

Analisi dei risultati

1. Analisi anemologica

Prendendo in esame la velocità media del vento (Fig. 1), si può osservare la stretta dipendenza di questo parametro con la conformazione orografica del territorio: 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.

2. Analisi di producibilità

2.1 Producibilità energetica

In Fig. 2 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. 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.

2.2 Ore equivalenti

In Fig. 3 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. L'importanza del calcolo delle ore equivalenti annue a potenza nominale è primaria, in un'analisi di producibilità eolica, in quanto consente di avere un'immediata valutazione della bontà del sito prescelto per l'installazione di un impianto eolico.

In particolare, in Fig. 3 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).

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.

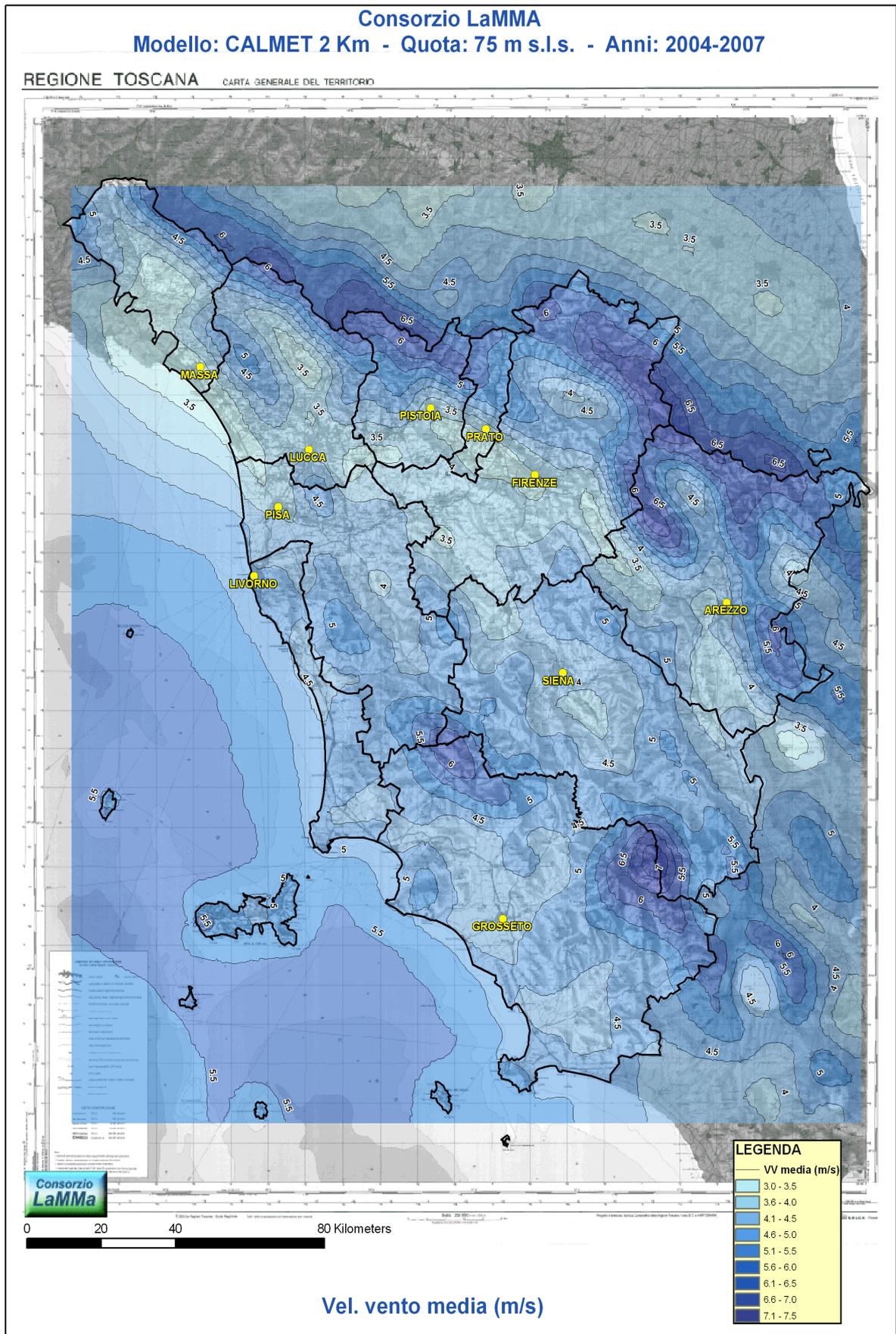


Fig. 1 – Mappa della velocità media del vento a 75 m sulla regione Toscana (anni 2004-2007).

