

Manduria Oria Wind Energy S.r.l

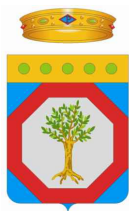
Ottobre 2021

Parco Eolico “Manduria” sito nel Comune di Manduria

Studio di Producibilità



REGIONE
PUGLIA



Provincia di
Taranto



Committente:

Manduria-Oria Wind Energy S.r.l.

via Sardegna, 40
00187 Roma (RM)
P.IVA/C.F. 15856951007

Documento:

PROGETTO DEFINITIVO

Titolo del Progetto:

PARCO EOLICO "MANDURIA"

Elaborato:

Studio di producibilità

ID PROGETTO	DISCIPLINA	CAPITOLO	TIPO	REVISIONE	SCALA	FORMATO
IT-VesMaO-Gem	CW	AN	TR	0		A4

NOME FILE:

IT-VesMaO-Gem-CW-AN-TR-01-Rev.0

Progettazione:



Ing. Saverio Pagliuso

Ing. Mario Francesco Perri

Ing. Giorgio Salatino

Ing. Claudio Coscarella

Rev:	Prima Emissione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	12/2021	PRIMA EMISSIONE	GEMSA	GEMSA	MANDURIA-ORIA



REGIONE PUGLIA



Committente:

Manduria Oria Wind Energy Srl

Manduria Oria Wind Energy Srl

Via Sardegna, 40

00187 Roma

P.IVA/C.F. 15856951007

Titolo del Progetto:

Parco Eolico sito nel Comune di Manduria

Documento:

Studio di producibilità

N° Documento

IT-VesMAN - TCNGG – GEN - PROD-TR-001-Rev 0

Progettista:



REDAZIONE

C.Gaioni

APPROVAZIONE

C.Mazzarella

Rev	Data Revisione	Riferimento TecnoGaia	Redatto	Controllato	Approvato
0	16.12.2021	TG059/2021-VPE	C.Gaioni	C.Mazzarella	C.Mazzarella

Impianto Eolico nel Comune di Manduria (TA)

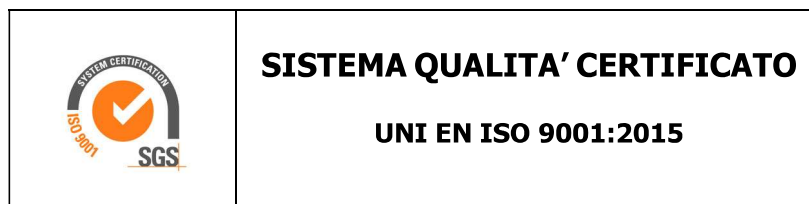
Regione Puglia

Valutazione preliminare della Produzione Eolica

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
<i>Manduria Oria Wind Energy Srl</i>	N°	MESE	ANNO	LUOGO	C. Gaioni
	00	Dicembre	2021	GARDONE VAL TROMPIA	<i>Carlo S...</i>
					APPROVAZIONE
					C. Mazzarella
				<i>C. Mazzarella</i>	
ORDINE RIF.	Accettazione ns. Offerta 185_BS_2021_Rev2 del 29/09/2021				

**IL PRESENTE DOCUMENTO È DESTINATO AD USO ESCLUSIVO
DEL COMMITTENTE.**

**L'USO IMPROPRIO DA PARTE DI TERZI DI INFORMAZIONI,
DATI, ELABORATI, IMMAGINI IVI CONTENUTI È SANZIONABILE
NEI TERMINI DI LEGGE.**



SOMMARIO

1	PREMESSA	4
2	IL SITO	4
2.1	Localizzazione dell'impianto	6
3	I DATI ANEMOMETRICI.....	6
4	DATI IMPIANTO	7
4.1	Aerogeneratore	8
5	MODELLO DI CALCOLO	11
6	AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO	11
7	VERIFICHE SUL MODELLO.....	11
7.1	Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull.....	12
7.2	Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento.....	12
7.3	Anemometro virtuale	14
8	RISULTATI DI WASP	16
8.1	Producibilità lorda dell'impianto	16
9	PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE.....	17
10	CONCLUSIONI	17

- ✓ ***Allegato 1: Tavole***
- ✓ ***Allegato 2: Brochure aerogeneratore di progetto***

1 PREMESSA

Oggetto del presente studio, realizzato da TecnoGaia per conto di **Manduria Oria Wind Energy**, è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nel Comune di Manduria, in Provincia di Taranto, nella Regione Puglia. Detta valutazione è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura, scelta fra alcune serie disponibili, suffragata da confronti e correlazioni con dati di altre serie riferite all'area di interesse, a conferma che tale serie di dati è compatibile con quelle della zona di appartenenza, appartenente allo stesso regime di venti e rappresentativa del sito in oggetto.

