



REGIONE BASILICATA
 PROVINCIA DI POTENZA
 COMUNE DI MONTEMILONE
 COMUNE DI VENOSA



AUTORIZZAZIONE UNICA

ex. d.lgs. 387/03

Progetto Definitivo per la realizzazione del parco eolico "SERRA LONGA" e relative opere connesse nel comune di VENOSA e MONTEMILONE (Pz)

Titolo elaborato

A.5 - Studio anemologico

Codice elaborato

COMMESSA	FASE	ELABORATO	REV.
F0375	A	R07	A

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Scala

—

DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
Dicembre 2020	Prima emissione	BayWa r.e.	GDS	GMA

Proponente

Crono Rinnovabili s.r.l.

Largo Augusto 3
 20122 Milano



Progettazione



F4 Ingegneria srl

Via Di Giura - Centro direzionale, 85100 Potenza
 Tel: +39 0971 1944797 - Fax: +39 0971 55452
 www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico
 (ing. Giovanni DI SANTO)



Società certificata secondo la norma UNI-EN ISO 9001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria nei settori: civile, idraulica, acustica, energia, ambiente (settore IAF: 34).





**Centrale Eolica Montemilone
Studio di Producibilità**

Preparato per:
Crono Rinnovabili Srl – Alessandra Toschi
Distribuzione a discrezione del Cliente

Report: **20-2023-TN01 Rev A** - Data di Emissione: **12 Dicembre 2020**
Autore: Davide Medici – davide.medici@rengenconsulting.com

Indice

1	Sintesi	2
2	Sito di Montemilone - Crono Rinnovabili	3
3	Correlazione di Lungo Termine, storicizzazione delle misure	6
4	Calcolo della producibilità	10
5	Requisiti PIEAR	15

Revisioni:

TNo1-Rev A 12 Dicembre 2020 - Prima versione

Ogni responsabilità per questo lavoro si intende ai sensi di legge. Il documento deve essere considerato nella totalità dei documenti eventualmente richiamati. Il lavoro è protetto dalle leggi sul copyright e può essere distribuito solo previo accordo scritto tra il Cliente e la RenGen Consulting s.a.s. Non si assume alcuna responsabilità per le informazioni, utilizzo ed i dati utilizzati per il lavoro.

1 Sintesi

- **Progetto:** Centrale Eolica Montemilone

Posizione	Turbine	Potenza	Altezza Mozzo	Producibilità P50
Montemilone, Basilicata	11 V162-5.6MW	61.6 MW	119 m	156.6 GWh/annum

Tabella 1.1: Caratteristiche del progetto

- **Scopo del lavoro:** Studio di Producibilità

Il sito di Montemilone è in corso di sviluppo da parte di Crono Rinnovabili Srl. L'area può essere classificata come relativamente complessa senza ostacoli significativi, con accesso garantito da strade Statali e Provinciali in ottime condizioni. La campagna di misura è stata effettuata secondo gli standard internazionali per una durata di circa 0.94 anni. La correlazione di lungo termine con i dati ERA5 per un periodo di oltre 18 anni, nonostante con un certo livello di incertezza, permette di ottenere la rappresentatività della velocità media misurata al sito in esame. Le turbine presentano velocità discretamente uniformi.

E' stata eseguita ed è dettagliata di seguito una analisi di producibilità. Le misure anemologiche sono state effettuate con una torre anemometrica di 70m con una strumentazione di alto livello e tipica per campagne di misura durante lo sviluppo di centrali eoliche secondo gli standard internazionali. La documentazione di dettaglio è stata prodotta dall'installatore ed include report di installazione, manutenzione e certificati di calibrazione.

2 Sito di Montemilone - Crono Rinnovabili

Montemilone is located in the Basilicata region of Italy as shown in Fig 2.1.

