PROPONENTE
Elettrostudio S.p.A.
Via Lavaredo, 44/52
I-30174 Venezia - Mestre

T. +39.041.5349997
F. +39.041.5347661

N° COMMESSA
1330

IMPIANTO EOLICO "BRIC CHIOGGIA"
DA REALIZZARSI IN COMUNE DI CALICE LIGURE (SV)
LOCALITA' BRIC CHIOGGIA E PIAN DEI CORSI

PROGETTO DEFINITIVO

VERIFICA
Ing. D. Piovanello

APPROVAZIONE
Ing. M. Ceroni

ELABORATO

CERTIFICAZIONE DEL VENTO E STUDIO DI PRODUZIONE ENERGETICA

CODICE ELABORATO
PD.01.04

FORMATO	FILE DI ELABORAZIONE	FILE DI STAMPA	SCALA
A4	1330_D_PD.01.04_REE-R00.DWG	1330_D_PD.01.04_REE-R00.PDF	VARIE

PROGETTAZIONE

Progettista : ing. M. Ceroni
Coordinamento : ing. D. Piovanello

Collaboratori : ing. Filippo Smerghetto

NUMERO COMMESSA DI PROGETTAZIONE : 5076

TIMBRO E FIRMA PROGETTISTA

TIMBRO DEL PROPONENTE

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	ELABORAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE
0	16/09/2011	prima emissione	Ing. D. Piovanello	Ing. D. Piovanello	Ing. M. Ceroni

COPYRIGHT CLEANPOWER S.c.p.a. TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI A NORMA DI LEGGE

Committente:
Elettrostudio Energia SpA

Data prima emissione:	N° e data ultima revisione:	Commessa:	Nome file:
08/09/2011	00-08/09/2011	1330	1330_D_PD.01.04_REE-r00

Titolo:

STUDIO ANEMOLOGICO E CALCOLI DI PRODUCIBILITA' ENERGETICA

IMPIANTO EOLICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI CALICE LIGURE

Elettrostudio Energia S.p.A.
sede legale e operativa:
Via Lavaredo, 44/52
I-30174 Venezia-Mestre

Tel +39.041.5349997
Fax +39.041.5347661
info@elettrostudio.it
www.elettrostudio.it

Capitale Sociale € 5.899.996 i.v.
C.Fisc. e P.Iva 03647930274

INDICE

1. INTRODUZIONE 4
2. OBIETTIVI DELLO STUDIO 4
3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO 4
4. METODOLOGIA DI ANALISI 5
5. BANCA DATI ANEMOMETRICA 6
5.1. ENERGIA ELETTRICA IMMESSA IN RETE DALL'IMPIANTO ESISTENTE 8
6. MISURE ANEMOMETRICHE IN SITO 9
7. CALCOLI DI PRODUCIBILITA' ENERGETICA 11
7.1. MODELLO DIGITALE DEL TERRENO 11
7.2. MAPPA DEL VENTO 13
7.3. PROFILO VERTICALE DEL VENTO 14
7.4. SCELTA DELLE TURBINE 15
8. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA 17
8.1. CALCOLI PRODUCIBILITA' LAYOUT DI PROGETTO N. 2 V100-1,8 MW 17
8.2. CALCOLI PRODUCIBILITA' CON N. 2 GE100-1,6 MW 18
8.3. STIMA P75 E P90 DELLA PRODUZIONE ENERGETICA PER IL LAYOUT CON N. 2 TURBINE V100-1,8 MW 19
9. CONCLUSIONI 20

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 Coordinate Turbine ed anemometro di riferimento 5
Tabella 2 Principali valori della rugosità (fonte WAsP) 12
Tabella 3 Principali valori della rugosità (fonte WAsP) 14
Tabella 4 Modelli turbine per calcoli producibilità 15
Tabella 5 Curva di potenza e coefficiente di spinta V100-1,8 MW 15
Tabella 6 Curva di potenza e coefficiente di spinta GE100-1,6 MW 16
Tabella 7 Stima producibilità lorda Vestas V100 – 1,8 MW h 95m 17
Tabella 8 Stima perdite di producibilità 17
Tabella 9 Stima producibilità netta Vestas V100 – 1,8 MW – h 95m 17
Tabella 10 Stima producibilità lorda GE100 -1,6 MW – h 100m 18
Tabella 11 Stima delle perdite di producibilità 18

Tabella 12 Stima producibilità netta GE100 -1,6 MW h 100m 18

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1. Inquadramento su CTR del sito eolico 5

Figura 2. Sensore anemometrico a risonanza 7

Figura 3. Andamento energia elettrica immessa in rete dell' impianto esistente in Pian dei Corsi 8

Figura 4. Andamento delle ore equivalenti di produzione immessa in rete per l'impianto esistente 8

Figura 5. Rosa dei venti e curva di Weibull all'anemometro 9

Figura 6. Andamento giornaliero della velocità media del vento 10

Figura 7. Figura emblematica della caratterizzazione della rugosità di un suolo 10

Figura 8. Figura emblematica della caratterizzazione della rugosità di un suolo 12

Figura 9. Modello digitale del terreno 13

Figura 10. Mappa del vento H 100 m dal suolo 13

Figura 11. Profilo verticale della velocità de vento nella posizione T1 14

Figura 12. Profilo verticale della velocità del vento nella posizione T2 14

Figura 13. Curva di potenza V100-1,8 MW 15

Figura 14. Curva di potenza GE100-1,6 MW 16

1. INTRODUZIONE

Elettrostudio Energia S.p.A è una azienda attiva nello sviluppo progettuale, e nella costruzione e gestione di impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile, ed ha al momento in fase di sviluppo il progetto eolico nella località Bric Chioggia e Pian dei Corsi, Comune di Calice Ligure, Provincia di Savona, Regione Liguria.

