



Impianto Eolico denominato “Monte Busseto” ubicato nel comune di Nocera Umbra (PG) e Valtopina (PG) costituito da 10 (dieci) Aerogeneratori di potenza nominale massima 4.32 MW per un totale di 43,20 MW con relative opere connesse ed infrastrutture indispensabili nei comuni di Nocera Umbra, Valtopina e Foligno (PG)

Titolo:

RELAZIONE ANEMOLOGICA

Numero documento:

Commissa	Fase	Tipo doc.	Prog. doc.	Rev.
2 3 4 3 0 4	D	T	0 3 0 9	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 Cardito, 202 | 83031 | Ariano Irpino (AV)
Tel. +39 0825 891313
www.progettoenergia.biz | info@progettoenergia.biz



SERVIZI DI INGEGNERIA INTEGRATI
INTEGRATED ENGINEERING SERVICES

Progettista:



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	05.06.2023	EMMISSIONE PER AUTORIZZAZIONE	C. ELIA	D. LO RUSSO

INDICE

1. INTRODUZIONE.....	3
2. DESCRIZIONE DEL SITO.....	3
3. LAYOUT DEL PARCO.....	4
4. CAMPAGNA ANEMOMETRICA.....	4
5. STATISTICA DEL VENTO.....	5
6. ESTRAPOLAZIONE VERTICALE.....	6
7. ESTRAPOLAZIONE ORIZZONTALE.....	6
8. CALCOLO DI PRODUZIONE.....	7
11. INCERTEZZE.....	10
12. CONCLUSIONI.....	10

1. INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di valutare la risorsa eolica in riferimento al progetto di parco eolico nei comuni di Nocera Umbra (PG) e Valtopina (PG), con opere di connessione e infrastrutture nei comuni di Nocera Umbra (PG), Valtopina (PG) e Foligno (PG). In particolare, verrà riportata la descrizione dei dati anemologici utilizzati 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 su un'area caratterizzata principalmente da terreni incolti. L'orografia è di tipo montagnoso con elevazione massima di circa 1100m.

