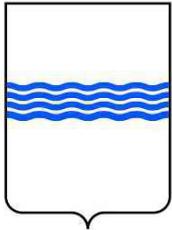


REGIONE  
BASILICATA



Provincia  
MATERA



Provincia  
POTENZA



Comuni:

Tricarico (MT)

Vaglio Basilicata (PZ)

Brindisi Montagna (PZ)



## IMPIANTO EOLICO DI POTENZA PARI A 79,20 MW

RICHIEDENTE

**DOLOMITI WIND FARM S.r.l.**

Via Dante, 7  
20123 Milano (MI)  
P.IVA: 12532370967



DOLOMITI WIND FARM  
ENERGY & INFRASTRUCTURE

Titolo:

Studio Anemologico

Elaborato:

A\_5

Progettazione:



Visti / Firme / Timbri:



Scala N.A. in A4

Data	Revisione	DESCRIZIONE	Elaborazione	Verifica e controllo
30.04.2023	0	PRIMA EMISSIONE	dott. ing. Benedetta Viscuso	dott. ing. Luigi Imperato
REVISIONI				

Copyright © 2020 SR international Srl  
All rights reserved

*No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise without the prior written permission of Studio Rinnovabili.*

#### **Disclaimer**

*While Studio Rinnovabili considers that the information and opinions given in this work are sound, all parties must rely upon their own skill and judgement when making use of it. Studio Rinnovabili does not make any representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information received by the client and contained in this report and assumes no responsibility for the accuracy or completeness of such information. Studio Rinnovabili will not assume any liability to anyone for any loss or damage arising out of the provision of this report.*

**SOMMARIO**

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>OBIETTIVI DELLO STUDIO</b>	<b>5</b>
2.1	VERIFICA REQUISITI MINIMI DELLA REGIONE BASILICATA (RIF. PLEAR REGIONE BASILICATA -APPENDICE A)	5
<b>3</b>	<b>DESCRIZIONE DEL PROGETTO</b>	<b>7</b>
3.1	UBICAZIONE E CARATTERISTICHE DEL SITO	7
3.2	TECNOLOGIA E LAYOUT DI IMPIANTO	8
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA DI ANALISI</b>	<b>9</b>
<b>5</b>	<b>BANCA DATI ANEMOMETRICA</b>	<b>10</b>
5.1	DATI IN SITO	10
5.2	DATI VORTEX	15
5.3	SINTESI DATI	16
<b>6</b>	<b>ANALISI AERODINAMICA</b>	<b>18</b>
6.1	MODELLO DIGITALE DEL TERRENO	18
6.2	MODELLO FLUIDODINAMICO	19
6.3	RISORSA EOLICA DISPONIBILE	19
<b>7</b>	<b>STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA</b>	<b>21</b>
7.1	PRODUZIONE LORDA AGLI AEROGENERATORI	21
7.2	PRODUZIONE NETTA DI IMPIANTO	22
<b>8</b>	<b>INCERTEZZE SULLA STIMA DI PRODUZIONE</b>	<b>24</b>
<b>9</b>	<b>CONCLUSIONI DELLO STUDIO ANEMOLOGICO</b>	<b>25</b>
<b>10</b>	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>26</b>
<b>11</b>	<b>APPENDICI</b>	<b>27</b>
11.1	APPENDICE 1 –CURVE DI POTENZA E COEFFICIENTI DI SPINTA	27
11.2	APPENDICE 2 –REPORT DI INSTALLAZIONE DELLA STAZIONE ANEMOMETRICA	27
11.3	APPENDICE 3 –CERTIFICATI DI CALIBRAZIONE DEI SENSORI	27
11.4	APPENDICE 4 –DATI DI VENTO ACQUISITI	27

## INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 – Area di impianto su ortofoto .....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2 – Vista 3D dell'area di progetto.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 3 – Posizione delle banche dati rispetto agli aerogeneratori .....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 4 – Velocità media profilo giornaliero periodo 10/11/2022 - 01/04/2023 e altezza massima 100m .....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 5 - Velocità media profilo mensile ad altezza massima di 100m .....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 6 - Interpolazione log/esponenziale del profilo verticale di velocità nella posizione dell'anemometro. ....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 7 – Distribuzione in frequenza del vento a 100 m con relativo fitting di Weibull .....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 8 – Rosa dei venti. A) distribuzione di frequenza; B) distribuzione dell'energia disponibile.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 9: punto di acquisizione dati Vortex rispetto al layout di impianto .....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 10: climatologia nel punto di acquisizione dei dati Vortex a 120 m dal suolo, rappresentata per mezzo della rosa dei venti (a sinistra) e dell'istogramma delle velocità (a destra) .....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 11: profilo giornaliero (a sinistra) e stagionale delle velocità annuali (a destra).....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 12: modello di elevazione del terreno nell'area limitrofa al progetto.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 13: modello di rugosità del terreno nell'area limitrofa al progetto .....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 14: mappa di ventosità nell'area di interesse a 135 m dal suolo.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 15 - Curva di potenza e coefficienti di spinta della Siemens Gamesa SG170-6.6 MW.....</i>	<i>27</i>

## INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 – Caratteristiche tecniche principali del progetto .....</i>	<i>8</i>
<i>Tabella 2 – Posizione degli aerogeneratori secondo il layout di progetto .....</i>	<i>9</i>
<i>Tabella 3 – Dati della stazione anemometrica presente.....</i>	<i>10</i>
<i>Tabella 4 – Statistiche dei dati anemometrici.....</i>	<i>12</i>
<i>Tabella 5 – Risultati di produzione lorda agli aerogeneratori.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabella 6 – Produzione degli aerogeneratori rispetto al più performante .....</i>	<i>22</i>
<i>Tabella 7 - perdite tecniche d'impianto .....</i>	<i>22</i>
<i>Tabella 8 – Produzione netta per layout.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabella 9 – Incertezze sulla stima di produzione su base annuale e decennale .....</i>	<i>24</i>

## 1 INTRODUZIONE

Dolomiti Wind Farm S.r.l., società di sviluppo e realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, ha incaricato Studio Rinnovabili della asseverazione tecnica per la valutazione azienda di consulenza che fornisce servizi nel campo delle energie rinnovabili, e tra questi l'analisi di dati del progetto eolico denominato Tricarico nel Comune di Tricarico (MT), Regione Basilicata il progetto prevede l'installazione dodici (12) aerogeneratori di potenza nominale pari a 6.6 MW cadauno, per una potenza massima complessiva di impianto di 79.2 MW. Studio Rinnovabili, attraverso la società SR International S.r.l., è una

vento, studi di produzione energetica, asseverazioni tecniche e progettazione di impianti eolici.

Il report contiene una certificazione dei dati anemometrici acquisiti in sito, ed una valutazione del parco in analisi sotto il profilo della sua resa energetica attesa a diverse soglie di confidenza.

Nel Capitolo 2 sono presentati gli obiettivi del presente studio, mentre nel primo Capitolo 3 vengono descritte le caratteristiche salienti del progetto, quali ubicazione, disposizione e tecnologia utilizzata. Il Capitolo 4 illustra la metodologia di analisi seguita, mentre nel Capitolo 5 vengono presentati i risultati della campagna di misurazione. Capitolo 6 descrive il modello aerodinamico utilizzato per simulare le condizioni operative dell'impianto. I risultati delle simulazioni sono poi illustrati nel capitolo successivo. Capitolo 8 introduce i fattori di incertezza a cui la stima è soggetta, e fornisce la stima di produzione a diverse soglie di confidenza. Infine, l'ultimo capitolo raccoglie le conclusioni ed osservazioni dello studio.

## 2 OBIETTIVI DELLO STUDIO

Obiettivo dello studio anemologico eseguito è effettuare:

- analisi dei dati di vento misurati in sito;
- determinazione di una climatologia di lungo termine rappresentativa dell'area di progetto;
- creazione di un modello aerodinamico per la valutazione della risorsa eolica disponibile in sito;
- calcolo della produzione energetica al netto degli effetti topografici e delle interferenze aerodinamiche;
- valutazione delle incertezze dello studio e calcolo della produzione energetica al valore P75 – P90;
- verificare, ai sensi delle norme della Regione Basilicata, il rispetto dei requisiti minimi tecnici dal punto di vista della produttività e delle caratteristiche anemologiche del sito.

### 2.1 VERIFICA REQUISITI MINIMI DELLA REGIONE BASILICATA (RIF. PIEAR REGIONE BASILICATA – APPENDICE A)

A) Ai sensi del PIEAR della Regione Basilicata–Appendice A, i requisiti tecnici minimi dal punto di vista energetico (par. 1.2.1.3 dell'Appendice a) che gli impianti eolici di grande generazione devono possedere per essere esaminati ai fini dell'autorizzazione unica di cui all'art.12 del D.lgs 387/2003, sono i seguenti:

- *Velocità media annua del vento a 25 m dal suolo non inferiore a 4 m/s;*
- *Ore equivalenti di funzionamento dell'aerogeneratore non inferiori a 2.000 ore;*
- *Densità volumetrica di energia annua unitaria non inferiore a 0,2 kWh/(anno-mc), come riportato nella formula seguente:*

$$E_v = E/18D^2H \geq 0.2 [kWh/(anno.m^3)]$$

*Dove:*

*E = energia prodotta dalla turbina (espressa in kWh/anno);*

*D = diametro del rotore (espresso in metri);*

*H = altezza totale dell'aerogeneratore (espressa in metri), somma del raggio del rotore e dell'altezza da terra del mozzo;*

