



REGIONE BASILICATA
 PROVINCIA DI MATERA
 COMUNI DI MONTESCAGLIOSO,
 POMARICO E BERNALDA



AUTORIZZAZIONE UNICA EX D.LGS. 387/2003

Progetto Definitivo

Parco eolico "Piana dell'Imperatore" e opere connesse

TITOLO ELABORATO

A.5 Studio anemologico

CODICE ELABORATO

COMMESSA	FASE	ELABORATO	REV.
F0355	A	R05	A

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione

SCALA

—

DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
ottobre 2020	prima emissione	GMA	GDS	GMA

PROPONENTE

FRI-EL

FRI-EL S.p.A.
 Piazza della Rotonda 2
 00186 Roma (RM)
 fri-elspa@legalmail.it
 P. Iva 01652230218
 Cod. Fisc. 07321020153

PROGETTAZIONE

 **F4 ingegneria srl**
 via Di Giura - Centro Direzionale, 85100 Potenza
 Tel: +39 0971 1 944 797 - Fax: +39 0971 5 54 52
 www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico
 (ing. Giuseppe Manzi)



 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).





Sommario

1	Introduzione	2
2	Descrizione del sito	3
3	Layout del parco	4
4	Campagna anemometrica	5
5	Valutazione delle misure	7
6	Statistica del vento misurata	8
7	Statistica media annuale a lungo termine	10
8	Estrapolazione verticale	11
9	Estrapolazione orizzontale	12
10	Calcolo di produzione	13
11	Incertezze	16
12	Conclusioni	17



1 Introduzione

La presente relazione ha lo scopo di valutare la risorsa eolica in riferimento al progetto di un nuovo parco eolico denominato "Piana dell'Imperatore" nei Comuni di Montescaglioso e Pomarico. In particolare, come richiesto dal punto 1.2.1.5 del PIEAR della Regione Basilicata (allegato A della L.R. n.1 del 19 gennaio 2010), verrà riportata la descrizione della campagna anemometrica effettuata in sito, l'analisi di ventosità dell'area di riferimento, la producibilità e la densità volumetrica tramite il parametro E_v .



2 Descrizione del sito

Il parco eolico proposto si sviluppa all'interno dei territori comunali di Montescaglioso e Pomarico (MT). La zona è caratterizzata principalmente da terreni ad uso agricolo. L'orografia del terreno è mediamente complessa, con rilievi collinari che, in alcune zone, superano di poco i 300 m di altezza.