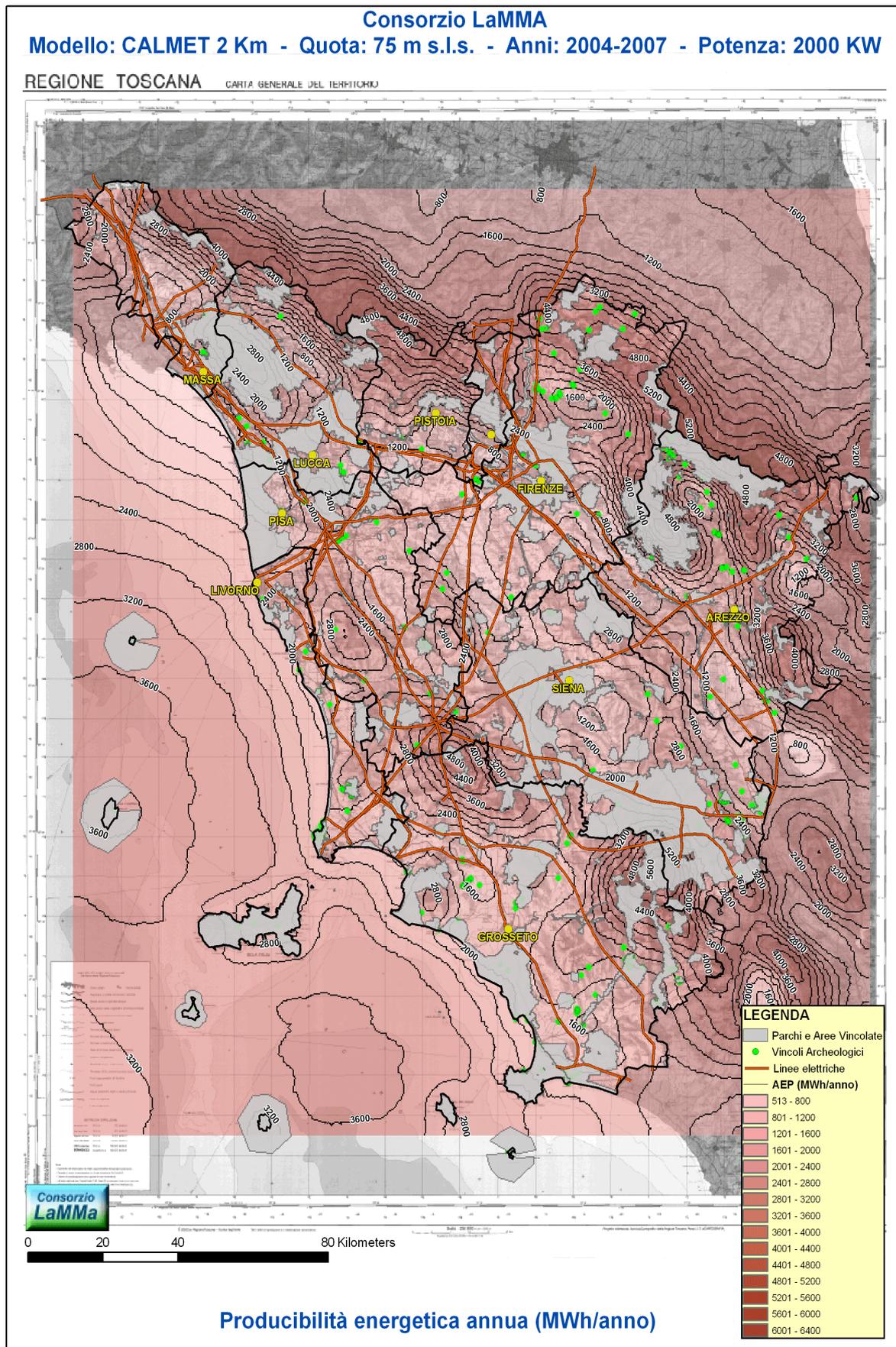


Fig. 2 – Mappa della producibilità energetica a 75 m sulla regione Toscana (anni 2004-2007).

