



Engineering & Construction



EGP CODE

GRE.EEC.R.11.IT.W.15066.00.026.00

PAGE

1 di/of 22

TITLE: Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità

AVAILABLE LANGUAGE: IT

IMPIANTO EOLICO SINDIA

Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità

Il Tecnico

Ing. Leonardo Sblendido

File: GRE.EEC.R.11.IT.W.15066.00.026.00_Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità

00	15/12/2021	PRIMA EMISSIONE	G.Alfano	G.Alfano	L.Sblendido
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED

EGP VALIDATION

	M. Bocci	A. Puosi
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROGETTO / IMPIANTO SINDIA	EGP CODE																		
	GROUP	FUNCTION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT	SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION									
	GRE	EEC	R	1	1	I	T	W	1	5	0	6	6	0	0	0	2	6	0

CLASSIFICATION	Company	UTILIZATION SCOPE	Preliminary
----------------	---------	-------------------	-------------

This document is property of Enel Green Power S.p.A. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power S.p.A.



Engineering & Construction



WE ENGINEERING

EGP CODE

PAGE

2 di/of 22

SOMMARIO

1	INTRODUZIONE.....	3
1.1	Contenuti della relazione	4
2	INQUADRAMENTO TERRITORIALE	4
3	CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA	6
4	AEROGENERATORE DI RIFERIMENTO	13
5	MODELLO DI VALUTAZIONE RISORSA EOLICA.....	16
6	RISULTATI	22

1 INTRODUZIONE

La presente relazione costituisce relazione sulla valutazione della risorsa eolica ed analisi della producibilità della centrale per la produzione di energia da fonte eolica proposta da Enel Green Power Italia S.r.l., e riferita al Parco Eolico costituito da n.13 aerogeneratori, ricadenti nei territori comunali di Sindia (NU), Scano di Montiferro (OR), Santu Lussurgiu (OR), di potenza nominale complessiva pari a 78 MW. La finalità di questo report è quella di caratterizzare le condizioni anemologiche e determinare la stima del rendimento energetico dell'impianto su base annuale.

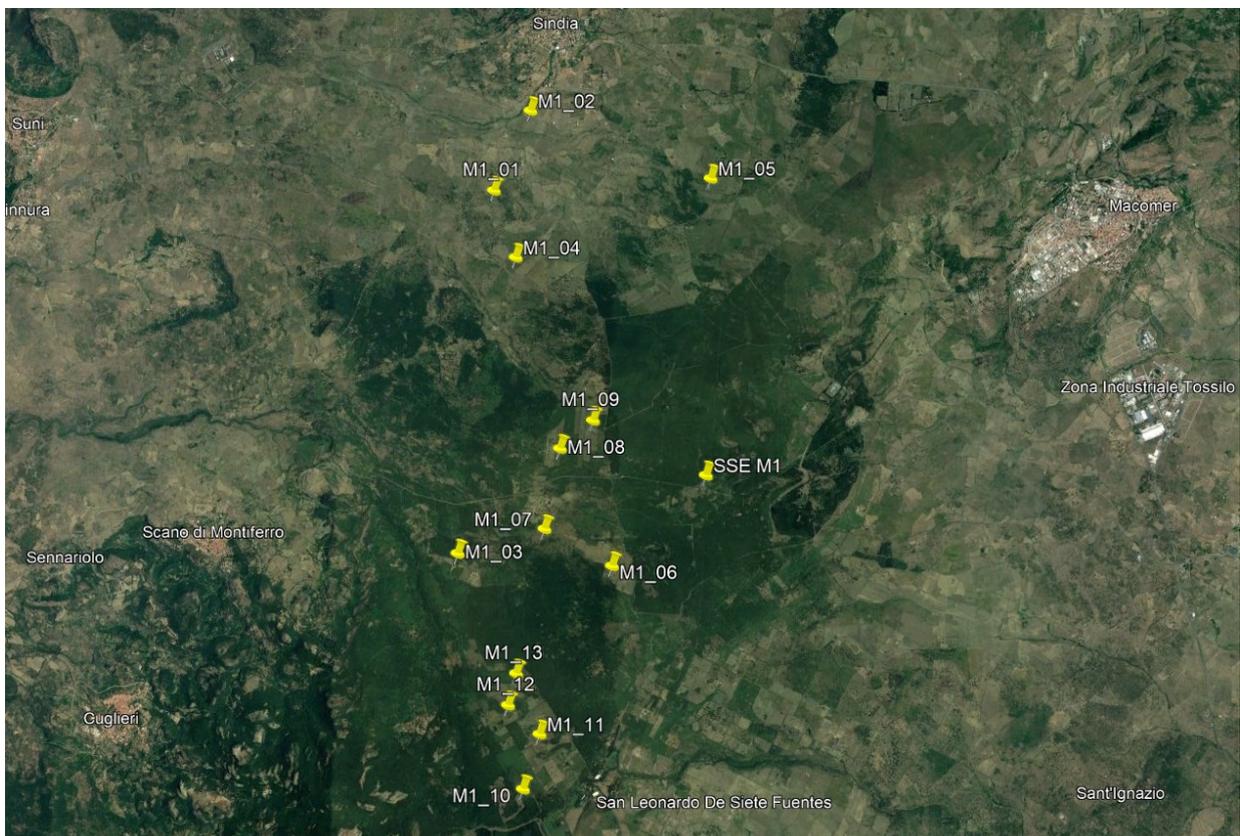


Figura 1-1: Inquadramento su ortofoto delle WTG di impianto

In sintesi, il presente progetto prevede:

- l'installazione di 13 nuovi aerogeneratori per una potenza installata pari a 78 MW;
- la realizzazione delle fondazioni per gli aerogeneratori in progetto;
- la realizzazione di piazzole di montaggio degli aerogeneratori, di nuovi tratti di viabilità e l'adeguamento della viabilità esistente, al fine di garantire l'accesso per il trasporto degli aerogeneratori;



- la realizzazione del cavidotto di media tensione e della sottostazione AT/MT da collegare in antenna alla futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione 380/150 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Ittiri - Selargius".
- l'utilizzo temporaneo, attraverso opportuni adeguamenti, di aree per il Site Camp.

Il progetto è in linea con gli obiettivi nazionali ed europei per la riduzione delle emissioni di CO₂ legate a processi di produzione di energia elettrica.

L'impianto sarà destinato a funzionare in parallelo alla rete elettrica nazionale in modo da immettere energia da fonte rinnovabile in rete; l'iniziativa oltre a contribuire al potenziamento della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile su territorio nazionale sarà a servizio dei futuri fabbisogni energetici comunali.

Ciascun aerogeneratore è montato su una torre tubolare di altezza pari a 115m. All'interno del tubolare sono ubicate le apparecchiature per il sezionamento e la protezione dell'impianto ed i relativi quadri elettrici. L'energia elettrica prodotta sarà convogliata, dall'impianto, mediante cavi interrati di tensione 33 kV fino alla Sottostazione utente di trasformazione 150/33 kV, ubicata nel Comune di Macomer.

1.1 CONTENUTI DELLA RELAZIONE

La presente relazione costituisce il documento sulla valutazione della risorsa eolica e sull'analisi di producibilità riguardante i nuovi aerogeneratori che sono previsti in sito.

Il capitolo 2 descrive in generale il sito e il layout degli aerogeneratori di nuova costruzione.

Nel capitolo 3 vengono descritte le caratteristiche anemologiche del sito.

Il capitolo 4 illustra le caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di riferimento e il capitolo 5 tratta del modello di analisi di producibilità.

Infine, il capitolo 6 riporta i risultati dell'analisi di producibilità.

2 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il sito oggetto di studio è ubicato a circa 1.5km a sud dal centro abitato di Sindia, circa 8km ad est dal centro abitato di Macomer e a circa 4km dal centro abitato di Santu Lussurgiu.

La morfologia dell'area e delle zone limitrofe è contraddistinta da un territorio collinare.

Il progetto risulta ubicato nelle provincie di Nuoro, Oristano.

