenza rispetto alle altre turbine sia della ENERCON che della casa americana AWE, le quali risultano adatte nel momento in cui la frequenza del vento sia elevata per velocità maggiori di 11 m/s. Queste due turbine sono praticamente equivalenti, sia in termini di dimensioni che in termini di prestazioni, differendo solo nella potenza nominale e quindi nei costi.

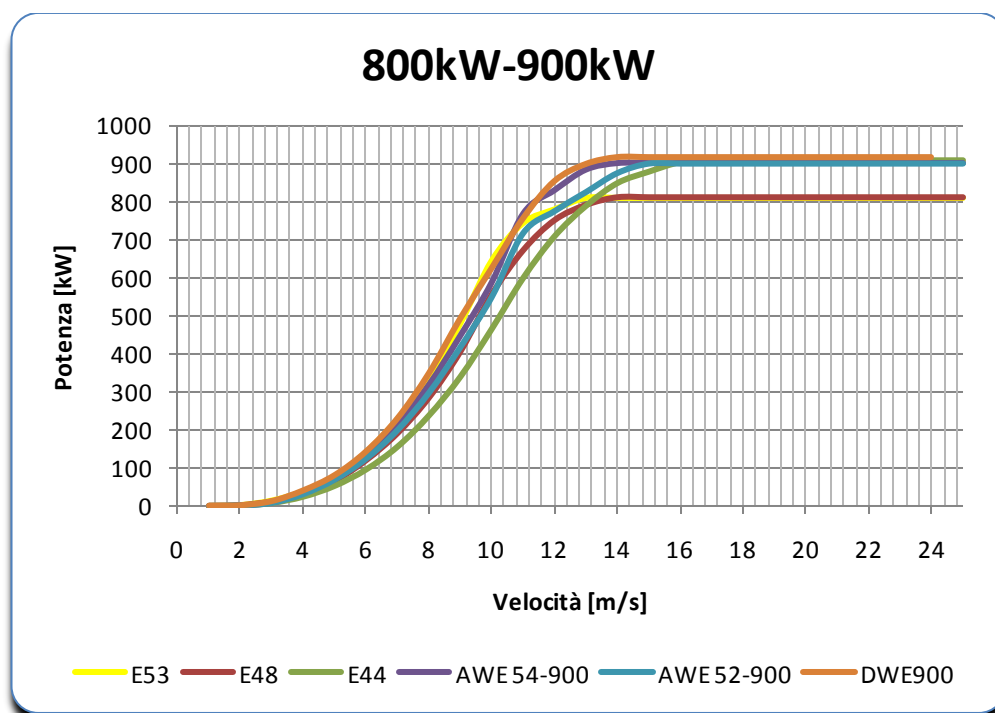


Figura 8.6 Confronto tra le turbine con potenza compresa tra 800kW-900kW.

Scegliere l'una o l'altra turbina dipende da un fattore economico e ad un fattore di frequenza del vento nell'intervallo tra 11 e 14 m/s. Se tali frequenze sono elevate allora la scelta migliore è la DWE900 poiché riesce ad erogare maggior potenza per tali velocità del vento, altrimenti si può optare per la E53 che per altro sfrutta la tecnologia gearless andando a ridurre quindi i costi di manutenzione dell'impianto. Nei siti sopra indicati raramente la velocità del vento ha raggiunto valori maggiori di 11 m/s, per cui la scelta finale ricade sulla turbina E53, turbina per altro usata nel parco eolico di Casoni di Romagna.

Un buon termine dei confronti si evince dall'analisi delle turbine che hanno una potenza nominale di 1500 kW. Le turbine in questione sono la LTW77, della LEITWIND, unica casa costruttrice italiana nel settore, e la turbina tedesca VENSYS77. Il confronto è interessante poiché i parametri di diametro e di altezza della torre sono praticamente identici a differenza di una minore velocità di cut-off per la turbina tedesca.

Questo confronto non è molto utile ai fini pratici per la ricerca mostrata in questa sezione in quanto tali potenze sono comunque adatte per siti piuttosto ventilati rispetto a quelli in esame. È però interessante proporlo perché forse mette in risalto l'effettivo beneficio che può derivare dalla tecnologia che utilizza i magneti permanenti anziché la tradizionale trasmissione meccanica.

