



Regione Basilicata  
 Provincia di Matera  
 Comuni di Grottole e Miglionico



Proposta di ammodernamento complessivo (“repowering”) del “Parco eolico Grottole” esistente da 54 MW, con dismissione degli attuali 27 aerogeneratori e sostituzione in riduzione degli stessi, con l’installazione di 12 nuovi aerogeneratori, per una potenza totale definitiva di 86,4 MW

Titolo:

RELAZIONE SPECIALISTICA - STUDIO ANEMOLOGICO

Numero documento:

Commissa						Fase	Tipo doc.	Prog. doc.				Rev.	
2	3	4	3	0	9	D	R	0	1	1	0	0	0

Proponente:

**FRI-EL GROTTOLE**

**FRI-EL GROTTOLE S.r.l.**

Piazza del Grano 3 - 39100 Bolzano (BZ)

fri-el\_grottole@legalmail.it

Cod. Fisc. /P. Iva 02471970216

PROGETTO DEFINITIVO

A.5

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	29.01.2024	EMISSIONE PER AUTORIZZAZIONE	S. SCOPPETTUOLO	D. 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.....	6
6.	STATISTICA DEL VENTO MISURATA .....	7
7.	STATISTICA MEDIA ANNUALE A LUNGO TERMINE.....	8
8.	ESTRAPOLAZIONE VERTICALE .....	9
9.	ESTRAPOLAZIONE ORIZZONTALE .....	9
10.	CALCOLO DI PRODUZIONE.....	10
11.	INCERTEZZE .....	12
12.	CONCLUSIONI.....	12

## 1. INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di valutare la risorsa eolica in riferimento alla proposta di ammodernamento complessivo ("repowering") del parco eolico di Grottole, nei Comuni di Grottole (MT) e Miglionico (MT). In particolare, come richiesto dal punto 1.2.1.5 del PIEAR della Regione Basilicata (allegato A della L.R. n.1 del 19 gennaio 2010), verrà riportata la descrizione della campagna anemometrica effettuata in sito; l'analisi di ventosità dell'area di riferimento; la producibilità e la densità volumetrica tramite il parametro E<sub>v</sub>.

## 2. DESCRIZIONE DEL SITO

Il progetto di ammodernamento proposto si sviluppa all'interno dei territori comunali di Grottole e Miglionico (MT); la sottostazione elettrica ricade nel territorio comunale di Grottole. La zona è caratterizzata principalmente da terreni ad uso agricolo. L'orografia del terreno è mediamente complessa, con rilievi collinari che, in alcune zone, superano di poco i 500 m di altezza.

