PROPONENTE:

Wind Alternative Energy s.r.l.

C.so Statuto 20,
12084 MONDOVI (CN)
Partita IVA e Codice Fiscale
- 03463470041-

REGIONE LIGURIA
Provincia di Savona
Comune di Savona
Comune di Albisola Superiore

PROGETTO DEFINITIVO

PARCO EOLICO IN LOCALITÀ BRIC NASO DI GATTO - MONTE NEGINO

(Rif. A.U. 21-03-2013/Prot.23745)

ELABORATO:
Stima di producibilità dell'impianto eolico

Elab. 1.40

DATA: Luglio 2015

PROGETTISTA:

Dott. Ing. Daniele PIRRA

Ingegneria
STUDIO DI INGEGNERIA
Viale Divisione Cuneense 1, 12063 Dogliani (CN)
Tel / Fax: 0173.743563 - Cell. 347.1120131
e-mail: studio@dpingegneria.it

Dott. Fabrizio ONETO
Dott. Dario OTTONELLO

CESBIN s.r.l.
Centro Studi Bionaturalistici
Piazza Giovanni Martinez n. 6/4 - 16143 Genova
Tel-fax 010 816108 - Cell. 340 6298028
e-mail: info@cesbin.it

PROGETTISTA:

ORDINE DEGLI INGEGNERI DELLA PROVINCIA DI CUNEO
A1758 Dott. Ing. Daniele Pirra

COLLEGIO degli AGROTECNICI e degli AGROTECNICI LAUREATI
Agrotecnico FABRIZIO ONETO N. 328
GENOVA - LA SPEZIA

PROPONENTE:

NOTE:

1.1 Disponibilità della risorsa eolica 3
1.1.1 Premessa 3
1.1.2 Qualificazione anemologica preliminare 3
1.1.3 Aerogeneratori e layout d'impianto 5
1.1.4 Modello numerico 8
1.1.5 Risultati WindSim e stima producibilità 10
1.1.6 Considerazioni conclusive 13
1.2 Allegato: Qualificazione anemologica preliminare 14

1.1 DISPONIBILITÀ DELLA RISORSA EOLICA

1.1.1 Premessa

La stima della producibilità media annua di un parco eolico localizzato nel sito in esame è stata svolta basandosi sull'elaborazione di dati anemometrici acquisiti durante un periodo di circa un anno, dal 01/05/2009 al 21/04/2010, ed utilizzati nello svolgimento della **"Qualificazione anemologica preliminare"** riportata in allegato alla presente (All. X "RT-01A-0510").

L'area è localizzata nel comune di Savona in località Naso di Gatto ad un'altitudine di circa 700 m sul livello del mare. L'acquisizione dei dati anemometrici è stata effettuata, per il periodo sopra indicato, in corrispondenza del sito individuato per il posizionamento della torre eolica 3, a quote dal suolo pari a 20 e 30 metri. La produzione attesa è stata valutata elaborando i dati di vento storici ed utilizzando un software specialistico di simulazione fluidodinamica (WindSim) dedicato al calcolo della distribuzione di vento sull'area in esame, alla qualificazione energetica di un eventuale parco eolico e all'ottimizzazione del layout di quest'ultimo. A questo livello di analisi l'orografia del terreno, la presenza di ostacoli e/o barriere sono stati modellizzati in terreni digitali su cui sono calcolati campi di vento tridimensionali. La distribuzione della rugosità superficiale è stata fissata in accordo con valori di riferimento relativi alle tipologie di terreno presenti sull'area analizzata.

Al fine di stimare il potenziale energetico del parco proposto in oggetto sono stati considerati modelli di aerogeneratore di taglia pari a quella desiderata, in particolare aerogeneratori di 1600 KW di altezza al mozzo pari a 85 metri, valutando le ore equivalenti di funzionamento, il fattore di utilizzo annuo (capacity factor) e la produzione di energia prevista annua totale dell'mpianto.

1.1.2 Qualificazione anemologica preliminare

L'attività di monitoraggio in località Naso di Gatto è stata effettuata con una stazione anemometrica precedentemente installata in la cui posizione geografica è definita dalle coordinate nel sistema di riferimento Gauss-Boaga riepilogate nella tabella seguente:

Tabella 1: Coordinate della stazione anemometrica in località Monte Negino

	Est	Nord	Altitudine (slm)
Coordinate Gauss-Boaga	1454071 m	4912741 m	682 m

La torre anemometrica fornisce rilevamenti a due quote distinte: a 20 e 30 metri sul livello del suolo. Come evidenziato nei risultati ottenuti nella "Qualificazione anemologica preliminare" (All. X RT-01A-0510), a cui si rimanda per ulteriori dettagli, dai rilevamenti anemometrici forniti sono state ricavate le seguenti velocità medie per le due quote :

- 20 metri, velocità media 5,24 m/s
- 30 metri, velocità media 5,49 m/s

I dati acquisiti sono stati analizzati da un punto di vista statistico. La curva di distribuzione di probabilità teorica è ricostruita mediante una funzione di Weibull ricavata utilizzando il software WindSim. In ***Figura 1*** è riportata la distribuzione delle frequenze corrispondente alle misure anemometriche a 30 metri (l'andamento delle frequenze ricavate per 20 metri di altezza presenta differenze trascurabili) assieme all'approssimazione di tale distribuzione attraverso la funzione di Weibull calcolata, per la quale sono stati ottenuti parametro di forma k=1,34 e parametro di scala A=5,91 m/s. In ***Figura 2*** è riportata la rosa dei venti all'altezza di 30 metri in cui sono evidenziate le frequenze e le distribuzioni di velocità per ogni direzione di provenienza del vento. La direzione prevalente e più energetica risulta essere la direzione NNE (settore 2). Questa indicazione suggerisce una buona esposizione al vento del crinale, permettendo di disporre gli aerogeneratori in un layout d'impianto tale da ottimizzare lo sfruttamento del potenziale eolico del sito e minimizzare le interferenze fra le macchine causate da effetti di scia.