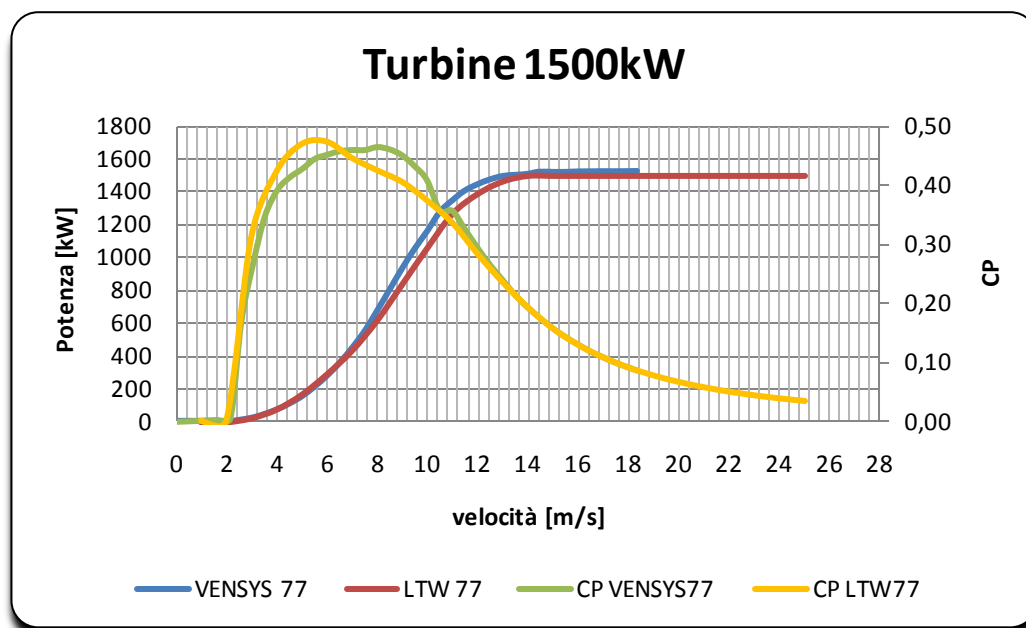


Figura 8.7 Confronto tra le turbine con potenza di 1500kW.

Dal grafico si può evincere che ciò cambia di molto è la fluidodinamica delle pale che sembra favorire la turbina italiana col sistema di trasmissione di potenza tradizionale. Confrontando i dati relativi al coefficiente di potenza si nota come,

per basse velocità del vento, la turbina italiana eroghi la stessa potenza rispetto alla VENSYS77 mentre, con l'aumentare delle velocità, quest'ultima produca più potenza a causa del suo coefficiente di potenza maggiore. Quindi, non sapendo il prezzo di tali turbine, sembra convenire la soluzione VENSYS77 poiché è capace di produrre più potenza ad elevate velocità del vento ed inoltre, al ridursi della ventosità, eroga la stessa potenza nonostante abbia una aerodinamica peggiore. Questo vantaggio è dovuto molto probabilmente al tipo di sistema gearless che riduce le perdite meccaniche derivanti dalla trasmissione della potenza attraverso il sistema a magneti permanenti.

# Capitolo 9

## Conclusioni e sviluppi futuri

Lo studio svolto in questo lavoro di tesi è solamente il primo passo prima di un processo di indagine di fattibilità in uno dei settori energetici più promettenti nel territorio nazionale, europeo e mondiale. Attraverso l'utilizzo della CFD è stata indagata la zona del Piacentino, inserita in un piano regionale in cui si stanno gettando le basi per lo sviluppo di tale settore. In questo contesto è stata analizzata la parte montuosa della provincia che è stata sottoposta alla simulazione CFD e per individuarne le aree maggiormente ventilate. Prima di arrivare a ciò sono stati settati i vari parametri per ridurre gli errori di approssimazione sulla soluzione, adattando la griglia al terreno e scegliendo il modello di turbolenza più appropriato.

La mappa di ventosità ottenuta ha permesso di individuare diverse località, conformemente ai filtri di natura paesaggistica, legislativa e di allacciamento alla rete elettrica. Le simulazioni effettuate hanno permesso di avere dei risultati che certamente rispecchiano solo approssimativamente la realtà effettiva, ma indicativamente possono dare un punto di partenza per gli ulteriori studi eolici: i valori ottenuti con WindSym sono qualitativamente confrontabili con quelli ottenuti dal Centro Ricerca CESI poiché entrambi gli studi hanno evidenziato le medesime aree ventilate.