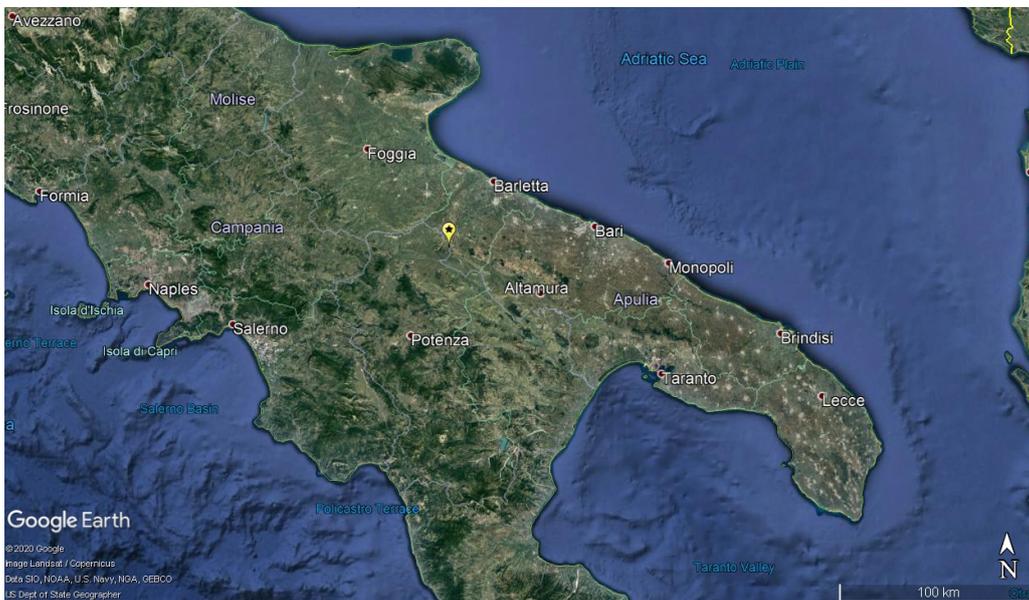


Figura 2.1: Montemilone

Il terreno è moderatamente complesso con una altezza sul livello del mare di circa 300 m, con aree di altopiano separate da basse valli. Le turbine sono generalmente proposte sulle aree di altopiano più indicate per la costruzione. Lo sviluppo eolico si trova ad est e nord di Montemilone, con la turbina più vicina a circa 3 km di distanza dall'abitato. L'anemometro MM70 utilizzato per questa analisi è a circa 5.5 km dalla turbina T11, come si evince dalla Fig 2.2. Come si vede in Fig 2.3, che rappresenta la tipica visuale nella zona, il terreno è adibito a coltivazioni con solo piccole aree dedicate alla coltivazione di ulivi di circa 3m specialmente lungo i declivi. Nella zona sono state osservati casolari usati tipicamente come appoggio saltuario ed alcune abitazioni.

La Strada Statale SS655 si trova nelle vicinanze del sito a sud di Montemilone, mentre l'area di sviluppo è attraversata dalle Strade Provinciali SP21 ed SP115. La viabilità interna è garantita da strade sterrate che dovranno essere migliorate per permettere il passaggio delle attrezzature e delle turbine, tuttavia l'accesso al sito non rappresenta un problema allo sviluppo del progetto.

Dati anemologici sono disponibili da una torre anemometrica di 70m, Anemometro MM70 mostrato in Fig 2.5, che ha misurato da luglio 2007 a luglio 2008 con una perdita complessiva limitata a circa il 6% dei dati di velocità. La torre anemometrica non è più attiva ed ha coordinate come in Tabella 2.1, che specifica anche le coordinate delle turbine eoliche:

La visuale panoramica fotografata dalla torre tralicciata anemometrica come da report di installazione è in Fig 2.6 ed in allegato alla presente relazione. Sensori di velocità Thies FirstClass sono installati a 70 m, 69 m, 50 m (2 anemometri) e 30 m su supporti orizzontali orientati a 180 gradi. All'altezza di 50 m il secondo sensore è speculare a nord. Sensori di direzione NRG sono installati a 69 m, 49 m and 30 m su supporti orizzontali orientati a nord. La struttura è standard, installata secondo le raccomandazione tipiche della IEC 61400-12 applicabili ad una campagna di studi anemologici. Nella fattispecie i braccetti di supporto dei sensori sono oltre 6 volte l'ingombro frontale della torre e gli anemometri sono stati calibrati nel 2007 da Deutsche WindGuard, una società appartenente al consorzio Measnet, come si evince dai certificati di calibrazione allegati. Misure di temperatura sono state ottenute con un sensore NRG installato a 5 m.