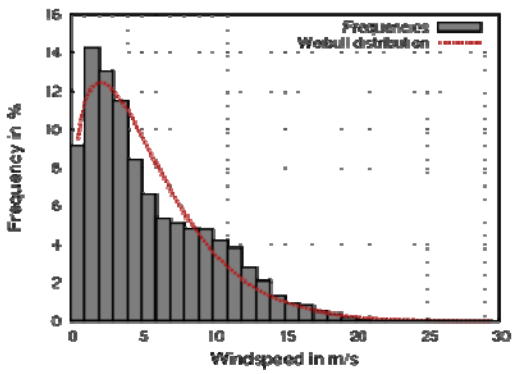


Figura 1: Distribuzione di probabilità – 30 metri

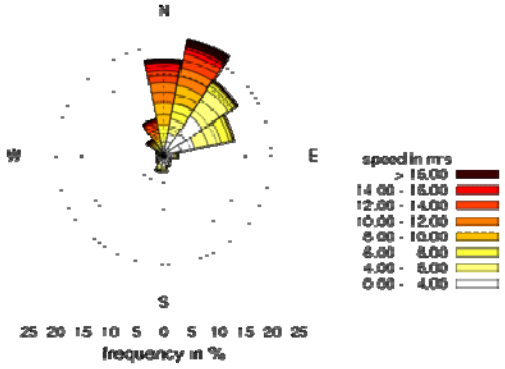


Figura 2: Rosa dei venti - 30 metri

In ***Tabella 2*** sono riassunti i parametri di forma e di scala delle funzioni di Weibull associate ad ogni settore di provenienza del vento. In tabella sono presenti inoltre le frequenze ed il valore medio della velocità del vento per ogni direzione di provenienza. Nella numerazione il settore 1 corrisponde alla direzione Nord.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
k	2.80	2.06	1.65	2.27	1.53	1.88	1.93	1.96	1.88	1.63	1.13	1.16	1.28	1.69	1.73	2.70
A	9.90	9.21	3.55	3.90	2.41	1.51	1.61	1.84	2.82	3.34	2.57	2.42	3.58	4.84	7.25	9.71
frquenza	17.9	21.9	16.5	13.2	2.6	1.3	1.6	2.0	3.0	3.1	1.8	1.5	1.0	1.6	3.8	6.9
Velocità media	8.58	7.81	3.12	3.37	2.19	1.29	1.38	1.59	2.46	2.96	2.43	2.29	3.26	4.22	6.36	8.21

Tabella 2: Parametri di Weibull, frequenza delle occorrenze e velocità media per ogni settore di provenienza.

In ***Figura 3*** viene mostrata la distribuzione delle frequenze e la relativa curva di Weibull calcolata per la direzione di provenienze NNE (settore 2).

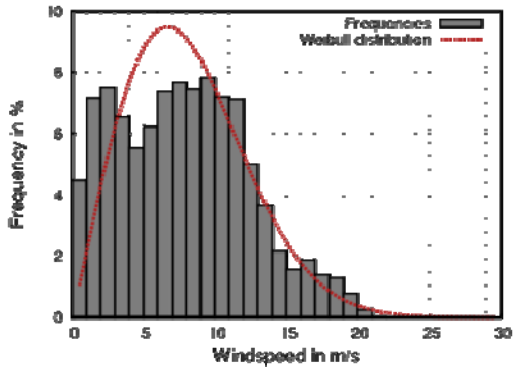


Figura 3: Distribuzione delle frequenze per la direzione NNE

1.1.3 Aerogeneratori e layout d'impianto

Al fine di stimare la producibilità del parco eolico sono considerati tre aerogeneratori di potenza nominale 1.6 MW dalle seguenti caratteristiche tipiche per aerogeneratori di questa taglia:

Numero pale	3
Altezza torre	82 m
Velocità cut-in	3 m/s
Velocità cut-out	25 m/s
Velocità nominale	12 m/s
Diametro rotore	85m
Area spazzata	5278 m^2

Tabella 3: Caratteristiche tecniche LTW80

Gli aerogeneratori scelti sono progettati per funzionamento con classi di vento IIA in accordo con la normativa IEC-61400-1. Il sito in esame, da considerazioni effettuate durante l'analisi anemometrica, come riportato nel documento di "Qualificazione anemologica preliminare" (All. RT-01A-0510) a cui si fa riferimento per dettagli e grafici, risulta idoneo all'installazione di tali aerogeneratori. Il sito presenta un indice di turbolenza al di sotto del 18% per velocità medie del vento di 15 m/s, soglia prevista dalla normativa IEC-61400, e una classe di vento in linea con la classe di vento di design della macchina. Seguendo infatti la procedura indicata dalla normativa IEC (Wind Energy Handbook, Wiley), la velocità di riferimento del vento, Vref, ovvero la velocità estrema del vento con un periodo di 50 anni mediata su un intervallo di tempo di 10 minuti, viene calcolata come cinque volte la velocità media annua all'altezza del mozzo della turbina. In Tabella 4 sono riassunti i valori della velocità media annua a varie altezze derivanti dall'estrapolazione effettuata in "Qualificazione anemologica preliminare" (RT-01A-0510) sulla verticale dell'anemometro.

	30 m	75 m	85 m	119 m
Velocità media	5,49 m/s	5,96 m/s	6,00 m/s	6,23 m/s

Tabella 4: Velocità medie annue del vento a differenti quote

Tali valori consentono di calcolare per un'altezza massima di 119 metri (a 85 metri, altezza massima della tipologia di turbina in esame, la velocità media è attesa di intensità minore) una Vref = 31.15. In Tabella 5 sono riportate le velocità massime relative alla classificazione IEC. Da tale classificazione si evince come il sito in esame permetta ampiamente l'installazione di macchine progettate per classe di vento II.

I valori delle velocità medie all'altezza del mozzo delle turbine verranno verificate anche attraverso simulazioni fluidodinamiche per mezzo del software WindSim.

Classe	*I*	*II*	*III*	*IV*
Velocità V_{ref}	50 m/s	42.5 m/s	37.5 m/s	30 m/s

Tabella 5: Classificazione vento IEC

La curva del coefficiente di spinta e la curva di potenza dell'aerogeneratore, facendo riferimento alla brochure del produttore, utilizzate durante i calcoli numerici sono rappresentate in Figura 4.

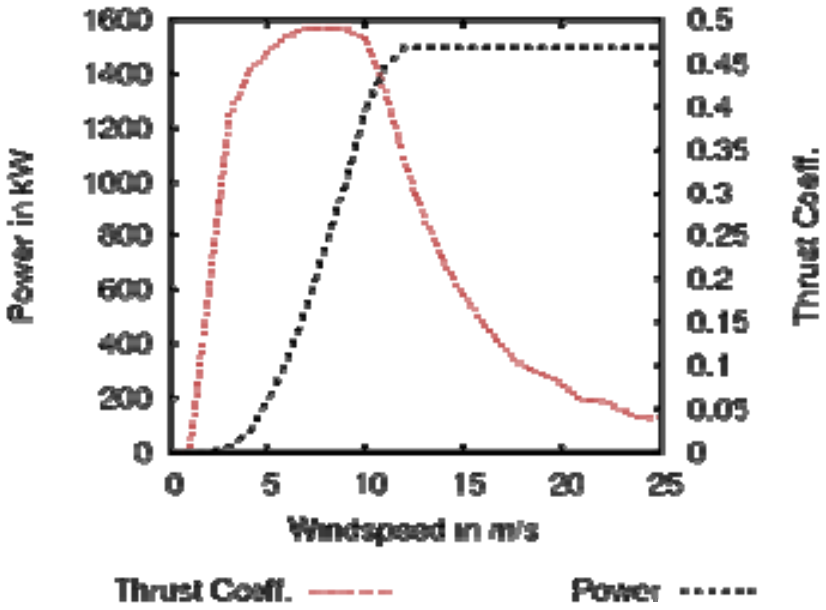


Figura 4: Curva di potenza aerogeneratore tipo, nella fattispecie un ***Leitwind LTW80***

Gli aerogeneratori sono stati disposti fissando un layout del parco eolico previsto con considerazioni prevalentemente di natura **logistica ed orografica**. Tale layout, mostrato in Figura 5, verrà verificato nel seguito di questa analisi attraverso simulazioni CFD. Le turbine sono quindi posizionate lungo il crinale ad una distanza ritenuta idonea al contenimento delle perdite per effetti di scia. In Tabella 6 sono riportate le coordinate nel sistema di riferimento Gauss-Boaga relative al posizionamento dei tre aerogeneratori.



