

PROPONENTE  
**Repower Renewable Spa**  
Via Lavaredo, 44  
30174 Mestre (VE)

PROJECT MANAGER : Dott.Giuseppe Caricato

**REPOWER**  
L'energia che ti serve.

PROGETTAZIONE



Sinergo Spa - via Ca' Bembo 152  
30030 - Maerne di Martellago - Venezia - Italy  
tel 041.3642511 - fax 041.640481  
sinergospa.com - info@sinergospa.com

Progettista :  
Ing. Filippo Bittante



Tenproject Srl -via De Gasperi 61  
82018 S.Giorgio del Sannio (BN)  
t +39 0824 337144 - f +39 0824 49315  
tenproject.it - info@tenproject.it

N° COMMESSA

**1416**

**NUOVO PARCO EOLICO "SERRACAPRIOLA "**  
**PROVINCIA DI FOGGIA E CAMPOBASSO**  
**COMUNI DI SERRACAPRIOLA (FG) E ROTELLO (CB)**

**PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE**

ELABORATO

**STIMA DI PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO**

CODICE ELABORATO

**9.3**

NOME FILE

1416-PD\_A\_9.3\_REL\_r00

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICA	APPROVAZIONE
00	30/11/2020	PRIMA EMISSIONE	Geom. E. Cossalter	Geom. E. Cossalter	Ing. Filippo Bittante



## INDICE

<b>1. Introduzione</b> .....	<b>4</b>
<b>2. Inquadramento generale</b> .....	<b>4</b>
<b>3. Descrizione del progetto</b> .....	<b>9</b>
<b>4. Metodologia per la rilevazione dei dati anemometrici</b> .....	<b>10</b>
<b>5. Elaborazione dati</b> .....	<b>10</b>
5.1. Velocità medie e distribuzione di Weibull.....	10
5.2. Configurazioni per lo studio .....	11
5.3. DATI ANEMOMETRICI .....	14
<b>6. Modello di calcolo della producibilità</b> .....	<b>15</b>
6.1. PRODUCIBILITA' ATTESA.....	16
6.1.1. Perdite.....	18
6.1.2. Emissioni evitate ed energia fossile risparmiata.....	19
<b>7. Conclusioni</b> .....	<b>20</b>



## INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 configurazioni studiate .....	9
Tabella 2 – Coordinate degli aerogeneratori .....	9
Tabella 3 Inter-distanze in termini di metri e di rotori D = 150 m\Metri .....	10
Tabella 4 Configurazione del layout .....	11
Tabella 5 Vestas V150 5.6MW, curva di potenza e Ct .....	12
Tabella 6 Siemens Gamesa SG 5.0-145, curva di potenza e Ct .....	13
Tabella 7 – Modelli di aerogeneratori installabili nel sito. ....	16
Tabella 8 perdite dell'impianto .....	18
Tabella 9 producibilità P50 .....	18

## INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 – Inquadramento del parco eolico su ortofoto .....	5
Figura 2 – Layout del parco eolico su CTR .....	5
Figura 3 – Posizione aerogeneratori .....	8
Figura 7 Anemometro virtuale rosa dei venti e distribuzione velocità del vento .....	15

## RELAZIONE DI PRODUCIBILITÀ

### 1. INTRODUZIONE

Nel presente documento vengono riportate le analisi anemologiche e di producibilità energetica per un parco eolico che il Proponente vuole realizzare in comune di Serra Capriola (FG). L'iniziativa è proposta dalla società REpower Renewable S.p.a. avente sede legale in Venezia-Mestre, via Lavaredo 44/52.

Nella presente relazione vengono trattati i seguenti argomenti:

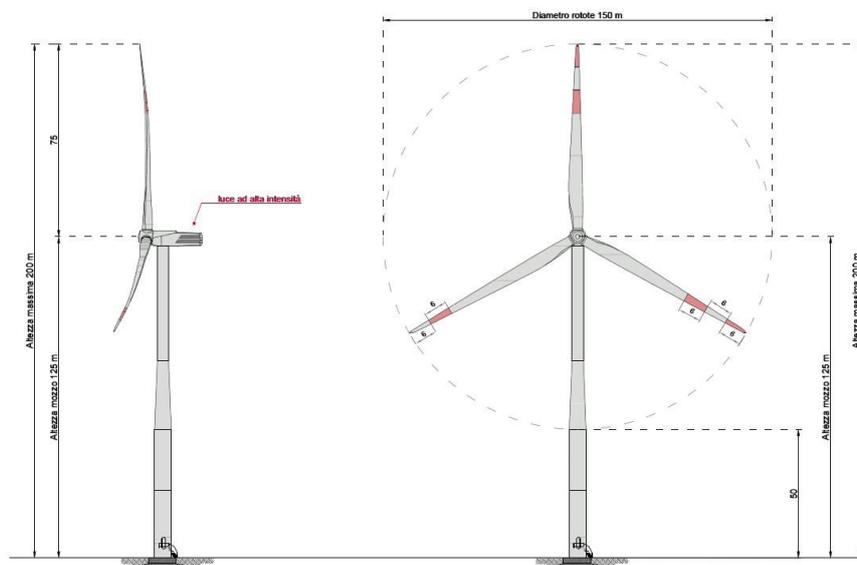
- Inquadramento generale
- Descrizione del progetto
- Metodologia per la rilevazione dei dati anemometrici
- Elaborazione dati
- Modello di calcolo della producibilità
- Producibilità attesa.

L'attività è consistita nella valutazione della produzione attesa dell'impianto, sulla base di studi effettuati da Windfor circa il regime di ventosità in quota, calcolato sull'area con modelli matematici.

Tutta l'attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalle metodologie internazionali per la valutazione preventiva della produzione attesa degli impianti eolici.

### 2. INQUADRAMENTO GENERALE

Il parco eolico verrà costruito nel comune di Serracapriola, in provincia di Foggia Il progetto, denominato Parco eolico "Alvanella Petulli", prevede l'installazione di 9 aerogeneratori di taglia 6MW, con diametro del rotore di circa 150m ed altezza del mozzo di circa 125m.



Nella figura seguente si riporta la localizzazione dell'iniziativa.



Figura 1 – Inquadratura del parco eolico su ortofoto

Come è visibile nella figura sopra riportata, il progetto è ubicato a circa 2,7km in linea d'aria dalla città di Serracapriola e circa 48 km dal centro Foggia.

Nella seguente figura viene riportato il layout del parco eolico su CTR.

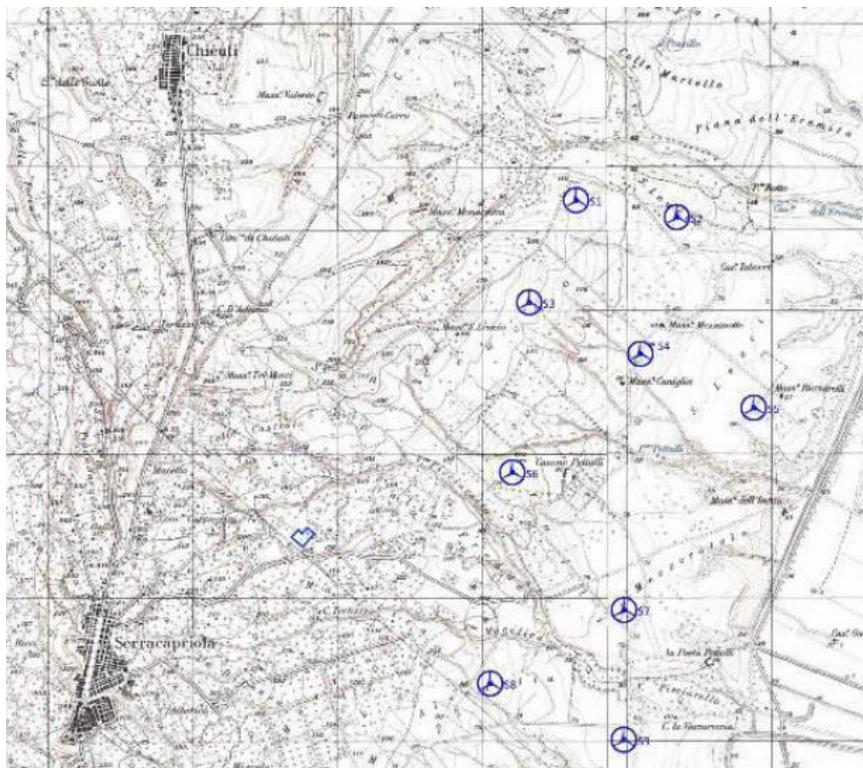


Figura 2 – Layout del parco eolico su CTR

Nel seguito vengono riportate alcune immagini rappresentative del sito eolico.