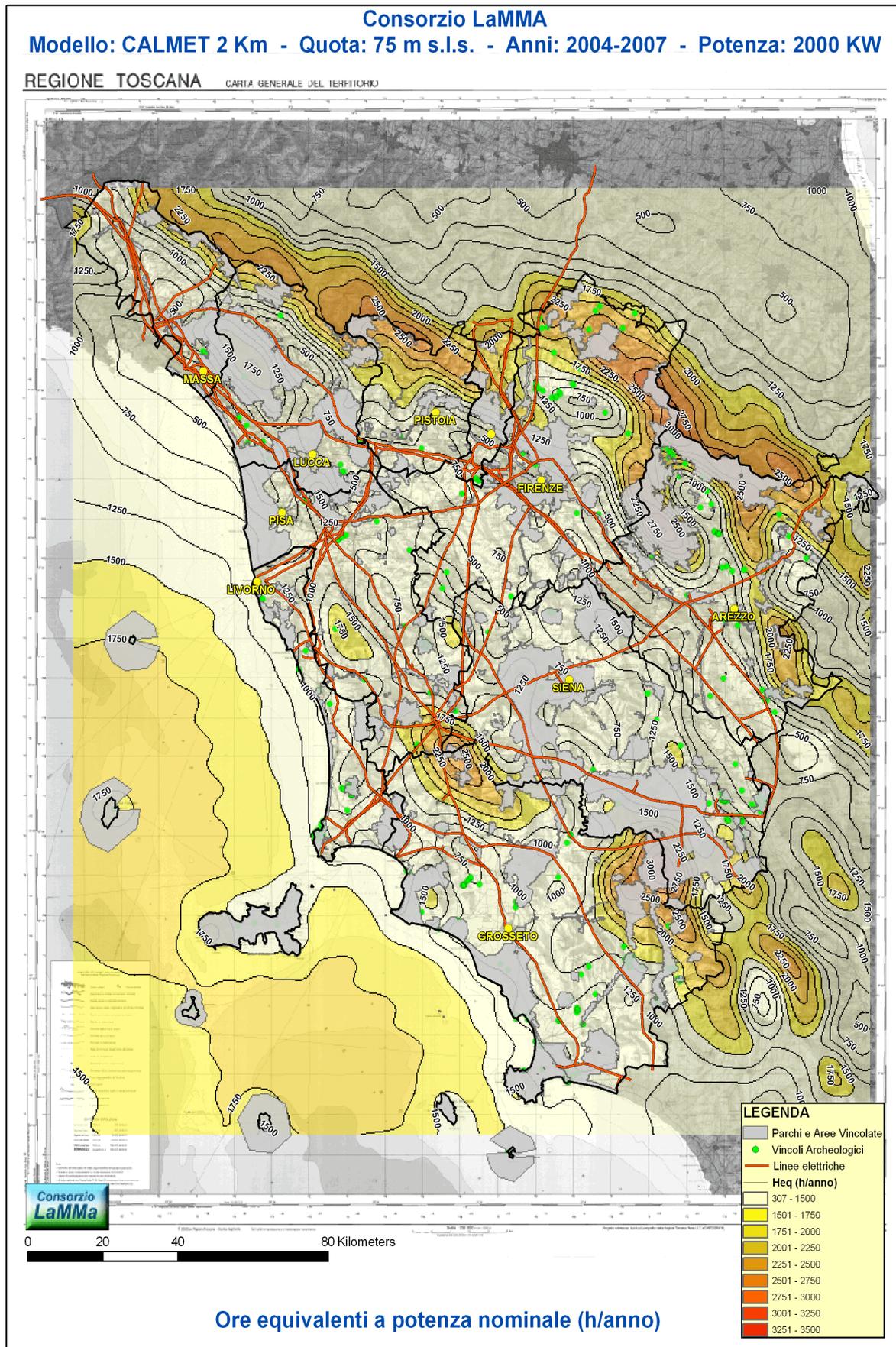


Fig. 3 – Mappa delle ore equivalenti a 75 m sulla regione Toscana (anni 2004-2007).

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

Tab. 1 – 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. 4 si riporta la rosa dei venti e in Tab. 2 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. 5 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. 3. Le prestazioni di tale turbina in presenza del vento stimato in questo punto sono riassunte in Tab. 4.

La stima dell'energia prodotta nel sito dalla turbina TIPO 2000 KW è riportata sia in forma grafica (Fig. 6) che tabellare (Tab. 5); la curva caratteristica della turbina (rappresentata in blu) è stata ricavata dalla scheda tecnica ufficiale fornita dalla casa produttrice.

