



REGIONE BASILICATA
 PROVINCIA DI POTENZA
 COMUNE DI MELFI



AUTORIZZAZIONE UNICA

ex. d.lgs. 387/03

Progetto Definitivo per la realizzazione del parco
 eolico "SANTA IRENE" e relative opere connesse
 nel comune di MELFI (Pz)

Titolo elaborato

A.5 - Studio anemologico

Codice elaborato

COMMESSA	FASE	ELABORATO	REV.
F0389	A	R06	A

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Scala

—

DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
Marzo 2021	Prima emissione	BAYWA.R.E	GDS	GDS

Proponente

Oceano 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 Melfi
Producibilità alle turbine**

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

Report: **20-2023 TN02 Rev B** - Data di Emissione: **15 Aprile 2021**
Autore: Davide Medici – davide.medici@rengenconsulting.com

Indice

1	Sintesi	2
2	Sito di Melfi - Oceano Rinnovabili	3
3	Correlazione di Lungo Termine, storicizzazione delle misure	7
4	Calcolo della producibilità alle turbine di progetto	10
5	Requisiti PIEAR	17

Revisioni:

TNo2-Rev A 29 Marzo 2021 - Prima versione

TNo2-Rev B 15 Aprile 2021 - Produzione in MWh

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 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 Melfi

Posizione	Turbine	Potenza	Altezza Mozzo
Montemilone, Basilicata	7 N149-5.6MW	39.2 MW	105 m

Tabella 1.1: Caratteristiche del progetto

- **Scopo del lavoro:** Producibilità alle turbine

Il sito di Melfi è in corso di sviluppo da parte di Oceano Rinnovabili Srl. L'area può essere classificata come semplice senza ostacoli significativi, con accesso garantito da strade Statali e Provinciali in ottime condizioni anche per la vicinanza della vicina Zona Industriale. La campagna di misura è stata effettuata secondo gli standard internazionali per una durata di 1 anno. La correlazione con i dati VMD per un periodo di oltre 18 anni, nonostante con un certo livello di incertezza, permette di scalare la velocità media misurata al sito in esame ad un valore rappresentativo di un periodo storico significativo. Le turbine presentano velocità uniformi, come ragionevole data l'orografia del terreno.

In questa relazione vengono descritte la metodologia utilizzata per ottenere le velocità del vento alle turbine e per stimare la producibilità media della centrale eolica. Le misure anemologiche sono state effettuate con una torre anemometrica di 102m 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, ispezione da parte di un ente terzo e certificati di calibrazione.

2 Sito di Melfi - Oceano Rinnovabili

Melfi si trova nella regione Basilicata come mostrato in Fig 2.1 ed in Fig 2.2 nel dettaglio con la posizione delle turbine proposte.



Figura 2.1: Melfi

Il terreno su cui si propone la centrale eolica è semplice con una altezza sul livello del mare di circa 170m, in una ampia vallata circondata da bassi altopiani. Le turbine sono proposte al centro della vallata in vicinanza della Zona Industriale di San Nicola. Lo sviluppo eolico si trova a circa 10km nordest dall'abitato di Melfi. L'anemometro TP364 utilizzato per questa analisi è a circa 10km ad ovest dello sviluppo. Come si vede in Fig 2.3, che rappresenta la tipica visuale nella zona, il terreno è adibito a coltivazioni ed è in prossimità della zona industriale di Melfi. Nella zona sono state osservati sporadici casolari usati tipicamente come appoggio saltuario ed alcune abitazioni.

Tabella 2.1: Coordinate della torre anemometrica e delle turbine eoliche, UTM WGS84 Datum, Zone 33T.

Descrizione	Est [m]	Nord [m]
TP364	552232	45458664
M1	559392	4547925
M2	559989	4548170
M3	560643	4548175
M4	562822	4547404
M5	562130	4546670
M6	561527	4546246
M7	561861	4544993

La Strada Statale SS655 conduce direttamente sul sito in esame. La viabilità interna è garantita da strade provinciali e strade sterrate che dovranno essere in parte 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 102m, torre



Figura 2.2: Oceano Rinnovabili, layout di impianto centrale eolica di Melfi



Figura 2.3: Vista del sito.

TP364, mostrata in Fig 2.4 e Fig 2.5 nel dettaglio dei livelli di misura alla sommità, che ha misurato da dicembre 2014 a dicembre 2015 con una copertura di dati pressochè continua. La disponibilità di dati

supera l'anno solare. La torre anemometrica non è più attiva ed ha coordinate come in Tabella 2.1, che include anche le coordinate delle turbine eoliche.

