



Regioni Lazio e Umbria
Province di Viterbo e Terni

Comune di Onano (VT), Acquapendente (VT) e Castel Giorgio (TR)



Impianto Eolico denominato "Montarzo" ubicato nel Comune di Onano (VT) costituito da 11 (undici) aerogeneratori di potenza nominale 6,18 MW per un totale di 68 MW con relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili nei Comuni di Onano (VT), Acquapendente (VT) e Castel Giorgio (TR)

Titolo:

RELAZIONE ANEMOLOGICA

Numero documento:

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

REVISIONI	N.	Data	Descrizione revisione	Redatto	Controllato	Approvato
	00	16.05.2022	EMISSIONE PER AUTORIZZAZIONE	E. FICETOLA	D. LO RUSSO	M. LO RUSSO

INDICE

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

1. SCOPO

Scopo del presente documento è valutazione della risorsa eolica finalizzato all'ottenimento dei permessi necessari alla costruzione ed esercizio dell'impianto di produzione di energia rinnovabile da fonte eolica costituito da n° 11 aerogeneratori per una potenza massima complessiva di 68,00 MW, nel comune di Onano (VT), e relative opere di connessione ed infrastrutture indispensabili nei comuni di Onano (VT), Acquapendente (VT) e Castel Giorgio (TR), collegato alla Rete Elettrica Nazionale mediante connessione con uno stallo a 132 kV in antenna su una futura Stazione Elettrica di trasformazione 380/132 kV da inserire in entraesce sull'elettrodotto a 380 kV della RTN "Roma Nord – Pian della Speranza", ubicata nel comune di Castel Giorgio (TR).

2. DESCRIZIONE DEL SITO

Il parco eolico proposto si sviluppa all'interno del territorio comunale di Onano; la sottostazione elettrica ricade nel territorio comunale di Castel Giorgio (TR). L'intera zona è caratterizzata principalmente da terreni adibiti all'agricoltura, in particolare coltivazioni di frumento. L'orografia del terreno è moderatamente semplice con rilievi collinari distribuiti in tutta la zona.

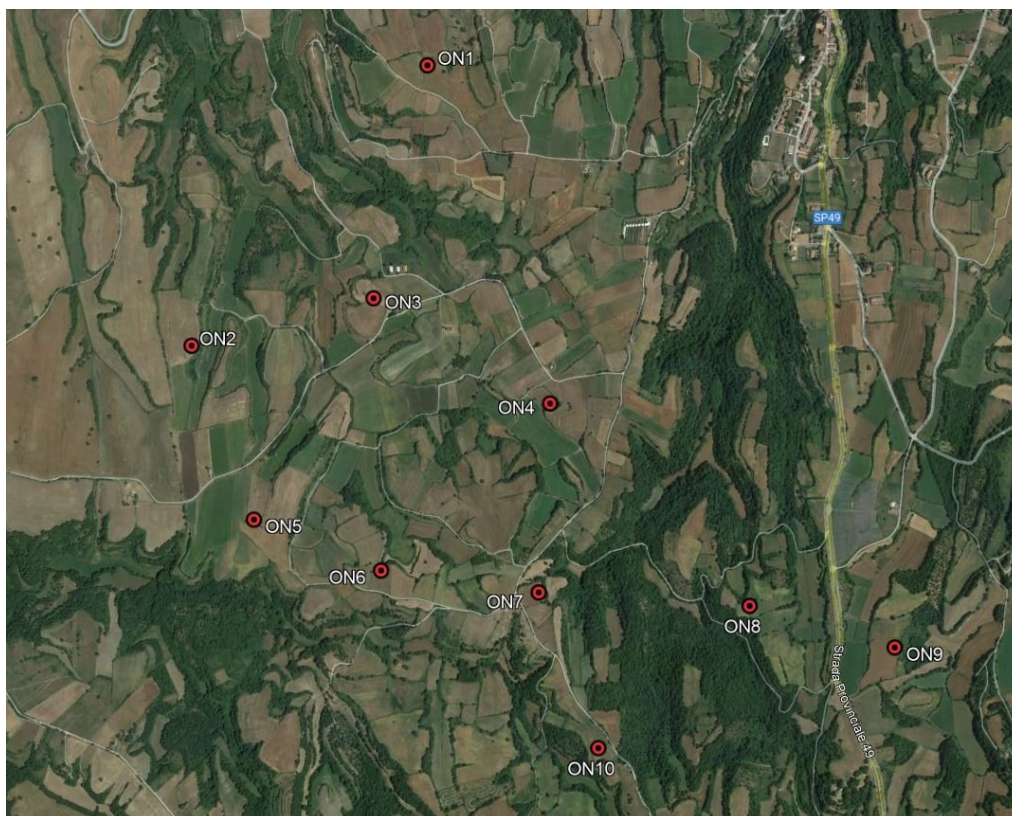


Fig. 1 - Layout del parco eolico su ortofoto

3. LAYOUT DEL PARCO

Il parco eolico, della potenza nominale massima pari a 68 MW, è costituito da 11 aerogeneratori di ultima generazione con caratteristiche dimensionali e prestazionali riassunte qui sotto:

- Diametro massimo rotore: 170 m
- Altezza massima tip pala: 200 m
- Potenza nominale massima: 6,18 MW

Le turbine sono state disposte in modo da massimizzare la produzione elettrica del parco e ridurre gli effetti aerodinamici. Di seguito le coordinate degli aerogeneratori in progetto.