Di seguito è riportato l'inquadramento territoriale dell'area di progetto e la configurazione

proposta su ortofoto.

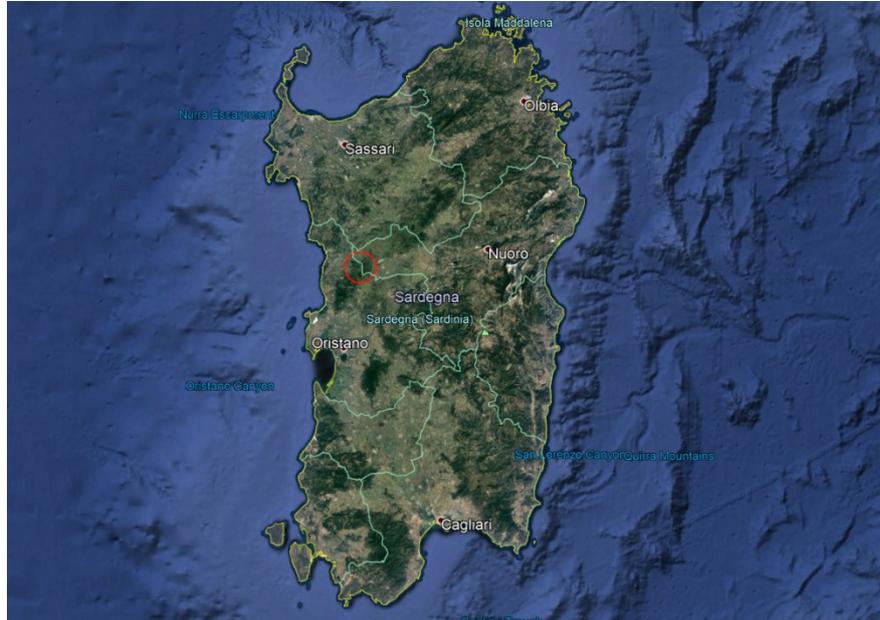


Figura 2-1: Inquadramento generale dell'area di progetto

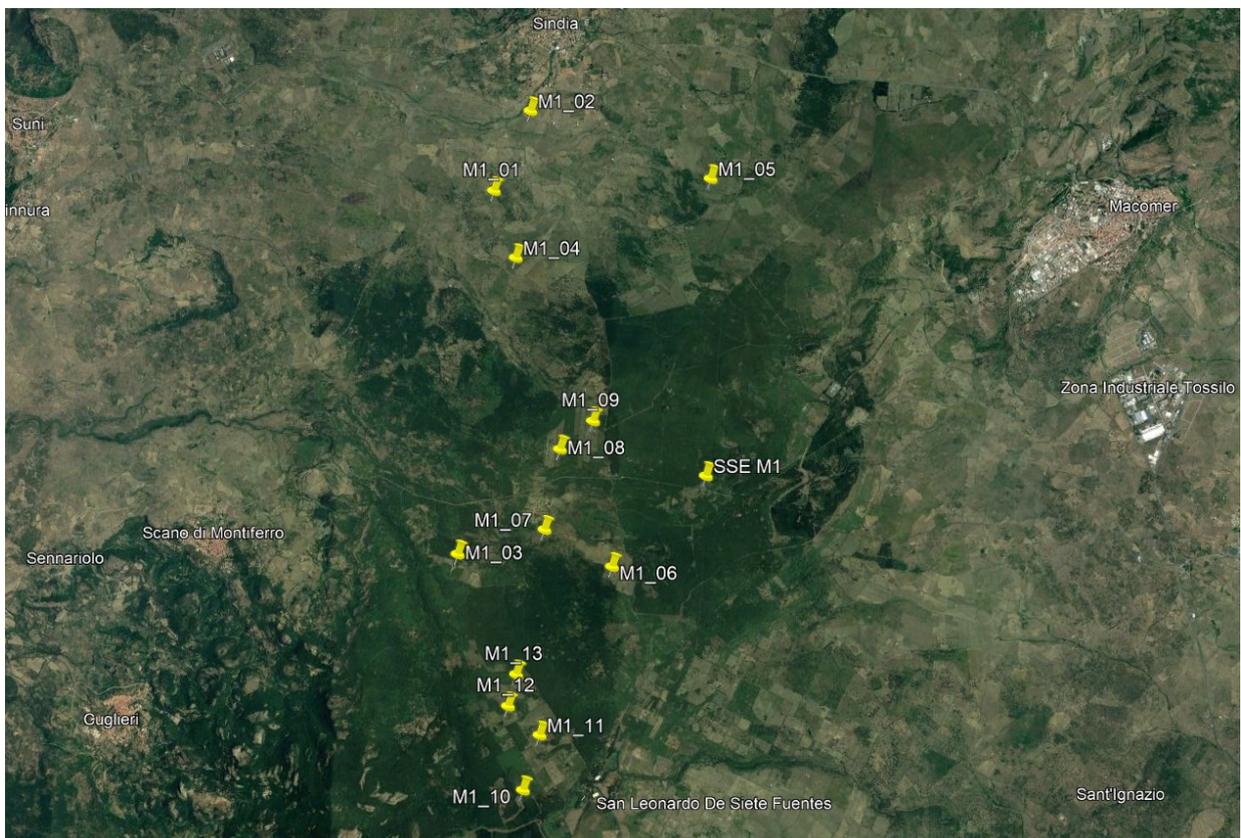


Figura 2-2: Configurazione proposta su ortofoto

Per l'identificazione univoca di ogni singolo aerogeneratore e per una più dettagliata descrizione del progetto, si riportano in tabella le coordinate relative all'ubicazione di ognuno di essi nel sistema di riferimento WGS84 in proiezione UTM.

Tabella 2-1: Posizione Aerogeneratori

WTG	Comune	Est [m]	Nord [m]	Altitudine [m s.l.m.]
M1_01	Sindia	469804.00	4457600.00	494
M1_02	Sindia	470459.00	4458984.00	474
M1_03	Scano di Montiferro	469092.00	4451296.00	622
M1_04	Sindia	470168.00	4456420.00	546
M1_05	Sindia	473567.00	4457724.00	596
M1_06	Scano di Montiferro	471755.00	4451043.00	700
M1_07	Scano di Montiferro	470600.00	4451697.00	647
M1_08	Scano di Montiferro	470884.78	4453175.77	647
M1_09	Scano di Montiferro	471470.00	4453559.00	702
M1_10	Santu Lussurgiu	470171.00	4447238.00	795
M1_11	Santu Lussurgiu	470465.00	4448164.00	730
M1_12	Santu Lussurgiu	469934.00	4448677.00	753
M1_13	Santu Lussurgiu	470081.00	4449217.00	735

Dalla tabella si evince che l'altezza delle posizioni interessate dagli aerogeneratori varia fra 476 e 798 m.s.l.m.

3 CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA

La società pubblica di ricerca RSE (Ricerca Sistema Energetico), società per azioni il cui unico socio è la società Gse (Gestore dei Servizi Energetici), controllata dal ministero Sviluppo Economico specializzata nella ricerca nel settore elettrico-energetico, ha implementato l'Atlante eolico d'Italia nell'ambito della Ricerca di Sistema (<http://atlanteeolico.rse-web.it/>), che consiste in una serie di mappe di velocità del vento: le mappe di velocità del vento sono state redatte su tre serie di 27 tavole, con scala a nove colori. Ciascun colore identifica una classe

di velocità i cui estremi, in m/s, sono indicati in calce alla tavola stessa. Ad esempio il colore giallo indica aree con valori stimati di velocità del vento comprese tra 5 e 6 m/s; l'assenza di colore indica velocità medie inferiori a 3 m/s.

Secondo quanto emerge dallo studio della RSE, l'Italia risulta una nazione con buone potenzialità in termini di risorsa per lo sviluppo dell'eolico. La risorsa eolica in Italia è prevalentemente concentrata nel Centro-Sud e nelle isole maggiori.

