



REGIONE PUGLIA
 PROVINCIA DI BARI
 COMUNE DI GRAVINA IN PUGLIA



AUTORIZZAZIONE UNICA EX D.LGS. 387/2003

Progetto Definitivo
 Parco eolico "Monte Marano" e opere connesse

TITOLO ELABORATO

Studio anemologico

CODICE ELABORATO

COMMESSA	FASE	ELABORATO	REV.
F0433	A	R13	A

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione

SCALA

—


DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
luglio 2021	prima emissione	FRI-EL SpA	GDS	GMA

PROPONENTE



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	6
6	Statistica del vento misurato	7
7	Statistica media annuale a lungo termine	9
8	Estrapolazione verticale	10
9	Estrapolazione orizzontale	11
10	Calcolo di produzione	12
11	Incertezze	15
12	Conclusioni	16



1 Introduzione

La presente relazione ha lo scopo di valutare la risorsa eolica in riferimento al progetto di un parco eolico denominato "*Monte Marano*" nel comune di Gravina in Puglia (BA). In particolare, verrà riportata la descrizione della campagna anemometrica effettuata in sito e la producibilità espressa in ore equivalenti di funzionamento a pieno carico in un anno solare.



2 Descrizione del sito

Il parco eolico proposto si sviluppa all'interno del territorio comunale di Gravina in Puglia (area aerogeneratori e sottostazione elettrica). L'intera zona è caratterizzata principalmente da terreni agricoli adibiti alla coltivazione. L'orografia del terreno è mediamente semplice poiché ci troviamo in presenza di un territorio pressoché pianeggiante.