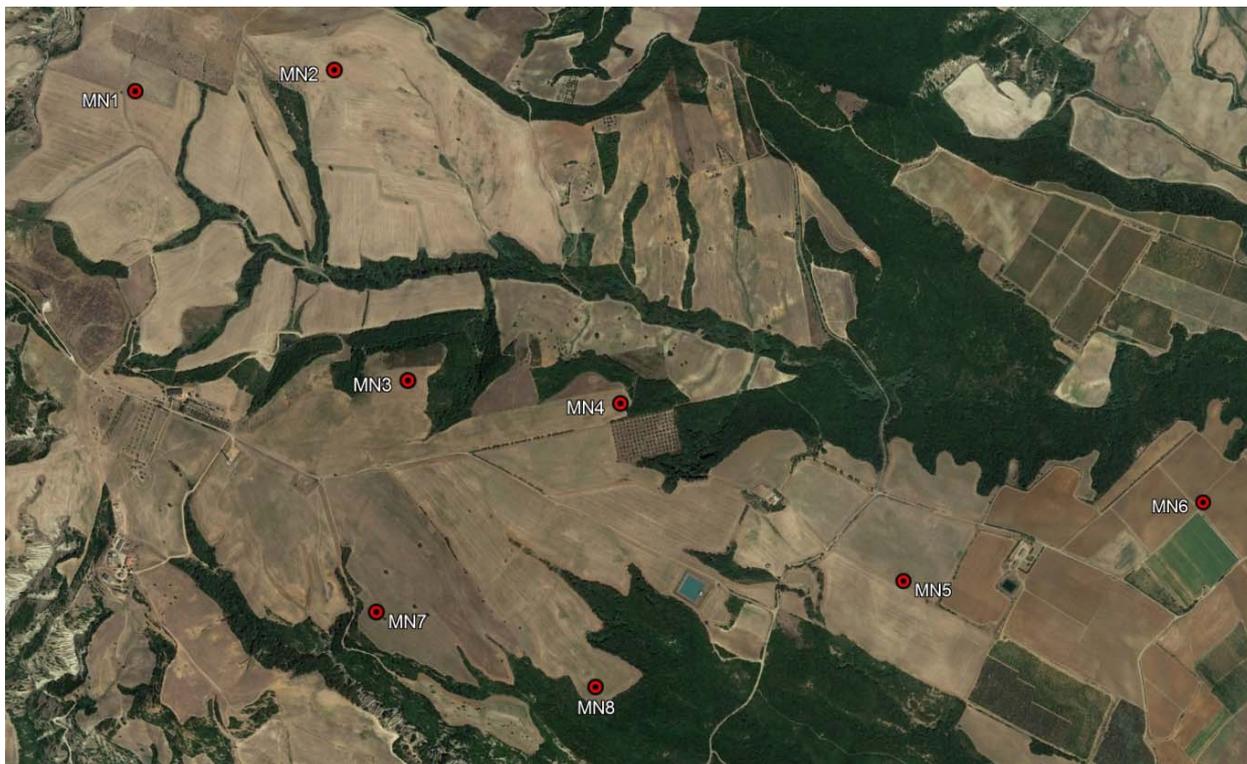


Figura 1: Layout del parco eolico "Piana dell'Imperatore" su ortofoto



3 Layout del parco

Il parco eolico è costituito da 8 aerogeneratori di ultima generazione con caratteristiche dimensionali e prestazionali riassunte qui sotto:

- Diametro massimo rotore:162 m
- Altezza massima torre:122,5 m
- Altezza massima tip pala:200 m
- Potenza nominale massima:5,6 MW

I modelli di aerogeneratore attualmente in commercio che soddisfano tali specifiche sono:

1. Vestas V162 - HH 119 m - 5.6 MW
2. General Electric GE 5.5-158 - HH 121 m - 5.5 MW
3. Siemens Gamesa SG 155 - HH 122,5 m - 5.8 MW (limitata a 5,625 MW)

Le valutazioni di producibilità verranno effettuate con il modello di WTG Vestas V162 - HH 119 m con potenza massima 5.6 MW, poiché tale aerogeneratore è il più sfavorevole dal punto di vista della verifica dei parametri previsti dal punto 1.2.1.3 del PIEAR.

Le turbine sono state disposte in modo da massimizzare la produzione elettrica del parco e ridurre gli effetti aerodinamici tenendo in debita considerazione:

- I vincoli ambientali e paesaggistici
- Le distanze di sicurezza da infrastrutture e fabbricati
- La pianificazione territoriale ed urbanistica in vigore

Tabella 1: Coordinate aerogeneratori in UTM WGS84

Aerogeneratore	X	Y	Z
MN1	637442	4483125	267,6
MN2	638093	4483176	303,3
MN3	638338	4482227	306,4
MN4	638987	4482169	284,8
MN5	639909	4481611	233,6
MN6	640890	4481881	219,0
MN7	638249	4481512	296,4
MN8	638925	4481277	272,1



4 Campagna anemometrica

Nell'ottobre 2009 è stato installato un metmast tubolare alto 40 metri, al fine di monitorare la risorsa eolica presente sul sito. Di seguito questa torre è stata identificata col codice "M155".

Rispetto a quanto richiesto dal punto 1.2.1.5 del PIEAR si segnala quanto segue:

- La torre è stata installata all'interno dell'area del nuovo parco eolico proposto e dunque le misure di vento possono essere considerate rappresentative per l'intero parco eolico;
- La torre anemometrica è ubicata al foglio di mappa 64, particella 21 Comune di Montescaglioso, in c.da "Specchio", i relativi lavori di installazione sono stati autorizzati con D.I.A. d.d. 17/06/2009 e sono terminati in data 21/10/2009. Il Comune di Montescaglioso ha fornito certificato di avvenuta installazione della torre con nota. del 20/04/2010;
- Sono disponibili: il report di prima installazione d.d. 21/10/2009, i certificati di calibrazione dei sensori validi all'epoca delle misure ed i rapporti di manutenzione della torre;
- Il periodo di rilevazione di dati validi e consecutivi è maggiore di 1 anno (con una perdita ammessa del 10 %);
- Sono disponibili i dati nella loro forma originaria ed in forma aggregata con periodicità giornaliera;
- Vengono illustrate le incertezze totali di misura delle velocità e il calendario dettagliato delle acquisizioni.