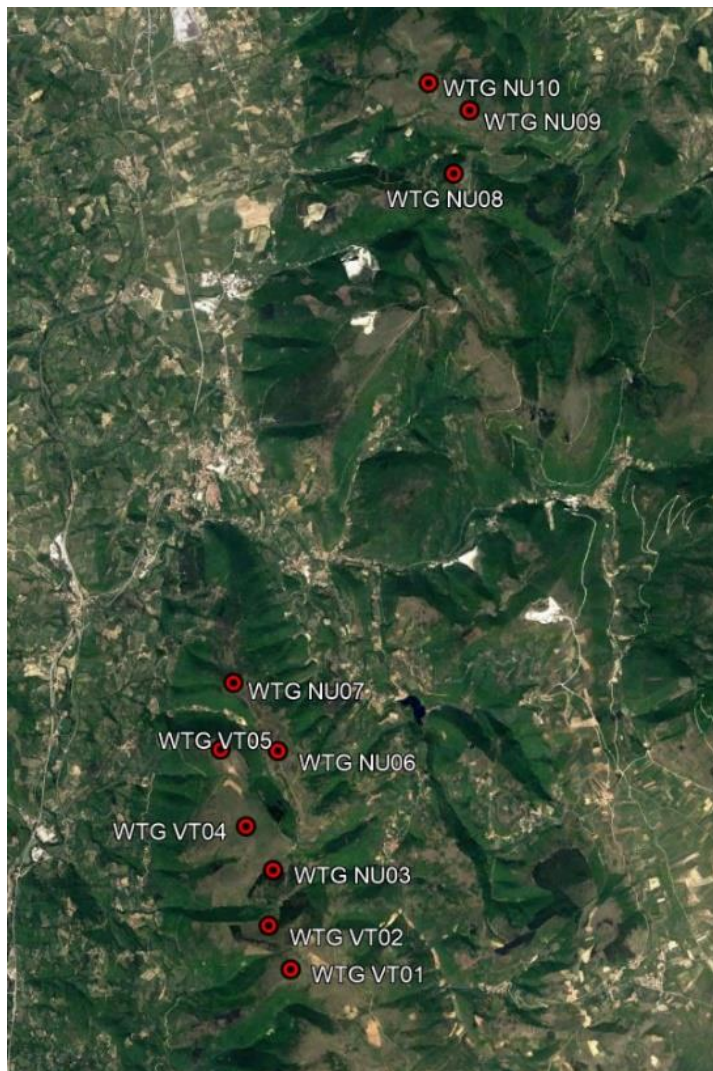


Fig. 1 - Layout del parco eolico su ortofoto

3. LAYOUT DEL PARCO

Il parco eolico è costituito da 10 aerogeneratori di ultima generazione con caratteristiche dimensionali e prestazionali riassunte qui sotto:

- Diametro massimo rotore: 155m
- Altezza massima tip pala: 180m
- Potenza nominale massima: 4,32MW

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

Aerogeneratore	X	Y	Z
VT01	321065	4769197	1034,4
VT02	320785	4769791	1081,5
VT04	320514	4771128	1043,9
VT05	320200	4772166	941,5
NU03	320863	4770532	1080,3
NU06	320970	4772126	870,6
NU07	320424	4773063	871,2
NU08	323533	4779799	891,6
NU09	323769	4780641	1040,3
NU10	323229	4781022	1047,9

Tab. 1 - Coordinate aerogeneratori in UTM WGS84 zona 33

4. CAMPAGNA ANEMOMETRICA

I dati anemometrici utilizzati non provengono da una misura in sito ma sono stati forniti dalla società UL Solutions, leader globale nella fornitura di dati meteo e anemomologici. Nel caso specifico ci si è avvalsi del servizio "Typical Year VMM", ovvero una serie dati tipica di durata annuale, rappresentativa dei dati di vento a lungo termine (con risoluzione spaziale di 200m) a quote di 30, 60, 80, 100 e 120m.

Dataset	Typical Year VMM (UL Solutions)
Coordinate (UTM WGS84)	320767 E 4770874 N (punto P)
Quote velocità	30, 60, 80, 100 e 120m
Quote direzione	30, 60, 80, 100 e 120m
Availability	100%

Tab. 2 – Dati principali Typical Year di UL Solutions

La velocità media in funzione della quota è la seguente:

Quota [m]	Velocità media [m/s]
30	7,77

60	8,18
80	8,33
100	8,44
120	8,51

Tab. 3 - Descrizione dei dati a lungo termine

5. STATISTICA DEL VENTO

Nella tabella 4 viene riportata la statistica del vento a 100m di quota nel punto P, suddivisa in 16 settori cardinali e 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 100m è di 8,44 m/s. La rosa dei venti indica come vento prevalente quello che arriva dalla direzione Sud Ovest (SO).

Direction Sector	Weibull k	Weibull A [m/s]	Mean [m/s]	Frequency [%]
348.75° - 11.25°	1.703	5.872	5.239	1.23
11.25° - 33.75°	1.995	8.204	7.271	3.06
33.75° - 56.25°	2.659	10.440	9.279	11.50
56.25° - 78.75°	2.806	11.368	10.123	18.07
78.75° - 101.25°	2.797	10.231	9.110	7.34
101.25° - 123.75°	2.130	8.537	7.560	2.22
123.75° - 146.25°	2.002	7.017	6.219	1.22
146.25° - 168.75°	1.796	6.581	5.853	1.18
168.75° - 191.25°	1.955	8.092	7.175	2.36
191.25° - 213.75°	2.535	10.284	9.128	11.51
213.75° - 236.25°	2.286	10.602	9.392	19.23
236.25° - 258.75°	2.185	8.082	7.158	10.31
258.75° - 281.25°	2.037	6.115	5.418	6.41
281.25° - 303.75°	1.672	4.425	3.953	2.25
303.75° - 326.25°	1.650	4.087	3.655	1.08
326.25° - 348.75°	1.601	3.861	3.461	1.02
All data	2.171	9.530	8.440	100.00