- A) Ai sensi del PIEAR della Regione Basilicata – Appendice A, i requisiti tecnici minimi dal punto di vista anemologico (par. 1.2.1.5 dell'Appendice a) che gli impianti eolici di grande generazione devono possedere per essere esaminati ai fini dell'autorizzazione unica di cui all'art.12 del D.lgs 387/2003, sono i seguenti:
- a) Presenza di almeno una torre anemometrica nel sito con documentazione comprovante l'installazione.*
  - b) La torre anemometrica deve essere installata seguendo le norme IEC 61400 sul posizionamento dei sensori e sulle dimensioni caratteristiche delle diverse parti che compongono la torre medesima.*
  - c) I sensori di rilevazione della velocità del vento devono essere corredati da certificato di calibrazione non antecedente a 3 anni dalla data di fine del periodo di acquisizione.*
  - d) Deve essere fornito un certificato di installazione della torre rilasciato dal soggetto incaricato dell'installazione, completa dei sensori e del sistema di acquisizione, memorizzazione e trasmissione dati, nonché un certificato rilasciato dal Comune che attesti l'avvenuta installazione della torre, previa comunicazione. Devono inoltre essere forniti i rapporti di manutenzione della torre.*
  - e) Deve essere allegata la comprova dell'avvenuto perfezionamento della procedura di autorizzazione tramite comunicazione al Comune, per l'installazione di tutti gli anemometri che effettuano le misurazioni del Parco; la data di perfezionamento deve essere precedente all'inizio delle misurazioni stesse.*
  - f) Periodo di rilevazione di almeno 1 anno di dati validi e consecutivi (è ammessa una perdita di dati pari al 10% del totale); qualora i dati a disposizione siano relativi ad un periodo di tempo inferiore ad un anno, ma comunque superiore a 9 mesi è facoltà del richiedente adottare una delle due strategie seguenti: considerare il periodo mancante alla stregua di un periodo di calma ed includere tale periodo nel calcolo dell'energia prodotta; integrare i dati mancanti con rilevazioni effettuate tramite torre anemometrica, avente le caratteristiche dei punti b), c), d) ed e), fino al raggiungimento di misurazioni che per un periodo consecutivo di un anno presentino una perdita di dati non superiore al 10% del totale. Qualora i dati mancanti fossero in numero maggiore di 3 mesi, il monitoraggio dovrà estendersi per il periodo necessario ad ottenere dati validi per ognuno dei mesi dell'anno solare.*
  - g) I dati sperimentali acquisiti dovranno essere forniti alla presentazione del progetto nella loro forma digitale, originaria ed in forma aggregata con periodicità giornaliera, in un formato alfanumerico tradizionale (ascii o xls). La Pubblica Amministrazione si impegna ad utilizzare i dati anemologici forniti dal proponente per i soli fini istituzionali.*
  - h) Devono essere fornite le incertezze totali di misura delle velocità rilevate dai sensori anemometrici utilizzati per la stima della produzione energetica.*
  - i) Nella documentazione tecnica dovrà essere riportato un calendario dettagliato delle acquisizioni fatte da ciascun sensore di ciascuna torre nei mesi di rilevazione, insieme all'elenco delle misure ritenute non attendibili.*

Sulla base delle analisi condotte, I requisiti di cui al punto A) sono soddisfatti in quanto, sia sulla base delle rilevazioni anemometriche effettuate, sia sulla base dell'analisi dei dati statistici in formato di serie temporale:

- la velocità media misurata a 25 m di quota sul livello del terreno è superiore a 4 m/s.
- le ore equivalenti misurate in MWh/MW e calcolate su base annua sono superiori a 2000
- la densità energetica volumetrica per ogni turbina è superiore (0.27 in media) a 0.2 kWh/(anno.m<sup>3</sup>)

Sulla base delle analisi condotte, i requisiti di cui al punto B) sono parzialmente soddisfatti in quanto le misure anemometriche in sito, eseguite a norma e nel rispetto dei criteri della Regione, pur se inferiori ad un anno richiesto, sono state completate con i dati di reanalisi rilevati in sito, da fonte satellitare ed opportunamente riportate al suolo dal provider Vortex.

### 3 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il capitolo fornisce una breve descrizione delle caratteristiche di progetto. Alla descrizione dell'area di impianto, segue una sezione dedicata ai modelli di aerogeneratore considerati.

#### 3.1 UBICAZIONE E CARATTERISTICHE DEL SITO

Il progetto eolico *Tricarico* è ubicato nel comune di Tricarico (MT), in Basilicata.



Figura 1 – Area di impianto su ortofoto.

Il progetto eolico si sviluppa a 3 km a sud-est dal centro abitato di Vaglio Basilicata, a 3.2 km a nord del centro abitato di Brindisi Montagna e a 6.3 km a nord-ovest dal centro abitato di Trivigno. Presenta una quota compresa tra i 656 ed i 893 m s.l.m, raggiungendo la quota massima in corrispondenza della posizione della WTG12. Si determina nel suo insieme un'orografia di complessità medio-alta, che è apprezzabile in Figura 2, dove si riportano anche le posizioni degli aerogeneratori e della stazione di misurazione.

Per quanto riguarda le caratteristiche del suolo, esso è adibito principalmente ad uso agricolo, con presenza essenzialmente di vigneti o colture di cereali. Si evidenzia la presenza di un'area boschiva a sud-ovest dell'impianto.

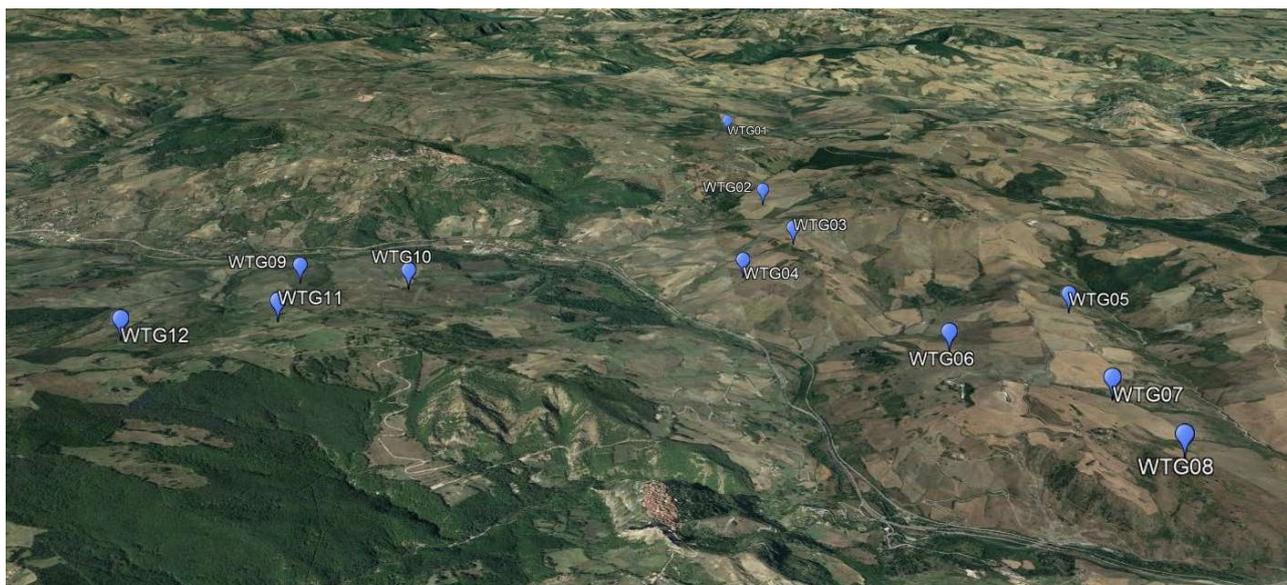


Figura 2 – Vista 3D dell'area di progetto

### 3.2 TECNOLOGIA E LAYOUT DI IMPIANTO

Il progetto ha una potenza massima di 79.2 MW, ottenuta per mezzo di sette (12) aerogeneratori di taglia grande. Le principali caratteristiche elettromeccaniche e geometriche del modello selezionato sono presentate nella tabella seguente.

Produttore aerogeneratore	Siemens Gamesa
N.° aerogeneratori	12
Modello	SG170
Potenza nominale	6.6
Capacità installata	79.2
Altezza hub	135
Diametro rotore	170
Altezza tip	220

Tabella 1 – Caratteristiche tecniche principali del progetto

Il layout di impianto è stato fornito dal Committente e presenta la collocazione degli aerogeneratori secondo le posizioni indicate in Tabella 2.

WTG	Geografiche		UTM WGS84	
	Est [°]	Nord [°]	Est [m]	Nord [m]
WTG01	15.9539	40.6765	580615	4503283
WTG02	15.9543	40.6548	580678	4500874
WTG03	15.9553	40.6446	580772	4499748
WTG04	15.9498	40.6406	580316	4499300
WTG05	15.9761	40.6326	582550	4498426
WTG06	15.9637	40.6272	581508	4497817
WTG07	15.9731	40.6205	582309	4497080
WTG08	15.9743	40.6140	582421	4496364
WTG09	15.9108	40.6405	577011	4499253
WTG10	15.9206	40.6376	577850	4498941
WTG11	15.9118	40.6314	577109	4498235

		<b>Analisi anemometrica e studio di produzione energetica</b>		
WTG12	15.9012	40.6289	576213	4497950

Tabella 2– Posizione degli aerogeneratori secondo il layout di progetto

## 4 METODOLOGIA DI ANALISI

Per il completamento degli obiettivi dello studio sono state svolte le attività riportate in basso.

### Determinazione di una climatologia rappresentativa delle condizioni nel lungo termine (Capitolo 5)

- verifica dei dati anemometrici disponibili e filtraggio degli stessi al fine di individuare possibili anomalie, malfunzionamenti ed eventi di dati non validi dei sensori;
- definizione di una climatologia di riferimento sul lungo termine, in grado di rappresentare adeguatamente le condizioni vento in sito;

### Simulazione aerodinamica nell'area di interesse (Capitolo 6)

- definizione di un modello digitale del terreno in grado di descrivere accuratamente l'orografia dello stesso;
- elaborazione di una mappa di rugosità dell'area sulla base di ortofoto e foto del sito;
- implementazione del modello digitale del terreno e della mappa di rugosità nel software di calcolo;
- elaborazione del problema fluidodinamico e analisi della risorsa eolica;
- validazione del modello di calcolo, sulla base dei dati sperimentali rilevati da l'anemometro;
- estrapolazione di una mappa della velocità medie del vento nell'area di impianto disponibile;

### Stima di produzione energetica (Capitolo 0)

- valutazione degli effetti di scia e di interferenze aerodinamiche indotte dai vari aerogeneratori previsti;
- valutazione della produzione energetica del progetto al netto degli effetti topografici e delle perdite di scia;
- valutazione delle perdite tecniche generali;

### Stima di produzione in un regime di incertezza (Capitolo 8)

- determinazione dei fattori di incertezza a cui è sottoposto lo studio;
- determinazione della produzione P75 e P90.

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

- **Windographer** della Mistaya Engineering Inc. per l'elaborazione preliminare dei dati di vento misurati e filtraggio degli stessi, e per l'estrapolazione di una climatologia di lungo termine;
- **Global Mapper** per l'elaborazione del modello orografico del terreno;
- **WindSim** della Windsim AS per l'analisi ed elaborazione del problema fluidodinamico, la valutazione della risorsa eolica, il calcolo della produzione energetica e delle perdite per effetto scia.

## 5 BANCA DATI ANEMOMETRICA

Esistono diverse soluzioni per stimare le condizioni di vento attese in sito. Solitamente, si effettuano campagne di misurazione con stazioni meteorologiche o attraverso strumenti di remote sensing (sodar o lidar). Tuttavia, possono essere utilizzate delle alternative alle campagne anemometriche tradizionali, come l'impiego di modelli meteorologici mesoscala in grado di ricavare le condizioni di vento locali a partire da dati di rianalisi.

Nella prima parte di questo capitolo, vengono presentati gli aspetti salienti della campagna di misurazione effettuata in sito: descrizione della stazione anemometrica e dei dati raccolti. Sarà anche eseguita anche una valutazione di conformità della campagna anemometrica.