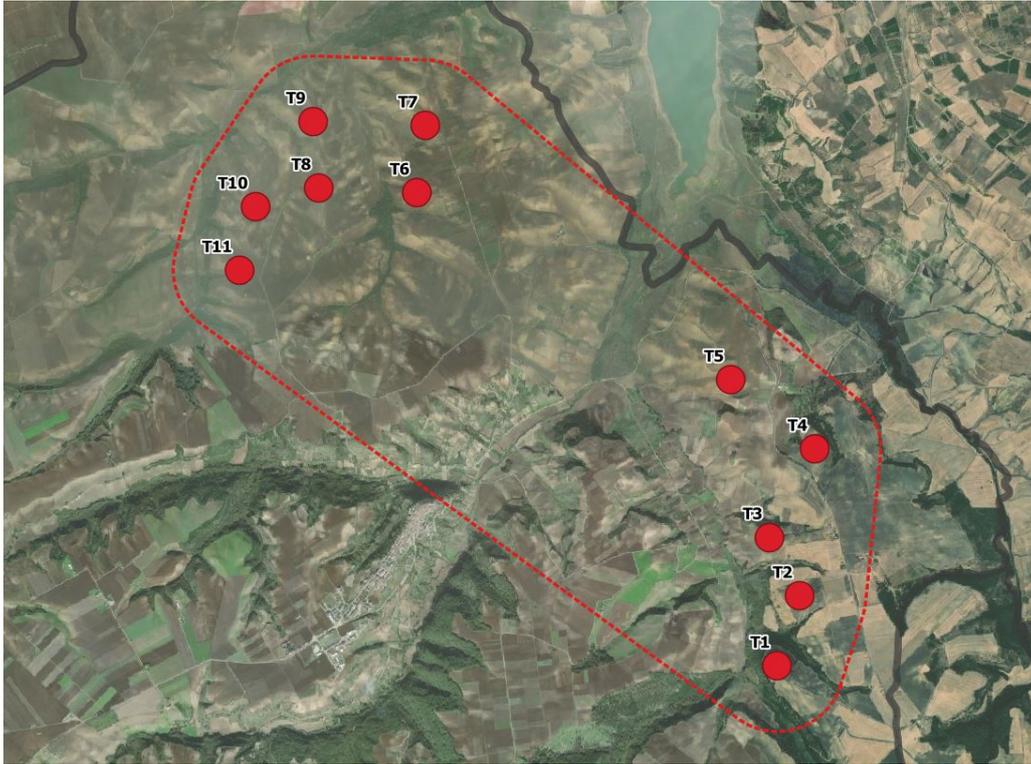


Figura 2.2: Crono Rinnovabili, layout di impianto centrale eolica di Montemilone

- Anem 307978 a 70m, misure dal 3 luglio 2007 al 18 luglio 2008
Calibrazione m/s : $0.04781 * frequenza + 0.276$
- Anem 307987 a 69m, misure dal 3 luglio 2007 al 18 luglio 2008
Calibrazione m/s : $0.04779 * frequenza + 0.291$
- Anem 307990 a 50m (nord), misure dal 3 luglio 2007 al 18 luglio 2008
Calibrazione m/s : $0.04777 * frequenza + 0.282$
- Anem 207742 a 50m (sud), misure dal 3 luglio 2007 al 18 luglio 2008
Calibrazione m/s : $0.04782 * frequenza + 0.272$
- Anem 207754 a 30m, misure dal 3 luglio 2007 al 18 luglio 2008
Calibrazione m/s : $0.04778 * frequenza + 0.283$

Il data logger Nomad 2 inizialmente installato con numero seriale 03841 è stato sostituito dal logger con numero seriale 04191 dello stesso modello a dicembre 2007, periodo che insieme a novembre registra un abbassamento della disponibilità delle misure come evidenziato in Tabella 2.3 che riporta la percentuale di dati validi per mese per gli anemometri ed il sensore di direzione a 49 m quale rappresentativo. La percentuale di dati validi è eccellente, di fatto senza dati mancanti od erronei con l'eccezione del periodo novembre-dicembre in cui un problema al logger ha portato ad un periodo di mancata registrazione delle misure. La correlazione di dati con il lungo termine è

Tabella 2.1: Coordinate della torre anemometrica e delle turbine eoliche, UTM Ed50 Datum, Zone 33T.

Descrizione	Est [m]	Nord [m]
MM70	580391	4538514
T1	585293	4541596
T2	585520	4542292
T3	585223	4542870
T4	585660	4543744
T5	584857	4544421
T6	581752	4546282
T7	581833	4546946
T8	580785	4546330
T9	580733	4546986
T10	580191	4546135
T11	580010	4545514