2. OBIETTIVI DELLO STUDIO

Scopo del presente studio sono la valutazione delle caratteristiche anemologiche del sito eolico ed il calcolo di produzione energetica degli N. 2 aerogeneratori che costituiscono il progetto eolico.
Per raggiungere questi obbiettivi sono state svolte le seguenti attività:

- Elaborazione dei dati di vento misurati in sito;
- Elaborazione del modello digitale del terreno;
- Valutazione della risorsa eolica disponibile in sito;
- Calcolo della produzione energetica del progetto, al netto degli effetti topografici e delle interferenze aerodinamiche tra gli aerogeneratori e delle altre perdite energetiche;
- Calcolo della producibilità netta

3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

I due nuovi aerogeneratori ricadono nel Comune di Calice Ligure (SV) e sono situati su un crinale che si estende da Ovest ad Est interessando i tre Comuni di Bormida (SV), Rialto (SV) e Calice Ligure (SV). Il sito ha una quota media di circa 1.000 m s.l.m.
Il crinale nel suo complesso ospita attualmente N. 10 aerogeneratori, dei quali N.4 ricadono nel Comune di Bormida, N. 3 Nel Comune di Rialto ed N. 3 nel comune di Calice Ligure.
La presenza di un certo numero di aerogeneratori denota le spiccate caratteristiche di ventosità del sito che si presta particolarmente allo sfruttamento della risorsa eolica, caratteristica difficilmente riscontrabile con pari qualità in altri siti del territorio Ligure e del Nord Italia.
In particolare i dati di produzione di energia elettrica immessa in rete dell'impianto eolico presente nel Comune di Calice Ligure in Loc. Pian dei Corsi, costituito dalle N. 2 turbine più ad Est nel crinale, gestito dalla società proponente Elettrostudio Energia SpA, confermano la eccezionale ventosità del sito.

I due nuovi aerogeneratori si inseriscono efficientemente nello stato di fatto sia dal punto di vista energetico, sia per gli aspetti di mutua interrelazione con gli impianti presenti, andando a completare in modo non invasivo un layout esistente lungo una direttrice orografica la cui dislocazione consente il pieno ed efficiente utilizzo della risorsa eolica.

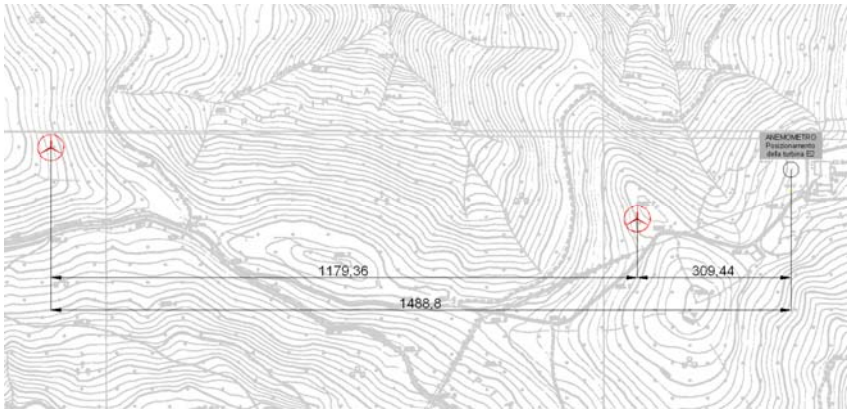
Le coordinate nel sistema di riferimento Gauss-Boaga dei due nuovi aerogeneratori sono le seguenti:

Tabella 1 Coordinate Turbine ed anemometro di riferimento

ID	COORDINATE GAUSS-BOAGA		ALTITUDINE
	E	N	[m S.L.M.]
Turbina "T1"	1440843	4899785	979
Turbina "T2"	1442017	4899644	1000
Anemometro "E2"	1442318	4899758	1000

In Figura 1 è riportata la posizione su CTR dell'impianto (turbina T1 e T2) e dell'anemometro "E2" di riferimento per il presente studio.

Figura 1. Inquadramento su CTR del sito eolico



Le caratteristiche tecniche dell'impianto eolico sono:

- Numero aerogeneratori di progetto: 2;
- Potenza unitaria nominale massima aerogeneratori di progetto: 1,8 MW;
- Potenza massima dell'impianto: 3,6 MW;
- Diametro rotore: 100 m;
- Altezza al mozzo massima: 100 m;

4. METODOLOGIA DI ANALISI

Per il completamento degli obiettivi dello studio sono state svolte le seguenti attività:

- Verifica delle stazioni anemometriche installate ed in esercizio in sito;
- Verifica dei dati anemometrici disponibili e filtraggio degli stessi al fine di individuare possibili anomalie, malfunzionamenti ed eventi dati non validi registrati dai sensori;
- Correlazione dei dati anemometrici misurati con quelli di altre stazioni limitrofe;
- Definizione di un modello digitale del terreno in grado di descrivere accuratamente l'orografia dello stesso;

- Digitazione di una mappa di rugosità dell'area, sulla base delle ortofoto e dei sopralluoghi effettuati in sito;
- Elaborazione del problema fluidodinamico, analisi della risorsa eolica in sito;
- Valutazione della produzione energetica del progetto al netto degli effetti topografici e delle perdite di scia (P50);
- Valutazione delle perdite elettriche generali;
- Valutazione delle incertezze di misura e stima di produzione al valore di eccedenza P75 e P90.

Lo studio è stato condotto per mezzo delle tecniche di analisi e di calcolo più innovative attualmente presenti sul mercato nel settore dell'energia eolica. In particolare sono stati utilizzati i seguenti software:

WAsP Map Editor del Riso Laboratory (Danimarca) per:

- Implementazione del modello digitale del terreno con le curve di livello dell'area del sito e i dati di elevazione della regione circostante
- Realizzazione della mappa orografica e della rugosità
- Valutazione della risorsa eolica ed i calcoli di produzione energetica

Excel della Microsoft per:

- Redazione dei grafici.

5. BANCA DATI ANEMOMETRICA

La banca dati anemometrica disponibile fa riferimento ai dati di produzione effettiva delle suddette N. 2 turbine funzionanti dalla data di installazione ottobre 2004 ed ai dati anemometrici misurati dagli anemometri fissati sulle navicelle delle due turbine esistenti alla altezza dal suolo di 52 m e registrati dalla data di avvio delle macchine.
Gli anemometri sono installati in una posizione rappresentativa dei regimi di vento che interessano le due nuove posizioni.
I dati anemologici sono scaricati con cadenza fissa ogni 20 giorni da remoto tramite il sistema SCADA delle turbine che monitora e registra anche i principali parametri di funzionamento e di produzione energetica delle macchine.

I sensori anemometrici sono del tipo a risonanza "FT Sensor" (kit è identificato dall'ITEM 880465 "Us Sensor Retro Kit To Ft702lt"); trattasi di un retrofit relativo al sensore anemometrico di misurazione della velocità e della direzione del vento. Nello specifico, "FT Sensor" (Sotto in figura) si basa sul principio della risonanza.

Figura 2. Sensore anemometrico a risonanza



Gli anemometri misurano i seguenti parametri:

- Velocità media del vento negli intervalli di 10 minuti;
- Deviazione standard della velocità del vento negli intervalli di 10 minuti;
- Direzione media del vento degli intervalli di 10 minuti, registrati come valori assoluti rispetto a 0° settati nella direzione Nord;

Per i calcoli di producibilità del nuovo impianto si è utilizzato un ciclo annuale completo di dati al fine di evitare l'influenza sui risultati della stagionalità del vento.

