



Regione Lazio
 Provincia di Viterbo
 Comuni di Monte Romano e Tuscania



Impianto Eolico denominato "Poggio della Guardiola"
 ubicato nel comune di Monte Romano (VT)
 costituito da 8 (otto) aerogeneratori di potenza nominale 5,625 MW
 per un totale di 45 MW con relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili
 nei comuni di Monte Romano (VT) e Tuscania (VT)

Titolo:

RELAZIONE ANEMOLOGICA

Numero documento:

Commissa	Fase	Tipo doc.	Prog. doc.	Rev.
2 2 4 3 1 4	D	R	0 2 7 5	0 0

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

PROGETTO DEFINITIVO

Progettazione:



PROGETTO ENERGIA S.R.L.

Via Serra 6 83031 Ariano Irpino (AV)
 Tel. +39 0825 891313
www.progettoenergia.biz - info@progettoenergia.biz

SERVIZI DI INGEGNERIA INTEGRATI
 INTEGRATED ENGINEERING SERVICES



Progettista:

Ing. Massimo Lo Russo



Sul presente documento sussiste il DIRITTO di PROPRIETA'. Qualsiasi utilizzo non preventivamente autorizzato sarà perseguito ai sensi della normativa vigente

	N.	Data	Descrizione revisione	Redatto	Controllato	Approvato
REVISIONI	00	17.11.2022	EMISSIONE PER AUTORIZZAZIONE	C. ELIA	M. LO RUSSO	M. LO RUSSO

INDICE

1.	INTRODUZIONE	3
2.	DESCRIZIONE DEL SITO	3
3.	LAYOUT DEL PARCO.....	3
4.	DATI DEL VENTO A LUNGO TERMINE.....	4
5.	STATISTICA DEL VENTO MISURATA	4
6.	ESTRAPOLAZIONE VERTICALE	6
7.	ESTRAPOLAZIONE ORIZZONTALE	7
8.	CALCOLO DI PRODUZIONE.....	8
9.	INCERTEZZE	11
10.	CONCLUSIONI.....	11

1. INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di valutare la risorsa eolica in riferimento al progetto di parco eolico sito nel comune di Monte Romano (VT). 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 Monte Romano; la sottostazione elettrica ricade nel territorio comunale di Tuscania. L'intera zona è caratterizzata principalmente da terreni adibiti all'agricoltura, in particolare uliveti e coltivazioni di frumento. L'orografia del terreno è moderatamente semplice con rilievi collinari distribuiti in tutta la zona.

