



Regione Toscana

Consorzio LaMMA



WIND-GIS
Progetto per la realizzazione di un servizio *web*
per la valutazione del potenziale eolico della
regione Toscana

16 dicembre 2008

Indice

Introduzione	4
1. Generalità sull'energia eolica	6
1.1 Schematizzazione della ventosità di un sito: la distribuzione di Weibull	7
1.2 L'energia estraibile dal vento: la legge di Betz	11
1.3 La funzione densità di potenza	13
1.4 Gli aerogeneratori: funzionamento e criteri di scelta	15
1.5 Cenni sugli impatti ambientali	18
1.5.1 Occupazione del territorio	18
1.5.2 Interferenze per l'aeronautica e le telecomunicazioni ed effetti elettromagnetici	18
1.5.3 Impatto paesaggistico	18
1.5.4 Impatto acustico	19
1.5.5 Effetti su flora e fauna	19
1.5.6 Effetti delle ombre	20
2. La metodologia di calcolo sviluppata	21
2.1 Archivio meteorologico	21
2.1.1 Il modello WRF	22
2.1.2 Il modello CALMET	23
2.2 Dominio spaziale e base-dati	23
2.3 Specifiche di applicazione	28
2.4 Elaborazioni grafiche e numeriche	29
2.5 Confronto stime-misure	31
2.5.1 Analisi delle serie storiche	33
2.5.2 Analisi delle distribuzioni di frequenza	38
2.5.3 Confronto con valori medi annui	42
3. Implementazione su web del sistema WIND-GIS	45
3.1 Contenuti dell'applicazione	46
3.2 Sistema di riferimento spaziale	47
3.3 Barra degli strumenti	48
3.4 Le interrogazioni	49
3.5 Sezione delle ricerche	51
4. Analisi dei risultati	53
4.1 Analisi anemologica regionale	53
4.1.1 Velocità media e mediana	53
4.1.2 Fattori di forma e scala	54
4.1.3 Energia annua specifica di Betz	54
4.2 Analisi di producibilità regionale	55
4.2.1 Fattore di disponibilità	55
4.2.2 Fattore di capacità	56
4.2.3 Producibilità energetica	56
4.2.4 Ore equivalenti	57
4.3 Analisi eolica di un sito	57

4.4 Criteri per l'individuazione degli ambiti eolici regionali	63
Conclusioni	64
Bibliografia	66
Appendice:	67
elaborazioni grafiche	67

Introduzione

Nell'ambito del progetto "WIND-GIS", promosso dal settore "Miniere ed Energia" della Regione Toscana, il Consorzio LaMMA ha realizzato un servizio *web-oriented* finalizzato alla valutazione delle potenzialità eoliche della regione Toscana.

Il lavoro ha previsto una serie di attività, quali la costituzione della base-dati anemologica del sistema GIS e lo sviluppo e l'implementazione del software di gestione e calcolo. In particolare, la base-dati anemologica è costituita dall'archivio meteorologico LaMMA, ottenuto dalle stime elaborate su tutta la regione dal modello prognostico WRF (*Weather Research and Forecasting*) alla risoluzione di 10 Km, e successivamente riscalate alla risoluzione di 2 Km attraverso l'utilizzo del modello diagnostico CALMET. Il periodo temporale preso in esame va dal primo gennaio 2004 al 31 dicembre 2007 con passo temporale pari ad un'ora.

Utilizzando questa base dati, è stata elaborata una serie di mappe di sintesi sull'intero territorio regionale. I risultati prodotti hanno riguardato sia il calcolo delle principali grandezze anemologiche (velocità media e mediana del vento, fattori di scala e forma della distribuzione di Weibull, energia specifica di Betz), che di producibilità eolica (fattori di disponibilità e capacità, producibilità energetica, ore equivalenti).

Dato l'obiettivo di verificare la possibilità di realizzazione di parchi eolici di elevata potenza (tra i 15 e i 25 MW) come previsto nel Piano di Indirizzo Energetico Regionale (PIER), si è focalizzata l'attenzione su applicazioni eoliche di grande taglia (aerogeneratori di potenza 2 MW). Le elaborazioni, pertanto, sono state effettuate in corrispondenza dei campi di vento alla quota di 75 m (altezza usuale dei mozzetti di turbine di tale potenza).

Per una più immediata fruizione del servizio, oltre che per visualizzare al meglio le caratteristiche di interesse utili all'individuazione delle aree potenzialmente vocate, all'interno dell'ambiente GIS implementato è stata inclusa una serie di layer informativi, quali gli ambiti amministrativi (comuni e province), nonché informazioni ausiliarie di interesse come i diversi vincoli esistenti (parchi, aree vincolate, vincoli archeologici), le infrastrutture presenti, il grafo delle linee elettriche, etc.

L'ambiente GIS permette inoltre di effettuare analisi di dettaglio, selezionando singoli siti e ottenendo elaborati grafici e numerici quali rose dei venti e tabelle di JFF (*Joint Frequency Functions*), grafici della distribuzione di Weibull della velocità del vento, grafici della distribuzione di producibilità energetica, relative tabelle, etc.

Nei seguenti capitoli verrà illustrato nel dettaglio l'approccio metodologico seguito: dopo un'introduzione sull'energia eolica, viene descritta la metodologia adottata per ottenere, attraverso l'implementazione di modelli numerici, la base-dati utilizzabile per la stima del campo di vento sul territorio regionale e per le successive elaborazioni finalizzate alla stima della producibilità eolica. Di seguito viene descritto l'ambiente GIS che permette la visualizzazione delle elaborazioni anemologiche e degli altri layer informativi; infine vengono presentati i risultati ottenuti, attraverso mappe di sintesi e di dettaglio, in modo da illustrare le potenzialità del Sistema Informativo realizzato.

1. Generalità sull'energia eolica

Una turbina eolica converte l'energia cinetica della massa d'aria in movimento ad una data velocità in energia meccanica di rotazione [5]. Per la produzione di energia elettrica la macchina è dotata di un generatore elettrico ed è pertanto denominata aerogeneratore. La quantità di energia che il vento trasferisce al rotore dipende dalla densità dell'aria, dall'area del rotore e dalla velocità del vento.

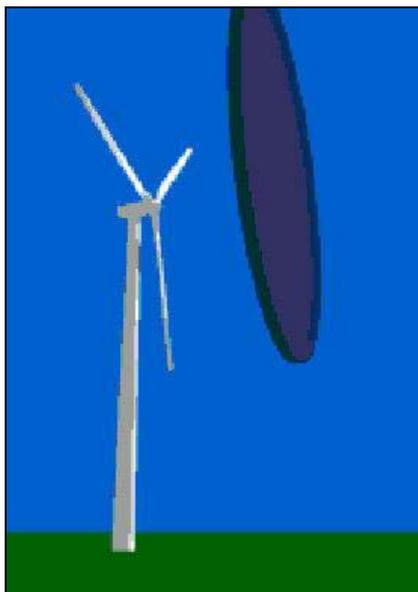


Fig. 1 – Schema d'impatto di una "fetta" cilindrica d'aria che investe una turbina eolica.

In particolare, la potenza estraibile dal vento, per unità di area spazzata dal rotore, varia con la sua velocità, e più precisamente con la terza potenza della velocità media.

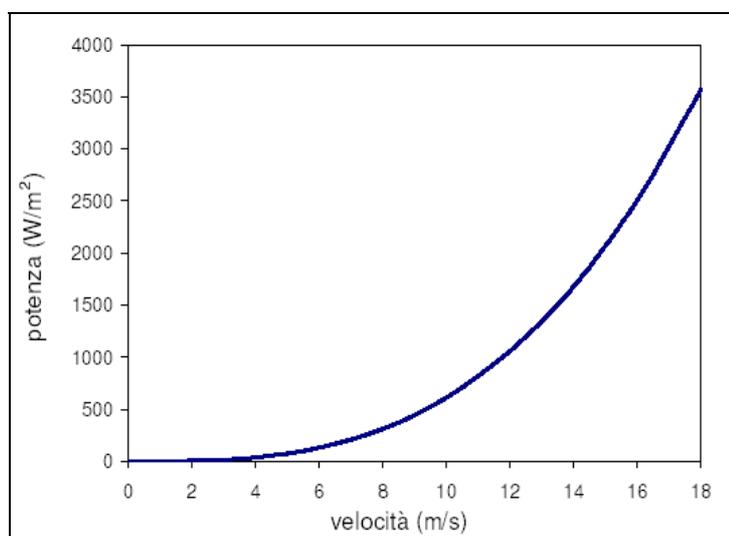


Fig. 2 – Legge di proporzionalità cubica tra la velocità e la potenza del vento.

A causa degli effetti perturbativi dovuti alla presenza stessa dell'aerogeneratore, non è possibile estrarre tutta l'energia contenuta dalla massa d'aria che viene intercettata dalle pale.

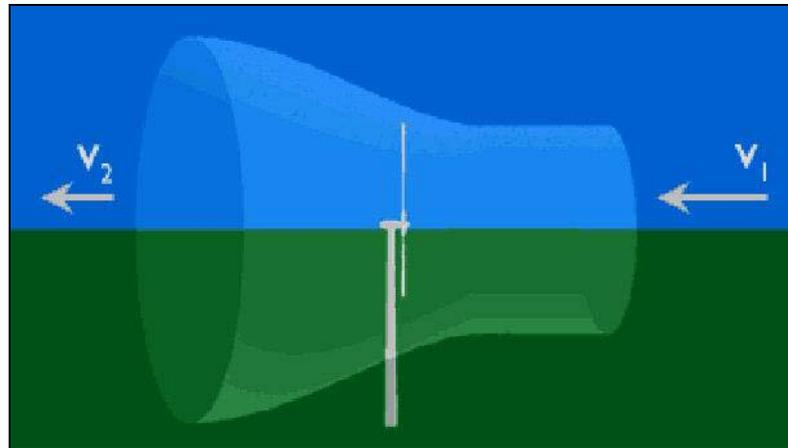


Fig. 3 – Schema del tubo di flusso a monte e a valle del rotore di una turbina eolica.

Di seguito verranno descritte le equazioni matematiche che permettono di stimare la producibilità eolica di un sito a partire dalla distribuzione di velocità del vento e da alcune caratteristiche costruttive dell'aerogeneratore.

1.1 Schematizzazione della ventosità di un sito: la distribuzione di Weibull

Per l'industria eolica è di enorme importanza poter descrivere in termini statistici (usualmente con riferimento all'anno tipo) la distribuzione nel tempo della velocità del vento in un determinato sito. I progettisti degli aerogeneratori hanno infatti bisogno delle informazioni per ottimizzare le loro turbine eoliche e minimizzare così i costi della generazione. Anche nella valutazione della convenienza dell'investimento, è importante avere le informazioni per poter stimare i guadagni dalla generazione di energia elettrica [9].

La distribuzione temporale della velocità del vento per un sito viene di solito descritta usando la funzione di distribuzione statistica di Weibull (dal matematico svedese Waloddi Weibull), di cui si riporta di seguito per la velocità scalare v l'espressione a due parametri della funzione densità di probabilità:

$$p(v) = \frac{k}{A} * \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} * \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right].$$

La distribuzione di Weibull è stata comunemente ritenuta adeguata per la rappresentazione della statistica delle velocità medie del vento campionato su breve periodo (ad es. 10 minuti, 1 ora) per tempi dell'ordine di mesi o anni, in modo da ottenere un campione numericamente significativo. In Fig. 4 è mostrato un esempio di tale distribuzione.

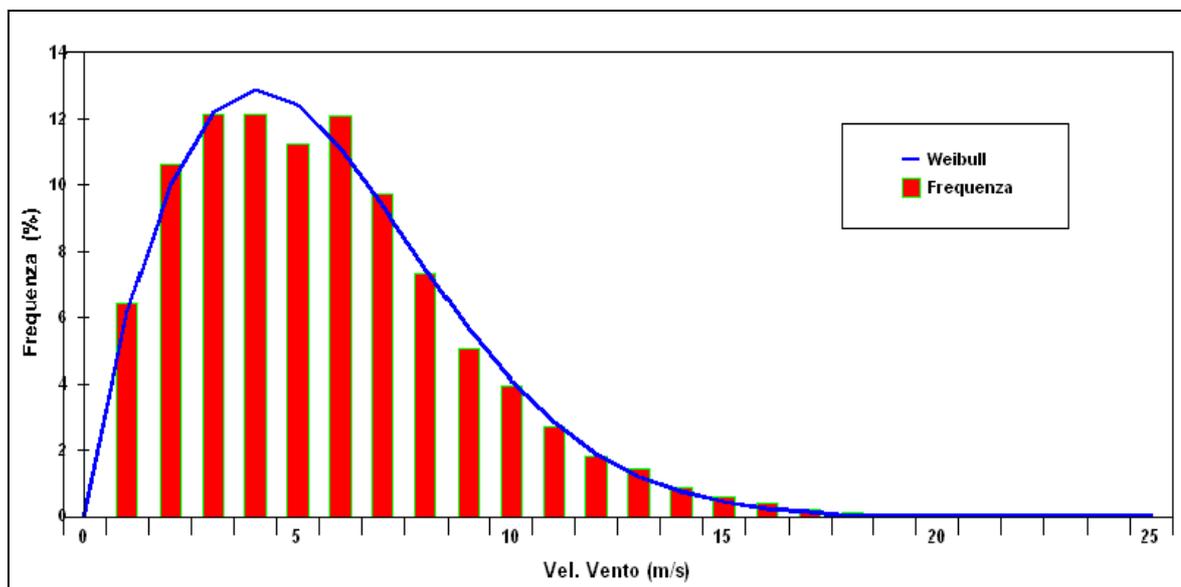


Fig. 4 – Esempio di distribuzione di probabilità di Weibull sovrapposta alla frequenza degli accadimenti delle velocità del vento.

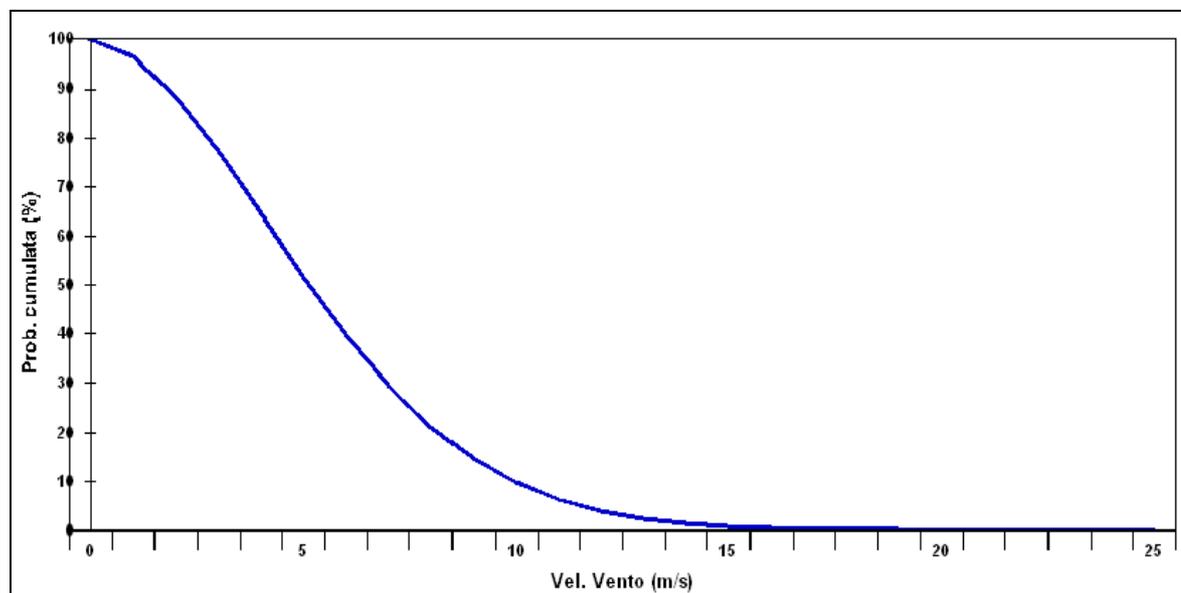


Fig. 5 – Esempio di probabilità cumulata (o curva di durata) di Weibull.

Un'altra distribuzione statistica rilevante è la probabilità cumulata (o curva di durata) di Weibull, che rappresenta la probabilità che la velocità del vento assuma valori inferiori a v . Essa è data dalla funzione:

$$P(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right]$$

In Fig. 5 è mostrato un esempio di probabilità cumulata di Weibull.

La distribuzione di Weibull è controllata da due parametri, il fattore di scala (A) e il fattore di forma (k).

Il fattore di scala (A), espresso in m/s, è legato in modo univoco alla velocità media attraverso la seguente relazione:

$$A = \frac{v}{\Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{k}\right)},$$

essendo Γ la funzione di Eulero, definita come:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} \cdot t^{x-1} dt$$

Il fattore di forma (k), adimensionale, modifica la simmetria della distribuzione: valori molto vicini ad 1 rappresentano distribuzioni molto asimmetriche, mentre valori elevati ($k > 2 \div 3$) creano distribuzioni simmetriche simili a gaussiane. Il caso particolare, analiticamente più semplice ($k=2$), prende il nome di distribuzione di Rayleigh, e può essere usato per valutazioni di massima quando si dispone della sola velocità media.

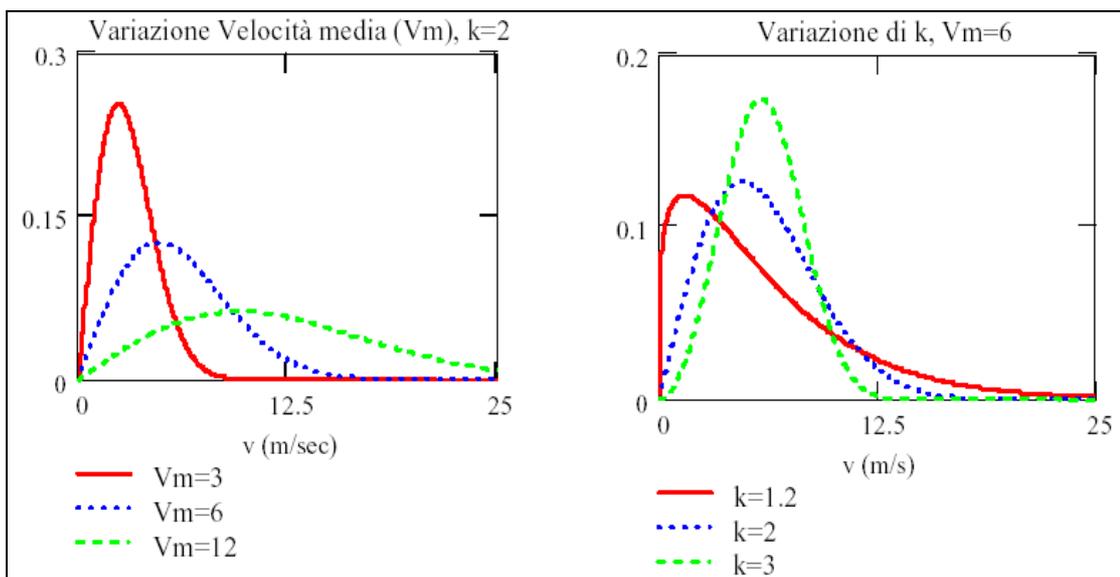


Fig. 6 – Effetto della velocità media (V_m) e del fattore forma (k) sulla distribuzione di probabilità di Weibull al variare della velocità del vento.

In Fig. 6 è mostrato l'effetto della velocità media (e quindi di A) e del fattore di forma (k) sulla distribuzione di Weibull.

Il vantaggio di disporre dei fattori di scala e forma è quello di poter procedere a valutazioni successive di produttività slegate dai dati grezzi, ma allo stesso tempo caratterizzate da elevata affidabilità. I due parametri A e k "condensano" infatti efficacemente le proprietà statistiche dell'intera serie temporale [10].

Nota la distribuzione di Weibull dei dati di vento, è possibile risalire ad una serie di velocità caratteristiche di tale distribuzione (Fig. 7), quali:

- media: media aritmetica delle velocità del vento;
- mediana: velocità per cui nella distribuzione di Weibull le velocità stanno per metà tempo sotto e per metà sopra quel valore; corrisponde al 50° percentile;
- moda: velocità corrispondente alla più elevata probabilità di occorrenza, ossia al massimo della distribuzione di Weibull;
- massima energia: velocità che trasporta la massima energia.

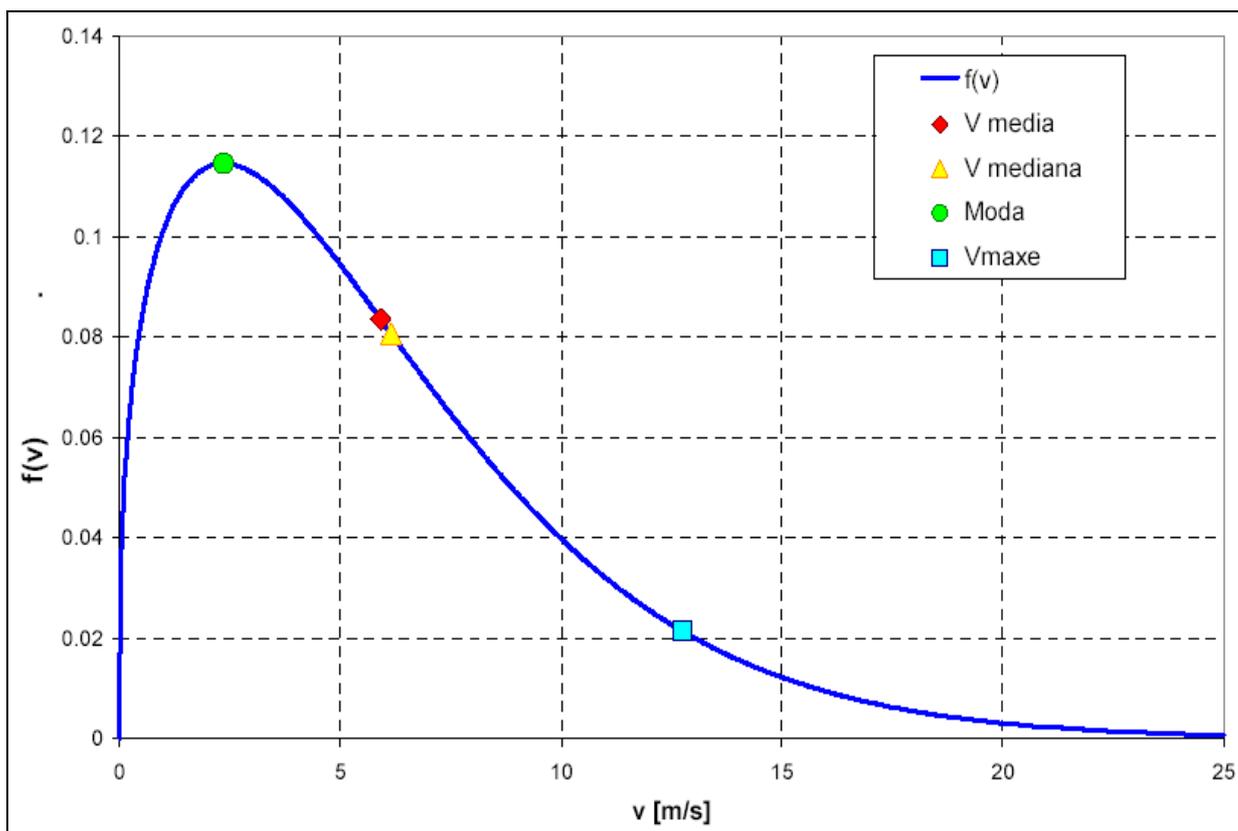


Fig. 7 – Andamento della curva di distribuzione di Weibull con le quattro velocità caratteristiche [10].

1.2 L'energia estraibile dal vento: la legge di Betz

In generale, maggiore è l'energia cinetica che la turbina riesce ad estrarre dal vento, maggiore è la diminuzione di velocità del vento a valle della turbina. Una turbina eolica ideale rallenta il vento di un fattore $2/3$ rispetto alla velocità a monte della turbina. Questo dato è il risultato della legge di Betz, secondo la quale si può convertire al massimo $16/27$ (o il 59.3%) dell'energia cinetica del vento in energia meccanica usando una turbina eolica.

L'esposizione della legge di Betz viene di seguito richiamata.

Con le notazioni di Fig. 3 (e indicando con v_m la velocità media tra v_1 e v_2), la potenza P_0 della vena di fluido indisturbata è data da:

$$P_0 = \frac{1}{2} A \rho v_1^3,$$

mentre quella P estraibile da un flusso eolico secondo la teoria di Betz è data dall'espressione:

$$P = \frac{1}{2} A \rho v_1^3 4a(1-a)^2,$$

dove:

- A : area spazzata dal rotore (m^2);
- ρ : densità dell'aria (Kg/m^3);
- v_1 : velocità del vento a monte della turbina (m/s);
- a : fattore di interferenza, dato da: $(v_1 - v_m)/v_1$, che rappresenta la misura in cui il flusso viene rallentato a monte della turbina.

Definendo il coefficiente di potenza c_p come rapporto tra la potenza P e la potenza P_0 valutata nella vena di fluido indisturbata, si ha:

$$c_p = \frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{2} A \rho v_1^3 4a(1-a)^2}{\frac{1}{2} A \rho v_1^3}.$$

L'interferenza ottimale, ossia quella per cui si ha l'estrazione della massima potenza, risulta pari ad $1/3$. Sostituendo questo valore nell'equazione precedente, si ottiene il massimo valore del coefficiente di potenza, ossia:

$$c_{p,max} = \frac{16}{27} \cong 0.593 .$$

Si può dunque sottrarre al massimo il 59.3% della potenza associata alla vena fluida.

Indicando con v_2 la velocità del vento a valle del rotore, il coefficiente di potenza si può infatti scrivere in funzione del rapporto di velocità v_2/v_1 :

$$c_p = \frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left[1 + \frac{v_2}{v_1} \right].$$

L'andamento grafico di tale funzione è riportato in Fig. 8 e, come si vede, presenta il suo massimo per $v_2/v_1=1/3$: il massimo della potenza estraibile è quindi circa il 59.3% della potenza totale del vento [5].

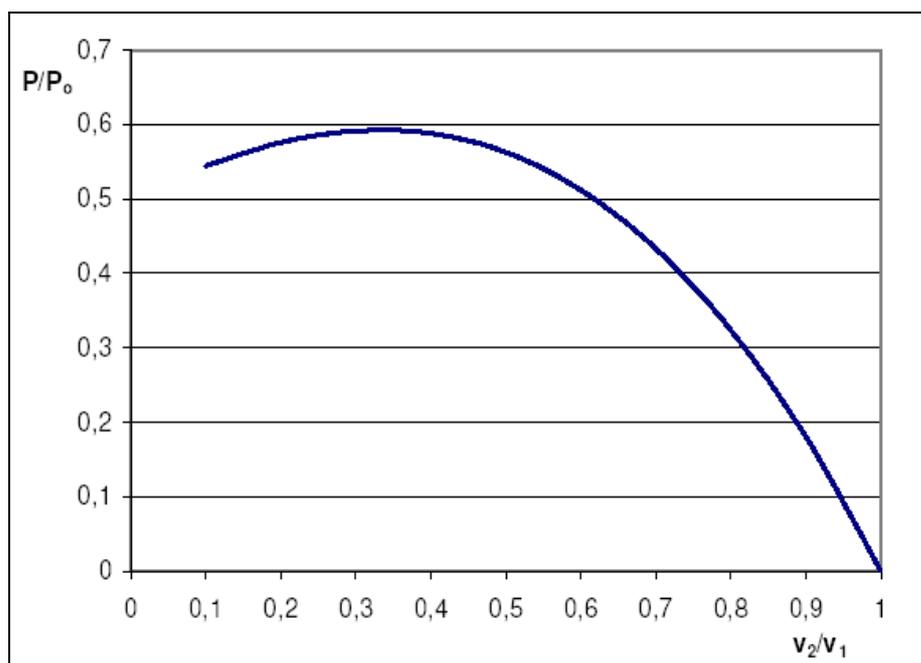


Fig. 8 – Andamento del coefficiente di potenza in funzione del rapporto tra le velocità del vento a valle e a monte della turbina.

In Fig. 9 viene invece illustrato l'andamento del coefficiente di potenza di una tipica turbina di media potenza in funzione della velocità del vento.

Come si può osservare, il valore massimo che realmente può essere ottenuto si discosta di molto da quello teorico di 0.593 della legge di Betz. Il coefficiente di potenza di un aerogeneratore è infatti funzione della velocità angolare del rotore, del profilo delle pale e delle dimensioni della macchina, e solo nei casi ottimali raggiunge valori dell'ordine di 0.45÷0.50.

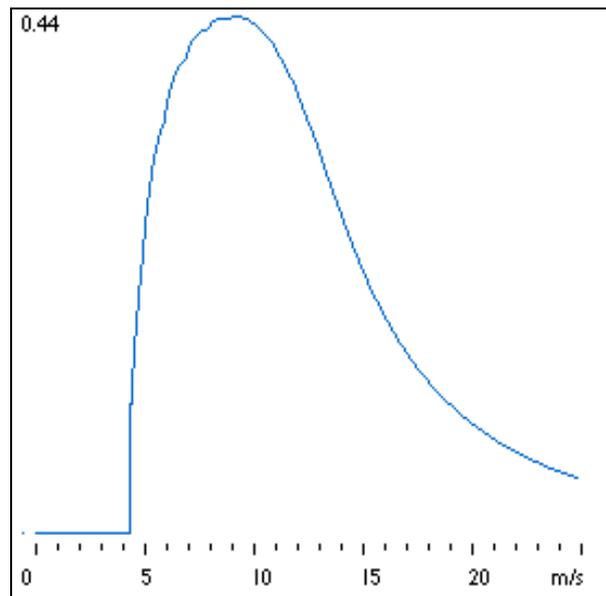


Fig. 9 – Andamento del coefficiente di potenza di una turbina eolica in funzione della velocità del vento.

In definitiva, noto il coefficiente di prestazione di una turbina, la potenza elettrica erogata dal generatore P_g è espressa da:

$$P_g = \eta_g \eta_m c_p \frac{1}{2} A \rho v^3 ,$$

dove:

- η_g : rendimento del generatore elettrico;
- η_m : rendimento delle componenti meccaniche;
- c_p : coefficiente di potenza;
- A : area spazzata dal rotore (m^2);
- ρ : densità dell'aria (Kg/m^3);
- v : velocità del vento a monte della turbina (m/s).

1.3 La funzione densità di potenza

Moltiplicando la potenza ottenibile per ciascun valore della velocità del vento per la probabilità di ciascuna velocità del vento (curva di Weibull), si ottiene la densità di potenza, ossia la distribuzione della potenza eolica al variare della velocità del vento (Fig. 10). La curva ha una forma differente rispetto alla distribuzione di Weibull, poiché la maggior parte della potenza del vento è associata a valori alti della velocità.

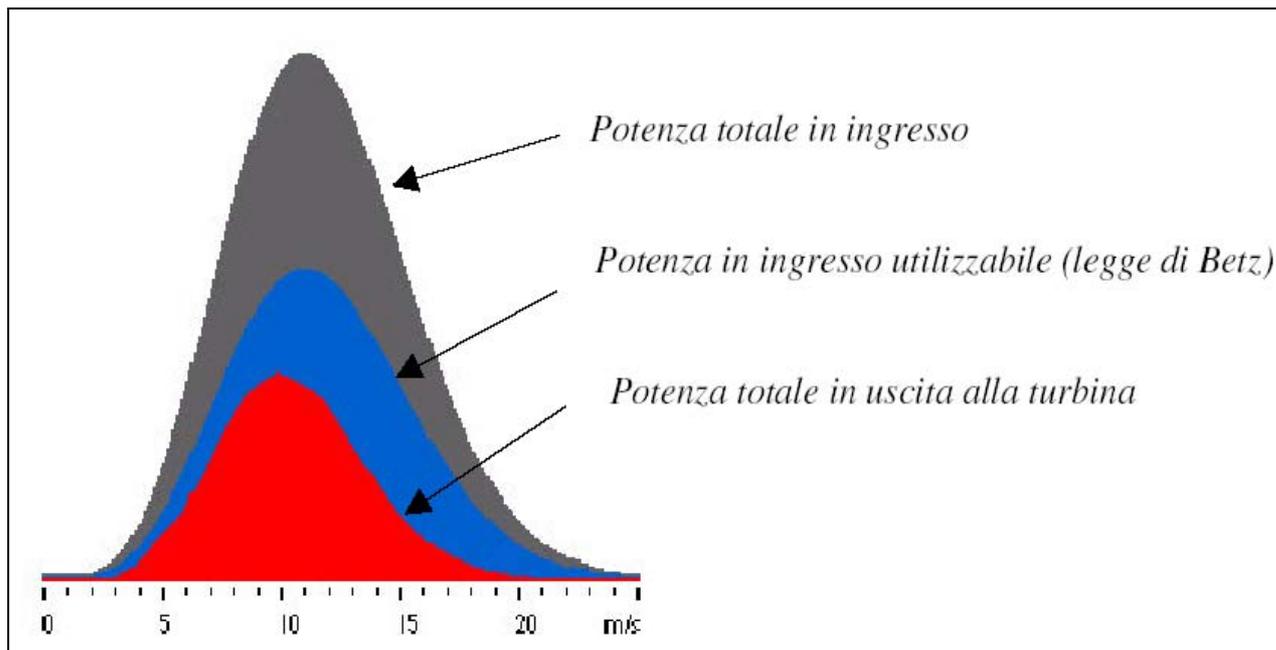


Fig. 10 – Distribuzione della densità di potenza eolica al variare della velocità del vento.