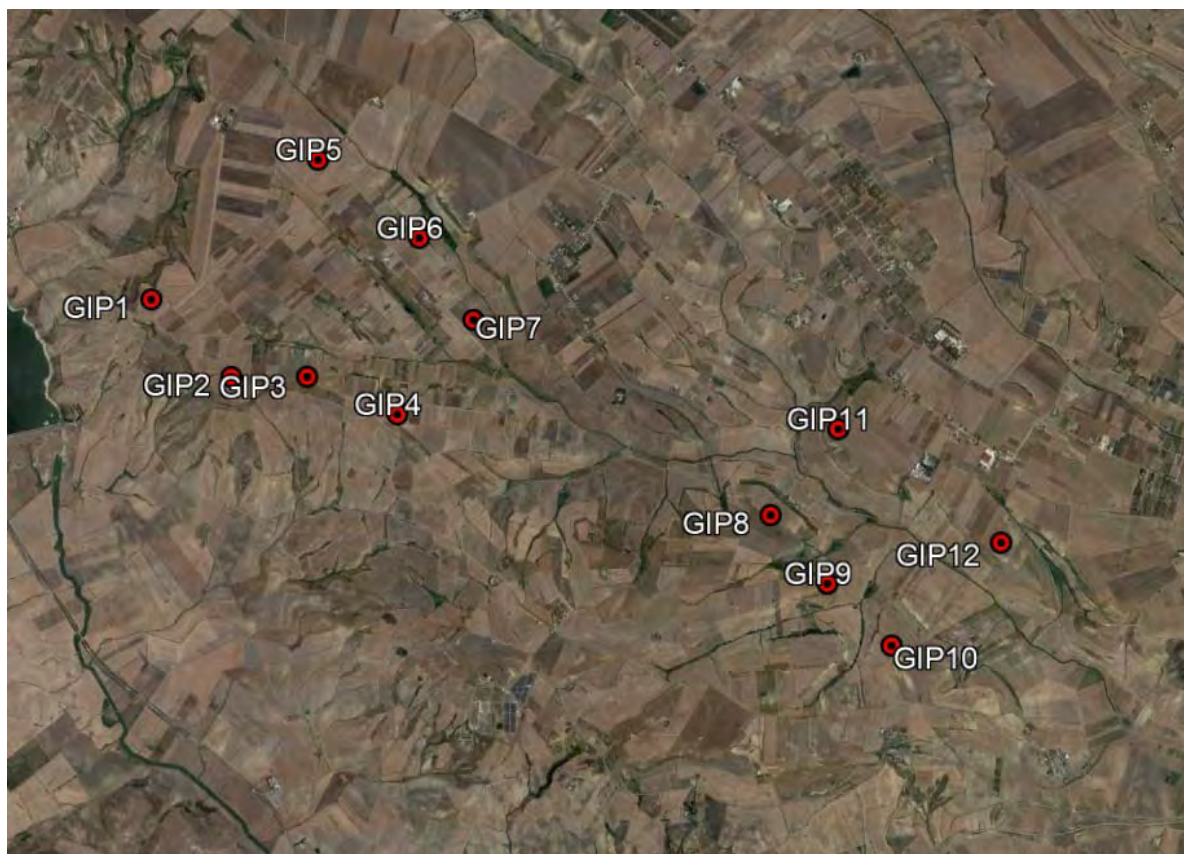


Figura 1: layout del parco eolico su base ortofoto



3 Layout del parco

Il parco eolico è costituito da 12 aerogeneratori di ultima generazione con caratteristiche dimensionali e prestazionali riassunte di seguito:

- Diametro massimo rotore:170 m;
- Altezza massima tip pala:200 m;
- Potenza nominale massima:6,2 MW.

Le turbine sono state disposte in modo da massimizzare la produzione elettrica del parco e ridurre gli effetti aerodinamici.

Tabella 1: coordinate aerogeneratori in UTM WGS84

Aerogeneratore	X	Y	Z
GIP1	605901	4523327	488,0
GIP2	606694	4522590	482,2
GIP3	607421	4522604	463,8
GIP4	608298	4522255	455,9
GIP5	607471	4524715	451,3
GIP6	608470	4523969	436,7
GIP7	609009	4523183	414,8
GIP8	611906	4521343	425,7
GIP9	612459	4520695	418,7
GIP10	613077	4520115	429,1
GIP11	612551	4522179	418,2
GIP12	614126	4521111	416,7





4 Campagna anemometrica

Nel marzo 2007 è stata installata in agro di Gravina una stazione anemometrica al fine di misurare la risorsa eolica presente sul sito. Di seguito questa torre è stata identificata col codice G705. La torre è stata installata nelle immediate vicinanze del parco eolico proposto e dunque le misure di vento possono essere considerate rappresentative per l'intero parco. La torre anemometrica era costituita da un tubolare di 50 m strallato a terra attraverso 4 picchetti disposti a 33 m dal centro della torre e a 90° l'uno dall'altro. Nella tabella seguente sono sintetizzate le caratteristiche della torre e la strumentazione installata.

Tabella 2: descrizione torre anemometrica G705

Codice torre	G705
Coordinate (UTM WGS84)	X 606.499 Y 4.522.931
Periodo misurazione	15.04.2007 - 15.04.2009
Quote sensori di velocità	50 m, 40 m, 30 m
Quote sensori di direzione	50 m, 40 m
Logger	Secondwind Nomad 2
Availability	99,9%

I sensori di velocità, tutti calibrati, erano anemometri del tipo NRG 40C mentre i sensori di direzione erano del tipo NRG 200P. La registrazione dei dati è avvenuta attraverso una centralina (logger) del tipo SecondWind Nomad2 che ha registrato la media, il valore massimo, il valore minimo e la deviazione standard di ogni sensore ogni 10 minuti, con campionamento ogni secondo. La torre e gli strumenti sono stati installati secondo i criteri della normativa IEC 61400-12. Per estrapolare la statistica media del vento a lungo termine è stato utilizzato come riferimento un set di dati di rianalisi statistica ERA5+, della durata di 20 anni e con una buona correlazione dei dati registrati in loco.