Figura 5: Layout impianto turbine ed anemometro

Coordinate Gauss-Boaga	Est	Nord	Altitudine (slm)
Turbina 1	1453578 m	4913284 m	779 m
Turbina 2	1453852 m	4913014 m	690 m
Turbina 3	1454055 m	4912702 m	693 m

Tabella 6: Coordinate relative al posizionamento degli aerogeneratori in località Naso di Gatto

1.1.4 Modello numerico

L'analisi condotta descritta nel seguito è stata effettuata utilizzando il software di calcolo commerciale WindSim sviluppato dalla WindSim AS. Il software permette di effettuare previsioni di producibilità affidabili anche su terreni ad orografia complessa, come nel caso dell'area di Naso di Gatto, effettuando simulazioni CFD (Computational Fluid Dynamics) sulla riproduzione digitale del terreno in esame. Le simulazioni numeriche fluidodinamiche sono effettuate attraverso un codice di calcolo che risolve le equazioni di Navier-Stokes non lineari per flussi turbolenti (RANS – Reynolds Average Navier-Stokes). La risoluzione di tali equazioni permette di avere risultati sensibilmente più accurati dal punto di vista fisico rispetto a stime effettuate puramente con dati anemometrici oppure con codici di calcolo lineari. Il calcolo del campo di ventosità tridimensionale tiene quindi conto, in funzione della risoluzione utilizzata per digitalizzare il terreno, della complessità dell'orografia, della rugosità del terreno e della presenza di eventuali ostacoli o foreste. I campi di vento prodotti permettono quindi un'analisi completa della velocità del vento al variare della quota su tutta l'area presa in esame.

La stima della produzione di un parco eolico tramite WindSim viene effettuata accoppiando i campi di vento calcolati via CFD a storie temporali di misure anemologiche acquisite sul territorio su cui insiste il parco. Vengono quindi calcolate le distribuzioni di frequenze delle velocità del vento all'altezza dei mozzi delle turbine in funzione della storia anemologica e dei campi di vento fluidodinamici. Attraverso le curve di potenza degli aerogeneratori, utilizzando modelli di scia per valutare le perdite dovute ad interferenze e considerando le variazioni di densità dell'aria per quote diverse, è infine possibile stimare la produzione media annua di parchi eolici anche su terreni con complessità orografica elevata.

Per lo studio della produzione annua del parco eolico in località Naso di Gatto con layout definito in precedenza è stata utilizzata una mappa digitale dell'area di estensione pari a circa 400 km^2, un quadrato di 20 km per lato. I campi di vento calcolati con WindSim su una griglia di calcolo costruita su tale area estesa sono stati

utilizzati per fornire le condizioni al bordo al codice di calcolo per effettuare simulazioni CFD dettagliate su un'area ristretta centrata sulla zona di interesse. L'area di dettaglio risulta di estensione di circa 9 km^2, un quadrato di lato circa 3 km, e la griglia di calcolo è stata costruita con una risoluzione in pianta di 22 metri ed una estensione di circa 5000 metri. La rugosità del terreno è stata fissata riferendosi a valori standard relativi a terreni della stessa tipologia di quello presente sull'area del sito eolico, ovvero a terreni boscosi o foreste; l'altezza di rugosità z0 è stata definita costante sull'area analizzata come z0 = 0.5. In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** sono riportate le caratteristiche del modello digitale del terreno utilizzato nelle simulazioni WindSim.

	Estensione	Lunghezza dei lati	Risoluzione	Numero di celle di calcolo
Terreno esteso	457211447 m^2	21637 m ; 21131 m	176 m	439200
Terreno in dettaglio	9416825 m^2	3025 m ; 3113 m	22 m	772680

Tabella 7: Caratteristiche terreno digitale

In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** è evidenziata l'estensione del dominio ristretto di dettaglio all'interno della mappa estesa. In figura sono visibili anche isolivelli del territorio preso in considerazione.

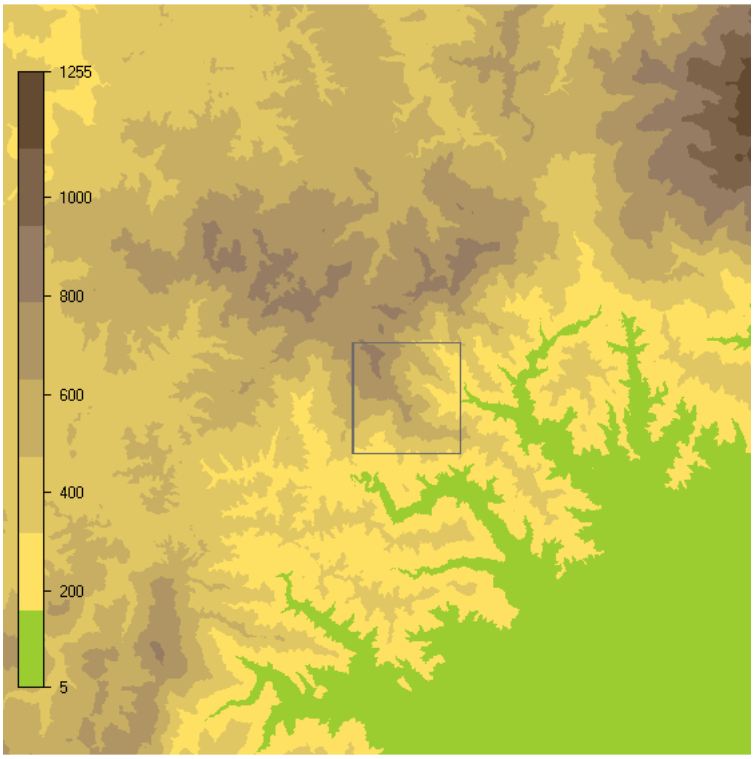


Figura 6: Estensione dominio di calcolo ed altitudine terreno

1.1.5 Risultati WindSim e stima producibilità

I risultati ottenuti attraverso il codice WindSim consentono di stimare la produzione energetica prevista per il layout d'impianto fissato in precedenza. In particolare, tenendo conto degli effetti di scia attraverso un opportuno modello matematico, in figura 19 è mostrato il potenziale eolico medio annuo del sito in esame. In particolare sono riportate curve di isovento del campo di vento medio annuo ad un'altezza di **85 metri**, pari all'altezza prevista di installazione delle turbine. Si nota come la scelta iniziale del layout d'impianto sia soddisfacente dal punto di vista dello sfruttamento del potenziale eolico e per la minimizzazione degli effetti di scia, come mostrato ulteriormente in figura 20, in cui viene visualizzato il campo di deficit medio causato dagli effetti di scia. I risultati finali mostrano una perdita sulla produzione dovuta agli effetti di scia minore dell'1%.

La velocità media annua stimata alle altezze dei mozzi dei tre aerogeneratori sono indicate in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**. Si noti il relativo speed-up rispetto alla velocità media annua misurata all'anemometro di 5.49 m/s. Le velocitá previste con l'utilizzo di WindSim confermano la stima precedentemente effettuata sulla classe di vento.