L'area sottesa dalla curva in grigio rappresenta la potenza totale in ingresso per unità di area rotorica spazzata, ossia la densità di potenza cinetica posseduta dal vento che investe la turbina.

L'area sottesa dalla curva in blu indica la potenza massima utilizzabile dalla turbina, ossia la densità di potenza massima che può essere teoricamente convertita in densità di potenza meccanica.

Infine, l'area sottesa dalla curva in rosso equivale alla potenza totale estratta in uscita dalla turbina, ossia alla densità di potenza elettrica [5].

Come si vede in Fig. 10, la gran parte della potenza è associata a valori di velocità maggiori della velocità media del vento. Di solito le turbine eoliche sono progettate per funzionare ad una velocità minima attorno a 3-5 m/s (velocità del vento di *cut-in* o di accensione). Ciò comporta una perdita molto contenuta della potenza convertibile. Inoltre, le turbine sono programmate per fermarsi ad alte velocità, intorno ai 25 m/s, per evitare di danneggiare la turbina: questa velocità massima di funzionamento è detta di *cut-off* (o di fermo).

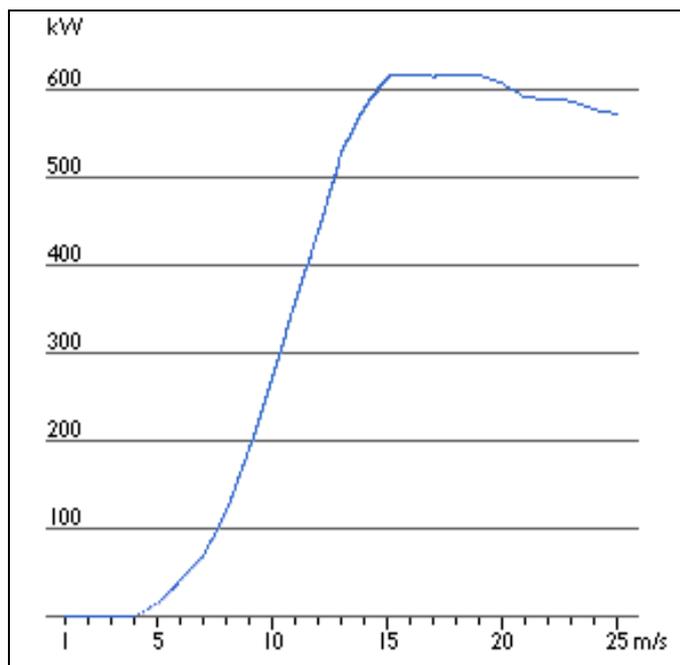


Fig. 11 – Esempio di curva di potenza di una turbina eolica (600 KW).

In Fig. 11 è riportata la curva di potenza di una turbina eolica (aerogeneratore da 600 KW): essa indica quanta potenza elettrica si può avere in uscita dalla turbina a differenti valori della velocità del vento.

Le curve di potenza sono ottenute da misure sul campo, misurando la velocità del vento con un anemometro e la potenza elettrica in uscita. Poiché non è semplice misurare la velocità del vento con precisione, e variando la potenza con il cubo della velocità, si comprende come vi sia sempre un certo margine di incertezza anche nelle curve di potenza certificate dalle aziende costruttrici.

1.4 Gli aerogeneratori: funzionamento e criteri di scelta

L'energia che può essere prodotta da un aerogeneratore dipende, oltre che dalla velocità del vento, dall'area del disco coperta dal rotore [5].

In Fig. 12 sono riportate le dimensioni medie di aerogeneratori. Come si è detto, una turbina tipica con un generatore da 600 KW elettrici presenta un diametro del rotore di circa 44 metri. Raddoppiando il diametro del rotore, si ottiene un'area quattro volte più grande, e quindi una potenza in uscita quattro volte maggiore. I diametri del rotore possono comunque presentare delle differenze rispetto alla Fig. 12, poiché molti produttori ottimizzano le loro macchine in funzione delle condizioni locali del vento. Ad esempio, per una macchina da 600 KW i diametri del rotore possono

variare tra 39 e 48 m, in funzione della ventosità dell'area, in maniera da estrarre il massimo di energia nel corso dell'anno.

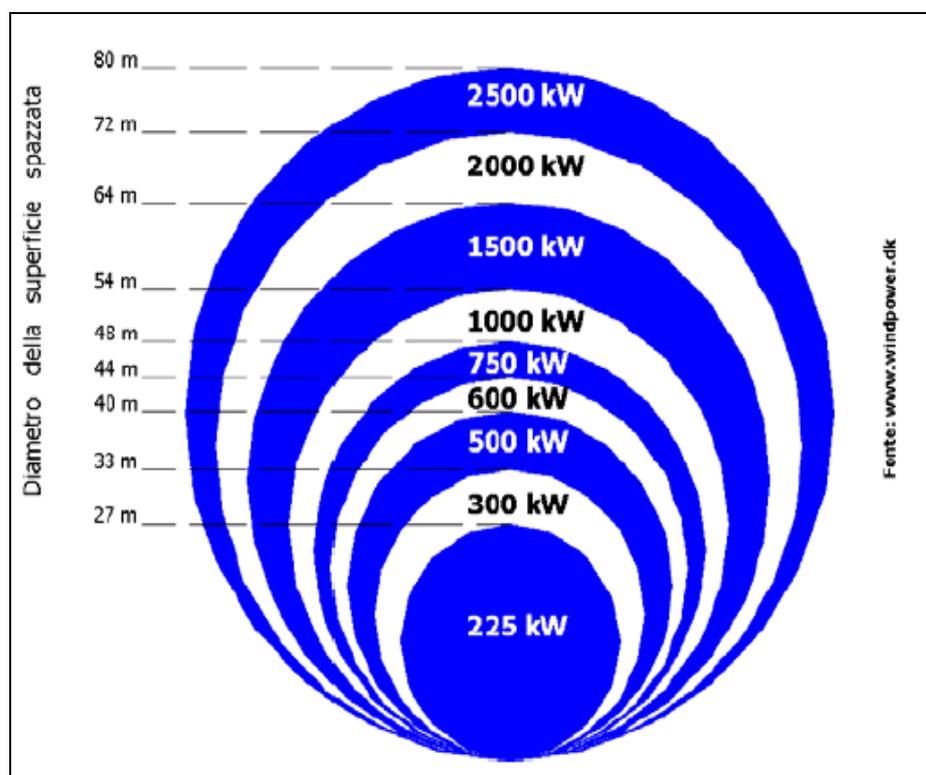


Fig. 12 – Schema di corrispondenza tra la potenza e il diametro di un aerogeneratore.

Una ragione per scegliere grandi aerogeneratori è rappresentata dall'economia di scala nelle turbine eoliche, nel senso che macchine più grandi sono in grado di fornire energia elettrica a costo più basso. Inoltre, macchine di taglia grande sono più adatte per impianti di generazione eolica *off-shore*. Al contrario, alcune ragioni per scegliere macchine piccole possono essere: la rete elettrica non sufficientemente potente da veicolare l'elettricità in uscita da macchine grandi, la minore fluttuazione di elettricità nel caso molte macchine piccole rispetto a poche macchine grandi, la distribuzione del rischio in caso di guasto temporaneo, considerazioni legate all'impatto visivo.

In Fig. 13 è illustrato lo schema costruttivo di un tipico aerogeneratore ad asse orizzontale: le didascalie riassumono il meccanismo di funzionamento di tutti gli elementi costitutivi.

In Fig. 14 è invece riportato lo schema costruttivo della navicella di un tipico aerogeneratore presente in commercio.

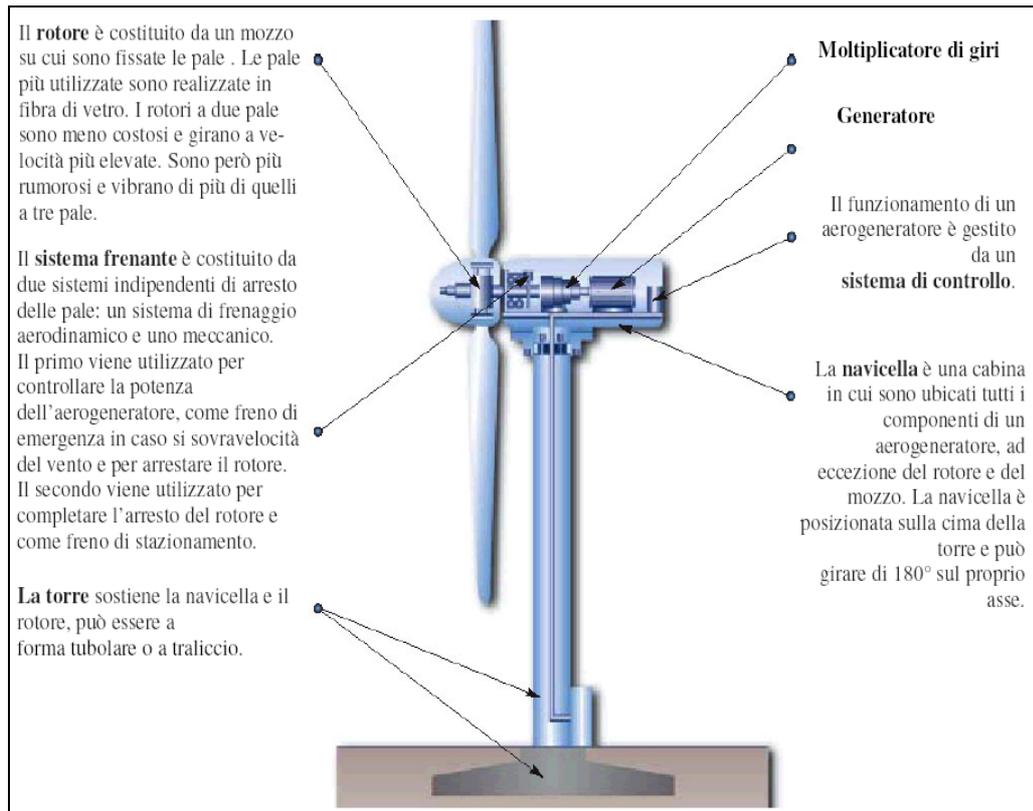


Fig. 13 – Schema costruttivo di un aerogeneratore [6].

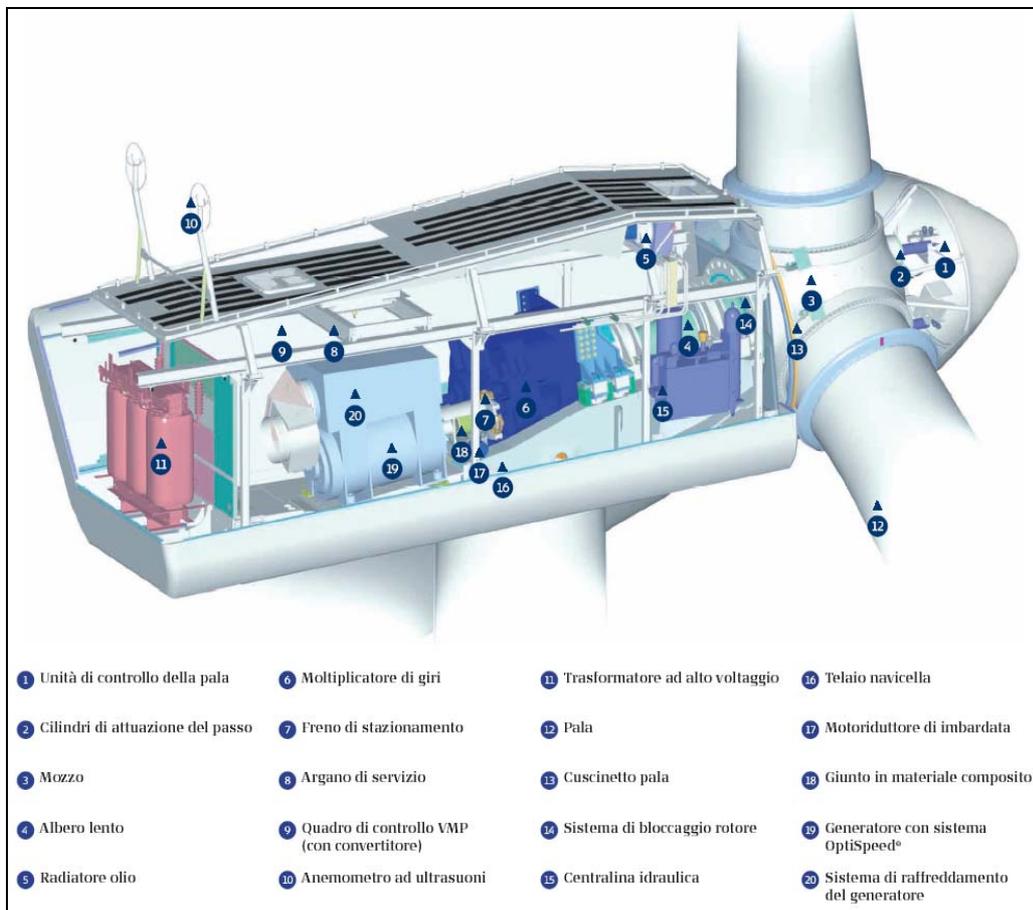


Fig. 14 – Schema costruttivo della navicella di un aerogeneratore.

1.5 Cenni sugli impatti ambientali

La realizzazione di un impianto eolico provoca in generale una serie di diversi impatti sull'ambiente circostante. Nel seguito si dà un cenno delle principali forme d'impatto provocate [6], [1].

1.5.1 Occupazione del territorio

Gli aerogeneratori e le opere a supporto (cabine elettriche, strade, etc.) occupano solamente il 2-3% del territorio necessario per la costruzione di un impianto. È importante notare che nei parchi eolici, a differenza delle centrali elettriche convenzionali, la parte del territorio non occupata dalle macchine può essere impiegata per l'agricoltura e la pastorizia.

1.5.2 Interferenze per l'aeronautica e le telecomunicazioni ed effetti elettromagnetici

L'attività aeronautica rappresenta una delle maggiori limitazioni per la costruzione di impianti eolici. Queste restrizioni possono comportare la limitazione dell'altezza degli impianti o il divieto della costruzione di un parco eolico in una determinata zona. Prima di installare un impianto eolico è pertanto necessario informarsi se l'area è soggetta a servitù presso l'aviazione civile (ENAV) e quella militare. Inoltre le norme aeronautiche richiedono per le macchine di un impianto eolico la garanzia di un'adeguata visibilità. Da ciò deriva ad esempio l'uso di strisce rosse per le estremità dei piloni, che può essere sostituito da emissioni luminose al vertice dei piloni.

Per evitare possibili interferenze sulle telecomunicazioni e la formazione di campi elettromagnetici basta stabilire e mantenere la distanza minima fra l'aerogeneratore e, ad esempio, stazioni terminali di ponti radio, apparati di assistenza alla navigazione aerea e televisori.

1.5.3 Impatto paesaggistico

Gli aerogeneratori per la loro configurazione sono visibili in ogni contesto ove vengono inseriti. Ma una scelta accurata della forma e del colore dei componenti, per evitare che le parti metalliche riflettano i raggi solari, consente di armonizzare la presenza degli impianti eolici nel paesaggio.

L'impatto visivo è regolamentato dalle linee guida per la valutazione paesaggistica, dove viene suggerita la localizzazione degli impianti eolici in aree già fortemente

urbanizzate, caratterizzate dalla presenza di linee elettriche, autostrade, insediamenti industriali, etc.

Dal punto di vista percettivo in un paesaggio frammentato, dove la visione ampia e profonda è ostacolata dalla presenza di elementi diversi e di diversa altezza, l'impatto visivo di una macchina eolica è certamente inferiore a quello di una macchina in un luogo dove la vista può correre liberamente in profondità (come in un paesaggio agricolo di pianura o collinare). In generale, l'integrazione di un impianto eolico appare più semplice in un contesto urbanizzato e già caratterizzato da altri elementi verticali.

1.5.4 Impatto acustico

Il vento deve soffiare per far funzionare una macchina eolica e il rumore che questo produce maschera in parte il rumore della macchina. Il rumore dell'impianto varia debolmente in funzione della velocità del vento: aumenta di circa 0.2-1 dB(A)/m/s.

Il rumore che un aerogeneratore emette viene causato dall'attrito delle pale con l'aria e dal moltiplicatore di giri. Questo rumore può essere smorzato migliorando l'inclinazione delle pale e la loro conformazione, e la struttura e l'isolamento acustico della navicella.

Ad esempio, un impianto eolico di 1.3 MW è equivalente ad una potenza sonora di circa 104 dB(A), ma ai piedi dell'impianto il livello sonoro non supera i 60 dB(A) e misura 38 dB(A) a 500 metri di distanza.

Gli impianti eolici di piccole dimensioni sono ritenuti proporzionalmente più rumorosi degli impianti eolici di grande taglia.

Il rumore proveniente da un aerogeneratore deve essere inferiore ai 45 dB(A) in prossimità delle vicine abitazioni. Tale valore corrisponde ad una conversazione a bassa voce. I moderni aerogeneratori soddisfano questa richiesta a partire da distanze di 150-180 metri.

1.5.5 Effetti su flora e fauna

I soli effetti riscontrati su flora e fauna riguardano il possibile impatto degli uccelli con il rotore delle macchine. Il numero di uccelli che muoiono è comunque inferiore a quello dovuto al traffico automobilistico, ai pali della luce o del telefono.

Sono stati effettuati parecchi studi sull'impatto degli aerogeneratori sull'avifauna, che hanno in parte ridimensionato la criticità di questo aspetto, come dimostrano i dati riportati nella tabella sottostante.

Uno studio danese ha mostrato che 1 km di aerogeneratori ha effetti paragonabili ad 1 km di autostrada ed inferiori ad 1 km di linea elettrica ad alta tensione.

Tab. 1 – Cause e percentuali di collisione mortale di uccelli contro ostacoli di vario genere [1].

CAUSA DI COLLISIONE	NUMERO DI UCCELLI MORTI	PERCENTUALI (%)
Veicoli	60 – 80 milioni	15 – 30
Palazzi e finestre	98 – 980 milioni	50 – 60
Linee elettriche	Decine di migliaia – 174 milioni	15 – 20
Torri di comunicazione	4 – 50 milioni	2 – 5
Impianti eolici	10000 – 40000	0.01 – 0.02

1.5.6 Effetti delle ombre

L'effetto stroboscopico delle ombre creato dal ruotare delle pale costituisce un fastidio per il vicinato, esattamente come il rumore.

I principali parametri che intervengono in questo fenomeno sono la frequenza dei giorni di sole, la posizione del sole in funzione del giorno e dell'ora, l'orientamento e la posizione della facciata dell'edificio, etc.

In generale, sono soprattutto le zone situate ad est o ad ovest degli impianti eolici, che sono più suscettibili a subire questi fenomeni all'alba ed al tramonto.

In Italia, questo fenomeno è meno importante rispetto alle latitudini più settentrionali (come ad es. Danimarca e Germania) perché l'altezza media del sole è più elevata e, inversamente, la zona d'influenza è più ridotta.

2. La metodologia di calcolo sviluppata

La caratterizzazione anemologica di un'area finalizzata alla valutazione della producibilità eolica può essere svolta correttamente se sono noti dati di vento rappresentativi del dominio di studio. In linea di principio sarebbe necessario effettuare costose campagne di misure anemologiche, per un periodo di almeno un anno, alla quota a cui è prevista l'installazione delle pale eoliche, tipicamente 60-80 metri. In alternativa, vengono utilizzati i dati misurati da stazione a terra o le stime ottenute da modello meteorologico a scala locale. Entrambi gli approcci presentano vantaggi e limiti. L'approccio modellistico si basa su stime e non su dati misurati, ma presenta il vantaggio di fornire i risultati alla quota desiderata; l'utilizzo di dati misurati da stazioni a terra, apparentemente più attendibili, prevede comunque un processo di elaborazione per stimare la velocità del vento alla quota di lavoro; inoltre non è possibile determinare la direzione del vento ad una quota superiore a quella di misura attraverso un semplice algoritmo. Se il dominio di studio è, come in questo caso, molto esteso, è praticamente impossibile utilizzare i soli dati da stazione a terra, che non possono essere rappresentativi dell'intero territorio regionale.

Sulla base di queste considerazioni, nel presente lavoro si propone l'utilizzo delle stime ottenute da modelli meteorologici; il modello prognostico WRF, alla risoluzione di 10 Km, fornisce l'input al modello diagnostico CALMET, che riscalda le stime ad una risoluzione finale di 2 Km.

I dati misurati presso stazioni a terra verranno utilizzati unicamente come confronto con gli analoghi stimati dai modelli, come verrà illustrato nel § 2.5.

Di seguito viene descritta l'area di studio e la base-dati utilizzata; dal momento che quest'ultima è costituita dalle stime di vento ottenute dai modelli WRF e CALMET, verranno descritte alcune delle loro principali caratteristiche. Tali stime sono poi state confrontate con i dati misurati presso le stazioni a terra ritenute idonee.

2.1 Archivio meteorologico

In collaborazione con la Regione Toscana, il settore "Qualità dell'Aria" del LaMMA ha realizzato un archivio di variabili meteorologiche, estratte quotidianamente su tutta la regione Toscana a partire dalle previsioni del servizio meteo regionale [2]. Fino al mese di agosto 2006 tale servizio operativo è stato

svolto utilizzato il modello RAMS, mentre successivamente è stato adottato il modello WRF [6].

Per il presente studio, tuttavia, è stato ritenuto opportuno operare con stime ottenute unicamente dal modello WRF, alla risoluzione di 10 Km; allo scopo, la stessa configurazione del modello adottata per il servizio meteo operativo è stata applicata per stimare le variabili meteo, nel periodo che va dal primo gennaio 2004 al primo settembre 2006. Successivamente è stato applicato, per l'intero quadriennio 2004-2007, il modello CALMET, allo scopo di riscalare le stime ad una risoluzione di 2 Km.

2.1.1 Il modello WRF

Il modello WRF-NMM (*Weather Research and Forecasting - Nonhydrostatic Mesoscale Model*) [12] è stato sviluppato dalla NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*) e da NCEP (*National Centre for Environmental Prediction*) in modo da risultare lo stato dell'arte nel campo della simulazione atmosferica e da risultare uno strumento flessibile, portatile, efficiente.

Il sistema è costituito da:

1. Risolutore delle equazioni fluido-dinamiche. Caratteristiche del solutore sono:
 - Equazioni di Navier-Stokes non idrostatiche (con opzione per ipotesi idrostatica) per fluido compressibile.
 - Sistema di coordinate verticali ibrido: "*terrain-following*" e "*sigma-pressure*".
 - Griglia *staggerata* Arakawa E-grid.
 - Stesso passo temporale per tutti i termini.
 - La dinamica conserva un elevato numero di termini del primo e del secondo ordine, tra cui energia ed entropia.
 - Non è ancora implementata la possibilità di *nesting* delle griglie.
 - Propagazione orizzontale con schema "*forward-backward*".
 - Propagazione verticale delle onde sonore con "*Implicit Scheme*".
 - Avvezione orizzontale e verticale conservative (fino ai termini del secondo ordine).
 - Diffusione laterale e verticale. La diffusione verticale nel *Boundary Layer* e nell'atmosfera libera si esplicita attraverso lo schema del terreno e lo schema "Mellor-Yamada-Janjic". Quella laterale è formulata attraverso l'approccio non lineare di Smagorinsky (con parametro di controllo pari al quadrato della costante di Smagorinsky).

2. Modelli fisici interagenti con il risolutore NMM attraverso una interfaccia *standard*.
 - Microfisica.
 - Schema radiativo ad onda lunga.
 - Schema radiativo ad onda corta.
 - Parametrizzazione fenomeni convettivi.
 - Modello di interazione con la superficie.
3. Inizializzazione *standard* delle condizioni iniziali ed al contorno da dati provenienti da modelli globali o regionali.
4. Assimilazione dati con schema variazionale "3DVar".

2.1.2 Il modello CALMET

Per inizializzare CALMET [11] possono essere utilizzati sia i dati delle variabili atmosferiche acquisite da stazioni a terra e dei radiosondaggi, sia le stime di profili verticali delle variabili ottenute da modelli meteorologici ad area limitata.

Molto spesso non è possibile reperire dati meteorologici adeguati, per la mancanza di stazioni a terra rappresentative dell'area di interesse e per l'assenza di stazioni che misurano profili verticali di vento e temperatura nell'area di studio: l'archivio delle variabili meteo ottenute da un modello prognostico - WRF nel presente studio - consente di ovviare a questo problema.

In realtà, l'utilizzo di stime da modello prognostico rispetto a misure da stazione non compensa semplicemente la mancanza di dati misurati (in particolar modo dati relativi a radiosondaggi), ma porta ad una migliore descrizione dei campi di vento e delle variabili legate alla turbolenza. Infatti, mentre il preprocessore meteo CALMET è un semplice interpolatore, i modelli prognostici (RAMS/WRF) stimano con accuratezza i campi di vento e le variabili che caratterizzano la turbolenza con una buona copertura territoriale e soprattutto anche sulla dimensione verticale, fornendo le stime delle variabili come campi tridimensionali. Questa caratteristica del sistema RAMS/WRF-CALMET risulta particolarmente utile nel caso in cui il dominio di studio sia esteso.

2.2 Dominio spaziale e base-dati

Il dominio spaziale preso in esame nel presente lavoro comprende l'intero territorio della regione Toscana, come illustrato in Fig. 15.



Fig. 15 – Dominio spaziale del sistema WIND-GIS.

La base-dati anemologica dello studio è costituita dalle stime del campo di vento elaborate su tutta la regione Toscana dal modello prognostico WRF alla risoluzione di 10 Km. In Fig. 16 è illustrata la mappa del grigliato dei nodi di calcolo del modello WRF, costituito nel complesso da 525 punti. La validità della scelta modellistica nella base-dati dello studio in esame è suffragata da analoghi lavori condotti di recente [8], [3].

Le stime del modello WRF sono state successivamente riscalate alla risoluzione finale di 2 Km attraverso l'utilizzo del modello diagnostico CALMET. In Fig. 17 è illustrato il grigliato dei nodi di calcolo del modello CALMET, costituito in totale da 12840 punti, mentre in Fig. 18 è mostrato il corrispondente modello digitale del terreno utilizzato. Per ognuno dei 12840 punti del grigliato spaziale, i dati di vento della base-dati utilizzata si presentano nella forma di altrettanti profili verticali. La risoluzione temporale dei profili è pari ad un'ora ed il periodo temporale coperto va dal primo gennaio 2004 al 31 dicembre 2007.

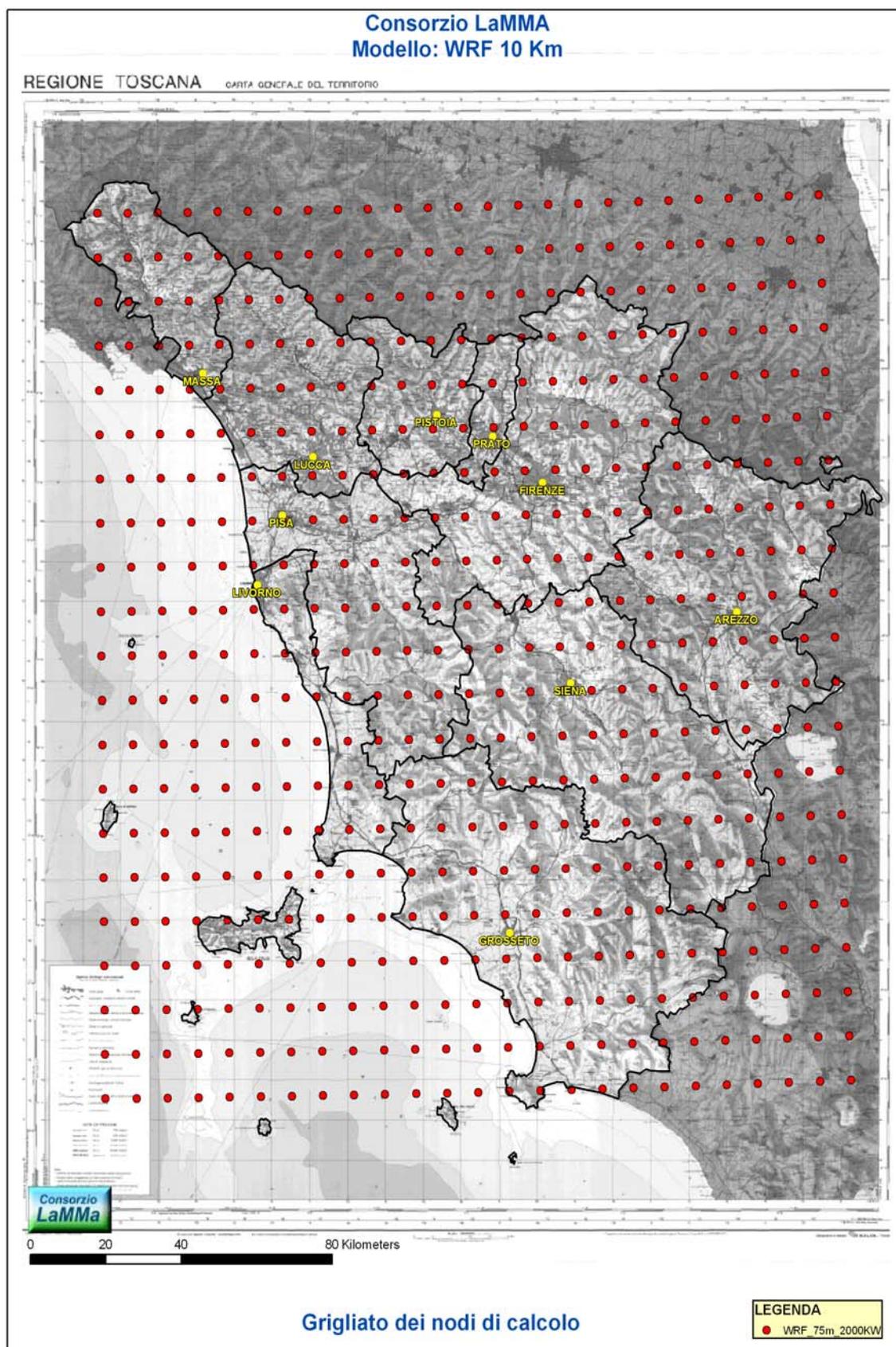


Fig. 16 – Grigliato di calcolo del modello WRF sulla regione Toscana (risoluzione di 10 Km).