La panoramica come fotografata dalla torre tralicciata anemometrica ed inclusa nel report di ispezione è in Fig 2.7 e più in dettaglio in allegato alla presente relazione. Sensori di velocità Thies FirstClass sono installati a 99m, 81m, 61m e 41m su supporti orizzontali orientati a 310 gradi, mentre un sensore Thies FirstClass è installato sulla sommità della torre a 102m. Sensori di direzione Thies FirstClass sono installati a 99m e 61m su supporti orizzontali orientati a 135 gradi. La struttura è considerata standard, installata secondo le raccomandazione tipiche della IEC 61400-12 applicabili ad una campagna di studi anemologici nel 2015 con l'eccezione della direzione che non è perpendicolare ad una delle 2 direzioni principali. Dalla documentazione si evince che i braccetti di supporto dei sensori sono oltre 6 volte l'ingombro frontale della torre e gli anemometri sono stati calibrati nel 2014 e 2015 da Deutsche WindGuard e DEWI, società appartenenti al consorzio Measnet, come confermato dai certificati di calibrazione allegati. Le calibrazioni sono state inserite direttamente nel data logger. Gli strumento sono installati su supporti verticali che sono circa 18 volte il diametro del braccetto orizzontale. Misure di temperatura sono state ottenute con un sensore Galtec installato a 6 m.

- Anemometro AN102, seriale 07129849 a 102m, misure dal 5 dicembre 2014 al 21 febbraio 2015
Calibrazione $m/s : 0.0459 * frequenza + 0.253$
- Anemometro AN102, seriale 07120851 a 102m, misure dal 21 febbraio 2015 al 8 dicembre 2015
Calibrazione $m/s : 0.04594 * frequenza + 0.251$
- Anemometro AN102, seriale 09120427 a 102m, misure dal 8 dicembre 2015 al 31 dicembre 2015
Calibrazione $m/s : 0.04607 * frequenza + 0.230$
- Anemometro AN99, seriale 07129850 a 99m, misure dal 5 dicembre 2014 al 31 dicembre 2015
Calibrazione $m/s : 0.04596 * frequenza + 0.247$
- Anemometro AN81, seriale 11116633 a 81m, misure dal 5 dicembre 2014 al 31 dicembre 2015
Calibrazione $m/s : 0.0458 * frequenza + 0.2583$
- Anemometro AN61, seriale 4100864 a 61m, misure dal 5 dicembre 2014 al 31 dicembre 2015
Calibrazione $m/s : 0.04599 * frequenza + 0.2526$
- Anemometro AN61, seriale 4100867 a 41m, misure dal 5 dicembre 2014 al 31 dicembre 2015
Calibrazione $m/s : 0.04604 * frequenza + 0.2384$

Il data logger Ammonit Meteo 40 ha numero seriale D144070 ed ha registrato con media di 10 minuti le misure riassunte in Tabella 2.3 ed in Tabella 2.4, che includono la percentuale di dati validi per mese per gli strumenti. La percentuale di dati validi è alta, di fatto senza dati mancanti od erronei con l'eccezione dell'anemometro a 102m che ha mostrato periodi di degradazione. Questi periodi sono stati eliminati dall'analisi, tuttavia gli anemometri a 99m, 61m e 41m hanno una eccellente qualità di dati per tutto il periodo delle misure pertanto sopperendo ai periodi mancanti dagli altri

sensori. Nessun problema è stato evidenziato con le misure di direzione. La correlazione dei dati misurati con il lungo termine è descritta nel capitolo successivo. Le caratteristiche principali della campagna di misure incluso la variazione con l'altezza della velocità media, shear α , sono riassunte in Tabella 2.2. Le velocità sono in linea con le aspettative per l'area in esame. Parimenti la rosa dei venti è tipica con le componenti principali da sudovest e nordovest come mostrato in Fig 2.6.

