

Indice

PREMESSA.....	2
IL MODELLO METEREOLOGICO.....	2
DESCRIZIONE DELLO STRUMENTO DI ANALISI UTILIZZATO	3
SITO OGGETTO DI STUDIO E RISULTATI DELL'ANALISI	3
PROFILO DEL VENTO, RUGOSITA'.....	5
GRAFICI	6
DATI DI PRESTAZIONE DELL'AEROGENERATORE DI PROGETTO.....	9
ORE EQUIVALENTI	10
CONCLUSIONI.....	10

PREMESSA

Il presente documento ha lo scopo di fornire una prima caratterizzazione del sito sotto il profilo della ventosità.

Lo studio è stato condotto utilizzando i recenti sistemi innovativi (*reanalysis*), per determinare le potenzialità eoliche di qualsiasi località a livello globale, definiti per progetti eolici di piccola taglia da 10 a 200 kW.

La “risoluzione” e la consistenze dell’analisi varia in funzione dei diversi tipi di aerogeneratore e potenza presenti sul mercato mantenendo elevato il livello qualitativo.

Il risultato finale dello studio è costituito da un report contenente i dati sulla ventosità alle quote desiderate, la rosa dei venti, la ventosità media mensile, la distribuzione di probabilità di Weibull.

IL MODELLO METEOREOLOGICO

Il modello meteorologico previsionale di riferimento è definito in maniera scientifica a partire dallo studio dell’atmosfera, ovvero dei fenomeni fisici che avvengono nell'atmosfera terrestre, mediante l’analisi dei parametri fondamentali e delle leggi fisiche correlate. Tale studio è sia sperimentale (osservazioni e misurazioni dirette e indirette), sia teorico (leggi fisiche appartenenti alla fisica dell'atmosfera); il modello matematico è il risultato di tali approcci e simula, prevedendoli a breve scadenza, i fenomeni atmosferici, tra cui il vento, su un dato territorio.

Lo scostamento tra quanto previsto e quanto realmente verificatosi è calibrato mediante serie storiche oramai decennali.

La formazione e lo sviluppo dei fenomeni osservati può essere spiegato partendo dalle equazioni di base della fluidodinamica applicate al nostro sistema specifico, l’atmosfera terrestre, dove interagiscono dinamicamente, in modo turbolento e caotico elementi, forze ed energie.

Le principali categorie, spesso connesse tra loro, che includono questi fenomeni sono:

- i processi di redistribuzione del calore attraverso i venti e la circolazione generale dell'atmosfera;
- i processi atmosferici coinvolti nel ciclo dell'acqua e i fenomeni ad essi associati (cicloni extratropicali, cicloni tropicali, temporali, tornado ecc.);
- i processi legati all'elettricità atmosferica.

L’aria in movimento, il vento, è una delle forze in gioco nel nostro sistema, ovvero una variabile dell’insieme di equazioni fisico-matematiche che descrivono differenti proprietà e processi dell'atmosfera; un fluido la cui dinamica è descritta dalle equazioni di Navier-Stokes (Meteorologia dinamica) e sia in termini di potenza del calcolatore, sia in termini di tempo necessario per l’elaborazione degli algoritmi di risoluzione delle suddette equazioni.

Caratterizzare un sito dal punto di vista della ventosità significa applicare un modello previsionale dell’evoluzione dello stato dell’atmosfera, definito a partire sia da dati rilevati con opportuna strumentazione (anemometri, termometri, barometri, ecc.), sia tramite risoluzione numerica delle equazioni che descrivono il moto dell'atmosfera.

I principali parametri o variabili del nostro sistema, cioè pressione, temperatura, umidità, densità, venti, definiscono dinamicamente l'atmosfera, la quale può essere descritta da un set di 5 equazioni fondamentali (differenziali alle derivate parziali non lineari), il cui differente metodo di risoluzione applicato da luogo ad un differente modello meteorologico.

L’elaborazione previsionale ottenuta dalla risoluzione di uno specifico modello meteorologico viene successivamente “arricchita”, volta per volta, anno dopo anno, dalle registrazioni dei fenomeni

effettivamente avvenuti sul territorio, dando luogo ad uno storico che, nel caso dell'energia generata da fonte eolica, costituirà una base previsionale fondamentale indiscutibile.