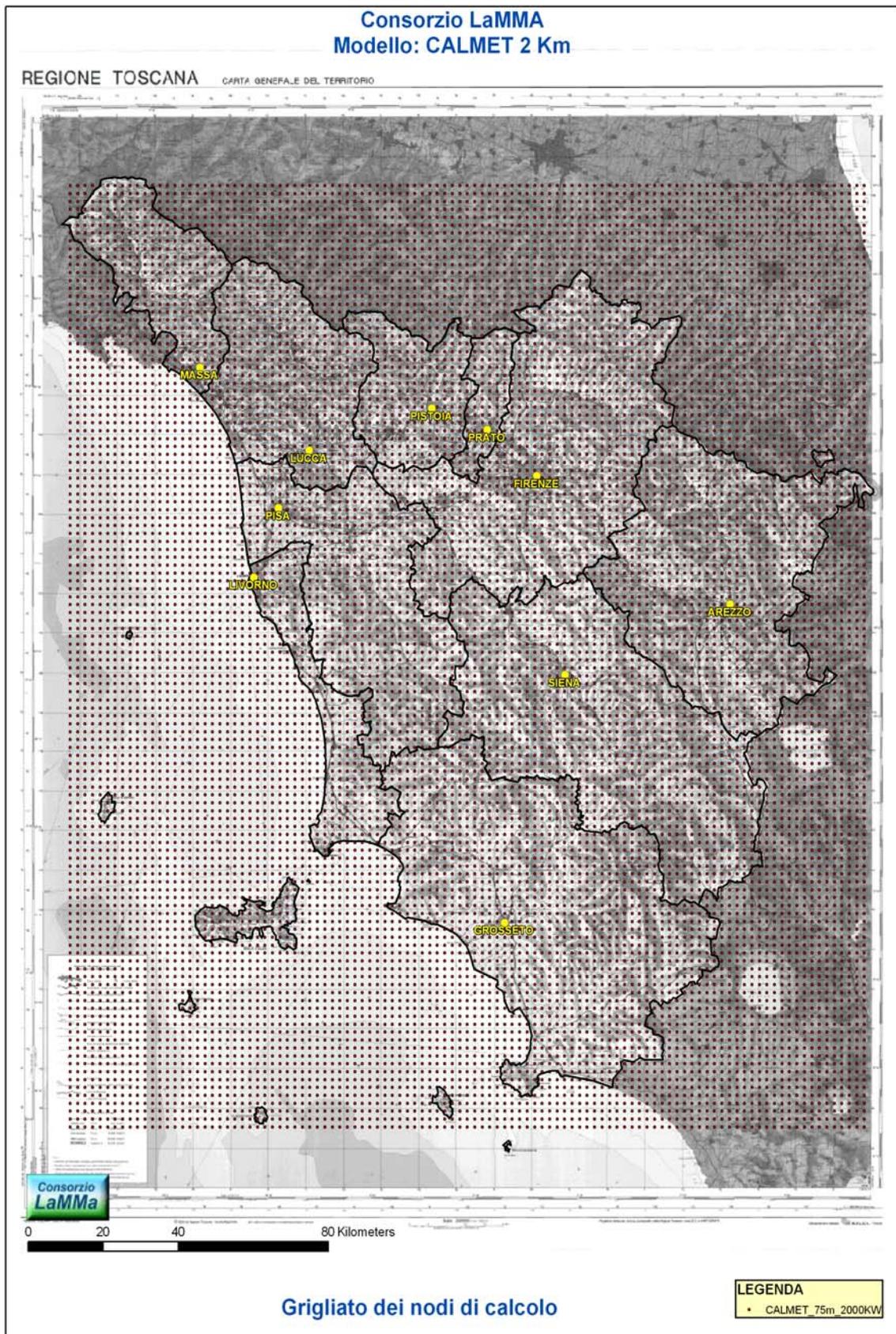


Fig. 17 – Grigliato di calcolo del modello CALMET sulla regione Toscana (risoluzione di 2 Km).

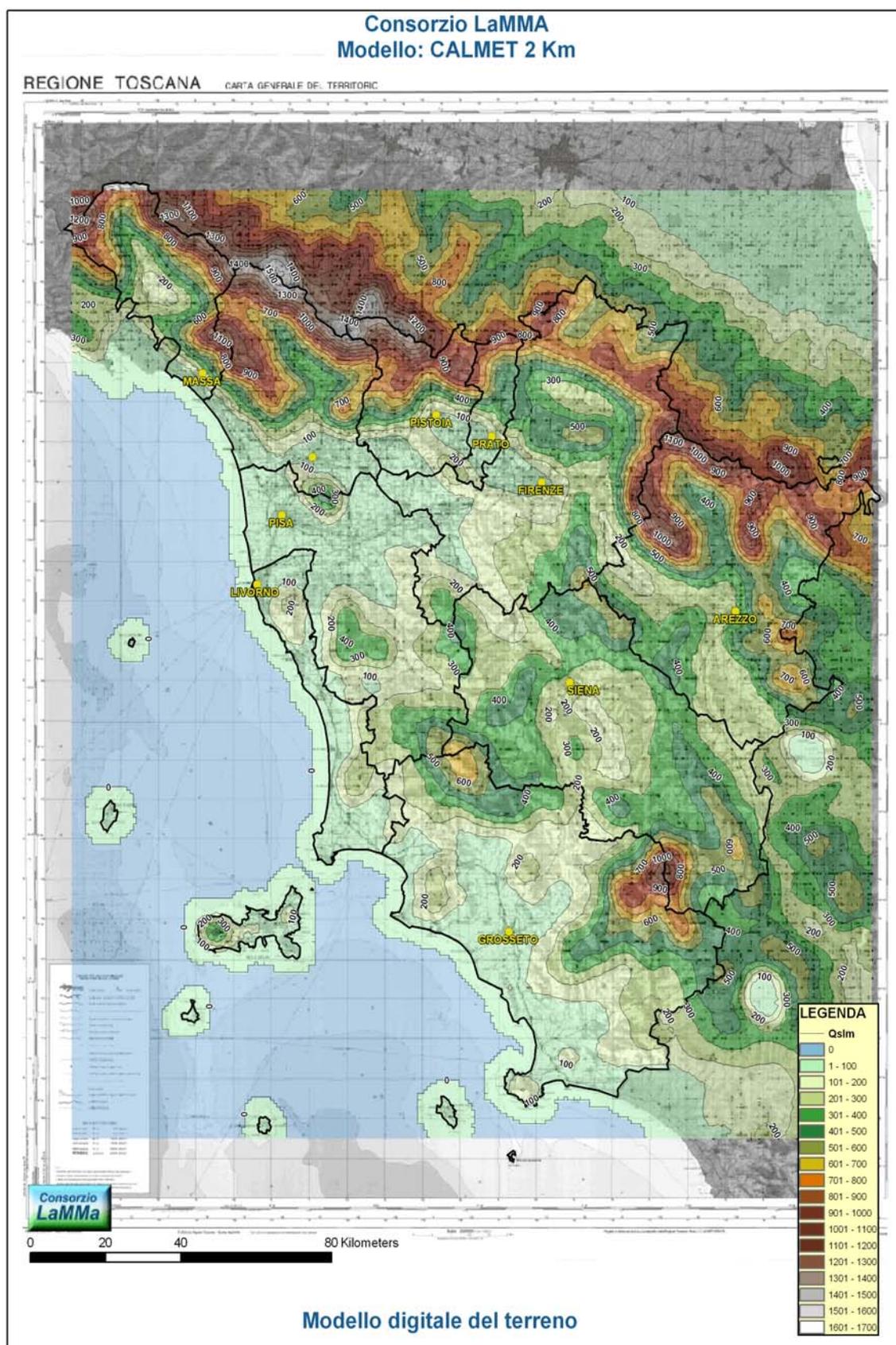


Fig. 18 – Mappa del modello digitale del terreno del modello CALMET sulla regione Toscana (risoluzione di 2 Km).

2.3 Specifiche di applicazione

La base-dati costituita dalle stime di vento ottenute dai modelli WRF-CALMET è stata elaborata attraverso uno specifico software di gestione e calcolo, appositamente sviluppato e implementato per il presente studio.

Nella tabella 2 sono riportate nel dettaglio le specifiche di applicazione, come il periodo temporale preso in esame (anni 2004-2007), la quota altimetrica di riferimento (75 m dal suolo), i modelli utilizzati, la loro risoluzione spaziale, etc.

Tab. 2 – Specifiche di applicazione del sistema WIND-GIS sulla regione Toscana.

VOCE	PARAMETRO	VALORE
Stime di vento	Periodo processato	01/01/2004-31/12/2007
	Risoluzione temporale	1 ora
	Dati processati	35064
	Percentuale dati validi	99.50 %
	Altezza dal suolo	75 m
Modello prognostico	Nome	WRF
	Risoluzione spaziale	10 Km
	Totale punti processati	525
Modello diagnostico	Nome	CALMET
	Risoluzione spaziale	2 Km
	Totale punti processati	12840

In accordo con quanto previsto nel Piano di Indirizzo Energetico Regionale (PIER), uno degli obiettivi del lavoro è quello di verificare la possibilità di realizzazione di parchi eolici di elevata potenza (tra i 15 e i 25 MW); si è quindi focalizzata l'attenzione su applicazioni eoliche di grande taglia. Le elaborazioni, pertanto, sono state effettuate in riferimento ai parametri costruttivi e funzionali di turbine di potenza 2 MW; tali parametri sono riportati in Tab. 3.

È necessario sottolineare che tra le ipotesi di lavoro del presente studio non sono state prese in esame le eventuali perdite di producibilità tipicamente connesse ad un impianto eolico, quali ad esempio quelle per indisponibilità e manutenzione, quelle connesse alla riduzione della densità dell'aria, le perdite elettriche, etc.

Tab. 3 – Parametri costruttivi e funzionali della turbina eolica di riferimento (2000 KW).

VOCE	PARAMETRO	VALORE
Turbina utilizzata	Nome	Tipo 2000 KW
	Numero di pale	3
	Velocità del vento in accensione	4 m/s
	Velocità del vento di fermo	25 m/s
	Velocità del vento nominale	15 m/s
	Altezza del mozzo	78 m
	Diametro del rotore	80 m
	Area spazzata	5027 m ²
	Potenza nominale	2000 KW

2.4 Elaborazioni grafiche e numeriche

È stata elaborata una serie di mappe di sintesi sull'intero territorio regionale. In particolare, in Tab. 4 è riportato l'elenco delle grandezze anemologiche calcolate da WIND-GIS, mentre in Tab. 5 è riportato quello delle grandezze di producibilità eolica elaborate sulla base della turbina di riferimento prescelta (Tab. 3).

Tab. 4 – Grandezze anemologiche elaborate da WIND-GIS.

GRANDEZZA	SIMBOLO	DESCRIZIONE	UNITÀ DI MISURA
Velocità media del vento	-	Valore medio della velocità del vento	m/s
Velocità mediana del vento	-	Valore mediano della velocità del vento; corrisponde al 50° percentile, ossia al valore per cui la probabilità cumulata è pari a 0.5	m/s
Fattore di forma	k	Fattore adimensionale della curva di Weibull: valori prossimi ad 1 rappresentano curve molto asimmetriche, valori superiori a 2÷3 rappresentano distribuzioni molto simmetriche simili alle gaussiane	-
Fattore di scala	A	Parametro di scala della curva di distribuzione di Weibull: è proporzionale alla velocità media	m/s
Energia annua specifica di Betz	-	Prodotto della potenza media specifica di Betz (densità di potenza funzione della ventosità del sito) per il numero di ore annue	KWh/m ²

Per una più immediata fruizione del servizio, all'interno di WIND-GIS è stata inclusa una serie di layer informativi, quali gli ambiti amministrativi (comuni e province), nonché informazioni ausiliarie di interesse come i diversi vincoli esistenti (parchi, aree vincolate, vincoli archeologici), le infrastrutture presenti, il

grafo delle linee elettriche, etc. L'elenco delle aree protette e vincolate rappresentate nel sistema è riportato in Tab. 6.

Tab. 5 – Grandezze di producibilità eolica elaborate da WIND-GIS.

GRANDEZZA	SIMBOLO	DESCRIZIONE	UNITÀ DI MISURA
Fattore di disponibilità	A_f	Percentuale di ore annue di funzionamento effettivo: è dato dall'integrale della curva di Weibull calcolato tra le velocità di avvio e di spegnimento	-
Fattore di capacità	C_f	Percentuale di ore annue di funzionamento a potenza nominale	-
Ore equivalenti annue a potenza nominale	H_{eq}	Numero di ore annue di funzionamento alla potenza nominale: è dato dal prodotto tra il fattore di capacità e il numero di ore annue	ore/anno
Producibilità energetica annua	AEP	Stima dell'energia producibile in un anno dalla turbina, nota la sua curva di potenza e la curva di probabilità delle velocità del vento, cioè la probabilità cumulata di Weibull	MWh/anno

Tab. 6 – Dettaglio delle aree protette/vincolate prese in esame nel sistema.

LIVELLO 1	LIVELLO 2	LIVELLO 3
Parchi e Aree Vincolate	Aree protette nazionali	Parchi nazionali
		Riserve naturali dello stato
	Aree protette regionali	Parchi regionali
		Parchi provinciali
		Riserve naturali provinciali
		Aree naturali protette di interesse locale (ANPIL)
	Siti di importanza regionale	SIR
	Zone umide	Zone RAMSAR
Siti di interesse Comunitario	SIC e ZPS	
Vincoli paesaggistici	Aree sottoposte a vincolo ai sensi di: L.1497/39 e D.Lgs. 490/99	
Vincoli archeologici	Vincoli archeologici	Siti sottoposti a vincolo ai sensi di: L.364/1909, L. 1089/39, D.Lgs. 490/99

Infine, con il software di gestione e calcolo appositamente sviluppato, per ognuno dei punti dell'archivio selezionati, in corrispondenza della quota di riferimento dal suolo (75 m), sono state effettuate le seguenti elaborazioni numeriche e grafiche:

- grafico della rosa dei venti e corrispondente tabella delle JFF (*Joint Frequency Functions*);
- grafico della distribuzione di Weibull della velocità del vento, con indicazione della velocità media e dei parametri A (fattore di scala) e k (fattore di forma);
- grafico della distribuzione di producibilità energetica per classi di velocità del vento (istogramma di frequenza) relativa alla turbina scelta e corrispondente tabella.

2.5 Confronto stime-misure

L'approccio modellistico adottato per la stima del campo di vento ha previsto, nella fase di configurazione del modello CALMET utilizzato per il downscaling, una verifica delle stime di vento prodotte, attraverso il confronto con i corrispondenti dati di vento misurati; la verifica è stata poi estesa all'intero periodo di simulazione, il quadriennio 2004-2007.

Nonostante la presenza di numerose stazioni meteorologiche sul territorio regionale, da un attento esame dei dati di vento misurati nel periodo di interesse, sono state scelte soltanto sette stazioni, sulla base delle caratteristiche dell'anemometro e dei tempi di misura: in effetti molte stazioni sono state scartate a causa dell'altezza dell'anemometro (ad es. 3 m s.l.s.) o della modalità di misura (ad es. misura mediata su alcuni minuti, ma registrata su base trioraria o esaoraria). La verifica è stata condotta sulla velocità del vento stimata su base oraria al primo livello, 10 m s.l.s., in quanto non erano disponibili misure in quota nel periodo di interesse.

Tab. 7 – Caratteristiche delle stazioni prese in esame.

NOME	PROV.	PERIODO	LATITUDINE	LONGITUDINE
SESTO FIORENTINO	FI	04/06/2003 - 31/12/2007	11.202	43.819
XIMENIANO	FI	16/07/2004 - 03/12/2007	11.256	43.778
LIVORNO	LI	25/11/2003 - 31/12/2007	10.305	43.547
GROSSETO	GR	04/11/2004 - 31/12/2007	11.100	42.792
PIOMBINO	LI	10/12/2004 - 31/12/2007	10.583	42.925
FOLLONICA	GR	11/11/2005 - 31/12/2007	10.767	42.935
CARRARA	MS	06/04/2005 - 31/12/2007	10.048	44.037

Nella tabella 7 sono riportate le principali caratteristiche delle stazioni meteo selezionate; per ciascuno dei sette siti sono state prese in esame le serie storiche della velocità del vento stimata dal modello CALMET (2 Km) e dal modello WRF (10 Km), in modo da evidenziare i miglioramenti apportati dal processo di downscaling.

In prima battuta, per ciascuno dei sette siti selezionati, sono state confrontate la serie storica dei dati di velocità del vento misurati (in seguito indicata come VV_ST), la serie storica delle stime ottenute da WRF (indicata come VV_WRF) ed infine la serie storica delle stime ottenute da CALMET (indicata come VV_CAL). Le serie storiche di stime e misure su base oraria sono state poi elaborate per ottenere valori mediati su base giornaliera e su base mensile, in modo da poter effettuare un confronto anche con serie storiche di dati accorpate.

Sono stati inoltre elaborati alcuni indicatori statistici, quali coefficiente di correlazione (indicato con ρ), $BIAS$ e $RMSE$, di cui sono riportate le formule.

$$\rho(Y, O) = \frac{1}{\sigma_y \sigma_o} COV(Y, O)$$

$$COV(Y, O) = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M (y_m - \mu_y)(o_m - \mu_o)$$

$$BIAS(Y, O) = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M (y_m - o_m)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{M} \sum_{m=1}^M (y_m - o_m)^2}$$

dove:

- Y : valori stimati;
- O : valori misurati;
- M : numero di valori utilizzati.

Il coefficiente di correlazione ρ può variare tra -1 e 1; per valori prossimi ad 1 si ha un ottimo accordo tra i valori stimati e misurati, per valori vicini a 0 le stime sono in totale disaccordo con le misure, per valori prossimi a -1 stime e misure sono anticorrelate. Il *BIAS* rappresenta l'errore medio e fornisce indicazioni relative a sovrastime o sottostime del modello. Valori di *BIAS* positivi indicano una sovrastima del modello rispetto ai parametri previsti, mentre valori negativi indicano una sottostima. Valori prossimi a zero indicano che non vi è né sovrastima né sottostima mediamente, ma questo potrebbe essere il risultato del reciproco annullamento di errori in eccesso o in difetto (anche grandi in valore assoluto). In questo senso è utile ricorrere al calcolo del *RMSE*, che invece evidenzia l'ampiezza media dell'errore in valore assoluto.

In ultimo, la base dati oraria è stata elaborata in modo da raffrontare stime e misure di velocità del vento in termini di classi di frequenza, che, in ultima analisi, risulta la verifica più significativa ai fini della stima della producibilità eolica. Per motivi di sintesi verranno commentati i grafici delle serie storiche di due soli siti, Sesto Fiorentino e Piombino, in quanto considerazioni del tutto analoghe possono essere fatte per gli altri siti, mentre gli indici statistici e i grafici delle classi di frequenza verranno riportati per tutti i siti.

2.5.1 Analisi delle serie storiche

Sesto Fiorentino - Da una prima analisi delle serie storiche orarie, confrontate in Fig. 19 (per motivi di sintesi è riportato unicamente il bimestre giugno – luglio 2007) si nota come la velocità del vento stimata da WRF (in rosa), pur riproducendo in modo discreto l'andamento temporale della serie relativa ai dati misurati (in blu), è decisamente maggiore, raggiungendo picchi dell'ordine di 8 m/s, rispetto a valori massimi misurati dell'ordine di 4 m/s; le stime prodotte da CALMET (in giallo) sono in maggior accordo con i dati misurati ed evidenziano i miglioramenti apportati dal processo di downscaling.

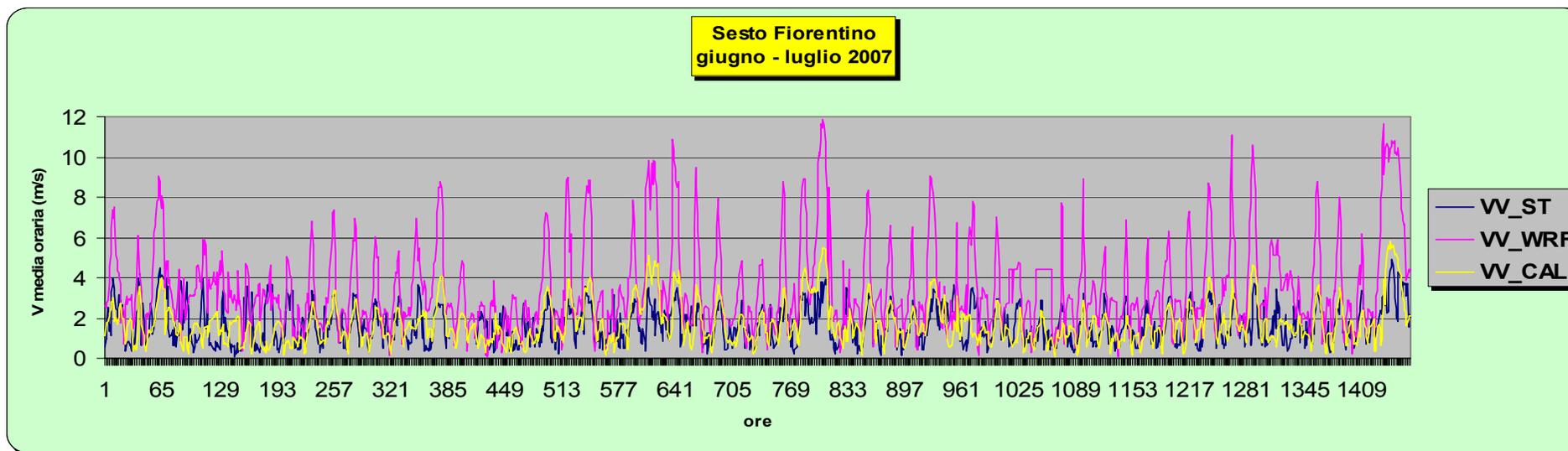


Fig. 19 – Serie storica su base oraria delle misure di velocità del vento (VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Sesto Fiorentino.

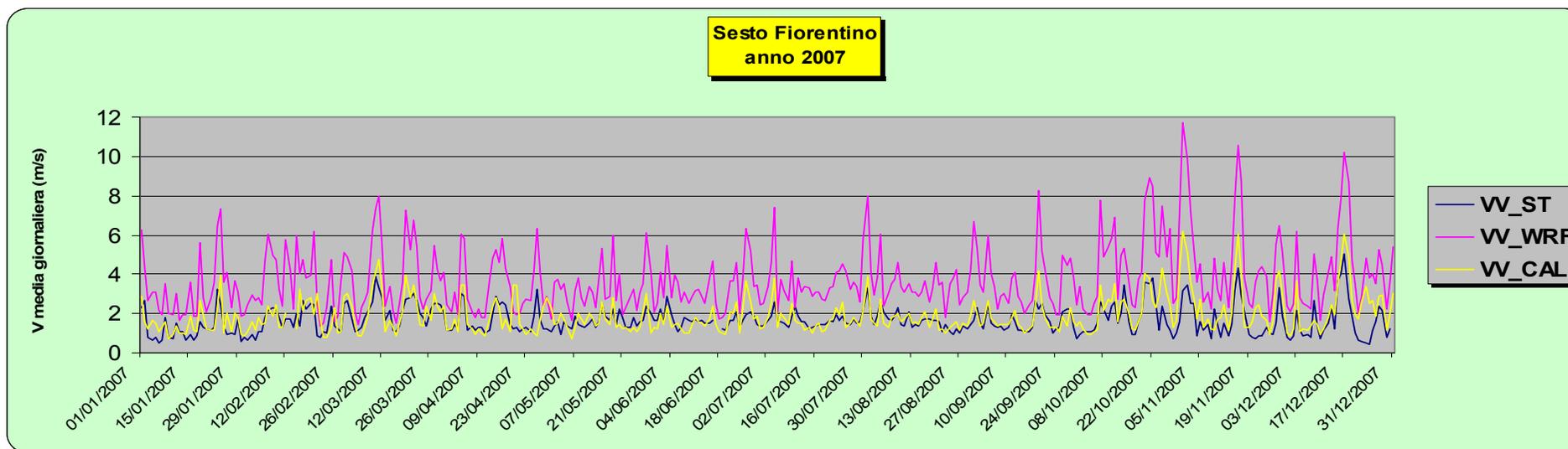


Fig. 20 – Serie storica su base giornaliera delle misure di velocità del vento (VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Sesto Fiorentino.

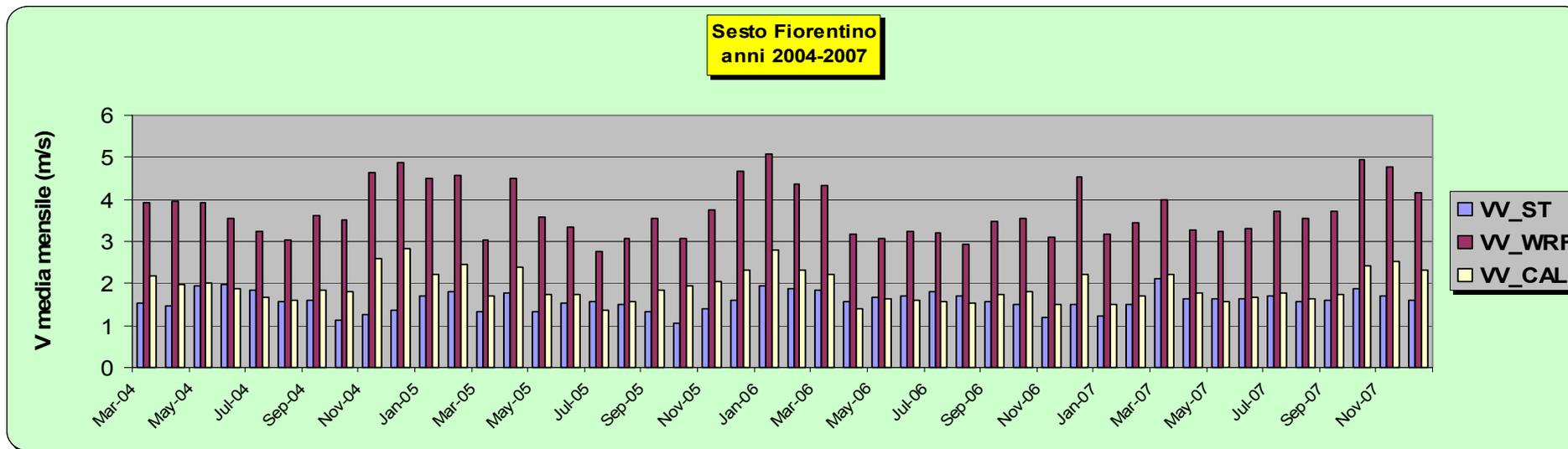


Fig. 21 – Serie storica su base mensile delle misure di velocità del vento (VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Sesto Fiorentino.

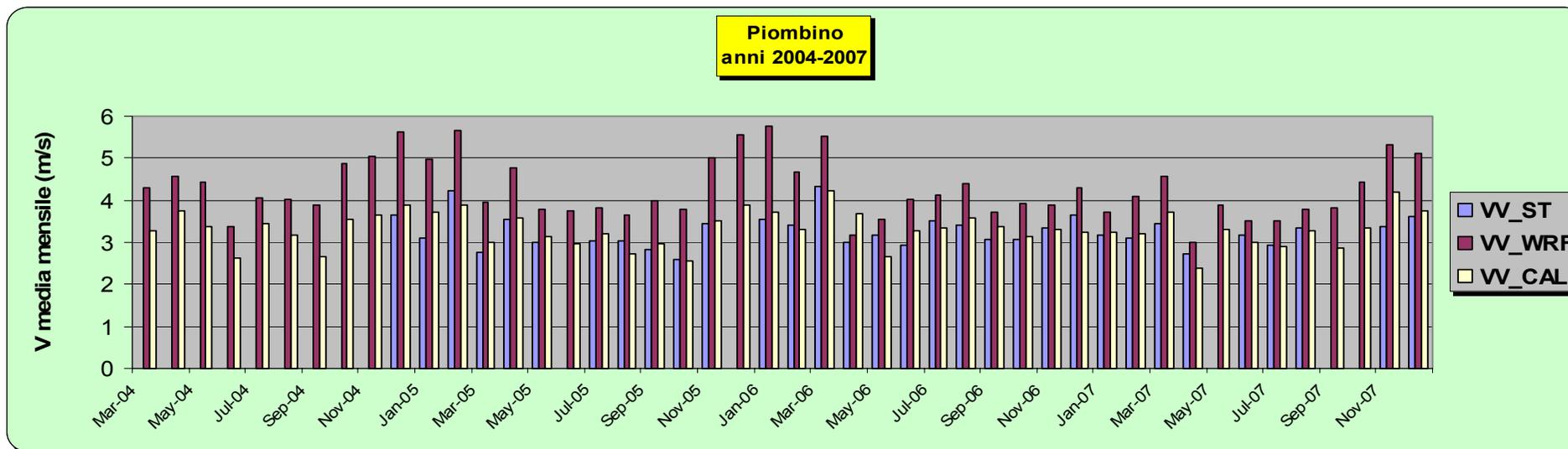


Fig. 22 – Serie storica su base mensile delle misure di velocità del vento (VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Piombino.

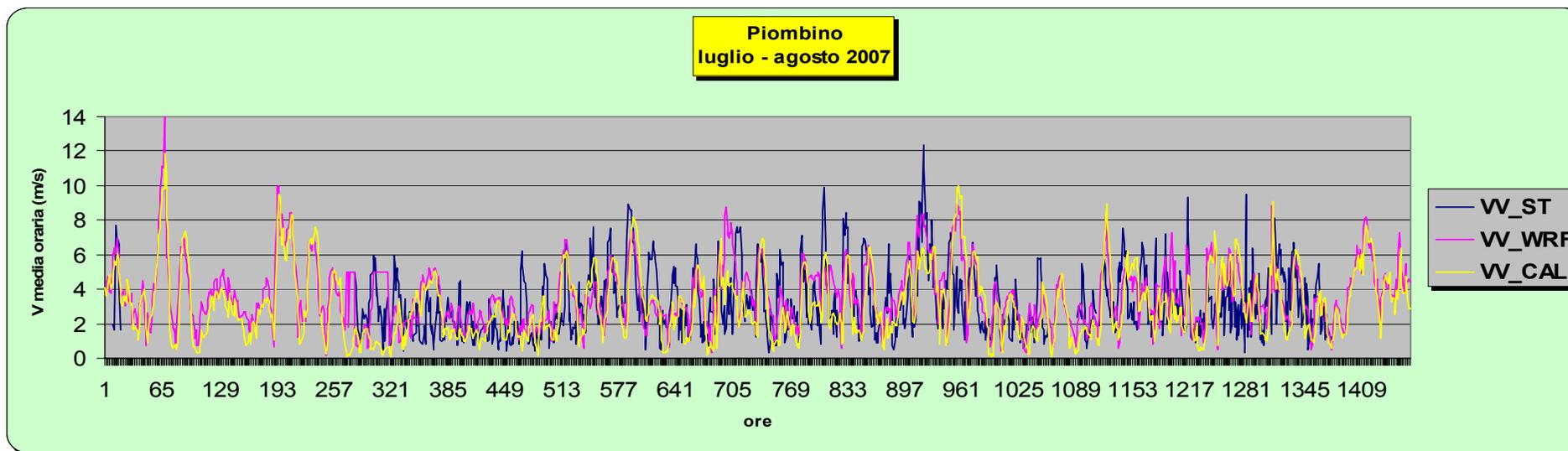


Fig. 23 – Serie storica su base oraria delle misure di velocità del vento (VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Piombino.

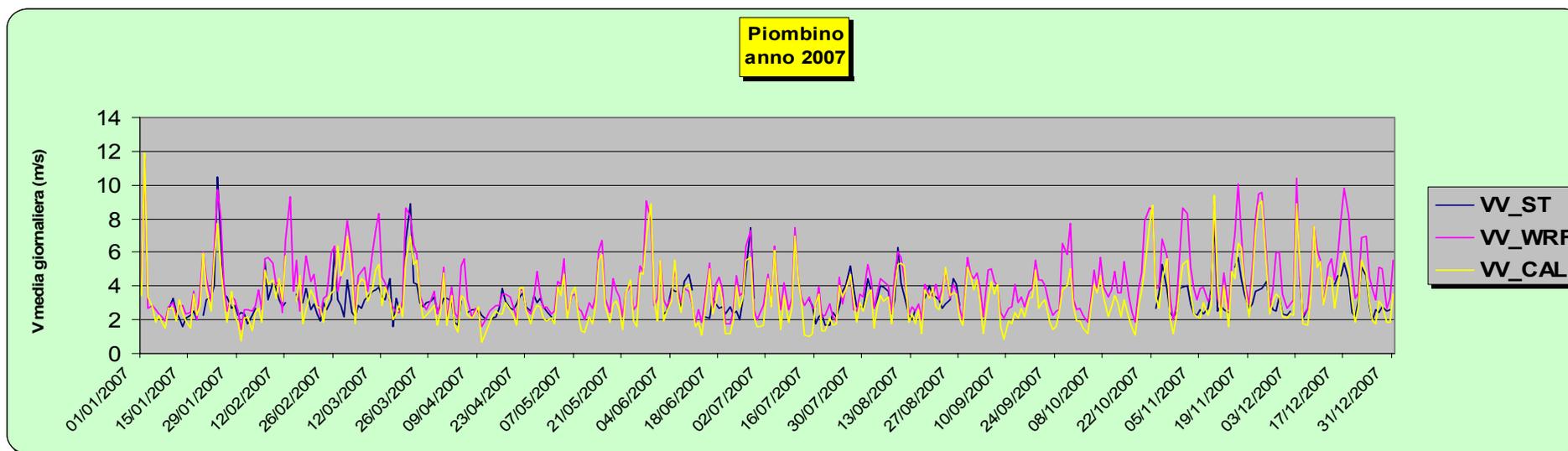


Fig. 24 – Serie storica su base giornaliera delle misure di velocità del vento (VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Piombino.

L'accordo tra stime ottenute da CALMET e misure migliora ulteriormente considerando le serie ottenute dai dati accorpati, in termini di medie giornaliere (Fig. 20, in cui è riportato il grafico dell'intero anno 2007) e di medie mensili (Fig. 21, relativa all'intero periodo esaminato, il quadriennio 2004 - 2007). In particolare, si può notare come la stima della velocità media mensile ottenuta da CALMET sia in generale in accordo con i dati misurati, evidenziando una limitata sovrastima nei mesi invernali e un ottimo accordo nella restante parte dell'anno; viceversa, le stime ottenute da WRF sono sempre decisamente maggiori rispetto ai dati misurati.