In sintesi, l'attività svolta può essere suddivisa nei seguenti fasi:

- 1) Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili, sia appartenenti alla stazione in sito, sia alla serie storica
- 2) Predisposizione della distribuzione di ventosità in ingresso al modello di simulazione
- 3) Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità
- 4) Simulazione del campo di vento mediante modello WAsP
- 5) Valutazioni della produzione annua attesa dall'impianto, lorda ed al netto delle perdite stimate, mediamente negli anni di suo funzionamento ($P_{50\%}$)

Tutta l'attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalla metodologia definita all'interno del sistema di certificazione ISO 9001:2015 con cui è accreditata la nostra società. L'applicazione del modello di calcolo WAsP è stata effettuata da personale esperto nell'impiego del software fluidodinamico del Risoe National Laboratory di Danimarca, produttore del modello stesso.

Si evidenzia che i calcoli di produzione riportati in questo studio sono stati svolti in maniera cautelativa, sulla base della curva di potenza di un generatore tipologico che ha come altezza mozzo 125 m e diametro rotore di 162 m. A tal proposito, si ritiene che i risultati ottenuti siano validi ed applicabili anche per aerogeneratori con altezza mozzo e diametro del rotore maggiori rispetto al tipologico qui considerato.

2 IL SITO

Il sito in oggetto si trova nel Comune di Manduria, in Provincia di Taranto, nella parte Sud-orientale della Regione Puglia.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia poco complessa e da una bassa rugosità. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto si colloca in un'ampia area pianeggiante, con modestissime variazioni di quota e altitudine media intorno agli 80 m. Non si rileva alcun rilievo importante e/o altro ostacolo influente per molti chilometri. La ventosità, sia dal

punto di vista della maggiore frequenza, sia da quello relativo all'energia, proviene dai settori settentrionali e da quelli meridionali.

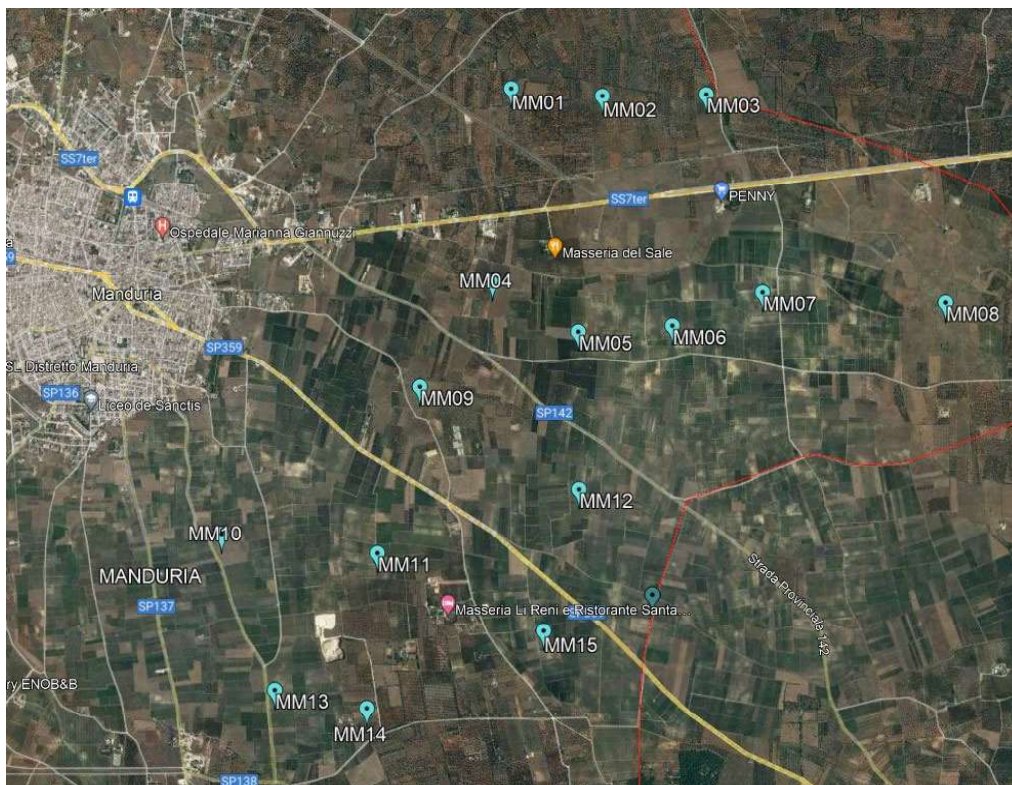
Per quanto riguarda le caratteristiche orografiche del territorio, le principali informazioni sono:

- Altitudine media: **80 m slm**
- Orografia del sito: **poco complessa**
- Orografia circostante il sito: **poco complessa**
- Utilizzo del terreno: **coltivazioni**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate sedici postazioni per altrettanti aerogeneratori in punti aventi una buona esposizione; per gli stessi non si riscontrano infatti ostacoli al flusso del vento.

Nelle **Tavole 1 e 2 dell'Allegato 1** viene riportata l'ubicazione di detto sito su stralcio di cartografia stradale in scala 1:200.000 e su stralcio di cartografia IGMI 1:25.000.

Di seguito viene riportata l'immagine satellitare dell'ubicazione di detto sito.