La distanza minima nel layout proposto da Oceano Rinnovabili è tra la turbina M1 e la turbina M2, che sono separate in direzione 250 gradi da circa 4.3 diametri considerando il rotore di 149m. Questa distanza deve essere valutata in fase di contrattualizzazione anche dal costruttore delle turbine, tuttavia si segnala che la perdita dovuta ad effetto scia tra le turbine è entro i valori tipici di altre centrali esercizio e la direzione principale da sudovest è 220-230 gradi. Da queste due considerazioni, si può ragionevolmente dedurre che la distanza e direzione relativa tra la turbina M1 e la turbina M2 producono solo una interferenza parziale tra le turbine. Altre turbine hanno distanzamenti tipici delle metodologie di *best – practice* e superiori comunque ai 4.9 diametri tra M5 ed M6. La velocità a 25m richiesta nella valutazione del sito da parte della Regione Basilicata è stata ottenuta estrapolando la velocità misurata a 41m utilizzando la legge esponenziale dello strato limite atmosferico:

$$\frac{U_{25m}}{U_{41m}} = \left\{ \frac{25}{41} \right\}^{\alpha} \quad (1)$$

Tabella 2.2: Dati anemometrici principali relativi alla centrale eolica.

Descrizione	altezza [m]	Valore
Periodo di misura	102-99-81-61-41	1.04 anni
Periodo di dati validi (rappresentativo)	99	1.04 anni
Velocità misurata	99	5.2 m/s
Shear α (best-fit)	41-61-99	0.19
Velocità stimata	25	4.0 m/s

Tabella 2.3: Percentuale mensile di dati di velocità validi alla torre anemometrica TP364

	AN102	AN99	AN81	AN61	AN41
Dic-14	47	47	0	47	47
Gen-15	94	100	0	100	100
Feb-15	27	100	27	100	100
Mar-15	100	100	100	100	100
Apr-15	100	100	100	100	100
Mag-15	100	100	100	100	100
Giu-15	100	100	100	100	100
Lug-15	100	100	100	100	100
Ago-15	100	100	100	100	100
Set-15	100	100	100	100	100
Ott-15	100	100	100	100	100
Nov-15	52	97	97	97	97
Dic-15	46	100	100	100	100

Tabella 2.4: Percentuale mensile di dati validi di direzione alla torre anemometrica TP364

	Dir99	Dir61
Dic-14	47	47
Gen-15	100	100
Feb-15	100	100
Mar-15	100	100
Apr-15	100	100
Mag-15	100	100
Giu-15	100	100
Lug-15	100	100
Ago-15	100	100
Set-15	100	100
Ott-15	100	100
Nov-15	97	97
Dic-15	100	100

3 Correlazione di Lungo Termine, storicizzazione delle misu- re

Dati mancanti all'anemometro posizionato a 102m sono stati ricreati dall'anemometro a 99m, che ha la maggior disponibilità di misure e circa 1.7 mesi di dati aggiuntivi. La sintesi è stata fatta su base direzionale applicando ai dati misurati a 99m il rapporto tra le velocità a 102m e 99m così come ottenuti nei periodi con le misure disponibili ad entrambe le altezze. La correlazione tra le due altezze è eccellente, come ci si può aspettare da due sensori a poca distanza.

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. Tuttavia un altro approccio è quello di utilizzare altri dati di reanalisi, come i Virtual Met Data (VMD) che sono stati scelti per questa analisi sulla base della correlazione mensile in Fig 3.1. Questi dati sono prodotti da DNV e nel caso di Melfi includono una serie di dati orari da inizio 2000 a fine 2018. Si nota dalla Tabella 3.1 che la correlazione mensile presenta un coefficiente di Pearson alto, quindi questa metodologia è stata scelta come adeguata per scalare la velocità misurata alla torre TP364 al valore rappresentativo del periodo storico.

Tabella 3.1: Risultati della correlazione di lungo termine (LT).

Descrizione	Valore
Periodo	2000-2018
Punti nella correlazione mensile	12
Coeff di Pearson R^2	0.91
Aggiustamento	104.4%
Velocità LT a 102 m	5.47 m/s

I dati misurati all'anemometro a 102m sono stati estrapolati all'altezza del mozzo di 105m utilizzando una funzione di potenza in ognuno dei 12 settori, con un coefficiente complessivo di 0.19, 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 e l'aggiustamento di lungo termine come descritto nel paragrafo precedente, si ottengono le velocità riportate in Tabella 3.2 e la distribuzione di velocità e direzione in Tabella 3.3. Tutti gli anemometri presentano una copertura dati simile 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 3.2: Medie mensili della velocità e dati validi per TP364 a 105m, scalati al valore di lungo termine.