Considerazioni del tutto analoghe possono essere fatte per l'altro sito collocato nell'entroterra, Firenze-Ximeniano.

Piombino - In generale, nei siti costieri l'effetto dovuto al downscaling è minore, come si può notare confrontando le stime di velocità del vento prodotte da WRF e da CALMET nel sito di Piombino (Figg. 22-24). In termini di velocità media mensile (Fig. 22), WRF sovrastima, soprattutto nei mesi invernali, mentre CALMET riproduce discretamente i valori misurati. Le serie storiche della velocità media giornaliera e oraria evidenziano comunque un buon accordo tra le stime dei due modelli, mentre si nota una minore correlazione, soprattutto a livello orario, con i dati misurati. In linea di massima, nei siti costieri presi in esame, le stime di WRF riproducono discretamente l'andamento dei valori misurati, mentre il contributo del modello CALMET risulta limitato ad una generale diminuzione del modulo della velocità, diminuzione meno marcata di quanto accade nei siti dell'entroterra.

Per completare l'analisi delle serie storiche, nella seguente tabella vengono riportati i valori di velocità media, correlazione ρ , *BIAS*, *RMSE*, numero di dati utilizzati per elaborare gli indici statistici, relativi a tutti i siti presi in esame; gli indici statistici sono stati elaborati per confrontare le stime orarie dei modelli e i dati misurati e sono indicati con *ST-WRF* nel caso che si considerino le stime di WRF, con *ST-CAL* per le stime ottenute da CALMET.

In generale si nota una significativa sovrastima da parte del modello WRF rispetto ai dati misurati, sia guardando il valor medio che gli indici *BIAS* (sempre positivo) e *RMSE*; sempre dagli stessi indici si nota un miglior accordo tra le stime di CALMET e le misure, sebbene il miglioramento sia più marcato nei due siti dell'entroterra rispetto a quelli costieri (riduzione di *BIAS* e di *RMSE*). Il coefficiente di correlazione evidenzia l'accordo tra gli andamenti temporali delle serie storiche e non è influenzato da

sovrastime o sottostime sistematiche. Considerando che si tratta di valori orari, questo indicatore è in generale discreto per i primi cinque siti, scarso per Follonica e Carrara; da notare che si registrano valori più alti, e quindi migliori, per le stime di WRF rispetto a quelli ottenuti per le stime di CALMET.

Tab. 8 – Valori di velocità media, correlazione ρ , BIAS, RMSE per ciascun sito considerato.

INDICATORE	Sesto	Ximen.	Piomb.	Liv.	Gross.	Foll.	Carr.
n° dati	33427	27048	21064	31642	26096	13593	21928
V media WRF	3.72	3.91	4.27	4.17	4.76	4.26	3.22
V media CAL	1.92	2.00	3.31	3.20	2.79	2.96	2.97
V media ST	1.59	2.17	3.30	3.28	1.63	2.21	2.15
ρ ST-WRF	0.59	0.51	0.49	0.60	0.46	0.54	0.24
RMSE ST-WRF	2.82	2.60	2.53	2.30	4.08	2.99	2.30
BIAS ST-WRF	2.12	1.67	0.98	0.91	3.15	2.18	0.93
ρ ST-CAL	0.48	0.49	0.41	0.52	0.53	0.31	0.15
RMSE ST-CAL	1.38	1.22	2.33	2.11	1.99	2.00	2.50
BIAS ST-CAL	0.33	-0.22	0.07	-0.06	1.20	0.74	0.80

2.5.2 Analisi delle distribuzioni di frequenza

Infine, le serie storiche su base oraria sono state elaborate in modo da raffrontare stime e misure di velocità del vento in termini di classi di frequenza, che, come già evidenziato, risulta la verifica più significativa ai fini della stima della producibilità eolica.

Di seguito, per ciascun sito sono riportati i grafici che contrappongono la distribuzione di frequenza per i dati misurati (in blu), le stime ottenute da WRF (in rosso) e da CALMET (in giallo), per il quadriennio 2004 -2007.

Osservando i grafici, si nota un marcato miglioramento apportato da CALMET per i siti di Sesto Fiorentino, di Ximeniano e, in misura minore, di Livorno, in quanto la distribuzione di frequenza della velocità del vento stimata dal modello ad alta risoluzione è molto simile a quella dei dati misurati, mentre con le stime di WRF si ottiene una distribuzione centrata su velocità maggiori e più estesa verso valori alti.

Per il sito di Piombino questo miglioramento è meno marcato, mentre per Grosseto, Follonica e soprattutto Carrara la distribuzione ottenuta dalle stime di CALMET non differisce di molto da quella ottenuta con le stime di WRF.

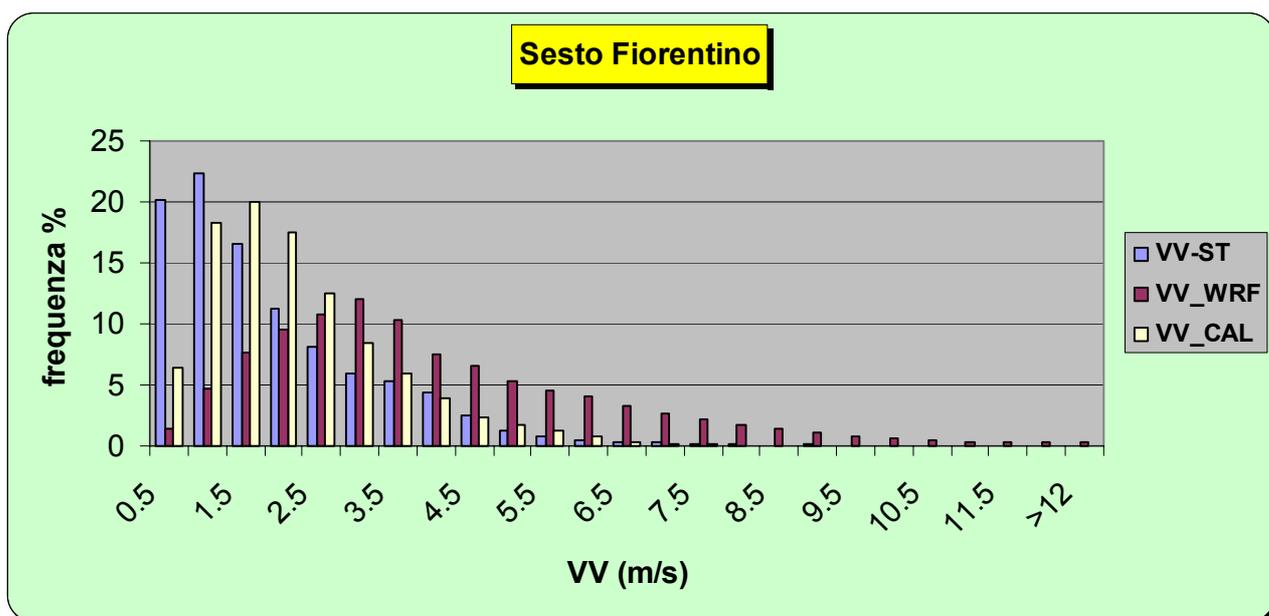


Fig. 25 – Distribuzione di frequenza, su base oraria, delle misure di velocità del vento(VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Sesto Fiorentino.

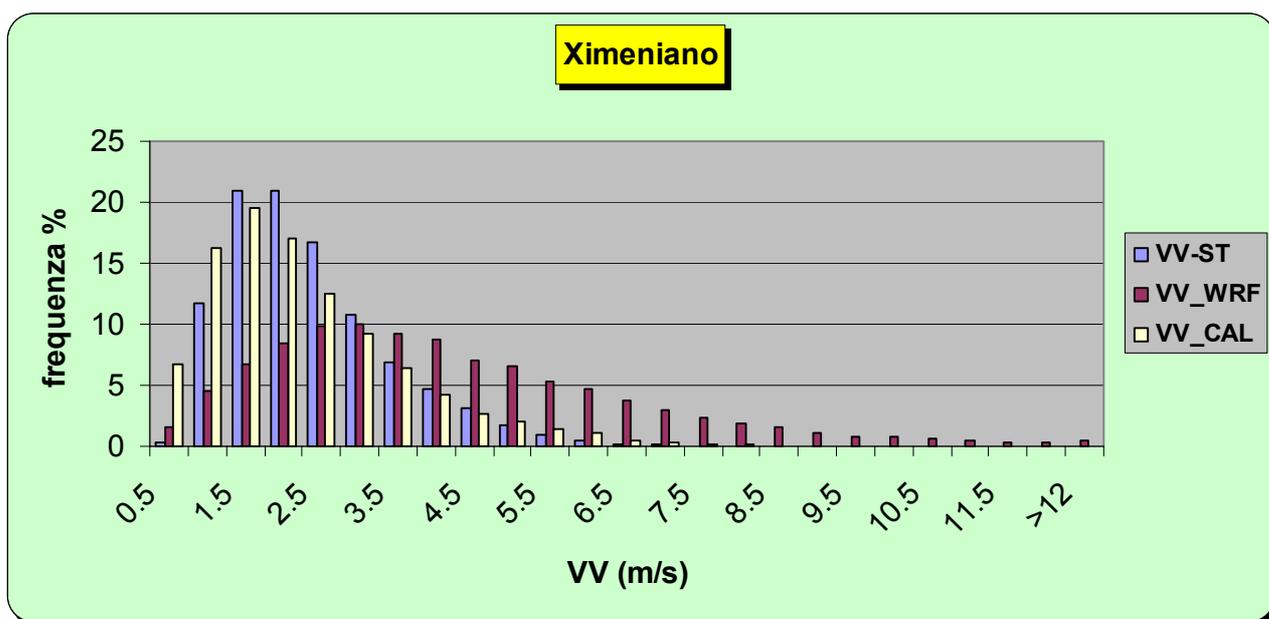


Fig. 26 – Distribuzione di frequenza, su base oraria, delle misure di velocità del vento(VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Ximeniano.

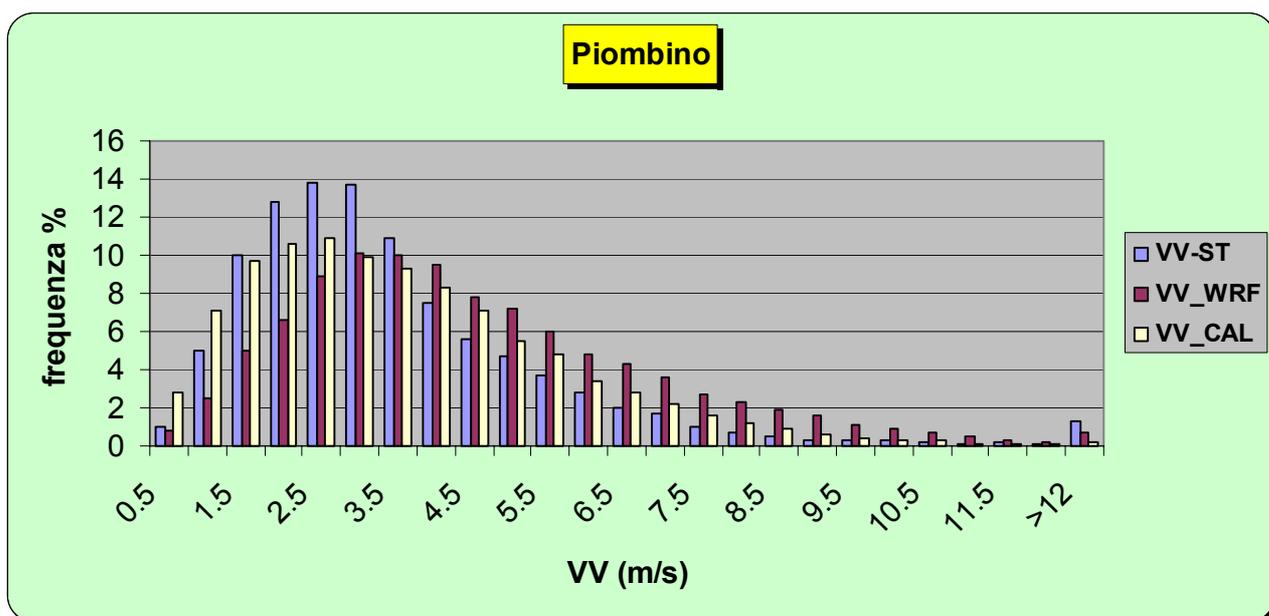


Fig. 27 – Distribuzione di frequenza, su base oraria, delle misure di velocità del vento(VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Piombino.

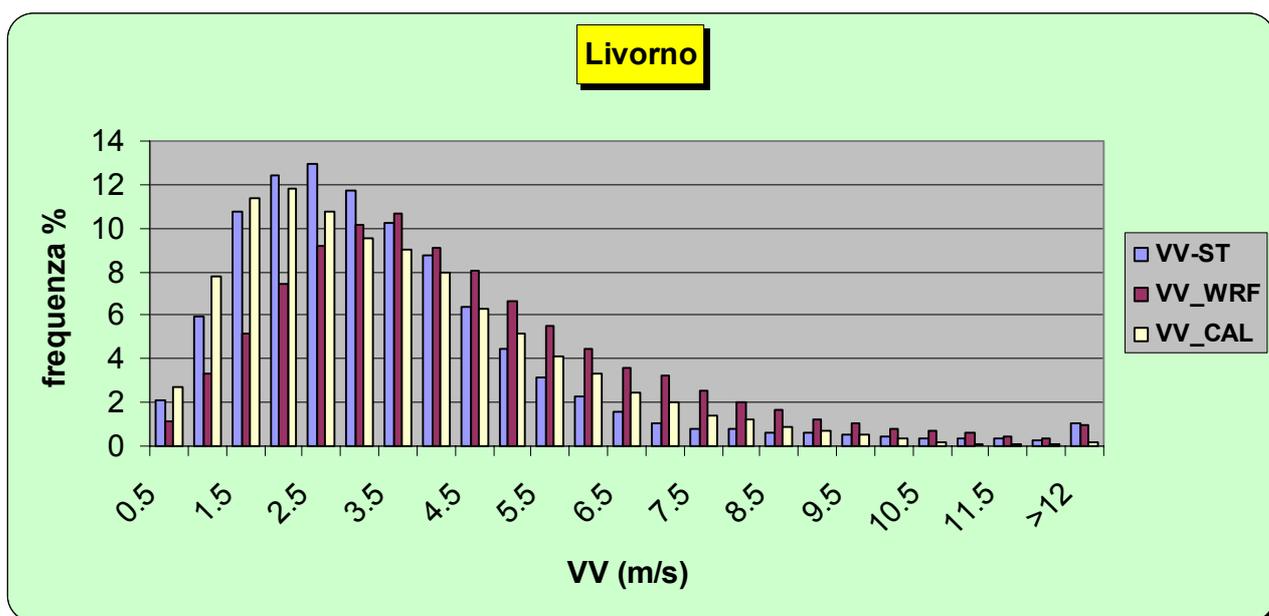


Fig. 28 – Distribuzione di frequenza, su base oraria, delle misure di velocità del vento(VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Livorno.

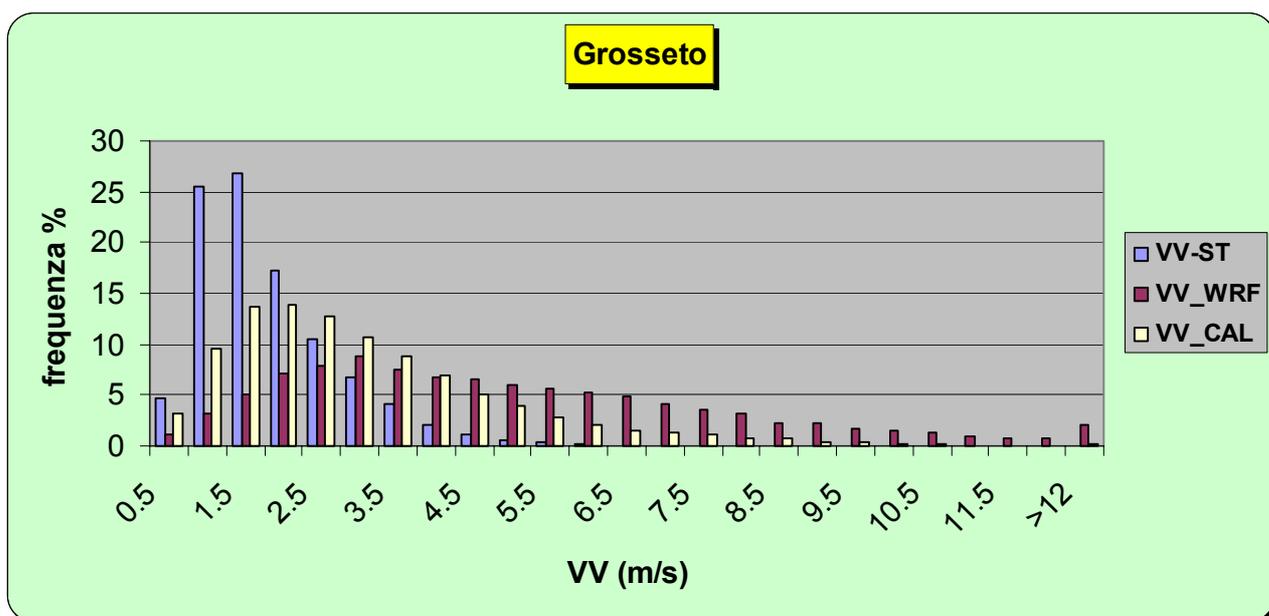


Fig. 29 – Distribuzione di frequenza, su base oraria, delle misure di velocità del vento(VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Grosseto.

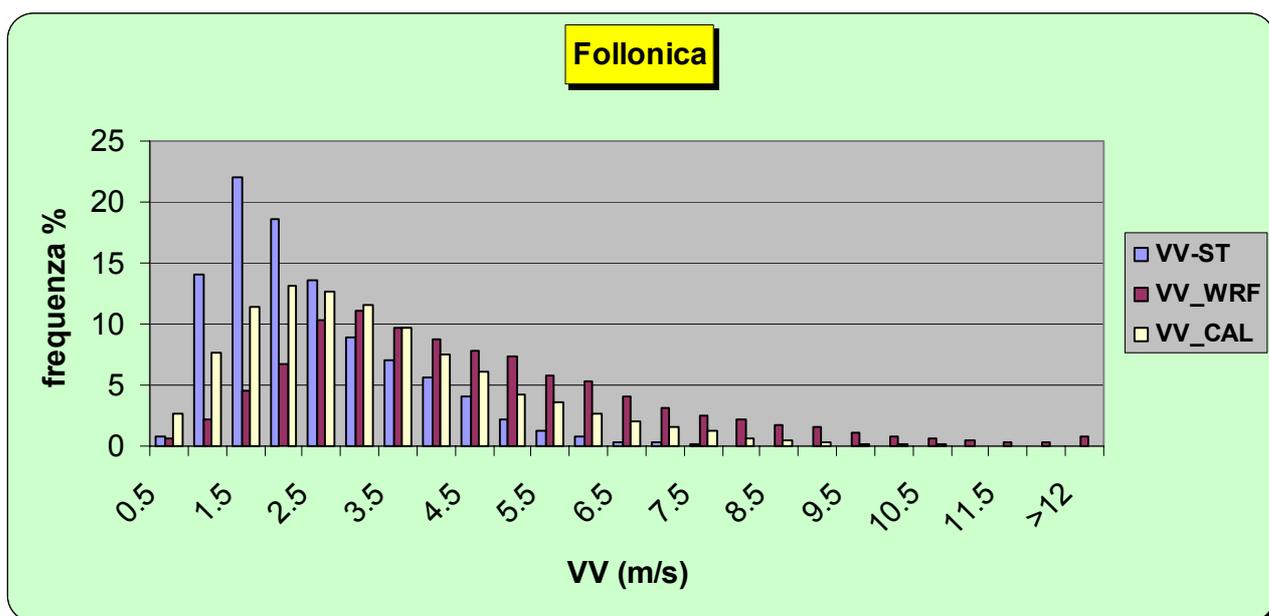


Fig. 30 – Distribuzione di frequenza, su base oraria, delle misure di velocità del vento(VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Follonica.

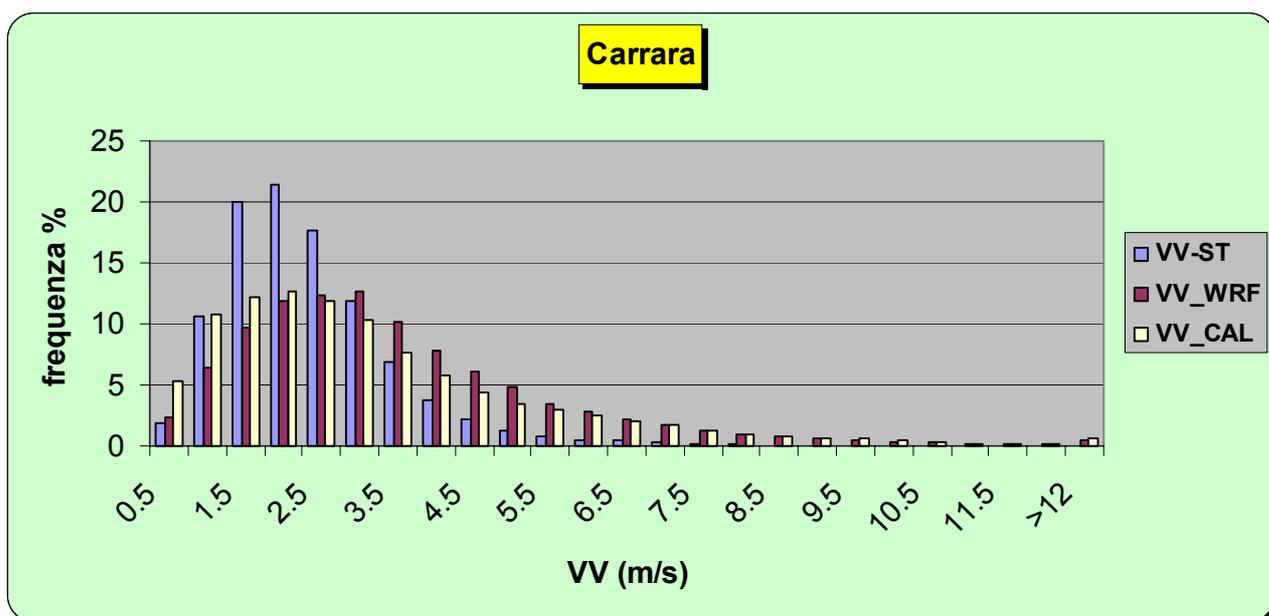


Fig. 31 – Distribuzione di frequenza, su base oraria, delle misure di velocità del vento (VV_ST), delle stime di WRF (VV_WRF), delle stime di CALMET (VV_CAL) nel sito Carrara.

2.5.3 Confronto con valori medi annui

Per completare l'analisi delle stime di vento, vengono di seguito riportate due tabelle di valori di velocità media e parametri di Weibull misurati e stimati da CALMET nei punti corrispondenti.

I valori misurati sono stati forniti dalla Regione Toscana per effettuare questo confronto¹; si tratta di dati aggregati, relativi a dati di velocità del vento rilevati nell'ambito di specifiche campagne di misura, effettuate in siti montani o collinari, per periodi di circa un anno. Dato che non sono disponibili le serie storiche, e che, tra l'altro, le campagne di misura sono state spesso effettuate in anni diversi dal periodo 2004-2007, l'unico modo per confrontare i dati e le stime consiste nell'accoppiare anche i valori delle serie storiche stimati da CALMET, corrispondenti ai 14 siti; tali stime sono state elaborate in modo da ottenere la velocità media e i parametri che caratterizzano la distribuzione di Weibull, A e k , per il periodo 2004-2007.

Da notare che la quota dell'anemometro è in questo caso pari a 30/40 m s.l.s.: per questo motivo il confronto è stato effettuato con la seconda quota stimata, 75 m s.l.s. Si tenga conto che la differenza di quota tra dati misurati e stime implica una differenza dell'ordine del 10÷15% a favore delle seconde.

¹ Per motivi di riservatezza, non vengono riportate le coordinate geografiche dei siti, che verranno identificati solo con la codifica da 1 a 14; per lo stesso motivo non è riportato l'anno in cui sono state effettuate tali misure, ma solo il periodo espresso in mesi.

Tab. 9 – Velocità media del vento e parametri di Weibull ottenuti a partire dai dati misurati da 14 stazioni anemometriche situate sul territorio toscano.

N°	Dati validi nel periodo di mediazione (%)	Periodo mediazione (mesi)	H_anem. (m)	Qslm (m)	VV_staz (m/s)	A_staz (m/s)	k_staz
1	100	12	30	25	3.60	3.93	1.32
2	96.3	12	30	160	3.90	3.86	0.98
3	93.5	15	30	544	4.35	5.40	1.79
4	99.5	12	40	430	5.29	5.61	1.41
5	83.9	12	30	1267	4.90	5.12	1.14
6	99.9	12	30	294	2.90	2.64	0.86
7	99.2	12	30	328	4.60	5.22	1.81
8	91.2	12	40	670	4.30	4.71	1.43
9	99.4	12	40	490	3.80	4.20	1.39
10	100	12	30	335	3.00	2.99	1.04
11	95.4	11	30	86	3.70	3.90	1.24
12	96.2	13	30	200	3.30	3.09	0.94
13	100	15	40	930	5.75	6.47	1.83
14	ND	43	40	781	6.58	7.45	1.61

Tab. 10 – Velocità media del vento e parametri di Weibull ottenuti a partire dai dati stimati dal modello CALMET in corrispondenza delle 14 stazioni anemometriche alla quota 75 m.

ID CALMET	Dati validi nel periodo di mediazione (%)	Periodo mediazione (mesi)	H_sls (m)	Qslm (m)	VV_mod (m/s)	A_mod (m/s)	k_mod
4274	99.41	48	75	13	4.44	4.89	1.59
4146	99.41	48	75	119	5.08	5.61	1.68
5102	99.41	48	75	422	4.7	5.26	1.85
5449	99.41	48	75	216	5.17	5.72	1.67
2153	99.41	48	75	1155	5.5	5.81	1.33
4867	99.41	48	75	117	4.16	4.69	1.91
4849	99.41	48	75	300	4.81	5.38	1.8
6775	99.41	48	75	601	5.11	5.73	1.8
6531	99.41	48	75	420	5.22	5.88	1.82
6889	99.41	48	75	367	4.79	5.38	1.87
4752	99.41	48	75	70	4.07	4.54	1.74
4986	99.41	48	75	146	4.17	4.7	1.9
7301	99.41	48	75	890	5.43	5.96	1.56
8145	99.41	48	75	683	5.82	6.36	1.48

Tenuto conto di queste notazioni, le stime di velocità media ottenute con CALMET sono in buon accordo con i valori misurati per i siti indicati dai numeri 1, 3, 5, 7, 8, 11, 14, in quanto risultano maggiori di valori compatibili con l'aumento di quota. Per i siti 2, 6, 9, 10, 12 si nota una leggera sovrastima, mentre per i siti 4 e 13 una sottostima.

In generale da questo confronto emergono segnali confortanti, sebbene molto di massima.

In estrema sintesi, i confronti effettuati fra stime e misure hanno evidenziato dei risultati più che soddisfacenti, sebbene limitati a siti costieri o pianeggianti come nel caso del confronto fra serie storiche, o carenti di informazioni, come nel caso dei dati aggregati forniti dalla Regione.

Una validazione più sistematica dei modelli, seppur necessaria, richiederebbe la disponibilità di dati misurati con cadenza oraria, per periodi non inferiori ad un anno, a 10 m s.l.s. e a quote superiori (oltre 30 m s.l.s.), anche in siti montani.

3. Implementazione su web del sistema WIND-GIS

Il *web* è ormai divenuto il mezzo di diffusione più utilizzato dalle pubbliche amministrazioni per divulgare le proprie attività, di qualsiasi natura esse siano. In questo caso si tratta di rendere accessibili agli utenti dati georeferiti che per la loro gestione necessitano di particolari software GIS (Geographic Information Systems) non sempre conosciuti o di facile utilizzo.

Diventa quindi necessaria l'utilizzazione di particolari applicativi in grado di rendere visualizzabile, navigabile e interrogabile il dato geografico sul Web, senza la necessità, da parte dell'utente finale, di installare sul proprio PC particolari software ma semplicemente utilizzando il proprio browser.

Esistono diverse applicazioni server utilizzate sul web per la condivisione e la pubblicazione di dati GIS, alcune proprietarie, come *ArcIMS* della ESRI, ed altre appartenenti al mondo *Open-source*, come *UMN MapServer* della University of Minnesota.

Nella presente attività si è scelto di utilizzare il motore di rendering *MapServer* in quanto, nel mondo *Open-source* rappresenta ormai un punto di riferimento per le applicazioni WebGIS dovuto alla notevole stabilità e alle enormi potenzialità offerte.

Contemporaneamente stiamo assistendo ad un proliferare di applicazioni Front-End User Friendly che si interfacciano a *MapServer*: tra queste, *p.mapper*, *MapBuilder*, *Ka-Map*, *Chameleon*, ecc.

Per questa attività si è deciso di sfruttare le potenzialità del *MapServer PHP/MapScript Framework p.mapper* [7], in quanto è in grado di sfruttare al meglio le potenzialità di *MapServer* attraverso un layout pulito ed estremamente intuitivo.

P.mapper è un'applicazione sviluppata in *JavaScript* e *PHP/Mapscript*, estensione del linguaggio *PHP* sviluppato dalla DM Solution, che permette di controllare dinamicamente *MapServer* mediante la sintassi e la logica della programmazione ad oggetti del linguaggio di scripting *PHP*.

Il motore di visualizzazione di *p.mapper* si basa sulla tecnologia *AJAX* (*Asynchronous JavaScript* e *XML*), che permette un aumento della velocità di risposta nell'interrogazione e consultazione delle mappe in quanto viene eseguito solamente il refresh della mappa mentre la struttura rimane fissa.

L'utilizzo di *JavaScript* rende più dinamiche le funzioni di zoom/pan e interrogazione.

3.1 Contenuti dell'applicazione

Il layout dell'applicazione si articola in diverse sezioni, ognuna delle quali offre specifiche funzionalità.

La sezione più importante e maggiormente approfondita è quella dedicata alla visualizzazione della mappa costituita dai layer informativi d'interesse (Fig. 32 – riquadro rosso).

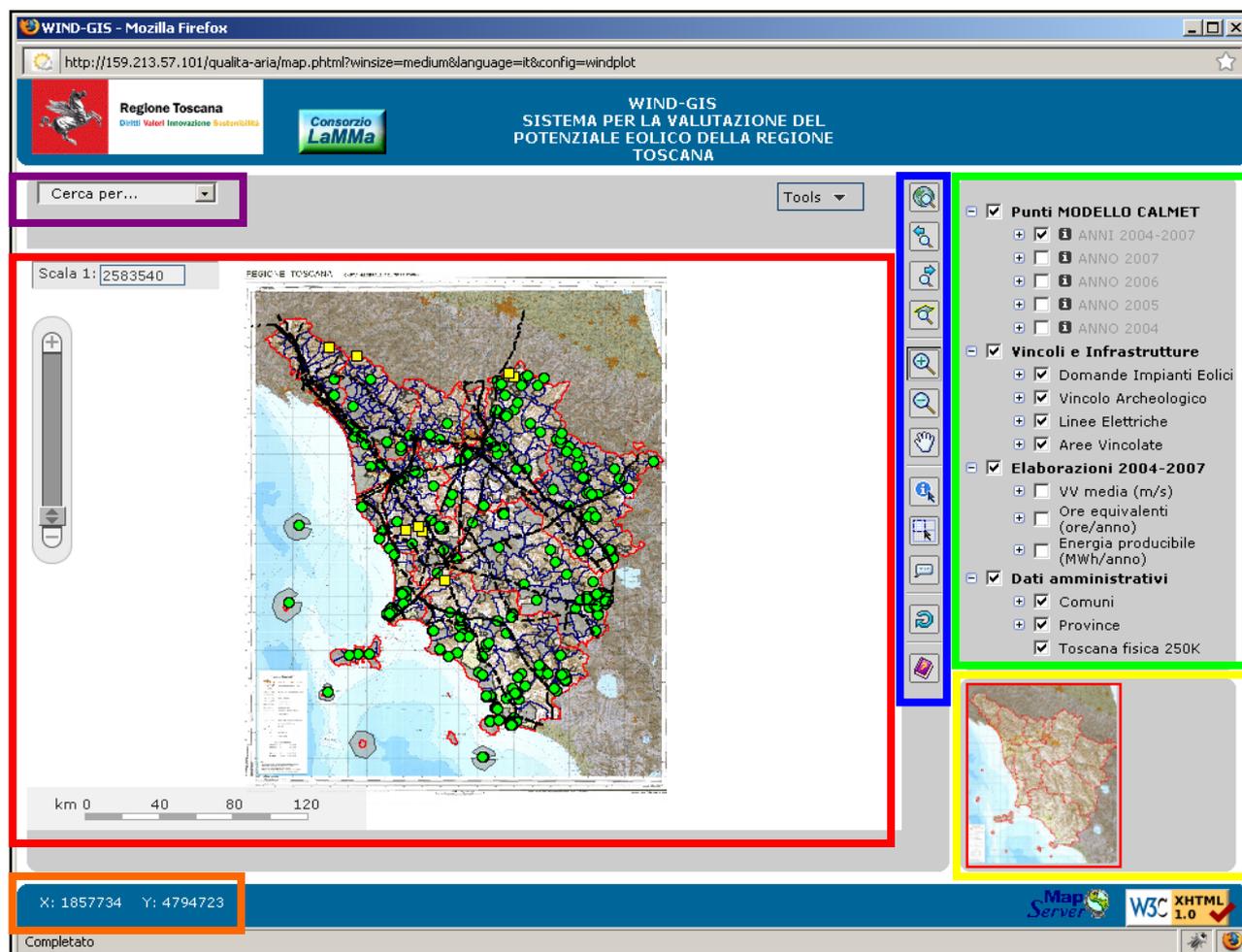


Fig. 32 – Layout dell'applicazione.