descritta nel capitolo successivo. Le caratteristiche principali della campagna di misure sono incluse in Tabella 2.2 e le velocità sono in linea con le aspettative per la zona. Parimenti la rosa dei venti è tipica con componenti principali dal settore ovest. La distanza minima è tra la turbina T08 e la turbina T10, separate in direzione 250 gradi da circa 3.9 diametri considerando il rotore di 162 m in esame. Questa distanza deve essere valutata in fase di contrattualizzazione anche dal costruttore delle turbine, tuttavia si segnala che la perdita dovuta ad effetto scia della turbina T8 non è particolarmente significativa come si evince dai risultati del calcolo di producibilità. Altre turbine hanno distanziamenti relativamente contenuti, ma in direzioni non prevalenti del vento e quindi tipiche delle metodologie di *best – practice*. La velocità a 25 m è stata ottenuta estrapolando la velocità misurata a 30 m utilizzando la legge esponenziale dello strato limite atmosferico:

$$\frac{U_{25m}}{U_{30m}} = \left\{ \frac{25}{30} \right\}^{\alpha} \quad (1)$$

Tabella 2.2: Dati principali anemometrici per la centrale eolica.

Descrizione	altezza [m]	Valore
Periodo di misura	70-69-50-30	1.04 anni
Periodo di dati validi	70-69-50-30	0.94 anni
Velocità misurata	70	5.58 m/s
Shear α (best-fit)	30-50-69-70	0.17
Velocità stimata	25	4.79 m/s

Tabella 2.3: Percentuale mensile di dati validi alla torre anemometrica MM70

	AN70	AN69	AN50Nord	AN50Sud	AN30	Dir49
Jul-07	91	91	91	91	91	91
Aug-07	100	100	100	100	100	100
Sep-07	100	100	100	100	100	100
Oct-07	97	97	97	97	97	97
Nov-07	38	38	38	38	38	28
Dec-07	42	42	42	42	44	37
Jan-08	100	100	100	100	100	100
Feb-08	100	100	100	100	100	100
Mar-08	100	100	100	100	100	100
Apr-08	100	100	100	100	100	100
May-08	100	100	100	100	100	100
Jun-08	100	100	100	100	100	100
Jul-08	56	56	56	56	56	56

3 Correlazione di Lungo Termine, storicizzazione delle misure

Nello studio della producibilità di una centrale eolica è auspicabile correlare le misure al sito con misure di lungo termine per poterne sfruttare la rappresentatività lungo un periodo più lungo e quindi, di conseguenza, meno incerto. In Italia una possibile e utile fonte di questi dati è rappresentata dagli ERA5. Questi dati sono delle rielaborazioni Reanalisi di misure di velocità, pressione, temperatura ed altri parametri a livello globale. Queste misure vengono poi analizzate ed elaborate tramite appositi programmi meteorologici per fornire su base oraria una serie di dati del vento. Maggiori informazioni si possono trovare al seguente indirizzo:

<https://www.ecmwf.int/en/about/media-centre/science-blog/2017/era5-new-reanalysis-weather-and-climate-data>

In base all'esperienza maturata dalla RenGen Consulting in questi anni, i dati ERA5 forniscono in Italia buone correlazioni mensili con i dati misurati, correlazioni che tuttavia devono essere valutate di caso in caso in base alla qualità ed alle incertezze che questo approccio porterebbe all'analisi. Si utilizzano i dati ERA5 a partire da gennaio 2002 per evitare che le velocità nei primi anni 2000, che sono considerate eccezionalmente alte, inducano un valore leggermente più alto nella media finale che non si considera rappresentativo della effettiva velocità media di lungo periodo. Si nota dalla tabella 3.1 che la correlazione presenta un coefficiente di Pearson basso ma ragionevole su base giornaliera e una correlazione mensile con una correlazione migliore, entrambe le metodologie basate su periodo di 18.5 anni. RenGen Consulting ha deciso, vista la convergenza delle metodologie, di considerare la velocità della correlazione giornaliera come rappresentativa del lungo termine.

Successivamente i dati misurati all'anemometro a 70m sono stati estrapolati all'altezza del mozzo di 119m utilizzando una funzione di potenza in ognuno dei 12 settori, con un coefficiente complessivo di 0.17, basata sul *best-fit* delle misure di tutti gli anemometri. Ovviamente il valore complessivo è la media ponderata dei coefficienti per ognuno dei 12 settori, pesati con la frequenza in ogni settore. Applicando questa procedura si ottengono le velocità riportate in Tabella 3.2 e la distribuzione di