	Velocità [m/s]	Velocità [mesi]	Direzione [mesi]
gennaio	7.1	1.0	1.0
febbraio	5.0	1.0	1.0
marzo	6.3	1.0	1.0
aprile	6.5	1.0	1.0
maggio	6.5	1.0	1.0
giugno	5.5	1.0	1.0
luglio	5.3	1.0	1.0
agosto	4.7	1.0	1.0
settembre	5.9	1.0	1.0
ottobre	4.6	1.0	1.0
novembre	4.3	1.0	1.0
dicembre	4.5	1.5	1.5
Annuale	5.5	–	–

Tabella 3.3: Distribuzione di frequenza della velocità alla torre anemometrica TP364 a 105m, scalata al valore di lungo termine

Wind Speed [m/s]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	No Direction	Total [%]
0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1		1.3
1	1.1	1.0	1.0	0.8	0.7	0.7	0.8	1.1	1.3	1.1	1.2	1.2		11.7
2	1.1	0.9	0.9	1.0	0.5	0.5	0.8	1.3	1.1	1.2	1.9	1.6		12.7
3	1.0	0.7	0.8	0.8	0.2	0.2	0.4	1.1	1.2	1.2	2.3	1.7		11.5
4	0.8	0.5	0.5	0.5	0.1	0.1	0.2	1.1	1.4	0.9	2.6	2.1		10.8
5	0.8	0.4	0.6	0.3	0.1	0.1	0.2	1.1	1.3	0.8	2.4	2.0		9.9
6	0.7	0.2	0.5	0.2	0.1	0.0	0.1	0.9	1.2	0.7	2.1	2.0		8.8
7	0.6	0.2	0.4	0.2	0.1	0.1	0.0	0.9	1.4	0.6	1.3	1.9		7.5
8	0.5	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.9	1.3	0.4	0.5	1.7		5.8
9	0.4	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.9	1.2	0.3	0.3	1.4		4.7
10	0.3	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.8	1.2	0.2	0.1	1.1		3.9
11	0.2	0.0		+	0.1	0.0	0.0	0.8	1.2	0.1	0.0	0.8		3.2
12	0.2	+		+	0.0	+		+	0.6	1.0	0.1	0.0	0.5	2.4
13	0.1	+			0.0				0.5	0.6	0.0	0.0	0.3	1.6
14	0.1				0.0				0.4	0.5	0.0	+	0.2	1.2
15	0.1	+				+			0.3	0.3	0.0	+	0.1	0.8
16	0.0					+			0.3	0.2	0.0		0.0	0.6
17	0.0								0.2	0.1	0.0		0.0	0.4
18	+								0.2	0.1	0.0		+	0.3
19									0.1	0.1				0.2
20									0.1	0.1	+			0.2
21									0.1	0.1				0.1
22									0.1	0.0				0.1
23									0.0	0.0				0.1
24									0.0	0.0				0.1
25									0.0	0.0				0.1
26									0.0	0.0				0.0
27									0.0	+				0.0
28									0.0					0.0
29														
30														
30+														
Total [%]	8.1	4.0	5.0	3.8	2.3	1.9	2.8	14.2	16.8	7.8	14.7	18.6		100.0
Mean Speed	5.1	3.1	3.6	3.0	3.6	2.6	2.5	7.7	7.5	4.5	4.3	6.1	-	5.5

4 Calcolo della producibilità alle turbine di progetto

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 almeno 10km in ogni direzione dai punti di interesse (anemometro e turbine). All'orografia viene aggiunta la rugosità, che per il sito in esame prevede valori tra 0.03m per terreno agricolo e 0.05 per coltivazioni miste, valori da 0.2m a 0.3m per zone boscate e 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, il quale prevede che la distribuzione di velocità e frequenza misurata alla torre anemometrica TP364 ed estrapolata all'altezza del mozzo di 105m 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 distribuzione di frequenza così ottenuta per ogni singola turbina eolica, la curva di potenza ed il coefficiente di spinta del modello Nordex N149-5.6MW 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 149m ed una potenza di 5.6MW; i dettagli sono presentati per una densità dell'aria prossima a quella del sito in esame che è stata stimata essere pari a $1.16kg/m^3$ a 484 m di quota sul livello del mare. Le perdite di scia stimate per la centrale eolica sono entro i valori tipicamente osservati per centrali eoliche in esercizio. Un numero significativo di centrali eoliche adiacenti già operative sono state considerate nel calcolo delle perdite, risultando in una diminuzione della produzione pari complessivamente ad 1.8% della produzione lorda. Questa perdita, non trascurabile, è dovuta principalmente alle centrali eoliche in direzione sudovest anche se ad oltre 2 km di distanza. Una mappa della zona è riportate in Fig 4.1.