All'apertura della pagina web sono visibili per opzione predefinita tutti i layer informativi appartenenti alla categoria **"Vincoli e infrastrutture"** (**Domande Impianti Eolici, Vincolo Archeologico, Linee Elettriche, Aree Vincolate**) e tutti i layer informativi appartenenti alla categoria **"Dati amministrativi"** (**Comuni, Province, Toscana fisica 250K**).

I layer informativi della categoria **"Punti MODELLO CALMET"** (**ANNI 2004-2007, ANNO 2007, ANNO 2006, ANNO 2005, ANNO 2004**) sono visibili dalla scala 1:500.000 mentre quelli della categoria **"Elaborazioni 2004-2007"** (**VV**

media (m/s), Ore equivalenti (ore/anno), Energia producibile (MWh/anno) sono deselezionati per opzione predefinita per non appesantire il caricamento della mappa.

I Temi sopra descritti sono organizzati in un'area dell'applicazione denominata TOC (Table Of Contents) posizionata sulla destra dell'applicazione (Fig. 32 – riquadro verde).

Nell'area in basso a destra è invece presente la cosiddetta "Reference Map" (Fig. 32 – riquadro giallo) costituita dalla sagoma della Regione Toscana. Per mezzo di essa è possibile conoscere la dimensione e la posizione del campo topografico, riportato da un rettangolo (una croce nel caso il livello di zoom sia elevato) che evidenzia il contorno dell'area che si sta visualizzando sulla mappa. Con una semplice operazione di drag and drop sul rettangolo rosso o sulla croce si può spostare il campo topografico attraverso la regione. La mappa si aggiornerà automaticamente visualizzando l'area prescelta.

3.2 Sistema di riferimento spaziale

I parametri relativi al sistema di riferimento in cui sono rappresentati gli strati informativi presenti nell'applicazione sono:

Denominazione del sistema: GAUSS-BOAGA

Modello geodetico:

- Ellissoide: Internazionale 1909 (HAYFORD)
- Orientamento: Roma Monte Mario 1940

Rappresentazione cartografica:

- Proiezione: Universale Transverse Mercator (UTM)
- Meridiano centrale del fuso: +9 = 00'00",0 (rispetto a Greenwich)
- Ampiezza del fuso: 6°
- Fattore di scala: 0,9996
- Nome della coordinata X: EST (E)
- Nome della coordinata Y: NORD (N)
- Unità di misura delle coordinate: metri
- Falsa Origine per la coordinata EST: 1500000 metri

Le coordinate X e Y del punto sulla mappa nel quale si trova il puntatore del mouse sono visualizzabili nella zona in basso a sinistra dell'applicazione (Fig. 32 – riquadro arancione).

3.3 Barra degli strumenti

Un'area di fondamentale importanza per l'applicazione è la barra degli strumenti contenente i pulsanti di navigazione ed interrogazione (Fig. 32 – riquadro blu).

Nella seguente tabella (Tab. 11) sono riportate le icone dei pulsanti con la relativa descrizione.

Tab. 11 – Elenco dei pulsanti presenti nella barra degli strumenti

	Pulsante di Home : Premendo questo pulsante si visualizza la mappa alla sua massima estensione.
	Pulsante di Passo indietro : Premendo questo pulsante si torna alla visualizzazione della mappa all'ultimo posizionamento eseguito.
	Pulsante di Passo avanti : Premendo questo pulsante si torna alla visualizzazione della mappa all'ultimo posizionamento eseguito.
	Pulsante di Zoom sulla selezione : Premendo questo pulsante si ottiene uno zoom sulle features geografiche selezionate.
	Pulsante di Zoom + : Attivarlo, poi premere con il tasto sinistro del mouse sulla mappa tracciando un rettangolo indicante l'area da ingrandire, oppure premere semplicemente più volte fino ad ottenere il dettaglio desiderato.
	Pulsante di Zoom - : Attivarlo, poi premere sulla mappa per ridurre il dettaglio di una grandezza predefinita.
	Pulsante di Pan : Attivarlo, poi premere su un punto della mappa trascinandolo nella nuova posizione desiderata.
	Pulsante di Interrogazione della mappa per punto : Attivarlo, poi premere su un oggetto della mappa per ottenere le informazioni relative; dal momento che più layer informativi possono essere attivi, con questa operazione verranno visualizzate anche le informazioni di oggetti appartenenti a temi differenti, che insistono sul punto selezionato.
	Pulsante di Interrogazione della mappa per area : É possibile ottenere le informazioni di più elementi del medesimo tema (strato informativo) disegnando un rettangolo sulla mappa. Occorre definire però, a differenza della interrogazione puntuale, la copertura (o layer) che si desidera interrogare. La scelta va effettuata dal menu a tendina che compare in basso a destra sotto la mappa.
	Pulsante di Interrogazione al volo : Attivarlo, poi trascinare il mouse sulla mappa, fermando il mouse si ottiene una interrogazione dello strato informativo senza premere sulla mappa. Lo strato su cui fare l'interrogazione al volo può essere selezionato dalla lista a tendina che appare in basso a destra della mappa.
	Pulsante di Refresh : Premere per aver il refresh della mappa e la cancellazione dei risultati delle ricerche.

3.4 Le interrogazioni

Come sopra esposto, attraverso alcuni pulsanti presenti nella barra degli strumenti, è possibile ottenere le informazioni alfanumeriche associate agli strati informativi visualizzati sulla mappa.

Esistono tre modalità di interrogazione della mappa, ognuna delle quali genera l'apertura di una maschera contenente le informazioni d'interesse.

In merito alla presente applicazione, utilizzando il pulsante di interrogazione della mappa per punto  e clickcando su di un oggetto della mappa di cui si vogliono conoscere le informazioni (per esempio uno dei punti del modello CALMET 2004-2007) si aprirà la maschera seguente (Fig. 33):



ANNI 2004-2007							
@	ID_PUNTO	X_GB	Y_GB	Q_SLM	RO_KG_M3	SITO	
	6818	1669030.0000	4878513.0000	492.0000	1.2250	CANTAGALLO (PO)	0

Comuni							
@	NOME	CODCOM	CODPROV	PROVINCIA	TIPO AREA	AREA	P
	CANTAGALLO	100001	100	PO	1	95436900.946	

Province	
@	Provincia
	Prato

Esporta risultato come

Scarica

Fig. 33 – Risultato di una interrogazione per punto.

In questo caso sono visibili non solo le informazioni sul punto del modello CALMET, ma anche quelle dei temi attivi ricadenti sullo stesso punto. Nella zona in basso a sinistra della precedente maschera è possibile notare una funzione offerta dall'applicazione che consente di esportare i risultati di una interrogazione o di una ricerca (vedi paragrafo "Sezione delle Ricerche") in un foglio di lavoro Microsoft Excel.

Tramite il pulsante di interrogazione della mappa per area  è possibile selezionare, disegnando un rettangolo sulla mappa (Fig. 34), più oggetti di uno stesso tema. Il layer su cui si vuole effettuare la selezione viene scelto dal menù a tendina (Fig. 35) che compare in basso a destra sotto la mappa.

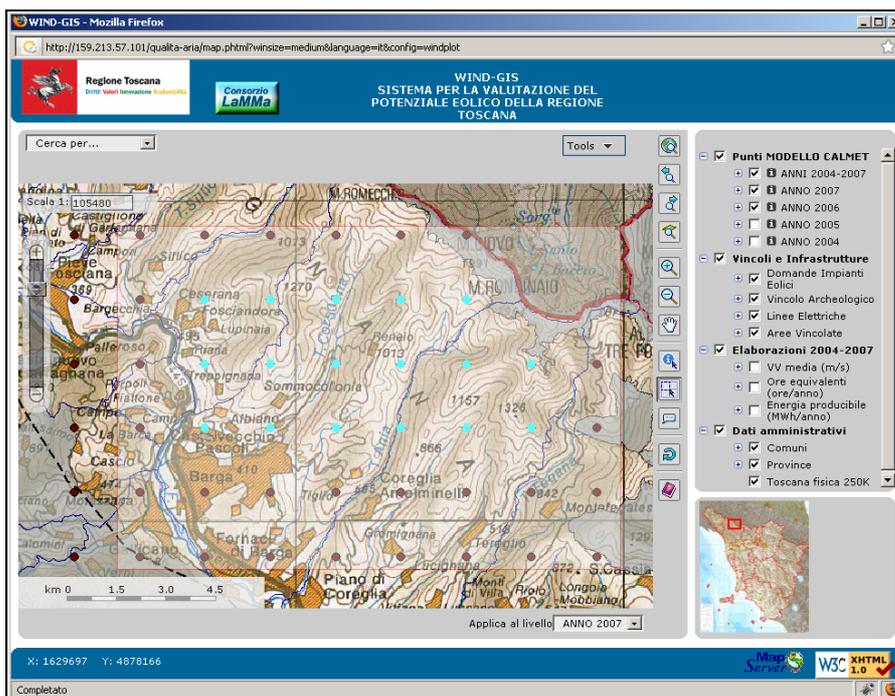


Fig. 34 – Esempio selezione della mappa per area.



Fig. 35 – Menu a tendina per la scelta del tema su cui effettuare l’interrogazione.

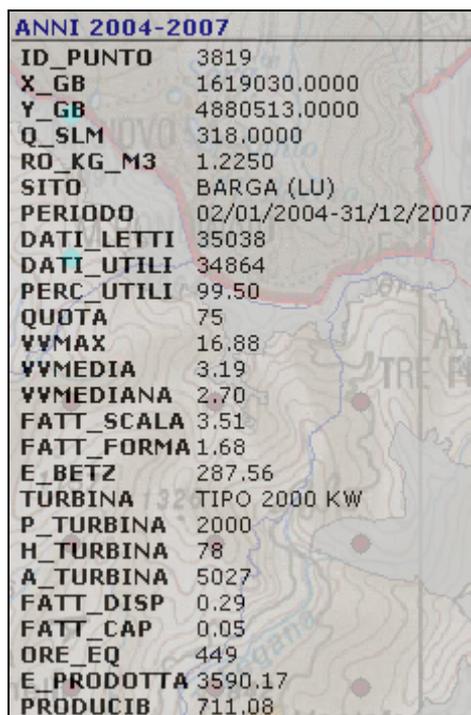
Il risultato della selezione viene evidenziato contemporaneamente all’apertura di una maschera (Fig. 36) che elenca il contenuto alfanumerico degli oggetti.

Result										
ANNI 2004-2007										
@	ID_PUNTO	X_GB	Y_GB	Q_SLM	RO_KG_M3	SITO	PERIODO	DATI_LETTI	DATI_UTILI	PER
+	6445	1663030.0000	4852513.0000	132.0000	1.2250	CARMIGNANO (PO)	02/01/2004-31 /12/2007	35038	34864	
+	6446	1663030.0000	4854513.0000	77.0000	1.2250	POGGIO A CAIANO (PO)	02/01/2004-31 /12/2007	35038	34864	
+	6447	1663030.0000	4856513.0000	36.0000	1.2250	PRATO (PO)	02/01/2004-31 /12/2007	35038	34861	
+	6448	1663030.0000	4858513.0000	37.0000	1.2250	PRATO (PO)	02/01/2004-31 /12/2007	35038	34864	
+	6449	1663030.0000	4860513.0000	39.0000	1.2250	PRATO (PO)	02/01/2004-31 /12/2007	35038	34864	
+	6450	1663030.0000	4862513.0000	43.0000	1.2250	PRATO (PO)	02/01/2004-31 /12/2007	35038	34864	
+	6451	1663030.0000	4864513.0000	54.0000	1.2250	MONTEMURLO (PO)	02/01/2004-31 /12/2007	35038	34854	
+	6452	1663030.0000	4866513.0000	105.0000	1.2250	MONTEMURLO (PO)	02/01/2004-31 /12/2007	35038	34819	

Fig. 36 – Risultato di una interrogazione della mappa per area.

Ultimo pulsante che ha la funzione di mostrarci le informazioni collegate ai singoli temi è quello di interrogazione al volo . Dopo averlo selezionato ed avere scelto dal menù a tendina (Fig. 35) lo strato informativo da interrogare si deve posizionare il puntatore del mouse sul punto prescelto.

Senza bisogno di cliccare sulla mappa si aprirà una maschera (Fig. 37) contenente le informazioni di interesse.



ANNI 2004-2007	
ID_PUNTO	3819
X_GB	1619030.0000
Y_GB	4880513.0000
Q_SLM	318.0000
RO_KG_M3	1.2250
SITO	BARGA (LU)
PERIODO	02/01/2004-31/12/2007
DATI_LETTI	35038
DATI_UTILI	34864
PERC_UTILI	99.50
QUOTA	75
VVMAX	16.88
VVMEDIA	3.19
VVMEDIANA	2.70
FATT_SCALE	3.51
FATT_FORMA	1.68
E_BETZ	287.56
TURBINA	TIPO 2000 KW
P_TURBINA	2000
H_TURBINA	78
A_TURBINA	5027
FATT_DISP	0.29
FATT_CAP	0.05
ORE_EQ	449
E_PRODOTTA	3590.17
PRODUCIB	711.08

Fig. 37 – Esempio di risultato di una interrogazione al volo.

3.5 Sezione delle ricerche

Una seconda modalità per ottenere le informazioni alfanumeriche associate agli strati informativi d'interesse avviene tramite una ricerca predefinita di tipo testuale eseguibile attraverso un menu a tendina (Fig. 38) presente nella zona in alto a sinistra dell'applicazione (Fig. 32 – riquadro viola).



Fig. 38 – Menu a tendina dedicato alle ricerche.

Sono state scelte per opzione predefinita le seguenti tipologie di ricerca:

- Comune
- Provincia
- Punti CALMET 2004-2007
- Punti CALMET 2007
- Punti CALMET 2006
- Punti CALMET 2005
- Punti CALMET 2004

Per esempio, selezionando "Punti CALMET 2004" è possibile selezionare ed evidenziare i punti del modello ricadenti in uno specifico comune (Figg. 39 e 40).



Fig. 39 – Menu a tendina ricerca Punti CALMET per Comune.

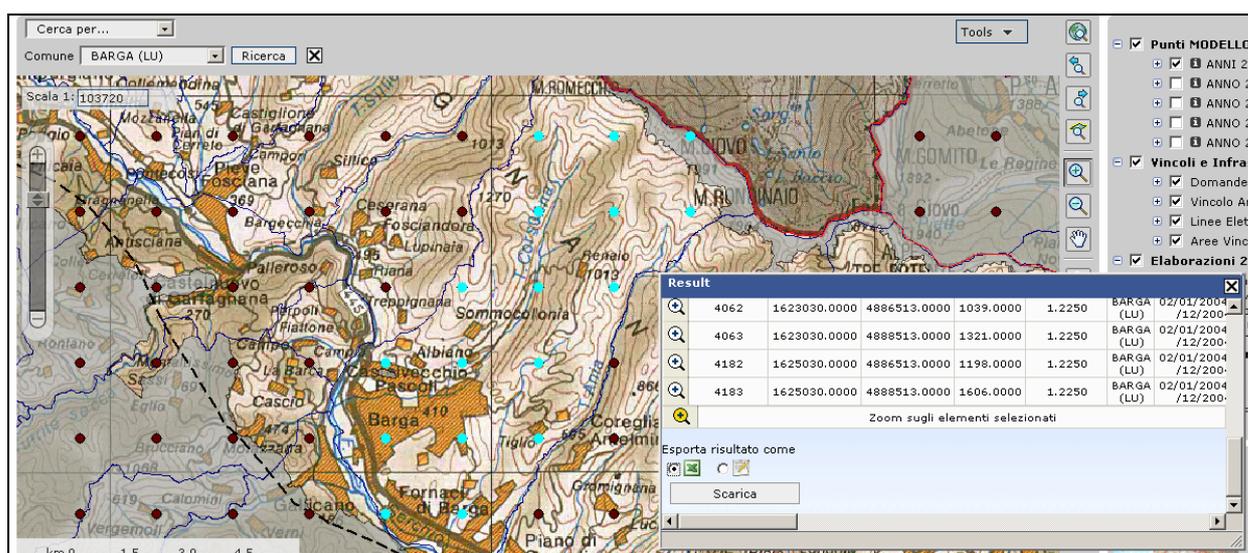


Fig. 40 – Esempio risultato della ricerca Punti CALMET.

4. Analisi dei risultati

In questo capitolo vengono presentati i risultati ottenuti, commentando in prima battuta le mappe di sintesi relative alle grandezze anemologiche e di producibilità elaborate.

Per illustrare le potenzialità del Sistema Informativo realizzato, oltre alle mappe di sintesi, viene presentata un'analisi di dettaglio su un singolo punto del dominio di studio; al fine di effettuare una verifica di massima delle stime prodotte, tale punto è stato scelto in prossimità di un'area in cui è presente un impianto eolico, della quale è nota la reale producibilità annua.

Infine, sempre a titolo di esempio, sono stati individuati dei possibili criteri per la scelta, a livello regionale, di ambiti maggiormente vocati allo sfruttamento dell'energia eolica.

In appendice (Figg. 44-53) sono riportate tutte le elaborazioni grafiche prodotte nel presente lavoro. Per ognuna delle grandezze anemologiche e di producibilità elencate rispettivamente nelle Tabb. 4 e 5, sono riportate le mappe sul territorio della regione Toscana elaborate alla quota di 75 m dal suolo dal modello CALMET per il periodo di riferimento (01/01/2004-31/12/2007).

4.1 Analisi anemologica regionale

4.1.1 Velocità media e mediana

Prendendo in esame la velocità media del vento (Fig. 44), si può osservare la stretta dipendenza di questo parametro con la conformazione orografica del territorio (Fig. 18): le aree che presentano i valori maggiori sono infatti quelle montuose. In particolare, lungo la catena appenninica si hanno valori in genere superiori a 5 m/s, con punte che raggiungono i 6-6.5 m/s, come ad esempio nelle zone dell'Alta Garfagnana, dell'Abetone, dell'Alpe di S. Benedetto e dell'Alpe di Serra. Valori dell'ordine di 5.5-6 m/s si registrano inoltre in corrispondenza dell'Alpe di Poti, di 6.5-7 m/s alla sommità del Pratomagno, e addirittura di 6.5-7.5 m/s sulle cime del Monte Amiata. Altre zone di particolare interesse, con valori di 4.5-5 m/s, sono quelle delle Alpi Apuane e dei rilievi nei pressi di Santa Luce, oltre all'area delle Colline Metallifere in corrispondenza di Poggio di Montieri, dove si raggiungono valori di 5.5-6.5 m/s.

Off-shore la velocità media del vento presenta un andamento progressivamente crescente man mano che ci si allontana dalla linea di costa: nel quadrante

meridionale posto a sud del porto di Livorno si registrano valori dell'ordine di 5-5.8 m/s. Velocità medie rilevanti, costantemente superiori a 4.5 m/s, si presentano inoltre sull'Isola d'Elba, con punte di 5.5-6 m/s alla sommità del Monte Capanne.

Considerazioni qualitativamente analoghe a quelle della velocità media si applicano per la mappa della velocità mediana del vento, illustrata in Fig. 45, in cui cioè la probabilità cumulata risulta pari al 50%. Di particolare interesse sono le zone dove tale valore supera i 5-5.5 m/s, come ad esempio il Pratomagno, la zona delle Colline Metallifere e soprattutto la sommità del Monte Amiata, dove si toccano anche valori superiori a 6.5 m/s.

4.1.2 Fattori di forma e scala

In Fig. 46 è rappresentata la mappa della distribuzione del fattore di forma (k) sul territorio regionale. Come si può osservare, tali valori risultano del tutto in accordo con quelli riportati nell'Atlante eolico del CESI [4], dove il valore medio complessivo di k sul territorio nazionale risulta pari a $1.4 \div 1.5$ sulla terraferma e a $1.5 \div 2$ in mare.

Un'analisi più specifica del fattore di forma mostra come anche il suo andamento sia strettamente legato alla morfologia del territorio (Fig. 18), con valori più bassi (dell'ordine di 1.3-1.5) in corrispondenza dei rilievi montuosi e più elevati nelle zone pianeggianti (1.5-1.6) e soprattutto in mare aperto (1.8-2). Ne consegue che nelle zone di montagna la distribuzione di Weibull presenti un andamento molto asimmetrico (cfr. § 1.1 e Fig. 6), corrispondente ad una maggiore probabilità di venti elevati e quindi ad un loro maggiore contenuto energetico, a differenza di quello meno asimmetrico delle zone di pianura, dove per contro l'occorrenza di venti elevati risulta decisamente più improbabile.

Come già evidenziato, la distribuzione del fattore di scala (A), riportata in Fig. 47, risulta del tutto analoga a quella della velocità media (Fig. 44), essendo le due grandezze legate in maniera biunivoca (cfr. § 1.1).

4.1.3 Energia annua specifica di Betz

L'energia annua specifica di Betz è funzione unicamente della ventosità del sito e non della particolare turbina utilizzata. La sua distribuzione al variare della velocità del vento è proporzionale alla potenza massima utilizzabile da una generica turbina, ossia alla potenza massima che può essere teoricamente convertita in potenza meccanica (cfr. §1.3).

La mappa regionale dell'energia annua specifica di Betz riportata in Fig. 48 fornisce pertanto un fondamentale indicatore circa il contenuto energetico dei siti, essendo funzione della densità di potenza eolica espressa da ciascuno.

Per quanto in termini qualitativi l'andamento di tale grandezza rispecchi sostanzialmente quello della velocità media e mediana del vento (Figg. 44 e 45), in realtà se ne discosta per il fatto che il legame di proporzionalità con la velocità del vento sia di tipo cubico. Ne consegue pertanto che l'informazione da esso fornita risulti decisamente più completa in termini eolici, rappresentando una misura della massima energia annua estraibile in un sito per unità di area rotorica spazzata dal vento.

Come si può osservare dalla mappa, nelle zone montuose già evidenziate in precedenza si superano ampiamente valori dell'energia annua specifica di Betz di 2000 KWh/m², con punte che raggiungono i 2600-3000 KWh/m² alla sommità dei maggiori rilievi, come ad es. sul Monte Falterona e sul Monte Amiata.

4.2 Analisi di producibilità regionale

Per una più immediata interpretazione dei risultati, nelle mappe di producibilità (Figg. 49÷52) sono stati inclusi alcuni layer di particolare interesse, come quello dei vincoli esistenti e quello delle linee elettriche. E' evidente, tuttavia, che utilizzando direttamente WIND-GIS, è possibile visualizzare le stesse mappe in assenza di tali vincoli, semplicemente escludendo i layer corrispondenti.

4.2.1 Fattore di disponibilità

Prendendo a riferimento la turbina eolica considerata nel presente lavoro (Tab. 3), in Fig. 49 è rappresentata la mappa del fattore di disponibilità (A_f) sulla regione Toscana ad essa corrispondente. In altre parole, la figura mostra la percentuale di operatività annua tra la velocità di avvio e di spegnimento che si avrebbe installando una tale turbina in un punto qualsiasi di territorio: per le particolari caratteristiche funzionali della turbina scelta, questo parametro equivale alle ore annue di operatività tra le velocità di 4 e 25 m/s.

Dall'analisi di Fig. 49 – oltre che di quelle di producibilità successive – emerge come alcune delle zone individuate come potenzialmente vocate attraverso la precedente analisi anemologica debbano essere escluse in quanto soggette a vincolo: è ad esempio il caso dell'area di Pratomagno, delle Alpi Apuane, dell'Alpe di S. Benedetto, di parte dell'Abetone e di gran parte del Monte Amiata. Per contro, si evidenziano zone di particolare potenziale eolico, caratterizzate da valori del fattore di

disponibilità superiori al 60% (corrispondente ad oltre 5250 ore annue), come ad esempio l'area delle Colline Metallifere, l'Alpe di Poti, nonché le aree non vincolate del sistema dell'Abetone e del Monte Amiata.

Analogamente a quanto accade per la velocità media e mediana del vento, l'andamento *off-shore* del fattore di disponibilità si presenta progressivamente crescente man mano che ci si allontana dalla linea di costa, con valori in genere compresi tra il 60 e il 65%.

4.2.2 Fattore di capacità

In Fig. 50 è rappresentata la mappa del fattore di capacità (C_f) sulla regione Toscana corrispondente alla turbina scelta, ossia la percentuale di operatività annua al di sopra della velocità nominale che si avrebbe installando tale turbina in un punto qualsiasi di territorio: nel caso in esame, questo parametro equivale alle ore annue di funzionamento a velocità al di sopra di 15 m/s.

L'analisi di Fig. 50 conduce sostanzialmente alle medesime conclusioni relative al fattore di disponibilità, soprattutto per quanto riguarda le aree potenzialmente vocate allo sfruttamento eolico. Si evidenziano tuttavia delle zone di particolare interesse, caratterizzate da valori superiori al 24% (corrispondente ad oltre 2100 ore annue), come ad esempio l'area delle Colline Metallifere, l'Alpe di Poti, nonché le aree non vincolate dell'Abetone, delle Alpi di S. Benedetto e del Monte Amiata.

Per contro, in mare si raggiungono percentuali al massimo dell'ordine del 21-22%.

4.2.3 Producibilità energetica

In Fig. 51 è riportata la mappa della producibilità energetica annua sulla regione, intesa come la produzione elettrica stimata (in MWh) che si avrebbe in un anno solare installando la turbina di riferimento in un punto qualsiasi di territorio.

La mappa mostra le già evidenziate zone di maggiore producibilità della regione, dove si superano in genere valori di 3600-4000 MWh/anno, corrispondenti al fabbisogno annuo di circa 1300-1500 famiglie [6]. In particolare, in alcuni punti, come ad esempio la sommità dell'Alpe di S. Benedetto, delle Colline Metallifere e del Monte Amiata, tale valore raggiunge i 4500-5000 MWh/anno (fabbisogno di 1600-1800 famiglie).

In mare aperto, viceversa, la producibilità energetica stimata risulta all'incirca compresa tra i 3000 e i 3800 MWh annui, con massimi localizzati al largo del porto di Livorno nell'area circostante l'Isola di Capraia, e al largo del Golfo di Follonica nell'area compresa tra le isole di Pianosa, Montecristo e del Giglio.

4.2.4 Ore equivalenti

In Fig. 52 è illustrata la mappa delle ore equivalenti annue a potenza nominale sulla Toscana, corrispondenti al numero di ore annue in cui la turbina scelta lavora a pieno carico (ossia a 2000 KW). Tale parametro è dato dal prodotto tra il fattore di capacità (C_f) e il numero di ore annue, e pertanto la mappa di Fig. 52 fornisce una rappresentazione del tutto equivalente a quella di Fig. 50. L'importanza del calcolo delle ore equivalenti annue a potenza nominale è tuttavia primaria, in un'analisi di producibilità eolica, soprattutto in quanto consente di avere un'immediata valutazione della bontà del sito prescelto per l'installazione di un impianto eolico.

In particolare, in Fig. 52 sono state evidenziate le aree caratterizzate da un numero di ore equivalenti annue superiore a 1500, assumendo tale valore come soglia minima in termini di redditività economica di un ipotetico impianto eolico. In altre parole, tale soglia assicurerebbe tempi di ritorno economicamente accettabili nell'ipotesi di un investimento necessario a garantire non solo l'installazione dell'impianto, ma anche la sua gestione per l'intero arco di vita previsto (in genere 20 anni).

Per una più immediata individuazione delle aree della regione caratterizzate da un numero di ore equivalenti annue superiore a 1500, è stata opportunamente elaborata la mappa riportata in Fig. 53.

Come si può osservare dalla Fig. 53, nelle già evidenziate zone potenzialmente vocate viene largamente superata la soglia delle 1500 ore annue: in particolare, in ognuna di queste si raggiungono valori dell'ordine di 2000-2200 ore annue, in grado quindi di garantire tempi di ritorno d'investimento al massimo di 5-6 anni.

4.3 Analisi eolica di un sito

Aumentando il grado di dettaglio, è possibile passare dall'ambito territoriale regionale a quello di un singolo sito, in corrispondenza del quale si effettua un'analisi puntuale delle grandezze di interesse, quali:

- grafico della rosa dei venti e corrispondente tabella delle JFF (*Joint Frequency Functions*);
- grafico della distribuzione di Weibull della velocità del vento, con indicazione della velocità media e dei parametri A (fattore di scala) e k (fattore di forma);
- grafico della distribuzione di producibilità energetica per classi di velocità del vento (istogramma di frequenza), stimata in relazione alle caratteristiche della turbina scelta, e corrispondente tabella.

Si è ritenuto opportuno scegliere di effettuare l'analisi di dettaglio in prossimità di un'area in cui è presente un impianto eolico, il sito di Poggi Alti-Scansano (GR), per una verifica di massima delle stime prodotte.

Il punto CALMET prossimo al sito eolico Poggi Alti è individuato dall'identificativo 8306, le cui specifiche tecniche sono riportate nella tabella seguente.

Tab. 12 – Specifiche tecniche punto CALMET 8306.

ID_PUNTO	X (m)	Y (m)	Quota s.l.m. (m)	PERIODO
8306	1695030	4734512	535	02/01/2004- 31/12/2007

Facendo riferimento a questo punto, in Fig. 41 si riporta la rosa dei venti e in Tab. 13 la corrispondente JFF (*Joint Frequency Function*). Questa rappresentazione consente di analizzare la distribuzione del vento non solo per classi di intensità, ma anche per settori di provenienza. In Fig. 42 è riportata la distribuzione di probabilità di Weibull, il valore del fattore di scala A e del fattore di forma k , oltre che il valore della potenza specifica di Betz e della corrispondente energia.

Per la stima dell'energia producibile, anche in questo caso si fa riferimento alle caratteristiche tecniche della una turbina TIPO di potenza pari a 2000 KW, riportate in Tab. 14. Le prestazioni di tale turbina in presenza del vento stimato in questo punto sono riassunte in Tab. 15.

La stima dell'energia prodotta nel sito dalla turbina TIPO 2000 KW è riportata sia in forma grafica (Fig. 43) che tabellare (Tab. 16); la curva caratteristica della turbina (rappresentata in blu) è stata ricavata dalla scheda tecnica ufficiale fornita dalla casa produttrice.

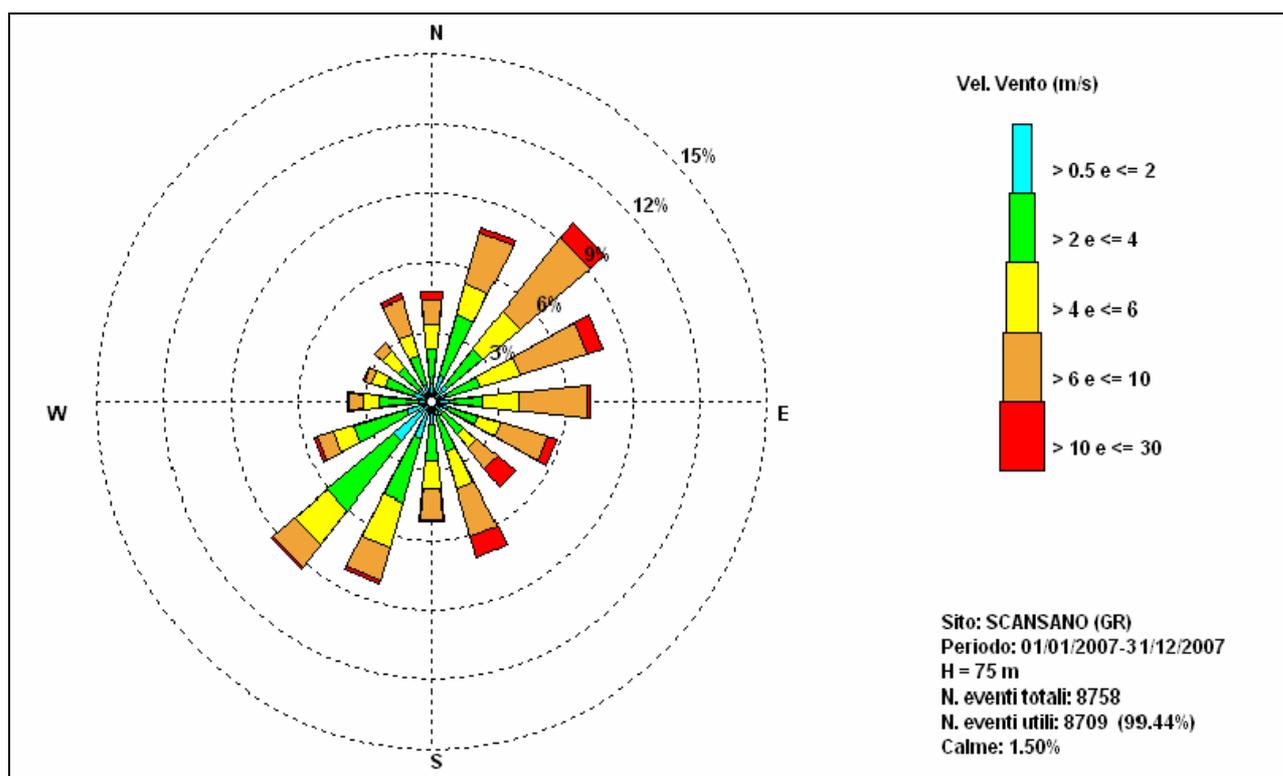


Fig. 41 – Rosa dei venti del punto CALMET 8306 (01/01/2007-31/21/2007).