Figura 3 – Posizione aerogeneratori

### 3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Sono state svolte 3 valutazioni con 3 differenti generatori.

La valutazione preliminare di producibilità di seguito allegata è stata realizzata con le seguenti configurazioni:

Tabella 1 configurazioni studiate

	Modello aerogeneratore	Potenza [MW]	Altezza mozzo [m]	Potenza totale [MW]
1	9 x Vestas V150 6.0MW	6	125	54
2	9 x Vestas V150 5.6MW	5.6	125.0	50.4
3	9 x Siemens Gamesa SG 5.0-145	5.0	127.5	45.0

**Per il progetto si è usata la prima configurazione che prevede l'installazione di 9 aerogeneratori tipo Vestas V150 di taglia 6 MW con altezza mozzo 125 m e una potenza totale di 54 MW**

Il layout del parco eolico è stato definito considerando i seguenti aspetti:

- Geologia del sito e acclività del terreno;
- Minimizzazione della lunghezza delle strade;
- Verifica della presenza di specie floristiche;
- Presenza di edifici;
- Vincolistica afferente la tutela dell'ambiente e dei beni culturali.
- Massimizzazione della risorsa eolica.

Le coordinate delle posizioni degli aerogeneratori vengono riportate nella seguente tabella. Ai fini della valutazione preliminare della produzione attesa dell'impianto è stato preso a riferimento il seguente layout composto da n° 9 posizioni.

Tabella 2 – Coordinate degli aerogeneratori

<b>Serracapriola coordinate UTM WGS84 – Zona 33</b>			
WTG	Longitudine [m]	Latitudine [m]	Elevazione [m]
W001 (S01)	516584	4631574	116
W002 (S02)	517279	4631456	84
W003 (S03)	516260	4630862	129
W004 (S04)	517083	4630457	86
W005 (S05)	517810	4630127	60
W006 (S06)	516142	4629676	110
W007 (S07)	516915	4628719	72
W008 (S08)	515991	4628206	87
W009 (S09)	516913	4627813	67

Nella tabella seguente sono riportate le inter-distanze tra le n°9 posizioni d'impianto rispetto a un diametro di rotore di 150 m (diametro massimo tra quelli indicati).

Di norma, l'inter-distanza tra le macchine di impianto deve essere di almeno 3 diametri di rotore tra le macchine allineate perpendicolarmente alla direzione prevalente del vento e di almeno 5 diametri di rotore tra le macchine posizionate in scia alla direzione prevalente. Si evidenzia che non sono presenti inter-distanze inferiori ai 3 diametri di rotore e che sola una di essa è leggermente inferiore ai 5.

Tabella 3 Inter-distanze in termini di metri e di rotor D = 150 m\Metri

	a W001	a W002	a W003	a W004	a W005	a W006	a W007	a W008	a W009
da W001	-	705	782	1223	1897	1949	2874	3420	3775
da W002	4.7	-	1179	1018	1431	2112	2761	3496	3661
da W003	5.2	7.9	-	917	1715	1192	2241	2670	3118
da W004	8.2	6.8	6.1	-	798	1223	1746	2502	2649
da W005	12.6	9.5	11.4	5.3	-	1728	1668	2646	2482
da W006	13.0	14.1	7.9	8.2	11.5	-	1230	1478	2016
da W007	19.2	18.4	14.9	11.6	11.1	8.2	-	1057	906
da W008	22.8	23.3	17.8	16.7	17.6	9.9	7.0	-	1002
da W009	25.2	24.4	20.8	17.7	16.5	13.4	6.0	6.7	-

## 4. METODOLOGIA PER LA RILEVAZIONE DEI DATI ANEMOMETRICI

La Società REpower Renewable S.p.a. (il "Committente") ha incaricato la Società Windfor S.r.l. ("Windfor" o il "Consulente") di svolgere un'analisi preliminare allo scopo di determinare la potenzialità di un impianto eolico in progetto nel territorio del Comune di Serracapriola, ubicato in Puglia, in Provincia di Foggia.

L'attività è consistita nella valutazione in via preliminare della produzione attesa dell'impianto, sulla base di studi effettuati da Windfor circa il regime di ventosità in quota, calcolato sull'area con modelli matematici.

Tutta l'attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalle metodologie internazionali per la valutazione preventiva della produzione attesa degli impianti eolici.

## 5. ELABORAZIONE DATI

### 5.1. Velocità medie e distribuzione di Weibull

Per descrivere la risorsa eolica di un sito e sue le caratteristiche, l'anemologia utilizza alcuni parametri e rappresentazioni che vengono nel seguito descritti:

1. Velocità media: rappresenta la media delle singole velocità rilevate nel periodo di osservazione.
2. Distribuzione di frequenza di Weibull: rappresenta la distribuzione in frequenza della ventosità. La frequenza è rappresentata tramite una linea curva ed è funzione di due variabili denominate fattore di scala "A" e fattore di forma "k". Il fattore di scala è proporzionale alla velocità media e la sua unità di misura è il m/s. Il fattore di forma è un parametro adimensionale che descrive la dispersione dei valori. Valori tipici del fattore di forma per i venti italiani sono  $k=1,4-1,5$ .
3. Rosa dei venti: descrive percentualmente quale sia la direzione di provenienza del vento. Non da alcuna informazione sulla velocità dello stesso.
4. Rosa delle velocità del vento: descrive la velocità del vento proveniente dalle singole direzioni.
5. Rosa energetica: descrive quale sia il contenuto energetico del vento proveniente dalle singole direzioni. È calcolata per integrazione della velocità e della frequenza del vento in ciascun settore.

6. Turbolenza: è un fattore importante in quanto influenza direttamente la producibilità del parco eolico e può causare rotture agli elementi meccanici aerogeneratori per stress a fatica.

Tutti questi parametri sono stati considerati in sede di stesura del preliminare di valutazione della risorsa eolica.

## 5.2. Configurazioni per lo studio

Lo studio del progetto è stato richiesto con le seguenti configurazioni:

Tabella 4 Configurazione del layout

	<b>Modello aerogeneratore</b>	<b>Potenza [MW]</b>	<b>Altezza mozzo [m]</b>	<b>Potenza totale [MW]</b>
1	9 x Vestas V150 6.0MW	6	125	54
2	9 x Vestas V150 5.6MW	5.6	125.0	50.4
3	9 x Siemens Gamesa SG 5.0-145	5.0	127.5	45.0

Le curve di potenza degli aerogeneratori sono state dedotte dalla documentazione dei Costruttori e sono state estrapolate alla densità dell'aria del sito di 1.200 Kg/m<sup>3</sup>.

Di seguito vengono riportate le tabelle curva di potenze e ct per le configurazioni 2 e 3 utilizzate per l'analisi preliminare da Windfor . Successivamente allo studio la committenza ha optato per la configurazione 1 in quanto di impatto dimensionale pari alla soluzione 2 ma con maggiore sfruttamento della risorsa eolica.