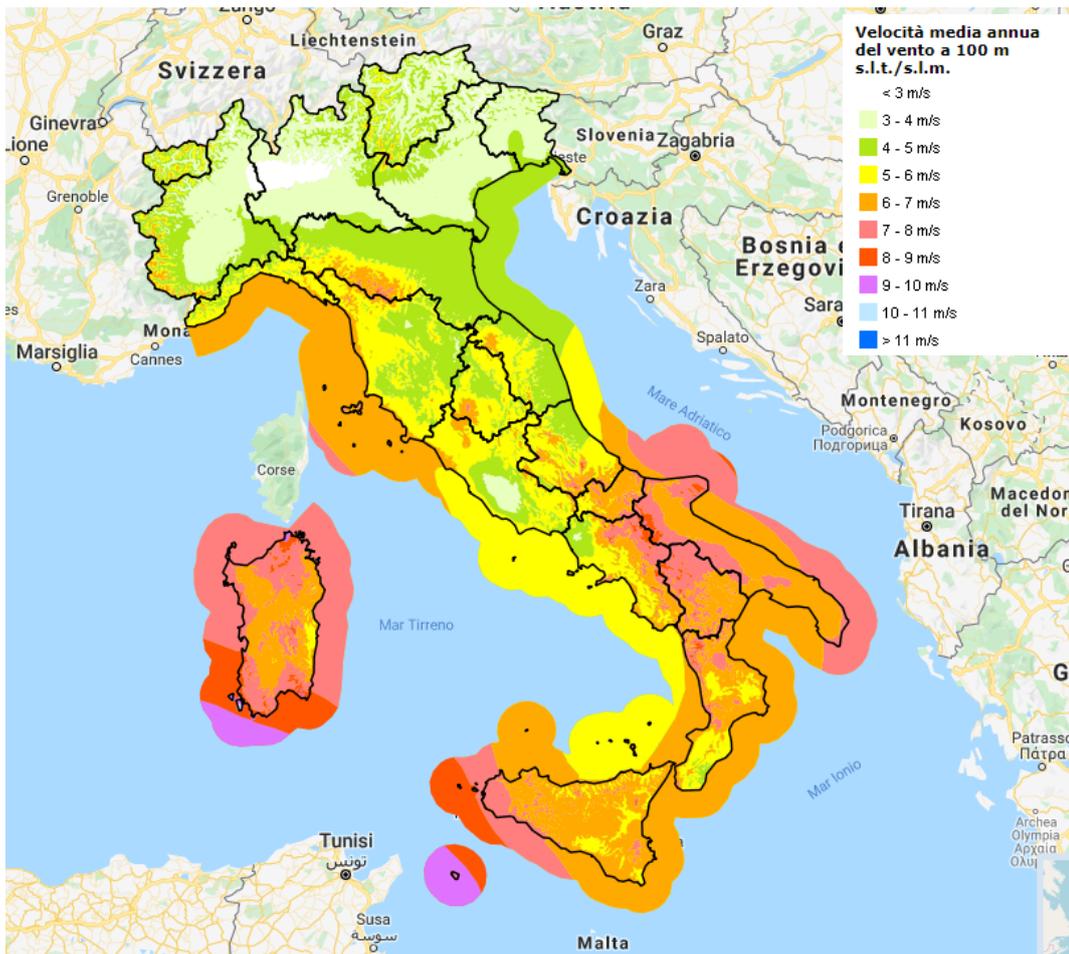


Figura 3-1: Atlante Eolico d'Italia –Velocità media annua del vento a 100 m s.l.t./s.l.m. Fonte: RSE-Web

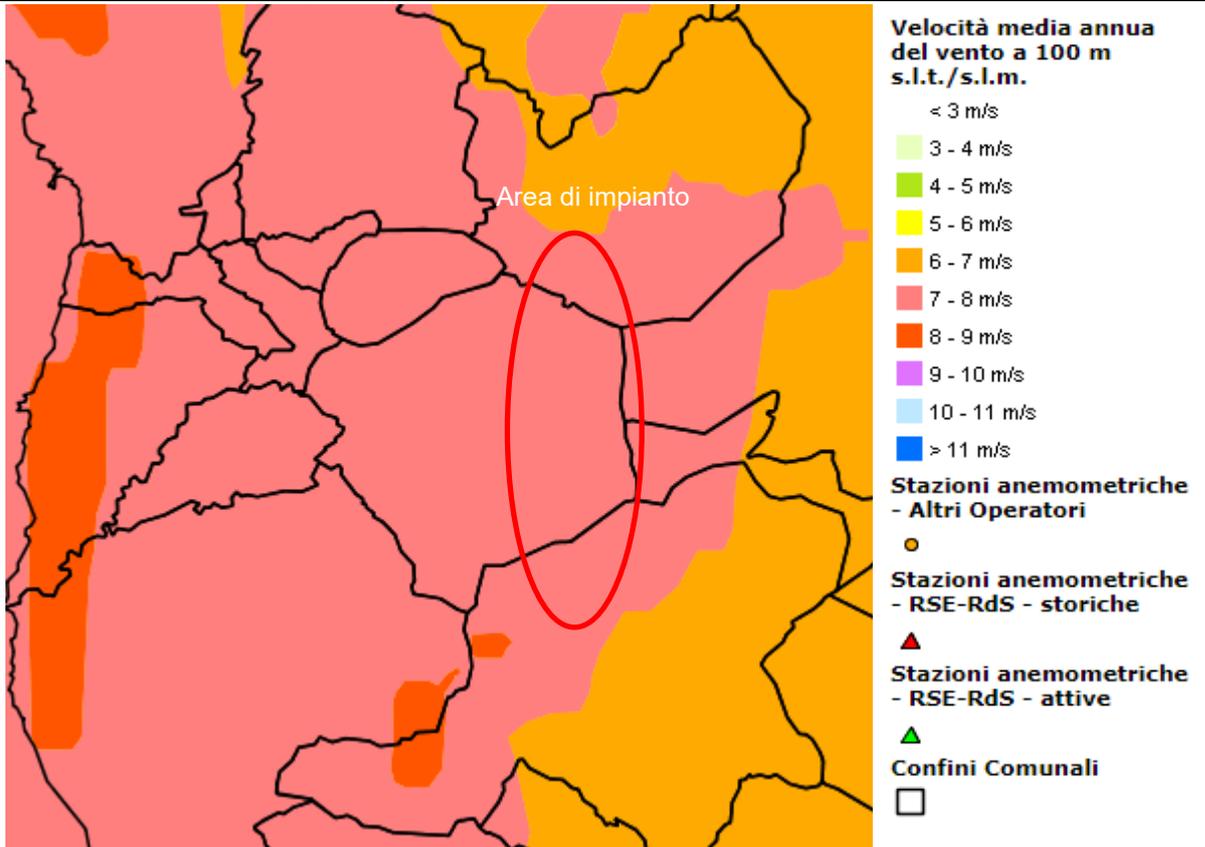


Figura 3-2: Localizzazione sito di intervento (in rosso) sull'Atlante Eolico d'Italia – Velocità media annua del vento a 100 m s.l.t./s.l.m. Fonte: RSE-Web