2.1 Localizzazione dell'impianto

Nella tabella sottostante, di dette localizzazioni degli aerogeneratori, coincidenti con le indicazioni di progetto fornite dal Committente, vengono riportate le coordinate, rispettivamente, nei sistemi metrici UTM WGS84 e UTM ED50.

Aerogeneratore	Quota (m slm)	COORDINATE UTM WGS84		COORDINATE UTM ED50		Fuso
		Long. E	Latit. N	Long. E	Latit. N	
MM01	78	726,858	4,476,954	726,932	4,477,142	33
MM02	75	727,584	4,476,917	727,658	4,477,105	
MM03	70	728,408	4,476,957	728,482	4,477,144	
MM04	78	726,756	4,475,421	726,830	4,475,608	
MM05	77	727,446	4,475,046	727,520	4,475,234	
MM06	76	728,194	4,475,115	728,268	4,475,303	
MM07	73	728,903	4,475,399	728,976	4,475,587	
MM08	74	730,357	4,475,363	730,431	4,475,550	
MM09	78	726,204	4,474,569	726,278	4,474,756	
MM10	83	724,668	4,473,364	724,742	4,473,551	
MM11	81	725,907	4,473,249	725,981	4,473,436	
MM12	80	727,492	4,473,803	727,566	4,473,990	
MM13	87	725,128	4,472,142	725,202	4,472,330	
MM14	86	725,861	4,472,020	725,935	4,472,208	
MM15	83	727,245	4,472,674	727,319	4,472,862	
MM16	79	728,100	4,472,987	728,174	4,473,175	

3 I DATI ANEMOMETRICI

Per le valutazioni di producibilità nel seguito descritte sono state preventivamente verificate diverse serie di dati anemometrici di altrettante stazioni ricadenti nell'area, utilizzandone poi i dati di una di esse, denominata Riferimento 1.

Di seguito si riportano in sintesi alcuni dati sulla stazione e sull'elaborazione dei dati raccolti:

Codice	Denominazione	Coordinate WGS84		Quota (s.l.m.) (m)	Altezza (m)	Periodo di misura disponibile	
		Latitudine	Longitudine			Inizio	Fine
RIF1	Riferimento 1	40° 24'	17° 41'	80	20	09/08/2011	* attiva *

La disponibilità dei dati validi risulta essere:

Codice	Denominazione	Durata misura	Periodo di misura		Disponibilità
		(mesi)	Inizio	Fine	%
RIF1	Riferimento 1	118.7	09/08/2011	* attiva *	95.3

Grazie alla disponibilità molto ampia del dato anemometrico (circa 10 anni), il suo valore medio può essere considerato stabile nel tempo e valido per il lungo periodo. Per tale motivo, non è stato intrapreso alcun processo di storicizzazione

I risultati sintetici dell'elaborazione statistica dei dati della stazione considerata per le valutazioni di producibilità sono i seguenti:

Codice	Denominazione	Periodo	H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	
		(mesi)	s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1	Riferimento 1	118.7	20	4.24	105	4.70	1.64

La stazione anemometrica Riferimento 1 si trova nella parte settentrionale del sito ipotizzato, il quale si sviluppa per quasi 6 km sulla direttrice Sud/Ovest – Nord/Est. Nonostante l'estensione dell'area, la stazione anemometrica è ben rappresentativa dell'intero sito, grazie a, come già detto, un'orografia poco complessa ed una bassa rugosità.

Al fine di verificare il comportamento del modello di calcolo a partire dai dati di input, TecnoGaia ha messo a disposizione anche ulteriori serie di dati di stazioni appartenenti alla più ampia area considerata. I risultati dei confronti emersi sono stati positivi confermando la bontà dei processi posti in atto e le scelte intraprese per la stazione di Riferimento 1.

4 DATI IMPIANTO

Le informazioni relative al progetto in oggetto considerate ai fini della valutazione sono i seguenti:

- Localizzazione del sito di prevista installazione delle turbine in progetto
- Caratteristiche del modello di aerogeneratore da impiegare nella valutazione di produzione attesa

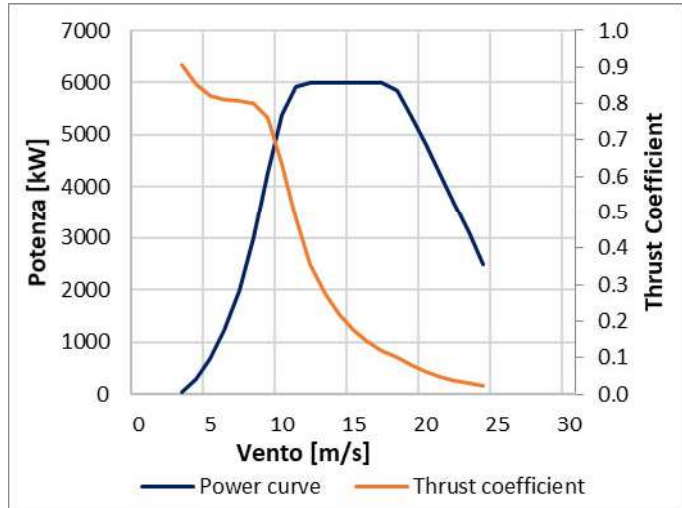
4.1 Aerogeneratore

Come anticipato nella premessa e con approccio cautelativo, per le valutazioni di producibilità è stato considerato il tipologico di turbina avente le caratteristiche riportate nella tabella sottostante, mentre in **Allegato 2** è riportata la brochure descrittiva della tipologia prevista. I risultati ottenuti rimangono comunque validi per aerogeneratori con altezze hub maggiori di 125 m e diametro del rotore maggiore di 162 m:

COSTRUTTORE	MODELLO	Potenza nominale	Diametro Rotore	H Mozzo
VESTAS	V162-6.0 MW	6.0 MW	162 m	125 m

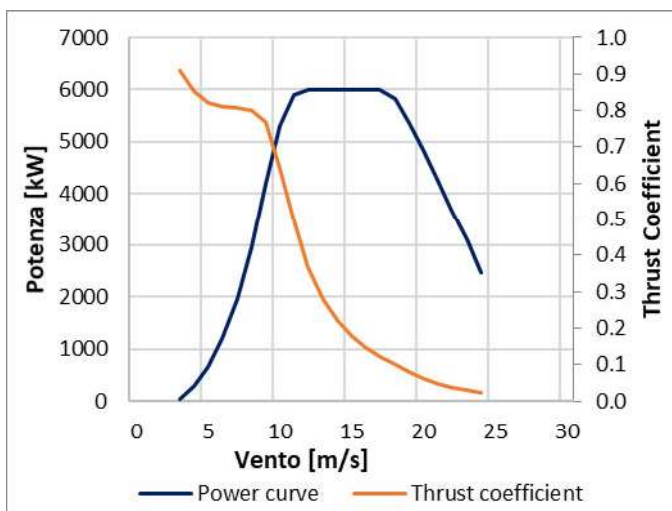
Nel seguito viene rappresentata nel suo sviluppo la curva di potenza, calcolata alla densità dell'aria corrispondente alla quota del mare di 0 m (pari a 1.225 kg/m^3), unitamente alla curva di spinta (Thrust Coefficient) utile alla stima delle interferenze tra gli aerogeneratori.

Turbina		V162-6.0 MW		Diametro		162 m	
Altezza di mozzo		125 m		Classe IEC		S	
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient	Densità dell'aria (kg/m ³)		1.225		
0	-	-					
1	-	-					
2	-	-					
3	32	0,908					
4	292	0,853					
5	676	0,820					
6	1229	0,812					
7	2000	0,807					
8	3017	0,800					
9	4264	0,763					
10	5380	0,635					
11	5932	0,484					
12	5998	0,356					
13	6000	0,273					
14	6000	0,216					
15	6000	0,174					
16	6000	0,144					
17	6000	0,120					
18	5846	0,100					
19	5360	0,079					
20	4844	0,062					
21	4268	0,048					
22	3690	0,038					
23	3102	0,029					
24	2479	0,022					
25	-	-					
26	-	-					
27	-	-					
28	-	-					
29	-	-					
30	-	-					



Per un corretto calcolo delle perdite relative alla differente densità dell'aria del sito in oggetto, è stata utilizzata un'altra curva, sempre fornita dal Committente, calcolata alla densità di 1.200 kg/m³, i cui dettagli sono nel seguito rappresentati.

Turbina		V162-6.0 MW		Diametro	162 m
Altezza di mozzo		125 m		Classe IEC	S
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient	Densità dell'aria (kg/m ³)		1.200
0	-	-			
1	-	-			
2	-	-			
3	30	0,909			
4	284	0,854			
5	660	0,820			
6	1202	0,812			
7	1958	0,808			
8	2955	0,800			
9	4183	0,767			
10	5306	0,642			
11	5910	0,495			
12	5996	0,365			
13	6000	0,279			
14	6000	0,220			
15	6000	0,178			
16	6000	0,147			
17	6000	0,123			
18	5834	0,102			
19	5351	0,080			
20	4833	0,063			
21	4259	0,049			
22	3681	0,038			
23	3095	0,030			
24	2471	0,022			
25	-	-			
26	-	-			
27	-	-			
28	-	-			
29	-	-			
30	-	-			



5 MODELLO DI CALCOLO

Il campo di velocità del vento su un sito eolico che consente di stabilire il potenziale energetico disponibile sulla sua superficie può essere dedotto con diverse metodologie. Quella più evoluta e diffusa è realizzata per mezzo di un modello virtuale dell'ambiente dove, all'interno della modellazione statica del territorio, agiscono delle grandezze fisiche dinamiche (il vento) nel tempo osservate. Con l'ausilio di specifici modelli matematici di calcolo è possibile proiettare con buona approssimazione su intere aree geografiche la ventosità scaturita da rilevazioni effettuate anche in punti differenti.