Da diversi anni oramai, ma oggi ancor più affinata, tra le tecnologie di registrazione più all'avanguardia a disposizione vi è quella satellitare, mentre le serie storiche risalgono anche a oltre 30 anni.

La presente relazione fornisce pertanto dei dati e delle stime previsionali basate su quanto sopra riportato.

Anche la rilevazione anemometrica puntuale, diretta abitualmente per 12 mesi, può registrare ventosità significativamente al di fuori, per difetto o per eccesso, dai valori risultanti dalla predetta analisi previsionale, ma questo non costituisce motivo di contrasto.

Parallelamente all'avanzamento della tecnologia dei generatori eolici, si stanno sviluppando tecniche di analisi previsionali sempre più raffinate e precise con livelli di risoluzione anche di poche decine di metri.

DESCRIZIONE DELLO STRUMENTO DI ANALISI UTILIZZATO

L'analisi anemologica Spot è un sistema di reanalisi di dati metereologici rilevati da 4000 stazioni meteo dislocate in tutto il mondo. I dati metereologici vengono prelevati con una frequenza di 8 volte al giorno da stazioni satellitari GIS presenti in tutto il mondo. I rilievi in tempo reale della ventosità del sito vengono integrati da dati storici relativi agli ultimi 10 anni.

Tramite apposito software è possibile avere report che mostrano la media annuale, la varianza giornaliera, mensile ed annuale, del vento, oltre alla potenza mediamente ottenibile. Il software fornisce anche la rosa dei venti prevalenti e le varie ventosità a differenti altezze dal suolo. I dati sono relativi agli ultimi 10 anni e vengono raggruppati in un unico risultato medio che fornisce la ventosità media ANNUALE per le principali altezze dei sostegni.

La maglia di campionamento del modello matematico è di 5 Km, pertanto all'interno di essi i valori sono ottenuti secondo un'interpolazione che tiene conto dell'orografia del terreno.

I dati relativi alla velocità media annua del vento elaborati dal sistema Reanalisi differiscono dalle reali misurazioni registrate dai sistemi del NCAR/NCEP di meno di 0.5 m/s sul 50% delle stazioni di osservazione, e meno di 1 m/s sul 78% delle stazioni.

Il margine di errore globale è di +0,05 m/s relativamente alle osservazioni dei Centri Nazionali di Previsione del tempo. L'errore quadratico medio è di 0,93 m/s.

SITO OGGETTO DI STUDIO E RISULTATI DELL'ANALISI

L'analisi anemologica della ventosità è stata condotta sul punto individuato dalle coordinate 40°36'48.00"N 8°55'37.00"E, rappresentato nell'immagine successiva.

Sito oggetto della *reanalisi*

L'analisi ha fornito i seguenti dati:

Ventosità media annua a <u>20 metri</u> dal suolo [m/s]	4,7
+ -	0,9
incertezza	0,15%

Ventosità media annua a <u>50 metri</u> dal suolo [m/s]	5,6
+ -	0,8
incertezza	14,29%

Fattore di forma di Weibull (k)	2,11
Indica come è distribuita la frequenza dei valori di ventosità. Fattori di forma bassi < di 1,50 indicano che su quel sito vi saranno ore senza vento ma anche ore con venti molto superiori alla media (siti con ventosità discontinua).	

Fattori di forma alti > di 1,50 indicano che la maggior parte delle ore annue è prossima al valor medio. (siti con ventosità costante)
--

Coefficiente di rugosità del terreno (m)	0,16707
Indica come aumenta l'intensità del vento all'aumentare dell'altezza da terra. Bassissimi valori di (m) si hanno in zone aperte, viceversa valori più alti si hanno in presenza di edifici, o vegetazione.	

L'area circostante il punto previsto per l'installazione dell'aerogeneratore presenta una quota media di circa 210 m s.l.m. ed è prevalentemente pianeggiante con alternanza di zone prive di vegetazione di rilievo, con isolati alberi e cespugli, zone con vegetazione di macchia e con alberi frangivento di 6-12 m di altezza. Alcuni fabbricati di altezza variabile sono presenti nelle immediate vicinanze. Di tali varietà, che influenzano i profili aerodinamici e la turbolenza del vento, si dovrà tenere conto mediante un'opportuna mappa di rugosità dell'area di interesse, più infatti un terreno è rugoso, cioè presenta variazioni brusche di pendenza, boschi, edifici e montagne, più il vento incontrerà ostacoli che ridurranno la sua velocità.