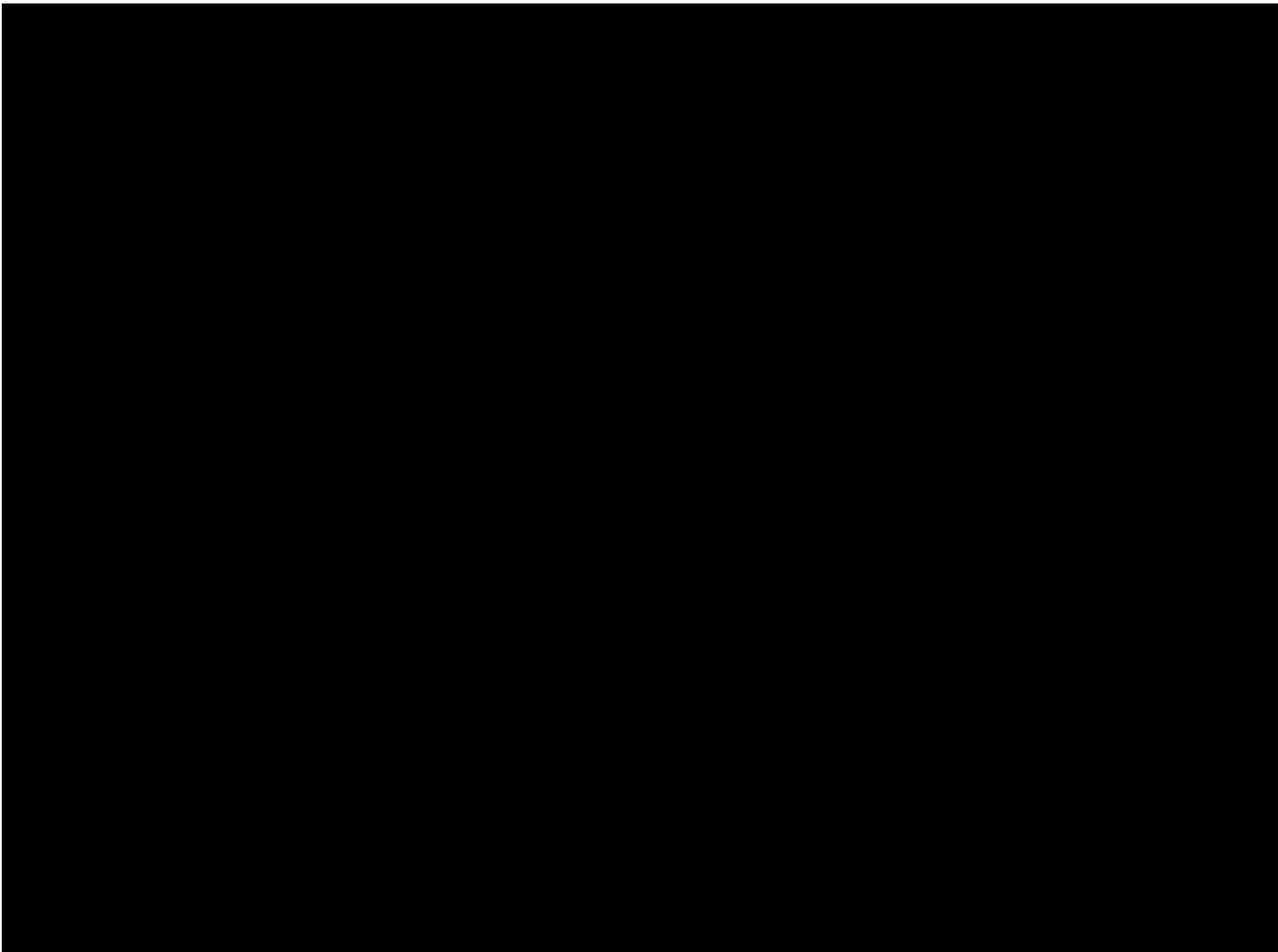
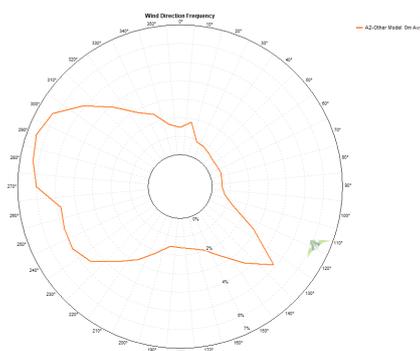
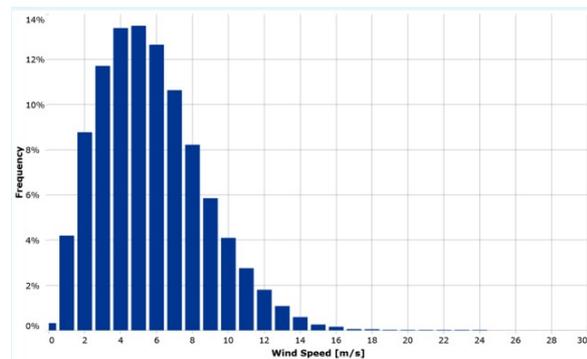


Figura 2.3: Vista del sito.