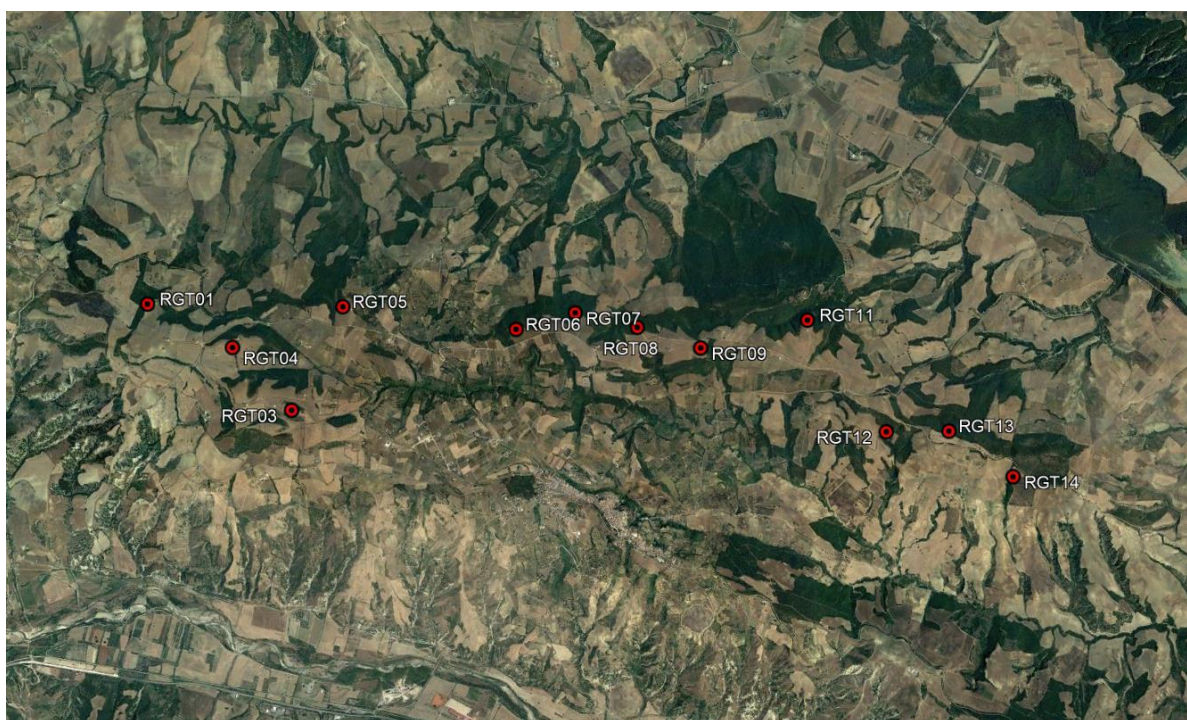


Fig. 1 - Layout della proposta di ammodernamento su ortofoto

## 3. LAYOUT DEL PARCO

Il parco eolico è costituito da 14 aerogeneratori di ultima generazione con caratteristiche dimensionali e prestazionali riassunte qui sotto:

- Diametro massimo rotore: 163m
- Altezza massima torre: 119m
- Altezza massima tip pala: 200m
- Potenza nominale massima: 7,2 MW

I modelli di aerogeneratore attualmente in commercio che soddisfano tali specifiche sono:

1. Vestas V162 - HH 119 m – 7.2 MW
2. Nordex N163 - HH 118 m – 7.0 MW

Le valutazioni di producibilità verranno effettuate con il modello di WTG Nordex N163 - HH 118 m con potenza massima 7,0 MW, tale aerogeneratore è il più sfavorevole dal punto di vista della verifica dei parametri previsti dal punto 1.2.1.3 del PIEAR.

Le turbine sono state disposte in modo da massimizzare la produzione elettrica del parco e ridurre gli effetti aerodinamici tenendo in debita considerazione:

- I vincoli ambientali e paesaggistici
- Le distanze di sicurezza da infrastrutture e fabbricati
- La pianificazione territoriale ed urbanistica in vigore

AEROGENERATORE	COORDINATE AEROGENERATORE UTM (WGS84) - FUSO 33		COORDINATE AEROGENERATORE GAUSS BOAGA Roma 40 - FUSO EST		QUOTA [m]
	Long. E [m]	Lat. N [m]	Long. E [m]	Lat. N [m]	
RGT01	612.323	4.497.675	2632331.17	4497679.68	507,20
RGT03	613.861	4.496.503	2633869,13	4496507,65	513,30
RGT04	613.233	4.497.185	2633241,16	4497189,66	510,50
RGT05	614.403	4.497.596	2634411.17	4497600.63	492,90
RGT06	616.247	4.497.307	2636255.16	4497311.58	476,40
RGT07	616.883	4.497.469	2636891.16	4497473.57	467,20
RGT08	617.542	4.497.297	2637550.15	4497301.55	463,70
RGT09	618.210	4.497.058	2638218,14	4497062,54	462,80
RGT11	619.364	4.497.329	2639372.15	4497333.51	462,30
RGT12	620.149	4.496.120	2640157.09	4496124.51	417,80
RGT13	620.803	4.496.108	2640811.09	4496112.49	456,10
RGT14	621.471	4.495.613	2641479.06	4495617.49	396,90

Tab. 1 - Coordinate aerogeneratori in UTM WGS84 e GAUSS BOAGA Roma 40 – Fuso Est

#### 4. CAMPAGNA ANEMOMETRICA

Nel settembre 2008 è stato installato un metmast di parco dell'impianto esistente "Fri-el Grottole", al fine di monitorare la risorsa eolica presente sul sito si tratta di una torre tralicciata alta 40 m. Di seguito questa torre è stata identificata col codice "Metmast P".