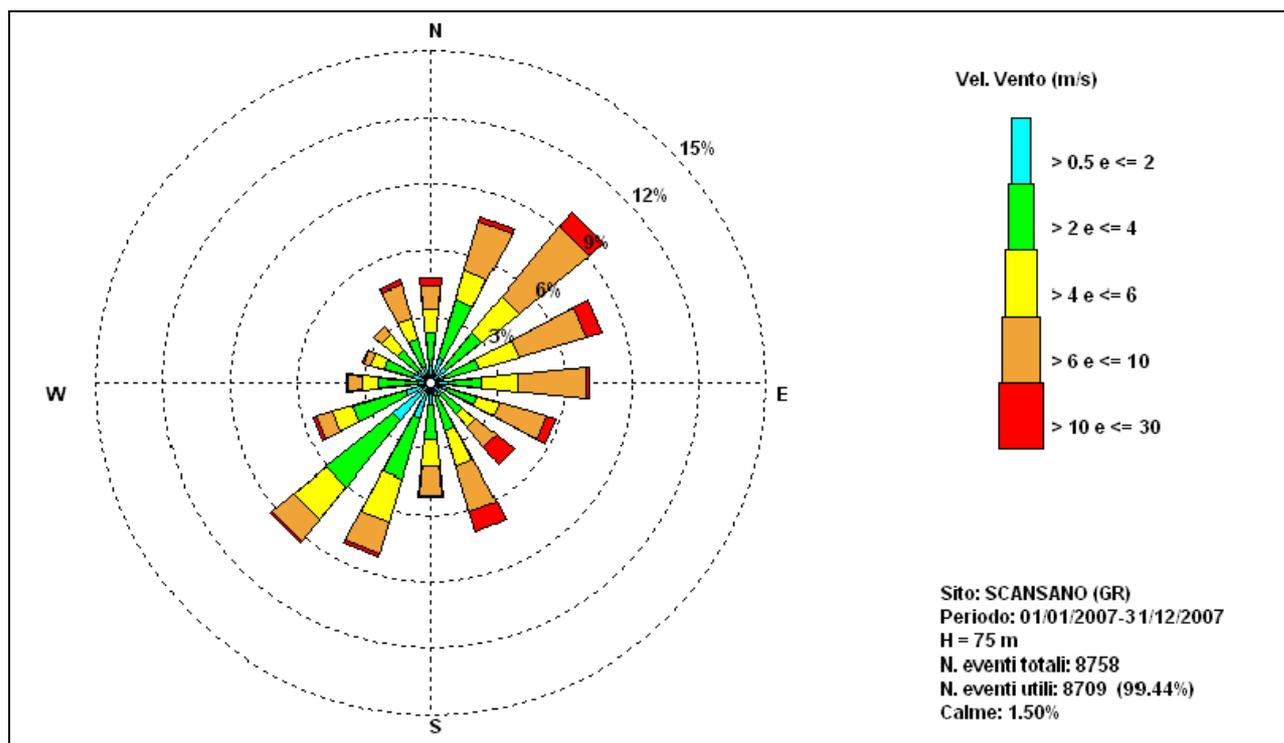


Fig. 4 – Rosa dei venti del punto CALMET 8306 (01/01/2007-31/21/2007).