Tab. 13 – JFF (ore) del punto CALMET 8306 (01/01/2007-31/21/2007).

Settore	>0 e ≤0.5	>0.5 e ≤2	>2 e ≤4	>4 e ≤6	>6 e ≤10	>10 e ≤30	Totale
N		70	130	93	91	26	422
NNE		105	236	118	205	20	690
NE		80	174	185	352	77	879
ENE		61	138	158	272	65	701
E		69	132	139	266	11	628
ESE		69	120	89	190	37	514
SE		47	111	65	102	92	422
SSE		59	139	146	184	80	612
S		85	141	105	113	9	460
SSW		146	249	177	129	14	726
SW		190	337	164	107	11	823
WSW		102	218	80	66	16	490
W		52	155	64	52	7	337
WNW		73	117	54	29	5	285
NW		67	98	82	40	0	292
NNW		64	117	88	136	16	428
Totale	131	1339	2612	1807	2334	486	8709

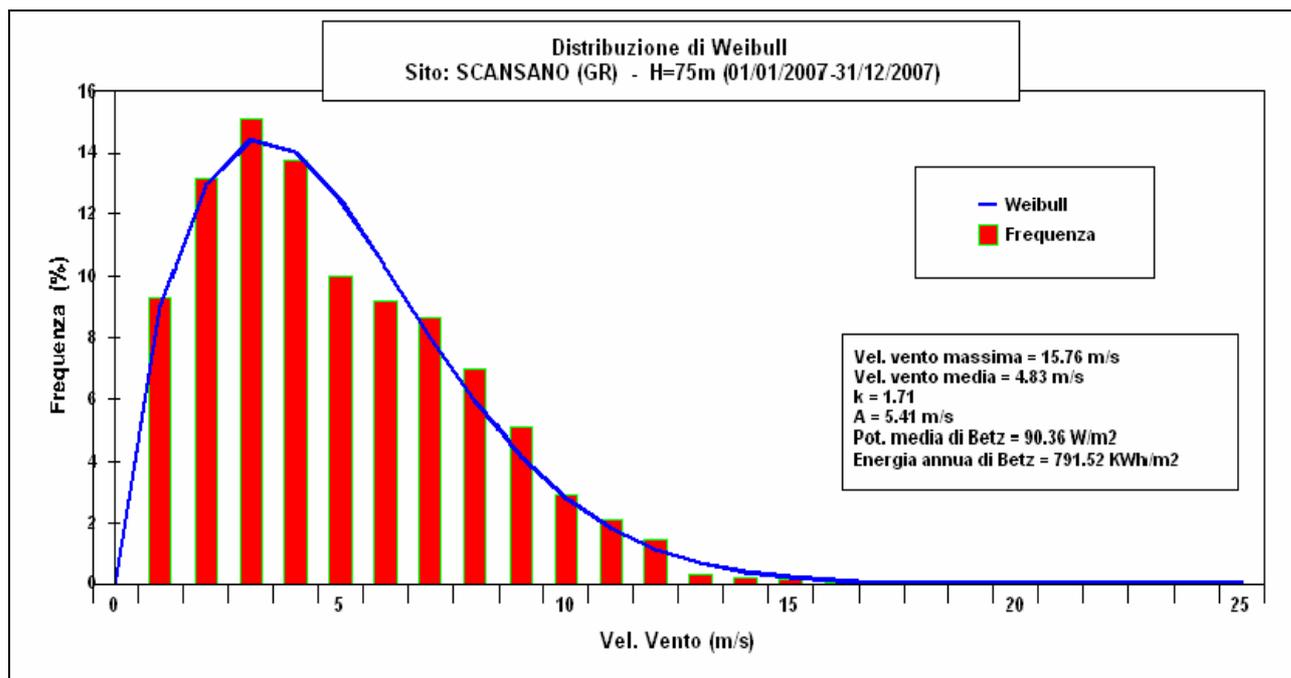


Fig. 42 - Distribuzione di Weibull del punto CALMET 8306 (01/01/2007-31/21/2007).

Tab. 14 - Dati costruttivi della turbina TIPO 2000 KW.

Parametro	Unità di misura	Valore
Velocità del vento di cut-in	m/s	4
Velocità del vento di cut-off	m/s	25
Velocità del vento nominale	m/s	15
Quota del mozzo	m	78
Diametro del rotore	m	80
Area spazzata	m ²	5027
Potenza nominale	KW	2000

Tab. 15 - Prestazioni della turbina TIPO 2000 KW.

Parametro	Unità di misura	Valore
Fattore di disponibilità (Af)	-	0.55
Fattore di capacità (Cf)	-	0.15
Energia prodotta	MWh	2604.03
Stima produzione annua di energia	MWh	2563.10
Ore annue a pieno carico	ore/anno	1302

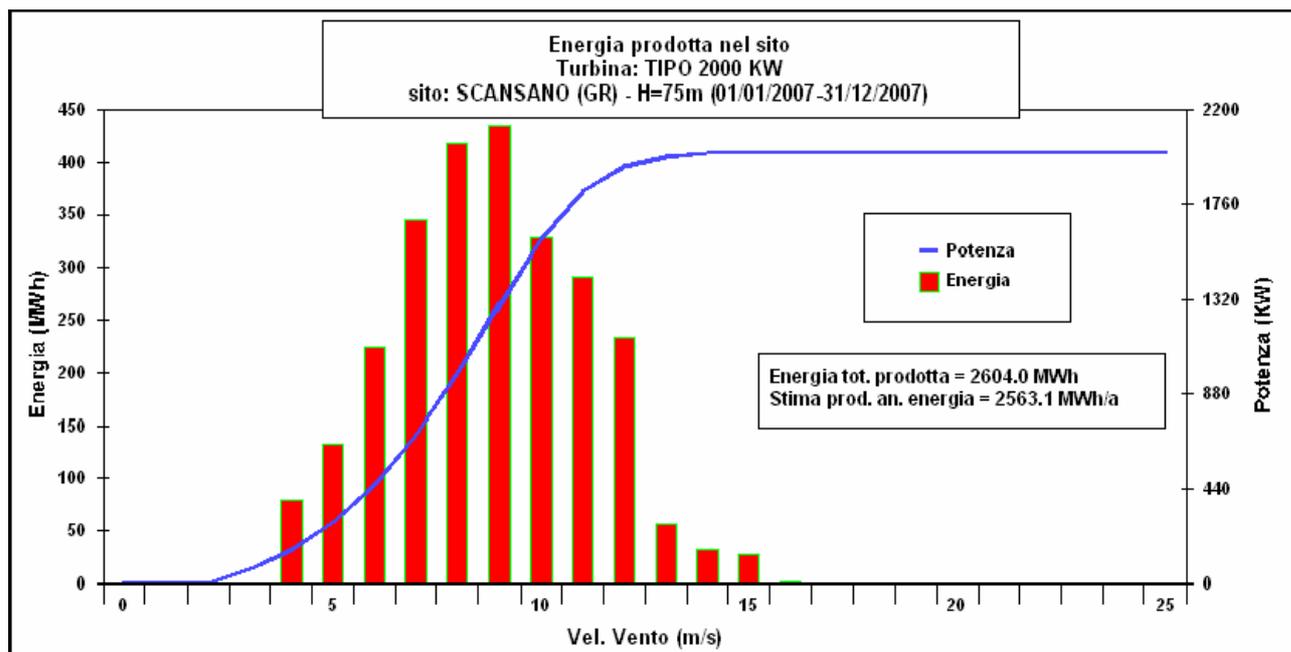


Fig. 43 - Energia prodotta nel sito dalla turbina TIPO 2000 KW nel punto CALMET 8306 (01/01/2007-31/12/2007).

Tab. 16 - Energia prodotta nel sito dalla turbina TIPO 2000 KW nel punto CALMET 8306 (01/01/2007-31/12/2007).

Vel. Vento (m/s)	Ore/Totale	Potenza (KW)	Probabilità (%)	Energia (MWh)
0.0 - 0.5	131	0	1.69	0.00
0.5 - 1.5	812	0	8.87	0.00
1.5 - 2.5	1144	0	12.88	0.00
2.5 - 3.5	1318	0	14.34	0.00
3.5 - 4.5	1200	66	13.98	79.56
4.5 - 5.5	872	152	12.43	132.54
5.5 - 6.5	803	280	10.30	224.84
6.5 - 7.5	756	457	8.03	345.49
7.5 - 8.5	606	690	5.94	418.14
8.5 - 9.5	444	978	4.19	434.23
9.5 - 10.5	253	1296	2.83	327.89
10.5 - 11.5	182	1598	1.83	290.84
11.5 - 12.5	128	1818	1.14	232.70
12.5 - 13.5	29	1935	0.68	56.12
13.5 - 14.5	16	1980	0.39	31.68
14.5 - 15.5	14	2000	0.22	28.00
15.5 - 16.5	1	2000	0.12	2.00
16.5 - 17.5	0	2000	0.06	0.00
17.5 - 18.5	0	2000	0.03	0.00
18.5 - 19.5	0	2000	0.02	0.00
19.5 - 20.5	0	2000	0.01	0.00
20.5 - 21.5	0	2000	0.00	0.00
21.5 - 22.5	0	2000	0.00	0.00
22.5 - 23.5	0	2000	0.00	0.00
23.5 - 24.5	0	2000	0.00	0.00
24.5 - 25.5	0	2000	0.00	0.00
Totale	8709	-	100.00	2604.03

Per effettuare un confronto, seppure di massima, con valori di producibilità reali, in tabella 17 si riportano le caratteristiche del parco di Poggi Alti, cioè il numero di turbine, il periodo di funzionamento e la produzione effettiva durante l'anno 2007.

Tab. 17 – Principali caratteristiche del parco eolico Poggi Alti - Scansano.

Parco eolico	Tipologia turbine	N° turbine	Periodo di funzionamento	Produzione 2007 (GWh)
Poggi Alti – Scansano (GR)	GAMESA G90 (2 MW)	10	2007	22.3

La producibilità annua stimata per una turbina TIPO 2000 KW nel sito in esame è pari a 2.6 GWh/a (Tab. 15). Se si ipotizza di avere 10 turbine che lavorino tutte nella stessa condizione di vento, con densità dell'aria costante pari a 1.225 Kg/m³, con un rendimento pari al 100%, senza perdite elettriche, trascurando fenomeni di interferenza, cioè di perdite per effetto scia, la produzione stimata complessiva ammonterebbe a circa 26 GWh/a.

Al fine di quantificare ragionevolmente l'entità di tali perdite, è possibile far riferimento a quanto riportato in letteratura; in tabella 18 si riportano le tipologie di perdite note e la percentuale ad esse associabile.

Tab. 18 – Perdite medie valutate sulla base della pratica corrente e della letteratura di settore.

Perdite considerate	Percentuale (%)
Indisponibilità e manutenzione	2.5
Perdite elettriche	3
Altre perdite	1
Perdite per scia	3÷4
TOTALE	9.5÷10.5

Quantificando le perdite in termini di circa il 10%, l'ammontare dell'energia stimata nel sito in corrispondenza del parco eolico di Scansano è pari a 23.4 GWh/a, contrapposto ad un valore misurato pari a 22.3 GWh/a (Tab. 17).

Si deve tuttavia segnalare che le turbine considerate, quella TIPO per la stima e quella in esercizio nel parco eolico (GAMESA G90 – 2MW), sono sì della stessa taglia ma di produttori differenti, pertanto con caratteristiche di funzionamento differenti; a parità di sito, quindi, l'utilizzo di un tipo di aerogeneratore o di un altro può portare a valori di producibilità diversi.

Sebbene un confronto corretto tra stime e misure di producibilità richiederebbe informazioni di maggior dettaglio (producibilità mensile, periodi di fermo per manutenzione, etc.), questo primo risultato può essere considerato incoraggiante.

4.4 Criteri per l'individuazione degli ambiti eolici regionali

Infine, per illustrare le potenzialità del sistema WIND-GIS, sono stati individuati dei possibili criteri per la scelta, a livello regionale, di ambiti potenzialmente idonei allo sfruttamento da fonte eolica.

In particolare, sulla base delle elaborazioni descritte in questo capitolo, sono stati individuati 10 ambiti eolici, le cui principali caratteristiche sono riassunte in Tab. 19 e le mappe di dettaglio illustrate nelle Figg. 54÷63.

Si segnala che per la definizione degli ambiti, oltre alla presenza dei vincoli territoriali, della vicinanza alle linee elettriche, etc. è stato determinante il criterio di scelta relativo al numero di ore equivalenti annue, superiore a 1500, come riportato nella mappa in Fig. 53.

Tab. 19 – Sintesi degli ambiti eolici individuati nel territorio della regione Toscana.

N. AMBITO	AREE INTERESSATE	PROVINCE INTERESSATE
1	• Alta Lunigiana	• Massa-Carrara
2	• Alta Garfagnana	• Lucca
3	• Appennino pistoiese	• Pistoia
4	• Mugello	• Firenze
5	• Valdarno Superiore • Casentino	• Firenze • Arezzo
6	• Alto Casentino • Alpe di Catenaia	• Arezzo
7	• Alpe di Poti • Alta S. Egidio	• Arezzo
8	• Monte Amiata • Monte Civitella	• Siena • Grosseto
9	• Colline Metallifere • Poggio di Montieri	• Pisa • Siena • Grosseto
10	• Santa Luce • Poggio Vitalba	• Pisa • Livorno

Conclusioni

Il Consorzio LaMMA ha realizzato un servizio *web-oriented*, il sistema WIND-GIS, finalizzato alla valutazione delle potenzialità eoliche della regione Toscana.

Le attività svolte per la messa a punto del sistema WIND-GIS hanno riguardato principalmente la costituzione della base-dati anemologica, lo sviluppo del sistema GIS e l'implementazione del software di gestione e calcolo.

La base-dati anemologica del lavoro è costituita dall'archivio meteorologico LaMMA, basato sulle stime del modello prognostico WRF, alla risoluzione di 10 Km, successivamente riscalate a quella di 2 Km attraverso l'utilizzo del modello diagnostico CALMET. Il periodo temporale preso in esame va dall'1 gennaio 2004 al 31 dicembre 2007, con passo temporale di un'ora. Le stime delle variabili anemologiche sono state oggetto di verifica, attraverso il confronto con serie storiche di dati misurati da stazioni a terra o con dati aggregati su base annua rilevati da anemometri in quota. I risultati di tali verifiche, seppur limitati, sono in generale buoni, evidenziando un accordo tra stime e misure.

Dato l'obiettivo di verificare la possibilità di realizzazione di parchi eolici di elevata potenza (tra i 15 e i 25 MW) come previsto nel Piano di Indirizzo Energetico Regionale (PIER), si è focalizzata l'attenzione su applicazioni eoliche di grande taglia (aerogeneratori di potenza 2 MW). Le elaborazioni, pertanto, sono state effettuate in corrispondenza dei campi di vento alla quota di 75 m dal suolo (altezza usuale dei mozzati di turbine di tale potenza).

E' stata elaborata una serie di mappe di sintesi sull'intero territorio regionale in cui sono stati sovrapposti ai layer contenenti informazioni eoliche, i layer territoriali (vincoli paesaggistici, etc.), le linee elettriche al fine di rilevare gli ambiti del territorio Toscano che rispondono al duplice requisito di essere liberi da vincoli e con caratteristiche di ventosità idonee allo sfruttamento.

I risultati prodotti hanno riguardato sia il calcolo delle principali grandezze anemologiche (velocità media e mediana, fattori di scala e forma, energia specifica di Betz), che di producibilità eolica (fattori di disponibilità e capacità, producibilità energetica, ore equivalenti). In particolare, le analisi di producibilità eolica sono state condotte prendendo a riferimento una tipica turbina da 2000 KW di potenza.

Per illustrare le potenzialità del Sistema Informativo realizzato, oltre alle mappe di sintesi è stata presentata una analisi di dettaglio su un singolo punto del dominio di studio; al fine di effettuare una verifica di massima delle stime prodotte, tale punto è stato scelto in prossimità di un'area in cui è presente un impianto eolico, del quale è

nota la reale producibilità annua. Anche in questo caso, i valori di producibilità stimati e misurati sono risultati in buon accordo.

Infine, sempre a titolo di esempio, sono stati individuati dei possibili criteri per la scelta, a livello regionale, di ambiti potenzialmente idonei allo sfruttamento da fonte eolica.

Bibliografia

1. **ARENE** (2007): *Eolico in ambiente urbano: stato dell'arte* – Dossier n. 15, ARENE IDF, Francia, aprile 2007.
2. **Busillo C., Calastrini F., Gualtieri G.** (2007): *Archivio meteorologico: uno strumento per valutazioni eoliche* – LaMMA / Regione Toscana, Firenze, 4 Aprile 2007.
3. **Castellani F., Busillo C., Calastrini F., Gualtieri G., Gozzini B.** (2008): *La valutazione della risorsa eolica attraverso i dati di modellazione meteorologica: analisi dell'influenza delle caratteristiche del terreno* - Convegno "IN-VENTO 2008", Associazione Nazionale per l'Ingegneria del Vento, Cefalù (PA), 8-11 Giugno 2008.
4. **CESI, Università degli studi di Genova** (2002): *Atlante Eolico dell'Italia* – Rapporto CESI/ENERIN/2002/012 – Prot. A2/039249, Milano, Novembre 2002.
5. **Danish Wind Industry Association**: <http://www.windpower.org>.
6. **ENEA** (2003): *L'energia eolica* – Opuscolo ENEA n. 19, Roma, settembre 2003.
7. **Lorenzetti W., Scarselli D., Venturato E., Cavallini P.** (2006): *P.mapper. Un front-end dinamico per MapServer* - MondoGIS 55: 60-63.
8. **Marri P., Barsanti P., Briganti G., Busillo C., Gualtieri G., Calastrini F.** (2004): *Uso di modelli meteorologici regionali per la ricostruzione del campo di vento locale in aree ad orografia complessa – limiti e vantaggi della metodologia* – Pubblicazione ENEA RT/2004/19/PROT.
9. **Romoli P., Pedrazzi C., Alberghini L.** (2006): *Energia dal vento in siti a bassa velocità ed alta turbolenza: missione impossibile?* - TEROM S.p.A., Funo di Argelato (BO).
10. **Rossi M.** (2007): *Analisi della producibilità e dell'impatto visivo di un impianto di generazione eolica ubicato nel comune di Santa Luce* – Tesi di laurea, Ingegneria Energetica, Università degli studi di Pisa (A. A. 2006-2007).
11. **Scire J.S., Robe F.R., Fermau M.E., Yamartino R.J.** (1999): *A User's Guide for the CALMET Meteorological Model (version 5.0)* – Earth Tech Inc., Concord, MA, USA.
12. **Skamarock W.C., Klemp J.B., Dudhia J., Gill D.O., Barker D.M., Wang W., Powers J.G.** (2005): *A Description of the Advanced Research WRF Version 2* - NCAR Technical Note, National Center for Atmospheric Research, Boulder, Colorado, USA.
13. **Gamesa**: <http://www.gamesa.es/en>.

Appendice:
elaborazioni grafiche

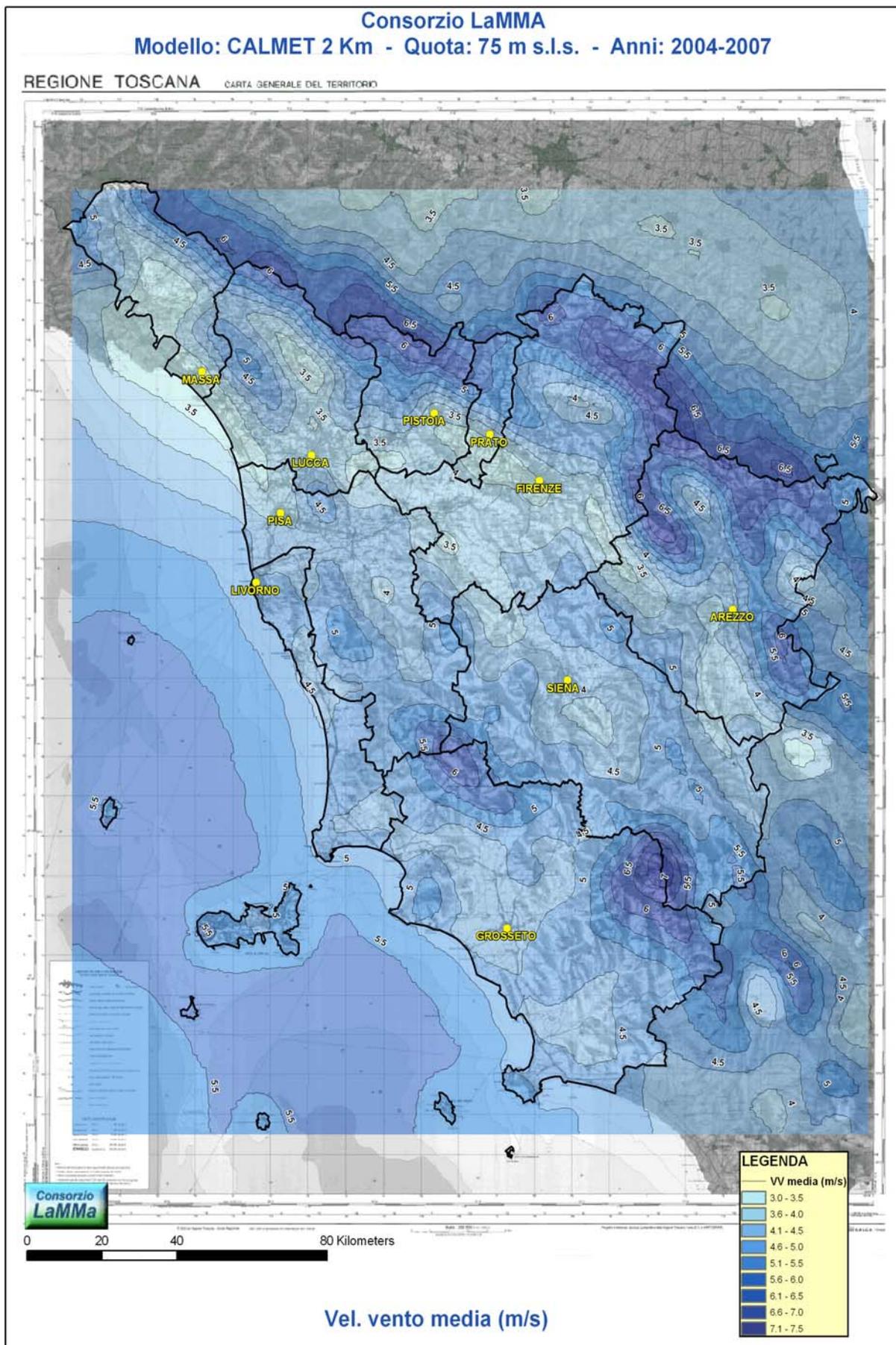


Fig. 44 – Mappa della velocità media del vento a 75 m sulla regione Toscana (anni 2004-2007).

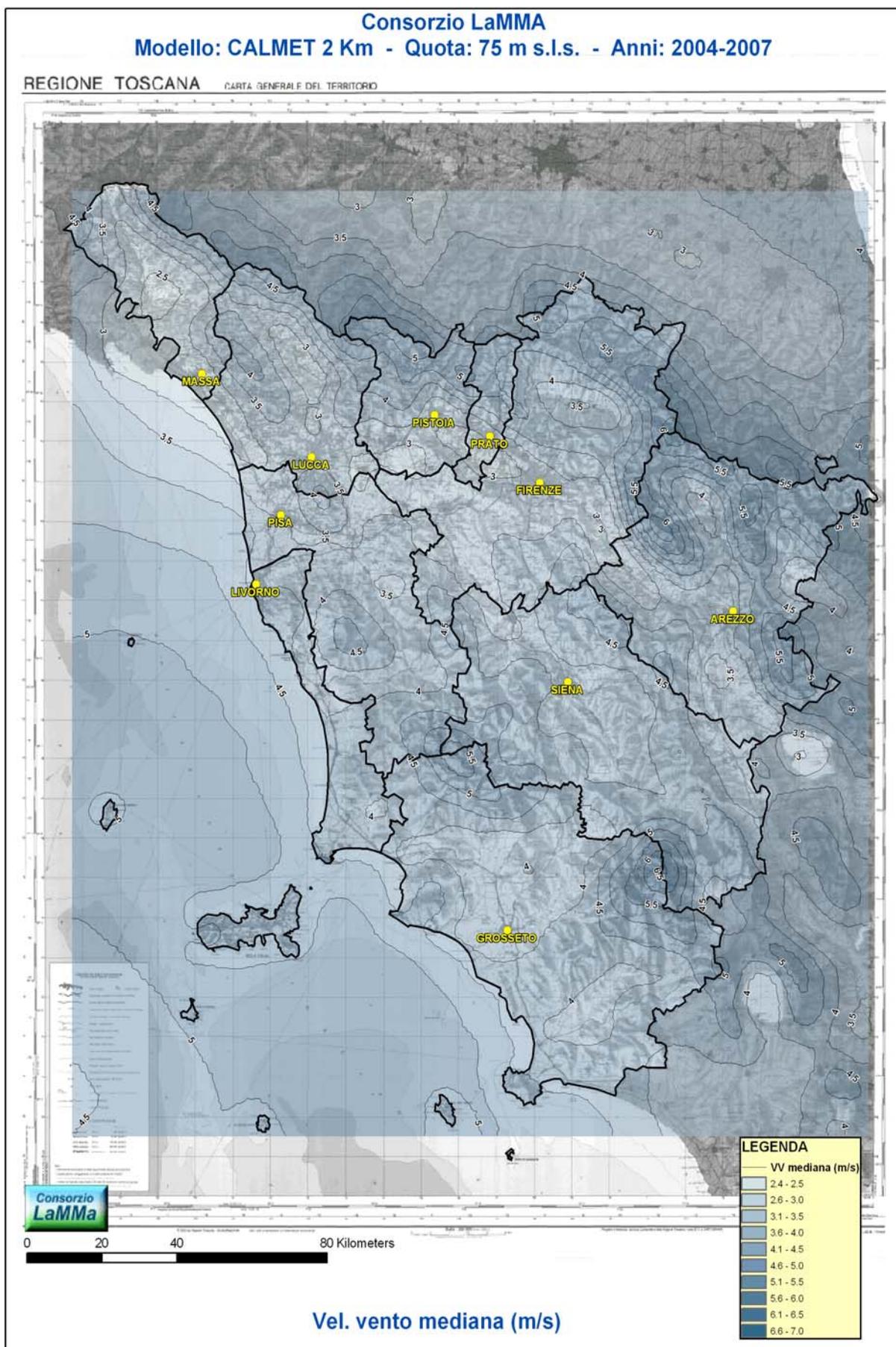


Fig. 45 – Mappa della velocità mediana del vento a 75 m sulla regione Toscana (anni 2004-2007).

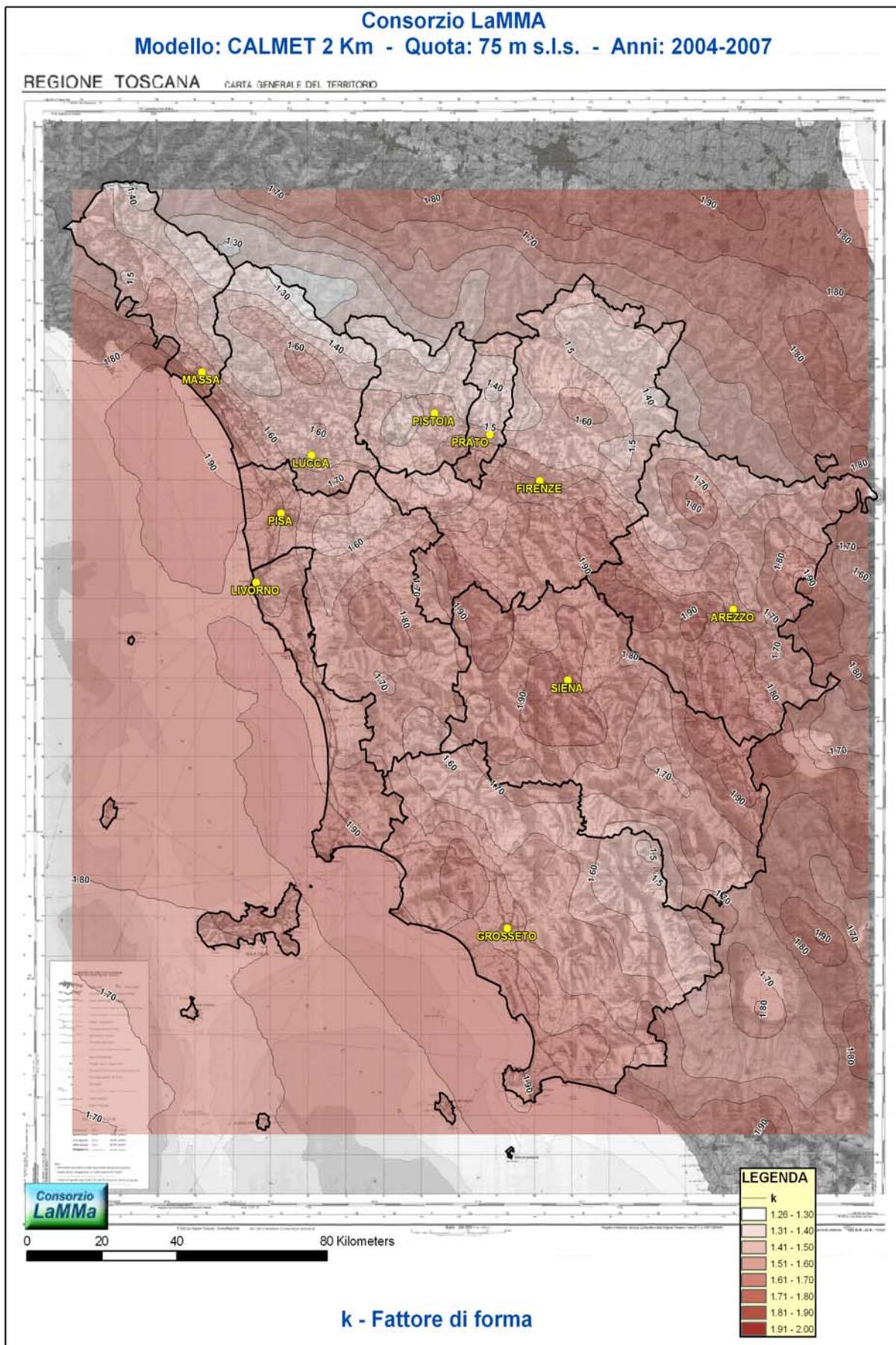


Fig. 46 – Mappa del fattore di forma a 75 m sulla regione Toscana (anni 2004-2007).