Tutte le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

A partire dalla posizione spaziale di origine, i dati forniti al modello vengono utilizzati per costruire su tutta l'area di interesse il vento indisturbato in quota, detto anche vento geostrofico o Atlas, che si ritiene costante per diversi km dal suo punto di origine e che consente di rilevare in punti arbitrari dello spazio tutti i parametri utili alla stima della ventosità. Il campo di velocità del vento fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media a varie altezze dal suolo.

6 AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO

Per conferire sufficiente stabilità al calcolo è necessario disporre di un modello territoriale tridimensionale con superficie più vasta di quella propriamente destinata all'impianto.

In questo caso si è utilizzata una mappa di circa 275 km², precisamente un quadrato di 16.5 x 16.5 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinitaly (modello digitale senza soluzione di continuità [DEM] dell'intero territorio italiano), verificate nei dintorni della stazione e del sito. Per l'intera area si è utilizza la rugosità derivante dal database Corine Land 2018.

7 VERIFICHE SUL MODELLO

Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione. Se in questa fase di messa a punto del modello non si riscontreranno incongruenze tali da inficiare l'intero calcolo e/o da costringere a riconsiderare alcune scelte, si potrà procedere ad una valutazione della qualità del processo, utile alla determinazione dell'incertezza inevitabilmente insita nella metodologia utilizzata.

Nello specifico sono state effettuate verifiche sull'approssimazione della distribuzione in ingresso al modello e sul gradiente al suolo, cioè sulla capacità del modello di valutare correttamente le variazioni di velocità del vento al variare dell'altezza dal suolo. Inoltre, grazie alla presenza di altre serie di dati

appartenenti a stazioni localizzate nell'area considerata, si è proceduto anche a svolgere un'analisi di micrositing, al fine di testare il comportamento del modello di calcolo, i cui risultati sono stati molto soddisfacenti.

7.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull

Il codice di calcolo WASP utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e definisce il campo di vento indisturbato sull'area (Atlas) con i parametri derivati da tale distribuzione.

In una prima verifica vengono messi a confronto i parametri di velocità e di potenza della vena fluida sperimentali estrapolati (Measured) con la distribuzione di ventosità (Emergent) dedotta dal modello di calcolo.

Nella seconda i parametri sperimentali estrapolati vengono invece messi a confronto con quelli stimati dal modello, comprensivi delle informazioni territoriali, nel punto spaziale dell'anemometro (self prediction), partendo dal campo di vento (Atlas).

Relativamente alla prima verifica, quando le discrepanze risultano elevate denotano la mancata stabilizzazione secondo una lineare distribuzione di Weibull dei dati di vento registrati sul campo e i risultati prodotti da WASP saranno affetti da approssimazione.

Per la valutazione in oggetto la prima verifica è da considerarsi positiva, grazie ad uno scostamento nullo nel raffronto tra le ventosità ed una differenza contenuta tra i parametri di energia specifica (inferiore all'1%).

Gli esiti della seconda verifica confermano sostanzialmente i buoni risultati della precedente. Infatti, ad uno scostamento minimo nei parametri della ventosità corrisponde nuovamente una differenza inferiore all'1% tra i parametri dell'energia specifica.

Alla luce di quanto emerso e in considerazione di quanto espresso sopra, si può ritenere la verifica soddisfacente.

7.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento

Il gradiente al suolo della velocità del vento (alfa) è il parametro che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. La verifica consiste nel determinare l'entità dello scostamento che si riscontra confrontando due valori di velocità all'altezza del mozzo: il primo è quello frutto della stima del modello sulla verticale della stazione anemometrica ed il secondo è frutto dell'estrapolazione della ventosità in ingresso al modello con alfa sperimentale. Più in generale tali valori devono essere congrui con quello atteso nel punto di installazione della turbina in funzione della morfologia del territorio ad essa circostante. In pratica viene valutato l'errore che viene introdotto nella stima di velocità al mozzo usando l'alfa stimato da wasp confrontato con quello sperimentale e/o atteso.

Nel caso specifico, disponendo di un valore di gradiente misurato per la stazione RIF1, grazie alla presenza di un secondo anemometro installato ad una diversa altezza, ovvero a 40 m dal suolo (che però

non è stato scelto in quanto ha una disponibilità temporale inferiore al sensore posto a 20 m), il confronto può essere svolto tra questo ed il valore di alfa stimato da WAsP nello stesso punto e alle stesse altezze di misura.

Per soddisfare l'esigenza descritta, sono state quindi effettuate due simulazioni sulla verticale della stazione d'area, utilizzando in ingresso al modello i dati della stessa. La prima attraverso il raffronto dei gradienti tra le altezze di misura, la seconda confrontando i valori di alfa stimati all'altezza della misura più alta e quella del mozzo ipotizzato.