Rispetto a quanto richiesto dal punto 1.2.1.5 del PIEAR si segnala quanto segue:

- La torre è stata installata all'interno dell'area del nuovo parco eolico proposto e dunque le misure di vento possono essere considerate rappresentative per l'intero parco eolico;

- la torre anemometrica è ubicata al mappale 55 foglio 32 Comune di Grottole, in C.da Lamagna, i relativi lavori di installazione sono stati autorizzati con D.I.A. d.d. 13/05/2008 prot. 2143 Comune di Grottole e sono terminati in data 31/10/2008. Il Comune di Grottole ha fornito certificato di avvenuta installazione della torre con nota prot. N. 8960/2019 del 19/12/2019;
- sono disponibili: il report di prima installazione d.d. 05/09/2008, i certificati di calibrazione dei sensori validi all'epoca delle misure ed i rapporti di manutenzione della torre;
- Il periodo di rilevazione di dati validi e consecutivi è maggiore di 1 anno (con una perdita ammessa del 10 %);
- Sono disponibili i dati nella loro forma originaria ed in forma aggregata con periodicità giornaliera;
- Vengono illustrate le incertezze totali di misura delle velocità e il calendario dettagliato delle acquisizioni.

In particolare la rilevazione dei dati ha avuto inizio il 20/03/2009 ed è terminata 22/11/2016, attualmente la torre anemometrica è fuori servizio; ai fini del presente studio anemologico si è adottato come periodo di rilevazione l'intervallo 01/02/2010 al 31/07/2011 pari a 18 mesi.

Di seguito si riporta il calendario delle acquisizioni effettuate da ciascun sensore nei mesi rilevazione di interesse.

Year	Month	Speed 40m			Speed 20m			Dir 40m		
		Possible data points	Valid data points	Availability	Possible data points	Valid data points	Availability	Possible data points	Valid data points	Availability
2010	Feb	4032	2954	73%	4032	2954	73%	4032	2954	73%
2010	Mar	4464	4464	100%	4464	4464	100%	4464	4464	100%
2010	Apr	4320	4320	100%	4320	4320	100%	4320	4320	100%
2010	May	4464	4462	100%	4464	4462	100%	4464	4462	100%
2010	Jun	4320	4320	100%	4320	4320	100%	4320	4320	100%
2010	Jul	4464	4464	100%	4464	4464	100%	4464	4464	100%
2010	Aug	4464	4464	100%	4464	4464	100%	4464	4464	100%
2010	Sep	4320	4320	100%	4320	4320	100%	4320	4320	100%
2010	Oct	4464	4464	100%	4464	4464	100%	4464	4464	100%
2010	Nov	4320	3310	77%	4320	3309	77%	4320	3310	77%
2010	Dec	4464	4464	100%	4464	4464	100%	4464	4464	100%
2011	Jan	4464	4464	100%	4464	4464	100%	4464	4464	100%
2011	Feb	4032	4032	100%	4032	4032	100%	4032	4032	100%
2011	Mar	4464	4464	100%	4464	4464	100%	4464	4464	100%
2011	Apr	4320	4320	100%	4320	4320	100%	4320	4320	100%
2011	May	4464	4464	100%	4464	4464	100%	4464	4464	100%
2011	Jun	4320	4320	100%	4320	4320	100%	4320	4320	100%
2011	Jul	4464	4464	100%	4464	4464	100%	4464	4464	100%
	<b>TOT.</b>	<b>78624</b>	<b>76534</b>	<b>97%</b>	<b>78624</b>	<b>76533</b>	<b>97%</b>	<b>78624</b>	<b>76534</b>	<b>97%</b>

Tab. 2 - Calendario mensile acquisizione dati



<b>Codice torre</b>	Metmast P
<b>Coordinate (UTM WGS84)</b>	X615631 Y4497160
<b>Periodo misurazione</b>	01.10.2010 - 31.07.2011
<b>Quote sensori di velocità</b>	40m, 20m
<b>Quote sensori di direzione</b>	40m
<b>Logger</b>	Scada vestas
<b>Availability</b>	97%

Tab. 3 - Descrizione torre anemometrica Metmast P

I sensori di velocità installati sono dei Vaisala P2546. La registrazione dei dati è avvenuta tramite Scada Vestas, su cui convergono i dati di misura grezzi. 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 15 anni e con una buona correlazione dei dati presi in loco.

