



Regione Puglia
 Provincia di Foggia
 Provincia di Barletta-Andria-Trani



Impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica composto da n.7 aerogeneratori con potenza totale installata pari a 49 MW e relative opere connesse denominato "Ofanto" sito nei Comuni di Cerignola (FG) e Trinitapoli (BT)

Titolo:

DIV4NO6_DocumentazioneSpecialistica_04

RELAZIONE ANEMOLOGICA

Numero documento:

Commissa	Fase	Tipo doc.	Prog. doc.	Rev.
2 3 4 3 0 5	D	R	0 1 1 8	0 0

Proponente:

FRI-ELOFANTO

FRI-EL OFANTO S.r.l.

Piazza del Grano 3, I-39100 Bolzano (BZ)

fri-el.ofanto@legalmail.it

Cod. Fisc./Part. Iva 03076540214

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:

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	13.07.2023	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.	CAMPAGNA ANEMOMETRICA.....	4
5.	VALUTAZIONE DELLE MISURE.....	5
6.	STATISTICA DEL VENTO MISURATA	5
7.	STATISTICA MEDIA ANNUALE A LUNGO TERMINE.....	6
8.	ESTRAPOLAZIONE VERTICALE	7
9.	ESTRAPOLAZIONE ORIZZONTALE	7
10.	CALCOLO DI PRODUZIONE	8
11.	INCERTEZZE	10
12.	CONCLUSIONI.....	11

1. INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di valutare la risorsa eolica in riferimento al progetto di parco eolico nel Comune di Cerignola (FG). 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 e la stazione elettrica di connessione si sviluppano all'interno del territorio comunale di Cerignola (FG). L'intera zona è caratterizzata principalmente da terreni ad uso agricolo. L'orografia del terreno è semplice.



Fig. 1 - Layout del parco eolico su ortofoto

3. LAYOUT DEL PARCO

Il parco eolico è costituito da 7 aerogeneratori di ultima generazione con caratteristiche dimensionali e prestazionali riassunte qui sotto:

- Diametro massimo rotore: 170m
- Altezza massima torre: 115m
- Altezza massima tip pala: 200m
- Potenza nominale massima: 7,00 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 33		QUOTA ALTIMETRICA (m.s.l.m.)
	Long. E [m]	Lat. N [m]	
WTG 01	573.377	4.580.616	25,20
WTG 02	574.629	4.580.919	16,90
WTG 03	577.530	4.581.686	6,50
WTG 04	578.533	4.579.117	22,40
WTG 05	577.558	4.577.593	34,10
WTG 06	579.448	4.575.524	54,80
WTG 07	582.170	4.576.762	33,80

Tab. 1 - Coordinate aerogeneratori UTM WGS84 fuso 33

4. CAMPAGNA ANEMOMETRICA

La misura della risorsa eolica è stata fatta tramite una torre anemometrica di altezza 80m e la campagna dati ha avuto inizio il 29.06.2011. Di seguito questa torre è stata identificata col codice CER01 e i dati disponibili arrivano fino al giugno 2014. La torre è stata installata nelle vicinanze del parco eolico proposto e dunque, vista l'orografia semplice (pianura), le misure di vento possono essere considerate rappresentative per l'intero parco eolico. Nella tabella seguente sono sintetizzate le caratteristiche della torre e la strumentazione installata.

Codice torre	CER01
Coordinate (UTM WGS84)	X567955 Y4580762
Periodo misurazione	29.06.2011 - 16.06.2014
Quote sensori di velocità	80m, 80m, 65m, 50m, 35m
Quote sensori di direzione	78m, 48m
Logger	Secondwind Nomad2
Availability	93,6% (80m)

Tab. 2 - Descrizione torre anemometrica CER01

I sensori di velocità (calibrati con procedura Measnet) e quelli di direzione erano del tipo Thies First Class. La registrazione dei dati avviene attraverso una centralina (logger) del tipo Secondwind Nomad2 la quale ha registrato la media, il valore massimo, il valore minimo e la deviazione standard ogni 10 minuti. 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 ri-analisi statistica ERA5+, della durata di 20 anni e con una buona correlazione dei dati presi in loco.

Reanalysis dataset	ERA5
Coordinate (UTM WGS84 fuso 33)	X568036 Y4580955
Periodo misurazione	01.04.2003 - 01.04.2023
Quote di riferimento	100m
Quote sensori di direzione	100m
Logger	-
Availability	100%

Tab. 3 - Descrizione dei dati a lungo termine

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. Sono stati consultati i report di manutenzione, che rappresentano lo storico della torre anemometrica, in modo da individuare tutti i malfunzionamenti 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 della campagna di misura.