PROFILO DEL VENTO, RUGOSITA'

Coefficiente di rugosità del terreno (m)	0,16707
Indica come aumenta l'intensità del vento all'aumentare dell'altezza da terra. Bassissimi valori di (m) si hanno in zone aperte, viceversa valori più alti si hanno in presenza di edifici, o vegetazione.	

In genere la velocità del vento aumenta con la quota.
Nello strato superficiale ha un andamento logaritmico:

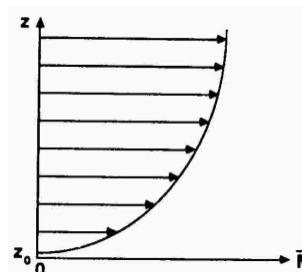
$$U(z) = \frac{u_*}{k} \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)$$

U = intensità del vento

z = quota

u^* = velocità di attrito (*friction velocity*)

z_0 = lunghezza di rugosità (*roughness length*)

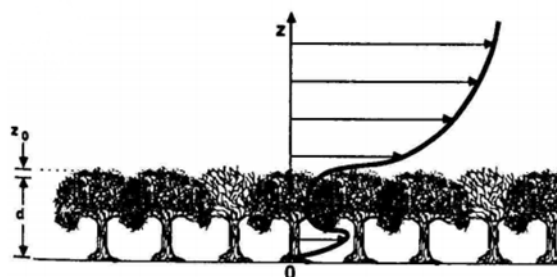


In presenza di una *canopy* (bosco, città):

$$U(z) = \frac{u_*}{k} \cdot \ln\left(\frac{z-d}{z_0}\right)$$

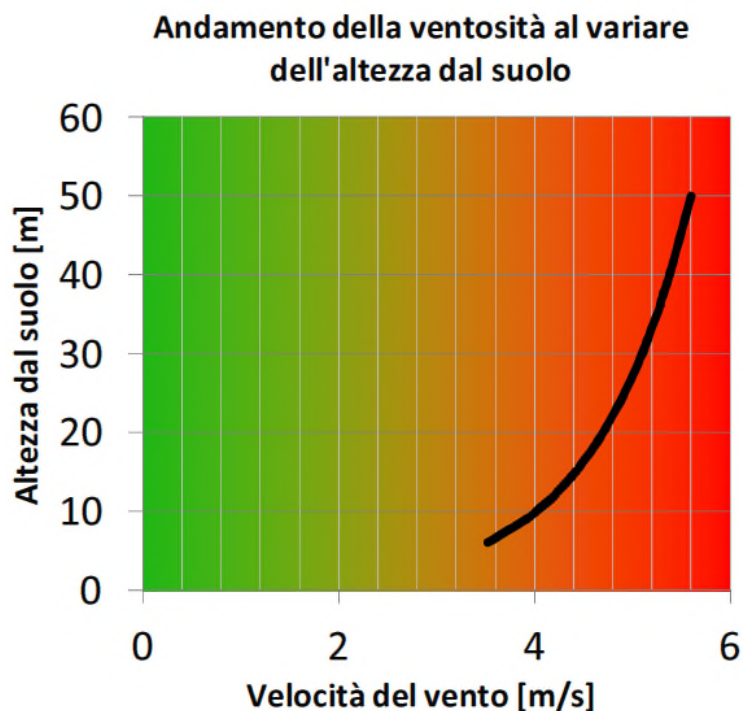
d = displacement height

Nel PBL (strato limite planetario, o strato limite atmosferico e in atmosfera libera), cresce in modo più irregolare.



Direzione del vento prevalente	Ovest-Nord/Ovest
Mese con minore ventosità	Agosto
Mese con maggiore ventosità	Dicembre

Nel sito di interesse si ha il seguente grafico della ventosità:

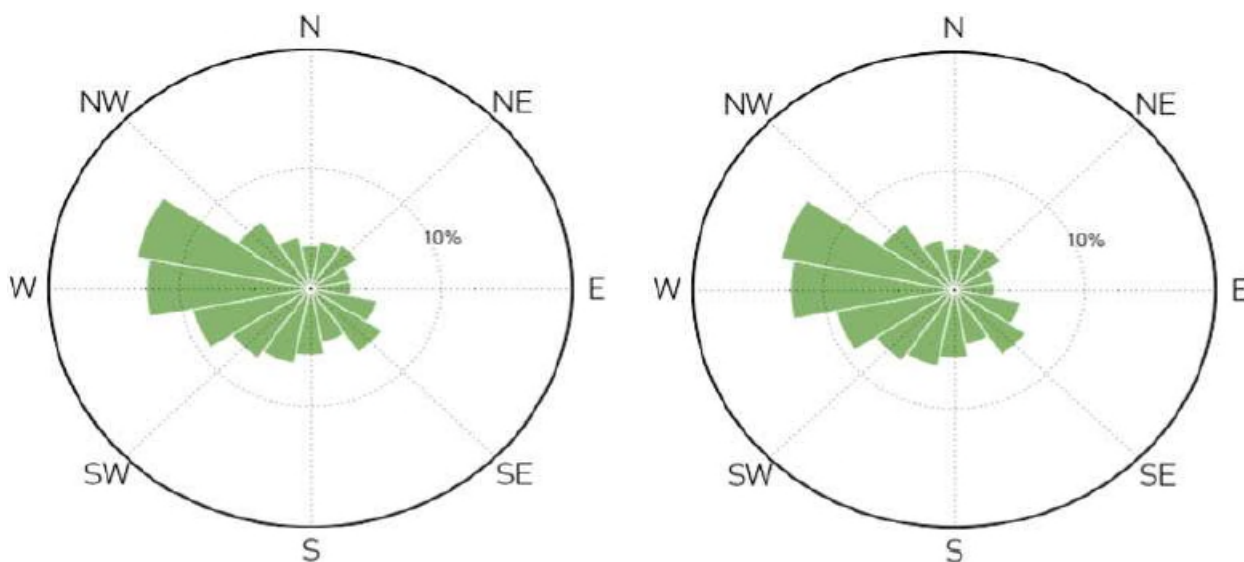


Interpolazioni:

h suolo (m)	Velocità del vento (m/s)
6	3,52
9	3,92
10	4,02
12	4,2
15	4,42
16	4,48
18	4,6
20	4,7
24	4,88
25	4,92
30	5,1
33	5,19
36	5,28
37	5,3
40	5,38
50	5,6

GRAFICI

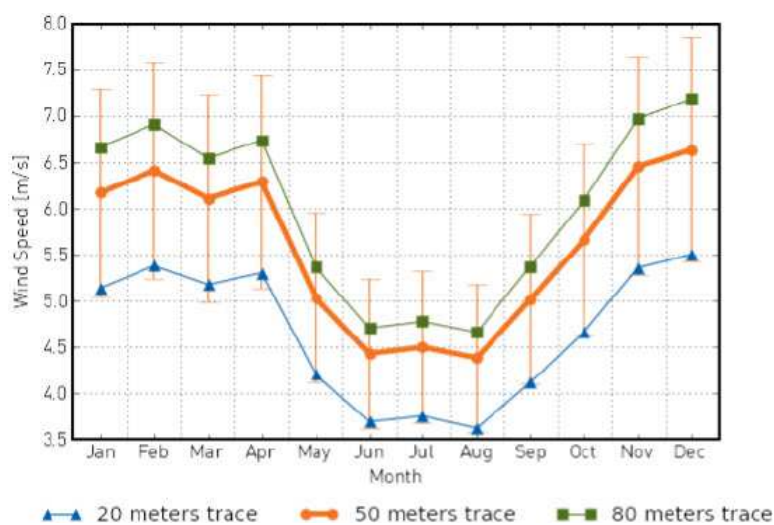
Seguono alcuni grafici a 20 e 50 m di altezza al suolo.