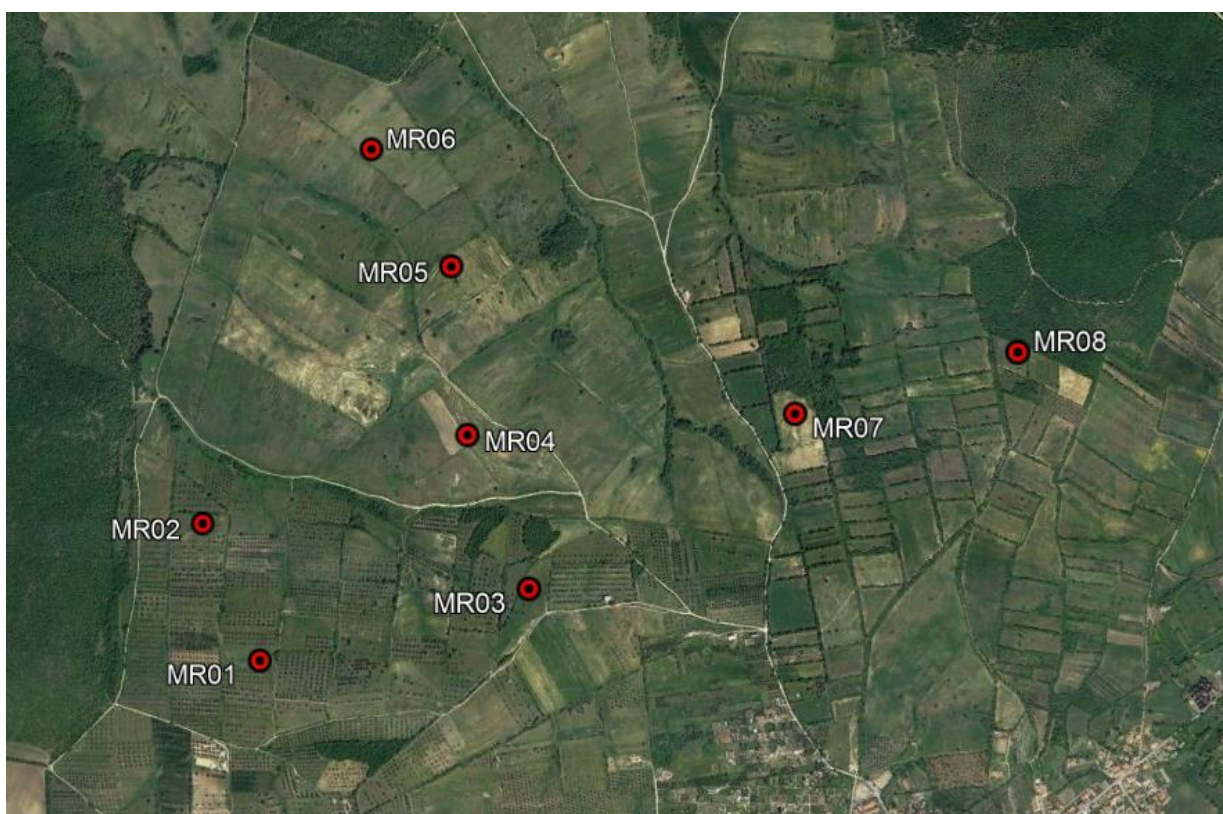


Fig. 1 - Layout del parco eolico su ortofoto

3. LAYOUT DEL PARCO

Il parco eolico, della potenza nominale massima pari a 45 MW, è costituito da 8 aerogeneratori di ultima generazione con caratteristiche dimensionali e prestazionali riassunte qui sotto:

- Diametro massimo rotore: 172m
- Altezza massima tip pala: 200m
- Potenza nominale massima: 5,625 MW

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

AEROGENERATORE	COORDINATE AEROGENERATORE UTM (WGS84) FUSO 32		
	Long. E [m]	Lat. N [m]	Z (m)
WTG MR1	736.263	4.684.125	235,00
WTG MR2	735.982	4.684.605	195,50
WTG MR3	737.242	4.684.486	290,50
WTG MR4	736.968	4.685.021	263,00
WTG MR5	736.852	4.685.635	244,50
WTG MR6	736.503	4.686.060	200,50
WTG MR7	738.156	4.685.198	274,50
WTG MR8	738.912	4.685.478	324,00

Tab. 1 – Coordinate aerogeneratori in UTM WGS84 Zona 32.

4. DATI DEL VENTO A LUNGO TERMINE

L'analisi di vento è stata eseguita scalando i dati a lungo termine ERA5 Europe+ sui dati di produzione reale di un impianto eolico esistente al fine di ricavare la risorsa eolica presente nella zona. Quindi, sia i dati a mesoscala di ERA5 sia i dati di producibilità sono localizzati nelle vicinanze del parco eolico proposto e dunque possono essere considerati rappresentativi per l'intero parco eolico. Di seguito si riporta una tabella con le caratteristiche dei dati a lungo termine utilizzati per l'analisi sopra descritta:

Reanalysis dataset	ERA5
Coordinate (UTM WGS84 zona:32)	X736383 Y4685640
Periodo misurazione	01.10.2002 - 01.10.2022
Quote di riferimento	10, 25, 50, 75, 100m
Quote sensori di direzione	10, 25, 50, 75, 100m
Logger	-
Availability	100%

Tab. 2 - Descrizione dei dati a lungo termine

5. STATISTICA DEL VENTO MISURATA

I dati a lungo termine utilizzati sono ottenuti da una rianalisi dell'ECMWF (Centro Europeo per le Previsioni Meteorologiche a Medio Termine) sulla base di serie storiche di dati a partire dal 1959. Questi dati sono stati ragionevolmente scalati in modo da rappresentare il più fedelmente possibile la producibilità del parco eolico già esistente. Questo metodo permette di ottenere una serie temporale rappresentativa che va dal 01.10.2002 al 01.10.2022. Si è stimata così una velocità media a lungo termine del vento a 100m di 5,6 m/s. Di seguito la tabella che riporta la statistica del vento ottenuta a 100m espressa tramite una distribuzione di Weibull, il grafico della statistica e della rosa dei venti. Il vento prevalente, come si può vedere dalla Fig.2 arriva da NE.