	Turbina 1	Turbina 2	Turbina 3
Velocità media annua	6.78 m/s	5.90 m/s	6.31 m/s

Tabella 8: Velocità media del vento annua stimata ai mozzi degli aerogeneratori

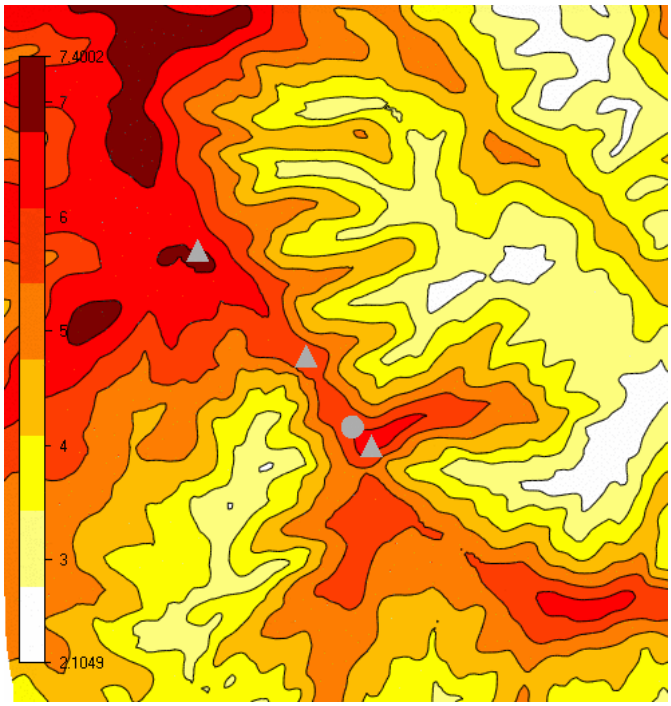


Figura 7: Potenziale di vento medio annuo

In **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** viene riportata l'energia annua prodotta da ciascun aerogeneratore, nel cui calcolo vengono considerate anche le perdite dovute alla variazione della densità con la quota ed alle interferenze fra le turbine (effetti di scia).

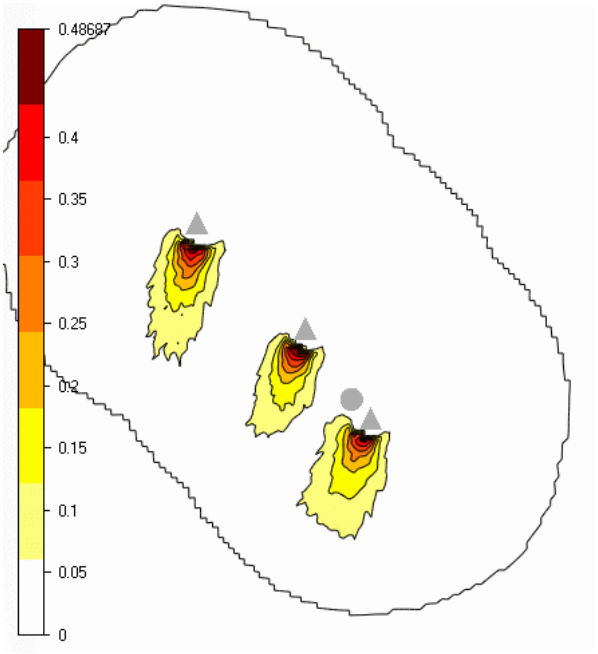


Figura 8: Deficit medio di vento causato dagli effetti di scia

Assieme alla producibilità sono indicate anche le ore e i mesi equivalenti di funzionamento a potenza nominale durante un periodo di un anno. Per una lettura più

chiara è mostrato anche il fattore di utilizzo percentuale per generatore. Come evidenziato dai risultati riepilogati in tabella la producibilità potenziale annua risulta elevata per ognuno degli aerogeneratori inserito nel layout del parco, le ore equivalenti infatti non scendono al di sotto delle 2600.

	Energia annua (MWh)	Ore equivalenti	Fattore di utilizzo
Turbina 1	4740.3	2962.7	33.82%
Turbina 2	4308.0	2692.5	30.74%
Turbina 3	4587.4	2867.1	32.73%
Totale Parco	**13635.7**	**2840.7**	**32.43%**

Tabella 9: Energia annua prodotta e grandezze di lavoro equivalenti

Ai valori sopra indicati vengono sottratte perdite legate alla non disponibilità delle macchine, ad esempio per motivi di manutenzione, e perdite elettriche d'impianto, stimate in maniera conservativa del 10% globale. I nuovi valori di producibilità sono riepilogati in tabella 10, con un numero di ore equivalenti annue del parco di circa 2556.

	Energia annua (MWh)	Ore equivalenti	Fattore di utilizzo
Turbina 1	4266.3	2666.4	30.44%
Turbina 2	3877.2	2423.3	27.66%
Turbina 3	4128.6	2580.4	29.46%
Totale Parco	**12272.1**	**2556.6**	**29.19%**

Tabella 10: Energia annua prodotta e grandezze di lavoro equivalenti al netto delle perdite

Considerando le incertezze derivanti dalle misurazioni anemometriche, dalla durata complessiva delle misure, dalla modellizzazione WindSim, dall'approssimazione numerica dell'orografia, dalla complessità della stessa orografia, dalla curva di potenza ideale fornita dal produttore e da altre eventuali fonti di incertezza, si stima in maniera conservativa una incertezza composta dell'ordine del 16% sulla previsione della produzione annua di energia. Le nuove producibilità attese sono mostrate in **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**.

	Energia annua (MWh)	Ore equivalenti	Fattore di utilizzo
Turbina 1	3583.7	2239.8	25.57%
Turbina 2	3256.8	2035.5	23.24%
Turbina 3	3468.0	2167.5	24.74%
Totale Parco	**10308.6**	**2147.6**	**24.52%**

Tabella 11: Energia annua prodotta e grandezze di lavoro equivalenti al netto delle incertezze

1.1.6 Considerazioni conclusive

La presente analisi di producibilità mostra i risultati della stima di un parco eolico prospettato in località Naso di Gatto. Premettendo che i risultati sono da considerarsi affetti da un livello non completamente trascurabile di incertezza, ciò tenendo conto dell'unicità della stazione anemometrica utilizzata per acquisire misure di vento per un periodo di circa un anno l'indagine svolta consente di classificare il sito come potenzialmente idoneo alla realizzazione di un parco eolico costituito da turbine di media-grossa taglia. Conformemente alle caratteristiche morfologiche ed orografiche considerate nello svolgimento di questa analisi ed ai limiti di accessibilità imposti, il layout previsto risulta ottimale da un punto di vista di interferenze fra le macchine e di posizionamento per lo sfruttamento del potenziale eolico. La validità tecnico-economica della realizzazione di un parco eolico, con caratteristiche coincidenti con quelle descritte nella presente relazione tecnica, può essere ritenuta giustificata, oltre che dall'elevato numero di ore equivalenti previste dall'analisi condotta al netto di incertezze e eventuali perdite, anche dalle linee guida della regione Liguria che pone come limite inferiore per la realizzazione di una wind farm un numero di ore equivalenti annue intorno a 1800.