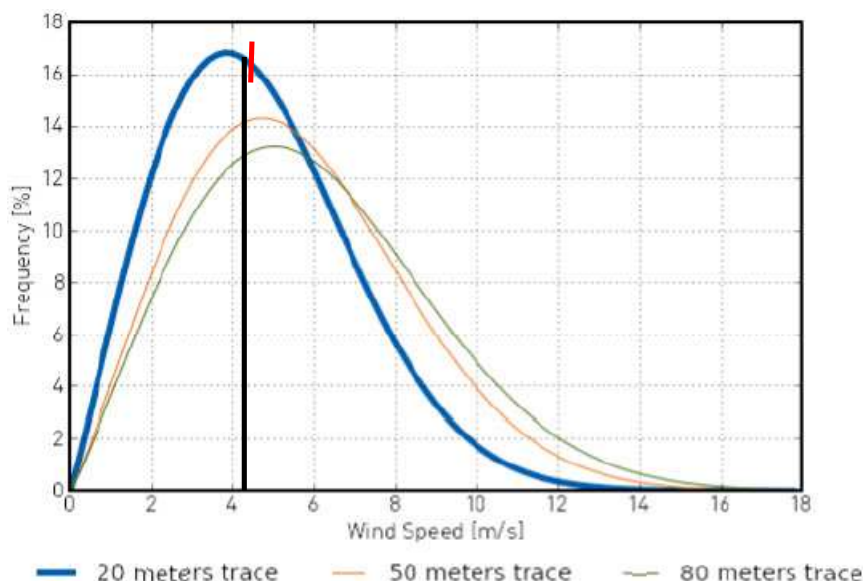
Rosa dei venti a 20 m e a 50 m al suolo (pressoché identiche)



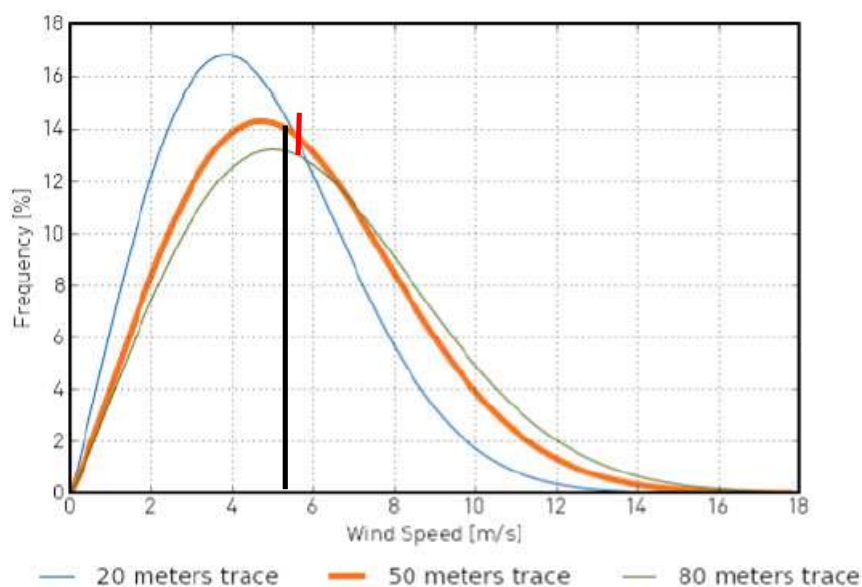
Ventosità media mensile a 20 m (evidenziata in blu)



Ventosità media mensile a 50 m (evidenziata in arancione)



Distribuzione di probabilità di Weibull a 20 m (evidenziata in blu)



Distribuzione di probabilità di Weibull a 50 m (evidenziata in arancione)

Dalla curva di Weibull si nota che la maggiore energia nel vento si trova a velocità superiori a quella media.

Le figure sopra evidenziano l'andamento delle distribuzioni di Weibull per diversi valori della velocità media del vento (relative a 20 e 50 metri al suolo nel punto di installazione). Nell'asse delle ordinate è indicata la probabilità in termini percentuali che il vento durante l'anno abbia una certa velocità.

La linea verticale rossa riportata in figura indica la velocità media del vento come risultante dalla tabella precedente delle interpolazioni.

La mediana (linea nera) indica che la velocità del vento (u) è, nel caso di 20 m al suolo, per metà del tempo inferiore a 4,3 m/s e per l'altra metà superiore a 4,3 m/s, mentre nel caso di 50 m al suolo,

per metà del tempo inferiore a 5,3 m/s e per l'altra metà superiore a 5,3 m/s. Questo perché la distribuzione è asimmetrica (skewed), ovvero nel caso specifico si può osservare, come peraltro spesso accade, che i venti con maggiore velocità sono meno frequenti dei venti moderati.

Tale asimmetria varia sia in funzione dell'altezza, quindi dalle condizioni climatiche, dell'orografia e dal tipo di superficie.