I risultati di produzione lorda stimata per la centrale eolica considerando le perdite di scia in esame sono presentati in Tabella 4.3. Questi risultati sono al livello P50, cioè valori che hanno una probabilità pari al 50% di essere superati.

Questa analisi 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 volumetrica in Tabella 4.3.

Tabella 4.1: Parametri stimati alle turbine eoliche ad altezza mozzo di 105m.

Turbina	Velocità media [m/s]	Produzione Lorda [MWh/annum]	Perdita di scia [%]
M1	5.6	12,544	2.4
M2	5.6	12,517	6.2
M3	5.6	12,567	3.5
M4	5.7	12,631	4.3
M5	5.7	12,757	7.0
M6	5.7	12,649	5.5
M7	5.5	12,104	5.7

Tabella 4.2: Curva di potenza e coefficiente di spinta per Nordex N149-5.6MW a densità di $1.15\text{kg}/\text{m}^3$

Velocità [m/s]	Potenza [kW]	Coeff di spinta
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	23	0.84
4	215	0.82
5	523	0.80
6	957	0.79
7	1553	0.79
8	2342	0.77
9	3304	0.72
10	4285	0.65
11	5046	0.56
12	5445	0.46
13	5595	0.38
14	5600	0.31
15	5600	0.25
16	5600	0.20
17	5600	0.17
18	5600	0.14
19	5600	0.12
20	5600	0.11
21	5600	0.10
22	5600	0.09
23	5505	0.08
24	5278	0.06
25	5039	0.05
26	4782	0.05



Figura 2.4: Torre anemometrica TP364



Figura 2.5: Torre anemometrica TP364, dettaglio dei livelli di misura a 99m e 102m

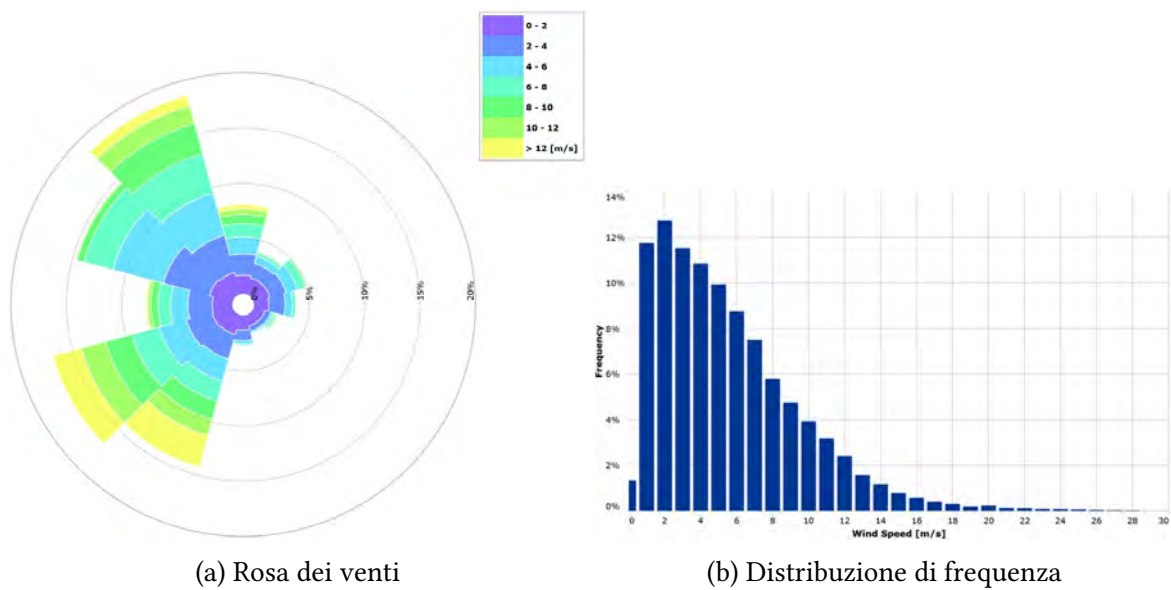


Figura 2.6: Torre anemometrica TP364 a 105 m.