Il periodo di riferimento utilizzato va dal 09 Luglio 2009 al 06 Luglio 2010 e per tale intervallo temporale la disponibilità dei dati è buona e pari al 92,13%.

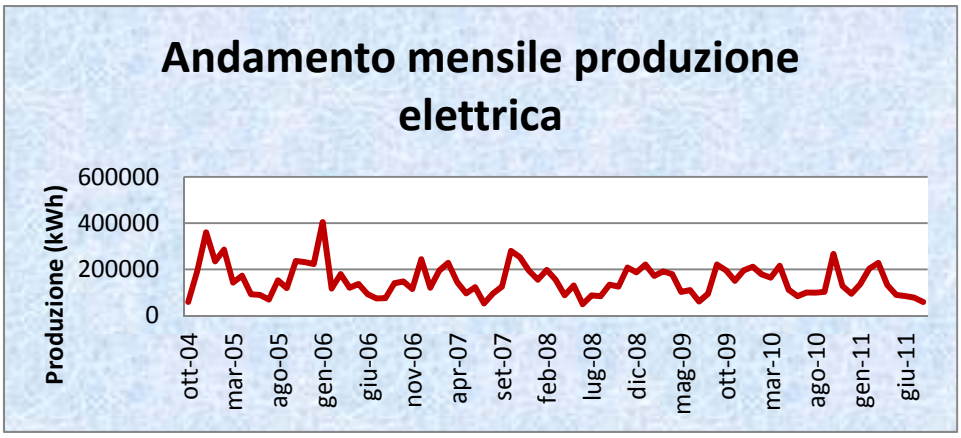
La velocità media del vento misurata in questo periodo presso la posizione E2 a 52m dal suolo è pari a 6,68 m/s e la massima velocità registrata come media in 10 minuti è pari di 23.6 m/s.

5.1. ENERGIA ELETTRICA IMMESSA IN RETE DALL'IMPIANTO ESISTENTE

Con riferimento all'impianto esistente gestito dalla società proponente, ubicato in località "Pian dei Corsi", costituito da N. 2 turbine con potenza nominale unitaria pari a 850 kW (Vestas V52 – 850 kW), per una potenza totale di 1.700 kW, si riportano in Figura 3 i dati di produzione di energia immessa in rete registrati dall'ottobre 2004 al luglio 2011.

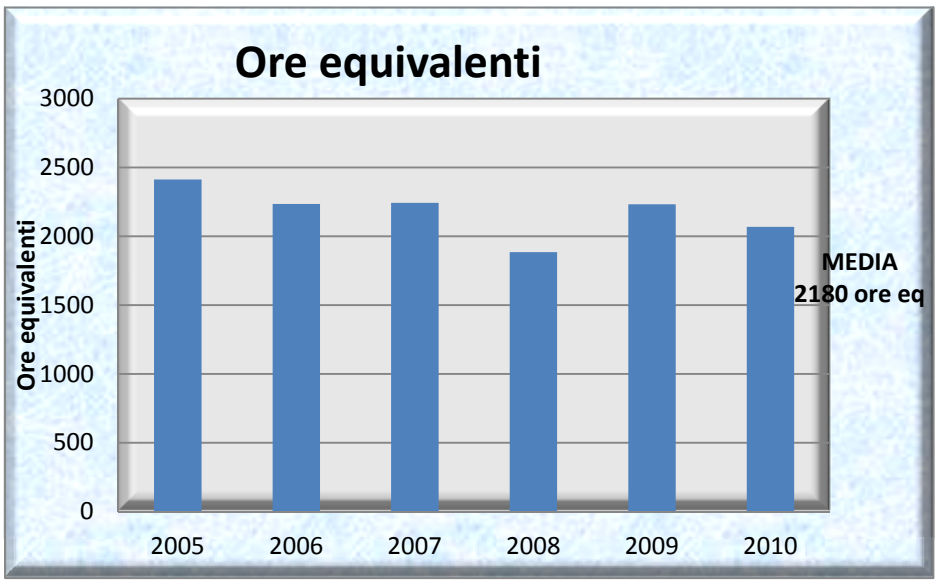
I valori riportati fanno riferimento all'energia effettivamente misurata nel punto di consegna, quindi è al netto di tutte le perdite.

Figura 3. Andamento energia elettrica immessa in rete dell' impianto esistente in Pian dei Corsi



In Figura 4 è riportato l'andamento delle ore equivalenti di produzione energetica immessa in rete per gli anni completi di funzionamento dal 2005 al 2010. Ne risulta un valore medio di 2180 ore equivalenti con un massimo nell'anno 2005 di 2410 ore equivalenti. Gli anni 2004 e 2011 non sono stati considerati in quanto la copertura dei dati sull'arco dell'intero anno è parziale.

Figura 4. Andamento delle ore equivalenti di produzione immessa in rete per l'impianto esistente