La velocità con la massima probabilità di occorrenza (moda), è di poco inferiore ai 4 m/s nel caso di altezza al mozzo pari a 20 m e di circa 4,6 m/s nel caso di altezza al mozzo pari a 50 m.

Analizzando i grafici relativi alla densità di potenza in funzione della velocità del vento (non riportati), emerge che la potenza disponibile risulta sempre crescente con la velocità del vento, mentre la corrispondente energia disponibile, dipendendo dalla distribuzione di frequenza, presenta un andamento dapprima crescente e poi decrescente.

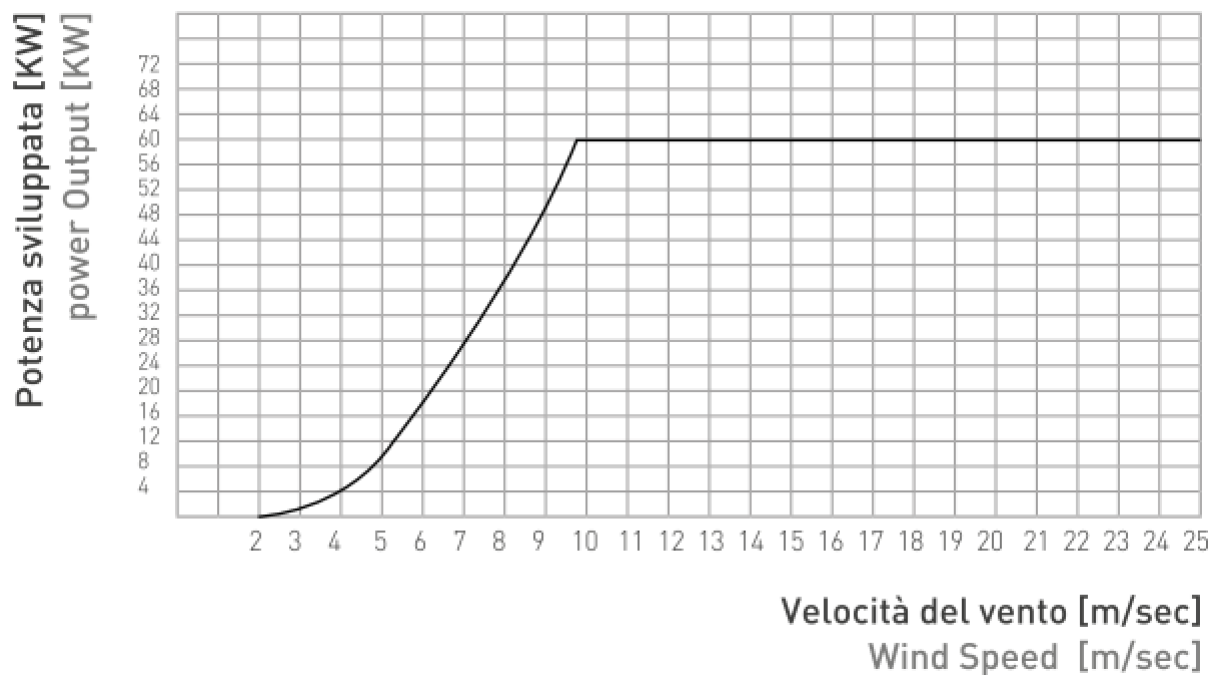
DATI DI PRESTAZIONE DELL'AEROGENERATORE DI PROGETTO

Aerogeneratore: STOMA ST-K60/D22 DIRECT

Potenza nominale [kW]: 60

Diametro del rotore [m]: 21,80

Altezza mozzo [m]: 33,50



L'aerogeneratore di progetto, a detta del produttore "...assicura la produzione già con velocità del vento di 2,5 m/s e permette il raggiungimento della potenza nominale massima con venti di soli 9,5 m/s...", come peraltro si evince dalla curva di potenza.

È interessante notare che a 7 m/s la potenza generata è inferiore, seppur di poco, al 50% della potenza di targa.

Dai dati di reanalisi risulta invece che la ventosità media annua nel nostro sito, a 33 metri dal suolo [m/s] (circa l'altezza al mozzo dell'aerogeneratore ipotizzato, 33,50 m), è di 5,19 m/s.