Direction	Weibull k	Weibull A	Mean	Frequency
Sector		m/s	m/s	(%)
348,75° - 11,25°	1,109	3,174	3,160	2,87
11,25° - 33,75°	1,558	7,295	6,445	8,45
33,75° - 56,25°	2,679	9,489	8,062	20,95
56,25° - 78,75°	1,569	4,044	3,642	4,47
78,75° - 101,25°	1,289	3,133	2,961	3,04
101,25° - 123,75°	1,354	4,948	4,603	4,35
123,75° - 146,25°	2,143	8,053	6,942	9,52
146,25° - 168,75°	2,016	7,109	6,151	8,63
168,75° - 191,25°	1,851	6,051	5,206	6,25
191,25° - 213,75°	1,874	6,161	5,238	6,38
213,75° - 236,25°	1,682	5,508	4,870	7,54
236,25° - 258,75°	1,940	4,669	3,958	7,09
258,75° - 281,25°	1,628	4,337	3,726	4,10
281,25° - 303,75°	1,145	3,271	3,138	2,44
303,75° - 326,25°	1,130	2,765	2,680	1,99
326,25° - 348,75°	1,085	2,146	2,129	1,93
All data	1,558	6,276	5,600	100,00

Tab. 3 - Statistica del vento a 100m

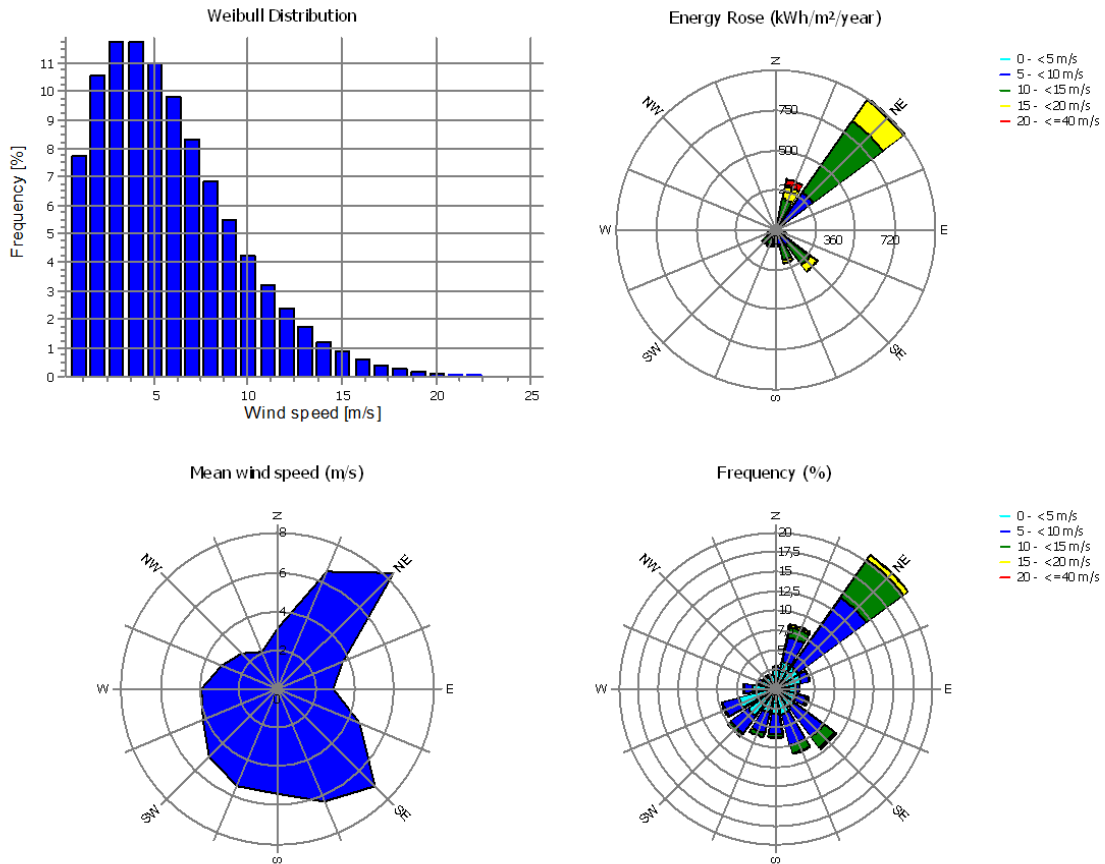


Fig. 2 – Statistica del vento a 100m, grafici.

6. ESTRAPOLAZIONE VERTICALE

Per il calcolo di producibilità si è scelto come aerogeneratore di riferimento il modello di Vestas V172 da 5,625MW con altezza mozzo a 114m. 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 utilizzato per l'estrapolazione a quota hub è ricavato dai dati a mesoscala descritti al capitolo 4 ed è pari a:

$$\alpha = 0,17$$

Il wind shear è stato applicato alla serie ricavata nel capitolo 5 e si è estrapolato il vento medio a 114m. Nella tabella seguente sono riportati i risultati.