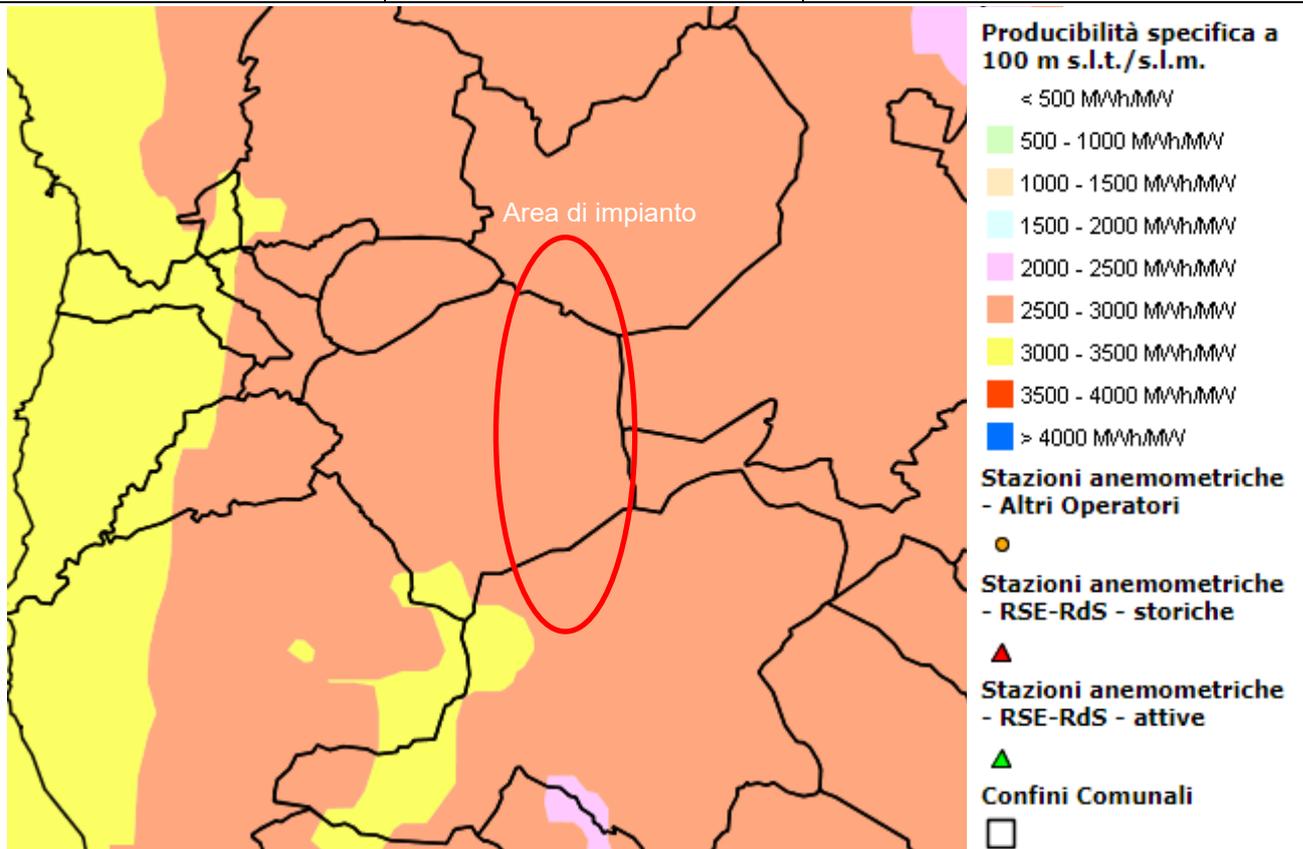


Figura 3-3: Localizzazione sito di intervento (in rosso) sull'Atlante Eolico d'Italia – Produttività specifica a 100 m s.l.t./s.l.m. Fonte: RSE-Web

L'impianto interessa un'area con discreta ventosità, caratterizzata da velocità medie annue comprese tra 7 e 8 m/s (valori rilevati a 100 m di altezza), con un potenziale eolico compresa tra 2500 e 3000 ore equivalenti per l'area. Questi dati, individuati considerando l'Atlante eolico, vengono approfonditi nei paragrafi a seguire attraverso l'analisi anemologica in sito, riportando le analisi effettuate sulla base di rilevazioni anemologiche effettuate da alcuni anemometri nella zona di interesse. Pertanto, l'impianto sfrutterebbe appieno la risorsa eolica e garantirebbe elevati valori di produttività.

La velocità e la direzione del vento sono misurate in sito tramite la stazione anemometrica esistente di "Funtana su Marrubiu", situata a circa 6 km ad Est dell'impianto, ad un'altitudine pari a 722 m s.l.m. come mostrato in figura:

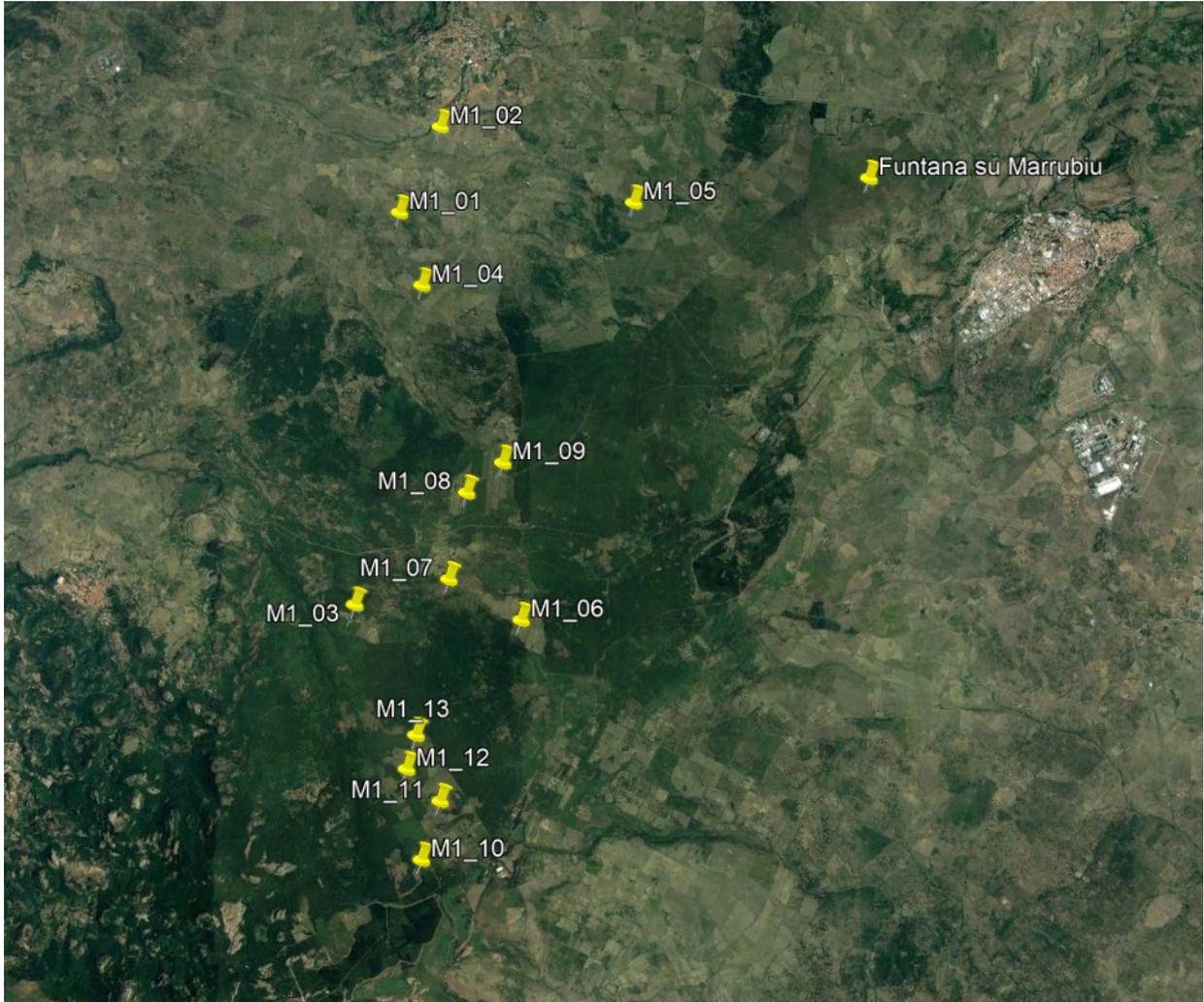


Figura 3-4: Inquadramento stazione anemometrica “Funtana su Marrubiu”

Variable	Value	Variable	Value
Latitude	40.272843	Mean temperature	12.71 °C
Longitude	8.733166	Mean pressure	
Elevation	722 m	Mean air density	1.130 kg/m ³
Start date	01/08/2004 00:00	Power density at 50m	311 W/m ²
End date	01/08/2013 00:00	Wind power class	3 (Fair)
Duration	9 years	Power law exponent	0.163
Length of time step	10 minutes	Surface roughness	0.0576 m
Calm threshold	0 m/s	Roughness class	1.54

Tabella 3-1: Dati stazione anemometrica “Funtana su Marrubiu”

La stazione anemometrica misura la direzione del vento e la sua velocità, necessaria per il calcolo della stima di producibilità. La stazione misura, inoltre, la temperatura ambiente che

determina la densità dell'aria, altra variabile nella stima di producibilità.