Anemometro	Availability
70m	93,6%
50m	93,6%
40m	93,6%
30m	93,6%

Tab. 4 - Availability misure torre anemometrica CER01

6. STATISTICA DEL VENTO MISURATA

Nella tabella 5 viene riportata la statistica del vento misurate a 80m. La statistica del vento è suddivisa in 12 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 80m è di 5,77 m/s. La rosa dei venti indica come venti prevalenti quelli provenienti dal settore Ovest (ponente).

Direction	Weibull k	Weibull A	Mean	Frequency
Sector		m/s	m/s	(%)
345° - 15°	1.118	3.650	3.812	1.43
15° - 45°	1.418	3.963	3.732	2.59
45° - 75°	3.141	5.978	5.185	10.41
75° - 105°	2.776	5.325	4.640	6.17
105° - 135°	1.641	4.761	4.341	3.34
135° - 165°	1.839	6.133	5.380	4.32
165° - 195°	2.240	5.788	4.999	6.27
195° - 225°	1.934	6.229	5.479	10.47
225° - 255°	2.391	6.636	5.805	19.92
255° - 285°	2.819	7.219	6.236	19.13
285° - 315°	3.077	8.995	7.686	13.12
315° - 345°	1.523	6.615	5.930	2.82
All data	2.168	6.633	5.767	100