Tabella 3: descrizione dei dati a lungo termine

Reanalysis dataset	ERA5+
Coordinate (UTM WGS84)	X609.373 Y4.522.843
Periodo misurazione	30.09.2000 - 30.09.2020
Quote di riferimento	10, 25, 50, 75, 100m
Quote sensori di direzione	10, 25, 50, 75, 100m
Logger	-
Availability	100%



5 Valutazione delle misure

I dati registrati dal logger sono stati estratti e processati manualmente in modo da identificare i dati affetti da possibili malfunzionamenti o anomalie, poiché diverse cause 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 del logger e possono essere identificati solo analizzando la serie temporale dei dati di vento. Inoltre, a causa di un malfunzionamento del logger oppure a causa delle batterie scariche, diversi dati non vengono registrati e dunque vengono persi. 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 a tutto il periodo di installazione della torre e, come si evince dai numeri, la disponibilità dei dati risulta alta:

Tabella 4: availability misure torre anemometrica G705

Anemometro	Availability
50 m	99,99%
40 m	99,99%
30 m	49,14%





6 Statistica del vento misurato

Nella Tabella 5 viene riportata la statistica del vento misurato al top della torre anemometrica (50 m). La statistica del vento è suddivisa in 16 settori cardinali e viene rappresentata tramite una funzione di Weibull. Nella successiva Figura 2 vengono riportati il grafico della statistica e la rosa dei venti. La velocità media del vento a 50 m risulta pari a 5,65 m/s. La rosa dei venti indica come vento prevalente quello che proviene dalla direzione N-O (maestrale).

Tabella 5: statistica della torre G705 misurata a 50 m

Direction Sector	Weibull k	Weibull A [m/s]	Mean [m/s]	Frequency [%]
348.75° - 11.25°	2.117	7.616	6.666	4.91
11.25° - 33.75°	2.279	6.445	5.612	2.66
33.75° - 56.25°	2.628	6.062	5.170	2.22
56.25° - 78.75°	2.332	5.849	4.979	2.21
78.75° - 101.25°	2.005	4.988	4.346	2.32
101.25° - 123.75°	1.642	4.866	4.380	3.03
123.75° - 146.25°	1.658	5.710	5.223	7.47
146.25° - 168.75°	1.851	6.405	5.820	10.25
168.75° - 191.25°	1.453	4.158	3.931	3.18
191.25° - 213.75°	1.156	3.446	3.521	2.10
213.75° - 236.25°	1.232	4.147	4.128	3.16
236.25° - 258.75°	1.459	5.933	5.518	6.00
258.75° - 281.25°	1.734	6.457	5.831	8.63
281.25° - 303.75°	1.598	4.623	4.251	4.70
303.75° - 326.25°	2.196	6.178	5.595	14.09
326.25° - 348.75°	2.640	7.576	6.833	23.08
All data	1.941	6.353	5.650	100.00