<b>Reanalysis dataset</b>	ERA5
<b>Coordinate (UTM WGS84)</b>	X627103 Y4484335
<b>Periodo misurazione</b>	01.11.2004 - 01.11.2019
<b>Quote di riferimento</b>	10, 100m
<b>Quote sensori di direzione</b>	10, 100m
<b>Logger</b>	-
<b>Availability</b>	100%

Tab. 4 - Descrizione dei dati a lungo termine.

## 5. VALUTAZIONE DELLE MISURE

I dati registrati dallo Scada sono stati estratti e processati manualmente in modo da identificare i dati affetti da possibili malfunzionamenti o anomalie. Diverse cause infatti 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 dello Scada e possono essere identificati solo analizzando la serie temporale dei dati di vento. 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.

<b>Anemometro</b>	<b>Availability</b>
40m A	97,0%
20m B	97,0%

Tab. 5 - Availability misure torre anemometrica Metmast P

**6. STATISTICA DEL VENTO MISURATA**

Nella tabella 6 viene riportata la statistica del vento misurate al top della torre anemometrica (40m). La statistica del vento è suddivisa in 16 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 40 m è di 5,18 m/s, mentre a 25 è di 4,57 m/s. La rosa dei venti indica come vento prevalente quello che arriva dalla direzione WNW (maestrale).

Direction	Weibull k	Weibull A	Mean	Frequency
Sector		m/s	m/s	(%)
348.75° - 11.25°	1.336	5.045	4.795	5.76
11.25° - 33.75°	1.689	3.972	3.585	3.42
33.75° - 56.25°	1.831	3.225	2.887	2.09
56.25° - 78.75°	2.003	3.044	2.691	1.49
78.75° - 101.25°	1.432	3.023	2.831	1.05
101.25° - 123.75°	1.652	3.665	3.391	1.60
123.75° - 146.25°	1.905	5.079	4.577	6.61
146.25° - 168.75°	2.315	6.105	5.389	13.58
168.75° - 191.25°	2.020	4.760	4.176	4.83
191.25° - 213.75°	1.460	4.434	4.127	2.63
213.75° - 236.25°	1.311	3.630	3.537	1.80
236.25° - 258.75°	1.713	4.797	4.269	2.34
258.75° - 281.25°	2.290	5.551	4.798	4.37
281.25° - 303.75°	2.420	5.052	4.471	7.82
303.75° - 326.25°	1.938	6.868	6.241	27.29
326.25° - 348.75°	1.818	7.012	6.195	13.33
All data	1.750	5.782	5.179	100.00