Tabella 5 Vestas V150 5.6MW, curva di potenza e Ct

Modello		Vestas V150	Diametro [m]	150.0
Potenza [MW]		5.6	Altezza mozzo [m]	125.0
Rated WS [m/s]		13.5	IEC class	S
Cut-in/Cut-out WS [m/s]		3.0/25.0	Densità aria [kg/m <sup>3</sup> ]	1.200
Bin WS [m/s]	Potenza [kW]	Ct [-]		
0	0	0		
1	0	0		
2	0	0		
3	39	0.884		
4	245	0.806		
5	553	0.789		
6	1016	0.792		
7	1666	0.798		
8	2524	0.803		
9	3598	0.782		
10	4701	0.686		
11	5411	0.534		
12	5580	0.391		
13	5599	0.296		
14	5600	0.232		
15	5600	0.187		
16	5600	0.153		
17	5597	0.128		
18	5421	0.106		
19	4982	0.083		
20	4520	0.065		
21	4059	0.052		
22	3594	0.041		
23	3109	0.032		
24	2631	0.025		
25	2118	0.019		
26	-	-		
27	-	-		
28	-	-		
29	-	-		
30	-	-		

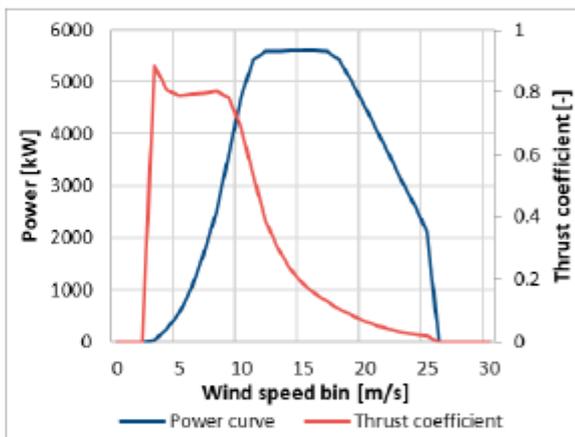


Tabella 6 Siemens Gamesa SG 5.0-145, curva di potenza e Ct

Modello		SG 5.0-145	Diametro [m]	145.0
Potenza [MW]		5.0	Altezza mozzo [m]	127.5
Rated WS [m/s]		15.0	IEC class	IIB
Cut-in/Cut-out WS [m/s]		3.0/27.0	Densità aria [kg/m3]	1.200
Bin WS [m/s]	Potenza [kW]	Ct [-]		
0	0	0		
1	0	0		
2	0	0		
3	55	0.891		
4	237	0.842		
5	543	0.821		
6	988	0.819		
7	1604	0.818		
8	2407	0.803		
9	3329	0.738		
10	4187	0.627		
11	4755	0.495		
12	4966	0.378		
13	4993	0.291		
14	4999	0.228		
15	5000	0.183		
16	5000	0.15		
17	5000	0.125		
18	4999	0.105		
19	4990	0.09		
20	4955	0.077		
21	4866	0.066		
22	4704	0.056		
23	4482	0.048		
24	4233	0.04		
25	3997	0.034		
26	3796	0.03		
27	3645	0.026		
28	-	-		
29	-	-		
30	-	-		

**Tabella 6: Configurazione 1 – Vestas V150 5.6MW**

Site ID	Site X [m]	Site Y [m]	Elevation [m]	HH [m]	U [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Losses [%]	Net Hours [h]
W001	516584	4631574	116	125	6.54	16.51	15.78	4.40	2818
W002	517279	4631456	84	125	6.47	16.21	15.22	6.12	2718
W003	516260	4630862	129	125	6.60	16.78	16.08	4.18	2871
W004	517083	4630457	86	125	6.47	16.17	15.10	6.61	2696
W005	517810	4630127	60	125	6.45	16.07	15.21	5.36	2716
W006	516142	4629676	110	125	6.44	16.05	15.29	4.69	2731
W007	516915	4628719	72	125	6.40	15.86	14.87	6.23	2656
W008	515991	4628206	87	125	6.32	15.49	15.12	2.38	2700
W009	516913	4627813	67	125	6.42	15.96	15.25	4.48	2723
<b>Average</b>					<b>6.46</b>	<b>16.12</b>	<b>15.33</b>	<b>4.94</b>	<b>2737</b>
<b>Total</b>						<b>145.10</b>	<b>137.93</b>		

**Tabella 7: Configurazione 2 – Siemens Gamesa SG 5.0-145**

Site ID	Site X [m]	Site Y [m]	Elevation [m]	HH [m]	U [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Losses [%]	Net Hours [h]
W001	516584	4631574	116	127.5	6.57	15.36	14.76	3.87	2952
W002	517279	4631456	84	127.5	6.51	15.09	14.27	5.43	2855
W003	516260	4630862	129	127.5	6.63	15.61	15.02	3.75	3004
W004	517083	4630457	86	127.5	6.50	15.05	14.16	5.91	2832
W005	517810	4630127	60	127.5	6.49	14.97	14.25	4.82	2850
W006	516142	4629676	110	127.5	6.48	14.95	14.32	4.18	2864
W007	516915	4628719	72	127.5	6.44	14.78	13.97	5.49	2794
W008	515991	4628206	87	127.5	6.36	14.45	14.14	2.16	2828
W009	516913	4627813	67	127.5	6.46	14.87	14.27	4.02	2855
<b>Average</b>					<b>6.49</b>	<b>15.01</b>	<b>14.35</b>	<b>4.41</b>	<b>2870</b>
<b>Total</b>						<b>135.13</b>	<b>129.17</b>		

### 5.3. DATI ANEMOMETRICI

Il calcolo del campo di vento (Atlas) è stato effettuato sulla base di studi effettuati da Windfor sul regime di ventosità in quota, calcolato sull'area con modelli matematici, utilizzando informazioni, interne a Windfor, sulla ventosità di siti ricadenti in un'area più ampia comprendente il territorio considerato.

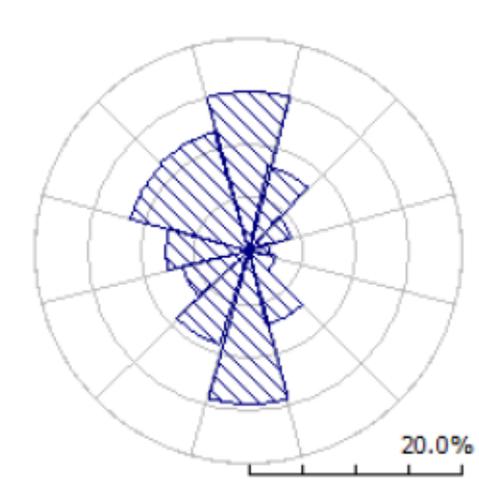
Sono state usate tre serie di dati del vento registrate fino a 50 m di altezza a distanze che variano all'incirca dai 7 km ai 10 km dal sito. Tali serie appartengono ad altrettante stazioni di misura localizzate in posizioni del territorio con caratteristiche morfologiche e orografiche simili a quelle dell'impianto in progetto.

Occorre comunque evidenziare che la costruzione del campo di vento in aree territoriali vaste comporta una particolare attività di verifica e di incrocio dei risultati ottenuti, che implicano necessariamente un elevato grado di incertezza: in particolare i fattori di

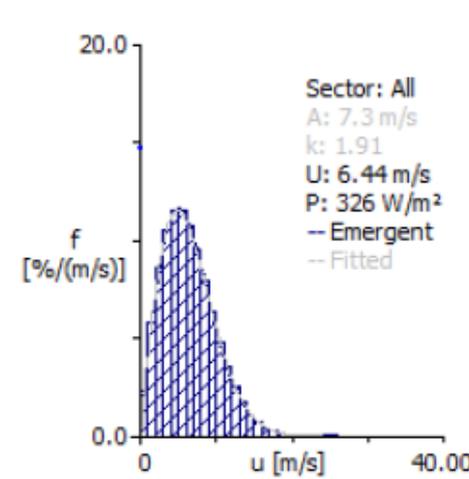
maggiore incertezza riguardano la precisione dell'intensità stessa della ventosità in sito, la sua distribuzione (rosa dei venti) e l'estrapolazione verticale della velocità del vento al mozzo delle macchine.