In particolare la rilevazione dei dati ha avuto inizio il 20/10/2009 ed è terminata 30/06/2016; la torre anemometrica è stata poi smantellata. Ai fini del presente studio anemologico si è adottato come periodo di rilevazione l'intervallo che va dal 01/01/2010 al 01/07/2011, pari a 18 mesi.

Di seguito si riporta il calendario delle acquisizioni effettuate da ciascun sensore nei mesi rilevazione di interesse.

Tabella 2: Calendario mensile acquisizione dati

Year	Month	Possible data points	Speed 40m A		Speed 40m B		Speed 20m A		Speed 20m B	
			Valid data points	Availability						
2010	Gen	4464	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%
2010	Feb	4032	4032	100,0%	3834	95,1%	4032	100,0%	4032	100,0%
2010	Mar	4464	4464	100,0%	3462	77,6%	4464	100,0%	4464	100,0%
2010	Apr	4320	4320	100,0%	2578	59,7%	4320	100,0%	4320	100,0%
2010	May	4464	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%
2010	Jun	4320	4320	100,0%	4320	100,0%	4320	100,0%	4231	97,9%
2010	Jul	4464	4464	100,0%	3828	85,8%	4464	100,0%	4464	100,0%
2010	Aug	4464	4464	100,0%	56	1,3%	4464	100,0%	4464	100,0%
2010	Sep	4320	4314	99,9%	2238	51,8%	4314	99,9%	4314	99,9%
2010	Oct	4464	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%
2010	Nov	4320	4320	100,0%	4320	100,0%	4320	100,0%	4320	100,0%



2010	Dec	4464	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%
2011	Jan	4464	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%
2011	Feb	4032	4032	100,0%	4032	100,0%	4032	100,0%	4032	100,0%
2011	Mar	4464	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%
2011	Apr	4320	3744	86,7%	3744	86,7%	3744	86,7%	3744	86,7%
2011	May	4464	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%	4464	100,0%
2011	Jun	4320	4320	100,0%	4320	100,0%	4320	100,0%	4320	100,0%
	TOT	78624	78042	99,3%	67980	86,5%	78042	99,3%	77953	99,1%

Nella tabella seguente sono sintetizzate le caratteristiche della torre e la strumentazione installata.

Tabella 3: Descrizione torre anemometrica M155

Codice torre	M155
Coordinate (UTM WGS84)	X638110 Y4481980
Periodo misurazione utile	01.01.2010 – 01.07.2011
Quote sensori di velocità	40 m, 20 m
Quote sensori di direzione	37 m, 17m
Logger	NRG Symphonie
Availability	99%

I sensori di velocità installati sono NRG #40C, due a 40m e due a 20m di quota. La registrazione dei dati è avvenuta tramite logger NRG Symphonie, su cui convergono i dati di misura grezzi. La torre e gli strumenti sono stati installati secondo i criteri della normativa IEC 61400-12. I dati dell'anemometro 40 B non sono stati utilizzati poiché con disponibilità inferiore al 90%. Per estrapolare la statistica media del vento a lungo termine è stato utilizzato come riferimento un set di dati di ri-analisi statistica ERA5, della durata di 20 anni e con una buona correlazione dei dati presi in loco.

Tabella 4: Descrizione dei dati a lungo termine

Reanalysis dataset	EMD ERA5
Coordinate (UTM WGS84)	X640927 Y4482291
Periodo misurazione	01.01.2000 - 01.01.2020
Quote di riferimento	25, 50, 75, 100, 150, 200m
Quote sensori di direzione	25, 50, 75, 100, 150, 200m
Logger	-
Availability	100%



5 Valutazione delle misure

I dati registrati dallo Scada sono stati estratti e processati manualmente in modo da identificare i dati affetti da possibili malfunzionamenti o anomalie. Diverse cause infatti possono determinare una misura non corretta. Alcune come il gelamento dei sensori e la presenza di sabbia o sporcizia nel sensore determinano una misura sottostimata. Altre cause come eventi estremi, fulmini in particolare, possono compromettere in maniera irrimediabile il funzionamento del sensore.