Tab. 6 - Statistica misurata a 40m della torre Metmast P

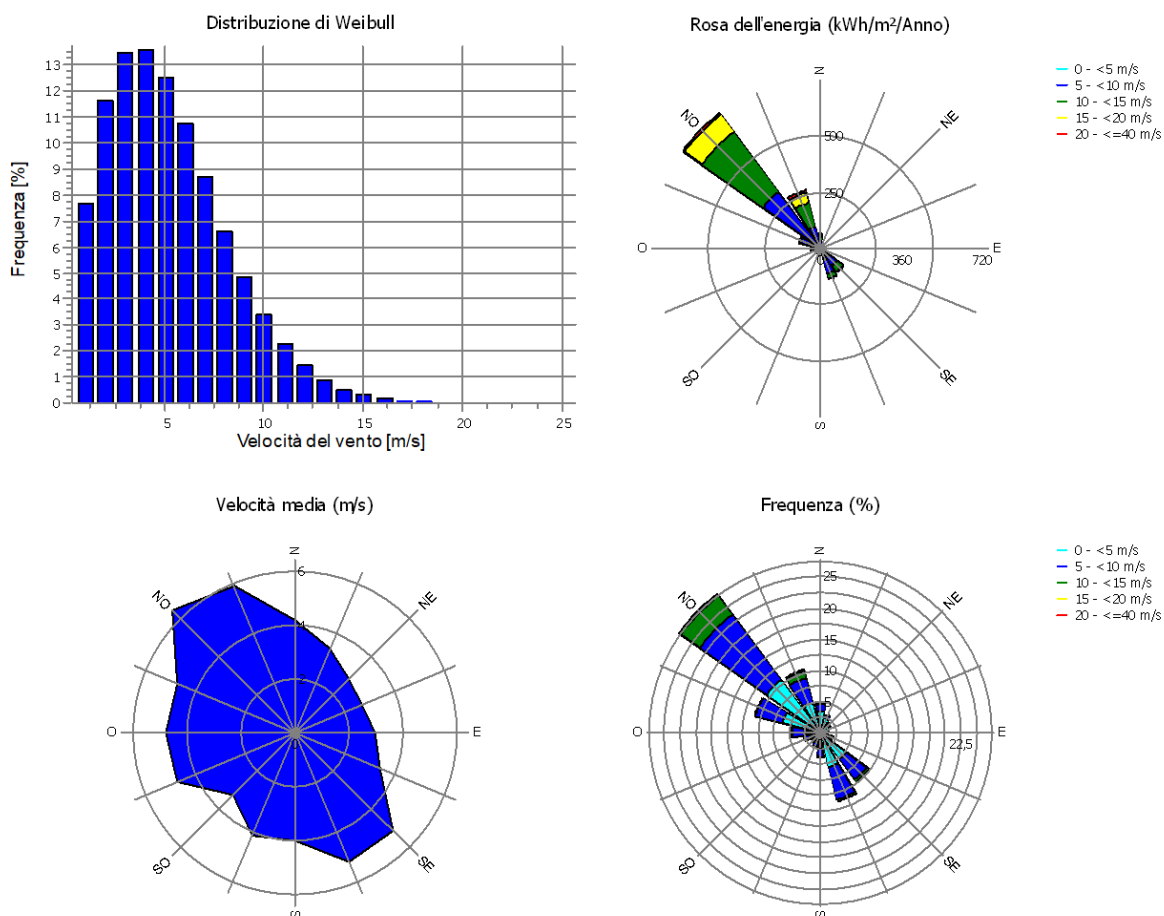


Fig. 2 - Statistica misurata a 40m della torre Metmast P, grafici

## 7. STATISTICA MEDIA ANNUALE A LUNGO TERMINE

L'acquisizione dati di Metmast P è durata 18 mesi. Per stimare la statistica media annuale a lungo termine tramite serie dati a lungo termine di 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 Metmast P mentre i dati di riferimento provengono dal punto più vicino disponibile sul database di ERA5, con estensione temporale di 15 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 Metmast P e ERA5 ottenendo un coefficiente di correlazione dell'80%, 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 sintetizzare i dati dell'anemometro Metmast P. Alla fine per Metmast P si è ottenuta una serie temporale rappresentativa del lungo termine che va dal 01/11/2004 al 01/11/2019. Si è stimata così una velocità media a lungo termine del vento a 40m di 5,25 m/s, molto simile alla velocità media data dai 18 mesi di misurazioni (leggermente superiore).

## 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  $\alpha$  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 calcolato così un coefficiente di wind shear misurato:

$$\alpha = 0,25$$

Il wind shear è stato applicato alla serie ricavata nel capitolo 7 e si è estrapolato il vento medio a 120m. Nella tabella seguente sono riportati i risultati.

Quota [m]	Velocità media [m/s]
120m	6,9 m/s

Tab. 7 - 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]
RGT01	7,49
RGT03	7,11
RGT04	7,09
RGT05	7,11
RGT06	7,23

Aerogeneratore	Velocità media [m/s]
RGT07	7,26
RGT08	7,16
RGT09	7,33
RGT11	7,17
RGT12	6,66
RGT13	7,12
RGT14	6,78

Tab. 8 - Vento medio indisturbato a quota hub (118m) sul parco

## 10. CALCOLO DI PRODUZIONE

Nella tabella 9 viene riportata la curva di potenza tipica per l'aerogeneratore di progetto e per una densità dell'aria di 1,225 kg/m<sup>3</sup>.