(a) Rosa dei venti



(b) Distribuzione di frequenza

Figura 2.4: Torre anemometrica MM70 a 70 m.

velocità e direzione in Tabella 3.3. Tutti gli anemometri presentano una copertura dati identica tra loro, così pure tutte le banderuole. La media annuale è la media delle medie mensili pesate con il numero dei giorni in ciascun mese.

Tabella 3.1: Risultati della correlazione di lungo termine.

Descrizione	Valore
Periodo	2002-2020
Punti nella correlazione mensile	10
Coeff di Pearson R ²	0.83
Aggiustamento	102.7%
Velocità, LT mensile a 70 m	5.74 m/s
Periodo	2002-2020
Punti nella correlazione giornaliera	339
Coeff di Pearson R ²	0.76
Aggiustamento	102.4%
Velocità, LT giornaliero a 70 m	5.70 m/s

Tabella 3.2: Medie mensili della velocità e dati validi per MM70 a 119m

	Velocità [m/s]	Velocità [mesi]	Direzione [mesi]
gennaio	6.5	1.0	1.0
febbraio	5.7	1.0	1.0
marzo	7.1	1.0	1.0
aprile	7.9	1.0	1.0
maggio	6.2	1.0	1.0
giugno	5.2	1.0	1.0
luglio	5.9	1.5	1.5
agosto	6.6	1.0	1.0
settembre	6.5	1.0	1.0
ottobre	6.2	1.0	1.0
novembre	5.7	0.4	0.3
dicembre	3.9	0.4	0.4
Annuale	6.2	–	–
Annuale %	–	93.9%	92.7%

Tabella 3.3: Distribuzione di frequenza della velocità per MM70 a 119m

Wind Speed [m/s]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	No Di- rection	Total [%]	
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	
1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.1	3.7
2	0.5	0.3	0.3	0.3	0.5	0.6	0.6	0.6	0.9	1.1	0.9	0.6	0.2	0.2	7.4
3	0.6	0.3	0.3	0.3	0.6	0.8	0.6	0.8	1.1	1.9	1.5	1.0	0.2	0.2	10.0
4	0.6	0.3	0.3	0.3	0.7	0.9	0.6	0.8	1.3	2.4	2.0	1.2	0.2	0.2	11.7
5	0.6	0.4	0.2	0.2	0.8	1.1	0.6	0.8	1.6	2.4	2.3	1.2	0.2	0.2	12.3
6	0.6	0.4	0.2	0.2	0.9	1.1	0.5	0.8	1.7	2.3	2.2	0.9	0.2	0.2	11.9
7	0.5	0.2	0.2	0.1	1.0	1.0	0.4	0.8	1.5	2.2	2.1	0.8	0.1	0.1	10.9
8	0.4	0.1	0.1	0.1	1.0	0.7	0.3	0.8	1.3	1.5	2.0	0.8	0.1	0.1	9.1
9	0.3	0.0	0.0	0.0	0.8	0.5	0.2	0.6	1.1	1.1	1.7	0.8	0.0	0.0	7.1
10	0.2	+	0.0	0.0	0.7	0.3	0.2	0.5	0.8	0.7	1.2	0.6	0.0	0.0	5.1
11	0.2		+	0.0	0.5	0.3	0.1	0.4	0.7	0.4	0.7	0.4	0.0	0.0	3.7
12	0.2			0.0	0.4	0.2	0.1	0.3	0.6	0.2	0.4	0.3	0.0	0.0	2.6
13	0.1			+	0.3	0.1	0.0	0.2	0.4	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	1.7
14	0.0			+	0.2	0.1	0.0	0.2	0.3	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1
15	0.0				0.1	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
16	0.0				0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	+	+	0.0	0.3
17					0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	+	+	+	0.0	0.2
18					0.0		+	0.0	0.0	+		0.0	+	0.0	0.1
19					+		+	0.0	0.0	+	+				0.0
20							+	0.0	0.0	+	+				0.0
21							+		0.0	+					0.0
22							+	+	0.0						0.0
23								+		+					0.0
24								+	+						+
25								+							+
26								+							+
27								+							+
28															
29															
30															
30+															
Total [%]	4.8	2.3	1.7	1.8	8.9	8.1	4.7	8.3	14.3	16.9	17.6	9.2	1.5	100.0	
Mean Speed	5.8	4.4	4.1	3.8	7.2	5.9	5.3	6.8	7.0	5.9	6.5	6.3	4.7	6.2	