Altri dati anomali sono causati da malfunzionamenti dello Scada e possono essere identificati solo analizzando la serie temporale dei dati di vento. Tutti questi dati sono stati esclusi e non considerati nell'analisi.

Nella tabella seguente vengono riportate le percentuali di dati che hanno passato il controllo qualità. Le percentuali si riferiscono alla quantità di misure effettuate e valide rispetto al periodo di misurazione utile.

Tabella 5: Availability misure torre anemometrica M155

Anemometro	Availability
40 m A	99,3%
40 m B	99,3%
20 m A	86,5%
20 m B	99,1%



6 Statistica del vento misurata

Nella tabella 6 viene riportata la statistica del vento misurate al top della torre anemometrica (40 m A). La statistica del vento è suddivisa in 16 settori cardinali e viene rappresentata tramite una funzione di weibull. Nella Fig. 2 vengono riportati il grafico della statistica e la rosa dei venti. La velocità media del vento a 40 m è di 5,28 m/s, mentre a 25 è di 4,87 m/s. La rosa dei venti indica come vento prevalente quello che arriva dalla direzione WNW (maestrale).

Tabella 6: Statistica misurata a 40 m della torre M155

Direction	Weibull k	Weibull A	Mean	Frequency
Sector		m/s	m/s	(%)
348.75° - 11.25°	1.937	5.735	5.137	1.937
11.25° - 33.75°	1.620	3.865	3.552	1.620
33.75° - 56.25°	1.710	3.285	2.991	1.710
56.25° - 78.75°	1.814	3.382	2.994	1.814
78.75° - 101.25°	1.931	3.808	3.332	1.931
101.25° - 123.75°	1.831	4.454	3.916	1.831
123.75° - 146.25°	1.675	5.919	5.458	1.675
146.25° - 168.75°	1.732	5.591	5.145	1.732
168.75° - 191.25°	2.108	4.090	3.593	2.108
191.25° - 213.75°	1.595	5.141	4.743	1.595
213.75° - 236.25°	2.069	6.365	5.588	2.069
236.25° - 258.75°	1.708	5.661	5.214	1.708
258.75° - 281.25°	1.771	4.087	3.654	1.771
281.25° - 303.75°	1.767	4.370	3.939	1.767
303.75° - 326.25°	2.069	7.805	6.829	2.069
326.25° - 348.75°	2.042	6.960	6.326	2.042
All data	1.700	5.790	5.282	1.700