La velocità media mensile e la direzione del vento misurate dalla stazione anemometrica sono riportate nelle figure sottostanti per il periodo di 9 anni (inizio rilevazione 01/08/2004, fine rilevazione 01/08/2013). Gli esiti della caratterizzazione sono riportati sotto forma di diagrammi e tabelle.

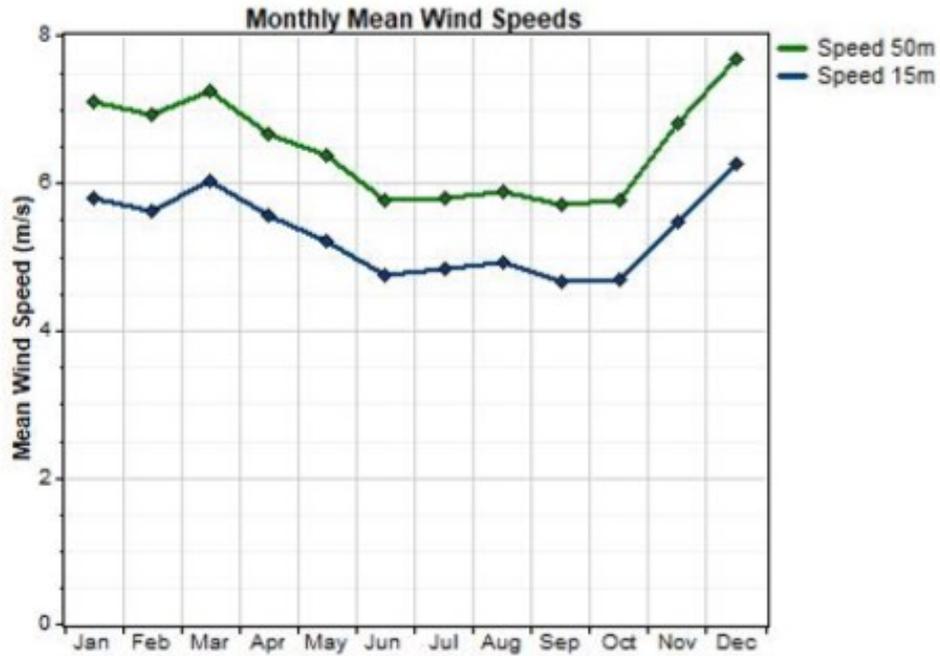


Figura 3-5: Profilo medio mensile di velocità del vento alla stazione anemometrica

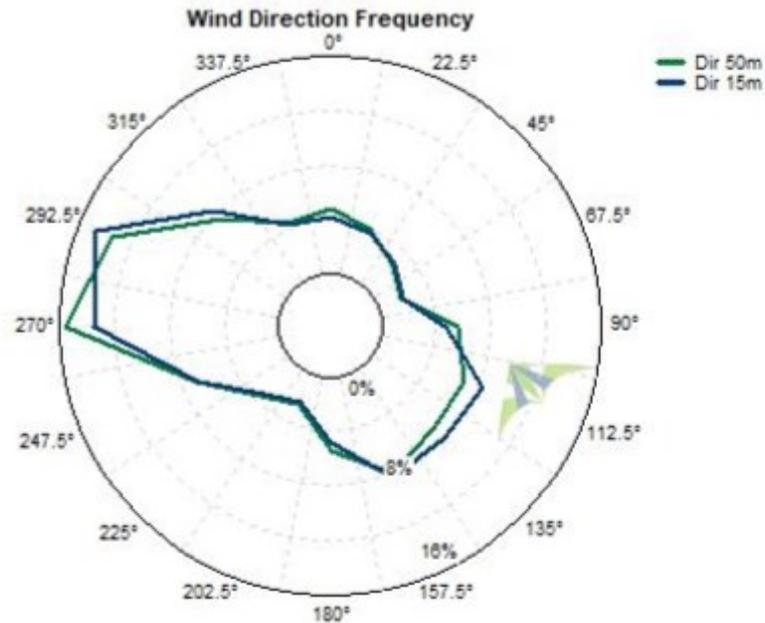


Figura 3-6: Direzione prevalente vento alla stazione anemometrica

Come visibile dalle figure precedenti, la velocità del vento è misurata ad altezze diverse della stazione anemometrica, a 50 e 15 metri da terra. La doppia misura di velocità è necessaria al fine di individuare quale sia la variazione della velocità del vento in funzione dell'altezza, per poi modellare la velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore, come illustrato con maggiore dettaglio nel successivo capitolo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

La direzione del vento è prevalente nella direzione Ovest. Questo fattore è molto importante nell'ambito della progettazione di impianti eolici, al fine di individuare il migliore posizionamento degli aerogeneratori ed evitare effetti di scia tra essi.

Nelle figure seguenti si evidenziano i profili diurni ed il profilo verticale della velocità, da cui si può valutare quale sia la variazione della velocità del vento in funzione dell'altezza dal suolo:

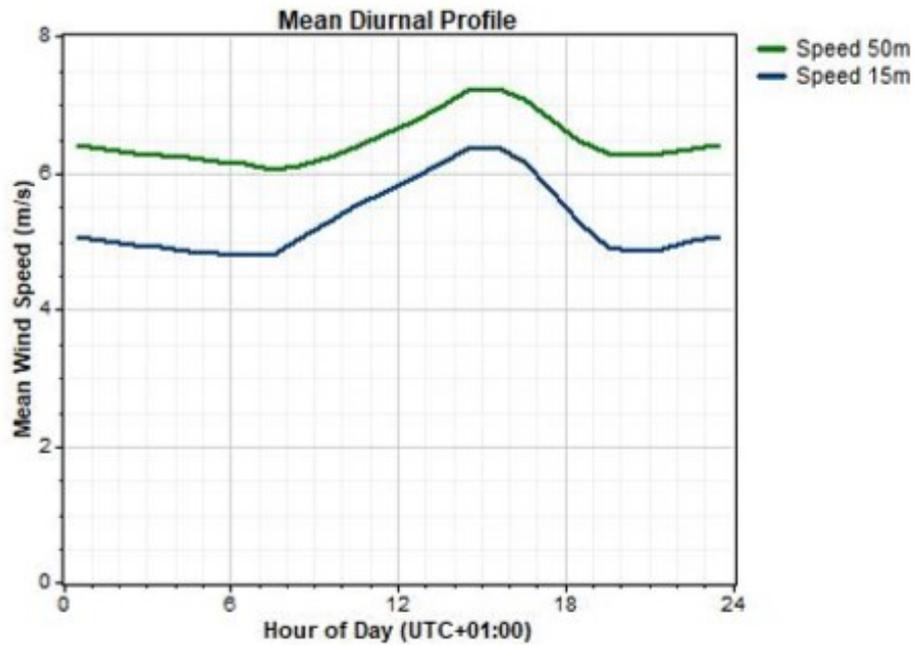


Figura 3-7: Profilo medio giornaliero di velocità del vento alla stazione anemometrica