Tab. 4 - Statistica a 100m nel punto P

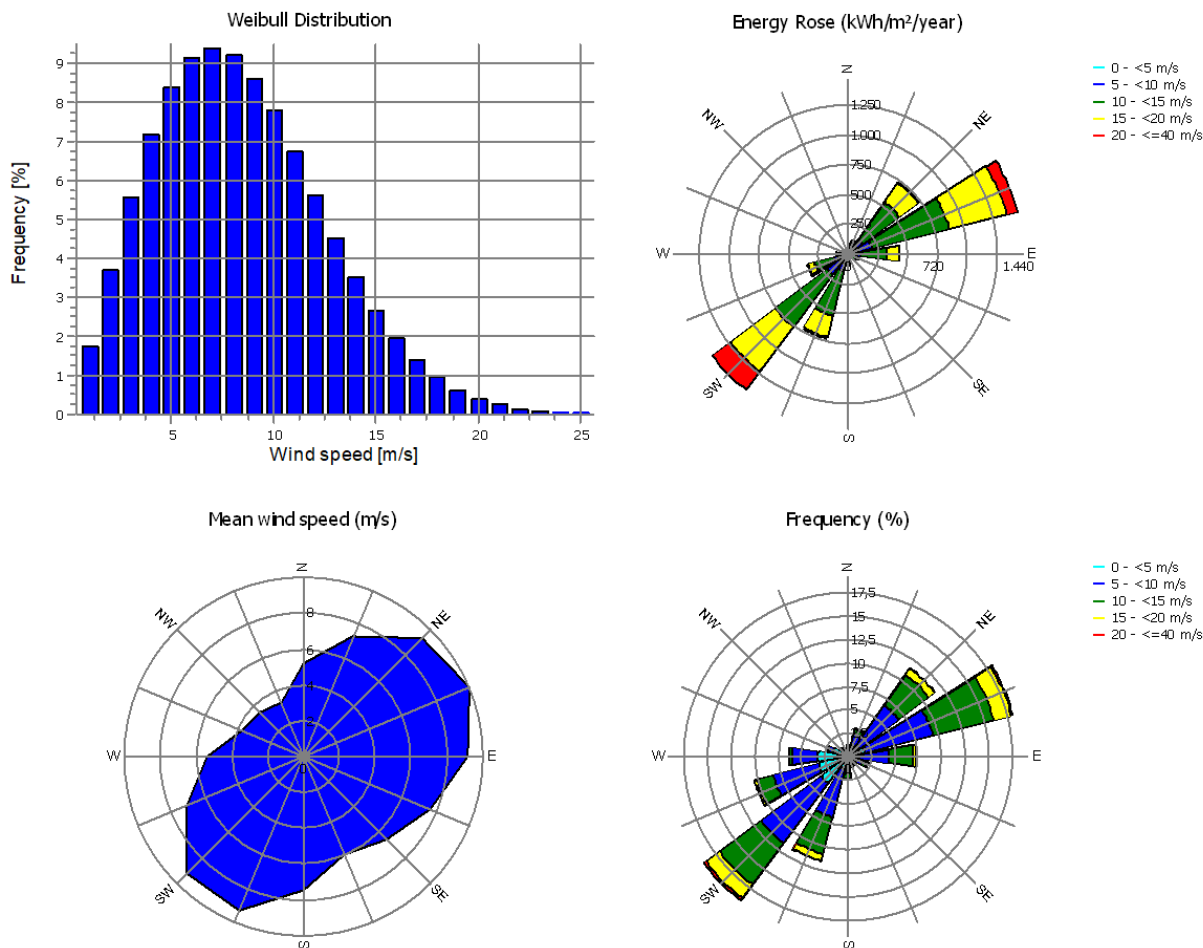


Fig. 2 - Statistica a 100m nel punto P, grafici

6. ESTRAPOLAZIONE VERTICALE

Vista l'esigua differenza di quota tra la statistica utilizzata (100m) e l'altezza al mozzo (hub) del modello di aerogeneratore preso a riferimento (Vestas V150, 105m), si è optato per l'estrapolazione verticale automatica effettuata dal software di calcolo della producibilità EMD WindPRO. Nella tabella seguente la velocità media estrapolata da WindPRO:

Quota hub[m]	Velocità media [m/s]
105m	8,45 m/s

Tab. 5 - 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]
VT01	7,75
VT02	8,19
VT04	8,12
VT05	8,19
NU03	8,14
NU06	6,94
NU07	7,90
NU08	6,76
NU09	8,54
NU10	8,49

Tab. 6 - Vento medio indisturbato a quota hub (105m) sul parco

8. 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 Vestas V150 con potenza nominale di 4,32MW con altezza al mozzo (altezza hub) di 105m. Nella tabella 7 viene riportata la curva di potenza della V150 per una densità dell'aria di 1,225 kg/m³.

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]
0	0
1	0
2	0
3	40
4	250
5	563
6	1032
7	1693
8	2565
9	3657
10	4320

11	4320
12	4320
13	4320
14	4320
15	4320
16	4320
17	4320
18	4320
19	4320
20	4320
21	3966
22	3495
23	3012
24	2580
25	2044

Tab. 7 - Curva di potenza dell'aerogeneratore Vestas V150 4.32MW, con densità dell'aria 1,225 kg/m³

A partire dalla statistica del vento riportata nel capitolo 5 si calcola la produzione energetica di ogni singolo aerogeneratore, tramite il programma di calcolo WindPRO (versione 3.6.366).

Nella tabella 8 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]	Potenza nominale [MW]	Ore equivalenti [h]
VT01	17.191	4,32	3.979
VT02	18.237	4,32	4.222
VT04	18.058	4,32	4.180
VT05	18.208	4,32	4.215
NU03	18.013	4,32	4.170
NU06	14.315	4,32	3.314
NU07	17.520	4,32	4.056
NU08	13.908	4,32	3.219
NU09	18.911	4,32	4.378
NU10	19.017	4,32	4.402

Tab. 8 - 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 che si otterrebbe dopo 10 anni operativi.

N° turbine	10
Potenza nominale	43,20 MW

Produzione lorda	190,8 GWh/anno
Perdite	9,1%
Produzione netta	173,4 GWh/anno
Ore equivalenti	4013 h

Tab. 9 - 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	-1,2%
Availability WTGs	-2,0%
Availability Grid, Substation and BoP	-0,8%
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	-1,5%
Total	-9,1%

Tab. 10 - 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.

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

Incetezza	Tipo incetezza	Errore Standard %	Errore Standard Produzione %
Dati di vento	velocità del vento	7,5	10,04
Estrapolazione verticale	velocità del vento	0,5	0,67
Estrapolazione orizzontale	velocità del vento	10,0	13,39
Curva di potenza	produzione	4,0	4,00
Variabilità inter annuale	velocità del vento	2,0	2,68
Variabilità futura del vento basata su 10 anni	velocità del vento	2,0	2,68
Incetezza totale	produzione		17,44

Tab. 11 - Incetezza sulla stima di produzione

Queste incetzezze 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]	Ore equivalenti [h]
P50	173,4	4013
P75	153,0	3542
P90	134,6	3116

Tab. 12 - Produzione energetica con i livelli di eccedenza a 10 anni

12. CONCLUSIONI

In questa relazione è stata descritta la procedura utilizzata per stimare la producibilità del parco eolico proposto. Attraverso l'utilizzo dei dati del servizio "Typical Year VMM" di UL Solutions e del software WindPRO è stata estrapolata la statistica del vento nella posizione di ogni aerogeneratore ad altezza mozzo e a partire da questa è stata calcolata la produzione totale del parco eolico. La produzione annuale P50 al netto delle perdite è di 173,4 GWh corrispondente a 4013 ore equivalenti. È prevista una campagna anemometrica in sito per confermare la producibilità del parco.