Le serie di dati di vento sono state quindi sottoposte a un processo di uniformizzazione in termini di lunghezza e disponibilità del periodo di misura e altezza dal suolo, tramite serie storiche nella disponibilità di Windfor e dati ventennali di reanalisi provenienti da database pubblici (ERA 5, CFSR, MERRA2). Tramite le attività svolte si è potuto ricostruire una distribuzione del vento in sito all'altezza dal suolo di 125 m in corrispondenza della posizione indicata per il punto di monitoraggio anemometrico.

Le figure sottostanti riproducono, per l'anemometro virtuale creato in sito, la rosa dei venti e la distribuzione di Weibull in ingresso al modello di calcolo WASP. Nello specifico, è stata utilizzata, come posizione, quella della turbina W004 che, come localizzazione e ventosità, ben rappresenta l'impianto nel suo complesso. La ricostruzione è stata effettuata a partire dalla prima serie di dati, denominata Riferimento 1.



*ANEMO VIRTUALE – Rosa dei venti*



*ANEMO VIRTUALE - Distribuzione velocità vento*

Figura 4 Anemometro virtuale rosa dei venti e distribuzione velocità del vento

## 6. MODELLO DI CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ

Il costruttore ed il modello di aerogeneratore da installare nel parco eolico avverrà alla conclusione una gara tra i diversi produttori di aerogeneratori presenti oggi sul mercato e verranno considerati i seguenti aspetti:

- a) Disponibilità delle macchine sul mercato e tempi di consegna,
- b) Producibilità garantita dal produttore degli aerogeneratori sulla base dei dati anemometrici misurati in sito e/o disponibilità di funzionamento garantito,
- c) Affidabilità delle componenti dell'aerogeneratore e garanzie fornite dal costruttore,
- d) Rumorosità delle macchine,
- e) Costo complessivo di fornitura, manutenzione e di service.

## 6.1. PRODUCIBILITA' ATTESA.

Come precedentemente esposto si è deciso di utilizzare l'ipotesi progettuale con generatori V150 da 6 MW.

Di seguito si riportano le caratteristiche principali del aerogeneratore scelto:

Tabella 7 – Modelli di aerogeneratori installabili nel sito.

Costruttore	Vestas
Modello WTG	V150
Diametro rotore [m]	150
Altezza hub [m]	125
Altezza totale [m]	200
Potenza WTG in LV [kW]	6.000
Potenza totale parco [MW]	54

La producibilità ( $P_r$ ) di un impianto eolico calcola applicando la formula,

$$P_r = \sum_i P_i \cdot \Delta t_i$$

dove:

- $P_r$  è la producibilità (MWh),
- $P_i$  è la potenza generata ad una velocità del vento compresa tra 3÷20-22 m/s
- $\Delta t_i$  è il numero di ore in cui viene generata la potenza  $P_i$

La quantità di energia cinetica posseduta da una massa d'aria in movimento si ricava dalla seguente equazione:

$$E_{teorica} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

Da tale equazione è possibile ricavare la potenza resa dal generatore eolico in funzione della velocità del vento, la densità dell'aria, l'area del rotore e l'efficienza del generatore, secondo la seguente relazione:

$$P_{reale} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^2 \cdot v^3 \cdot C_E$$

dove:

- $\rho$  = densità dell'aria (1,225kg/mc in condizioni standard)
- $v$  = velocità del vento

- $d$  = diametro del rotore (122-131m)
- $C_e$  = efficienza totale del generatore
- Per il sito in esame la densità dell'aria ad altezza mozzo è di circa  $\rho = 1,2$  kg/mc.

Dalle misure anemometriche fino ad oggi effettuate è stato notato che il sito è caratterizzato da venti di media intensità, che permettono di ottenere una buona generazione elettrica.

Di seguito sono riportati i risultati ottenuti dalla valutazione preliminare della produzione attesa dell'impianto. A tal proposito, si fa presente che tale valutazione è stata ottenuta tramite simulazioni, serie di dati, specificatamente quelle appartenenti alle stazioni anemometriche Riferimento 1 (Turbina W004) e Riferimento 2 (mentre Riferimento 3 è stata scartata a seguito delle verifiche svolte, soprattutto quella di micrositing), i cui risultati sono stati poi mediati, 'pesando' il contributo degli stessi rispetto alla distanza delle stazioni e alla risposta di quest'ultime rispetto al modello. Le produzioni sono state stimate con i due modelli di aerogeneratori indicati alle relative altezze di mozzo.

Le produzioni tengono conto delle perdite per effetto della scia che si genera internamente tra gli aerogeneratori dell'impianto, nonché delle perdite dovute alla densità dell'aria alla quota del sito.

In particolare, le tabelle riportano le seguenti informazioni:

- Mod. AG: modello aerogeneratore;
- Site ID: numero identificativo dell'aerogeneratore nelle tavole;
- Site X [m]: longitudine E in coordinate UTM-WGS84, Fuso 33;
- Site Y [m]: latitudine N in coordinate UTM-WGS84, Fuso 33;
- Elev [m]: quota sul livello del mare in m;
- Ht [m]: altezza del mozzo in m;
- U [m/s]: velocità media del vento stimata dal modello all'altezza del mozzo;
- Gross [GWh]: produzione lorda attesa;
- Net [GWh]: produzione attesa al netto delle perdite per effetto scia;
- Loss [%]: perdita percentuale di produzione per effetto scia.
- Net.Hours [MWh/MW]: produzione specifica attesa al netto delle perdite per scia (ore/anno).

### 6.1.1. Perdite

Di seguito vengono valutate le perdite di energia (perdite elettriche, di produzione, di potenza) al fine di pervenire alla determinazione dell'energia che risulterà disponibile per essere ceduta alla rete elettrica.

Per calcolare la producibilità netta avente una producibilità di accadimento del 50% (denominata P50) sono state sottratte alla producibilità lorda le perdite dovute alla trasformazione dell'energia elettrica da bassa a media tensione e da media ad alta tensione, le perdite per effetto Joule lungo i cavi (trasporto dell'energia elettrica), nonché il fermo impianto per indisponibilità e manutenzione come riassunto nella seguente tabella:

Gli autoconsumi elettrici sono stati considerate nulli in quanto le potenze riportate nelle curve di potenza degli aerogeneratori sono calcolate ai morsetti in bt del trasformatore, pertanto già al netto dei consumi degli ausiliari.

Il fornitore degli aerogeneratori garantirà una disponibilità minima del 96%.

I fattori di perdita considerati sono di seguito elencati:

Tabella 8 perdite dell'impianto

Fattore di perdita	%
Disponibilità aerogeneratori	-3.0%
Disponibilità aerogeneratori – non contrattuale	-0.5%
Disponibilità B.O.P.	-1.0%
Disponibilità rete	-0.3%
Perdite elettriche d'impianto	-2.0%
Perdite ambientali	-0.5%
Performance aerogeneratori	-2.3%
Limitazioni (rete, WSM..)	-2.0%
<b>Perdite totali</b>	<b>-11.1%</b>

Le producibilità P50, al netto delle perdite per effetto scia dovute al parco eolico (9 aerogeneratori V150, con rotore da 150m e altezza al mozzo di 125m), vengono riportate nella seguente tabella.

Tabella 9 producibilità P50

Costruttore	Vestas	Vestas	Simens
Modello WTG	V150 6.0 MW	V150 5.6 MW	Gamesa 5.0-145
Altezza hub [m]	125		
Potenza totale parco [MW]	54	50.4	45
Prod. lorda [GWh]	142,85	137.93	129.17
Prod. netta [GWh]	127,10	122.67	114.88
Prod. netta[Heq]	2353	2434	2553

### 6.1.2. Emissioni evitate ed energia fossile risparmiata

L'energia solare eolica è una fonte inesauribile di energia pura, disponibile per tutti, prodotta nel punto di consumo ed integrabile nel contesto territoriale.