(a) Northwest



(b) North



(c) Northeast



(d) West



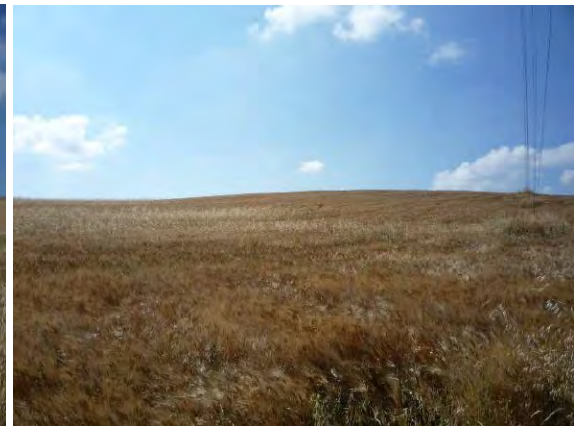
(e) East



(f) Southwest



(g) South



(h) Southeast

Figura 2.7: Panorama dalla torre anemometrica TP364

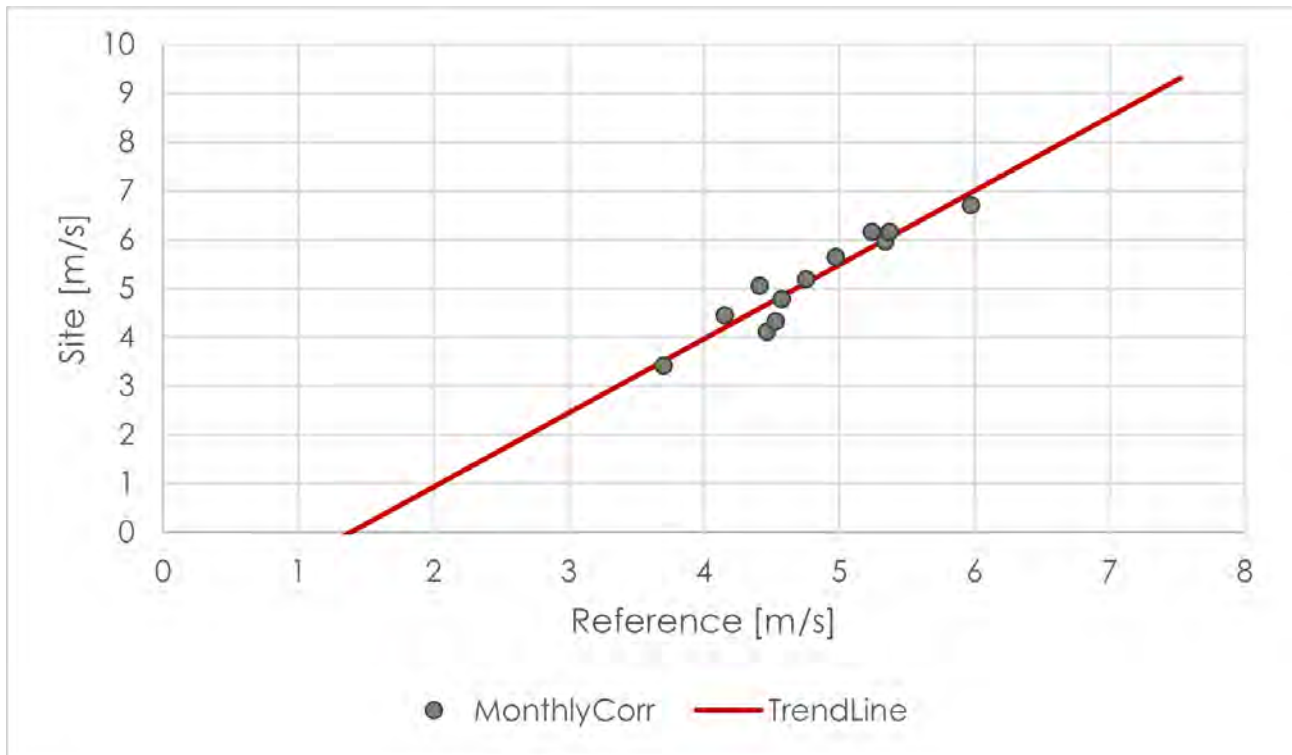


Figura 3.1: Correlazione mensile tra i dati misurati al sito dalla torre TP364 ed i dati VMD, retta dei minimi quadrati.