Velocità del vento [m/s]	Potenza [kW]
0	0
1	0
2	0
3	32
4	274
5	657
6	1.197,00
7	1.937,00
8	2.916,00
9	4.097,00
10	5.270,00
11	6.216,00
12	6.740,00
13	6.968,00
14	7.000,00
15	7.000,00
16	7.000,00
17	7.000,00
18	7.000,00
19	7.000,00
20	6.882,00
21	6.331,00
22	5.794,00
23	5.270,00
24	4.760,00
25	4.264,00
26	3.774,00

 Tab. 9 - Curva di potenza Nordex N163 7.0MW, con densità dell'aria 1,225 kg/m<sup>3</sup>

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 4.0.423).

Nella tabella 10 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 lorda [MWh]	Produzione netta [MWh]	Potenza nominale [MW]	Ore equivalenti	Parametro Ev
RGT01	23115	21266	7.0	3038	0,242
RGT03	20749	19089	7.0	2727	0,217
RGT04	20541	18898	7.0	2700	0,215

Aerogeneratore	Produzione lorda [MWh]	Produzione netta [MWh]	Potenza nominale [MW]	Ore equivalenti	Parametro Ev
RGT05	21254	19554	7.0	2793	0,223
RGT06	21843	20095	7.0	2871	0,229
RGT07	21483	19764	7.0	2823	0,225
RGT08	20593	18945	7.0	2706	0,216
RGT09	21418	19705	7.0	2815	0,224
RGT11	21173	19479	7.0	2783	0,222
RGT12	18343	16875	7.0	2411	0,192
RGT13	20468	18830	7.0	2690	0,215
RGT14	18548	17064	7.0	2438	0,194

Tab. 10 – Produzione lorda (a meno delle perdite di scia), netta, ore equivalenti e parametro Ev

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.

<b>N° turbine</b>	12
<b>Potenza nominale</b>	84,0 MW
<b>Produzione lorda</b>	260,1 GWh
<b>Perdite</b>	11,7%
<b>Produzione netta</b>	229,6 GWh
<b>Ore equivalenti</b>	2733 h

Tab. 11 - 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	-4,1%
Availability WTGs	-2,0%
Availability Grid, Substation and BoP	-0,5%
Electrical losses	-2,0%
Power Curve Adjustment	-1,0%
High Temperature Shut Down	-0,2%
Environmental (Icing)	-0,3%
High Wind Hysteresis	-0,2%
Grid curtailment	-1,4%
<b>Total</b>	<b>-11,7%</b>

Tab. 12 - 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.

## 11. INCERTEZZE

Nella tabella 13 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	3,0	5,16
Estrapolazione verticale	velocità del vento	7,0	12,05
Estrapolazione orizzontale	velocità del vento	5,0	8,61
Correlazione a lungo termine	velocità del vento	2,0	3,44
Variazioni clima a lungo termine	velocità del vento	2,0	3,44
Curva di potenza	produzione	4,0	4,00
Variabilità futura del vento basata su 10 anni	velocità del vento	6,0	10,33
<b>Incertezza totale</b>	produzione		<b>17,06</b>

Tab. 13 - 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]	Ore equivalenti [h]
<b>P50</b>	229,6	2733
<b>P75</b>	202,9	2415
<b>P90</b>	178,9	2130

Tab. 14 - 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 40m. 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 120m ha una velocità media di 6,9 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 229,6 GWh e 2733 ore equivalenti.

*Proposta di ammodernamento complessivo ("repowering") del "Parco eolico Grottole" esistente da 54 MW, con dismissione degli attuali 27 aerogeneratori e sostituzione in riduzione degli stessi, con l'installazione di 12 nuovi aerogeneratori, per una potenza totale definitiva di 86,4 MW*



Progettista  
(ing. Massimo LO RUSSO)