La conversione eolica è inoltre caratterizzata dalla estrema semplicità:

- l'energia eolica non fa rumore, non produce scorie e non emette cattivi odori;
- ha un elevato grado di affidabilità, garantendo una durata di vita superiore ai 25 anni;

L'elevato grado di affidabilità e il basso costo di manutenzione contribuisce, quindi, ad aumentarne il valore energetico, in rapporto anche ai costi sostenuti.

Dal punto di vista ambientale, l'installazione dell'impianto eolicoo permetterà di azzerare l'emissione di anidride carbonica per una quantità equivalente di energia che sarebbe altrimenti prodotta da combustibili fossili.

Considerando un valore caratteristico del parco di produzione nazionale pari a circa 0,445 kg di CO<sub>2</sub> emessa per ogni kWh prodotto, si può stimare il seguente quantitativo di emissioni evitate:

Emissioni di CO<sub>2</sub> evitate in un anno: circa 56515 tonnellate equivalenti;

Emissioni di CO<sub>2</sub> evitate nella vita utile (25 anni): circa 1 412 875 tonnellate equivalenti;

L'impianto consentirà di evitare l'utilizzo di combustibili fossili per fini di generazione termoelettrica; per quantificare tale risparmio energetico si ipotizza che la produzione termoelettrica nazionale sia caratterizzata dal parametro,57 tep/MWH (Tep = Tonnellate equivalenti di petrolio) (fonte Decreti Ministeriali 20 luglio 2004 - Delibera EEN 3/08). Stante la produzione attesa pari a circa 127 GWh/anno l'impianto determinerà un risparmio di energia fossile di circa 172 390 Tep/anno e circa 1 809 750Tep nell'arco della sua vita utile.

L'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili per produrre elettricità, fra cui l'eolico, può oggi contemperare la crescente "fame" d'energia dei Paesi sviluppati con il rispetto e la salvaguardia dell'ambiente e delle popolazioni che in essa vivono.

Occorre ancora una volta sottolineare le caratteristiche della risorsa fotovoltaica come fonte di produzione di energia elettrica, che ha impatto ambientale limitato, specialmente se viene sviluppato una buona progettazione.

L'energia eolica è una fonte rinnovabile, in quanto non richiede alcun tipo di combustibile, ma utilizza l'energia del vento; è pulita, perché, a differenza delle centrali di produzione di energia elettrica convenzionali, non provoca emissioni dannose per l'uomo e per l'ambiente, mentre la produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta, l'emissione di enormi quantità di sostanze inquinanti.

I costi in termini di salute, ambiente e la strategica uscita da una dipendenza energetica pressoché totale, sono dei benefici assai più rilevanti e degni di uno sforzo ulteriore per far sì che vengano realizzati.

Gli impianti eolici non hanno alcun tipo di impatto radioattivo o chimico, visto che i componenti usati per la loro costruzione sono materie plastiche e metalliche.

In una centrale eolica non esistono volumi di costruzione in senso stretto, ma solo spazi tecnici; questi sono dati solo dalla cabina inverter e quella di consegna.

Il rapporto benefici/costi ambientali è perciò nettamente positivo dato che il rispetto della natura e l'assenza totale di scorie o emissioni fanno dell'energia eolicaa una delle migliori risposte al problema energetico in termini di tutela ambientale. Il corretto inserimento

di infrastrutture sul territorio per la produzione di energia da fonti rinnovabili rappresenta una delle priorità strategiche per ridefinire il rapporto dell'uomo con l'ambiente ed uno sviluppo sostenibile ed equilibrato.

## 7. CONCLUSIONI

Con il presente rapporto sono stati determinati in via preliminare i risultati della valutazione della produzione attesa dell'impianto eolico denominato Serracapriola, ubicato in Puglia, in Provincia di Foggia.

Tutti i calcoli sono stati effettuati con l'ausilio di dati anemometrici interni alla società che ha redatto il documento preliminare, non registrati in sito, adattando quanto più possibile i modelli di vento dei programmi di fluidodinamica ai dati considerati, e optando in qualche passaggio per scelte conservative.

Si rammenta che nel corso del procedimento si sono rese necessarie diverse estrapolazioni per determinare la distribuzione delle velocità del vento mediamente attesa nel corso della vita dell'impianto in corrispondenza del mozzo di tutti gli aerogeneratori. La conoscenza diretta dei dati del vento è però limitata a punti registrati a distanza dall'area del sito e a un'altezza dal suolo minore di quella dei mozzi e, pertanto, il risultato delle estrapolazioni citate non può essere confrontato con alcuna misura diretta.

Per questa ragione, la valutazione di produzione del sito eolico è da ritenersi di tipo preliminare.

Per una futura bancabilità del progetto, si evince la necessità di verificare i risultati conseguiti con l'ausilio di dati anemometrici registrati opportunamente in sito.

Sarà necessaria quindi:

- Una misura della velocità e direzione del vento in sito con una stazione anemometrica ad un'altezza dal suolo di almeno 2/3 del mozzo degli aerogeneratori.
- Verificare anche le scie indotte dalle turbine esterne, di ottenere informazioni specifiche sul posizionamento e caratteristiche tecniche degli impianti vicini in esercizio e in sviluppo
- Calibrare le informazioni specifiche di progetto sulla base dei contratti con i fornitori e degli elaborati progettuali.

Inoltre una volta scelto il tipo di aerogeneratore da installare si dovrà effettuare un'analisi della Classe del sito, secondo le vigenti Norme CEI EN 61400-1 Ed. 3, con la valutazione della velocità massima di vento avente un periodo di ritorno di 50 anni (V50y) e dei parametri di turbolenza, necessari a verificare la compatibilità delle turbine con le specifiche condizioni di sito.

## **Allegato I: VALUTAZIONE PRELIMINARE DELLA RISORSA EOLICA**

Pagina lasciata volutamente in bianco

## **Progetto Eolico Serracapriola**

**PROVINCIA DI Foggia - Italia**

# **VALUTAZIONE PRELIMINARE DELLA RISORSA EOLICA**

## **LIBERATORIA**

I dati e le prescrizioni contenuti nel presente rapporto sono stati redatti secondo le norme della Buona Tecnica e controllati con la massima accuratezza possibile. WINDFOR s.r.l. in ogni caso non può essere ritenuta responsabile per le conseguenze che possano derivare, danni o la perdita di profitti, da un uso non corretto delle informazioni riportate o da possibili errori di interpretazione da parte di Terzi.

## **DIFFUSIONE DEL DOCUMENTO**

Il presente documento viene consegnato esclusivamente al Cliente.

<b>Revisione</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Data</b>	<b>Preparata da</b>	<b>Approvata da</b>
00	Relazione	17/02/2020	Stefano Liani, Chiara Pavani	Marco Guarneroli
01				
02				

## INDICE

VALUTAZIONE PRELIMINARE DELLA RISORSA EOLICA .....	1
1.    PREMESSA .....	4
2.    Layout e aerogeneratori.....	5
2.1.    Layout d’impianto .....	5
2.2.    Modello aerogeneratore .....	7
3.    Dati anemometrici.....	10
4.    Valutazione preliminare della produzione attesa .....	11
5.    Conclusioni .....	14

## 1. PREMESSA

---

La Società REpower Renewable S.p.a. (il “**Committente**”) ha incaricato la Società Windfor S.r.l. (“**Windfor**” o il “**Consulente**”) di svolgere un’analisi preliminare allo scopo di determinare la potenzialità di un impianto eolico in progetto nel territorio del Comune di Serracapriola, ubicato in Puglia, in Provincia di Foggia.

L’attività è consistita nella valutazione in via preliminare della produzione attesa dell’impianto, sulla base di studi effettuati da Windfor circa il regime di ventosità in quota, calcolato sull’area con modelli matematici.