Dall'analisi dei risultati appare evidente una diversa lettura del gradiente al suolo nel punto di installazione della stazione anemometrica da parte del modello di calcolo rispetto a quanto misurato. Infatti, il gradiente sperimentale, superiore a 0.3, potrebbe apparire sovrastimato e potrebbe essere frutto di uno specifico comportamento della risorsa collegato all'orografia del sito di interesse (ancorché valori simili sono stati rilevati anche in altre serie di dati appartenenti alla più ampia area considerata). Diversamente, per quanto attiene al modello di calcolo WAsP, la lettura del gradiente è apparsa in linea con quanto atteso (intorno allo 0.25) e, soprattutto, costante per diverse decine di metri oltre l'altezza di misura, inclusa quella del mozzo ipotizzato.

Alla luce di quanto emerso, e con l'obiettivo in questa fase di scongiurare possibili sovrastime, si ritiene corretto lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare la ventosità all'altezza di mozzo di 125 m.

7.3 Anemometro virtuale

Sulla base dei risultati ottenuti ai paragrafi precedenti con la stazione RIF1, è stata ricostruita una distribuzione del vento in sito di lungo periodo all'altezza dal suolo di 125 m in corrispondenza della posizione dell'aerogeneratore d'impianto **MM09** che, come ventosità e altitudine, ben rappresenta l'intero parco eolico.

La figura sottostante riproduce, per l'anemometro virtuale creato in sito, la rosa dei venti in ingresso al modello di calcolo, mentre, di seguito sono riportate le tabelle anemologiche che contengono in dettaglio tutti i parametri in input al modello di calcolo WAsP.

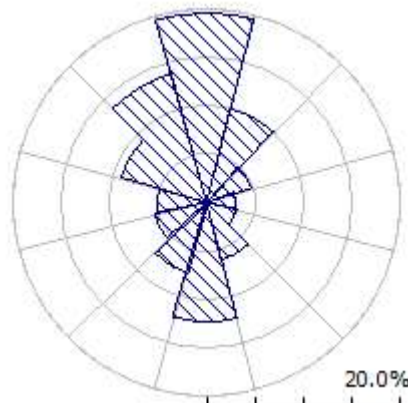
Nella prima parte della tabella sono riportati, per ciascuno dei 12 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- A velocità caratteristica in m/s della distribuzione di Weibull
- k fattore di forma della distribuzione di Weibull
- U velocità media in m/s
- P potenza specifica della vena fluida in W/m²
- f frequenza percentuale del settore di provenienza del vento

Nella seconda parte della tabella sono riportate le distribuzioni delle velocità del vento per settori di direzione, fornite in input al modello. In particolare, le distribuzioni riportano, per ciascuna classe di velocità del vento di 1 m/s (U) e per ciascuno dei 12 settori di direzione, le frequenze espresse in 'per mille' delle velocità del vento comprese nella classe di velocità e nel settore di direzione. La colonna Total riporta la distribuzione delle velocità indipendenti dalle direzioni del vento.

'ANEMOMETRO VIRTUALE'- Observed Wind Climate

Stazione: RIFERIMENTO 1 – Site description: **MM09** – Anemometer height: 125 m a.g.l.



	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	8.9	7.7	5.3	4.8	5.9	9.3	10.2	8.4	7.2	6.1	6.3	7.5
K	2.40	2.33	2.12	2.00	1.77	1.78	2.30	2.46	2.09	2.39	2.84	2.15
U	7.89	6.82	4.70	4.27	5.26	8.28	9.04	7.45	6.39	5.41	5.62	6.64
P	490	324	115	91	194	753	761	405	293	159	158	321
f	19.6	10.0	4.9	2.9	3.2	6.1	12.3	7.4	5.6	5.1	9.2	13.8

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	5	8	29	43	42	19	5	5	16	13	5	13	12
2.0	22	33	90	118	95	44	19	24	51	54	32	44	40
3.0	43	63	140	164	124	62	35	47	82	100	76	74	69
4.0	66	90	165	177	134	75	51	73	106	138	126	98	94
5.0	85	111	163	161	131	82	67	95	119	157	164	114	110
6.0	100	122	141	128	117	86	79	111	122	155	177	120	117
7.0	108	123	108	90	99	85	88	118	115	133	160	116	113
8.0	109	114	73	57	78	82	92	116	101	101	120	105	102
9.0	103	98	45	33	59	76	92	106	84	68	76	89	86
10.0	92	79	25	17	43	69	88	90	66	41	39	71	70
11.0	77	58	12	8	29	61	80	72	49	22	16	54	54
12.0	61	41	6	3	19	53	71	53	34	10	6	38	41
13.0	45	26	2	1	12	44	60	37	23	4	2	26	30
14.0	32	16	1	0	8	37	48	24	14	2	0	16	21
15.0	21	9	0	0	4	30	38	14	9	1	0	10	15
16.0	13	5	0	0	3	24	28	8	5	0	0	6	10
17.0	8	2	0	0	1	19	21	4	3	0	0	3	6
18.0	4	1	0	0	1	14	14	2	1	0	0	2	4
19.0	2	0	0	0	0	11	10	1	1	0	0	1	3
20.0	1	0	0	0	0	8	6	0	0	0	0	0	2
21.0	1	0	0	0	0	6	4	0	0	0	0	0	1
22.0	0	0	0	0	0	4	2	0	0	0	0	0	1
23.0	0	0	0	0	0	3	1	0	0	0	0	0	0
24.0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0
25.0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
26.0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
27.0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
28.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

8 RISULTATI DI WASP

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello di calcolo WASP sono soggetti ad elaborazioni grafiche e numeriche per renderli più espliciti e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo.