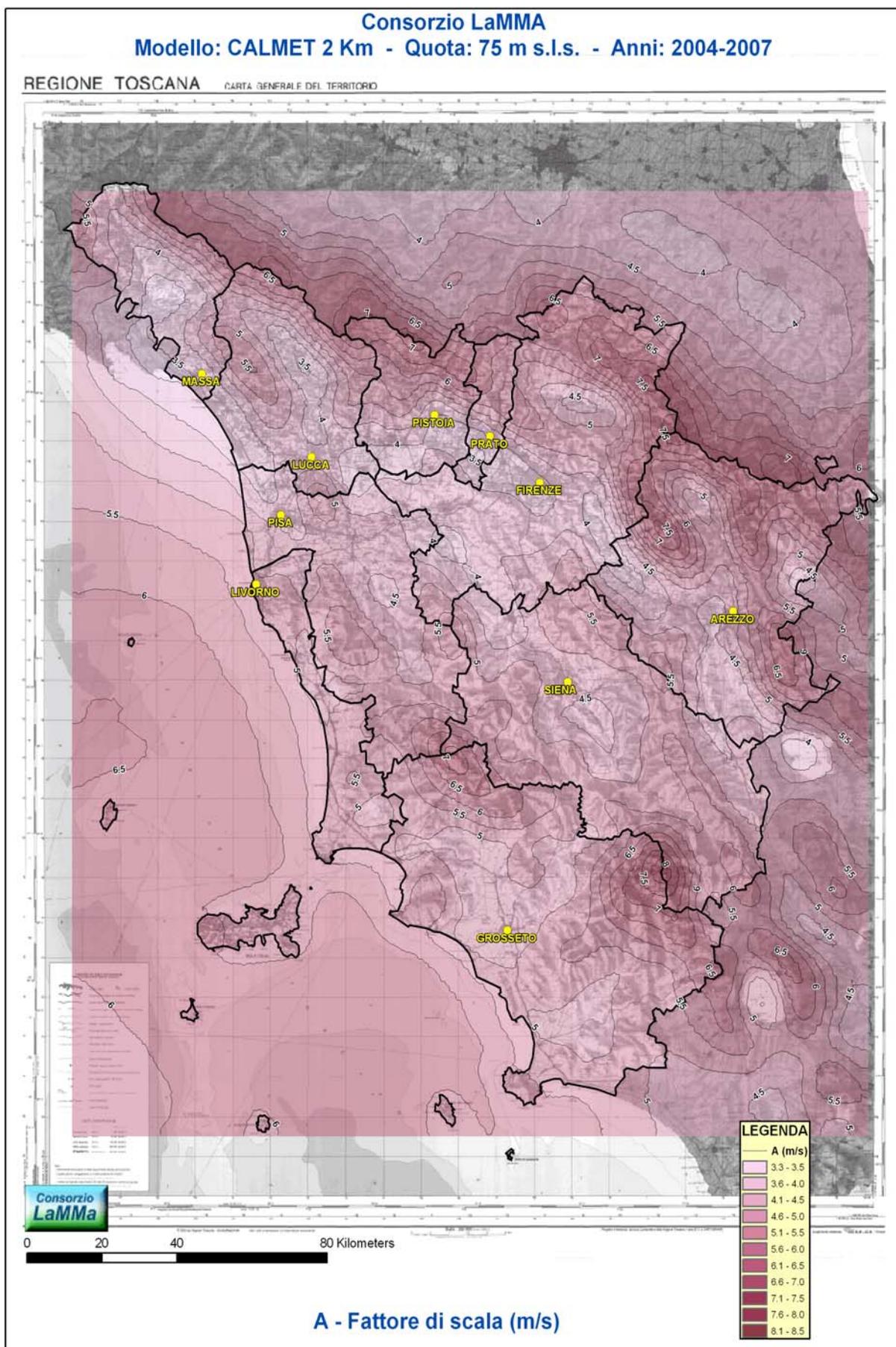


Fig. 47 – Mappa del fattore di scala a 75 m sulla regione Toscana (anni 2004-2007).

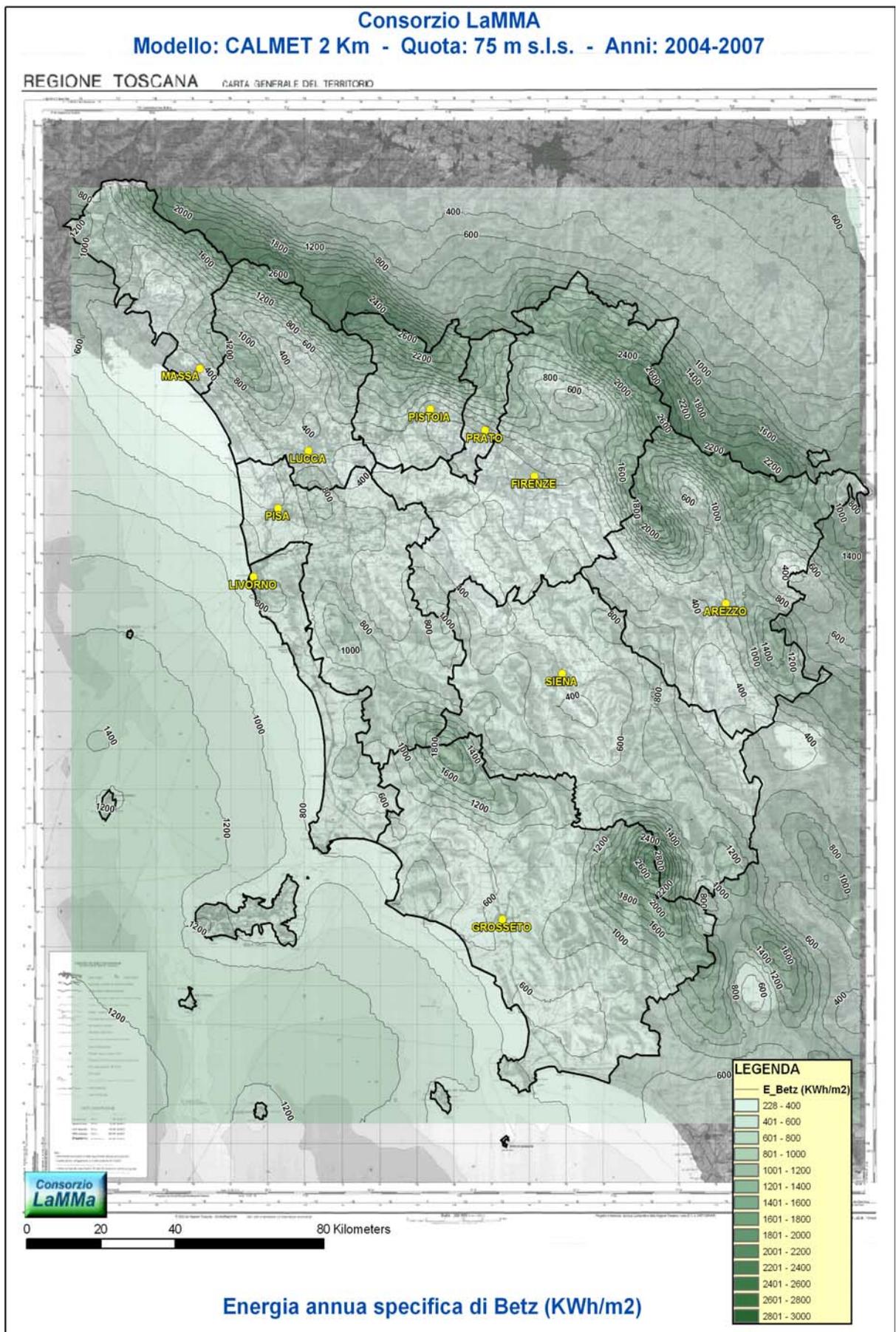


Fig. 48 – Mappa dell’energia annua specifica di Betz a 75 m sulla regione Toscana (anni 2004-2007).

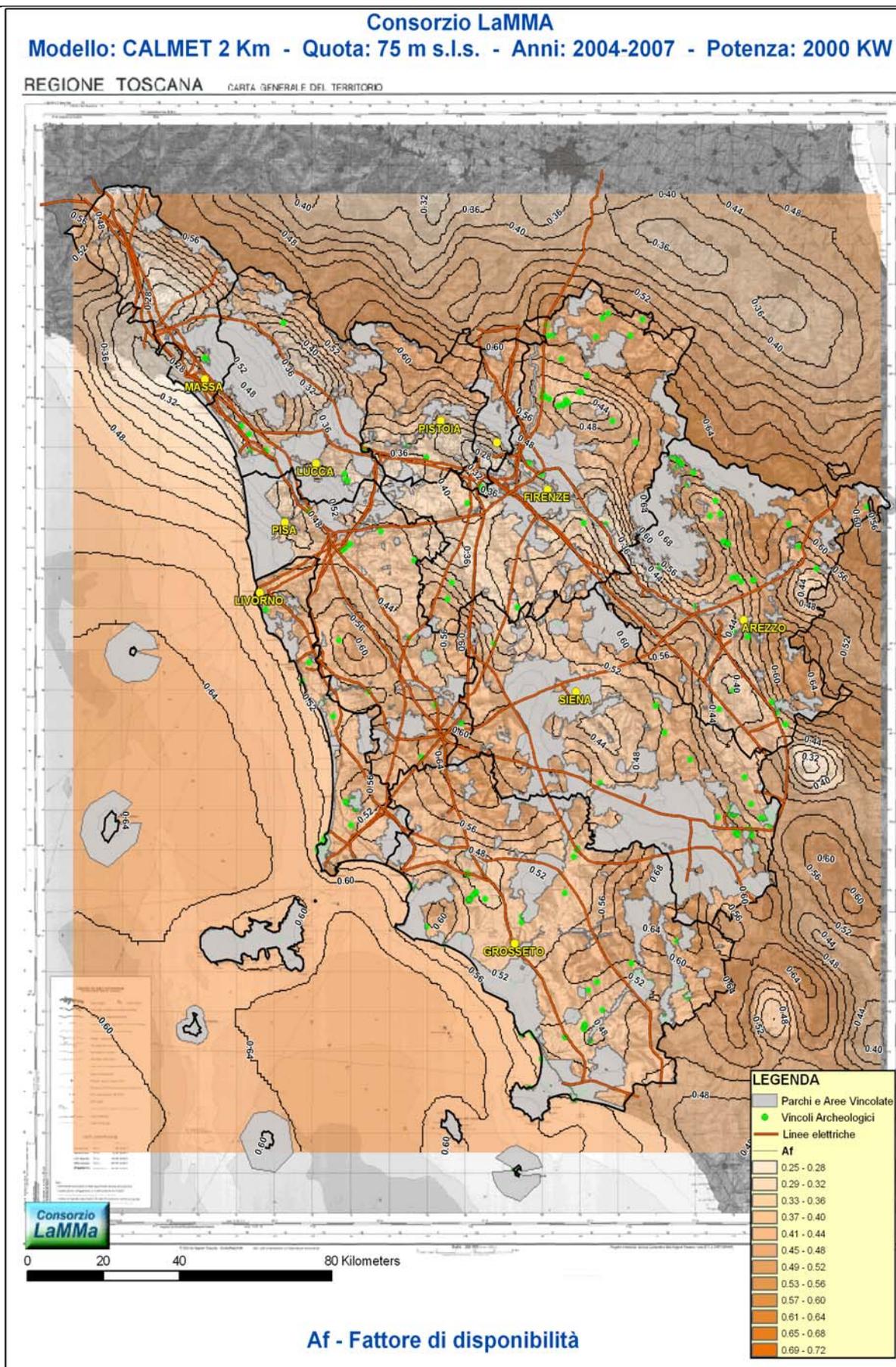


Fig. 49 – Mappa del fattore di disponibilità a 75 m sulla regione Toscana (anni 2004-2007).

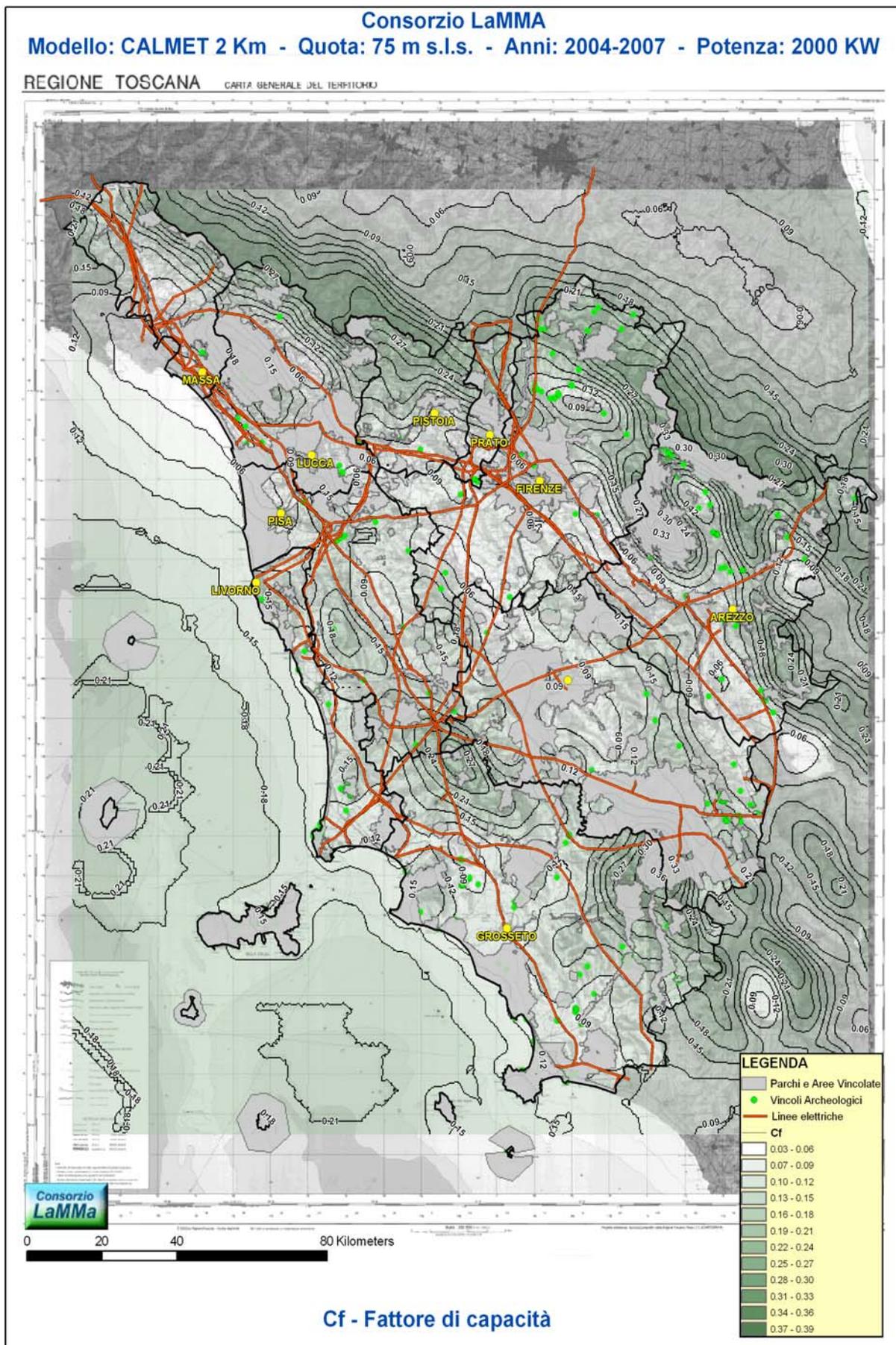


Fig. 50 – Mappa del fattore di capacità a 75 m sulla regione Toscana (anni 2004-2007).

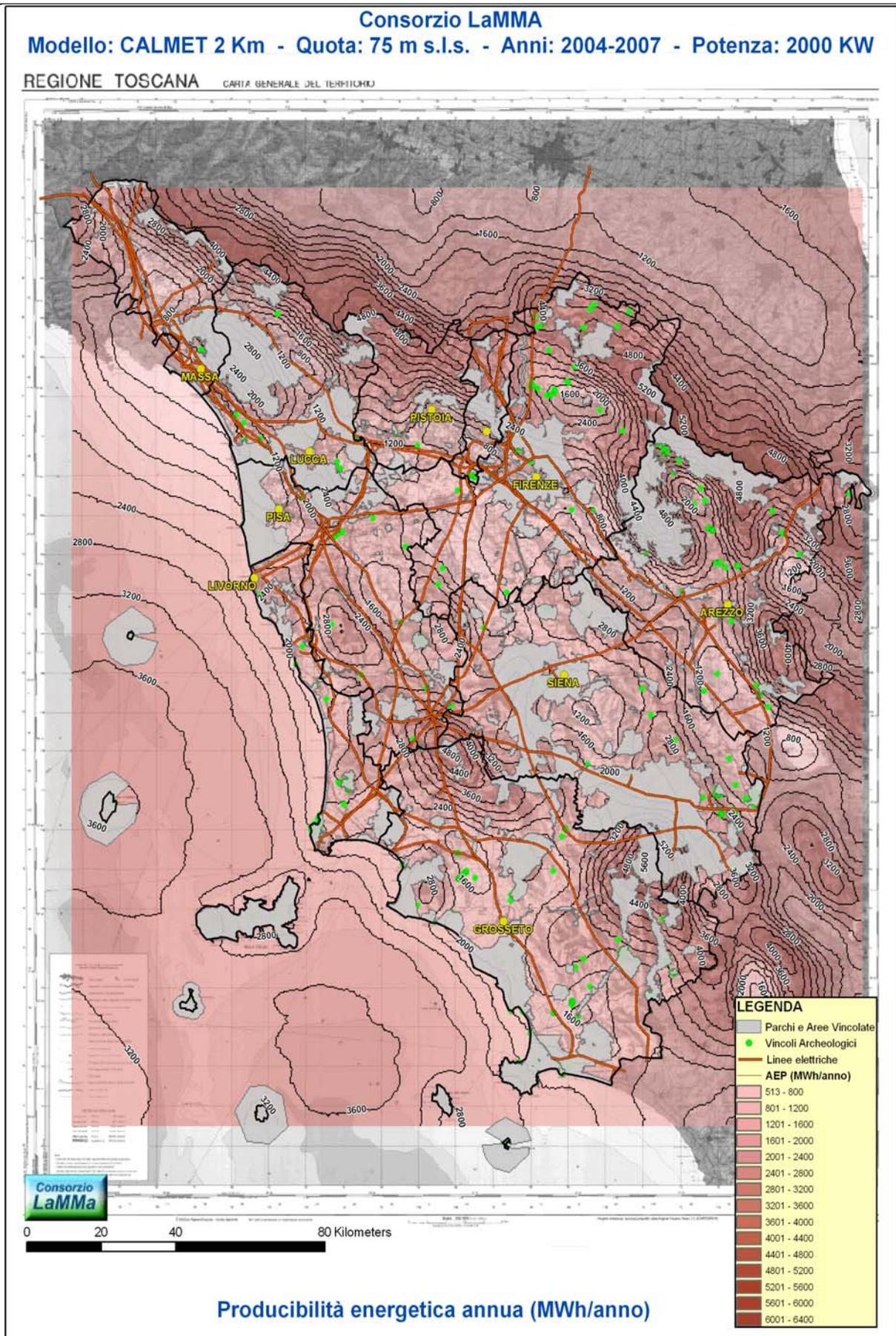


Fig. 51 – Mappa della producibilità energetica a 75 m sulla regione Toscana (anni 2004-2007).

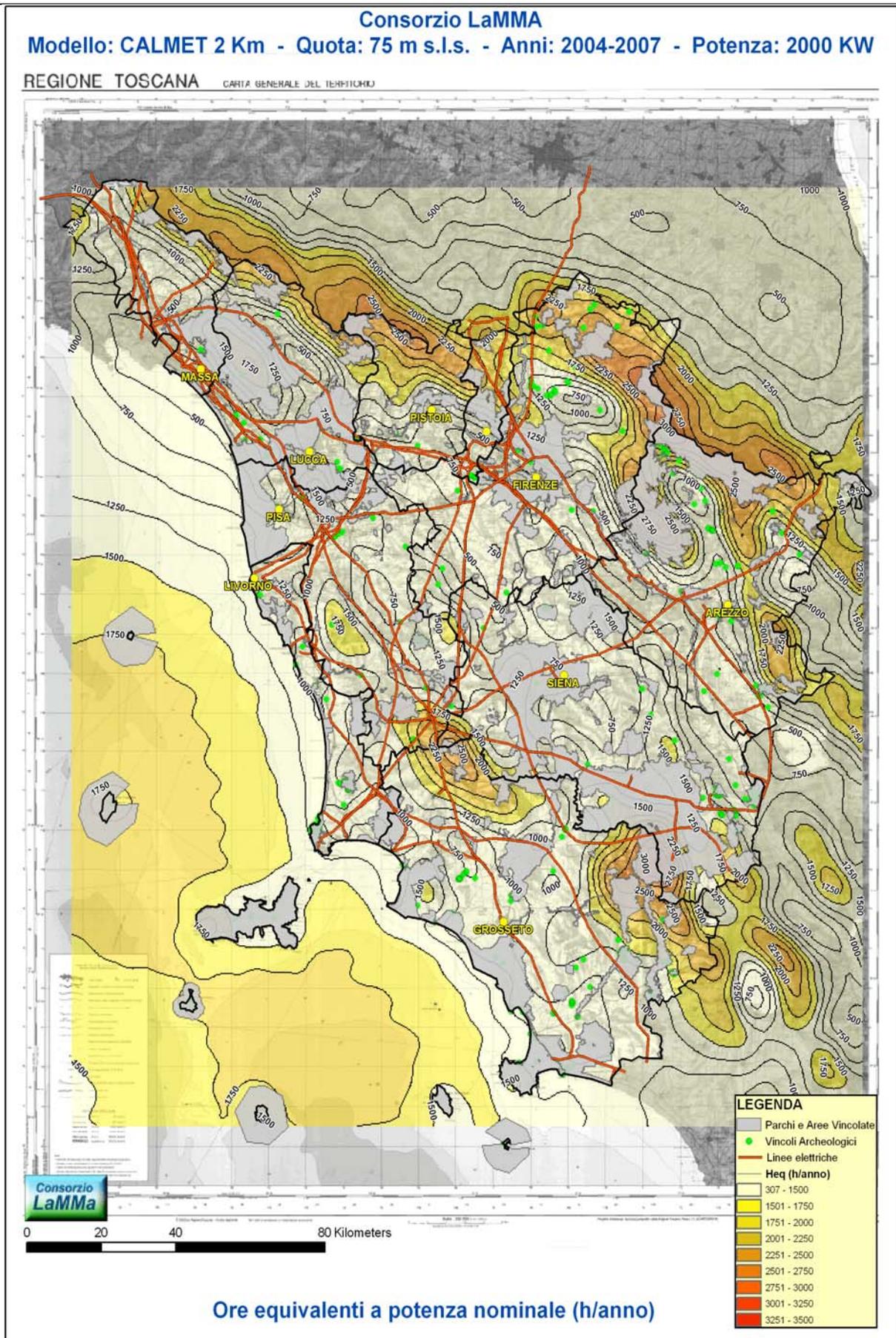


Fig. 52 – Mappa delle ore equivalenti a 75 m sulla regione Toscana (anni 2004-2007).

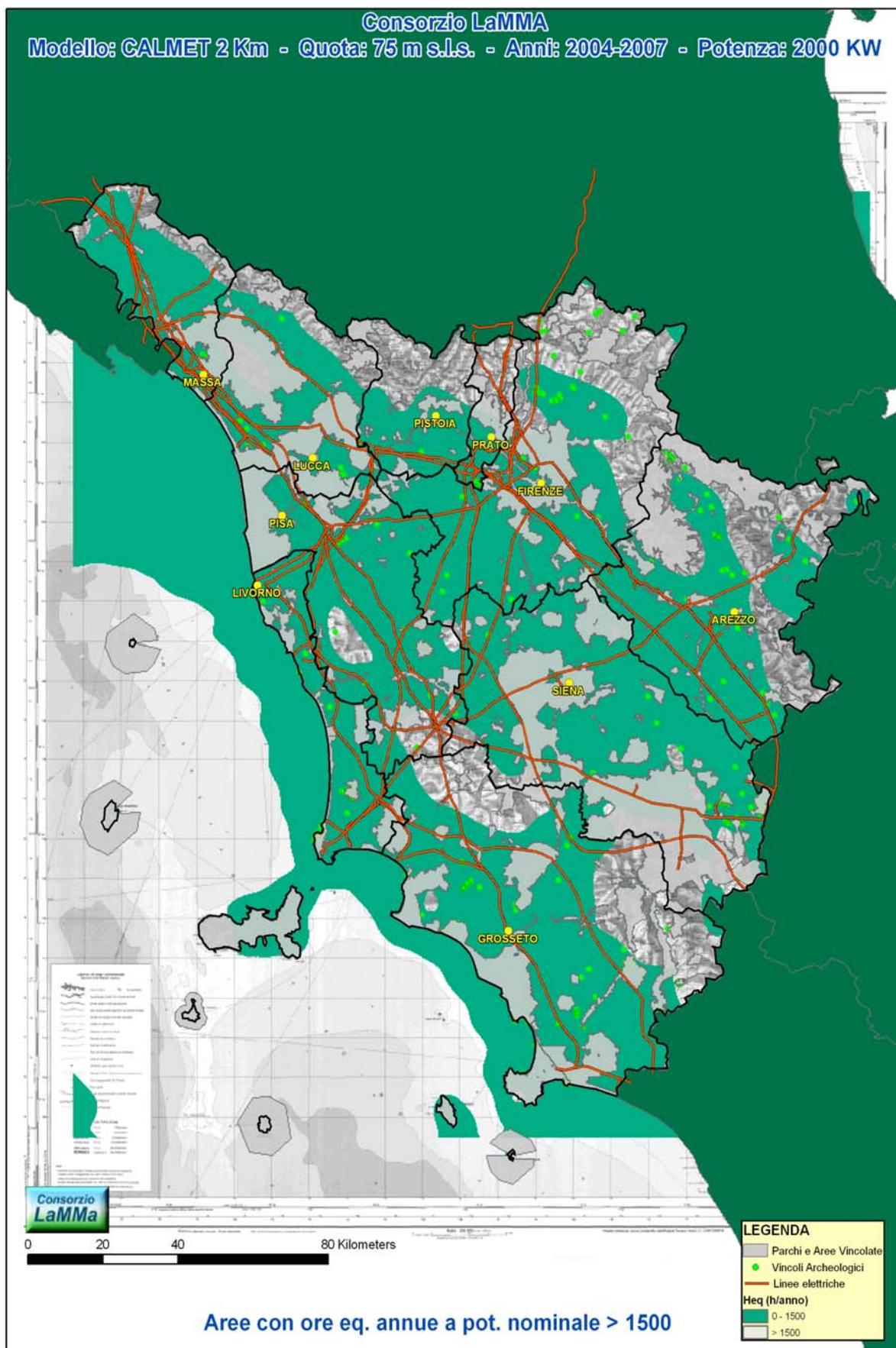


Fig. 53 – Mappa delle aree della regione Toscana con ore equivalenti annue a 75 m superiori a 1500 (anni 2004-2007).

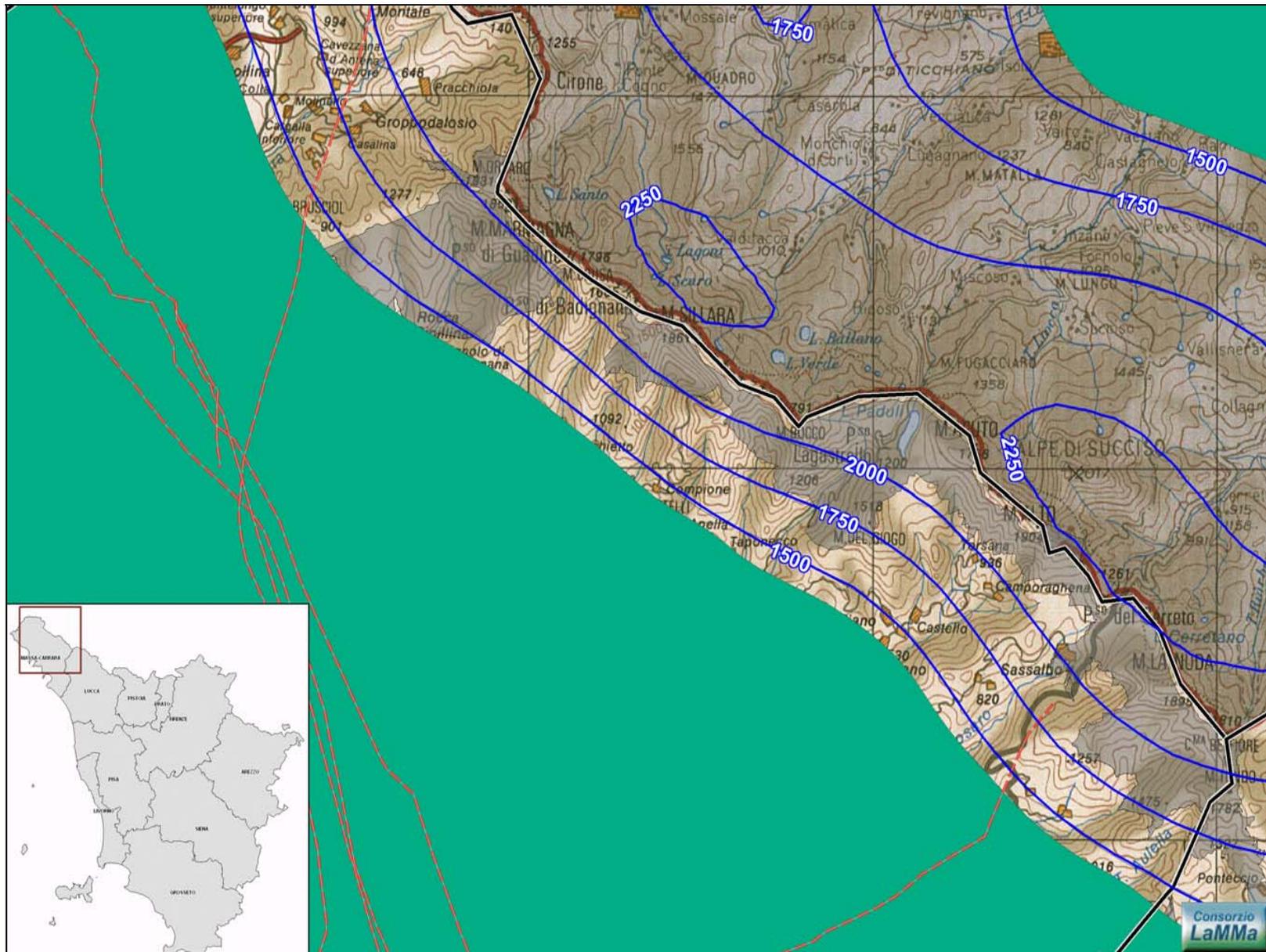


Fig. 54 – Mappa di dettaglio dell’Ambito n. 1 della regione Toscana con ore equivalenti annue a 75 m superiori a 1500 (anni 2004-2007).

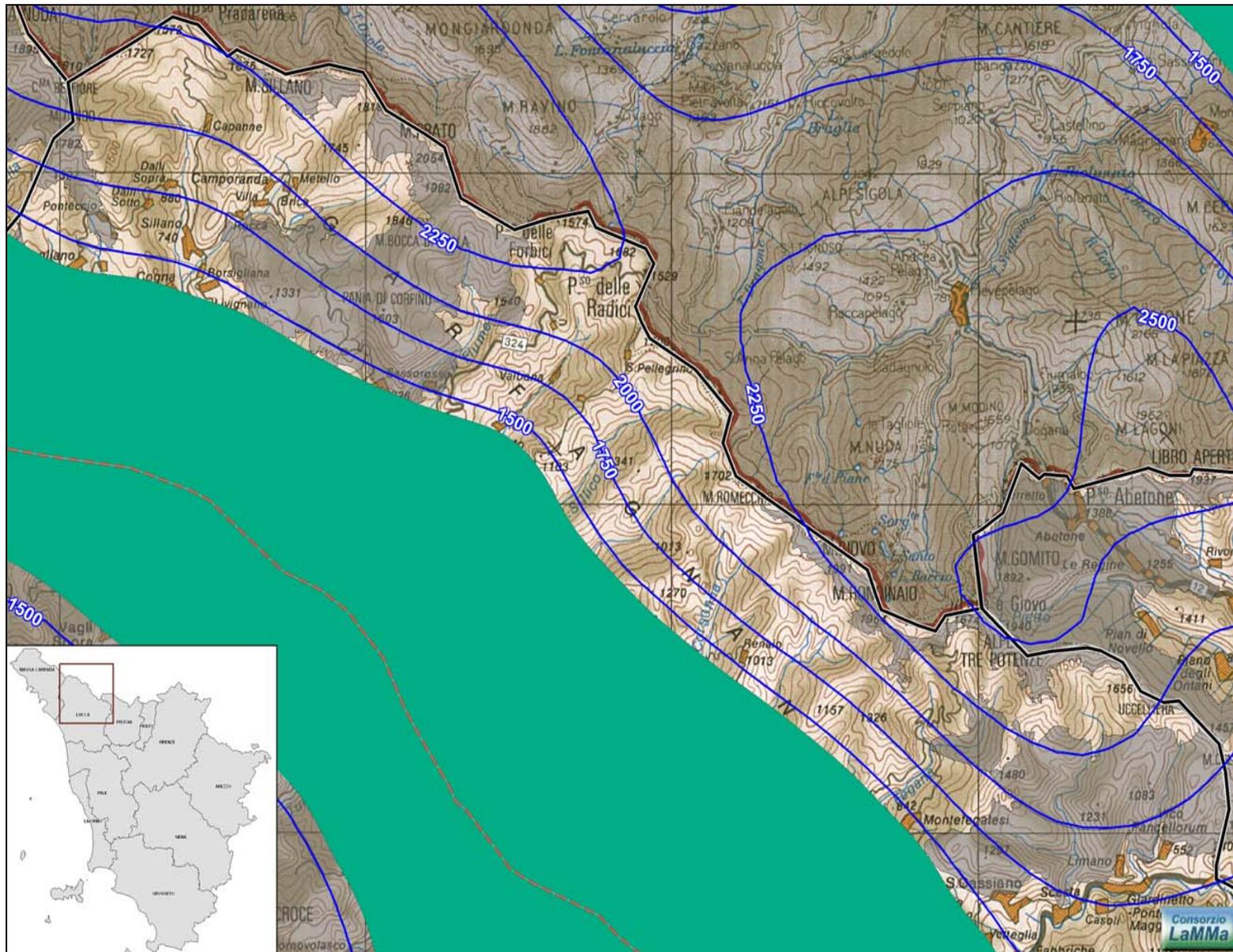


Fig. 55 – Mappa di dettaglio dell’Ambito n. 2 della regione Toscana con ore equivalenti annue a 75 m superiori a 1500 (anni 2004-2007).