Tutta l’attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalle metodologie internazionali per la valutazione preventiva della produzione attesa degli impianti eolici.

## 2. LAYOUT E AEROGENERATORI

Essendo il progetto in fase preliminare, gli elementi di riferimento ai fini della presente valutazione della produzione attesa si compongono dei seguenti elementi:

- un'ipotesi di layout di impianto,
- n° 2 modelli di aerogeneratori da utilizzare nella valutazione.

Non sono stati forniti né presi in considerazione layout di impianti terzi in esercizio o in sviluppo in prossimità dell'impianto di progetto. Tuttavia, si riconosce dalle ortofoto e dai dati pubblicamente disponibili che vi sono diversi impianti operativi nell'area; il più vicino si trova a circa 1.5 km a nord dell'area dell'impianto di Serracapriola e quindi si raccomanda di includere anche le scie da questi parchi vicini in un'analisi più di dettaglio sulla producibilità dell'impianto.

Si segnala che non è stato al momento condotto un sopralluogo al sito.

### 2.1. LAYOUT D'IMPIANTO

Ai fini della valutazione preliminare della produzione attesa dell'impianto è stato preso a riferimento il seguente layout composto da n° 9 posizioni, come fornito dal Committente.

**Tabella 1: Serracapriola coordinate**

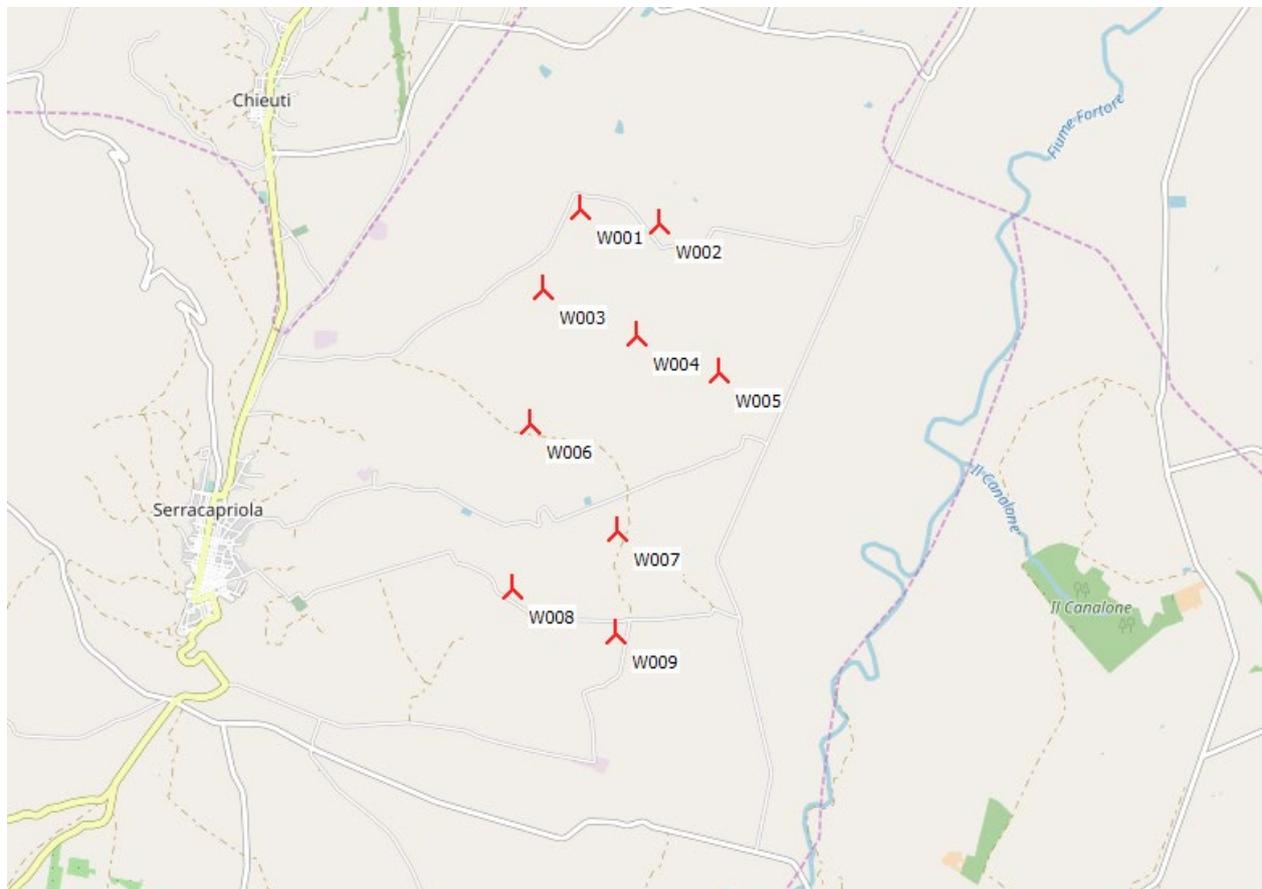
UTM WGS84 – Zona 33			
WTG	Longitudine [m]	Latitudine [m]	Elevazione [m]
W001	516584	4631574	116
W002	517279	4631456	84
W003	516260	4630862	129
W004	517083	4630457	86
W005	517810	4630127	60
W006	516142	4629676	110
W007	516915	4628719	72
W008	515991	4628206	87
W009	516913	4627813	67

Nella tabella seguente sono riportate le inter-distanze tra le n°9 posizioni d'impianto rispetto a un diametro di rotore di 150 m (diametro massimo tra quelli indicati).

Di norma, l'inter-distanza tra le macchine di impianto deve essere di almeno 3 diametri di rotore tra le macchine allineate perpendicolarmente alla direzione prevalente del vento e di almeno 5 diametri di rotore tra le macchine posizionate in scia alla direzione prevalente. Si evidenzia che non sono presenti inter-distanze inferiori ai 3 diametri di rotore e che sola una di essa è leggermente inferiore ai 5.

**Tabella 2: Inter-distanze in termini di metri e di rotori**

D = 150 m \ Metri	a W001	a W002	a W003	a W004	a W005	a W006	a W007	a W008	a W009
da W001	-	705	782	1223	1897	1949	2874	3420	3775
da W002	4.7	-	1179	1018	1431	2112	2761	3496	3661
da W003	5.2	7.9	-	917	1715	1192	2241	2670	3118
da W004	8.2	6.8	6.1	-	798	1223	1746	2502	2649
da W005	12.6	9.5	11.4	5.3	-	1728	1668	2646	2482
da W006	13.0	14.1	7.9	8.2	11.5	-	1230	1478	2016
da W007	19.2	18.4	14.9	11.6	11.1	8.2	-	1057	906
da W008	22.8	23.3	17.8	16.7	17.6	9.9	7.0	-	1002
da W009	25.2	24.4	20.8	17.7	16.5	13.4	6.0	6.7	-



**Figure 1: Mappa del sito con le posizioni proposte per gli aerogeneratori**

## 2.2. MODELLO AEROGENERATORE

Lo studio del progetto è stato richiesto con le seguenti configurazioni:

**Tabella 3: Configurazione del layout**

Configurazione	Modello aerogeneratore	Potenza [MW]	Altezza mozzo [m]	Potenza totale [MW]
1	9 x Vestas V150 5.6MW	5.6	125.0	50.4
2	9 x Siemens Gamesa SG 5.0-145	5.0	127.5	45.0

Le curve di potenza degli aerogeneratori sono state dedotte dalla documentazione dei Costruttori e sono state estrapolate alla densità dell'aria del sito di 1.200 Kg/m<sup>3</sup>.