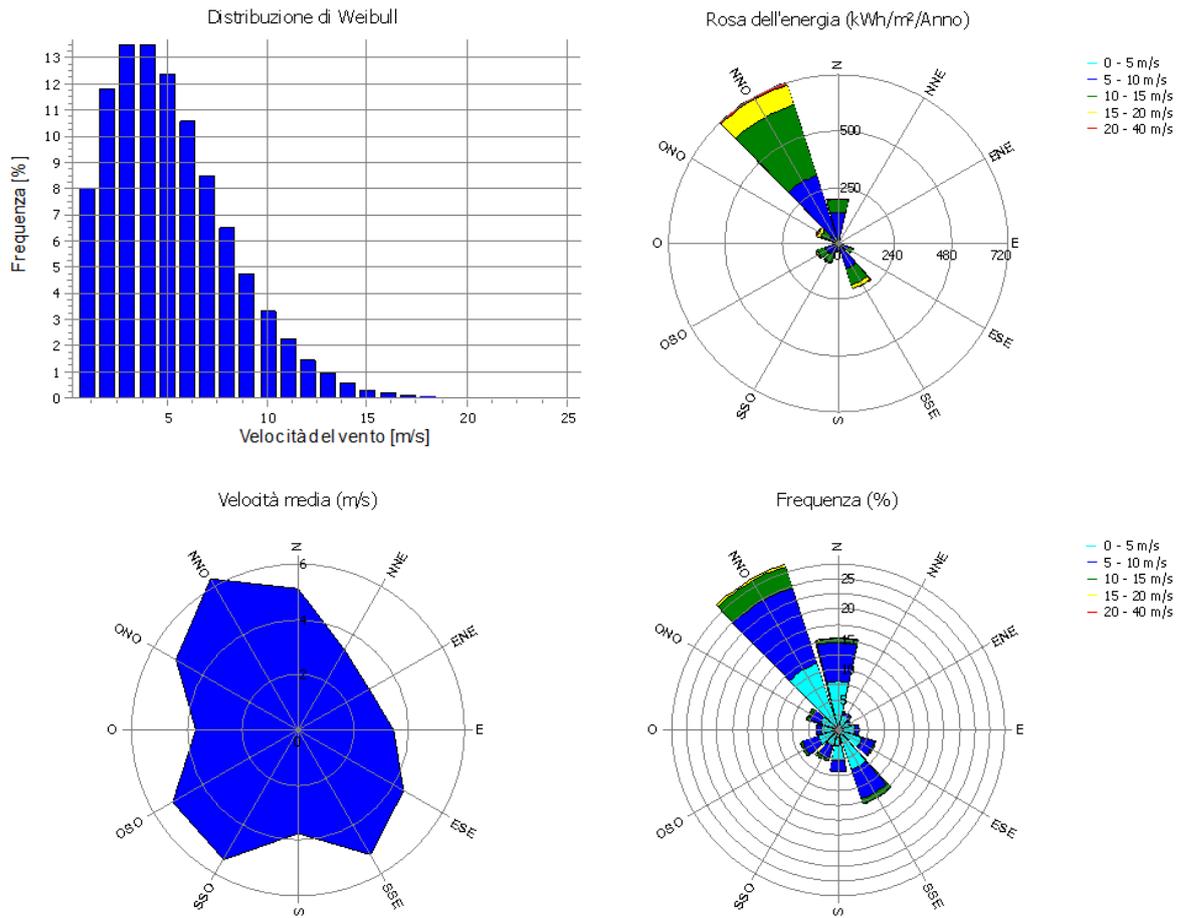


Figura 2: Statistica misurata a 40 m della torre M155, grafici



7 Statistica media annuale a lungo termine

L'acquisizione dati di M155 è durata 18 mesi. Per stimare la statistica media annuale a lungo termine tramite serie dati a lungo termine di 15/20 anni, si estende la serie di dati misurati tramite serie temporali a lungo termine reperibili da vari fornitori specializzati (es. ERA5, Merra2 etc.). Per fare ciò e per colmare i buchi di dati mancanti è stato utilizzato il metodo di estensione/sintetizzazione. Questo metodo permette di sintetizzare i dati di vento di un anemometro (locale) a partire dai dati di vento a lungo termine (riferimento), i quali possono provenire da un altro mast nelle vicinanze del primo oppure, come accennato in precedenza, tramite fornitori di dati a lungo termine. Al fine di poter utilizzare questo metodo è necessario che le due serie anemometriche abbiano un periodo sufficiente di dati concorrenti e che ci sia una correlazione tra i due. Nel nostro caso l'anemometro locale è la torre anemometrica M155 mentre i dati di riferimento provengono dal punto più vicino disponibile sul database di ERA5, con estensione temporale di 20 anni. I dati concorrenti vengono suddivisi per direzione considerando 12 settori di 30 gradi ciascuno. Per ogni settore i dati dei due anemometri vengono correlati tra loro comparando le velocità del vento. Dalla correlazione vengono calcolati dei coefficienti di regressione (speed up) che rappresentano una funzione di trasferimento che a partire dai dati di riferimento permettono di sintetizzare i dati dell'anemometro locale.

La correlazione è stata effettuata ai dati concorrenti degli anemometri M155 e ERA5 ottenendo un coefficiente di correlazione del 78%, il quale dimostra che tra i due c'è una buona correlazione. A questo punto sono stati calcolati gli speed up e questi sono stati applicati ai dati ERA5 per sintetizzare i dati dell'anemometro M155. Alla fine per M155 si è ottenuta una serie temporale

rappresentativa del lungo termine che va dal 01/01/2000 al 01/01/2020. Si è stimata così una velocità media a lungo termine del vento a 40m di 5,14 m/s, simile alla velocità media data dai 18 mesi di misurazioni (leggermente inferiore).