Tab. 2 – 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

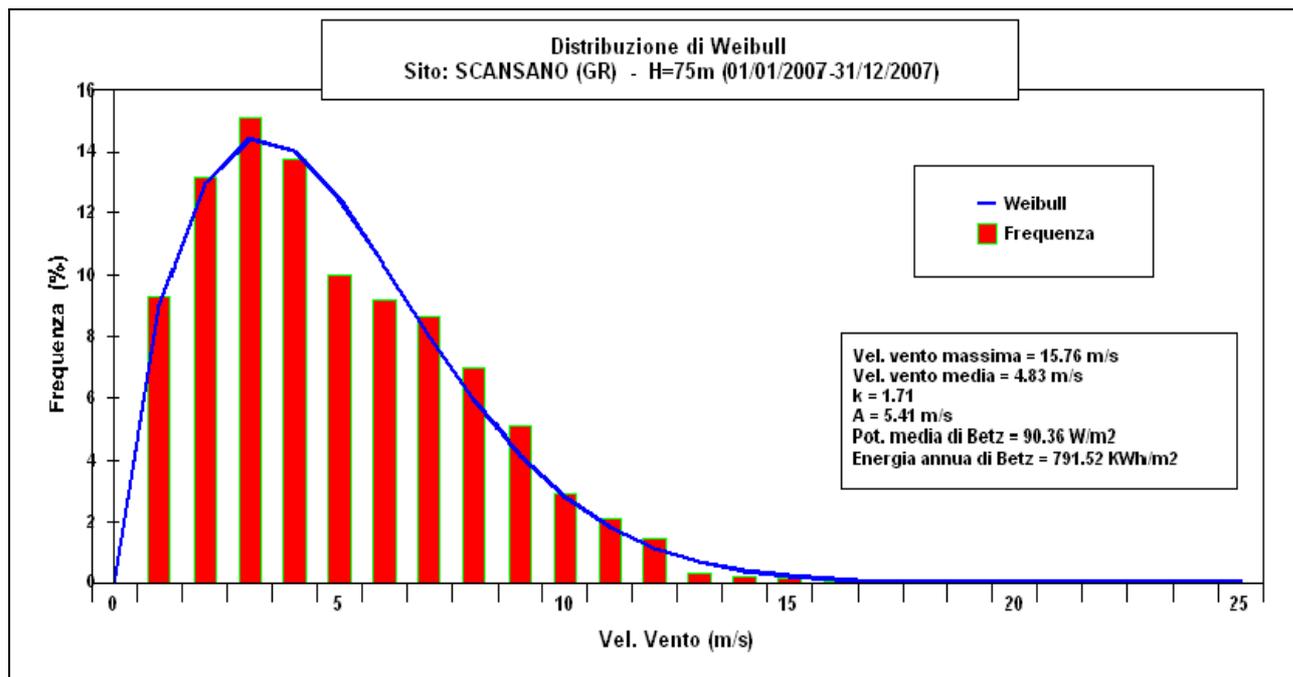


Fig. 5 - Distribuzione di Weibull del punto CALMET 8306 (01/01/2007-31/21/2007).

Tab. 3 - 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. 4 - 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

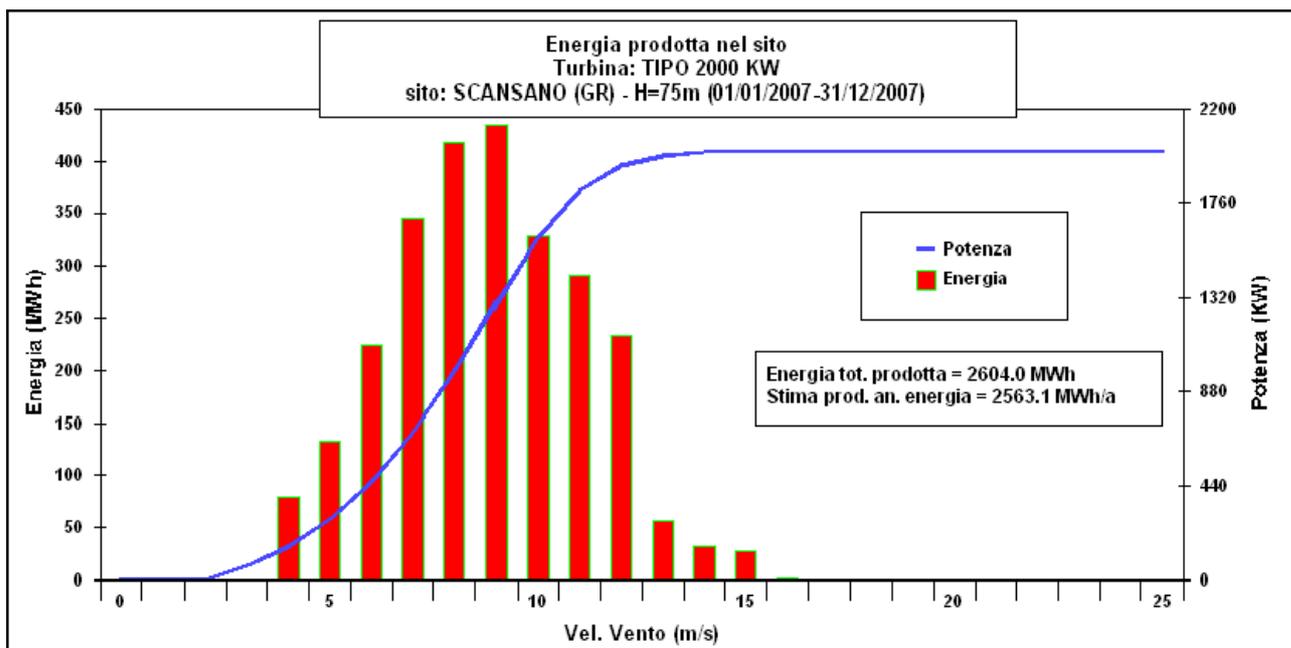


Fig. 6 - Energia prodotta nel sito dalla turbina TIPO 2000 KW nel punto CALMET 8306 (01/01/2007-31/21/2007).

Tab. 5 - Energia prodotta nel sito dalla turbina TIPO 2000 KW nel punto CALMET 8306 (01/01/2007-31/21/2007).

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 6 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. 6 – *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. 4). 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 7 si riportano le tipologie di perdite note e la percentuale ad esse associabile.

Tab. 7 – *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. 6).

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.