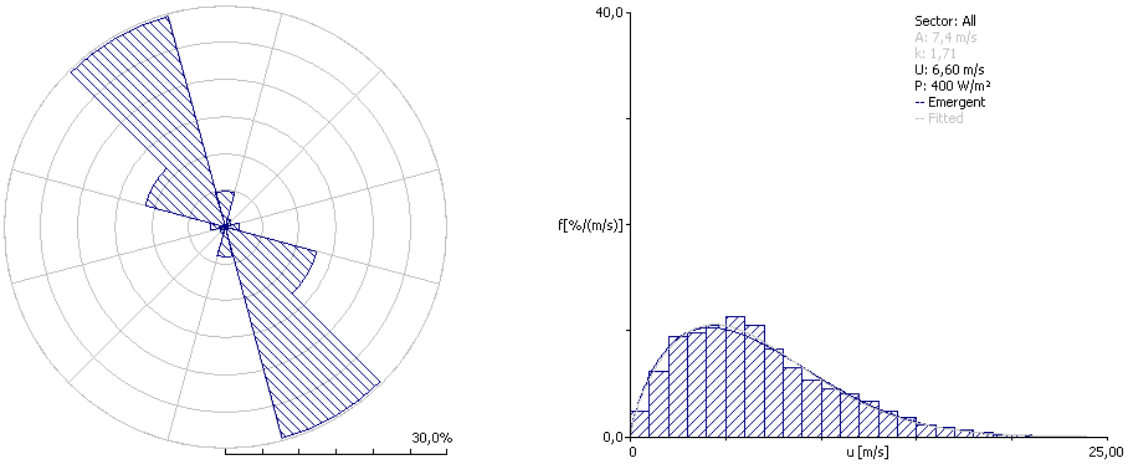


6. MISURE ANEMOMETRICHE IN SITO

Con riferimento all'anemometro ubicato presso "E2", che tra i due disponibili è il più vicino alle due nuove turbine, si riportano in Figura 5 la rosa dei venti e la distribuzione di Weibull. Dalla figura si evince che le direzioni principali del vento in termini di frequenza sono quella proveniente dal settore Nord-NordOvest (330°) e quella Sud-Sud Est (150°).
La distribuzione in frequenza presenta una significativa simmetria rispetto alla direttrice Ovest-Sud-Ovest e Est-Nord-Est la direzione Nord-Est, si evidenzia quindi una importante componente del vento proveniente dal mare. Tale contributo è giustificabile in base a considerazioni sulla conformazione orografica del sito e delle alture presenti lungo la direzione Sud-Est: Tali alture creano un canalone che salendo verso la sommità del crinale interessato investe il sito, producendo probabilmente una importante accelerazione del flusso eolico.
I parametri caratteristici della curva di Weibull che meglio descrive la distribuzione statistica dei dati misurati sono i seguenti:

- A = 7,4 m/s
- K = 1,71
- Vm = 6,60 m/s

Figura 5. Rosa dei venti e curva di Weibull all'anemometro

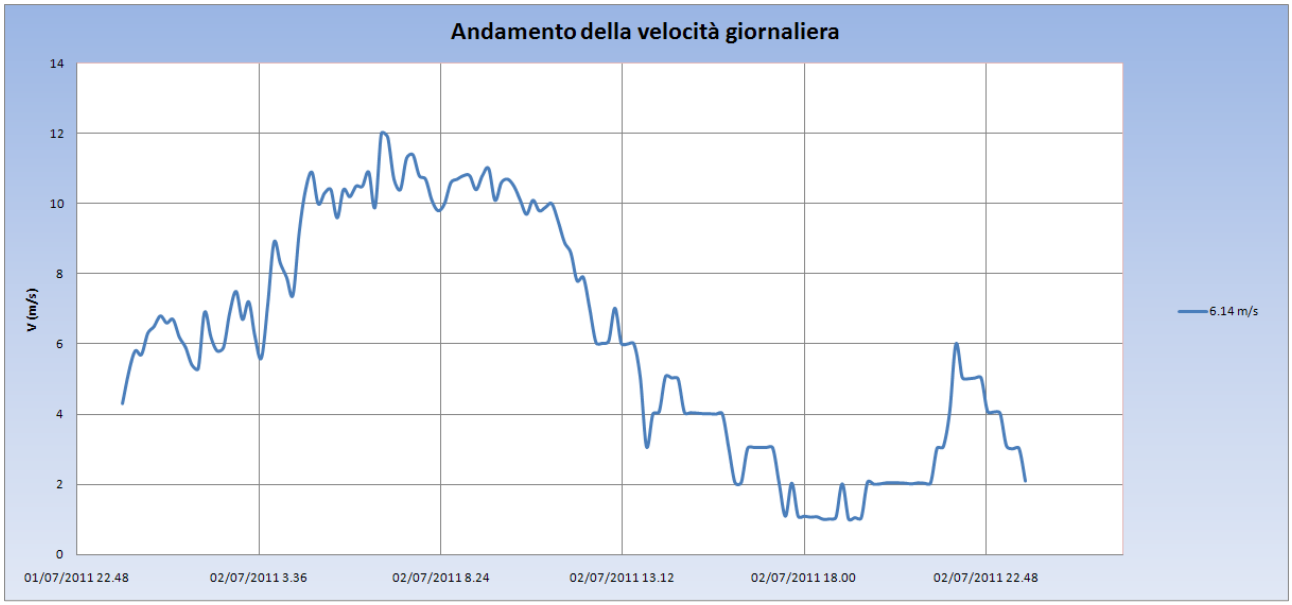


	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
A	4,5	2,7	2,2	3,6	7,0	9,3	4,5	2,3	2,5	3,7	6,4	8,2	7,4
k	1,81	1,65	1,76	1,84	1,72	2,04	1,70	1,32	1,40	1,92	1,71	2,07	1,71
U	4,00	2,38	1,92	3,20	6,23	8,22	4,03	2,13	2,28	3,28	5,72	7,26	6,60
E	84	20	9	42	335	639	92	20	22	43	261	433	400
f	5,0	1,1	0,8	1,8	12,8	29,7	4,1	1,0	0,9	2,0	11,3	29,6	100

In Figura 6 è illustrato l'andamento giornaliero in un giorno "tipo" nel quale si può vedere la variazione tra il valore diurno (media di 3m/s circa) e il valore notturno (media di 10 m/s circa).

Tale andamento è riferito al giorno considerato ed è variabile nel corso dell'anno.

Figura 6. Andamento giornaliero della velocità media del vento



Come è ben visibile dal grafico in Figura 7, il sito presenza un andamento stagionale della ventosità con velocità media nettamente superiore durante i mesi invernali. Eliminati i valori nulli dovuti ad eventuali blocchi dell'anemometro causati dalla formazione di ghiaccio, il mese più ventoso risulta Marzo, con un valore di 8,1 m/s. La velocità media misurata per l'anno considerato risulta pari a circa 6,7 m/s.

Figura 7. Figura emblematica della caratterizzazione della rugosità di un suolo



ANNO	2009						2010							VELOCITA' MEDIA ANNUA
MESE	*lug*	*ago*	*set*	*ott*	*nov*	*dic*	*gen*	*feb*	*mar*	*apr*	*mag*	*giu*	*lug*	
V MEDIA	4,71	5,41	7,77	7,63	6,82	7,73	7,59	7,45	8,10	7,36	5,55	5,00	3,64	**6.7 m/s**

7. CALCOLI DI PRODUCIBILITA' ENERGETICA

I calcoli di producibilità energetica del nuovo impianto sono stati effettuati mediante il codice WASP in base ai dati misurati, al modello digitale del terreno ed alla rugosità del sito ed alle curve di potenza delle turbine.

7.1. MODELLO DIGITALE DEL TERRENO

Il modello digitale del terreno utilizzato come base orografica per lo studio fluidodinamico del vento è stato realizzato mediante lo strumento WAsP Map Editor a partire dalle curve di livello con risoluzione 5 m ricavate dalla Carta Tecnica Regionale vettoriale della Liguria. L'estensione della mappa utilizzata è pari a 23,4 Km x 16,7 Km centrata nel sito eolico. La mappa si estende in aree lontane rispetto alla delimitazione del sito al fine di tenere conto anche degli effetti sul flusso eolico derivanti dalle presenza delle acclività e conformazioni orografiche più lontane oltre che degli effetti locali.