Tabella 4: Vestas V150 5.6MW, curva di potenza e Ct

Modello		Vestas V150	Diametro [m]	150.0
Potenza [MW]		5.6	Altezza mozzo [m]	125.0
Rated WS [m/s]		13.5	IEC class	S
Cut-in/Cut-out WS [m/s]		3.0/25.0	Densità aria [kg/m3]	1.200
Bin WS [m/s]	Potenza [kW]	Ct [-]		
0	0	0		
1	0	0		
2	0	0		
3	39	0.884		
4	245	0.806		
5	553	0.789		
6	1016	0.792		
7	1666	0.798		
8	2524	0.803		
9	3598	0.782		
10	4701	0.686		
11	5411	0.534		
12	5580	0.391		
13	5599	0.296		
14	5600	0.232		
15	5600	0.187		
16	5600	0.153		
17	5597	0.128		
18	5421	0.106		
19	4982	0.083		
20	4520	0.065		
21	4059	0.052		
22	3594	0.041		
23	3109	0.032		
24	2631	0.025		
25	2118	0.019		
26	-	-		
27	-	-		
28	-	-		
29	-	-		
30	-	-		

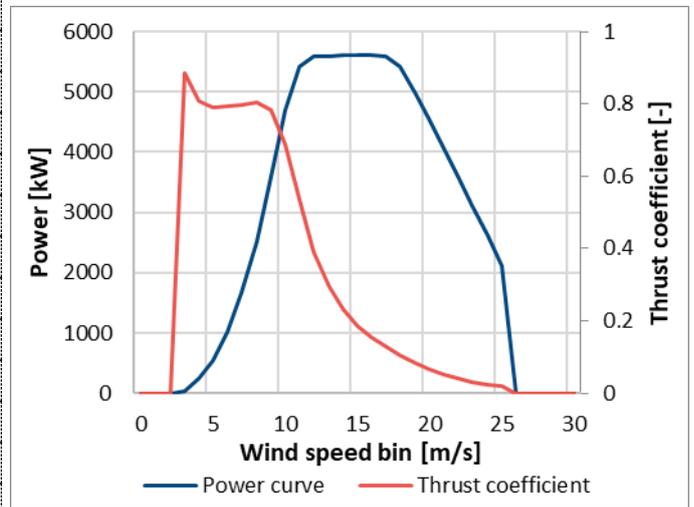
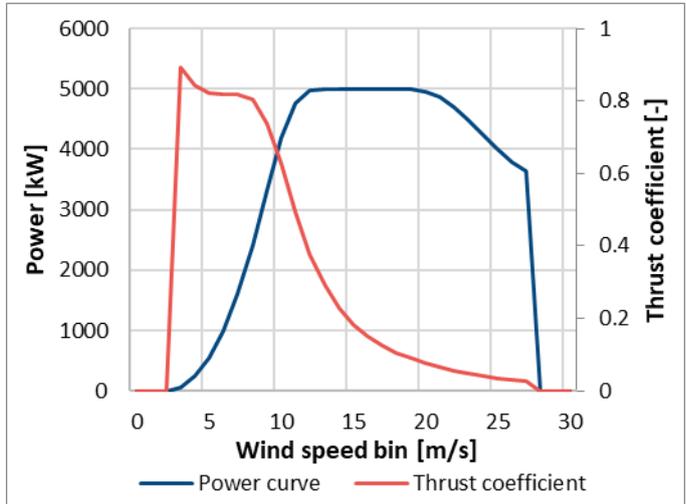


Tabella 5: Siemens Gamesa SG 5.0-145, curva di potenza e Ct

Modello		SG 5.0-145	Diametro [m]	145.0
Potenza [MW]		5.0	Altezza mozzo [m]	127.5
Rated WS [m/s]		15.0	IEC class	IIB
Cut-in/Cut-out WS [m/s]		3.0/27.0	Densità aria [kg/m <sup>3</sup> ]	1.200
Bin WS [m/s]	Potenza [kW]	Ct [-]		
0	0	0		
1	0	0		
2	0	0		
3	55	0.891		
4	237	0.842		
5	543	0.821		
6	988	0.819		
7	1604	0.818		
8	2407	0.803		
9	3329	0.738		
10	4187	0.627		
11	4755	0.495		
12	4966	0.378		
13	4993	0.291		
14	4999	0.228		
15	5000	0.183		
16	5000	0.15		
17	5000	0.125		
18	4999	0.105		
19	4990	0.09		
20	4955	0.077		
21	4866	0.066		
22	4704	0.056		
23	4482	0.048		
24	4233	0.04		
25	3997	0.034		
26	3796	0.03		
27	3645	0.026		
28	-	-		
29	-	-		
30	-	-		



### 3. DATI ANEMOMETRICI

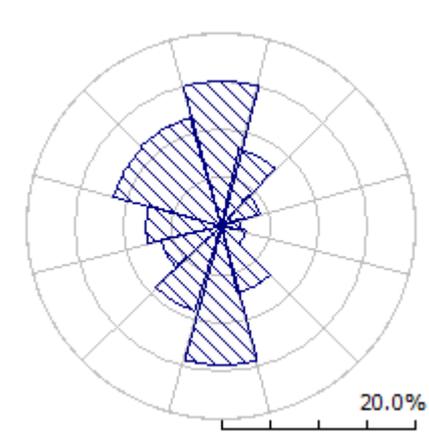
Il committente non ha ancora impostato una campagna di misura anemometrica al sito e quindi, in assenza di dati del vento specifici del sito, il calcolo del campo di vento (Atlas) è stato effettuato sulla base di studi effettuati da Windfor sul regime di ventosità in quota, calcolato sull'area con modelli matematici, utilizzando informazioni, interne a Windfor, sulla ventosità di siti ricadenti in un'area più ampia comprendente il territorio considerato.

Non è possibile dare informazioni di dettaglio sulle misure, comunque si conferma che sono state usate tre serie di dati del vento registrate fino a 50 m di altezza a distanze che variano all'incirca dai 7 km ai 10 km dal sito. Tali serie appartengono ad altrettante stazioni di misura localizzate in posizioni del territorio con caratteristiche morfologiche e orografiche simili a quelle dell'impianto in progetto.

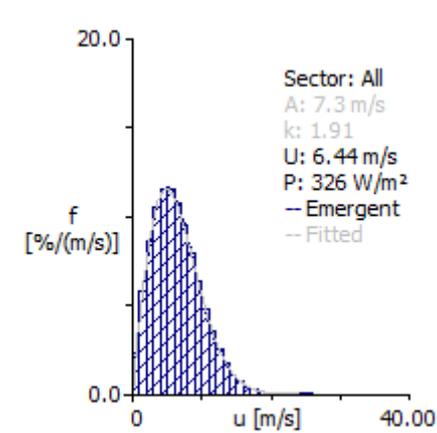
Occorre comunque evidenziare che la costruzione del campo di vento in aree territoriali vaste comporta una particolare attività di verifica e di incrocio dei risultati ottenuti, che implicano necessariamente un elevato grado di incertezza: in particolare i fattori di maggiore incertezza riguardano la precisione dell'intensità stessa della ventosità in sito, la sua distribuzione (rosa dei venti) e l'estrapolazione verticale della velocità del vento al mozzo delle macchine.

Le serie di dati di vento sono state quindi sottoposte a un processo di uniformizzazione in termini di lunghezza e disponibilità del periodo di misura e altezza dal suolo, tramite serie storiche nella disponibilità di Windfor e dati ventennali di reanalisi provenienti da database pubblici (ERA 5, CFSR, MERRA2). Tramite le attività svolte si è potuto ricostruire una distribuzione del vento in sito all'altezza dal suolo di 125 m in corrispondenza della posizione indicata per il punto di monitoraggio anemometrico.

Le figure sottostanti riproducono, per l'anemometro virtuale creato in sito, la rosa dei venti e la distribuzione di Weibull in ingresso al modello di calcolo WASP. Nello specifico, è stata utilizzata, come posizione, quella della turbina **W004** che, come localizzazione e ventosità, ben rappresenta l'impianto nel suo complesso. La ricostruzione è stata effettuata a partire dalla prima serie di dati, denominata **Riferimento 1**.