Osservato l'elevato potenziale eolico stimato dal presente studio di qualificazione e layout d'impianto, qualora la fattibilità ambientale risultasse sostenibile, verrà effettuata una campagna di monitoraggio ad altezza dal suolo a 60m per un periodo di tempo non inferiore all'anno, al fine di validare gli studi di fattibilità e di verificare il layout di impianto proposto.

1.2 ALLEGATO: QUALIFICAZIONE ANEMOLOGICA PRELIMINARE

OPTIMAD engineering srl.
Via Collegno, 18 • 10143, Torino
tel. +39 011 564 6811 • fax +39 011 564 5126
info@optimad.it • www.optimad.it

Spin off del Politecnico di Torino

Torino, 11 maggio 2010

prot nr RT-01A-0510

att of Daniele Pirra
DPIngegneria
via Appiani, 44
12063 Dogliani (CN)

Qualificazione anemologica preliminare

- Località Naso di Gatto -

1. Premessa

L'analisi anemologica preliminare del sito in esame si basa sull'elaborazione statistica dei dati anemometrici acquisiti durante il periodo 01/05/2009 – 21/04/2010. L'area è localizzata nel comune di Santuario (SV) in località Naso di Gatto ad un'altitude di circa 700 m sul livello del mare. L'acquisizione dei dati anemometrici è stata effettuata sulla sommità di un crinale a quote dal suolo pari a 20 e 30 metri per il periodo sopra indicato. Utilizzando la storia dei dati acquisiti vengono valutate velocità media del vento, distribuzione di probabilità media delle velocità del vento, distribuzione di probabilità media delle direzioni del vento (rosa dei venti). Tali caratteristiche di ventosità sono ricavate per le quote di misurazione ed estrapolate per quote di interesse utilizzando leggi standard di descrizione dello strato limite terrestre. A questo livello di analisi l'orografia del terreno, la presenza di ostacoli e/o barriere non sono modellizzati. La rugosità superficiale è calcolata empiricamente mediante le rilevazioni anemometriche.

Al fine di stimare il potenziale energetico del sito in esame sono state adottate curve di potenza di tre aerogeneratori (*Enercon* E53 800kW, *LeitWind* LTW80 1.5MW, *Vestas* V112 3MW) stimando le ore equivalenti di funzionamento per turbina, il fattore di utilizzo annuo (*capacity factor*) e la produzione di energia estraibile annua.

2. Qualificazione anemologica preliminare

Dai rilevamenti anemometrici forniti, velocità mediate su un intervallo di tempo pari a 10 minuti per il periodo dal 01/05/2009 al 21/04/2010, sono state ricavate le seguenti velocità medie :

- 20 metri, velocità media 5,24 m/s
- 30 metri, velocità media 5,49 m/s

L'andamento giornaliero delle velocità medie alle differenti quote è riportato in figura 1 in cui si nota un incremento delle velocità medie su base annua dalle ore 9 fino alle ore 21. Il minimo giornaliero su base annua ad un'altezza di 30 metri viene raggiunto alle ore 9 ed è pari ad una velocità media di 4,71 m/s. Abbiamo interpretato tale soglia minima giornaliera come indice di ventosità costante del sito, anche considerando che a quote superiori, di interesse pratico per le installazioni eoliche previste ovvero relative ad altezze tipiche del mozzo di turbine eoliche di grande taglia, le velocità medie risultano di intensità superiore.

I dati acquisiti sono stati analizzati da un punto di vista statistico. La frequenza con cui durante l'anno una certa velocità del vento si presenta è stata ricavata attraverso i dati sperimentali. La curva di distribuzione di probabilità teorica, utilizzata per stimare l'energia prodotta dagli aerogeneratori, è ricostruita mediante una funzione di Weibull ricavata utilizzando un metodo di massima verosimiglianza. In figura 2 è riportata la distribuzione delle frequenze corrispondente alle misure anemometriche a 30 metri (l'andamento delle frequenze ricavate per 20 metri di altezza presenta differenze trascurabili). In figura 3 è mostrata l'approssimazione di tale distribuzione attraverso la funzione di Weibull calcolata, per la quale sono stati ottenuti parametro di forma k=1,38 e parametro di scala A=6,33 m/s.

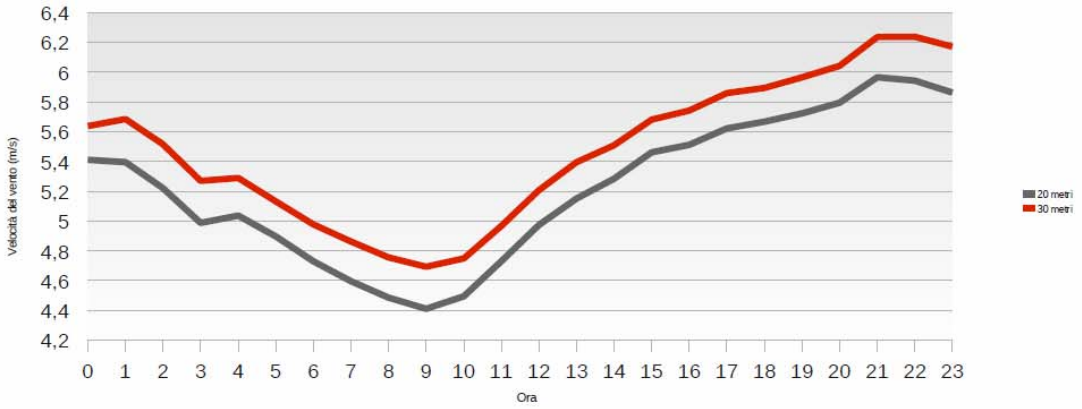


Figura 1: Andamento giornaliero

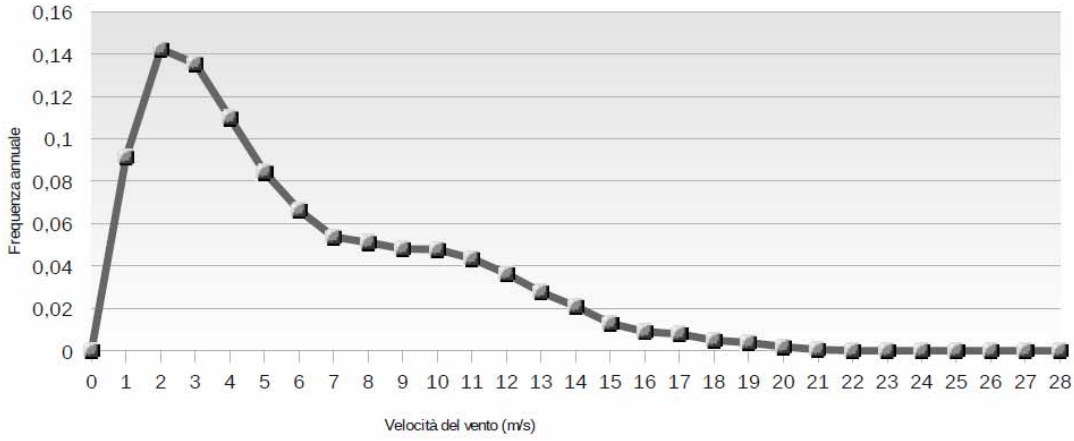


Figura 2: Distribuzione di probabilità - 30 metri

L'analisi direzionale del vento è stata compiuta ricavando la rosa dei venti all'altezza di 30 metri ottenendo le frequenze e le velocità medie per ogni direzione di provenienza del vento. Attraverso tale indagine sono state individuate N-NNE-NE-ENE come direzioni di provenienza prevalenti; le quattro direzioni presentano una probabilità cumulativa di provenienza del vento pari quasi al 70%. L'andamento della distribuzione di