Il modello orografico è stato inoltre implementato assegnando le diverse classi di rugosità alle diverse porzioni di territorio interessato. In particolare il sito è interessato per lo più da bosco, al quale è stato assegnato un valore di lunghezza di rugosità pari 0,4 m. Tale valore incide in particolare sulla determinazione del profilo verticale del vento e quindi della velocità del vento ala altezza del mozzo, pari a 95-100m a partire dai valori misurati a 52 m dal suolo.

Si riporta in tabella seguente la classificazione delle lunghezze di rugosità in funzione della tipologia della copertura dei suoli, alle quali corrispondono determinate classi di rugosità.

Il parametro rugosità consente di determinare l'entità della crescita della ventosità in funzione dell'altezza dal suolo in base alla legge empirica sopra esposta, quindi di riportare i dati misurati all'anemometro dall'altezza di misura (Hmax=50m) all'altezza del mozzo delle turbine (H=80m).

La rugosità del terreno è generalmente espressa tramite una lunghezza in m ed indicata con il simbolo "z0". Essa, formalmente, è l'altezza alla quale la velocità media del vento si annulla nella ipotesi di una variazione logaritmica del vento in funzione dell'altezza. La rugosità può quindi consentire di stimare la velocità "V(h)" ad un'altezza di riferimento "h", nota la velocità misurata "V(hrif)" ad un'altezza di riferimento "hrif":

$$V(h) = V(h_{rif}) \cdot \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{rif}}{z_0}\right)}$$

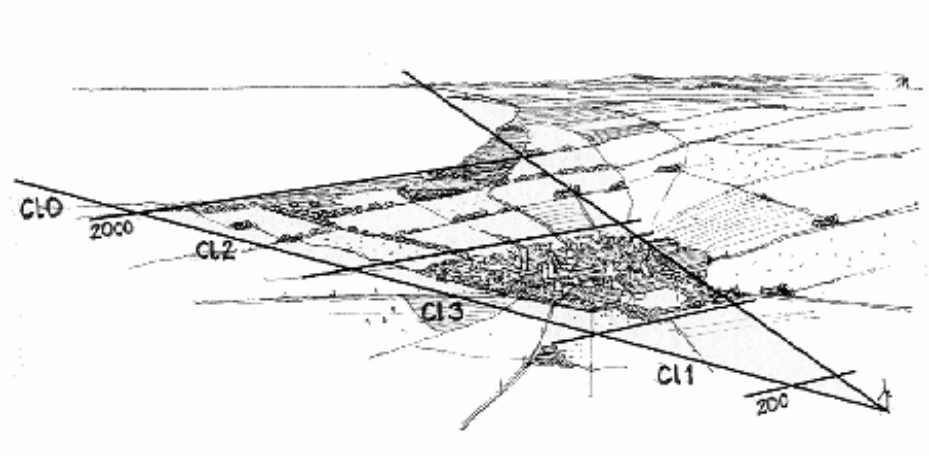
I principali valori di rugosità sono riportati nella Tabella 2. Nella stessa si riportano le "classi di rugosità", ciascuna delle quali identifica determinate tipologie di terreno.

Tabella 2 Principali valori della rugosità (fonte WAsP)

z0	Tipologia di terreno	Classe di rugosità
1,00	Città	
0,80	Foresta	
0,50	Sobborghi	
0,40		3 (0,4 m)
0,30	Raccordi stradali, argini e golene	
0,20	Molti alberi e/o arbusti	
0,10	Terreni agricoli fitti	2 (0,1 m)
0,05	Terreni agricoli aperti	
0,03	Terreni agricoli isolati	1 (0,03 m)
0,02	Aeroporti con costruzioni ed alberi	
0,01	Aeroporti con strade	
0,008	Erba falciata	
0,005	Terreno nudo	
0,001	Terreno innevato	
0,0003	Terreno sabbioso	
0,0002		0 (0,0002 m)
0,0001	Superfici d'acqua	

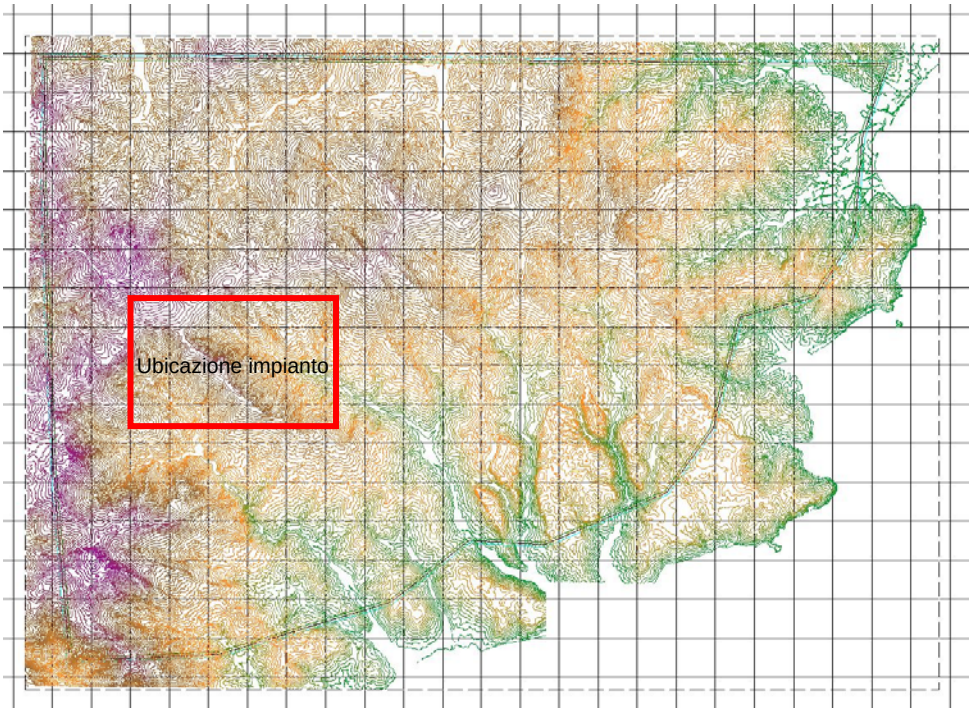
Nella seguente figura si riporta una tipica caratterizzazione delle regioni di rugosità che possono influenzare le caratteristiche di ventosità in prossimità di un aerogeneratore. Si effettuerà dapprima una suddivisione "grossolana" delle aree di rugosità utilizzando le classi e quindi si scenderà nel dettaglio, internamente a ciascuna area, affinando le rugosità appartenenti a ciascuna classe.