8.1 Producibilità lorda dell'impianto

Nel seguito si riportano i risultati della simulazione svolta:

IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI MANDURIA (TA)									
Stazione di riferimento				RIF1					
Aerogeneratore (modello)				VESTAS V162-6.0 MW					
Potenza nominale (MW)				6.0					
AG	Coordinate UTM ED50 Fuso 33		Base Macchina (m s.l.m.)	Dati al mozzo					
	Longit.	Latitud.		Dati di WASP					
			H mozzo (m)	V (m/s)	P lorda (MWh/a)	Perdita per scia [%]	P netta (MWh/a)	Ore (MWh/MW)	
MM01	726,932	4,477,142	78	125.0	6.89	20,372	2.84	19,793	3299
MM02	727,658	4,477,105	75	125.0	6.86	20,159	3.86	19,381	3230
MM03	728,482	4,477,144	70	125.0	6.83	20,010	3.47	19,316	3219
MM04	726,830	4,475,608	78	125.0	6.93	20,500	5.43	19,387	3231
MM05	727,520	4,475,234	77	125.0	6.94	20,548	7.36	19,035	3173
MM06	728,268	4,475,303	76	125.0	6.95	20,583	6.29	19,288	3215
MM07	728,976	4,475,587	73	125.0	6.94	20,509	4.44	19,599	3267
MM08	730,431	4,475,550	74	125.0	7.05	21,094	1.59	20,758	3460
MM09	726,278	4,474,756	78	125.0	6.98	20,675	4.56	19,733	3289
MM10	724,742	4,473,551	83	125.0	7.02	20,875	1.75	20,509	3418
MM11	725,981	4,473,436	81	125.0	7.03	20,903	5.33	19,788	3298
MM12	727,566	4,473,990	80	125.0	7.01	20,853	8.26	19,131	3189
MM13	725,202	4,472,330	87	125.0	7.07	21,094	3.44	20,368	3395
MM14	725,935	4,472,208	86	125.0	7.09	21,149	5.61	19,962	3327
MM15	727,319	4,472,862	83	125.0	7.07	21,129	6.19	19,821	3304
MM16	728,174	4,473,175	79	125.0	7.06	21,083	5.97	19,824	3304
MEDIE			79	125.0	6.98	20,721	4.77	19,731	3288
TOTALI						331,536		315,693	

La tabella riporta, nell'ordine:

- L'identificativo con riferimento alla tavola grafica allegata
- Le coordinate chilometriche nel sistema di riferimento UTM ED50
- La quota della fondazione del sostegno
- L'altezza di mozzo della simulazione
- La velocità media annua stimata, all'altezza di mozzo indicata
- La produzione lorda attesa, stimata dal modello
- La perdita percentuale di produzione attesa per effetto scia, stimata dal modello
- La produzione attesa, netta della perdita per scia calcolata
- Le ore annue equivalenti di funzionamento, espresse come rapporto tra la produzione netta attesa e la potenza nominale della macchina

Seguono, in calce, le medie ed i totali per le colonne di interesse

9 PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE

Alla producibilità lorda ed al netto delle scie riportate nel capitolo precedente sono state sottratte le tipiche perdite d'impianto legate, oltre alla densità dell'aria, ad esempio, ai possibili eventi di fuori servizio o all'indisponibilità della rete.

Ne risulta, pertanto, **una produzione attesa netta ($P_{50\%}$) di 287,123 MWh/anno pari a 2991 ore annue equivalenti.**

10 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati dell'analisi di produzione attesa dall'impianto eolico in sviluppo in un sito ricadente nel Comune di Manduria, nella Provincia di Taranto, Regione Puglia.

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso una serie di dati anemometrici appartenente ad una stazione di rilevamento le cui misure caratterizzano un ampio territorio circostante. La serie di dati, già di per sé di lungo periodo, grazie a misurazioni di circa 10 anni, è stata ampiamente analizzata ai fini del presente studio. La sua bontà e validità è stata verificata grazie a idonei confronti con altre serie di dati poste nella più ampia area considerata.

In generale, la messa a punto del modello di calcolo si rende necessaria per valutare, attraverso una serie di verifiche e di controlli successivi, la sua capacità ad interpretare i dati di ventosità ed in particolare gli effetti dell'orografia e della rugosità del terreno sulla corretta estrapolazione della velocità del vento al mozzo delle macchine. Le verifiche sul modello hanno consentito di trovare le soluzioni per

diminuire il grado di incertezza introdotto dal modello nel calcolo in ogni fase del processo. In questo senso va interpretata la scelta di lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare la ventosità all'altezza di mozzo ipotizzata.