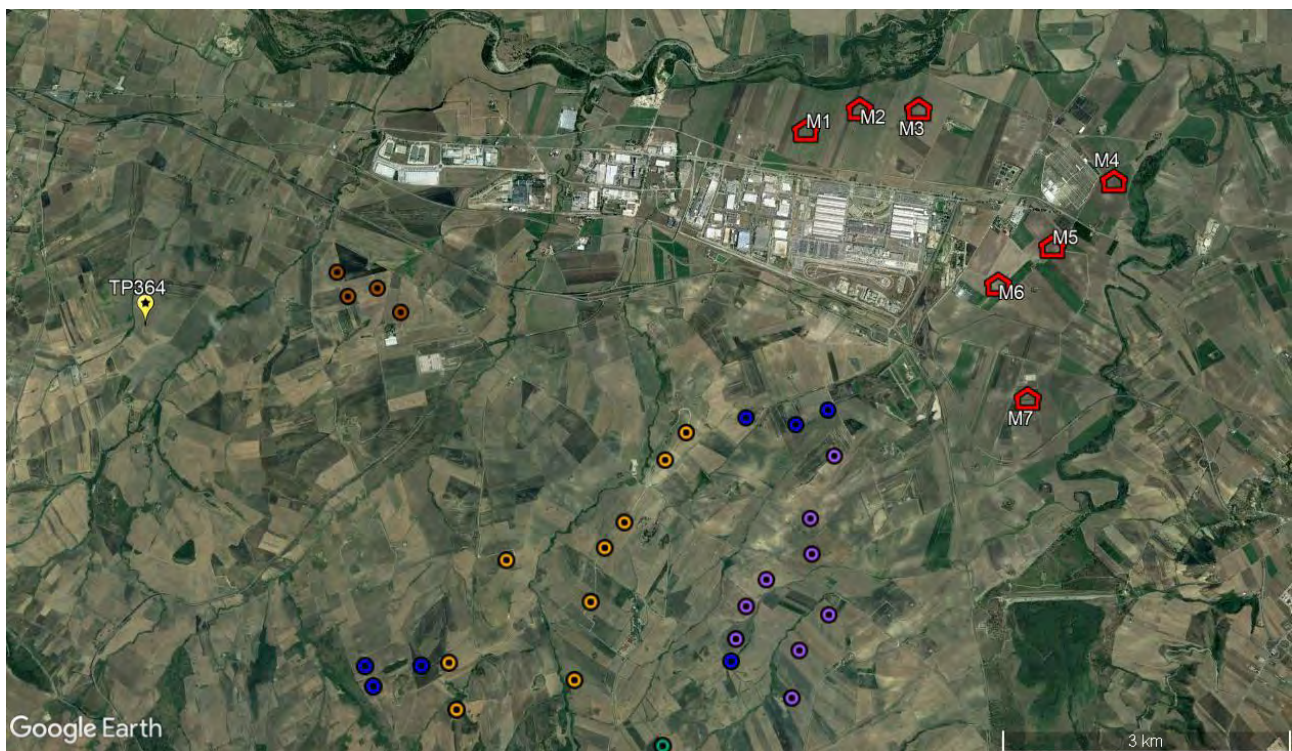


Figura 4.1: Estratto delle centrali eoliche adiacenti al progetto in esame.

Tabella 4.3: Parametri stimati alle turbine eoliche ad altezza mozzo di 105m.

Turbina	Produzione incluse perdite di scia [MWh/annum]	Ore Equivalenti [h]	Densità volumetrica
M1	12,235	2185	0.17
M2	11,734	2095	0.16
M3	12,120	2164	0.17
M4	12,069	2155	0.17
M5	11,845	2115	0.17
M6	11,944	2133	0.17
M7	11,398	2035	0.16

5 Requisiti PIEAR

Si riassumono in Tabella 5.1 le caratteristiche principali delle turbine, nel loro valore minimo, per la rispondenza ai requisiti del PIEAR della regione Basilicata.

Tabella 5.1: Requisiti del sito, analisi per singolo aerogeneratore e valori minimi.

Descrizione	Valore richiesto	Valore stimato	Commento
Velocità media annua a 25m	≥ 4 m/s	4.0	Verifica positiva
Ore equivalenti	≥ 2000	2035	Verifica positiva
Densità volumetrica	≥ 0.15	0.16	Verifica positiva