Tuttavia, il periodo di acquisizione è ristretto solamente ad alcuni mesi (10/11/2022 - 01/04/2023). Ciò non permette di tracciare un profilo stagionale medio rappresentativo del sito, né di poter effettuare una correlazione con dati di lungo periodo significativa.

Di conseguenza, in questo studio, sono stati utilizzati i dati elaborati da Vortex FDC per il computo della produzione energetica del progetto. La descrizione della climatologia rappresentativa del lungo periodo viene effettuata nella seconda parte del capitolo.

### 5.1 DATI IN SITO

I dati utilizzati nel presente studio provengono da una stazione anemometrica installata in sito dalla ditta IDNAMIC in data 10/11/2022e tutt'ora in funzione . La stazione è situata sulla sommità di una delle colline che ospitano il progetto del parco eolico, a 400 m di distanza dalla posizione dove presumibilmente verrà istallato l'aerogeneratore WTG05, in una zona sgombra di ostacoli significativi. Inoltre, la stazione è abbastanza vicina a tutte le posizioni di interesse, poiché dista al più 6 km da ogni aerogeneratore.

*Tabella 3– Dati della stazione anemometrica presente.*

Codice stazione	UTM WGS 84		Quota [m]	Intervallo misurazioni	Tipologia	Altezza sensori [m]	
	Est [m]	Nord [m]				Velocità	Direzione
---	582271	4498168	711	10/11/2022 - 01/04/2023	Traliccio	100m - 98m - 80m - 69m - 60m	98m -88m - 78m

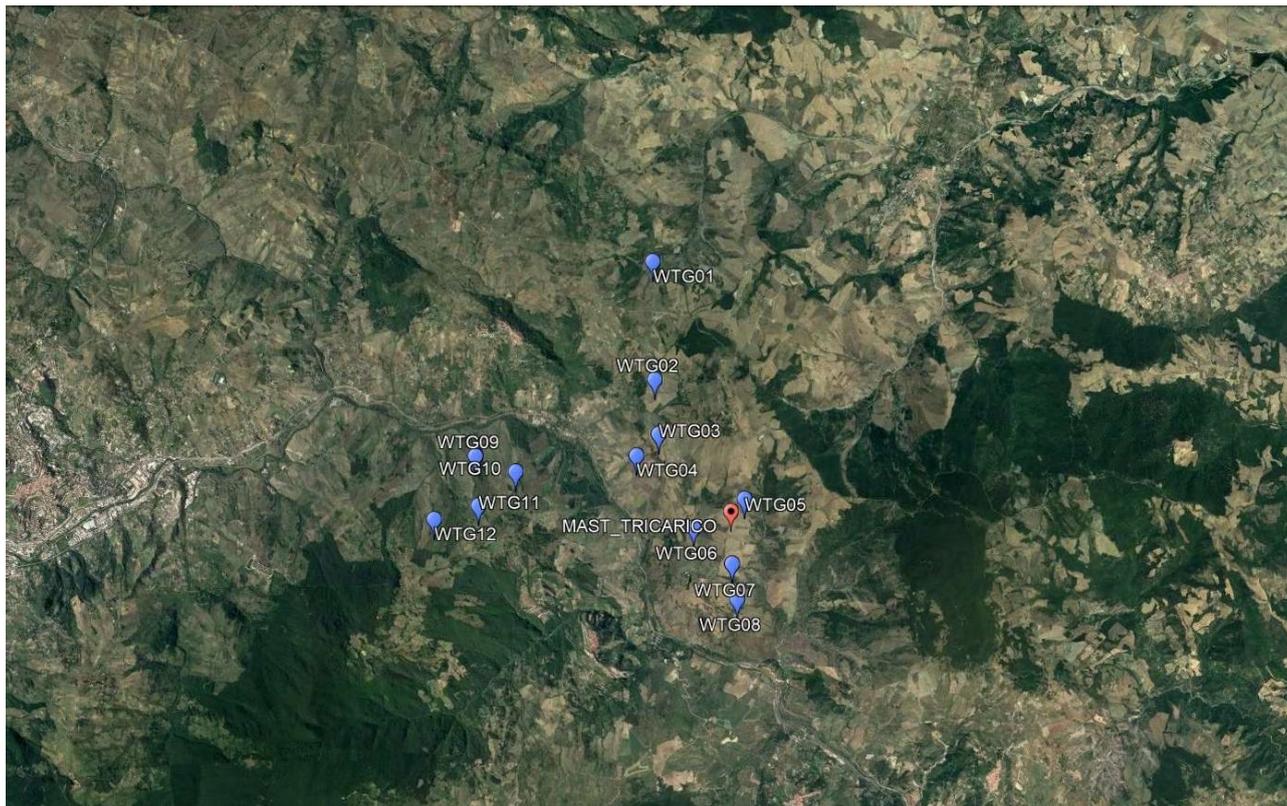


Figura 3– Posizione delle banche dati rispetto agli aerogeneratori

Le caratteristiche tecniche della torre sono contenute nel report di installazione, che risulta completo. Di seguito vengono riportate le caratteristiche principali della stazione:

- Periodo (10/11/2022 - 01/04/2023): la stazione consiste in un traliccio alto 100 metri, su cui sono montati supporti orizzontali per i sensori, lunghi 3 m ciascuno. Sono presenti cinque sensori di velocità di cui uno a 100 m di altezza in posizione verticale, uno a 98 m con orientamento 240°, uno a 80 m con orientamento a 240°, uno a 69 m con orientamento a 240°, e uno a 60 m con orientamento a 240°. Sono inoltre presenti tre sensori di direzione a 98 m, 88 m e 78 m di altezza, disposti con orientamento a 60°.

Tutti i sensori sono opportunamente calibrati e certificati da istituzioni appartenenti alla International Network for Harmonized and Recognized Measurements in Wind Energy (MEASNET). Per un dettaglio maggiore si rimanda ai documenti di calibrazione degli strumenti, e ai report di prima installazione e di manutenzione della stazione.

I dati registrati dalla centralina per ogni canale di misura di velocità e direzione nell'intervallo di elaborazione, pari a 10 minuti, sono i seguenti:

- Valore medio
- Valore massimo
- Valore minimo
- Deviazione standard

Dall'esame dei dati elaborati in serie temporale è stata verificata la validità delle misure per ognuno dei parametri misurati. In particolare, è stata implementata una procedura di filtraggio volta all'individuazione di possibili anomalie e malfunzionamenti dei sensori, sia di velocità che di direzione.

Laddove si siano riscontrati malfunzionamenti e anomalie di breve durata (inferiori a 4 ore), si è proceduto all'integrazione dei dati mancanti mediante un processo di sintesi basato su una matrice di transizione di Markov, ottenuta considerando i valori precedenti e successivi agli eventi in questione, i valori di eventuali altri sensori ad altre quote di misura, il pattern diurno di ventosità e la variabilità riscontrata tra campioni successivi. Malfunzionamenti e interruzioni di durata superiore hanno invece condotto all'eliminazione dei record di misura stessi.

Si riporta in Tabella 4 un sunto dei dati rilevati dalla stazione per l'intero periodo della campagna di misurazione. La disponibilità complessiva dei dati è superiore al 99%, dunque la campagna di misurazione ha un'ottima continuità.

*Tabella 4– Statistiche dei dati anemometrici.*

<b>Periodo 10/11/2022 - 01/04/2023</b>					
Variabile	Spd 100m	Spd 98m	Spd 80m	Spd 69m	Spd 60m
Altezza (m)	100	98	80	69	60
Velocità media (m/s)	5.371	5.402	5.276	5.17	5.125
Velocità mediana (m/s)	4.974	5.009	4.853	4.722	4.64
Velocità minima (m/s)	0.366	0.353	0.347	0.316	0.345
Velocità massima (m/s)	24.878	24.942	24.862	24.388	24.366
Weibull k	1.574	1.593	1.541	1.523	1.526
Weibull A (m/s)	5.952	5.995	5.838	5.715	5.676
Densità di potenza media (W/m <sup>2</sup> )	223	225	218	207	206
Contenuto energetico (kWh/m <sup>2</sup> /yr)	1,952	1,967	1,906	1,812	1,806
Totale misurazioni	26,776	26,776	26,776	26,776	26,776
Misurazioni valide	26,598	26,586	26,654	26,610	26,566
Misurazioni invalide	178	190	122	166	210
Data recovery rate (%)	99.34	99.29	99.54	99.38	99.22

I dati validi sono quindi stati elaborati al fine di individuarne le statistiche giornaliere, mensili e stagionali, la distribuzione in frequenza e i relativi fitting di Weibull. È stato calcolato un profilo verticale sulla base dei dati alle diverse quote di altezza, utilizzando le espressioni di rappresentazione logaritmica ed esponenziale, ed i corrispondenti valori di rugosità sono stati confrontati con le caratteristiche orografiche e di vegetazione rilevate sul sito.

In Figura 4 sono riportate le medie statistiche giornaliere della velocità alle diverse altezze. Nella figura 5.A si è riportato il profilo giornaliero medio calcolato sull'intero periodo di misurazione (10/11/2022 - 01/04/2023) per altezze fino a 100m. Si evidenzia l'andamento tipico dei siti italiani, con una ventosità più accentuata nelle prime ore del pomeriggio.

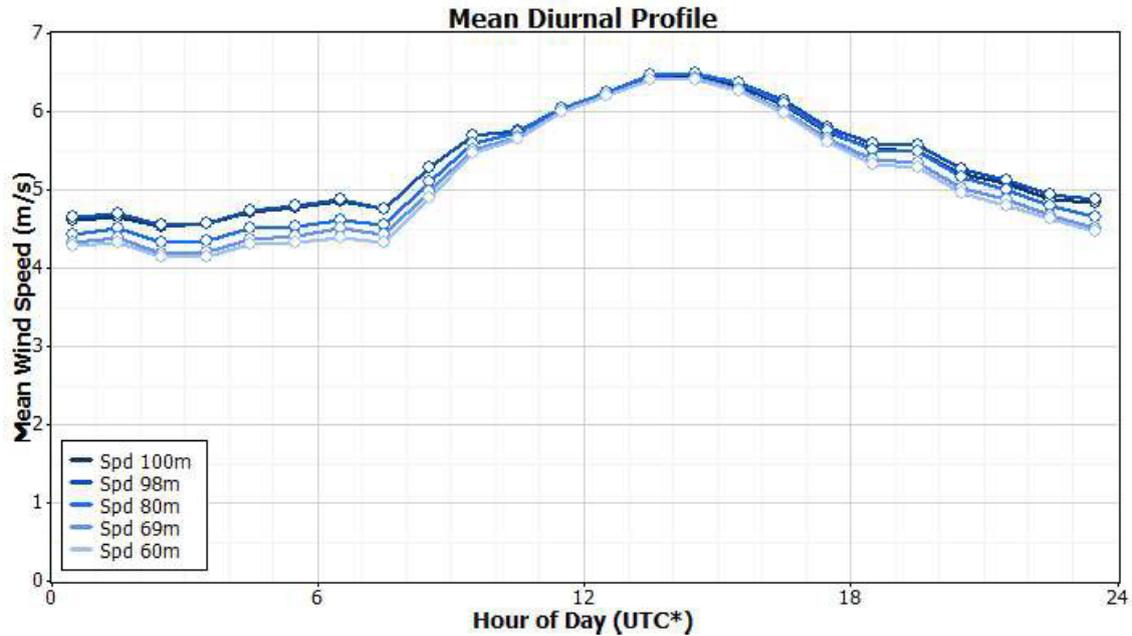


Figura 4 – Velocità media profilo giornaliero periodo 10/11/2022 - 01/04/2023 e altezza massima 100m.