4 Calcolo della producibilità

Partendo dalla distribuzione di velocità e frequenza ad altezza mozzo ed utilizzando il software di calcolo del flusso aerodinamico WaSP, sono state ottenute le distribuzioni di velocità e frequenza ad ogni turbina della centrale eolica. Il modello utilizza una mappa del terreno che è stata ottenuta da rilievi satellitari SRTM, con curve di livello ogni 10m ed estensione di 10km in ogni direzione con centro approssimativamente alla torre anemometrica. All'orografia viene aggiunta la rugosità, che per il sito in esame prevede valori tra 0.03m per terreno agricolo, valori da 0.1m a 0.2m per viti ed ulivi rispettivamente, valori di 0.3m per piccoli villaggi e di 0.5m per grandi insediamenti urbani. Tramite il software WindFarmer Analyst si sono ottenuti i valori in Tabella 4.1. La metodologia del software WaSP prevede che la distribuzione di velocità e frequenza misurata sia approssimata da una curva di Weibull ed infine estrapolata alla posizione delle turbine eoliche. Il software WindFarmer Analyst invece è stato utilizzato con il metodo della associazione, che prevede che la distribuzione di velocità e frequenza misurata alla torre anemometrica MM70 ed estrapolata all'altezza del mozzo di 119m sia scalata alla posizione di ognuna delle turbine eoliche con i rapporti di velocità dei 12 settori come ottenuti dalle rispettive curve di Weibull ottenute tramite WASP. Applicando a ciascuna delle distribuzioni di frequenza, così ottenute per ogni singola turbina eolica, la curva di potenza ed il coefficiente di spinta del modello Vestas V162-5.6MW come riportato in Tabella 4.2 si ottiene la stima della produzione. Il software Windfarmer stesso calcola poi le perdite dovute all'effetto scia tra le turbine. La turbina eolica ha un diametro di 162m ed una potenza di 5.6MW, i cui dettagli sono presentati per una densità dell'aria prossima a quella del sito in esame che è stata stimata essere pari a $1.158kg/m^3$. Le perdite di scia stimate per la centrale eolica sono entro i valori tipicamente osservati per centrali eoliche in funzione. La centrale eolica esterna di Forentum, ubicata a circa 2.5 km a nord-est del gruppo T6-T11, include 9 Vestas V126-3.3MW con altezza mozzo 94m.

I risultati di producibilità stimata per la centrale eolica in esame sono presentati in Tabella 4.3. Con Produzione Netta si intende al netto di tutte le perdite. Questi risultati sono al livello P50, cioè valori che hanno una probabilità pari al 50% di essere superati. Le perdite di scia e di isteresi della curva di potenza sono state calcolate includendo anche la centrale eolica esterna, mentre altre perdite sono state stimate. Nello specifico si è ipotizzata una perdita di indisponibilità del 3% per le turbine eoliche, dell'1% per le opere civili ed elettriche, dello 0.2% per la rete, ma anche una perdita elettrica di impianto pari al 2.5% della produzione. Quest'ultima perdita è associata alla perdita di produzione dal mozzo, in cui si calcola la curva di potenza, ai morsetti di AT di connessione alla rete elettrica. Sono anche state incluse perdite dello 0.5% per manutenzione generica e dello 0.5% per diminuzione nel tempo delle prestazioni dei vari componenti il sistema di trasmissione della coppia dal mozzo al generatore (*drivetrain*). Gli ultimi due fattori, insieme alla isteresi della curva di potenza, sono raggruppati nelle *performance* delle turbine. Si assume una perdita per il superamento delle temperature caratteristiche di funzionamento del modello di turbina in oggetto pari allo 0.5%.

Questa analisi di producibilità è basata su una stima di produzione annuale nei primi 10 anni di funzionamento della centrale eolica. Il valore medio P50 rappresenta la producibilità stimata con il 50% di possibilità di essere superata. I sensori di velocità sono considerati di alta qualità, standard negli sviluppi eolici, ed inoltre installati a regola d'arte. Tipicamente i valori di velocità ottenuti con questi sensori possono essere considerati affidabili con una incertezza di misura del 2.5%.

Come richiesto dalla vigente normativa, in questa relazione anemologica è stato anche inserito il calcolo della densità energetica in Tabella 4.4. Il minimo parametro di 0.15 è superato per tutte le turbine di progetto.

Tabella 4.1: Parametri stimati alle turbine eoliche ad altezza mozzo di 119m.