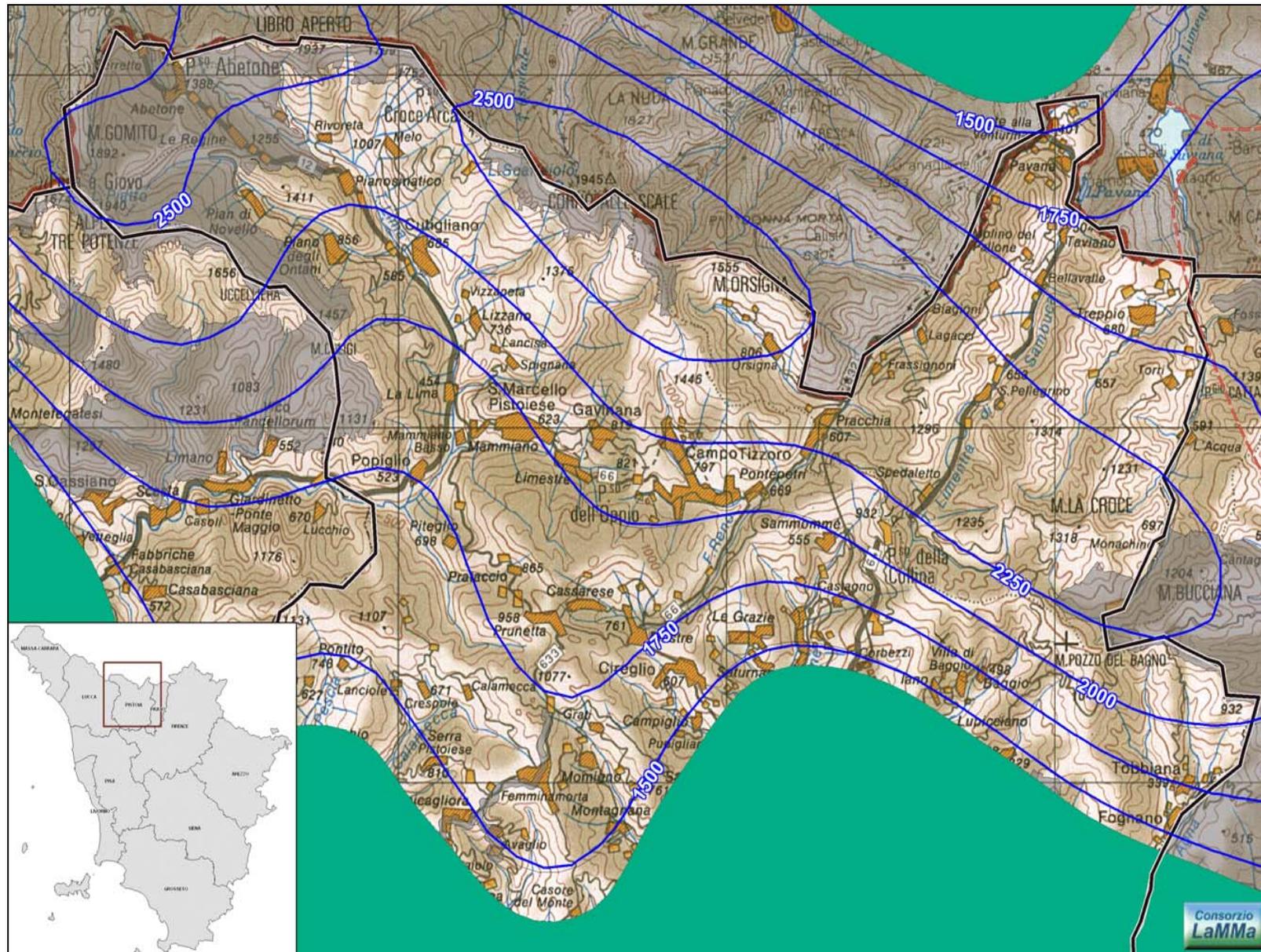


Fig. 56 – Mappa di dettaglio dell’Ambito n. 3 della regione Toscana con ore equivalenti annue a 75 m superiori a 1500 (anni 2004-2007).

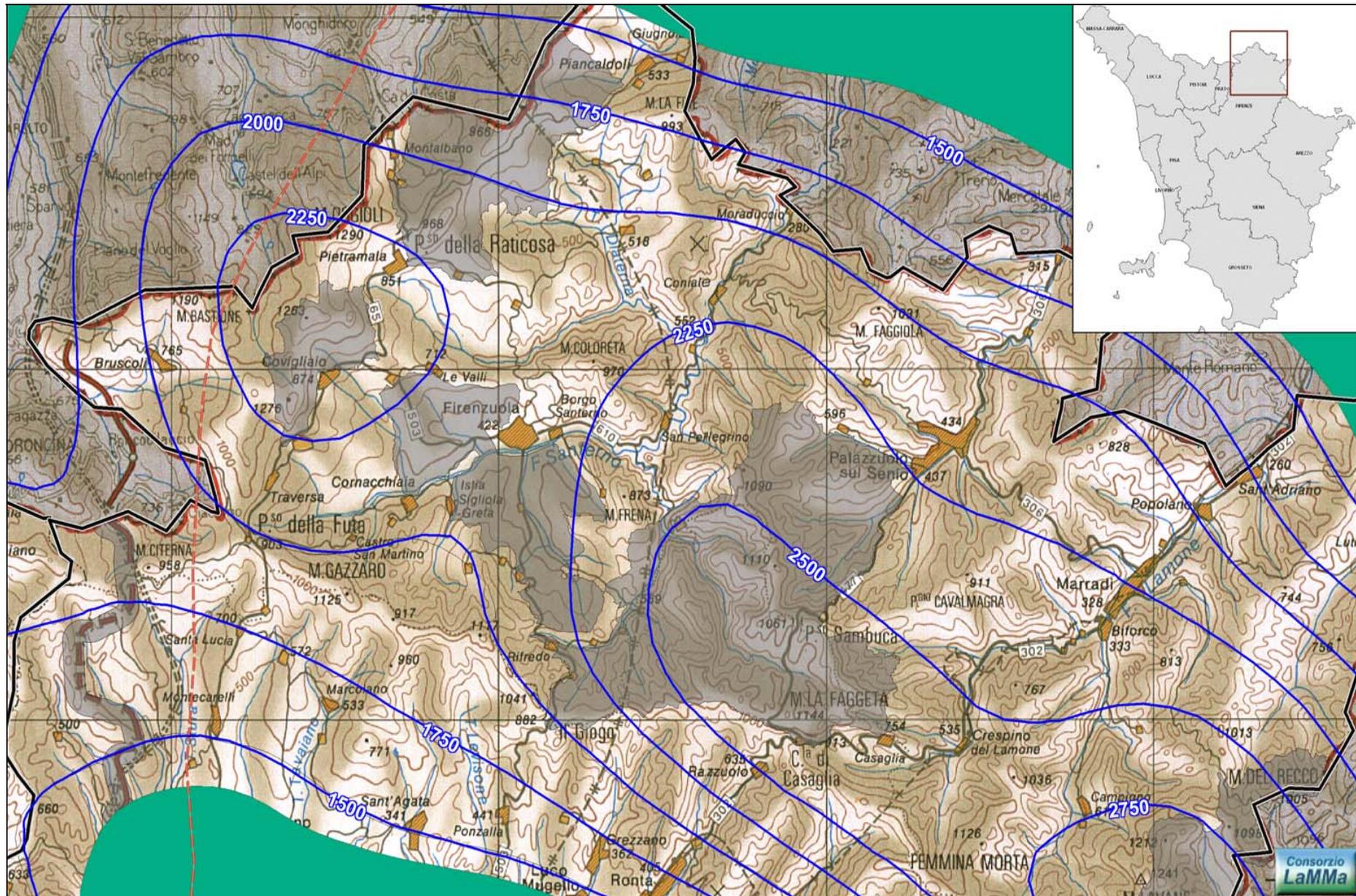


Fig. 57 – Mappa di dettaglio dell’Ambito n. 4 della regione Toscana con ore equivalenti annue a 75 m superiori a 1500 (anni 2004-2007).

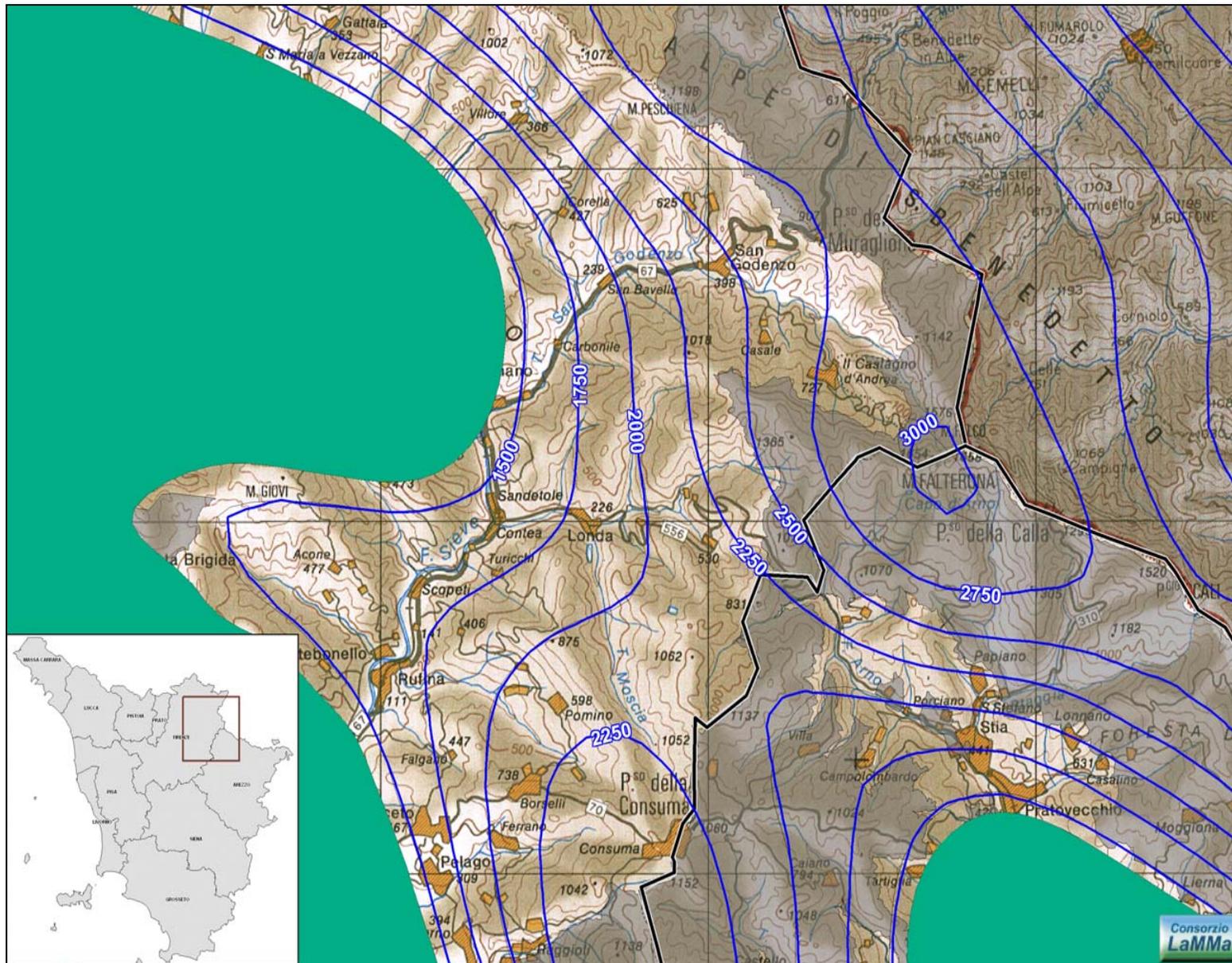


Fig. 58 – Mappa di dettaglio dell’Ambito n. 5 della regione Toscana con ore equivalenti annue a 75 m superiori a 1500 (anni 2004-2007).

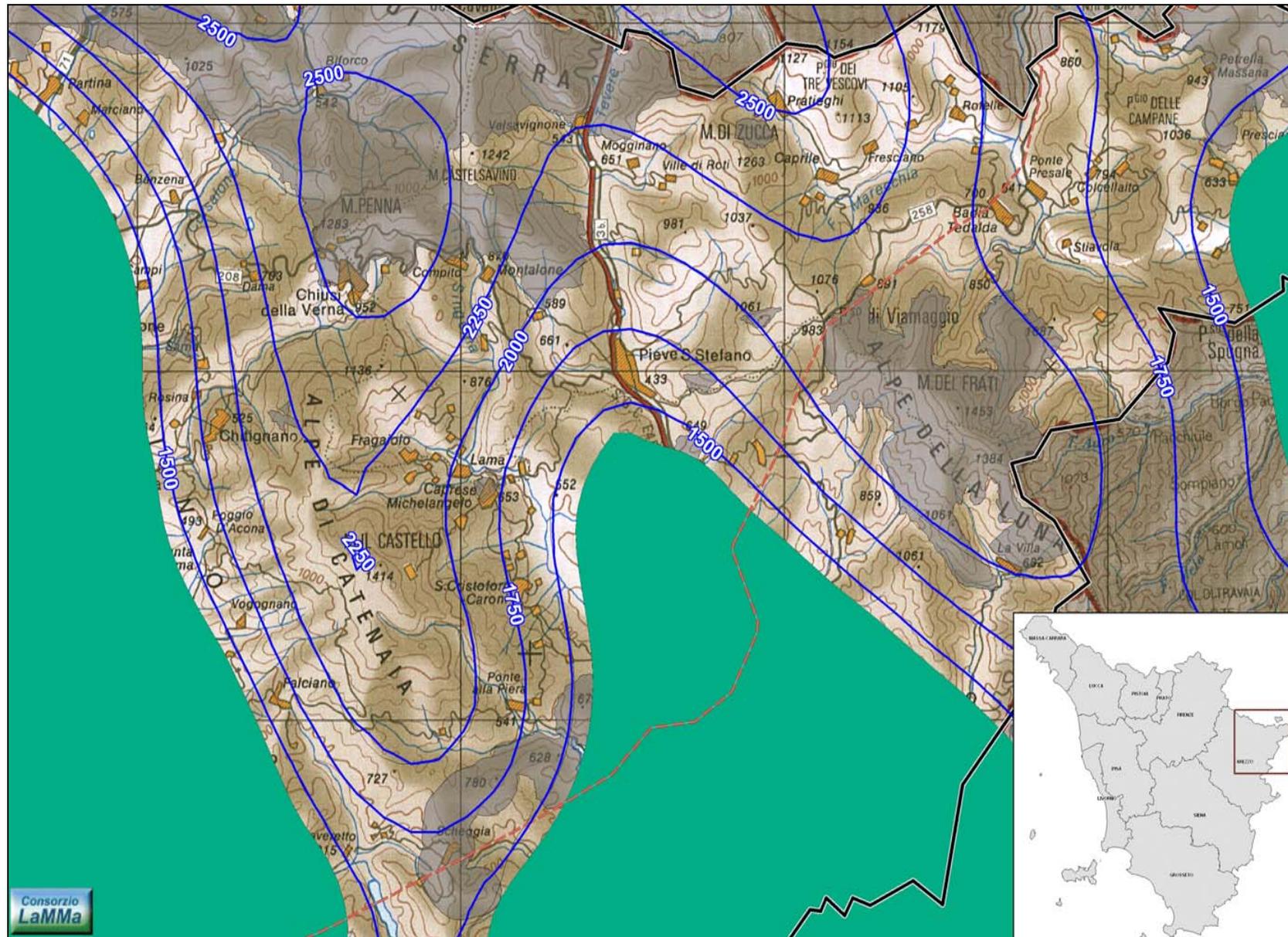


Fig. 59 – Mappa di dettaglio dell’Ambito n. 6 della regione Toscana con ore equivalenti annue a 75 m superiori a 1500 (anni 2004-2007).

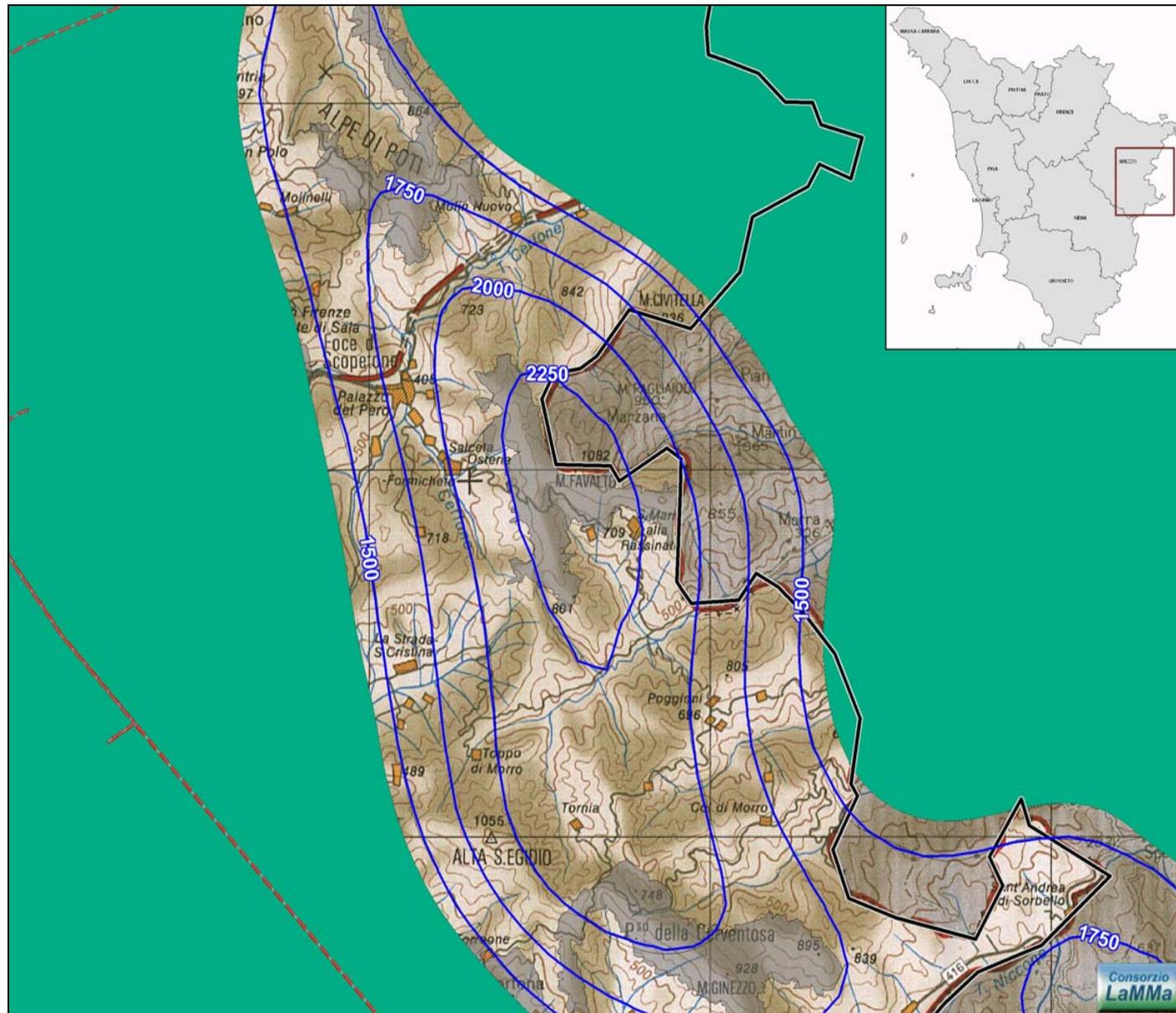


Fig. 60 – Mappa di dettaglio dell’Ambito n. 7 della regione Toscana con ore equivalenti annue a 75 m superiori a 1500 (anni 2004-2007).

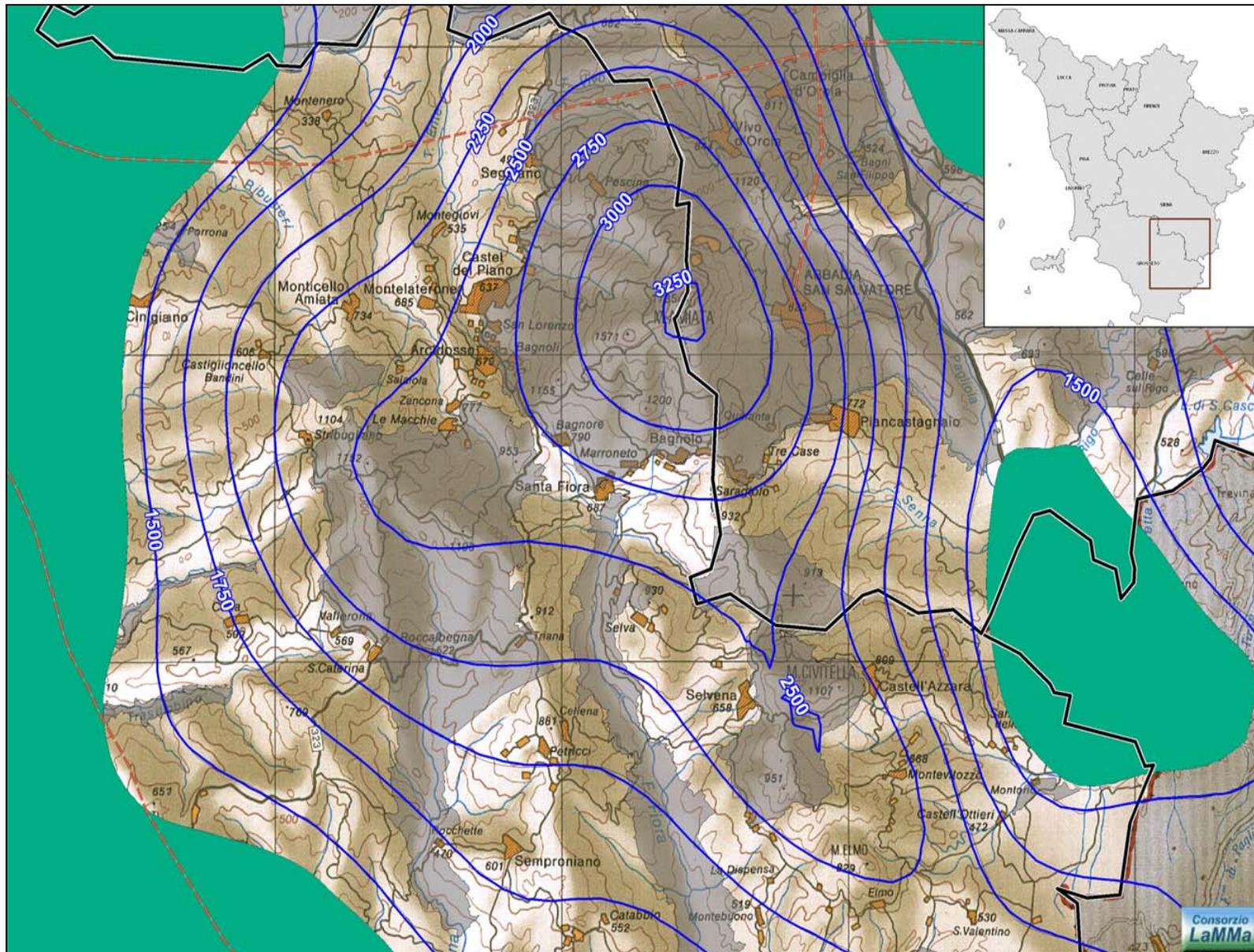


Fig. 61 – Mappa di dettaglio dell’Ambito n. 8 della regione Toscana con ore equivalenti annue a 75 m superiori a 1500 (anni 2004-2007).

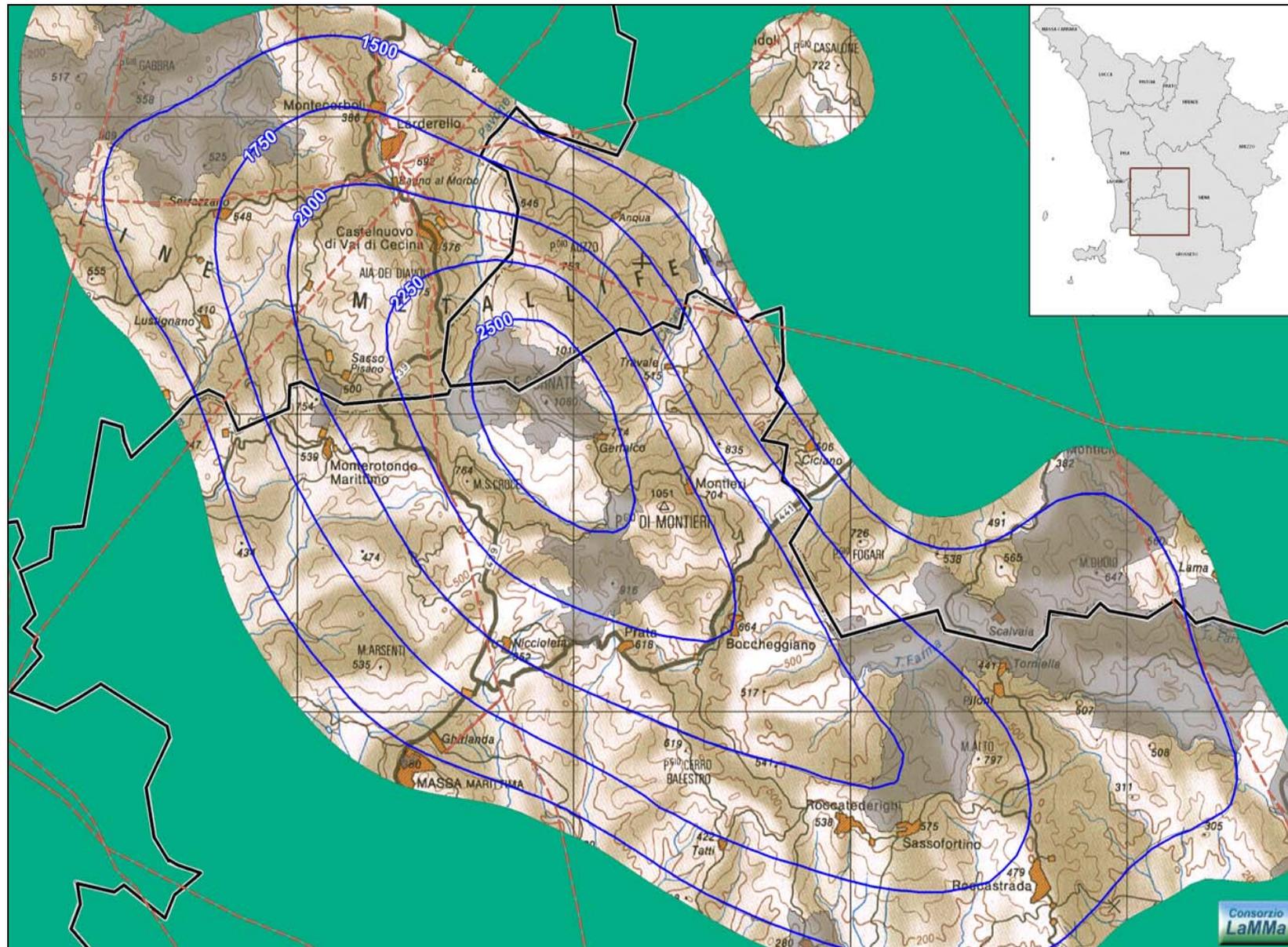


Fig. 62 – Mappa di dettaglio dell’Ambito n. 9 della regione Toscana con ore equivalenti annue a 75 m superiori a 1500 (anni 2004-2007).

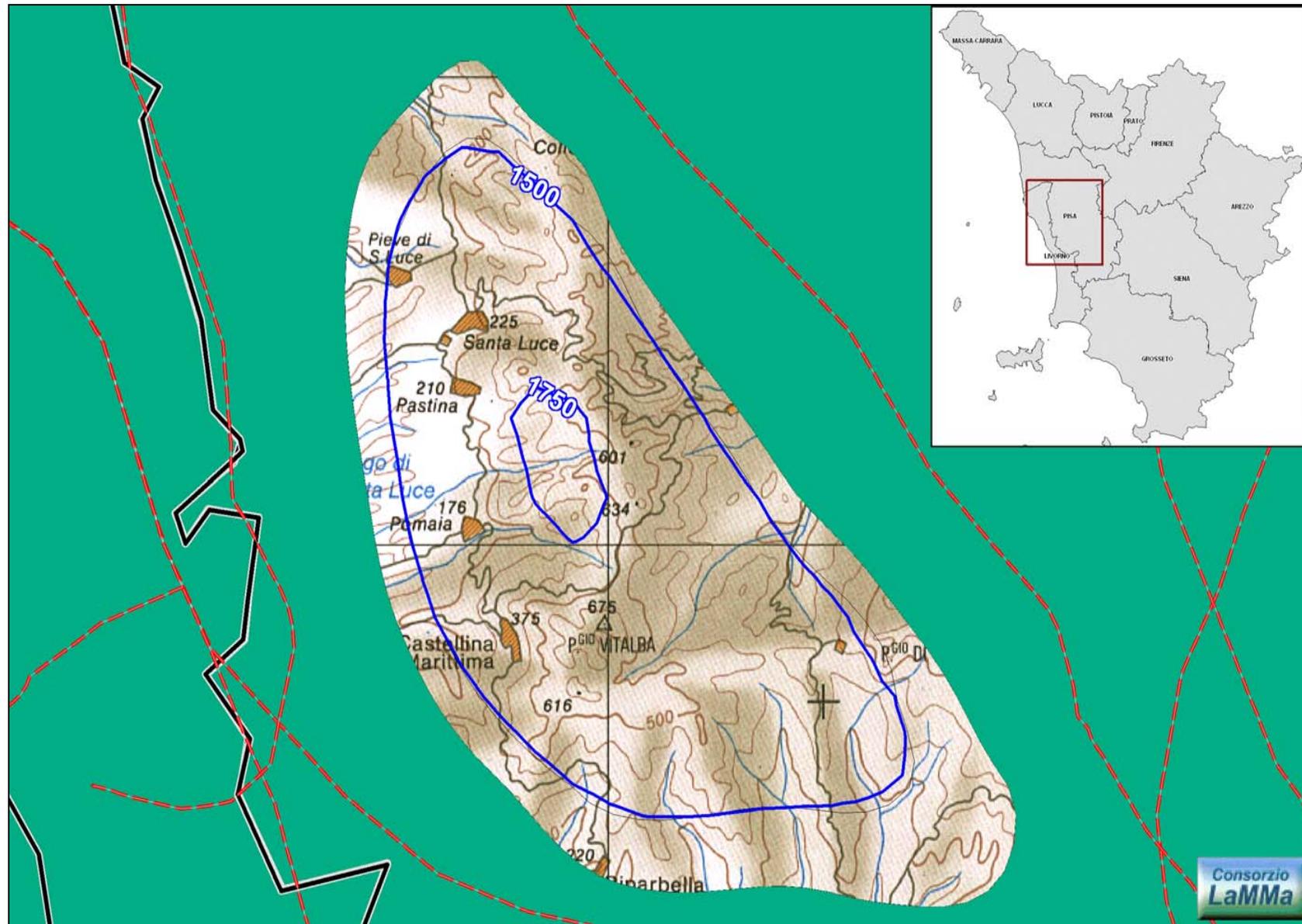


Fig. 63 – Mappa di dettaglio dell’Ambito n. 10 della regione Toscana con ore equivalenti annue a 75 m superiori a 1500 (anni 2004-2007).