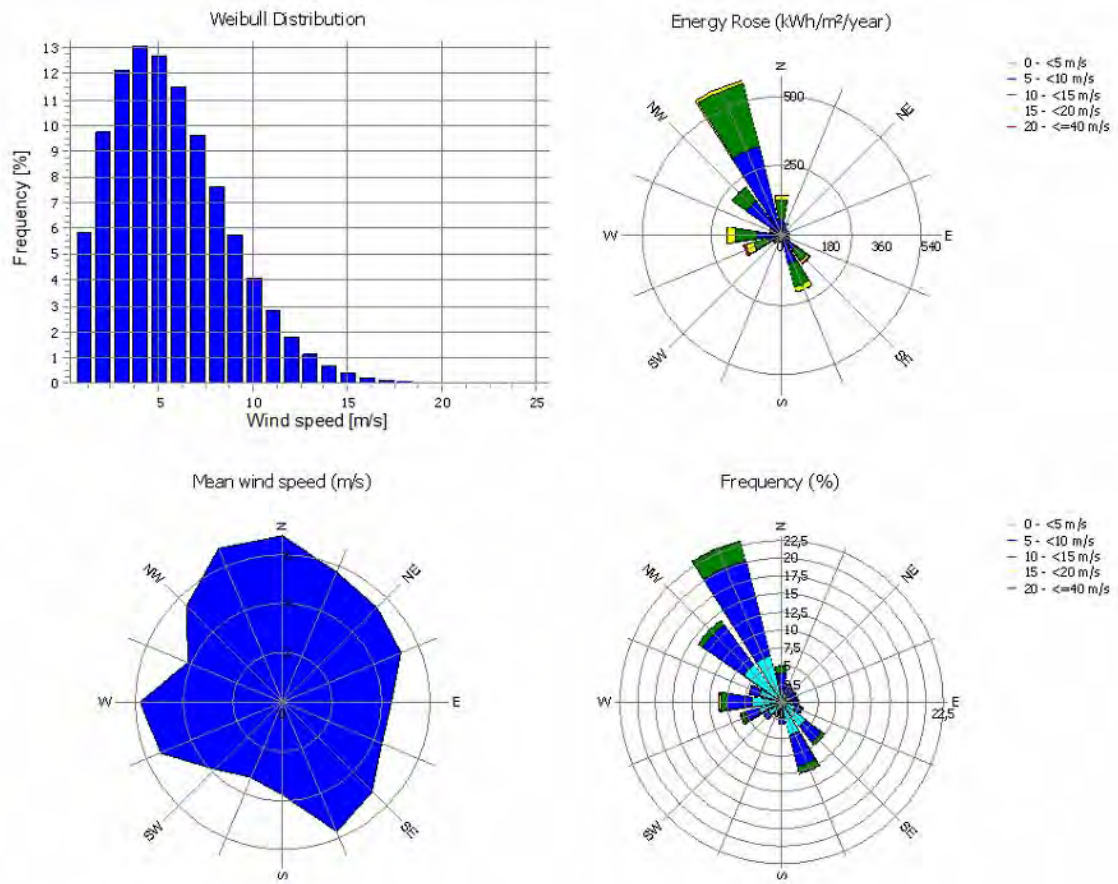


Figura 2: Statistica della torre G705 misurata a 50 m - grafici



7 Statistica media annuale a lungo termine

La campagna anemometrica della torre anemometrica G705 è durata due anni. Per stimare la statistica media annuale a lungo termine tramite serie dati a lungo termine di 20 anni, si estende la serie di dati misurati tramite serie temporali a lungo termine reperibili da vari fornitori specializzati (es. ERA5+, Merra2 ecc...). Per fare ciò e per colmare i buchi di dati mancanti ove necessario, 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 G705 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 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 dai dati concorrenti degli anemometri G705 e ERA5+ ottenendo un coefficiente di correlazione del 79%, il quale dimostra che tra i due set c'è una buona correlazione. A questo punto sono stati calcolati i coefficienti di regressione e questi sono stati applicati ai dati ERA5+ per sintetizzare i dati dell'anemometro G705. Alla fine per G705 si è ottenuta una serie temporale rappresentativa del lungo termine che va dal 30.09.2000 al 30.09.2020. Si è stimata così una velocità media a lungo termine del vento a 50 m di 5,59 m/s, leggermente inferiore alla velocità media derivante dalle misurazioni dirette (correzione a lungo termine).





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 calcola così un coefficiente di wind shear misurato:

$$\alpha = 0,19$$

Il wind shear è stato applicato alla serie ricavata nel capitolo 7 e si è estrapolato il vento medio a 115 m. La quota scelta è relativa alle simulazioni fatte con uno dei possibili modelli di aerogeneratore, Siemens Gamesa SG170 6.2MW, con torre tubolare da 115 m (quota hub).

Nella tabella seguente sono riportati i risultati.