Turbina	Velocità media [m/s]	Produzione Netta [GWh/annum]	Perdita di scia [%]
T1	6.2	14.3	1.9
T2	6.5	15.0	5.7
T3	6.1	13.7	5.1
T4	6.2	14.0	5.7
T5	6.3	14.5	4.5
T6	6.3	13.8	9.6
T7	6.4	14.3	8.0
T8	6.3	13.7	10.1
T9	6.3	14.0	6.4
T10	6.3	14.6	4.5
T11	6.3	14.7	2.6

Tabella 4.2: Curva di potenza e coefficiente di spinta per Vestas V162-5.6MW a densità di $1.15kg/m^3$

Velocità [m/s]	Potenza [kW]	Coeff di spinta
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	21	0.915
4	266	0.852
5	624	0.801
6	1139	0.797
7	1864	0.796
8	2822	0.798
9	4008	0.776
10	5080	0.651
11	5551	0.485
12	5599	0.353
13	5600	0.269
14	5600	0.212
15	5600	0.171
16	5600	0.141
17	5600	0.118
18	5599	0.1
19	5396	0.082
20	4864	0.065
21	4303	0.051
22	3744	0.039
23	3184	0.031
24	2598	0.023



Figura 2.5: Torre anemometrica MM70



(a) Northwest



(b) North



(c) Northeast



(d) West



(e) East



(f) Southwest

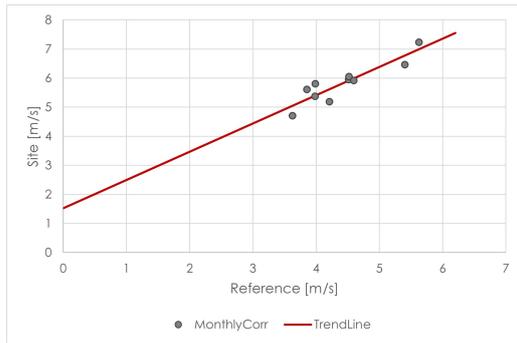


(g) South

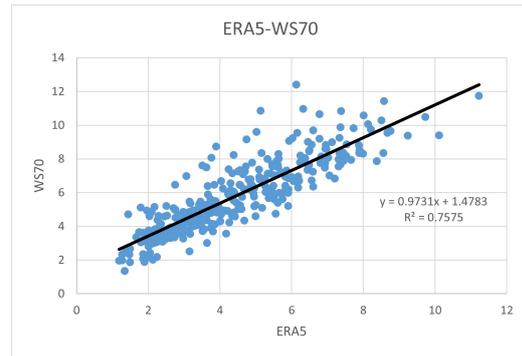


(h) Southeast

Figura 2.6: Crono Rinnovabili, panorama da MM70



(a) Correlazione mensile tra i dati misurati al sito dalla torre MM70 ed i dati ERA5, retta dei minimi quadrati



(b) Correlazione giornaliera tra i dati misurati al sito dalla torre MM70 ed i dati ERA5

Figura 3.1: Correlazioni per la storizzazione delle misure

Tabella 4.3: Centrale Eolica Montemilone

Stima della producibilità		
Potenza	61.6	MW
Altezza torre	119	m
Periodo di dati validi	0.94	anni
Energia Lorda	182.6	GWh/annum
Perdite di scia	94.1	%
Disponibilità	95.8	%
Efficienza elettrica	96.5	%
Performance delle turbine	98.9	%
Ambientale	99.5	%
Limitazioni	100.0	%
Perdite totali	85.7	%
Energia Netta	156.6	GWh/annum
Capacity Factor	29.0	%
Ore equivalenti	2542	ore

Tabella 4.4: Densità energetica delle turbine V126-5.6 MW ad altezza mozzo di 119m.

Turbina	Densità energetica
T1	0.17
T2	0.18
T3	0.16
T4	0.16
T5	0.17
T6	0.16
T7	0.17
T8	0.16
T9	0.17
T10	0.17
T11	0.17

5 Requisiti PIEAR

Si riassumono in Tabella 5.1 le caratteristiche principali del sito per la rispondenza ai requisiti del PIEAR della regione Basilicata.

Tabella 5.1: Requisiti del sito.

Descrizione	Valore richiesto	Valore stimato	Commento
Velocità media annua a 25m	≥ 4 m/s	4.8	Verifica positiva
Ore equivalenti di funzionamento	≥ 2000	2542	Verifica positiva
Densità volumetrica	≥ 0.15	minimo valore 0.16	Verifica positiva