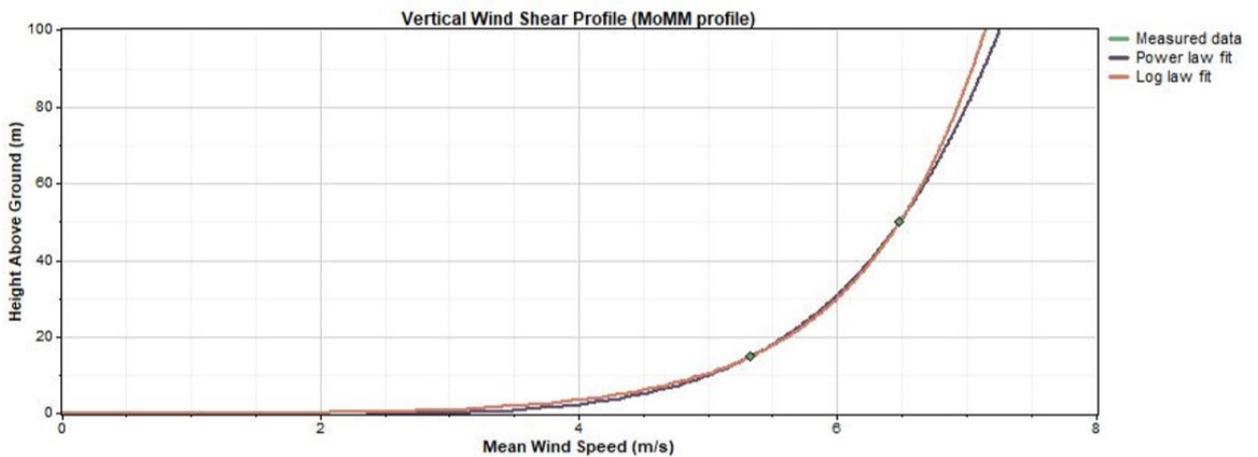


Figura 3-8: Profilo verticale del vento alla stazione anemometrica

Il sito è caratterizzato da ottimi valori di velocità del vento, che garantiscono un'elevata producibilità del sito.

4 AEROGENERATORE DI RIFERIMENTO

Gli aerogeneratori che verranno installati nel nuovo impianto di SINDIA saranno selezionati sulla base delle più innovative tecnologie disponibili sul mercato. La potenza nominale delle turbine previste sarà pari a massimo 6,0 MW. Il tipo e la taglia esatta dell'aerogeneratore

saranno comunque individuati in seguito della fase di acquisto della macchina e verranno descritti in dettaglio in fase di progettazione esecutiva.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche tecniche di un aerogeneratore con potenza nominale pari a 6,0 MW:

Tabella 4-1: Caratteristiche tecniche aerogeneratore

Potenza nominale	6,0 MW
Diametro del rotore	170 m
Lunghezza della pala	83,5 m
Corda massima della pala	4,5 m
Area spazzata	22.698 m ²
Altezza al mozzo	115 m
Classe di vento IEC	IIIA
Velocità cut-in	3 m/s
V nominale	10 m/s
V cut-out	25 m/s

Nell'immagine seguente è rappresentata una turbina con rotore di diametro pari a 170 m e potenza fino a 6,0 MW:

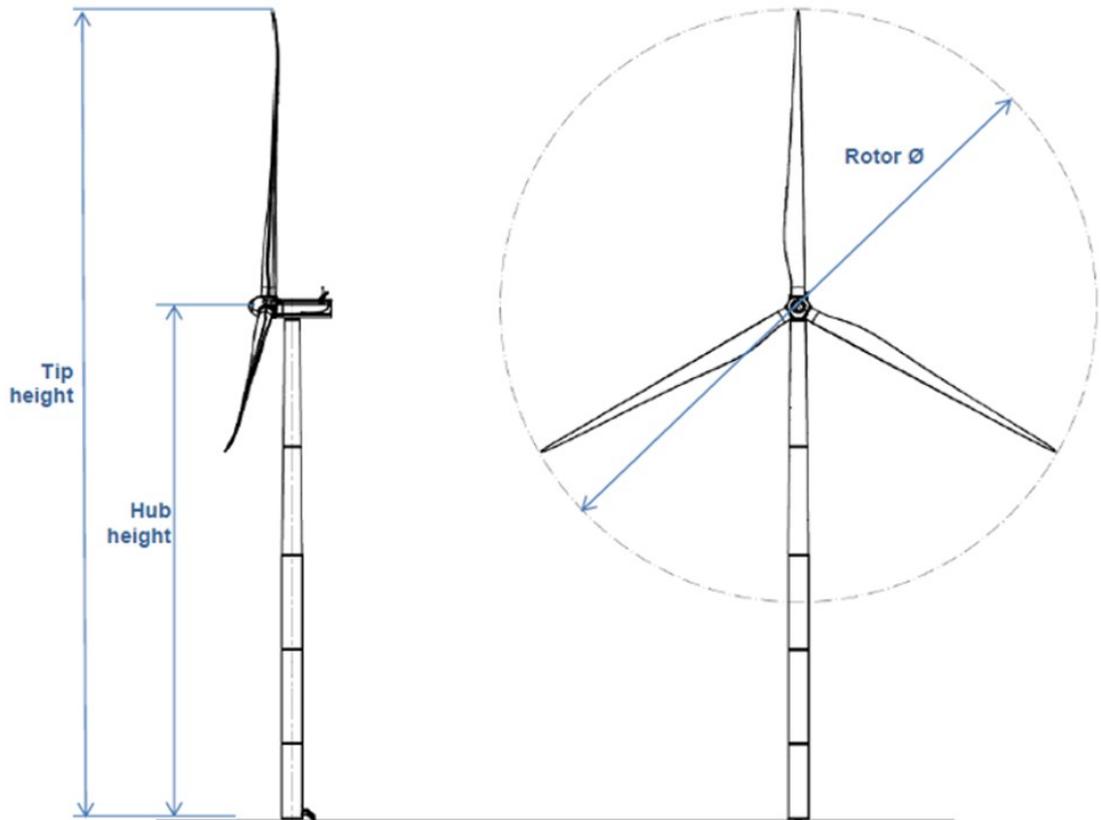


Figura 4-1: Vista e caratteristiche di un aerogeneratore da 6,0 MW

Tabella 4-2 - Dimensioni aerogeneratore

Altezza della punta (Tip height)	200 m
Altezza del mozzo (Hub height)	115 m
Diametro del rotore (Rotor \varnothing)	170 m

Ogni aerogeneratore è equipaggiato di generatore elettrico asincrono, di tipo DFIG (Directly Fed Induced Generator) che converte l'energia cinetica in energia elettrica ad una tensione nominale di 690 V. È inoltre presente su ogni macchina il trasformatore MT/BT per innalzare la tensione di esercizio da 690 V a 33000 V.

5 MODELLO DI VALUTAZIONE RISORSA EOLICA

In questo capitolo si affronta lo studio del modello per la valutazione della risorsa eolica e per l'analisi di producibilità riferito all'aerogeneratore di riferimento descritto al capitolo **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**

Il primo passo per la valutazione della risorsa è lo studio della velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore. La velocità del vento è strettamente legata alla quota a cui essa è registrata, secondo la legge seguente:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{z}{z_0}\right)^\alpha$$

Dove:

- v_0 è la velocità del vento misurata alla quota z_0 ;
- v è la velocità che vuole essere identificata alla quota z (ad esempio all'altezza del mozzo);
- α è un coefficiente che correla la differenza di quota alla differenza di velocità del vento.

Come visibile dalla formula, il calcolo della velocità del vento all'altezza del mozzo può essere determinata a partire da una misura di velocità ad una quota conosciuta e dall'individuazione del coefficiente α .

Le misure del vento alle quote di riferimento sono quelle riportate al capitolo 3, registrate presso la stazione anemometrica "Funtana su Marrubiu". Come già evidenziato, la stazione misura la velocità del vento a quote differenti: 50 e 15 metri. Questo permette di poter identificare il coefficiente α tra queste tre quote e applicarlo poi per l'identificazione della velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore.