Dal profilo medio mensile, si desume una velocità maggiore durante i mesi invernali rispetto a quelli estivi seguendo un andamento tipico dei siti italiani.

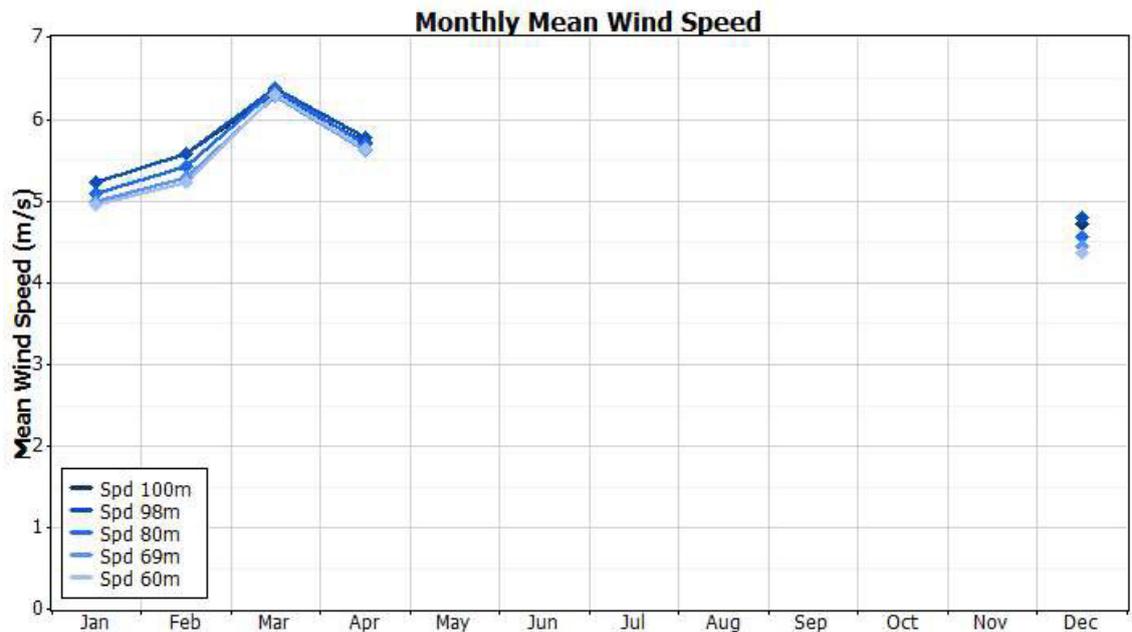


Figura 5 - Velocità media profilo mensile ad altezza massima di 100m.

In virtù della presenza di sensori di velocità a diverse altezze, si riporta in Figura 6 il profilo verticale (wind-shear), nella posizione dell'anemometro. Si tenga presente che dalla definizione del profilo verticale sono stati esclusi i dati di velocità inferiori a 3 m/s, poiché non di interesse per il calcolo della produzione in quanto sotto la velocità di cut-in degli aerogeneratori considerati. Essendo questo un periodo limitato, il valore di  $z_0$  riscontrato non si ritiene rappresentativo delle caratteristiche del suolo in sito.

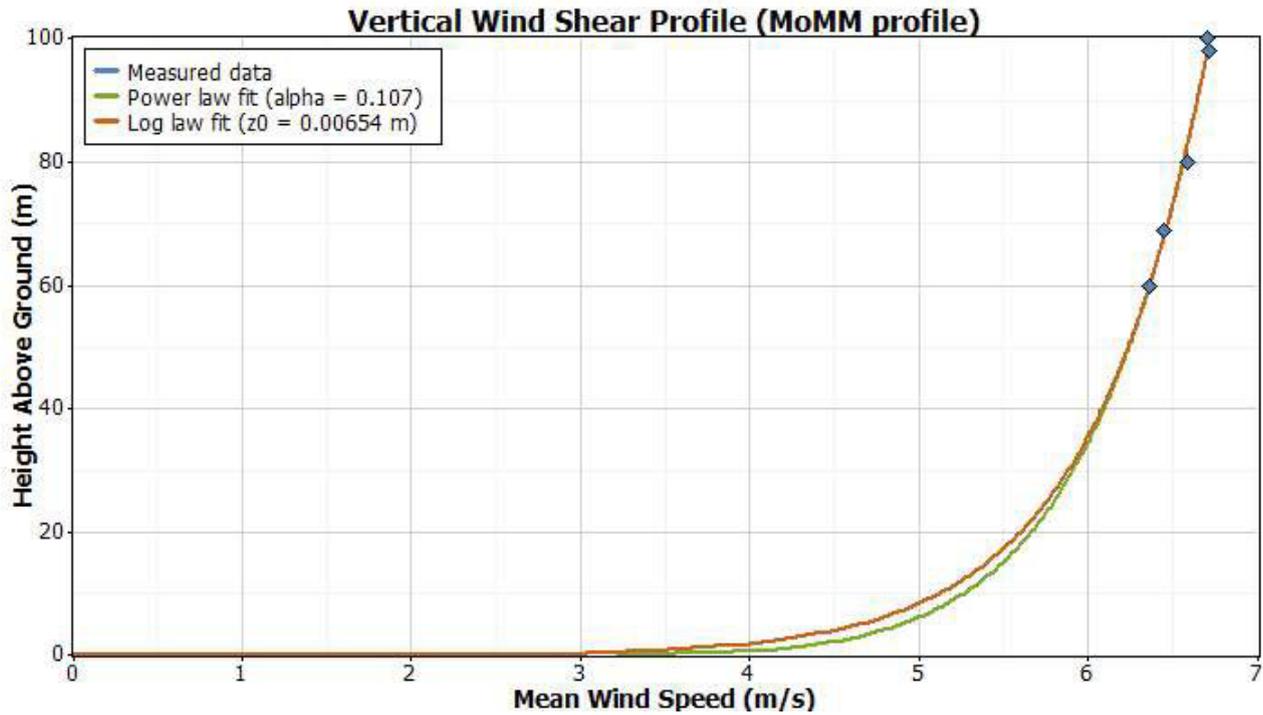


Figura 6 - Interpolazione log/esponenziale del profilo verticale di velocità nella posizione dell'anemometro.

La distribuzione in frequenza delle misure di velocità rilevate sul sito, viene riportata a 100 m di altezza rispetto al terreno in modo da avere un istogramma rappresentativo del lungo periodo (Figura 7). Mostra un andamento per lo più regolare, con un picco di frequenza a 4.5 m/s. È inoltre rappresentato il fitting dei dati sperimentali con distribuzione di Weibull, e i relativi parametri di scala e di forma, indicativi della velocità media e della variabilità relativa.

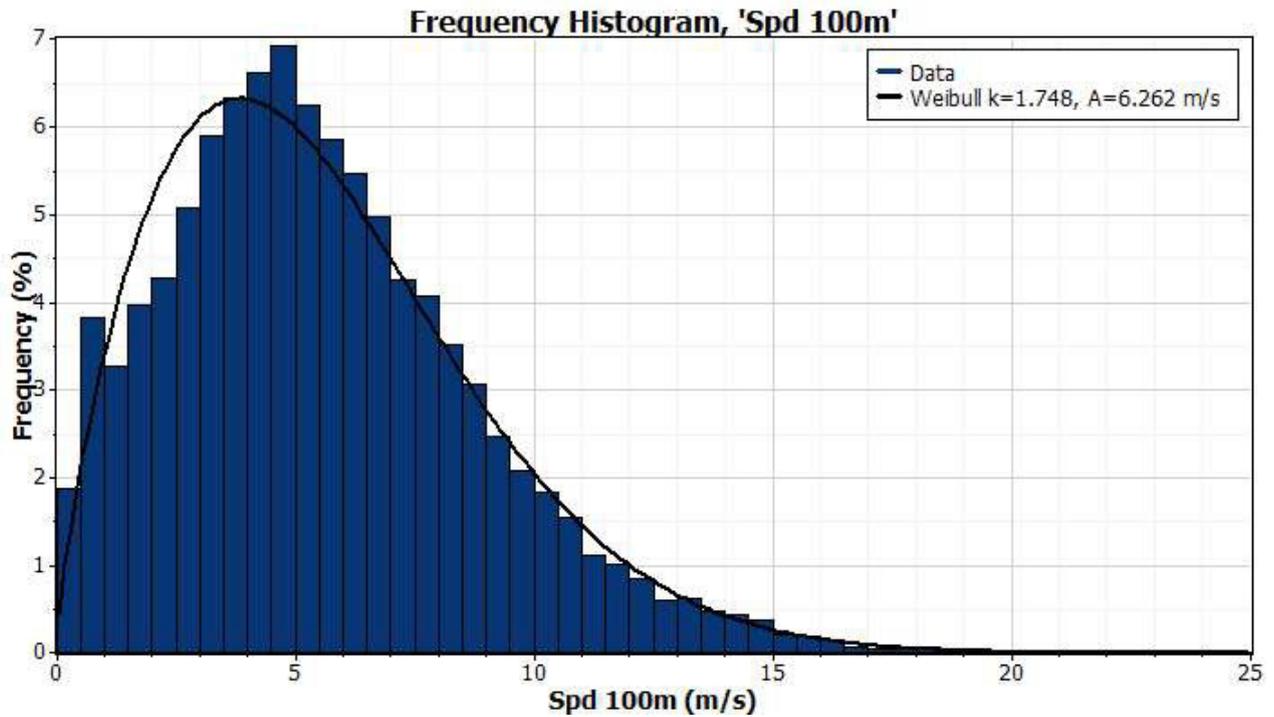


Figura 7- Distribuzione in frequenza del vento a 100 m con relativo fitting di Weibull

In Figura 8 è infine riportata la rosa dei venti derivante dall'elaborazione dei dati di velocità a 100 m e di direzione a 98 m di quota. Si noti che, in termini di frequenza il vento prevalente soffia dal settore 300, mentre per l'energia acquisisce importanza anche il settore 270°.