8 Estrapolazione verticale

Per estrapolare il vento medio a quota hub viene applicata la legge di potenza del profilo del vento:

$$V_{hub} = V_m * (H_{hub} / H_m)^{\alpha}$$

dove V_m è la velocità del vento medio alla quota dell'anemometro, V_{hub} è la velocità del vento medio alla quota hub, H_m è la quota dell'anemometro, H_{hub} è la quota hub e α è il coefficiente di wind shear. Il wind shear viene calcolato a partire dalle misure di vento effettuate sulle diverse quote della torre anemometrica. Si calcolò così un coefficiente di wind shear misurato:

$$\alpha = 0,23$$

Il wind shear è stato applicato alla serie ricavata nel capitolo 7 e si è estrapolato il vento medio a 120 m. Nella tabella seguente sono riportati i risultati.

Tabella 7: Velocità media annuale a lungo termine

Quota [m]	Velocità media [m/s]
120 m	6,6 m/s



9 Estrapolazione orizzontale

La variazione della velocità del vento su tutto il parco eolico viene predetta utilizzando il programma Wasp sviluppato dall'istituto di ricerca danese Risoe. Wasp è un modello di computazione di flusso che a partire dalla statistica del vento in un punto calcola la statistica del vento nell'area circostante considerando l'influenza dell'orografia del terreno, della rugosità e degli ostacoli presenti. Partendo dalla statistica calcolata e applicando Wasp è stato possibile calcolare il vento medio a quota hub per ogni aerogeneratore del parco. Nella tabella seguente vengono riportati i valori di vento stimati per ogni aerogeneratore. I valori riportati fanno riferimento alla velocità media indisturbata ovvero non tengono in considerazione gli effetti scia.

Tabella 8: Vento medio indisturbato a quota hub (119 m) sul parco

Aerogeneratore	Velocità media [m/s]
MN1	6,36
MN2	6,59
MN3	6,46
MN4	6,39
MN5	6,00
MN6	6,13
MN7	6,44
MN8	6,21



10 Calcolo di produzione

Nella tabella 9 viene riportata la curva di potenza tipica per l'aerogeneratore V162 - HH 119 m e per una densità dell'aria di 1,225 kg/m³.

Tabella 9: Curva di potenza V162 4.5 MW, con densità dell'aria 1,225 kg/m³

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]
0	0
1	0
2	0
3	27
4	289
5	669
6	1220
7	1990
8	3010
9	4257
10	5256
11	5578
12	5600
13	5600
14	5600
15	5600
16	5600
17	5600
18	5600
19	5418
20	4894

A partire dalla statistica del vento calcolata nel capitolo 7 si calcola la produzione energetica di ogni singolo aerogeneratore, tramite il programma di calcolo Windpro (versione 3.3.289).

Nella tabella 10 viene mostrata la produzione netta per ogni aerogeneratore del parco. Le ore equivalenti sono il rapporto tra la produzione annua e la potenza nominale dell'aerogeneratore.

Tabella 10: Produzione lorda (a meno delle perdite di scia), netta, ore equivalenti e parametro E_v

Aerogeneratore	Produzione lorda [MWh]	Produzione netta [MWh]	Potenza nominale [MW]	Ore equivalenti lorde	Parametro E _v
MN1	16.154	14.861	5.6	2.885	0,171
MN2	17.306	15.922	5.6	3.090	0,183
MN3	15.581	14.334	5.6	2.782	0,165
MN4	15.691	14.435	5.6	2.802	0,166
MN5	14.235	13.096	5.6	2.542	0,151
MN6	15.339	14.112	5.6	2.739	0,162
MN7	15.915	14.642	5.6	2.842	0,168



MN8	14.261	13.120	5.6	2.547	0,151
-----	--------	--------	-----	-------	-------

Nella tabella seguente viene riportata la stima della produzione energetica annuale del parco. La produzione seguente rappresenta la stima centrale annuale che si otterrebbe dopo 10 anni operativi.

Tabella 11: Stima della produzione energetica annuale del parco eolico

N° turbine	8
Potenza nominale	44,8 MW
Produzione lorda	124,5 GWh
Perdite	13,5%
Produzione netta	114,5 GWh
Ore equivalenti	2556 h

La produzione netta rappresenta l'effettiva produzione energetica a valle dell'impianto che viene contabilizzata dal gestore della rete. Nella tabella seguente vengono elencate le potenziali perdite che agiscono sull'impianto.