Dall'analisi effettuata per l'altezza di mozzo pari a 115 metri, sono ottenuti i seguenti grafici di velocità e direzione del vento all'altezza del mozzo:

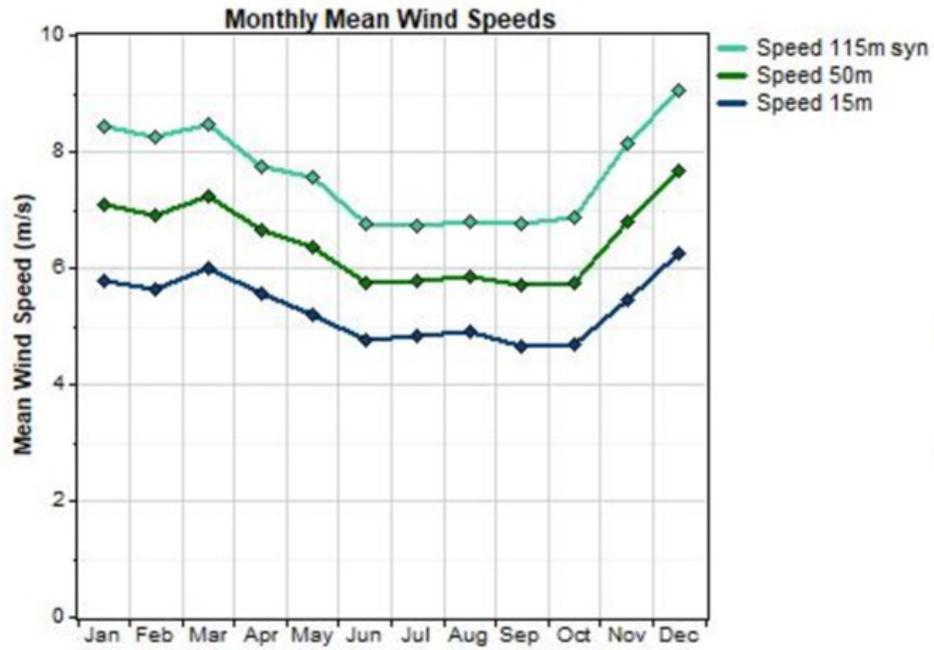


Figura 5-1: Profilo medio mensile di velocità del vento all'altezza del mozzo

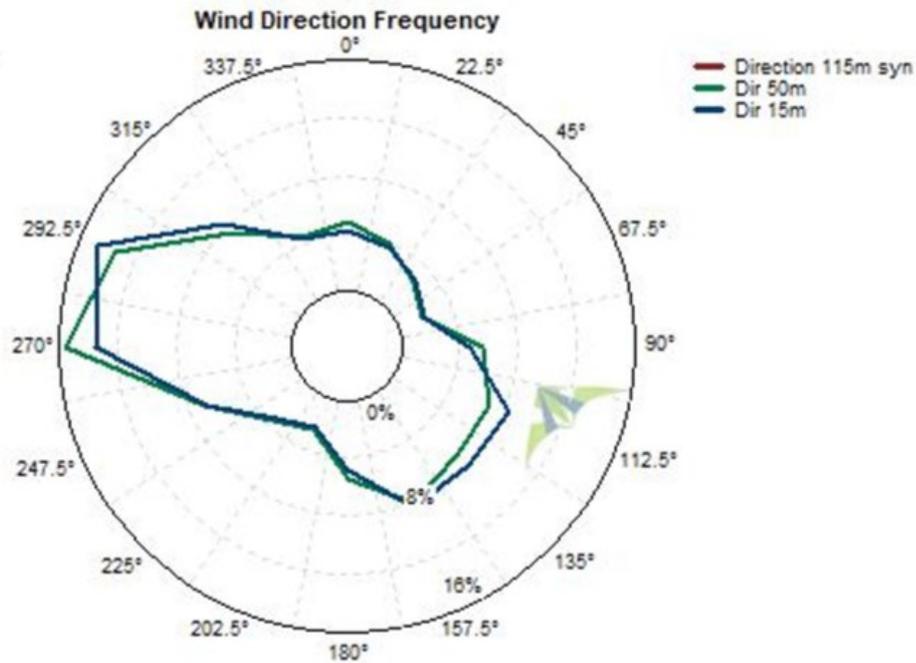


Figura 5-2: Direzione prevalente vento all'altezza di mozzo

Sono riportati di seguito anche il grafico del profilo medio diurno di velocità del vento ed il profilo verticale esteso all'altezza di mozzo:

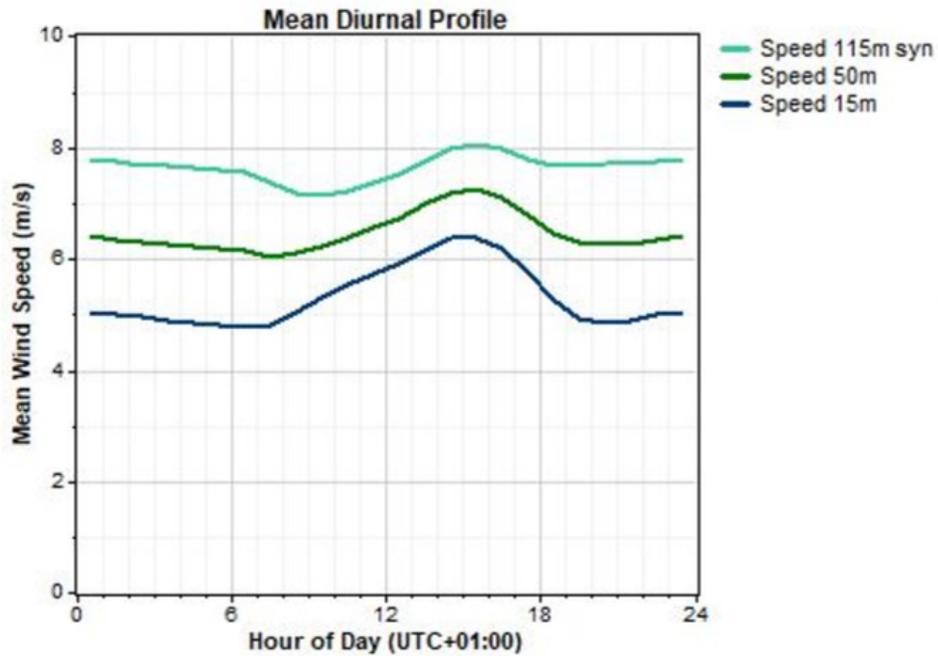


Figura 5-3: Profilo medio giornaliero di velocità del vento all'altezza del mozzo

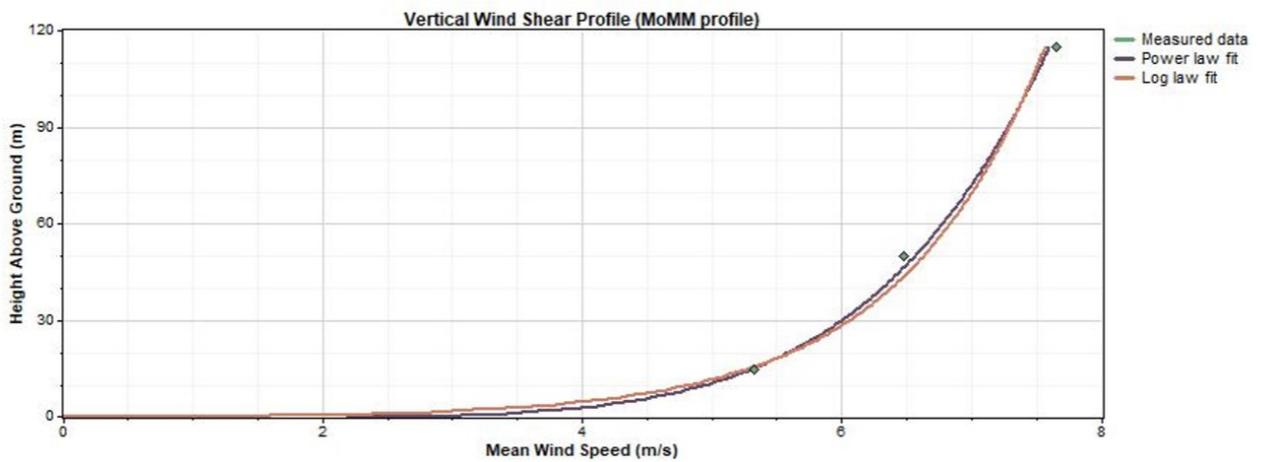


Figura 5-4: Profilo verticale di velocità fino all'altezza di mozzo

Dal profilo di velocità del vento è possibile ottenere una distribuzione di frequenza della velocità del vento per il calcolo della producibilità. La distribuzione di frequenza consente di identificare il numero di ore all'anno in cui si registra ciascun range di velocità del vento e calcolare quindi la relativa energia prodotta.