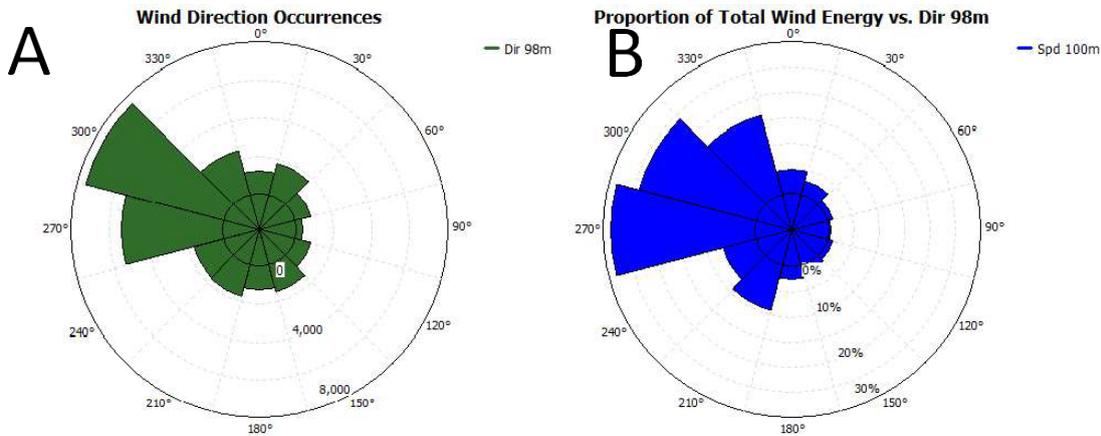


Figura 8 – Rosa dei venti. A) distribuzione di frequenza; B) distribuzione dell'energia disponibile.

Sulla base dell'analisi dei dati e dell'esame della configurazione della stazione si può affermare che la scelta del tipo di stazione anemometrica e della strumentazione, ed il montaggio della torre sono nel complesso idonei in relazione alla morfologia del sito stesso. Infatti, con riferimento alle linee guida MEASNET [1] si afferma che i dati ottenuti dalla campagna anemometrica condotta dalla stazione anemometrica in sito sia affidabile ed utilizzabile ai fini del presente studio. Infatti:

- la massima quota di misura, pari a 100 m, è superiore ai 2/3 della quota hub proposta nel progetto;
- non si rilevano manufatti che possano influenzare le misurazioni condotti dalla torre nel sito di installazione;
- la torre presenta un anemometro ridondante all'altezza massima;
- gli anemometri sono posti ad una differenza di quota superiore ai 20 m, e dunque rappresentano opportunamente il profilo verticale di velocità;
- i sensori sono stati opportunamente calibrati, conformemente allo standard IEC 61400-12.

Di contro, la distanza massima tra torre anemometrica ed aerogeneratore è di circa 6 km, valore non in linea con la lontananza massima prescritta per siti di complessità orografica equivalente a quella in esame. Inoltre, il periodo di acquisizione è ristretto solamente ad alcuni mesi (10/11/2022 - 01/04/2023).

## 5.2 DATI VORTEX

Lo studio si basa su dati di vento forniti dall'azienda Vortex FDC, leader mondiale nell'elaborazione di modelli aerodinamici on-demand. Con un'esperienza superiore ai 15 anni e collaborazioni con i principali operatori internazionali, Vortex ha sviluppato la propria metodologia di down-sizing per stimare ad alta risoluzione le condizioni di vento in sito a partire da dati di rianalisi.

È prassi comune basare lo sviluppo di progetti eolici su dati di rianalisi, specie quando non sono disponibili dati anemologici provenienti da campagne di misurazione realizzate in sito, o la lunghezza degli stessi non permette di ricavare le condizioni attese sul lungo periodo. I dati di rianalisi consistono in serie temporali storiche che descrivono l'andamento di variabili meteoceaniche. Sono stati ottenuti utilizzando i dati provenienti da campagne di misurazione con tecnologie convenzionali (stazioni sinottiche, palloni/dispositivi sonori, boe) e di telerilevamento satellitare. Queste osservazioni, uniformate nello spazio e nel tempo da un opportuno sistema di acquisizione, sono state poi inserite in modello meteorologico globale, in grado di ricostruire le condizioni atmosferiche laddove fossero assenti osservazioni. Grazie ad i rapidi avanzamenti degli ultimi anni, sono stati lanciati dati di rianalisi sempre più accurati, culminati con il dataset ERA5

(dell'ECMWF). Tuttavia, la risoluzione dei dati di rianalisi è tutt'or a troppo bassa per poter utilizzare questi dati in una stima di produzione.

Di contro, la metodologia di Vortex si basa sull'uso del WRF (Weather Research & Forecasting Model). Il WRF è il risultato di una collaborazione tra i seguenti enti statunitensi: National Center for Atmospheric Research (NCAR), National Oceanic and Atmospheric Administration, National Centers for Environmental Prediction (NCEP) and Forecast Systems Laboratory (FSL), Air Force Weather Agency (AFWA), Naval Research Laboratory, dalla University of Oklahoma e Federal Aviation Administration (FAA). Il WRF è un modello meteorologico numerico meso-scala di nuova generazione, progettato sia per svolgere previsioni meteo che per scopi di ricerca riguardo l'atmosfera. Esso, consente di effettuare il downsizing dei dati di rianalisi, ovvero, ricavare le condizioni di vento con alta risoluzione passando da macro a micro scala (fino a 100 m di risoluzione). Nella sua implementazione del modello WRF, Vortex utilizza un ventaglio di dataset geofisici globali, come l'SRTM per i dati topografici e l'ESA GlobCover per la rugosità del suolo, che consentono di caratterizzare l'orografia locale. Ne risulta una mappa di ventosità ad alta risoluzione, che tiene conto degli effetti topografici sulle condizioni del vento.

Grazie a partnerships con i maggiori operatori di mercato, Vortex ha potuto effettuare delle campagne di validazione estremamente robuste, che si sono avvalse di climatologie rilevate in più di 250 punti in tutto il mondo, e quantificando l'errore medio sulle loro predizioni. Il verdetto dello studio di validazione è un errore medio pari al 6.88%, che si considera accettabile per la valutazione del potenziale energetico in sito.

### 5.3 SINTESI DATI

Per caratterizzare adeguatamente della risorsa eolica presente in sito, sono stati acquisiti 20 anni di dati Vortex in un punto interno all'area di impianto. Figura 9 individua la posizione del punto di acquisizione rispetto al layout di impianto, di coordinate [581982.89 m Est; 4500900.65 m Nord] su sistema di riferimento UTM WGS84 F33 Nord. Le condizioni di vento sono state ricavate ad un'altezza dal terreno di 120 metri.

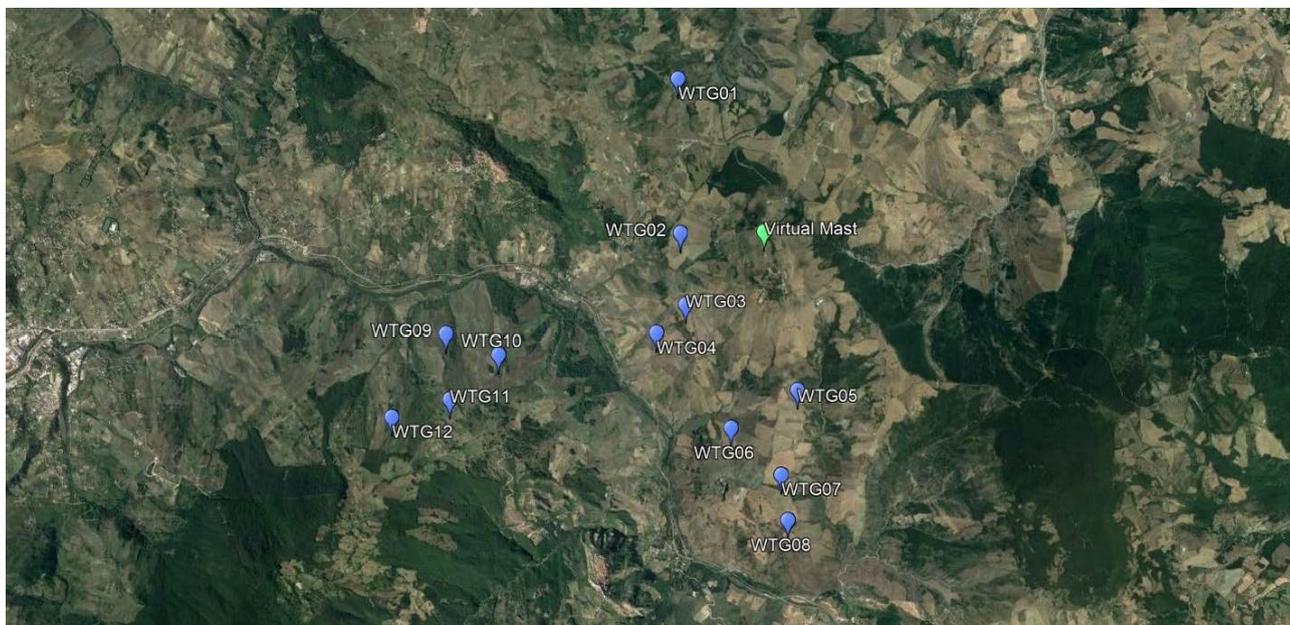


Figura 9: punto di acquisizione dati Vortex rispetto al layout di impianto

Vortex FDC fornisce la climatologia ventennale tramite una funzione di distribuzione delle probabilità a due variabili: velocità e direzione. Tale funzione è rappresentata graficamente attraverso la rosa dei venti riportata in Figura 10. Dalla rosa dei venti, costruita su 16 settori, si desume che il vento con potenziale energetico più elevato proviene da nord-nord-ovest e sud-ovest-ovest.

Figura 10 indica invece l'istogramma delle velocità senza suddivisione in settori di direzione, su cui si è realizzato il fitting di una funzione di distribuzione Weibull. La velocità media si attesta intorno ai 8.2 m/s, mentre la funzione Weibull che meglio rappresenta la ventosità di sito ha come fattore di scala 9.3 m/s e come fattore di forma 1.7.