ORE EQUIVALENTI

In generale una turbina eolica riesce a convertire annualmente in energia elettrica circa il 20-25% dell'energia globalmente messagli a disposizione dal vento. In termini equivalenti, si utilizza frequentemente il numero di ore (equivalenti) di funzionamento, rappresentato dal rapporto fra l'energia annua prodotta e la potenza nominale. In tal senso, le moderne turbine eoliche lavorano in genere per circa 2000-2500 ore/anno equivalenti, ovvero una turbina avente una potenza nominale di 60 kW, come quella di progetto, nel sito giusto, può produrre annualmente anche 120000-150000 kWh/anno di energia elettrica.

Nel complesso, quindi, l'energia utile prodotta da una turbina eolica dipende sia dal sito nel quale è installata, attraverso la densità dell'aria (e quindi attraverso la pressione e la temperatura ambiente) e la distribuzione di velocità del vento, sia dalla macchina, attraverso le sue dimensioni, il suo coefficiente di potenza (che varia con la velocità del vento) e la sua disponibilità.

CONCLUSIONI

Il sito presenta una ventosità media ma poiché la scelta del tipo di generatore non dipende solo dalla disponibilità di risorsa eolica ma anche e fortemente dalle sue caratteristiche, al fine di massimizzare il numero di ore equivalenti, considerando anche che nel sito specifico il fattore di forma Weibull indica che una parte considerevole delle ore annue di vento è verosimile sia caratterizzato da una velocità prossima al valor medio, l'aerogeneratore di progetto è stato individuato valutando le seguenti caratteristiche:

- sistema attivo/passivo di variazione del passo delle pale;
- sistema di imbardata su ralla rotante a frizione;
- componentistica meccanica ed elettronica di alta qualità;
- produzione europea;
- elevato rendimento produttivo;
- elevata affidabilità;
- ridotta manutenzione;
- minori costi di gestione dell'impianto;
- generazione di maggiore potenza a velocità medio basse di vento.

La turbina ideale è infatti quella in grado di estrarre "completamente" l'energia disponibile nel vento, o meglio, considerato che nel caso reale non tutta l'energia è effettivamente estraibile, è quella che presenta il maggiore rendimento della turbina (Wind Turbine Efficiency), che in accordo con la teoria di Betz, non può superare 0,59 (rapporto tra energia reale e energia ideale).

Poiché tuttavia, il rendimento della turbina dipende oltreché dalle caratteristiche della macchina anche da quelle del sito, valutare il solo rendimento della macchina non sarebbe sufficiente.

Infatti un altro parametro importante da valutare è dato dalla misura della percentuale di tempo in cui la turbina è operativa (AF, Availability Factor), tale valore aumenta al diminuire della velocità di Cut-in e al crescere di quella di Cut-out e di quella media.

Aumentando per esempio le dimensioni del rotore e diminuendo quelle del generatore, aumenta il rapporto tra l'energia reale estratta in un dato periodo e quella che si avrebbe facendo lavorare la turbina alla potenza nominale per lo stesso arco di tempo (CF, Capacity Factor), ma diminuisce il rendimento (wind turbine efficiency).

Considerare separatamente rendimento e coefficienti CF ed AF porterebbe quindi a considerazioni

errate, giacché sarebbe possibile avere un elevato AF ma con basso rendimento elettrico della macchina e viceversa.

Il giusto approccio consiste quindi nel valutare nel loro complesso i parametri, così da ottimizzare il più possibile lo sfruttamento delle risorse con il minor costo.

Per quanto detto, l'individuazione ultima della turbina è dipesa dalla migliore combinazione tra AF, CF ed il rendimento.

Nel caso specifico, correlando i dati caratteristici del sito con quelli dell'aerogeneratore, si può stimare una producibilità specifica lorda del sito, in termini di ore equivalenti, pari a 1800 ore l'anno, corrispondenti, considerando:

- potenza generata garantita: 95% (valore tipico)
- indice di disponibilità annua del generatore eolico: 97% (valore tipico compreso tra 95 e 98%)
- perdite di energia per interferenze aerodinamiche: 0% (un solo aerogeneratore)
- perdite elettriche di sistema: 3% (valore tipico compreso tra 2 e 3%)
- indice di disponibilità annua della rete elettrica: 99,5% (valore tipico)

a una producibilità specifica netta, in termini di ore equivalenti, pari a 1600 ore l'anno (ca. 96000 kWh/a).