Quota [m]	Velocità media [m/s]
114m	5,9 m/s

Tab. 4 - Velocità media annuale a lungo termine a quota hub.

Per l'estrapolazione verticale è stato considerato come aerogeneratore di riferimento il modello E160 con una potenza nominale di 5,56MW e un'altezza all'hub pari a 125m.

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 è calcolato così un coefficiente di wind shear misurato:

$$\alpha = 0,16$$

Il wind shear è stato applicato alla serie ricavata nel capitolo 7 e si è estrapolato il vento medio a 125m. Nella tabella seguente sono riportati i risultati.

Quota [m]	Velocità media [m/s]
125m	5,88 m/s

Tab. 6 - Velocità media annuale a lungo termine

7. 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.

Aerogeneratore	Velocità media [m/s]
MR01	6,24
MR02	5,80
MR03	6,42
MR04	6,39
MR05	6,29
MR06	6,07
MR07	6,15
MR08	6,42

Tab. 5 - Vento medio indisturbato a quota hub (114m) sul parco

8. CALCOLO DI PRODUZIONE

Nella tabella 6 viene riportata la curva di potenza tipica per l'aerogeneratore di progetto e per una densità dell'aria di 1,225 kg/m³.

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]
0	0
1	0
2	0
3	34
4	292
5	676
6	1229
7	2000
8	3017
9	4284
10	5483
11	5625
12	5625
13	5625
14	5625
15	5625
16	5625
17	5625
18	5625
19	5348
20	4825
21	4251
22	3664
23	3064
24	2451

Tab. 6 - Curva di potenza tipo per l'aerogeneratore di progetto, con densità dell'aria 1,225 kg/m³

A partire dalla statistica del vento si calcola la produzione energetica di ogni singolo aerogeneratore, tramite il programma di calcolo Windpro (versione 3.4.415).

Nella 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.

Aerogeneratore	Produzione netta [MWh]	Ore equivalenti
MR01	14.864	2642
MR02	12.697	2257

Aerogeneratore	Produzione netta [MWh]	Ore equivalenti
MR03	15.647	2782
MR04	15.281	2717
MR05	15.024	2671
MR06	13.977	2485
MR07	14.863	2642
MR08	15.824	2813

Tab. 7 - Produzione netta e ore equivalenti

Nella tabella seguente viene riportata la stima della produzione energetica annuale del parco. La produzione seguente rappresenta la stima centrale annuale (P50):

N° turbine	8
Potenza nominale	45,0 MW
Produzione lorda	135,1 GWh/a
Perdite	12,5%
Produzione netta	118,2 GWh/a
Ore equivalenti	2627 h

Tab. 8 - Stima della produzione energetica annuale del parco eolico.

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.

Wake effect	-4,9%
Availability WTGs	-2,0%
Avalability 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	-12,5%

Tab. 9 - Sorgenti di perdita.

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.

9. INCERTEZZE

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

Incertezza	Tipo incertezza	Errore Standard %	Errore Standard Produzione %
Dati di vento misurati	velocità del vento	1,0	1,0
Estrapolazione verticale	velocità del vento	3,0	4,20
Estrapolazione orizzontale	velocità del vento	6,0	9,51
Correlazione a lungo termine	velocità del vento	4,0	4,00
Curva di potenza	produzione	6,0	9,51
Variabilità futura del vento basata su 10 anni	velocità del vento	2,0	3,17
Variazioni climatiche future	velocità del vento		12,08
Incertezza totale	produzione	1,0	1,0

Tab. 10 - Incertezza sulla stima di produzione

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.

Livello di eccedenza	Produzione netta [GWh/a]	Ore equivalenti [h]
P50	118,2	2627
P75	108,4	2409
P90	99,6	2213

Tab. 11 - Produzione energetica con i livelli di eccedenza a 10 anni

10. CONCLUSIONI

In questa relazione è stato descritto il calcolo di produzione tramite una statistica ottenuta con dati a lungo termine ERA5 scalati grazie ai dati di produzione di un impianto eolico esistente in zona. Tale statistica ha indicato una velocità media del vento a 100 m pari a 5,6 m/s, estrapolando a quota hub di 114 m si è ottenuta una velocità media di 5,9 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 118,2 GWh ovvero 2627 ore equivalenti.