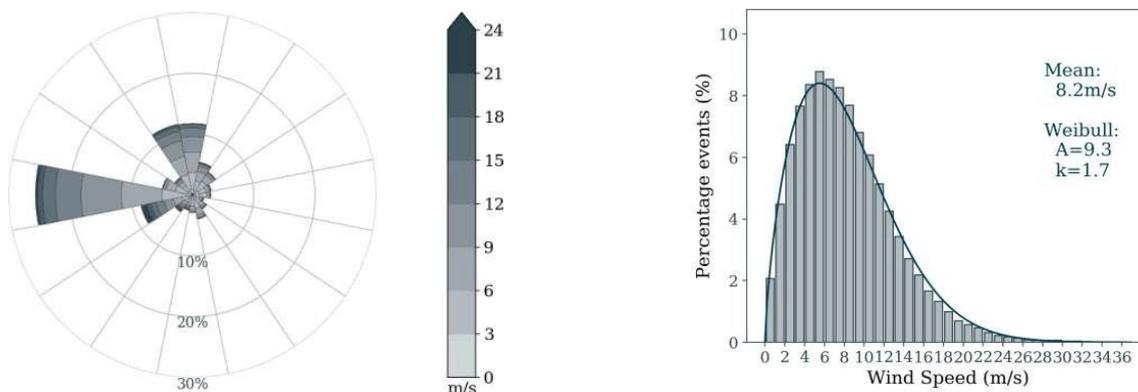


Figura 10: climatologia nel punto di acquisizione dei dati Vortex a 120 m dal suolo, rappresentata per mezzo della rosa dei venti (a sinistra) e dell'istogramma delle velocità (a destra)

Poiché i dati Vortex sono forniti come una funzione di distribuzione e non come serie temporale, non è possibile desumere il profilo diurno e stagionale della velocità del vento tramite questa risorsa. Di conseguenza, si è fatto riferimento al Global Wind Atlas, applicazione web elaborata dalla Technical University of Denmark (DTU), che fornisce indicazioni sulle condizioni vento globali operando su una rete di dati Vortex a 3 km di risoluzione ed effettuando il down-scaling tramite il modello di micrositing Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP).

Da questa analisi, rappresentata nella figura sottostante, si desume che la ventosità attesa si mantenga costante per poi diminuire in prima mattinata. Aumenta poi progressivamente dal primo pomeriggio fino a mezzanotte. In tal senso, si discosta dal profilo tipico dei siti italiani, che presentano un picco nelle prime ore pomeridiane ed una progressiva diminuzione della velocità durante la sera. Il profilo della velocità annuale segue l'andamento stagionale che caratterizza gli impianti italiani, con una velocità media superiore nei mesi invernali ed un calo nei mesi estivi.

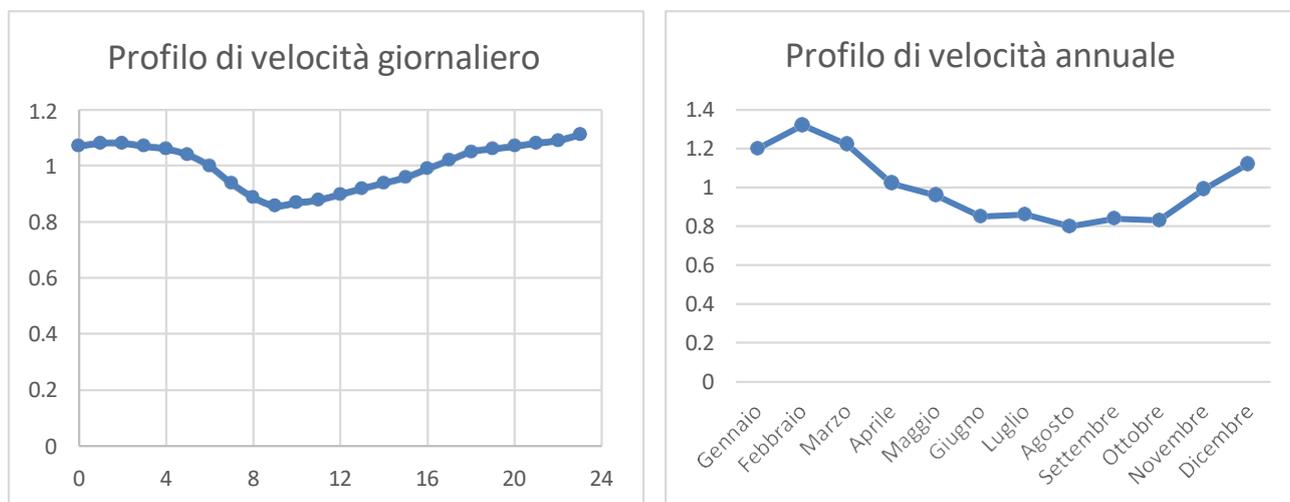


Figura 11: profilo giornaliero (a sinistra) e stagionale delle velocità annuali (a destra)

## 6 ANALISI AERODINAMICA

La creazione di un modello fluidodinamico capace di descrivere le condizioni di vento in sito ha previsto due passi successivi:

- l'implementazione di un modello digitale del terreno che caratterizzi l'elevazione e rugosità del terreno;
- la risoluzione del modello di calcolo fluidodinamico.

Tali fasi sono descritte di seguito con maggiore dettaglio. Il capitolo si conclude con l'esposizione dei risultati.

### 6.1 MODELLO DIGITALE DEL TERRENO

L'area di impianto eolico del progetto *Tricarico*, comprensivo degli aerogeneratori e della stazione anemometrica, ha un'estensione territoriale di circa 6.5 km in direzione Ovest-Est e di circa 7 km in direzione Nord-Sud.

In relazione all'estensione e alle caratteristiche orografiche del territorio, si è implementato un modello digitale del terreno esteso di 35x35 km, avendo cura in particolare di includere nel modello anche le zone a più alta quota presenti in direzione dell'origine dei venti prevalenti. In questo modo si intende rappresentare al meglio le caratteristiche orografiche della zona circostante il sito.

Il modello digitale del terreno, mostrato nella figura sottostante, è stato realizzato utilizzando una griglia spaziale ad alta risoluzione di 20 m, (fonte ISPRA). Si nota come, per le considerazioni fatte precedentemente, la zona di layout non sia centrata rispetto al modello. Invece, la rugosità del terreno è stata ricavata tramite il modello Corine Land Cover, un progetto europeo nato per il rilevamento ed il monitoraggio delle caratteristiche di copertura ed uso del territorio. Per ogni tipologia d'uso, si è definito il corrispondente valore di rugosità superficiale per mezzo di indagine aerea e fotografica svolta su Google Earth. In figura è rappresentata la mappa di rugosità ottenuta intorno all'area dell'impianto; in particolare l'area è composta prevalentemente da zone a bassa rugosità ( $z_0 < 0.1$  m), e da una piccola parte da zone boschive ( $z_0 > 0.8$  m).

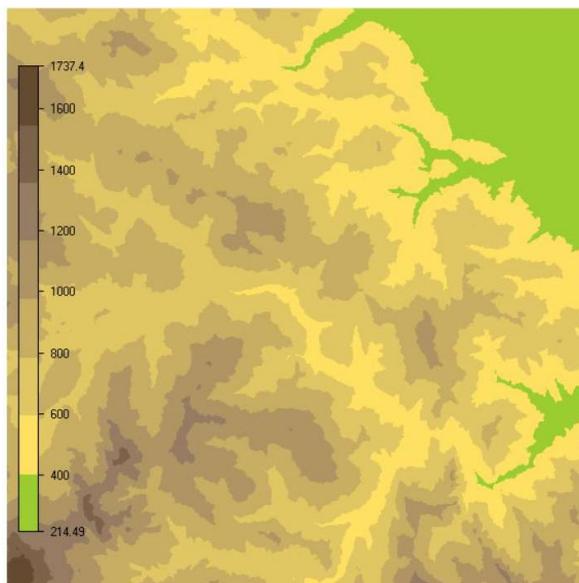


Figura 12: modello di elevazione del terreno nell'area limitrofa al progetto

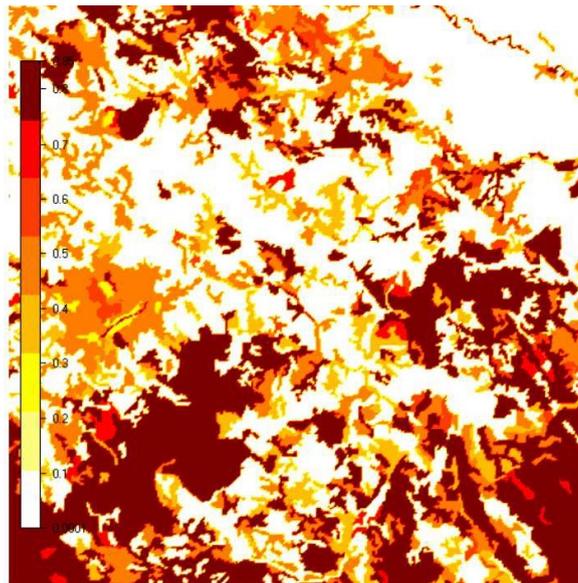


Figura 13: modello di rugosità del terreno nell'area limitrofa al progetto

## 6.2 MODELLO FLUIDODINAMICO

Per la validazione, l'ottimizzazione del layout di progetto e la stima di produzione sono stati realizzati due modelli fluidodinamici interconnessi all'interno del software WindSim. Quest'ultimo è un software CFD (*Computational Fluid Dynamic*) che consente di simulare gli effetti aerodinamici andando a ricavare le sue proprietà in ogni punto del dominio di calcolo. A tal scopo vengono risolte le equazioni di Navier-Stokes riscritte tramite la scomposizione di Reynolds, al fine di ottenere delle equazioni di soli termini medi (equazioni RANS). Quindi, si procede alla chiusura del problema matematico tramite l'impiego di modelli di turbolenza scelti a seconda dell'applicazione specifica che si vuole simulare e della scala di turbolenza che si vuole risolvere.