probabilità in funzione della direzione di provenienza è riportato in figura 4. Inoltre le direzioni principali N-NNE sono due delle direzioni che presentano la velocità media annua più intensa pari a circa 8 m/s come mostrato in figura 4. Tali indicazioni suggeriscono una buona esposizione al vento del crinale, permettendo in un eventuale studio di *layout* d'impianto di disporre gli aerogeneratori in modo da ottimizzare lo sfruttamento del potenziale eolico del sito. Nell'indagine direzionale svolta la direzione cardinale Nord (N) è stata presa, in maniera standard, corrispondente all'angolo 0° rilevato dalla strumentazione anemometrica; a questo livello di studio non é stato svolto alcun riscontro topografico per verificare la corretta taratura dell'anemometro, lasciando la possibilità di effettuare una correzione della direzione prevalente durante future indagini.

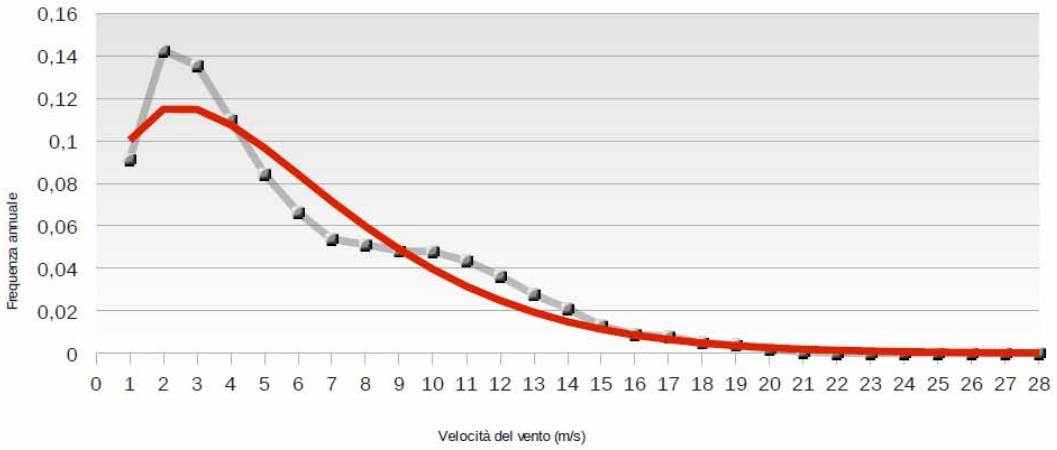


Figura 3: Distribuzione di Weibull (-) - 30 metri

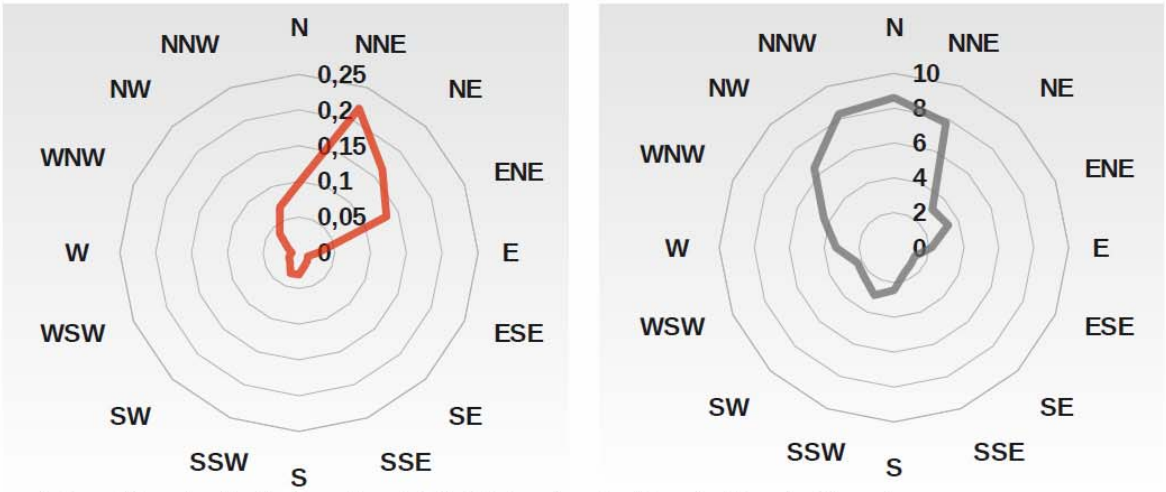


Figura 4: Rosa dei venti – distribuzione di probabilità (sinistra) e velocità medie (destra) - 30 metri

Il sito in esame presenta un livello di turbolenza al di sotto della soglia *CEI-EN 61400-1* considerando la classe B con un indice di turbolenza del 16% per velocità medie del vento di 15 m/s. L'analisi delle misure acquisite produce livelli di turbolenza alle quote di 20 e 30 metri riportati in figura 9 in funzione della velocità del vento. Si nota come l'andamento della turbolenza sia decrescente con l'aumentare della quota e già ad un'altezza notevolmente inferiore delle altezze tipiche del mozzo degli aerogeneratori considerati l'indice di turbolenza sia inferiore al limite imposto dalla normativa *CEI-EN 61400-1*.

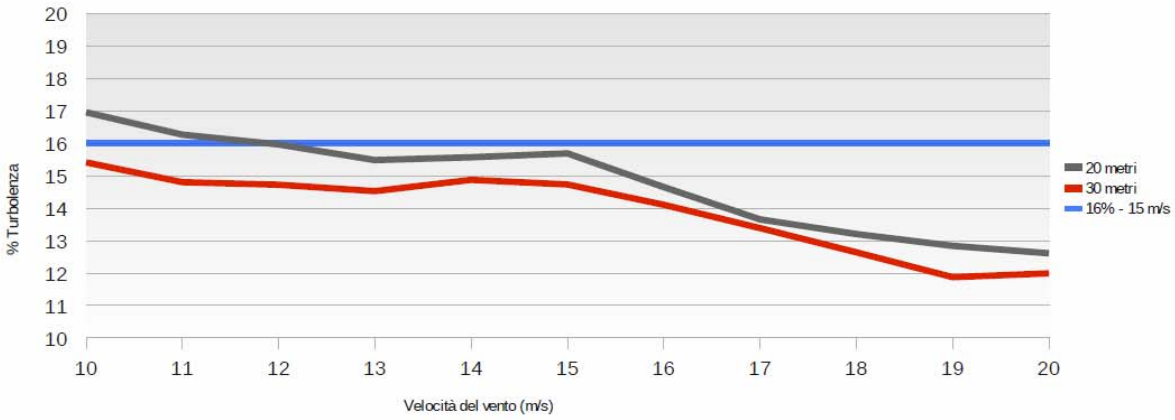


Figura 5: Indice di turbolenza

Al fine di svolgere un'analisi dell'energia estratta con l'utilizzo degli aerogeneratori precedentemente indicati, è stata svolta un'estrapolazione della velocità del vento a differenti quote, relative alle altezze dei mozzi delle turbine esaminate. Durante tale estrapolazione é stata usata una legge esponenziale per l'approssimazione del profilo di velocità all'interno dello spessore dello strato limite terrestre:

$$U(z) = U(z_{rif})(z/z_{rif})^{a}$$

Con *U* velocità del vento, *z* quota di estrapolazione, z_{rif} quota di riferimento. In questo studio viene considerata come quota di riferimento 30 metri. L'esponente *a,* coefficiente di rugosità del suolo, dipende dalla tipologia di terreno, dalla presenza di ostacoli e dalla morfologia dell'area circostante al sito in esame. A questo livello di analisi il coefficiente di rugosità è stato stimato empiricamente a partire dai dati anemometrici. Utilizzando l'andamento giornaliero delle velocità medie a 20 e 30 metri per ogni settore direzionale e approssimando il profilo di velocità attraverso la legge esponenziale, si è calcolato il valore medio del coefficiente di rugosità per ogni direzione. L'andamento dell'esponente *a* in funzione della direzione è riportato in figura 6. Nelle direzioni principali lo spessore dello strato limite, ricavato dalle velocità acquisite a 20 e 30 metri, appare meno elevato.

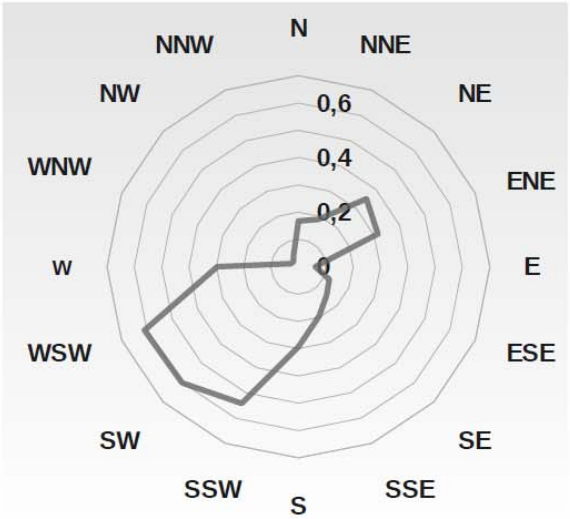


Figura 6: Coefficiente di rugosità a

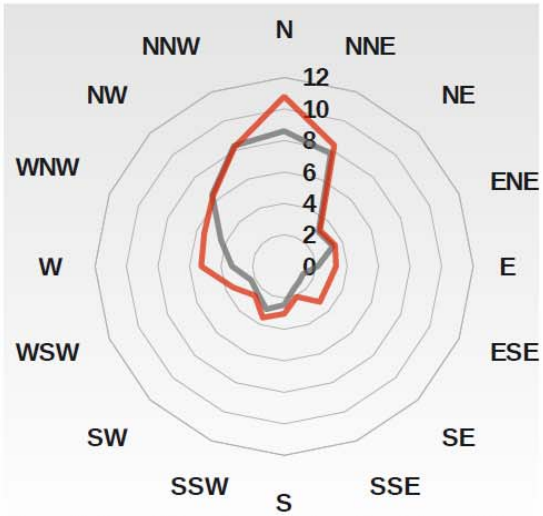


Figura 7: Rosa dei venti - velocità medie - 30 metri (-) vs. 80 metri (-)

I coefficienti di rugosità calcolati sono utilizzati in leggi esponenziali del profilo dello strato limite, per estrapolare le velocità del vento alle quote di riferimento per ogni direzione di provenienza. In figura 7 sono mostrate le velocità medie per direzione di provenienza sulle rose dei venti alla quota di riferimento di 30 metri e alla quota estrapolata di 80 metri. Si nota come, soprattutto per la direzione principale N, le velocità medie del vento estrapolate in quota abbiano intensità sensibilmente superiore alle velocità medie di riferimento. Attraverso le velocità medie su base annua estrapolate alle quote di interesse vengono tracciate le distribuzioni di frequenza e le curve di probabilità di Weibull relative. In figura 8 a titolo di esempio è riportata la distribuzione delle frequenze delle velocità annuali estrapolate alla quota di 80 metri e la relativa curva di Weibull; il parametro di forma ottenuto è pari a k=1,27 ed il parametro di scala A=7,03 m/s. Si noti, come indicato dai valori dei parametri della funzione di Weibull, come la distribuzione di probabilità sia più omogenea, aumentando la probabilità di occorrenza di velocità più elevate.

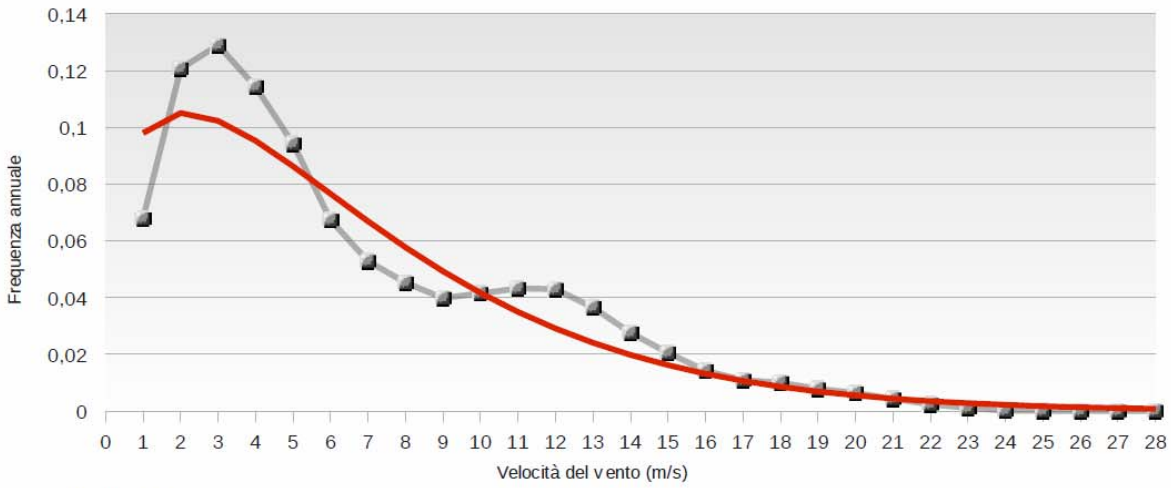


Figura 8: Weibull (-) - 80 metri

Le velocità del vento sono estrapolate a varie quote, rispettivamente a 75, 80 e 119 metri, con lo scopo di analizzare il potenziale energetico estratto dagli aerogeneratori esaminati. I valori delle velocità medie annuali ottenuti alle altezze sopra indicate sono riassunti in tabella 1, in cui si può notare l'andamento crescente del valore della velocità media del vento all'aumentare della quota.