Tabella 6: Velocità media annuale a lungo termine

Quota [m]	Velocità media [m/s]
115 m	6,55 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 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 7: vento medio indisturbato a quota hub (115 m) sul parco

Aerogeneratore	Velocità media [m/s]
GIP1	7,30
GIP2	6,94
GIP3	6,66
GIP4	6,52
GIP5	6,25
GIP6	6,24
GIP7	6,10
GIP8	6,38
GIP9	6,33
GIP10	6,35
GIP11	6,36
GIP12	6,34



10 Calcolo di produzione

Come accennato in precedenza, per ottenere la produzione del parco si è optato per usare, come possibile turbina di progetto e a solo scopo di calcolo, la Siemens Gamesa SG170 con potenza nominale di 6,2 MW ad un'altezza al mozzo (altezza hub) di 115 m. Nella tabella 8 viene riportata la curva di potenza della SG170 per una densità dell'aria di 1,225 kg/m³.

Tabella 8: urva di potenza della Siemens Gamesa SG170 6,2MW, con densità dell'aria 1,225 kg/m³

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]
0	0
1	0
2	0
3	89
4	328
5	758
6	1376
7	2230
8	3351
9	4617
10	5584
11	6028
12	6161
13	6192
14	6199
15	6200
16	6200
17	6200
18	6200
19	6200
20	6200
21	5956
22	5708
23	5460
24	5212
25	4964

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 3.4.415). Nella successiva Tabella 9 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 9: produzione netta e ore equivalenti

Aerogeneratore	Produzione netta [MWh]	Potenza nominale [MW]	Ore equivalenti
GIP1	21.448	6,2	3459
GIP2	19.249	6,2	3105
GIP3	17.556	6,2	2832
GIP4	16.451	6,2	2653
GIP5	15.953	6,2	2573
GIP6	15.372	6,2	2479
GIP7	14.014	6,2	2260
GIP8	16.037	6,2	2587
GIP9	14.974	6,2	2415
GIP10	15.344	6,2	2475
GIP11	16.502	6,2	2662
GIP12	16.415	6,2	2648

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 10: stima della produzione energetica annuale del parco eolico

N° turbine	12
Potenza nominale	74,40 MW
Produzione lorda	230,6 GWh
Perdite	13,6%
Produzione netta	199,3 GWh
Ore equivalenti	2679 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 11: sorgenti di perdita

Wake effect	-6,1%
Availability WTGs	-2,0%
Availability Grid, Substation and BoP	-0,6%
Electrical losses	-2,0%
Power Curve Adjustment	-1,0%
High Temperature Shut Down	-0,2%
Environmental (Icing)	-0,2%
High Wind Hysteresis	-0,2%
Grid curtailment	-1,3%
Total	-13,6%



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.

Elettrical 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 di installazione. 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 stesso.

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



11 Incertezze

Nella Tabella 12 vengono elencate le fonti di incertezza. Ogni incertezza viene considerata come un errore indipendente e viene modellata come un processo Gaussiano.

Tabella 12: incertezza sulla stima di produzione

Incertezza	Tipo incertezza	Errore standard %	Errore standard Produzione %
Dati di vento misurati	velocità del vento	3,5	6,90
Estrapolazione verticale	velocità del vento	5,5	10,84
Estrapolazione orizzontale	velocità del vento	1,0	1,97
Correlazione a lungo termine	velocità del vento	2,5	4,93
Curva di potenza	produzione	4,0	4
Variabilità futura del vento basata su 10 anni	velocità del vento	2,0	3,94
Incertezza totale	produzione		15,09

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 13: produzione energetica con i livelli di eccedenza a 10 anni

Livello di eccedenza	Produzione netta [GWh]	Ore equivalenti [h]
P50	199,3	2679
P75	178,9	2404
P90	160,5	2157



12 Conclusioni

Nel presente documento è stata descritta la campagna anemologica effettuata in sito utilizzando un anemometro da 50 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 115 m ha una velocità media di 6,55 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 199,3 GWh corrispondente a 2679 ore equivalenti.