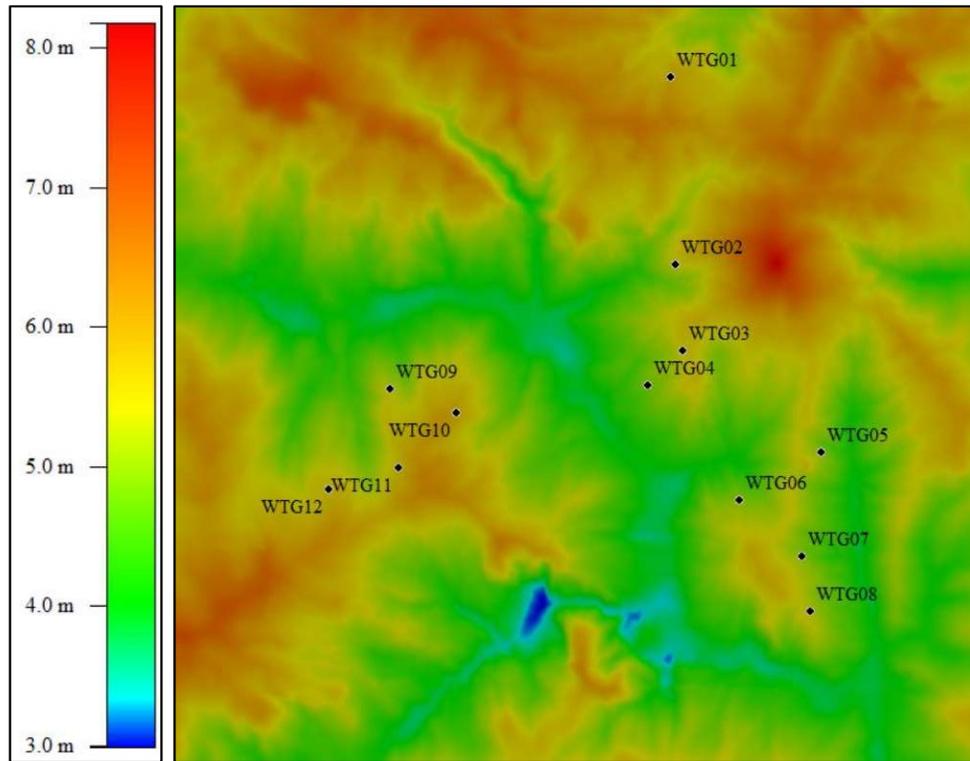
Il primo modello fluidodinamico che è stato realizzato selezionando come volume di controllo l'intera estensione della mappa digitale del terreno descritta nella Sezione 6.1. In questo modo è possibile simulare le condizioni di vento in prossimità del parco eolico senza risentire degli effetti di bordo del modello. Il calcolo così effettuato ha un grado di precisione non sufficiente a caratterizzare nel dettaglio i campi di flusso al parco eolico, tuttavia consente di ricavare le condizioni a contorno da introdurre nel secondo modello fluidodinamico, più piccolo ma discretizzato più finemente. Esso ha un'estensione pari a circa 11x11 km<sup>2</sup> e presenta una griglia di calcolo che si infittisce man a mano che ci si avvicina all'area di progetto, dove la risoluzione diventa costante e pari alla massima.

Per entrambi i modelli sono stati soddisfatti i criteri di convergenza della soluzione in tutti i settori della rosa dei venti considerata.

## 6.3 RISORSA EOLICA DISPONIBILE

Nella Figura 14 viene rappresentata quindi la mappa della risorsa di vento calcolata con il software WindSim nell'area dell'impianto per il settore prevalente, con riportate le posizioni degli aerogeneratori in progetto.

Si osserva, nella zona di impianto, un valore di velocità media del vento all'altezza hub di circa 6.5 m/s. Si noti, inoltre, che la collocazione delle turbine WTG01, WTG10, WTG11 permette lo sfruttamento delle zone a potenziale eolico superiore, sebbene alcune zone ad elevato potenziale siano state precluse al progetto in virtù di un'attenta pianificazione territoriale.



*Figura 14: mappa di ventosità nell'area di interesse a 135 m dal suolo*

## 7 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

La stima di produzione lorda agli aerogeneratori è stata effettuata in WindSim tenendo conto della loro disposizione e modello concordato con il Committente e presentato nel corso del Paragrafo 3.2. Si è seguita la seguente metodologia:

- stima della produzione energetica lorda agli aerogeneratori;
- calcolo delle perdite tecniche generali, che devono essere tenute in conto per il computo dell'energia netta immessa a rete;
- computo delle incertezze per determinare la produzione ai livelli di confidenza P75 e P90.

### 7.1 PRODUZIONE LORDA AGLI AEROGENERATORI

La stima di produzione energetica lorda è stata effettuata per ogni layout in esame utilizzando i seguenti elementi di calcolo:

- soluzione del modello fluidodinamico implementato in WindSim;
- dati anemometrici del virtual mast acquisito in sito, le cui specifiche sono state riportati in dettaglio al paragrafo 5.2;
- modello di aerogeneratore ipotizzato per il progetto, le curve di potenza ed i relativi coefficienti di spinta, opportunamente implementato nel software WindSim (vedi Appendice);
- La densità dell'aria, necessaria per il calcolo dell'energia, che è stata fissata individualmente per ogni turbina mediante il software WindSim sulla base delle loro quote e delle misure di temperatura effettuate in sito, che riportano una temperatura media annua pari a 11.2°C all'altezza di 125 m sul livello del mare. Ne risulta una densità media all'hub pari a 1.127 kg/m<sup>3</sup>.
- Utilizzo di un modello analitico Jensen [2] per il calcolo delle perdite di scia, implementato in WindSim. Tale modello effettua la valutazione del deficit di velocità a valle del rotore di ciascun aerogeneratore sulla base delle dimensioni dello stesso, dei coefficienti di spinta e della turbolenza ambientale calcolata nella soluzione del modello fluidodinamico.

Nelle tabelle successive si riporta il dettaglio di produzione, al netto ed al lordo delle perdite di scia, ai singoli aerogeneratori per ogni layout di progetto. Le tabelle rappresentano anche parametri del vento all'hub, come la sua densità media e velocità effettiva.

Tabella 5 – Risultati di produzione lorda agli aerogeneratori

Layout: <b>SG170 135HH</b>											
Id.	Modello	Potenza	Hub	Densità	Velocità	AEP no scia	Densità Volumetrica di energia	Perdita di scia	AEP lordo	Euiv.	
		[MW]	[m]	[kg/m <sup>3</sup> ]	[m/s]	[MWh/y]	[kWh/anno.m <sup>3</sup> ]	[%]	[MWh/y]	hours	
WTG01	SG170	6.6	135	1.101	7.42	22956	0.33	0.23	22903	3470	
WTG02	SG170	6.6	135	1.107	6.59	19264	0.27	1.57	18961	2873	
WTG03	SG170	6.6	135	1.105	6.99	21533	0.31	4.31	20605	3122	
WTG04	SG170	6.6	135	1.116	6.32	18626	0.27	3.49	17976	2724	
WTG05	SG170	6.6	135	1.117	6.63	19912	0.28	2.12	19490	2953	
WTG06	SG170	6.6	135	1.116	6.67	19982	0.28	2.76	19430	2944	
WTG07	SG170	6.6	135	1.118	6.56	19518	0.28	3.69	18798	2848	
WTG08	SG170	6.6	135	1.118	6.91	20982	0.30	5.46	19837	3006	
WTG09	SG170	6.6	135	1.109	6.84	20438	0.29	0.71	20293	3075	
WTG10	SG170	6.6	135	1.103	7.68	24580	0.35	3.00	23842	3612	
WTG11	SG170	6.6	135	1.095	7.38	23412	0.33	4.11	22450	3401	
WTG12	SG170	6.6	135	1.093	7.23	22862	0.33	0.78	22683	3437	

Layout:		SG170		135HH						
Id.	Modello	Potenza	Hub	Densità	Velocità	AEP no scia	Densità Volumetrica di energia	Perdita di scia	AEP lordo	Euiv.
		[MW]	[m]	[kg/m <sup>3</sup> ]	[m/s]	[MWh/y]	[kWh/anno.m <sup>3</sup> ]	[%]	[MWh/y]	hours
<b>Totale</b>		<b>79.20</b>		<b>1.108</b>	<b>6.94</b>	<b>254064</b>	<b>0.30</b>	<b>2.67%</b>	<b>247268</b>	<b>3122</b>

Si stima dunque che gli aerogeneratori più produttivi siano la WTG01 e la WTG11, mentre il fanalino di coda risulti essere la WTG07. Nel complesso, la produzione risulta abbastanza omogenea. A tal proposito si riporta in Tabella 6, la percentuale di produzione rispetto alla turbina più performante.

Inoltre, nessuna turbina è impattata in maniera sostanziale dagli effetti scia. Il layout di impianto è efficiente dal punto di vista delle mutue interazioni aerodinamiche.

Tabella 6 – Produzione degli aerogeneratori rispetto al più performante

Siemens Gamesa SG170 - Hub Height 135		
Id.	Produzione rispetto a turbina più performante	
	Senza scia	Con scia
WTG01	93.39%	96.06%
WTG02	78.37%	79.53%
WTG03	87.60%	86.42%
WTG04	75.78%	75.40%
WTG05	81.01%	81.74%
WTG06	81.29%	81.50%
WTG07	79.41%	78.84%
WTG08	85.36%	83.20%
WTG09	83.15%	85.11%
WTG10	100.00%	100.00%
WTG11	95.25%	94.16%
WTG12	93.01%	95.14%

## 7.2 PRODUZIONE NETTA DI IMPIANTO

La produzione lorda agli aerogeneratori, presentata nel corso della sezione precedente, non corrisponde all'energia effettivamente immessa in rete. Infatti, occorre tenere in conto di perdite tecniche al fine di ricavare l'energia netta scambiata al punto di consegna. La

Tabella 7 rende conto di tali perdite, quantificandole e detraendole alla produzione lorda. Si rimarca che le perdite di scia sono già state conteggiate nel computo dell'energia lorda agli aerogeneratori e dunque non occorre tenerne conto per il computo dell'energia netta immessa in rete.

Tabella 7 - perdite tecniche d'impianto

Parametro	Unità	Valore	Note
Modello aerogeneratore	-	SG170	-
Altezza mozzo	[m]	135	-
Potenza nominale	[MW]	6.6	-
n° aerogeneratori	-	12	-
Potenza totale parco	[MW]	79.2	-
Velocità media al mozzo	[m/s]	6.94	-
<b>Produzione annua lorda (P50)</b>	<b>[MWh/y]</b>	<b>247268</b>	<b>-</b>
<b>1 Disponibilità</b>	<b>[%]</b>	<b>96.72</b>	<b>-</b>

1.a	Aerogeneratori	[%]	97.5	Valore standard
1.b	Balance of plant	[%]	99.5	Valore standard
1.c	Rete trasmissione nazionale	[%]	99.7	Valore standard
<b>2</b>	<b>Efficienza elettrica</b>	<b>[%]</b>	<b>97.00</b>	
2.a	Efficienza operativa	[%]	97.0	Stimato
2.b	Consumo	[%]	100	Non considerato
<b>3</b>	<b>Performance aerogeneratore</b>	<b>[%]</b>	<b>99.40</b>	
3.a	Aggiustamento curva di potenza	[%]	100	Non considerato
3.b	Perdite per isteresi	[%]	99.9	Stimato
3.c	Performance sub-ottimale	[%]	99.5	Valore standard
<b>4</b>	<b>Ambientali</b>	<b>[%]</b>	<b>99.50</b>	
4.a	Degradazione pale	[%]	99.5	Standard value
4.b	Temperature shutdown	[%]	100	Calculated
<b>5</b>	<b>Limitazioni</b>	<b>[%]</b>	<b>100</b>	
5.a	Wind Sector Management	[%]	100	Non considerato
5.b	Curtaiment	[%]	100	Non considerato
<b>6</b>	<b>Altro</b>	<b>[%]</b>	<b>99.50</b>	Stimato
<b>Efficienza totale</b>		<b>[%]</b>	<b>92.33</b>	-
<b>Produzione annua netta (P50)</b>		<b>[MWh/y]</b>	<b>228290</b>	-
<b>Produzione in ore equivalenti (P50)</b>		<b>[h/y]</b>	<b>2882</b>	-

Si rimarca che le perdite di scia, interne ed esterne, sono già state conteggiate nel computo dell'energia lorda agli aerogeneratori e dunque non occorre tenerne conto per il computo dell'energia netta immessa in rete.