Per avere un confronto numerico si è proceduto con l'analisi dei dati ottenuti dalle simulazioni per compararli con quelli sperimentali delle stazioni anemometriche poste a 10 m s.l.t.: i valori di ventosità ottenuti per via computazionale differiscono di pochi punti percentuali da quelli sperimentali ad eccezione della stazione di Brallo, i cui dati sperimentali differiscono di molto da quelli ottenuti utilizzando il software (80%) abbassando il livello medio di ventosità del dominio, e quella di Teruzzi, che tende ad aumentare la ventosità delle aree in cui essa è contenuta.

Utilizzando o meno i dati riferiti alle torri anemometriche, si può dire che lo scostamento tra il dato ottenuto con l'utilizzo dei dati sperimentali e quello ottenuto senza l'inserimento della torre anemometrica è di pochi punti percentuali. Tale differenza aumenta con l'altezza: con l'aumento della quota, lo scostamento commesso aumenta fino al 30% ad altezze di 120 m dal suolo, valore riscontrato già in altri lavori che hanno utilizzato WindSim [7].

Le interpolazioni effettuate dal software dipendono dal tipo di terreno: i dati riferiti alle località pianeggianti sono più verosimili rispetto ai dati riferiti a punti montuosi del dominio: le analisi riferite alle stazioni di Varsi e San Damiano hanno riscontrato scostamenti percentuali minori rispetto alle stesse analisi

riferite alle altre torri anemometriche dislocate nel dominio in zone più complesse.

Si è riscontrata anche una differenza tra i valori di ventosità ottenuta in scala macroscopica rispetto ai singoli domini in piccola scala: il programma risente del numero di climatologie virtuali create e trasferite in loco.

In tutte le analisi effettuate, indipendentemente dai parametri utilizzati, le zone più ventilate della regione sono quelle nei comuni di Ottone e di Farini. Questi siti sono però stati esclusi dalle successive simulazioni perché poste ad un'altezza maggiore di 1200 m, limite imposto dalla legislatura locale nel piano energetico regionale. Le altre zone individuate, su cui sono state effettuate le analisi di dettaglio sono le seguenti:

- a) *Bettola1*: le velocità in quest'area sono elevate soprattutto in prossimità della cima della catena montuosa che si estende nella direzione sud-est del monte Osero. La realizzazione di un parco eolico in loco è legata all'ottenimento di alcune deroghe per superare l'ostacolo legislativo dei 1200 m, essendo la zona posta ad altezze che di poco superano tale quota.
- b) *Bettola2*: la zona a sud-est del dominio è molto indicata per il posizionamento di turbine eoliche. In questo caso è facile individuarne anche le direzioni principali del vento: 210° nella parte alta della catena montuosa, 270° nella restante parte posta a sud est del dominio simulato.
- c) *Farini N*: L'area indagata non risulta ideale all'installazione di un parco eolico poiché le zone ventilate sono tutte caratteristiche di un'area boschiva.
- d) *Pecorara*: i valori di ventosità non sono accettabili per la realizzazione di un parco eolico in zona.

Nelle zone in cui si è riscontrata una buona ventosità si deve effettuare uno studio sperimentale per confermare le stime ottenute per via computazionale prima di ottimizzare la disposizione delle turbine nel sito, massimizzando così l'energia estraibile da ogni singola turbina.

La taglia di ogni singola macchina non può eccedere i 900 kW di potenza nominale poiché le frequenze del vento presenti nelle regioni di "Bettola 2" e "Bettola 3" non raggiungono valori che ci inducono ad optare per le turbine di taglia maggiore che sono preferibili in cui vi siano alte frequenze per le velocità superiori a 11 m/s: nei due siti evidenziati le maggiori frequenze del vento si hanno per velocità più basse, vicine al valore medio annuale di 4,5-5 m/s.

Il software permette l'inserimento della curva di potenza della turbina scelta e,, attraverso l'utilizzo del modulo Energy, è poi possibile valutare la potenza estraibile da ogni singola turbina, minimizzando così l'effetto di disturbo tra un componente ed un altro all'interno del parco. Per massimizzare l'output energetico ed economico è necessario un giusto orientamento delle macchine. Questo lavoro potrebbe essere un punto di congiunzione tra lo studio descritto

sino ad ora ed una successiva analisi sulle capacità del software di minimizzare le perdite dovute al cattivo orientamento della macchina ed agli effetti di scia all'interno del parco.