ANEMO VIRTUALE – Rosa dei venti



ANEMO VIRTUALE - Distribuzione velocità vento

#### 4. VALUTAZIONE PRELIMINARE DELLA PRODUZIONE ATTESA

---

Di seguito sono riportati i risultati ottenuti dalla valutazione preliminare della produzione attesa dell'impianto. A tal proposito, si fa presente che tale valutazione è stata ottenuta tramite due simulazioni, con altrettante serie di dati, specificatamente quelle appartenenti alle stazioni anemometriche Riferimento 1 e Riferimento 2 (mentre Riferimento 3 è stata scartata a seguito delle verifiche svolte, soprattutto quella di micrositing), i cui risultati sono stati poi mediati, 'pesando' il contributo degli stessi rispetto alla distanza delle stazioni e alla risposta di quest'ultime rispetto al modello. Le produzioni sono state stimate con i due modelli di aerogeneratori indicati alle relative altezze di mozzo.

Le produzioni tengono conto delle perdite per effetto della scia che si genera internamente tra gli aerogeneratori dell'impianto, nonché delle perdite dovute alla densità dell'aria alla quota del sito.

In particolare, le tabelle riportano le seguenti informazioni:

**Mod. AG:** modello aerogeneratore;

**Site ID:** numero identificativo dell'aerogeneratore nelle tavole;

**Site X [m]:** longitudine E in coordinate UTM-WGS84, Fuso 33;

**Site Y [m]:** latitudine N in coordinate UTM-WGS84, Fuso 33;

**Elev [m]:** quota sul livello del mare in m;

**Ht [m]:** altezza del mozzo in m;

**U [m/s]:** velocità media del vento stimata dal modello all'altezza del mozzo;

**Gross [GWh]:** produzione lorda attesa;

**Net [GWh]:** produzione attesa al netto delle perdite per effetto scia;

**Loss [%]:** perdita percentuale di produzione per effetto scia.

**Net.Hours [MWh/MW]:** produzione specifica attesa al netto delle perdite per scia (ore/anno).

**Tabella 6: Configurazione 1 – Vestas V150 5.6MW**

Site ID	Site X [m]	Site Y [m]	Elevation [m]	HH [m]	U [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Losses [%]	Net Hours [h]
W001	516584	4631574	116	125	6.54	16.51	15.78	4.40	2818
W002	517279	4631456	84	125	6.47	16.21	15.22	6.12	2718
W003	516260	4630862	129	125	6.60	16.78	16.08	4.18	2871
W004	517083	4630457	86	125	6.47	16.17	15.10	6.61	2696
W005	517810	4630127	60	125	6.45	16.07	15.21	5.36	2716
W006	516142	4629676	110	125	6.44	16.05	15.29	4.69	2731
W007	516915	4628719	72	125	6.40	15.86	14.87	6.23	2656
W008	515991	4628206	87	125	6.32	15.49	15.12	2.38	2700
W009	516913	4627813	67	125	6.42	15.96	15.25	4.48	2723
<b>Average</b>					<b>6.46</b>	<b>16.12</b>	<b>15.33</b>	<b>4.94</b>	<b>2737</b>
<b>Total</b>						<b>145.10</b>	<b>137.93</b>		

**Tabella 7: Configurazione 2 – Siemens Gamesa SG 5.0-145**

Site ID	Site X [m]	Site Y [m]	Elevation [m]	HH [m]	U [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Losses [%]	Net Hours [h]
W001	516584	4631574	116	127.5	6.57	15.36	14.76	3.87	2952
W002	517279	4631456	84	127.5	6.51	15.09	14.27	5.43	2855
W003	516260	4630862	129	127.5	6.63	15.61	15.02	3.75	3004
W004	517083	4630457	86	127.5	6.50	15.05	14.16	5.91	2832
W005	517810	4630127	60	127.5	6.49	14.97	14.25	4.82	2850
W006	516142	4629676	110	127.5	6.48	14.95	14.32	4.18	2864
W007	516915	4628719	72	127.5	6.44	14.78	13.97	5.49	2794
W008	515991	4628206	87	127.5	6.36	14.45	14.14	2.16	2828
W009	516913	4627813	67	127.5	6.46	14.87	14.27	4.02	2855
<b>Average</b>					<b>6.49</b>	<b>15.01</b>	<b>14.35</b>	<b>4.41</b>	<b>2870</b>
<b>Total</b>						<b>135.13</b>	<b>129.17</b>		

A questo punto si devono valutare le perdite di energia (perdite elettriche, di produzione, di potenza) al fine di pervenire alla determinazione dell'energia che risulterà disponibile per essere ceduta alla rete elettrica.

I fattori di perdita considerati sono di seguito elencati:

**Tabella 8: Assunzioni per le perdite energetiche d'impianto**

Fattore di perdita	%
Disponibilità aerogeneratori	-3.0%
Disponibilità aerogeneratori – non contrattuale	-0.5%
Disponibilità B.O.P.	-1.0%
Disponibilità rete	-0.3%
Perdite elettriche d'impianto	-2.0%
Perdite ambientali	-0.5%
Performance aerogeneratori	-2.3%
Limitazioni (rete, WSM..)	-2.0%
<b>Perdite totali</b>	<b>-11.1%</b>

La seguente tabella riporta la sintesi dei risultati conclusivi ottenuti:

**Tabella 8: Produzione lorda e netta (P50%)**

Modello	Capacità impianto (MW)	Produzione lorda (morsetti generatori)		Produzione netta (cedibile alla rete)	
		(GWh/y)	(h/y)	(GWh/y)	(h/y)
Vestas V150 5.6 MW	50.4	137.93	2737	<b>122.67</b>	<b>2434</b>
Siemens Gamesa 5.0-145	45.0	129.17	2870	<b>114.88</b>	<b>2553</b>

## 5. CONCLUSIONI

---

Con il presente rapporto sono stati determinati in via preliminare i risultati della valutazione della produzione attesa dell'impianto eolico denominato Serracapriola, ubicato in Puglia, in Provincia di Foggia.

Tutti i calcoli sono stati effettuati con l'ausilio di dati anemometrici interni a Windfor, non registrati in sito, adattando quanto più possibile i modelli di vento dei programmi di fluidodinamica ai dati considerati, e optando in qualche passaggio per scelte conservative.

Si rammenta che nel corso del procedimento si sono rese necessarie diverse estrapolazioni per determinare la distribuzione delle velocità del vento mediamente attesa nel corso della vita dell'impianto in corrispondenza del mozzo di tutti gli aerogeneratori. La conoscenza diretta dei dati del vento è però limitata a punti registrati a distanza dall'area del sito e a un'altezza dal suolo minore di quella dei mozzi e, pertanto, il risultato delle estrapolazioni citate non può essere confrontato con alcuna misura diretta.

**Per questa ragione, la valutazione di produzione del sito eolico è da ritenersi di tipo preliminare.**

**Per una futura bancabilità del progetto, si evince la necessità di verificare i risultati conseguiti con l'ausilio di dati anemometrici registrati opportunamente in sito.**

Si consiglia quindi una misura della velocità e direzione del vento in sito con una stazione anemometrica ad un'altezza dal suolo di almeno 2/3 del mozzo degli aerogeneratori.

Si raccomanda, al fine di verificare anche le scie indotte dalle turbine esterne, di ottenere informazioni specifiche sul posizionamento e caratteristiche tecniche degli impianti vicini in esercizio e in sviluppo. Le perdite energetiche assunte andranno calibrate e meglio dettagliate una volta ottenute le informazioni specifiche di progetto sulla base dei contratti con i fornitori e degli elaborati progettuali.

Si rammenta, infine, che la scelta del tipo di aerogeneratore richiede un'analisi della Classe del sito, secondo le vigenti Norme CEI EN 61400-1 Ed. 3, con la valutazione della velocità massima di vento avente un periodo di ritorno di 50 anni (V50y) e dei parametri di turbolenza, necessari a verificare la compatibilità delle turbine con le specifiche condizioni di sito.