La distribuzione ideale che meglio descrive il comportamento della velocità del vento in un dato sito è la distribuzione probabilistica di Weibull, di cui è riportata la funzione di densità di probabilità sotto:

$$f(v) = \left(\frac{k}{A}\right) \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

Dove:

- v è la velocità del vento;
- $f(v)$ è la distribuzione di frequenza che indica la probabilità di avere una data velocità del vento;
- k e A rappresentano rispettivamente il parametro di forma e il parametro di scala.

k è un parametro adimensionale che indica la distribuzione utilizzata ed è minore di 2 quando si tratta di una distribuzione di tipo Weibull. A è un parametro con unità dimensionale di m/s, così come la velocità del vento: solitamente il parametro A è stimabile sapendo che la velocità media del vento è circa pari a $0,9 \cdot A$. I valori di k e A sono stimabili, in modo più preciso, attraverso una serie di modelli: modello grafico, modello MOM (methods of moments), modello empirico o modello energetico equivalente.

Attraverso lo studio dei dati misurati in sito è possibile ottenere quale sia la distribuzione Weibull che meglio descrive l'andamento della velocità del vento. La distribuzione di Weibull è identificata in figura seguente:

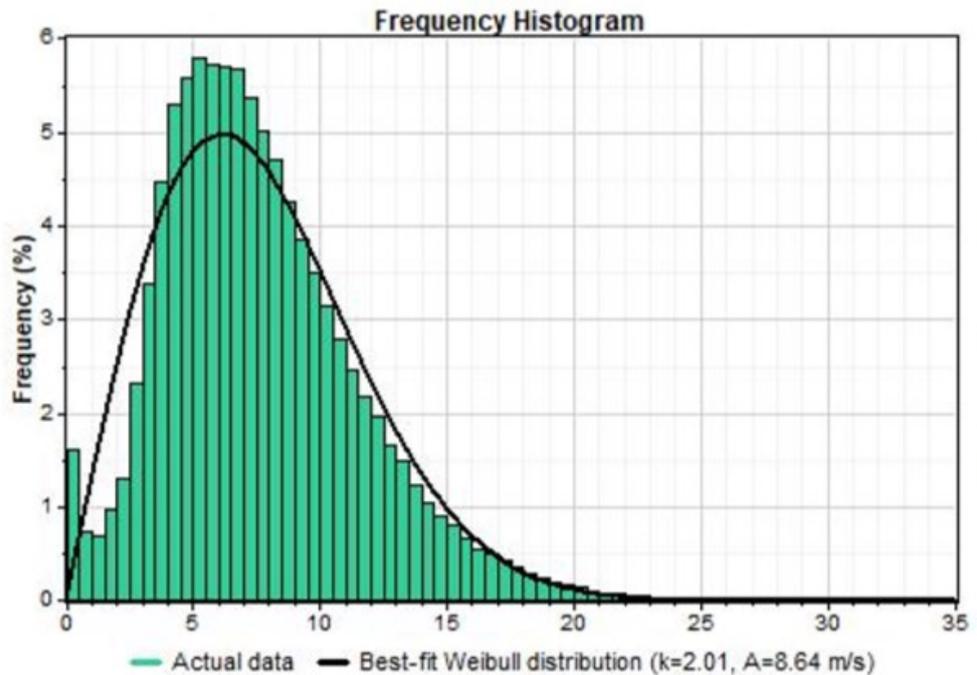


Figura 5-5: Distribuzione di Weibull

Si ottiene quindi una distribuzione probabilistica di velocità durante l'anno. È dunque possibile calcolare l'energia prodotta dall'aerogeneratore moltiplicando, per ogni classe di vento, la potenza prodotta dall'aerogeneratore in quella condizione di vento, ricavata dalla curva di potenza, ed il numero di ore all'anno in cui si verifica quella condizione di vento, ottenibili come il prodotto tra le ore totali in un anno (8760) e la probabilità che vi sia quella condizione di vento ($f(v)$ da distribuzione Weibull).

L'energia specifica del flusso d'aria e la sua direzione sono riportate nella figura seguente:

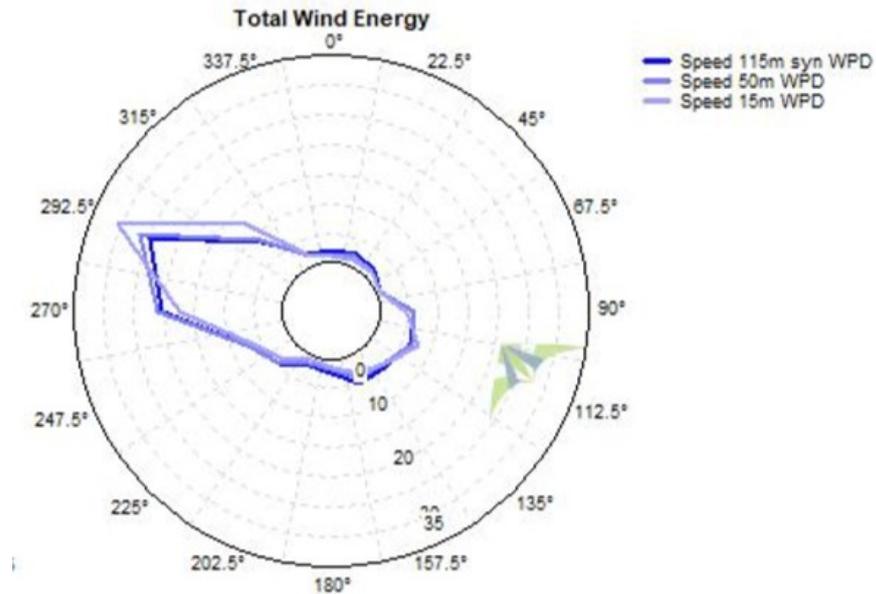


Figura 5-6: Energia dal vento

Non è possibile, tuttavia, calcolare l'energia prodotta da tutto il parco eolico come l'energia prodotta da un aerogeneratore moltiplicata per il numero di aerogeneratori. Infatti, vi sono diverse interazioni tra gli aerogeneratori, che riducono il valore di energia prodotta totale dal campo: effetti di scia e effetti di "schiera", dovuti alla presenza di numerose turbine che condizionano il vento, anche fuori dall'area di scia.

La modellazione ed il calcolo della producibilità per l'intero parco eolico sono stati effettuati attraverso il software di progettazione e di ottimizzazione di impianti eolici "Openwind", tramite l'impiego del modello "Deep Array Eddy Viscosity Model".

L'utilizzo di un modello di tipo "wake" (scia) è necessario poiché per impianti eolici composti da numerose turbine non è possibile ipotizzare che non vi sia correlazione tra i vari aerogeneratori e che la presenza di un aerogeneratore non possa influenzare il vento circostante e le prestazioni degli altri aerogeneratori. La presenza di numerose turbine eoliche in un'area limitata può alterare il profilo del vento anche al di fuori della zona di scia, riducendo così il valore totale di energia prodotta.

6 RISULTATI

La modellazione illustrata al capitolo precedente ha condotto ai seguenti risultati:

Tabella 6-1: Risultati stima di producibilità

Caratteristica	Valore
Potenza Installata	78 MW
Potenza nominale WTG	6,0 MW
N° di WTG	13
Classe IEC	IIIa
Diametro del rotore	170 m
Altezza del mozzo	115 m
Velocità media del vento all'altezza del mozzo (free)	7 m/s
Energia prodotta annua P50	221415,3 MWh
Ore equivalenti P50	2800

È stato riportato il percentile P50. Esso rappresenta il valore a cui corrisponde il 50% di probabilità di ottenere, nella realtà, un valore maggiore o uguale a quello riportato.

Al percentile riportato, si stima che l'impianto eolico potrà produrre 221,4 GWh all'anno, per un totale di 2800 ore equivalenti. Come già evidenziato, il sito è caratterizzato da ottimi valori di ventosità che garantiscono un'elevata producibilità.