Realizzato il parco si dovrebbe indagare a fondo l'allacciamento alla rete elettrica scegliendo i punti principali in cui allacciarsi alla rete già esistente oppure costruirne una ad hoc per l'impianto realizzato, installando trasformatori e cabine di media o alta tensione.

Una volta ultimato questo processo di ottimizzazione all'interno del parco, si può procedere con una piccola analisi economica per ultimare lo studio di fattibilità per le aree selezionate.





## Bibliografia

- [1] J.F.Manwel, J.G.McGowan, a.L.Rogers, Wind Energy Explained: theory, design and application. Wiley, 2002. 577 p.
- [2] Andrea Bertolazzi, Le energie rinnovabili : energia eolica, energia solare fotovoltaica, energia solare termodinamica, energia da biomasse, energia idroelettrica. Milano : U. Hoepli, 2006. -262 p.
- [3] CESI Ricerca, Università di Genova, Ricerca di sistema per il settore elettrico:Atlante eolico dell'Italia. 2002
- [4] CESI Ricerca, Università di Genova, The Italian Wind Atlas:status and progres.2006
- [5] WindSim AS, Windsim 4.9.1: getting started, Norway 2009.
- [6] FLUENT 6.1 User's Guide.
- [7] F.Castellani, G.Franceschini, The Umbria Region Wind Atlas, University of Perugia,2005
- [9] EWEA, Overview of the wind energy sector. 342p
- [10] Siegfried Heier, Grid integration of wind energy conversion systems, 2. ed. - Hoboken : Wiley, ©2006. 426 p.
- [11] E. Berge, A. R. Gravdahl, J. Schelling, L. Tallhaug, O. Undheim,Wind in complex terrain: A comparison of WAsP and two CFD- models. EWEC, Athens, 2006.
- [12] Daniele Fallo, Wind energy resource evaluations in a site of central Italy by CFD, Università di Cagliari, 2007
- [13] David C. Wilcox, turbulence modelling for CFD . - 3. ed. - La Canada, CA : DCW Industries, 2006. 522 p.
- [14] Giorgio Crasto, Numerical simulation of the atmospheric boundary layer, Università di Cagliari,2007

- 
- [15] T. Wallbank, WindSim Validation Study, CFD validation in Complex terrain.2008
  - [16] R. Pauen; Vertical profiles with WindSim and WASP - comparing several cases. WindSim User Meeting, Tønsberg, 2007
  - [17] Petros Theodoropoulos, nick Deligiorgis, Windsim CFD validation in a mixed coastal and mountainous region with complex terrain. EWEC 2009
  - [18] ENEA, Rapporto energia e ambiente 2008, analisi e scenari.2008
  - [19] TERNA SPA, Potenza efficiente degli impianti elettrici di generazione in Italia al 31 dicembre 2008.
  - [20] TERNA SPA, Bilanci energia elettrica nazionali 2008.
  - [21] TERNA SPA, codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete. ex art. 1, comma 4, DPCM 11 maggio 2004, Versione aggiornata al 12 gennaio 2009.
  - [22] De Biasi Giuseppe, impianto Eolico in località Mass.A Pietro Tucci. Lamie Cacoscia, località Laterza.2007
  - [23] PTI DELL' APPENNINO E DELL' ALTO MONFERRATO: 'ENERGIA, LE ACQUE E LA NATURA:Studio di fattibilità completo;Realizzazione di un parco eolico sul crinale fra la Val Curone e la Val Borbera,2008
  - [24] Enrico Mozzanica, valutazione di un impianto eolico, A.R.P.A Parma,2008
  - [25] Scuola di direzione aziendale dell'università Bocconi, Comune di Rialto, impianto eolico:studio di fattibilità economico finanziario.
  - [26] Rodolfo Pasinetti, impianto eolico nel comune di Monterenzio e Castel Del Rio, località Casoni di Romagna:studio di impatto ambientale.Sintesi non tecnica.2005
  - [27] Rodolfo Pasinetti, Piano energetico provinciale: l'energia eolica. Provincia di Piacenza. 2009

**Siti internet**

- [28] [www.ricercadisistema.it](http://www.ricercadisistema.it)
- [29] [www.ewea.com](http://www.ewea.com)
- [30] [www.enercon.it](http://www.enercon.it)
- [31] [www.meteoliguria.it](http://www.meteoliguria.it)
- [32] [www.arpa.emr.it](http://www.arpa.emr.it)
- [33] [ww.centrometeolombardo.com](http://ww.centrometeolombardo.com)