Nel complesso i processi applicati non hanno comportato difficoltà di esecuzione superiori alla norma, poiché il sito è interessato da un'ottima ventosità, per la sua orografia poco complessa e per essere caratterizzato da una bassa rugosità. Infatti, le verifiche effettuate hanno dato risultati positivi.

ALLEGATO 1

IMPIANTO EOLICO

Comune di Manduria (TA)

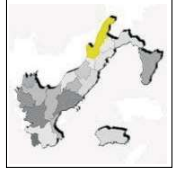
Ubicazione geografica del sito



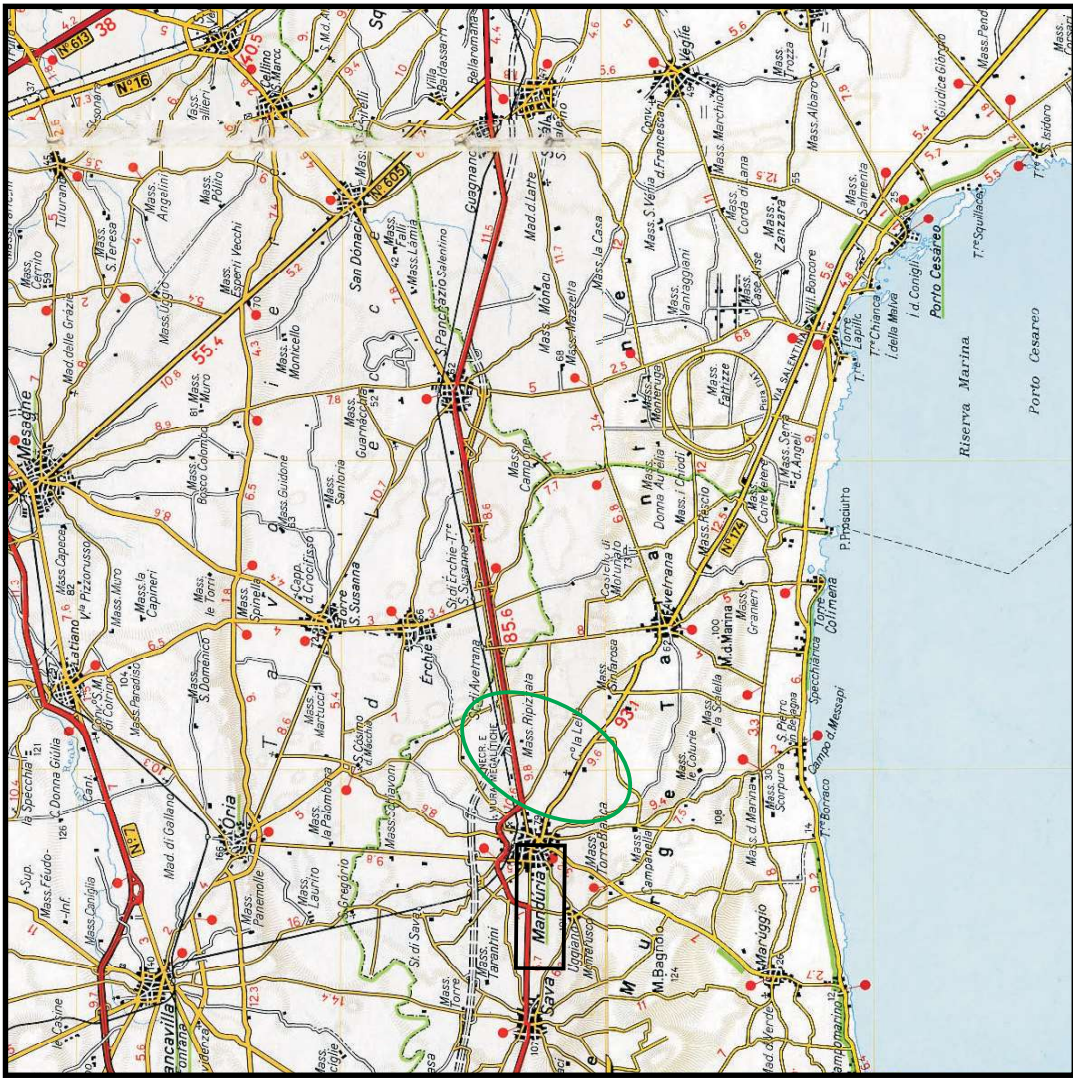
Scala 1:200.000



Sito eolico



Regione: PUGLIA



Cartina di base: Atlante stradale d'Italia, Volume SUD, 1:200.000, Ediz. TCI, Milano 2004.

Impianto eolico nel Comune di Manduria (TA) - Regione Puglia

IMPIANTO EOLICO

Comune di Manduria (TA)

Ubicazione degli Aerogeneratori

LEGENDA

- Aerogeneratori
- Sito eolico
- Confini regionali
- Confini provinciali
- Confini comunali

Cartina di base IGM, serie 25V:
MANDURIA 203 III SE 1:25000