Tab. 5 - Statistica misurata a 80m della torre CER01

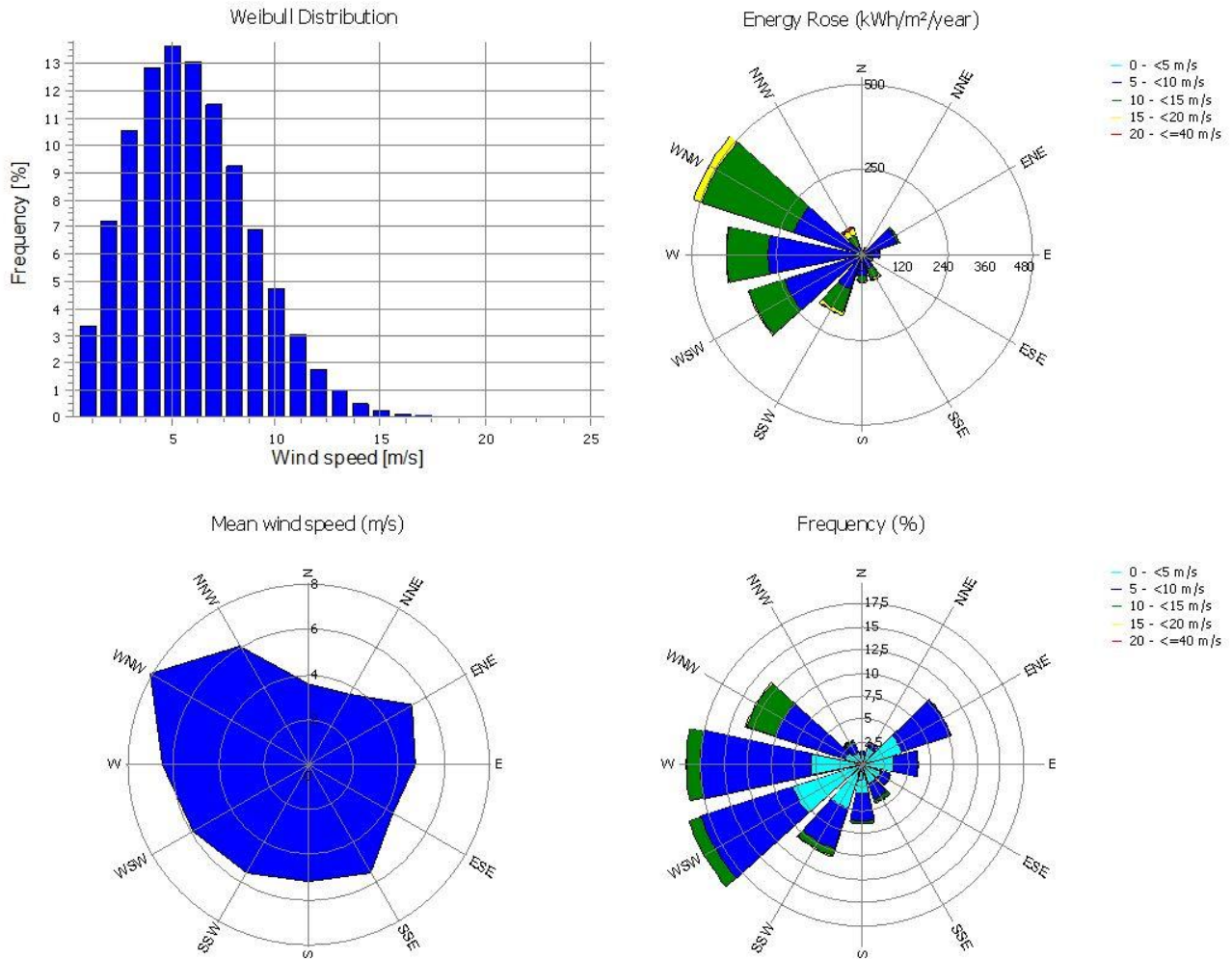


Fig. 2 - Statistica misurata a 80m della torre CER01, grafici

7. STATISTICA MEDIA ANNUALE A LUNGO TERMINE

La campagna anemometrica di CER01 è durata circa 3 anni. Per stimare la statistica media annuale a lungo termine (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 CER01 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 CER01 e ERA5+ ottenendo un coefficiente di correlazione del 73%, 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 estendere i dati dell'anemometro CER01. Alla fine per CER01 si è ottenuta una serie temporale rappresentativa del lungo termine che va dal 01.04.2003 al 01.04.2023. Si è stimata così una velocità media a lungo termine del vento a 80m di 5,73 m/s, leggermente più bassa della velocità media data dai 3 anni di misurazioni.

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 è calcolato così un coefficiente di wind shear misurato:

$$\alpha = 0,18$$

Il wind shear è stato applicato alla serie ricavata nel capitolo 7 e si è estrapolato il vento medio a 115m. Nella tabella seguente sono riportati i risultati.

Quota [m]	Velocità media [m/s]
80m	5,73 m/s
115m	5,88 m/s

Tab. 6 - Velocità media annuale a lungo termine

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.

Aerogeneratore	Velocità media [m/s]
WTG 1	6,04
WTG 2	6,01
WTG 3	6,05
WTG 4	5,83
WTG 5	5,80
WTG 6	5,67
WTG 7	5,73

Tab. 7 - Vento medio indisturbato a quota hub (115m) sul parco

10. CALCOLO DI PRODUZIONE

Nella tabella 8 viene riportata la curva di potenza tipica per l'aerogeneratore SG 170 da 6,6 MW in quanto il produttore non ha ancora reso disponibile la curva di potenza per l'aerogeneratore di progetto e per una densità dell'aria di 1,225 kg/m³

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]
3	89
4	328
5	758
6	1.376
7	2.230
8	3.346
9	4.600
10	5.660
11	6.272
12	6.510
13	6.579
14	6.596
15	6.599
16	6.600
17	6.600
18	6.600
19	6.336
20	6.072
21	5.808
22	5.544
23	5.280

Tab. 8 - Curva di potenza per l'aerogeneratore SG 170 6,6MW, con densità dell'aria 1,225 kg/m³

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 3.6.366).

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]	Potenza nominale [MW]	Ore equivalenti
WTG 1	15.292	6,6	2317
WTG 2	14.909	6,6	2259
WTG 3	15.422	6,6	2337
WTG 4	13.919	6,6	2109
WTG 5	13.883	6,6	2103
WTG 6	13.032	6,6	1975
WTG 7	13.393	6,6	2029

Tab. 9 - 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 (la produzione attesa per la macchina da 7 MW sarà senz'altro superiore).

N° turbine	7
Potenza nominale	49 MW
Produzione lorda	110,2 GWh
Perdite	9,1%
Produzione netta	99,80 GWh
Ore equivalenti	2.161 h

Tab. 10 - 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	-1,40%
Availability WTGs	-2,0%
Avalability Grid, Substation and BoP	-0,50%
Electrical losses	-2,00%
Power Curve Adjustment	-1,00%
High Temperature Shut Down	-0,20%
Enviromental (Icing)	-0,30%
High Wind Hysteresis	-0,20%
Grid curtailment	-1,50%
Total	-9,1%

Tab. 11 - 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.

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 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 12 vengono elencate le maggiori 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 misurati	velocità del vento	3,0	7,34
Estrapolazione verticale	velocità del vento	3,5	8,56
Estrapolazione orizzontale	velocità del vento	4,0	9,78
Correlazione a lungo termine	velocità del vento	2,0	4,89
Curva di potenza	produzione	4,0	4,00
Variabilità futura del vento basata su 10 anni	velocità del vento	6,0	14,68
Variazioni climatiche future	velocità del vento	2,0	4,89
Incetezza totale	produzione		17,25

Tab. 12 - 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	99,8	2161
P75	88,0	1905
P90	77,4	1675

Tab. 13 - Produzione energetica con i livelli di eccedenza a 10 anni

12. CONCLUSIONI

In questa relazione è stata descritta la campagna anemologica effettuata in sito utilizzando un anemometro da 80m. 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 80m ha una velocità media di 5,7 m/s mentre a quota hub, ovvero a 115m, ha 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 considerando la curva di potenza di un aerogeneratore SG 170 da 6,6 MW, in quanto il produttore non ha ancora reso disponibile la curva di potenza per l'aerogeneratore SG 170 da 7MW. La produzione annuale P50 al netto delle perdite è di 99,8 GWh e 3274 ore equivalenti. La produzione attesa per la macchina da 7 MW sarà senz'altro superiore.