Aerogeneratore	X	Y	Z
ON01	729.194	4.730.045	501,7
ON02	728.314	4.728.934	500,2
ON03	729.012	4.729.141	485,1
ON04	729.711	4.728.757	498,3
ON05	728.580	4.728.271	514,0
ON06	729.081	4.728.092	507,0
ON07	729.694	4.728.029	507,8
ON08	730.509	4.728.004	517,8
ON09	731.073	4.727.864	531,9
ON10	729.944	4.727.440	510,5
ON11	730.490	4.726.446	540,6

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 impianti eolici esistenti nella area di interesse al fine di ricavare la risorsa eolica presente nella zona e dunque tali dati possono essere considerati rappresentativi per l'intero parco eolico. Nel contempo si è provveduto ad avviare una campagna anemometrica, perciò, in data 13 aprile 2022, si è provveduto ad installare un sodar della AQ System (modello AQ510) e successivamente si provvederà ad installare una torre anemometrica secondo le norme IEC 61400-12-1.

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)	X 731427; Y 4727321
Periodo misurazione	01.01.2002 - 01.01.2022
Quote di riferimento	100m
Quote sensori di direzione	100m
Logger	-
Availability	100%

Tab. 2 - Descrizione dei dati a lungo termine.

5. STATISTICA DEL VENTO

I dati a lungo termine ERA5+ 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 1950. Questo metodo permette di ottenere una serie temporale rappresentativa che va dal 01.01.2002 al 01.01.2022.

Si è stimata così una velocità media a lungo termine del vento a 100 m di 5,78 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 NNE.

Direction	Weibull k	Weibull A	Mean	Frequency
Sector		m/s	m/s	%
345° - 15°	1,302	5,00	4,62	3,8
15° - 45°	2,328	10,13	8,98	31,4
45° - 75°	1,796	4,31	3,83	8,2
75° - 105°	1,616	3,42	3,06	5,7
105° - 135°	1,624	3,89	3,48	6,7
135° - 165°	1,996	5,45	4,83	9,8
165° - 195°	1,936	5,77	5,12	7,5
195° - 225°	1,923	5,73	5,09	8,1
225° - 255°	2,147	4,86	4,30	9,2
255° - 285°	1,498	4,18	3,77	4,2
285° - 315°	1,837	5,51	4,89	3,5
315° - 345°	1,505	4,28	3,86	1,9
All data	1,548	6,43	5,78	100,0