Velocità media (m/s)	30 metri	75 metri	80 metri	119 metri
	5,49	5,96	6,00	6,23

Table 1: Velocità medie del vento a differenti quote

Come precedentemente indicato è stata esaminata l'energia prodotta utilizzando tre aerogeneratori caratterizzati da tre diverse potenze nominali. Le curve di potenza relative ai tre generatori sono riportate nelle figure 9, 10 e 11 rispettivamente per una turbina *E53* con potenza nominale di 800 kW, una turbina di taglia superiore *LTW80* da 1,5 MW e un aerogeneratore di grossa taglia *V112* con potenza nominale 3 MW. In questo studio preliminare non si riportano le specifiche delle macchine esaminate, facendo riferimento ai manuali tecnici dei costruttori liberamente consultabili per eventuali dettagli.

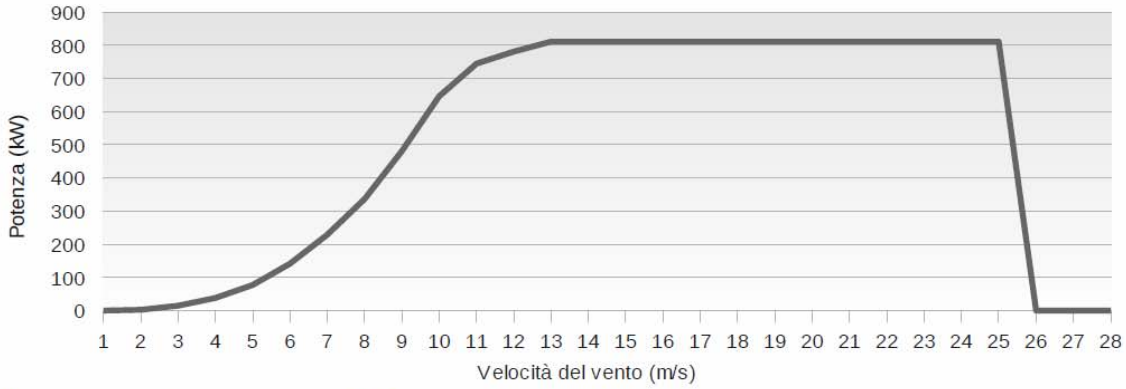


Figura 9: Curva di potenza Enercon E53

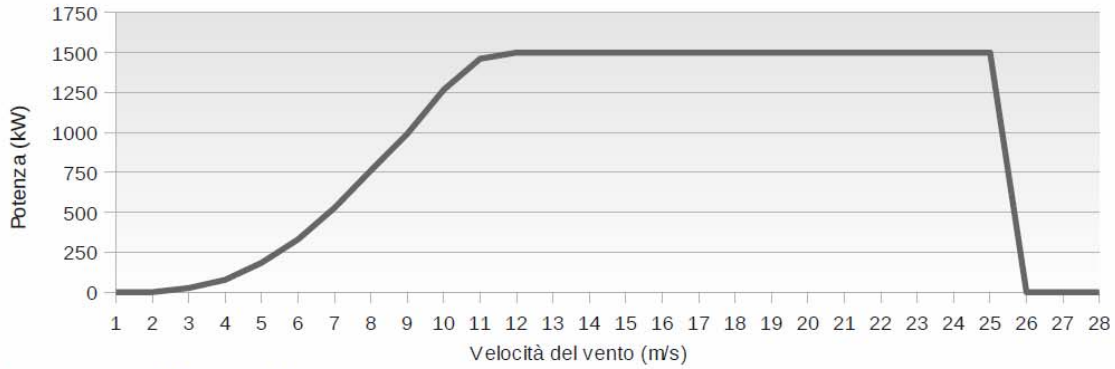


Figura 10: Curva di potenza LTW80

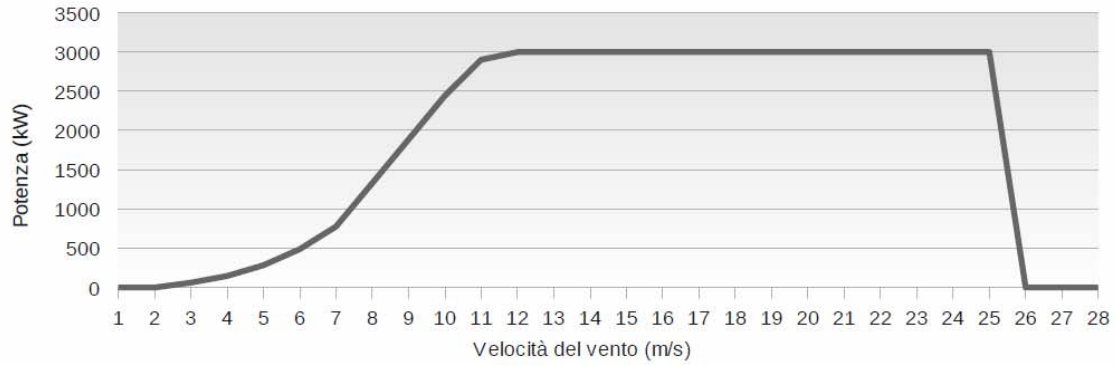


Figura 11: Curva di potenza V112

In tabella 2 viene riportata l'energia annua prodotta da ciascun aerogeneratore, nel cui calcolo vengono considerate anche le perdite dovute alla variazione della densità con la quota. Assieme alla producibilità sono indicate anche le ore e i mesi equivalenti di funzionamento a potenza nominale durante un periodo di un anno. Per una lettura più chiara è mostrato anche il fattore di utilizzo percentuale per generatore. Come evidenziato dai risultati riepilogati in tabella la producibilità potenziale annua risulta elevata per ognuno degli aerogeneratori preso in considerazione, le ore equivalenti infatti non scendono al di sotto delle 2400, con il valore minimo relativo al modello *E53*. L'energia prodotta annua è massima, come atteso, per l'aerogeneratore *VESTAS V112* che fornisce circa 7,7 GWh/anno se installato nella posizione di acquisizione anomometrica.

	Energia annua (MWh)	Ore equivalenti	Mesi equivalenti	Fattore di utilizzo
E53 800kW	1951,63	2409,42	3,3	27,5 %
LTW80 1.5MW	3945,77	2630,51	3,6	30,0 %
V112 3MW	7697,02	2565,67	3,5	29,3 %

Table 2: Energia annua prodotta e grandezze di lavoro equivalenti

3. Conclusioni

La presente indagine mostra i risultati di qualificazione anemologica preliminare del sito eolico in località Naso di Gatto. I risultati sono da considerarsi provvisori basandosi su un'analisi di natura completamente anemologica di dati acquisiti con un'unica stazione anemometrica per un periodo di circa un anno. L'indagine svolta consente di classificare il sito come potenzialmente idoneo alla realizzazione di un parco eolico costituito da turbine di media-grossa taglia, conformemente alle caratteristiche morfologiche, non esaminate in questo studio. L'alta producibilità viene classificata tale anche considerando le linee guida della regione Liguria che pone come limite inferiore per la realizzazione di una *wind farm* un numero di ore equivalenti annue intorno a 1700 (*NP/302951 - Aggiornamento degli obiettivi del Piano Energetico Ambientale Regionale Ligure - PEARL - per l'energia eolica: individuazione dei siti potenzialmente idonei all'installazione di impianti eolici*). Osservato l'elevato potenziale eolico, stimato dalla presente qualificazione anemologica, sono considerate opportune ulteriori indagini approfondite al fine di effettuare uno studio di fattibilità completa e di ottimizzazione del *layout* di un eventuale impianto eolico.