Figura 8. Figura emblematica della caratterizzazione della rugosità di un suolo



Di seguito è stato riportato il modello digitale del terreno su vasta scala usato nell'implementazione della carta di ventosità in Wasp per la stima della producibilità dell'impianto.

Figura 9. Modello digitale del terreno

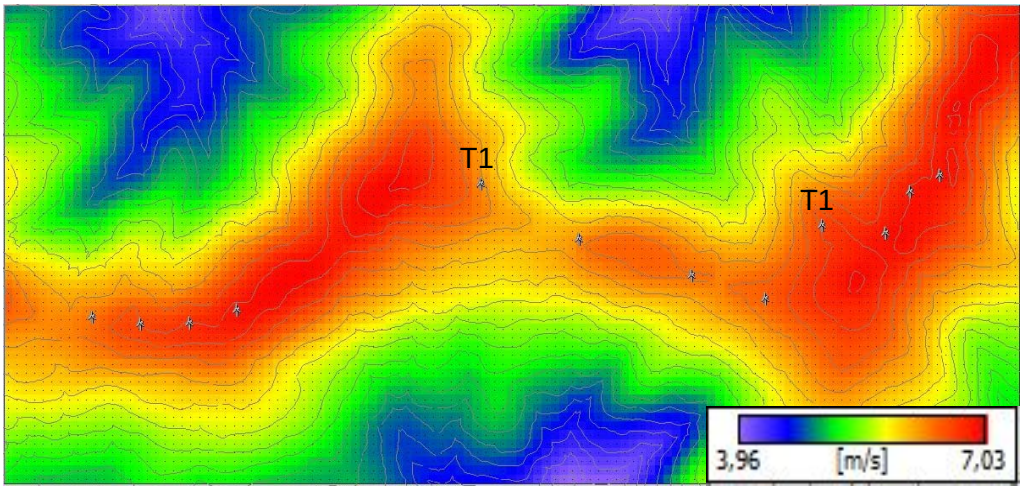


7.2. MAPPA DEL VENTO

Il modello digitale così realizzato è stato importato nel software di computazione fluidodinamica WAsP, per il calcolo della risorsa eolica.

Il codice ha elaborato la mappa del vento nel sito alle diverse altezze dal suolo a partire dai dati misurati all'altezza di 52m. Si riporta nella figura seguente la mappa del vento all'altezza di 100m dal suolo.

Figura 10. Mappa del vento H 100 m dal suolo



7.3. PROFILO VERTICALE DEL VENTO

Si riportano nella tabella seguente i valori di velocità media elle altezze di 52m e di 95m nelle due posizioni di installazione, si evidenzia una notevole incremento, pari a circa il 9,5 % nella posizione T1 e di circa il 7,2 % nella posizione T2. Nella medesima tabella sono riportati i valori di alfa (wind shear).

Tabella 3 Principali valori della rugosità (fonte WAsP)

POSIZIONE	COORDINATE GAUSS-BOAGA	ALTEZZA DAL SUOLO [m]	VELOCITA' MEDIA [m/s]	ALFA CALCOLATO
T1	1440835, 4899783	52	5,69	0,150
		95	6,23	
T2	1440835, 4899783	52	6,14	0,114
		95	6,58	

Figura 11. Profilo verticale della velocità de vento nella posizione T1

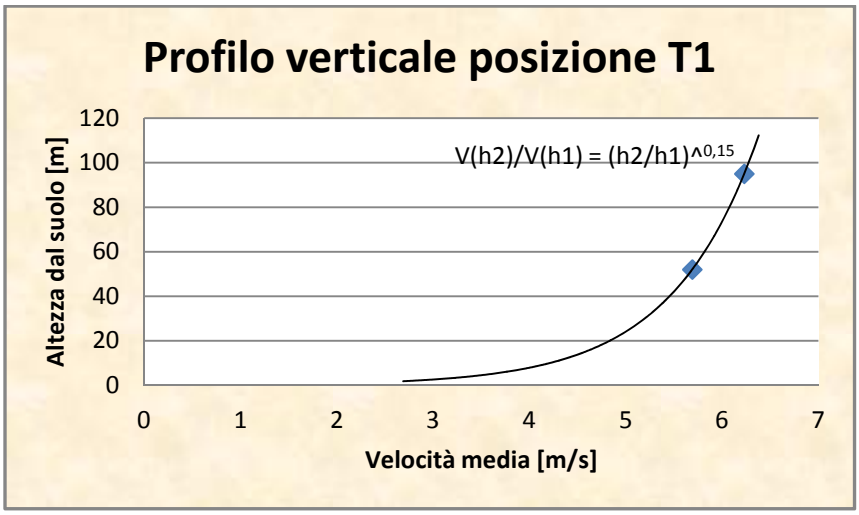
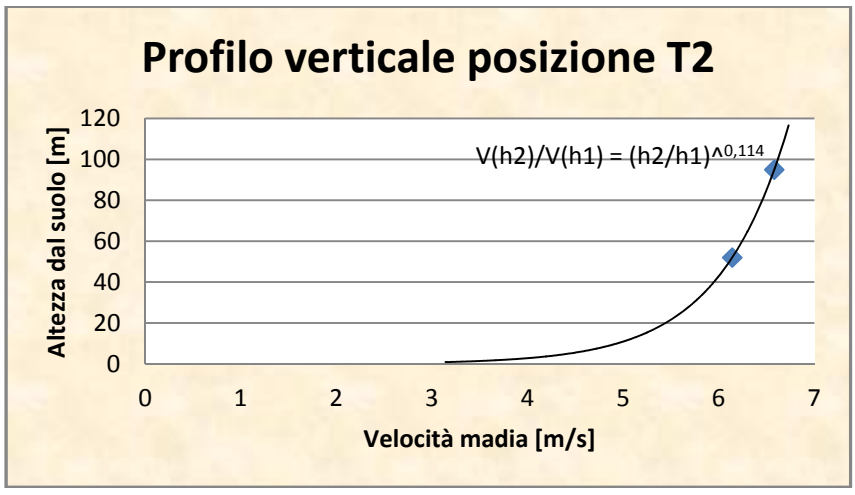


Figura 12. Profilo verticale della velocità del vento nella posizione T2



7.4. SCELTA DELLE TURBINE

Ai fini dei calcoli sono stati considerati i 2 modelli di turbine riportati in tabella :

Tabella 4 Modelli turbine per calcoli producibilità

N. 2 Turbine Marca	Modello	Diametro rotore	Altezza mozzo	Potenza nominale	Potenza impianto
Vestas	V100	100 m	95 m	1,8 MW	3,6 MW
General Electric	GE100	100 m	100 m	1,6 MW	3,2 MW

Entrambi i modelli sono compatibili con le caratteristiche anemologiche del sito. Per questi due modelli sono state rese disponibili le curve di potenza da parte delle case costruttrici, tuttavia sono commercialmente disponibili anche altri modelli di turbine aventi caratteristiche similari.