Tab. 3 - Statistica del vento a 100m

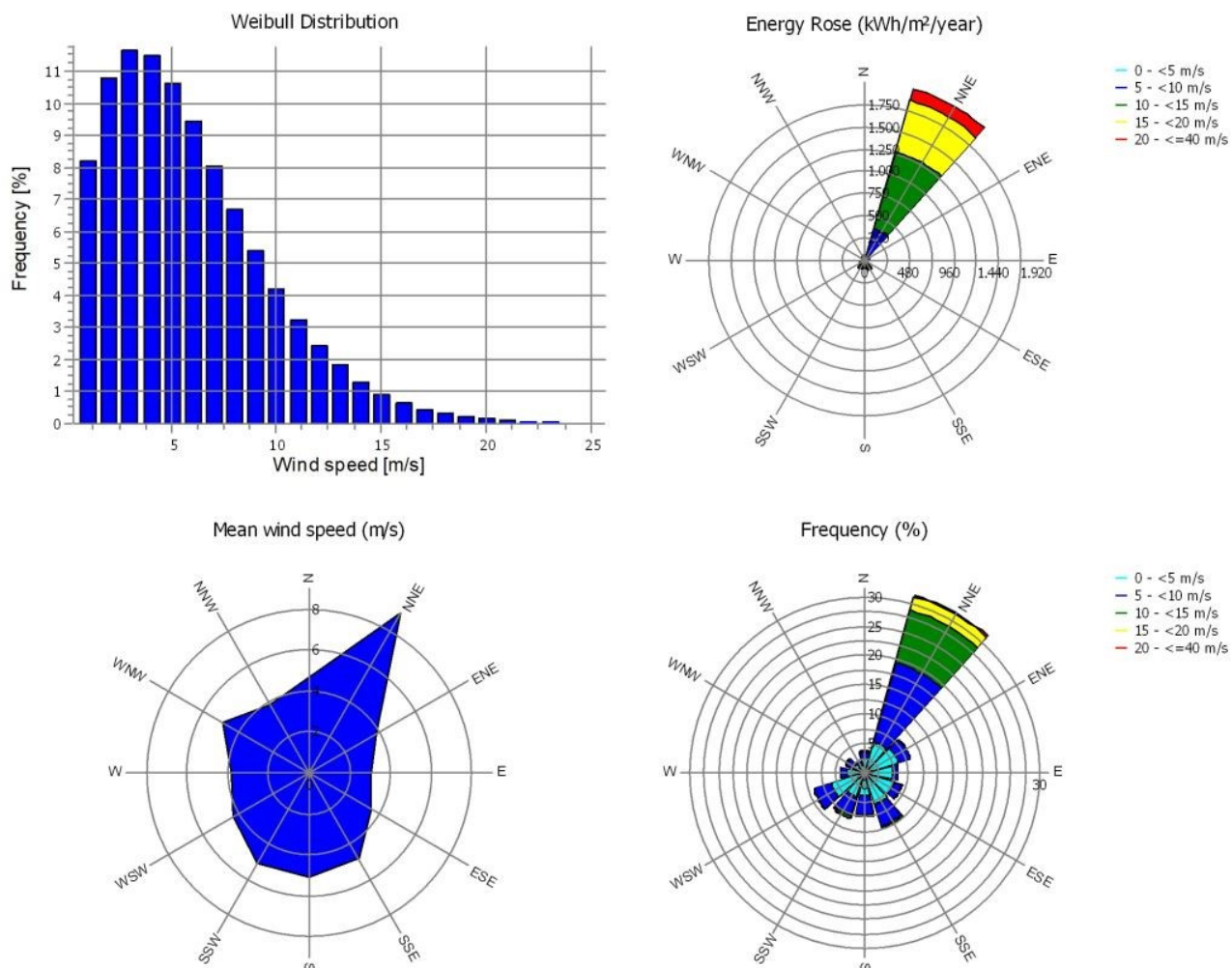


Fig. 2 – Statistica del vento a 100 m, grafici.

6. ESTRAPOLAZIONE VERTICALE

Per il calcolo di producibilità si è scelto come aerogeneratore di riferimento il modello di Siemens Gamesa SG170 da 6.18MW con altezza mozzo a 115m. Per estrapolare il vento medio a quota hub viene applicata la legge di potenza del profilo del vento:

$$V_{hub} = V_m \left(\frac{H_{hub}}{H_m} \right)^\alpha$$

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 in base ai dati di vento considerati 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 115m. Nella tabella seguente sono riportati i risultati.

Quota [m]	Velocità media [m/s]
115m	5,92 m/s

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

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]
ON01	6,11
ON02	5,99
ON03	5,79
ON04	5,87
ON05	6,14
ON06	6,06
ON07	5,91
ON08	5,97
ON09	6,05
ON10	5,87
ON11	6,00

Tab. 5 - Vento medio indisturbato a quota hub (121m) 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	89
4	328
5	758
6	1.376,00
7	2.230,00
8	3.351,00
9	4.617,00
10	5.584,00
11	6.028,00
12	6.161,00
13	6.180,00
14	6.180,00
15	6.180,00
16	6.180,00
17	6.180,00
18	6.180,00
19	6.180,00
20	6.180,00
21	5.956,00
22	5.708,00
23	5.460,00
24	5.212,00
25	4.964,00

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 3.5.576). 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 [hours/y]
ON01	14.960	2421
ON02	14.017	2268
ON03	13.106	2121
ON04	13.717	2220
ON05	14.389	2328
ON06	14.247	2305
ON07	13.912	2251
ON08	14.457	2339
ON09	14.964	2421
ON10	13.507	2186
ON11	14.657	2372

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	11
Potenza nominale	68 MW
Produzione lorda	180,8 GWh/y
Perdite	13,8%
Produzione netta	155,9 GWh/y
Ore equivalenti	2294 hours/y

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	-6,2%
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%
Enviromental (Icing)	-0,2%
High Wind Hysteresis	-0,2%
Grid curtailment	-1,4%
Total	-13,8%

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 climatiche 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 10 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	Velocità del vento	3,0	5,05
Estrapolazione verticale	velocità del vento	1,5	2,52
Estrapolazione orizzontale	velocità del vento	10,0	16,83
Curva di potenza	produzione	4,0	4,00
Variabilità annuale	velocità del vento	6,0	10,10
Variabilità futura del vento basata su 10 anni	velocità del vento	2,0	3,37
Incertezza totale	produzione		18,64

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/y]	Ore equivalenti [hours/y]
P50	155,9	2294
P75	136,2	2004
P90	118,4	1742

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

10. CONCLUSIONI

In questa relazione è stata descritto il calcolo di produzione tramite una statistica ottenuta con dati a lungo termine ERA5. Tale statistica ha indicato una velocità media del vento a 100m pari a 5,78 m/s; estrapolando ad altezza mozzo (115m) si è ottenuta una velocità media di 5,92 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 155,9 GWh/y ovvero 2294 ore equivalenti.