Tabella 12: Sorgenti di perdita

Wake effect	-6,4%
Availability WTGs	-1,5%
Availability Grid, Substation and BoP	-0,5%
Electrical losses	-2,0%
Power Curve Adjustment	-1,0%
High Temperature Shut Down	-0,2%
Enviromental (Icing)	-0,2%
High Wind Hysteresis	-0,2%
Grid curtailment	-1,5%
Total	-13,5%

Wake Effect: sono gli effetti scia ovvero le perdite aerodinamiche causate dagli aerogeneratori stessi che implicano una diminuzione della velocità del vento dietro le turbine. Il modello di calcolo dell'effetto scia utilizzato è il N.O. Jensen.

Availability WTGs: rappresenta le perdite causate dallo spegnimento degli aerogeneratori dovute alla manutenzione ordinaria.

Availability Grid, Substation and BoP: rappresenta le perdite causate dalla manutenzione ordinaria sulla rete elettrica del parco.

Electrical Loss: sono le perdite elettriche dovute per effetto Joule causate dai cavidotti e dall'impianto di sottostazione.

Power Curve Adjustment: la curva di potenza fornita dal costruttore viene generalmente misurata su terreni e condizioni climatologiche diverse dal sito dove viene installata. Tipicamente si riscontrano nell'aerogeneratore prestazioni inferiori che possono essere contabilizzate in una perdita di circa l'1%.

High Temperature Shut Down: sono le perdite dovute dallo spegnimento automatico degli aerogeneratori causato dal raggiungimento di temperature elevate in navicella.

Enviromental: perdite dovute a eventi climatici quali ghiaccio, neve, sabbia ecc...



High Wind Hysteresis: perdita dovuta al tempo di isteresi che un aerogeneratore impiega per riattivarsi dopo essere entrato in stallo a causa di venti che superano la velocità massima di operatività dell'aerogeneratore.

Grid Curtailment: perdite dovute alle riduzioni di potenza richieste dal gestore della rete.





11 Incertezze

Nella tabella 13 vengono elencate le maggiori fonti di incertezza. Ogni incertezza viene considerata come un errore indipendente e viene modellata come un processo Gaussiano.

Tabella 13: Incertezza sulla stima di produzione

Incetezza	Tipo incetezza	Errore Standard %	Errore Standard Produzione %
Dati di vento misurati	velocità del vento	3,0	6,29
Estrapolazione verticale	velocità del vento	6,0	12,57
Estrapolazione orizzontale	produzione	2,0	4,19
Correlazione a lungo termine	velocità del vento	1,5	3,14
Variazioni clima a lungo termine	velocità del vento	2,0	4,19
Curva di potenza	produzione	3,5	3,50
Variabilità futura del vento basata su 10 anni	velocità del vento	5,0	10,48
Incetezza totale	produzione		16,14

Queste incertezze vengono applicate sulla stima centrale al fine di calcolare la produzione con probabilità di eccedenza P50, P75 e P90 con una base statistica di 10 anni.

Tabella 14: Produzione energetica con i livelli di eccedenza a 10 anni

Livello di eccedenza	Produzione netta [GWh]	Ore equivalenti [h]
P50	114,5	2556
P75	101,9	2275
P90	90,6	2022



12 Conclusioni

In questa relazione è stata descritta la campagna anemologica effettuata in sito utilizzando un anemometro da

40 m. Tramite serie storiche di riferimento è stato possibile calcolare la statistica media del vento a lungo termine. Eseguendo l'estrapolazione verticale è stato calcolato che il vento a 120 m ha una velocità media di 6,6 m/s. Utilizzando il software Windpro/Wasp è stata estrapolata la statistica del vento nella posizione di ogni aerogeneratore e a partire da questa è stata calcolata la produzione totale del parco eolico. La produzione annuale P50 al netto delle perdite è di 114,5 GWh e 2556 ore equivalenti. Le rilevazioni anemologiche sono state effettuate in conformità al punto 1.2.1.5 del PIEAR ed il progetto rispetta i requisiti tecnici minimi in termini di velocità media annua del vento, ore equivalenti e densità volumetrica (punto 1.2.1.3 del PIEAR).

Allegati:

- certificato di avvenuta installazione della torre nota del 20/04/2011 Comune di Montescaglioso;
- report di prima installazione d.d. 21/10/2009;
- certificati di calibrazione dei sensori;
- rapporti di manutenzione della torre.