La densità dell'aria caratteristica del sito è pari ad 1,1 Kg/mc. Le curve di potenza utilizzate per i calcoli di producibilità sono riferite alla densità dell'aria in sito, tengono quindi conto della riduzione di produzione dovuta alla riduzione di densità dell'aria rispetto a quella che si ha al livello del mare.

Figura 13. Curva di potenza V100-1,8 MW

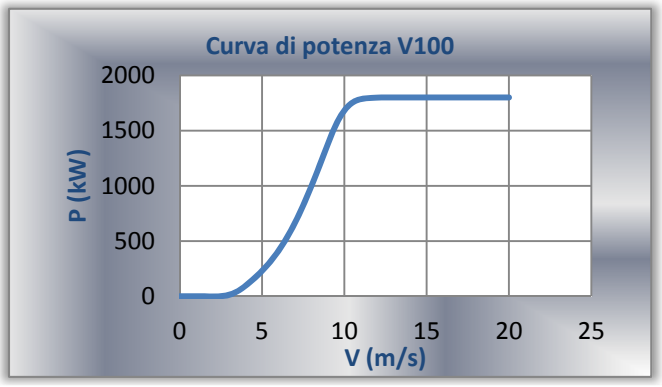


Tabella 5 Curva di potenza e coefficiente di spinta V100-1,8 MW

V (m/s)	*P (kW)*	*Ct*
3	11	0.868
4	95	0.882
5	229	0.826
6	410	0.803
7	666	0.809
8	996	0.797
9	1380	0.731
10	1683	0.593
11	1785	0.437
12	1799	0.323
13	1800	0.247
14	1800	0.196
15	1800	0.158
16	1800	0.13
17	1800	0.109
18	1800	0.092
19	1800	0.079
20	1800	0.069

Figura 14. Curva di potenza GE100-1,6 MW

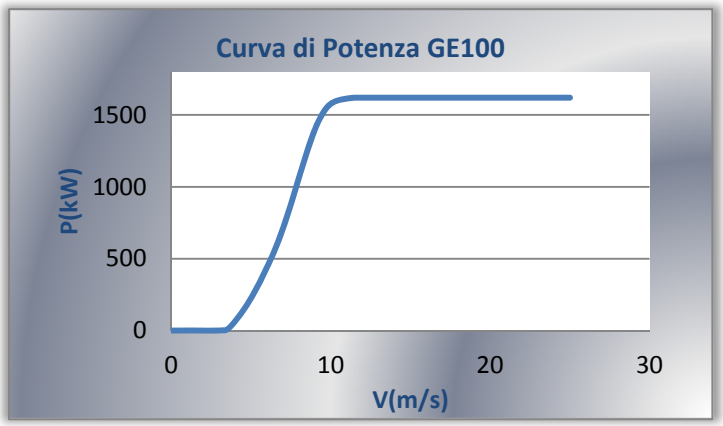


Tabella 6 Curva di potenza e coefficiente di spinta GE100-1,6 MW

V(m/s)	P(kW)	Ct
3	1	1.293
4	66	1.091
5	225	0.928
6	440	0.817
7	712	0.783
8	1061	0.744
9	1398	0.615
10	1578	0.462
11	1614	0.347
12	1620	0.263
13	1620	0.204
14	1620	0.162
15	1620	0.131
16	1620	0.108
17	1620	0.091
18	1620	0.077
19	1620	0.066
20	1620	0.057
21	1620	0.05
22	1620	0.044
23	1620	0.039
24	1620	0.035
25	1620	0.031

8. STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

La stima della produzione attesa è riportata nel presente capitolo con riferimento ai due modelli di aerogeneratori considerati.

8.1. CALCOLI PRODUCIBILITA' LAYOUT DI PROGETTO N. 2 V100-1,8 MW

In tabella 4 sono riportati i risultati di producibilità di energia lorda calcolati con il codice Wasp per ciascuna delle due turbine mod. V100-1,8 MW diametro rotore 100m, altezza al mozzo 95m.
Il risultato complessivo di produzione lorda è di 11.189 MWh/anno, calcolata al netto delle sole perdite topografiche e di effetto scia.

Tabella 7 Stima producibilità lorda Vestas V100 – 1,8 MW h 95m

ID Turbina	Coordiante Gauss-Boaga	Tipologia Turbine	Elevazione [m s.l.m.]	Altezza al mozzo [m]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m²]	Energia lorda [GWh/anno]
T1	1440835, 4899783	Vestas V100-1,8MW	979	95	7,0	1,65	6,23	352	**5.327**
T2	1442016, 4899643	Vestas V100-1,8MW	1000	95	7,4	1,73	6,58	392	**5.862**
TOTALE									**11.189**

Ai fini del calcolo della producibilità netta immessa in rete dall'impianto è necessario considerare le perdite che possono essere quantificate come circa il 7 % della producibilità lorda, si riportano in tabella 5 le diverse voci di perdita considerate:

Tabella 8 Stima perdite di producibilità

Perdite considerate	Valore in %
Disponibilità aerogeneratori e B.O.P.	3%
Perdite elettriche	3%
Altre perdite	1%
Totale	**7 %**

Si riporta in tabella il riepilogo delle producibilità di energia.
L'energia netta immessa in rete dall'impianto con riferimento a probabilità di accadimento P50 risulta pari a 10.293 MWh/anno, corrispondenti a 2.859 ore equivalenti.

Tabella 9 Stima producibilità netta Vestas V100 – 1,8 MW – h 95m

Voce	Valore
Potenza installata	3,6 MW
Energia lorda	11.189 MWh/anno
Energia netta (disponibilità, perdite, altri fattori)	**10.293 MWh/anno**
Ore equivalenti lorde	3.108 ore/anno
Ore equivalenti nette (P50)	**2.859 ore/anno**

8.2. CALCOLI PRODUCIBILITA' CON N. 2 GE100-1,6 MW

In tabella 7 sono riportati i risultati di producibilità di energia lorda calcolati con il codice WaSP per ciascuna delle due turbine mod. GE 100-1,6 MW diametro rotore 100m, altezza al mozzo 100m.

Il risultato complessivo di produzione lorda è di 11.026 MWh/anno, calcolata al netto delle sole perdite topografiche e di effetto scia.