Le altre due categorie con più impatto risultano essere l'indisponibilità degli aerogeneratori e le perdite elettriche. La prima voce corrisponde ad una disponibilità complessiva del 96.72%, che è in linea con progetti analoghi. Per quanto riguarda le perdite elettriche, nella stima sono stati considerati valori standard, non essendo noto lo schema progettuale né il punto di connessione presso la futura stazione elettrica.

In Tabella 8 si presenta un riepilogo della produzione elettrica per turbina.

Tabella 8 – Produzione netta per layout

**Siemens Gamesa SG170 - Hub Height 135**

Id	Potenza [MW]	AEP lordo [MWh/y]	Perdita di potenza [%]	AEP netto [MWh/y]	Ore equiv. [h]	Capacity factor [%]
WTG01	6.60	22903	7.67	21145	3204	36.6%
WTG02	6.60	18961	7.67	17506	2652	30.3%
WTG03	6.60	20605	7.67	19023	2882	32.9%
WTG04	6.60	17976	7.67	16597	2515	28.7%
WTG05	6.60	19490	7.67	17994	2726	31.1%
WTG06	6.60	19430	7.67	17939	2718	31.0%
WTG07	6.60	18798	7.67	17355	2630	30.0%
WTG08	6.60	19837	7.67	18314	2775	31.7%
WTG09	6.60	20293	7.67	18736	2839	32.4%
WTG10	6.60	23842	7.67	22012	3335	38.1%
WTG11	6.60	22450	7.67	20727	3140	35.8%
WTG12	6.60	22683	7.67	20942	3173	36.2%
	<b>79.20</b>	<b>247268</b>	<b>7.67%</b>	<b>228290</b>	<b>2882</b>	<b>32.9%</b>

## 8 INCERTEZZE SULLA STIMA DI PRODUZIONE

La produzione stimata nel corso del capitolo precedente è definita come P50, e corrisponde al valore con una probabilità di eccedenza del 50%, nel periodo di riferimento. Per stimare la produzione ad altre soglie di confidenza, è necessario identificare la funzione di distribuzione della produzione annuale, che dipende dai fattori di incertezza a cui la stima è soggetta. Nel caso in analisi, si sono scelti i livelli P75 e P90.

In generale, l'incertezza totale è pari alla somma quadratica dei suoi diversi fattori. Nel caso in esame, in cui l'analisi è basata sui dati Vortex, sono stati considerati fattori di incertezza sui dati Vortex  $U_{Vortex}$ , sul modello fluidodinamico  $U_{modello}$  e sulla variabilità del vento  $V$  nel periodo considerato.

Malgrado i dati Vortex rappresentino una fonte all'avanguardia per il calcolo preliminare di produzione, il loro utilizzo impone comunque fattori di incertezza più severi rispetto ad una campagna anemologica in sito. Per la quantificazione del fattore di incertezza, si è fatto riferimento al valore dichiarato dalla Vortex FDC stessa nel suo studio di validazione, pari al 6.88%. Si precisa però che questo valore corrisponde alla media dell'errore percentuale medio ottenuto su più di 250 punti di acquisizione diversi, e che quindi potrebbe differire nel caso in analisi.

L'incertezza introdotta dal modello fluidodinamico dipende dalle semplificazioni effettuate nella rappresentazione orografica del terreno, nonché dagli errori nella modellizzazione del campo fluidodinamico, delle scie e dei componenti reali. Si è assegnato un valore pari all'8%.

Infine, occorre conteggiare l'effetto della volatilità del vento sulla produzione nel periodo di riferimento.

Riassumendo, l'incertezza totale può essere ottenuta come:

$$U = \sqrt{(U_{Vortex} \cdot \delta)^2 + U_{modello}^2 + (V \cdot \delta)^2}$$

dove  $\delta$  indica la sensitività, ossia l'incremento marginale della potenza al variare della velocità del vento, calcolato sul modello fluidodinamico di WindSim.

Tabella 9– Incertezze sulla stima di produzione su base annuale e decennale.

Base annuale				
Aerogeneratore	Incertezza [%]	P50 [GWh/anno]	P75 [GWh/anno]	P90 [GWh/anno]
SG170	15.59	228.29	204.28	182.68

Base decennale				
Aerogeneratore	Incertezza [%]	P50 [GWh/anno]	P75 [GWh/anno]	P90 [GWh/anno]
SG170	14.57	228.29	205.82	185.65

## 9 CONCLUSIONI DELLO STUDIO ANEMOLOGICO

Lo studio effettuato ha condotto alle seguenti considerazioni conclusive:

### Dati Anemometrici

- La banca dati anemometrica è costituita da misure effettuate da 1 stazione anemometrica, installata in sito in un raggio di 5 km da ciascun aerogeneratore, e da un Virtual Mast (dati Vortex) il quale dista di un raggio di 6.3 km da ciascun aerogeneratore.
- I dati misurati hanno un'estensione 5 mesi e sono continui, mentre i dati del Virtual Mast hanno un'estensione di 20 anni e sono continui.
- La ridotta estensione delle acquisizioni effettuate, non permette un'adeguata rappresentazione delle condizioni anemologiche tipiche del sito. Per questo motivo, si è scelto di utilizzare i dati Vortex per il presente studio di produzione.

### Analisi aerodinamica

- Si è implementato un modello aerodinamico accurato attraverso il software WindSim. Preliminarmente si è realizzato un modello digitale esteso del territorio contenente curve di livello con una risoluzione di 20 m e le caratteristiche di rugosità del territorio rilevate in sito tramite analisi aerea.

### Produzione progetto eolico

- La stima di produzione del progetto eolico è stata ottenuta mediante utilizzo del software WindSim, che per le sue caratteristiche di non-linearità nel metodo di calcolo garantisce una soluzione del campo aerodinamico più accurata di altri metodi di calcolo. Le perdite di scia tra gli aerogeneratori sono state calcolate mediante un modello analitico di scia implementato in WindSim.
- La produzione lorda agli aerogeneratori è uniformemente distribuita, riportata in Tabella 5.
- Alla produzione lorda, si sono detratte le perdite tecniche di impianto, per ricavare la produzione elettrica immessa in rete ( Tabella 7).
- Sono state conteggiate le incertezze introdotte durante la stima di produzione, che sono state utilizzate per il computo della produzione P75 e P90 su orizzonte annuale e decennale. I valori a tali soglie di confidenza sono riportati nella Tabella 9.

## 10 BIBLIOGRAFIA

- [1] *MEASNET Procedure: Evaluation of Site-Specific Wind Condition*, 2020.
- [2] I. Katic, J. Højstrup e N. O. Jensen, «A Simple Model for Cluster Efficiency,» in *EWEC Proceedings*, Rome, 7-9 October 1986.
- [3] H. Hersbach, «The ERA5 Global Reanalysis,» May 2020.
- [4] *IEC 61400-12-1, Power performance measurements of electricity producing wind turbines*, 2017.

## 11 APPENDICI

### 11.1 APPENDICE 1 – CURVE DI POTENZA E COEFFICIENTI DI SPINTA

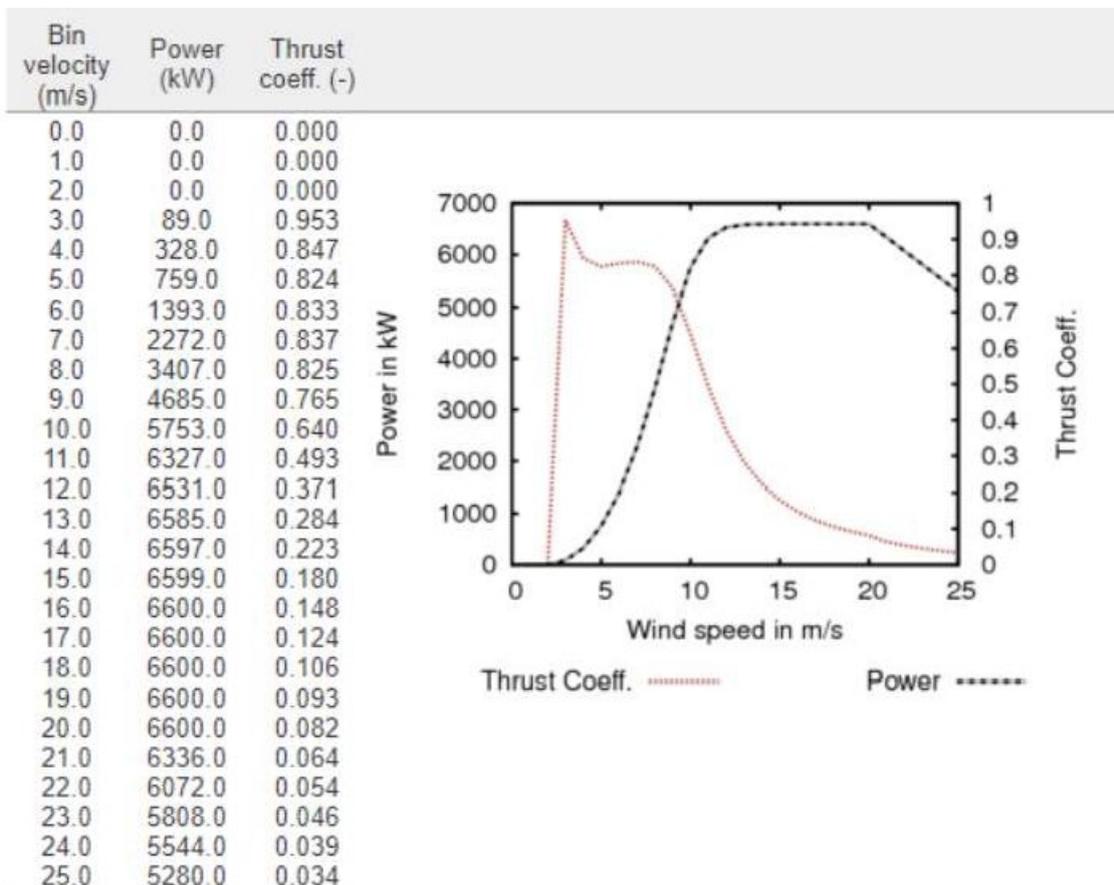


Figura 15 - Curva di potenza e coefficienti di spinta della Siemens Gamesa SG170-6.6 MW

### 11.2 APPENDICE 2 – REPORT DI INSTALLAZIONE DELLA STAZIONE ANEMOMETRICA

### 11.3 APPENDICE 3 – CERTIFICATI DI CALIBRAZIONE DEI SENSORI

### 11.4 APPENDICE 4 – DATI DI VENTO ACQUISITI