Tabella 10 Stima producibilità lorda GE100 -1,6 MW – h 100m

ID Turbina	Coordiante Gauss-Boaga	Tipologia Turbine	Elevazione [m a.s.l.]	Altezza al mozzo [m a.g.l.]	A [m/s]	k	U [m/s]	E [W/m²]	Energia lorda [MWh/anno]
T1	1440835,4899783	GE 100 _1,6MW - Air Density 1.1	979	100	7,0	1,66	6,28	358	5.265
T2	1442016,4899643	GE 100 _1,6MW - Air Density 1.1	1000	100	7,4	1,73	6,63	400	5.761
TOTALE									**11.026**

Ai fini del calcolo della producibilità netta immessa in rete dall'impianto è necessario considerare le perdite che possono essere quantificate come circa il 8 % della producibilità lorda, si riportano in tabella 8 le diverse voci di perdita considerate:

Tabella 11 Stima delle perdite di producibilità

Perdite considerate	Valore in %
Disponibilità aerogenratori e B.O.P.	3%
Perdite elettriche	4%
Altre perdite	1%
Totale	**8 %**

Si riporta in tabella 9 il riepilogo delle producibilità di energia.

L'energia netta immessa in rete dall'impianto con riferimento a probabilità di accadimento P50 risulta pari a 10.144 MWh/anno, corrispondenti a 2.984 ore equivalenti. Rispetto alla configurazione precedente si ha un maggiore valore di ore equivalenti ma un valore di producibilità complessiva dell'impianto leggermente inferiore.

Tabella 12 Stima producibilità netta GE100 -1,6 MW h 100m

Voce	Valore
Potenza installata	3,2 MW
Energia lorda	11.026 MWh/anno
Energia netta (disponibilità, perdite, altri fattori)	**10.144 MWh/anno**
Ore equivalenti lorde	3.446 ore/anno
Ore equivalenti nette (P50)	**3.170 ore/anno**

8.3. STIMA P75 E P90 DELLA PRODUZIONE ENERGETICA PER IL LAYOUT CON N. 2 TURBINE V100-1,8 MW

Le stime di producibilità sopra riportate, al netto sia delle perdite per scia che delle perdite tecniche, rappresentano la cosiddetta P50, ossia la producibilità calcolata con le condizioni medie di vento e che per convenzione presenta una probabilità del 50% di essere superata nel corso di un anno di produzione. Semplici considerazioni statistiche consentono di determinare i valori di P75 e P90, vale a dire le producibilità che presentano rispettivamente una probabilità del 75% e del 90% di essere superate nel corso dello stesso anno. Il metodo statistico utilizzato si basa essenzialmente sulla valutazione delle incertezze di tutti quei fattori che influenzano il calcolo della producibilità.
In questo contesto con il termine incertezza di un parametro si intende lo scarto quadratico medio della sua distribuzione statistica.
Ci sono fattori che incidono direttamente sulla producibilità e poi vi sono altri fattori che incidono, invece, sulla velocità del vento e quindi solo indirettamente sulla producibilità. Per questi ultimi fattori, per poter stabilire l'incertezza che inducono sulla producibilità, è necessario stimare un coefficiente di conversione (denominato Z) che converta lo scarto del fattore stesso in incertezza di producibilità (scarto quadratico medio della distribuzione statistica della producibilità). In particolare, i coefficienti di conversione Z dipendono sia dalla curva di potenza del modello di aerogeneratore considerato che dalle caratteristiche della curva di Weibull. Ma la curva di Weibull varia da macchina a macchina di uno stesso layout: ne consegue che, in generale, il calcolo del coefficiente di conversione Z deve essere rigorosamente condotto macchina per macchina. Si considerano le seguenti incertezze: quella dovuta alla catena di misura (5%); quella dovuta allo scarto quadratico medio della distribuzione delle velocità medie annuali (5%) e quella dovuta all'incertezza sul profilo verticale del vento (4%). Si considerano, inoltre, altri fattori di incertezza, indipendenti dalla velocità del vento ma influenti direttamente sulla producibilità, e che quindi si sommano quadraticamente ai precedenti determinando l'incertezza totale da attribuire alla producibilità. La tabella seguente riporta tutti i fattori di incertezza considerati, assegnando quindi a ciascuno di essi lo scarto S della loro distribuzione e trasformandoli, per mezzo del coefficiente Z, in incertezza sulla producibilità.

Parametro	Dev. Std. della velocità	Sensitività	Dev. Std. della produzione
1. Misura della velocità del vento	5,00 %	1,62	8,10 %
2. Variabilità dei dati del vento a lungo termine	5,00 %	1,62	8,10 %
3. Estrapolazione verticale velocità del vento	4,00 %	1,62	6,48 %
6. Curva potenza			3,00 %
7. Perdita scia			1,50 %
8. Perdite interne esterne			2,00 %
Incertezza totale della produzione netta			13,73 %

La producibilità netta (P75) risulta pari a 9.339 MWh/anno, corrispondenti a 2.594 ore equivalenti di funzionamento a potenza massima. La producibilità netta (P90) risulta pari a 8.484 MWh/anno, corrispondenti a 2.357 ore equivalenti.

Produzione annua di energia netta		Probabilità di superamento
100 % dell'energia stimata	10.293 MWh/anno (2.859 ore eq.)	50 %
90,7 % dell'energia stimata	9.339 MWh/anno (2.594 ore eq.)	75 %
82,4 % dell'energia stimata	8.484 MWh/anno (2.357 ore eq.)	90 %

9. CONCLUSIONI

Il presente studio anemologico ha condotto alla stima della ventosità presso le due turbine in progetto a partire dai dati anemometrici misurati in sito. la valutazione della velocità media del vento alle diverse altezze dal suolo presso i punti di installazione ha evidenziato il significativo aumento della ventosità all'aumentare dell'altezza dal suolo. Questo aspetto risulta di determinante importanza nella scelta della altezza al mozzo degli aerogeneratori finalizzata al massimo sfruttamento della risorsa eolica, evidenziando la opportunità di installare aerogeneratori aventi altezza al mozzo pari a circa 100m. I risultati della stima di producibilità evidenziano inoltre che la scelta di installare aerogeneratori con diametro di 100m, ferma restando la potenza massima di parco pari a 3,6 MW limitata dalla capacità della rete nel punto di connessione, risulta idonea ai fini della massimizzazione della producibilità. Dal confronto con la produzione reale netta immessa in rete delle N. 2 turbine esistenti mod. V52, risulta che la producibilità ottenibile con turbine del tipo V100-1,8 MW H100 m è ulteriormente ottimizzata.